



**Andre Moreira da Cunha**

**Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia  
Sintética nos Aerogeradores do Tipo Indução Duplamente  
Alimentado no Controle de Frequência**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Ricardo Bernardo Prada

Co-Orientador: Prof. Jorge Luiz de Araujo  
Jardim

Rio de Janeiro

Setembro de 2017



**Andre Moreira da Cunha**

**Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia  
Sintética nos Aerogeradores do Tipo Indução Duplamente  
Alimentado no Controle de Frequência**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Ricardo Bernardo Prada**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Jorge Luiz Araujo Jardim**

Co-Orientador

HPPA Consultoria Ltda

**Prof. Marcelos Groetaers dos Santos**

ONS

**Prof. Glauco Nery Taranto**

UFRJ

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 11 de setembro de 2017.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Andre Moreira da Cunha**

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2009. Trabalhou nas empresas Furnas e Light. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema.

#### Ficha Catalográfica

Cunha, Andre Moreira da

Avaliação dos efeitos da representação da inércia sintética nos aerogeradores do tipo indução duplamente alimentado no controle de frequência / Andre Moreira da Cunha ; orientador: Ricardo Bernardo Prada ; co-orientador: Jorge Luiz de Araujo Jardim. – 2017.

152 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2017.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Controle de frequência. 3. Inércia sintética. 4. Geração eólica. 5. Análise dinâmica. I. Prada, Ricardo Bernardo. II. Jardim, Jorge Luiz de Araujo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

## Agradecimentos

Agradeço a Deus e a minha família, em particular a minha noiva Michelle Rodriguez Dias por acreditar em mim, pela compreensão e ajuda, sempre presente nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, Octávio e Regina, por todo o apoio durante a minha vida. Agradeço pela formação moral que me foi dada e pela oportunidade de ter uma formação profissional, pois sem o incentivo deles nada teria sido possível.

À PUC – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro pela oportunidade de realizar o curso de mestrado e, em especial, aos professores do Programa de Engenharia Elétrica que me ajudaram a ser um engenheiro mais qualificado para servir à sociedade brasileira.

Aos meus orientadores Jorge L. A. Jardim, Ricardo B. Prada e a todos os demais professores do programa de pós-graduação da PUC-Rio por compartilharem toda sua rica experiência e vasto conhecimento.

Aos funcionários da PUC-Rio, em particular aos do Departamento de Engenharia Elétrica.

À Reitoria da PUC-Rio e à CAPES pelos auxílios concedidos.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS por possibilitar a minha participação e por fornecer um ambiente propício ao desenvolvimento dessa dissertação.

Aos engenheiros Pedro dos Santos e Agílio Coutinho e demais colegas do ONS por toda ajuda.

## Resumo

Cunha, Andre Moreira; Prada, Ricardo Bernardo. **Avaliação dos efeitos da representação da inércia sintética nos aerogeradores do tipo indução duplamente alimentado no controle de frequência**. Rio de Janeiro, 2017. 152p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A constante busca pelo desenvolvimento sustentável, com o uso de fontes de energia limpa e renováveis, tem fomentado o crescimento da energia eólica no cenário mundial. Como resultado, a produção de energia elétrica por meio de aerogeradores atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante da matriz energética em vários países onde esse recurso natural é disponível, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz energética mundial nas próximas décadas. A integração de grandes usinas/parques de energia eólica ao sistema elétrico tem despertado preocupações em relação a seus impactos sobre questões de controle/estabilidade de frequência, visto que os parques eólicos com gerador de indução com dupla alimentação (DFIG) e turbinas com conversor de potência não contribuem para a inércia do sistema. Como resultado disso, a substituição de unidades geradoras convencionais por fazendas eólicas resulta na redução do momento total de inércia, acarretando uma deterioração da qualidade da frequência frente a grandes distúrbios no SIN. A indústria de energia eólica desenvolveu um controlador para permitir a resposta inercial em geradores de turbinas eólicas, chamada de *Inércia Sintética*. Logo, o objetivo principal deste trabalho é descobrir o impacto da integração da energia eólica na estabilidade/manutenção da frequência do sistema e avaliar os efeitos da emulação de inércia em turbinas eólicas com base em conversores de potência e seu impacto no momento de inércia total do sistema após a ocorrência de distúrbios de frequência.

## Palavras-chave

Controle de Frequência; Inércia Sintética; Geração Eólica; Análise Dinâmica

## Abstract

Cunha, Andre Moreira; Prada, Ricardo Bernardo (Advisor). **Evaluation of the effects of the representation of the synthetic inertia in the doubly-fed induction generators wind turbine in the control of frequency.** Rio de Janeiro, 2017. 152p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The constant pursuit of sustainable development through the use of clean and renewable energy sources has fostered the growth of wind energy on the world stage. As a result, the production of electric energy through wind turbines reached a maturity stage that places it as a participant in the energy matrix in several countries where this natural resource is available, with a projection to have a significant participation in the world energy matrix in the coming decades. The integration of large wind power plants and wind farms into the electricity system has raised concerns about their impacts on frequency control and stability issues, as wind farms with doubly-fed induction generator (DFIG) engines and turbines with power converters do not contribute to system Inertia. As a result, the replacement of conventional generating units by wind farms results in the reduction of the total moment of inertia, causing a deterioration of the quality of the frequency in front of major disturbances in the SIN. The wind power industry has developed a controller to allow inertial response in wind turbine generators, called Synthetic Inertia. Therefore, the main objective of this work is to discover the impact of integrating wind energy into the stability / maintenance of the frequency of the system and to evaluate the effects of the inertia emulation in wind turbines based on power converters and their impact at the moment of total inertia of the System after the occurrence of frequency disturbances.

## Keywords

Frequency Control; Synthetic Inertia; Wind Generation; Dynamic Analysis

# Sumário

1	Introdução	18
1.1	Considerações Gerais	18
1.2	Objetivos	19
1.3	Panorama Atual da Energia Eólica no Mundo e no Brasil	20
1.3.1	Energia Eólica no Brasil	21
1.4	Estrutura da Tese	24
2	Geração de Energia Elétrica a partir da Energia Eólica	25
2.1	Sistemas de Geração de Energia Eólica	25
2.2	Principais Componentes de um Sistema Eólico	27
2.2.1	Turbinas Eólicas	28
2.2.2	Arquitetura de Turbinas Eólicas	33
2.2.3	Conversores Eletrônicos de Potência	41
2.3	Geradores Eólicos Comparados com Usinas Convencionais	42
2.3.1	Impactos Locais	43
2.3.2	Impactos no Sistema Elétrico	45
2.4	Requisitos para Integração de Geração Eólica	47
3	O Impacto da Energia Eólica no Controle de Frequência	53
3.1	Fundamentos do Controle de Frequência	53
3.2	Resposta Inercial a Grandes Distúrbios	56
3.3	Efeitos da Integração em Larga Escala da Geração Eólica	58
3.4	Inércia Sintética	61
4	Modelagem da Turbina Eólica GE 1.6 MW	63
4.1	Modelo do Gerador/Conversor	64
4.2	Modelo de Controle do Conversor	65
4.2.1	Controle de Potência Reativa	66
4.2.2	Controle Elétrico	69
4.3	Turbina Eólica e Modelo de Controle da Turbina	70
4.3.1	Modelo de Controle da Turbina	73
4.3.2	Modelo Mecânico do Rotor	76
4.3.3	Modelo de Energia Eólica	76
4.3.4	Modelo de Controle de Potência Ativa e Função Limite de Taxa	79

4.3.5. WindINERTIA Model	82
5 Simulações Realizadas	86
5.1. Avaliação com Sistema-Teste de 9 Barras	86
5.2. Avaliação no Sistema Real: Aplicação à Região Nordeste do Brasil	94
5.2.1. Avaliação no Sistema Real: Simulação 1	97
5.2.2. Avaliação no Sistema Real: Simulação 2	100
5.2.3. Avaliação no Sistema Real: Simulação 3	101
6 Conclusões	110
6.1 Trabalhos Futuros	111
7 Referências Bibliográficas	113
A Apêndice Controle Carga-Frequência	116
B Apêndice Modelos Anatem	141
C Apêndice Modelos Organon	144
D Apêndice Região de Segurança	151

## Lista de figuras

Figura 1.1 – Panorama mundial da energia eólica [1]	20
Figura 1.2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira em 2016	22
Figura 1.3 – Evolução da capacidade eólica total instalada no Brasil [2]	22
Figura 1.4 – Capacidade instalada de eólica por estado no Brasil [1]	23
Figura 2.1 – Evolução das dimensões das turbinas eólicas [3]	26
Figura 2.2 – Estrutura de um aerogerador de eixo horizontal [3]	27
Figura 2.3 – Coeficiente de potência ( $C_p$ ) em função do Tip Speed Ratio ( $\lambda$ ) [3]	30
Figura 2.4 – Curva de potência de uma turbina de 2 MW [3]	31
Figura 2.5 – Esquemático da turbina eólica de velocidade fixa	34
Figura 2.6 – Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [3]	34
Figura 2.7 – Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades distintas [3]	35
Figura 2.8 – Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [3]	36
Figura 2.9 – Configuração típica de uma turbina eólica do tipo DFIG	38
Figura 2.10 – Configuração típica de uma turbina eólica do tipo FRC	39
Figura 2.11 – Forma típica das regiões de geração em condição normal de operação e em situações de contingência	48
Figura 2.12 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal no Brasil [12]	49
Figura 2.13 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora [12]	49
Figura 2.14 – Perfil do controle de tensão da central geradora eólica [12]	50
Figura 2.15 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão [12]	51

Figura 2.16 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora eólica	52
Figura 3.1 – Principais malhas de controle associadas a um sistema elétrico de potência	53
Figura 3.2 – Comportamento da frequência do sistema após um distúrbio caracterizado por déficit de geração	57
Figura 3.3 – Constante de inércia de unidades geradoras hidráulicas (estrelas) e unidades geradoras térmicas (círculos) para uma faixa de potência nominal [4]	59
Figura 4.1 – Configuração típica de uma turbina eólica do tipo DFIG	63
Figura 4.2 – Modelo do gerador/conversor DFIG [17]	64
Figura 4.3 – Modelo geral de controle elétrico e potência reativa do DFIG [17]	65
Figura 4.4 – Modelo de controle de potência reativa [17]	66
Figura 4.5 – Modelo da função Q-Droop [17]	68
Figura 4.6 – Controle elétrico do DFIG [2]	69
Figura 4.7 – Diagrama de blocos do modelo de turbina eólica [17]	71
Figura 4.8 – Diagrama de blocos do controle de ângulo e compensação das pás do aerogerador [17]	73
Figura 4.9 – Curvas ( $C_p$ ) de energia eólica	78
Figura 4.10 – Emulador de controle de potência ativa [17]	80
Figura 4.11 – Exemplo de curva de resposta de frequência	81
Figura 4.12 – Modelo de controle simplificado da WindINERTIA [17]	84
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema teste de 9 barras	86
Figura 5.2 – Frequência na barra 3 após a perda do gerador da barra 2	87
Figura 5.3 – Potência elétrica do gerador 1	89
Figura 5.4 – Potência elétrica do gerador 3	90
Figura 5.5 – Velocidade do rotor do gerador 3 (modelado como WTG)	90
Figura 5.6 – Frequência, potência elétrica e velocidade do rotor da barra/gerador 3	91
Figura 5.7 – Resultados para a simulação de perda de geração na barra 2	92
Figura 5.8 – Energia Natural Afluyente (ENA) das hidráulicas do Nordeste e a geração eólica máxima	94

Figura 5.9 – Cenário Nordeste importador – carga pesada / ano 2017	95
Figura 5.10 – Evento de ilhamento do sistema Nordeste	95
Figura 5.11 – Mapa geométrico do sistema elétrico brasileiro	96
Figura 5.12 – Resultados obtidos nas simulações de isolamento do subsistema Nordeste	99
Figura 5.13 – Resultados para a simulação de isolamento do subsistema Nordeste com ERAC ativado	101
Figura 5.14 – Região de Segurança sem a utilização do recurso de inércia sintética nas plantas eólicas	104
Figura 5.15 – Região de Segurança para 10% das plantas eólicas com inércia sintética.	105
Figura 5.16 – Região de Segurança para 50% das plantas eólicas com inércia sintética.	107
Figura 5.17 – Região de Segurança para 100% das plantas eólicas com inércia sintética.	108
Figura 8.1 – Resultado da análise do fluxo de potência para um sistema elétrico composto por 9 barras	116
Figura 8.2 – Curva diária de carga	117
Figura 8.3 – Curva carga × frequência	118
Figura 8.4 – Diagrama de blocos com amortecimento	118
Figura 8.5 – Diagrama de blocos do sistema	119
Figura 8.6 – Representação mecânica de regulador de velocidade isócrono [22]	120
Figura 8.7 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono	121
Figura 8.8 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono	121
Figura 8.9 – Representação mecânica de regulador de velocidade com queda de velocidade [22]	122
Figura 8.10 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade	123
Figura 8.11 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com estatismo	124
Figura 8.12 – Característica frequência x potência	125
Figura 8.13 – Ajuste do parâmetro $R$	125
Figura 8.14 – Característica frequência x potência para $R = 0$	126

Figura 8.15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo	127
Figura 8.16 – Dispositivo de variação de velocidade [22]	128
Figura 8.17 – Sinal de controle secundário	129
Figura 8.18 – Malha de controle secundária	129
Figura 8.19 – Característica $f \times P$ com regulação secundária	130
Figura 8.20 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária	131
Figura 8.21 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária e com controle de intercâmbio	132
Figura 8.22 – Representação esquemática de um sistema com duas áreas interligadas	133
Figura 8.23 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas sem regulação secundária	134
Figura 8.24 – Sistema com três áreas de controle interligadas	136
Figura 8.25 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas com regulação secundária	137
Figura 8.26 – Relação $\Delta F \times \Delta T$	138
Figura 8.27 – Diagrama de blocos do regulador de tensão – MD01	140
Figura 8.28 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona de pólos salientes - MD04	142
Figura 8.29 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona de rotor liso - MD05	143
Figura 8.30 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de tensão - AVR03	144
Figura 8.31 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de tensão - AVR26	145
Figura 8.32 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de velocidade – GOV03	146
Figura 8.33 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de velocidade – GOV11	147
Figura 8.34 – Diagrama de blocos do modelo do estabilizador – PSS06	147

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Aplicações de turbinas eólicas [3]	25
Tabela 4.1 – Parâmetros do controle de potência reativa	67
Tabela 4.2 – Parâmetros da função Q-Droop	69
Tabela 4.3 – Parâmetros do controle elétrico do DFIG	70
Tabela 4.4 – Parâmetros de controle da turbina DFIG – WTG (na base MW da turbina)	75
Tabela 4.5 – Parâmetros do modelo mecânico do rotor DFIG WTG (na base MW da turbina)	76
Tabela 4.6 – Coeficientes da energia eólica para o modelo de WTG DFIG	77
Tabela 4.7 – $(C_p)$ Coeficientes $(\alpha, j)$	79
Tabela 4.8 – Controle de potência ativa e parâmetros de função limite de taxa para o modelo	82
Tabela 4.9 – Parâmetros de controle do WindINERTIA	85
Tabela 5.1 – Parâmetros de controle do WindINERTIA (GE)	87
Tabela 5.2 – Frequência mínima e o tempo de recuperação após a perda do gerador da barra 2	89
Tabela 5.3 – Valores de frequência na barra 3	93
Tabela 5.4 – Valores de potência elétrica dos geradores 1 e 3	93
Tabela 5.5 – Parque gerador do subsistema Nordeste	97
Tabela 5.6 – Parâmetros de controle do WindINERTIA (GE)	98
Tabela 5.7 – Principais resultados obtidos para cada um dos cenários	100
Tabela 5.8 – Resultados da região de segurança sem inércia sintética	104
Tabela 5.9 – Resultados da região de segurança para 10% das plantas eólicas com inércia sintética	106
Tabela 5.10 – Resultados da região de segurança para 50% das plantas eólicas com inércia sintética	107
Tabela 5.11 – Resultados da região de segurança para 100% das plantas eólicas com inércia sintética	108
Tabela 5.12 – Valores de recebimento pelo Nordeste (RNE) para os quatro cenários avaliados	109

Tabela 8.1 – Desvio de frequência e intercâmbio para uma variação de carga	136
Tabela 8.2 – Parâmetros do modelo MD04 (gerador 1)	142
Tabela 8.3 – Parâmetros do modelo MD05 (gerador 2 e 3)	143
Tabela 8.4 – Parâmetros do modelo AVR03 (gerador 1)	144
Tabela 8.5 – Parâmetros do modelo AVR26 (gerador 2 e 3)	145
Tabela 8.6 – Parâmetros do modelo GOV03 (gerador 1)	146
Tabela 8.7 – Parâmetros do modelo GOV11 (gerador 2 e 3)	147
Tabela 8.8 – Parâmetros do modelo PSS06 (gerador 2 e 3)	148
Tabela 8.9 – Parâmetros para Simulação Dinâmica	149
Tabela 8.10 – Critérios Dinâmicos	149
Tabela 8.11 – Parâmetros para Região de Segurança	150
Tabela 8.12 – Opções para Região de Segurança	150

## Nomenclatura

$E_{cinética}$  – energia cinética

$\rho$  – densidade do ar, em  $kgm^{-3}$

$A$  – área da superfície do rotor, em  $m^2$

$v_{vento}$  – velocidade do vento livre, em  $ms^{-1}$

$P_{vento}$  - potência do fluxo de ar (vento)

$P_{mec}$  – potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina

$C_p$  - coeficiente de potência

$P_{wind turbine}$  – potência transferida para o rotor da turbina eólica

$\lambda$  – “tip speed ratio – TSR”

$\beta$  – ângulo de passo das pás do rotor (pitch)

$\omega$  – velocidade de rotação do rotor

$R$  – raio até a ponta do rotor

$V_m$  – velocidade média anual do vento

$D$  – coeficiente de amortecimento

$\Delta P_D$  – variação da carga sensível à frequência

$\Delta F$  – variação da frequência

$\Delta P_L$  – variação de carga não sensível a frequência

$\Delta f$  – variação de frequência

$1/R$  – energia de regulação da máquina

$R$  – estatismo

$ECA$  – erro de controle de área

$B$  – bias, em  $MW/Hz$

$\Delta T$  – variação de intercâmbio

$\beta_s$  – característica natural do sistema

$J$  – momento total de inércia

$P_{prod}$  – produção total

$P_{cons}$  – consumo total

$f_0$  – frequência nominal do sistema

$H$  – constante de inércia

$w$  – velocidade angular

$w_0$  – velocidade nominal de rotação

$S_{rated}$  – potência aparente nominal

$SH$  – energia cinética total da massa rotativa conectada ao sistema

$S_{conv}$  – potência nominal de todas as unidades geradoras convencionais

$SH$  – energia cinética total da massa rotativa conectada ao sistema

$P_{wind}$  - contribuição da energia eólica

$P_{conv}$  - contribuição das unidades de geração convencionais

$P$  – potência

$T$  – torque

$T_m$  – torque mecânico

$T_e$  – torque elétrico

$w_{ref}$  - velocidade de referência

## Siglas e Abreviações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

APC: Controle de Potência Ativa

CA: Corrente Alternada

CAG: Controle Automático de Geração

CC: Corrente Contínua

DFIG: Doubly Fed induction Generator (Gerador de Indução com Dupla Alimentação)

DAS: Dynamic Security Assessment

FF: Flat Frequency Control

FRC: Full Rated Converted (Conversor de Capacidade Nominal)

FTL: Flat Tie Line Control

GIGE: Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo

GIDA: Gerador de Indução com Dupla Excitação

GSC: Grid-Side Converter (Conversor do Lado da Rede)

GSRB: Gerador Síncrono com Rotor Bobinado

HVDC: High Voltage Direct Current (Transmissão CC em Alta Tensão)

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Porta Isolada)

OEL: Over-Excitation Limiter (Limitador de Sobre-excitação)

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

PWM: Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso)

ROCOF: Rate of Change of Frequency (Taxa Inicial de mudança de frequência)

RSC: Rotor-Side Converter (Conversor do Lado do Rotor)

SEE: Sistemas de Energia Elétrica

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEVV: Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

TLB: Tie Line Bias Control

TSR: Tip Speed Ratio (velocidade específica de ponta de pá)

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Térmica

WI: Wind Inertia

WTG: Turbina-Gerador Eólica

# 1

## Introdução

### 1.1.

#### Considerações Gerais

A constante busca pelo desenvolvimento sustentável, com uso de fontes de energia limpas e renováveis, tem fomentado o crescimento da energia eólica no cenário mundial. Como resultado, a produção de energia elétrica por meio de aerogeradores atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante significativo da matriz energética em vários países, entre os quais Espanha, Dinamarca e Alemanha, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz mundial nas próximas décadas. No ano de 2002, foi instituído no Brasil o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e desde então observou-se o aumento substancial do interesse por esta fonte de energia com a consequente redução do custo do MWh negociado nos leilões de energia.

No ano de 2009 foi realizado o primeiro leilão voltado exclusivamente para a fonte eólica, o qual teve como resultado a contratação de 1,8 GW de capacidade. Nos cinco anos subsequentes foram contratados 10,9 GW em novos parques eólicos escalonados para entrar em operação gradativamente até 2018, quando é previsto que a capacidade instalada no Brasil alcance 15,0 GW.

Como consequência da crescente inserção da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, são previstos elevados níveis de penetração regional das fontes eólicas, particularmente na região Nordeste, se considerada a relação entre a potência disponível e a carga atendida. Essa constatação motivou, recentemente, a adequação dos Procedimentos de Rede, especificamente o submódulo 3.6, tendo em vista a proposição de aperfeiçoamentos nos requisitos técnicos para conexão de centrais geradoras eólicas visando a garantir que sua maciça injeção não deteriore as condições de segurança sistêmica. Um dos principais itens revistos refere-se ao comportamento das plantas eólicas em regime de subfrequência ou sobrefrequência, ocasionado por distúrbios no sistema elétrico.

A integração de grandes usinas/parques de energia eólica ao sistema elétrico tem despertado preocupações em relação a seus impactos sobre questões de controle/estabilidade de frequência, visto que os parques eólicos com máquinas do tipo DFIG e turbinas com conversor de potência não contribuem para a inércia do sistema. Como resultado disso, a substituição de unidades geradoras convencionais por parques eólicas resulta na redução do momento total de inércia, acarretando uma deterioração da qualidade da frequência frente a grandes distúrbios no sistema elétrico.

Segundo consta na revisão dos Procedimentos de Rede as centrais geradoras eólicas deverão dispor de dois controladores sensíveis a variações de frequência, de modo a emular, através da modulação da potência de saída dos aerogeradores, a contribuição inercial provida pelos geradores convencionais quando de variações de frequência no sistema. Esse recurso, denominado de inércia sintética, já é oferecido por diversos fabricantes de aerogeradores no mercado internacional.

## 1.2.

### **Objetivos**

O objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento dos aerogeradores em regime de subfrequência, ocasionado por distúrbios no sistema elétrico, quando da adoção do recurso de inércia sintética em um dos principais modelos de turbinas eólicas disponíveis no mercado brasileiro.

São apresentados resultados das simulações de transitórios eletromecânicos com um sistema teste e com o Sistema Interligado Nacional - SIN, considerando diferentes percentuais de adesão do parque eólico à inércia sintética, a partir das quais será possível determinar o benefício desse recurso em termos da redução nas variações de frequência após grandes perturbações e, conseqüentemente, o risco de desligamento de consumidores por ação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC. Todo o estudo foi realizado utilizando o ORGANON (Programa de Avaliação de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência) que aborda os aspectos de regime permanente e dinâmico e o ANATEM (Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos), ferramentas essas utilizadas pelo setor elétrico para realização de estudos de operação e expansão do sistema elétrico brasileiro.

### 1.3.

#### Panorama Atual da Energia Eólica no Mundo e no Brasil

O ano de 2016 foi outro ano forte para a indústria eólica global com instalações anuais superiores a 50 GW. Não coincidiu com as instalações recorde realizadas em 2015, quando o mercado anual cruzou a marca de 60 GW pela primeira vez. Nesse ano, o novo investimento em energia limpa caiu para US\$ 287,5 bilhões, 18% inferior ao investimento recorde de US\$ 348,5 bilhões em 2015. De acordo com a *Bloomberg New Energy Finance* - BNEF, a Ásia-Pacífico e a China representaram US\$ 135 bilhões ou quase 47% do total de investimentos globais em energia limpa em 2016 [1].

O novo total global no final de 2016 foi de 486,8 GW, representando um crescimento cumulativo do mercado de mais de 12%. Os 23,4 GW em produção em novas instalações na China impulsionaram esse crescimento em grande parte. No total, a indústria global de energia eólica instalou 54,6 GW em 2016 [1].

Embora ainda robusto, o mercado de 2016 não atendeu às expectativas que estabelecidas no início de 2015, principalmente devido ao fato de a China "apenas" ter instalado 23 GW em 2016, mas também devido a mercados menores do que o esperado no Brasil, México, Canadá e África do Sul, em particular. No entanto, a maioria dessas questões são cíclicas e espera-se uma recuperação em todos esses mercados em 2017 [1].

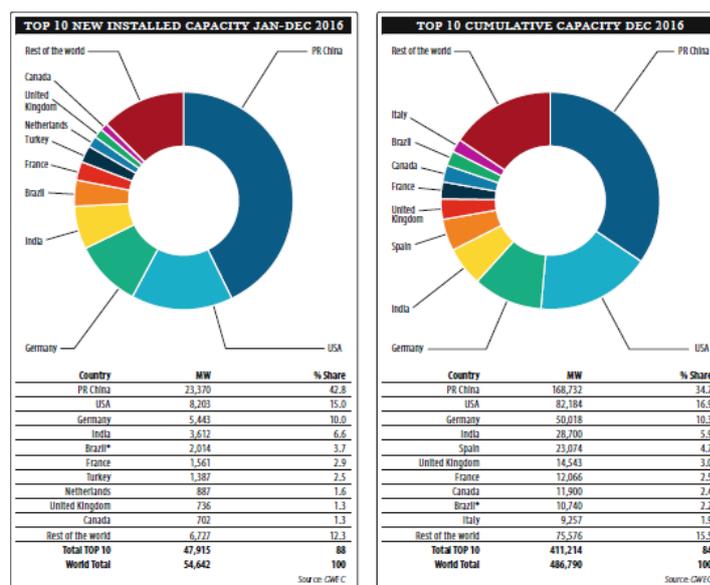


Figura 1.1 – Panorama mundial da energia eólica [1]

A China deve ultrapassar a marca de 200 mil MW em 2018, somando mais um marco para sua já excepcional história de desenvolvimento de energia renovável desde 2005. Em 2016, fortaleceu sua posição na tabela de classificação, conforme ilustrado na Figura 1.1.

Em 2016, a indústria eólica global manteve instalações anuais acima da marca de 50 GW. Após uma desaceleração em 2013, a indústria eólica estabeleceu um novo recorde para instalações anuais em 2014 e, novamente, em 2015. O total de instalações cumulativas é de cerca de 500 GW [1].

A energia eólica é uma tecnologia madura, com confiabilidade comprovada e competitividade de custos em um número cada vez maior nos mercados hoje. A estabilidade de custo desse tipo de energia torna uma opção muito atraente para empresas de utilidade pública, produtores de energia independentes e empresas que procuram uma alternativa contra os preços de flutuação dos combustíveis fósseis, ao mesmo tempo em que reduzem suas emissões de carbono [1].

A energia eólica continua a ser a forma mais competitiva de adicionar novas capacidades de geração de energia à rede na maioria dos países, mesmo quando em concorrência com tecnologias de geração convencional altamente subsidiadas. Existe ainda uma tendência em todo o mundo para o uso de fontes de energia limpa, onde a energia eólica vem liderando a transição da utilização de fontes poluentes para fontes renováveis, na geração de energia elétrica.

### 1.3.1.

#### **Energia Eólica no Brasil**

O ano de 2016 foi importante para a indústria eólica brasileira, superando o marco de 10 GW de potência instalada. Embora o país esteja enfrentando crises políticas e econômicas, a indústria eólica manteve seu sólido crescimento graças a instalações e produção provenientes de projetos contratados nos leilões e no mercado livre nos anos anteriores. No final de 2016, a capacidade acumulada de energia eólica no Brasil totalizava 10,74 GW, representando 7% da capacidade de geração nacional. A matriz elétrica brasileira combina fontes de energia renováveis e térmicas, com a participação de cerca de 60% proveniente da energia hidrelétrica [1].

O Brasil tem alguns dos melhores recursos/potenciais eólicos, superando as necessidades atuais de eletricidade do país em até três vezes. Este ano, o recorde da geração eólica do Brasil foi quebrado ao produzir 11,8% da demanda nacional de eletricidade no dia 2 de outubro, mostrando o excelente desempenho

operacional da energia eólica no Brasil. Na Figura 1.2 apresenta-se um panorama atual da matriz de energia elétrica brasileira.

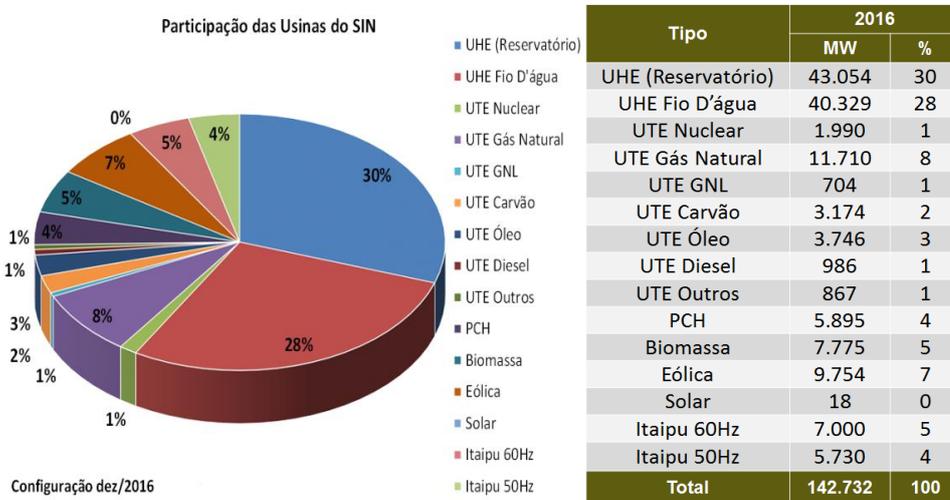


Figura 1.2 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira em 2016

A fonte hidrelétrica é a principal responsável pelo fornecimento de energia elétrica no Brasil e o nível dos reservatórios representa a quantidade de energia hidrelétrica disponível para o SIN. A evolução da capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica em função das contratações já realizadas nos leilões regulados e também no mercado livre são expressas no gráfico mostrado na Figura 1.3.

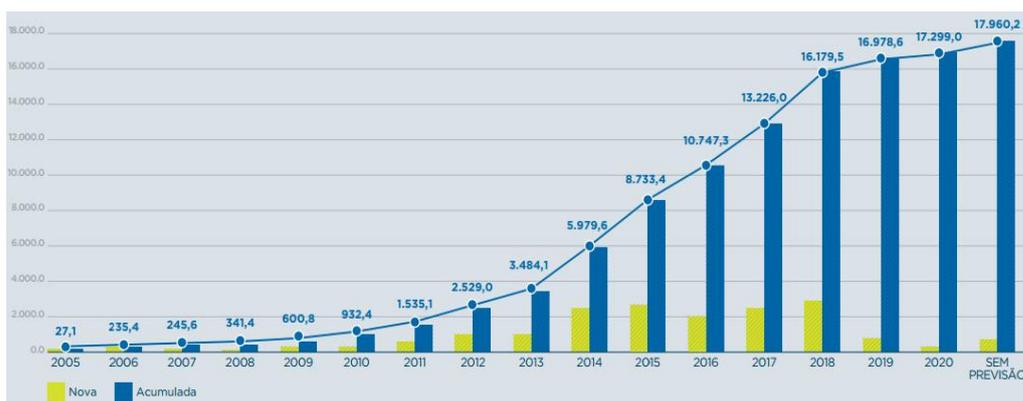


Figura 1.3 – Evolução da capacidade eólica total instalada no Brasil [2]

Em 2016, o Brasil adicionou cerca de 2 GW de capacidade nova de energia eólica, instalando 947 turbinas eólicas em 81 parques e criando 30 mil novos empregos, com múltiplas vantagens para a economia brasileira. Isso representou um investimento de US\$ 5,4 bilhões, representando 78% do investimento total em

energia limpa no Brasil. Os principais investidores do mercado eólico brasileiro foram a Casa dos Ventos com 22% de participação, seguidos pela CPFL Renováveis, Brasil Energy & Sequoia Capital, Rio Energy e EDP Renováveis Brasil [1].

A capacidade eólica no Brasil foi da ordem de 10,74 GW no final de 2016, representando um investimento total de R\$ 70 bilhões. O setor emprega 160 mil pessoas, fornece eletricidade para cerca de 17 milhões de lares e reduz as emissões de CO<sup>2</sup> em cerca de 16 milhões de toneladas por ano [1]. Na Figura 1.4 apresenta-se a capacidade eólica por estado do Brasil.

Installed capacity by state at the end of 2016 (MW)		
State	Installed capacity	Number of wind farms
Rio Grande do Norte	3,420	125
Bahia	1,898	73
Ceará	1,789	68
Rio Grande do Sul	1,695	72
Piauí	915	33
Pernambuco	651	29
Santa Catarina	239	14
Paraíba	69	13
Sergipe	35	1
Rio de Janeiro	28	1
Paraná	3	1
<b>Total</b>	<b>10,742</b>	<b>430</b>

Figura 1.4 – Capacidade instalada de eólica por estado no Brasil [1]

Os principais participantes do mercado eólico brasileiro são a CPFL Renováveis, Eletrosul, Renova, Cubico e Contour Global, representando cerca de 37% (4 GW) da capacidade total. Os três principais fabricantes, que representam mais de 50% da participação total do mercado, são a GE, Gamesa e Wobben Enercon.

Enquanto o mercado eólico brasileiro continua a crescer, o setor enfrenta sérios desafios devido à crise econômica e à redução da demanda elétrica. O ano de 2016 foi o primeiro sem leilões de energia eólica desde 2009, e isso terá impacto na indústria nos próximos anos; e de 2019 a 2020, o objetivo anual de 2 GW não será cumprido. A indústria eólica foi surpreendida em dezembro, quando o 2º leilão de energia da reserva (2º LER 2016) foi cancelado. O governo justificou o cancelamento devido à redução na previsão de demanda [1].

A baixa contratação de 2015 e a contratação nula de 2016 geraram impactos para a cadeia de suprimento de energia eólica que já demonstra uma redução de energia nova instalada nos anos de 2019 e 2020. Ainda há possibilidades de novos leilões em 2017, ainda sem previsões.

## 1.4.

### Estrutura da Tese

Esta tese está organizada da seguinte forma:

- No Capítulo 1 apresenta-se a introdução deste trabalho.
- No Capítulo 2 apresentam-se as características e conceitos gerais da geração de energia elétrica a partir da energia eólica. Ao longo do capítulo, comenta-se sobre o funcionamento das turbinas eólicas e sua arquitetura; são feitas comparações com as unidades geradoras convencionais; são vistos os impactos da conexão desse tipo de tecnologia na rede e por fim, apresenta os requisitos técnicos para a conexão.
- No Capítulo 3 apresentam-se especificamente os impactos da energia eólica no controle de frequência em sistemas elétricos de potência.
- No Capítulo 4 apresentam-se as recomendações atuais para modelagem dinâmica de usinas eólicas com gerador-turbina eólica (WTG) assíncronos duplamente alimentados, modelo GE 1.6 MW. É incluída a estrutura de dados para o modelo, bem como comentadas suas limitações e capacidades.
- No Capítulo 5 apresentam-se as simulações feitas com dois sistemas: sistema de pequeno porte de 9 barras, e um sistema de grande porte, o Sistema Interligado Nacional (SIN). É proposta uma região de segurança para avaliar os efeitos da inserção do recurso de inércia sintética nos parques eólicos da região Nordeste do Brasil. Estas simulações visam avaliar o comportamento dos geradores-turbinas eólicas (WTG) na regulação de frequência.
- No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2

# Geração de Energia Elétrica a partir da Energia Eólica

### 2.1.

#### Sistemas de Geração de Energia Eólica

Numerosos projetos de parques eólicos estão sendo construídos em todo mundo com desenvolvimentos *offshore* e *onshore*. Normalmente, os locais são pré-selecionados com base em informações referentes às velocidades do vento, fornecidas por um atlas de vento, que são então validadas com medições locais. O recurso eólico local é monitorado por um ano, ou mais, antes do projeto ser aprovado e as turbinas eólicas instaladas.

As instalações de turbinas eólicas são frequentemente realizadas em terrenos montanhosos de forma a explorar as velocidades de vento mais altas. No entanto, a localização do parque eólico pode sofrer restrições, uma vez que esses locais podem apresentar elevado valor visual [3].

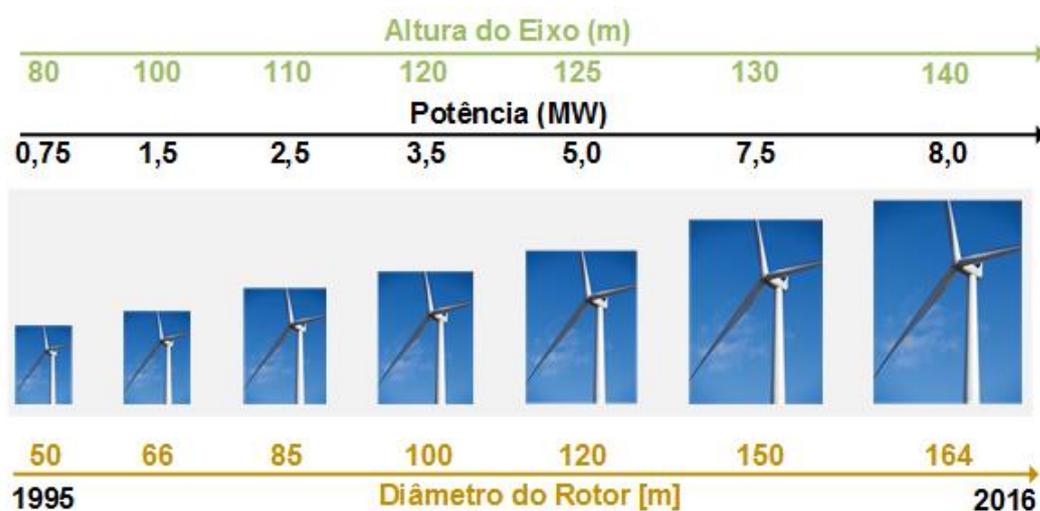
O desenvolvimento *offshore*, particularmente de grandes projetos eólicos, geralmente ocorre a mais de 5 km da terra de forma a reduzir o impacto ambiental. As vantagens desse tipo de parque são: redução na “poluição visual”, redução do ruído acústico e menor turbulência do vento com velocidades médias do vento mais altas [3]. Na Tabela 2.1 ilustram-se as classificações típicas de turbinas eólicas de acordo com sua aplicação.

Tabela 2.1 – Aplicações de turbinas eólicas [3]

Pequenas ( $\leq 10\text{kW}$ )	Médias (10 kW – 500 kW)	Grandes ( $> 500\text{ kW}$ )
➤ Residenciais (conectada à rede)	➤ Vilarejos / Condomínios	➤ Plantas de geração eólica
➤ Fazendas	➤ Sistemas híbridos	➤ Sistemas de transmissão e distribuição de energia
➤ Aplicações remotas autônomas (exemplos: carregamento de bateria, bombas d'água e instalações de telecomunicação)	➤ Sistemas de distribuição de energia	➤ Geração de energia eólica <i>offshore</i> e <i>onshore</i>

As desvantagens mais óbvias são os custos mais elevados de construção e operação das turbinas eólicas *offshore*, e os cabos de transmissão mais longos que devem ser utilizados para conectar o parque eólico a subestação terrestre. Em geral, as áreas mais favoráveis de recursos de energia eólica são encontradas longe dos centros urbanos, o que acarreta a necessidade de construção de novas linhas de transmissão para conexão à rede elétrica principal.

A tecnologia de energia eólica tem evoluído rapidamente nas últimas três décadas. Para a turbina eólica gerar mais potência, independente das condições de vento, os fabricantes aumentam a altura da torre e o diâmetro das pás do rotor para que a turbina cubra uma maior área e conseqüentemente absorva mais energia dos ventos, entregando mais potência. Em elevadas altitudes, a velocidade dos ventos é maior e o escoamento menos turbulento, reduzindo o estresse mecânico sobre as pás e demais equipamentos do aerogerador. A Figura 2.1 mostra a evolução da potência das turbinas eólicas com diâmetro do rotor.



*\*figura modificada/atualizada*

Figura 2.1 – Evolução das dimensões das turbinas eólicas [3]

Entretanto, devido a elevada penetração dos sistemas eólicos e da dificuldade de fornecer suporte à rede elétrica, muitos estudos concluíram que esse tipo de tecnologia oferece sérios riscos para a operação segura e confiável do sistema, especialmente do ponto de vista da estabilidade. Para o sistema de potência oferecer operação segura e aceitável, tornou-se imprescindível o fornecimento de serviços ancilares por parte dos grandes parques eólicos.

## 2.2.

### Principais Componentes de um Sistema Eólico

Atualmente, a maior parte dos sistemas eólicos é de eixo horizontal com a turbina eólica posicionada a montante do escoamento do vento conforme mostrado na Figura 2.2 de forma a evitar o efeito de sombra da torre, o que acarreta um torque pulsante podendo fadigar as pás do rotor [3]. A configuração dos componentes inseridos na nacelle não é única, podendo o gerador estar na base da torre para diminuir o peso sobre a mesma. Porém, a configuração apresentada na Figura 2.2 é a mais usada pelos fabricantes de aerogeradores no mundo [3]. Para estudos de estabilidade, os seguintes componentes devem ser considerados:

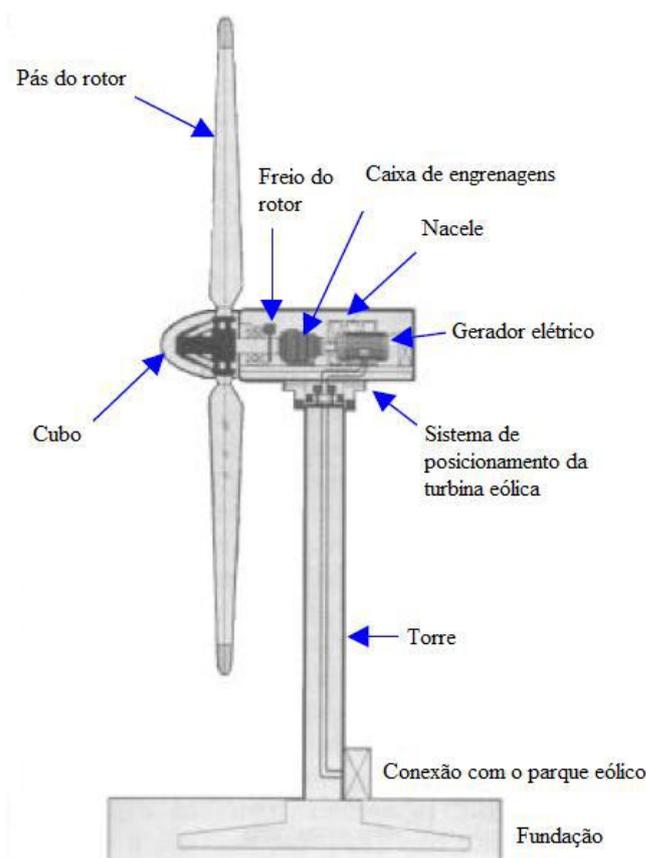


Figura 2.2 – Estrutura de um aerogerador de eixo horizontal [3]

- **Turbina eólica:** responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação;
- **Caixa de engrenagens:** responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo da turbina (baixa rotação) para o eixo do gerador (alta

rotação). Geradores síncronos multipolos não utilizam este componente, e neste caso o eixo da turbina é acoplado diretamente ao eixo do gerador, como é o caso do conversor de capacidade nominal (FRC). São conhecidos como sistemas de acoplamento direto (*Direct Drive*);

- Gerador elétrico: os geradores mais usados para aplicações em sistemas eólicos são as máquinas de indução com rotor em gaiola (para velocidade constante), máquina de indução com rotor bobinado, máquina síncrona eletricamente excitada e máquina síncrona a imã permanente (todas usadas para velocidade variável); e
- Sistema de controle: destina-se ao controle e monitoramento do aerogerador para maximização da potência extraída dos ventos e proteção de toda a estrutura.

Para o parque eólico agregar maiores quantidades de potência, os aerogeradores são interligados e espaçados de maneira adequada tal que o escoamento turbulento seja minimizado de uma turbina para outra. O ponto de conexão com a rede elétrica é feito por uma subestação de grande porte. Já a conexão de cada aerogerador com o parque eólico é feita por um transformador de pequeno porte, normalmente 0,690/6,9 kV, localizado na base da torre.

### 2.2.1.

#### Turbinas Eólicas

A turbina eólica é a principal componente de um aerogerador, pois através dela ocorre a conversão de energia contida na massa de ventos para energia mecânica de rotação. Elas produzem a eletricidade usando a energia do vento para girar um gerador elétrico. O vento passa sobre as pás, gerando elevação e exercendo uma força de giro. A caixa de engrenagens aumenta a velocidade de rotação para o que é apropriado para o gerador, que usa campos magnéticos para converter a energia rotacional em energia elétrica [3].

Sabe-se que o vento possui energia na forma cinética [ $\text{J}/\text{m}^3$ ] em relação à sua velocidade  $v_{\text{vento}}$  dada por (1.1).

$$E_{\text{cinética}} = \frac{1}{2} \rho v_{\text{vento}}^2 \quad (1.1)$$

onde:

$E_{cinética}$  → energia cinética do vento [ $J/m^3$ ]

$\rho$  → densidade do ar [ $kg/m^3$ ]

$v_{vento}$  → velocidade do vento, [ $m/s$ ]

A massa específica do ar  $\rho$  assume valor de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  na temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e pressão  $1 \text{ atm}$ .

Uma vez determinada a energia transmitida, esta pode ser traduzida na forma de potência do vento  $P_{vento}$  dada em Watts por (1.2). A turbina eólica extrai a energia cinética da área  $A$  coberta pelas pás da turbina [3]:

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v_{vento}^3 \quad (1.2)$$

onde:

$P_{vento}$  → potência contida na massa de ventos [Watts]

$A$  → área coberta pelas pás do rotor  $\pi R^2$ , [ $m^2$ ]

$R$  → raio da pá [m]

Embora (1.2) forneça a potência disponível no vento, ressalte-se que nem toda a potência pode ser extraída e utilizada, fato esse explicado pelo físico alemão Albert Betz na década de 1920. Por esse motivo, a potência transferida para o rotor da turbina eólica é reduzida pelo coeficiente de potência  $C_p$ , expresso em (1.3), a qual relaciona a potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina  $P_{mec}$  e a potência do vento  $P_{vento}$ .

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{vento}} \quad (1.3)$$

onde:

$P_{mec}$  → potência extraída pela turbina de uma massa de ventos [Watts]

$C_p$  → coeficiente de potência [adimensional]

Um valor máximo de  $C_p$  é definido pelo limite de Betz, que afirma que uma turbina nunca pode extrair mais que 59,3% da potência do vento. Na realidade, o rotor de turbinas eólicas tem valores de  $C_p$  máximos da ordem de 25-45%. Combinando-se (1.2) e (1.3), tem-se finalmente a expressão da potência mecânica que pode ser extraída do vento e utilizada pelo gerador eólico.

$$P_{mec} = C_p P_{vento} = C_p \times \frac{1}{2} \rho A v_{vento}^3 \quad (1.4)$$

Contudo, o coeficiente de potência  $C_p$  é função do ângulo *pitch*  $\beta$ , também conhecido como ângulo do passo das pás do rotor, e da velocidade específica de ponta de pá  $\lambda$ , também chamada de *Tip Speed Ratio (TSR)*, grandeza essa que relaciona a velocidade tangencial da ponta das pás da turbina e a velocidade do vento incidente conforme retratam (1.5), (1.6) e (1.7).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,08\beta - 5 \right) e^{\left( -\frac{12,5}{\lambda_i} \right)} \quad (1.5)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (1.6)$$

$$\lambda = \frac{V_t}{v_{vento}} = \frac{w_r R}{v_{vento}} \quad (1.7)$$

Como já dito,  $V_t$  é a velocidade tangencial na ponta da pá,  $w_r$  a velocidade de rotação da turbina no eixo da turbina. Nos sistemas eólicos a velocidade constante, o coeficiente de potência é função somente de  $\lambda$  e o ângulo de passo  $\beta$  é fixo. Nesse caso a turbina eólica é projetada para atingir a potência nominal em um determinado  $\beta$ , enquanto que nos sistemas a velocidade variável, o coeficiente de potência é função tanto de  $\beta$  como de  $\lambda$  proporcionando uma extração maior de potência dos ventos, devido à capacidade de posicionamento angular das pás.

A razão do  $\lambda$  e do coeficiente de potência  $C_p$  serem adimensionais é que ambos podem ser usados para descrever o desempenho de qualquer tamanho de rotor de turbina eólica [3]. Na Figura 2.3 ilustra-se a relação entre  $C_p$  e  $\lambda$  para diferentes valores de  $\beta$ .

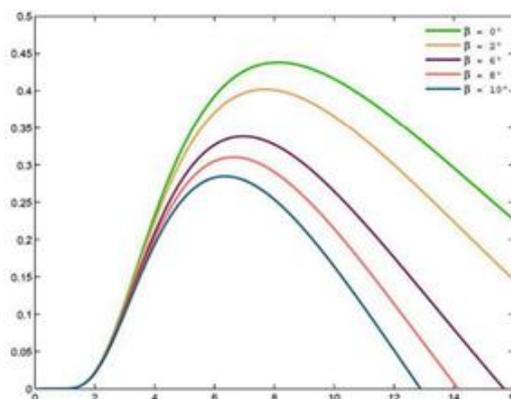


Figura 2.3 – Coeficiente de potência ( $C_p$ ) em função do *Tip Speed Ratio* ( $\lambda$ ) [3]

Nota-se, assim, que o valor máximo permitido para  $C_p$  é de 0,44 para um  $\lambda$  igual a 6,4. Desta forma, mantendo-se  $\lambda$  próximo a este valor, permite-se que a potência extraída do vento seja maximizada.

Ainda na Figura 2.3, pode-se observar que o coeficiente de potência máximo só é alcançado com uma única razão de velocidade da ponta da pá e para uma velocidade de rotação fixa da turbina eólica, e isso ocorre somente para uma única velocidade do vento. Assim, um argumento para operar uma turbina eólica a uma velocidade de rotação variável é que seja possível operar com  $C_p$  máximo numa gama de velocidades de vento [3].

A potência de saída de uma turbina eólica para vários valores de velocidade de vento é convencionalmente descrita por sua curva de potência. Essa curva tem como objetivo definir a potência gerada para cada valor de velocidade de vento a que um aerogerador é submetido, permitindo, através de dados de vento tratados estatisticamente, de forma a prever o desempenho do equipamento. Na Figura 2.4 ilustra-se um exemplo de curva de potência [3].

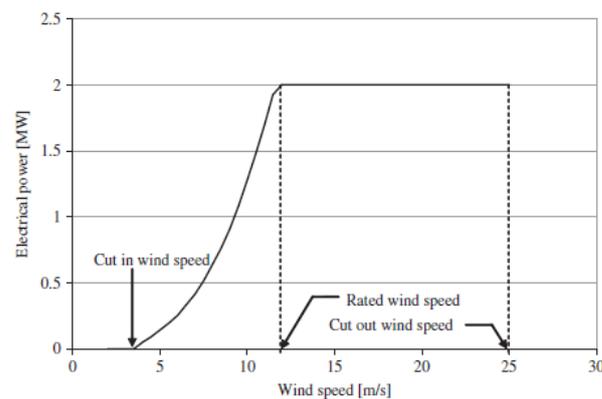


Figura 2.4 – Curva de potência de uma turbina de 2 MW [3]

Essa curva fornece a potência elétrica em regime permanente em função da velocidade do vento medido na altura do cubo. A curva de potência tem três pontos-chave na escala de velocidade:

- Velocidade mínima do vento (*Cut-in Wind Speed*) – a velocidade mínima do vento na qual a máquina irá fornecer energia útil – nesse trecho, a velocidade do vento é insuficiente para acionar o rotor e a potência gerada é nula;
- Velocidade nominal do vento (*Rated Wind Speed*) – a velocidade do vento na qual a potência nominal da máquina é obtida (a potência

nominal é geralmente a potência máxima do gerador elétrico) – a potência gerada depende do cubo da velocidade; e

- Velocidade máxima do vento (*Cut-out Wind Speed*) – a velocidade máxima do vento na qual a turbina pode fornecer energia (normalmente é limitada por questões de engenharia e restrições de segurança) – mecanismos de limitação de potência automáticos são acionados, mantendo a potência constante.

Abaixo da velocidade mínima, de cerca de 5 m/s, a turbina eólica permanece desligada pois a velocidade do vento é muito baixa para a produção útil de energia. Então, uma vez em operação, a potência de saída aumenta seguindo uma relação cúbica da velocidade do vento (embora modificada pela variação de  $C_p$  até que a velocidade nominal do vento seja alcançada. Acima do valor da velocidade nominal do vento, o rotor é preparado aerodinamicamente para limitar a potência mecânica extraída do vento e, assim, reduzir as cargas mecânicas no trem de acionamento. Logo, em velocidades de vento muito elevadas, a turbina é desligada [3].

Existem duas maneiras para limitar a potência mecânica absorvida pelo vento. O primeiro deles é conhecido como deslocamento do vento ou estol (*stall* em inglês); já a segunda maneira é através da variação do ângulo do passo das pás  $\beta$  (*pitch* em inglês).

A escolha da velocidade máxima do vento *Cut-in Wind Speed*, da velocidade nominal do vento *Rated Wind Speed* e da velocidade do vento mínima *Cut-out Wind Speed* são avaliadas pelo projetista de turbinas eólicas que, para condições típicas de vento, tentará equilibrar a obtenção da máxima extração de energia com o controle das cargas mecânicas e, portanto, o custo da turbina. Para uma velocidade média anual do vento  $V_m = 8$  m/s, os valores típicos serão aproximados [3]:

- velocidade mínima do vento = 5 m/s,  $0.6 V_m$
- velocidade nominal do vento = 12-14 m/s,  $1.5-1.75 V_m$
- velocidade máxima do vento = 25 m/s,  $3 V_m$

As curvas de potência para máquinas existentes podem ser normalmente obtidas com o fabricante da turbina. Esses valores são obtidos através de medições de campo, onde um anemômetro é colocado em um mastro razoavelmente próximo a turbina eólica, não na própria turbina ou muito próximo

dela, uma vez que a turbina pode criar turbulência e alterar as medidas de velocidade do vento.

## **2.2.2.**

### **Arquitetura de Turbinas Eólicas**

Há uma grande variedade de arquiteturas disponíveis para os projetistas de turbinas eólicas, e ao longo dos anos a maioria delas foi explorada. No entanto, os projetos comerciais para geração de eletricidade convergem para o modelo de turbinas de eixo horizontal, de três pás e contra o vento. As maiores máquinas tendem a operar com velocidade variável enquanto que as turbinas menores e mais simples com velocidade fixa.

As modernas turbinas eólicas geradoras de eletricidade agora utilizam rotores de três pás contra o vento, embora os rotores de duas pás, e mesmo uma só pá, fossem utilizados em turbinas comerciais anteriores no passado. Reduzir o número de pás significa que o rotor tem de operar a uma velocidade de rotação mais elevada de modo a extrair a energia do vento que passa através do disco do rotor. Embora uma velocidade elevada do rotor seja atraente na medida em que se reduz a caixa de engrenagens necessária, uma velocidade elevada da ponta da pá provoca um aumento do ruído aerodinâmico e um aumento das perdas de arrasto da pá. Mais importante ainda, os rotores de três pás são visualmente mais agradáveis do que outros projetos e, portanto, estes são agora usados em grandes turbinas de geração de energia elétrica.

#### **2.2.2.1.**

### **Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa**

As turbinas eólicas de velocidade fixa são dispositivos eletricamente simples, consistindo em um rotor aerodinâmico que conduz um eixo de baixa velocidade, uma caixa de engrenagens, um eixo de alta velocidade e um gerador de indução (às vezes conhecido como assíncrono). Do ponto de vista do sistema elétrico, eles são talvez melhor considerados como grandes acionamentos de ventiladores com torque aplicado ao eixo de baixa velocidade a partir do fluxo do vento. A Figura 2.5 ilustra a configuração de uma turbina eólica de velocidade fixa [3].

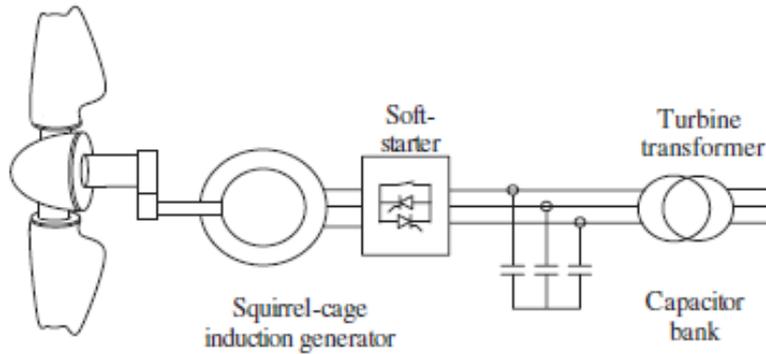


Figura 2.5 – Esquemático da turbina eólica de velocidade fixa [3]

Esse esquema consiste em um gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE) conectado diretamente à rede elétrica. Consequentemente, a velocidade do rotor será quase constante, pois os geradores de indução em gaiola de esquilo possuem escorregamento entre 1-2%, e será dada pela frequência da rede elétrica e pelo número de pólos do gerador [3].

A Figura 2.6 mostra a característica de uma turbina eólica, operando na região normal de operação, com velocidade constante. A partir desta característica pode-se observar que existe um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima, ou seja, como o TSR da turbina eólica varia com a velocidade do vento, este atingiria seu valor máximo somente para uma particular velocidade de vento, desde que a velocidade do rotor seja constante. Portanto, quando se opera em velocidade constante, a turbina terá uma perda de eficiência. A dimensão das perdas vai depender do projeto da turbina e da variação da velocidade do vento no local de instalação da turbina eólica.

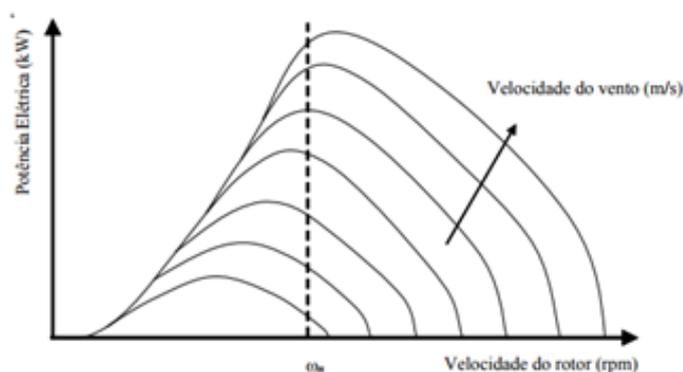


Figura 2.6 – Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [3]

Uma alternativa para aumentar a eficiência desse tipo de configuração é a utilização da operação com duas velocidades [3]. Neste conceito, a turbina eólica é composta de dois geradores de indução em gaiola de esquilo ou um gerador com chaveamento de pólos, cuja característica é mostrada na Figura 2.7. Pode-se concluir que a utilização de um gerador de menor potência ou a troca de pólos para baixas velocidades permite aumentar a eficiência da turbina eólica. As vantagens desse tipo de turbina, seja de velocidade fixa ou de duas velocidades é a simplicidade do sistema de controle e a utilização do GIGE, pois é barato e robusto.

Por outro lado, as desvantagens são as elevadas cargas nos componentes mecânicos da turbina, principalmente no torque de acionamento, que provoca fadiga nos componentes mecânicos diminuindo o tempo de vida útil da turbina. Além disso, como não é possível absorver as turbulências do vento pela inércia da turbina, pois a velocidade do eixo é fixa, qualquer variação da velocidade do vento será convertida em variação de potência de saída, podendo gerar problemas de qualidade de energia no ponto de conexão da turbina com a rede elétrica [4].

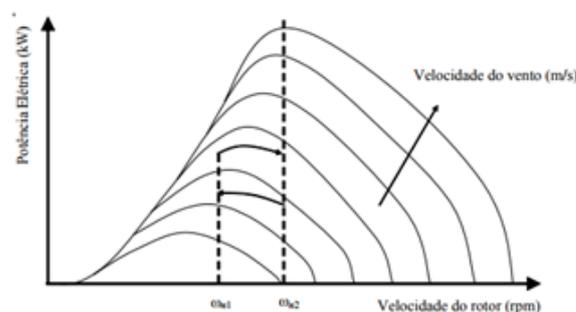


Figura 2.7 – Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades distintas [3]

As máquinas de indução em gaiola de esquilo consomem energia reativa e, portanto, é convencional fornecer capacitores de correção do fator de potência para cada turbina eólica. A função da unidade de arranque suave (*soft-starter*) consiste em acumular lentamente o fluxo magnético e minimizar as correntes transitórias durante a energização do gerador. Além disso, aplicando a tensão de rede lentamente ao gerador, uma vez energizado, ele leva o trem de acionamento lentamente à sua velocidade de rotação de operação [3]. Outra alternativa para aumentar a eficiência de uma turbina eólica e diminuir os esforços mecânicos, é a operação em velocidade variável, que será abordada no próximo item.

### 2.2.2.2.

#### Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

À medida que o tamanho das turbinas eólicas cresceu, a tecnologia mudou de velocidade fixa para velocidade variável. Os motivos por trás desses desenvolvimentos são principalmente a capacidade de cumprir os requisitos de conexão e a redução nos esforços mecânicos obtidos com a operação em velocidade variável. Atualmente, as configurações mais comuns de turbinas eólicas de velocidade variável são as seguintes:

- gerador de indução duplamente alimentado (“*doubly fed induction generator*”)
- gerador síncrono com conversor de capacidade nominal (“*full rated converted*”)

É desejável desacoplar a velocidade do rotor da frequência da rede, no sentido de manter os esforços mecânicos e a flutuações de potência dentro dos limites. Essa separação é realizada através da inserção de um conversor de potência entre a turbina e a rede elétrica, permitindo assim, o controle da velocidade do gerador [5]. Nesse sentido, as variações de potência na saída da turbina causadas pelas alterações do vento podem ser parcialmente absorvidas pela mudança de velocidade. Conseqüentemente, as variações de potência e dos esforços mecânicos da turbina podem ser reduzidas. A Figura 2.8 mostra que a ideia da operação em velocidade variável é adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina com a velocidade do vento, de modo a extrair a máxima potência possível.

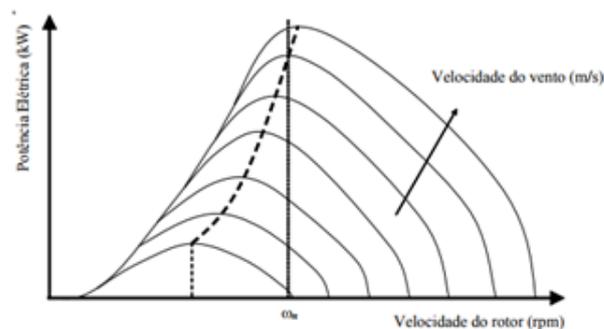


Figura 2.8 – Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [3]

Para extrair a máxima potência de uma turbina eólica deve-se manter o TSR  $\lambda$  constante em seu valor ótimo, ou seja, de acordo com (2.7), se aumentar a velocidade do vento deve-se aumentar também a velocidade de rotação, de modo a manter o TSR constante. De acordo com a característica  $C_p(\lambda)$ , se TSR for ótimo,  $C_p$  será máximo, e conseqüentemente a potência de saída também será máxima, conforme observado através de (2.4).

Portanto, a operação em velocidade variável, além de maximizar a eficiência da turbina, também diminui os esforços mecânicos e melhora a qualidade da energia no ponto de conexão. A desvantagem desse conceito de turbina é a introdução do conversor de potência, que eleva o custo e a complexidade da turbina eólica.

#### 2.2.2.2.1.

#### **Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG)**

Diferentemente do GIGE, o DFIG consiste de um gerador de indução de rotor bobinado. Esse tipo de gerador é amplamente utilizado em turbinas eólicas conectadas à rede elétrica, principalmente por permitir a operação em velocidade variável através da inserção de um conversor de potência no circuito rotórico, desacoplando a frequência do sistema da rotação do gerador.

A razão para se introduzir um conversor no circuito rotórico é a reduzida potência deste conversor, tipicamente  $\frac{1}{4}$  da potência nominal do gerador [5]. Isso se deve ao fato do conversor controlar apenas a potência de escorregamento do rotor, ou seja, a potência do conversor depende diretamente da faixa de variação da velocidade do rotor em relação à velocidade síncrona do gerador e da potência reativa necessária para magnetizar o gerador [5]. Usualmente, para uma faixa de variação de velocidade da ordem de 10% é necessário um conversor com 30% da potência nominal do gerador, de forma a controlar a potência ativa e reativa, fornecida pela turbina eólica à rede elétrica. A Figura 2.9 ilustra uma configuração típica de uma turbina eólica do tipo DFIG.

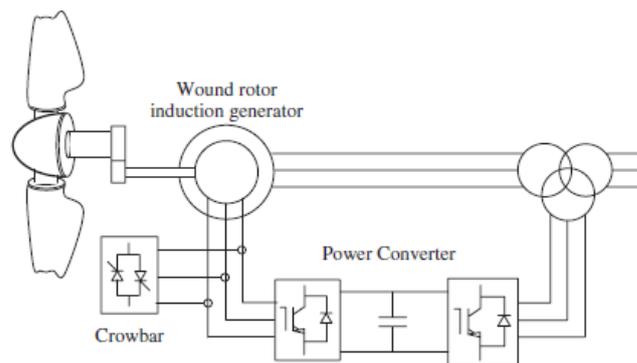


Figura 2.9 – Configuração típica de uma turbina eólica do tipo DFIG [3]

O conversor do lado esquerdo controla a potência ativa e reativa do circuito estatórico, enquanto o conversor do lado direito regula o barramento CC e controla o fator de potência entre o circuito rotórico e a rede elétrica [5]. Além disso, se o gerador é rapidamente desconectado da rede elétrica, por exemplo, quando acontece uma falta, uma elevada corrente ocorrerá no circuito estatórico e estas irão introduzir altas tensões no circuito rotórico. Para prevenir isso, um circuito de proteção contra sobretensões deve ser colocado no rotor. Este circuito é denominado *crowbar*.

A geração de potência ocorre tanto para operação sobre-síncrona (acima da velocidade síncrona) quanto sub-síncrona (abaixo da velocidade síncrona). Acima da velocidade síncrona, tanto o estator quanto o rotor fornecem potência ativa para o sistema de potência, enquanto abaixo da velocidade síncrona, o rotor consome potência ativa. O estator sempre fornece potência ativa, graças aos conversores estáticos que permite o fluxo de potência ativa entrando ou saindo do rotor.

Um sistema DFIG pode fornecer energia à rede através do estator e rotor, enquanto o rotor também pode absorver energia. Isso depende da velocidade de rotação do gerador. Se o gerador opera acima da velocidade síncrona, a energia será fornecida do rotor através dos conversores para a rede e, se o gerador funcionar abaixo da velocidade síncrona, então o rotor absorverá a energia da rede através dos conversores [6].

Inicialmente, o DFIG era controlado com fator de potência constante, normalmente unitário, para fornecer maior quantidade de potência ativa para os consumidores, pois a venda de energia era exclusivamente sobre a potência ativa. Com o crescimento da penetração de aerogeradores nos sistemas de potência por todo o mundo, o DFIG passou a ser responsável por fornecer também potência reativa, obrigatoriamente, em condições de falta [7].



Para compensar a baixa velocidade da turbina eólica, o gerador síncrono é projetado com um número de pólos elevado. Como consequência, o torque de partida para essas máquinas é elevado, tornando o gerador mais pesado e menos eficiente do que os geradores convencionais para turbinas eólicas [3]. Para aumentar a eficiência e diminuir o peso, o estator dos geradores com acoplamento direto é projetado com grande diâmetro, necessitando de naceles maiores do que as convencionais, encarecendo o projeto [3].

Para reduzir o custo referente ao aumento da nacele e não diminuir a eficiência quando o torque é elevado, empregam-se caixas de engrenagens com baixa relação de transformação, sendo estas mais baratas, leves e compactas do que as usadas pelo DFIG. Esta concepção de gerador é chamada de *Full Converter Gear* (GFC) e foi adotada para suprir as carências do DFIG em relação às exigências de *ridethrough* (capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão) pelos operadores de sistema [9]. Esta concepção pode usar tanto o gerador síncrono, seja eletricamente excitado ou a imã permanente, quanto o gerador de indução em gaiola, preferível pelo baixo custo e robustez.

Geradores síncronos não necessitam consumir potência reativa para formação do campo magnético girante. A excitação pode ser via corrente de campo ou imã permanente. Quando a máquina apresenta um enrolamento de campo é chamada de eletricamente excitada. Máquinas com enrolamento de campo mantém a tensão terminal constante, independente da variação da carga, graças ao ajuste contínuo da corrente de campo por parte dos reguladores de tensão. Máquinas a imã permanente não possuem controle sobre a excitação, mas são construtivamente mais leves e menores e mais eficientes eletricamente em relação às máquinas com enrolamento de campo, pois as perdas nos imãs devido as correntes parasitas são bem menores do que as perdas no enrolamento de campo da máquina eletricamente excitada [10].

Da mesma forma que o DFIG, o FRC usa conversores estáticos para operação em velocidade variável. Neste esquema, esses conversores proporcionam desacoplamento total da frequência do sistema em relação à frequência do gerador. Uma desvantagem é uso de conversores com potência nominal igual ao do gerador síncrono, encarecendo o custo do conversor e do aerogerador.

Dependendo do tipo de gerador utilizado (eletricamente excitado ou imã permanente), o controle de potência ativa e reativa será diferente. Caso a máquina a imã permanente seja escolhida, são usados dois conversores controlados: um no lado da máquina e outro no lado da rede. Para a máquina eletricamente

excitada, o conversor do lado da máquina é uma ponte retificadora a diodos não controlada e o controle é feito por um *chopper* e um inversor.

Em resumo, no caso do DFIG, conversores de baixa potência (25-30% da potência nominal do gerador) ligados ao rotor da máquina controlam as potências ativa e reativa entregues à rede. Já para o FRC, os conversores devem ter a mesma capacidade do gerador, encarecendo o custo do aerogerador, porém a grande vantagem dessa tecnologia é o desacoplamento total da frequência do gerador sobre a frequência do sistema aliado a eliminação da caixa de engrenagens.

### 2.2.3.

#### Conversores Eletrônicos de Potência

A exploração de fontes distribuídas de geração depende em boa medida dos circuitos eletrônicos de potência e seus controles como interface entre a fonte primária e a rede de corrente alternada. Células fotovoltaicas, células de combustível e baterias de armazenamento fornecem energia em CC [3]. Microturbinas e alguns tipos de sistemas de conversão de energia eólica produzem energia de CA em uma frequência diferente da fundamental (60 Hz no Brasil). Em ambos os casos a principal fonte pode não estar diretamente ligada à rede o que torna necessário a utilização de conversores eletrônicos de potência [3].

Os conversores de potência podem ser dispostos de várias maneiras. Enquanto o conversor do lado do gerador – *rotor-side converter* (RSC) pode ser um retificador de diodo ou um conversor de fonte de tensão PWM (VSC), o conversor do lado da rede – *grid-side converter* (GSC) é tipicamente um PWM VSC. A estratégia para controlar o funcionamento do gerador e os fluxos de energia para a rede depende muito do tipo de arranjo do conversor de potência utilizado. O conversor do lado da rede pode ser disposto para manter constante a tensão do barramento CC com o torque aplicado ao gerador, controlado pelo conversor do lado do gerador. Alternativamente, a filosofia de controle pode ser revertida. A energia ativa é transmitida através dos conversores com muita pouca energia armazenada no capacitor de ligação CC. Assim, o torque aplicado ao gerador pode ser controlado pelo conversor do lado da rede. Cada conversor é capaz de gerar ou absorver energia reativa de forma independente [3].

O *Insulated Gate Bipolar Transistor* – IGBT, baseado em elementos semicondutores “completamente controlados”, é o dispositivo mais usado

atualmente na indústria de aplicações de alta potência, devido a sua capacidade de corrente e baixas perdas. Os conversores eletrônicos de potência CA-CC completamente controláveis desse tipo têm grandes vantagens sobre os convencionais em termos de controlabilidade e desempenho. Por exemplo, com eles pode-se controlar tanto a potência ativa quanto a reativa [11].

Devido à baixa capacidade dos semicondutores do conjunto retificador - *chopper* para suportar sobrecargas, a amplitude da corrente de curto-circuito de um conversor de potência não pode ser maior que cerca de 115% da corrente nominal durante um tempo que depende dos algoritmos de controle dos transistores; porém, pode se dizer que o tempo de resposta dos controles dos conversores dos aerogeradores é extremamente rápido, menor que um ciclo.

### 2.3.

#### **Geradores Eólicos Comparados com Usinas Convencionais**

Existem diferenças significativas entre a energia eólica e a geração síncrona convencional, dentre elas:

- As turbinas eólicas empregam sistemas geradores diferentes, muitas vezes conversores, em comparação com aqueles usados em usinas convencionais;
- O motor primário das turbinas eólicas, o vento, não é controlável, ou seja, é um recurso intermitente;
- O tamanho típico das turbinas eólicas individuais é muito menor do que o de um gerador síncrono convencional.

Devido a essas diferenças, a geração eólica interage de forma diferente com a rede e pode ter impactos tanto locais como em todo o sistema, principalmente, na operação do sistema elétrico. Os impactos locais ocorrem na vizinhança elétrica de uma turbina eólica ou de um parque eólico e podem ser atribuídos a uma turbina ou a uma fazenda específica.

As características elétricas dos geradores eólicos resultam em uma resposta à perturbação que é naturalmente diferente da dos geradores síncronos convencionais. Sem controles especiais, uma usina eólica não participa inerentemente na regulação da frequência da rede. Em contrapartida, as máquinas síncronas sempre contribuem para a inércia do sistema [3].

### 2.3.1.

#### Impactos Locais

A energia eólica tem um impacto nos seguintes aspectos do sistema de elétrico:

- os fluxos de potência das linhas de transmissão e as tensões dos barramentos
- esquemas de proteção, correntes de curto-circuito e calibração
- qualidade de energia
  - distorção harmônica na tensão
  - flutuações de tensão.

Os dois primeiros tópicos são sempre investigados quando se liga qualquer novo gerador e não são específicos para a energia eólica. A distorção harmônica na tensão é de particular interesse quando da aplicação dos conversores eletrônicos de potência para interagir com as unidades de geração eólica na rede, enquanto que a flutuação de tensão é mais significativa para turbinas eólicas de grande velocidade e velocidade fixa, conectadas em sistemas de distribuição fracos [3].

#### 2.3.1.1.

##### Fluxos de Potência e Tensões dos Barramentos

A forma como as turbinas eólicas afetam localmente os fluxos de potência ativa e reativa de linhas de transmissão e as tensões do barramento depende da utilização de turbinas de velocidade fixa ou de velocidade variável. O estado de funcionamento de um gerador de indução em gaiola de esquilo, utilizado em turbinas de velocidade fixa, é determinado pela potência mecânica de entrada e pela tensão nos terminais do gerador. Este tipo de gerador não pode controlar as tensões de barramento, controlando por si só a troca de energia reativa com a rede [3].

Equipamentos adicionais de compensação de potência reativa, normalmente capacitores, podem ser instalados. As turbinas de velocidade variável têm, em princípio, a capacidade de variar a potência reativa que trocam com a rede para alterar a sua tensão terminal. Na prática, esta capacidade depende em grande parte da classificação e dos controladores dos conversores eletrônicos de potência [3].

### 2.3.1.2.

#### Esquemas de Proteção e Correntes de Curto-Circuito

A contribuição das turbinas eólicas para a corrente de curto-circuito da rede também depende da tecnologia do gerador empregada. As turbinas de velocidade fixa, em comum com todas as instalações conectadas diretamente na rede, contribuem para as correntes de falta da rede.

No entanto, como elas usam geradores de indução, eles contribuem apenas com corrente de falta sub-transitória (duração inferior a 200 ms) para faltas trifásicas balanceadas, mas pode fornecer corrente de curto-circuito sustentada para faltas desequilibradas. Eles se baseiam em esquemas de proteção (sobre/subtensão, sobre/subfrequência e ilhamento) sequenciais para detectar quando a proteção de sobrecorrente convencional isolou uma seção defeituosa da rede à qual eles estão conectados [3].

As turbinas eólicas DFIG de velocidade variável também contribuem para as correntes de curto-circuito da rede, com o sistema de controle dos conversores eletrônicos de potência detectando a falta rapidamente. Devido à sensibilidade da eletrônica de potência a sobrecorrentes, este tipo de turbina eólica pode ser rapidamente desligada da rede para não curto-circuitar os enrolamentos do rotor do gerador de indução, a menos que sejam tomadas precauções especiais de forma a garantir os requisitos dos Procedimentos de Rede. As turbinas eólicas conectadas à rede através de um conversor de frequência com processamento total da potência, também chamado como “*full converter*”, geralmente não contribuem de forma significativa para a corrente de curto-circuito da rede, pois o conversor do lado da rede não é dimensionado para fornecer sobrecorrentes sustentadas. Mais uma vez, este tipo de turbina eólica também pode se desconectar rapidamente da rede no caso de um curto-circuito [3].

O comportamento das turbinas eólicas conectadas ao conversor de energia durante faltas na rede depende do projeto dos conversores de potência e dos ajustes de seus sistemas de controle. Ainda não existem normas internacionais acordadas para o desempenho da contribuição da falta exigida dos geradores ligados ao conversor ou como tais geradores devem ser representados em programas de simulação de estabilidade transitória ou de simulação de curto-circuito. Uma abordagem de projeto conservadora é assumir que tais geradores contribuem com a corrente de curto-circuito ao dimensionar os equipamentos de comutação e outros, mas não confiar em tais correntes de falta para operação de proteção.

### 2.3.1.3.

#### Qualidade de Energia

Dois efeitos locais da energia eólica sobre a qualidade da energia podem ser considerados: distorção harmônica de tensão e *flicker*. A distorção harmônica é principalmente associada com turbinas eólicas de velocidade variável porque elas contêm conversores eletrônicos de potência, que são uma fonte importante de correntes harmônicas de alta frequência. É cada vez mais preocupante nos grandes parques eólicos offshore, onde as redes de cabo submarino muito extensas podem levar a ressonâncias e correntes harmônicas altas causadas por tensões harmônicas existentes já presentes no sistema de energia ou pelos conversores de turbinas eólicas [3].

Nas turbinas eólicas de velocidade fixa, as flutuações do vento são traduzidas diretamente em flutuações de potência de saída, porque não há amortecimento de energia entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída. Dependendo do ponto de conexão da rede, as flutuações de potência resultantes podem causar variações de tensão na rede, o que pode acarretar alterações no brilho das lâmpadas elétricas, fenômeno esse chamado de *flicker*. Em geral, esses problemas não ocorrem com turbinas de velocidade variável pois nesses equipamentos as variações da velocidade do vento não são diretamente traduzidas em flutuações de potência na saída. A energia armazenada na massa girante do rotor atua como uma energia de amortecimento.

### 2.3.2.

#### Impactos no Sistema Elétrico

Além dos impactos locais, a energia eólica também acarreta uma série de impactos em todo o sistema, pois afeta os seguintes tópicos:

- dinâmica e estabilidade do sistema de potência
- controle de tensão e potência reativa
- controle de frequência

### 2.3.2.1.

#### **Dinâmica e Estabilidade de Sistemas de Potência**

Os geradores de indução do tipo gaiola de esquilo utilizados em turbinas de velocidade fixa podem causar colapso de tensão local após perderem o controle de velocidade. Durante um curto-circuito (e conseqüente afundamento da tensão da rede), eles aceleram devido ao desequilíbrio entre a potência mecânica do vento e a energia elétrica que pode ser fornecida à rede [3]. Quando a falha é eliminada, eles absorvem potência reativa, diminuindo a tensão da rede. Se a tensão não se recuperar rapidamente (o suficiente), as turbinas eólicas continuam a acelerar e consumir grandes quantidades de potência reativa. Isto conduz eventualmente à instabilidade da tensão e da velocidade do rotor. Em contraste com os geradores síncronos, cuja excitação aumenta a potência reativa durante baixas tensões na rede e, assim, suportam a recuperação de tensão após uma falta, os geradores de indução do tipo gaiola de esquilo tendem a impedir a recuperação da tensão.

Com turbinas eólicas de velocidade variável, a sensibilidade da eletrônica de potência a sobrecorrentes, causadas por afundamento de tensão na rede, pode ter sérias conseqüências para a estabilidade do sistema de energia. Se o nível de penetração das turbinas eólicas de velocidade variável no sistema é alto e elas se desconectam da rede em situações de reduções de tensão relativamente pequenas, uma queda de tensão em uma ampla área geográfica pode levar a um grande déficit de geração [3]. Tal queda de tensão pode ser causada, por exemplo, por uma falha na rede de transmissão. Para evitar isso, as empresas de transmissão/distribuição e os operadores de sistemas exigem que as turbinas eólicas tenham uma capacidade de “absorver” eventuais falhas e sejam capazes de suportar quedas de tensão de certas magnitudes e durações sem se desconectar da rede. Isso evita a perda de uma grande quantidade de energia eólica em caso de falhas na rede na qual está conectada.

### 2.3.2.2.

#### **Controle de Tensão e Potência Reativa**

A tensão em uma rede de transmissão é determinada principalmente pela interação dos fluxos de potência reativa com a indutância reativa da rede. Os geradores de indução de velocidade fixa absorvem a potência reativa para manter seu campo magnético e não têm controle direto sobre seu fluxo de potência

reativa. Portanto, no caso de geradores de indução de velocidade fixa, a única maneira de suportar a tensão da rede é reduzir a potência reativa extraída da rede através do uso de equipamentos em paralelo [3].

As turbinas eólicas de velocidade variável têm a capacidade de controlar a potência reativa e podem suportar quedas na tensão da rede à qual estão ligadas. No entanto, o controle individual de turbinas eólicas pode não ser capaz de controlar a tensão no ponto de conexão, especialmente porque a rede de parques eólicos é predominantemente capacitiva

Em muitas ocasiões, a potência reativa e o controle de tensão no ponto de conexão do parque eólico são obtidos utilizando-se equipamentos de compensação de potência reativa, como compensadores estáticos de potência reativa a tiristores (SVCs) ou compensadores estáticos com inversor (STATCOMs).

### **2.3.2.3.**

#### **Controle de Frequência**

Para fornecer suporte de frequência a partir de uma unidade de geração, a potência ativa do gerador deve aumentar ou diminuir à medida que a frequência do sistema muda. Assim, para responder a situações de baixa frequência na rede, é necessário reduzir a potência da turbina eólica de forma a deixar uma margem para aumento dela. Uma turbina eólica de velocidade fixa pode ter sua potência reduzida se o ângulo de inclinação das pás  $\beta$  for alterado de maneira que uma fração da potência que poderia ser extraída do vento será "vertida" [3]. Uma turbina eólica de velocidade variável pode ter sua potência reduzida operando-a longe da curva de extração de potência máxima, deixando assim uma margem para o controle de frequência. Mais adiante será detalhado os impactos da geração eólica no controle de frequência em sistemas de potência.

### **2.4.**

#### **Requisitos para Integração de Geração Eólica**

Os Procedimentos de Rede definem os requisitos para a conexão de geração e cargas a uma rede elétrica assegurando o funcionamento eficiente, seguro e econômico dos sistemas de transmissão e distribuição. Esses procedimentos especificam os requisitos técnicos mínimos obrigatórios que uma usina deve cumprir e suporte adicional que pode ser chamado para manter o

equilíbrio de potência em todo instante e manter os níveis exigidos de qualidade e segurança do sistema. Os serviços adicionais que uma usina deve fornecer são normalmente acordados entre o operador da rede de transmissão e o operador da usina eólica através de mecanismos de mercado.

Os procedimentos de rede normalmente se concentram no ponto de conexão entre o sistema elétrico “público” e a nova geração. Isto é muito importante para as conexões de parques eólicos, já que esses procedimentos exigem requisitos no ponto de conexão do parque eólico e não nos terminais individuais do gerador de turbinas eólicas. Os requisitos de ligação à rede diferem de país para país e/ou de região para região. Eles têm muitas características comuns, mas alguns dos requisitos são sutilmente diferentes, refletindo as características individuais de cada sistema.

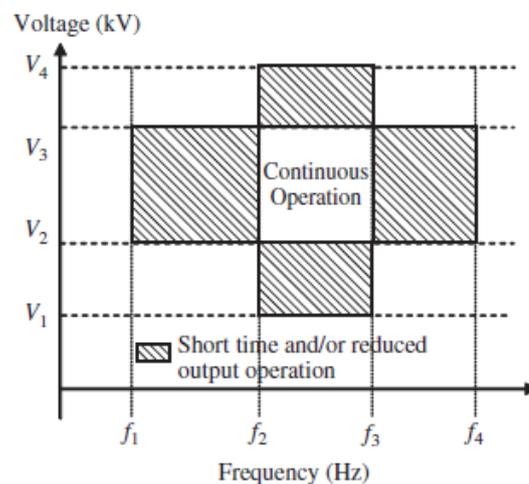


Figura 2.11 – Forma típica das regiões de geração em condição normal de operação e em situações de contingência [3]

Como requisito obrigatório, os níveis e o período de tempo da potência de saída de uma usina de geração devem ser mantidos dentro dos valores especificados de frequência e tensão de rede conforme especificado nos Procedimentos de Rede. Tipicamente, esta exigência é definida como mostrado na Figura 2.11, onde os valores de tensão,  $V_1$  a  $V_4$  e frequência,  $f_1$  a  $f_4$ , diferem de país para país.

A Figura 2.12 resume as condições e faixas de operação da central geradora eólica em regime de frequência não nominal adotada no Brasil. Definido essas faixas, tende-se a minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.



Figura 2.12 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal no Brasil [12]

Especificam-se também a região operacional em condição normal de operação de uma usina em relação aos requisitos de potência ativa e reativa. Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 2.13.

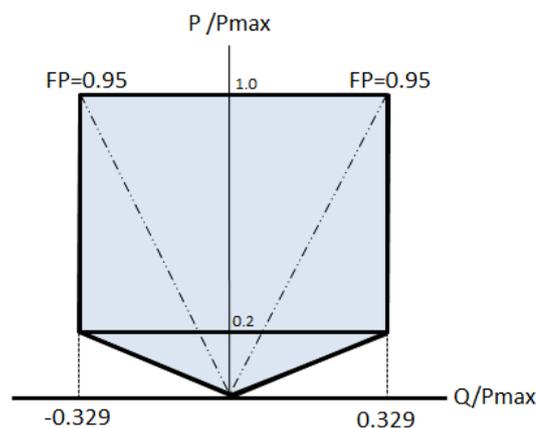


Figura 2.13 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora [12]

A central geradora eólica deve ser capaz de operar em três modos distintos de operação, são eles:

- Controle de tensão;
- Controle de potência reativa; e
- Controle de fator de potência.

O modo de controle normal será o modo de controle de tensão no barramento coletor da central geradora, visando contribuir com a manutenção do

perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência.

Em função das necessidades do sistema, a central geradora poderá ser solicitada pelo operador do sistema a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, em quaisquer dos pontos indicados na Figura 2.13.

Quando operando em modo de controle de tensão, a central de geração eólica deve ser capaz de prover um controle contínuo da tensão no barramento coletor, com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo *droop* ajustável numa faixa entre 2 e 7% na base da potência reativa nominal da central geradora (com uma resolução de 0,5%), conforme esquematicamente indicado na Figura 2.14.

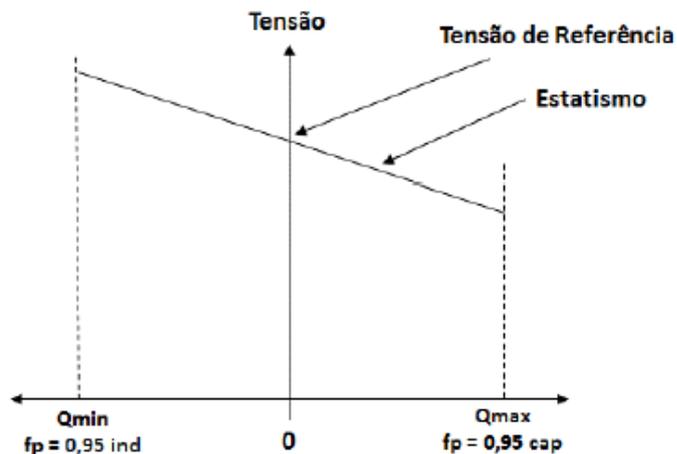


Figura 2.14 – Perfil do controle de tensão da central geradora eólica [12]

Na operação em regime de tensão não nominal, no ponto de conexão da central geradora eólica às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve ser capaz de operar dentro das seguintes faixas:

- entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal por período de tempo ilimitado;
- entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos; e
- entre 1,10 e 1,20 pu por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

Em relação ao atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal, a injeção de potência reativa, em regime permanente, no ponto de

conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, deve ser garantido numa dada faixa operativa de tensões, conforme a característica definida na Figura 2.15.

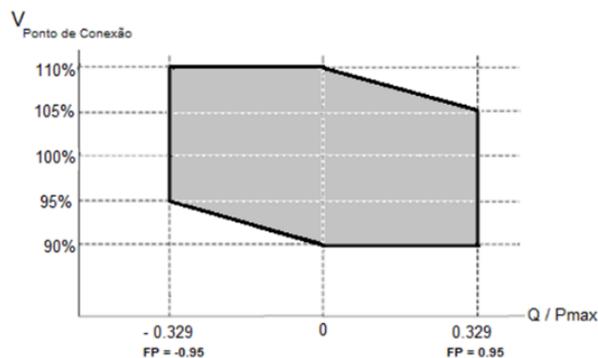


Figura 2.15 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão [12]

Em relação à potência ativa de saída da central geradora eólica, a mesma deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal. O operador do sistema define a rampa de recuperação de potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas. Para tensões no ponto de conexão da central geradora eólica às instalações sob responsabilidade de transmissora entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora não é admitido redução na sua potência de saída na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,7 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%.

Quase todos os procedimentos de rede atualmente impõem a exigência de que os parques eólicos devem ser capazes de fornecer resposta de frequência primária. O perfil de capacidade tipicamente especifica o nível de resposta mínimo requerido, o desvio de frequência no qual ele deve ser ativado e o tempo para responder.

No Brasil, de forma a contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora eólica, é solicitado que:

- os aerogeradores com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de

subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal;

- a injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência;
- a provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal; e
- deverão ser informados os tempos máximos de sustentação do adicional de potência de 10% para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal do aerogerador.

Tradicionalmente, os geradores de turbinas eólicas são desligados uma vez que a tensão em seus terminais foi reduzida para um nível especificado. Contudo, com a alta penetração desse tipo de geração, os procedimentos de rede agora exigem, em geral, a habilidade do *Fault Ride Through* – capacidade de geradores elétricos permanecerem conectados durante períodos curtos de subtensão, para turbinas eólicas ligadas a redes de transmissão.

Caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora eólica às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região indicada na Figura 2.16.

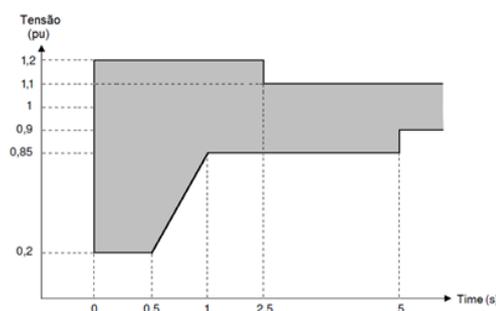


Figura 2.16 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora eólica [3]

Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação.

### 3

## O Impacto da Energia Eólica no Controle de Frequência

### 3.1.

#### Fundamentos do Controle de Frequência

A frequência de um sistema elétrico de potência, sempre que possível, deve permanecer dentro de uma faixa pré-estabelecida. As variações máximas e mínimas de frequência estão claramente especificadas para cada país nos procedimentos ou códigos de rede. Qualquer diferença entre carga e geração resulta em alteração do valor da frequência. Esta mudança ativa o controle de frequência e os reguladores de velocidade. O controle de frequência é tal que o equilíbrio entre a geração e consumo é mantida mantendo a frequência próxima do seu valor nominal. No apêndice A, encontra-se a teoria do problema de controle carga-frequência, onde são discutidos os níveis de controle de frequência e suas deficiências.

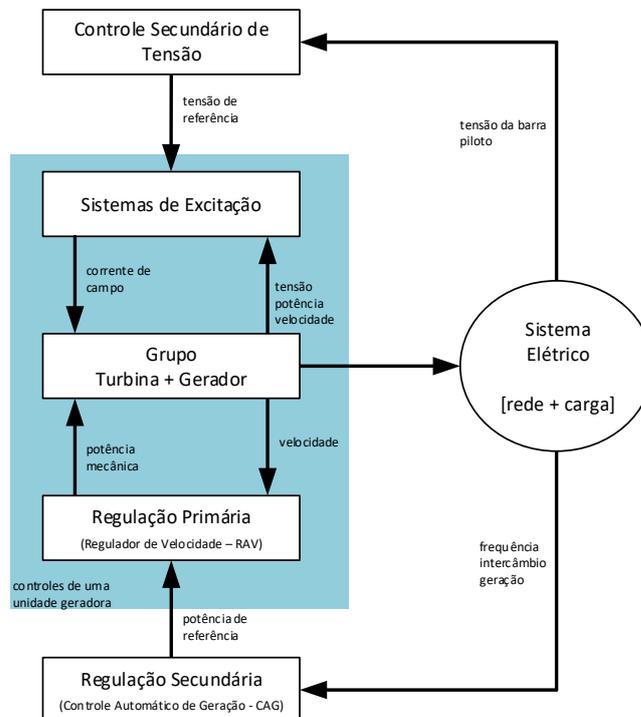


Figura 3.1 – Principais malhas de controle associadas a um sistema elétrico de potência

A Figura 3.1 ilustra as principais malhas de controle associadas a um sistema elétrico de potência.

O controle do sistema de excitação consiste, basicamente, da atuação do regulador automático de tensão (RAT). Esse controle procura manter a tensão terminal da máquina igual ao valor de referência definido pelos operadores do sistema ou por controles de nível mais elevado. O sistema de excitação, através de estabilizadores de sistema de potência (ESP), ainda auxilia no amortecimento das oscilações do rotor da máquina quando da ocorrência de perturbações no sistema. Esta última função advém do fato de que a tensão de campo do gerador afeta significativamente o torque de amortecimento da máquina. As constantes de tempo do sistema de excitação são da ordem de milissegundos.

O Controle Secundário de Tensão (CST) consiste de uma malha de controle mais externa que regula a tensão do lado da transmissão através de barras chamadas barras piloto. Isso é feito através do ajuste das tensões de referência do RAT. Trata-se de um sistema de controle centralizado e cujas constantes de tempo são da ordem de poucos minutos [13].

O controle do sistema de regulação primária consiste basicamente da atuação do regulador automático de velocidade (RAV). Esse controle monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina-gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga. As constantes de tempo do controle primário são da ordem de alguns segundos [13].

Como a atuação do controle primário não é suficiente para eliminar os desvios de frequência, é necessário que se conte com a atuação de um outro sistema de controle para restabelecer a frequência ao seu valor nominal. Este sistema é chamado de Sistema de Regulação Secundária ou Controle Automático de Geração (CAG). No caso de sistemas interligados este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre regiões vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. Atualmente os CAGs são baseados em integrais do erro de controle, definidos mais comumente como Erro de Controle de Área (ECA).

O controle de frequência cuida dos desequilíbrios contínuos e relativamente pequenos entre geração e carga, devido à impossibilidade de prever com exatidão a carga e o despacho de certas unidades de geração (energia renovável, principalmente). O controle de frequência também intervém quando um grande desequilíbrio ocorre, por exemplo, devido à perda de uma grande unidade de geração. Isto é, quando ocorrem as maiores variações de frequência. O valor da

frequência de controle (incluindo a reserva de potência) deve ser tal que, mesmo para perda da maior unidade de geração, a frequência permanece acima de um limite pré-estabelecido [4]. Para a maioria dos grandes sistemas interligados, a perda da maior unidade de produção não viola o valor pré-determinado, ou seja, não ocorre nenhum corte de carga por subfrequência.

Para quantificar o comportamento do sistema após a perda de uma grande unidade de produção, considera-se a equação para a conservação de energia para a massa em rotação de todas as máquinas conectadas ao sistema de energia:

$$\frac{df}{dt} = \left\{ \frac{1}{2} J \omega^2 \right\} = P_{prod} - P_{cons} \quad (3.1)$$

onde  $J$  é o momento total de inércia de toda a massa rotativa ligada ao sistema de potência, isto é, todos os motores e geradores elétricos. Qualquer desequilíbrio entre produção e consumo resulta numa alteração da energia cinética da massa rotativa e assim numa alteração de frequência.

A relação entre desequilíbrio de potência e a mudança de frequência é tipicamente escrita na seguinte forma [4]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2} f_0 \frac{P_{prod} - P_{cons}}{SH} \quad (3.2)$$

onde  $f_0$  é a frequência nominal do sistema de potência,  $P_{prod}$  é a produção total,  $P_{cons}$  é o consumo total e  $SH$  a energia cinética total da massa rotativa conectada ao sistema. Observa-se que a constante de inércia  $H$  inclui toda a massa rotacional diretamente conectada à rede, incluindo os motores que fazem parte do consumo.

A inércia pode ser interpretada como "resistência à mudança" e impede que a frequência da rede mude repentinamente. Isso se explica pelo fato das máquinas síncronas terem partes giratórias grandes e pesadas; e sua grande quantidade de energia cinética é um obstáculo contra a mudança rápida no nível de frequência.

A energia cinética de uma massa com momento de inércia  $J$  que gira à velocidade angular  $\omega$  é descrita como:

$$E_{cinética} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (3.3)$$

A energia cinética de uma usina de geração de energia é geralmente expressa através de "constante de inércia"  $H$ . A constante de inércia  $H$  é a razão

entre a energia cinética à velocidade nominal de rotação e a potência aparente nominal da unidade, conforme mostrado (4.4).

$$H = \frac{\frac{1}{2}Jw_0^2}{S_{nominal}} \quad (3.4)$$

onde  $w_0$  é a velocidade nominal de rotação.

O processo de mudança de frequência pode ser dividido em dois fenômenos: temporários ou de curto prazo e permanentes ou de longo prazo. O CAG altera a potência mecânica de entrada entregue ao eixo em resposta a um desvio de frequência do valor do ponto de operação [14]. O desvio na frequência após uma mudança súbita no balanço de potência ativa nos primeiros segundos é afetado principalmente pela inércia do sistema de potência. Isso ocorre porque o CAG não é capaz de ter uma ação instantânea.

### 3.2.

#### Resposta Inercial a Grandes Distúrbios

É inerente às máquinas rotativas o armazenamento de energia cinética em suas massas girantes, mantida constante somente na condição particular de equilíbrio entre o torque mecânico produzido e o torque elétrico solicitado. Qualquer perturbação nessa condição resulta em transferência de energia cinética, com aumento ou redução da velocidade angular da massa girante, até que ações externas recomponham o equilíbrio. No sistema elétrico, os geradores e motores diretamente conectados à rede respondem naturalmente às perturbações no equilíbrio geração - carga, fornecendo ou absorvendo energia cinética, até que atuem os mecanismos de regulação sensíveis às conseqüentes variações de velocidade angular, conforme visto nas seções anteriores.

Essa resposta é denominada inercial, por ser a energia cinética em uma determinada máquina proporcional ao momento de inércia da massa girante, representado em termos normalizados pela constante  $H$ .

$$\Delta w = \frac{1}{2H} \int_{t_1}^{t_2} (T_m - T_e) dt \quad (3.5)$$

Desprezando-se o termo de amortecimento, a equação de oscilação de uma máquina elétrica é reordenada em (4.5) para evidenciar o efeito da inércia e do equilíbrio entre torques sobre a variação de velocidade angular.

A variação da velocidade angular do rotor  $\Delta\omega$  responde, portanto, à integral da diferença entre os torques mecânico  $T_m$  e elétrico  $T_e$ , com um ganho inversamente proporcional ao dobro da constante de inércia da máquina. Em escala sistêmica, (4.5) pode representar o efeito do equilíbrio geração-carga sobre a variação da frequência do sistema, sendo  $H$  a representação da inércia agregada no conjunto de máquinas em operação. Tendo em vista que as ações de controle com efeito sobre a recuperação da frequência têm uma dinâmica relativamente lenta, nota-se que a variação da frequência nos primeiros instantes após uma perturbação do equilíbrio geração-carga é determinada, predominantemente, pela magnitude da perturbação e pela inércia agregada das máquinas, tal que quanto maior a inércia, menor o valor absoluto da taxa de variação da frequência pós-distúrbio. Após alguns segundos de resposta inercial, passa a ser percebida a ação da regulação primária de frequência do parque gerador, absolutamente necessária para limitar a variação da frequência resultante do desequilíbrio entre a carga e a geração, conforme mostrado na Figura 3.2, na qual é representada uma perturbação associada a déficit de geração.

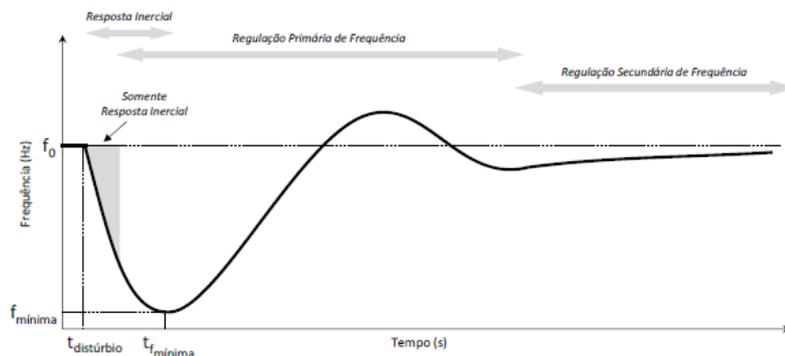


Figura 3.2 – Comportamento da frequência do sistema após um distúrbio caracterizado por déficit de geração

Há ainda a regulação secundária de frequência a cargo das unidades geradoras participantes do CAG, através da qual é promovido o restabelecimento da frequência do sistema ao valor inicial, bem como dos intercâmbios de potência ativa aos valores programados.

Apesar da resposta inercial e da regulação primária, em conjunto, desempenham papel fundamental para conter a variação da frequência após

um distúrbio, há um período inicial típico de 2 a 3 segundos no qual a transferência de energia cinética envolvendo as máquinas conectadas diretamente à rede constitui-se no principal recurso para limitar a taxa de variação da frequência do sistema. Após um evento caracterizado por déficit de geração, como o ilustrado na Figura 3.2, a resposta inercial é um fator decisivo, seja para o sucesso da regulação primária ou para determinar a necessidade de medidas emergenciais para a recuperação do equilíbrio através de desligamentos de carga comandados por sistemas de proteção sensíveis à taxa de variação e/ou ao valor absoluto da frequência, como, por exemplo, o ERAC. É, portanto, natural concluir que, quanto maior a inércia agregada no sistema, menores tendem a ser as variações de frequência após distúrbios e, conseqüentemente, a exposição a medidas emergenciais de corte de carga em situações como a descrita acima.

### 3.3.

#### **Efeitos da Integração em Larga Escala da Geração Eólica**

Em um sistema hidrotérmico, a quantidade de unidades geradoras em operação sincronizada pode ser diretamente correlacionada com a capacidade de resposta inercial a distúrbios com impacto na frequência. Os modelos de aerogeradores utilizados no período inicial da integração das fontes eólicas (Tipo I – gerador de indução com velocidade fixa e Tipo II – gerador de indução com escorregamento variável) contribuem para a inércia sistêmica, uma vez que se baseiam em máquinas de indução diretamente conectadas à rede elétrica e, portanto, capazes de responder às variações de frequência em seu ponto de conexão.

Entretanto, a evolução tecnológica destinada a aumentar o aproveitamento das condições de vento, bem como a escala e a produtividade das plantas eólicas, vem progressivamente promovendo o desacoplamento, com o uso de conversores eletrônicos, entre os elementos rotativos que armazenam energia cinética nos aerogeradores e o sistema externo ou, em outras palavras, dissociando a velocidade angular dos rotores da frequência do sistema. Os aerogeradores mais modernos (Tipo III – gerador de indução com dupla alimentação e Tipo IV – gerador síncrono conectado à rede por conversor de potência), dispõem de máquinas com velocidade variável associadas a conversores eletrônicos e sofisticadas malhas de controle que, se por um lado asseguram ao conjunto um elevado desempenho e flexibilidade operativa, o tornam incapaz de produzir naturalmente uma resposta inercial a distúrbios de origem sistêmica [20].

As unidades convencionais de produção de energia são conectadas à rede elétrica por meio de uma máquina síncrona. A velocidade da máquina síncrona é acoplada diretamente à frequência da rede. Como resultado, qualquer mudança na frequência da rede resultará em uma mudança na velocidade do gerador. Em relação a (4.3) e (4.4) a energia cinética total da massa rotativa em unidades elétricas convencionais contribui para a inércia total do sistema  $SH$  em (4.2).

No entanto, conforme visto no Capítulo 2, as modernas turbinas eólicas de velocidade variável (TEVV) utilizam conversores eletrônicos para magnetizar o sistema de excitação, existindo assim um desacoplamento elétrico entre a velocidade de rotação da máquina e a frequência da rede. Uma alteração na frequência do sistema não impacta a máquina. Embora essas máquinas tenham grande quantidade de energia cinética, tais turbinas eólicas não contribuem para a inércia total do sistema. Em um sistema com elevada penetração de energia eólica, nos períodos de elevados ventos, os geradores síncronos convencionais são substituídos pelas turbinas eólicas e, como resultado, a inércia total do sistema é reduzida.

Os geradores DFIGs estão ligados em parte à rede através de um conversor de potência eletrônico e em parte ligados diretamente. Sua contribuição para a inércia do sistema não é imediatamente clara. Vê-se mais adiante, que a contribuição de um DFIG é pequena e pode ser negligenciada [4].

Como já explanado nas seções anteriores, a relação entre a energia cinética da massa rotativa e a potência nominal de um gerador é chamada constante de inércia  $H$ , que é da mesma ordem de grandeza para unidades de produção convencionais. Isso é ilustrado na Figura 3.3. Com algumas exceções, a constante de inércia está situada entre 2 e 6 s.

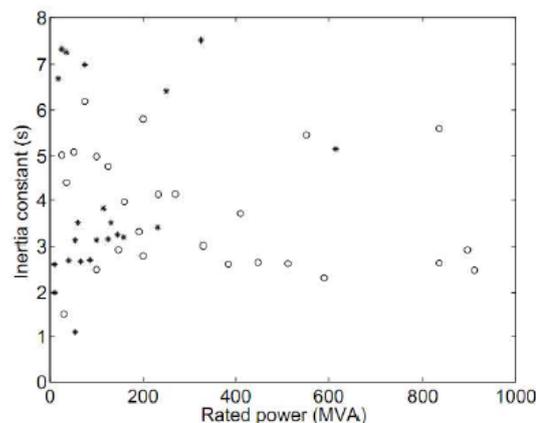


Figura 3.3 – Constante de inércia de unidades geradoras hidráulicas (estrelas) e unidades geradoras térmicas (círculos) para uma faixa de potência nominal [4]

Para quantificar o impacto da energia eólica na inércia total do sistema, assume-se que todas as unidades de geração convencionais têm a mesma constante de inércia  $H_{conv}$  e que a contribuição da energia eólica para a inércia do sistema é zero. Além disso, desconsidera-se a contribuição da carga para a inércia do sistema. Assim, (4.2) fica como:

$$SH = H_{conv} \times S_{conv} \quad (3.6)$$

onde  $S_{conv}$  é a potência nominal de todas as unidades geradoras convencionais conectadas à rede após a perda da maior unidade geradora. Antes dessa contingência, a produção é igual ao consumo:

$$P_{cons} = P_{prod} = P_{wind} + P_{conv} + \Delta P \quad (3.7)$$

Em (4.7)  $P_{wind}$  é a contribuição da energia eólica,  $P_{conv}$  é a contribuição das unidades de geração convencionais após a perda da maior unidade de geração, e  $\Delta P$  é a perda de geração. Este último termo é também o desequilíbrio entre geração e carga imediatamente após a perda da maior unidade de geração.

A combinação de (4.6) e (4.7) com (4.2) fornece a expressão para a taxa inicial de mudança de frequência (ROCOF) após a perda de uma grande unidade de geração:

$$\frac{df}{dt} = -\frac{f_0}{2H_{conv}} \times \frac{\Delta P}{S_{conv}} \quad (3.8)$$

O primeiro fator no lado direito de (4.8) é constante; o ROCOF é, portanto, proporcional à relação entre a quantidade de geração perdida e a capacidade instalada total da geração convencional.

Por definição, o dimensionamento do evento para a estabilidade de frequência é a perda da maior unidade de geração. A pior situação que acarreta a mais rápida diminuição na frequência, ocorre para o cenário com menor quantidade de geração convencional em operação. Isto é, quando o consumo é pequeno, e há grande quantidade de geração de energia eólica, e a exportação é pequena ou a importação é grande.

Cenários com baixa quantidade de geração convencional ocorrem mais frequentemente em sistemas ou subsistemas com grandes quantidades de energia eólica instalada [15]. Nesse caso, são necessárias medidas para evitar uma diminuição rápida da frequência na perda de uma grande unidade de geração. Uma dessas medidas é equipar as turbinas eólicas com inércia sintética,

que será explicada no próximo item e faz parte do tema principal dessa dissertação.

Ao final do ano de 2016, a capacidade instalada em fontes de natureza eólica se aproximou da marca de 487 GW no mundo [1], com um grande número de plantas disponibilizando individualmente centenas de MW em seus pontos de conexão ao sistema. No contexto da integração em larga escala, a indústria de aerogeradores tem realizado importantes movimentos no sentido de desenvolver funcionalidades para seus produtos capazes de tornar mais robusta a interação das plantas eólicas com o sistema elétrico, refletindo o atendimento a uma nova gama de requisitos técnicos elaborados em favor da segurança operativa e adaptados às características locais ou regionais. Um dos desenvolvimentos mais recentes tem por objetivo tornar os aerogeradores modernos sensíveis às grandes variações de frequência do sistema com a produção, por ação de controle dos conversores, de um aumento transitório da potência ativa entregue em seus terminais [17,18,19,20,21]. Dessa forma, seria possível emular ou sintetizar uma resposta inercial dos aerogeradores, tendo em vista contribuir, junto com a resposta natural das demais máquinas conectadas à rede, para uma menor variação da frequência pós-distúrbio.

### 3.4.

#### **Inércia Sintética**

A energia cinética armazenada em partes rotativas de turbinas eólicas pode ser extraída através de uma estratégia de controle denominada "*inércia sintética*". O sistema de controle detecta o desvio de frequência e ajusta o fluxo de energia para a rede com base nisso. Desta forma, a turbina eólica contribui para a inércia do sistema como as unidades geradoras convencionais; daí o termo "*inércia sintética*".

O uso da inércia sintética está sendo discutido por vários operadores de sistemas de transmissão. Por exemplo, na Grã-Bretanha exige-se que os parques eólicos participem no suporte de frequência. Logo, um estudo do TSO britânico e da *National Grid* sobre a inércia sintética, chegou à conclusão de que um aumento de potência de 5 a 10% durante um desvio de frequência da ordem de 0,8 Hz em aproximadamente 8 segundos seria suficiente [16]. Já no Brasil, os procedimentos de rede dizem que:

- os aerogeradores com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal; e
- a injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência.

Para qualquer massa rotacional, a potência é igual à velocidade de rotação multiplicada pelo torque:

$$P = T \times \omega \quad (3.9)$$

Se o torque elétrico for aumentado artificialmente, a potência também será aumentada, as pás da turbina diminuirão a velocidade e a energia cinética armazenada nas pás e no rotor será extraída. O torque adicional, ou potência, é solicitado por um controlador com base na frequência medida na rede.

No entanto, o controlador normal de uma turbina eólica ao detectar esta redução na velocidade de rotação, irá reduzir o torque (e, portanto, o fluxo de energia para a rede) para recuperar a velocidade de rotação. Isso é exatamente o oposto ao que é necessário. Logo, uma potência extra artificial ou sintética, dependendo da magnitude do desvio de frequência, é adicionada ao valor de potência do ponto de ajuste. Este recurso deve ser apenas ativado para certas excursões de frequência devido à grande perda de potência ativa que é determinada pela configuração de banda morta. A potência máxima adicional deve ser limitada a um valor de 5 a 10%, a fim de evitar demandas de potência não realistas.

## 4

### Modelagem da Turbina Eólica GE 1.6 MW

Nesse trabalho, assume-se que todas as turbinas eólicas na rede são do tipo DFIG. Na Figura 4.1 apresenta-se um diagrama simples deste tipo de turbina.

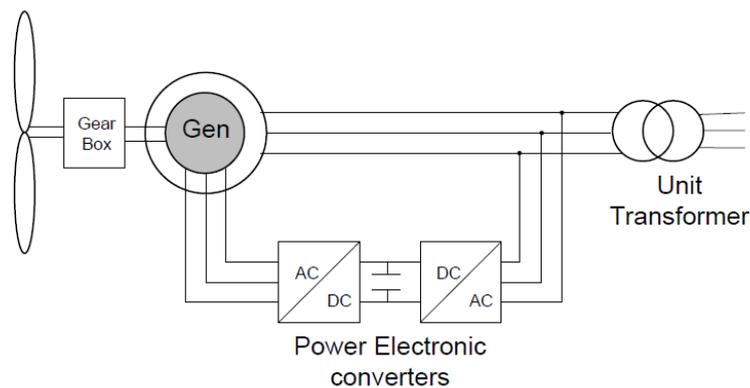


Figura 4.1 – Configuração típica de uma turbina eólica do tipo DFIG

É importante mencionar que existem limitações no modelo de turbina eólica DFIG GE 1.6 MW no contexto das análises elétricas. Mais importante, este modelo é adequado para simulações no domínio do tempo para sequência positiva. Pressupõe-se que a análise se concentra principalmente em investigar como as turbinas de geração eólica (WTGs) reagem a perturbações da rede e/ou falhas na rede de transmissão. Por último, o modelo prevê o cálculo do efeito das flutuações da velocidade do vento na saída elétrica do WTG. Os detalhes da dinâmica do dispositivo foram substancialmente simplificados. Especificamente, as dinâmicas muito rápidas associadas ao controle do conversor do gerador foram modeladas como aproximações algébricas (isto é, instantâneas) da sua resposta. A representação dos controles mecânicos da turbina foi também simplificada. O modelo não se destina a estudos de curto-circuito ou estudos de transitórios eletromagnéticos.

#### 4.1.

### Modelo do Gerador/Conversor

Este modelo é o equivalente do gerador e do conversor de campo e fornece a interface entre o WTG e a rede. Ao contrário de um modelo de gerador convencional, esse modelo não contém as variáveis de estado mecânico para o rotor da máquina - estas estão incluídas no modelo da turbina. Além disso, ao contrário dos modelos de geradores convencionais, todas as dinâmicas de fluxo foram eliminadas para refletir a resposta rápida do conversor aos comandos de nível superior dos controles elétricos. O resultado líquido é uma fonte algébrica de corrente controlada que calcula a corrente injetada necessária na rede em resposta aos comandos de fluxo e potência ativa do modelo de controle elétrico. Esta fonte de corrente controlada também incorpora a lógica de potência de subtensão e os controles de conversão de ação rápida que atenuam as sobretensões, reduzindo a saída de potência reativa [17].

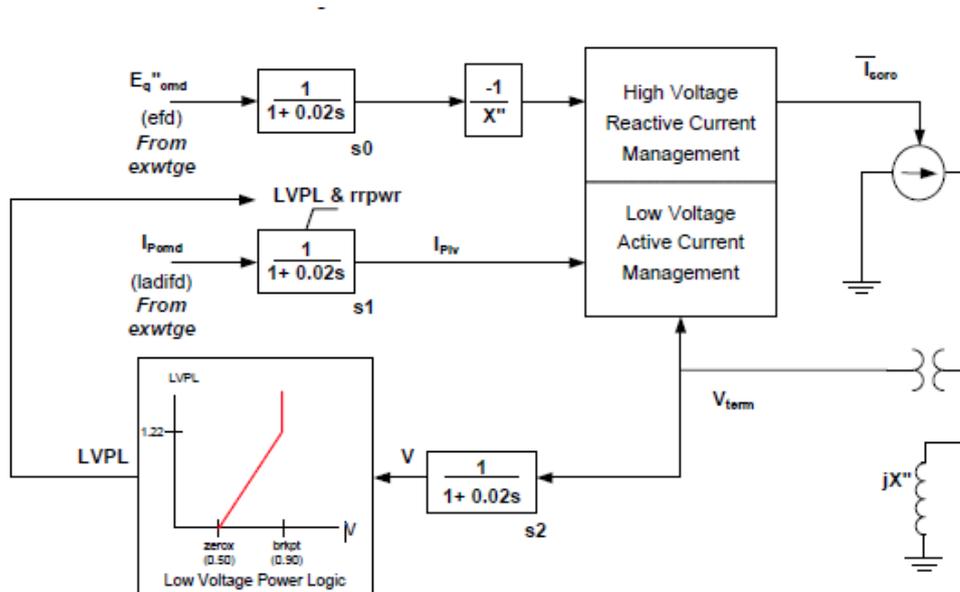


Figura 4.2 – Modelo do gerador/conversor DFIG [17]

O modelo é mostrado na Figura 4.2. Ele mantém constante a componente de potência ativa (eixo X) da corrente e a tensão do eixo X (fluxo do eixo Y) atrás da reatância efetiva do gerador,  $X''$ . O comando dos sinais reais e imaginários são processados no modelo de controle elétrico descrito na Seção 4.2. Os filtros passa-baixa nos sinais de comando recebidos são aproximações simples do sistema de controle eletrônico complexo e rápido. Este pequeno atraso

(0,02 segundos) fornece uma representação razoável no período de interesse. Tal como acontece com toda a análise de frequência fundamental da sequência positiva, o comportamento do período subtransitório não é significativo.

## 4.2.

### Modelo de Controle do Conversor

Este modelo determina a potência ativa e reativa a ser entregue ao sistema com base nas entradas do modelo da turbina  $P_{ord}$  e do controlador VAR de supervisão  $Q_{ord}$ . O  $Q_{ord}$  pode ser proveniente de um modelo separado ou pelo sistema WindCONTROL (estruturado para medir a tensão em uma barra específica, geralmente no ponto de conexão da planta eólica com a rede de transmissão) incluído no modelo de controle elétrico. O  $Q_{ord}$  também pode ser mantido constante ou determinado por um regulador de fator de potência. O modelo consiste nas seguintes funções de controle [17]:

- Emulador WindCONTROL;
- Regulador de Fator de Potência;
- Controle Elétrico (Volt/VAr); e
- “Open Loop Control Logic” (usado apenas em alguns sistemas mais antigos).

O diagrama de blocos geral para o controle de energia reativa e o controle elétrico é mostrado na Figura 4.3. Estes controles são descritos com mais detalhes nas próximas seções.

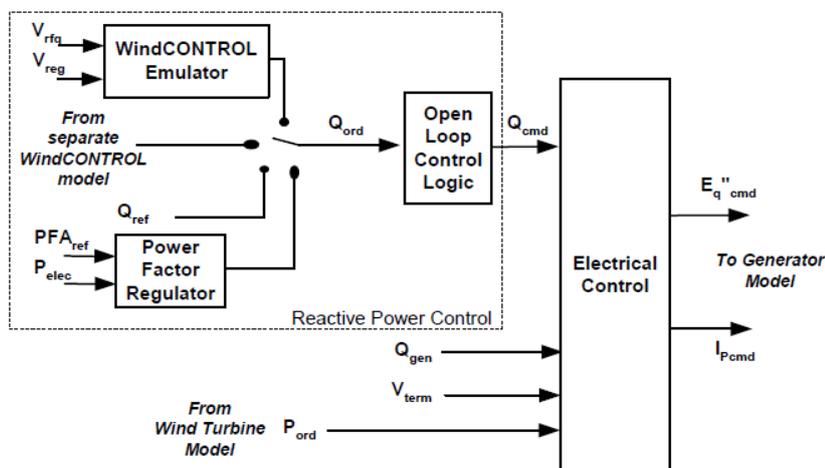


Figura 4.3 – Modelo geral de controle elétrico e potência reativa do DFIG [17]

### 4.2.1.

#### Controle de Potência Reativa

Uma representação mais detalhada do Controle de Potência Reativa é mostrada na Figura 4.4. A função do emulador WindCONTROL é representar um equivalente simplificado da parte do controlador VAR de supervisão de todo o sistema de gerenciamento de parques eólicos (WindCONTROL). A função monitora uma tensão de barramento especificada e a compara com a tensão de referência. Três opções de barramento regulado estão disponíveis: o barramento do terminal WTG, um barramento remoto especificado do sistema de acordo com a respectiva simulação de interesse (por exemplo, ponto de interconexão) ou um ponto sintetizado no sistema de potência. A última barra é sintetizada a partir de medições locais de tensão e corrente, e a reatância de compensação  $X_C$ . O regulador é um controlador PI. A constante de tempo  $T_C$  reflete os atrasos associados ao tempo de ciclo, atraso de comunicação para os WTGs individuais e filtragem adicional nos controles WTG. O atraso da medição de tensão é representado pela constante de tempo  $T_R$ . A Tabela 4.1 fornece as configurações sugeridas para o modelo de emulador WindCONTROL [17].

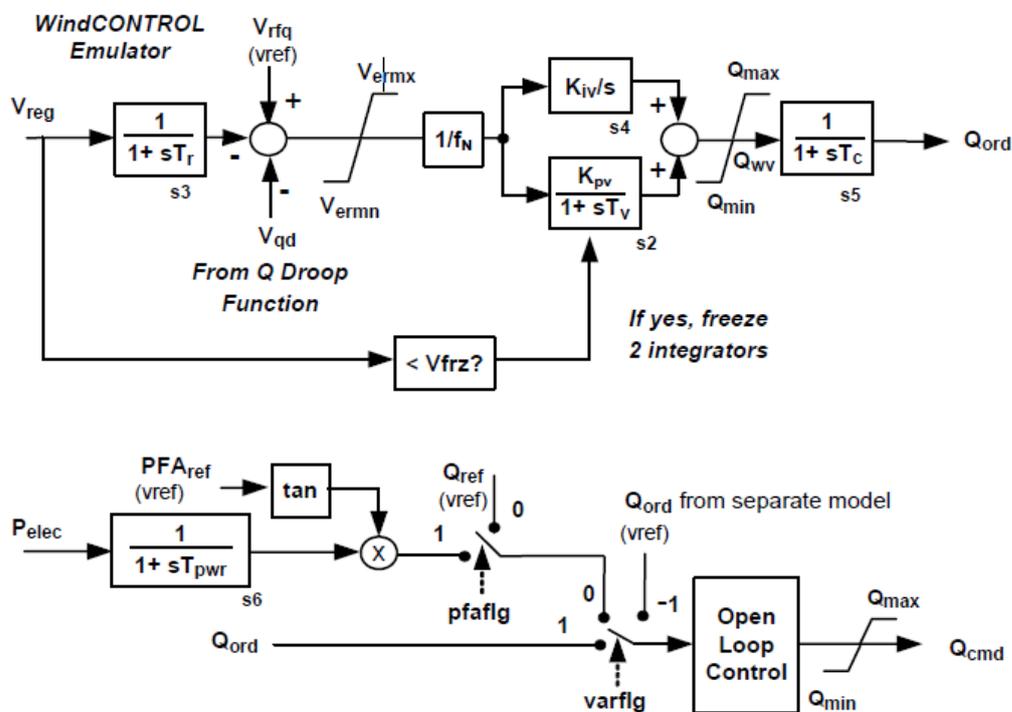


Figura 4.4 – Modelo de controle de potência reativa [17]

O parâmetro  $f_N$  é a fração de turbinas eólicas na planta eólica que estão on-line. Por exemplo, se um caso representa uma condição com metade das turbinas eólicas on-line,  $f_N$  deve ser ajustado para 0,5. Neste caso, a base MVA do gerador também deve ser ajustada para a metade do seu valor total, e a capacidade MW da turbina deve ser ajustada para metade do seu valor total. Se uma planta eólica é representada por mais de um modelo WTG, os valores  $f_N$  de cada um devem ser definidos para o mesmo valor.

O outro método de controle de potência reativa disponível é o controle de fator de potência. Os dados associados a este modo também são mostrados na Tabela 4.1. As configurações apropriadas de sinalizador e ganho para representar várias estratégias de controle são descritas na próxima seção.

Tabela 4.1 – Parâmetros do controle de potência reativa

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetros	Valor Implementado	Faixa	Unidade
$T_r$	TR	0,02	--	s
$T_v$	TV	0,05	--	s
$T_C$	TC	0,15	--	s
$K_{pv}$	KPV	18,0	5 a 50	--
$K_{iv}$	KIV	5,0	1 a 10	--
$T_{lpqd}$	TLPQD	5,0	--	s
$K_{pd}$	KQD	0,04	0,0 a 0,05	--
$K_{qi}$	KQI	0,10	0,0 a 0,5	--
$K_{vi}$	KVI	40,0	10 a 200	--
$V_{ermx}$	VMAX	1,10	--	pu
$V_{ermn}$	VMIN	0,90	--	pu
$I_{pmax}$	IPMAX	1,22	--	pu
$Q_{max}$	QMAX	0,436	--	pu
$Q_{min}$	QMIN	-0,436	--	pu
$f_N$	FN	1,0	0 a 1,0	--

Os valores em preto não devem ser modificados. Já os em azul, pode ser necessário modificações para atender aos requisitos específicos de desempenho do sistema.

Os ganhos PI,  $K_{pv}$  e  $K_{iv}$  são ajustáveis em campo para atender aos objetivos de desempenho e podem ser ajustados no modelo, se necessário. Quando as plantas de vento da GE são comissionadas, os valores desses parâmetros são ajustados em campo para proporcionar um bom desempenho de tensão para resposta sistêmica às variações na energia eólica devido a flutuações do vento. Os valores ajustados no campo são tipicamente da ordem de 2.0 e 1.0, respectivamente. Isso dá um tempo de resposta aproximadamente 10 segundos.

A experiência tem sido muito boa com esses valores. Os valores apresentados na Tabela 4.1 são limites superiores áspersos, com base na simulação e experiência da GE [17]. Eles devem ser adequados para sistemas com uma capacidade de curto-circuito de 5 ou mais vezes a potência nominal da usina eólica. Esses ganhos mais altos darão melhores respostas aos distúrbios das tensões da rede. No entanto, maiores ganhos resultam em maior risco de instabilidade - a maneira como o ajuste do ganho do AVR é realizado, pode desestabilizar as máquinas convencionais síncronas. À medida que um sistema enfraquece, a resposta efetiva da malha fechada fica mais rápida. Assim, a seleção de maiores ganhos para o desempenho do sistema deve ser acompanhada de análises que assegurem uma operação estável em todas as condições de operação aceitáveis - especialmente a condição mínima de resistência ao curto-circuito [17].

O fornecimento de potência reativa é dado como prioridade sobre a potência ativa pelos controles. Somente para a máquina de 1,6 MW da GE (as máquinas de 1.5 MW e 3.6 MW são diferentes), a saída de energia de alta potência sustentada em baixas tensões de terminal pode resultar em queda de poucos por cento na saída de potência ativa. Esse efeito, não é modelado.

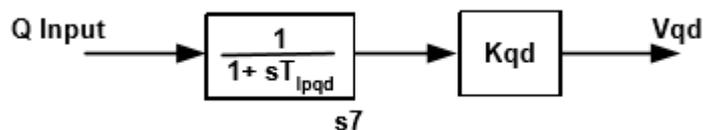


Figura 4.5 – Modelo da função Q-Droop [17]

A função *Q-Droop*, mostrada na Figura 4.5, é uma função de ação relativamente baixa que reduz a referência de tensão efetiva ( $V_{rfq} - V_{qd}$ ) com as mudanças de energia reativa. Isso melhora a coordenação entre vários controladores integrados que regulam o mesmo ponto no sistema [2]. Por padrão, a função *Q-Droop* está desabilitada. Pode ser habilitada configurando o parâmetro de ganho  $K_{qd}$  para um valor diferente de zero. Os dados típicos são mostrados na Tabela 4.2. Existem três opções para a entrada de energia reativa para esta função: energia reativa gerada pelo WTG, fluxo de energia reativa em um ramo especificado ou uma potência reativa sintetizada. O último é o fluxo de energia reativa no ramo especificado mais um termo secundário  $X_{qd} * I_m^2$ , onde  $I_m$  é a magnitude da corrente que flui nesse ramo [17].

Tabela 4.2 – Parâmetros da função Q-Droop

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetro	Valor Implementado	Unidade
$K_{pp}$	KPP	150	--
$K_{ip}$	KIP	25	--
$T_p$	TPC	0,30	s

#### 4.2.2.

### Controle Elétrico

Uma representação mais detalhada do controle elétrico é mostrada na Figura 4.6. O modelo do controlador elétrico é uma representação simplificada do sistema de controle do conversor.

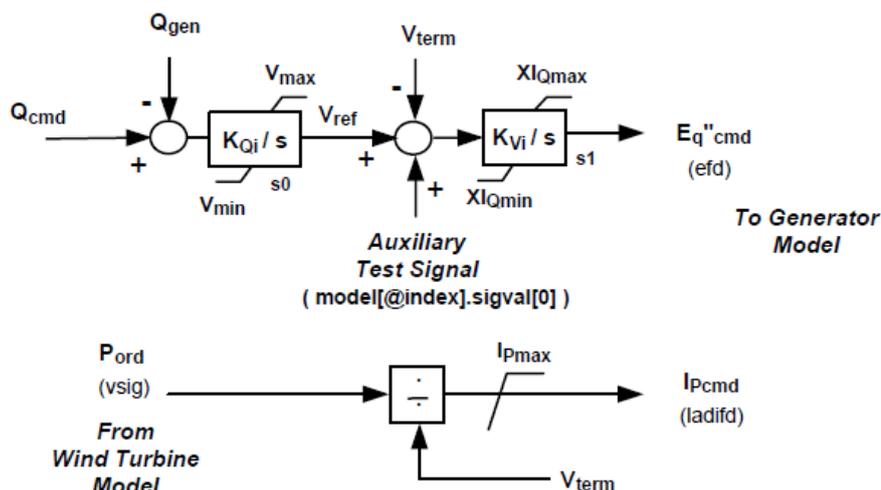


Figura 4.6 – Controle elétrico do DFIG [2]

O controle volt/var monitora a potência reativa do gerador,  $Q_{gen}$  e a tensão do terminal  $V_{term}$ , para calcular o comando de tensão  $E_q''_{cmd}$  necessário para atender o  $Q_{cmd}$  do *Reactive Power Control*. O sinal  $Q_{cmd}$  é comparado com a potência reativa gerada pelo conversor, e o erro resultante é integrado com um ganho de  $K_{qi}$ , para gerar uma referência de tensão  $V_{ref}$ . Assim, o comando de potência reativa é implementado através de uma referência de tensão que muda lentamente.

O bloco de controle de tensão subsequente é significativamente mais rápido. A referência de tensão é comparada à tensão real do terminal, e o erro de tensão resultante é multiplicado por um ganho e integrado para calcular o comando de

tensão  $E_{q\text{ cmd}}^{\text{m}} \cdot$  Assim, uma queda na tensão do terminal, por exemplo, em resposta a uma falha do sistema, resulta em um erro de tensão imediatamente grande. A magnitude do ganho determina a constante de tempo efetiva associada ao circuito de controle de tensão. O comando de tensão  $E_{q\text{ cmd}}^{\text{m}}$  é limitado para refletir restrições de hardware.

Na Tabela 4.3 encontra-se os valores dos parâmetros para o modelo de controle elétrico. Todas as configurações são dadas em termos de MVA nominal.

Tabela 4.3 – Parâmetros do controle elétrico do DFIG

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetro	Valor Implementado	Unidade
$K_{qi}$	KQI	0,1	--
$K_{vi}$	KVI	40	--
$XI_{Qmax}$	XIQMAX	1,45	--
$XI_{Qmin}$	XIQMIN	0,50	--
$V_{max}$	VMAX	1,10	pu
$V_{min}$	VMIN	0,90	pu
$I_{pmax}$	IPMAX	1,1	pu

### 4.3.

#### Turbina Eólica e Modelo de Controle da Turbina

O modelo da turbina eólica fornece uma representação simplificada de um sistema eletromecânico muito complexo. O diagrama de blocos para o modelo é mostrado na Figura 4.7. Em termos simples, a função da turbina eólica é extrair a maior quantidade possível de energia do vento disponível sem exceder o valor nominal do equipamento. O modelo de turbina eólica representa os controles relevantes e a dinâmica da mecânica da turbina eólica. Este modelo é usado tanto para os modelos WTG do DFIG quanto para o conversor completo. No entanto, algumas das características (por exemplo, resistor de frenagem dinâmico) não são aplicáveis às máquinas DFIG [17].

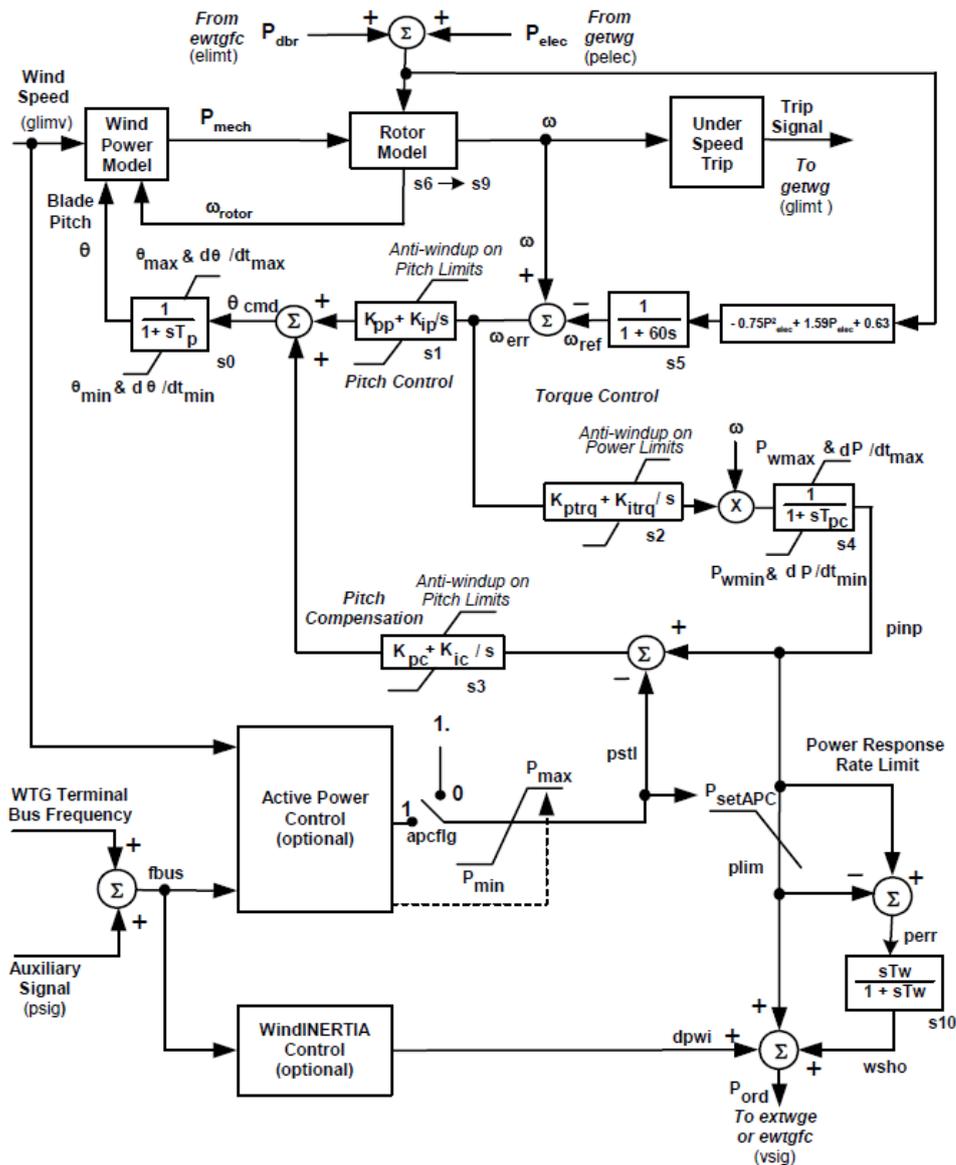


Figura 4.7 – Diagrama de blocos do modelo de turbina eólica [17]

Os detalhes do modelo de controle da turbina (controle de torque, controle de ângulo da pá, compensação de ângulo) são descritos na Seção 4.3.1. O modelo mecânico do rotor é descrito na Seção 4.3.2. O modelo de energia eólica é uma relação algébrica moderadamente complexa que rege a potência mecânica do eixo que depende da velocidade do vento, da velocidade do rotor e do ângulo da pá. Este modelo está descrito na Seção 4.3.3. Os detalhes dos controles opcionais são descritos na Seção 4.3.4, emulador de controle de potência ativa na Seção 4.3.5, modelo WindINERTIA.

Os conversores utilizados no DFIG permitem injetar ou absorver energia reativa (por exemplo, regular a tensão) com potência zero real [2]. No entanto, a capacidade reativa do modelo DFIG é reduzida, de  $\pm 0.436 pu$  para  $\pm 0.12 pu$ ,

enquanto opera com o controle WindFREE. O valor zero pode ser o resultado de nenhum vento, vento excessivo ou uma ação operativa para reduzir a saída. Os três cenários descritos de energia zero podem ser simulados definindo o parâmetro *wfflg* como 1 [17].

Para o primeiro cenário (sem vento), um modelo de perfil de vento descrito é necessário para conduzir uma velocidade de vento de WTG específica abaixo do limite inferior de velocidade do vento. À medida que a velocidade do vento cai, a velocidade da máquina, a energia elétrica e energia mecânica também. Abaixo do limite inferior de velocidade do vento, a diminuição da potência mecânica é implementada com um termo de *pseudo drag*. Sem o controle *WindFREE*, um sinal de disparo é gerado quando a velocidade do rotor cai abaixo de 0,10 pu [17]. Com essa característica de controle, o modelo do gerador ainda responderá aos comandos de potência reativa do modelo de controle elétrico (por exemplo, o emulador WindCONTROL. O limite inferior de velocidade do vento é ajustado em 3 m/s, e não pode ser alterado. [17].

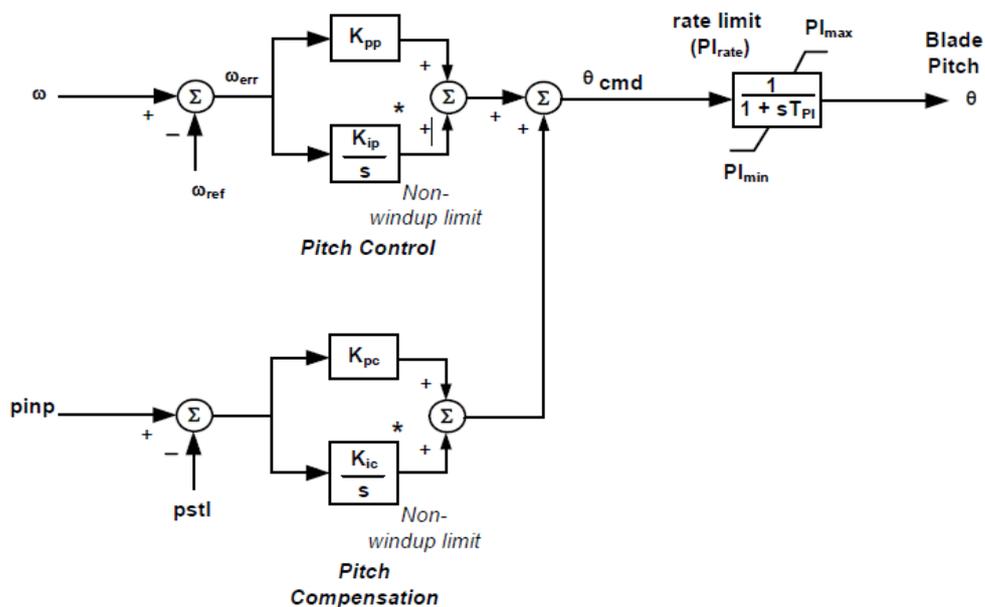
O segundo cenário (vento excessivo) também requer um modelo de perfil de vento descrito. Uma vez que a velocidade do vento ultrapassa o limite superior de velocidade do vento, a diferença entre a velocidade do vento e o limiar é integrada. Se esse valor exceder outro limiar e o controle *WindFREE* for habilitado, a máquina passa para operação de energia zero (isto é, a energia elétrica e a velocidade do rotor são zero) [17]. A integração representa uma função de tempo inverso; quanto mais excessiva a velocidade do vento, mais cedo a unidade entra em operação de energia zero. Todos os limitadores e temporizadores de velocidade do vento são internos ao modelo e não podem ser alterados. O limite superior de velocidade do vento está configurado atualmente em 25 m/s e o limite de tempo inverso a 8 m-s/s.

Para o terceiro cenário (saída reduzida), a potência real no gerador no fluxo de potência é zero. O WTG inicializará a velocidade zero do vento, velocidade da máquina, potência elétrica e mecânica. Novamente, o modelo do gerador irá injetar ou absorver potência reativa em resposta a comandos de potência reativa do modelo de controle elétrico [17].

### 4.3.1.

#### Modelo de Controle da Turbina

A parte central da Figura 4.7 representa modelo dos controles da turbina. A implicação prática do controle da turbina é que, quando a energia eólica disponível está acima da nominal do equipamento, o ângulo das pás é alterado de forma a limitar a potência mecânica  $P_{mech}$  entregue ao eixo à potência nominal do equipamento (1,0 pu). Quando a energia eólica disponível é menor do que a nominal, as pás são definidas no ângulo mínimo para maximizar a potência mecânica [17]. A dinâmica do controle de posição das pás é moderadamente rápida e pode ter um impacto significativo nos resultados de simulação dinâmica. Um diagrama detalhado dessa parte do modelo é ilustrado na Figura 4.8.



\* Os integradores Pitch Control e Pitch Compensation não são integradores de windup como uma função do pitch, ou seja, as entradas desses integradores são definidas como zero quando o pitch está nos limites ( $P_{imax}$  ou  $P_{imin}$ ) e a entrada do integrador tende a forçar o comando pitch contra o limite. As saídas desses integradores não são limitadas.

Figura 4.8 – Diagrama de blocos do controle de ângulo e compensação das pás do aerogerador [17]

O modelo de controle da turbina envia uma ordem de potência ao controle elétrico, solicitando que o conversor entregue essa potência à rede. O controle elétrico, conforme descrito na Seção 4.2 - *Converter Control Model*, pode ou não ser bem-sucedido na implementação desta ordem de potência. O controle da

velocidade da turbina é bastante complexo. Para fins de modelagem, isso é aproximado pelo controle de circuito fechado com uma referência de velocidade proporcional à saída de potência elétrica [17]. Para os níveis de potência acima do nominal do equipamento, a velocidade do rotor será controlada principalmente pelo controle de passo, com a velocidade que pode aumentar acima da referência de forma transitória. O controle real não usa uma referência de velocidade ou um feedback de potência.

Neste modelo, os atuadores de posição da pá são limitados por taxa e possuem uma constante de tempo associada com a tradução do ângulo da pá para a saída mecânica [17]. O controle de passo não diferencia se a aceleração do eixo foi, devido ao aumento da velocidade do vento ou devido a falhas do sistema. Em ambos os casos, a resposta é apropriada e relativamente lenta em comparação com o controle elétrico [17].

A velocidade de referência do modelo é normalmente  $1,2 pu$ , mas é reduzida para níveis de energia abaixo de 46% [17]. Esse comportamento é representado no modelo usando a seguinte equação para referência de velocidade quando a potência está abaixo de  $0,46 pu$ :

$$w_{ref} = -0,75P^2 + 1,59P + 0,63$$

A referência de velocidade rastreia lentamente as mudanças de potência com uma constante de tempo de filtro passa baixa de 60 segundos. No controlador real, a referência de velocidade não é diretamente uma função de potência, mas o efeito geral na relação velocidade/energia é semelhante.

O controle da turbina atua para suavizar as flutuações de energia elétrica devido a variações na potência do eixo. Ao permitir que a velocidade da máquina varie em torno da velocidade de referência, a inércia da máquina funciona como um *buffer* para variações mecânicas de potência. O modelo inclui uma função de disparo de baixa velocidade do rotor. Se a velocidade da máquina DFIG cair abaixo de  $0,10 pu$ , o WTG é disparado instantaneamente [17].

O modelo também inclui corte para velocidade de vento alto e baixa para a turbina. Para a máquina DFIG, isso resulta em desconexão do gerador. Todos os limitadores e temporizadores de velocidade do vento são internos ao modelo e não podem ser alterados [17].

O limite superior de velocidade do vento está configurado atualmente em 25 m/s. A diferença entre a velocidade do vento e o limite de velocidade alta do vento é integrada e, se esse valor exceder outro limiar (de  $8 m/s^2$ ), a unidade é

desconectada, conforme visto anteriormente. A integração representa uma função de tempo inverso. Quanto mais excessiva for a velocidade do vento, mais rápida a unidade é desconectada do sistema [17].

O limite inferior de velocidade do vento é ajustado em 3 m/s. Para esta função, a diminuição da velocidade e da potência do rotor é aproximada. A unidade é desconectada através da função de disparo de baixa velocidade do rotor, quando a velocidade do rotor cai abaixo de 0,10 pu. Uma vez que um WTG desconectou, não pode ser inicializado novamente. O modelo não é aplicável nem apropriado para simular cenários de inicialização [17].

Os valores de parâmetros para o modelo de controle da turbina eólica DFIG são identificados na Tabela 4.4. Nenhum desses valores deve ser modificado, a menos que seja recomendado pelo fabricante.

Tabela 4.4 – Parâmetros de controle da turbina DFIG – WTG (na base MW da turbina)

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetros	Valor Implementado	Unidade
$K_{pp}$	KPP	150,0	--
$K_{ip}$	KIP	25,0	--
$T_p$	TPC	0,30	s
$\theta_{max}$	BMAX	27,0	graus
$\theta_{min}$	BMIN	0,0	graus
$d\theta/dt_{max}$	DBDTMA	10,0	graus/s
$d\theta/dt_{min}$	DBDTMI	-10,0	graus/s
$P_{wmax}$	PWMAX	1,12	pu
$P_{wmin}$	PWMIN	0,00	pu
$dP/dt_{max}^*$	DPDTMA	2,0	pu/s
$dP/dt_{min}^*$	DPDTMI	-2,0	pu/s
$K_{pc}$	KPC	3,0	--
$K_{ic}$	KIC	30,0	--
$K_{ptrq}$	KPTRQ	3,0	--
$K_{itrq}$	KITRQ	0,6	--
$T_{pc}$	TPC	0,05	--
$wfflg$	WFFLG	0,0	--

\* Este par de valores precisa ser definido para +/- 2.0 quando o modelo mecânico de 2 massas é usado, conforme descrito na próxima seção.

### 4.3.2.

#### Modelo Mecânico do Rotor

O bloco rotulado "Rotor Model" na parte superior da Figura 4.7 inclui a equação de inércia do rotor para o rotor WTG. Esta equação usa a potência mecânica do modelo de energia eólica e a potência elétrica do modelo gerador/conversor para calcular a velocidade do rotor. No caso do modelo da GE, usa-se o equivalente de massa simples.

Na Tabela 4.5 encontra-se os dados para o modelo mecânico do rotor. Esses parâmetros resultam em frequências de oscilação de torção de aproximadamente 1,8 Hz para as máquinas de 1,6 MW [17]. O coeficiente de amortecimento de torção ( $D_{tg}$ ) é ajustado para aproximar o amortecimento fornecido por uma função de amortecimento no controlador. Aumentam-se os limites da taxa de potência,  $dP/dt$  max (pu /s), como mencionado acima, sendo também necessário para aproximar esta função de amortecimento.

Tabela 4.5 – Parâmetros do modelo mecânico do rotor DFIG WTG (na base MW da turbina)

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetros	GE 1,6 MW	
		60 Hz	50 Hz
<i>Modelo de uma só massa</i>			
$H$	H	4,63	4,96
<i>Modelo de duas massas (não recomendado)</i>			
$H$	H	4,06	4,06
$H_g$	HG	0,58	0,90
$K_{tg}$	KTG	1,04	1,30
$D_{tg}$	DTG	1,5	2,3
$w_{base}$ *	WBASE	125,66	157,08

\* velocidade nominal do gerador

### 4.3.3.

#### Modelo de Energia Eólica

Para as simulações do sistema de potência que envolvam distúrbios da rede, uma aproximação razoável é assumir que a velocidade do vento permanece constante. No entanto, a potência mecânica fornecida ao eixo é uma função complexa da velocidade do vento, ângulo de inclinação da pá e velocidade do eixo [17]. Além disso, com a geração eólica, o impacto das flutuações da potência

eólica na saída das máquinas é de interesse. O modelo de turbina usa o modelo de potência eólica para fornecer esse mapeamento.

A função do modelo de potência eólica calcula a potência mecânica da turbina eólica (energia do eixo) a partir da energia contida no vento, usando a seguinte relação:

$$P_{mec} = \frac{\rho}{2} A v_{vento}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4.1)$$

Conforme visto no Capítulo 2,  $P_{mec}$  é a potência mecânica extraída do vento,  $\rho$  é a densidade do ar em  $\text{kg/m}^3$ ,  $A$  é a área varrida pelas pás do rotor em  $\text{m}^2$ ,  $v_{vento}$  é a velocidade do vento em  $\text{m/s}$ , e  $C_p$  é o coeficiente de potência, que é uma função de  $\lambda$  e  $\beta$ , sabendo que  $\lambda$  é a razão da velocidade tangencial da ponta das pás da turbina e a velocidade do vento incidente ( $V_t/v_{vento}$ ), e  $\beta$  é o ângulo de inclinação da pá em graus. A relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do rotor da turbina  $w_r$ , é uma constante fixa  $K_b$ . Assim, o cálculo de  $\lambda$  torna-se:

$$\lambda = K_b \left( \frac{w_r}{v_{vento}} \right) \quad (4.2)$$

Para o modelo WTGs da GE, os parâmetros indicados na Tabela 4.6 resultarão na potência mecânica  $P_{mec}$  em  $pu$  na base MW da unidade.

Tabela 4.6 – Coeficientes da energia eólica para o modelo de WTG DFIG

Constante	GE 1,6 MW
$1/2 \rho A_r$	0,00159
$K_b$	56,6

A grandeza  $C_p$  é uma característica da turbina eólica e geralmente é fornecida como um conjunto de curvas que relacionam  $C_p$  e  $\lambda$ , com  $\beta$  como parâmetro. As curvas  $C_p$  representativas para as turbinas eólicas GE são mostradas na Figura 4.9. O ajuste da curva foi realizado para obter a representação matemática das curvas  $C_p$  usadas no modelo:

$$C_p = (\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^4 \cdot \sum_{j=0}^4 \alpha_{i,j} \beta^i \lambda^j \quad (4.3)$$

Os coeficientes ( $\alpha_{i,j}$ ) são apresentados na Tabela 4.7. O ajuste da curva é uma boa aproximação para valores de  $3 < \lambda < 15$ , que são adequados para simulações de estabilidade para todas as configurações e modelos de pás. Essas curvas não devem ser usadas para geração de energia ou outras avaliações econômicas. Os valores de  $\lambda$  fora deste intervalo representam velocidades de vento muito altas e baixas, respectivamente, que estão fora dos valores nominais de regime da máquina [2].

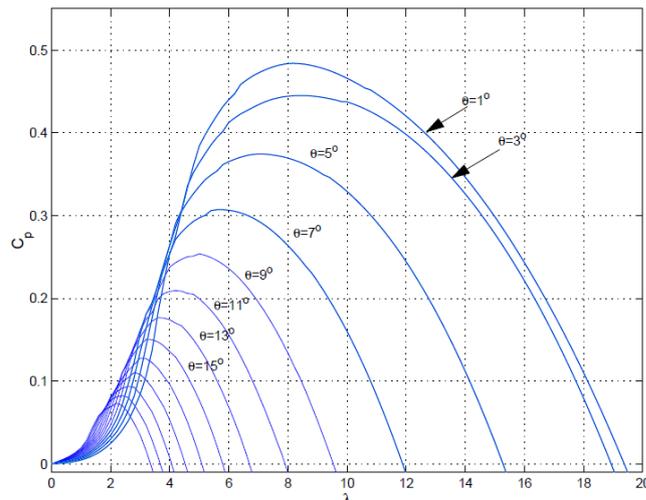


Figura 4.9 – Curvas ( $C_p$ ) de energia eólica

A inicialização do modelo de energia eólica reconhece dois estados distintos: 1) a potência elétrica inicial (do caso de fluxo de potência) é menor do que a nominal, ou 2) potência elétrica inicial é igual a nominal. Em ambos os casos, ( $P_{mec} = P_{ele}$ ) é conhecido a partir do fluxo de potência e ( $w = w_{ref}$ ) é ajustado no valor correspondente  $1.2 pu$  se  $P_{mec} > 0,46 pu$ . Então, usando-se (número) de ajuste da curva  $C_p$ , determina-se a velocidade do vento  $v_{vento}$  necessária para produzir  $P_{mec}$  com  $\beta = \beta_{min}$ . Observa-se da Figura 4.9, que dois valores de  $\lambda$  geralmente satisfazem  $C_p$  para um dado  $\beta$ . A velocidade do vento  $v_{vento}$  correspondente ao maior  $\lambda$  é usada. Se  $P_{mec}$  for menor que o valor nominal, esse valor da velocidade do vento é usado como o valor inicial. Se  $P_{mec}$  é igual ao nominal e o valor de entrada da velocidade do vento é maior que o valor ( $\beta = \beta_{min}$ ) então  $\beta$  é aumentado para produzir  $P_{mec}$  nominal no valor especificado da velocidade do vento. Se  $P_{mec}$  é igual ao nominal e o valor de entrada da velocidade do vento é zero, a velocidade do vento inicial é de 14 m/s [17].

Não são permitidos valores negativos elevados de  $C_p$ . O mínimo está definido para -0,05 [17].

Tabela 4.7 – ( $C_p$ ) Coeficientes ( $\alpha_{i,j}$ )

i	j	$\alpha_{ij}$	i	j	$\alpha_{ij}$
4	4	4,9686e-010	2	1	-1,0996e-002
4	3	-7,1535e-008	2	0	1,5727e-002
4	2	1,6167e-006	1	4	-2,3895e-005
4	1	-9,4839e-006	1	3	1,0683e-003
4	0	1,4787e-005	1	2	-1,3934e-002
3	4	-8,9194e-008	1	1	6,0405e-002
3	3	5,9924e-006	1	0	-6,7606e-002
3	2	-1,0479e-004	0	4	1,1524e-005
3	1	5,7051e-004	0	3	-1,3365e-004
3	0	-8,6018e-004	0	2	-1,2406e-002
2	4	2,7937e-006	0	1	2,1808e-001
2	3	-1,4855e-004	0	0	-4,1909e-001
2	2	2,1495e-003			

#### 4.3.4.

#### Modelo de Controle de Potência Ativa e Função Limite de Taxa

O modelo de Controle de Potência Ativa (APC) e a função de limitação de taxa são mostrados em detalhes na Figura 4.10. O modelo APC é uma representação simples do controle de potência ativa. Exigido por muitos procedimentos/códigos de rede na maioria dos países, esta função é uma parte do WindCONTROL. Os principais objetivos da APC são:

- aplicar uma saída de potência máxima da usina eólica;
- fornecer uma margem de potência especificada, gerando menos potência do que está disponível;
- aplicar um limite de taxa de rampa de potência da planta; e
- responder às excursões de frequência do sistema.

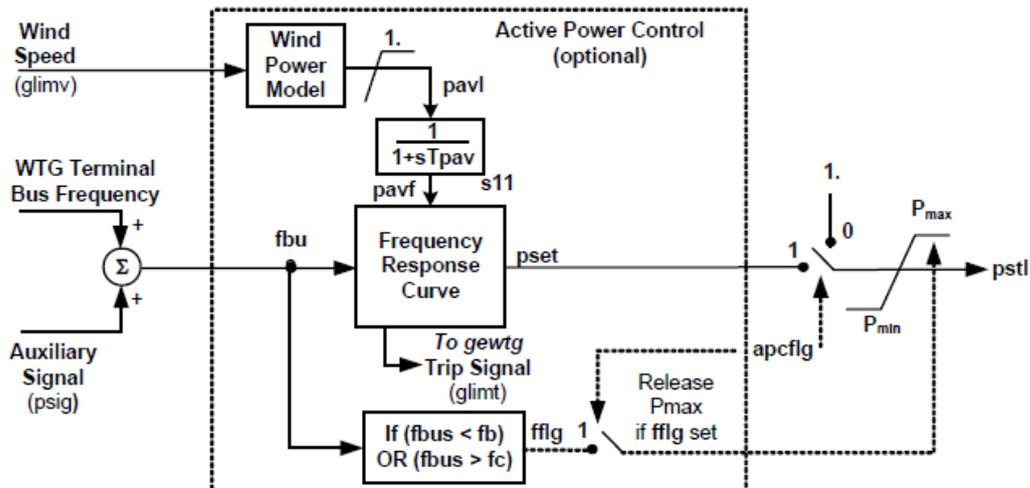


Figura 4.10 – Emulador de controle de potência ativa [17]

Por padrão, o modelo APC está desabilitado. Pode ser habilitado pelo configurando o parâmetro de dados, *apcflg*, para 1.

Em condição normal de operação na frequência nominal do sistema, o controle impõe uma saída máxima da planta (ou seja,  $P_{max}$ ) ou fornece uma margem especificada, gerando menos potência do que a disponível a partir do vento (por exemplo, a potência real gerada é de 95% da potência disponível, ou  $P_{bc} = 0,95$  [17]).

Em resposta a excursões de frequência, o controle muda para outro modo de operação e calcula uma ordem de potência da planta em função da frequência do sistema. Esse caminho solicita uma ordem de potência superior ao normal para eventos de baixa frequência e uma ordem de energia menor do que o normal para eventos de alta frequência [17]. Assim, a usina eólica gerará potência adicional em resposta à perda de outras instalações geradoras ou menos potência em resposta à perda de carga.

Um sinal de frequência auxiliar, normalmente zero, pode ser definido por um modelo escrito para testar o desempenho da APC em resposta a outros tipos de desvios de frequência. Esses desvios podem incluir degraus de frequência, rampas ou outras funções definidas pelos requisitos de conexão da respectiva planta ao sistema.

Um exemplo de curva de resposta de frequência é mostrado na Figura 4.11. Os pontos A, B, C e D nesta curva de resposta podem ser configurados para atender a critérios de desempenho específicos ou requisitos de conexão. O valor de  $P_d$  deve ser maior ou igual à potência mínima, o que é discutido a seguir. O

valor de  $F_b$  deve ser inferior a 1, e o  $F_c$  deve ser maior do que 1. O valor de  $T_{pav}$  pode ser aumentado para simular uma referência de potência fixa.

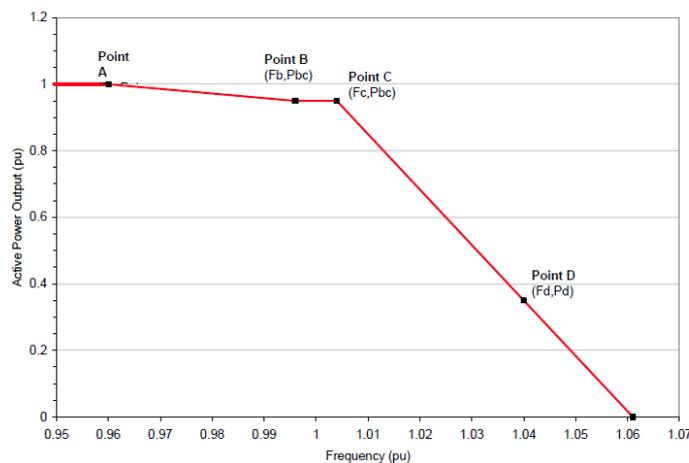


Figura 4.11 – Exemplo de curva de resposta de frequência

As duas entradas primárias para a curva de resposta de frequência são a potência disponível - determinada a partir da velocidade do vento, uma curva  $C_p$  e uma constante  $K_b$  e a frequência do barramento terminal da WTG. Na frequência nominal, a potência filtrada disponível é multiplicada pelo fator  $P_{bc}$ , para gerar um ponto de ajuste de potência, o  $P_{set}$ . Este ponto de ajuste é comparado aos limites especificados  $P_{min}$  e  $P_{max}$ . A potência mínima  $P_{min}$  é nominalmente 0,20 pu de saída máxima da planta. A potência máxima  $P_{max}$  representa um limite de saída da planta especificada pelo operador. Por exemplo, isso pode representar um limite que seria imposto em uma determinada planta eólica após a perda de uma linha de transmissão local ou em condições de carga leve.

Em resposta a excursões de frequência, a potência disponível filtrada é multiplicada pelo fator interpolado apropriado para gerar um ponto de ajuste de potência. Nenhum limite de operação é imposto para excursões de frequência. A planta ainda está limitada à potência máxima dos WTGs e à potência disponível a partir de uma determinada velocidade do vento. Se a frequência exceder  $F_d$  durante 1 segundo, o modelo de vento é disparado [17].

Em todas as condições de frequência, o ponto de ajuste de potência máxima,  $P_{setAPC}$ , é uma entrada para a compensação de passo, descrita na Seção 4.3.1, e a uma função limite de taxa de resposta de potência. Este limite de taxa é implementado aplicando o ponto de ajuste de potência máximo  $P_{setAPC}$  à ordem de potência ( $pinp$ ) do controle da turbina, calculando assim a diferença entre a ordem de potência original e a ordem de potência limitada, processando

esse erro através de um filtro *washout* (filtro passa alta) e adicionando a saída do *washout* à ordem de potência limitada para gerar a ordem de potência final  $P_{ord}$  para o modelo de controle do conversor [17].

A constante de tempo do filtro *washout* determina o limite da taxa de rampa imposta nas mudanças do sinal da ordem de energia. Esta função está sempre em serviço e não é desativada definindo *apcflg* para 0. Os dados de exemplo para as funções de limite de taxa de resposta de APC e de potência são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Controle de potência ativa e parâmetros de função limite de taxa para o modelo

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetros	Valor Implementado	Unidade
$T_w$	TW	1,0	s
$T_{pav}$	TPAV	0,15	s
$P_a$	PA	1,0	pu
$P_{bc}$	PBCX/PBCY	0,9499/0,9501	pu
$P_d$	PD	0,40	pu
$F_a$	FA	0,96	pu
$F_b$	FB	0,996	pu
$F_c$	FC	1,004	pu
$F_d$	FD	1,04	pu
$P_{max}$	PMAX	1,0	pu
$P_{min}$	PMIN	0,2	pu

#### 4.3.5.

##### WindINERTIA Model

Os distúrbios do sistema que incluem a perda de grandes blocos de geração e/ou de grandes troncos de transmissão (interligações) normalmente acarretam variações transitórias da frequência do sistema. A taxa de queda da frequência, a “profundidade” da excursão de frequência e o tempo necessário para que a frequência do sistema volte ao normal são afetadas pelas características dinâmicas dos elementos conectados à rede elétrica.

Nos primeiros segundos após a perda de uma grande usina ou de um bloco de geração, a dinâmica da frequência do sistema é dominada pela resposta inercial das unidades geradoras. A geração síncrona convencional contribui inerentemente através da energia cinética armazenada nas massas rotativas para a rede, reduzindo a taxa inicial de redução da frequência e, permitindo assim que

as ações mais lentas dos reguladores de velocidade estabilizem a frequência do sistema.

O recurso *WindINERTIA* presente nos aerogedores da GE fornece uma capacidade de resposta inercial para turbinas eólicas, semelhante à de geradores síncronos convencionais na ocorrência de grandes eventos de subfrequência no sistema [17]. Observe-se que esse controle é assimétrico: só responde a baixas frequências. Os controles para altas frequências são tratados separadamente pelo APC descrito nas seções anteriores.

Controles complementares rápidos, associados à eletrônica de potência e a controles mecânicos dos geradores de turbinas eólicas (WTG), aproveitam a inércia no rotor. Para eventos de subfrequência, esse recurso aumenta temporariamente a potência da turbina eólica na faixa de 5% a 10% da potência nominal da turbina. A duração desse aumento de potência é da ordem de vários segundos. Isso beneficia o sistema permitindo que outras unidades geradoras (não-eólicas) aumentem sua produção de energia durante distúrbios de frequência.

O fornecimento de energia do gerador de turbinas eólicas é limitado não apenas pela disponibilidade de vento, mas pelas limitações físicas dos componentes da WTG. As partes mais críticas são as restrições aerodinâmicas e os limites de velocidade [17]. Um ponto chave é quando da desaceleração da turbina que tende a reduzir os efeitos aerodinâmicos, reduzindo assim o torque do eixo mecânico entregue e acarretando declínio da velocidade causada pelo aumento do torque elétrico do gerador. Esse *feedback* positivo tende a empurrar a pá para uma situação de *stall* aerodinâmico (descolamento natural das linhas de fluxo sobre a pá em situações de velocidades do vento excessivas), o que deve ser evitado [17].

O controle de inércia deve fornecer uma margem acima do efeito de *stall* e, conseqüentemente, é limitado quando a velocidade inicial do rotor é baixa. A potência e a energia da resposta inercial diminuem abaixo de cerca de 50% da potência nominal, e é nula abaixo de cerca de 20% [17]. A energia inercial extraída pela diminuição da rotação da turbina deve ser recuperada. Após o aumento inicial da energia elétrica, ela deve reduzir temporariamente abaixo da energia mecânica para permitir a recuperação da energia, acelerando novamente o rotor.

A filosofia básica de controle é detectar depressões de frequência significativas na rede, monitoradas nos terminais dos WTGs individuais e para aumentar temporariamente a potência de saída.

O diagrama de blocos simplificado desta função é mostrado na Figura 4.12. O erro de frequência é simplesmente o desvio do valor nominal (60Hz) com um sinal de frequência auxiliar, normalmente zero, disponível para implementar funções de testes específicas. Um erro de frequência positivo significa que a frequência é baixa, logo é necessária uma dose de potência extra. A banda morta suprime a resposta do controlador até o erro exceder um limite, limitando assim a resposta do *WindINERTIA* a grandes distúrbios para os quais a resposta inercial é importante para ajudar a manter a estabilidade do sistema.

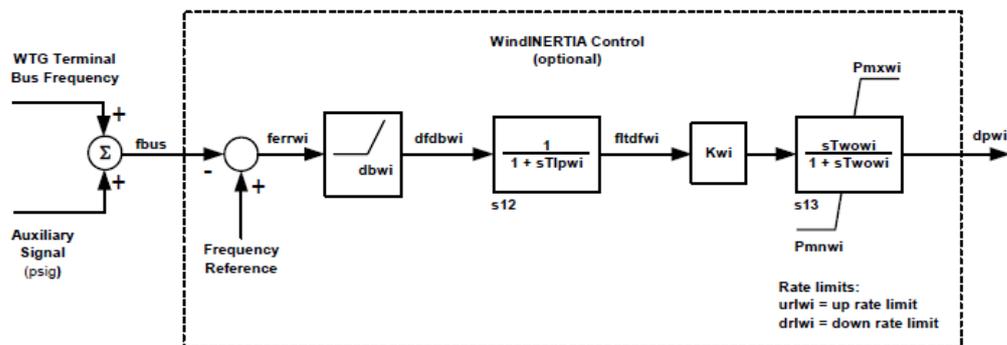


Figura 4.12 – Modelo de controle simplificado da WindINERTIA [17]

As pequenas perturbações contínuas na frequência em condição normal de operação não são “vistas” pelo controle dessa função. O sinal de saída da banda morta ainda é filtrado, coordenado com os demais controles da turbina e limitado. Essa coordenação, tal como implementada no modelo de controle da turbina, consiste em modificações nos ganhos e nas constantes de tempo.

Especificamente, o ganho proporcional no controle de torque  $K_{ptrq}$ , é reduzido para 0,5, o ganho integral  $K_{itrq}$  é reduzido para 0,05, e a constante de tempo de filtro subsequente  $T_{pc}$ , é aumentada para 4,0 segundos, quando a função *WindINERTIA* está ativada (ou seja, um evento de subfrequência é simulado). Não há reinicialização do modelo, portanto, essas alterações de parâmetros são permanentes para qualquer simulação. O comando *WindINERTIA* final é adicionado à ordem de energia e implementado pelos controles do conversor da WTG, resultado em uma entrega de energia adicional [17].

Por padrão, o modelo *WindINERTIA* está desabilitado. Pode ser habilitado configurando o parâmetro de ganho  $K_{wi}$ , para um valor diferente de zero. Os dados de exemplo para esta função são mostrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Parâmetros de controle do WindINERTIA

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetros	Valor Implementado	Unidade
$K_{wi}$	KWI	10,0	--
$db_{wi}$	DBWI	0,025	pu
$T_{ipwi}$	TLPWI	1,0	s
$T_{wowi}$	TWOWI	5,5	s
$url_{wi}$	URLWI	0,10	pu/s
$drl_{wi}$	DRLWI	-1,0	pu/s
$P_{mxwi}$	PMXWI	0,1	s
$P_{mnwi}$	PMNWI	0,0	s

## 5

### Simulações Realizadas

#### 5.1.

#### Avaliação com Sistema-Teste de 9 Barras

Para avaliar os efeitos do recurso de inércia sintética e da inserção de geração eólica via aerogeradores do tipo DFIG (Tipo III) sobre o momento de inércia total, foi primeiramente utilizado um sistema simples, baseado em [18], no qual são representados inicialmente três geradores hidráulicos convencionais de 365 MVA, 234 MVA e 234 MVA, respectivamente; e numa segunda etapa, uma planta eólica com 100 aerogeradores do Tipo III, com capacidade individual de 1,6 MW, como mostrado na Figura 5.1. Foi considerada uma condição de vento favorável, de modo que a potência produzida pela planta eólica conectada à barra 3 seja de 53% da sua capacidade, resultando em um valor próximo ao da planta hidráulica conectada à barra 3.

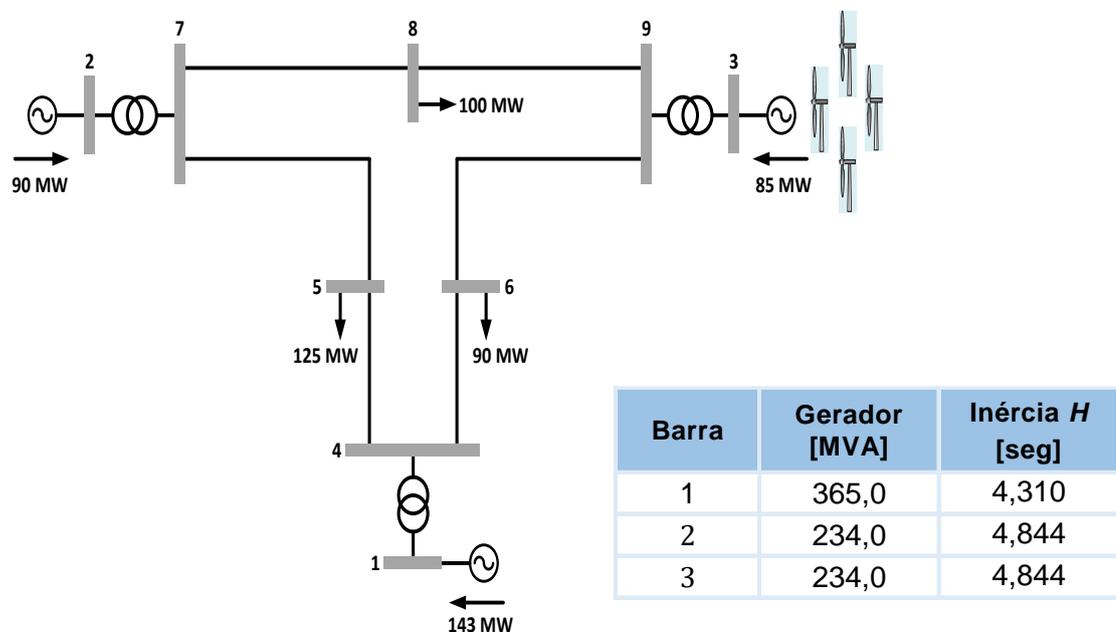


Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema teste de 9 barras

Nessa primeira simulação com o sistema teste, utilizou-se duas ferramentas de simulação dinâmica, o Anatem (CEPEL) e o Organon; de forma a validar os modelos de geração eólica e a malha de controle da inércia sintética utilizados nas simulações. Na Tabela 12 apresentam-se os ajustes dos parâmetros da malha de controle da inércia sintética (*WindINERTIA*) do modelo GE 1.6 MW, tanto no Organon como no Anatem.

Tabela 5.1 – Parâmetros de controle do WindINERTIA (GE)

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetro	Valor Implementado		Unidade
		Organon	Anatem	
$K_{wi}$	KWI	10,0	10,0	--
$db_{wi}$	DBWI	0,0025/0,15	0,0025/0,15	pu / Hz
$T_{lpwi}$	TLPWI	1,02	1,02	s
$T_{wowi}$	TWOWI	1/5,5=0,1818	5,5	s
$url_{wi}$	URLWI	0,10	0,10	pu/s
$drl_{wi}$	DRLWI	-1,0	-1,0	pu/s
$P_{mxwi}$	PMXWI	0,1	0,1	s
$P_{mnwi}$	PMNWI	0,0	0,0	s

A simulação consistiu no desligamento do gerador da barra 2, impondo um déficit instantâneo de geração de 90 MW ao sistema. Nas situações com geração eólica e representação da inércia sintética considerou-se o valor de ganho da malha principal do controle de 10, a qual sintetiza a inércia nos aerogeradores do Tipo III da GE. Numa segunda análise, será avaliado três valores distintos de ganho. As curvas do lado esquerdo da Figura 6.2 foram obtidas pelo Organon e as curvas da direita pelo Anatem.

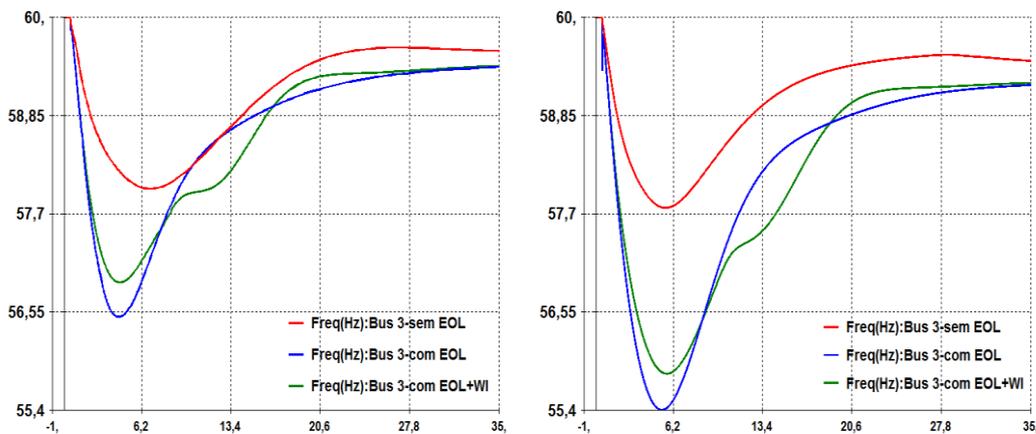


Figura 5.2 – Frequência na barra 3 após a perda do gerador da barra 2

Na Figura 5.2, a curva em vermelho representa a resposta da frequência na barra 3 do sistema considerando um gerador convencional nessa mesma barra; a curva em azul considera um parque eólico de mesma potência nessa barra; e por último, a curva verde considera a representação da inércia sintética nos aerogeradores dessa barra.

É importante mencionar que a representação do sistema teste em ambas as ferramentas de análise, Anatem e Organon, contém diferenças em relação aos modelos dinâmicos das máquinas síncronas e de seus respectivos reguladores (tensão, velocidade e estabilizadores). Tentou-se utilizar modelos similares/equivalentes. Isso explica as diferenças entre os resultados obtidos nas simulações. Porém, o “*shape*” das curvas é similar, o que reflete um mesmo comportamento dinâmico.

Pode-se observar na Figura 5.2 que a parte crítica do comportamento da frequência do sistema ocorre durante os primeiros 5 segundos após o evento da perda do gerador da barra 2. Nesse momento, a inércia do sistema e os reguladores de velocidade das máquinas entram em ação, e portanto, esse é o momento em que a ausência de tais características nas plantas de energia eólica faz a diferença na recuperação da frequência.

Fica evidente o impacto da redução do momento de inércia do sistema após a substituição do gerador hidráulico da barra 3 por um parque eólico de potência equivalente.

Ainda de acordo com a Figura 5.2, observa-se que o desempenho inicial da frequência (curvas azul e verde) é a mesma em ambos os casos. Quando o recurso da inércia sintética entra em ação alguns segundos após a perda do gerador da barra 2, a queda da frequência é interrompida. A frequência mínima é cerca de 0,40 Hz mais elevada no caso da inércia sintética, de acordo com os resultados do Organon e 0,42 Hz de acordo com os resultados do Anatem. Porém, observa-se que com a utilização desse recurso, há uma tendência de atraso na recuperação da frequência.

A frequência do sistema medida na barra 3 atingiu um valor mínimo de 58,00 Hz no caso sem o parque eólico, 56,49 Hz com o parque eólico e 56,89 Hz com a inércia sintética - valores esses obtidos com o Organon. Já com o Anatem, obteve-se 57,76 Hz, 55,40 Hz e 55,82 Hz respectivamente.

A comparação da resposta da frequência para os três casos estudados encontra-se na Tabela 5.2. A frequência mínima foi obtida a partir dos casos simulados e o tempo de recuperação foi estimado a partir do instante em que a curva de frequência x tempo se torna plana novamente.

Tabela 5.2 – Frequência mínima e o tempo de recuperação após a perda do gerador da barra 2

Cenário	Frequência Mínima [Hz]		Tempo de Recuperação [s]	
	Anatem	Organon	Anatem	Organon
Sem geração eólica	57,76	58,00	23,4	25,9
Com geração eólica e sem inércia sintética	55,40	56,49	33,2	35,0
Com geração eólica e inércia sintética	55,82	56,89	35,2	35,0

Pode-se observar melhor o funcionamento da inércia sintética a partir do comportamento da potência elétrica (gerador 1 e gerador 3) e da velocidade da turbina eólica, com e sem inércia sintética, ilustrados nas Figura 5.3, Figura 5.4 e Figura 5.5, respectivamente. Observa-se na Figura 5.3 que o gerador hidráulico convencional da barra 1 apresentou uma elevada resposta inercial ao distúrbio, injetando cerca de 57 MW adicionais no sistema em pouco menos de 300 ms.

Quando considerado o parque eólico modelado na barra 3, esse mesmo gerador da barra 1 injetou cerca de 90 MW adicionais no mesmo tempo (300 ms), comportamento esse comum às situações sem e com a representação da inércia sintética nos aerogeradores.

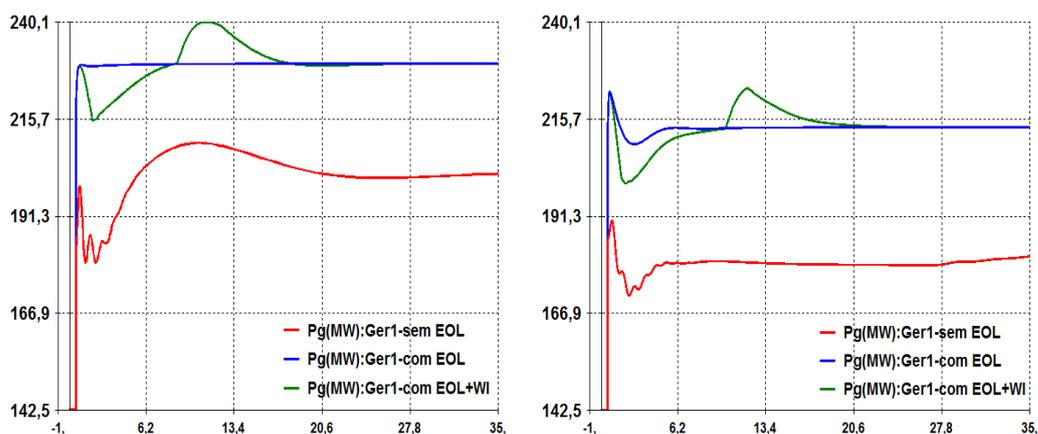


Figura 5.3 – Potência elétrica do gerador 1

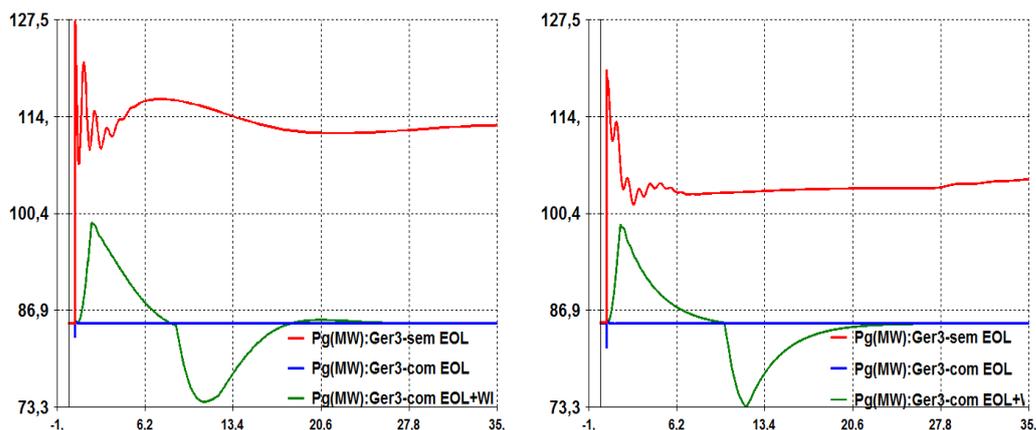


Figura 5.4 – Potência elétrica do gerador 3

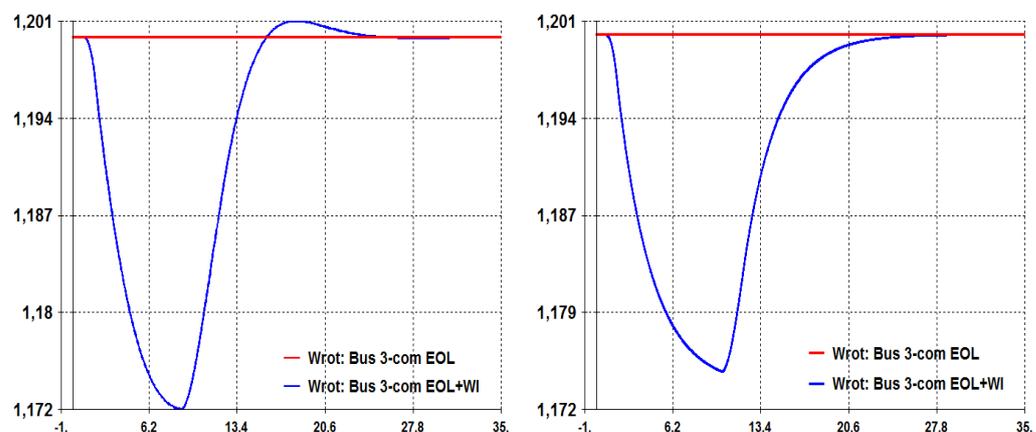


Figura 5.5 – Velocidade do rotor do gerador 3 (modelado como WTG)

A injeção adicional de potência ativa pela planta eólica é de cerca de 20 MW (24%) e é iniciada (a inércia sintética torna-se ativa) assim que a frequência do sistema se tornar inferior a 59,85 Hz, valor correspondente à faixa de insensibilidade (banda morta) da inércia sintética. A energia cinética das partes rotativas da turbina eólica é extraída e injetada no sistema: o fluxo de potência na rede é mais do que 1 pu (o valor de pré-evento) enquanto que a velocidade do rotor diminui. A velocidade do rotor recupera cerca de 15 s após a perda do gerador 2 e até mesmo mostra um pequeno excesso (simulação Organon). Observa-se também que a geração de potência elétrica leva muito mais tempo para recuperar o seu valor de pré-evento.

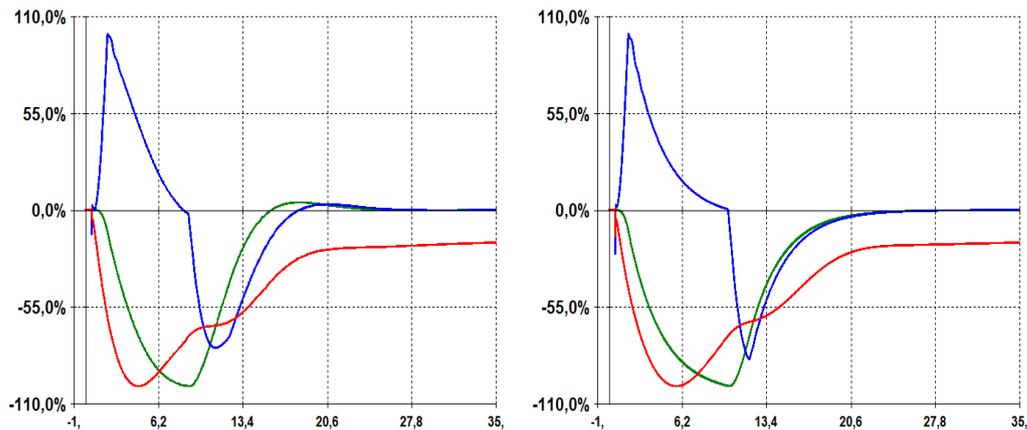
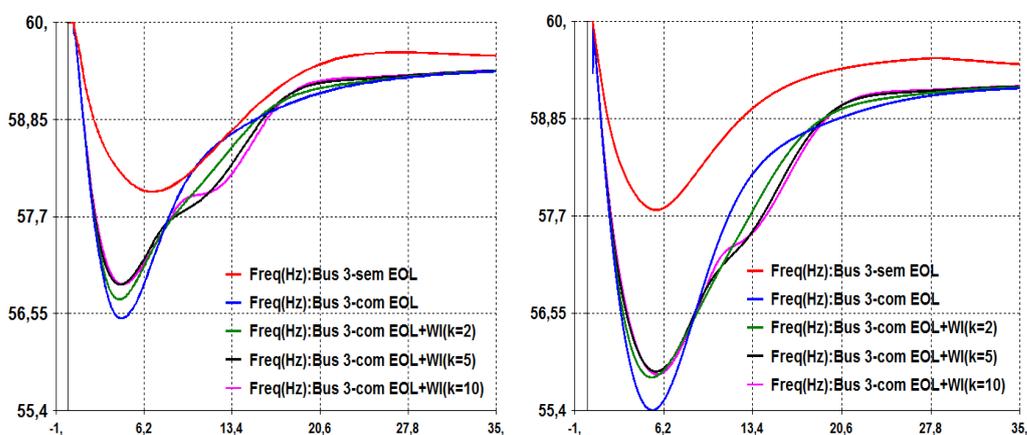


Figura 5.6 – Frequência, potência elétrica e velocidade do rotor da barra/gerador 3

A potência elétrica, a velocidade de rotação e a frequência do sistema, grandezas essas medidas na barra 3, são mostradas na Figura 5.6. A partir desta figura, os diferentes estágios de resposta podem ser reconhecidos. Durante a primeira fase, a potência ativa na saída aumenta e a velocidade do rotor diminui. A taxa de diminuição da velocidade do rotor torna-se menor, de modo que menos energia adicional é injetada na rede; cerca de 7 segundos após a perda do gerador da barra 2, o rotor atinge sua menor velocidade. A recuperação subsequente requer energia adicional que resulta no atraso observado anteriormente da recuperação de frequência [19].

O período de recuperação de frequência é mais longo quando o módulo da inércia sintética (WI) é ativado e isso é devido à demanda adicional de energia ativa pela turbina eólica para restaurar sua velocidade para a magnitude inicial [21].



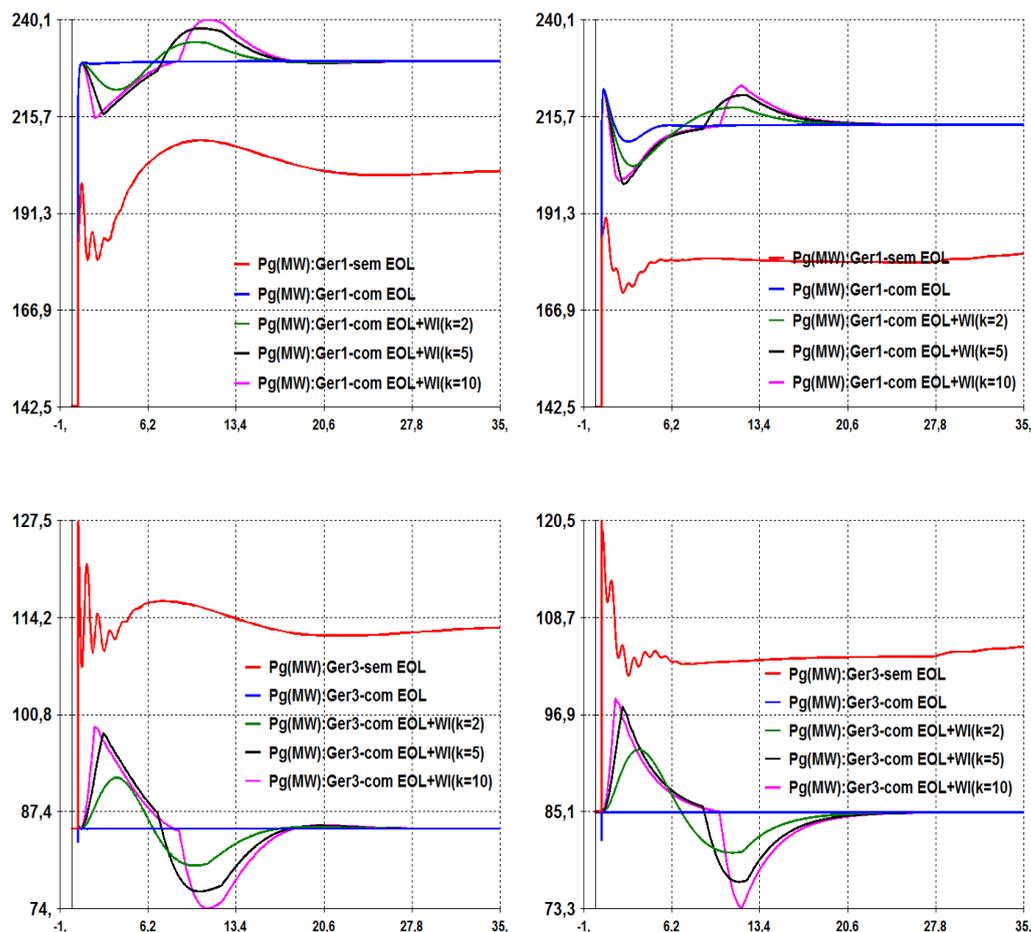


Figura 5.7 – Resultados para a simulação de perda de geração na barra 2

A Figura 5.7 ilustra os resultados das grandezas de frequência e potência elétrica (gerador 1 e 3) obtidos na simulação de perda de geração na barra 2 para diferentes valores de ganho (2, 5 e 10) da malha principal do controle que sintetiza a inércia.

A sensibilidade em relação ao ganho mostra também que, para os ganhos de 2, 5 e 10, a contribuição de potência ativa dos aerogeradores atingiu 7,0, 13,7 e 14,1 MW, respectivamente, após o distúrbio considerado, na ferramenta Organon. Já com o Anatem, os valores obtidos foram similares, 7,6, 12,8 e 13,7 MW, respectivamente. As Tabela 5.3 e Tabela 5.4 apresentam um resumo dos principais resultados obtidos em relação à frequência e à potência elétrica, respectivamente.

Tabela 5.3 – Valores de frequência na barra 3

Cenário		Frequência Mínima [Hz]			
		Valor Absoluto		Valor Diferença	
		Anatem	Organon	Anatem	Organon
Sem geração eólica		57,76	58,00	--	--
Com geração eólica e sem inércia sintética		55,40	56,49	-2,36	-1,51
Com geração eólica e inércia sintética	K=2	55,79	56,71	+0,39	+0,22
	K=5	55,82	56,89	+0,42	+0,40
	K=10	55,82	56,89	+0,42	+0,40

Tabela 5.4 – Valores de potência elétrica dos geradores 1 e 3

Cenário		Adicional de Potência Elétrica do Gerador 1 [MW]		Adicional de Potência Elétrica do Gerador 3			
				[MW]		[%]	
				Anatem	Organon	Anatem	Organon
Sem geração eólica		+47,5	+57,0	+35,2	+42,8	41,4	50,3
Com geração eólica e sem inércia sintética		+80,0	+90,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Com geração eólica e inércia sintética	K=2	+80,0	+90,0	+7,6	+7,0	8,9	8,3
	K=5	+80,0	+90,0	+12,8	+13,7	15,0	16,1
	K=10	+80,0	+90,0	+13,7	+14,1	16,1	15,6

## 5.2.

### Avaliação no Sistema Real: Aplicação à Região Nordeste do Brasil

De acordo com a base histórica de geração eólica no Nordeste, o período favorável em termos de disponibilidade de vento tem maior incidência entre os meses de agosto e novembro. Nesse mesmo período as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste enfrentam condições hidrológicas desfavoráveis. Na Figura 5.8 são apresentados os valores médios mensais das curvas de Energia Natural Afluyente (ENA) registradas entre 1931 e 2012 para as usinas hidráulicas da região Nordeste e a média dos maiores valores de geração eólica verificada na carga pesada para o biênio de 2015/16. Ressalta-se que as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste possuem reservatórios hidráulicos com capacidade de armazenamento e regularização relevantes, o que permite que sejam praticadas políticas operativas de armazenamento de água no período úmido para utilização durante o período seco, dependendo da situação energética.

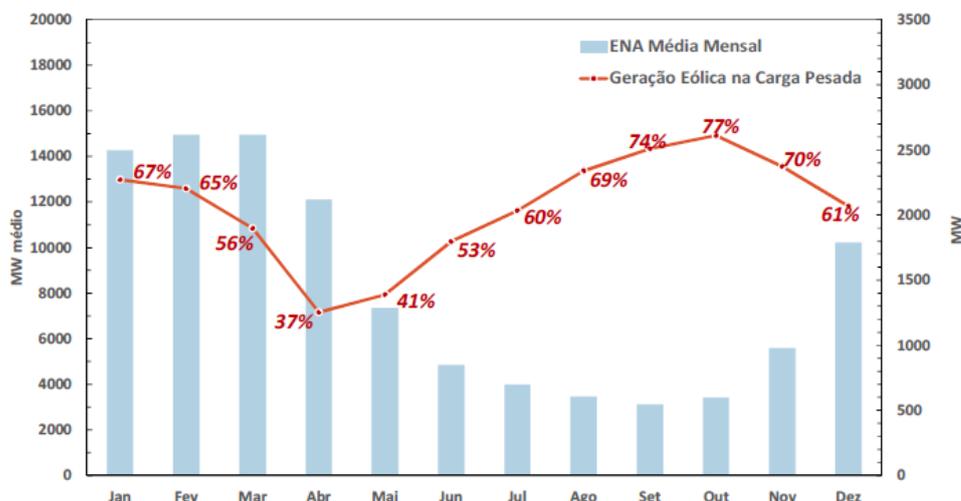


Figura 5.8 – Energia Natural Afluyente (ENA) das hidráulicas do Nordeste e a geração eólica máxima

Na caracterização do cenário de interesse para as análises ora apresentadas, foi adotada a composição de hidrologia e disponibilidade de vento moderadas no Nordeste, típicas do início de inverno, que, aliada ao patamar de carga pesada, configura a região como importadora de energia, com recebimento em torno de **750 MW**, condição em que a abertura de suas interligações com o restante do sistema resultará em uma redução significativa na frequência.

Na Figura 5.9 são apresentados os principais corredores de transmissão das regiões Norte e Nordeste na configuração atual, com a indicação do perfil de geração na região Nordeste, sendo os percentuais relativos à capacidade de cada tipo de fonte geradora.

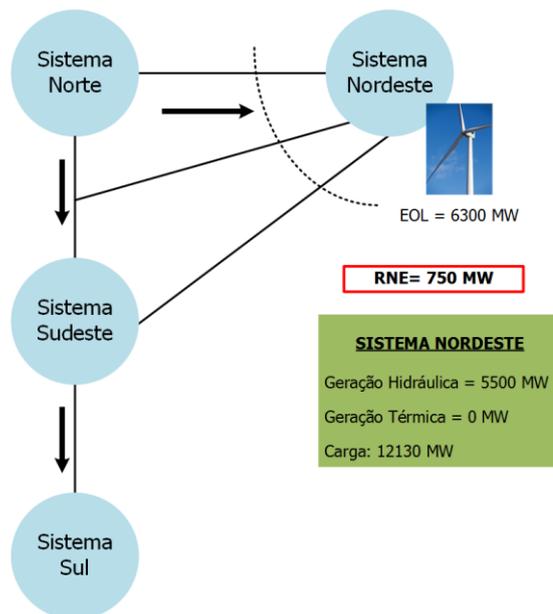


Figura 5.9 – Cenário Nordeste importador – carga pesada / ano 2017

O grande distúrbio considerado na presente análise consiste na separação do sistema Nordeste do restante do SIN, simulado por intermédio da abertura das interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste. O evento tem início com um curto-circuito na rede de 500 kV seguido da abertura de um conjunto de circuitos em 500 kV e 230 kV, conforme ilustrado na Figura 5.10.

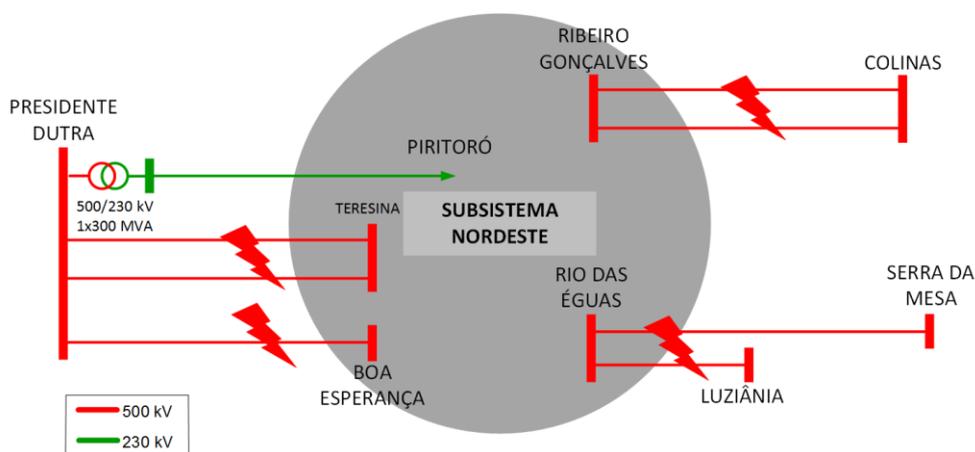


Figura 5.10 – Evento de ilhamento do sistema Nordeste

A Figura 5.11 ilustra a localização geográfica das interligações Norte/Nordeste, Norte/Sul e Sudeste/Nordeste do sistema elétrico brasileiro.

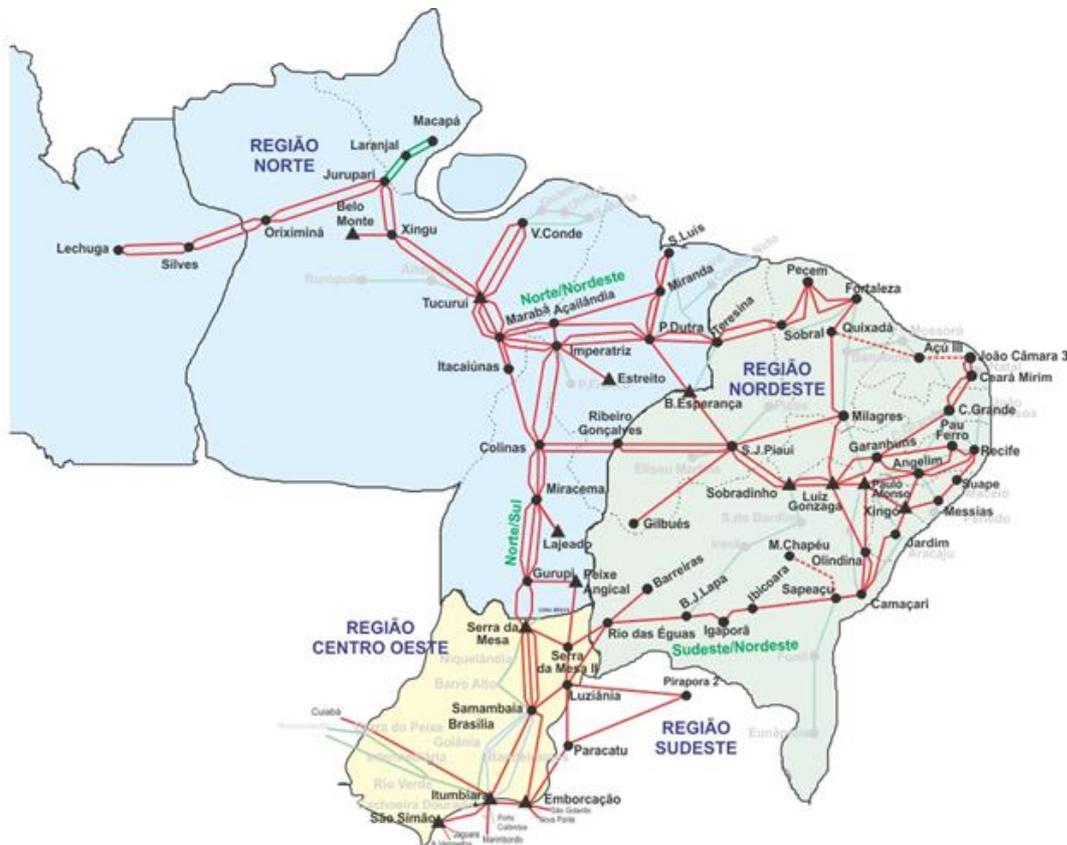


Figura 5.11 – Mapa geoeletrico do sistema elétrico brasileiro

Atualmente, a interligação Norte/Nordeste é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, Presidente Dutra - Teresina C1 e C2 e, pela LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C1 e C2. Além dos cinco circuitos em 500 kV mencionados, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma rede de pequena capacidade em 230 kV, que interliga as subestações de Peritoró e Coelho Neto, no estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no estado do Piauí. A interligação Sudeste/Nordeste ocorre pelas LT em 500 kV Serra da Mesa II - Rio das Águas e LT Luziânia-Rio das Águas.

Tendo em vista evidenciar os efeitos da representação da resposta inercial emulada nos aerogeradores da região Nordeste, foram considerados três percentuais distintos de adesão ao recurso de “inércia sintética” pelo parque gerador eólico, quais sejam, 10%, 50% e 100%. Nos próximos itens, são apresentados os diagramas de resposta no domínio do tempo para frequência no subsistema Nordeste, bem como os valores agregados de potência ativa nas

plantas eólicas e no parque gerador convencional do respectivo subsistema, dentre outras informações. É importante relatar que, nessas simulações, foram inibidos os sistemas de proteção acionados pelo valor absoluto ou pela taxa de variação da frequência e que o parque eólico da região Nordeste foi representado por 92 plantas equivalentes utilizando modelos detalhados de aerogeradores com máquinas DFIG (Tipo III - GE 1.6 MW).

### 5.2.1.

#### Avaliação no Sistema Real: Simulação 1

Nessa simulação com o sistema real (SIN), considerou-se que todos parques eólicos do subsistema Nordeste estão equipados com aerogeradores do tipo III da GE, de potência 1.6 MW, no sentido de observar o impacto do recurso da inércia sintética proveniente de até todos os aerogeradores presentes. Na Tabela 5.5 –encontra-se os valores de despacho por tipo de geração no subsistema Nordeste.

Tabela 5.5 – Parque gerador do subsistema Nordeste

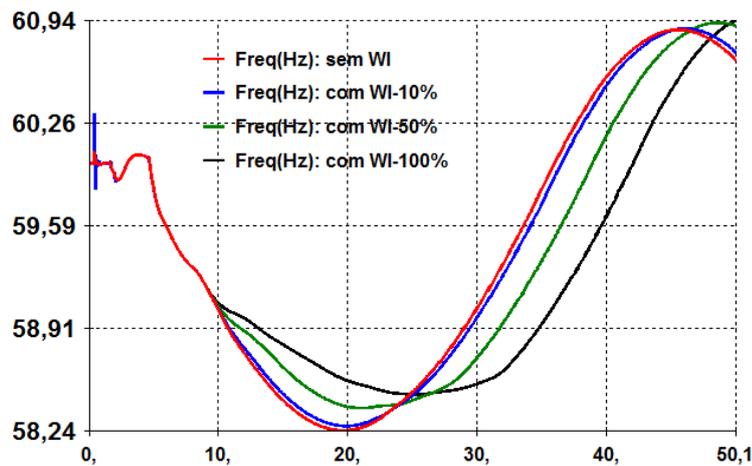
Subsistema Nordeste			
Parque Hidráulico			
Usina	Potência Equivalente [MW]	Potência Despachada	
		MW	[%]
UHE Itapebi	450	293	65,0
UHE Pedra do Cavalo	162	0	0,0
UHE Sobradinho	1050	569	54,0
UHE Luiz Gonzaga	1500	898	60,0
UHE Apolônio Sales	400	0	0,0
UHE Paulo Afonso	3880	1482	38,2
UHE Xingó	3160	2100	66,4
UHE Boa Esperança	225	147	65,3
<b>Total</b>	<b>10827</b>	<b>5489</b>	<b>50,7</b>
Parque Térmico			
UTES	5775,0	0	0,0
<b>Total:</b>	<b>5775,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
Parque Eólico			
EOLs	8500	6290	74,0
<b>Total:</b>	<b>8500</b>	<b>6290</b>	<b>74,0</b>
Carga/Intercâmbio			
<b>Carga: 12130 MW / RNE = 750 MW</b>			

Em relação ao ajuste dos parâmetros da malha de controle da inércia sintética (*WindINERTIA*) do modelo GE 1.6 MW, a Tabela 5.6 apresenta os valores considerados.

Tabela 5.6 – Parâmetros de controle do *WindINERTIA* (GE)

Nome da Variável	Anatem/Organon Parâmetro	Valor Implementado	Unidade
$K_{wi}$	KWI	25	--
$db_{wi}$	DBWI	0,013/0,8	pu / hz
$T_{lpwi}$	TLPWI	1,0	s
$T_{wowi}$	TWOWI	5,5	s
$url_{wi}$	URLWI	0,10	pu/s
$drl_{wi}$	DRLWI	-1,0	pu/s
$P_{mxwi}$	PMXWI	0,1	s
$P_{mnwi}$	PMNWI	0,0	s

Na Figura 5.12 são apresentados os diagramas de resposta no domínio do tempo para a frequência no subsistema Nordeste (a), bem como os valores agregados de geração de potência ativa nas plantas eólicas (b) e no parque gerador convencional do subsistema (c).



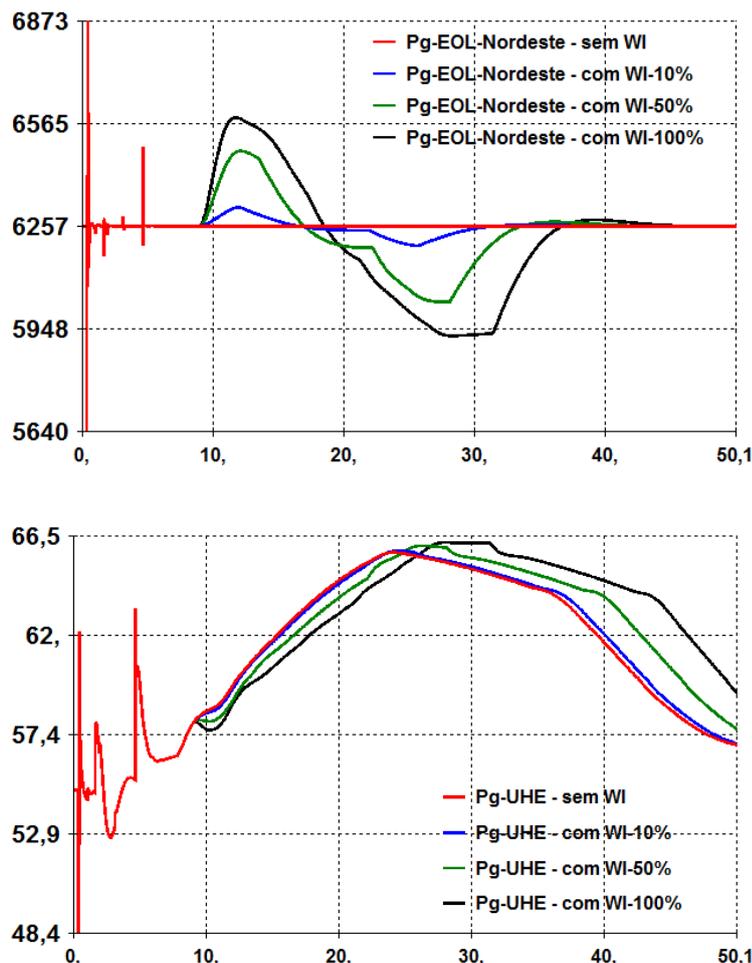


Figura 5.12 – Resultados obtidos nas simulações de isolamento do subsistema Nordeste

Novamente, ao longo do evento de abertura das linhas de transmissão e por fim da interligação, o parque gerador convencional (hidráulico) apresenta resposta inercial relativamente rápida após cada parte do evento, promovendo a injeção líquida de mais de 820 MW (15%) no sistema. Por sua vez, a injeção adicional de potência pelas plantas eólicas, da ordem de 330 MW, ou 5,2% da potência nominal, em um intervalo de 2,6 segundos, é iniciada logo após a frequência do sistema isolado (subsistema Nordeste) se tornar inferior a 59,2 Hz, valor correspondente à faixa de insensibilidade (banda morta) da inércia sintética.

Os efeitos da utilização desse recurso sobre a frequência do sistema isolado passam a se tornar significativos para valores inferiores a 58,8 Hz, podendo ser observado que a taxa de variação da grandeza se reduz a medida em que o percentual de adesão à inércia sintética pelo parque eólico aumenta.

Em termos da frequência mínima após a perturbação, foram obtidos 58,23 Hz no caso sem representação da inércia sintética, 58,26 Hz para adesão ao

recurso por 10% das plantas eólicas, 58,38 Hz para adesão de 50% e 58,47 Hz na hipótese de todos os aerogeradores contarem com o recurso. Na Tabela 5.7 encontra-se um resumo dos principais resultados obtidos.

Tabela 5.7 – Principais resultados obtidos para cada um dos cenários

Cenário	Frequência Mínima [Hz]	Valor Diferença [Hz]
sem WI	58,23	
com WI (10%)	58,26	+0,03
com WI (50%)	58,38	+0,15
com WI (100%)	58,47	+0,24

Os resultados mostram ainda que, apesar das plantas eólicas contribuírem significativamente em uma fase inicial pós-distúrbio para reduzir a taxa de variação de frequência do sistema isolado, cedendo parte da energia cinética armazenada nas turbinas e rotores dos aerogeradores, a recuperação dessa energia em período posterior tende a aumentar a contribuição da regulação primária de velocidade dos geradores convencionais. Com base nas simulações, o efeito pode ser diretamente correlacionado com a amplitude da contribuição inercial do parque eólico.

### 5.2.2.

#### Avaliação no Sistema Real: Simulação 2

Como recurso emergencial para recuperação do equilíbrio geração - carga após grandes perturbações, o subsistema Nordeste conta com um ERAC, acionado, tanto pela taxa de variação da frequência, como pelo seu valor absoluto e escalonado para executar cortes de carga progressivos em até cinco estágios. As simulações do item 5.2.1 para as situações sem representação da inércia sintética e com adesão plena ao recurso pelo parque gerador eólico foram refeitas, dessa vez considerando habilitado o ERAC do subsistema Nordeste. Na Figura 5.13 é apresentado o desempenho da frequência do subsistema isolado em ambos os casos. A taxa de variação de frequência na janela de monitoração da grandeza, entre 59 Hz e 58,5 Hz, não foi suficiente para determinar a atuação do ERAC. Por outro lado, no caso sem inércia sintética, foi sensibilizado o primeiro estágio por valor absoluto de frequência, ajustado em 58,5 Hz (por 10 segundos),

resultando no corte de 6% da carga da região Nordeste, equivalente a 730 MW. Pode-se observar que a recuperação da frequência é mais acelerada no caso sem inércia sintética, porém às custas da imposição do corte de carga, que é evitado com a utilização daquele recurso.

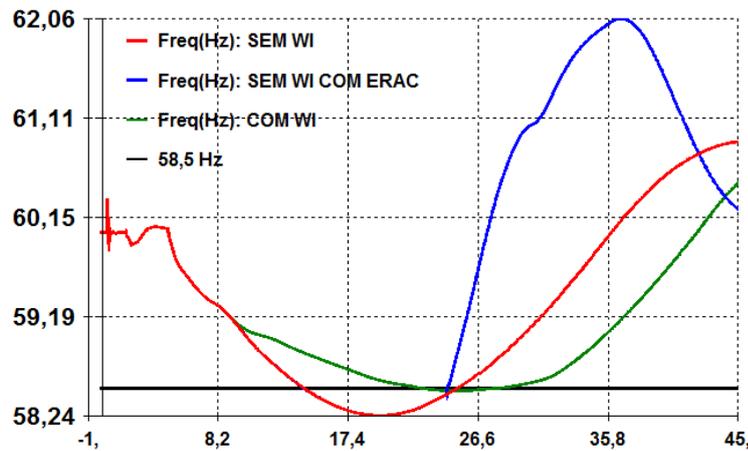


Figura 5.13 – Resultados para a simulação de isolamento do subsistema Nordeste com ERAC ativado

### 5.2.3.

#### Avaliação no Sistema Real: Simulação 3

Nessa simulação buscou-se avaliar o impacto da implementação do recurso de inércia sintético nos aerogeradores da região Nordeste no cálculo dos limites de recebimento pelo Nordeste (RNE), através da criação de uma região segurança com o Organon.

O Organon é um sistema para avaliação da segurança de redes elétricas de potência (*Dynamic Security Assessment - DSA*), conforme mencionado no item (1.2). O programa emprega computação de alto desempenho.

A região de segurança dinâmica é um processo automatizado de avaliação da condição de segurança operativa de um sistema elétrico a partir de um ponto de operação. A segurança do sistema é avaliada nesse ponto de partida e na sua vizinhança, que é obtida a partir da variação no despacho de potência das usinas pré-selecionadas (grupos de geração), mantendo a carga do sistema constante.

A avaliação da segurança corresponde à simulação de uma lista de contingências em cada um dos pontos de operação dessa vizinhança, incluindo o próprio ponto de partida. Quando é identificado que o resultado de pelo menos uma das contingências é instável, o respectivo ponto de operação é considerado

inseguro. O limite de segurança é obtido quando se encontra dois pontos de operação, um estável e outro instável com uma distância, em MW, inferior a uma tolerância definida. Caso o sistema ainda seja estável, mas algum limite térmico, de tensão ou critério para simulação dinâmica seja violado, a busca do ponto instável não é interrompida, mas a violação é armazenada para ser apresentada na região de segurança.

A região de segurança é apresentada na forma de nomogramas, que são gráficos bidimensionais, onde é possível visualizar as regiões e contornos com cores diferentes, cada qual correspondendo a uma informação sobre um limite de segurança do sistema elétrico.

### 5.2.3.1.

#### Dados Para Montagem da Região de Segurança

Para viabilizar o cálculo de uma região de segurança no Organon para avaliação do recurso de inércia sintética nos aerogeradores da região Nordeste, foi necessário definir os grupos de geração cujos despachos serão alterados de forma a explorar o intercâmbio da região Nordeste.

Assim, foram definidos os seguintes grupos de geração que deverão ser utilizados para parametrizar os resultados relacionados à segurança elétrica da região Nordeste:

- **Grupo G1**: Usinas Eólicas do Nordeste
- **Grupo G2**: Usinas Hidráulicas do Norte
- **Grupo G3**: Usinas Hidráulicas do Sudeste

O grande distúrbio considerado na presente análise consiste na separação do sistema Nordeste do restante do SIN, simulado por intermédio da abertura das interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste. O evento tem início com um curto-circuito na rede de 500 kV seguido da abertura de um conjunto de circuitos em 500 kV e 230 kV.

A monitoração de violações abrange todas as áreas do subsistema Nordeste com níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV.

Durante todo o processo de cálculo da região de segurança, foi utilizada a rotina que permite a inclusão unidades geradoras, de forma automática, no processo de criação da região de segurança (variação de inércia). Com isso, é possível uma maior exploração de região de segurança, facilitando o processo de

cálculo de limites operativos. Além disso, foi utilizada a opção “Pontos COM Violação” (arquivo PRM), onde a região de segurança apresenta, como limites dos contornos de critérios dinâmicos, tensão e carregamento, os pontos em que foi, efetivamente, observada a violação do critério para cada direção da região de segurança.

O detalhamento das opções, parâmetros e critérios considerados nas simulações com o programa Organon encontra-se em apêndice a esse texto.

### 5.2.3.2.

#### **Cálculo da Região de Segurança**

As simulações da região de segurança foram feitas utilizando como eixos cartesianos o recebimento pelo Nordeste (eixo X) e a exportação do Norte (eixo Y). Dessa forma, procura-se avaliar os valores de intercâmbio de recebimento pelo Nordeste (RNE) máximos a partir da variação do despacho das plantas eólicas desse subsistema.

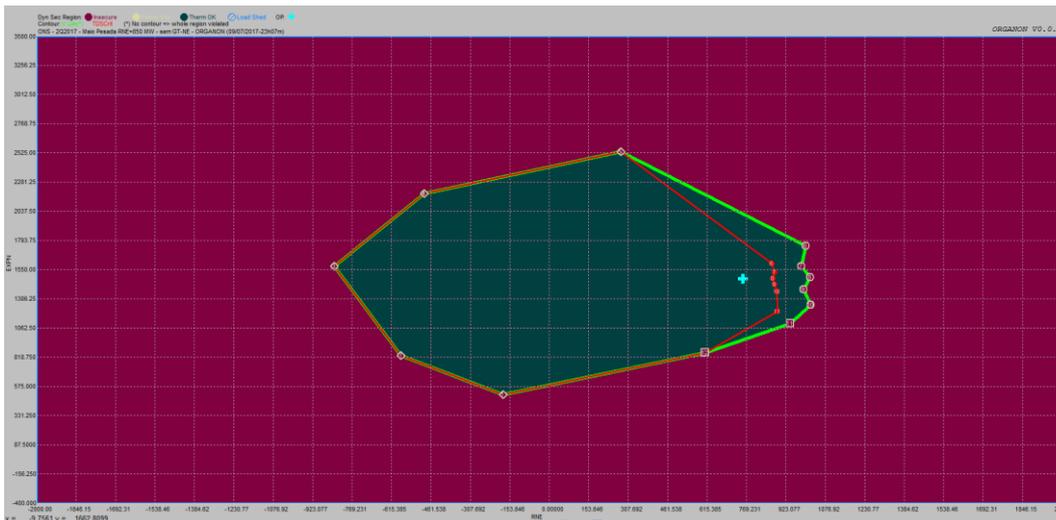
Foi escolhido um ponto de operação (OP Point) com uma geração da ordem de 6300 MW de geração nas usinas eólicas, 4680 MW de geração nas usinas hidráulicas da região Norte e 7070 MW nas usinas hidráulicas do Sudeste. A partir desse ponto de operação, o programa (Organon) explorou os três grupos de geração em 8 direções distintas, de forma a obter as regiões de segurança para essa região.

A região de segurança gerada a partir do ponto de operação descrito, considerando como contingência a separação do subsistema Nordeste do restante do SIN, simulado por intermédio da abertura das interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste. O evento considerado é o mesmo descrito na seção (5.2).

Tendo em vista evidenciar os efeitos da representação da resposta inercial emulada nos aerogeradores da região Nordeste, foram considerados três percentuais distintos de adesão ao recurso pelo parque eólico, quais sejam, 10%, 50% e 100%.

#### *i. Sem representação do recurso de inércia sintética*

A Figura 5.14 ilustra a região de segurança encontrada para este cenário no Organon.



**Legenda:**

**Área vinho:** Dentro dessa área não é garantida a estabilidade dinâmica

**Área verde escuro:** Dentro dessa área/contorno não há a violação da capacidade operativa dos circuitos e transformadores monitorados

**Contorno verde claro:** Dentro desse contorno não há a violação dos limites de emergência da tensão das barras monitoradas

**Contorno vermelho:** Dentro desse contorno não há a violação do critério de subtensão ajustado em 57,9 Hz, valor esse do ajusto do 1º Estágio do ERAC.

Figura 5.14 – Região de Segurança sem a utilização do recurso de inércia sintética nas plantas eólicas

Analisando a região de segurança dinâmica ilustrada na Figura 5.14 nota-se que, para valores de RNE a partir de 869,2 MW, ocorre violação do critério de subfrequência (definiu-se como critério a atuação do 1º estágio do ERAC, ajustado em 57,9 Hz). Destaca-se que, para valores de RNE acima de 1029,4 MW, houve perda de sincronismo nas usinas hidráulicas do subsistema Nordeste. Na Tabela 5.8 encontra-se o relatório dos valores e pontos limites da região de segurança.

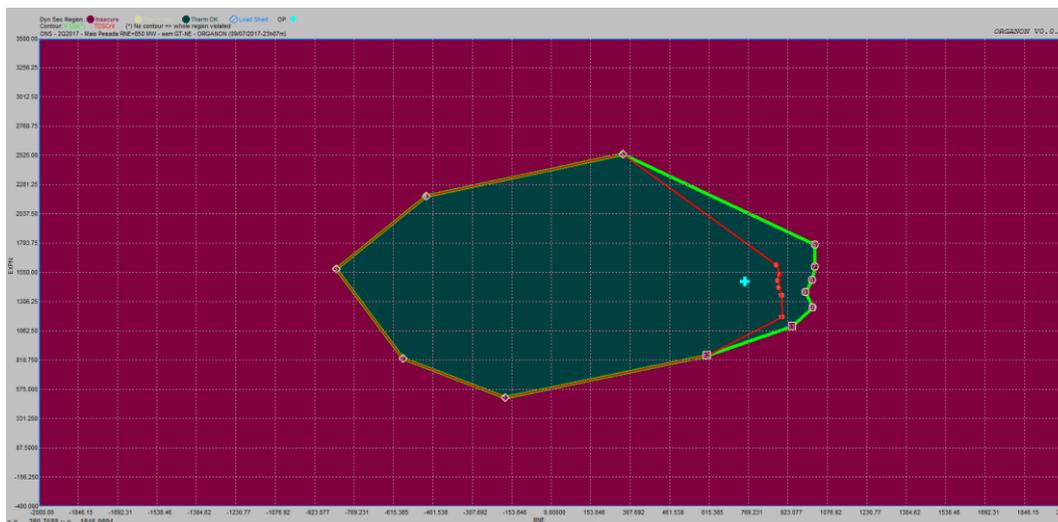
Tabela 5.8 – Resultados da região de segurança sem inércia sintética

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
1	SL_OUT	RADIUS LIMIT	7305,1	3291,4	7467,3	-180,0	504,4
2	SL_OUT	RADIUS LIMIT	7732,1	3744,7	6586,9	-578,5	830,1
3	SL_OUT	RADIUS LIMIT	8012,7	4814,7	5236,4	-838,1	1578,3
4	SL_OUT	RADIUS LIMIT	7631,1	5758,3	4674,5	-487,6	2184,5
5	SL_OUT	RADIUS LIMIT	6806,0	6314,6	4943,2	280,4	2535,0
6	SL_OUT	SECURITY LIMIT	6046,9	5101,9	6915,0	1029,4	1747,8
6	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6187,8	4873,9	7002,1	869,2	1599,0
7	SL_OUT	SECURITY LIMIT	6067,3	4836,2	7160,2	983,5	1575,4
7	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6176,4	4765,4	7121,9	880,3	1528,7
8	SL_OUT	SECURITY LIMIT	6029,4	4697,9	7336,4	1019,8	1484,9
8	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6183,0	4688,3	7192,5	874,3	1478,2

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
9	SL_OUT	SECURITY LIMIT	6058,0	4550,0	7455,7	993,2	1382,1
9	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6178,0	4612,8	7273,0	879,3	1425,7
10	SL_OUT	SECURITY LIMIT	6029,1	4371,8	7662,9	1021,3	1256,2
10	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6167,4	4525,2	7371,2	889,7	1363,9
11	SL_OUT	GENERATION LIMIT	6114,1	4145,9	7803,8	941,5	1097,6
11	BF_OUT	5511 B.ESPE-PI2	6165,7	4288,6	7609,5	892,1	1197,8
12	SL_OUT	GENERATION LIMIT	6465,4	3794,6	7803,8	609,2	852,8

- ii. *Representação do recurso de Inércia Sintética em todas as plantas eólicas do subsistema Nordeste (10%)*

A Figura 5.15 ilustra a região de segurança encontrada para este cenário no Organon.



**Legenda:**

**Área vinho:** Dentro dessa área não é garantida a estabilidade dinâmica

**Área verde escuro:** Dentro dessa área/contorno não há a violação da capacidade operativa dos circuitos e transformadores monitorados

**Contorno verde claro:** Dentro desse contorno não há a violação dos limites de emergência da tensão das barras monitoradas

**Contorno vermelho:** Dentro desse contorno não há a violação do critério de subtensão ajustado em 57,9 Hz, valor esse do ajusto do 1º Estágio do ERAC.

Figura 5.15 – Região de Segurança para 10% das plantas eólicas com inércia sintética.

Analisando a região de segurança dinâmica ilustrada na Figura 5.15 nota-se que, para valores de RNE a partir de 879,8 MW, ocorre violação do critério de subfrequência (definiu-se como critério a atuação do 1º estágio do ERAC, ajustado em 57,9 Hz). Destaca-se que, para valores de RNE acima de 1029,4 MW, houve

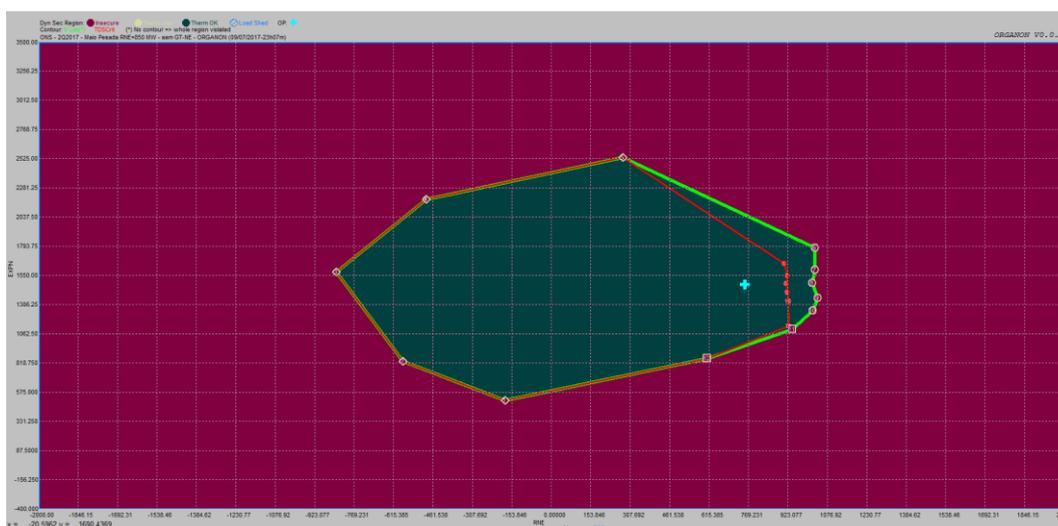
perda de sincronismo nas usinas hidráulicas do subsistema Nordeste. Na Tabela 5.9 encontra-se o relatório dos valores e pontos limites da região de segurança.

Tabela 5.9 – Resultados da região de segurança para 10% das plantas eólicas com inércia sintética

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
1	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7305,1	3291,4	7467,3	-180,0	504,4
2	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7732,1	3744,7	6586,9	-578,5	830,1
3	SL_OUT	RADIUSLIMIT	8012,7	4814,7	5236,4	-838,1	1578,3
4	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7631,1	5758,3	4674,5	-487,6	2184,5
5	SL_OUT	RADIUSLIMIT	6806,0	6314,6	4943,2	280,4	2535,0
6	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6018,0	5148,8	6897,0	1029,4	1777,9
6	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6176,6	4892,1	6995,1	879,8	1610,7
7	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6019,3	4867,4	7177,1	1028,9	1595,2
7	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6165,7	4772,4	7125,7	890,5	1533,0
8	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,4	4697,9	7336,4	1019,8	1484,9
8	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6171,7	4689,0	7203,1	885,0	1478,7
9	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6058,0	4550,0	7455,7	993,2	1382,1
9	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6167,1	4607,1	7289,6	889,6	1421,8
10	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,1	4371,8	7662,9	1021,3	1256,2
10	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6157,5	4514,2	7392,1	899,1	1356,1
11	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6114,1	4145,9	7803,8	941,5	1097,6
11	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6155,7	4260,9	7647,2	901,7	1178,4
12	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6465,4	3794,6	7803,8	609,2	852,8

iii. *Representação do recurso de Inércia Sintética em todas as plantas eólicas do subsistema Nordeste (50%)*

A Figura 5.16 ilustra a região de segurança encontrada para este cenário no Organon.



**Legenda:**

**Área vinho:** Dentro dessa área não é garantida a estabilidade dinâmica

**Área verde escuro:** Dentro dessa área/contorno não há a violação da capacidade operativa dos circuitos

e transformadores monitorados

**Contorno verde claro:** Dentro desse contorno não há a violação dos limites de emergência da tensão das barras monitoradas

**Contorno vermelho:** Dentro desse contorno não há a violação do critério de subtensão ajustado em 57,9 Hz, valor esse do ajusto do 1º Estágio do ERAC.

Figura 5.16 – Região de Segurança para 50% das plantas eólicas com inércia sintética.

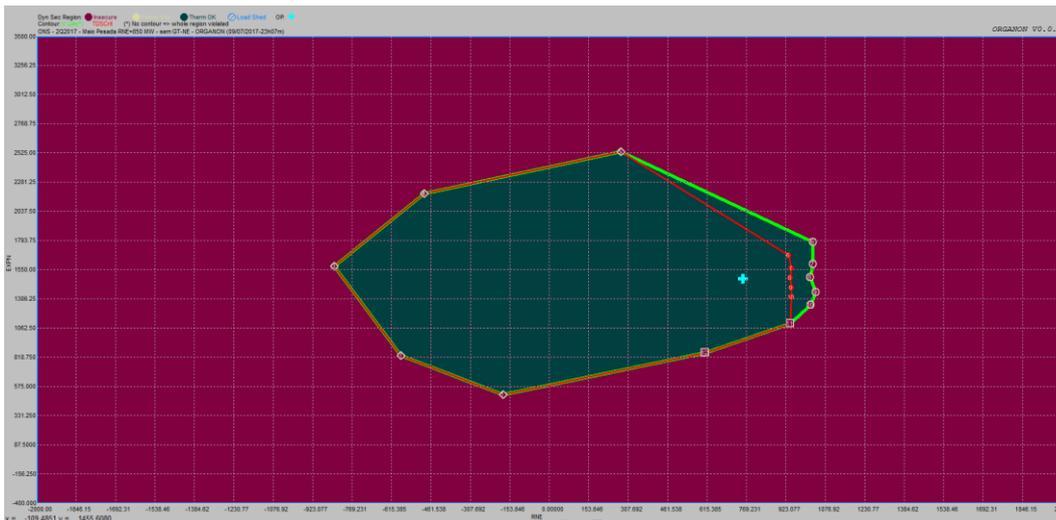
Analisando a região de segurança dinâmica ilustrada na Figura 5.16 nota-se que, para valores de RNE a partir de 910,9 MW, ocorre violação do critério de subfrequência (definiu-se como critério a atuação do 1º estágio do ERAC, ajustado em 57,9 Hz). Destaca-se que, para valores de RNE acima de 1029,4 MW, houve perda de sincronismo nas usinas hidráulicas do subsistema Nordeste. Na Tabela 5.10 encontra-se o relatório dos valores e pontos limites da região de segurança.

Tabela 5.10 – Resultados da região de segurança para 50% das plantas eólicas com inércia sintética

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
1	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7305,1	3291,4	7467,3	-180,0	504,4
2	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7732,1	3744,7	6586,9	-578,5	830,1
3	SL_OUT	RADIUSLIMIT	8012,7	4814,7	5236,4	-838,1	1578,3
4	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7631,1	5758,3	4674,5	-487,6	2184,5
5	SL_OUT	RADIUSLIMIT	6806,0	6314,6	4943,2	280,4	2535,0
6	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6018,0	5148,8	6897,0	1029,4	1777,9
6	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6143,6	4945,4	6974,8	910,9	1645,4
7	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6019,3	4867,4	7177,1	1028,9	1595,2
7	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6132,2	4794,2	7137,5	922,2	1547,2
8	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,4	4697,9	7336,4	1019,8	1484,9
8	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6138,4	4691,1	7234,3	916,6	1480,2
9	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6008,2	4523,9	7531,7	1040,6	1363,2
9	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6133,5	4589,5	7340,7	921,5	1409,1
10	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,1	4371,8	7662,9	1021,3	1256,2
10	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6129,6	4483,3	7450,8	925,6	1334,5
11	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6114,1	4145,9	7803,8	941,5	1097,6
11	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6128,9	4186,7	7748,2	927,3	1126,3
12	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6465,4	3794,6	7803,8	609,2	852,8

iv. *Representação do recurso de Inércia Sintética em todas as plantas eólicas do subsistema Nordeste (100%)*

A Figura 5.17 ilustra a região de segurança encontrada para este cenário no Organon.



**Legenda:**

**Área vinho:** Dentro dessa área não é garantida a estabilidade dinâmica

**Área verde escuro:** Dentro dessa área/contorno não há a violação da capacidade operativa dos circuitos e transformadores monitorados

**Contorno verde claro:** Dentro desse contorno não há a violação dos limites de emergência da tensão das barras monitoradas

**Contorno vermelho:** Dentro desse contorno não há a violação do critério de subtensão ajustado em 57,9 Hz, valor esse do ajusto do 1º Estágio do ERAC.

Figura 5.17 – Região de Segurança para 100% das plantas eólicas com inércia sintética.

Analisando a região de segurança dinâmica ilustrada na Figura 5.17 nota-se que, para valores de RNE a partir de 935,1 MW, ocorre violação do critério de subfrequência (definiu-se como critério a atuação do 1º estágio do ERAC, ajustado em 57,9 Hz). Destaca-se que, para valores de RNE acima de 1029,4 MW, houve perda de sincronismo nas usinas hidráulicas do subsistema Nordeste. Na Tabela 5.11 encontra-se o relatório dos valores e pontos limites da região de segurança.

Tabela 5.11 – Resultados da região de segurança para 100% das plantas eólicas com inércia sintética

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
1	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7305,1	3291,4	7467,3	-180,0	504,4
2	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7732,1	3744,7	6586,9	-578,5	830,1
3	SL_OUT	RADIUSLIMIT	8012,7	4814,7	5236,4	-838,1	1578,3
4	SL_OUT	RADIUSLIMIT	7631,1	5758,3	4674,5	-487,6	2184,5
5	SL_OUT	RADIUSLIMIT	6806,0	6314,6	4943,2	280,4	2535,0
6	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6018,0	5148,8	6897,0	1029,4	1777,9
6	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6119,1	4985,1	6959,6	934,1	1671,3
7	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6019,3	4867,4	7177,1	1028,9	1595,2
7	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6108,7	4809,4	7145,7	944,4	1557,2
8	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,4	4697,9	7336,4	1019,8	1484,9
8	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6113,2	4692,7	7257,9	940,4	1481,3

Direção	Limit Type	DSCode	PG1 [MW]	PG2 [MW]	PG3 [MW]	RNE [MW]	EXPN [MW]
9	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6008,2	4523,9	7531,7	1040,6	1363,2
9	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6107,7	4576,0	7380,2	946,1	1399,6
10	SL_OUT	SECURITYLIMIT	6029,1	4371,8	7662,9	1021,3	1256,2
10	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	6108,8	4460,3	7494,7	945,4	1318,3
11	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6114,1	4145,9	7803,8	941,5	1097,6
--	--	--	--	--	--	--	--
12	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	6465,4	3794,6	7803,8	609,2	852,8

De maneira geral, os problemas de perda de sincronismo nas usinas da região Nordeste acontecem para valores de intercâmbio para o subsistema Nordeste (RNE) a partir de 1029,4 MW. Com relação ao desempenho dinâmico, representado pelo contorno vermelho, todas as violações observadas referem-se ao critério subfrequência ajustado em 57,9 Hz.

Na Tabela 5.12 encontra-se os valores de RNE obtidos para os quatro cenários avaliados.

Tabela 5.12 – Valores de recebimento pelo Nordeste (RNE) para os quatro cenários avaliados

Direção	Limit Type	DSCode	RNE [MW]			
			SEM WI	10% WI	50% WI	100% WI
1	SL_OUT	RADIUSLIMIT	-180,0	-180,0	-180,0	-180,0
2	SL_OUT	RADIUSLIMIT	-578,5	-578,5	-578,5	-578,5
3	SL_OUT	RADIUSLIMIT	-838,1	-838,1	-838,1	-838,1
4	SL_OUT	RADIUSLIMIT	-487,6	-487,6	-487,6	-487,6
5	SL_OUT	RADIUSLIMIT	280,4	280,4	280,4	280,4
6	SL_OUT	SECURITYLIMIT	1029,4	1029,4	1029,4	1029,4
6	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	869,2	879,8	910,9	934,1
7	SL_OUT	SECURITYLIMIT	983,5	1028,9	1028,9	1028,9
7	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	880,3	890,5	922,2	944,4
8	SL_OUT	SECURITYLIMIT	1019,8	1019,8	1019,8	1019,8
8	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	874,3	885,0	916,6	940,4
9	SL_OUT	SECURITYLIMIT	993,2	993,2	1040,6	1040,6
9	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	879,3	889,6	921,5	946,1
10	SL_OUT	SECURITYLIMIT	1021,3	1021,3	1021,3	1021,3
10	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	889,7	899,1	925,6	945,4
11	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	941,5	941,5	941,5	941,5
11	BF_OUT	5511B.ESPE-PI2	892,1	901,7	927,3	--
12	SL_OUT	GENERATIONLIMIT	609,2	609,2	609,2	609,2

Pode-se observar que, com a utilização plena do recurso de inércia sintética nos aerogeradores do subsistema Nordeste, o ganho no recebimento Nordeste (RNE) foi da ordem de 7,5 %.

## 6

### Conclusões

De acordo com as simulações realizadas, pode-se concluir que:

- Os parques eólicos com máquinas DFIG, representadas com o modelo GE de potência 1.6 MW, não contribuem para o momento de inércia total no sistema. Sabia-se as turbinas conectadas à rede através de conversores de potência também não contribuem para a inércia do sistema. Como resultado, a substituição das unidades de produção convencionais por parques eólicos resulta em uma redução do momento de inércia total e, portanto, em uma deterioração da qualidade da frequência do sistema.
- A instalação de turbinas eólicas com o recurso de inércia sintética é uma alternativa de evitar a fragilização da frequência. Consequentemente, os parques eólicos podem contribuir para a estabilidade da frequência durante os primeiros segundos após uma perda de um grande bloco de geração, extraindo a energia cinética armazenada na área varrida pelas pás e no rotor da turbina eólica. Como resultado, é possível aumentar a frequência mínima e evitar um possível corte de carga por subfrequência. No entanto, a contribuição da inércia dos aerogeradores através do recurso de inércia sintética pode não ser suficiente para evitar uma grande queda de frequência em função do desbalanço carga-geração.
- As simulações também mostraram algumas desvantagens do uso da inércia sintética, são elas: atraso na recuperação da frequência e necessidade de maior demanda nas reservas primárias.
- Em relação aos parâmetros de todos os modelos de simulação utilizados nesse trabalho, considerou-se os valores fornecidos pelo fabricante visto que esses são ditos como ótimos. No entanto, a seleção do parâmetro ideal pode ser um trade-off entre a contribuição da inércia sintética

durante os segundos iniciais após o evento e a necessidade de energia adicional, resultando em um atraso na recuperação de frequência.

- A contribuição da energia transitória dos controles inerciais reduz substancialmente a taxa de declínio da frequência. Porém, em sistemas estressados, ou seja, quando do esgotamento das reservas primárias, o ganho na redução da taxa de declínio da frequência é muito pequeno. Logo, a inércia sintética ou controle inercial não é um substituto para a regulação primária. Dito de outra forma, o sistema deve ter reservas primárias adequadas para que os controles inerciais possam produzir benefícios sistêmicos.
- Por fim, no presente trabalho foram apresentados aspectos relevantes com respeito aos recursos destinados a tornar os aerogeradores sensíveis às grandes variações de frequência do sistema e capazes de produzir resposta inercial de maneira semelhante aos geradores convencionais. A diferença de desempenho da frequência observada na comparação em que o recurso da inércia sintética está disponível nos aerogeradores comprova a eficácia desta funcionalidade, que poderá ser determinante para a recuperação da frequência em condições sistêmicas críticas, inclusive com possibilidade de evitar a atuação de um determinado estágio do ERAC, desde que haja uma adesão significativa do parque gerador eólico ao recurso em questão.

## 6.1

### Trabalhos Futuros

- São necessários mais trabalhos no sentido de melhorar os algoritmos de controle para a inércia sintética, onde o desafio é poder contribuir com a inércia durante os primeiros segundos sem atrasar desnecessariamente a recuperação da frequência; e sem impor requisitos adicionais de reserva de potência primária de forma a efetuar o controle primário de frequência;
- Outra análise fundamental é descobrir em que cenários (por exemplo, baixo consumo combinado com elevada geração eólica) é necessária a ativação da inércia sintética ou adoção de uma medida similar; e a frequência com que esses cenários ocorrem. Um estudo relacionado é

investigar quando e com que frequência a inércia sintética em todos os aerogeradores ou numa região específica é insuficiente.

- A inércia das unidades geradoras convencionais é bem conhecida, mas a inércia de máquinas menores e a contribuição da carga para a inércia total do sistema podem, na melhor das hipóteses, serem estimadas. Logo, para poder avaliar a real necessidade de contar com a inércia sintética, são necessários estudos específicos para determinar a inércia total do sistema, incluindo as variações diárias e sazonais, caso existam.
- Investigar a aplicabilidade e o desempenho do recurso de inércia sintético em aerogeradores do tipo 4 (“*full converter*”).

## Referências bibliográficas

- [1] GWEC – Global Wind Energy Council, Global Wind Report – Annual Market Update 2016.
- [2] ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica – Boletim Anual de Geração Eólica, 2016
- [3] OLIMPO A.-LARA, NICK JENKINS, JANAKA EKANAYAKE, PHILL CARTWRIGHT, MIKE HUGHES, **Wind Energy Generation – Modelling and Control**, United Kingdom, Wiley, 2009.
- [4] SEYEDI M., BOLLEN M., **The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance**, Elforsk, 2013
- [5] BRISEBOIS, J., AUBUT, N. **Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need**, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011
- [6] ACKERMANN, T.; **Wind Power in Power Systems**. Sweden: Ed. John Wiley and Sons, 2005.
- [7] N. R. ULLAH, T. THIRINGER, D. KARLSSON, **Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying With the E.ON Netz Grid Code**, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no.4, 2007,
- [8] M. PINTO, **Fundamentos de Energia Eólica**, LTC, 2013.
- [9] H. POLINDER, J. A. FERREIRA, B. B. JENSEN, A. B. ABRAHAMSEN, K. ATALLAH, R. A. MCMAHON, **Trends in Wind Turbine Generator Systems**, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 1, no. 3, 2013
- [10] H. T. LE, S. SANTOSO, T. Q. NGUYEN, **Augmenting Wind Power Penetration and Grid Voltage Stability Limits Using: Application Design, Sizing and a Case Study**, IEEE Transactions on Power Systems, 2012.
- [11] PEÑA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M.: **Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation**. IEE Proceedings Electric

- Power Applications, vol. 143, no. 3, 1996.
- [12] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, *Procedimentos de Rede*, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2016
- [13] MILLER, N.W., CLARK, K., SHAO, M. **Impact of frequency responsive wind plant controls on grid performance**, 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power, Quebec, Canada - Oct. 18–19, 2010.
- [14] MARINELLI, M., MASSUCO, S., MANSOLDO, A., NORTON, M. **Analysis of inertial response and primary power-frequency control provision by doubly-fed induction generator wind turbines in a small power system**, 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden - August 22-26, 2011.
- [15] LONGATT, F.G. **Impact of synthetic inertia from wind power on the protection/control schemes of future power systems: simulation study**, 11th IET International Conference on Developments in Power System Protection, Birmingham, UK, 2012.
- [16] MILLER, N.W., DELMERICO, R.W., KURUVILLA, K., SHAO, M. **Frequency responsive controls for wind plants in grids with wind high penetration**, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA - Jul. 22–26, 2012.
- [17] Modeling of GE Wind Turbine-Generator for Grid Studies, Version 4.4, September 9, 2009 issued by General Electrical International, Inc.
- [18] ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A. **Power System Control and Stability**, New York, Wiley-IEEE Press, 2003.
- [19] KIRCHMAYER, Leon K. **Economic Control of Interconnected Systems**, 1 ed. USA, New York, John Wiley & Sons Inc., 1959.
- [20] EKANAYAKE, J., JENKINS, N. **Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency**, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, no. 4, December 2004.
- [21] TIELENS, P., VAN HERTEM, D. **Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables**, 6th Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Delft, Netherlands - Apr. 16–17, 2012.
- [22] VIEIRA FILHO, Xisto, **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração** / Xisto Vieira Filho. 1ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Campus: Eletrobrás, 1984.
- [23] KUNDUR, P., **Power System Control and Stability**. 1 ed. USA, EPRI-

Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.

- [24] SIMÕES COSTA, Antônio J.A., Aguinaldo S. e Silva, **Controle e Estabilidade de Sistemas de Potência**, Florianópolis, Brasil.
- [25] Program ANATEM - Analysis of Electromechanical Transients - User Guide Version 10.04.03, April 2010. (In Portuguese).

# A

## Apêndice

### Controle Carga-Frequência

Os estudos elétricos de sistemas de potência que retratam o desempenho em condição normal de operação analisam as condições destes sistemas para uma certa condição específica do mesmo. Isto significa uma fotografia do sistema naquele instante. Geralmente são analisados os cenários mais severos de carga, como por exemplo, carga pesada (hoje dependendo da região, a carga média é mais severa do que a carga pesada) e carga mínima. Uma premissa adotada para estes estudos é considerar a frequência do sistema constante e igual a 60 Hz, no caso do sistema elétrico brasileiro. A Figura 0.1 ilustra um resultado de uma análise de fluxo de potência.

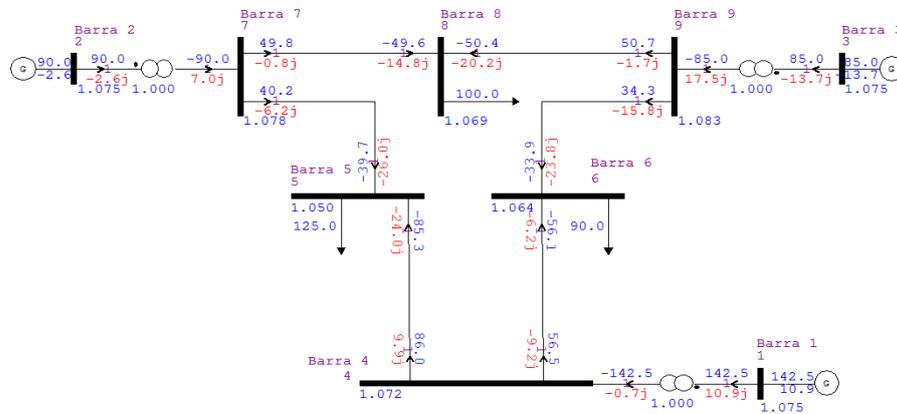


Figura 0.1 – Resultado da análise do fluxo de potência para um sistema elétrico composto por 9 barras

No entanto, na vida real o comportamento do sistema elétrico é bem diferente. As cargas dos diversos barramentos variam a cada instante fazendo com que o estado de equilíbrio carga-geração seja constantemente alterado. À medida que a carga do sistema muda, é necessário que também se altere a potência mecânica dos geradores do sistema, pois a variação de carga é suprida inicialmente pela energia cinética das massas girantes desses geradores

provocando assim desvios de velocidade de rotação das máquinas e conseqüentemente desvios de frequência. A Figura 0.2 ilustra as curvas de carga diária durante uma semana do sistema elétrico brasileiro.

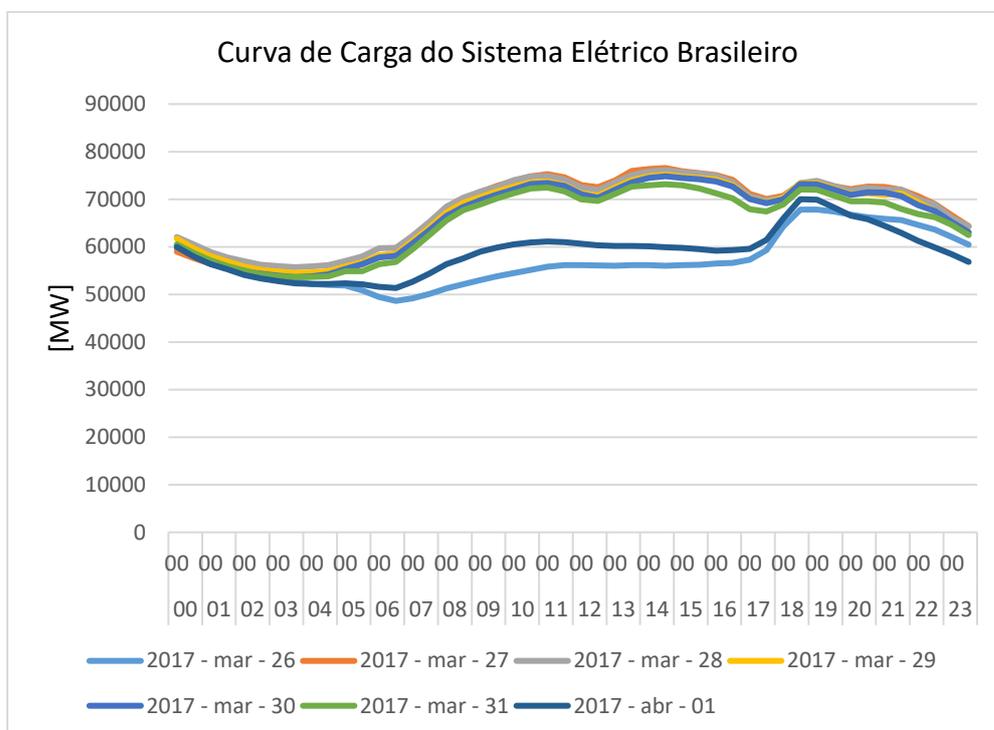


Figura 0.2 – Curva diária de carga

Logo, um sistema elétrico de potência deve possuir um sistema de controle adequado no sentido de fazer com que o mesmo restabeleça um estado de equilíbrio apropriado instante a instante, ou seja, ao longo do tempo. O controle da geração e da frequência é comumente denominado Controle Carga-Frequência (CCF).

## A.1.

### Regulação Própria

Todo sistema de potência possui capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio carga-geração [22] [23]. Isto se explica pelo fato da carga ser variável com a frequência, e, portanto, quando a frequência diminui/aumenta também diminui/aumenta o valor absoluto da carga, indicando uma tendência do próprio sistema de se auto-regular, ou seja, de atingir um novo estado de equilíbrio/operação. Esta propriedade é denominada Regulação Própria do sistema.

A regulação própria é quantificada por meio do parâmetro ( $D$ ), chamado de *Coefficiente de Amortecimento*.

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta F} \quad (\text{A.1})$$

onde:

$\Delta P_D \rightarrow$  representa a variação da carga com a variação da frequência

$\Delta F \rightarrow$  representa a variação da frequência

A Figura 0.3 ilustra uma curva característica da variação da carga com a frequência.

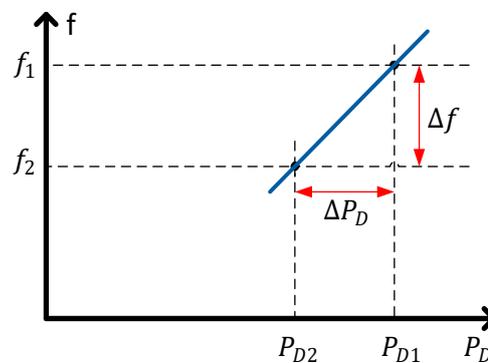


Figura 0.3 – Curva carga  $\times$  frequência

Valores típicos de  $D$  são relativamente baixos (variando de 1% a 2%) e assim, variações inadmissíveis de frequência podem ser alcançadas após variações usuais da carga. O diagrama de blocos do sistema incluindo o efeito de amortecimento da carga é representado na Figura 0.4.

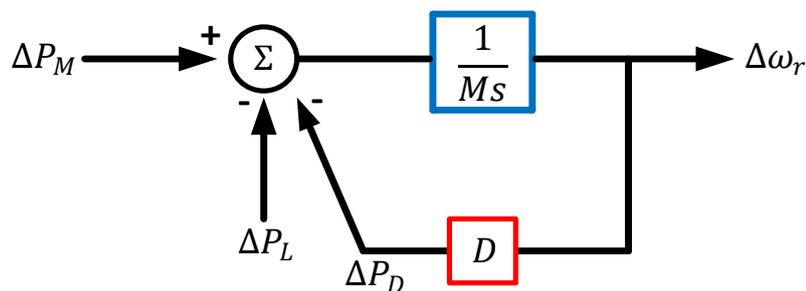


Figura 0.4 – Diagrama de blocos com amortecimento

sendo:

$$\Delta P_L + \Delta P_D = \Delta P_E \quad (\text{A.2})$$

onde:

$\Delta P_L \rightarrow$  representa a variação de carga não sensível a frequência.

O diagrama de blocos da Figura 0.4 pode ser reduzido para o diagrama de blocos ilustrado na Figura 0.5.

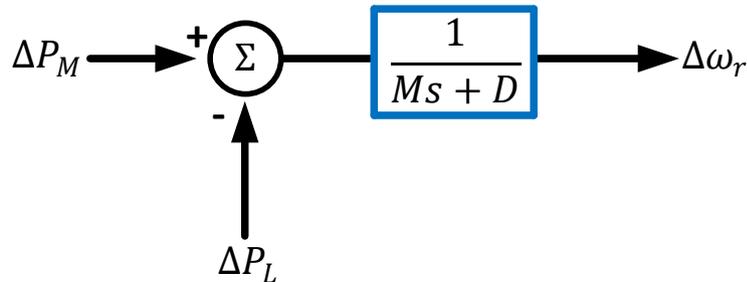


Figura 0.5 – Diagrama de blocos do sistema

## A.2.

### Regulação Primária

Como visto no item anterior, um sistema elétrico de potência tem uma característica inerente, que denomina-se Regulação Própria, de alcançar um novo ponto de equilíbrio para desbalanço carga-geração. Entretanto, esta auto-regulação pode levar o sistema a níveis operativos inaceitáveis (variações de frequência de grande porte). Torna-se, portanto, necessária a atuação de um controle que auxilie na condução do sistema a um novo ponto de equilíbrio com menor desvio de frequência.

Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de diminuir ou aumentar a potência elétrica gerada quando a velocidade (ou frequência) se afasta dos valores de referência da velocidade (ou frequência). Este primeiro estágio de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominado *Regulação Primária* [22].

A seguir, são apresentados os tipos de reguladores de velocidade existentes.

### A.2.1. Reguladores de Velocidade Isócronos

A representação mecânica de um regulador de velocidade isócrono é indicada na Figura 0.6.

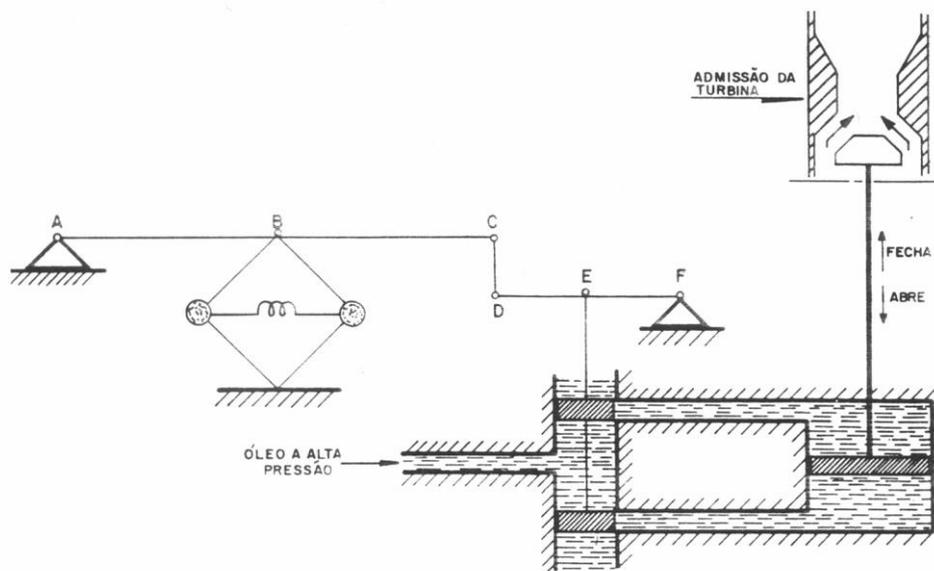


Figura 0.6 – Representação mecânica de regulador de velocidade isócrono [22]

Nessa representação mecânica, usada para fins ilustrativos, as esferas indicadas giram em sincronismo com a turbina e a força que se exerce sobre elas é função da velocidade de rotação. A cada valor de velocidade (ou frequência) da máquina corresponde uma posição do ponto B. Dessa forma, pode-se verificar que fluxo de óleo no distribuidor será uma função da frequência, sendo que existe somente uma posição dos êmbolos do distribuidor para a qual o fluxo de óleo é interrompido, e esta corresponde à velocidade nominal da turbina (frequência nominal).

Supondo-se uma diminuição na frequência devido a um aumento de carga no sistema – a tendência do ponto B, cuja posição é regida pela força centrífuga das esferas, é elevar-se, deslocando os êmbolos e provocando a abertura da parte superior do distribuidor, e como consequência uma injeção de óleo no pistão que fará uma abertura maior na admissão da turbina. Este movimento continuará até que se atinja exatamente o valor da frequência nominal (referência) do sistema, valor esse único para o qual cessarão as injeções de óleo no distribuidor.

A Figura 0.7 ilustra o diagrama de blocos da função de transferência de um regulador de velocidade isócrono.

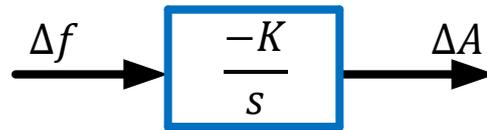


Figura 0.7 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono

Na Figura 0.7,  $\Delta f$  representa a variação da frequência do sistema em  $\mu$  e  $\Delta A$  representa a variação da abertura da admissão em  $\mu$ .

Somente em um caso pode-se conceber tal tipo de regulação, sem se introduzir danos para a estabilidade do sistema. Este seria o caso simplista de uma única máquina alimentado uma única carga [22].

A Figura 0.8 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador isócrono, quando submetida a um aumento de carga.

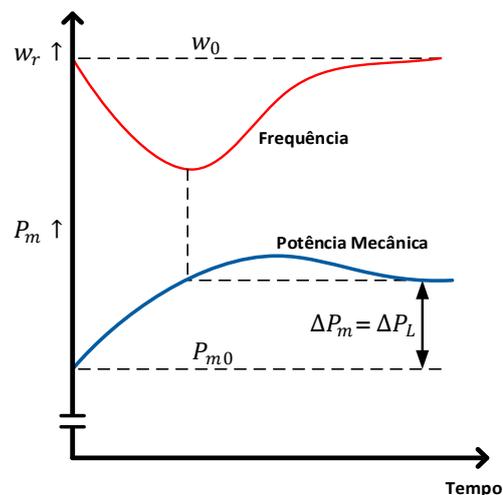


Figura 0.8 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono

A operação em paralelo de unidades geradoras com controle do tipo isócrono, possui uma séria dificuldade, pois é praticamente impossível estabelecer e manter valores de referência idênticos nos diversos controladores de velocidade do sistema. A implementação deste tipo de controle promove uma disputa entre as unidades no sentido de cada uma buscar estabelecer para o sistema a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência é única ao longo de todo o sistema, no final deste processo ter-se-ia um colapso, com



Esta característica de regulação pode ser obtida adicionando-se um sinal de realimentação em paralelo ao integrador da Figura 0.7, como mostrado na Figura 0.10.

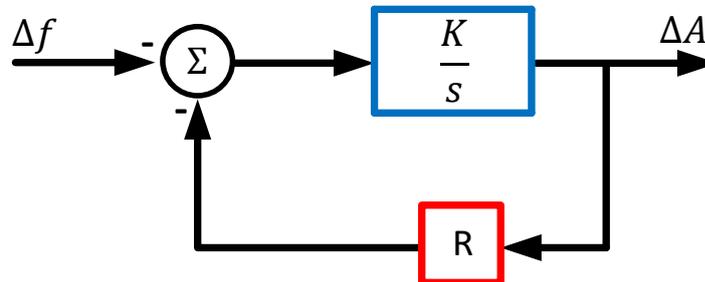


Figura 0.10 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade

Essa malha adicional promove uma redução no valor de referência à medida que a unidade geradora assume carga, ou seja, à medida que a máquina assume carga o sistema de controle de velocidade admite uma queda na velocidade. Com essa malha de realimentação o regulador de velocidade apresenta uma característica estática representada pelo parâmetro  $R$ , que também é chamado de estatismo.

A função de transferência, que converterá um  $\Delta f$  em um  $\Delta A$ , representada pelo diagrama de blocos da Figura 0.10 pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{\Delta f}{\Delta A} = \frac{-1/R}{1 + s \frac{1}{R \cdot K}} \quad (\text{A.3})$$

onde o parâmetro  $(1/R)$  é conhecido como *Energia de Regulação da Máquina*. Sendo  $T_G = 1/RK$ , tem-se:

$$\frac{\Delta f}{\Delta A} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (\text{A.4})$$

Pode-se demonstrar que o acréscimo provocado na admissão  $\Delta A$  é proporcional ao acréscimo na potência gerada pela máquina  $\Delta P$  [22], e em pu, tem-se que  $\Delta A = \Delta P$ . Portanto, a função de transferência (3.4) pode ser rescrita da forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (\text{A.5})$$

Aplicando-se o Teorema do Valor Final na função de transferência de (3.5), pode-se determinar o erro de regime permanente deste tipo de regulador.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta f}\right)_{r.p.} = -\frac{1}{R} \quad (\text{A.6})$$

A Figura 0.11 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador com queda de velocidade (estatismo), quando submetida a um aumento de carga.

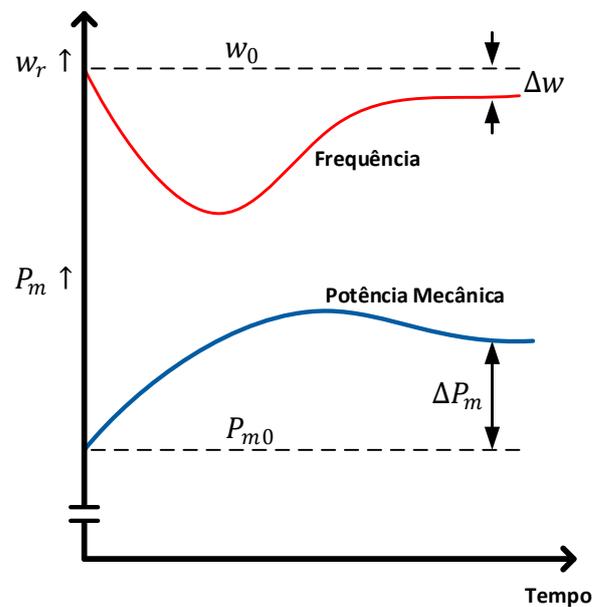


Figura 0.11 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com estatismo

A equação 3.6 pode ser reescrita como:

$$\Delta P_{r.p.} = -\frac{1}{R} \Delta F_{r.p.} \quad (\text{A.7})$$

ou ainda,

$$P - P_0 + \frac{1}{R} (f - f_0) = 0 \quad (\text{A.8})$$

Esta última equação corresponde a uma reta que passa pelo ponto  $(P_0, f_0)$  conforme mostrado na Figura 0.12.

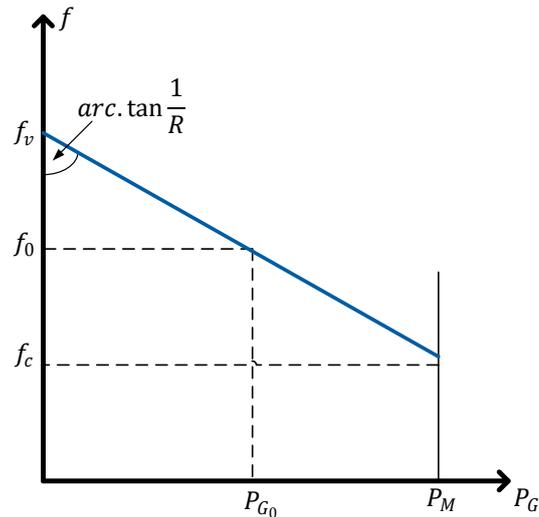


Figura 0.12 – Característica frequência x potência

O estatismo é definido como a variação da velocidade que se tem ao passar-se de carga zero para plena carga, em pu da velocidade nominal [22].

$$R(\%) = \frac{f_v - f_c}{f_n} \times 100 \quad (\text{A.9})$$

O ajuste do parâmetro  $R$  implica em uma rotação da reta mostrada na Figura 0.12 em torno do ponto  $(P_0, f_0)$ , como mostrado na Figura 0.13.

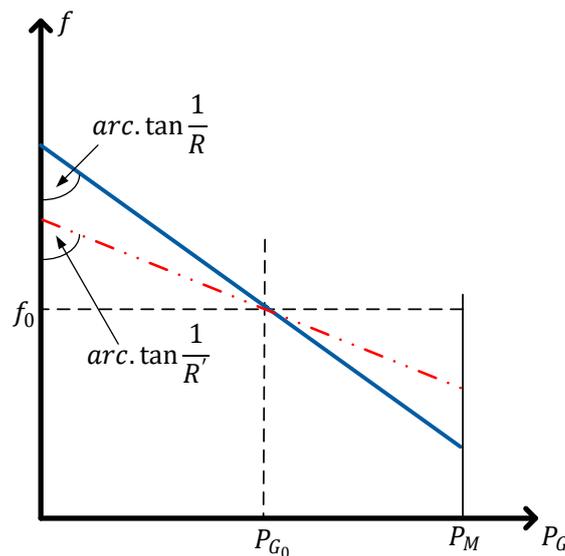


Figura 0.13 – Ajuste do parâmetro  $R$

No SIN todos os reguladores de velocidade operam com estatismo de 5%. Para um regulador isócrono ( $R = 0$ ), a curva frequência x potência seria uma reta, na frequência nominal, paralela ao eixo das abscissas. Isto mostra a não

possibilidade de existência de um ponto de operação para mais de uma máquina operando em paralelo. Na Figura 0.14 mostra-se esta característica.

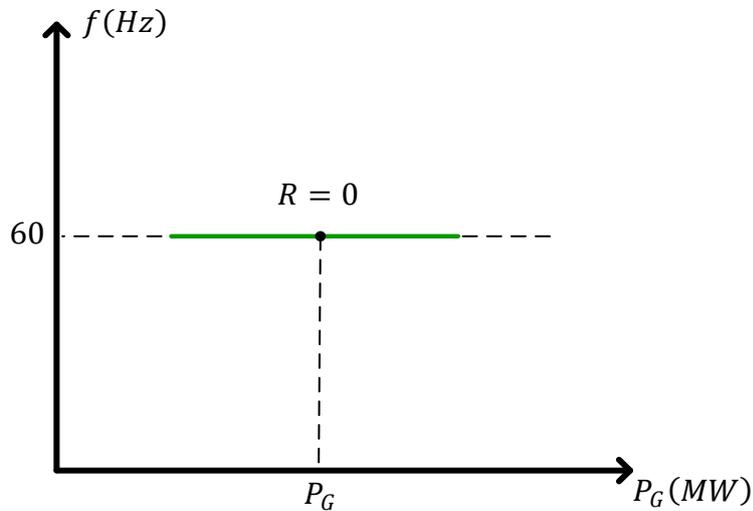


Figura 0.14 – Característica frequência x potência para  $R = 0$

Se duas ou mais unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo estão conectadas a um mesmo sistema elétrico de potência, existirá somente um único valor de frequência para o qual as unidades dividirão o aumento de carga.

A Figura 0.15 ilustra duas unidades geradoras com estatismos  $R_1$  e  $R_2$  (sendo que  $R_1 > R_2$ ) respectivamente. Inicialmente o sistema está operando a uma frequência nominal  $f_0$ , e cada máquina gerando  $P_1$  e  $P_2$ . Quando se tem um aumento de carga  $\Delta P_d$  os reguladores farão com que a potência mecânica de cada gerador aumente até se atingir um novo ponto de equilíbrio com um novo valor de frequência. A parcela do aumento de geração que cada gerador absorverá, dependerá do estatismo de cada máquina e pode ser calculado através das relações:

$$\Delta P_1 = P'_1 - P_1 = -\frac{\Delta f}{R_1} \quad (\text{A.10})$$

$$\Delta P_2 = P'_2 - P_2 = -\frac{\Delta f}{R_2} \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta P_2 = P'_2 - P_2 = -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right) \cdot \Delta f \quad (\text{A.12})$$

onde:

$$\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} = \frac{1}{R_{eq}} \quad (\text{A.13})$$

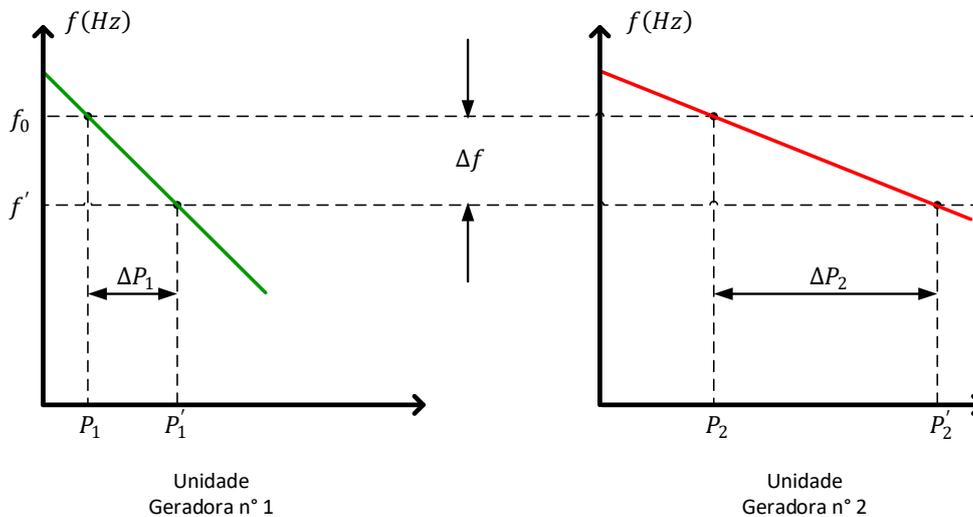


Figura 0.15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo

A utilização de reguladores de velocidade com estatismo supera os inconvenientes dos reguladores isócronos, ou seja, os problemas de estabilidade e de repartição de carga. Entretanto, como consequência da característica estática do regulador, a frequência não retorna ao valor nominal pré-estabelecido permanecendo no sistema um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio de potência ocorrido.

É desejável que o sistema seja capaz de manter o equilíbrio dentro de erros de frequência admissíveis. Para contornar esta limitação, introduz-se na estrutura do regulador de velocidade um segundo estágio de regulação, denominado *Regulação Secundária*.

### A.3.

#### Regulação Secundária

Na seção anterior verificou-se que, embora a regulação primária propicie o atendimento da demanda, através da sua repartição entre as diversas unidades geradoras do sistema, isto se dá às custas de um desvio, em regime permanente, na frequência do sistema. Variações de frequência no sistema poderiam se tornar inaceitáveis devido a impactos sucessivos de carga. Diversas restrições à operação com subfrequência podem ser apontadas. São listadas algumas mais importantes de acordo com [22]:

- Aumento na fadiga das unidades geradoras e conseqüentemente perda acelerada da vida útil;
- Cargas críticas controladas por processos síncronos, ou processos dependentes de relógios síncronos; e
- Carga reativa do sistema tende a aumentar. Com frequências reduzidas, os capacitores conectados ao sistema tendem a fornecer menos potência reativa. O valor da reatância dos reatores se reduz e, portanto, a solicitação de corrente reativa aumenta neste tipo de equipamento.

É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao seu valor original (nominal). Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade e constitui a chamada *Regulação Secundária*. A Figura 0.16 ilustra fisicamente o dispositivo de variação de velocidade.

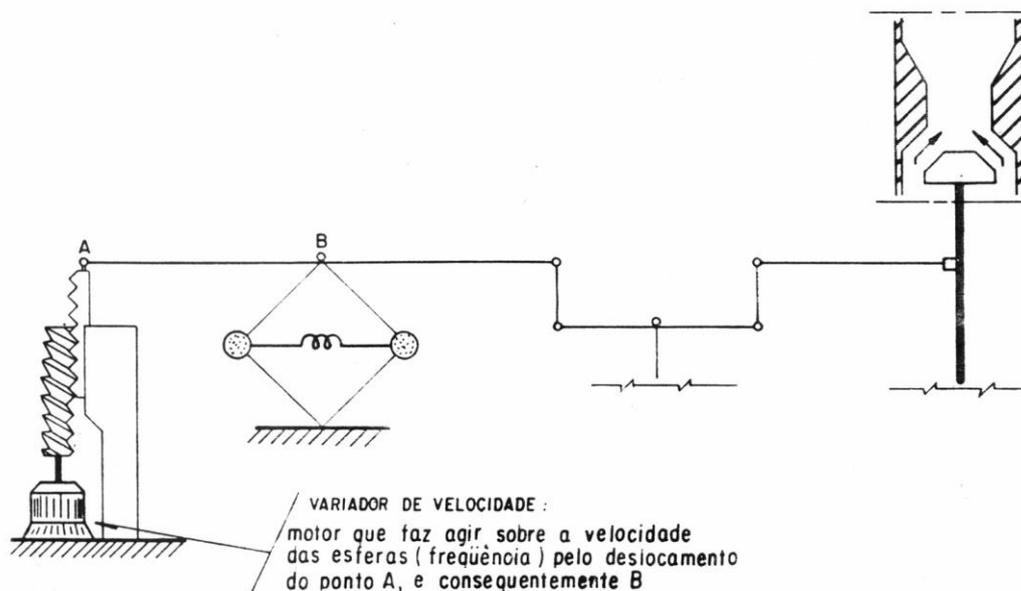


Figura 0.16 – Dispositivo de variação de velocidade [22]

No diagrama de blocos da Figura 0.10, o dispositivo de controle de velocidade equivale à introdução do sinal  $\Delta\gamma$  como mostrado na Figura 0.17.

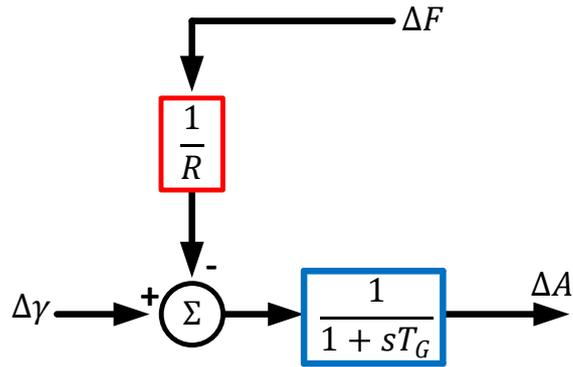


Figura 0.17 – Sinal de controle secundário

Uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos segundo [22]:

- A malha de controle resultante deve ser estável; e
- Após uma variação de carga, ou geração, o erro de frequência deve retornar a zero.

Para atender os requisitos acima mencionados, faz-se necessária uma malha de controle que verifique o erro de frequência do sistema e atue no regulador de velocidade no sentido de eliminar esse erro. Para realizar essa função e introduzir a possibilidade de ajuste, um controlador integral associado a um ganho  $K_i$  deve ser usado, conforme mostrado na Figura 0.18.

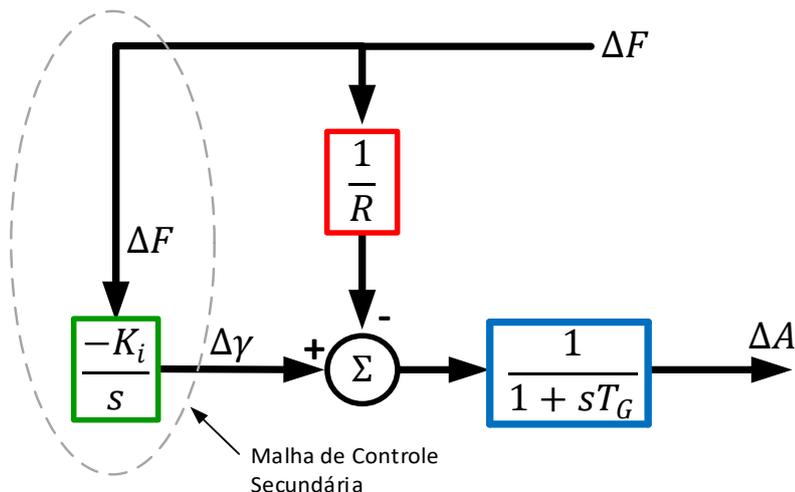


Figura 0.18 – Malha de controle secundária

A característica estática do regulador para esse novo controle permanece com a mesma inclinação, ou seja, o mesmo valor de  $R$ . No gráfico apresentando na Figura 0.19, a ação do controle secundário pode ser interpretada como o deslocamento vertical da curva ( $f \times P$ ), para cima ou para baixo, conforme o interesse em modificar a frequência de referência do regulador.

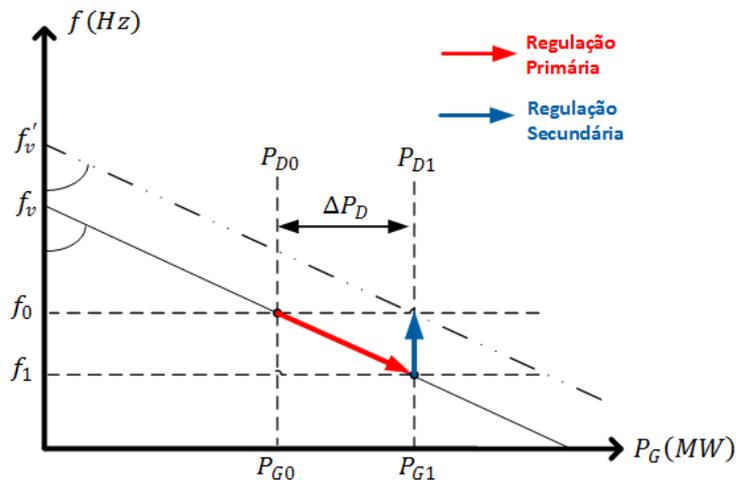


Figura 0.19 – Característica  $f \times P$  com regulação secundária

O gráfico ( $f \times P$ ) da Figura 0.19 mostra o caso de uma única unidade geradora, composta de um regulador de velocidade com estatismo e um sistema de controle secundário, alimentando uma carga. Inicialmente o sistema está operando no ponto 1. Após uma variação de carga  $\Delta P_D$  a carga passará a  $P_{D1}$  e a unidade geradora fornecerá  $P_{G1} = P_{D1}$ , porém a uma frequência mais baixa  $f_1$ . Portanto, após a atuação da regulação primária o sistema encontra-se operando no ponto 2. O controle secundário continuará a agir e somente cessará sua atuação quando a frequência voltar ao seu valor original  $f_0$ . Logo, o novo ponto de operação após a atuação do controle secundário corresponderá ao ponto 3.

A descrição anterior tomou como base a presença de apenas uma unidade geradora. Porém, o raciocínio desenvolvido pode ser estendido a um sistema de uma única *área de controle* com ( $n$ ) máquinas.

Considera-se como área de controle a parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondam às variações de cargas contidas nesta parte do sistema. Deste modo pode-se deduzir que [22]:

- as áreas de controle deverão, sempre que possível, ser balanceadas em termos de carga e geração;

- as linhas de interligação entre as áreas de controle deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência e intercâmbios para otimização operativa do sistema; e
- as unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis.

O estatismo equivalente de uma área de controle pode ser obtido a partir dos estatismos individuais das unidades, ou seja:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (A.14)$$

A ação de controle secundário deve ser repartida entre as unidades geradoras participantes do controle, cada uma recebendo um sinal  $\Delta\gamma_i = \alpha_i \cdot \Delta\gamma$  onde  $\alpha$  é o fator de participação e  $\sum \alpha_i = 1$ , em pu Tais fatores definem o montante que cada máquina tomará, do acréscimo de demanda, após a regulação secundária.

Uma grandeza muito utilizada nos estudos de análises de controle automático de geração é o Erro de Controle de Área (ECA), que corresponde ao sinal de entrada do integrador e, portanto, a grandeza que deve ser corrigida. No caso de uma única área de controle esse sinal é igual ao próprio desvio de frequência.

$$ECA = \Delta f \quad (A.15)$$

A Figura 0.20 mostra como fica o diagrama de blocos, do sistema de regulação primária e secundária, de uma unidade geradora localizada numa área de controle com ( $n$ ) máquinas.

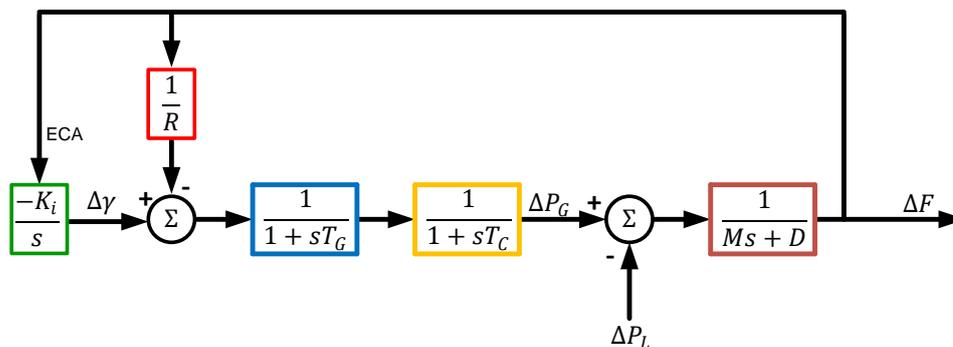


Figura 0.20 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária

Cabe ressaltar que, no caso de sistemas interligados, este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre áreas de controle vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. Contudo, convém salientar que, ao se introduzir o controle de intercâmbio em um sistema de controle secundário, o objetivo principal permanece: o de se anular o erro de frequência do sistema.

Com o objetivo de se controlar tanto os desvios de frequência como os desvios de intercâmbio, o sinal de ECA a ser aplicado à entrada do integrador será uma combinação destes dois sinais.

$$ECA = B \cdot \Delta f + \Delta T \quad (A.16)$$

onde:

$B$  → representa o fator que converte um desvio de frequência em unidade de potência, e é denominado *Bias*, [ $MW / Hz$ ]; e

$\Delta T$  → representa a variação de intercâmbio.

A Figura 0.21 mostra como fica o diagrama de blocos, do sistema de regulação primária e secundária, de uma unidade geradora localizada numa área de controle com ( $n$ ) máquinas e com controle de intercâmbio.

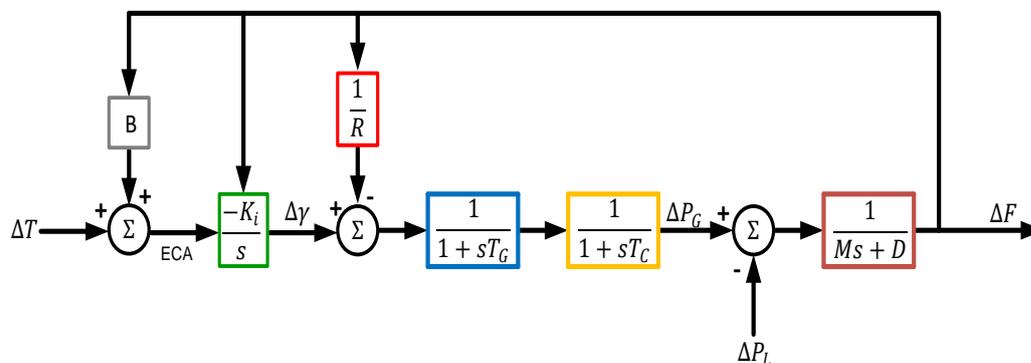


Figura 0.21 – Diagrama de blocos com regulação primária e secundária e com controle de intercâmbio

Existem três modalidades de operação que podem ser utilizadas pelos sistemas de controle automático de geração:

- Controle de Intercâmbio e Frequência (“*Tie Line Bias Control*” – TLB);  
 $ECA = B \cdot \Delta f + \Delta T$
- Controle em Frequência Constante (“*Flat Frequency Control*” – FF); e  
 $ECA = B \cdot \Delta f$

- Controle de Intercâmbio Constante (“Flat Tie Line Control” – FTL).

$$ECA = \Delta T$$

#### A.4.

### Operação em Sistemas Interligados

#### A.4.1.

### Operação sem Regulação Secundária

A Figura 0.22 representa esquematicamente um sistema composto por duas áreas de controle. Cada área é representada por uma unidade geradora equivalente, com seus respectivos controles, e por suas respectivas cargas. Estas áreas são interligadas através de uma linha de transmissão, cuja a resistência é desprezada.

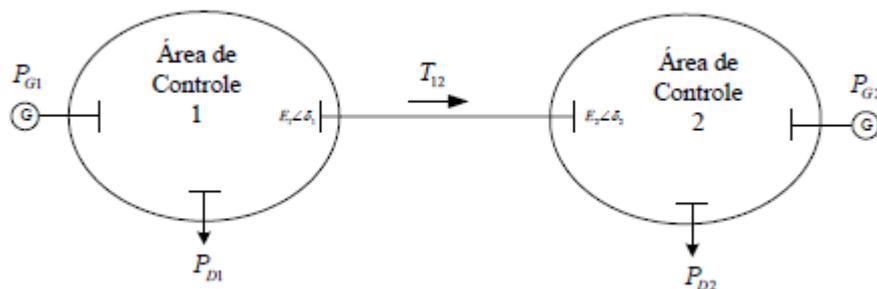


Figura 0.22 – Representação esquemática de um sistema com duas áreas interligadas

O fluxo de potência na linha da área 1 para a área 2 é dado por:

$$T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \delta_{12} \quad (\text{A.17})$$

onde:  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$

Como o interesse é na análise para pequenas perturbações em torno de um ponto de operação, linearizando (3.17) em torno de  $\delta_{12}^0$  obtém-se:

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos(\delta_{12}^0) \Delta \delta_{12} \quad (\text{A.18})$$

Definindo-se  $K_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos(\delta_{12}^0)$  como sendo o coeficiente de potência sincronizante entre os pontos 1 e 2, tem-se:

$$\Delta T_{12} = K_{12} \cdot \Delta \delta_{12} \quad (\text{A.19})$$

O diagrama de blocos da Figura 0.23 ilustra a representação de duas áreas de controle. Nota-se que o fluxo de potência na linha  $T_{12}$  foi definido como indo da área 1 para a área 2. Portanto, o fluxo é visto pela área 1 como sendo uma carga e como uma fonte de potência pela área 2.

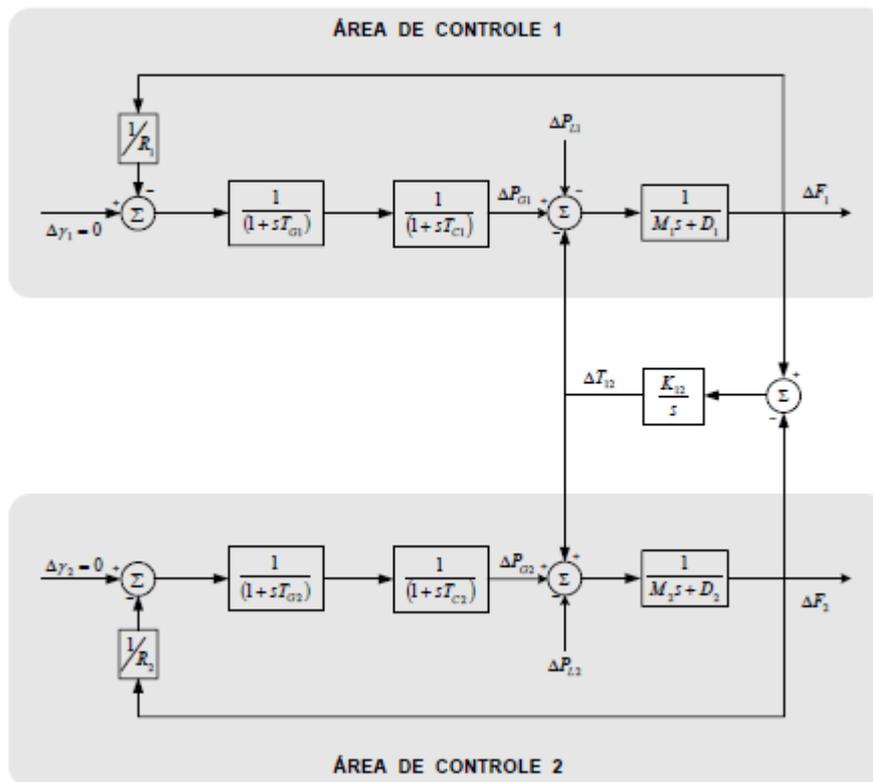


Figura 0.23 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas sem regulação secundária

A partir de agora analisam-se os desvios, em regime permanente, de frequência e intercâmbio após um distúrbio de carga no sistema da Figura 0.22 sem considerar a ação do controle secundário. Considera-se uma variação da carga  $\Delta P_{L1}$  na área 1, e  $\Delta P_{L2}$  na área 2. Em regime permanente a frequência será igual nas duas áreas.

$$(\Delta F_1)_{r.p.} = (\Delta F_2)_{r.p.} = \Delta F_{r.p.} \quad (\text{A.20})$$

A partir do diagrama de blocos da Figura 0.23 pode-se escrever:

$$\begin{cases} \Delta P_{G1} - (\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L1} = \Delta F_{r.p.} \cdot D_1 \\ \Delta P_{G2} + (\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L2} = \Delta F_{r.p.} \cdot D_2 \end{cases} \quad (\text{A.21})$$

$$\begin{cases} \Delta P_{G1} = -\frac{1}{R_1} \Delta F_{r.p.} \\ \Delta P_{G2} = -\frac{1}{R_2} \Delta F_{r.p.} \end{cases} \quad (\text{A.22})$$

Substituindo-se (3.22) em (3.21) obtém-se:

$$\begin{cases} -(\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L1} = \Delta F_{r.p.} \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \\ -(\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L2} = \Delta F_{r.p.} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \end{cases} \quad (\text{A.23})$$

Somando cada uma das partes:

$$\begin{cases} -(\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L1} = \Delta F_{r.p.} \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \\ -(\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L2} = \Delta F_{r.p.} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \end{cases} \quad (\text{A.23})$$

$$-(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}) = \Delta F_{r.p.} \left( \frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \quad (\text{A.24})$$

ou ainda:

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} \quad (\text{A.25})$$

Substituindo  $\Delta F_{r.p.}$  em (3.23):

$$(\Delta T_{12})_{r.p.} = \frac{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \cdot \Delta P_{L2} - \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \cdot \Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} \quad (\text{A.26})$$

A resposta de um sistema em regime permanente à variação da carga na área 1 ou na área 2 [23] pode ser resumida como mostrado na Tabela 0.1.

Tabela 0.1 – Desvio de frequência e intercâmbio para uma variação de carga

Variação da carga		Área 1		Área 2	
Área 1	Área 2	Desvio de frequência	Desvio de intercâmbio	Desvio de frequência	Desvio de intercâmbio
$\Delta P_L$	0	$-\frac{\Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$
0	$\Delta P_L$	$-\frac{\Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$	$-\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2}$

Na Tabela 0.1,  $\beta_1 = \frac{1}{R_1} + D_1$  e  $\beta_2 = \frac{1}{R_2} + D_2$ , são as características naturais das áreas 1 e 2 respectivamente.

No caso de mais de duas áreas de controle interligadas é conveniente não se considerar o intercâmbio entre uma área e outra isoladamente, mas sim intercâmbios líquidos globais entre as diversas áreas [16], como ilustrado na Figura 0.24.

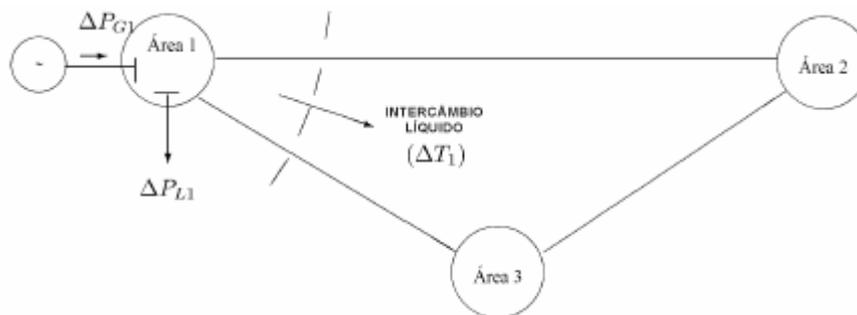


Figura 0.24 – Sistema com três áreas de controle interligadas

Para um sistema com ( $n$ ) áreas de controle o desvio de frequência em regime permanente é dado por:

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{L1}}{\beta_s} \quad (\text{A.27})$$

onde a característica natural do sistema, ( $\beta_s$ ), é dada por:

$$\beta_s = \sum_{i=1}^n \beta_i \quad (\text{A.28})$$

As variações nos intercâmbios líquidos globais podem ser obtidas por:

$$(\Delta T_j)_{r.p.} = \frac{\beta_j \sum_{i=1}^n \Delta P_{Li} - \beta_s \cdot \Delta P_j}{\beta_s}, j = 1, \dots, n \quad (\text{A.29})$$

#### A.4.2. Operação com Regulação Secundária

Considera-se agora a introdução da regulação secundária no sistema da Figura 0.22. O novo diagrama de blocos do sistema, com a representação da regulação secundária, é mostrado na Figura 0.25.

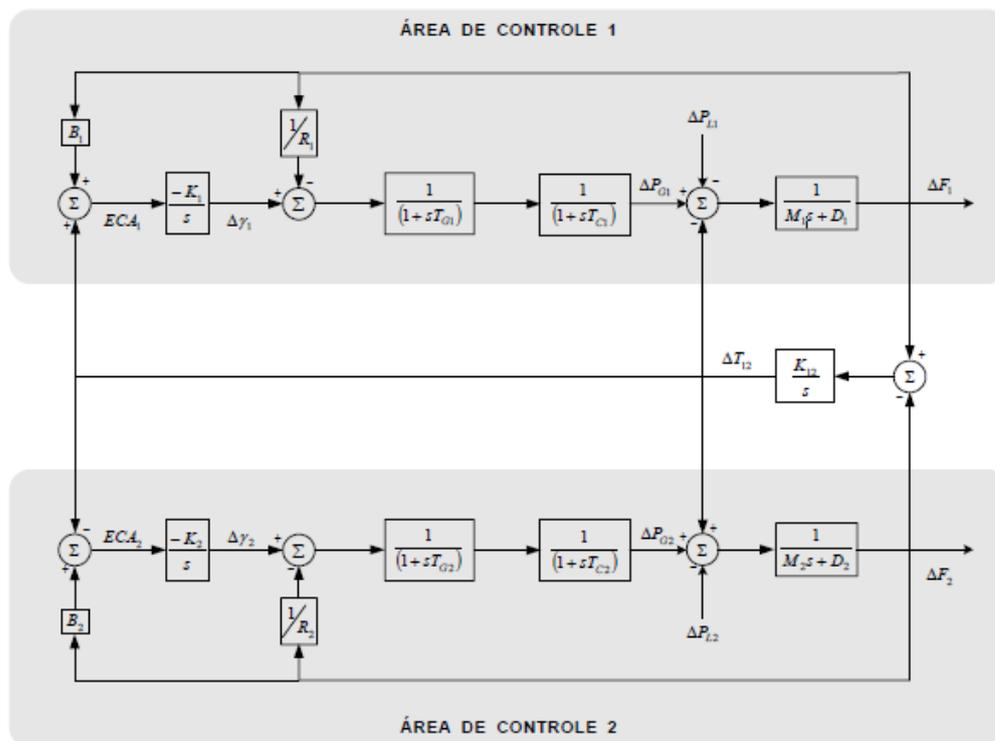


Figura 0.25 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas com regulação secundária

No caso de sistemas interligados, exige-se que quando terminada a atuação dos controladores secundários os desvios de frequência e de intercâmbio sejam nulos. Isto significa que os erros de controle de área (ECA) serão também nulos [22], como pode-se constatar:

$$\begin{cases} ECA_1 = ECA_2 = 0 \\ B_1 \cdot \Delta F_1 + \Delta T_{12} = 0 \\ B_2 \cdot \Delta F_2 + \Delta T_{21} = 0 \end{cases} \quad (\text{A.30})$$

Após atingido o novo ponto de equilíbrio:

$$\begin{cases} (\Delta F_1)_{r.p.} = (\Delta F_2)_{r.p.} = \Delta F_{r.p.} \\ \Delta T_{12} = -\Delta T_{21} \end{cases} \quad (\text{A.31})$$

$$\begin{aligned} B_1 \cdot \Delta F_{r.p.} + \Delta T_{12} &= 0 \\ B_2 \cdot \Delta F_{r.p.} - \Delta T_{12} &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.32})$$

$$\begin{cases} \Delta F_{r.p.} = -\frac{\Delta T_{12}}{B_1} \\ \Delta F_{r.p.} = \frac{\Delta T_{12}}{B_2} \end{cases} \quad (\text{A.33})$$

Graficamente tem-se:

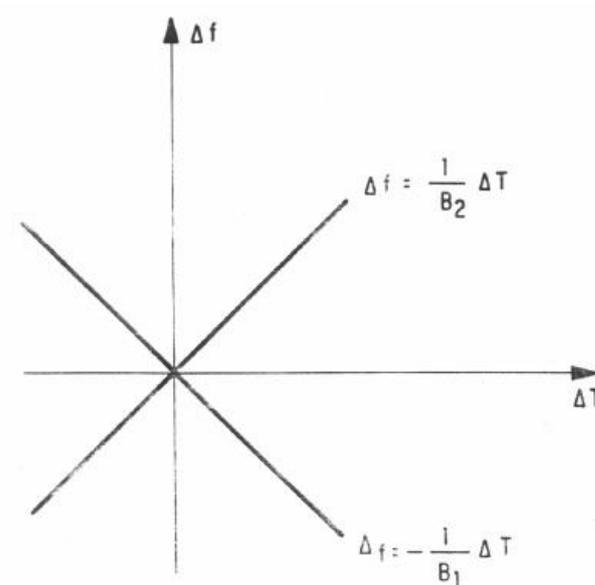


Figura 0.26 – Relação  $\Delta F \times \Delta T$

De acordo com a Figura 0.26 as retas somente se cruzam no ponto em que  $\Delta F = 0$  e  $\Delta T = 0$ , e, portanto, esta é a única condição que satisfaz simultaneamente as duas condições de  $ECA = 0$ . Em outras palavras, os  $ECA$  somente serão nulos se  $\Delta F$  e  $\Delta T$  também forem, independentemente dos valores de  $B_1$  e  $B_2$  [22].

### A.4.2.1.

#### Ajuste do Bias (B)

Classicamente, o ajuste do “*bias*”  $B$  tem se baseado no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controle suplementar em uma dada área deveria corrigir somente variações de carga naquela área, sem ocasionar variações de geração em outras áreas. Em outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 1, não haja ação de controle em outras áreas, mas apenas na área 1 [24].

Baseando-se neste princípio, o procedimento tradicional é o de se considerar os seguintes ajustes para os *bias*:

$$B_i = \beta_i, i = 1, \dots, n \quad (\text{A.34})$$

sendo  $n$  o número de áreas de controle. Isto é, o “*bias*” da área  $i$  deve ser igual à característica natural da área  $i$ .

Considerando o caso de duas áreas interligadas da Figura 0.22, foi visto no item A.4.1 que o desvio de frequência e de intercâmbio são dados pelas Equações A.25 e A.26 respectivamente.

Supondo que:

$$B_1 = \beta_1, \Delta P_{L_1} = 0 \quad (\text{A.35})$$

$$B_2 = \beta_2, \Delta P_{L_2} = \Delta L \quad (\text{A.36})$$

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \quad (\text{A.37})$$

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \quad (\text{A.38})$$

Substituindo-se os valores de (A.35), (A.36), (A.37) e (A.38) em (A.16) tem-se:

$$ECA_1 = \frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (\text{A.39})$$

$$ECA_2 = -\frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_2 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta L \quad (\text{A.40})$$

Ou seja, na área 1, onde não houve impacto de carga, não haveria nenhuma ação suplementar, mantendo-se apenas o acréscimo de carga  $\Delta P_{G_1}$  da regulação primária de modo a garantir a assistência à área 2 enquanto sua regulação secundária não atuar. Na área 2, como  $ECA_2 < 0$ , a ação do controle suplementar será a de elevar sua geração para absorver sua própria variação de carga. Logo, para  $B_i = \beta_i$ , a tendência é não haver elevação de geração em uma determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre em outra área.

De maneira análoga pode-se demonstrar que:

- Se  $B_i < \beta_i$ , haveria redução de geração na fase de regulação suplementar, quando o aumento de carga ocorrer em outra área (isto é,  $ECA_i > 0$ ). Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração em relação à própria carga.
- Se  $B_i > \beta_i$ , haveria aumento de geração na fase de regulação secundária, mesmo quando o aumento de carga se dá em outra área (isto é,  $ECA_i < 0$ ). Este ajuste pode ser usado para áreas com excesso de geração em relação à própria carga, garantindo desta forma maior possibilidade de socorro a áreas vizinhas com carência de geração.

## B

### Apêndice

A seguir, encontram-se os modelos e parâmetros de máquina síncrona, reguladores de tensão e velocidade e do PSS utilizados no caso teste de 9 barras no ANATEM [25].

#### i. Máquina Síncrona:

```
(=====
( MODELOS DE GERADORES
(=====
(
DMDG MD02
(Modelo de máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois
(enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura.
(No) O (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L"q) (L'l ) (L"l ) (T'd) (T"q) (T"l) (T"q)
0001 0001 113.8 68.1 35. 28.8 15.8 5.6 0.08 0.15
(No) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr
0001 4.938 247.5
999999
(
DMDG MD03
(Modelo de máquina síncrona de rotor liso com um enrolamento de campo e três
(enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e dois no eixo em quadratura.
(No) (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L'q) (L"q) (L'l ) (L"l ) (T'd) (T'q) (T"q) (T"q)
0002 0002 180 170 030 055 025 020 8.0 0.4 0.03 0.05
(No) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
0002 .25 6.5 0.0 192
(
(No) (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L'q) (L"q) (L'l ) (L"l ) (T'd) (T'q) (T"q) (T"q)
0003 0003 180 170 030 055 025 020 8.0 0.4 0.03 0.05
(No) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
0003 .25 6.5 0.0 128
999999
(=====
( CURVAS DE SATURACAO DE GERADORES
(=====
DCST
(No) T ( Y1 ) ( Y2 ) ( X1 )
0001 2 0.013 7.920 0.8
0002 2 0.015 9.6 0.9
0003 2 0.0039 1.555 0.0
999999
(
FIM
```

#### ii. Regulador de Tensão:

```
(=====
( MODELOS DE REGULADORES DE TENSÃO
(=====
DRGT MD01
(No) (CS) (Ka ) (Ke ) (Kf ) (Tm ) (Ta ) (Te ) (Tf ) (Lmn) (Lmx) LS
0001 0003 20. 1.0.063 0. 0.20.314 0.35 -5 5DI
999999
(
FIM
```

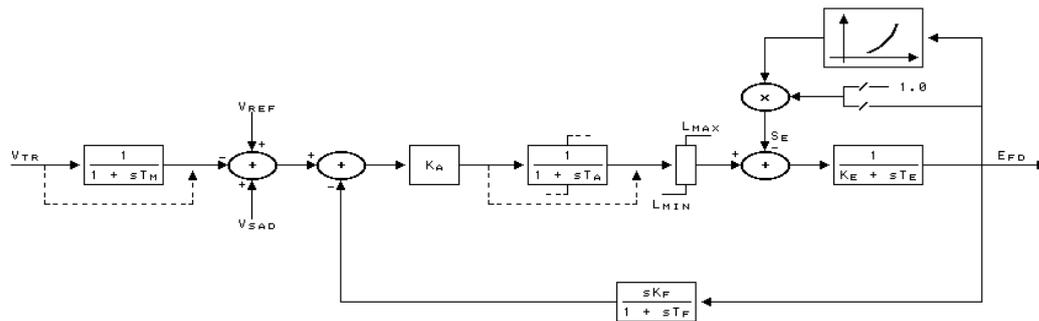


Figura 8.27 – Diagrama de blocos do regulador de tensão – MD01

### iii. Regulador de Velocidade:

```

=====
( MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDADE - MÁQUINAS 1,2 e 3
=====
(ncdu) ( nome cdu )
0030 REG_VEL
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #At 1.081
DEFPAR #D 1.0
DEFPAR #Dt 0.352
DEFPAR #Lmax 0.984
DEFPAR #Lmin 0.0
DEFPAR #Qn1 0.15
DEFPAR #R 0.05
DEFPAR #rp 0.38
DEFPAR #TF 0.05
DEFPAR #Tg 0.5
DEFPAR #Tr 7.0
DEFPAR #Tw 1.5
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT DWMAQ Dw
0002 ENTRAD Wref
0003 SOMA -X8 X3
Wref X3
-Dw X3
0004 LEDLAG X3 X4 1.0 0.0 1.0#TF
0005 FRACAC X4 X5 1.0 0.0#rp 0.0
0006 PRINT X5 X6 1.0#Tr #Tr
0007 LIMITA X6 X7 Lmin Lmax
0008 GANHO X7 X8 #R
0009 LEDLAG X7 X9 1.0 0.0 1.0#Tg
0010 DIVSAC X13 X10
X9 X10
0011 FUNCAC X**2 X10 X11
0012 FUNCAC RETA X11 X12 -1.0 1.0
0013 PRINT X12 X13 1.0 0.0#Tw
0014 FUNCAC RETA X13 X14 1.0-#Qn1
0015 MULTPL X14 X15
X11 X15
0016 GANHO X15 X16 #At
0017 GANHO Dw X17 #D
0018 MULTPL X7 X18
Dw X18
0019 GANHO X18 X19 #Dt
0020 SOMA -X17 Pmec
-X19 Pmec
X16 Pmec
0021 EXPORT Pmec Pmec
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL Lmax #Lmax
DEFVAL Lmin #Lmin
(
FIMCDU

```

## iv. Estabilizador (PSS):

```

=====
( MODELOS DE ESTABILIZADORES (PSS) - MÁQUINAS 1,2 e 3
=====
(ncdu) ( nome cdu )
0040 PSS
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Kp          22.78
DEFPAR #T1          1.5
DEFPAR #T2          0.02
DEFPAR #T3          0.2927
DEFPAR #T4          12.0
DEFPAR #T5          1.0
DEFPAR #Vemax       0.05
DEFPAR #Vemin       -0.05
DEFPAR #Vpmax       999.0
DEFPAR #Vpmin       -999.0
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT PELE PE
0002 FUNCAC MENOS PE MPE
0003 WSHOUT MPE X1 #T1 1.0#T1
0004 MULTPL X1 X2
X7 X2
0005 LEDLAG X2 X3 #Kp 0.0 1.0#T2
0006 LEDLAG X3 X4 1.0#T3 1.0#T4
0007 LIMITA X4 X5 VEMIN VEMAX
0008 WSHOUT MPE X6 #T5 1.0#T5
0009 FUNCAC PULSO X6 X7 #Vpmin 1.0#Vpmax 0.0
0010 MULTPL X5 VSAD
X7 VSAD
0011 EXPORT VSAD VSAD
(
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL VEMAX #Vemax
DEFVAL VEMIN #Vemin
(
FIMCDU

```

## C

### Apêndice

A seguir, encontram-se os modelos e parâmetros de máquina síncrona, reguladores de tensão e velocidade e do PSS utilizados no caso teste de 9 barras no ORGANON.

i. Máquina Síncrona – MD04 (gerador 1):

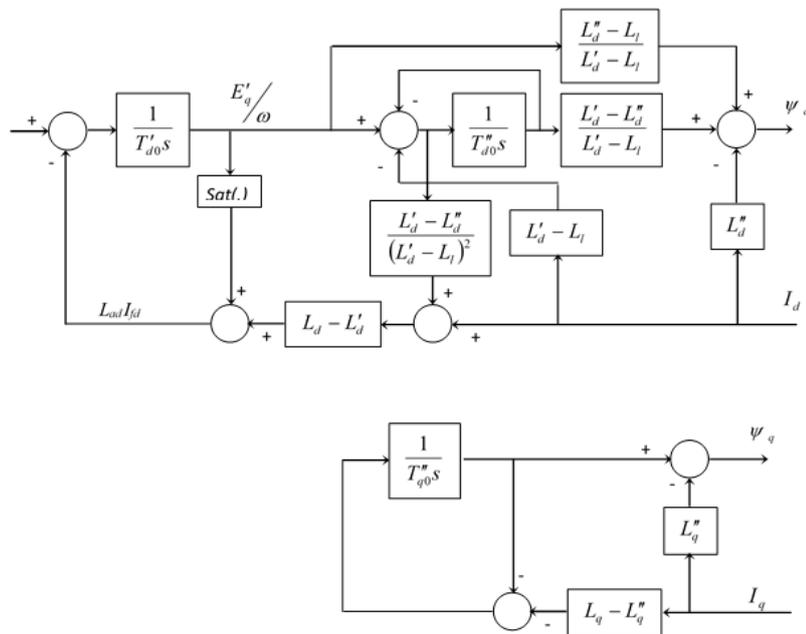


Figura 8.28 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona de pólos salientes - MD04

Tabela 8.2 – Parâmetros do modelo MD04 (gerador 1)

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
$X_d$	D axis reactance	pu	0,73
$X'_d$	D axis transient reactance	pu	0.26
$X''_d$	D axis sub-transient reactance	pu	0,20
$X_q$	Q axis reactance	pu	0,52
$X'_q$	Q axis transient reactance	pu	0,00
$X''_q$	Q axis sub-transient reactance	pu	0,20
$R_a$	Stator resistance (pu)	pu	0,00
Base	MVA base	MVA	365,0

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
$X_l$	Leakage reactance	s	0,190
$X_t$	Step-up transformer reactance	s	0,00
$T'_d$	D axis transient time constant	s	8,30
$T''_d$	D axis sub-transient time constant	s	0,06
$T'_q$	Q axis transient time constant	s	0,00
$T''_q$	Q axis sub-transient time constant	s	0,03
H	Inertia constant	MW/MVA*s	4,31
D	Damping	pu/pu	0,00
$A_g$	Saturation proportional coefficient#	--	0,017
$B_g$	Saturation proportional coefficient#	--	10,125

ii. Máquina Síncrona – MD05 (gerador 2 e 3):

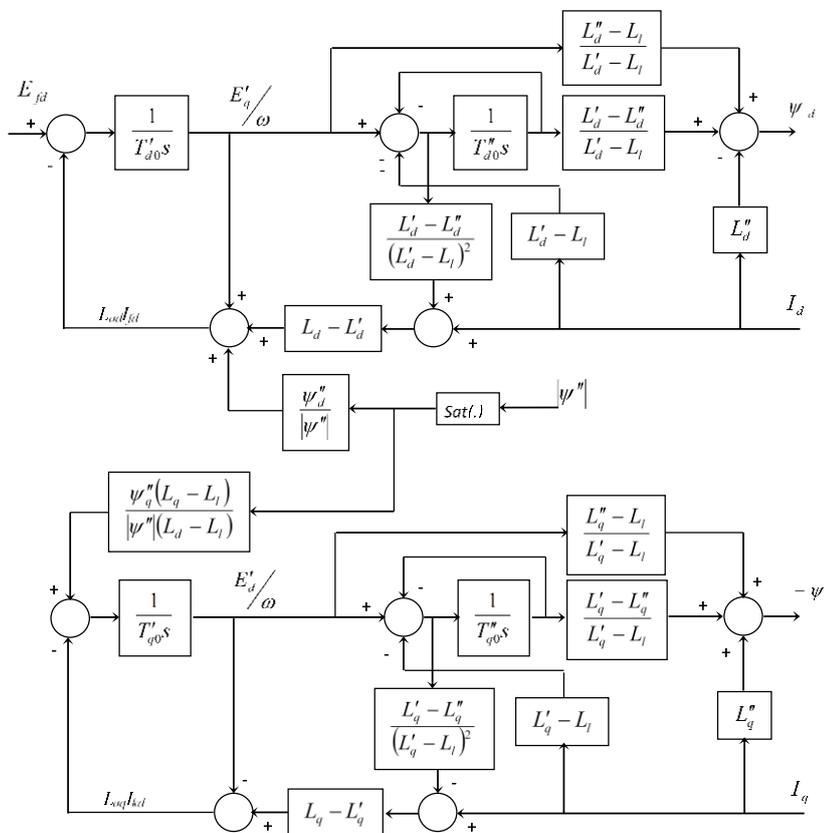


Figura 8.29 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona de rotor liso - MD05

Tabela 8.3 – Parâmetros do modelo MD05 (gerador 2 e 3)

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
$X_d$	D axis reactance	pu	2,110
$X'_d$	D axis transient reactance	pu	0,265
$X''_d$	D axis sub-transient reactance	pu	0,195
$X_q$	Q axis reactance	pu	1,990
$X'_q$	Q axis transient reactance	pu	0,465

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
$X''_q$	Q axis sub-transient reactance	pu	0,195
$R_a$	Stator resistance (pu)	pu	0,003
Base	MVA base	MVA	234,0
$X_l$	Leakage reactance	s	0,150
$X_t$	Step-up transformer reactance	s	0,000
$T'_d$	D axis transient time constant	s	5,900
$T''_d$	D axis sub-transient time constant	s	0,035
$T'_q$	Q axis transient time constant	s	0,580
$T''_q$	Q axis sub-transient time constant	s	0,069
H	Inertia constant	MW/MVA*s	4,844
D	Damping	pu/pu	0,000
$S_{1,0}$	Saturation proportional coefficient#	--	0,048
$S_{1,2}$	Saturation proportional coefficient#	--	0,400

iii. Regulador de Tensão – AVR03 (gerador 1):

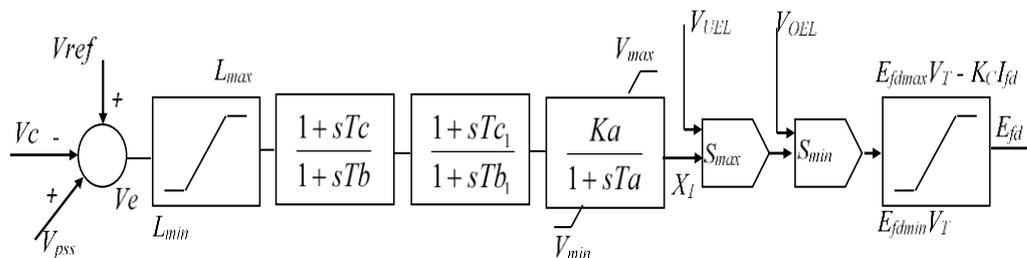


Figura 8.30 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de tensão – AVR03

Tabela 8.4 – Parâmetros do modelo AVR03 (gerador 1)

Parâmetro	Dafault	Valor Implementado
$K_a$	200,000	50,000
$T_a > 0$	0,0200	0,0100
$T_c$	1,000	1,000
$T_b$	4,000	1,000
$T_{c1}$	1,000	1,000
$T_{b1}$	1,000	1,000
$L_{min}$	-1,000	-1,000
$L_{max}$	1,00	1,000
$V_{min}$	-5,000	-4,000
$V_{max}$	5,000	4,000
$E_{fdmin}$	-5,000	-4,000
$E_{fdmax}$	5,000	4,000
$K_c$	0,0380	0,000
Limit Mode	1,000	--

## iv. Regulador de Tensão – AVR26 (gerador 2 e 3):

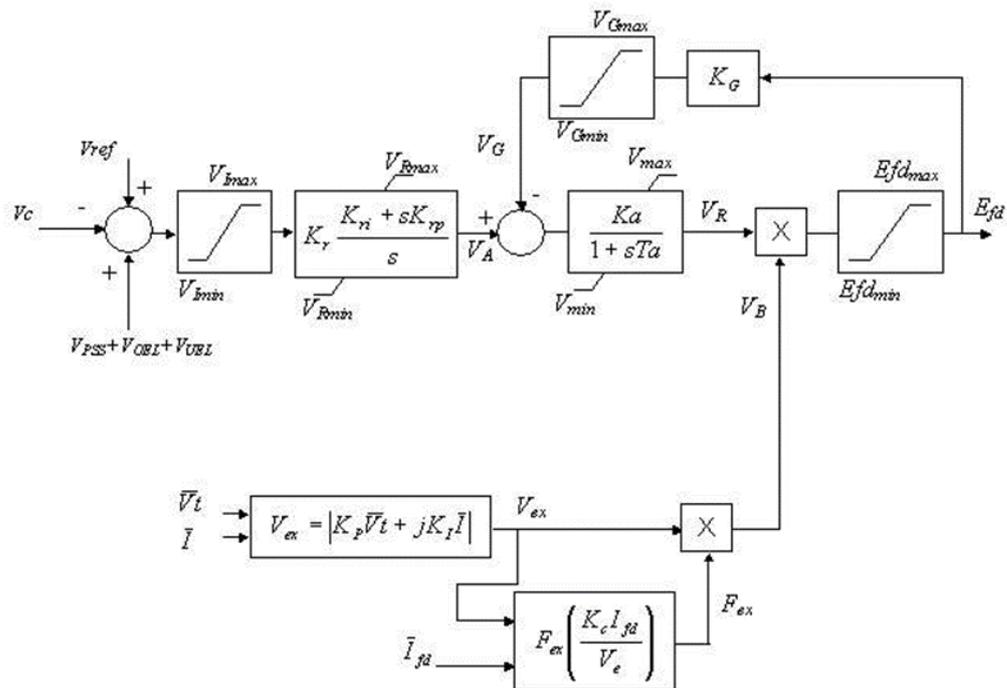


Figura 8.31 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de tensão – AVR26

Tabela 8.5 – Parâmetros do modelo AVR26 (gerador 2 e 3)

Parâmetro	Dafault	Valor Implementado
$V_{I_{max}}$	0,200	1,000
$V_{I_{min}}$	-0,200	-1,000
$K_r$	20,000	1,000
$K_{rp}$	1,000	2,980
$K_{ri}$	1,000	1,000
$K_a$	8,000	0,010
$T_a > 0$	0,400	1,000
$V_{max}$	1,000	1,000
$V_{min}$	0,000	-0,870
$K_g$	1,000	0,000
$K_p$	6,000	6,710
$K_i$	1,000	0,000
$Efd_{max}$	7,000	8,380
$Efd_{min}$	$-\infty$	-100,0
$K_c$	0,200	0,080
$V_{Gmax}$	6,000	10,000
$V_{Gmin}$	$-\infty$	0,000
$V_{Rmax}$	10,000	1,000
$V_{Rmin}$	-10,000	-0,870



vi. Regulador de Velocidade – GOV11 (gerador 2 e 3):

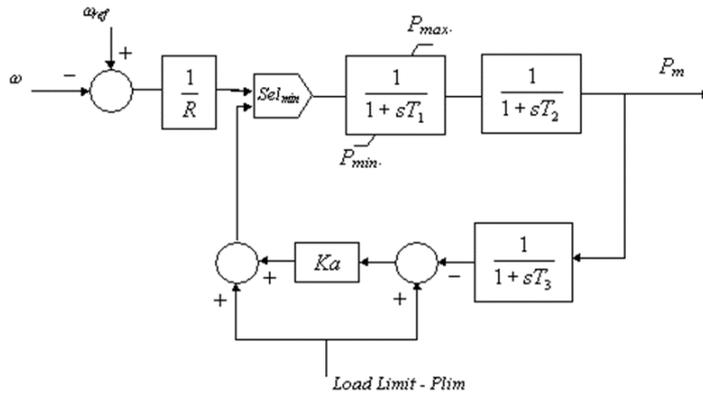


Figura 8.33 – Diagrama de blocos do modelo do regulador de velocidade – GOV11

Tabela 8.7 – Parâmetros do modelo GOV11 (gerador 2 e 3)

Parâmetro	Dafault	Valor Implementado
$R$ (speed droop)	0,050	0,057
$T_1$	0,500	0,020
$T_2$	2,000	0,400
$T_3$	10,000	0,200
$P_{lim}$	1,000	1,000
$K_a$	50,000	10,000
$P_{max}$	1,000	1,000
$P_{min}$	0,000	0,000

vii. Estabilizador – PSS06 (gerador 2 e 3):

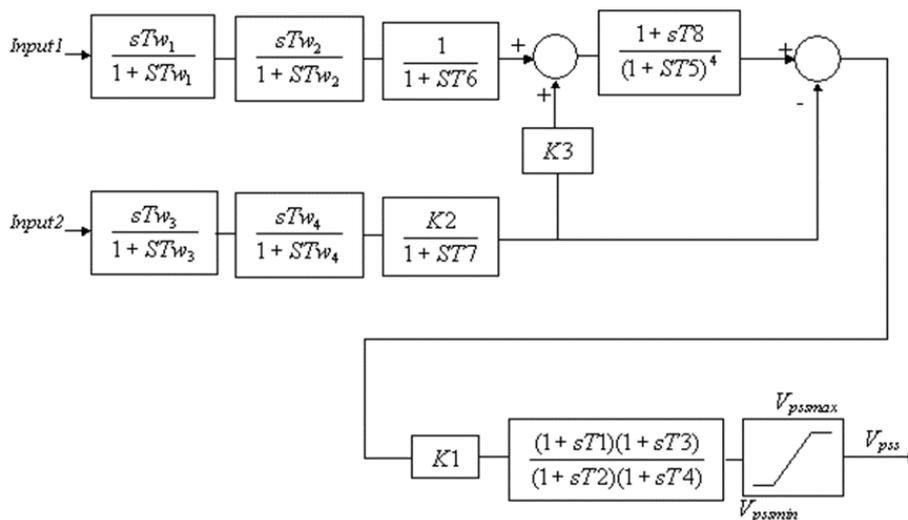


Figura 8.34 – Diagrama de blocos do modelo do estabilizador – PSS06

Tabela 8.8 – Parâmetros do modelo PSS06 (gerador 2 e 3)

Parâmetro	Dafault	Valor Implementado
$T_1$	0,310	0,3751
$T_2$	0,010	0,0798
$T_3$	0,310	0,37510
$T_4$	0,310	0,07980
$T_5$	0,000	0,100
$T_6$	0,010	0,010
$T_7$	1,000	3,00
$T_8$	0,000	0,400
$T_{w1}$	2,500	3,00
$T_{w2}$	2,500	3,00
$T_{w3}$	3,000	3,000
$T_{w4}$	3,000	3,00
$K_1$	8,000	9,00
$K_2$	0,000	0,3097
$K_3$	0,000	1,00
$V_{min}$	-0,100	-0,100
$V_{max}$	0,100	0,100
Type Input #1	1	1
Type Input #2	3	3
Type: 1 – rotor speed ( $pu$ ) / 2 – generator electrical power on machine base ( $pu$ )		

## D

### Apêndice

Na Tabela 8.9 estão listados os valores utilizados para os principais parâmetros relacionados à simulação dinâmica, sendo alguns deles responsáveis pela interrupção da simulação, com a consideração do caso como instável.

Tabela 8.9 – Parâmetros para Simulação Dinâmica

Descrição (unidade)	Valor	Parâmetros para Simulação Dinâmica
Frequência mínima para interrupção da simulação dinâmica (pu)	0,93	TDSFMIN
Frequência máxima para interrupção da simulação dinâmica (pu)	1,1	TDSFMAX
Tensão na barra de falta para o defeito “Single Line Fault” (pu)	0,70	TDSSNGFAULT

Na Tabela 8.10 estão listados os valores utilizados para os principais critérios relacionados à simulação dinâmica. Cabe destacar que tais critérios não são responsáveis pela interrupção da simulação, sendo utilizados para assinalar, em tabelas ou na região de segurança, as violações desses critérios. No caso dessa dissertação, só foi considerado o critério de subfrequência de barras.

Tabela 8.10 – Critérios Dinâmicos

Descrição	Opções (unidade)	Valor	Critérios Dinâmicos
Queda máxima de tensão pré/pós falta (ONS 23.3)	Checa o critério?	N	TDSVDPCHK
	Valor Monitorado (pu)	0,10	TDSVDPVAL
Oscilação de tensão (ONS 23.3)	Checa o critério?	N	TDSOSCCHK
	Tempo após o último evento para a avaliação do critério (s)	10	TDSOSCTIME
	Valor limite para o critério	0,02	TDSOSCVL
Subtensão nos 1o e 2o swings (ONS 23.3)	Checa o critério?	N	TDSUV12CHK
	Valor Monitorado no 1o swing (pu)	0,60	TDSUV12VAL1
	Valor Monitorado no 2o swing (pu)	0,80	TDSUV12VAL2
	Avaliar 1o e 2o swing para barras com tensões acima de (kV)	230	TDSUV12KV

Subfrequência de geradores	Checa o critério?	N	TDSUFRCHK
	Valor Monitorado (pu)	0,995 (59,7 Hz)	TDSUFRVAL
Sobrefrequência de geradores	Checa critério?	N	TDSOFRCHK
	Valor Monitorado (pu)	1,05 (63 Hz)	TDSOFRVAL
Subfrequência de barras (Associado ao ERAC)	Checa critério?	Y	TDSBFRCHK
	Valor Monitorado (pu)	0,965 (57,9 Hz)	TDSBFRVAL
Excursão da PPS projetada no eixo R	Checa o critério?	N	TDSPPSCHK
	Valor Monitorado (% do intervalo entre as características)	95	TDSPPSVAL

Na Tabela 8.11 estão listados os valores utilizados para os principais parâmetros relacionados à restrição das distâncias percorridas numa dada direção, velocidade da simulação e variação de número de unidades geradoras na execução da região de segurança.

Tabela 8.11 – Parâmetros para Região de Segurança

Descrição (unidade)	Valor	Parâmetros para Região de Segurança
Raio máximo em qualquer direção (MW)	3000	SRGMAXRAY
Distância mínima entre 2 simulações de contingências sucessivas (MW)	200	SRGCTGDST
Tolerância para a busca binária do limite de segurança (MW)	50	SRGBNDRTOL
Porcentagem da Potência Nominal para ligar ou desligar unidades geradoras (%)	80	SRGCOMTPRCT
Coordenada da violação dos critérios dinâmicos (0: ponto interpolado, 1: ponto sem violação, 2: ponto com violação)	0	SRGBNDOPT

Na Tabela 8.12 estão listadas as principais opções relacionadas à variação do número de unidades geradoras na execução da região de segurança.

Tabela 8.12 – Opções para Região de Segurança

Descrição	Valor	Opções para Região de Segurança
Adiciona máquinas não sincronizadas no caso base?	Y	SRGCOMTGEN
Ignora a potência reativa na definição do número de unidades de geradoras?	Y	SRGNOVARCMT