

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
**Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica**

CARLOS LEONCIO GONZAGA COSTA

Participação de geradores eólicos no controle de  
frequência – Controle de Inércia

Campina Grande, Paraíba  
Agosto de 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
**Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica**

Participação de geradores eólicos no controle de  
frequência – Controle de Inércia

CARLOS LEONCIO GONZAGA COSTA

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Wellington Santos Mota  
Orientador

Campina Grande – PB  
Agosto - 2014



C837p Costa, Carlos Leoncio Gonzaga.  
Participação de geradores eólicos no controle de  
frequência : controle de inércia / Carlos Leoncio Gonzaga  
Costa. - Campina Grande, 2014.  
53 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal de Campina Grande, Centro de  
Engenharia Elétrica e Informática, 2014.  
"Orientação : Prof. Dr. Wellington Santos Mota".  
Referências.

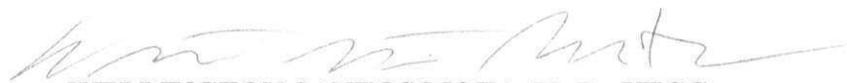
1. Sistema de Controle - Engenharia Elétrica. 2.  
Controle de Potência Ativa. 3. Controle Primário de  
Geração. 4. Estabilidade de Sistemas. 5. Geração Eólica. 6.  
Dissertação - Engenharia Elétrica. I. Mota, Wellington  
Santos. II. Universidade Federal de Campina Grande -  
Campina Grande (PB). III. Título

CDU 621.3:681.5.037(043)

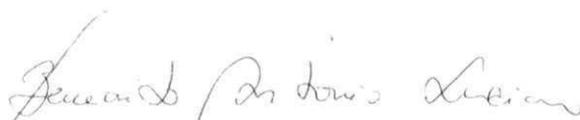
**"PARTICIPAÇÃO DE GERADORES EÓLICOS NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA -  
CONTROLE DE INÉRCIA"**

**CARLOS LEONCIO GONZAGA COSTA**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 30/09/2014**



**WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG**  
**Orientador(a)**



**BENEDITO ANTONIO LUCIANO, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**



**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

**CAMPINA GRANDE - PB**

Esta dissertação é dedicada a minha  
família.

## **Agradecimentos**

Ao professor Wellington Santos Mota pela amizade, disponibilidade e incentivo à realização desta dissertação.

Aos meus pais Luiz Gonzaga e Rita Lucia pela incansável dedicação e amor aos seus filhos.

A minha avó e segunda mãe Maria Alves (*in memoriam*).

A minha Tia Socorro por toda dedicação a família nas horas mais difíceis.

Aos meus irmãos Júnior e Fátima pela união, paciência e amor a mim dedicados.

Aos amigos do DES

Aos funcionários da DAEC (Chesf) pela presteza dedicada aos alunos.

A Chesf e a UFCG pela oportunidade de desenvolver esse trabalho.

Finalmente, a todos que direta ou indiretamente participaram deste trabalho e a Deus que me concedeu oportunidades e que esteve ao meu lado em todos os momentos, me fazendo sentir seu apoio em tudo que precisei.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b> .....	v
<b>Lista de Tabelas</b> .....	vii
<b>Resumo</b> .....	viii
<b>Abstract</b> .....	ix
<b>Capítulo 1</b> .....	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação .....	1
1.2 Objetivos .....	3
1.3 Contribuições .....	3
1.4 Revisão Bibliográfica .....	4
1.5 Organizações do Texto .....	5
<b>Capítulo 2</b> .....	6
Fundamentação teórica dos geradores eólicos .....	6
2.1 Introdução .....	6
<b>Capítulo 3</b> .....	4
Fundamentação teórica do controle de frequência de sistemas elétricos.....	4
3.1 Introdução .....	4
3.2 Controles de Frequência em Sistemas de Potência .....	16
3.3 Regulação Primária .....	19
3.4 Controles de Emergência .....	24
3.5 Regulação Secundária .....	27
<b>Capítulo 4</b> .....	34
Fundamentação teórica do controle de inércia.....	34
4.1 Introdução .....	34
4.2 Respostas dos geradores eólicos com conexão direta a um desvio de frequência	35
4.3 Impactos da geração eólica sem inércia no declínio da frequência .....	36
4.4 Respostas dos geradores eólicos de velocidade variável a um desvio de frequência com o auxílio do controle de inércia.....	37
4.5 Controles de inércia.....	37
<b>Capítulo 5</b> .....	40
Avaliação do controle de inércia em um sistema teste .....	40
5.1 Sistemas teste de pequeno porte .....	40
5.2 Dados do sistema.....	41

5.3	Influências do montante de geração eólica no desvio de frequência do sistema ..	43
5.4	Influências do controle de inércia no desvio de frequência do sistema .....	45
<b>Capítulo 6</b>	.....	<b>50</b>
	Conclusões.....	50
<b>Referências Bibliográficas</b>	.....	<b>51</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Tipos de turbinas eólicas .....	8
Figura 2.2 – Curva $C_p(\lambda, \beta)$ .....	10
Figura 2.3 – Trajetória de máxima potência.....	11
Figura 2.4 – Operação de uma turbina eólica .....	12
Figura 2.5 – Curva de extração de potência abaixo da curva ótima .....	13
Figura 3.1 – Associação dos desvios de frequência com a atuação dos controles.....	17
Figura 3.2 – Um exemplo de resposta dos controles primário, secundário e de emergência .....	18
Figura 3.3 – Malhas do Controle de Frequência.....	19
Figura 3.4 – Diagrama de blocos esquemático do controle de velocidade de um gerador síncrono .....	20
Figura 3.5 – Característica Frequência x Potência .....	22
Figura 3.6 – Sistema com duas áreas de controle.....	22
Figura 3.7 – Diagrama de blocos esquemático do controle secundário de um gerador síncrono.....	28
Figura 3.8 – Característica estática do regulador com controle secundário .....	29
Figura 4.1 – Transferência da energia cinética dos geradores eólicos conectados diretamente a rede durante um declínio na frequência do sistema.....	35
Figura 4.2 – estrutura do controle de inércia (KEC 1).....	39
Figura 4.3 – Estrutura do controle de inércia da GE.....	39
Figura 5.1 – Sistema elétrico de pequeno porte.....	40
Figura 5.2 – Regulador de tensão .....	42
Figura 5.3 – Regulador de velocidade e turbina.....	43
Figura 5.4 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora.....	44
Figura 5.5 – Evolução do desvio máximo de frequência com o crescimento da geração eólica no sistema.....	44
Figura 5.6 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora.....	45
Figura 5.7 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora.....	45

Figura 5.8 – Comparação dos desvios máximos de frequência com e sem o controle de inércia .....	46
Figura 5.9 – Comparação da variação de frequência em função do tempo com e sem o controle de inércia .....	47
Figura 5.10 – Velocidade dos aerogeradores.....	47
Figura 5.11 – Potência gerada pelos aerogeradores.....	48
Figura 5.12 – Comparação da resposta do sistema com a variação do ajuste do controle .....	48
Figura 5.13 – Resposta do sistema para um ganho proporcional igual a 40.....	48

## **Lista de Tabelas**

Tabela 3.1 – Limites de Variação de Frequência .....	26
Tabela 3.2 – Ajustes do ERAC da região Nordeste .....	27
Tabela 5.1 – Dados de linha utilizados no estudo .....	41
Tabela 5.2 – Dados de geração utilizados no estudo.....	41
Tabela 5.3 – Dados de dinâmicos dos geradores utilizados no estudo.....	42
Tabela 5.4 – Dados de carga utilizados no estudo .....	42
Tabela 5.5 – Geração utilizada no suprimento à carga do sistema teste.....	43

## **Resumo**

Com o crescimento do montante de energia eólica conectado ao sistema de energia elétrica, a quantidade de unidades convencionais ligadas será menor durante os períodos de elevada produção de energia eólica. Com a redução de unidades convencionais (especialmente no Brasil usinas hidroelétricas), o sistema também perde a contribuição dessas usinas para a estabilidade do sistema. Neste trabalho, considera-se o impacto da energia eólica no controle de frequência, especialmente mais especificamente no impacto dessa grande quantidade de geração eólica na inércia do sistema e no controle primário de geração.

*Palavras-Chave* - Controle de Potência Ativa, Controle Primário de Geração, Estabilidade de Sistemas, Geração Eólica, Inércia.

## Abstract

With the growth of wind power amount connected to the electric power system, the amount of linked conventional units will be lower during periods of high production of wind energy. With the reduction of conventional units (especially in Brazil hydroelectric plants), the system also loses the contribution of these plants for system stability. In this paper, we consider the impact of wind energy in the frequency control, especially more specifically the impact of this large amount of wind generation in the system inertia and the primary control generation.

Keyword – Active Power Control, Primary Frequency Control, Power System Stability, Wind Energy, Inertia

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação

Nos últimos leilões de energia elétrica foi contratado um expressivo montante de geração eólica, sendo que a maioria dos projetos se concentrou na região Nordeste com empreendimentos negociados, sobretudo nos estados da Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Piauí. A energia eólica que era considerada uma alternativa de difícil viabilidade econômica no país, ganhou outro status após o resultado dos leilões e somando também as usinas do mercado livre, mais de 10000 MW de potência instalada de energia eólica deverão estar instalados no ano de 2018 na Região Nordeste.

A energia eólica tende a ter um crescimento significativo com predominância na região do Nordeste brasileiro. Esta perspectiva resulta na necessidade de se avaliar o sistema de transmissão existente da rede básica desta região de forma a não restringir esta perspectiva de crescimento. O Brasil deve seguir nos próximos anos a tendência mundial de crescimento da exploração da energia proveniente dos ventos.

Um aspecto fundamental da operação segura e confiável de um sistema de potência é o equilíbrio, em qualquer instante, entre a quantidade de potência ativa gerada e consumida, para manter a frequência aproximadamente constante e próxima do valor nominal do sistema. Qualquer perturbação neste equilíbrio de potência ativa

resultará numa variação de frequência.

No instante em que ocorre um desequilíbrio entre a carga e a geração, os geradores síncronos irão extrair energia cinética de suas massas rotativas para abrandar a taxa de variação da frequência. Quanto mais massa girante (maior constante inércia) tiver os geradores síncronos, menor será a mudança em suas velocidades rotacionais durante desequilíbrios de potência e, por conseguinte na frequência do sistema. Logo após a perturbação, os reguladores de velocidade das máquinas vão sentir a mudança de frequência e fornecer energia adicional, a fim de fornecer a energia perdida e fazer com que se alcance um novo ponto de equilíbrio entre carga e geração a uma frequência inferior a nominal. Esta resposta é decorrente da ação do controle primário e é utilizada para estabilizar a frequência, com um valor de regime permanente.

A resposta dos geradores eólicos a um desequilíbrio entre carga e geração, é significativamente diferente das usinas hidráulicas convencionais. Na ocorrência de tal desequilíbrio, a resposta depende ainda da tecnologia utilizada no processo de conversão da energia. As turbinas eólicas de velocidade fixa e geradores de indução com rotor em gaiola (SCIG, do inglês “Squirrel Cage Induction Generator”), contribuem para a resposta total ajudando o sistema e estabilizar sua frequência em um valor de regime permanente. Por outro lado, as turbinas de velocidade variável por estarem conectadas ao sistema de potência através de conversores ficam desacopladas do mesmo, não contribuindo desta forma para o balanço carga-geração.

As turbinas eólicas de velocidade variável permitem um melhor aproveitamento da energia do vento. No Brasil, a sua crescente integração à rede, tem sido feito com a utilização de geradores a velocidade variável, para a operação desses geradores segundo preceitos de alto rendimento, produção de uma potência elétrica

despachável, confiabilidade, continuidade e capacidade de participação no controle de frequência dos sistemas de potência, devem ser adotadas estratégias de controle não convencionais para este tipo de gerador.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo desta dissertação é analisar o comportamento de um Sistema elétrico no que tange à resposta inercial de frequência tendo em vista a crescente penetração de energia proveniente da fonte eólica. A eficácia da utilização da função de emulação de inércia pelos parques eólicos a fim de se obter um controle mais efetivo da frequência será avaliada. Para tanto, será utilizado o programa corrente no setor elétrico nacional o ANATEM desenvolvido no âmbito do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, os modelos de turbinas eólicas já instaladas no Brasil serão utilizados para tanto.

Também é objetivo desta dissertação, avaliar os ajustes dos parâmetros dos controles não convencionais a fim de permitir uma maior eficácia no controle da frequência.

## **1.3 Contribuições**

Como contribuições do trabalho, podem ser citadas:

- Avaliação da redução da inércia e reserva de potência do sistema elétrico da região;
- Avaliação da eficácia da utilização de controles não convencionais com a função de permitir a participação do gerador eólico no controle de frequência dos sistemas elétricos de potência.

- Avaliação dos ajustes dos parâmetros do controle de inércia.

## **1.4 Revisão Bibliográfica**

Muljadi, E. (2012) analisa a resposta inercial das diferentes tecnologias de geração eólica. A teoria fundamental, a faixa de operação, e as modificações necessárias para a turbina eólica contribuir para a resposta inercial é apresentada neste artigo.

Ferreira, J. A. (2006) fala que o aumento do número de turbinas eólicas de velocidade variável vai resultar numa redução do número de usinas de energia convencionais conectadas. Ela afirma que isto exigirá mudanças na forma como a frequência da rede é controlada. Nesta referência é proposta uma estratégia de controle a fim de fazer com que as usinas eólicas de velocidade variável contribuam para o controle de frequência do sistema pela modificação do torque de referência em função dos desvios de frequência.

Lalor, G. (2004) analisa o desempenho do sistema elétrico da Irlanda para diversas percentuais de geração eólica com relação à geração convencional. O objetivo deste estudo é avaliar os efeitos do aumento da geração eólica na segurança dinâmica do sistema.

Lalor, G. (2005) compara, através de simulação, o desempenho de um sistema teste quanto aos desvios de frequência quando este encontra-se conectado a turbinas eólicas de velocidade fixa e turbinas eólicas de velocidade variável. Chegase à conclusão que os desvios de frequência são maiores quando as turbinas eólicas são de velocidade variável.

Erlich, I. (2010) compara três estratégias de controle que permitem as usinas eólicas de velocidade variável participar do controle de frequência. A primeira usa controle de “pitch” juntamente com a oferta de capacidade de reserva de potência

através do funcionamento da turbina eólica fora da curva de máxima extração de potência. A segunda e a terceira estratégias utilizam a energia cinética de turbinas eólicas para fornecer suporte a frequência durante um tempo limitado após uma determinada perturbação.

Ekanayake, J. (2004) mostra que as turbinas eólicas de velocidade variável podem vir a contribuir mais para o controle de frequência que as turbinas de velocidade fixa caso utilizem sistemas de controle que utilizem os desvios de frequência como entrada.

## **1.5 Organização do Texto**

O texto desta dissertação está organizado conforme a seguinte estrutura:

- No capítulo 2 é feita a fundamentação teórica sobre geradores eólicos;
- No capítulo 3 é feita a fundamentação teórica sobre controle de frequência em sistemas elétricos;
- No capítulo 4 é feita a fundamentação teórica do controle de inércia;
- No capítulo 5 é feita a avaliação do controle de inércia em um sistema teste;
- Finalmente, o capítulo 6 é dedicado às conclusões e são sugeridas algumas propostas para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Fundamentação teórica dos geradores eólicos

Neste capítulo, é feita uma fundamentação teórica sobre geradores eólicos. São abordados alguns conceitos básicos relativos à teoria aerodinâmica; os diferentes tipos de turbinas eólicas e máquinas elétricas utilizadas em sistemas de geração eólica.

### 2.1 Introdução

A energia eólica provém da radiação solar, através do aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Para que se possa realizar a produção de energia elétrica, a fonte primária deve possuir energia suficiente para viabilizar o processo de conversão de energia em níveis desejados. A energia cinética, por unidade de volume, contida no vento pode ser representada pela expressão:

$$E_v = \frac{1}{2} \rho V_v^2 \quad (2.1)$$

Sendo  $\rho$  a densidade do ar e  $V_v$  a velocidade do vento.

A potência é obtida numa turbina eólica pela conversão da força do vento em um conjugado que age sobre as pás do rotor. A potência total disponível do vento é dada pela expressão:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 \quad (2.2)$$

Sendo A a área coberta pelas pás do rotor

Essa potência não é totalmente convertida em energia elétrica. Esse fenômeno é explicado pela lei de Betz. Define-se um coeficiente de potência  $CP$ , que é uma métrica de eficiência com que uma turbina eólica converte a energia do vento em eletricidade. Portanto, para obter-se a real potência convertida, deve-se multiplicar a expressão 2.2 por essa constante. A potência total convertida é expressa do seguinte modo:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_P \quad (2.3)$$

As turbinas eólicas podem ser classificadas em dois tipos de tecnologia: turbinas com velocidade fixa, gerador de indução operando ligeiramente acima da velocidade síncrona, e turbinas com velocidade variável, com operação em uma faixa ampla de velocidade rotacional, abaixo e acima da velocidade síncrona. Na Figura 2.1 são apresentados os quatro tipos de turbinas eólicas.

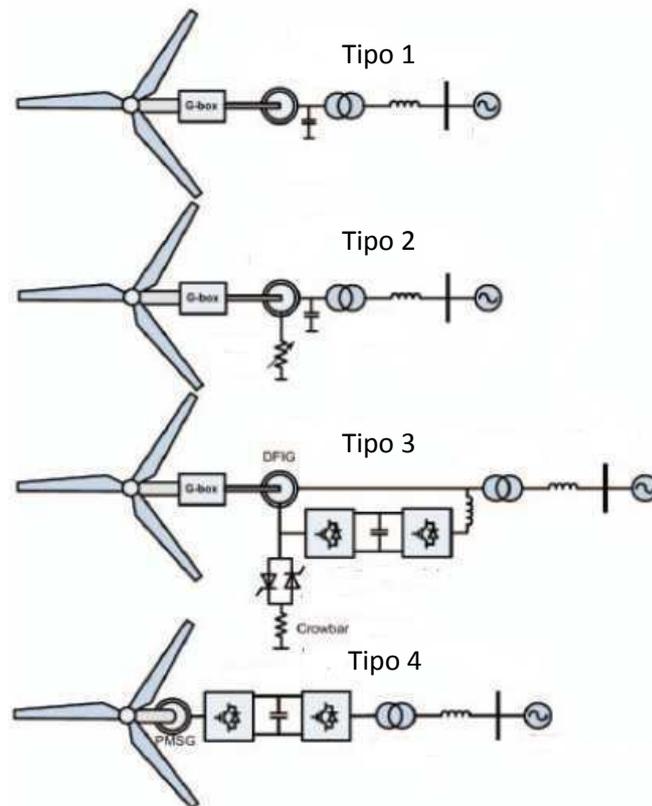


Figura 2.1 – Tipos de turbinas eólicas - Muljadi, E. (2012)

- Tipo 1 – Gerador de Indução
- Tipo 2 – Gerador de Indução com variação externa da resistência do rotor
- Tipo 3 – Gerador de Indução duplamente alimentado – DFIG
- Tipo 4 – Gerador Síncrono de Imã Permanente – Full Converter

As tecnologias de aerogeradores se comportam de forma diferente dos geradores convencionais com relação à contribuição para o controle de frequência do sistema. Os aerogeradores de velocidade fixa que utilizam máquinas de indução diretamente conectadas, tipos 1 e 2 (Muljadi, E., 2012), contribuem para a inércia do sistema. Por outro lado, os aerogeradores de velocidade variável que são conectados a rede através de conversores, como a máquina de indução com dupla alimentação

(DFIG) ou máquina síncrona de pólos múltiplos ou com imã permanente (*Full converter*), tipos 3 e 4, não contribuem para o controle de frequência do sistema (Muljadi, E., 2012).

É comum os fabricantes de aerogeradores caracterizarem o desempenho de um determinado rotor eólico a partir da curva  $C_p \times \lambda$ , sendo “ $\lambda$ ” a taxa de velocidade de extremidade (“tip speed ratio”) e expressando uma relação entre a velocidade rotacional da pá e a velocidade do vento incidente, a qual é apresentada na equação (2.4).

$$\lambda = \frac{\omega_{WT}R}{V_v} \quad (2.4)$$

Outro importante elemento no processo de conversão de energia para representar a produção de energia elétrica é o ângulo de passo ( $\beta$ ). O ângulo de passo mede o deslocamento angular entre o perfil da pá e o plano de rotação. Pode-se expressar o coeficiente de potência em função de  $\lambda$  e  $\beta$ , através da equação empírica (2.5), entre inúmeros modelos existentes. (Neto, S. A., 2005)

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (2.5)$$

Onde o fator  $\lambda_i$  é definido por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.6)$$

Sobre o coeficiente  $C_p$ , podemos dizer que ele é função não linear de duas

grandezas (Varão L. R., 2008):

1) Do ângulo de passo ou “pitch” ( $\beta$ ) das pás da turbina que tenha este tipo de controle;

2) Da “razão de velocidade”  $\lambda$ ,

Na Figura 2.2 são apresentadas algumas curvas características  $C_p$  versus  $\lambda$  obtidas a partir das equações (2.5) e (2.6)

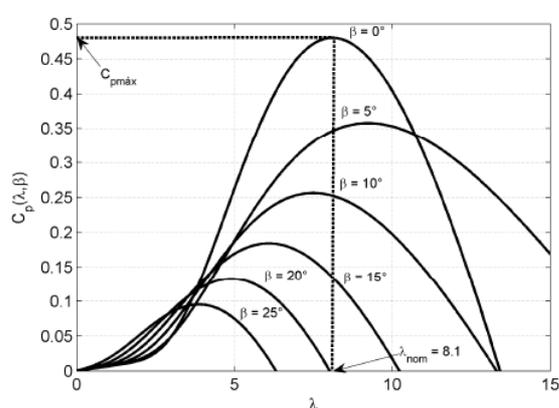


Figura 2.2 – Curva  $C_p(\lambda, \beta)$  - Weingartner, C. B. (2007)

Percebe-se que existe um valor de  $\lambda$  para o qual  $C_p$  é máximo. Para aerogeradores operando em velocidade variável, entre as velocidades de vento de partida e nominal, é possível controlar a velocidade da turbina a fim de operar com  $\lambda$  num valor ótimo. Esse procedimento garante que a turbina estará sempre extraindo o máximo de potência do vento. Desta forma, a malha de controle de velocidade do gerador elétrico deve garantir que na operação entre as velocidades de vento mínima e nominal, a velocidade da turbina acompanhe a trajetória de máxima potência, conforme apresentado na figura 2.3.

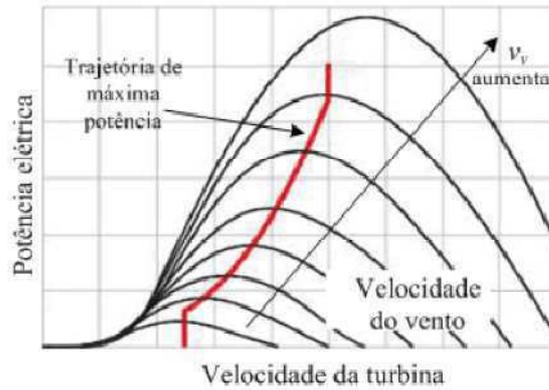


Figura 2.3 – Trajetória de máxima potência - Weingartner, C. B. (2007)

Em termos gerais, o que se deseja com a operação de turbinas a velocidade variável é possibilitar a operação no ponto de máxima extração de potência para uma dada velocidade de vento disponível, ou seja, manter o valor  $C_p$  no valor máximo (Neto, S. A., 2005). Para manter o valor de  $C_p$  no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento a fim de manter  $\lambda$  no valor para o qual o coeficiente de potência é máximo.

Desta forma, a característica de operação de uma turbina eólica é definida pela determinação das velocidades de vento inicial ( $VCUT\_IN$ ), nominal ( $VN$ ) e de corte ( $VCUT\_OUT$ ) da turbina. Para valores inferiores à velocidade inicial e superiores à velocidade de corte, a potência de saída é nula. Para valores intermediários entre ( $VCUT\_IN$ ) e ( $VN$ ), a potência fica limitada pela curva de máxima extração de potência. Para valores entre ( $VN$ ) e ( $VCUT\_OUT$ ) a potência depende das características do sistema e normalmente é limitada em seu valor nominal através da atuação de controles mecânicos e/ou elétricos (Neto, S. A., 2005). Na Figura 2.4 é apresentado o comportamento da turbina eólica em toda a sua faixa de operação.

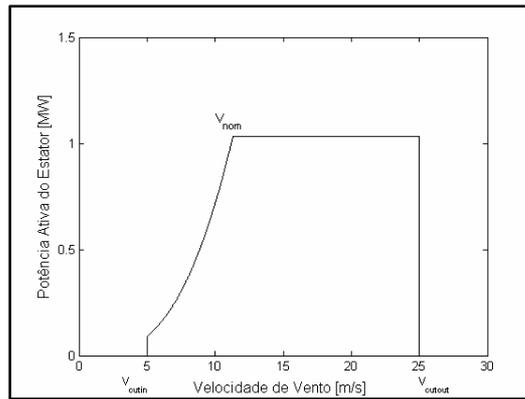


Figura 2.4 - Operação de uma turbina eólica - Neto, S. A. (2005)

Essa característica faz com que os geradores eólicos não contribuam para a regulação primária de frequência (Muljadi, E., 2012), pois não possuem reserva de potência para atuar, portanto, não podem ser considerados no cálculo da reserva para regulação de frequência. Nos aerogeradores de velocidade variável os controladores normalmente regulam a potência ativa de saída de forma rápida e precisa, mantendo a potência constante durante o distúrbio.

Com a tecnologia atualmente disponível é possível aplicar malhas adicionais nos sistema de controle dos aerogeradores de forma a suportar o controle primário de frequência e de “emular inércia” (Muljadi, E., 2012; Tarnowski, G. C., 2009; Ferreira, J. A., 2006; Lalor, G., 2004; Lalor, G., 2005). Para os aerogeradores participarem da regulação primária, estes devem operar de forma não otimizada seguindo uma curva de extração de potência abaixo da curva ótima, conforme ilustrado na figura 2.5.

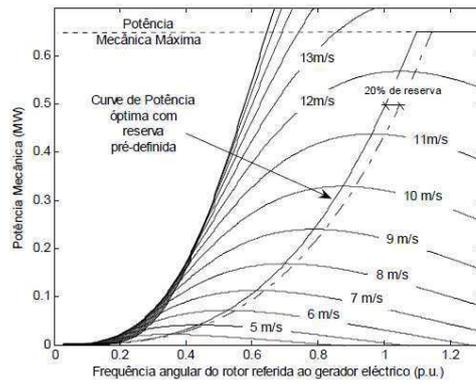


Figura 2.5 - Curva de extração de potência abaixo da curva ótima - Gaspar de Almeida, R (2007).

# Capítulo 3

## Fundamentação teórica do controle de frequência de sistemas elétricos

### 3.1 INTRODUÇÃO

Os estudos elétricos, que retratam o desempenho em regime permanente de um sistema de potência, analisam as condições destes sistemas para certa condição específica de carga, devendo ser analisadas as condições mais severas de carga e geração. Uma premissa adotada para estes estudos é considerar a frequência do sistema constante. Nos sistemas de potência reais, as cargas variam a cada instante fazendo com que o equilíbrio carga-geração seja sempre alterado. A variação de carga é suprida inicialmente pela energia cinética das massas girantes provocando desvios de velocidade de rotação das máquinas e conseqüentemente desvios de frequência que são fortemente influenciados pelas inércias das máquinas ligadas a rede elétrica. O desvio de frequência pode ser escrito em função da potência gerada e da carga do sistema segundo a equação (3.1):

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} \frac{(P_G - P_L)}{P_G} \quad (3.1)$$

Considerando primeiramente que não houve a ação de nenhum sistema de controle, observa-se que o sistema tem uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio, pois a carga é variável com a frequência. Portanto, em geral, quando a frequência decai, também decai o valor absoluto da carga. Esta tendência do sistema em

atingir um novo estado de equilíbrio através de sua característica própria de carga chama-se regulação própria do sistema e é expressa através de um parâmetro  $D$ , chamado de coeficiente de amortecimento. Este parâmetro representa a variação da carga com a frequência e pode ser escrito pela razão entre a variação da carga  $\Delta P_D$  e da variação da frequência  $\Delta f$ :

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.2)$$

Em um sistema de potência de grande porte, estas variações instante a instante  $\Delta P_D$  atingem valores consideráveis. Por outro lado, os valores típicos de  $D$  são relativamente baixos (Vieira Filho, X, 1984). Isso pode levar a variações consideráveis na frequência sendo necessário, por conseguinte um sistema de controle que auxilie o sistema a atingir um novo estado de equilíbrio onde se tenha um equilíbrio entre carga e geração.

Podemos então, estabelecer que o objetivo primordial desse sistema de controle é manter a frequência constante a maior parte do tempo (Vieira Filho, X, 1984).

A operação adequada de sistemas elétricos de potencia depende fundamentalmente da existência de reserva de potência para ser utilizada pelos sistemas de controle quando houver variações de carga/geração.

Tal reserva de potência é dimensionada e alocada nas unidades de geração convencionais (usinas hidroelétricas). O aumento da geração eólica provoca a diminuição da necessidade de geração convencional ligadas ao sistema para suprir a carga a cada instante e ao mesmo tempo introduz mais um fator de incerteza da programação da geração, a previsão do vento.

Observa-se que para se contar com o atendimento apropriado do sistema, devemos supor erros de previsão e distúrbios de perdas de unidades geradoras não previstas originalmente. O dimensionamento adequado de reserva de potência para cobrir estes eventos será básico, pois, a partir de determinados critérios chegaremos a certos montantes de reserva, o que em última análise, mostra o nível de confiabilidade que iremos operar (Vieira Filho, X, 1984).

### 3.2 - Controle de Frequência em Sistemas de Potência

O desvio permanente de frequência afeta diretamente o funcionamento do sistema de energia, sua segurança, confiabilidade e eficiência.

Uma vez que a frequência na rede elétrica é proporcional à velocidade de rotação dos geradores, o problema do controle da frequência pode ser traduzido diretamente em um problema de controle de velocidade das unidades geradoras. Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade (ou frequência) de referência.

Dependendo do valor do desvio de frequência, como se mostra na figura 3.1, além da resposta natural do regulador, conhecida como o controle primário de geração, um controle suplementar (CAG), ou controle secundário e um controle de emergência podem ser necessários para manter a frequência do sistema. Na figura 3.1,  $f_0$  é a frequência nominal, e  $\Delta f_1$ ,  $\Delta f_2$  e  $\Delta f_3$  representam as faixas de variação de frequência correspondendo às diferentes condições de operação do sistema.

Em operação normal, os pequenos desvios de frequência podem ser atenuados pelo controle primário. Para desvio de frequência maior, de acordo com a quantidade disponível de energia de reserva, o CAG é responsável para restaurar a frequência do sistema. No entanto, para um grande desequilíbrio entre carga e geração associado a variações rápidas de frequência, devido a um grande distúrbio no sistema, o CAG pode ser incapaz de restaurar a frequência. Nesta situação, um controle de emergência e esquemas de proteção, como o corte automático de carga/geração, deve ser implantado.

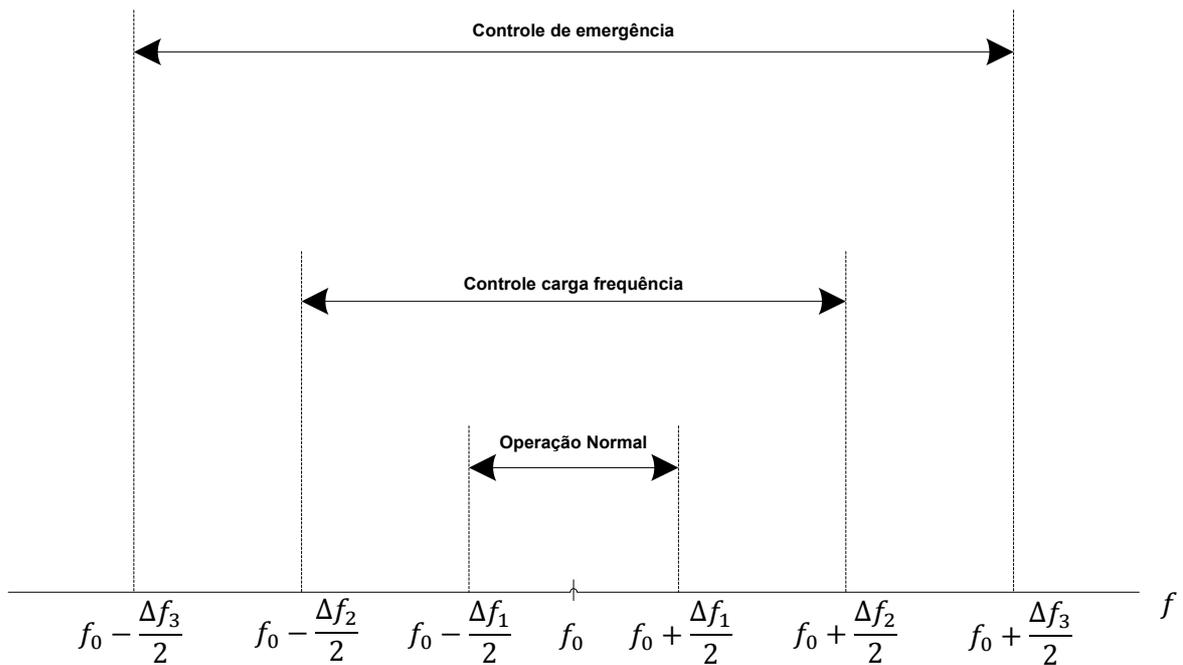


Figura 3.1 – Associação dos desvios de frequência com a atuação dos controles -  
Bevrani, H. (2011)

A Figura 3.2 ilustra um exemplo de uma resposta típica de um sistema de Potência para um evento de perda de geração, com as respostas dos controles primário, secundário e de emergência. Após a ocorrência do evento, a taxa de variação da frequência bem como o seu valor mínimo, depende fundamentalmente da inércia da massa girante dos geradores, alguns segundos após a ocorrência, os reguladores de velocidade de todos os geradores respondem a fim de restaurar o equilíbrio entre carga e geração e estabilizar o valor da frequência, como será explicado mais adiante, a frequência se estabiliza em um valor diferente do nominal. O fluxo de potência nas interligações do sistema será diferente do valor programado.

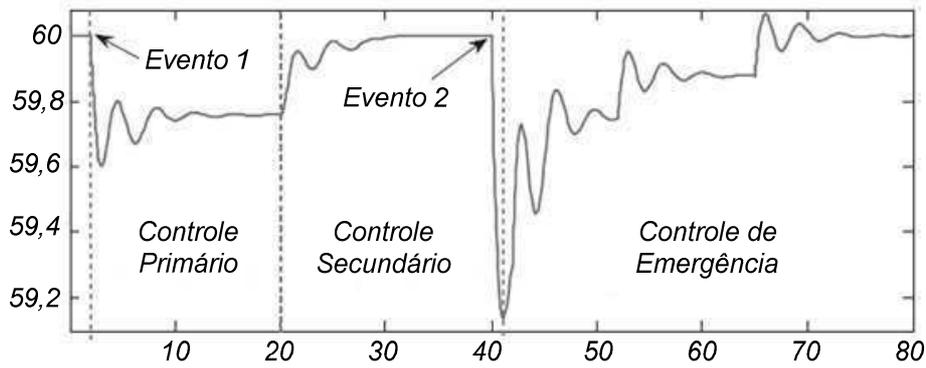


figura 3.2 – Um exemplo de resposta dos controles primário, secundário e de emergência - Bevrani, H. (2011)

O controle secundário fará com que a frequência retorne ao seu valor nominal e os fluxos ao seu valor programado. No caso da ocorrência de um evento que leve a frequência abaixo de um valor pré-determinado, ou que a taxa de variação dela seja elevada, o controle secundário deve ser desabilitado e um esquema de alívio de carga deve ser acionado a fim de restaurar a frequência e manter a estabilidade do sistema.

Como mencionado, após a ocorrência de um desequilíbrio entre a geração e a demanda, as ações do controle automático de frequência primário e secundário, farão com que o equilíbrio entre geração e demanda seja reestabelecido. Em adição ao controle secundário, o CAG pode realizar outro tipo de controle chamado controle terciário. Este controle é usado para restaurar a reserva de potência, gerenciar eventuais congestionamentos, e trazer de volta a frequência e a potência de intercâmbio para seus valores especificados, caso a reserva complementar não seja suficiente. As malhas típicas de controle de frequência estão representadas de forma simplificada na figura 3.3. Em um grande sistema de potência, todas as três formas de controle de frequência (primário, secundário e de emergência) são geralmente disponíveis.

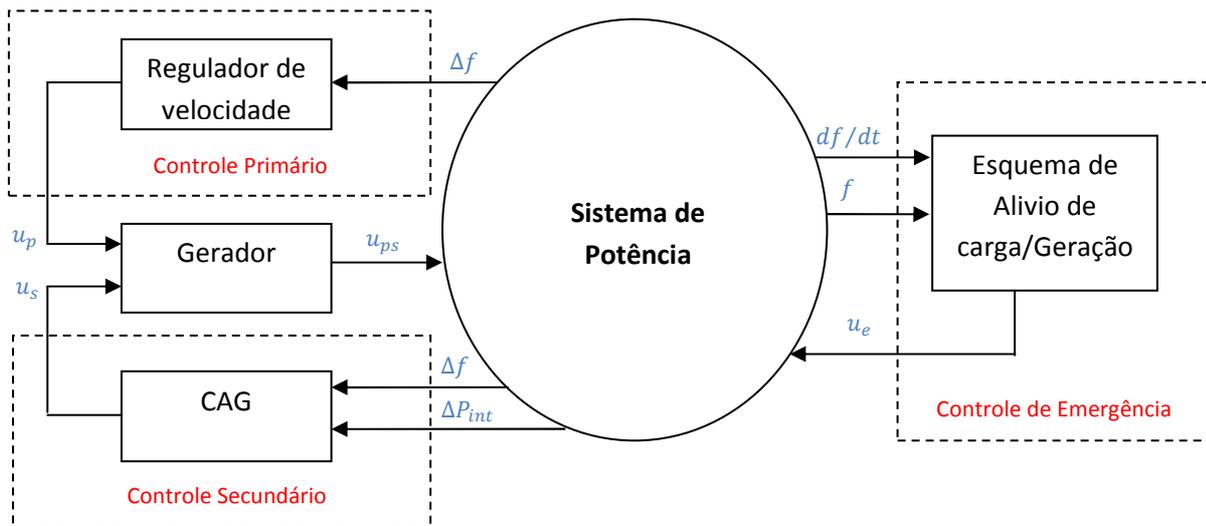


Figura 3.3 – Malhas do Controle de Frequência – Bevrani, H. (2011) (modificado)

### 3.3- Regulação Primária

Um sistema de potência tem uma característica inerente, denominada regulação própria, de alcançar um novo ponto de equilíbrio quando de um desbalanço carga-geração. Entretanto, esta regulação própria 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 mais favorável. Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade (ou frequência) de referência. Este primeiro estágio de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominado Regulação Primária (Bevrani, H.; 2011).

Um diagrama de blocos esquemático do controle de velocidade de um gerador síncrono é mostrado na figura 3.4. Quando a potência ativa gerada e a potência da carga são instantaneamente diferentes devido à ocorrência de algum evento no sistema de energia, a velocidade de rotação das máquinas é alterada, baseado nesta modificação de velocidade em relação a um valor de referência, o regulador de velocidade altera a potência de saída da máquina mediante a abertura/fechamento da válvula de admissão de combustível a fim de re estabelecer o equilíbrio entre a potência gerada e a carga.

O controle primário realiza um controle automático local que oferece a reserva de potência em oposição a qualquer mudança de frequência e todos os geradores

contribuem para o controle primário independentemente do local do sistema onde houve a mudança de carga/geração.

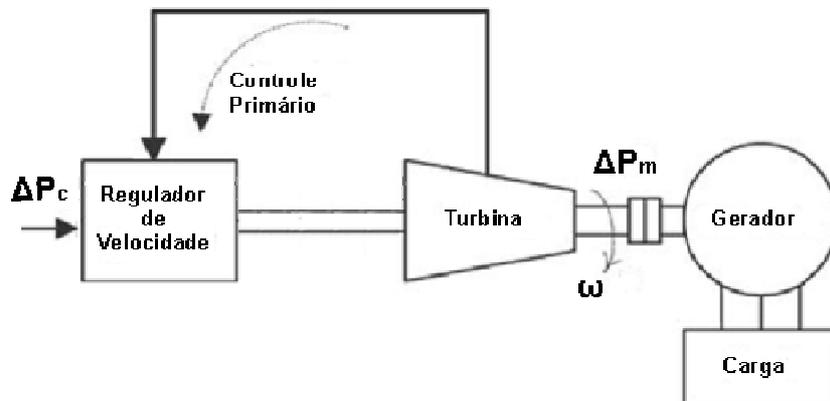


Figura 3.4 – diagrama de blocos esquemático do controle de velocidade de um gerador síncrono - Bevrani, H. (2011)

Para que se tenha uma divisão estável da carga entre duas ou mais unidades geradoras operando em paralelo, os reguladores destas unidades devem apresentar uma característica de queda de velocidade, caso contrário haverá 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 teríamos um colapso, com algumas unidades tendendo ao seu despacho máximo enquanto outras tenderiam ao seu despacho mínimo (Bevrani, H.; 2011).

A relação entre o desvio de velocidade (frequência) ( $\Delta f$ ) para modificar a potência gerada ( $\Delta P_g$ ) é conhecido como estatismo ( $R$ ), e pode ser expresso como:

$$R = - \frac{\Delta f}{\Delta P_G} \quad (3.3)$$

Por exemplo, um estatismo de 5% significa que um desvio de 5% na frequência nominal (60-57 Hz), provoca uma mudança de 100% na potência de saída. Unidades geradoras interligadas com diferentes características de estatismo podem conjuntamente controlar a variação de carga a fim de estabilizar a frequência do sistema. Esta situação é ilustrada

na Figura 3.5, representando duas unidades com estatismo diferentes. Duas unidades geradoras estão em funcionamento em paralelo com diferentes potências de saída. Uma mudança na carga da rede faz com que as unidades alterem a sua velocidade e os reguladores de velocidade agem no sentido de modificar as potências geradas por cada gerador a fim de compensar esta mudança na carga. Conforme expresso na Equação 3.3, a potência produzida por cada unidade geradora para compensar a variação da carga da rede depende do estatismo da unidade geradora.

$$P_{Gi} = -\frac{\Delta f}{R_i} \quad (3.4)$$

Para  $n$  unidades geradoras operando em paralelo:

$$\begin{aligned} \Delta P_{G1} &= -\frac{\Delta f}{R_1} \\ \Delta P_{G2} &= -\frac{\Delta f}{R_2} \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \\ \Delta P_{Gn} &= -\frac{\Delta f}{R_n} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Somando os termos da equação 3.5:

$$\Delta P_G = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{Gn} = -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) \times \Delta f \quad (3.6)$$

na qual,  $\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) = \frac{1}{R_{eq}}$

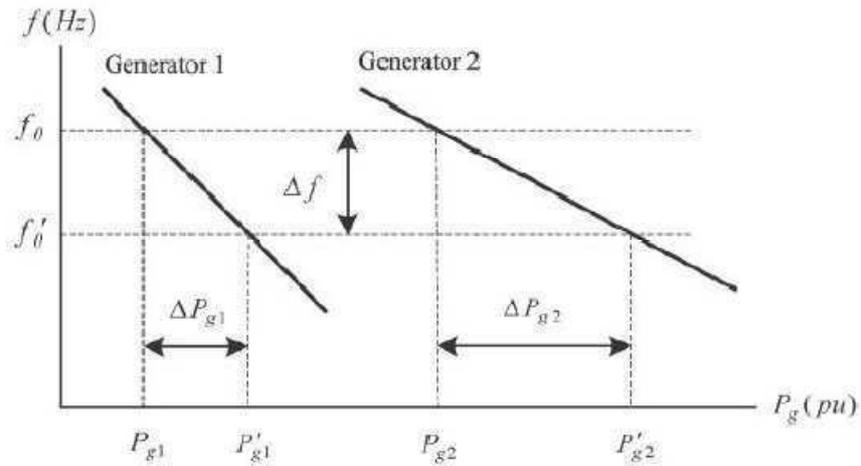


Figura 3.5 – Característica Frequência x Potência - Bevrani, H. (2011)

Como consequência da característica estática do regulador, a frequência não retorna ao valor nominal permanecendo no sistema um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio de potência ocorrido.

Considere agora 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 e  $T_{12}$  é o intercâmbio entre as áreas 1 e 2. Tal sistema está representado de forma esquemática na figura 3.6

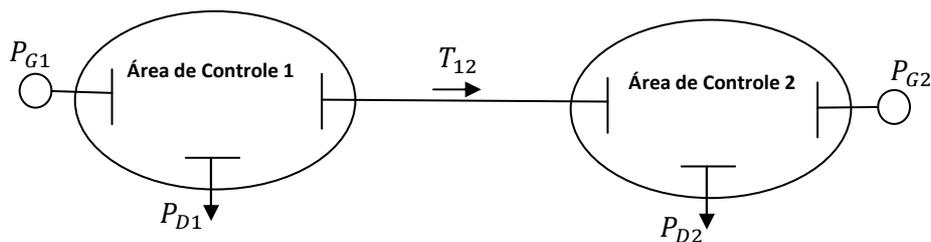


Figura 3.6 – Sistema com duas áreas de controle - Pinto de Almeida, L. (2004)

Considere 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.

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f \quad (3.7)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{G1} = -\frac{\Delta f}{R_1} \\ \Delta P_{G2} = -\frac{\Delta f}{R_2} \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{G1} - \Delta T_{12} - \Delta P_{L1} = D_1 \Delta f \\ \Delta P_{G2} + \Delta T_{12} - \Delta P_{L2} = D_2 \Delta f \end{cases} \quad (3.9)$$

Substituindo (3.8) em (3.9):

$$\begin{cases} -\Delta T_{12} - \Delta P_{L1} = -\Delta f \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \\ \Delta T_{12} - \Delta P_{L2} = -\Delta f \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \end{cases} \quad (3.10)$$

Somando membro a membro:

$$-(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}) = \Delta f \left( \frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \quad (3.11)$$

$$\Delta f = -\frac{(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2})}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \quad (3.12)$$

Define-se a característica natural da área  $i$  como sendo  $\beta_i = \frac{1}{R_i} + D_i$ . A equação 3.6 pode então ser reescrita da seguinte forma:

$$\Delta f = -\frac{(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2})}{(\beta_1 + \beta_2)} \quad (3.13)$$

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

$$f = - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{Li}}{\beta_s} \quad (3.14)$$

$$\Delta T_j = - \frac{\beta_j \sum_{i=1}^n \Delta P_{Li} - \beta_s \Delta P_{Lj}}{\beta_s} \quad (3.15)$$

Na qual:

$\beta_s = \sum_{i=1}^n \beta_i$  é a característica natural do sistema e

$\Delta T_j = \sum_{i=1}^n \Delta T_{ji}$ ,  $i \neq j$  é a variação no intercâmbio líquido da área  $j$

É desejável que o sistema seja capaz de manter o seu equilíbrio dentro de erros de frequência admissíveis. Contornar este inconveniente é o objetivo da introdução na estrutura do regulador de velocidade de um segundo estágio de regulação, que constitui a chamada Regulação Secundária.

### 3.4 Controle de Emergência

Variações de frequência elevadas, dependendo da amplitude e duração, podem causar o mau funcionamento e até a danificação dos componentes do sistema de potência, incluindo geradores, cargas, serviços auxiliares, equipamentos de transmissão, etc., como por exemplo, (Freire, A. R., 2013)

- a) Danificação ou redução da vida útil de geradores e transformadores por sobreaquecimento causado pelo aumento do fluxo no núcleo, como consequência do aumento da relação volts/hertz (sobre excitação do núcleo);
- b) Danificação ou redução da vida útil de geradores térmicos por efeito cumulativo de vibração e ressonância mecânica em frequências abaixo de 58,5Hz;
- c) Desligamentos descontrolados de geradores e cargas pela atuação de proteções intrínsecas de sobre ou subfrequência, agravando a perturbação;
- d) Desligamentos descontrolados de equipamentos de transmissão dotados de eletrônica de potência como, por exemplo, elos de transmissão HVDC ou

compensadores estáticos, pela atuação de proteções de sobre ou subfrequência, agravando a perturbação;

e) Desligamentos indesejados pelo mau funcionamento ou colapso de serviços auxiliares de usinas e subestações, incluindo acionamentos com motores de indução tais como bombas e ventiladores, especialmente em frequências abaixo de 57Hz. O colapso da bomba com a redução do fluxo do líquido de refrigeração pode causar a atuação de proteções de baixo fluxo;

f) Danificação de equipamentos por sobre tensões causadas por ressonância por indução em linhas paralelas com compensação em derivação;

g) Sobre tensões harmônicas temporárias causadas pela saturação de transformadores como resultado da operação com elevada relação volts/hertz;

h) Sobre tensões transitórias elevadas geradas pelo re-acendimento do arco, e até explosão de disjuntores, durante abertura de linhas em vazio devido a tensões de restabelecimento transitórias (TRT) acima dos limites de projeto, em condições de sobrefrequência. Os disjuntores que operam no sistema Nordeste são normalmente dimensionados para abertura de linhas em vazio com uma frequência máxima de 66Hz, existindo casos de 63Hz.

Para evitar ou minimizar os riscos dos problemas citados, são normalmente definidos limites de variação de frequência que devem ser observados na especificação e operação dos componentes do sistema. Nesta análise foram considerados os limites definidos na Tabela 1, gerados a partir dos requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 3.1 – Limites de Variação de Frequência - Freire, A. R., (2013)

Subfrequência		Sobrefrequência	
Requisito	Limite	Requisito	Limite
Frequência mínima	57 Hz	Frequência máxima	63 Hz
Tempo de duração abaixo de 58,5 Hz	10 s	Tempo de duração acima de 61,5 Hz	10 s
Tempo de retorno para o valor acima de 59,5 Hz	20 s	Tempo de retorno para o valor abaixo de 60,5 Hz	20 s

Em situações onde o desvio ou a taxa de variação da frequência ultrapasse certos limites pré-estabelecidos um controle de emergência, tal como corte de carga/geração deve ser estabelecido para minimizar o risco de perda da estabilidade do sistema.

O corte de carga/geração reduz a quantidade de carga/geração onde o sistema de potência é capaz de manter o equilíbrio. Se o sistema de potência não for capaz de manter o equilíbrio entre carga e geração, a condição de subfrequência (sobrefrequência) poderá ser intensa. O número de etapas do corte de carga/geração, a quantidade de carga/geração que deve ser cortada em cada etapa, o atraso entre os estágios, e a localização da carga/geração a ser cortada devem ser determinados num algoritmo de corte de carga/geração. O objetivo de um sistema eficaz de corte de carga/geração é reduzir a quantidade mínima do corte, e proporcionar uma transição rápida, suave e segura do sistema a partir de uma situação de emergência para uma situação de equilíbrio.

No Brasil os esquemas de corte de carga são conhecidos como ERAC. O ERAC da região Nordeste é composto por relés que monitoram a taxa de variação da frequência no tempo ( $df/dt$ ) e a frequência absoluta. Na Tabela 2 são apresentados os ajustes atuais do ERAC da região Nordeste, definidos pelo ONS na revisão de maio de 2013.

Tabela 3.2 – Ajustes do ERAC da região Nordeste - Freire, A. R., (2013)

Estágio	$df/dt$	Retaguarda	Retaguarda	Corte de Carga
	(Hz/s)	Instantâneo (Hz)	Temporizado (Hz)	(%)
1º	0,7	57,9	58,5 (10s)	6
2º	1,1	57,8	58,5 (11s)	7
3º	1,5	57,7	58,5 (12s)	11
4º	1,7	57,5	–	8
5º	1,9	57,3	–	8
<b>Total</b>				<b>40</b>

Os estágios de frequência absoluta atuam como retaguarda para o caso de falha da lógica  $df/dt$ . Os relés monitoram a taxa de variação da frequência na faixa de 59 Hz a 58,5 Hz e calculam o valor médio da taxa, enviando a ordem de desligamento quando a frequência atinge 58,5Hz. Quando todos os estágios são sensibilizados ocorre o desligamento de 40% da carga da região Nordeste.

### 3.5- Regulação Secundária

A regulação primária propicia o atendimento a variações na demanda, através da sua repartição entre as diversas unidades geradoras do sistema provocando com isso um desvio na frequência do sistema. A fim de fazer com que a frequência retorne ao seu valor original, faz-se necessária uma malha de controle que verifique o erro de frequência do sistema e atue no regulador de velocidade. Essa malha adicional é chamada de controle secundário de frequência.

Uma estratégia de controle secundária deve ter os seguintes requisitos (Vieira Filho, X, 1984):

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

Um diagrama de blocos esquemático do controle secundário de um gerador síncrono é mostrado na figura 3.5.

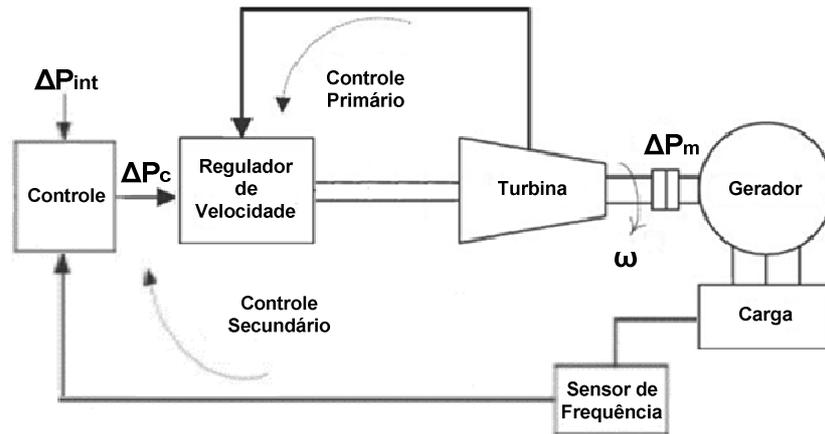


Figura 3.7 – Diagrama de blocos esquemático do controle secundário de um gerador síncrono - Bevrani, H. (2011)

A característica estática do regulador para o controle secundário permanece com o mesmo valor de  $R$ . A ação do controle 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.

A Figura 3.6 mostra o caso de uma única unidade geradora, dotada de um regulador de velocidade com estatismo e um sistema de controle secundário, alimentando uma carga. Inicialmente o sistema está operando no ponto A. 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 B. 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 C.

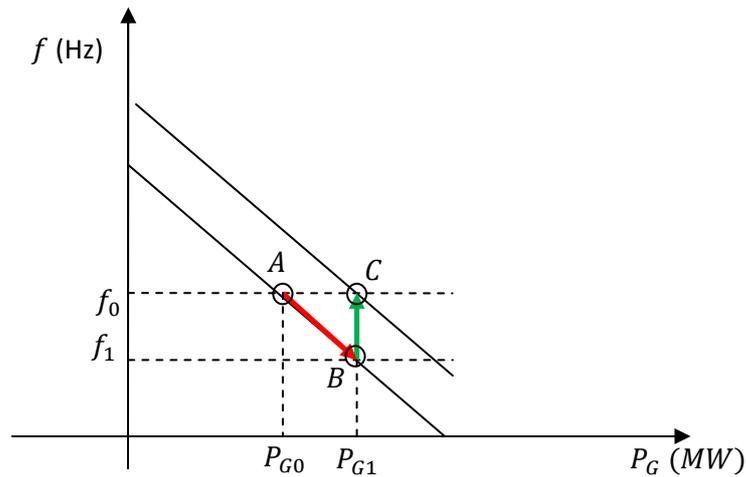


Figura 3.8 – Característica estática do regulador com controle secundário - Pinto de Almeida, L. (2004)

A descrição anterior tomou como base a presença de uma unidade geradora. Porém, o raciocínio desenvolvido pode ser estendido a um sistema de uma única área de controle com  $n$  máquinas. (Tarnowski, G. C., 2009)

A ação de controle secundário deve ser repartida entre as unidades geradoras participantes do controle de acordo com o seu fator de participação  $\alpha$ ,  $\sum \alpha_i = 1$ . 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 a grandeza que deve ser corrigida. No caso de uma única área de controle esse sinal é igual ao desvio de frequência.

$$ECA = \Delta f \quad (3.16)$$

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.

No Brasil as modalidades de operação do controle secundário são as seguintes (ONS, 2010):

### 1. Controle de intercâmbio e frequência (*TLB*)

A filosofia básica dessa modalidade de operação é que cada área de controle deve absorver suas próprias variações de carga. Para tanto, é necessário que os valores de *BIAS* utilizados pelas controladoras de área representem suas respectivas características naturais.

Nessa modalidade o erro de controle de área (*ECA*) é definido por:

$$ECA = 10B \Delta f + k \Delta T \quad (3.17)$$

onde:

$\Delta T$ : desvio e intercâmbio em MW (diferença entre os valores de intercâmbio líquido medido e o programado);

k: fator de ponderação de intercâmbio (utiliza-se  $k = 1$ );

B: fator de ponderação da frequência (*BIAS*) em MW / 0,1 Hz;

$\Delta f$  : desvio de frequência, em Hz (diferença entre os valores de frequência medidos e o programado).

### 2. Controle em frequência constante (*FF*)

Nessa modalidade de operação, a área de controle absorve as variações de carga do sistema para manter a frequência constante e não executa controle de intercâmbio.

O erro de controle de área é definido por:

$$ECA = 10B \Delta f \quad (3.18)$$

### 3. Controle em intercâmbio constante (*FTL*)

Nessa modalidade de operação, a área de controle mantém o intercâmbio constante e não executa controle de frequência.

O erro de controle de área (*ECA*) é definido por:

$$ECA = k \Delta T \quad (3.19)$$

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 (Vieira Filho, X, 1984), como podemos constatar a seguir para o caso de duas áreas de controle interligadas:

$$\begin{cases} ECA_1 = ECA_2 = 0 \\ B_1 \Delta f + \Delta T_{12} = 0 \\ B_2 \Delta f - \Delta T_{12} = 0 \end{cases} \quad (3.20)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta T_{12}}{B_2} = -\frac{\Delta T_{12}}{B_1} \quad (3.21)$$

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 (Pinto de Almeida, L., 2004). Temos três situações (Vieira Filho, X, 1984):

- Se  $B_i < \beta_i$ , não haveria elevação de geração em uma determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre em outra área.
- 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,  $ECA > 0$ ). Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração com respeito 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,  $ECA < 0$ ). Este ajuste pode ser usado para áreas com excesso de geração com respeito à própria carga, garantindo desta forma maior socorro a áreas vizinhas com carência de geração.

O BIAS é um parâmetro de controle do CAG que reflete a resposta de regulação primária dos geradores e o amortecimento natural da carga com a frequência. A característica natural de uma área de controle decorre dos efeitos de regulação primária e do amortecimento natural da carga com a frequência. (ONS, 2010)

Considerando os reguladores de velocidade das unidades geradoras operando com estatismo de 5% e a característica de amortecimento da carga com a frequência de 2% da variação da carga para 1% da variação da frequência, o valor do BIAS de uma área de controle pode ser calculado aproximadamente pela seguinte expressão:

$$B = \frac{1}{30} \left( \sum_{i=1}^n PN_i + \frac{CP}{10} \right) [\text{MW}/0,1 \text{ Hz}] \quad (3.22)$$

onde:

PN: Potência nominal das unidades geradoras sincronizadas da área (em MW), que estejam funcionando como geradores e com os reguladores de velocidade desbloqueados.

CP: Carga da área de controle (em MW).

Os valores de BIAS a serem utilizados pelas áreas de controle devem ser calculados de acordo com a fórmula anterior, tomando-se os seguintes cuidados:

- Considerar as unidades geradoras sincronizadas (exceto as que estejam operando como compensadores síncronos ou com geração maximizada) de todas as usinas constituintes da área de controle;
- Considerar a carga total da área de controle, ou seja, a soma das cargas de todos os agentes da operação pertencentes a essa área;

- Considerar a geração e a carga da área assumida, ou seja, acrescentar ao seu *BIAS*, o *BIAS* da área assumida, quando uma área de controle assumir outra área de controle;
- Considerar os valores de *PN* e *CP* para a determinação dos *BIAS* referentes a um determinado período.

# Capítulo 4

## Fundamentação teórica do controle de inércia

### 4.1.Introdução

O sistema de controle convencional de uma turbina eólica de velocidade variável não considera os desvios de frequência do sistema de potência. Assim, no caso de uma queda da frequência do sistema de potência, causado, por exemplo, pela perda súbita de uma grande usina, uma turbina eólica de velocidade variável não irá fornecer qualquer energia adicional. Isto está em contraste com um gerador síncrono convencional, ou um gerador eólico de velocidade fixa (conectado diretamente a rede), que irá transferir parte de sua energia cinética para o sistema de energia quando há um desvio na frequência. Esta ausência de resposta das turbinas eólicas de velocidade variável a um desvio na frequência do sistema pode ser superado por adição de um controle adicional. A magnitude da queda de frequência pode ser utilizada para aplicar torque adicional a fim de transferir a energia cinética para a rede. Esta solução, contudo, não habilita o aerogerador a participar do controle primário de geração (como as unidades síncronas convencionais). O controle de inércia é eficaz durante desequilíbrios de geração ou carga onde se pode aproveitar temporariamente a energia cinética do aerogerador para melhoria da robustez do sistema elétrico (Gaspar de Almeida, R, 2006). Isto se deve a ausência de uma margem de reserva de potência associada à curva de potência ótima adotada na malha de controle de potência ativa. Neste caso, a eficácia do controle de

inércia é garantida se as unidades síncronas convencionais apresentarem capacidade de corrigir o erro de frequência do sistema (Seyedi, M., 2013).

#### 4.2. Resposta dos geradores eólicos com conexão direta a um desvio de frequência

As turbinas diretamente conectadas à rede são capazes de contribuir para a liberação de energia cinética armazenada nas partes rotativas. Considere o gráfico mostrado na figura 4.1.

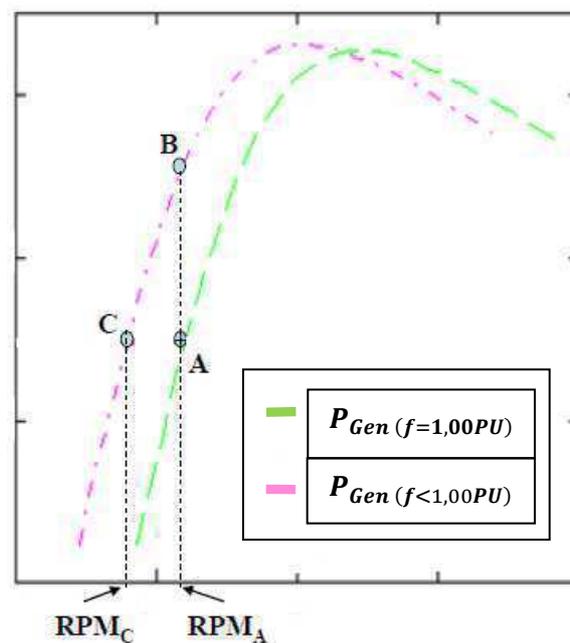


Figura 4.1 – Transferência da energia cinética dos geradores eólicos conectados diretamente a rede durante um declínio na frequência do sistema

A turbina eólica está operando sob a curva de máxima extração de potência, ponto de operação A, o ponto de cruzamento entre a potência aerodinâmica ( $P_{aero}$ ) e a saída do gerador ( $P_{gen}$ ). Quando há uma queda brusca na frequência de 1%, por exemplo, a velocidade do rotor não muda instantaneamente devido à inércia das turbinas.

No entanto, a curva característica de *velocidade X Potência* do gerador se move para a esquerda, assim, o ponto de operação move-se do ponto A ao ponto B instantaneamente. Como resultado, existe uma diferença entre a energia aerodinâmica e a energia gerada ( $P_{aero} < P_{gen}$ ).

A velocidade de rotação diminui, até que haja uma nova condição operacional equilibrada no ponto C ( $P_{aero} = P_{gen}$ ). O tempo que leva para se mover a partir de B para C depende do da inércia do gerador e da diferença entre  $P_{gen}$  e  $P_{aero}$ . Entre os pontos de operação B e C, a energia cinética da turbina é transferida para a rede ajudando a diminuir o declínio da frequência.

### 4.3. Impacto da geração eólica sem inércia no declínio da frequência

Para quantificar o impacto da energia eólica na inércia do sistema, presuma que todos unidades de produção convencionais têm a mesma inércia  $H_{conv}$  constante e que a contribuição da energia eólica para a inércia do sistema é zero. Vamos ainda desprezar a contribuição da carga para a inércia do sistema. Antes da perda de uma grande unidade de geração, teremos:

$$P_L = P_G = P_{wind} + P_{conv} + \Delta P \quad (4.1)$$

Na equação acima,  $P_{wind}$  é o montante de geração eólica,  $P_{conv}$  é montante de geração convencional do sistema no momento do distúrbio e  $\Delta P$  é o montante de potência a ser perdida pelo sistema. Este último é também o desequilíbrio entre produção e consumo imediatamente após o distúrbio. Temos então que a taxa de variação da frequência pode ser expressa após a perda de uma unidade de geração com potência  $\Delta P$  como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{-f_0}{2H_{conv}} \frac{\Delta P}{P_{conv}} \quad (4.2)$$

Logo, a taxa de variação da frequência é proporcional à razão entre a  $\Delta P$  e  $P_{conv}$ . O pior caso, a maior taxa de variação da frequência, ocorre para a menor quantidade de geração convencional em operação. Isto ocorre quando há uma quantidade elevada de eólica quando comparada com a geração convencional. Situações com baixa quantidade de produção convencional ocorrem com mais frequência em um sistema com grandes quantidades de energia eólica. É necessário, portanto, tomar medidas para se evitar altas taxas de variação de frequência. Uma das medidas que pode ser tomada é equipar as turbinas eólicas com inércia sintética (controle de inércia).

#### **4.4. Resposta dos geradores eólicos de velocidade variável a um desvio de frequência com o auxílio do controle de inércia**

Como mencionado à energia cinética armazenada em peças rotativas de turbinas eólicas pode ser extraída com o uso do controle de inércia. O sistema de controle detecta o desvio de frequência e ajusta o fluxo de energia com base nesta. Desta forma, a turbina contribui para a inércia do sistema como unidades convencionais, daí o termo “inércia sintética”.

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

$$P = T\omega \quad (4.3)$$

Se o torque elétrico crescer “artificialmente” a potência também crescerá, as pás da turbina diminuirão sua velocidade e a energia cinética armazenada é extraída. Para que se tenha esse torque adicional, ou potência, é necessário um controlador baseado na frequência medida da rede. No entanto, o controlador normal de uma turbina eólica ao detectar esta redução na velocidade de rotação vai reduzir o torque e, portanto, o fluxo de energia na rede, a fim de recuperar a velocidade de rotação. Isso é exatamente o oposto do que é necessário. Portanto, uma potência extra, artificial ou sintética, em função magnitude do desvio da frequência, deve ser adicionada ao valor da referência de potência. Este controle deve ser somente ativado para determinados valores de excursão de frequência e é determinada pela configuração da banda morta.

#### **4.5. Controle de inércia**

Para fornecer uma potência ativa adicional à rede no caso de um desequilíbrio de potência, é possível usar a energia armazenada nas massas em rotação do gerador. Como já mostrado em algumas publicações, as turbinas eólicas de velocidade variável não contribuem para a inércia total do sistema. Através de controles adicionais, a energia armazenada nas massas em rotação pode ser utilizada a fim de permitir este tipo de turbina contribuir com o controle de frequência. Muitas publicações consideraram apenas um controlador proporcional a fim de permitir a utilização desta energia cinética.

No entanto, a utilização de um compensador “lead-lag” pode ser usado para proporcionar uma melhor resposta aos distúrbios. Com a utilização dessa estratégia de controle existe um risco da redução da velocidade de rotação da máquina ser muito grande, o que poderia levar a máquina para fora da faixa de operação estável. O suporte a frequência é possível apenas por um curto período e a energia disponível é fortemente limitada pela inércia da turbina e pela velocidade do rotor, imediatamente antes do controle começar a agir. Após a atuação do controle, a velocidade do rotor deve ser trazida de volta ao valor desejado. Duas estratégias de controle para a utilização da energia das massas em rotação têm sido testadas.

A figura 4.2 apresenta a estrutura do controle de inércia (KEC 1). A estrutura é incorporada ao sistema de controle da turbina sem que seja necessária nenhuma alteração em seu modo de operação. KEC 1 utiliza um filtro “wash-out” de frequência da rede medida a fim de evitar que ele atue durante as mudanças lentas de frequência. O controle propriamente dito é realizado por um compensador “lead-lag”. O valor do sinal é limitado por uma banda morta antes de ser adicionado ao sinal de referência de potência. KEC I está limitada a velocidades que garantam a estabilidade da máquina. Quando KEC I está ativo (ou seja, o desvio de frequência é maior que um valor aceitável) o ganho do controle de velocidade é ajustado de tal maneira a não provocar uma desaceleração tal que a velocidade caia a valores indesejados. O controle de velocidade e o controle de inércia devem estar estreitamente coordenados um com o outro para obter uma boa resposta a desvios de frequência. Em particular, uma recuperação adequada da velocidade até o valor de referência pré-distúrbio, é crítica. Caso o controle de velocidade contenha um ganho elevado quando comparado com o controle de inércia, uma segunda incursão na frequência pode ocorrer se os parâmetros mal definidos estiverem mal sintonizados, uma vez que a turbina eólica vai mudar rapidamente sua potência de saída quando o controle de inércia é zerado. Tal comportamento pode ser suprimido limitando o ganho do controlador de velocidade ou um reajuste em função da rampa.

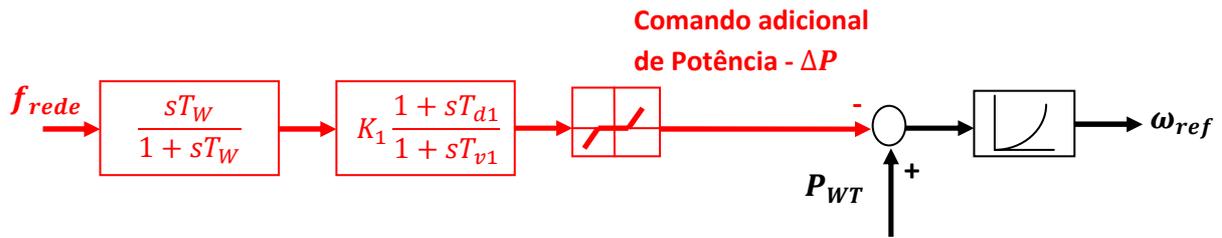


Figura 4.2 – estrutura do controle de inércia (KEC 1) - Erlich, I. (2010)

O módulo WindINERTIA (WI) é um bloco opcional na turbina eólica da GE apresentado em Clark, K. (2010) que é dedicada para suporte de estabilidade transitória de frequência. Figura 4.6 representa o diagrama de controle da GE WI.

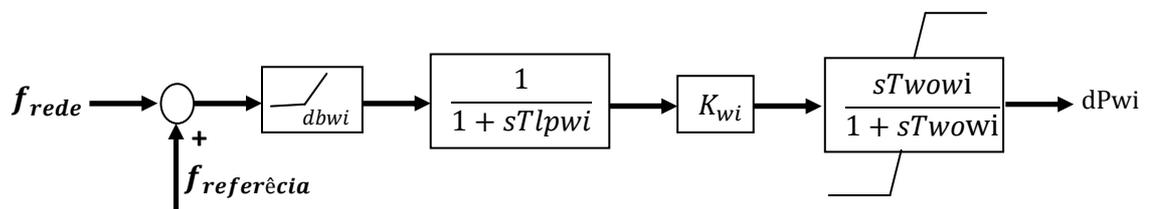


Figura 4.3 – estrutura do controle de inércia da GE - Clark, K. (2010)

No modelo,  $dbwi$  é um bloco para especificar o limite ou o valor de banda morta e determinar a partir de que desvio na frequência o controlador deve começar a responder.  $T_{lpwi}$  é a constante de tempo do filtro,  $K_{wi}$  é um valor de ganho e  $T_{wowi}$  é a constante do filtro “Washout”. A saída do módulo de controle de inércia,  $dP_{wi}$ , é a potência ativa adicional que é extraída da turbina após um declínio na frequência.

# Capítulo 5

## Avaliação do controle de inércia em um sistema teste

Neste capítulo são apresentados os resultados de simulações feitas com um sistema elétrico de pequeno porte e com um de grande porte. Para as simulações foi empregado o programa de análise de transitórios eletromecânicos ANATEM do Cepel.

### 5.1 Sistema teste de pequeno porte

O sistema utilizado para as simulações apresentadas nessa Seção é composto por seis barras, sendo três barras de geração e duas de carga, como mostra a Figura 5.1.

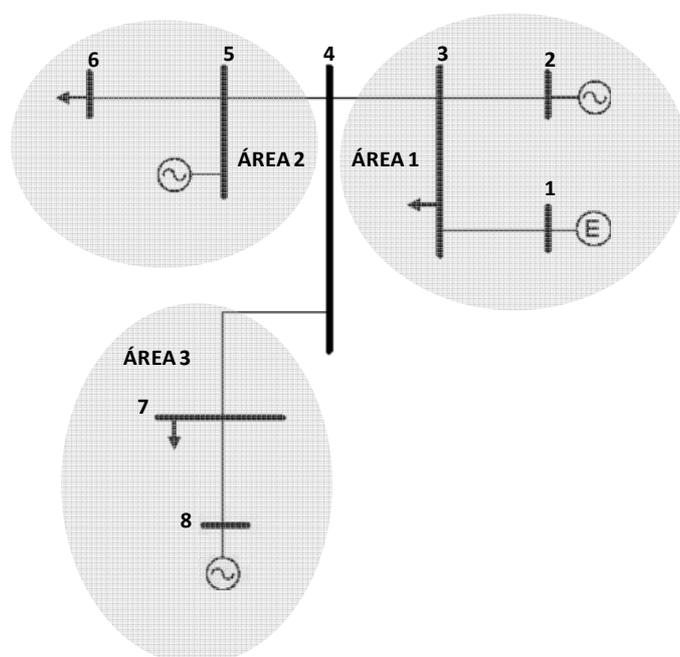


Figura 5.1 – Sistema elétrico de pequeno porte

## 5.2 Dados do sistema

Na Tabela 5.1 são apresentados os dados de linha do sistema utilizado no estudo de fluxo de potência. Para esse estudo foi utilizado o programa de Análise de Redes Elétricas ANAREDE do CEPEL [37].

Tabela 5.1 – Dados de linha utilizados no estudo

<b>Dados de Carga</b>		
<b>Barra de</b>	<b>Barra para</b>	<b>Impedância</b>
1	3	j 4%
2	3	j 4%
3	4	j 5%
4	5	j 5%
4	7	j 5%
5	6	j 4%
7	8	j 4%

Nas Tabelas 5.2 a 5.4 são apresentados os dados de geração utilizados no estudo.

Tabela 5.2 – Dados de geração utilizados no estudo

<b>Dados de Geração Convencional</b>	
<b>Disponível</b>	
<b>Barra</b>	<b>Número de Geradores</b>
2	3 X 25 MW
5	5 X 25 MW
2	4 X 25 MW

Tabela 5.3 – Dados de dinâmicos dos geradores utilizados no estudo

<b>Dados Dinâmicos dos Geradores</b>				
$x_d$	$x_q$	$x'_d$	$x''_d$	$x_l$
$1,4 pu$	$0,75 pu$	$0,4 pu$	$0,25 pu$	$0,15 pu$
$T_{d0}$	$T''_{d0}$	$T''_{q0}$	$H$	$D$
$9 s$	$0,025 s$	$0,08 s$	$0,4 s$	$0$

Na Tabela 5.4 é apresentado os dados de carga utilizados no estudo.

Tabela 5.4 – Dados de carga utilizados no estudo

<b>Dados de Carga</b>	
<b>Barra</b>	<b>Carga</b>
3	60 MW
6	20 MW
7	150 MW

Na Figura 5.2 é o diagrama de blocos do regulador de tensão utilizado para este sistema.

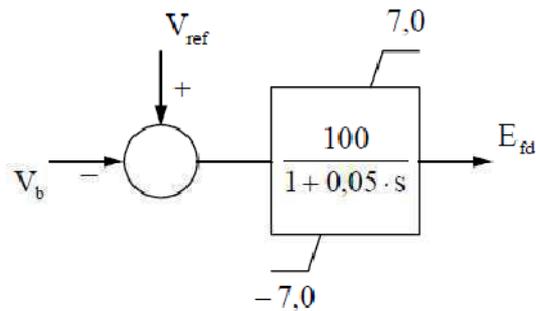


Figura 5.2 – Regulador de tensão - Pinto de Almeida, L. (2004)

A Figura 5.3 é o diagrama de blocos do regulador de velocidade e turbina utilizado. Os valores dos parâmetros deste regulador são:  $R = 5\%$ ,  $T_G = 0,5s$  e  $T_W = 1,0s$

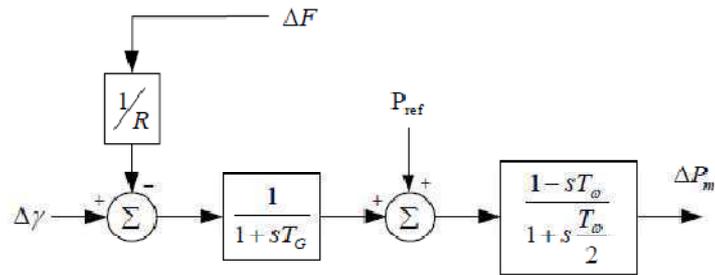


Figura 5.3 – Regulador de velocidade e turbina - Pinto de Almeida, L. (2004)

### 5.3 Influência do montante de geração eólica no desvio de frequência do sistema

A tabela 5.5 mostra a geração utilizada no suprimento a carga do sistema teste da figura 5.1. Para cada simulação foi feita a variação do montante de geração eólica presente no sistema. Quanto maior o percentual de geração eólica em relação a geração total, menor é o número de geradores convencionais.

Tabela 5.5 – Geração utilizada no suprimento à carga do sistema teste

<b>Geração Eólica</b>	<b>Número de Geradores convencionais</b>	<b>Reserva de Potência</b>
0%	10 X 25 MW	20,0 MW
12,5%	9 X 25 MW	18,8 MW
25%	8 X 25 MW	17,6 MW
37,5%	6 X 25 MW	11,4 MW
50%	5 X 25 MW	10,2 MW

Inicialmente foi simulado a perda de uma unidade geradora na área 3 no instante de tempo igual a 0,4s. A variação da frequência com a variação do percentual de geração eólica presente no sistema é conforme a Figura 5.4.

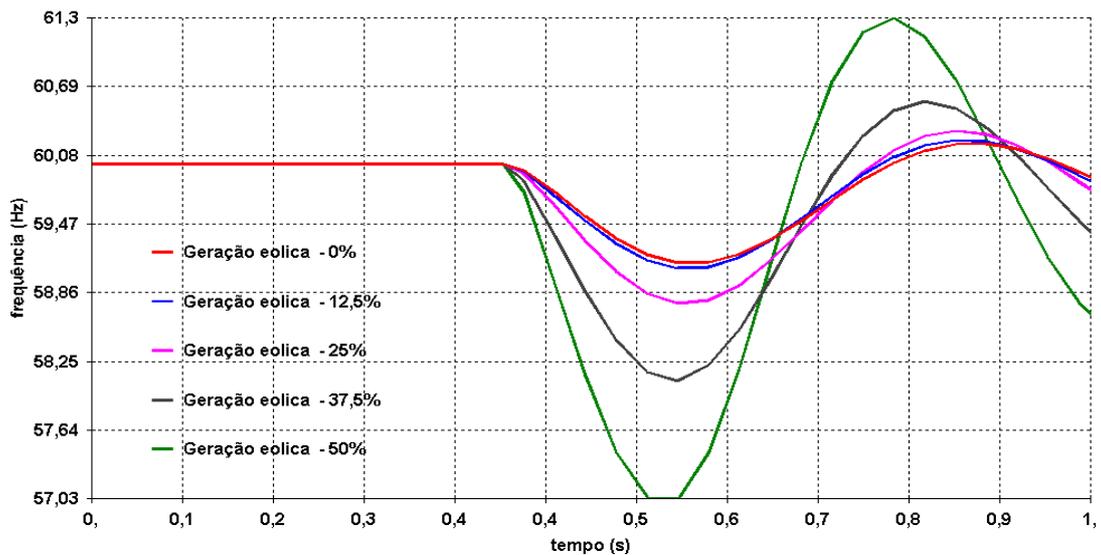


Figura 5.4 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora

A variação do desvio máximo de frequência com o crescimento da geração eólica no sistema é conforme a Figura 5.5. Quanto mais geração eólica, menor o número de geradores convencionais ligados, menor a inércia do sistema e consequentemente maior o desvio máximo de frequência.

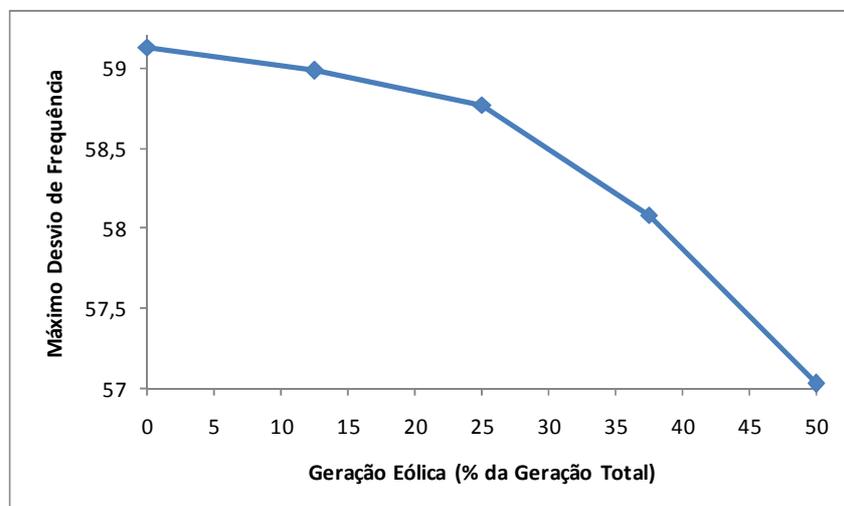


Figura 5.5 – Evolução do desvio máximo de frequência com o crescimento da geração eólica no sistema

Na Figura 5.6 a variação da frequência com a variação do montante de geração eólica presente no sistema, observa-se que quanto menor for a reserva de potência, maior será o desvio de frequência em regime permanente.

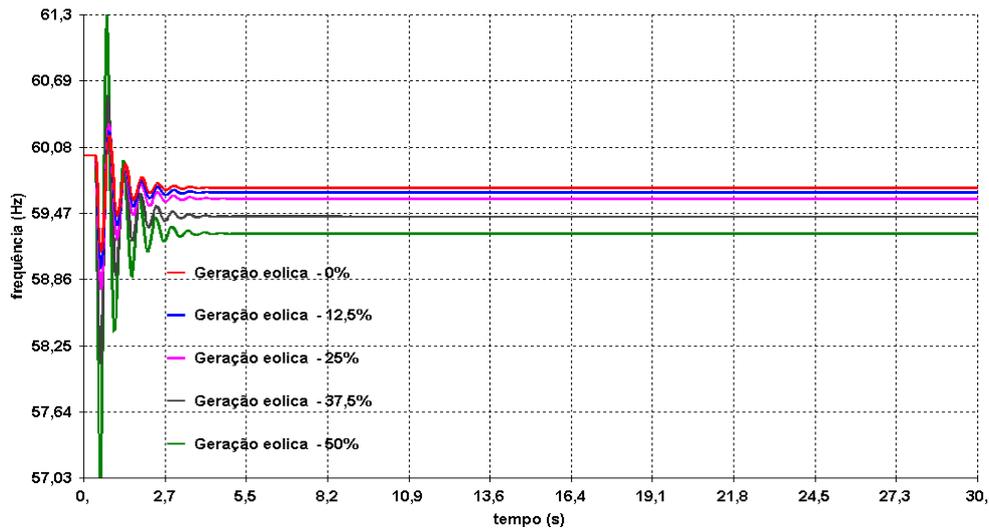


Figura 5.6 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora

### 5.4 Influência do controle de inércia no desvio de frequência do sistema

A Figura 5.7 é da variação da frequência com a variação com o tempo, para diferentes percentuais de geração eólica presente no sistema para a perda de uma unidade geradora na área 3 no instante de tempo igual a 0,4s com a inclusão do controle de inércia.

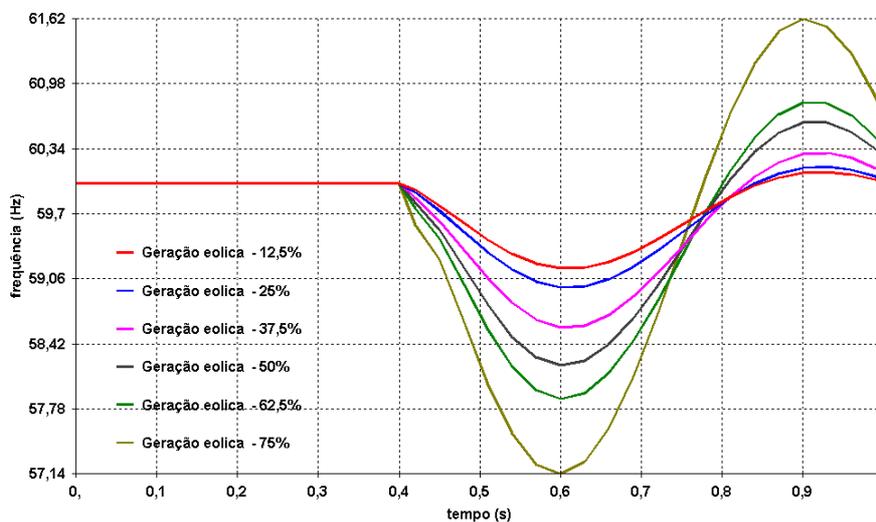


Figura 5.7 – Variação da frequência após a perda de uma unidade geradora

Observa-se que com a inclusão do controle de inércia os desvios máximos de frequência diminuem para o mesmo montante de geração se comparados com o caso sem a utilização do controle. Da mesma forma, se for fixado um determinado desvio de

frequência, por exemplo, 3 Hz seria possível a inclusão de mais geração eólica no sistema sem que este patamar seja ultrapassado. A comparação dos desvios máximos de frequência com e sem o controle de inércia está apresentado na figura 5.8.

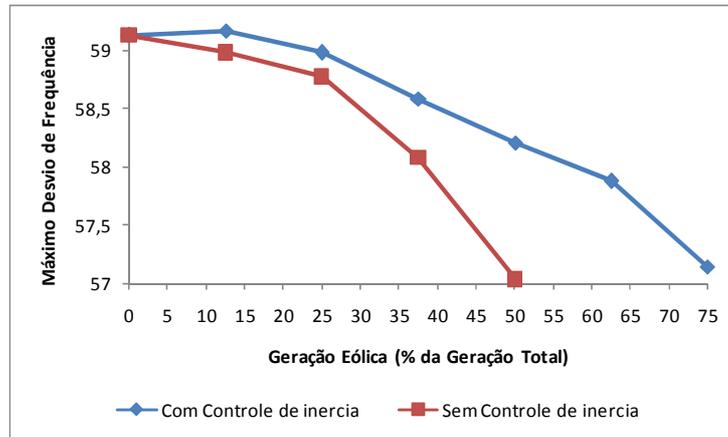


Figura 5.8 – Comparação dos desvios máximos de frequência com e sem o controle de inércia

Pode-se ver também que quanto maior o montante de geração eólica, mais efetiva será a ação do controle de inércia. Na figura 5.9 é apresentada uma comparação entre a frequência em função do tempo para um montante de geração eólica de 50%. Pode-se observar a efetividade do controle de inércia nesse caso. Verifica-se também que não há alteração do desvio de frequência em regime permanente, pois a ação deste controle é apenas transitória como pode ser vista nas figuras 5.10 e 5.11 que mostram a velocidade e a potência de saída do aerogerador durante a atuação do controle no caso para 50% de geração eólica no sistema.

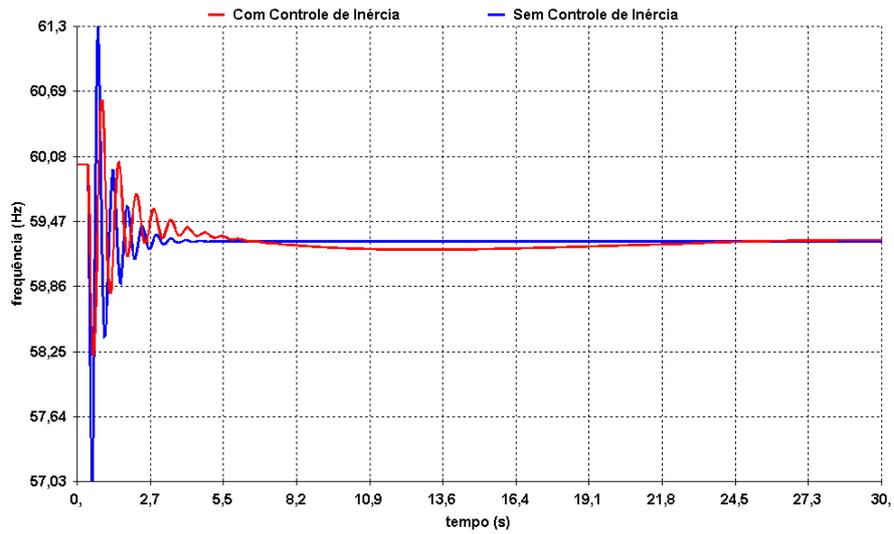


Figura 5.9 – Comparação da variação de frequência em função do tempo com e sem o controle de inércia

Após o controle de inércia cessar sua ação, o sistema de potência sofre um novo impacto como pode ser observado na figura 5.11. O tamanho deste impacto depende do ajuste do ganho proporcional do controle de inércia. Uma comparação da resposta do sistema para vários ajustes do ganho do controlador proporcional está ilustrada nas figuras 5.12 e 5.13.

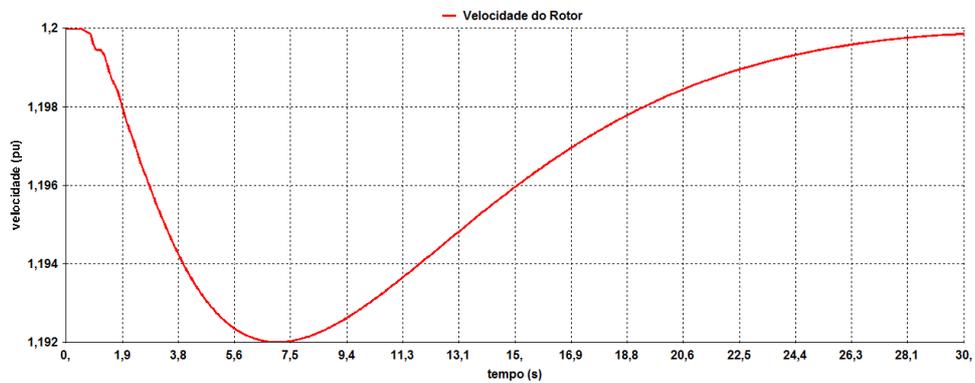


Figura 5.10 – Velocidade dos aerogeradores

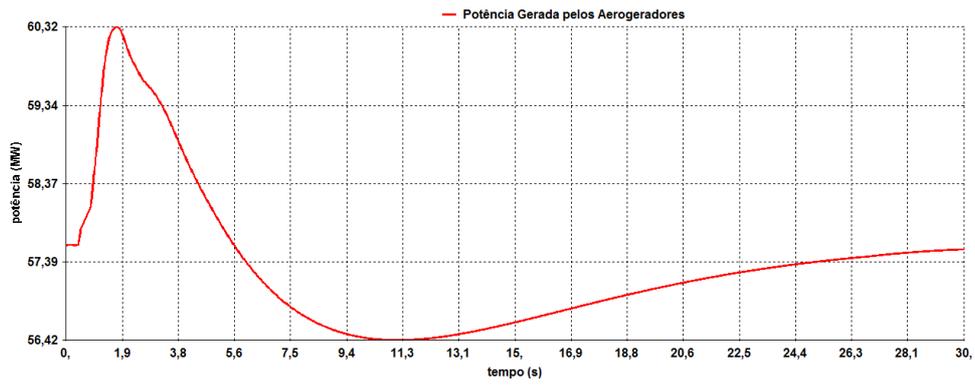


Figura 5.11 – Potência gerada pelos aerogeradores

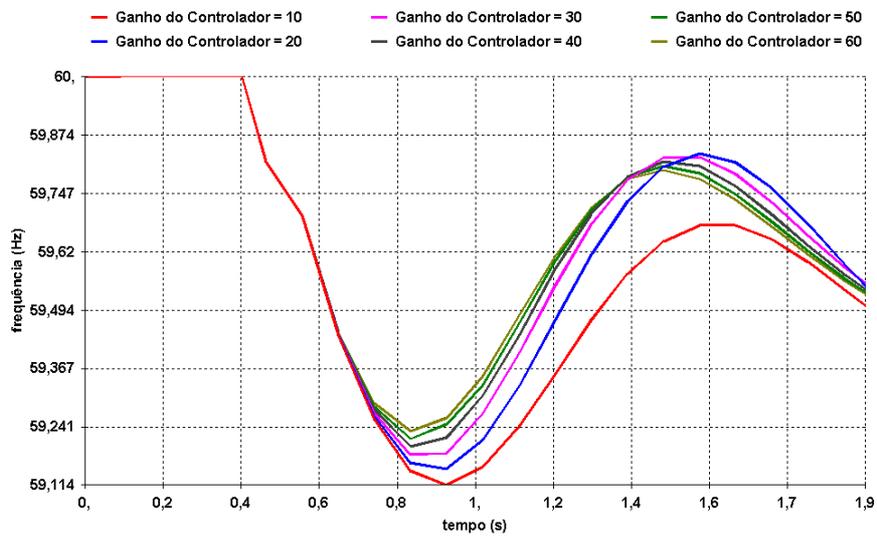


Figura 5.11 – Comparação da resposta do sistema com a variação do ajuste do controle

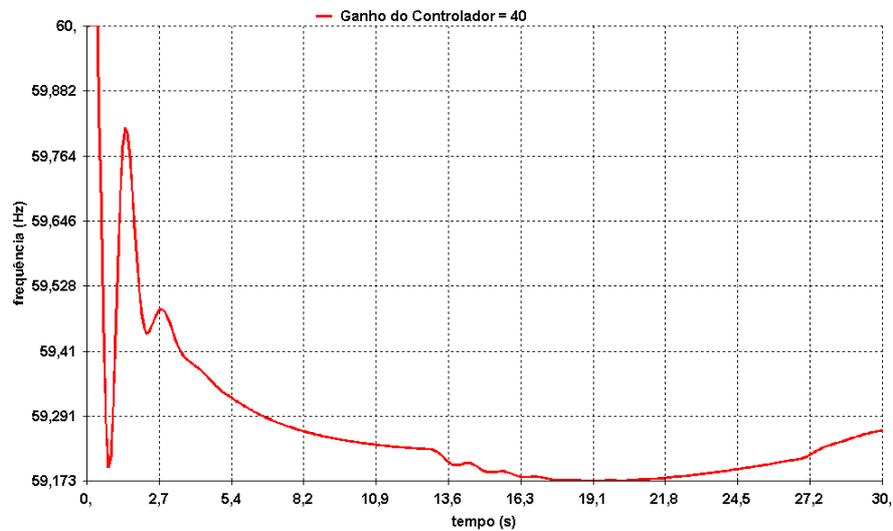


Figura 5.11 – Resposta do sistema para um ganho proporcional igual a 40

Pode-se observar que quanto maior é o ajuste do ganho menor será o desvio máximo da frequência por outro lado, aumentando-se muito o ajuste do ganho, o impacto no sistema quando o efeito do controle é cessado, pode vir a provocar um desvio de frequência maior que o inicial.

# Capítulo 6

## Conclusões

Os resultados das análises realizadas mostram uma tendência de degradação do controle dinâmico da frequência com o aumento da inserção de geração eólica no sistema. Este crescimento é acompanhado de uma redução da inércia do sistema e da reserva primária para controle da frequência.

Diante deste quadro será necessário rever as estratégias e práticas de controle adotadas na operação do sistema, especialmente quanto às políticas de reserva primária e dimensionamento de esquemas automáticos de alívio de cargas e de geração, em função da crescente participação da geração eólica. Além disso, como forma de minimizar as necessidades de alívio de carga e de geração, ou de reduzir limites de intercâmbio, é importante rever os procedimentos de operação quanto aos requisitos de participação da geração eólica na resposta inercial do sistema. Ressalta-se que uma mesma perturbação pode ter diferentes conseqüências, dependendo das condições de operação do sistema.

O controle de inércia se mostrou eficiente na tarefa de reduzir a taxa de declínio bem como o desvio máximo de frequência.

Como trabalho futuro é possível destacar os seguintes itens:

- Realizar estudos para a concepção, dimensionamento e ajuste de um esquema automático de alívio de geração (EAG) para um sistema com alta penetração de energia eólica;
- Realizar estudos para a concepção e utilização de dispositivos Energy Storage;
- Realizar estudos para a concepção de controle de potência ativa de usinas eólicas com reserva de potência;

## Referências Bibliográficas

Neto, S. A., Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw – Dissertação de Mestrado UFPE - Março de 2005

Muljadi, E., et al, Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants, IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications, July 2012.

Tarnowski, G. C., et al, Study on Variable Speed Wind Turbines Capability for Frequency Response, EWEC 2009.

Ferreira, J. A., et al, Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006.

Lalor, G., et al, Dynamic Frequency Control with Increasing Wind Generation, IEEE PESGM 2004.

Lalor, G.; Mullane, A.; O'Malley, M.; Frequency Control and Wind Turbines Technologies, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005.

Gaspar de Almeida, R, Contribuições para a avaliação da capacidade de fornecimento de serviços de sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados. Tese de Doutorado, Porto – Portugal 2006

Weingartner, C. B., Implementação de um controle vetorial aplicado em um gerador de indução duplamente alimentado. Dissertação de Mestrado Florianópolis, Agosto de 2007

Varão, L. R., Avaliação de desempenho de um sistema de geração eólica integrada a um sistema de potência utilizando algoritmos genéticos. Dissertação de Mestrado Rio de Janeiro, setembro de 2008

Vieira Filho, X, Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração 1ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Campus: Eletrobrás, 1984.

Bevrani, H.; Hiyama, T., Intelligent Automatic Generation Control – 2011

Operador Nacional do Sistema (ONS), Controle da geração em operação normal, Módulo 10 dos Procedimentos de Rede, Submódulo 10.6, rev. 1.1, junho 2010.

Pinto de Almeida, L., Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão — Dissertação UFRJ

Freire, A. R., Análise da Segurança da Operação da Região Nordeste quanto ao Controle Dinâmico de Frequência – Nota Técnica DES – Chesf, 2013

Cohn, N., Considerations in the Regulation of Interconnected Areas, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems – 1967

Jaleeli, N.; Ewart, D. N.; Fink, L. H., “Understanding automatic generation control,” IEEE Trans. Power Syst., Vol. 7, No. 3, pp. 1106-1112, 1992

Operador Nacional do Sistema (ONS), Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6, rev. 1.1, Setembro 2010.

Operador Nacional do Sistema (ONS), Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Módulo 23 dos Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, rev. 2.0, Novembro 2011.

Erlich, I.; Wilch, M., Primary frequency control by wind turbines. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010

Koch, F. W.; Erlich, I.; Shewarega, F.; Bachmann, U., Dynamic interaction of large offshore wind farms with the electric. IEEE Powertech Conf., Bologna, Italy, 2003

Hughes, F.M.; Anaya-Lara, O.; Jenkins, N.; Strbac, G., Control of DFIG-based wind generation for power network support. IEEE Transactions on Power Systems, vol.20, no.4, pp. 1958-1966, Nov. 2005.

Morren, J.; Haan, S. W. H.; Kling, W. L.; Ferreira, J. A., Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, Feb. 2006.

Muljadi, E.; Gevorgian, V.; Singh, M.; Santoso, S.; Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants. IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications Denver, Colorado, 2012

Seyedi, M.; Bollen, M., The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance - Elforsk rapport 13:02, STRI January 2013

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, 2004.

L. Holdsworth, L.; Ekanayake, J. B; Jenkins, N., Power System Frequency Response from Fixed Speed and Doubly Fed Induction Generators based Wind Turbines, Wind Energy, Vol. 7, Issue 1, pp. 21-35, 2004.

Moore, I. F., Inertial Response from Wind Turbines. PHD thesis, Cardiff University 2012

Tarnowski, G. C., Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration - PhD Thesis, Technical University of Denmark 2011

Changling Luo; Far, H.G. ; Banakar, H. ; Keung, Ping-Kwan; Boon-Teck Ooi Estimation of Wind Penetration as Limited by Frequency. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.

Arani, M.; El-Saadany, E., Implementing Virtual Inertia in DFIG-Based Wind Power Generation, IEEE Transactions on Power System, Vol. 28, No. 2, 2013

Ullah, N. R.; Thiringer, T.; Karlsson, D., Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines – Potential and Applications, IEEE Transactions on Power System, Vol.23, No.2, 2008

Tarnowski, G. C., Variable Speed Wind Turbines Capability for Temporary Over-production, IEEE PESGM 2009

Tarnowski, G. C., Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration, PhD Thesis, Technical University of Denmark (DTU), 2011

Marinelli, 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, 2011

Clark, K.; Miller, N.W.; Sanchez-Gasca, J. J. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies, 2010

Cepel, Análise de Transitórios Eletromecânicos / ANATEM – Manual do usuário

Cepel, Programa de Análise de Redes / ANAREDE – Manual do usuário

Mota, W. S. Simulação de transitórios eletromecânicos em sistemas de potência, Campina Grande: EPGRAF, 2006.