

Contribuição da Inércia Sintética para a Regulação de Frequência de Sistemas Elétricos de Potência

Edson Zanlorensi Jr. * A.J.A. Simões Costa **

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, SC, (e-mail: edsonzanjr@gmail.com).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, SC, (e-mail: simoes.costa@ufsc.br).

Abstract: The increase in wind energy installed capacity has been considerably reducing greenhouse gas emissions caused by fossil fuel power plants. However, the higher the wind penetration in the system, the more challenging are the technical issues associated with system operation. One of the biggest challenges concerns the effective system inertia reduction: most modern wind turbines are connected to the electrical system through power electronic converters. These converters are responsible for causing an inertial decoupling from the wind generator to the grid. Thus, systems that present a high wind energy penetration tend to show higher oscillations after disturbances, which is undesirable from the system dynamics standpoint. The objective of this work is to analyze some of the control strategies used to synthetically provide inertial response in wind turbines. Computer simulations are carried out to evaluate the contribution of synthetic inertia to the power system frequency regulation.

Resumo: O aumento na penetração de energia eólica na matriz energética vem reduzindo consideravelmente as emissões de poluentes causadas por fontes provenientes de combustíveis fósseis. No entanto, à medida em que a participação eólica na rede torna-se significativa, alguns problemas técnicos associados à operação do sistema elétrico tornam-se mais evidentes. Um dos maiores problemas é a questão da redução da inércia efetiva do sistema: a maioria dos aerogeradores modernos são equipados com conversores de eletrônica de potência que provocam o desacoplamento inercial do gerador eólico à rede elétrica. Dessa forma, sistemas com grande penetração eólica tendem a apresentar maiores oscilações frente a distúrbios na rede, o que é indesejável do ponto de vista do comportamento dinâmico. Este trabalho tem como objetivo a análise de algumas estratégias de controle utilizadas para a obtenção de resposta inercial sintética em aerogeradores. Simulações computacionais realizadas permitem avaliar a contribuição da inércia sintética para a regulação de frequência do sistema elétrico.

Keywords: Wind Turbines; Synthetic Inertia; Wind Energy; Inertia Emulation; Frequency Regulation.

Palavras-chaves: Aerogeradores; Inércia Sintética; Energia Eólica; Emulação de inércia; Regulação de Frequência.

1. INTRODUÇÃO

A geração eólica vem apresentando um crescimento considerável ao longo das últimas décadas, tanto em escala nacional quanto em escala global. No Brasil, estima-se que a participação eólica na matriz energética brasileira seja elevada para 17% até o final de 2029, sendo a fonte eólica o recurso com maior participação na expansão do SIN neste período (EPE, 2019).

No entanto, destacam-se algumas dificuldades técnicas relacionadas ao aumento da penetração de energia eólica no sistema elétrico. Um dos grandes obstáculos inerentes a este aumento da participação eólica é a baixa ou nula inércia rotacional das fontes acopladas via conversores de potência à rede, como é o caso da maioria das unidades eólicas modernas (Dreidy et al., 2017). A inércia das gran-

des massas girantes dos geradores síncronos convencionais tem um papel fundamental na dinâmica do sistema quando da ocorrência de desbalanços entre geração e carga, visto que a energia cinética armazenada nos seus rotores é naturalmente injetada na rede após esse tipo de evento. Por estarem desacopladas da rede através de conversores de potência, as turbinas eólicas modernas não contribuem para a regulação de frequência do sistema, justamente por serem insensíveis às variações da rede. O aumento na penetração eólica no sistema elétrico deve ser, portanto, acompanhado de estratégias de controle que solucionem ou amenizem os efeitos da redução de inércia rotacional na rede elétrica, ocasionados pela diminuição na participação de geradores síncronos convencionais (Tarnowski et al., 2009), (Ramtharan et al., 2007).

A referência (Dreidy et al., 2017) apresenta uma revisão da literatura referente às principais formas de se emular resposta inercial em aerogeradores acoplados por eletrônica de potência à rede. É apresentado um controle baseado na equação de oscilação de máquinas síncronas, com o qual a potência de saída do aerogerador é controlada de modo a ser proporcional à taxa de variação de frequência da rede. Também é mencionado um método que consiste na sobreprodução de potência temporária e constante durante grandes excursões de frequência. O controle por decaimento (*droop*) similar ao encontrado em reguladores de velocidade de geradores convencionais também é apresentado. Além disso, é mencionada a possibilidade de deslocar o ponto de operação do aerogerador para um ponto sub-ótimo, possibilitando que haja uma margem de potência a ser utilizada para a contribuição inercial.

Em (Tarnowski et al., 2009) é apontada a possibilidade de se obter níveis de sobrepotência consideráveis em turbinas eólicas a serem explorados para benefício do operador do sistema. É mostrado, no entanto, que o período de subprodução, necessário para a retomada da velocidade ótima do rotor após a contribuição inercial, é bastante variável e deve ser levado em conta na operação das usinas.

A grande flexibilidade do controle dos conversores de potência permite que os métodos de emulação inercial possam ser facilmente ajustáveis, o que é vantajoso em termos da operação do sistema elétrico. Adicionalmente, isso permite que as estratégias possam ser combinadas entre si. Em (Nguyen et al., 2017), por exemplo, é mostrado que a contribuição inercial do método baseado na equação de oscilação pode ser melhorada quando o controle por decaimento é realizado simultaneamente.

Este artigo tem como objetivo avaliar os impactos da inclusão de inércia sintética na regulação de frequência do sistema elétrico. São feitas análises de sensibilidade dos parâmetros de controle dos métodos de emulação de inércia normalmente utilizados, bem como uma comparação entre as estratégias apresentadas.

O artigo é organizado conforme o apresentado a seguir: a Seção 2 apresenta os conceitos relacionados à dinâmica de frequência da rede elétrica e à modelagem do sistema elétrico para estudos em frequência; na Seção 3 estão contidos os conceitos básicos acerca dos equacionamentos de potência nos aerogeradores; a Seção 4 contém algumas das estratégias de emulação de inércia em aerogeradores; e, por último, a Seção 5 apresenta os resultados e análises de simulações computacionais.

2. DINÂMICA DE FREQUÊNCIA DA REDE ELÉTRICA

Em sistemas de potência convencionais, a grande maioria dos geradores é acoplada diretamente aos pontos de conexão da rede, de forma que variações na velocidade de rotação são automaticamente refletidas na frequência do sistema. Essas variações podem ocorrer a partir de desbalanços entre geração e carga, visto que, quando estes ocorrem, são compensados imediatamente pela energia cinética contida nos rotores das máquinas. A chamada equação de oscilação rege a dinâmica rotacional do gerador e está apresentada a seguir (Kundur, 1994):

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D_T \Delta\omega \quad (1)$$

em que J , ω , T_m , T_e e D_T são, respectivamente, o momento de inércia do gerador ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$), a velocidade angular do rotor (rad/s), o torque mecânico no eixo ($\text{N} \cdot \text{m}$), o torque eletromagnético no eixo ($\text{N} \cdot \text{m}$) e a sensibilidade da carga à frequência ($\text{N} \cdot \text{m} \cdot \text{s}/\text{Hz}$). Quando há um desbalanço entre geração e carga, $T_m \neq T_e$, tem-se que $\frac{d\omega}{dt} \neq 0$ e, portanto, a velocidade do rotor sofre uma variação. Também nota-se que quanto maior o momento de inércia do gerador, menor é a taxa de variação da velocidade. Em situações de desbalanço entre carga e geração, o excesso (ou a falta) de energia gerada é adicionado à (ou subtraída da) energia cinética armazenada na massa girante da máquina.

É possível obter um modelo da equação de oscilação equivalente para a rede. O momento de inércia equivalente da rede é a soma dos momentos de inércia dos geradores individuais, ou seja:

$$J_{eq} = \sum_i J_i \quad (2)$$

Também é possível obter a constante de inércia equivalente do sistema através da seguinte expressão (Moore, 2012):

$$H_{eq} = \sum_i H_i \frac{S_i}{S_b} \quad (3)$$

Onde S_i é a potência nominal do gerador síncrono, S_b é a potência base do sistema e H é a constante de inércia do gerador. Será considerado por simplicidade que todos os geradores síncronos convencionais do sistema possuem a mesma constante de inércia H_g . Desse modo:

$$H_{eq} = \frac{H_g}{S_b} \sum_i S_i \quad (4)$$

onde $\sum_i S_i$ é a soma das potências dos geradores síncronos convencionais da rede. Seja k_{aeg} o fator de penetração eólica na rede, ou seja, $S_{aeg} = k_{aeg} S_b$, onde S_{aeg} é a potência eólica nominal do sistema. Logo, pode-se escrever:

$$\sum_i S_i + S_{aeg} = S_b \quad (5)$$

de onde obtém-se:

$$\sum_i S_i = (1 - k_{aeg}) S_b \quad (6)$$

e, portanto, pela equação (4):

$$H_{eq} = H_g (1 - k_{aeg}) \quad (7)$$

A expressão (7) indica que quanto maior for a penetração eólica na rede, menor é a constante de inércia equivalente do sistema. Observa-se que essa conclusão foi obtida sob a hipótese de que todas as turbinas eólicas do sistema são inercialmente desacopladas da rede elétrica, ou seja, que não contribuem para a inércia efetiva do sistema, conforme mencionado na Seção 1.

Com isso, obtém-se o modelo equivalente da rede através da seguinte equação:

$$\bar{P}_{meq} - \bar{P}_{eeq} - D_{eq} \Delta\bar{\omega} = 2H_{eq} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \quad (8)$$

onde D_{eq} é a sensibilidade da carga à frequência equivalente do sistema, \bar{P}_{meq} é a soma das potências mecânicas de cada gerador e \bar{P}_{eeq} é a soma das potências eletromagnéticas de cada gerador.

3. ENERGIA EÓLICA

A potência extraída por uma turbina eólica de eixo horizontal é dada por (Manwell et al., 2009):

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho U^3 \pi R^2 \quad (9)$$

onde C_p é a eficiência do rotor, ρ é a densidade do ar, U é a velocidade do vento e R é o raio da turbina. O coeficiente C_p é dependente, majoritariamente, do valor da velocidade específica e do ângulo de passo (β). A velocidade específica, denotada por λ , é a relação entre a velocidade linear do ponto extremo da pá e a velocidade do vento, ou seja:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U} \quad (10)$$

onde ω é a velocidade do rotor em rad/s. Essa grandeza é também conhecida do inglês como *Tip-Speed-Ratio* (TSR). O ângulo de passo β é o ângulo entre a linha imaginária que une os dois extremos transversais da pá e o plano de rotação (Dobrovolski, 2009). Esse ângulo não depende da velocidade do vento, mas apenas da orientação da pá.

O coeficiente C_p também é dependente do *design* da turbina. A expressão que determina seu valor pode ser obtida experimentalmente ou analiticamente. A equação (11) apresenta a expressão para C_p que será utilizada neste trabalho (Heier, 1998).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,0068\lambda \quad (11)$$

onde $\frac{1}{\lambda_i} = \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)$.

A Figura 1 mostra as curvas de C_p em função da velocidade específica para valores diferentes de β . Nota-se que cada curva possui um valor máximo para o coeficiente. O valor ótimo ocorre para $\beta = 0^\circ$ e $\lambda = 8,1$, com os quais $C_p = C_p^* = 0,48$. Em operação abaixo da nominal, o valor de β é geralmente fixado em 0° para possibilitar que a turbina opere com o máximo rendimento. Métodos de rastreamento de máxima potência são utilizados para obter máxima extração de potência, e funcionam baseados na alteração da velocidade do rotor visando a velocidade específica ótima (Manwell et al., 2009).

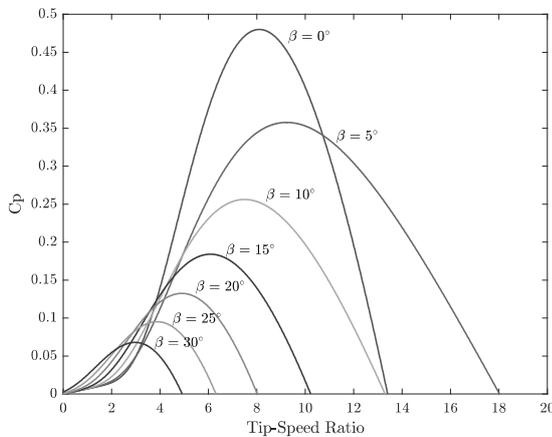


Figura 1. Curvas de eficiência da turbina em função da velocidade específica e do ângulo de passo.

4. EMULAÇÃO DE INÉRCIA

Os geradores síncronos de usinas convencionais contribuem para a regulação de frequência e estabilidade do sistema elétrico quando em ocasiões de desbalanços energéticos na rede elétrica. Essa contribuição ocorre através da imediata injeção ou absorção de energia cinética em seus rotores. As turbinas eólicas modernas, por outro lado, são, em sua maioria, acopladas via eletrônica de potência à rede e, portanto, não possuem a capacidade de responder inercialmente às variações do sistema elétrico. Diversas estratégias de controle para obter resposta inercial são encontradas na literatura. Neste artigo serão apresentadas dois métodos de se obter resposta inercial em aerogeradores desacoplados da rede elétrica, nomeadamente Seguimento Inercial de Rede e Ativação de Resposta em Degrau. Ambos baseiam-se em controlar o torque do gerador como uma função da frequência da rede elétrica.

4.1 Seguimento Inercial de Rede

A ideia deste método é emular o comportamento de geradores síncronos convencionais em aerogeradores. Para isso, é utilizada a equação de oscilação, repetida a seguir, como base da estratégia de controle.

$$P_m - P_e = 2H \frac{df}{dt} \quad (12)$$

onde f é a frequência da rede elétrica. O lado esquerdo da equação representa o desbalanço de potência entre geração e carga. Em geradores convencionais, esse desbalanço é imediatamente compensado através da retirada ou da adição de energia cinética à energia armazenada na massa girante. O método de Seguimento Inercial de Rede consiste em prover um acréscimo/decréscimo de potência do aerogerador dado por $\Delta P = k_{df} \frac{df}{dt}$ quando em situações de desbalanço energético, onde k_{df} é a constante de inércia sintética (não sendo necessariamente o valor da inércia equivalente do sistema eólico). Esse acréscimo/decréscimo de potência é feito através do controle do torque eletromagnético do gerador através do chaveamento adequado dos conversores de potência.

Supondo a ocorrência de subfrequência, tem-se que, quando este método é ativado, a energia cinética armazenada no rotor passa a sofrer um decaimento, o que reduz a velocidade do rotor. Como foi mencionado anteriormente, o aerogerador atua de maneira a ter a máxima eficiência através do rastreamento de máxima potência. Nos métodos de emulação de inércia é, portanto, adicionado um incremento de potência ao valor de potência de referência gerado pelo controle de extração de máxima potência. No entanto, o decréscimo de velocidade do rotor tem como consequência um decréscimo na potência gerada pelo controle de extração de máxima potência, vista a característica de velocidade vs. potência ótima da turbina eólica. Esse efeito tende a diminuir o acréscimo de potência do método de emulação de inércia. Para solucionar esse problema, uma possível estratégia é adicionar um termo compensador proporcional ao desvio de frequência do sistema (Ramtharan et al., 2007), conforme mostrado na Figura 2. Escolhendo adequadamente o valor de K_{droop} , é possível anular ou amenizar o efeito do desvio de potência gerado pelo controle de extração de máxima potência

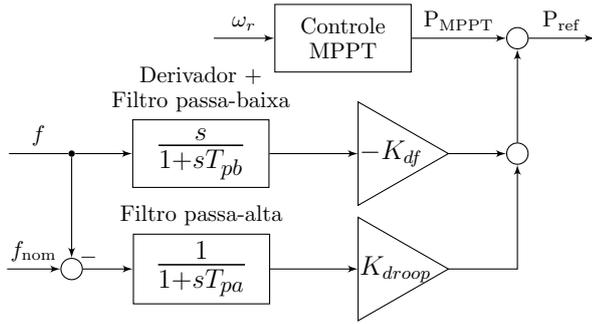


Figura 2. Diagrama de blocos do método de Seguimento Inercial.

(Moore, 2012). O termo compensador também influencia positivamente a excursão da frequência após distúrbios, como mostrado através de simulações contidas na Seção 5.2. Como o controle secundário de frequência é mais lento que o controle primário, é implementado um filtro passa-alta no sinal de excursão de frequência, de modo que, após a contribuição, o adicional de potência associado seja anulado, possibilitando que a velocidade do rotor volte à nominal.

Um problema claro da implementação do método de Seguimento Inercial de Rede é a necessidade da medição da derivada da frequência. Sabe-se que existe ruído associado à frequência do sistema elétrico, portanto uma filtragem do sinal de frequência é necessária a fim de que se evitem grandes variações instantâneas de torque que poderiam ser prejudiciais à máquina.

4.2 Ativação de Resposta em Degrau

A ideia deste método é amenizar o desbalanço de potência através de um acréscimo de potência temporário e constante logo após o distúrbio. A Figura 3 apresenta o gráfico da potência de referência do aerogerador quando sob ativação do método de Ativação de Resposta em Degrau.

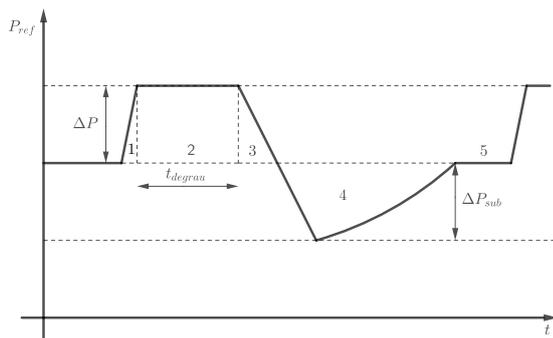


Figura 3. Curva típica da potência de saída do aerogerador durante ativação do degrau de potência.

Existem diferentes estratégias para a ativação da contribuição inercial, sendo comumente utilizada a adoção de uma banda morta em frequência (Tarnowski et al., 2009). Com essa estratégia, a frequência do sistema é comparada a um limite inferior. Na ocasião de subfrequência, o acréscimo de potência é injetado no sistema caso a frequência caia para um valor abaixo deste limite. Neste trabalho, a injeção inicial de potência (equivalente à subida

de potência na região 1 da Figura 3) é controlada de modo a ser proporcional ao desvio de frequência.

O período de subprodução (período indicado na figura com o número 4) é necessário devido ao fato de que, como a energia cinética armazenada no rotor é utilizada para a emulação, é necessário que haja uma reaceleração do rotor de maneira que a operação normal retorne logo após a contribuição por emulação de inércia. Os três métodos para a recuperação da velocidade do rotor apresentados a seguir são encontrados na literatura e apresentados em (Vyver, 2016).

O método de recuperação mostrado na Figura 4a consiste em realizar um controle de decaimento de potência até que esta se iguale à potência obtida pelo método de extração de máxima potência. Quando ambas forem iguais, a potência de referência é novamente gerada a partir do MPPT.

O método de recuperação mostrado na Figura 4b é semelhante ao método 1, com a diferença de o decaimento é controlado até que a potência de referência atinja um valor ΔP_{sub} abaixo do valor de regime pré-ativação. A partir desse ponto, a potência é mantida constante neste valor até que atinja o valor de referência obtido no controle MPPT, como no método 1.

Já no terceiro método, apresentado na Figura 4c, o decaimento da potência é controlado até que seja atingido um valor ΔP_{acc} abaixo da potência aerodinâmica. A partir desse momento a diferença ΔP_{acc} entre a potência de referência e a potência aerodinâmica é controlada de maneira a ser mantida constante, garantindo que haja uma força de restauração que promova o aumento da velocidade do rotor.

5. SIMULAÇÕES E ANÁLISES

Simulações computacionais foram realizadas a fim de verificar o impacto das diferentes estratégias de emulação de inércia na rede elétrica. Para isso, considera-se que o parque gerador do sistema elétrico em questão pode ser representado por uma unidade hidrelétrica equivalente, a qual é modelada através da respectiva equação de oscilação. É também utilizado um regulador de velocidade equivalente aos reguladores de usinas hidrelétricas. As usinas eólicas são também representadas de forma agregada através de um modelo representativo da aerodinâmica da turbina eólica equivalente e de um modelo de extração de máxima potência. Considera-se que a velocidade do vento equivalente não varia durante a resposta inercial, o que é uma aproximação razoável considerando que o modelo do sistema eólico é um modelo agregado, e portanto a potência eólica tem pouca variação na escala de tempo estudada. Este modelo considera que a variação de frequência é “sentida” por todos os aerogeradores do sistema e as curvas de potência eólica mostradas equivalem à soma da potência de todos. Em um sistema real, reconhece-se que nem todos os aerogeradores podem estar operando ou podem fornecer o acréscimo de potência, e portanto o modelo utilizado é aproximado.

Para esta simulação, foi modelado o controle do torque do gerador como um atraso de primeira ordem. Inicialmente foram obtidos resultados de simulação para o método de Ativação de Resposta em Degrau e, em seguida, para

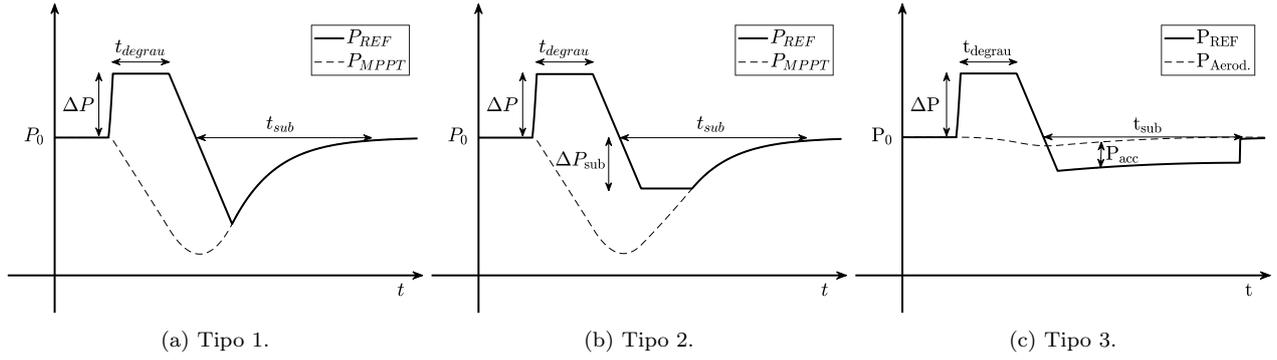


Figura 4. Tipos de recuperação de velocidade no método de Ativação de Resposta em Degrau.

o método de Seguimento Inercial. As simulações foram realizadas através da plataforma Matlab. O diagrama de blocos do sistema considerado está representado na Figura 5.

Em todos os casos apresentados, considera-se uma perturbação de carga em $t = 4$ s, que consiste em um degrau de carga de 5% do valor da carga nominal. A Tabela 1 apresenta as definições de valores base do sistema utilizados na simulação. Pontua-se que alguns desses parâmetros sofreram posteriormente alterações a fim de possibilitar análises comparativas.

Tabela 1. Parâmetros do sistema estudado.

Variável	Descrição	Valor
U_b	Valor base da velocidade do vento	12 m/s
λ_b	Valor base da velocidade específica	8,1
C_{pb}	Valor base da eficiência da turbina	0,48
k_p	Máxima potência na velocidade de vento base	1 pu
β	Angulação mínima da pá (passo)	0°
U	Velocidade do vento	10 m/s
T_{ct}	Constante de tempo do controle de torque	30 ms
H_{aeg}^{eq}	Constante de inércia equivalente do conjunto de aerogeradores	5 s
R	Estatismo do regulador de velocidade do gerador síncrono equivalente da rede	0,05
D	Sensibilidade da carga à frequência equivalente da rede	1 $\frac{puMW}{puHz}$
H_g^{eq}	Constante de inércia do gerador síncrono individual da rede	4,5 s
T_g	Constante de tempo do regulador de velocidade equivalente da rede	0,2
T_w	Tempo de partida nominal da água	1 s
T_r	Constante de tempo do amortecedor	6 s
r	Estatismo transitório	0,25
k_{aeg}	Fator de penetração eólica na rede	0,2
f_n	Frequência nominal/base da rede elétrica	60 Hz

5.1 Método de Ativação de Resposta em Degrau

A resposta do sistema à perturbação com a estratégia de Ativação de Resposta em Degrau foi, em primeiro momento, obtida para o caso base, cujos dados são mostrados na Tabela 2. A Figura 6 apresenta a evolução da frequência pós distúrbio, bem como a potência gerada pelas unidades eólicas e a velocidade do rotor.

Nota-se, nesta simulação, que a inclusão de inércia sintética acarreta uma redução da amplitude da primeira oscilação pós-distúrbio do desvio de frequência, não alterando, no entanto, a taxa inicial de variação de frequência. Logo após o primeiro mínimo, nota-se uma segunda queda na frequência nas curvas com a emulação de inércia. Essa segunda queda ocorre pois o período de recuperação da

velocidade, que equivale a um aumento de carga sob o ponto de vista da rede elétrica, se dá após o mínimo da frequência ter sido atingido. É possível se observar que a maior queda corresponde ao método do tipo 1, seguido pelo método do tipo 2 e finalmente pelo método do tipo 3. Verifica-se, também, que o tempo de subprodução do método do tipo 3 é o maior dentre os três, o que pode ser correlacionado com o menor desvio na frequência devido à recuperação.

Como forma de avaliar os impactos da penetração eólica e dos parâmetros de controle na frequência da rede, foram elaborados os gráficos mostrados na Figura 7. Nesta figura, são plotados os valores de frequência mínima pós-distúrbio considerando os três tipos de recuperação para variações no acréscimo de potência (ΔP), no intervalo de duração do degrau (t_{degrau}), na penetração eólica (k_{aeg}) e na taxa de decaimento de potência após a contribuição (k_{rec}). Os valores do segundo mínimo da frequência, por dependerem do tipo de recuperação adotado, foram plotados para cada uma das três estratégias. Cada um desses parâmetros foram variados dentro de uma faixa de -20% a 20% do valor do parâmetro correspondente ao caso base, sendo os demais mantidos no valor base. A Figura 8 mostra os resultados do tempo de subprodução de potência das unidades eólicas para a mesma análise. Considera-se que o aerogerador está subproduzindo se sua geração é inferior ao valor ótimo de produção (região 4 da Figura 3).

Verifica-se que o efeito de aumentar a contribuição (ΔP) de potência é reduzir a amplitude do desvio de frequência na primeira oscilação subsequente ao distúrbio, e acentuar a segunda queda devido ao período de recuperação. O

Tabela 2. Parâmetros utilizados no método de Ativação de Resposta em Degrau.

Variável	Descrição	Valor
f_{th}	Frequência de ativação (<i>threshold</i>) do degrau de potência	59,8 Hz
t_{deg}	Tempo de duração do degrau de potência	5 s
ΔP	Acréscimo de potência da resposta em degrau	8% da pot. nominal de geração eólica
k_{rec}	Inclinação da rampa de recuperação	0,025
P_{acc}	Diferença entre potência aerodinâmica e referência na recuperação do tipo 1	0,025 pu
ΔP_{sub}	Diferença em relação à potência pré-distúrbio utilizada na recuperação tipo 2	5% da pot. nominal de geração eólica
$dP/d\Delta f_0$	Taxa de injeção inicial de potência	0,8 pu/Hz

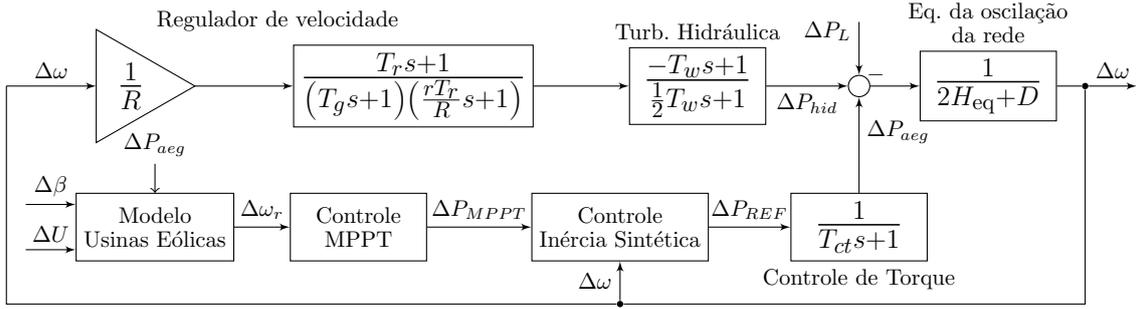


Figura 5. Modelo de simulação.

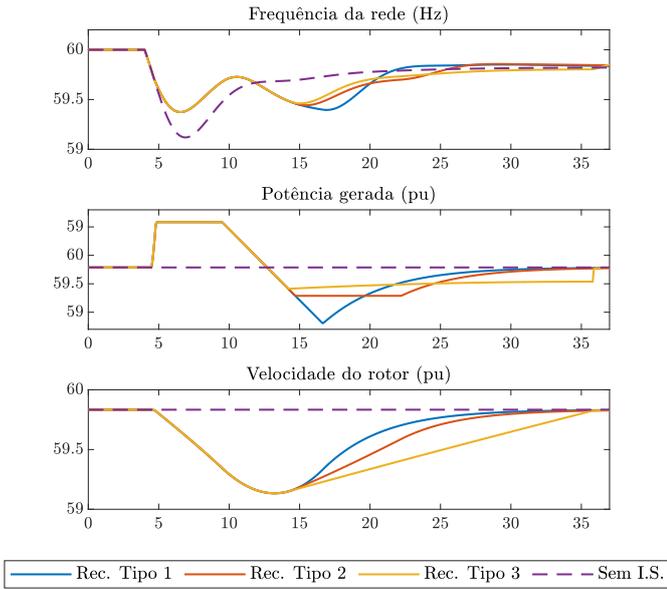


Figura 6. Frequência da rede, potência gerada pelas unidades eólicas e velocidade do rotor após distúrbio de carga considerando parâmetros do caso base.

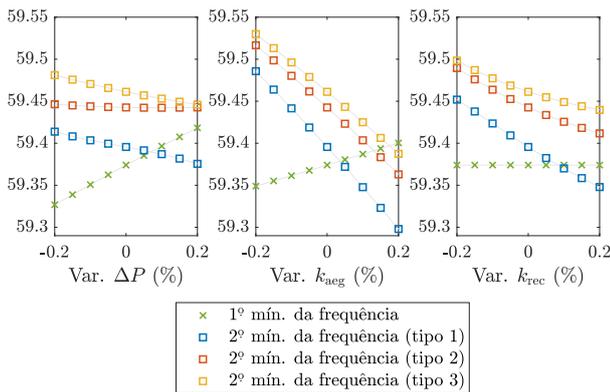


Figura 7. Primeiro e segundo mínimos de frequência (em Hz) considerando variações em parâmetros do sistema.

aumento em ΔP apresenta pouca influência na segunda queda de frequência para estratégia do tipo 2, visto que nesta a potência mínima de subprodução é fixa e constante. Nota-se que o primeiro mínimo de frequência é o mesmo para os três casos, o que ocorre pelo fato de que a recuperação se dá após o mínimo ter sido atingido. Observa-se

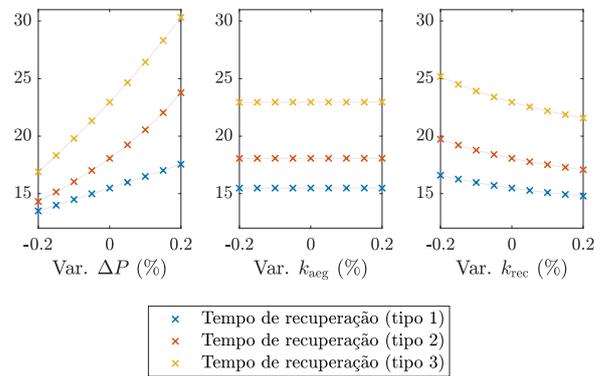


Figura 8. Tempo de subprodução das unidades eólicas (em segundos) considerando variações em parâmetros do sistema.

que o tempo de subprodução de potência aumenta com o aumento em ΔP .

Já o aumento na penetração eólica (k_{aeg}) acarreta numa redução da amplitude do primeiro mínimo, com o custo do aumento da amplitude da segunda queda. Como pode ser visto, a variação na penetração eólica não influencia o tempo de recuperação de velocidade. Em níveis altos de penetração eólica, a segunda queda de frequência é mais severa, de modo que o aumento de potência dos aerogeradores deve ser reduzida de modo a não causar grandes excursões de frequência devido à recuperação. Como exemplo, o sistema foi simulado com uma penetração eólica de 40%, $\Delta P = 0.1$ pu e os demais parâmetros nos valores base. Considerando o tipo 3, o primeiro mínimo de frequência obtido teve um valor de 59.59 Hz, enquanto que o valor do segundo mínimo foi 58.95 Hz, o que é bastante próximo do valor do mínimo sem inércia sintética implementada, de 58.91 Hz. Com uma contribuição menor, como $\Delta P = 0.04$ pu, o primeiro e o segundo mínimos têm, respectivamente, os valores de 59.24 Hz e 59.17 Hz.

Outro parâmetro de importância nas estratégias de recuperação apresentadas é a taxa de decaimento de potência após a contribuição (isto é, k_{rec}). Nota-se que quanto mais rápido o decaimento de potência, maiores são as excursões de frequência no período de recuperação e menores são os tempos de subprodução. Decaimentos mais lentos implicam em maior energia extraída do rotor (maior área da região 3 da Figura 3), e por esse motivo o período de subprodução é maior. Pontua-se no entanto que, para os tipos 2 e 3, a excursão de frequência também depende

dos parâmetros ΔP_{sub} e P_{acc} , respectivamente. Logo, para essas estratégias, taxas maiores de decaimento devem ser acompanhadas de alterações nesses parâmetros de forma a reduzir o impacto na frequência.

5.2 Método de Seguimento Inercial

A estratégia de Seguimento Inercial foi simulada com base nos valores base de parâmetros apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros utilizados no método de Seguimento Inercial.

Variável	Descrição	Valor
k_{df}	Constante de inércia sintética	10
k_{droop}	Constante de decaimento	10
T_{pb}	Constante de tempo do filtro passa-baixa	0.2 s
T_{pab}	Constante de tempo do filtro passa-alta	5 s

Inicialmente foi avaliado o impacto da variação dos ganhos K_{df} e K_{droop} na curva de evolução da frequência pós-distúrbio. Em seguida foram realizadas análises mediante alteração na penetração eólica do sistema. As Figuras 9 e 10 mostram as diferenças na curva de frequência mediante a variação nos parâmetros K_{df} e K_{droop} , respectivamente.

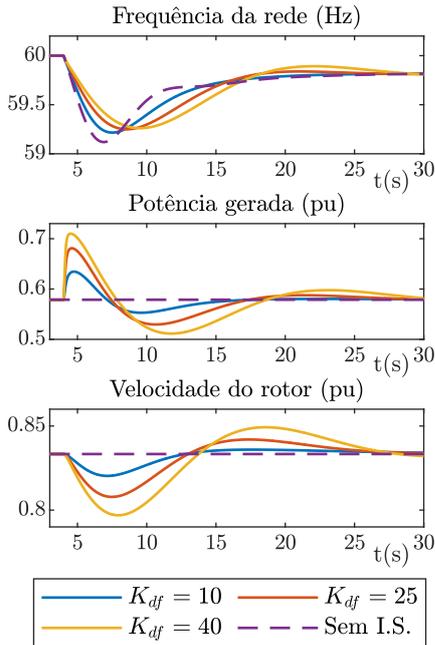


Figura 9. Frequência, potência gerada e velocidade do rotor para diferentes valores de k_{df} .

Nota-se que o método de Seguimento Inercial contribui para reduzir a excursão de frequência do sistema, bem como reduzir a sua taxa de variação inicial. Como pode ser visto, o aumento no ganho K_{df} tem o efeito de aumentar a injeção de potência adicional à rede e diminuir a taxa de variação inicial de frequência. Para $K_{df} = 10$, o mínimo da frequência é 59.216 Hz e a taxa inicial de variação é -0.3626 Hz/s. Para $K_{df} = 40$, esses valores são, respectivamente, 59.261 Hz e -0.2388 Hz/s. Ou seja, nessa faixa de variação, a amplitude da excursão sofreu uma redução de 5.74% e a

taxa de variação inicial de frequência sofreu uma redução de 34.14%. Logo, o aumento no ganho K_{df} tem maior impacto no segundo.

Pontua-se que o aumento excessivo nesse parâmetro pode causar variações bruscas de amplitude elevada na potência que podem causar danos à máquina. Nota-se que aumento nesse parâmetro também causa uma maior na oscilação na potência gerada e na velocidade do rotor. Portanto esse parâmetro deve ser selecionado de tal forma a evitar grandes oscilações no sistema de geração eólica e ainda assim garantir uma contribuição para a regulação da frequência do sistema elétrico.

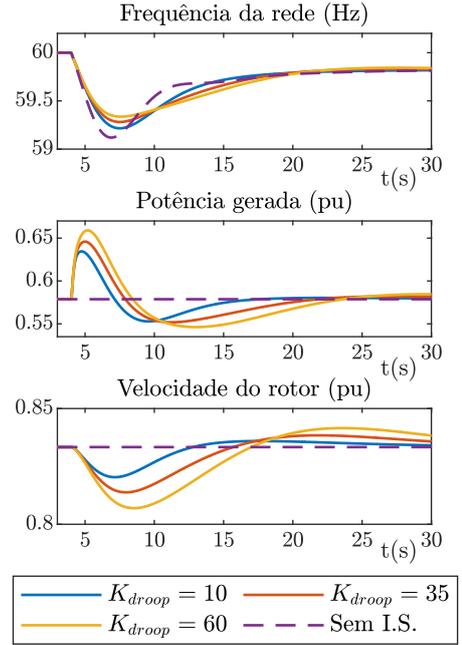


Figura 10. Frequência, potência gerada e velocidade do rotor para diferentes valores de k_{droop} .

Em relação ao parâmetro k_{droop} , observa-se na Figura 10 que o seu aumento tende a provocar a redução da excursão de frequência, não alterando significativamente a taxa de variação inicial de frequência. Verifica-se que, na faixa de variação estudada, a excursão máxima da frequência passou de 0.784 Hz para 0.664 Hz, ou seja, reduziu em 15.31%. Já a taxa de variação de frequência passou de -0.3626 Hz/s para -0.3417 Hz/s, tendo uma redução de 5.76%. Esse parâmetro é mais influente, portanto, na amplitude do excursão da frequência do que na taxa de variação inicial.

A influência da penetração eólica também foi verificada para o método de Seguimento Inercial. Com o aumento da penetração eólica, a constante de inércia da rede é diminuída e, portanto, a taxa de variação de frequência tende a aumentar em sistemas sem inércia sintética implementadas em unidades eólicas. Foi observado que a taxa de variação de frequência com o método de seguimento inercial não é significativamente afetado com a alteração da penetração eólica, de forma que a discrepância entre as taxas de variação de frequência do sistema com a inércia sintética e sem a estratégia torna-se maior. Já em relação à excursão de frequência, nota-se que esta é maior em sistemas com maior penetração eólica. No entanto, a

discrepância entre os mínimos de frequência dos sistemas com e sem a implementação do controle de inércia sintética também torna-se mais evidente conforme a penetração eólica aumenta. As Tabelas 4 e 5 apresentam os dados nos quais essas observações foram baseadas.

Tabela 4. Taxa de variação inicial da frequência considerando diferentes cenários de penetração eólica.

k_{aeg} (%)	Tx. var. freq. (sem I.S.) (Hz/s)	Tx. var. freq. (com I.S.) (Hz/s)	Var. Percentual (%)
10	-0.3971	-0.3615	-9.8673
20	-0.4432	-0.3626	-22.2357
30	-0.5014	-0.3631	-38.0834
40	-0.5770	-0.3630	-58.9564
50	-0.6795	-0.3624	-87.4639

Tabela 5. Mínima frequência do sistema considerando diferentes cenários de penetração eólica.

k_{aeg} (%)	Mín. freq. (sem I.S.) (Hz)	Mín. freq. (com I.S.) (Hz)	Var. Excursão Percentual (%)
10	59.1966	59.2439	-6.2596
20	59.1193	59.2158	-9.3940
30	59.0256	59.1725	-12.4527
40	58.9098	59.1077	-15.3554
50	58.7631	59.0124	-18.0028

5.3 Comparação entre os métodos de Seguimento Inercial e Ativação de Resposta em Degrau

Os resultados obtidos na simulação dos dois métodos de emulação de inércia apresentados mostram que ambas as estratégias podem contribuir com a regulação de frequência do sistema. O método de ativação de resposta em degrau permite reduzir a amplitude da excursão de frequência após perturbações de carga ou perda de geração. No método de seguimento inercial, a contribuição ocorre tanto em relação à amplitude da excursão da frequência quanto em relação à taxa de variação pós distúrbio da frequência. Como neste método a geração de potência é proporcional ao negativo da variação de frequência, a recuperação da velocidade depende da evolução da frequência. Por esse motivo, se o desvio ou a taxa de variação de frequência se mantiverem em valores significativos por muito tempo, a velocidade do rotor pode atingir seu mínimo valor, sendo necessário um sistema de controle para garantir o retorno ao MPPT. Observa-se que o período de subprodução ocorre em instantes em que a taxa de variação de frequência é positiva, de modo que o impacto da recuperação de velocidade na frequência é amenizado. Pontua-se, no entanto, que a complexidade de implementação do método de seguimento inercial é maior, visto que requer o sinal de derivada da frequência. Além disso, a controlabilidade de potência durante a contribuição é menor em relação à outra estratégia, visto que nesse intervalo de tempo a injeção de potência depende da frequência da rede, não sendo explicitamente controlada.

6. CONCLUSÕES

Diante do avanço da inclusão de energia eólica nos sistemas elétricos, novos controles devem ser implementados de forma que essas unidades geradoras contribuam com a regulação de frequência do sistema, visto que os aerogeradores modernos são geralmente desacoplados da rede elétrica

por conversores de potência. Como forma de amenizar a redução de inércia devida ao aumento da penetração eólica, é possível incorporar inércia sintética ao sistema, o que consiste em prover um acréscimo temporário na potência gerada pelas unidades eólicas durante perturbações como aumentos de carga e perdas de geração. É demonstrado neste artigo que os dois métodos de implementação de inércia sintética apresentados - nomeadamente Ativação de Resposta em Degrau e Seguimento Inercial - podem realmente contribuir para a regulação de frequência nos instantes iniciais após distúrbios de carga/perda de geração, promovendo redução das excursões da frequência e/ou taxa de variação de frequência. Verifica-se a importância da seleção adequada dos parâmetros do controle de inércia sintética, visto que apresentam grande influência no que se refere aos impactos na frequência do sistema.

7. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da CAPES, viabilizado através do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC. Adicionalmente, A. Simões Costa agradece o suporte financeiro do CNPq via Proc. 313468/2018-4.

REFERÊNCIAS

- Björnstedt, J. (2012). *Integration of non-synchronous generation*. Ph.D. Thesis, Lund University.
- Dobrovolski, V. A. (2009). Fundamentals of Energy Extraction from Wind. *Renewable Energy Sources Charged with Energy from the Sun and originated From Earth-Moon Interaction*, volume 1.
- Dreidy M., Mokhlis H. e Saad M. S. (2017). Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, p.144-155.
- EPE (2019). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética.
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons Ltd.
- Kundur, P. (1994). *Power Systems Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc.
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. e Rogers, A.L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, design and application*. John Wiley and Sons, Ltd.
- Moore, I.F. (2012). *Inertial Response from Wind Turbines*. Ph.D. Thesis, Cardiff University, United Kingdom.
- Nguyen, H. T., Yang, G., Nielsen, A.H. e Jensen, P.H. (2017). Frequency Stability Enhancement for Low Inertia Systems using Synthetic Inertia of Wind Power. *In Proceedings of 2017 IEEE PES General Meeting IEEE*.
- Ramtharan, G., Ekanayake, J.B. e Jenkins, N. (2007). Frequency support from doubly fed induction generator wind turbine. *IET Renewable Power Generation*, volume 1, issue 1, 3-9.
- Tarnowski, G. C., Kjar, P. C., Sorensen, P. E. e Ostergaard, J. (2009). Variable speed wind turbines capability for temporary over-production. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, 1-7.
- Vyver, J.V. (2016). *Support of Grid Frequency Control by Wind Turbines*. Ph.D. Thesis, Ghent University, Belgium.