

Controle PD de oscilações no ângulo de *pitch* da plataforma de turbina eólica *offshore* flutuante*

Rafael J. S. Nogueira* René D. O. Pereira* Davi R. Lins*
José N. do Nascimento Jr* Juan P. R. Moreira* Victor P. B. Aguiar**,*
Ricardo T. S. Pontes*

* Grupo de Pesquisa em Energia Eólica Offshore (GPEEO), Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza-CE

** Universidade do Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró-RN

(e-mails: rafaeljuca@det.ufc.br, reneolimpio@alu.ufc.br, davilins@alu.ufc.br, juniornogueira@alu.ufc.br, juanmoreira@alu.ufc.br, victor@ufersa.edu.br, ricthe@dee.ufc.br)

Abstract: This work presents a structural control methodology for floating offshore wind turbines (FOWT), using active control. The purpose of the control is to attenuate oscillations in the pitch angle, which cause vibrations in the structure and which negatively affect others control systems of the FOWT. This control results, therefore, in efficiency and safety gains for the whole set. The proposed control system is composed of a tuned mass damper (TMD) and a proportional-derivative (PD) controller. The controller calculates an external force that is applied to the mass of the TMD, improving its dynamic response to attenuate vibrations in the FOWT structure. To demonstrate the effectiveness of the proposed active TMD, simulations performed in the OpenFAST tool are presented, using the 5 MW wind turbine from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) with the ITI Energy Barge. In the simulation results, the temporal responses of the dynamics with the proposed control system are compared with the responses of the cases without control and with passive TMD, for constant wind and irregular waves. This comparison shows that the proposed control system better attenuates oscillations in the platform pitch angle, as well as reduces oscillations in the output power and speed of the generator.

Resumo: Este trabalho apresenta uma metodologia de controle estrutural de turbinas eólicas *offshore* flutuantes (FOWT, do inglês *floating offshore wind turbine*), utilizando controle ativo. O objetivo do controle é atenuar oscilações no ângulo de *pitch*, que causam vibrações na estrutura e que afetam negativamente outros sistemas de controle da FOWT. Este controle resulta, portanto, em ganhos de eficiência e de segurança para o conjunto. O sistema de controle proposto é composto por um amortecedor de massa sintonizada (TMD, do inglês *tuned mass damper*) e um controlador proporcional-derivativo (PD). O controlador calcula uma força externa que é aplicada à massa do TMD, melhorando a sua resposta dinâmica para atenuar as vibrações na estrutura da FOWT. Para demonstrar a eficácia do TMD ativo proposto, são apresentadas simulações realizadas na ferramenta OpenFAST, utilizando a turbina eólica de 5 MW do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) com a barça *ITI Energy Barge*. Nos resultados de simulação, as respostas temporais da dinâmica com o sistema de controle proposto são comparadas com as respostas dos casos sem controle e com TMD passivo, para vento constante e ondas irregulares. Esta comparação mostra que o sistema de controle proposto atenua melhor as oscilações no ângulo de *pitch* da plataforma, como também reduz as oscilações na potência de saída e na velocidade do gerador.

Keywords: Floating offshore wind turbine; structural control; tuned mass damper; PD controller; OpenFAST.

Palavras-chaves: Turbina eólica *offshore* flutuante; controle estrutural; amortecedor de massa sintonizado; controlador PD; OpenFAST.

1. INTRODUÇÃO

A melhoria da atratividade financeira das fontes de energia classificadas como renováveis é sine qua non à continuidade dos avanços em transição energética, foco do esforço mundial pela contenção das mudanças climáticas. A energia está bem caracterizada como um produto cuja demanda invariavelmente cresce. Concorrendo em um mercado tão acirrado quanto o de energia, as energias renováveis requerem eficiência constante, visando a redução do custo nivelado da energia (LCOE, do inglês *levelized cost of energy*) o aumento da eficiência em sua produção, incluindo ganhos em segurança e confiabilidade (GWEC, 2022b).

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, do inglês *International Renewable Energy Agency*), durante 2002, apenas 15% da expansão capacidade mundial de geração de energia correspondeu às fontes renováveis, participação que cresceu para 52%, em 2012 e chegou a 83%, em 2022 (IRENA, 2023b). Ao passo que o LCOE da energia eólica *offshore* caiu de 0,162 USD/kWh, em 2010 para 0,084 USD/kWh, em 2020 (IRENA, 2021). Um segmento do mercado de energias renováveis ainda consideravelmente novo e com muitos horizontes tecnológicos exploráveis é o de energia eólica *offshore* (GWEC, 2022a). Ao comparar os totais para os anos de 2020 e 2021, a capacidade instalada da energia eólica *offshore* cresceu (em termos de porcentagem) mais do que qualquer outra energia renovável, incluindo a eólica *onshore* (IRENA, 2023a). A eólica *offshore* tem apresentado um crescimento consistente, alternando com a energia solar fotovoltaica em primeiro lugar em crescimento, desde 2014 (IRENA, 2023a). Ainda assim, a capacidade de eletricidade da energia eólica *offshore* em 2020 era equivalente a menos de 10% da capacidade da energia *onshore* ou solar, e menos de 2% do total de energia renovável em 2021 (IRENA, 2023a).

Durante o ano de 2021, apenas 57 MW dos 21,1 GW em novas instalações *offshore* foram por meio do sub segmento *offshore* flutuante (GWEC, 2022b). A energia eólica *offshore* flutuante oferece maior flexibilidade quanto às condições batimétricas para a instalação de novas usinas e facilita a expansão das plantas para regiões mais distantes da costa. Como as outras tecnologias de energias renováveis marítimas, a eólica *offshore* possibilidade sinergia com a indústria marítima de petróleo e gás, possibilitando o compartilhamento de tecnologias e a transição de empregos e equipamentos, associados à suas cadeias produtivas, quais poderiam ser impactados pelas transformações na matriz energética mundial, reduzindo assim os possíveis impactos negativos de tal transição (IRENA, 2020).

No entanto, é fundamental a garantia da segurança das estruturas e da disponibilidade da energia, ante ao que surgem novos desafios, como os relacionados às vibrações causadas pelas oscilações das bases flutuantes, provocadas pela incidência de ventos e ondas. O aumento das vibrações também pode impactar os custos de operação e manutenção (O&M), identificados como os principais contribuintes para o preço da energia eólica, constituindo 10 a 20% do seu LCOE (Moy-nihan et al., 2022).

* Os autores agradecem o suporte financeiro das seguintes instituições de fomento: CAPES, CNPq e FUNCAP.

Várias técnicas de controle para mitigar vibrações em turbinas eólicas, sejam elas passivas, ativas ou semi-ativas, foram propostas na literatura. As estratégias ativas têm recebido menor atenção no campo de controle de vibrações em turbinas eólicas devido ao uso de fontes de energia externas e à aplicação de metodologias de controle bastante complexas. Com foco em mitigação de vibrações com controle ativo, as estruturas de TMDs ativos foram as mais utilizadas (Lackner and Rotea, 2011; Brodersen et al., 2017; Hu et al., 2017; Li and Gao, 2015). Diferentes tipos de metodologias de controle foram propostas, como H-infinito (Lackner and Rotea, 2011; Li and Gao, 2015), realimentação de estados (Brodersen et al., 2017), metodologias adaptativas (Hu et al., 2017). Em comparação com o TMD passivo, o TMD ativo pode obter um desempenho de controle melhor com uma massa sintonizada menor. Para tornar o TMD ativo mais prático, sugere-se o uso de limitadores de deslocamento (Hu and He, 2017; Cong, 2019). Estudos também consideraram o efeito da interação entre o atuador e a estrutura, concluindo que modelos que consideram essa interação são ligeiramente mais eficazes na redução de vibrações na turbina (Stewart and Lackner, 2011).

Portanto, este trabalho se dedica a explorar a possibilidade do emprego de estratégias de controle ativo na atenuação de vibrações em FOWTs, estudando sua influência sobre o montante de energia gerado. É apresentada uma metodologia de controle estrutural de FOWTs, utilizando controle ativo para realizar o controle do ângulo de *pitch* da plataforma, onde o objetivo de controle é atenuar vibrações. O sistema de controle proposto é composto por um TMD e um sistema de controle PD.

O trabalho está organizado como segue: a Seção 2 apresenta a ferramenta OpenFAST e o conjunto da FOWT utilizada nas simulações, a Seção 3 trata do TMD ativo com controlador PD, os resultados de simulações para vento constante e ondas irregulares são apresentados na Seção 4 e na Seção 5 são discutidas as conclusões do trabalho.

2. OPENFAST: FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

O OpenFAST é uma ferramenta de código aberto desenvolvida pelo NREL dos Estados Unidos da América, sendo uma ferramenta multi-física para simular a resposta dinâmica de turbinas eólicas. A turbina eólica pode ser modelada em terra ou no mar e em estruturas de base fixa ou flutuante. Ele acopla módulos computacionais de aerodinâmica, hidrodinâmica (para estruturas *offshore*), eletrodinâmica e controle, para permitir simulações de modelos não-lineares no domínio do tempo (Jonkman, 2007; Jonkman and Buhl, 2007).

A turbina eólica utilizada neste trabalho foi desenvolvida pelo NREL e é conhecida como turbina eólica de referência NREL 5 MW. Esta turbina eólica é uma turbina convencional de três pás, contra o vento, com velocidade e ângulo de *pitch* das pás variáveis (Jonkman et al., 2009). A Tabela 1 apresenta as especificações técnicas da turbina NREL 5 MW, onde o acrônimo CM é centro de massa.

É importante notar que a turbina eólica de referência NREL 5MW já possui dois sistemas de controle muito importantes: o controlador de torque do gerador e o controlador de

Tabela 1. Especificações técnicas para a turbina eólica NREL 5 MW.

| | |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| Potência nominal | 5 MW |
| Orientação do rotor | <i>upwind</i> (contra o vento) |
| Controles | de torque e de <i>pitch</i> das pás |
| Diâmetros do rotor e do <i>hub</i> | 126 m, 3 m |
| Altura do <i>hub</i> | 90 m |
| Velocidade nominal do rotor | 12,1 rpm |
| Velocidade nominal do gerador | 1173,7 rpm |
| Torque nominal do gerador | $4,3093 \cdot 10^4$ Nm |
| Torque máximo do gerador | $4,7402 \cdot 10^4$ Nm |
| Massa do rotor | $1,1 \cdot 10^5$ kg |
| Massa da nacele | $2,410^5$ kg |
| CM da nacele no eixo x_n | 1,9 m |
| CM da nacele no eixo z_n | 1,75 m |

ângulo de *pitch* coletivo das pás do rotor. O objetivo do primeiro é maximizar a potência do gerador quando ela está abaixo do seu valor nominal. O segundo tem como objetivo regular a velocidade do gerador quando ela está acima do seu valor nominal (Jonkman et al., 2009).

Diferentes configurações de plataformas flutuantes são possíveis para turbinas eólicas *offshore*, como a boia de longarina (SB, do inglês *spar buoy*), a plataforma de perna tensionada (TLP, do inglês *tension leg platform*) e o conceito de barça (do inglês *barge*). A plataforma SB alcança a estabilidade usando um lastro para posicionar o centro de gravidade abaixo do centro de flutuabilidade e pode ser amarrada por linhas catenárias ou tensionadas. Na TLP, a tensão na linha de amarração é provocada pelo excesso de flutuabilidade na plataforma, dessa forma garantindo a estabilidade. O conceito de barça se mantém estável por meio de sua área de contato com a água e geralmente é atracado por linhas de amarração catenárias (Butterfield et al., 2007).

Este trabalho também utiliza a plataforma flutuante *ITI Energy Barge*. Trata-se de uma estrutura flutuante do tipo barça, ancorada por um sistema de oito cabos catenários para evitar a deriva (Jonkman, 2007). A Tabela 2 apresenta as especificações técnicas da plataforma *ITI Energy Barge*.

Tabela 2. Especificações técnicas para a plataforma *ITI Energy Barge*.

| | |
|----------------------------------|-----------------------|
| Dimensões (L x C x A) | 40 m x 40 m x 10 m |
| Calado | 4 m |
| Deslocamento de água | 6000 m ³ |
| Massa da plataforma | $5,452 \cdot 10^6$ kg |
| Profundidade de âncora | 150 m |
| Comprimento do cabo não esticado | 473,3 m |
| Diâmetro do cabo | 0,0809 m |
| Densidade de massa do cabo | 130,4 kg/m |
| Rigidez extensional do cabo | $5,89 \cdot 10^5$ kN |

3. TMD ATIVO COM CONTROLADOR PD

Considerando um sistema de coordenadas retangulares com origem na plataforma da turbina, uma FOWT tem seis graus de liberdade de movimento. Três lineares e três rotacionais. Os movimentos lineares são:

- *Surge*: movimento linear na direção x ;
- *Sway*: movimento linear na direção y ;
- *Heave*: movimento linear na direção z .

Os deslocamentos rotacionais são:

- *Roll*: movimento rotacional em torno de x ;
- *Pitch*: movimento rotacional em torno de y ;
- *Yaw*: movimento rotacional em torno de z ;

Portanto, por motivo de simplicidade, no controle de oscilações na plataforma de uma FOWT, este trabalho lida apenas com o grau de liberdade relativo ao ângulo de *pitch* da plataforma, deixando os outros graus de liberdade fora do escopo da pesquisa.

Para realizar o controle do ângulo de *pitch* da plataforma, o sistema de controle proposto é composto por um TMD e um controlador PD. O sistema de controle está localizado na nacele da turbina eólica. A Fig. 1 ilustra o esquema do sistema de controle.

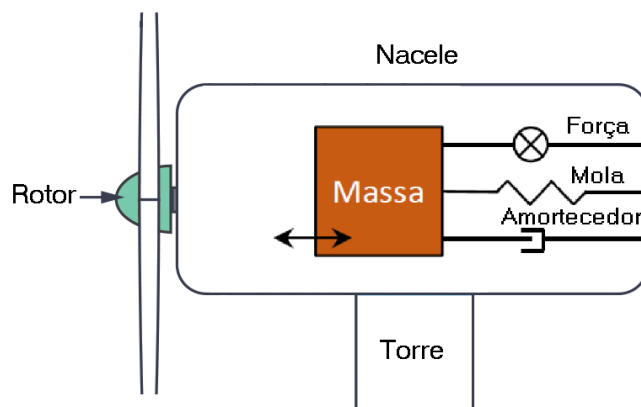


Figura 1. Esquema de um TMD ativo instalado na nacele de uma turbina eólica.

O controlador PD calcula uma força externa que é aplicada à massa do TMD, melhorando sua resposta dinâmica para atenuar as vibrações na estrutura da FOWT. A expressão de um controlador PD no domínio do tempo é dada por

$$u(t) = K_c \left(e(t) + T_d \frac{de(t)}{dt} \right), \quad (1)$$

onde t é o tempo no domínio contínuo, $u(t) = F(t)$ é o sinal de controle, $F(t)$ é a força aplicada à massa, $e(t)$ é o sinal de erro do sistema de controle, $\frac{d}{dt}$ é o operador de derivada, K_c é o ganho proporcional e T_d é tempo derivativo.

Em aplicações práticas, para a implementação própria do controlador PD e para evitar uma reposta no tempo muito agressiva, é necessária a utilização de um filtro derivativo passa-baixas. Este filtro, com constante de tempo T_f , é colocado em série com o termo derivativo ou com a expressão do controlador.

Note que TMDs passivos são atuadores que apenas atenuam oscilações em torno de um ponto de operação, mas não são capazes de mudar este ponto de operação. Assim, por motivo de simplicidade, explica-se a escolha de um controlador PD ao invés de controladores PI ou PID. Diferentemente de controladores PI e PID, o controlador PD não segue a referência do sistema de controle, nem rejeita perturbações constantes e a sua referência é sempre igual a zero. No entanto, ele tem a capacidade de atenuar perturbações oscilatórias, como perturbações do tipo senoidal. O objetivo de controle é, portanto, a atenuação de perturbações oscilatórias.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para demonstrar a eficácia do sistema de controle proposto, são apresentados resultados de simulações realizadas no OpenFAST. As simulações foram realizadas utilizando o OpenFAST versão 3.3.0 e o controlador PD foi implementado através da *Bladed interface*. Os resultados foram analisados em outra ferramenta computacional, o MATLAB®.

O caso da FOWT com TMD ativo com controlador PD é comparado com os casos da FOWT sem controle de vibrações e com o TMD passivo. Além de se avaliar o desempenho de cada caso quanto às oscilações no ângulo de *pitch* da plataforma (PtfmPitch), também é avaliado o nível de oscilações na velocidade do gerador (GenSpeed) e na potência de saída do gerador (GenPwr). A avaliação realizada com estas duas outras variáveis tem o objetivo de estudar como se dá a influência do controle de oscilações no ângulo de *pitch* da plataforma sobre outras importantes variáveis da FOWT. Além disso, outro objetivo é estudar como são afetados os outros sistemas de controle da turbina eólica de referência NREL 5MW.

Para a avaliação quantitativa do desempenho de cada caso utilizou-se o índice de desempenho da integral do erro absoluto (IAE, do inglês *integrated absolute error*). Este índice é utilizado para quantificar o nível de variações de um determinado sinal em torno de um valor de referência. Desse modo, quanto menor o seu valor, menor a variação do sinal em torno da referência. O IAE é calculado por

$$IAE = \int_0^{t_f} |A_r - x(t)| dt, \quad (2)$$

onde A_r é o valor de referência, $x(t)$ é o sinal analisado e t_f é o tempo final da simulação.

Como se considera apenas vento constante, o controle do ângulo de *pitch* da plataforma é realizado em apenas um ponto de operação $PtfmPitch_o = 1.5572^\circ$. Desse modo, o sinal de ângulo de *pitch* da plataforma utilizado pelo controlador PD é $PtfmPitch_{PD} = PtfmPitch - PtfmPitch_o$, mantendo-se a referência do sistema de controle PD igual a zero. Assim, o sinal de erro do controlador é dado por $e(t) = -PtfmPitch_{PD}$.

Para o cálculo do IAE, as referências para cada variável analisada são dadas por $A_{PtfmPitch} = 1.5572^\circ$ para o ângulo de *pitch* da plataforma, $A_{GenSpeed} = 1173.7$ rpm para a velocidade do gerador e $A_{GenPwr} = 5 \cdot 10^3$ kW para a potência do gerador. Os dois últimos valores de referência são os valores nominais da velocidade do gerador e da potência de saída do gerador.

4.1 Simulações com vento constante e ondas irregulares

As simulações foram realizadas com vento constante de velocidade 13 m/s e modelo cinemático de ondas irregulares com espectro de JONSWAP/Pierson-Moskowitz. O tempo total de simulação foi de $t_f = 600$ s. Um resumo dos parâmetros de simulação utilizados é apresentado no Apêndice A.

O controlador PD foi sintonizado com $K_c = -1.7216 \cdot 10^6$, $T_d = -1.2189$. Foi usado também um filtro derivativo em série com o controlador, de constante de tempo $T_f = 15.4349$.

A identificação do modelo linear e o método de sintonia do controlador PD estão fora do escopo deste trabalho, portanto, não serão apresentados.

As respostas no tempo de ângulo de *pitch* da plataforma, velocidade do gerador e potência do gerador são apresentadas na Fig. 2. Como pode ser visto nesta Figura, as respostas da FOWT com o TMD ativo apresentam menos oscilações do que os outros casos.

Na Tabela 3 são apresentados os valores de IAE para os três casos. Nota-se que o TMD ativo possui os menores valores para as três variáveis analisadas, portanto, apresentando menos variações em torno dos valores de referência.

Tabela 3. Índice de desempenho IAE ($\times 10^2$). Os melhores índices estão em negrito.

| | PtfmPitch | GenSpeed | GenPwr |
|--------------|-------------|---------------|---------------|
| Sem controle | 10,87 | 417,01 | 1.105,81 |
| TMD passivo | 10,19 | 401,27 | 1.036,51 |
| TMD ativo | 7,36 | 284,28 | 581,34 |

A Tabela 4 apresenta os valores percentuais de redução do IAE quando se considera o caso da FOWT com TMD ativo. Como pode ser notado, a estratégia proposta reduziu consideravelmente as oscilações nas três variáveis de interesse. A variável que possui a maior redução das oscilações, em termos do IAE, foi a potência de saída do gerador. É importante observar que essa é a variável mais importante em uma FOWT.

Tabela 4. Redução percentual do IAE com o TMD ativo.

| | PtfmPitch | GenSpeed | GenPwr |
|--------------|-----------|----------|---------|
| Sem controle | -32,29% | -31,83% | -47,43% |
| TMD passivo | -27,78% | -29,16% | -43,91% |

5. CONCLUSÃO

Este trabalho propôs um sistema de controle estrutural de FOWTs baseado em um TMD ativo com controlador PD. Quando comparado com a maioria dos sistemas de controle estrutural presentes na literatura, o sistema proposto é mais simples.

Para vento constante e ondas irregulares, as respostas dinâmicas da FOWT no domínio do tempo, com o sistema de controle proposto, foram comparadas com as respostas dos casos sem controle e com TMD passivo. Utilizando o índice de desempenho IAE, o sistema de controle proposto atenua melhor as vibrações no ângulo de *pitch* da plataforma, sendo 27,78% melhor que o caso com TMD passivo e 32,29% melhor do que o caso sem controle. Ele também reduz as oscilações na velocidade e na potência de saída do gerador, indicando que tem influência positiva sobre os outros sistemas de controle da FOWT. A redução foi de até -47,43% nas oscilações da potência de saída do gerador.

Como trabalhos futuros, pretende-se pesquisar o caso de ventos de velocidade variável, realizando em tempo real a estimação do ponto de operação do sistema de controle. Também será explorado o controle multivariável de *pitch* e *roll* da plataforma, com a utilização dos dois graus de liberdade de um TMD omni-direcional.

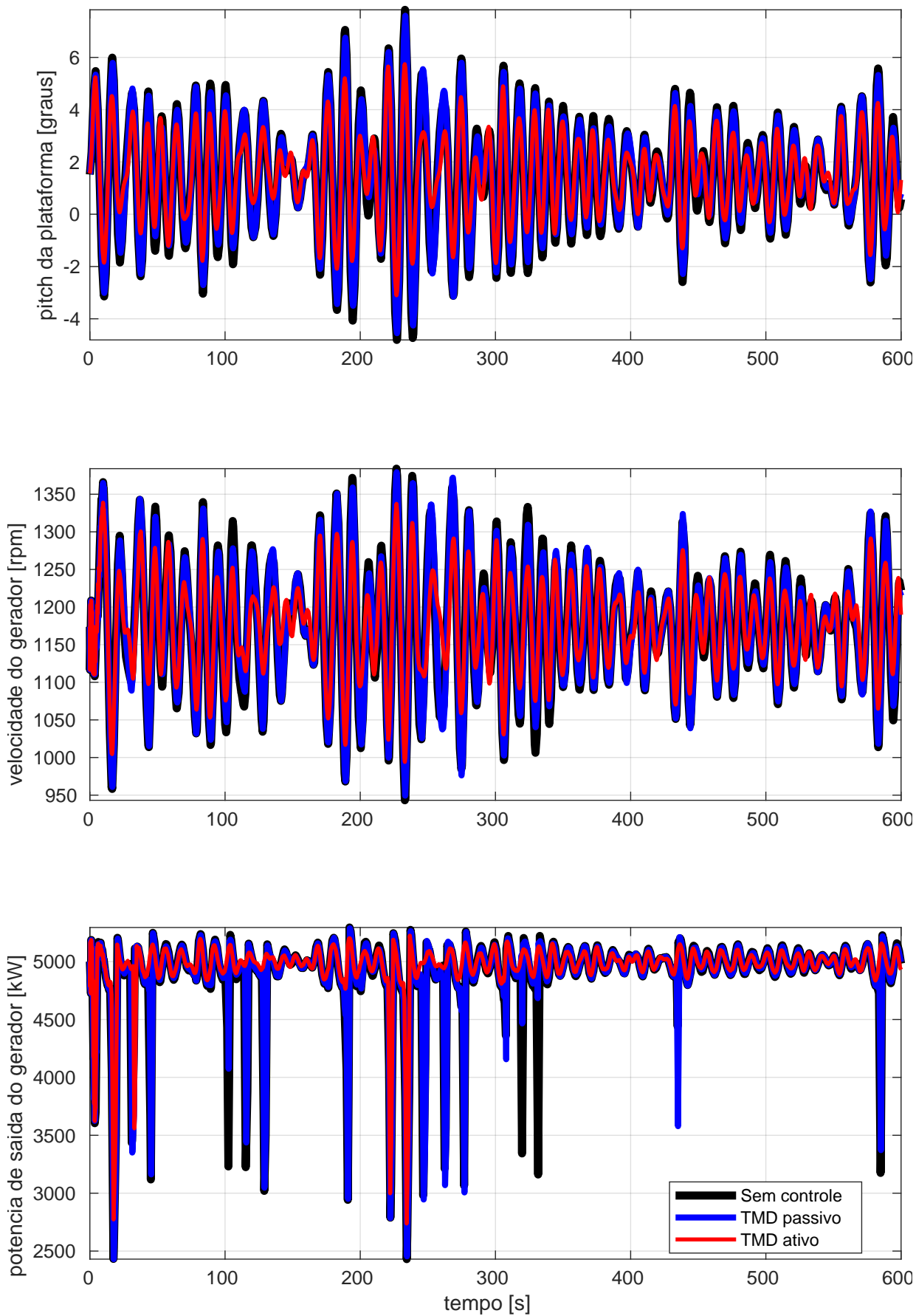


Figura 2. Respostas no tempo do ângulo de *pitch* da plataforma, da velocidade do gerador e da potência do gerador.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro das seguintes instituições de fomento: CAPES, CNPq e FUNCAP.

REFERÊNCIAS

- Brodersen, M.L., Bjørke, A.S., and Høgsberg, J. (2017). Active tuned mass damper for damping of offshore wind turbine vibrations. *Wind Energy*, 20(5), 783–796.
- Butterfield, S., Musial, W., Jonkman, J., and Scлавounos, P. (2007). Engineering challenges for floating offshore wind turbines. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Cong, C. (2019). Using active tuned mass dampers with constrained stroke to simultaneously control vibrations in wind turbine blades and tower. *Advances in Structural Engineering*, 22(7), 1544–1553.
- GWEC (2022a). Floating offshore wind-a global opportunity. Technical report, Global Wind Energy Council (GWEC), Bruxelas.
- GWEC (2022b). Global offshore wind report 2022. Technical report, Global Wind Energy Council (GWEC), Bruxelas.
- Hu, Y. and He, E. (2017). Active structural control of a floating wind turbine with a stroke-limited hybrid mass damper. *Journal of Sound and Vibration*, 410, 447–472.
- Hu, Y., Chen, M.Z., and Li, C. (2017). Active structural control for load mitigation of wind turbines via adaptive sliding-mode approach. *Journal of the Franklin Institute*, 354(11), 4311–4330.
- IRENA (2020). Potencializar a economia azul energias renováveis marítimas. Technical report, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- IRENA (2021). Offshore renewables: An action agenda for deployment (a contribution to the g20 presidency). Technical report, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- IRENA (2023a). Renewable capacity statistics 2023. Technical report, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- IRENA (2023b). World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway; preview. Technical report, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- Jonkman, J. and Buhl, M. (2007). Development and verification of a fully coupled simulator for offshore wind turbines. In *45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 212.
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., and Scott, G. (2009). Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Jonkman, J.M. (2007). *Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine*. University of Colorado at Boulder.
- Lackner, M.A. and Rotea, M.A. (2011). Structural control of floating wind turbines. *Mechatronics*, 21(4), 704–719.
- Li, X. and Gao, H. (2015). Load mitigation for a floating wind turbine via generalized h infinity structural control. *IEEE transactions on industrial electronics*, 63(1), 332–342.
- Moynihan, B., Moaveni, B., Liberatore, S., and Hines, E. (2022). Estimation of blade forces in wind turbines using blade root strain measurements with OpenFAST verification. *Renewable Energy*, 184, 662–676.

Stewart, G.M. and Lackner, M.A. (2011). The effect of actuator dynamics on active structural control of offshore wind turbines. *Engineering Structures*, 33(5), 1807–1816.

Apêndice A. PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES

Tabela A.1. Principais parâmetros da simulação no OpenFAST.

| Arquivo principal .fst | |
|--|------------------------------------|
| Tempo total de simulação | TMax = 600 s |
| Passo de integração | DT = 0,0125 s |
| Iterações de correção | NumCrctn = 1 |
| ServoDyn | |
| Número de controles estruturais na nacele | NumNStC = 1 |
| ServoDyn_StC | |
| TMD omni-direcional (direções x e y) | StC_DOF_MODE = 2 |
| Posição em repouso em x_n | StC_P_X = 1.9 m |
| Posição em repouso em y_n | StC_P_Y = 0 |
| Posição em repouso em z_n | StC_P_Z = 1.75 m |
| Máximo deslocamento da massa | StC_X_PSP = 10 m |
| Mínimo deslocamento da massa | StC_X_NSP = -10 m |
| Massa do TMD | StC_XY_M = $20 \cdot 10^3$ kg |
| Coefficiente de rigidez da mola | StC_X_K = $28 \cdot 10^3$ N/m |
| Coefficiente de amortecimento | StC_X_C = $2,8 \cdot 10^3$ N/(m/s) |
| Coefficiente de rigidez da mola do sistema de parada | StC_X_KS = $15 \cdot 10^3$ N/m |
| Coefficiente de amortecimento do sistema de parada | StC_X_CS = $10 \cdot 10^3$ N/(m/s) |
| Modo de controle ativo pela Bladed interface | StC_CMODE = 5 |
| Grupo do canal de controle | StC_CChan = 1 |
| ElastoDyn | |
| Método de integração de Adams-Bashforth-Moulton de quarta ordem | Method = ABM4 |
| Velocidade inicial do rotor | RotSpeed = 12.1 rpm |
| Ângulo de pitch inicial da plataforma | PtfmPitch = 1.5572° |
| InflowWind | |
| Vento constante | WindType = 1 |
| Direção da propagação do vento | PropagationDir = 0° |
| Velocidade do vento horizontal | HWindSpeed = 13 m/s |
| HydroDyn | |
| Modelo cinemático de ondas irregulares com espectro de JONSWAP/Pierson-Moskowitz | WaveMod = 2 |
| Altura significativa das ondas | WaveHs = 5 m |
| Período espectral de pico das ondas | WaveTp = 12.4 s |