

漂浮式风机纵摇模态阻尼特性及变桨控制优化

顾晓庆¹, 梁栋炆², 束加庆¹, 竺明星³, 石 鑫⁴

(1. 中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司, 南京 210036; 2. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院, 武汉 430071; 3. 江苏科技大学土木工程与建筑学院, 镇江 212100; 4. 清华大学能源互联网创新研究院, 北京 100085)

摘 要: 为了探究漂浮式风机闭环变桨控制与浮体纵摇模态的耦合机理, 揭示“负阻尼”产生的原因, 并开发功率调节-运动抑制-载荷降低的多目标变桨控制策略, 首先建立气弹-水动-伺服多因素作用下的半潜漂浮式风机纵摇模态单自由度运动模型, 定量分析美国可再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory, NREL) 5 MW 和国际能源署(International Energy Agency, IEA)15 MW 半潜漂浮式风机纵摇模态阻尼特性, 揭示变桨控制作用下漂浮式风机纵摇模态可能出现负阻尼的原因, 并分析其影响范围, 给出变桨控制策略优化方向。然后, 基于漂浮式风机纵摇模态阻尼特性分析, 提出改进的增益调度统一变桨控制策略, 并设计独立变桨控制器。最后, 在 OpenFAST/Simulink 联合仿真平台下, 以 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜漂浮式风机为参考机型, 分析不同控制器参数和控制策略在大范围变工况风浪载荷环境下的多目标变桨控制性能, 以验证所提控制策略的有效性。研究结果可为未来漂浮式风机变桨控制提供参考。

关键词: 漂浮式风机; 负阻尼; 纵摇运动; 统一变桨; 独立变桨; 风浪耦合

Damping Characteristics of Platform-pitch Mode for Floating Offshore Wind Turbine and Optimization of Blade-pitch Control

GU Xiaqing¹, LIANG Dongyang², SHU Jiaqing¹, ZHU Mingxing³, SHI Xin⁴

(1. China Energy Engineering Group Jiangsu Power Design Institute Co., Ltd., Nanjing 210036, China; 2. Central Southern China Electric Power Design Institute of China Power Engineering Consulting Group, Wuhan 430071, China; 3. School of Civil Engineering and Architecture, Jiangsu University of Science and Technology, Zhenjiang 212100, China; 4. Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Beijing 100085, China)

Abstract: In order to explore the coupling mechanism between closed-loop blade-pitch control of floating offshore wind turbine(FOWT) and platform-pitch mode of the floating body, to reveal the causes of “negative damping”, and to develop a multi-objective blade-pitch control strategy of power regulation, motion suppression and load reduction, firstly, we established a single degree-of-freedom motion model of platform-pitch mode for semi-submersible FOWT under the multi-factor influence of aeroelastic-hydrodynamic-servo dynamics. Meanwhile, we quantitatively analyzed the platform-pitch mode damping characteristics of National Renewable Energy Laboratory(NREL) 5 MW and International Energy Agency(IEA) 15 MW semi-submersible FOWT. The possible reasons for negative damping of FOWT under blade-pitch control are revealed. The impact ranges of negative damping are analyzed and the optimization directions of blade-pitch control strategies are provided. Then, based on the above analyses, an improved gain scheduling collective pitch control strategy is proposed, and an individual pitch controller is designed. Finally, under the OpenFAST/Simulink joint simulation, by using NREL 5 MW and IEA 15 MW semi-submersible FOWT as references, the multi-objective blade-pitch control performance of different controller parameters and control strategies under a wide range of wind-wave loads is analyzed. The effectiveness of the proposed control strategy is verified. The conclusion can provide reference for FOWT blade-pitch control in future.

Key words: floating offshore wind turbine; negative damping; platform-pitch motion; collective pitch control; individual pitch control; wind-wave coupling

0 引言

漂浮式与大型化是海上风电走向深远海发展的必然趋势^[1-2]。漂浮式海上风电机组(floating off-shore wind turbine, FOWT)闭环变桨控制与浮体纵摇耦合作用可能产生“负阻尼”问题, 导致控制系统乃至整机系统失稳, 进而对机组安全产生严重威胁^[3]。研究风-浪载荷环境下 FOWT 闭环变桨控制与平台纵摇运动耦合机理及作用规律、优化变桨控制策略对保证整机组件安全、提升机组性能具有重要的现实意义。

与常规陆上和海上固定式风电机组相比, FOWT 由于浮式平台和系泊系统的引入, 给整个风电系统增加了横荡、纵荡、垂荡、横摇、纵摇和艏摇 6 自由度运动, 进而使得 FOWT 各个子系统的耦合关系、固有频率和模态阻尼等特性发生较大变化^[4]。FOWT 传统闭环变桨控制可能引发浮体纵摇模态出现负阻尼问题成为风电行业关注的焦点。揭示负阻尼产生的原因并进行变桨控制优化成为研究的热点^[5]。但 FOWT 平台纵摇运动受气弹、水动力、伺服控制等多种因素的影响, 变桨控制的优化受系统非线性、多目标需求和实际物理约束, 这使其成为当前 FOWT 关键技术研究的重难点之一^[6]。

针对负阻尼问题的研究, Nielsen 等最早发现在传统变桨控制作用下, 气动转子推力随风速增加不断下降, 这会给 FOWT 纵摇模态引入负的气动阻尼, 进而可能导致纵摇模态整体阻尼为负, 引起更大的系统振荡响应^[7]。随后, Jonkman 等建立了驳船型 FOWT 纵摇模态单自由度刚体运动模型, 首次揭示了纵摇模态产生负阻尼的原因, 并提出了降低控制器频率的增益重整定统一变桨控制器(collective pitch control, CPC), 可以有效缓解“负阻尼”问题^[8]。Yu W 等通过对不同控制器增益下 FOWT 闭环零极点位置的分析, 进一步指出负阻尼问题只在某些特定风速区间较为突出, 在靠近额定风速区间, 降低控制器增益能够阻尼平台纵摇运动, 维持浮体纵摇模态稳定^[9]。但在更高风速区间, 降低控制器增益不仅对降低平台纵摇运动无助益, 还会使得发电机转速和发电功率波动变大。陈嘉豪等推导了半潜型 FOWT 的气动阻尼数学模型, 借助模型实验和数值计算的方法, 研究了半潜型 FOWT 在有/无控制系统下的气动阻尼特性及其作用规律^[10]。赵仕伦等进一步建立了半潜型 FOWT 的全耦合数

值模型, 通过自由衰减模拟测试, 计算了 FOWT 纵摇运动阻尼对风速的变化曲线, 并在湍流风及随机波浪条件下对 FOWT 进行动态模拟及运动响应分析, 获得气动阻尼效应在动态工况中对浮体纵摇运动的具体作用和变化规律^[11]。但以上研究并未给出 FOWT 负阻尼问题的影响范围, 也缺乏不同容量 FOWT 负阻尼问题严重程度的横向对比, 未给出负阻尼问题对变桨控制优化的指导方向。

“负阻尼”问题影响下漂浮式风机变桨控制是一个功率调节-载荷降低-纵摇抑制的多目标控制问题^[12]。针对 FOWT 多目标变桨需求, 按输入输出个数来划分, 相关研究可分为单入单出控制和多入多出控制策略。对于单入单出控制策略, Jonkman 等提出的降低控制器固有频率的增益调度重整定 CPC 控制策略在 10 MW 漂浮式风机上被证明能够改善靠近额定风速处的不稳定问题^[8], 但在更高风速区间却加剧了功率波动^[13]。Lemmer F 等针对该问题进一步提出了具有鲁棒性的改进增益调度策略^[14], 10 MW 半潜 FOWT 的仿真实验显示该策略能够较好地实现机组稳定控制和功率调节性能的平衡。MENG 等通过实验证明了附加塔顶机舱速度反馈或纵摇速度反馈回路也可以改善变桨控制性能, 但相关机理研究尚不深入且该控制回路比例增益的确定具有盲目性^[15]。对于多入多出控制策略, Sarkar S 提出独立变桨(individual pitch control, IPC)控制策略可以实现 FOWT 功率的稳定调节和载荷的有效降低^[16]。张艳峰等提出转矩-变桨协调控制方法能够使 FOWT 在满足发电功率平稳的同时减缓浮体的纵摇运动, 同时可有效降低机组的疲劳载荷^[17]。韩耀振和宋子秋等从先进控制理论的角度分别提出了基于模型的 FOWT 线性二次调节变桨控制器和模型预测变桨控制器^[18-19]。Liangwen Q 等则提出了基于无模型控制理论的 FOWT 附加后缘襟翼独立变桨控制器^[20]。以上研究推动了 FOWT 变桨控制的发展, 但仍对优化的具体方向较为模糊, 对整个额定风速以上不同风速区间变桨控制目标缺乏深入研究, 且相关仿真实验缺少不同容量机组的横向对比研究。

综上, 当前国内外对 FOWT 闭环变桨控制与浮体纵摇模态运动耦合失稳的机理仍然不完全充分, 对其作用规律和“负阻尼”影响范围仍不明晰, 特别是不同容量 FOWT 的定量对比分析较为缺乏。此外, 纵摇负阻尼问题影响下的 FOWT 多目标变桨优化控制仍缺乏明确方向和深入的仿真对比分析。鉴

于此, 本文建立气弹-水动-伺服多因素耦合作用下 FOWT 纵摇模态的单自由度模型, 以 5 MW 和 15 MW 半潜式 FOWT 为参考风机, 通过 OpenFAST 线性化和差分法计算气动转子推力的开/闭环气动偏导, 对闭环变桨控制作用下纵摇模态阻尼进行定量计算和分析, 揭示负阻尼产生的原因, 分析其影响范围, 指出变桨控制器可优化的方向^[21]。并基于 FOWT 平台纵摇模态阻尼特性的分析, 提出改进的增益调度 CPC 变桨控制策略, 并设计 IPC 控制器。在 OpenFAST/ Simulink 联合仿真平台下, 分析 CPC 控制策略下不同控制参数、调度规则以及 IPC 控制策略对 FOWT 的发电性能、机组载荷和平台运动性能的影响, 并验证了所提出的改进变桨控制策略的有效性。

1 漂浮式风机全耦合模型

FOWT 是主要由上部风机、下部浮体和系泊组成的气动-水动-伺服-弹性一体化非线性机电耦合系统。其同时受到风浪流等复杂海上环境载荷的作用。

1.1 风浪载荷模型

FOWT 风载荷模型通常基于叶素动量理论, 波浪载荷基于势流理论和莫里森方程。风浪载荷分别集成于 OpenFAST 软件的 AeroDyn 气动模块和 HydroDyn 水动力模块。模型关键内容列于附录 A, 更加详细内容可参考文献[22-23]。

1.2 漂浮式风机本体模型

本文以美国可再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory, NREL) 5 MW^[24]和国际能源署(International Energy Agency, IEA)15 MW^[25]半潜 FOWT 作为参考风机, 2 款机组分别放置于 OC4-DeepCwind 和 UMaine VoltturnUS-S 半潜浮体平台, 集成于 OpenFAST 软件。2 款风机的详细情况、各子系统耦合关系及对比分析见文献[24-26]。图 1 为海上风-浪载荷环境下 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 对比图。

半潜式 FOWT 完全非线性模型可用以下通用形式^[23]表示:

$$\begin{cases} \dot{x} = X(x, x_d, z, u, t) \\ y = Y(x, x_d, z, u, t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: x 为 FOWT 气弹、电机、偏航、浮体等自由度(degree of freedom, DOF)的连续时间状态; $\dot{x}$ 为 x 的 1 阶时间导数, 下文同理; X 为 DOF 对应的非线性连续状态函数; x_d 为离散时间状态; z 为约束状

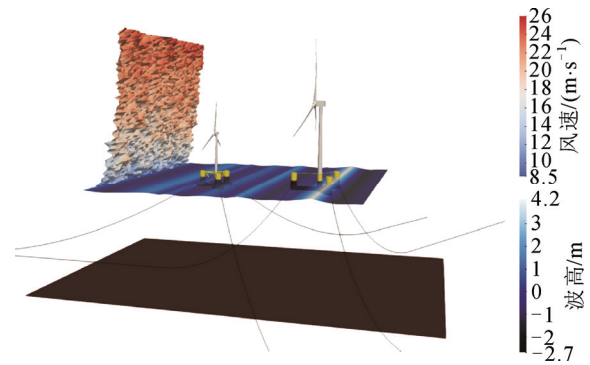


图1 NREL 5 MW 与 IEA 15 MW 漂浮式风机对比图

Fig.1 Comparison between NREL 5 MW and IEA 15 MW floating offshore wind turbines

态; u 为发电机转矩、桨距角控制量输入和风-浪-流扰动量输入等; t 为时间; y 为系统输出; Y 为非线性连续输出函数。

NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 的气弹耦合特性及基本参数见附录 B。

1.3 转矩与变桨控制器

在额定风速以上, FOWT 采用恒转矩变桨控制策略。对于 FOWT 转矩控制器, 将陆上风机的恒功率控制调整为恒转矩控制策略, 其目的在于降低因叶片变桨控制器增益减小而放大的转子转速偏移。由于风机的非线性特性, 变桨控制回路通常采用增益调度 PI 控制器。FOWT 的变桨控制器则在陆上风机的基础上将控制器频率降至浮体纵摇模态固有频率以下。FOWT 基准控制器具体可参考文献[24-27]。

2 漂浮式风机纵摇模态阻尼特性分析

2.1 FOWT 纵摇模态模型

FOWT 纵摇模态“负阻尼”问题可概括为: 在额定风速与切出风速区间, 使用传统闭环变桨控制的 FOWT 所受稳态转子推力随风速增加而下降, 而这会给 FOWT 纵摇运动模态引入负的气动阻尼, 较大的负气动阻尼可能造成浮体纵摇模态整体呈现负阻尼, 进而激励 FOWT 产生更大的平台运动响应^[8], 导致控制系统乃至整机失稳。

FOWT 是一个气动-水动-伺服-弹性互相耦合的非线性复杂系统。本文考虑影响浮体纵摇模态运动的几个关键因素: 系统质量(风机、浮体和整机)、轮毂高度、机舱运动、气动推力、水动力载荷、系泊载荷和控制系统。将 FOWT 浮体平台视为刚体, 并简化浮体纵摇模态为单自由度运动模型来分析平

台纵摇运动负阻尼问题, 可建立以下运动方程^[8]:

$$(I_{\text{Mass}} + A_{\text{Rad}})\ddot{\phi}_{\text{pitch}} + (B_{\text{Rad}} + B_{\text{Vis}})\dot{\phi}_{\text{pitch}} + (C_{\text{Hydro}} + C_{\text{Lines}} + C_{\text{Weight}})\phi_{\text{pitch}} = L_{\text{Hub}}F_{\text{T}} \quad (2)$$

式中: ϕ_{pitch} 为浮体平台纵摇角度; I_{Mass} 和 A_{Rad} 分别为纵摇模态惯性(与风机和浮体质量有关)和附加惯性(与水动力有关); B_{Rad} 和 B_{Vis} 分别为纵摇模态水动力辐射阻尼和黏性阻尼; C_{Hydro} 和 C_{Lines} 分别为纵摇模态静水压恢复刚度和系泊恢复刚度; C_{Weight} 为全系统重力刚度, 有别于文献[8], 本文在半潜式 FOWT 纵摇模态单自由度模型刚度项中考虑了全系统重量的影响^[28]; L_{Hub} 为轮毂高度; F_{T} 为气动转子推力。

假定 FOWT 浮体平台纵摇角度 ϕ_{pitch} 很小, 并考虑转子推力仅对轮毂处风速进行线性化, 则有:

$$x_{\text{Hub}} \approx L_{\text{Hub}} \sin(\phi_{\text{pitch}}) = L_{\text{Hub}} \phi_{\text{pitch}} \quad (3)$$

$$F_{\text{T}} = F_{\text{T}0} - \frac{\partial F_{\text{T}}}{\partial V} \dot{x}_{\text{Hub}} \quad (4)$$

式中: x_{Hub} 为轮毂的平移位移; V 为风轮轮毂高度处的平均风速; $F_{\text{T}0}$ 为 F_{T} 在线性化点处泰勒展开式的常数项, 即线性化点处的稳态转子推力; $\partial F_{\text{T}}/\partial V$ 为气动推力对风速的偏导。

将式(3)和式(4)代入式(1)中, 可将 FOWT 浮体纵摇模态的旋转运动方程转化为轮毂平移运动方程, 即:

$$\underbrace{\left(\frac{I_{\text{Mass}} + A_{\text{Rad}}}{L_{\text{Hub}}^2} \right)}_{M_x} \ddot{x}_{\text{Hub}} + \underbrace{\left(\frac{B_{\text{Rad}} + B_{\text{Vis}}}{L_{\text{Hub}}^2} + \frac{\partial F_{\text{T}}}{\partial V} \right)}_{D_x} \dot{x}_{\text{Hub}} + \underbrace{\left(\frac{C_{\text{Hydro}} + C_{\text{Lines}} + C_{\text{Weight}}}{L_{\text{Hub}}^2} \right)}_{K_x} x_{\text{Hub}} = F_{\text{T}0} \quad (5)$$

式中: M_x 、 D_x 和 K_x 分别为以上建立的 FOWT 轮毂平移运动二阶系统质量、阻尼和刚度项。

2.2 纵摇模态固有频率及阻尼比计算

使用以上简化的浮体纵摇模态运动方程可计算 FOWT 的浮体纵摇模态固有频率 $\omega_{\text{nx}}^{\text{cal}}$ 和阻尼比 ζ_x^{cal} , 即:

$$\begin{cases} \omega_{\text{nx}}^{\text{cal}} = \sqrt{\frac{K_x}{M_x}} \\ \zeta_x^{\text{cal}} = \frac{D_x}{2\sqrt{K_x M_x}} \end{cases} \quad (6)$$

采用定量分析的方法对 FOWT 纵摇模态负阻尼问题进行计算分析。以 NREL 5 MW 和 IEA

15 MW 半潜 FOWT 为例, 其纵摇模态惯性 I_{Mass} 和附加惯性 A_{Rad} 、静水压恢复刚度 C_{Hydro} 和系泊恢复刚度 C_{Lines} 等参数详见文献[24-25], 全系统重力刚度 C_{Weight} 计算式^[28]如下:

$$C_{\text{Weight}} = -M_{\text{full}} g Z_{\text{cg}} \quad (7)$$

式中: M_{full} 是 FOWT 全系统的质量; g 是重力系数; Z_{cg} 是全系统垂直质心高度。

以上参数较为容易获取, 而水动力辐射阻尼 B_{Rad} 、水动力黏性阻尼 B_{Vis} 和气动推力对风速的偏导数 $\partial F_{\text{T}}/\partial V$ 较难量化。其中, 水动力辐射阻尼 B_{Rad} 与波浪载荷的卷积相关, 为工程简化计算, 可将其近似估计为平台纵摇模态固有频率 ω_{qn} 时的线性辐射阻尼^[8]。而由文献[24-25]可知 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 的 B_{Rad} 在平台纵摇模态固有频率 ω_{qn} 时都近乎等于 0。水动力粘性阻尼 B_{Vis} 可按照 FOWT 纵摇运动临界阻尼的 5%^[11]进行计算, 即:

$$B_{\text{Vis}} = 5\% D_x L_{\text{Hub}}^2 \Big|_{\zeta_x^{\text{cal}}=1} = 5\% \times 2 L_{\text{Hub}}^2 \sqrt{K_x M_x} \quad (8)$$

以上关键参数经整理与计算后汇总列于表 1。

根据以上参数和本文建立的 FOWT 纵摇模态单自由度模型, 可计算出 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 纵摇模态运动的固有频率分别为 $\omega_{\text{nx}}^{\text{cal}}=0.232\ 3\ \text{rad/s}$ 和 $\omega_{\text{nx}}^{\text{cal}}=0.227\ 9\ \text{rad/s}$, 这与文献[24-25]中所给出的全耦合非线性 FOWT 纵摇模态固有频率 $\omega_{\text{nx}}=0.037\ \text{Hz}$ (NREL 5 MW) 和 $\omega_{\text{nx}}=0.036\ \text{Hz}$ (IEA 15 MW)相符, 误差率仅分别为 0.07% 与 0.76%。

为计算最终 FOWT 浮体纵摇模态阻尼比 ζ_x^{cal} , 还需计算气动推力对风速的偏导 $\partial F_{\text{T}}/\partial V$ 。而偏导

表 1 半潜漂浮式风机纵摇模态关键参数

Table 1 Key parameters of semi-submersible FOWT platform-pitch mode

参数	NREL 5 MW	IEA 15 MW	单位
I_{Mass}	1.269×10^{10}	4.260×10^{10}	$\text{kg} \cdot \text{m}^2$
A_{Rad}	7.21×10^9	1.16×10^{10}	$\text{kg} \cdot \text{m}^2$
B_{Rad}	0	0	$\text{kg} \cdot \text{m}^2$
B_{Vis}	4.623×10^8	1.676×10^{10}	$\text{N} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^2/\text{rad}^2$
C_{Hydro}	-3.776×10^8	2.190×10^9	$\text{N} \cdot \text{m}/\text{rad}$
C_{Lines}	8.73×10^7	1.69×10^8	$\text{N} \cdot \text{m}/\text{rad}$
M_{full}	1.407×10^7	2.009×10^7	kg
g	9.8	9.8	m^2/s
Z_{cg}	-9.893	-2.318	m

$\partial F_T / \partial V$ 与变桨控制相关,可分为开环和闭环偏导 2 种计算方式^[8]。

首先,采用 OpenFAST 在整个运行工况内对 FOWT 进行一系列稳态风仿真测试,得到 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 的发电功率、转子推力、叶尖速比与变桨角的稳态轨迹如图 2 所示。

然后,对于开环 $\partial F_T / \partial V$ 进行计算,需要基于得到的不同风速下稳态工况的仿真实验结果,进一步采用 OpenFAST 在稳态工况点做风速小扰动的线性化仿真实验。由于此时只单独增大了风速,并未改变转子转速 ω_r 和桨距角 β ,故未引起变桨控制回路形成控制闭环,因此称为开环方法。基于上述稳态点仿真及风速小扰动增量仿真结果,采用差分法可得到转子推力对风速的开环偏导:

$$\left. \frac{\partial F_T}{\partial V} \right|_{OL} = \frac{F_T(\omega_{ro}, \beta_{op}, V_{op} + \Delta V) - F_T(\omega_{ro}, \beta_{op}, V_{op})}{\Delta V} \quad (9)$$

式中: ω_{ro} 为额定转子转速; V_{op} 与 β_{op} 分别为稳态风速和桨距角; ΔV 为风速扰动(增量)。

在开环方法下,由于只增大了风速,故气动推力 F_T 随之增大,则计算得到的开环 $\partial F_T / \partial V$ 在额定风速以下和额定风速以上始终为正值。

而对于闭环 $\partial F_T / \partial V$,可通过对图 2 的稳态转子推力 F_T 与风速 V 的稳态曲线图求取斜率来得到。为方便工程计算,也可采用差分法进行求取。由于闭环偏导计算方法采用 FOWT 的前后 2 个稳态点进行计算,其是在变桨控制器自动调节作用下桨距角 β 和风速 V 皆发生相应变化并最终达到稳态值的结果。其在变桨控制回路上形成了闭环,因此称为闭环方法。闭环偏导的差分计算式为:

$$\left. \frac{\partial F_T}{\partial V} \right|_{CL} = \frac{F_T(\omega_{ro}, \beta_{op} + \Delta\beta, V_{op} + \Delta V) - F_T(\omega_{ro}, \beta_{op}, V_{op})}{\Delta V} \quad (10)$$

式中: $\Delta\beta$ 为稳态工况点的桨距角扰动(增量),其计算式为:

$$\Delta\beta = K_p \Delta\omega_g + K_I \int_0^t \Delta\omega_g dt \quad (11)$$

式中: K_p 和 K_I 分别为 CPC 变桨控制器的比例和积分增益; $\Delta\omega_g$ 为稳态工况点的发电机转速扰动(增量)。

在闭环方法下,由于增大了风速,减小了桨距角,根据气动推力 F_T 在整个运行工况下随风速的变化趋势,如图 2 所示,闭环偏导 $\partial F_T / \partial V$ 在额定风速以下为正值,在额定风速以上为负值。

图 3 为整个发电工况下 FOWT 气动推力对风速的开环和闭环偏导。图 4 为开环和闭环 2 种情况下 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 浮体纵摇模态阻尼比计算结果。

根据图 3 和图 4 可总结出 FOWT 浮体纵摇模态阻尼的变化规律,如下文所述。

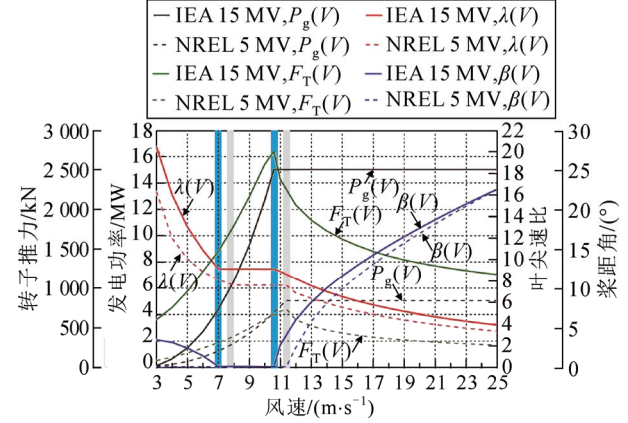


图 2 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 稳态点

Fig.2 Steady-state operating points of FOWT for NREL 5 MW and IEA 15 MW

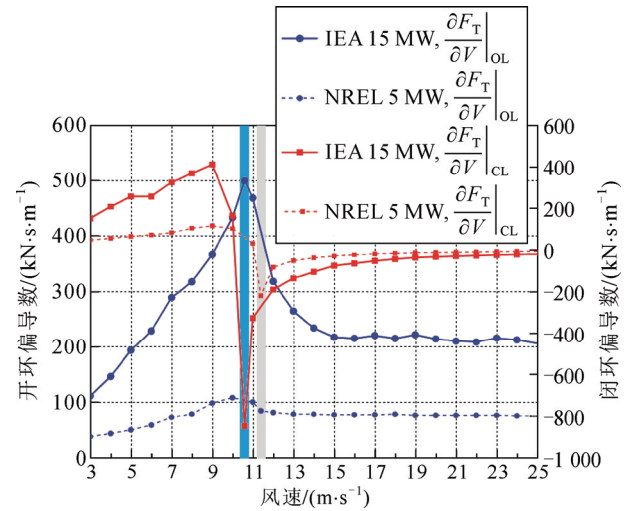


图 3 气动推力对风速的偏导数

Fig.3 Aerodynamic rotor thrust sensitivity to wind speed

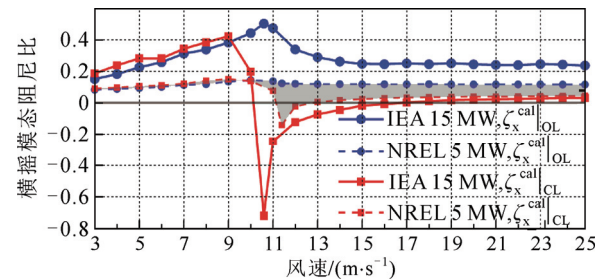


图 4 FOWT 浮体纵摇模态阻尼比

Fig.4 Damping ratio of platform-pitch mode for FOWT

1) 开环/闭环 2 种条件下 FOWT 纵摇模态阻尼比变化趋势不同。在整个正常运行风速区间, 浮体纵摇模态的开环 $\partial F_T / \partial V$ 为正, 故浮体纵摇模态开环阻尼比始终为正, 且在额定风速前, 开环纵摇阻尼比呈现递增趋势, 在额定风速后, 阻尼比趋近于一个稳定的正值。而闭环 $\partial F_T / \partial V$ 在额定风速以下为正, 在额定风速以上为负值。且在额定风速以上, 闭环 $\partial F_T / \partial V$ 在接近额定风速区间较小, 变化速率较大; 在远离额定风速区间随风速的增加而逐渐增大, 变化速率减缓。故在整个正常运行风速区间, 浮体纵摇模态闭环阻尼比在额定风速之前为正值且随风速递增, 在额定风速以上, 随风速增大由负值逐渐转正, 并趋于一个稳定的正值。

2) 不同容量 FOWT 纵摇模态负阻尼严重程度不同, 其闭环阻尼比为负值覆盖区域不同, 即阻尼比转为正值所对应的风速不同。相较于 NREL 5 MW 半潜 FOWT, IEA 15 MW 半潜 FOWT 负阻尼问题更加严重, 其覆盖风速区间更广。主要原因是气动负阻尼增加倍数基本与机组容量增加倍数相当, 而水动力阻尼增加倍数却远不及相应倍数, 这可能与浮体尺寸和质量增加倍数较小有关。NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 纵摇模态阻尼比为负的风速(wind speed with negative damping ratio of platform-pitch mode, NDRWS)区间以及阻尼比为正的风速(wind speed with positive damping ratio of platform-pitch mode, PDRWS)区间分界线分别在 13 m/s 和 17 m/s 左右。

需要注意的是, 由于本文采用简化的浮体纵摇模态单自由度运动模型来量化 FOWT 纵摇模态固有频率和阻尼, 其模型及相关参数取值较为理想。例如, 气动偏导是基于刚体假设和稳态差分计算的结果, 并未考虑动态过程和叶片的弹性形变等。而实际 FOWT 运行动态情况复杂, 大兆瓦 FOWT 的柔直长叶片会产生较大形变等, 纵摇模态阻尼比实际值往往会介于开环与闭环阻尼比曲线之间^[8]。

对以上模型和仿真实验结果进行深入分析, 可揭示 FOWT 纵摇模态在闭环变桨控制作用下出现负阻尼的原因, 如下文所述。

在稳态情况下, 变桨控制机制作用下的 FOWT 在靠近额定风速区域的 NDRWS 区间, 闭环 $\partial F_T / \partial V$ 有较大的负值(绝对值), 纵摇模态水动力辐射阻尼 B_{Rad} 和粘性阻尼 B_{Vis} 不足以提供足够的正向阻尼,

故此时闭环气动阻尼 $\partial F_T / \partial V$ 占据主导, 使得浮体纵摇模态阻尼项 D_x 整体为负值。而在远离额定风速区域的 PDRWS 区间, 闭环 $\partial F_T / \partial V$ 逐渐减小(绝对值), 而 B_{Rad} 和 B_{Vis} 基本不变, 为常数值, 可以提供足够的正向阻尼, 故此时水动力阻尼占据主导, 使得浮体纵摇模态阻尼项 D_x 整体为正值。在动态调整过程中, 由于闭环 $\partial F_T / \partial V$ 计算与变桨控制器相关(式(10)–(11)), 在相同的 $\Delta\beta$ 和 ΔV 变化情况下, 较大(激进)的控制器增益 K_p 和 K_i 会加快调节过程, 但会使得变桨控制动作变化幅度增大, 而转子推力 $F_T = 0.5\rho_{\text{air}}\pi R^2 V^2 C_t(\lambda, \beta)$ 是 λ 和 β 的函数, 故会使得转子推力波动变大, 导致动态调节过程中闭环 $\partial F_T / \partial V$ 波动较大。由于 NDRWS 区间闭环 $\partial F_T / \partial V$ 基数(绝对值)较大, 占据主导, 故高增益 K_p 和 K_i 在 NDRWS 区间会加剧纵摇模态负阻尼问题。而在 PDRWS 区间, 闭环 $\partial F_T / \partial V$ 基数较小(绝对值), 不占主导, 即使较高增益 K_p 和 K_i , 其对纵摇模态阻尼的动态影响也较小。

根据以上分析, FOWT 纵摇模态负阻尼问题影响范围可总结为: 闭环变桨控制作用下 FOWT 纵摇模态负阻尼只在 NDRWS 这个特定风速区间较为严重, 而在 PDRWS 区间纵摇模态负阻尼问题基本消失。在 NDRWS 区间, FOWT 纵摇模态阻尼比很低甚至为负, 且该风速区间气动转子推力较大, 故在此风速区间 FOWT 浮体纵摇运动响应在闭环变桨控制作用下容易振荡变大, 导致系统不稳定。因此在此区间要特别重视平台稳定性问题, 宜通过降低控制器增益来保证系统稳定。在 PDRWS 区间, FOWT 纵摇模态阻尼比为正, 且随着风速的增加阻尼比增大, 且该风速区间气动转子推力较小, 此时浮体纵摇运动响应在闭环变桨控制作用下振荡减弱, 稳定性增强, 在此区间要侧重于提高机组功率调节能力, 宜通过适当提高控制器增益实现功率快速跟踪。

3 变桨控制策略改进

3.1 基准统一变桨控制策略

在额定风速以上, 由于 FOWT 的非线性特性, FOWT 统一变桨控制器通常采用增益调度比例积分(gain-scheduling proportional-integral, GSPI)控制器, 其详细推导过程可见文献[23]。关键计算步骤及参数见附录 C 和附录 D。

3.2 改进的统一变桨控制策略

根据 FOWT 纵摇模态阻尼特性分析, FOWT 统一变桨控制器的改进关键在于找到保证系统稳定与提高功率调节之间的最佳平衡。一个主要改进方向是在 NDRWS 区间适当降低控制器增益, 在 PDRWS 区间适当提高控制器增益。对于 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT, NDRWS 区间分别为 11.4~13 m/s 与 10.59~17 m/s, 而 PDRWS 区间分别为 13~25 m/s 与 17~25 m/s, 改进控制器增益的分界点风速分别在 13 m/s 和 17 m/s 左右。

本文采取降低 CPC 控制器固有频率和改进增益调度函数相结合的控制策略。故可选取较低的 CPC 控制器固有频率和二次函数型增益调度函数。改进的 CPC 控制器固有频率和增益调度策略基本形式为:

$$\omega'_{\varphi n} = \omega_{\varphi n}^* \quad (12)$$

$$G'_F(\beta_{CPC}) = a(\beta_{CPC} - \beta'_k)^2 + b \quad (13)$$

式中: $\omega'_{\varphi n}$ 和 $\omega_{\varphi n}^*$ 分别为选取的改进 CPC 控制器的固有频率和固有频率常数; $G'_F(\beta_{CPC})$ 为改进的增益调度函数; a 和 b 分别为待整定的二次函数常数, 且 $a > 0, b > 0$; β'_k 为改进的增益调度函数极小值点(转折点)对应的桨距角, 其通常选取 FOWT 纵摇模态负阻尼问题影响程度的分界线风速点对应的桨距角, 即 FOWT 纵摇阻尼比由负转正风速点所对应的桨距角。因此, 对于 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 来说, β'_k 分别为 6.60° (13 m/s 对应稳态桨距角)和 14.08° (17 m/s 对应稳态桨距角)。

为保证 FOWT 稳定性, CPC 控制器固有频率要始终低于浮体纵摇模态固有频率^[24]; 同时, 为了使改进 CPC 变桨控制器性能优于基准 CPC 控制器, 控制器频率应低于基准 CPC 控制器频率; 同时为提高远离额定风速的更高风速区间 FOWT 功率调节能力, 本文设计改进的 CPC 控制器比例增益在纵摇阻尼比转折点风速处大于等于基准 CPC 控制器比例增益, 故 $\omega'_{\varphi n}$ 与 $G'_F(\beta_{CPC})$ 需满足的约束条件为:

$$\begin{cases} \omega'_{\varphi n} G'_F(\beta_{CPC} = \beta_{V25}) < \omega_{nx} \\ \omega'_{\varphi n} \leq \omega_{\varphi n} \\ \omega'_{\varphi n} G'_F(\beta_{CPC} = \beta'_k) \geq \omega_{\varphi n} G'_F(\beta_{CPC} = \beta'_k) \end{cases} \quad (14)$$

式中: β_{V25} 为风速为 25 m/s 时 FOWT 稳态闭环变桨角。对于 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 来说, β_{V25} 分别为 23.47° 和 22.55° 。

根据以上参数可解得所需整定的改进增益调度参数范围为: NREL 5 MW 选取 $\omega_{\varphi n}^* = 0.1 \text{ rad/s}$ 、 $\beta'_k = 6.60^\circ$ 、 $a \leq 0.528 \times 10^{-3}$ 、 $b \geq 0.977$ 且 $284.60a + b \leq 2.325$; IEA 15 MW 选取 $\omega_{\varphi n}^* = 0.1 \text{ rad/s}$ 、 $\beta'_k = 14.08^\circ$ 、 $a \leq 1.967 \times 10^{-3}$ 、 $b \geq 0.610$ 且 $71.74a + b \leq 2.262$ 。

根据以上分析计算, 为方便分析, 本文改进的 CPC 控制策略选取边界值, 即 NREL 5 MW 选取 $\omega_{\varphi n}^* = 0.1 \text{ rad/s}$ 、 $\beta'_k = 6.60^\circ$ 、 $a = 0.528 \times 10^{-3}$ 、 $b = 0.977$; IEA 15 MW 选取 $\omega_{\varphi n}^* = 0.1 \text{ rad/s}$ 、 $\beta'_k = 14.08^\circ$ 、 $a = 1.967 \times 10^{-3}$ 、 $b = 0.610$ 。图 5 分别为不同控制策略下 FOWT 的 CPC 增益调度系数、比例增益和积分增益变化曲线图对比图。可以看出, FOWT 的改进 CPC 控制器在 NDRWS 区间控制器比例增益低于基准 CPC 控制器, 在 PDRWS 区间, 控制器比例增益高于基准 CPC 控制器, 其目的在于权衡不同风速区间稳定性与功率调节性能。

3.3 独立变桨控制策略

大兆瓦海上 FOWT 风轮转速低, 风轮平面风速梯度大, IPC 可以较好地适用于 FOWT 以降低机组载荷。其基本思想是在 CPC 控制基础上, 通过坐标变换将三叶片叶根载荷转换为轮毂坐标系的俯仰和偏航弯矩, 再分别设计 PI 控制器独立变桨控制增量, 最后叠加到统一变桨角上, 形成 IPC 控制。详细过程可参考文献[16]。关键推导及参数列于附录 D。

4 仿真研究

以 NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 为参考机组, 在 OpenFAST 和 Simulink 平台下进行联合仿真, 分析不同控制参数和控制策略对控制性能的影响, 并验证本文提出的改进控制策略的有效性。联合仿真中激活 FOWT 所有可用自由度, 每种工况下使用不同控制策略所进行的仿真实验的系统初始条件相同。仿真环境的硬件配置为 CPU i5 - 13500 H、2.60 GHz、32 GB 内存的计算机。本文仿真对比以下几种控制策略。

控制策略 1: $\omega_{\varphi n} = 0.3 \text{ rad/s}$, $G_F = 1/(1 + \beta_{CPC}/\beta_k)$ 。

控制策略 2: $\omega_{\varphi n} = 0.2 \text{ rad/s}$, $G_F = 1/(1 + \beta_{CPC}/\beta_k)$ 。

控制策略 3: $\omega_{\varphi n} = 0.1 \text{ rad/s}$, $G_F = 1/(1 + \beta_{CPC}/\beta_k)$ 。

控制策略 4: $\omega_{\varphi n} = 0.1 \text{ rad/s}$, $G'_F(\beta_{CPC}) = a(\beta_{CPC} - \beta'_k)^2 + b$ 。

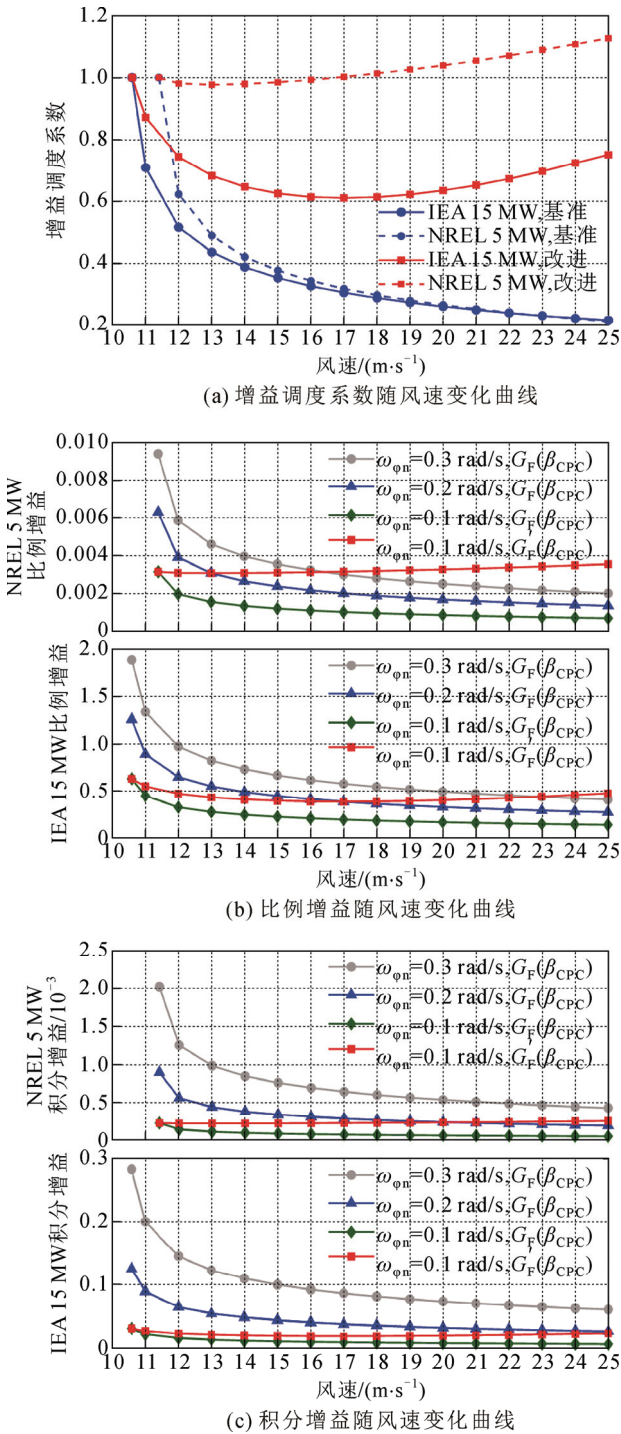


图5 改进的FOWT统一变桨控制器增益及对比较图

Fig.5 Comparison diagram of improved gains of FOWT collective pitch controller

控制策略 5: $\omega_{\phi n} = 0.2 \text{ rad/s}$, $G_F = 1/(1 + \beta_{CPC}/\beta_K)$, 增加 IPC 控制 K_p^{tilt} 与 K_I^{tilt} 、 K_p^{yaw} 与 K_I^{yaw} 。

控制策略 6: $\omega_{\phi n} = 0.1 \text{ rad/s}$, $G'_F(\beta_{CPC}) = a(\beta_{CPC} - \beta'_K)^2 + b$, 增加 IPC 控制 K_p^{tilt} 与 K_I^{tilt} 、 K_p^{yaw} 与 K_I^{yaw} 。

对于 NREL 5 MW 半潜 FOWT, $\beta_K = 6.302$,

$a = 0.528 \times 10^{-3}$, $b = 0.977$, $\beta'_K = 6.60$, $K_p^{\text{tilt}} = K_p^{\text{yaw}} = 5 \times 10^{-6}$, $K_I^{\text{tilt}} = K_I^{\text{yaw}} = 1 \times 10^{-6}$ 。

对于 IEA 15 MW 半潜 FOWT, $\beta_K = 6.181$, $a = 1.967 \times 10^{-3}$, $b = 0.610$, $\beta'_K = 14.08$, $K_p^{\text{tilt}} = K_p^{\text{yaw}} = 5 \times 10^{-7}$, $K_I^{\text{tilt}} = K_I^{\text{yaw}} = 1 \times 10^{-7}$ 。

其中, 控制策略 2 为 FOWT 基准控制策略, 控制策略 4 和 6 分别为改进的 CPC 控制策略及进一步增加了 IPC 控制策略。控制策略 1 和 3 是在控制策略 2 的基础上分别增大和减小控制器频率。控制策略 5 是在控制策略 2 的基础上增加了 IPC 控制策略。

4.1 阶跃风仿真分析

根据 IEC 61400-3 标准, 设置 12:2:24 m/s(从 12 m/s 开始, 以 2 m/s 为步长, 每次变化间隔 200 s, 直至 24 m/s 的风速序列)阶跃变化风速。波浪工况选取有义波高为 3.673 m、峰值谱周期为 13.376 s 的不规则 JONSWAP 谱波浪^[8]。选取风速-波高、叶片变桨角、转子转速与发电机转速; 塔基弯矩与叶根弯矩以及 FOWT 浮体平台六自由度运动为输出, 最终仿真曲线如图 6 所示。

根据以上仿真结果, 对控制器性能指标进行量化分析。由于不同阶跃风速下叶片变桨角度稳态值不同, 这使得风轮转子推力、塔基弯矩和纵摇角度等在不同阶跃风速区间也具有不同的稳态值。因此, 本文采用不同阶跃风速分段求取平均值和标准差进行对比分析, 结果如图 7 所示。

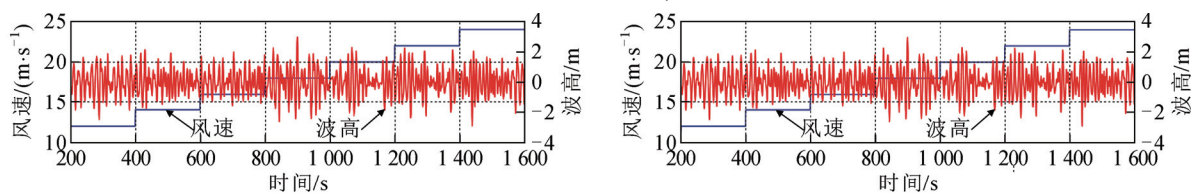
根据图 6 和图 7 可以看出, 相对于 FOWT 基准控制器, 在靠近额定风速区域的 NDRWS 区间, 较高的控制增益会使得变桨控制器动作变化较大, 容易导致 FOWT 纵摇运动振荡增大、功率和载荷波动加剧; 而较低的控制增益下控制动作变化较为平缓, FOWT 平台纵摇运动更加稳定, 功率和载荷波动也较小。说明在 NDRWS 区间降低控制器增益可以使得 FOWT 系统稳定。而在远离额定风速区域即 PDRWS 区间, 较高的控制增益同样会使得变桨控制器动作变化较大, 但此时 FOWT 负阻尼问题几乎无影响, 较大或较小的控制增益对平台纵摇运动影响较小。但在此区间较高增益能够加快调节过程, 提高发电机转速和功率跟踪性能。较低的控制增益由于无法快速响应外部载荷变化进而导致调节过程缓慢, 控制性能变差。因此本文提出的改进增益调度策略在 NDRWS 区间适当降低控制器增益, 而在 PDRWS 区间适当增大控制器增益, 兼顾了不同

风速区间稳定性和控制性能的不同需求,较好地实现了2者之间的权衡。值得注意的是,通过对不同容量机组的横向对比分析发现:更大容量机组负阻尼问题更加凸显,其对闭环变桨控制增益也更加敏感,尤其要注意稳定性问题。具体而言,NREL 5 MW 半潜 FOWT 负阻尼问题影响范围较小,NDRWS 区间较窄;IEA 15 MW 半潜 FOWT 负阻尼问题影响范围较大,NDRWS 区间较宽。故本文提出的改进增益调度控制策略在 NREL 5 MW 半潜 FOWT 的 NDRWS 区间稳定性改善效果相对较弱,但在 PDRWS 区间功率调节性能改善效果较为显著。而

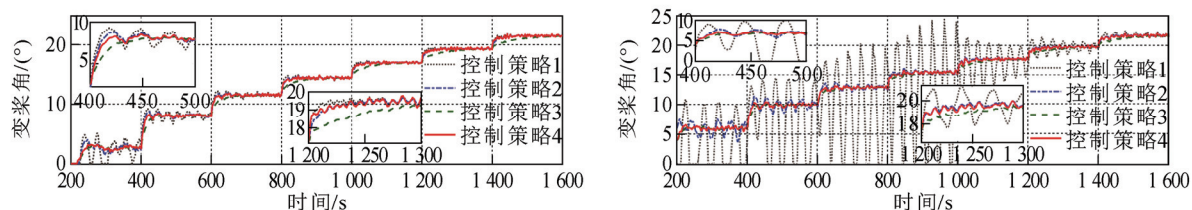
改进增益调度控制策略在 IEA 15 MW 半潜 FOWT 的 NDRWS 区间稳定性改善效果显著,但在 PDRWS 区间功率调节性能改善效果较弱。控制器优化在未来有待进一步提升。

4.2 低湍流风仿真分析

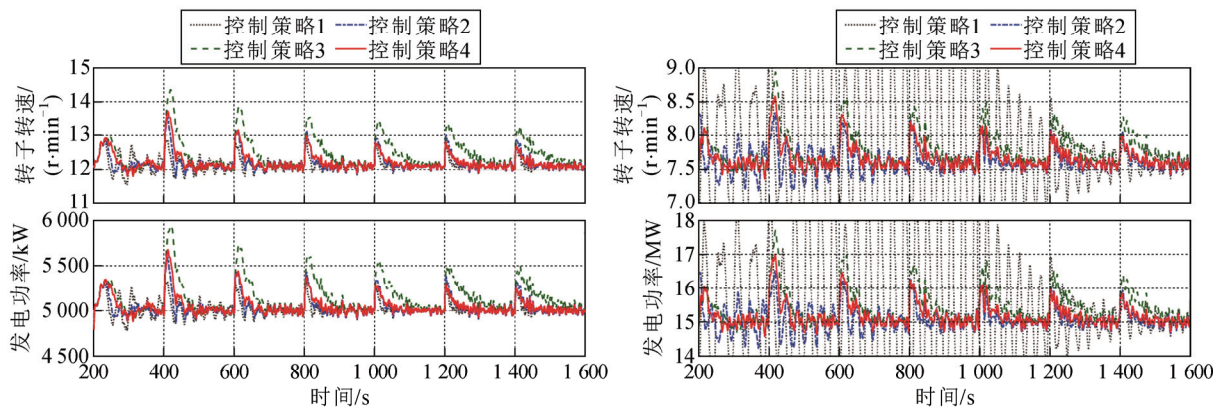
根据 IEC 61400-3 标准和文献[26],设置轮毂高度平均风速为 14 m/s、湍流度为 6.8%、风切变指数为 0.14 的 IEC Kaimal 湍流风;波浪工况选取有义波高为 2.188 m、峰值谱周期为 7.461 s 的不规则 JONSWAP 谱波浪。选取风速-波高、叶片变桨角(叶片 1)、转子转速与发电机转速、塔基弯矩与叶根弯



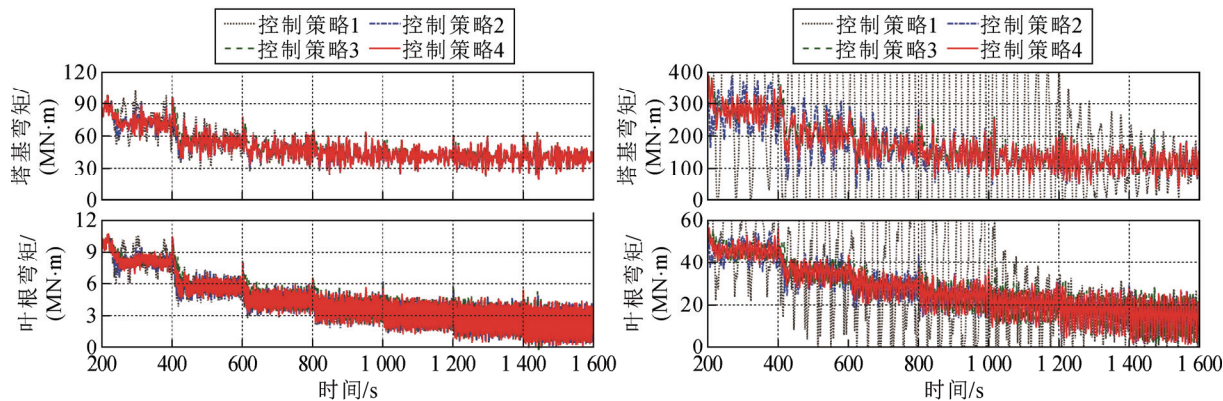
(a) 风速与波高变化曲线(左侧:NREL 5 MW,右侧:IEA 15 MW)



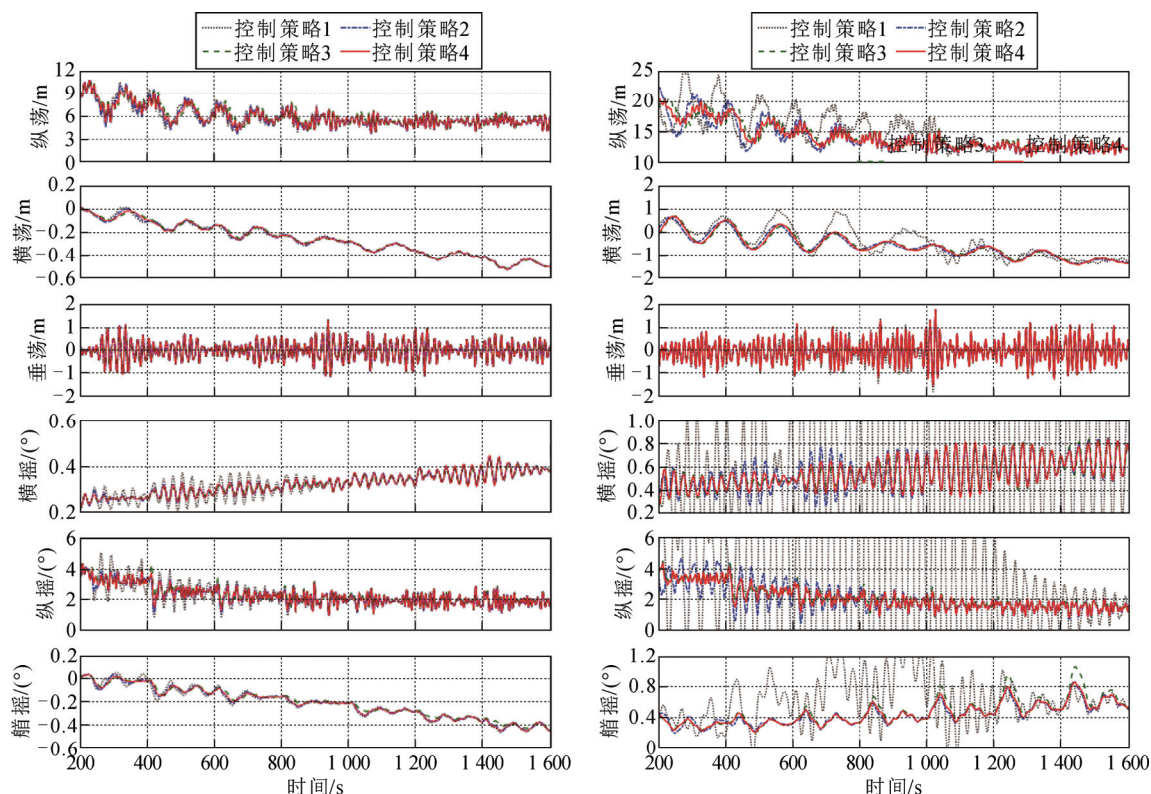
(b) 变桨角变化曲线(左侧:NREL 5 MW,右侧:IEA 15 MW)



(c) 功率变化曲线(左侧:NREL 5 MW,右侧:IEA 15 MW)



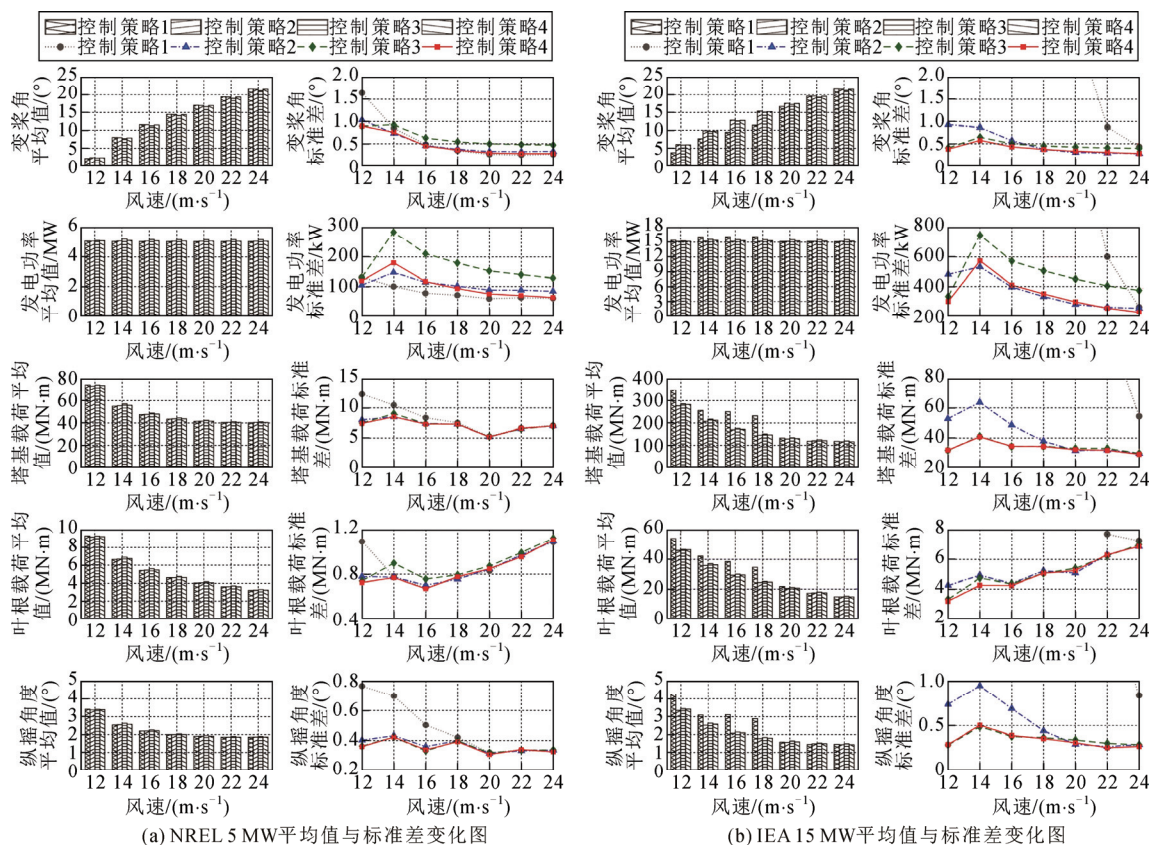
(d) 载荷变化曲线(左侧:NREL 5 MW,右侧:IEA 15 MW)



(e) 平台六自由度变化曲线(左侧: NREL 5 MW, 右侧: IEA 15 MW)

图6 阶跃风下FOWT系统响应对比图

Fig.6 Comparison of FOWT system responses under step wind



(a) NREL 5 MW平均值与标准差变化图

(b) IEA 15 MW平均值与标准差变化图

图7 阶跃风下FOWT系统性能指标量化图

Fig.7 Quantitative performance indicators of FOWT system under step wind

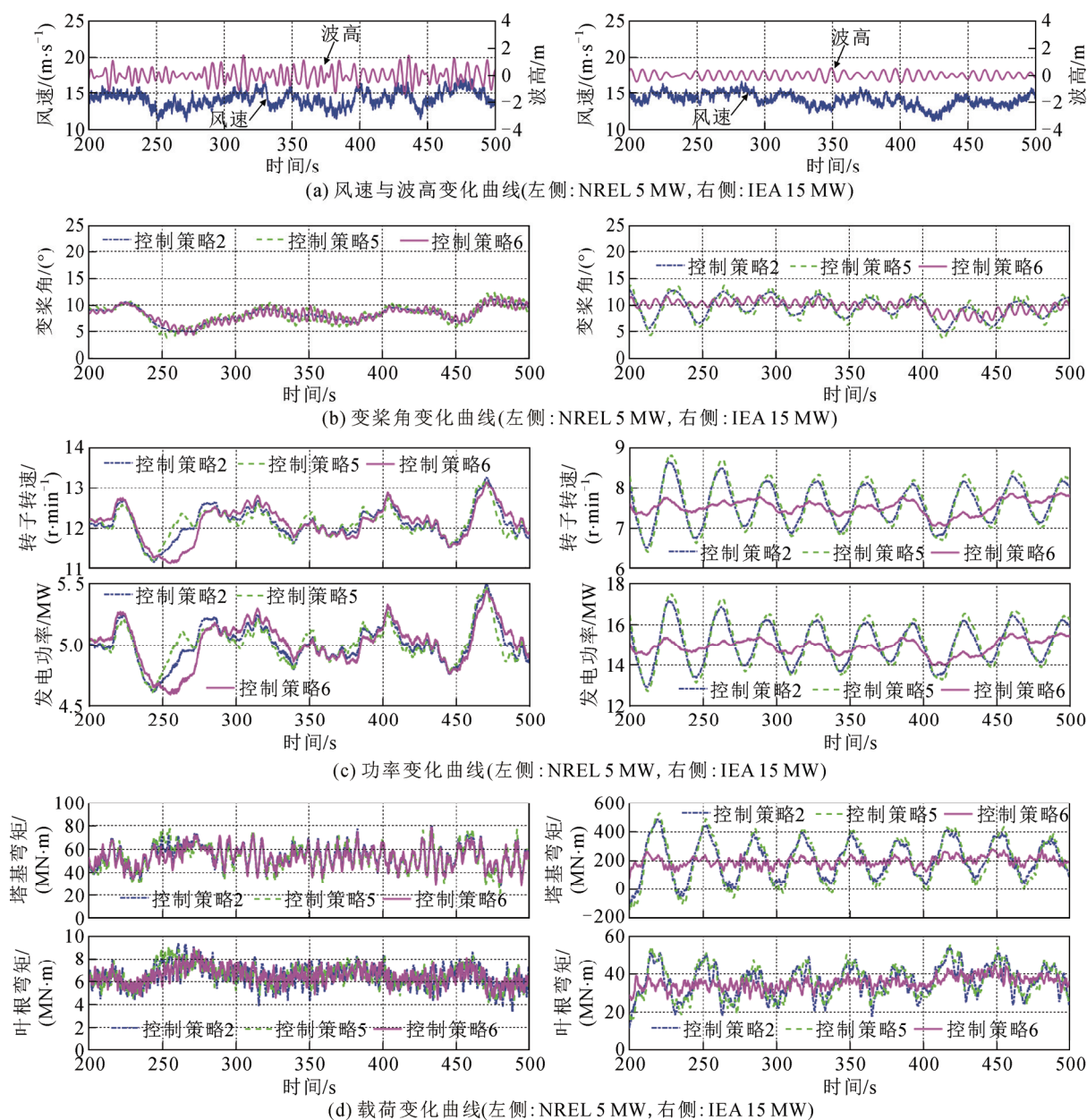
矩(叶片 1)以及 FOWT 浮体平台六自由度运动为输出, 最终仿真曲线如图 8 所示。

根据以上仿真结果, 通过求均值和标准差来进行性能指标量化分析, 结果如表 2 所示。

根据图 8 和表 2 可以看出, 在靠近额定风速的低湍流风速区间, 相对于 FOWT 基准控制器, 增加 IPC 控制策略可以在一定程度上降低叶根载荷, 但效果并不显著, 这可能与该风速区间负阻尼的主导影响有关, 其削弱了 IPC 控制策略在靠近额定风速处的降载荷效果。同时还可以看出, 在该风速区间增加 IPC 控制策略对 FOWT 功率调节和纵摇运动抑制的改善效果也并不明显。而在本文提出的改进增益调度控制策略的基础上增加 IPC 控制, 不仅可以

降低叶根载荷, 还能使得系统更加稳定, 从而显著抑制平台纵摇运动, 降低功率和载荷波动。这些控制效果在 IEA 15 MW 半潜 FOWT 仿真实验中尤为明显, 而在 NREL 5 MW 半潜 FOWT 仿真实验中效果微弱。这与前面 FOWT 纵摇模态阻尼特性分析中不同容量 FOWT 负阻尼问题严重程度不同的结论相符, 也体现了不同容量 FOWT 机组的差异性。

故在靠近额定风速区间, 针对不同容量 FOWT, 其负阻尼影响严重程度不同, 覆盖范围不同, 设计变桨控制器需要进行特定分析, 定制化控制策略。要以降低平台纵摇运动、保证系统稳定性为首要控制目标, 在此基础上进行控制性能优化。



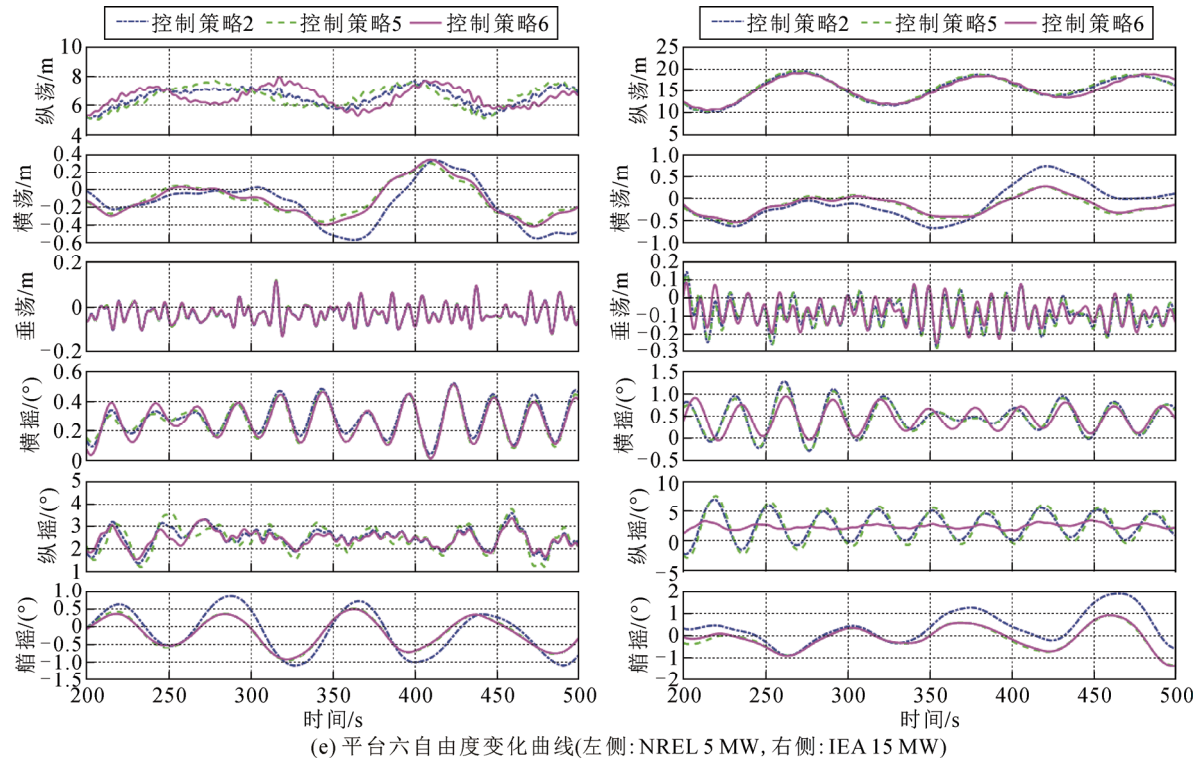


图 8 低湍流风下 FOWT 系统响应对比图

Fig.8 Comparison diagram of FOWT system response under low turbulent wind

表 2 低湍流风速下不同机型各控制策略性能指标量化

Table 2 Quantification of performance indicators for each controller strategy of different FOWT models under low turbulent wind							
状态量	性能 指标	NREL 5 MW			IEA 15 MW		
		控制 策略 2	控制 策略 5	控制 策略 6	控制 策略 2	控制 策略 5	控制 策略 6
变桨角度/(°)	平均值	8.307	8.311	8.327	9.493	9.378	9.823
	标准差	1.499	1.698	1.426	1.868	2.258	1.060
发电功率/kW	平均值	5 014.1	5 010.1	5 015.5	1.51×10 ⁴	1.51×10 ⁴	1.50×10 ⁴
	标准差	162.30	144.41	178.01	976.53	1 144.90	354.73
塔基弯矩/(kN·m)	平均值	5.41×10 ⁴	5.31×10 ⁴	5.30×10 ⁴	2.10×10 ⁵	2.03×10 ⁵	1.96×10 ⁵
	标准差	9.54×10 ³	9.85×10 ³	8.86×10 ³	1.31×10 ⁵	1.57×10 ⁵	0.32×10 ⁵
叶根弯矩/(kN·m)	平均值	6.49×10 ³	6.49×10 ³	6.47×10 ³	3.62×10 ⁴	3.64×10 ⁴	3.55×10 ⁴
	标准差	963.87	895.50	744.36	8.02×10 ³	8.54×10 ³	3.13×10 ³
纵摇角度/(°)	平均值	2.483	2.440	2.438	2.545	2.465	2.383
	标准差	0.433	0.555	0.366	2.101	2.519	0.410

4.3 高湍流风仿真分析

根据 IEC 61400-3 标准和文献[26], 设置轮毂高度平均风速为 22 m/s、湍流度为 5.6%、风切变指数为 0.14 的 IEC Kaimal 湍流风; 波浪工况选取有义波高为 4.027 m、峰值谱周期为 8.987 s 的不规则 JONSWAP 谱波浪。选取风速-波高、叶片变桨角(叶片 1)、转子转速与发电机转速、塔基弯矩与叶根弯

矩(叶片 1)以及 FOWT 浮体平台六自由度运动为输出, 最终仿真曲线如图 9 所示。

根据以上仿真结果, 通过求均值和标准差来进行性能指标量化分析, 结果如表 3 所示。

根据图 9 和表 3 可以看出, 在远离额定风速的高湍流风速区间, 相对于 FOWT 基准控制器, 增加 IPC 控制策略可以显著降低叶根载荷。这与低湍流

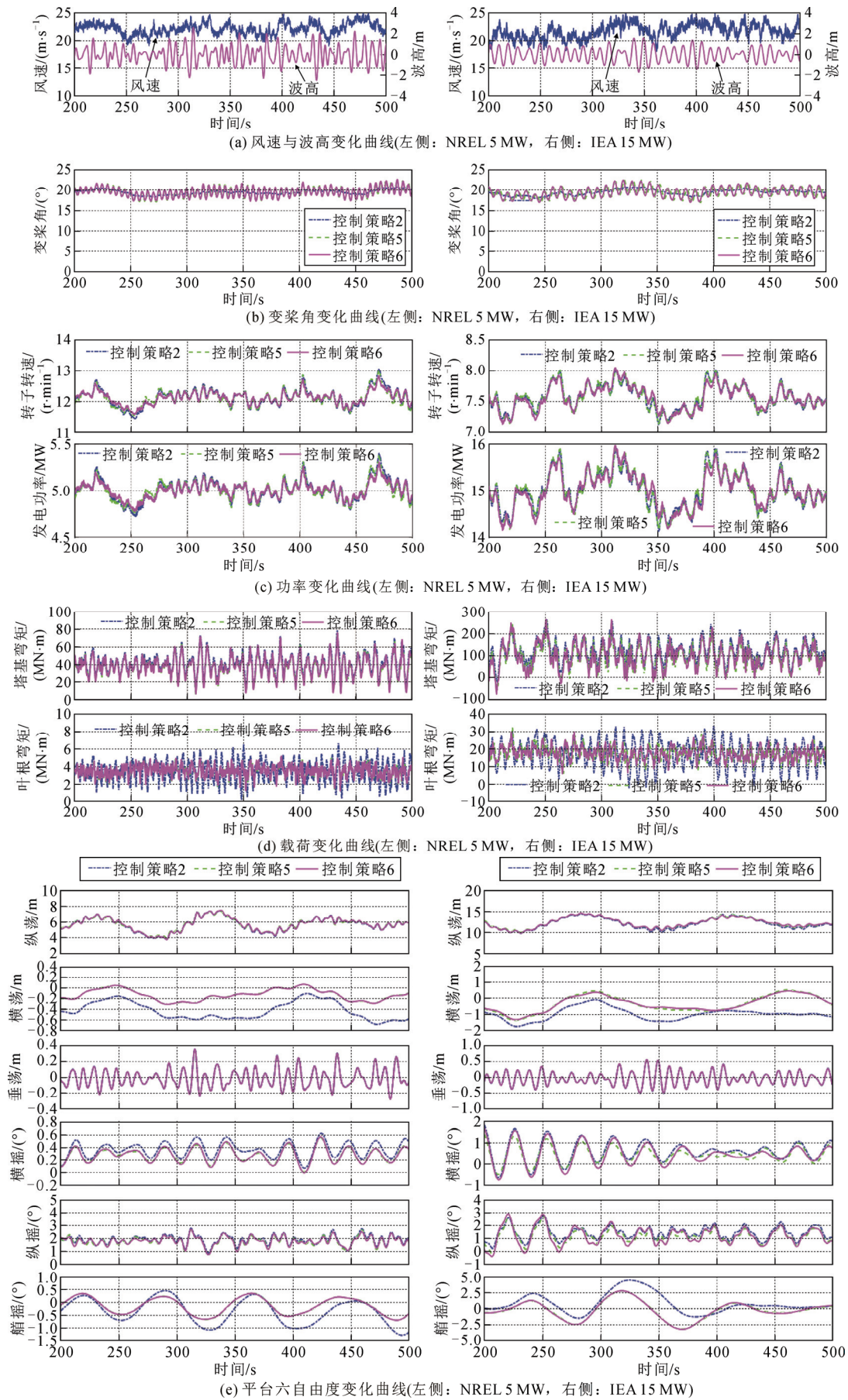


图9 高湍流风下 FOWT 系统响应对比图

Fig.9 Comparison diagram of FOWT system response under high turbulent wind

表 3 高湍流风速下不同机型各控制策略性能指标量化

Table 3 Quantification of performance indicators for each controller strategy of different FOWT models under high turbulent wind

状态量	性能指标	NREL 5 MW			IEA 15 MW		
		控制策略 2	控制策略 5	控制策略 6	控制策略 2	控制策略 5	控制策略 6
变桨角度/(°)	平均值	19.58	19.61	19.60	19.50	19.50	19.51
	标准差	0.584	1.180	1.147	0.707	1.237	1.217
发电功率/kW	平均值	5 009.8	5 006.3	5 007.8	1.50×10^4	1.50×10^4	1.50×10^4
	标准差	115.16	106.43	88.06	392.51	403.82	391.90
塔基弯矩/(kN·m)	平均值	4.04×10^4	3.80×10^4	3.80×10^4	1.18×10^5	1.00×10^5	0.99×10^5
	标准差	1.15×10^4	1.16×10^4	1.16×10^4	4.94×10^4	5.08×10^4	5.63×10^4
叶根弯矩/(kN·m)	平均值	3.51×10^3	3.54×10^3	3.54×10^3	1.73×10^4	1.75×10^4	1.75×10^4
	标准差	1 132.7	615.16	602.23	7.21×10^3	3.70×10^3	3.69×10^3
纵摇角度/(°)	平均值	1.876	1.779	1.777	1.441	1.210	1.205
	标准差	0.345	0.351	0.335	0.497	0.526	0.676

风速区间的情况不同,这是因为在高湍流风速区间负阻尼的影响基本消失,此时 IPC 控制策略的降载荷效果凸显。同时还可以看出,在该风速区间增加 IPC 控制策略可以明显提升 FOWT 功率调节和纵摇运动抑制的改善效果。此外,在本文提出的改进增益调度控制策略的基础上增加 IPC 控制不仅可以降低叶根载荷,还能进一步降低功率波动。这些控制效果在 NREL 5 MW 半潜 FOWT 的仿真实验中尤为明显,而在 IEA 15 MW 半潜 FOWT 仿真实验中效果微弱。这与前面 FOWT 纵摇模态阻尼特性分析中不同容量 FOWT 负阻尼问题影响范围不同的结论相符,同样也体现了不同容量 FOWT 机组的差异性。

5 结论

1) 闭环变桨控制作用下的漂浮式风机纵摇模态在靠近额定风速的特定区间内可能产生负阻尼,这是因为闭环气动偏导数在靠近额定风速区间有较大负值(绝对值),而水动力无法提供足够的正向阻尼,进而使得纵摇模态整体阻尼比为负。

2) 不同容量漂浮式风机纵摇模态负阻尼问题严重程度不同,IEA 15 MW 半潜 FOWT 比 NREL 5 MW 半潜 FOWT 负阻尼问题更加严重,主要体现在负阻尼程度更深,覆盖风速范围更广,原因可能与浮体尺寸和质量增加倍数远不及容量增加倍数有关。

3) 在靠近额定风速区域的 NDRWS 区间,降低控制器增益有利于 FOWT 系统稳定;而在远离额定风速区域即 PDRWS 区间,宜适当提高控制器增益以增强功率调节性能。此外,对于不同容量

FOWT,变桨控制策略优化需要进行定制化。

附录见本刊网络版(<http://hve.epri.sgcc.com.cn>)。

参考文献 References

[1] 郝治国, 谢凡, 张雨宁, 等. 远海风电直流汇集送出系统直流线路继电保护技术现状与展望[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 1-18.
HAO Zhiguo, XIE Fan, ZHANG Yuning, et al. Status and prospects of relay protection technology for DC lines in distant offshore wind DC collection and transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 1-18.

[2] 李岩, 冯俊杰, 卢毓欣, 等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术及展望[J]. 高电压技术, 2022, 48(9): 3384-3393.
LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384-3393.

[3] LÓPEZ-QUEIJA J, ROBLES E, JUGO J, et al. Review of control technologies for floating offshore wind turbines[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 167: 112787.

[4] 金砚秋, 张哲任, 吴宏远, 等. 基于构网型风电机组和二极管整流单元的海上风电场黑启动策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(9): 3730-3740.
JIN Yanqiu, ZHANG Zheren, WU Hongyuan, et al. Black start strategy of offshore wind farm based on grid-forming wind turbines and diode rectifier unit[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3730-3740.

[5] SUBBULAKSHMI A, VERMA M, KEERTHANA M, et al. Recent advances in experimental and numerical methods for dynamic analysis of floating offshore wind turbines—an integrated review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 164: 112525.

[6] 姚雅涵, 姚伟, 熊永新, 等. 经多端直流并网的海上风电场调频协同控制和风机转速恢复策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3537-3547.
YAO Yahan, YAO Wei, XIONG Yongxin, et al. Coordinated frequency support and wind turbine preset restoration scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farms[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3537-3547.

- [7] NIELSEN F G, HANSON T D, SKAARE B. Integrated dynamic analysis of floating offshore wind turbines[C]//Proceedings of the 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Hamburg, Germany: ASME, 2006: 671-679.
- [8] JONKMAN J. Influence of control on the pitch damping of a floating wind turbine[C]//Proceedings of the 46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit. Reno, USA: AIAA, 2008: 1306.
- [9] YU W, LEMMER F, SCHLIPF D, et al. Evaluation of control methods for floating offshore wind turbines[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2018, 1104: 012033.
- [10] 陈嘉豪, 胡志强. 半潜式海上浮式风机气动阻尼特性研究[J]. 力学学报, 2019, 51(4): 1255-1265.
- CHEN Jiahao, HU Zhiqiang. Study on aerodynamic damping of semi-submersible floating wind turbines[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2019, 51(4): 1255-1265.
- [11] 赵仕伦, 陈鹏飞, 程永权. 海上漂浮式风机气动阻尼效应全耦合数值分析[J]. 中国海上油气, 2023, 35(6): 144-154.
- ZHAO Shilun, CHEN Pengfei, CHENG Yongquan. Aerodynamic damping effect of an offshore floating wind turbine based on fully-coupled numerical analysis[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(6): 144-154.
- [12] SHAH K A, MENG F T, LI Y, et al. A synthesis of feasible control methods for floating offshore wind turbine system dynamics[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 151: 111525.
- [13] HU R Q, LE C H, GAO Z, et al. Implementation and evaluation of control strategies based on an open controller for a 10 MW floating wind turbine[J]. Renewable Energy, 2021, 179: 1751-1766.
- [14] LEMMER F, YU W, SCHLIPF D, et al. Robust gain scheduling baseline controller for floating offshore wind turbines[J]. Wind Energy, 2020, 23(1): 17-30.
- [15] MENG F Z, LIO W H, PEGALAJAR-JURADO A, et al. Experimental study of floating wind turbine control on a TetraSub floater with tower velocity feedback gain[J]. Renewable Energy, 2023, 205: 509-524.
- [16] SARKAR S, FITZGERALD B, BASU B. Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines for load mitigation and power regulation[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2021, 29(1): 305-315.
- [17] 张艳峰, 杨锡运, 王忻哲. 基于改进无模型自适应控制的漂浮式海上风机转矩-变桨协调控制策略研究[J]. 动力工程学报, 2024, 44(4): 607-615.
- ZHANG Yanfeng, YANG Xiyun, WANG Xinzhe. Research on torque-pitch coordinated control of floating offshore wind turbines based on improved model-free adaptive control[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(4): 607-615.
- [18] 韩耀振, 刘爽, 杨文祥, 等. 基于模糊 LQR 的 Spar 型海上浮式风力机载荷抑制[J]. 太阳能学报, 2024, 45(1): 188-196.
- HAN Yaozhen, LIU Shuang, YANG Wenxiang, et al. Load suppression of spar-types offshore floating wind turbine based on fuzzy LQR[J]. Acta Energeticae Solaris Sinica, 2024, 45(1): 188-196.
- [19] 宋子秋, 冯翰宇, 余照国, 等. 基于模型预测控制的半潜漂浮式风机协调控制方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4330-4338.
- SONG Ziqiu, FENG Hanyu, YU Zhaoguo, et al. Coordinated control of semi-submersible floating turbine with model predictive control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4330-4338.
- [20] QI L W, CAO H J, ZHANG Y N, et al. Data-driven control of the coupled loads for floating wind turbine systems based on deformable trailing edge flaps[J]. Ocean Engineering, 2022, 250: 111083.
- [21] National Renewable Energy Laboratory. OpenFAST documentation[EB/OL]. (2023-08-09)[2024-05-20]. <https://openfast.readthedocs.io/en/main/>.
- [22] 肖晃庆, 黄小威, 李岩, 等. 适用于二极管不控整流送出的海上风电机组无功功率同步控制策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(10): 3820-3828.
- XIAO Huangqing, HUANG Xiaowei, LI Yan, et al. Reactive power-synchronization control for offshore wind turbines connected to diode rectifier[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3820-3828.
- [23] JONKMAN J, BUTTERFIELD S, MUSIAL W, et al. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development[R]. Golden, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [24] ROBERTSON A, JONKMAN J, MASCIOLA M, et al. Definition of the semisubmersible floating system for phase II of OC4[R]. Golden, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [25] ALLEN C, VISCELLI A, DAGHER H, et al. Definition of the UMaine VoltturnUS-S reference platform developed for the IEA wind 15 MW offshore reference wind turbine[R]. Golden, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [26] PAPI F, BIANCHINI A. Technical challenges in floating offshore wind turbine upscaling: a critical analysis based on the NREL 5 MW and IEA 15 MW reference turbines[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 162: 112489.
- [27] ABBAS N J, ZALKIND D S, PAO L, et al. A reference open-source controller for fixed and floating offshore wind turbines[J]. Wind Energy Science, 2022, 7(1): 53-73.
- [28] JONKMAN J. Calculation of negative damping in pitch mode of OC4 semi-5 MW[EB/OL]. (2024-05-09)[2024-05-22]. <https://github.com/OpenFAST/openfast/discussions/2192>.



GU Xiaqing
Senior engineer



LIANG Dongyang
Corresponding author

顾晓庆

1986—, 男, 硕士, 高工

主要从事海洋工程结构咨询设计及火力发电厂水工结构咨询设计工作

E-mail: guxiaoqing@jspdi.com.cn

梁栋炀(通信作者)

1998—, 男, 硕士, 助理工程师

主要从事新能源发电与并网、特高压柔性直流输电等研究工作

E-mail: ldyang9828@163.com

收稿日期 2024-07-31 修回日期 2025-01-21 编辑 程子丰

附录 A

风是 FOWT 整个系统发电动力的来源，其具有较大的随机性和波动性，风模型通常采用以下形式：

$$V(z_h) = V_{\text{ref}} \left(\frac{z_h}{z_{\text{ref}}} \right)^\alpha \quad (\text{A1})$$

式中： z_h 为离地面的垂直高度； z_{ref} 为参考高度； α 为风切变指数； V_{ref} 是高度为 z_{ref} 时的风速； $V(z)$ 是高度为 z_h 时的风速。根据 IEC 61400-3 海上风力发电机组设计要求，海上环境下 α 通常取 0.14。

FOWT 主要受到 1 阶和 2 阶波浪载荷作用，通常采用具有 JONSWAP 谱的随机不规则波浪，可表示为：

$$S(\omega) = \frac{1}{2\pi} \frac{5}{16} H_s^2 T_p \left(\frac{\omega T_p}{2\pi} \right)^{-5} \exp \left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega T_p}{2\pi} \right) \right)^{-4} \cdot \exp \left(-0.5 \left(\frac{\omega T_p}{2\pi} \right)^{-4} \right) (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \gamma \quad (\text{A2})$$

式中： $S(\omega)$ 为波浪谱； ω 表示波频； H_s 和 T_p 表示有效波高和波峰周期； γ 表示谱峰升高因子； σ 为比例因子。

时域中具有系泊系统的 FOWT 浮体平台在不规则入射波浪下总受力为：

$$F_i^{\text{Platform}}(\eta) = -A_{ij}\ddot{\eta}_j + F_j^{\text{Waves}} + \rho_w g V_0 \delta_{i3} - C_{ij}^{\text{Hydrostatic}} \eta_j - \int_0^t K_{ij}(t-\tau) \dot{\eta}_j(\tau) d\tau + F_i^{\text{Lines}} \quad (\text{A3})$$

式中： F_i^{Platform} 是总的外部载荷； η 是浮体平台的 6 自由度运动中的平移位移或旋转角度； A_{ij} 是水动力附加质量矩阵； F_j^{Waves} 是波浪激振力； ρ_w 是水密度； g 是重力加速度常数； V_0 是排水体积； δ_{i3} 是 Kronecker-Delta 函数的第 $(i,3)$ 个分量； $C_{ij}^{\text{Hydrostatic}}$ 是静水恢复矩阵； K_{ij} 是波辐射延迟核； F_i^{Lines} 是系泊载荷。

附录 B

采用叶素动量理论对 FOWT 的气动部分进行简化分析，风通过叶轮转子盘时风电机组捕获的风能可表示为：

$$P_{\text{Aero}} = 0.5 \rho_{\text{air}} \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{B1})$$

$$P_g = \eta_g P_{\text{Aero}} \quad (\text{B2})$$

式中： P_{Aero} 是气动功率； P_g 为发电机功率； η_g 为发电机效率； ρ_{air} 是空气密度； R 是转子半径； $\lambda = \omega_r R / V$ 是叶尖速比； ω_r 为转子转速； β 为桨距角； C_p 为风机功率系数，是 λ 和 β 的函数， C_p 曲线图如图 B1 所示。

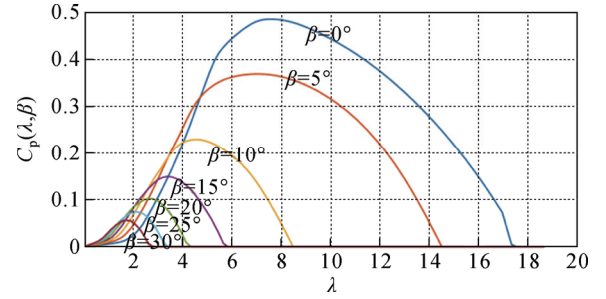


图 B1 功率系数曲线图

Fig.B1 Curves of power coefficient

FOWT 风轮所受到的气动推力 F_T 可表示为：

$$F_T = 0.5 \rho_{\text{air}} \pi R^2 V^2 C_t(\lambda, \beta) \quad (\text{B3})$$

式中： C_t 为气动转子推力系数，是 λ 和 β 的函数， C_t 曲线图如图 B2 所示。

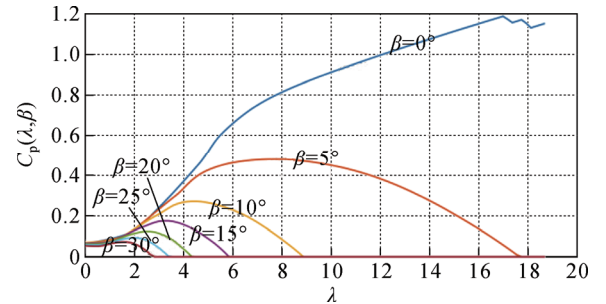


图 B2 推力系数曲线图

Fig.B2 Curves of thrust coefficient

NREL 5 MW 与 IEA 15 MW 半潜 FOWT 基本参数如表 B1 所示。

表 B1 NREL 5 MW 与 IEA 15 MW 半潜浮式风机基本参数

Table B1 Basic parameters of NREL 5 MW and IEA 15 MW semi-submersible FOWT

参数	数值		单位
	NREL 5 MW	IEA 15 MW	
额定功率	5	15	MW
轮毂高度	90	150	m
转子直径	126	240	m
切入风速	3	3	m/s
额定风速	11.4	10.59	m/s
切出风速	25	25	m/s
额定转子转速	12.1	7.56	r/min
额定发电机转速	1 173.7	7.56	r/min
额定发电机转矩	43 093.55	19 624 046.67	Nm
齿轮箱增速比	97		
发电效率	94.40	96.55	%
塔筒重量	249.718	1 263	t
浮体平台重量	13 473	17 839	t
转子与机舱重量	350	991	t
全系统重量	14 072	20 093	t
平台纵摇固有频率	0.037	0.036	Hz

附录 C

FOWT 增益调度 CPC 控制器 PI 增益计算式为:

$$K_P(\beta_{CPC}) = \frac{2I_d\omega_{r0}\zeta_\varphi\omega_{\varphi n}}{N_g \left(-\frac{\partial P_{Aero}}{\partial \beta_{CPC}}(\beta_{CPC}=0) \right)} G_F(\beta_{CPC}) = K_P^{\text{const}} G_F(\beta_{CPC}) \quad (C1)$$

$$K_I(\beta_{CPC}) = \frac{I_d\omega_{r0}\omega_{\varphi n}^2}{N_g \left(-\frac{\partial P_{Aero}}{\partial \beta_{CPC}}(\beta_{CPC}=0) \right)} G_F(\beta_{CPC}) = K_I^{\text{const}} G_F(\beta_{CPC}) \quad (C2)$$

式中: $K_P(\beta_{CPC})$ 和 $K_I(\beta_{CPC})$ 分别为 CPC 控制器的比例和积分增益; β_{CPC} 为统一变桨角; $I_d = I_r + N_g^2 I_g$ 是低速轴的传动链惯性; I_r 是转子惯性; N_g 是齿轮箱增速比; I_g 是发电机惯性; ω_{r0} 是额定转子转速; $\omega_{\varphi n}$ 和 ζ_φ 分别为 FOWT 统一变桨控制器的固有频率和阻尼比; $\partial P_{Aero}/\partial \beta_{CPC}$ 是变桨灵敏度; $K_P^{\text{const}} = K_P(\beta_{CPC}=0)$ 和 $K_I^{\text{const}} = K_I(\beta_{CPC}=0)$ 分别表示变桨角为 0° 时的控制器比例增益和积分增益; $G_F(\beta_{CPC})$ 为无量纲增益调度系数, 其计算式为:

$$G_F(\beta_{CPC}) = \frac{1}{1 + \frac{\beta_{CPC}}{\beta_k}} \quad (C3)$$

式中: β_k 是变桨灵敏度从额定风速处的值翻了 1 倍的叶片桨距角, 即:

$$\frac{\partial P_{Aero}}{\partial \beta_{CPC}}(\beta_{CPC} = \beta_k) = 2 \frac{\partial P_{Aero}}{\partial \beta_{CPC}}(\beta_{CPC} = 0) \quad (C4)$$

FOWT 基准增益调度 PI 统一变桨控制器的变

桨灵敏度 $\partial P_{Aero}/\partial \beta_{CPC}$ 仍沿用陆上风机的结果, 借助 OpenFAST 软件平台对风机做桨距角扰动的线性化操作, 采用差分法可计算变桨灵敏度:

$$\frac{\partial P_{Aero}}{\partial \beta_{CPC}} = \frac{P_{Aero}(\omega_{r0}, \beta_{op} + \Delta\beta, V_{op}) - F_T(\omega_{r0}, \beta_{op}, V_{op})}{\Delta\beta} \quad (C5)$$

通过一系列桨距角扰动的线性化仿真实验, 最终可得变桨敏感度 $\partial P_{Aero}/\partial \beta_{CPC}$ 随桨距角变化的散点图及拟合曲线如图 C1 所示。

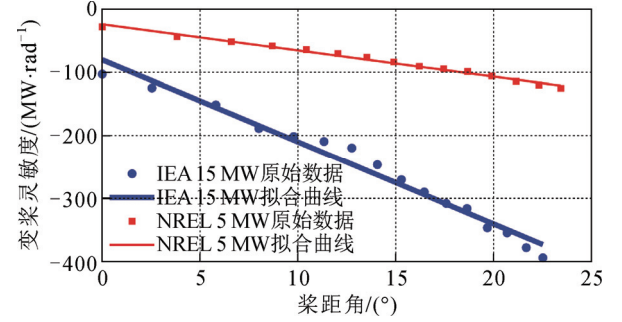


图 C1 变桨敏感度拟合曲线图

Fig.C1 Fitting line of pitch sensitivity

附录 D

D1 Coleman 坐标变换

Coleman 坐标变换基于转子方位角将 3 叶片根部载荷转化为轮毂俯仰弯矩 M_{tilt} 和偏航弯矩 M_{yaw} , 表达式为:

$$\begin{bmatrix} M_{\text{tilt}} \\ M_{\text{yaw}} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta + \frac{4}{3}\pi) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta + \frac{2}{3}\pi) & \sin(\theta + \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_{y1} \\ M_{y2} \\ M_{y3} \end{bmatrix} \quad (D1)$$

式中: θ 为风轮转子方位角; M_{y1} 、 M_{y2} 和 M_{y3} 分别为测量的叶片 1、2、3 叶根载荷。

D2 俯仰与偏航载荷双 PI 控制器设计

将滤波后的 M_{tilt} 和 M_{yaw} 通过两个独立的 PI 载荷控制器得到俯仰和偏航桨距角控制量 u_{tilt} 和 u_{yaw} :

$$\begin{cases} u_{\text{tilt}}(t) = K_P^{\text{tilt}} e_{\text{tilt}}(t) + K_I^{\text{tilt}} \int_0^t e_{\text{tilt}}(\tau) d\tau \\ u_{\text{yaw}}(t) = K_P^{\text{yaw}} e_{\text{yaw}}(t) + K_I^{\text{yaw}} \int_0^t e_{\text{yaw}}(\tau) d\tau \end{cases} \quad (D2)$$

式中: $e_{\text{tilt}}(t) = M_{\text{tilt}}^{\text{filt}}(t) - M_{\text{tilt}}^{\text{ref}}(t)$ 为轮毂俯仰弯矩误差; $e_{\text{yaw}}(t) = M_{\text{yaw}}^{\text{filt}}(t) - M_{\text{yaw}}^{\text{ref}}(t)$ 为轮毂偏航弯矩误差; $M_{\text{tilt}}^{\text{filt}}(t)$ 与 $M_{\text{yaw}}^{\text{filt}}(t)$ 分别为滤波后的俯仰弯矩和偏航弯矩; $M_{\text{tilt}}^{\text{ref}}(t)$ 与 $M_{\text{yaw}}^{\text{ref}}(t)$ 为给定的俯仰弯矩和偏航弯矩参考值; K_P^{tilt} 与 K_I^{tilt} 分别为俯仰弯矩 PI

控制器的比例增益和积分增益； K_p^{yaw} 与 K_i^{yaw} 分别为偏航弯矩 PI 控制器的比例增益和积分增益。

D3 Coleman 坐标反变换

俯仰和偏航桨距角控制量 u_{tilt} 和 u_{yaw} 再经 Coleman 反变换可得到每支叶片的独立变桨角增量 $\Delta\beta_{\text{IPC}}^i (i=1,2,3)$ ，表达式为：

$$\begin{bmatrix} \Delta\beta_{\text{IPC}}^1 \\ \Delta\beta_{\text{IPC}}^2 \\ \Delta\beta_{\text{IPC}}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) & \sin(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\theta + \frac{4}{3}\pi) & \sin(\theta + \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{\text{tilt}} \\ u_{\text{yaw}} \end{bmatrix} \quad (\text{D3})$$

最终独立变桨控制指令为：

$$\beta_{\text{cmd}}^i = \beta_{\text{CPC}} + \Delta\beta_{\text{IPC}}^i, i=1,2,3 \quad (\text{D4})$$

式中： β_{CPC} 为统一变桨角； β_{cmd}^i 为变桨执行器的变桨指令。

综上分析与计算，NREL 5 MW 和 IEA 15 MW 半潜 FOWT 的基准增益调度 CPC 控制器关键参数如表 D1 所示。

表 D1 NREL 5 MW 与 IEA 15 MW 半潜漂浮式风机独立变桨控制器主要参数

Table D1 Main parameters of IPC controllers for NREL 5 MW and IEA 15 MW semi-submersible FOWT

控制器	参数	数值		单位
		NREL 5 MW	IEA 15 MW	
CPC 控制 回路	I_r	38 677 056	310 619 488	kg·m ²
	I_g	534.116	1 836 784	kg·m ²
	N_g	97		
	I_d	43 702 553.44	312 456 272	kg·m ²
	ω_{nx}	0.037	0.036	Hz
	ω_{pn}	0.2	0.2	rad/s
	ζ_{φ}	0.7	1	
	$\frac{\partial P_{\text{Aero}}}{\partial \beta_{\text{CPC}}} (\beta_{\text{CPC}} = 0)$	-25.52×10 ⁶	-80.30×10 ⁶	W/rad
	K_p^{const}	0.006 275 604	1.232 2	s
	K_i^{const}	0.000 896 514 9	0.123 2	
IPC 控制 回路	β_K	6.302 336	6.180 894	°
	K_p^{tilt}	5×10 ⁻⁶	5×10 ⁻⁷	s
	K_i^{tilt}	1×10 ⁻⁶	1×10 ⁻⁷	
	K_p^{yaw}	5×10 ⁻⁶	5×10 ⁻⁷	s
	K_i^{yaw}	1×10 ⁻⁶	1×10 ⁻⁷	