基于非平稳模型的 15 MW 漂浮式风力机动力响应

胡传新[1,2]，姜 晗[1]

(1.武汉科技大学 城市建设学院，湖北 武汉 430065；2.武汉科技大学 城市更新湖北省工程研究中心，湖北 武汉 430065)

摘 要：为研究不同湍流强度风场与偏航故障共同作用对 IEA 15 MW 风力机动力响应的影响，文章以经验模态分解(EMD)方法对其轮毂处风速进行分解，分析了传统平稳模型与非平稳模型之间的差异，研究了风力机叶根挥舞力矩、平台纵摇和纵荡在不同工况下的非平稳动力响应。研究结果表明：经过 EMD 分解后得到的时变平均项能够较好地描述风力机动力响应的脉动趋势，修正后的非平稳模型提高了不同工况下风力机动力响应计算的准确性；叶根挥舞力矩均值随偏航角逐渐减小，同时由于稳态风的稳定性，叶根挥舞力矩均值随湍流强度增大而减小，其极值在湍流风场与偏航故障共同作用下先减小后增大，说明两者的共同作用使得风力机结构出现了更剧烈的非平稳动力响应；在稳态风工况下，平台纵摇和纵荡随着偏航角度的增大逐渐减小，相较于稳态风正常湍流工况下的纵摇和纵荡下降比例变小，而极端湍流工况下，纵荡均值在 15°偏航角下出现增大，纵摇极值与均值在 15°偏航角下均增大，表明在机组偏航故障时，湍流风能够增大平台运动响应。

关键词：海上浮式风机；湍流风场；偏航故障；非平稳模型；动力响应

中图分类号：TK81 **文献标志码**：A **文章编号**：1671-5292(2025)11-1477-08

0 引言

随着海上风能应用的进一步发展，风力机逐渐走向风能更加丰富的深远海[1]。深远海环境中风场湍流成分变化剧烈，一方面会引起风力机叶片、平台等产生剧烈的非平稳动力响应，另一方面可能会导致机组某些关键部位发生故障，因机组故障引起的荷载变化加剧了风力机的动力响应，因此，研究风力机在深远海复杂风场环境中的非平稳动力响应极为重要。

风电机组的非平稳动力响应主要来自机组荷载和外部环境荷载两个方面，偏航系统故障是风力机比较常见的机组故障[2]，偏航故障产生的机组荷载是风力机产生非平稳动力响应的重要因素。文献[3]通过对风力机偏航失效时停机位置及偏航角度的分析，得到了空转策略或者叶片方位角处于停机位置的停摆策略。文献[4]通过对风力机 0°~30°偏航角进行计算，发现风力机偏航对平台纵荡和纵摇影响较大，对垂荡影响较小。文献[5]研究了风力机在不同偏航角度下的轮毂荷载，发现正角度偏航角相较于负角度会导致更大的轮毂荷载。文献[6]探讨了偏航误差和风浪异向对风力机动态特性的影响，发现偏航误差对发电效率有显著影响，而风浪异向对风力机的结构运动和荷载有很大影响。关于风电机组外部环境荷载的研究，文献[7]基于 Barge 平台，对比研究了多平台在普通海况和恶劣海况下的时频响应特性，发现在普通海况下，多平台动态响应以低频为主，在恶劣海况下，多平台动态响应主要集中在波频区。文献[8]通过研究不同极端阵风上升时间、变桨速率等因素对大型风电机组叶片极限荷载的影响，发现随着叶片的大型化，极端阵风下的极限荷载对风电机组的整机性能有明显影响。文献[9]通过安装雷达监测复杂场址阵风数据，发现山地实测阵风比规范阵风更加恶劣，塔底荷载对阵风幅值更为敏感，叶片荷载对阵风的上升时间更为敏感。文献[10]提出了一种通用的高斯阵风模拟理论，并据此真实描述了随机恶劣荷载情况。

已有研究均认为偏航故障和外部环境荷载引起的动力响应是平稳随机过程，并认为平稳随机过程会对风力机动力响应的计算结果产生偏差。同时，已有研究多集中在引起风电机组动力响应的一个方面，没有同时考虑外部环境荷载和机组自身故障共同作用时对风力机动力响应的影响。

因此，本文选取 IEA 15 MW 风力机作为研究

收稿日期：2024-01-12。

基金项目：国家重点研发计划项目(2022YFB4201500，2022YFC3004105)。

作者简介：胡传新(1987-)，男，博士，副教授，研究方向为桥梁与结构风工程。E-mail：chuanxinhoo@126.com

对象,以 Turbsim 软件模拟湍流风场,通过 Open FAST 软件模拟风力机正常运行时,在不同湍流风场下发生偏航系统故障,对其动力响应结果进行经验模态分解,提取动力响应的脉动趋势。通过使用非平稳模型对其动力响应时程进行处理,使其成为平稳随机过程,最后对湍流风场和偏航故障引起的动力响应进行分析。这对于研究漂浮式海上风力机在深远海环境下发生机组偏航故障时风力机的荷载模式和动态响应具有重要意义。

1 风力机荷载与分析方法

1.1 风荷载

对于处于深远海的风电机组而言,复杂风场中的湍流变化是引起风力机产生非平稳动力响应的重要原因,本文采用国际电工委员会(IEC)规定的两种湍流模型研究湍流对风力机动力响应的影响,即正常湍流模型和极端湍流模型[11]。湍流风谱选用 Kaimal 谱,其表达式为

$$S_k(f)=\frac{4\sigma_k^2 fL_k/\overline{V}_{\text{hub}}}{\left(1+6fL_k/\overline{V}_{\text{hub}}\right)^{5/3}} \tag{1}$$

式中:σ_k 为湍流标准差;f 为循环频率;L_k 为湍流积分尺度参数;$\overline{V}_{\text{hub}}$ 为给定高度轮毂处的平均风速。

通过 TURBSIM 软件生成两种湍流模型的风场,设置基准风速为 IEA 15 MW 风力机的额定风速(10.59 m/s),两种湍流模型风速时程如图 1 所示。

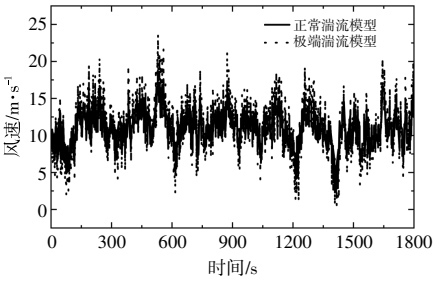


图 1 正常湍流模型与极端湍流模型风速时程

Fig.1 Simulation diagram of normal turbulence model and extreme turbulence model

基于叶素动量理论,在 Open FAST 中对气动荷载进行计算。作用在风轮上的推力 F、扭矩 M 及作用在塔架上的推力 F_{tower} 分别为

$$F=\int_0^R 1/2N(C_{\text{L}}\cos\theta+C_{\text{D}}\sin\theta)\rho cW^2\mathrm{d}r \tag{2}$$

$$M=\int_0^R 1/2N(C_{\text{L}}\sin\theta-C_{\text{D}}\cos\theta)\rho cW^2\mathrm{d}r \tag{3}$$

$$F_{\text{tower}}=1/2\rho cA_t V_h^2(t) \tag{4}$$

式中:R 为叶片展向半径;N 为叶片数目;C_{L} 为叶片升力系数;C_{D} 为叶片阻力系数;ρ 为空气密度;c 为翼型弦长;W 为相对合速度;A_t 为塔架在来流方向正投影面积;$V_h(t)$为塔架 h 高度处的风速,其中 t 为时间。

1.2 偏航失效风荷载

风力机动态响应的非平稳性,不仅源于复杂风场、波浪等外部条件荷载,亦受偏航故障等机组自身瞬时突变荷载的制约。风力机处于最佳迎风角度时的机组功率 P 为

$$P=1/2\rho C_{\text{P}}\eta_{\text{m}}\eta_{\text{e}}Sv^2 \tag{5}$$

式中:C_{P} 为风能利用系数;η_{m} 为齿轮箱与传动系统机械效率;η_{e} 为发电机效率;S 为叶轮工作面积;v 为来流风速。

当来流风向改变时,若发生偏航系统故障,会与实际来流风向之间形成偏航角 θ(图 2),则风电机组的实际气动荷载 F_{h} 为

$$F_{\text{h}}=1/2\rho C_{\text{P}}\eta_{\text{m}}\eta_{\text{e}}S(v\cos\theta)^2 \tag{6}$$

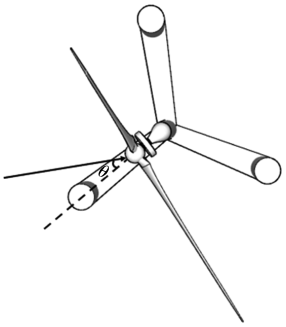


图 2 海上风力机偏航失效示意图

Fig.2 Schematic diagram of offshore wind turbine yaw failure

1.3 水动力荷载

在深远海环境中,波浪成分复杂,具有很强的随机性[12],非线性随机波对于风机动态响应的影响主要体现在平台运动方面,平台运动方程为

$$(M+A)\ddot{q}+\int_0^t K(t-\tau)\dot{q}(\tau)\mathrm{d}(\tau)+B\dot{q}+(C_{\text{hydro}}+C_{\text{ext}})q=F_{\text{ext}} \tag{7}$$

式中:M 为惯性质量;A 为附加质量;$K(t-\tau)$为辐射阻尼函数;B 为外部阻尼;C_{hydro} 为静水刚度;C_{ext} 为系泊刚度;F_{ext} 为风浪流和系泊力的合力;q,$\dot{q}$,$\ddot{q}$

分别为平台的运动位移、运动速度和运动加速度。

采用 JONSWAP 谱模拟非线性不规则波波浪场,生成的波高时程曲线如图 3 所示。

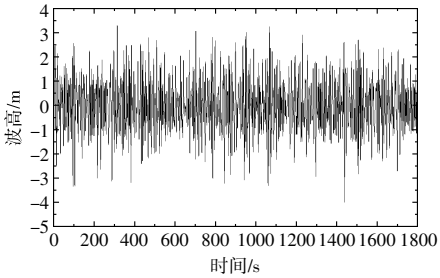


图 3　不规则波高时程曲线

Fig.3 Irregular wave height time history curve

JONSWAP 谱的表达式为

$$S(f)=\alpha\frac{g^2}{(2\pi)^2 f^5}\exp\left[-1.25\left(\frac{f_m}{f}\right)^4\right]\gamma^{\cdot}$$

$$\exp\left[-(f-f_m)^2/\left(2\sigma^2 f_m^2\right)\right] \tag{8}$$

式中:α 为能量尺度参数;f_m 为谱峰频率;γ 为谱峰升高因子;σ 为峰型系数,当 $f\leqslant f_m$ 时,σ=0.07,当 $f>f_m$ 时,σ=0.09。

通常,小尺度结构物[即结构直径 $D<0.2L$(L 为波长)] 适用于 Morison 方程,大尺度结构物 ($D>0.2L$)使用势流理论计算波浪荷载。本文通过势流理论对静水刚度、附加质量、辐射阻尼等水动力参数进行计算,然后使用 Open FAST 水动力计算模块 HydroDyn 对平台的运动进行计算。

通过 Open FAST 的 MoorDyn 模块的质量集中模型模拟计算系泊系统。如图 4 所示,将锚链均分为 n 段,即有 n+1 个节点,在每个节点定义其质量和刚度等属性,其中节点 1 与平台上的导揽孔相连,节点 n+1 与海底的锚固相连。

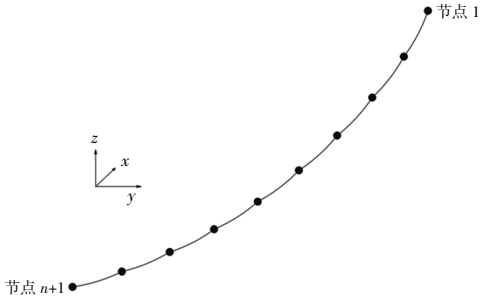


图 4　质量集中模型示意图

Fig.4 Schematic diagram of mass concentration model

1.4　经验模态分解方法

对于处于深远海环境中的风力机,将其动态响应作为平稳信号来进行分析显然是不合适的,经验模态分解 (Empirical Mode Decomposition, EMD)可将非平稳信号分解为 n 个固有模态函数 (Intrinsic Mode Function) 和一个残差(residual),它的优点是不会运用任何已经定义好的函数作为基底,而是根据所分析信号自适应地生成固有模态函数,对于复杂环境下风力机的非平稳气动和结构的动力学特性具有更高的时频特性分辨率,其基本原理如下。

①使用插值法对原始信号 $X(t)$ 的极值点进行拟合,得到信号的上包络线 $X_{max}(t)$ 和下包络线 $X_{min}(t)$,对上、下包络线求平均值。

$$m_1(t)=\frac{X_{max}(t)+X_{min}(t)}{2} \tag{9}$$

②将 $X(t)$ 与 $m_1(t)$ 相减,得到初始 IMF 信号 $d_1(t)$。

③对 $d_1(t)$ 重复步骤①~②,直到方差 SD 为 0.2~0.3,此时得到最终的 IMF 信号 $c_1(t)$,即第一个 IMF。其中方差 SD 的计算式为

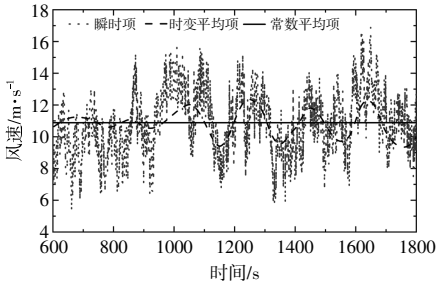
$$SD=\sum_{t=0}^{T}\left[\frac{|d_{k-1}(t)-d_k(t)|}{d_{k-1}^2(t)}\right] \tag{10}$$

④对信号 $X(t)$ 与 $c_1(t)$ 求差,得到残差 $r_1(t)$,将 $r_1(t)$ 代替原始信号 $X(t)$ 进行步骤①~③的处理,重复 n 次后得到第 n 阶模态函数 $c_n(t)$ 和最终符合标准的残差量 $r_n(t)$。$X(t)$ 经过 EMD 分解后的表达式为

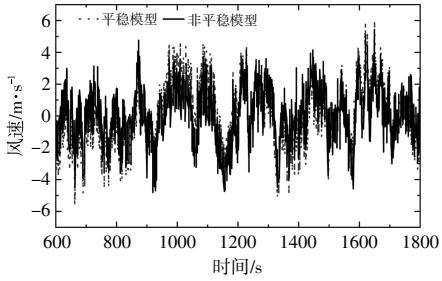
$$X(t)=\sum_{1}^{n}\left[c_n(t)+r_n(t)\right] \tag{11}$$

图 5 为经过 EMD 方法处理后的轮毂处顺风向风速时程。

由图 5 可知:使用常数平均项来描述轮毂处顺风向风速的脉动时程不符合其变化趋势,而时变平均项能够较好地模拟出顺风向风速的变化趋势;时变平均项的非平稳模型与常数平均项的平



(a)轮毂处风速时程常数平均项与时变平均项



(b)轮毂处顺风向风速平稳与非平稳模型

图 5 轮毂处顺风向风速时程

Fig.5 Wind speed time history in the direction of the wheel hub

稳模型相比，前者得到的脉动时程更加平稳地围绕在零值上下波动。风力机的风速时程已经去除了时变平均项的影响,成为准确的平稳随机过程,因此，本文对风力机动态响应的分析均基于修正后的非平稳模型。

2 风力机模型与工况设置

2.1 风力机模型参数

本文研究对象为国际能源署(IEA)开发的 15 MW 大型风力机，该风力机拥有更加细长的叶片结构,风轮直径达 240 m。风力机整体模型如图 6 所示,风力机主要参数如表 1 所示。

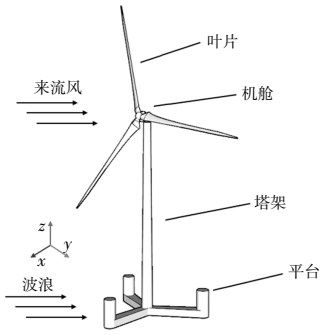


图 6 IEA 15 MW 半潜式风力机整体模型

Fig.6 IEA 15 MW semi submersible wind turbine overall model

表 1 IEA 15 MW 风力机主要参数

Table 1 Main parameters of IEA 15 MW wind turbine

参数	数值
功率/MW	15
叶片数目	3
风轮直径/m	240
切入风速/m·s^{-1}	3
额定风速/m·s^{-1}	10.59
切出风速/m·s^{-1}	25
额定转速/r·min^{-1}	7.56
塔架高度/m	150

UMaine 半潜式漂浮海上平台基础结构是缅因大学为 IEA 15 MW 风力机设计的,平台包含 4 个柱式浮筒,风力机主体位于中间的浮筒。

UMaine 半潜式漂浮海上平台主要参数如表 2 所示。

表 2 UMaine 半潜式平台主要参数

Table 2 Main parameters of UMaine semi-submersible platform

参数	数值
平台排水/m^3	20 206
浮心位置/m	−14.94
半潜式平台质量/kg	3.914×10^6
横摇惯量/kg·m^2	1.251×10^{10}
纵摇惯量/kg·m^2	1.251×10^{10}
艏摇惯量/kg·m^2	2.367×10^{10}
系泊线根数	3

系泊系统采用 3 条长度为 850 m 的悬链线式锚链,如图 7 所示,锚链上端与浮筒上的导揽孔相连,下端与海底的锚固连接,系泊系统的主要参数如表 3 所示。

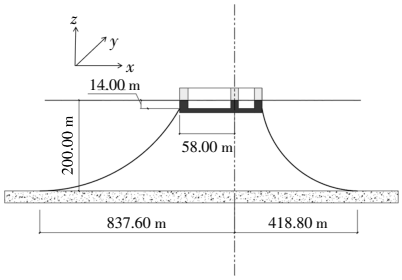


图 7 系泊系统

Fig.7 Mooring system

表 3 系泊系统主要参数

Table 3 Main parameters of mooring system

参数	数值
系泊系统类型	悬链线式
线类型	R3 不锈钢系泊链
系泊线数量	3
锚固深度/m	200.00
导揽孔深度/m	14.00
锚固径向间距/m	837.60
导揽孔径向距离/m	58.00
锚链直径/mm	185.00
拉伸刚度/MN	3 270
锚链长度/m	850.00

2.2 工况设置

本文从风力机在深远海环境中自身条件和外部条件出发，研究两者共同作用下的风力机动力响应特性。根据 IEC 规范 64100-3[11],设置稳态

风、正常湍流风(NTM)、极端湍流风(ETM)3 种风况,设置无偏航角、偏航角分别为 15°和 30°,共计 9 个工况(表 4)。

表 4　工况设置

Table 4 Working condition settings

工况	偏航角/(°)	湍流强度
工况 1		稳态
工况 2	0	NTM
工况 3		ETM
工况 4		稳态
工况 5	15	NTM
工况 6		ETM
工况 7		稳态
工况 8	30	NTM
工况 9		ETM

通过 Open Fast 软件对风电机组整体进行气动-水动-结构-伺服耦合荷载计算,计算时间为 1 800 s,分析时程为 600 s 以后的稳定段,耦合计算流程如图 8 所示。

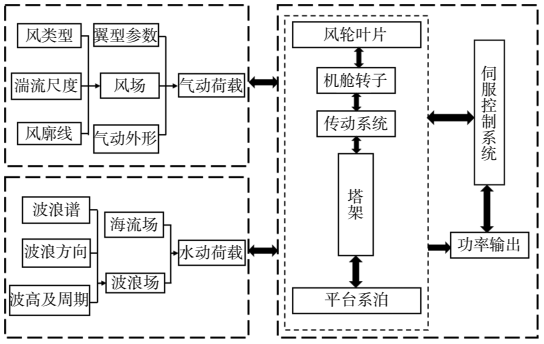


图 8　Open Fast 耦合计算流程

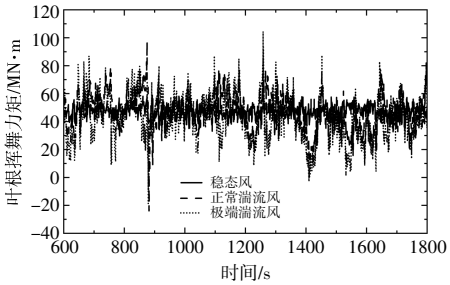
Fig.8 Open Fast coupling calculation process

3　计算结果分析

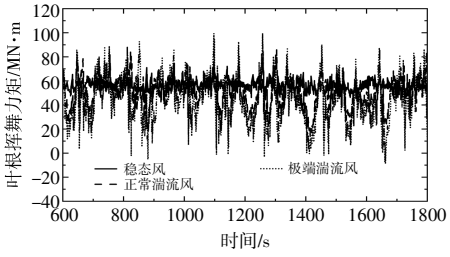
3.1　叶片挥舞力矩

图 9 为叶根挥舞力矩在非平稳模型修正后不同偏航角度下的时程。

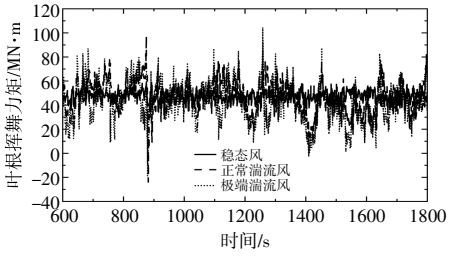
由图 9 可知,随着风场湍流强度的增大,叶根挥舞力矩的变化幅度逐渐增大,其中极端湍流风



(a)无偏航角



(b)偏航角为 15°



(c)偏航角为 30°

图 9　不同偏航角度下的叶根挥舞力矩

Fig.9 Blade root flapping moment at different yaw angles

变化幅度最剧烈,正常湍流风次之。

图 10 为在不同偏航角和湍流强度下叶根挥舞力矩极值与均值的变化趋势。

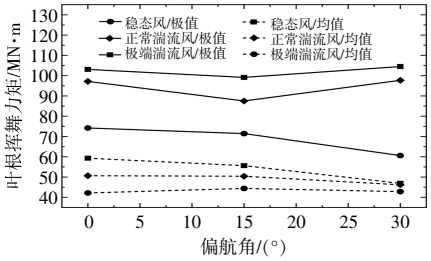


图 10　不同工况下的叶根挥舞力矩极值与均值

Fig.10 Maximum and extreme values of blade root flapping moment under different operating

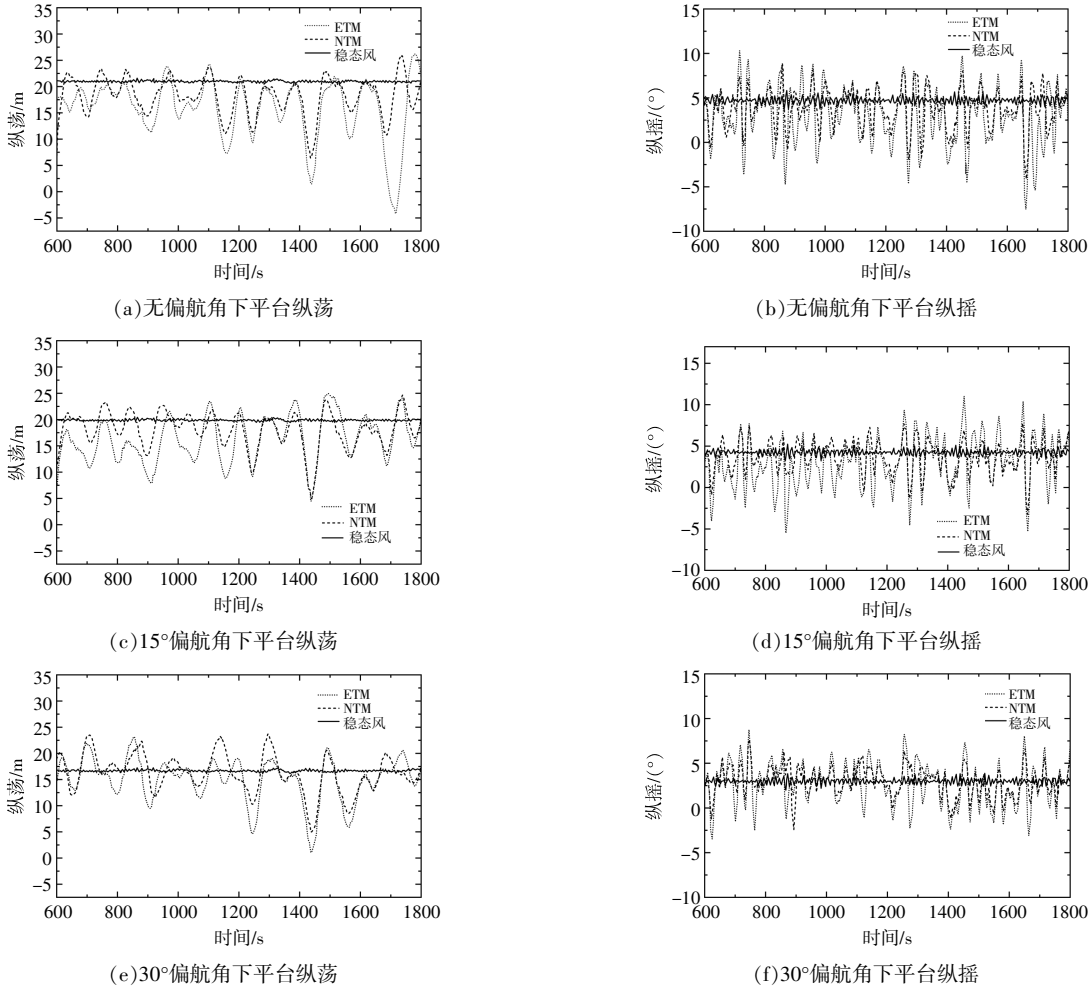
由图 10 可知:随着偏航角的增大,叶根挥舞力矩均值逐渐减小,在稳态风无偏航角时,最大为 59.47 MN·m,偏航角为 30°时减小至 47.02 MN·m,下降幅度为 26.48%,原因是随着偏航角增大,垂直于风轮平面的气动荷载逐渐减小;叶根挥舞力矩极值在稳态风下变化趋势同均值一致,在正常湍流风和极端湍流风下,叶根挥舞力矩极值随着偏航角增大先减小后增大,原因是在不规则的湍流风场和较大的偏航角共同作用下,叶片出现了变化幅度更剧烈的动态响应;随着湍流强度的增大,叶根挥舞力矩的均值逐渐减小,正常湍流风和极端湍流风下的均值分别较稳态风下降了 17.41%,40.86%;稳态风下叶根挥舞力矩极值随着湍流强度的增大而减小,原因是稳态风下,风速和风向相

较于湍流风更加稳定，导致叶片发生各种有规律的振动,从而使风机叶片未产生共振现象。

强湍流风场的速度和方向变化具有较强的不规则性和随机性，这种快速的变化可能导致振动的随机性，在强湍流风场下叶根挥舞力矩较稳态风会出现较大的极值。

3.2 平台运动特性

平台有 6 个自由度方向的运动，其中纵荡和纵摇受风、浪荷载影响最明显,因此,本文以纵荡和纵摇为例进行分析。图 11 为浮式平台在非平稳模型修正后不同偏航角下纵荡和纵摇变化时程曲线。



(a)无偏航角下平台纵荡　(b)无偏航角下平台纵摇

(c)15°偏航角下平台纵荡　(d)15°偏航角下平台纵摇

(e)30°偏航角下平台纵荡　(f)30°偏航角下平台纵摇

图 11　不同偏航角下平台纵荡、纵摇运动

Fig.11 Platform pitch and pitch motion under different yaw angles

由图 11 可知:稳态风工况下平台纵荡和纵摇运动比较稳定,且随着偏航角的增大逐渐减小;湍流使得平台纵摇和纵荡均出现了大幅度波动,其中极端湍流引起的平台运动更为剧烈。为了更加清晰地分析平台纵摇和纵荡的变化趋势，表 5 列出了不同偏航角和湍流强度下平台纵摇和纵荡的数学统计值。

由表 5 可知:在稳态风工况下,随着偏航角的增大,平台纵荡和纵摇均出现了不同程度的下降,纵荡与纵摇均在偏航角为 30°时下降比例最大,

表 5　不同工况下平台纵摇和纵荡统计值

Table 5 Statistical values of platform pitch and sway under different working conditions

偏航角/(°)	湍流强度	纵荡/m		纵摇/(°)	
		极值	均值	极值	均值
0	稳态风	21.67	21.02	5.93	4.75
	NTM	25.79	18.25	8.96	3.85
	ETM	26.22	15.96	10.37	3.00
15	稳态风	20.61	19.95	5.38	4.31
	NTM	24.69	18.05	7.95	3.75
	ETM	25.10	16.37	11.15	3.08

续表 5

偏航角(°)	湍流强度	纵荡/m		纵摇/(°)	
		极值	均值	极值	均值
30	稳态风	17.41	16.72	4.00	3.04
	NTM	23.86	16.26	7.82	3.03
	ETM	23.29	15.05	8.86	2.72

原因在于偏航角的增大使得风力机受到的气动荷载减小;相较于稳态风,在正常湍流风工况下,随着偏航角增大,纵荡和纵摇的下降程度均有所减弱;在极端湍流工况下,随着偏航角的增大,纵摇极值出现了下降,均值先上升后下降;相较于无偏航角,纵摇在偏航角为 15°时的极值和均值均增大,在偏航角为 30°时,极值与均值均下降。湍流可在一定程度加剧平台的运动响应,特别是在风力机出现故障时,应该警惕湍流导致的荷载变化和动态响应。

4　结论

①鉴于深远海复杂风场的非平稳性,采用平稳随机过程模型进行风力机动力响应分析会导致结果失真,而采用非平稳模型能准确模拟其动态响应,真实反映风力机在风场中的实际工况。

②叶根挥舞力矩均值随着偏航角的增大逐渐减小,其极值在稳态风下与均值趋势一致,而在正常湍流风和极端湍流风下,在偏航角为 30°时出现极值增大,说明在湍流风和偏航故障的共同影响下,动态响应会更加剧烈。

③随着湍流强度的增大,叶根挥舞力矩均值逐渐减小,叶根挥舞力矩极值随湍流强度增大而逐渐增大。

④随着偏航角的增大,平台纵荡和纵摇在稳态风下会逐渐下降;随着湍流强度的增大,在正常湍流风的影响下平台纵荡和纵摇下降的程度有所减弱;在极端湍流风工况下,纵荡的均值在偏航角为 15°时出现了上升,纵摇极值与均值在偏航角为 15°时均出现了上升,这说明偏航故障发生时,湍流可能会增大平台运动的幅度。

参考文献:

[1] 王东华,叶舟,郝文星,等.海上漂浮式风力机 Spar 平台波频与慢漂响应性能分析[J].动力工程学报,2016,36(11):907-913.

[2] 金晓航,孙毅,单继宏,等.风力发电机组故障诊断与预测技术研究综述 [J]. 仪器仪表学报,2017,38(5):13-18.

[3] 杨庆山,赵聪杰,黄国庆,等.偏航失效时海上风力机不同停机位置下响应特性[J].空气动力学学报,2022(4):39-40.

[4] 白旭,杨翔宇.偏航工况下海上浮式风力机基础运动响应及锚泊载荷影响分析[J].海洋工程,2022,40(1):8-15.

[5] 冯俊恒,刘晓辉,许波峰,等.偏航偏差角对风力机轮毂载荷的影响[J].可再生能源,2023,41(2):221-226.

[6] Li X,Zhu C,Fan Z,et al.Effects of the yaw error and the wind-wave misalignment on the dynamic characteristics of the floating offshore wind turbine[J]. Ocean Engineering,2020,199:106960.

[7] 李蜀军,李春,王博,等.普通和恶劣海况下漂浮式风电场概念设计及平台动态响应 [J]. 动力工程学报,2020,40(12):1019-1027.

[8] 黄德胜.兆瓦级风力机关键结构载荷建模及可靠性分析[D].沈阳:东北大学,2021.

[9] 李涛,王瑞良,徐伊丽,等.复杂场址阵风特性与机组载荷研究[J].机电工程技术,2022,51(6):42-45.

[10] Mann J,Larsen G C,Larsen T J.Towards more realistic extreme load predictions [A].2006 European Wind Energy Conference and Exhibition[C].Madrid:EWEA,2006.

[11] IEC 61400-3,Wind Turbines-Part 3:Design Requirements for Offshore Wind Turbines(2006)[S].

[12] 闫渤文,朱恒立,黄叙,等.台风非平稳性对钢格构浮式基础海上风机动力响应影响研究 [J]. 工程力学,2022(7):38-40.

The dynamic response of 15 MW floating wind turbine based on nonstationary model

Hu Chuanxin[1,2], Jiang Han[1]

(1.School of Urban Construction, Wuhan University of Science and Technology, Wuhan 430065, China; 2.Hubei Provincial Engineering Research Center of Urban Regeneration, Wuhan University of Science and Technology, Wuhan 430065, China)

Abstract: To investigate the combined effect of different turbulence intensity wind fields and yaw faults on the dynamic response of IEA 15 MW wind turbines, the empirical mode decomposition (EMD) method was used to decompose the wind speed at the hub, analyze the differences between traditional stationary and non-stationary models, and study the non-stationary dynamic response of wind turbine blade root flapping moment, platform pitch and pitch under different operating conditions. Research has shown that the time-varying average term obtained through EMD decomposition can better describe the pulsating trend of wind power response. The non-stationary model used in the article improves the accuracy of wind power response calculation under different operating conditions; The mean flapping moment of the blade root gradually decreases with the yaw angle, and due to the stability of steady-state wind, the mean flapping moment of the blade root decreases with the increase of turbulence intensity. And its extreme value decreases first and then increases under the combined effect of turbulent wind field and yaw fault, indicating that the combined effect of the two causes the wind turbine structure to exhibit more severe non-stationary dynamic response. The pitch and heave of the platform gradually decrease with the increase of yaw angle under steady-state wind conditions. Compared with the normal turbulent conditions under steady-state wind conditions, the proportion of pitch and heave decrease decreases. However, under extreme turbulent conditions, the mean pitch increases at a 15° yaw angle, and the extreme and mean pitch increase at a 15° yaw angle. This indicates that in the event of a unit yaw failure, turbulent wind can increase the platform's motion response.

Keywords: offshore floating wind turbines; turbulent wind field; yaw failure; non stationary models; dynamic response