DOI: 10.19666/j.rlfd.202510058

基于模型预测控制系统的风力机塔顶载荷抑制与功率优化

柳家豪[1]，谢双义[1]，刘峻宏[1]，李毓鑫[1]，何 娇[2]
（1. 重庆理工大学机械工程学院，重庆 400054；
2. 重庆科技大学机械与智能制造学院，重庆 401331）

［摘 要］【目的】针对风力机在复杂风况下的塔顶载荷抑制与功率优化需求，构建了基于速度驱动线性化的模型预测控制（MPC）方法。【方法】该方法采用准线性参数变化建模，对风力机非线性动力学进行描述，并将风速扰动引入为状态变量，从而显著提高了对风速波动的预测精度与控制响应能力。利用拉格朗日方程对风力机的主导动力学特性进行降阶建模，并与 FAST 仿真工具进行对比，验证其可靠性，为控制策略的快速迭代设计提供了重要支持。以 NREL 5 MW 参考风力机为研究对象，设计了结合发电机转矩和叶片桨距角调节的多目标优化控制器。【结果】仿真结果表明，所提出的 MPC 控制器在塔顶载荷抑制、电机功率平稳性以及整体系统鲁棒性方面表现优于基线控制器，特别是在高风速条件下效果更为显著。【结论】该研究为风力机运行的安全性和效率提升提供了理论支撑。

［关 键 词］速度驱动线性化；模型预测控制；风力机；塔顶载荷；发电功率

［引用本文格式］柳家豪，谢双义，刘峻宏，等. 基于模型预测控制系统的风力机塔顶载荷抑制与功率优化[J]. 热力发电，2026, 55(7): 66. Liu J H, Xie S Y, Liu J H, et al. Tower top load reduction and power optimization of wind turbines based on predictive control system[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(7): 66.

Tower top load reduction and power optimization of wind turbines based on predictive control system

Liu Jiahao[1], Xie Shuangyi[1], Liu Junhong[1], Li Yuxin[1], He Jiao[2]
(1. College of Mechanical Engineering, Chongqing University of Technology, Chongqing 400054, China;
2. School of Mechanical and Intelligent Manufacturing, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China)

Abstract: [Objective] Wind turbines operating in turbulent and rapidly varying wind fields are subject to pronounced aerodynamic thrust fluctuations, which propagate into drivetrain and tower dynamics and may accelerate fatigue damage, especially at and above rated wind speed. Conventional baseline controllers for utility-scale turbines typically rely on gain-scheduled PI pitch regulation and region-based torque control. Although robust and widely adopted, such schemes have limited capability to explicitly trade off multiple, coupled objectives (e.g., tower-top load mitigation and power smoothing) under strongly nonlinear and time-varying aerodynamics. This study aims to develop a computationally efficient control-oriented framework that jointly suppresses tower-top fore-aft loads and improves power output quality for a large wind turbine under complex wind conditions. [Methods] A velocity-driven linearization quasi-linear parameter-varying (quasi-LPV) model predictive control (MPC) strategy is proposed. The key idea is to represent the nonlinear turbine dynamics through state and input rate variables, thereby reducing the dependence on stored steady-state vectors across operating points and improving online tractability. To support MPC design, the dominant turbine dynamics are captured via a reduced-order nonlinear

收 稿 日 期：2025-10-27 修 回 日 期：2025-11-13 接 受 日 期：2025-11-18 网络首发日期：2026-01-07
基 金 项 目：重庆市教育委员会科学技术研究项目（KJQN202301105）
Supported by: Scientific and Technological Research Program of Chongqing Municipal Education Commission (KJQN202301105)
第一作者简介：柳家豪（2001），男，硕士研究生，主要研究方向为风电机组动力学建模，2972382887@qq.com。
通信作者简介：谢双义（1986），男，博士，讲师，主要研究方向为风电机组动力学建模，xsy1986@cqut.edu.cn。

model derived from the Lagrange formulation, including the primary rotor/generator rotational dynamics, drivetrain torsion, and tower fore-aft motion. The reduced model is validated against the FAST simulation environment under a stepwise wind profile spanning 4~24 m/s, using time-domain responses of rotor speed, generator speed, aerodynamic thrust, generator power, pitch angle, and tower-top fore-aft acceleration. For control synthesis, wind speed disturbance is explicitly introduced as an augmented state to enhance the prediction of wind fluctuations and to improve disturbance accommodation. A multi-objective MPC is then constructed with coordinated generator torque and collective pitch commands, subject to actuator dynamics (second-order pitch actuator model) and operational constraints. The controller is evaluated on the NREL 5 MW reference wind turbine. Representative load cases are defined according to IEC-oriented settings for the Ijmuiden site, covering mean hub-height wind speeds from near-rated to high wind speed (e.g., approximately 11.7~20.0 m/s) with associated turbulence intensities. [Results] Model validation shows high consistency between the reduced-order model and FAST in both transient behavior and steady-state gains across below-rated and above-rated regions; the largest steady-state discrepancy occurs near rated wind speed and is most visible in rotor thrust (on the order of several percent), while key control-relevant outputs such as generator power and tower-top acceleration remain in acceptable agreement. In closed-loop simulations, the proposed MPC achieves substantial reductions in rotor-speed variability and tower-top fore–aft acceleration compared with the baseline controller, and the improvement becomes more pronounced at higher wind speeds. Across the studied load cases, the standard deviation of rotor speed is reduced by roughly 60% to 90%, and the standard deviation of tower-top fore–aft acceleration is reduced by approximately 20% to nearly 70%. Generator power peaks are also mitigated (on the order of 6%~13%), lowering overload risk. Near rated conditions, a modest increase in power standard deviation may occur due to the inherent regime transition and the multi-objective weighting that prioritizes structural load alleviation; however, under higher wind speeds, power fluctuations are markedly reduced (tens of percent up to nearly 90%). Moreover, augmenting the wind speed disturbance as a state yields additional benefits in a representative high-wind case, further reducing tower-top acceleration variability and power fluctuation relative to an MPC design without wind disturbance augmentation. [Conclusion] This work demonstrates that a velocity-based linearization quasi-LPV MPC framework, supported by a validated Lagrange-based reduced-order turbine model and an augmented wind-disturbance state, can effectively balance tower-top load suppression and power optimization for a utility-scale wind turbine in complex winds. The controller provides stronger robustness and multi-objective coordination than the baseline strategy, with particularly significant gains in high-wind operating regions. The proposed methodology offers a practical pathway for rapid MPC iteration and for extending verification to other turbine classes and structural configurations in future studies.

Key words: velocity-driven linearization; model predictive control; wind turbine; tower top load; generated power

随着全球能源需求的不断增长和环境问题的日益严峻，风力发电作为清洁可再生能源，得到了广泛关注[1]。风力机作为风能转换的核心设备，其运行效率和可靠性对能源系统有着非常重要的影响[2]。然而，在风力机运行过程中，由于风速的不确定性和湍流特性，系统会受到显著的动态载荷影响，其中塔架载荷尤为关键。频繁的动态载荷波动不仅会加速塔架的疲劳损伤，还可能导致结构性故障，严重威胁风力机的长期稳定运行和安全性。因此，如何在保证发电效率的同时有效抑制塔架载荷，成为风力机控制研究中的一个重要方向。

传统风力机控制方法主要依赖 PI 控制器，通过调节发电机转矩和叶片桨距角实现风速范围内的功率输出控制。然而，PI 控制器通常基于固定增益设计，难以适应风力机运行中的高度非线性特性和复杂的动态耦合关系，尤其在多目标优化中，难以同时兼顾抑制塔架载荷和功率平稳性。随着风力机规模的不断增大和运行环境的日益复杂，传统控制方法的局限性愈加显著。近年来，模型预测控制（MPC）因其能够处理多输入多输出系统、预测未来动态行为以及在线优化控制策略的特点，成为风力机控制研究的热点[3-6]。如曹松青等[3]和田德等[4]针对大型风力机在高风速运行区间内遭受的载荷不平衡问题，提出一种基于模型预测控制策略的风电机组独立变桨控制策略。Ghanbarpour 等人[5]提出了结合 MPC 与终端滑模观测器的风电机组容错控制策略，不仅能够在有限时间内准确估计系统状态，还可以有效补偿执行器和传感器的故障。Wintermeyer-Kallen 等人[6]以实际测试数据为基础，从非线性特性处理及安全性因素等方面深入探讨了 MPC 在风力机控制中的应用难题。然而，MPC 的性能高度依赖于精确的系统建模。准线性参数变化（LPV）建模方法[7-8]通过引入调度参数，将复杂的非线性系统转换为准线性形式，为 MPC 应用提供了理论基础。同时，速度驱动线性化方法[9]通过引入状态变化率，减少了对稳态向量的依赖，提升了模型的适应性和计算效率。

基于上述背景，本文构建了一种基于速度驱动

线性化的准 LPV 模型预测控制方法，用于风力机塔架载荷抑制与发电功率优化的联合控制。本文以 NREL 5 MW 参考风力机为研究对象，通过基于拉格朗日方程的降阶建模，构建了风电机组的非线性动力学模型，并通过与 FAST 仿真工具的对比验证了模型的精度和可靠性。在此基础上，设计了结合发电机转矩与叶片桨距角的多目标优化控制器，并通过仿真分析了控制器在额定风速及以上区域的动态性能和鲁棒性表现。研究结果为风力机运行的安全性与效率提升提供了理论支撑，也为模型预测控制在风电领域的实际应用奠定了技术基础。

1 NREL 5 MW 参考风力机

美国国家可再生能源实验室（NREL）开发的 5 MW 参考风力机是一种广泛应用于风能研究和设计验证的基准模型。该模型最初由 Jonkman 等人[10]提出，是为了陆上和海上风力机的控制和设计研究提供一个公开、标准化的平台。其设计旨在代表现代大型风力机的结构和性能特点，具备高度的可扩展性和通用性。该参考风力机的主要参数为：额定功率为 5 MW，额定风速为 11.4 m/s，转子直径为 126 m，塔高为 90 m。更详细参数见文献[10]。该模型在诸多研究中被应用于控制算法设计、负载分析、动力学仿真和结构优化等方面，其开放的建模框架和丰富的文档支持使其成为风力机设计研究的首选基准，为学术界和工业界的协作研究提供了重要支持。

2 风力机动力学建模及验证

2.1 风力机动力学建模

风力机动力学模型包含气动、柔性传动链、叶片、塔筒、发电机以及变桨执行器等部分。气动系统作用是将风能转换为机械能。基于叶片制动盘理论，风轮气动功率 P_{rot}、风轮气动扭矩 T_{rot} 和风轮上的气动推力 F_{thr} 计算公式[11]为：

$$P_{\mathrm{rot}}=P_{\mathrm{wind}}C_{\mathrm{pwr}}(\lambda,\beta)=\frac{1}{2}\rho_{\mathrm{air}}A_{\mathrm{rot}}C_{\mathrm{pwr}}(\lambda,\beta)V_{\mathrm{wind}}^{3} \tag{1}$$

$$T_{\mathrm{rot}}=\frac{P_{\mathrm{rot}}}{\omega_{\mathrm{rot}}}=\frac{1}{2}\rho_{\mathrm{air}}A_{\mathrm{rot}}R_{\mathrm{rot}}C_{\mathrm{tor}}(\lambda,\beta)V_{\mathrm{wind}}^{2} \tag{2}$$

$$F_{\mathrm{thr}}=\frac{1}{2}\rho_{\mathrm{air}}A_{\mathrm{rot}}R_{\mathrm{rot}}C_{\mathrm{thr}}(\lambda,\beta)V_{\mathrm{wind}}^{2} \tag{3}$$

式中：P_{wind} 为风功率；ρ_{air} 为空气密度；A_{rot} 为半径风轮扫略面积；V_{wind} 为风速；R_{rot} 为风轮半径；C_{pwr}、C_{tor}、C_{thr} 分别为风轮功率系数、转矩系数以及推力系数，均是关于叶片桨距角 β 和叶尖速比 $\lambda=(\omega_{\mathrm{rot}}R_{\mathrm{rot}})/V_{\mathrm{wind}}$ 的函数。图 1 为风轮转矩系数与推力系数的三维特性分布。

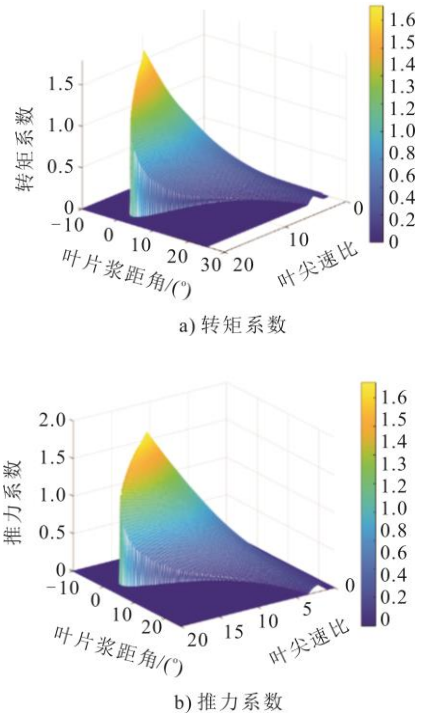


图 1 风轮转矩系数与推力系数的三维特性分布
Fig.1 Three-dimensional characteristics distribution of rotor torque and thrust coefficients

对于任意复杂的机械系统可以通过以下运动方程进行描述：

$$\boldsymbol{M}\ddot{\boldsymbol{q}}+\boldsymbol{C}\dot{\boldsymbol{q}}+\boldsymbol{K}\boldsymbol{q}=\boldsymbol{F}(\dot{\boldsymbol{q}},\boldsymbol{q},t,\boldsymbol{u}) \tag{4}$$

式中：$\boldsymbol{M}$、$\boldsymbol{C}$、$\boldsymbol{K}$ 分别为系统的质量矩阵、阻尼矩阵以及刚度矩阵；$\boldsymbol{q}$ 为状态变量；$\boldsymbol{F}$ 为广义力；t 和 $\boldsymbol{u}$ 分别为时间和输入。

对于本文研究的风力机来说，将状态变量 $\boldsymbol{q}$ 和广义力 $\boldsymbol{F}$ 定义为：

$$\boldsymbol{q}=[x_{\mathrm{twr}},\varepsilon_{\mathrm{bld}},y_{\mathrm{twr}},\theta_{\mathrm{rot}},\theta_{\mathrm{gen_rot}}]^{\mathrm{T}} \tag{5}$$

$$\boldsymbol{F}=[F_{\mathrm{thr}},F_{\mathrm{thr}}R_{\mathrm{rot}},F_{y},T_{\mathrm{rot}},T_{\mathrm{gen_rot}}]^{\mathrm{T}} \tag{6}$$

式中：$\varepsilon_{\mathrm{bld}}$ 为叶片面外角位移；θ_{rot} 为风轮旋转角位移；$\theta_{\mathrm{gen_rot}}$ 为等效到风轮侧的电机旋转角位移；F_y 为塔架侧向力；$T_{\mathrm{gen_rot}}$ 为等效到风轮侧的发电机转矩。

基于拉格朗日方程建立风力机系统动力学方程，拉格朗日方程[12]为：

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\left(\frac{\partial T}{\partial\dot{q}_i}\right)-\frac{\partial T}{\partial q_i}+\frac{\partial V_1}{\partial\dot{q}_i}+\frac{\partial V_2}{\partial q_i}=F_i \tag{7}$$

式中：T 为系统动能；V_1 为系统耗散能；V_2 为系统势能；F_i 为作用于广义坐标 q_i 的广义力。对系统分

析，可知系统动能、耗散能及势能表达式为：

$$\begin{cases} T=\dfrac{1}{2}\begin{pmatrix} m_{\mathrm{twr}}\dot{x}_{\mathrm{twr}}^2+nm_{\mathrm{bld}}(R_{\mathrm{rot}}\dot{\varepsilon}_{\mathrm{bld}}+\dot{x}_{\mathrm{twr}})^2+\\ m_{\mathrm{twr}}\dot{y}_{\mathrm{twr}}^2+I_{\mathrm{rot}}\omega_{\mathrm{rot}}^2+I_{\mathrm{gen_rot}}\omega_{\mathrm{gen_rot}}^2 \end{pmatrix} \\ V_1=\dfrac{1}{2}\begin{pmatrix} B_{\mathrm{twr}}\dot{x}_{\mathrm{twr}}^2+nB_{\mathrm{bld}}(R_{\mathrm{rot}}\dot{\varepsilon}_{\mathrm{bld}})^2+B_{\mathrm{twr}}\dot{y}_{\mathrm{twr}}^2+\\ B_{\mathrm{d}}(\omega_{\mathrm{rot}}-\omega_{\mathrm{gen_rot}})^2 \end{pmatrix} \\ V_2=\dfrac{1}{2}\begin{pmatrix} K_{\mathrm{twr}}x_{\mathrm{twr}}^2+nK_{\mathrm{bld}}(R_{\mathrm{rot}}\varepsilon_{\mathrm{bld}})^2+K_{\mathrm{twr}}y_{\mathrm{twr}}^2+\\ K_{\mathrm{d}}(\theta_{\mathrm{rot}}-\theta_{\mathrm{gen_rot}})^2 \end{pmatrix} \end{cases} \tag{8}$$

式中：m_{twr}、B_{twr} 及 K_{twr} 分别为塔架质量、阻尼及刚度；I_{rot} 为风轮转动惯量；$I_{\mathrm{gen_rot}}$ 为发电机转动惯量；B_{d} 和 K_{d} 分别为传动链阻尼和刚度；n 为叶片数。

结合式(4)—式(8)可得系统质量矩阵 $\boldsymbol{M}$、刚度矩阵 $\boldsymbol{K}$ 以及阻尼矩阵 $\boldsymbol{C}$。写为状态空间的形式：

$$\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}\boldsymbol{x}+\boldsymbol{B}\boldsymbol{u} \tag{9}$$

式中：$\boldsymbol{x}$ 为状态变量；$\boldsymbol{A}$ 为状态矩阵；$\boldsymbol{B}$ 为输入矩阵。$\boldsymbol{x}$ 的具体表达式为：

$$\boldsymbol{x}=(x_{\mathrm{twr}},\varepsilon_{\mathrm{bld}},y_{\mathrm{twr}},\theta_{\mathrm{d}},\dot{x}_{\mathrm{twr}},\dot{\varepsilon}_{\mathrm{bld}},\dot{y}_{\mathrm{twr}},\omega_{\mathrm{rot}},\omega_{\mathrm{gen_rot}})^{\mathrm{T}} \tag{10}$$

其中，$\theta_{\mathrm{d}}=\theta_{\mathrm{rot}}-\theta_{\mathrm{gen_rot}}$。

$$\boldsymbol{u}=(F_{\mathrm{thr}},F_y,T_{\mathrm{rot}},T_{\mathrm{gen}})^{\mathrm{T}} \tag{11}$$

式中：T_{gen} 为发电机转矩。

2.2 基线控制器

NREL 5 MW 参考风力机的控制系统由发电机转矩控制器和叶片变桨控制器组成，两者通过协调运行实现风力机在全风速范围内的高效运行、功率调节和载荷管理。发电机转矩控制系统按照风速范围分为 5 个控制区域[10,13]：区域 1、区域 1.5、区域 2、区域 2.5 和区域 3，如图 2 所示。区域 1 对应于风速低于切入风速的情况。此时，发电机转矩为 0，风力机不会从风中提取功率，而是利用风力加速转子，准备进入正常运行状态。区域 1.5 位于区域 1 与区域 2 之间，用于实现从静止状态到正常运行的平滑过渡。该区域通过线性插值设定转矩和转速，限制风力机的运行速度范围，并确保转子启动过程的平稳性。在区域 2，控制器旨在优化风能捕获。发电机转矩与经过滤波的发电机转速的平方成正比，以维持恒定的最佳尖速比。区域 2.5 连接区域 2 和区域 3，设计为线性转矩−转速斜率过渡区域。其目的是在额定功率点附近限制尖速比，从而控制噪声排放。这一区域的斜率通常由感应电机的特性决定，适配风力机的额定运行要求。在区域 3（额定风速及以上风速），发电机功率保持恒定，以稳定输出功率并保护设备。在此区域内，发电机转矩与转速呈反比关系，以保持恒功率运行。

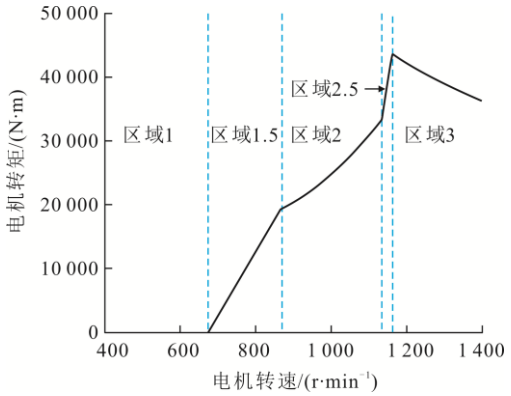


图 2 风力机运行区域

Fig.2 Operating regions of the wind turbine

图 3 为叶片变桨 PI 控制系统。该控制系统以发电机转速误差为输入信号，经比例−积分（PI）控制器输出变桨角指令。控制器根据风速与转速的实时变化调整桨距角，从而使发电机转速维持在额定值附近。增益调度模块依据当前运行点自动调整 PI 参数，以适应不同风速下的气动非线性特性，确保在额定风速及以上区域实现平稳的功率输出与载荷抑制。

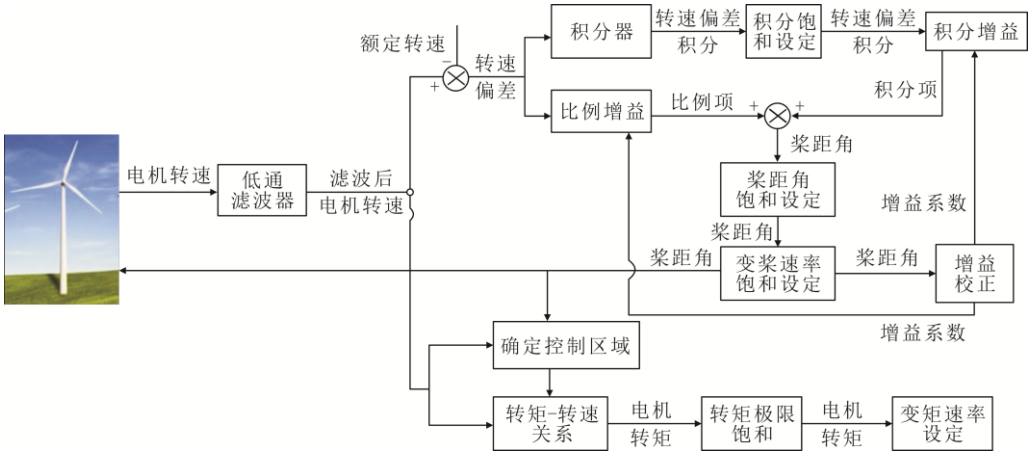


图 3 叶片变桨 PI 控制系统

Fig.3 PI control system for blade pitching

2.3 模型验证

为了验证所建模型准确性，将建立的模型仿真结果与 FAST 仿真结果进行对比分析，对比结果如图 4 所示。风输入选择 4~24 m/s 的阶跃风（图 4a)），相邻风速间隔为 1 m/s。以风轮转速、电机转速、风轮推力、电机功率、叶片桨距角、塔顶前后加速度的时域响应作为评价指标。

从图 4 可以看到，在额定风速以下和额定风速以上区域内，所建立的降阶模型与 FAST 模型在瞬态动态响应和稳态增益方面表现出高度一致性，表明所建立的模型能够准确捕捉风力机的瞬态特性，并能有效预测系统的稳态行为。然而，在接近额定风速范围内，两者的稳态响应存在轻微偏差，主要体现在风轮推力上，稳态偏差约为 6.88%，其他指标如风轮转速、发电机功率及叶片桨距角的稳态偏差均小于 1%。

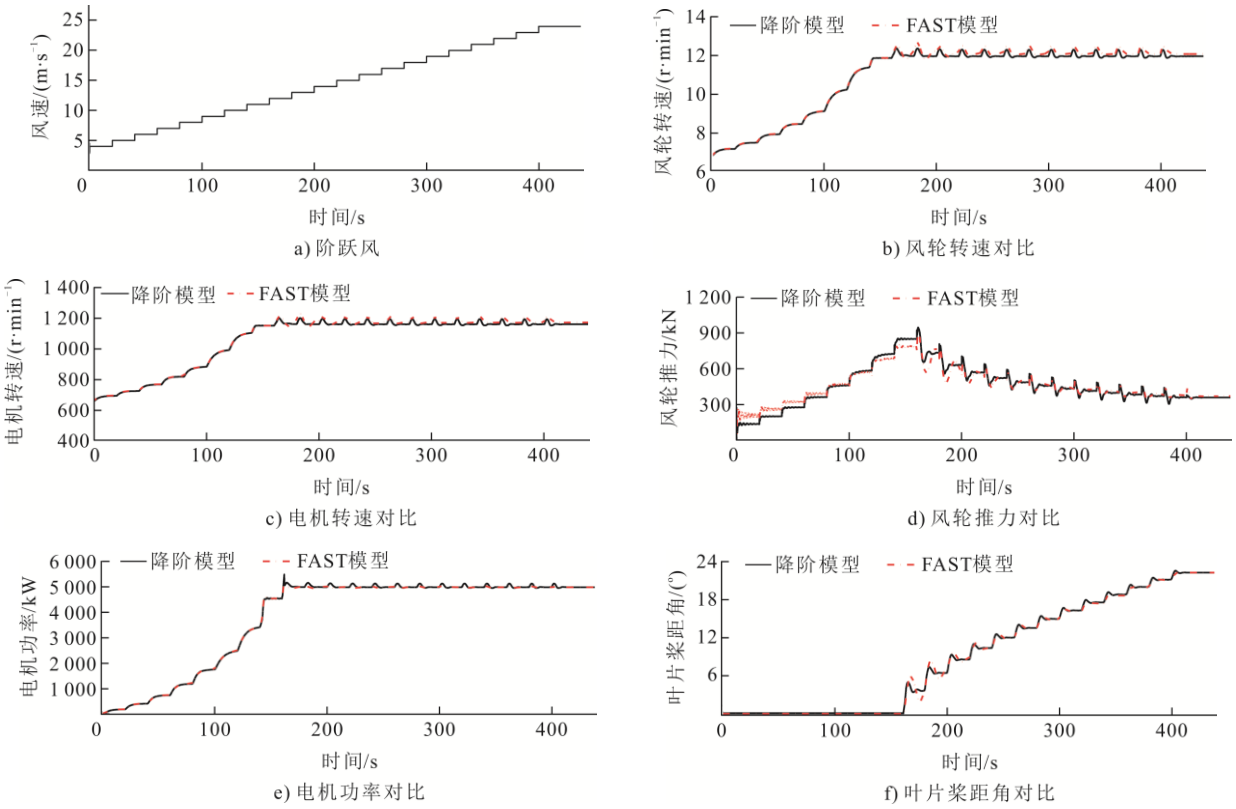


图 4 2 种模型时域曲线对比

Fig.4 Comparison of time-domain series of two models

这种偏差可能与风轮的气动非线性效应相关，但整体偏差较小，对所建立系统的总体模拟准确性影响有限。特别对于发电机功率和塔架前后方向加速度的测试信号而言，所建模型的整体精度是可接受的，这进一步验证了模型在模拟风力机动力学行为中的适用性，为后续的模型预测控制策略设计奠定了基础。

3 基于速度驱动的 MPC 系统设计

3.1 基于速度驱动的模型线性化

在控制器设计中，本文重点研究额定风速以上区域的控制。控制目标是通过控制输入（桨距角参考值和发电机转矩参考值）实现目标发电机转速和转矩的跟踪。建立状态向量 $\boldsymbol{x}$ 和输出向量 $\boldsymbol{y}$ 表达式为：

$$\begin{cases}\boldsymbol{x}=(\theta_{\mathrm{d}},\omega_{\mathrm{rot}},\omega_{\mathrm{gen_rot}},T_{\mathrm{gen}},\beta)^{\mathrm{T}}\\ \boldsymbol{y}=(T_{\mathrm{gen}},\beta)^{\mathrm{T}}\end{cases}\tag{12}$$

式中：β 为叶片桨距角。

在 MPC 系统设计中，本文基于文献[14]提出的速度驱动线性化方法，对非线性系统的动态行为进行描述。非线性系统的动力学方程可表示为：

$$\begin{cases}\dot{\boldsymbol{x}}=f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{w})\\ \boldsymbol{y}=g(\boldsymbol{x})\end{cases}\tag{13}$$

式中：$\boldsymbol{w}$ 为输入变量。将状态和输入变化率引入模型以替代原始状态和输入值，从而可避免在每个工作点存储输入、输出及状态的稳态向量的需求。此时，动力学方程可以进一步表示为：

$$\begin{cases}\ddot{\boldsymbol{x}}=\nabla_x f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{w})\dot{\boldsymbol{x}}+\nabla_w f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{w})\dot{\boldsymbol{w}}\\ \dot{\boldsymbol{y}}=\nabla_x g(\boldsymbol{x})\dot{\boldsymbol{x}}\end{cases}\tag{14}$$

式中：∇ 为对函数进行梯度运算；$\nabla_x f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{w})$ 为系统矩阵；$\nabla_u f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{w})$ 为输入矩阵；$\nabla_x g(\boldsymbol{x})$ 为输出矩阵。

对线性参数变化模型进行离散化，其表达式为：

$$\Delta\boldsymbol{x}_k(i+1)=\boldsymbol{A}_k(\boldsymbol{r})\Delta\boldsymbol{x}_k(i)+\boldsymbol{B}_k(\boldsymbol{r})\Delta\boldsymbol{w}(i)\tag{15}$$

式中：k 为当前时间步索引；i 为当前时间步 k 开始的相对预测时域内的时间步；$\boldsymbol{A}_k(\boldsymbol{r})$和 $\boldsymbol{B}_k(\boldsymbol{r})$分别为离散化的系统矩阵和输入矩阵；$\boldsymbol{r}=[V,\beta,\omega_{\mathrm{rot}}]$为调度参数向量（$V$ 为风速）。

第 i+1 时间步下的离散状态可表示为：

$$\begin{pmatrix}\boldsymbol{y}(i+1)\\ \Delta\boldsymbol{x}(i+1)\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}I & \boldsymbol{A}_{k,\mathrm{y}}(\boldsymbol{r})\\ 0 & \boldsymbol{A}_k(\boldsymbol{r})\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\boldsymbol{y}(i)\\ \Delta\boldsymbol{x}(i)\end{pmatrix}+\begin{pmatrix}\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{y}}(\boldsymbol{r})\\ \boldsymbol{B}_k(\boldsymbol{r})\end{pmatrix}\Delta\boldsymbol{w}(i)\tag{16}$$

式中：$\boldsymbol{A}_{k,\mathrm{y}}(\boldsymbol{r})$和 $\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{y}}(\boldsymbol{r})$分别为矩阵 $\boldsymbol{A}_k(\boldsymbol{r})$和 $\boldsymbol{B}_k(\boldsymbol{r})$中与输出对应的行构成的矩阵。因此，新的状态向量 $\boldsymbol{x}_{\mathrm{a}}$ 为：

$$\boldsymbol{x}_{\mathrm{a}}=(T_{\mathrm{gen}},\beta,\Delta\theta_{\mathrm{d}},\Delta\omega_{\mathrm{rot}},\Delta\omega_{\mathrm{gen_rot}},\Delta T_{\mathrm{gen}},\Delta\beta)\tag{17}$$

3.2 跟踪控制设计

为了实现参考信号的跟踪控制，系统的稳态状态 $\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}$ 和对应的稳态输入 $\boldsymbol{u}_{\mathrm{s}}$ 基于离散化后的稳定性条件计算。稳态满足以下约束：

$$\begin{cases}\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}(t+T_{\mathrm{s}})=\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}(t)\\ \boldsymbol{e}_{\mathrm{s}}(t)=\boldsymbol{r}_{\mathrm{ref}}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}(t)=0\end{cases}\tag{18}$$

式中：$\boldsymbol{C}$ 为系统输出矩阵；$\boldsymbol{e}_{\mathrm{s}}(t)$为稳态输出 $\boldsymbol{C}\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}(t)$与参考信号 $\boldsymbol{r}_{\mathrm{ref}}$ 的误差。

结合参考发电机转矩 $r_{T_{\mathrm{gen}}}$ 和参考桨距角 r_β，系统的稳态向量可描述为：

$$\begin{cases}\boldsymbol{x}_{\mathrm{a,s}}=(r_{T_{\mathrm{gen}}},r_\beta,0,0,0,0,0)^{\mathrm{T}}\\ \dot{\boldsymbol{u}}_{\mathrm{s}}=(0,0)^{\mathrm{T}}\end{cases}\tag{19}$$

MPC 的设计基于增广的离散时间状态空间模型，其表达式为：

$$\begin{pmatrix}\boldsymbol{y}(i+1)\\ \Delta\boldsymbol{x}(i+1)\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}I & \boldsymbol{A}_{k,\mathrm{y}}(\boldsymbol{r})\\ 0 & \boldsymbol{A}_k(\boldsymbol{r})\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\boldsymbol{y}(i)\\ \Delta\boldsymbol{x}(i)\end{pmatrix}+\begin{pmatrix}\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{y,v}}(\boldsymbol{r})\\ \boldsymbol{B}_{k,\mathrm{v}}(\boldsymbol{r})\end{pmatrix}\Delta\boldsymbol{V}(i)+\begin{pmatrix}B_{k,\mathrm{y,u}}(\boldsymbol{r})\\ B_{k,\mathrm{u}}(\boldsymbol{r})\end{pmatrix}\Delta\boldsymbol{u}(i)\tag{20}$$

式中：$\boldsymbol{I}$ 为单位阵；$\Delta\boldsymbol{V}(i)$为风速扰动变化量；$\Delta\boldsymbol{u}(i)$为控制输入的变化量；$\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{v,v}}(\boldsymbol{r})$和 $\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{v}}(\boldsymbol{r})$分别为输出−风速扰动耦合矩阵和状态−风速扰动耦合矩阵；$\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{v,u}}(\boldsymbol{r})$和 $\boldsymbol{B}_{k,\mathrm{u}}(\boldsymbol{r})$分别为输出−控制输入耦合矩阵和状态−控制输入耦合矩阵。

为了提升 MPC 算法的预测精度和系统鲁棒性，将风速变化引入为第 8 个状态，可得到增广后的状态空间表达式。

3.3 MPC 优化策略

在 MPC 设计中，控制律通过优化代价函数 J_k 实现。针对有限时域内的 N 个时间步长，代价函数 J_k 在第 k 次迭代中表示为：

$$J_k=\sum_{i=0}^{N-1}(\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(k+i)^{\mathrm{T}}\boldsymbol{Q}\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(k+i)+\Delta\boldsymbol{u}(k+i)^{\mathrm{T}}\boldsymbol{R}\Delta\boldsymbol{u}(k+i))+\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(k+N)^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(k+N)\tag{21}$$

式中：$\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(i)$为增广状态 $\boldsymbol{x}_{\mathrm{d}}(i)$和稳态 $\boldsymbol{x}_{\mathrm{s}}(i)$的偏差；$\boldsymbol{Q}$、$\boldsymbol{R}$ 和 $\boldsymbol{P}$ 分别为状态偏差、控制输入变化及终端状态的权重矩阵。优化目标及约束条件为：

$$\begin{aligned}&\min_{\Delta u}J_k(\boldsymbol{x}_{\mathrm{d}},\boldsymbol{r}_{\mathrm{ref}},\Delta\boldsymbol{u})\\ &\text{s.t. }\boldsymbol{x}_{\mathrm{d}}(i+1)=\boldsymbol{A}_{\mathrm{d},k}(r(i))\boldsymbol{x}_{\mathrm{d}}(i)+\boldsymbol{B}_{\mathrm{d},k}(r(i))\Delta\boldsymbol{u}(i)\\ &\quad\boldsymbol{e}_{\mathrm{d}}(i)=\boldsymbol{r}_{\mathrm{ref}}(i)-\boldsymbol{C}_{\mathrm{d}}\boldsymbol{x}_{\mathrm{d}}(i)\end{aligned}\tag{22}$$

式中：$\boldsymbol{r}_{\mathrm{ref}}$ 为参考输入；$\boldsymbol{A}_{\mathrm{d},k}$、$\boldsymbol{B}_{\mathrm{d},k}$ 以及 $\boldsymbol{C}_{\mathrm{d}}$ 分别为离散化增广状态空间模型中的系统矩阵、输入矩阵和输出矩阵。

3.4 执行器动力学模型

由于 FAST 仿真工具无法全面模拟变桨执行器的动力学行为，为此 NREL 5 MW 参考风力机模型包含了一个简化的变桨执行器模型，其动力学被假设为“非常快”，以便在仿真中尽可能减少执行器对整体系统动态的影响。然而，这种过于理想化的假设无法反映现实风力机中执行器的动态特性，因此在研究中引入更具真实性的模型。

变桨执行器功能是调整叶片的变桨角 β，使其与参考变桨角β_{ref} 一致，该参考角由变桨控制器提供。变桨执行器的动力学可用以下二阶动态系统建模[15-18]：

$$\ddot{\beta}=-\omega_{\mathrm{n}}^2\beta-2\omega_{\mathrm{n}}\zeta_{\mathrm{d}}\dot{\beta}+\omega_{\mathrm{n}}^2\beta_{\mathrm{ref}}\tag{23}$$

式中：ω_{n}为固有频率；ζ_{d}为阻尼比。

4 工况设置

IEC 61400-1 设计标准[19]要求基于特定站点的外部条件进行风力机的载荷分析。本文选择荷兰的 Ijmuiden 作为参考站点，该站点位于北纬 52°27′和东经 4°32′，靠近北海，是一个典型的陆上风速测量

站点[20]。其位置靠近海岸，风速分布表明其符合 IEC 标准中的风力机设计风速等级 Class I。根据文献[20]，选择的工况设置见表 1。

表 1 工况设置
Tab.1 Load cases

序号	轮毂高度处平均风速/(m s^{-1})	湍流强度/%
1	11.7	14.74
2	14.5	13.64
3	17.2	12.90
4	20.0	12.36

5 仿真分析

为了验证所设计的 MPC 控制器的性能，选择风轮转速、电机功率、塔顶前后加速度及桨距角的标准偏差和最大值作为评价指标。2 种控制器下风力机响应的标准偏差和最大值如图 5 和图 6 所示。以基线控制器下的仿真结果作为参考，计算二者的百分差，负值表明 MPC 控制器的仿真结果小于基线控制器的结果，表 2 为不同工况下 MPC 控制器相对于基线控制器的性能改善比例。限于篇幅，仅提供工况 4 下风力机响应的时域曲线，结果如图 7 所示。

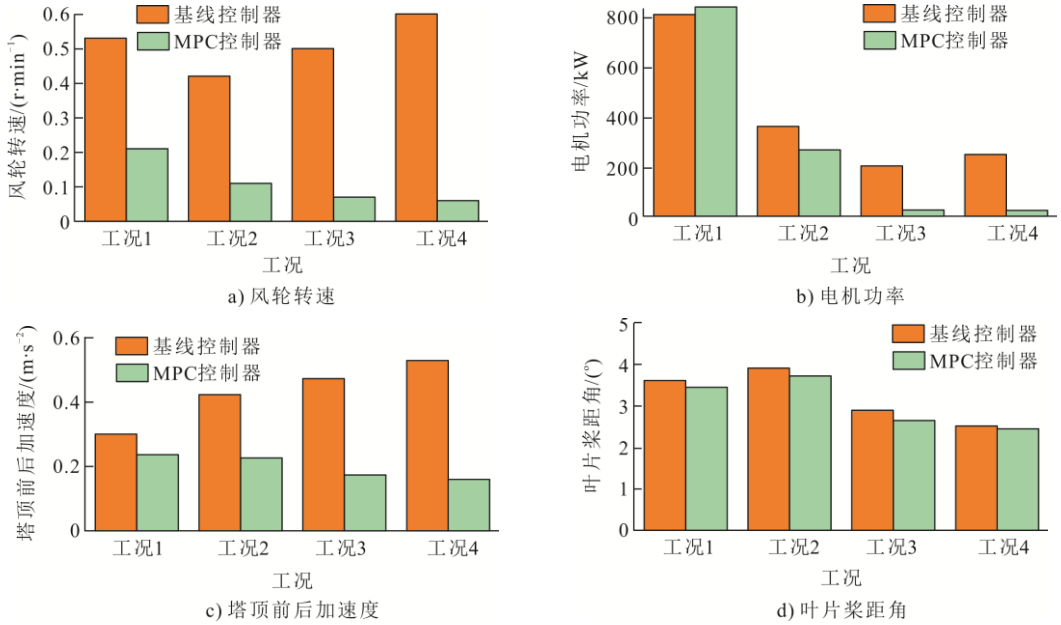


图 5 不同控制器下风力机响应的标准偏差
Fig.5 Standard deviations of wind turbine responses with different controllers

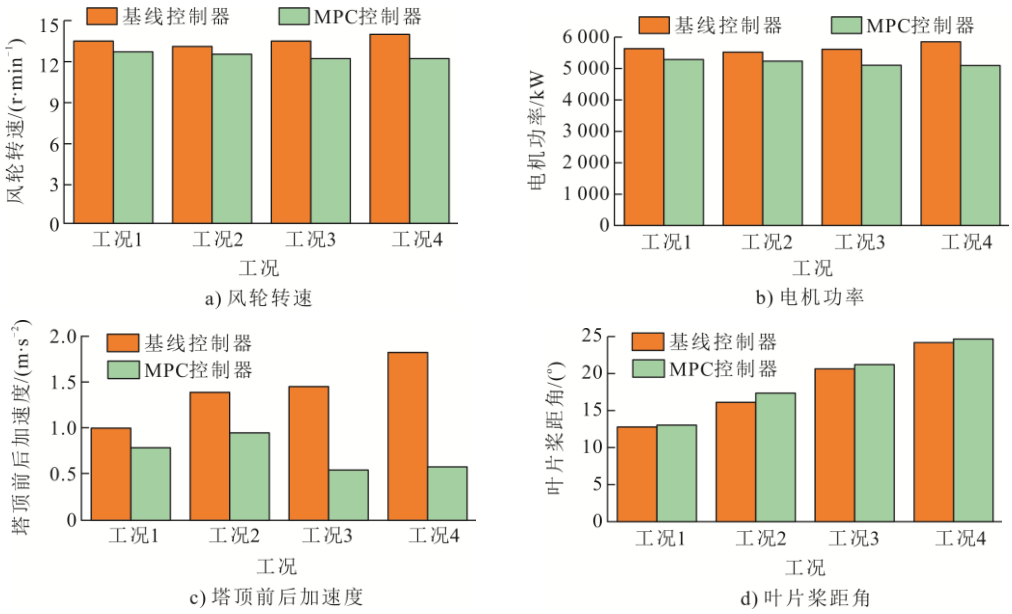


图 6 不同控制器下风力机响应的最大值
Fig.6 Maximum values of wind turbine responses with different controllers

表 2 不同工况下 MPC 控制器相对于基线控制器的性能改善比例

Tab.2 Performance improvement ratios of the MPC controller relative to the baseline controller under different operating conditions

工况	风轮转速/%		电机功率/%		塔顶前后加速度/%		叶片桨距角/%	
	标准偏差	最大值	标准偏差	最大值	标准偏差	最大值	标准偏差	最大值
1	–60.4	–5.9	3.7	–6.2	–21.3	–20.8	–4.4	2.0
2	–73.8	–4.4	–25.8	–5.2	–46.5	–31.7	–4.9	7.7
3	–86.0	–9.6	–85.0	–9.1	–63.3	–62.4	–8.6	2.8
4	–90.0	–12.9	–88.5	–12.9	–69.8	–68.2	–2.8	2.0

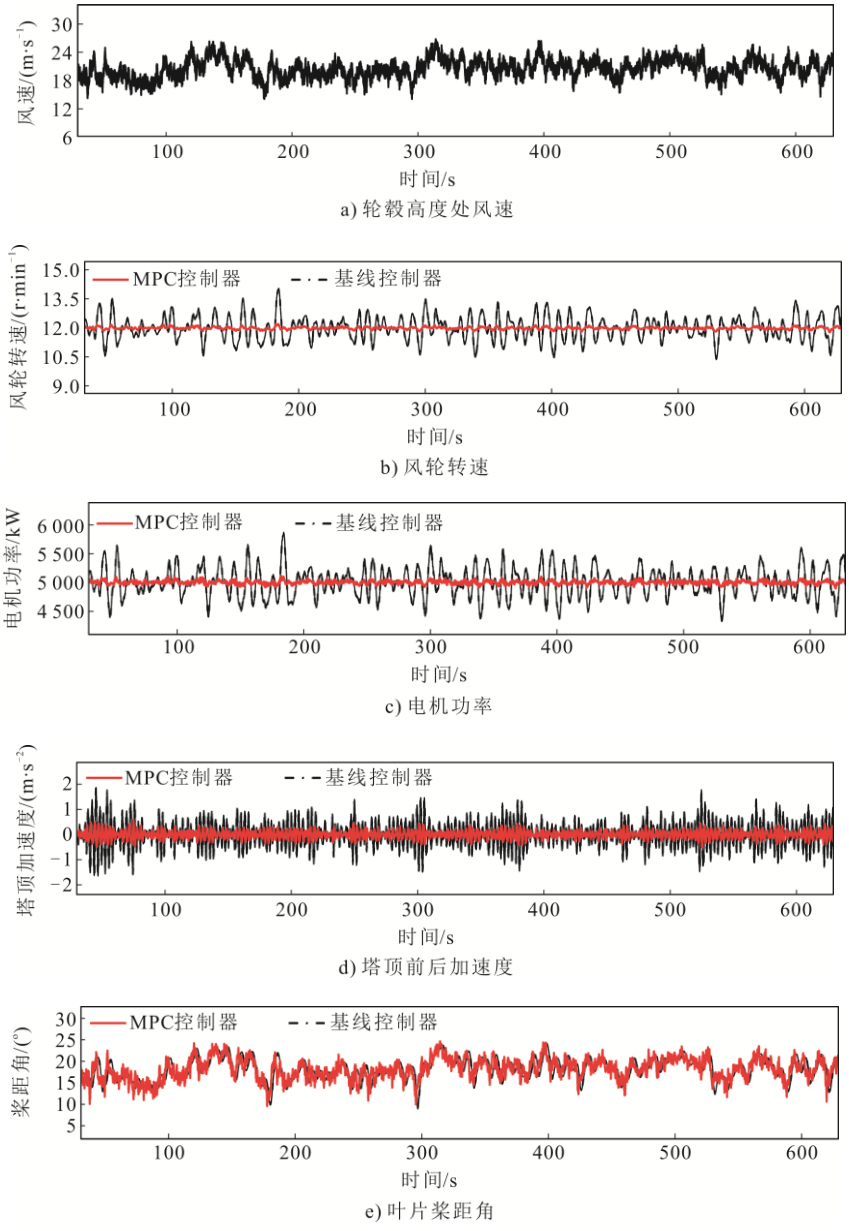


图 7 不同控制器下的风力机时域响应曲线（工况 4）

Fig.7 Time-domain response curves of the wind turbine with different controllers (Load case 4)

从图 5—图 7 和表 2 中可以看到，在额定风速附近（工况 1），MPC 控制器的电机功率标准偏差由 812 kW 增加至 842 kW，增大了 3.7%。这种现象可归因于风力机在额定风速区域的动态切换特性。此区域是从最大功率捕获向功率限制过渡的关键点，控制器需要实时调节桨距角和转矩以适应复杂的动态需求。MPC 控制器通过准线性参数变化模型预测风速及系统响应，但由于风速在额定风速附近

可能存在快速波动，其预测的误差可能导致控制器的响应略显敏感，从而引入额外的功率波动。此外，MPC 控制器的优化目标中，塔顶加速度和平稳性赋予更高权重，导致对功率平稳性的优化略有折中。然而，尽管功率波动略有增加，MPC 控制器显著降低了功率最大值，从 5 655 kW 减少至 5 306 kW，下降了 6.2%，有效减少了发电机过载的风险。同时，风轮转速和塔顶加速度的波动分别减少了 60.4%和 21.3%，显示出在动态载荷抑制方面的明显优势。这表明 MPC 控制器通过权衡优化策略，成功改善了系统的整体稳定性和安全性。

在工况 2—工况 4 下，MPC 控制器表现出更全面的优化效果，且对评价指标的抑制能力随着风速的增大而增强。电机功率的标准偏差在工况 2、工况 3、工况 4 中分别降低了 25.8%、85.0%和 88.5%，表明 MPC 控制器在更高风速下能够更有效地平滑功率输出，显著减少动态波动。同时，功率最大值均显著降低，这不仅减小了发电机承受的瞬态载荷，也提升了系统的可靠性。此外，风轮转速和塔顶加速度的波动随着风速增大显著减少，尤其在工况 4 中，风轮转速的波动达到了 90%，塔顶加速度的动态响应也显著优化。这种趋势主要是因为在更高风速条件下，风速变化趋于平滑，准线性参数变化模型对系统的预测更加精准，从而使控制器能够更好地优化控制输入，减少载荷冲击。

桨距角的调节同样表现出随着风速增加而愈发平稳的趋势。在高风速工况中，MPC 控制器通过更加细腻的桨距角调整，显著降低了其波动幅度。这不仅有效减少了叶片疲劳载荷，也确保了风力机在复杂风速条件下的稳定运行。结合功率波动、转速稳定性以及载荷抑制的表现，可以看出 MPC 控制器在高风速条件下的性能优势尤为突出。

以工况 4 为例，进一步验证引入风速扰动的 MPC 控制器的性能，对比了 2 种 MPC 控制器：1）未引入风速扰动状态的 MPC；2）引入风速扰动状态的 MPC。结果显示，将风速扰动引入后，MPC 在塔顶前后加速度、风轮转速及发电机功率的响应波动方面均显著改善。具体而言，塔顶前后加速度的标准偏差和最大值分别降低约 29%和 23%；风轮转速的波动幅度降低约 39%；电机功率波动标准差降低约 36%。这些结果表明，引入风速扰动作为状态变量后，MPC 控制器能够提前感知风速变化趋势，从而有效改善风速波动下的功率平稳性与塔顶载荷抑制性能。图 8 为 2 种 MPC 控制器下风力机响应的时域曲线。

综上，引入风速扰动的 MPC 控制器在不同风速工况下均展现出优异的动态优化能力和多目标平衡特性。在额定风速附近，尽管功率波动略有增大，但其显著降低的功率峰值和动态载荷表明了较好的系统优化能力。而在额定风速以上的工况中，MPC 控制器的性能随着风速的增大而逐步提升，显现出更强的功率平稳性和载荷抑制效果。

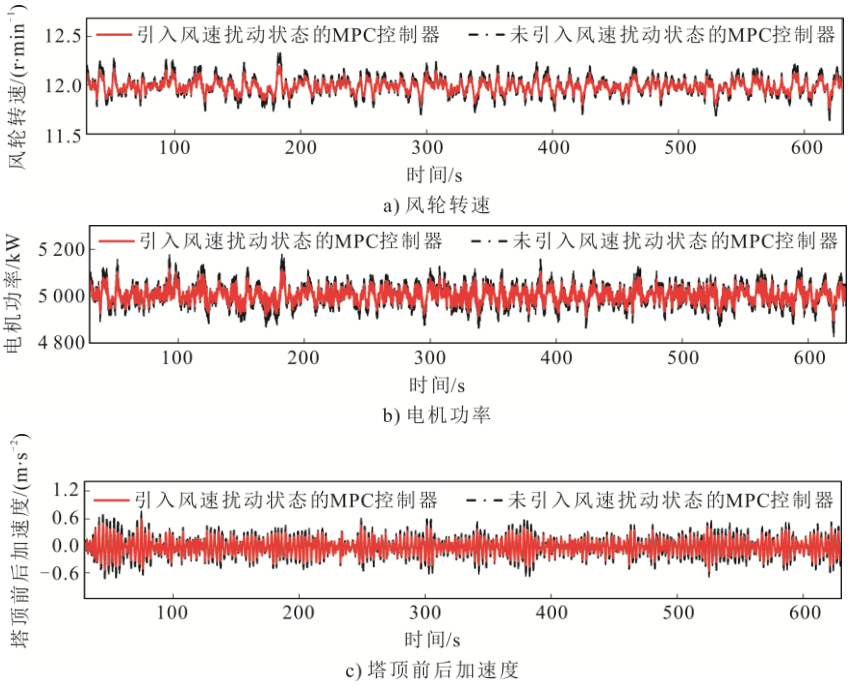


图 8 不同 MPC 控制器下风力机时域响应（工况 4）

Fig.8 Time-domain responses of the wind turbine with different MPC controllers (Load case 4)

6 结　论

本文提出了一种基于速度驱动线性化的准线性参数变化模型预测控制方法，用于风力机变桨-转矩系统的优化设计，解决了复杂风况条件下风力机塔顶载荷抑制与功率优化的难题。基于拉格朗日方程，考虑风力机主导动力学特性，本文构建了一个高效、降阶的风力机非线性动力学模型，并通过与 FAST 仿真结果对比验证了模型的可靠性，为控制策略的快速设计与测试提供了高效平台。

在 NREL 5 MW 参考风力机的仿真研究中，本文所提出的引入风速扰动状态的 MPC 控制器针对额定风速及以上运行区域，通过协同调节发电机转矩与叶片桨距角，实现了塔顶前后加速度的有效抑制与功率输出的动态优化。仿真结果表明，该控制器显著降低了塔顶加速度和动态载荷波动，同时减小了功率峰值，提升了发电性能的平稳性。特别是在高风速条件下，MPC 控制器表现出更优的动态响应与载荷抑制能力，验证了其在复杂风况下的适用性与鲁棒性。

未来将基于不同额定功率与结构参数的风力机（如 IEA 10 MW）开展跨机型仿真验证，以进一步评估该控制策略在不同塔架柔度、叶片惯量及执行器特性下的适用性和鲁棒性。

[参 考 文 献]

[1] Wang S, Wang S. Impacts of wind turbine characteristics on wake turbulence[J]. Energy Storage and Conversion, 2025, 3(1): 1956.

[2] 邬伟骏, 吴江波, 周强, 等. 基于贝叶斯推理的风电机组风轮偏航协同智能控制方法[J]. 可再生能源, 2024, 42(9): 1205.
Wu W J, Wu J B, Zhou Q, et al. Collaborative intelligent control method for wind turbine rotor yaw based on Bayesian inference[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(9): 1205.

[3] 曹松青, 郝万君, 陈歆婧, 等. 基于模型预测控制的风电机组载荷控制[J]. 苏州科技大学学报(自然科学版), 2019, 36(3): 79.
Cao S Q, Hao W J, Chen X J, et al. Wind turbine load control based on model predictive control[J]. Journal of Suzhou University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2019, 36(3): 79.

[4] 田德, 方建驹, 刘枫, 等. 大型风电机组模型预测独立变桨控制器设计[J]. 太阳能学报, 2022, 43(4): 461.
Tian D, Fang J J, Liu F, et al. Design of model predictive individual pitch controller for large-scale wind turbine[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(4): 461.

[5] Ghanbarpour K, Bayat F, Jalilvand A. An MPC-based fault tolerant control of wind turbines in the presence of simultaneous sensor and actuator faults[J]. Computers and Electrical Engineering, 2025, 122: 109931.

[6] Wintermeyer-Kallen T, Basler M, Konrad T, et al. Challenges of applying model-based predictive wind turbine control in the field[J]. Forschung im Ingenieurwesen, 2023, 87(1): 119.

[7] Mulders S P, Hovgaard T G, Grunnet J D, et al. Preventing wind turbine tower natural frequency excitation with a quasi-LPV model predictive control scheme[J]. Wind Energy, 2020, 23(3): 627.

[8] De Fonseca M, Pamososuryo A K, Mulders S P. Efficient velocity-based quasi-linear model predictive control for wind turbine side-side tower periodic load reductions[J]. IEEE Control Systems Letters, 2024, 8: 2619.

[9] Leith D J, Leithead W E. Gain-scheduled and nonlinear systems: dynamic analysis by velocity-based linearization families[J]. International Journal of Control, 1998, 70(2): 289.

[10] Jonkman J, Butterfield S, Musial W, et al. Definition of a 5 MW reference wind turbine for offshore system development[R]. Technical Report No. NREL/TP-500-38060, 2009: 5.

[11] Bianchi F D, De Battista H, Mantz R J. Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design[M]. Springer Science & Business Media, 2006: 1.

[12] Jahangiri V, Sun C. Integrated bi-directional vibration control and energy harvesting of monopile offshore wind turbines[J]. Ocean Engineering, 2019, 178: 260.

[13] 尹尧杰, 褚景春, 姜培学. 大型双馈风电机组弹性支承动态特性分析[J]. 可再生能源, 2024, 42(8): 1054.
Yin Y J, Chu J C, Jiang P X. Dynamic characteristics analysis of large-scale doubly-fed wind turbine elastic support[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(8): 1054.

[14] Cisneros P S G, Werner H. A velocity algorithm for nonlinear model predictive control[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2020, 29(3): 1310.

[15] Cisneros P S G, Werner H. Wide range stabilization of a pendubot using quasi-LPV predictive control[J]. IFAC-Papers OnLine, 2019, 52(28): 164.

[16] Lan J, Patton R J, Zhu X. Fault-tolerant wind turbine pitch control using adaptive sliding mode estimation[J]. Renewable Energy, 2018, 116: 219.

[17] Odgaard P F, Stoustrup J, Kinnaert M. Fault-tolerant control of wind turbines: a benchmark model[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2013, 21(4): 1168.

[18] Nayl T, Mohammed M, Muhamed S. Modelling design of wind turbine generator[J]. International Journal of Advanced Technology and Engineering Exploration, 2022, 9(86): 2394.

[19] IEC. Wind energy generation systems: part 1: design requirements: IEC 61400-1: 2019[S]. IEC, 2019.

[20] Gupta N, Strach M, Antoniou A. Loads analysis of the NREL 5 MW reference turbine for an onshore site[R]. Master's Internship report. Delft, the Netherlands: Delft University of Technology (TU Delft), 2012: 1.

（责任编辑　杜亚勤）