

基于 LPV-MPC 的风电机组功率-载荷 协调控制策略

梁栋场, 宋子秋, 刘亚娟

(华北电力大学 控制与计算机工程学院, 北京 102206)

摘要: 大型风电机组变桨控制是一个复杂的非线性控制任务,如何在系统约束和风速扰动的条件下实现功率调节和载荷降低成为难题。针对该问题,文章采用机理与参数辨识方法构建了一个面向控制的线性变参数(LPV)模型,LPV 模型引入间隙度量理论来降低模型复杂度,为控制设计提供了更加精确的线性模型。设计了时变卡尔曼滤波器,实现了风机的最优状态估计,基于获得的最优状态,提出了自适应模型预测(MPC)变桨控制器,MPC 控制器能够根据实时风速变化调整预测模型,在满足系统约束的条件下实现大型风电机组功率-载荷的协调控制。OpenFAST 对比仿真实例表明了模型与控制器的有效性。

关键词: 风电机组; 变桨控制; 线性参数变化模型; 自适应模型预测控制; 功率-载荷控制

中图分类号: TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)01-0038-07

0 引言

风电机组大型化已经成为风电行业降本增效的主流发展趋势^[1]。大型风机在提升发电容量的同时,也将导致更大的结构载荷。大型风机的变桨控制目标不仅仅是实现功率的稳定调节,还应当尽可能地降低结构载荷^[2]。

风电机组是一个气动-伺服-弹性互相耦合的高度非线性系统,其变桨运行工况范围宽,受到外界风速波动影响大,这给风机变桨控制设计带来了巨大挑战。传统的风电机组变桨控制策略是基于发电机转速误差信号进行增益调度比例积分控制(GS-PI)^[3],但这种传统控制策略无法很好地处理系统约束,在靠近额定风速区间常常出现执行器饱和现象,导致控制性能恶化。为了解决约束问题,文献[4]建立了大惯量风机线性控制模型,采用模型预测控制(MPC)策略进行变桨操作,同时兼顾了功率调节和载荷降低性能,但该方法是基于单一工况点模型设计的,无法适应风机大范围变工况运行。文献[5]建立了风电机组简化的非线性模型,提出非线性 MPC 变桨控制策略,该控制策略能够有效克服风速扰动。但非线性 MPC 控制器设计困难,优化问题求解时间较长,难以实现实际应用。文献[6]采用 Wiener 模型所设计的 PI

和 MPC 控制策略能够取得良好的变桨功率调节控制效果,但该方法未考虑载荷优化,且尚未在风电专业软件 OpenFAST 上进行测试,其模型及控制器的有效性有待进一步验证。文献[7]建立了风电机组的模糊模型和线性参数变化(LPV)模型,采用 MPC 控制器实现了功率调节与结构降载荷。然而这些工作均是基于静态功率经验系数来获取线性模型,与实际风机气动性能有较大差距,且以上工作均未考虑塔筒动态,无法同时兼顾功率调节与载荷降低。

针对以上问题,本文采用机理与参数辨识相结合的方法,构建能够体现风机大范围变工况运行特性的 LPV 模型。引入间隙度量理论对局部线性模型进行分析,降低构建 LPV 模型的复杂度。对于实际风电机组状态不完全可测的问题,设计了时变卡尔曼滤波器实现风机的最优状态估计。基于获得的最优状态,设计自适应 MPC 变桨控制器,实现了大型风电机组功率-载荷协调控制。

1 风电机组模型

1.1 非线性模型

为了得到用于控制系统设计的风电机组模型,本文建立了包含气动、传动链、发电机、变桨执行器和塔筒的风电机组非线性模型。选取传动链

收稿日期: 2022-11-03。

基金项目: 国家重点研发计划项目(2020YFB1506602);国家自然科学基金面上项目(62273144)。

通信作者: 刘亚娟(1985-),女,博士,副教授,研究方向为非线性控制、网络控制系统和模糊控制。E-mail:yajuan.liu.12@gmail.com

扭转角 θ 、转子转速 ω_r 、发电机转速 ω_g 、变桨角度 β 、发电机转矩 T_g 、塔筒一阶前后弯曲位移 d_i 和速度 \dot{d}_i 为状态变量, 变桨指令 β_{cmd} 和转矩指令 $T_{g,cmd}$ 为输入变量, 风速 V 为扰动输入, ω_g 和 \dot{d}_i 为实际可测量输出变量, 则非线性模型的动态方程可以表示为

$$\dot{x}=f(x, u, V) \quad (1)$$

式中: f 为系统状态; $x=[\theta, \omega_r, \omega_g, \beta, T_g, d_i, \dot{d}_i]^T$; u 为控制输入, $u=[\beta_{cmd}, T_{g,cmd}]^T$ 。

F 为 u 和 V 的非线性函数向量, 其线性部分见文献[8], 非线性部分可表示为

$$\dot{\omega}_r = \frac{T_r(\omega_r, \beta, V)}{J_r} - \frac{D_s}{J_r} \omega_r + \frac{D_s}{J_r N_g} \omega_g - \frac{K_s}{J_r} \theta \quad (2)$$

$$\ddot{d}_i = -\frac{D_i}{M_i} \dot{d}_i - \frac{K_i}{M_i} d_i + \frac{F_i(\omega_r, \beta, V)}{M_i} \quad (3)$$

式中: N_g 为齿轮箱增速比; K_s, D_s 分别为传动链低速轴弹性常数和阻尼系数; J_r 为转子惯性; T_r 为气动转矩; M_i, D_i, K_i 分别为塔筒一阶前后弯曲模式的等效塔顶质量、阻尼和刚度系数; \dot{d}_i 为塔筒一阶前后弯曲模式的加速度; F_i 为转子气动推力。

1.2 LPV 模型

构建 LPV 模型首先需要获得被控对象的局部线性模型。前文获得的风电机组模型的主要非线性项为 $T_r(\omega_r, \beta, V)$ 和 $F_i(\omega_r, \beta, V)$, 将其在稳态工况点使用一阶泰勒展开公式进行线性化, 可得:

$$T_r \approx \bar{T}_r + \left. \frac{\partial T_r}{\partial \omega_r} \right|_{op} \Delta \omega_r + \left. \frac{\partial T_r}{\partial \beta} \right|_{op} \Delta \beta + \left. \frac{\partial T_r}{\partial V} \right|_{op} \Delta V \quad (4)$$

$$F_i \approx \bar{F}_i + \left. \frac{\partial F_i}{\partial \omega_r} \right|_{op} \Delta \omega_r + \left. \frac{\partial F_i}{\partial \beta} \right|_{op} \Delta \beta + \left. \frac{\partial F_i}{\partial V} \right|_{op} \Delta V \quad (5)$$

$$\Delta \omega_r = \omega_r - \bar{\omega}_r, \Delta \beta = \beta - \bar{\beta}, \Delta V = V - \bar{V} \quad (6)$$

式中: $\Delta \omega_r, \Delta \beta, \Delta V$ 分别为转子转速增量、变桨角增量和风速增量; $\left. \frac{\partial T_r}{\partial \omega_r} \right|_{op}, \left. \frac{\partial T_r}{\partial \beta} \right|_{op}, \left. \frac{\partial T_r}{\partial V} \right|_{op}$ 分别为转子转矩

对转速、变桨角和风速的偏导数; $\left. \frac{\partial F_i}{\partial \omega_r} \right|_{op}, \left. \frac{\partial F_i}{\partial \beta} \right|_{op}, \left. \frac{\partial F_i}{\partial V} \right|_{op}$ 分别为转子推力对转速、变桨角和风速的偏导数。

通过使用高保真风机仿真软件 OpenFAST, 固定 NREL5 MW 风电机组的转子转速为 12.1 r/min, 然后给定一系列 11.4~25 m/s 内的风速作为激励信号, 并调整变桨角使得气动功率稳定在 5.29 MW, 可以唯一确定风电机组的稳态变桨角和塔顶位移(图 1)。

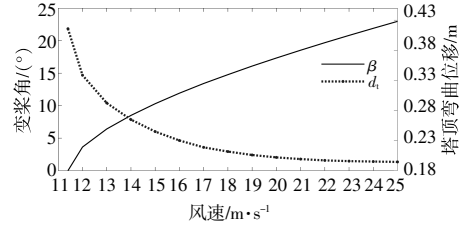


图 1 稳态变桨角和塔顶位移

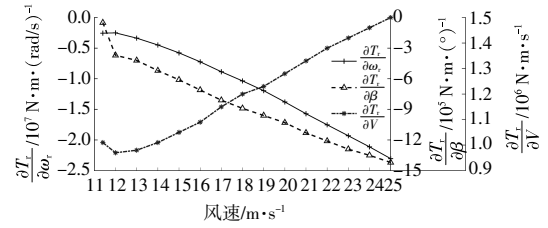
Fig.1 Steady-state pitch angle and tower-top deflection

得到了稳态工况轨迹后, 通过在稳态点附近做小扰动线性化试验, 使用差分扰动方法计算气动偏导数。

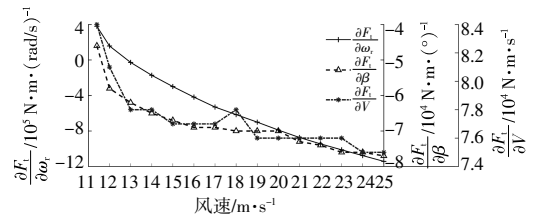
$$\frac{\partial Y}{\partial y} = \frac{Y(y|_{op} + \Delta y) - Y(y|_{op})}{\Delta y} \quad (7)$$

式中: Y 为气动转矩 T_r 或气动推力 F_i ; y 为转子转速 ω_r 、变桨角 β 或风速 V ; Δy 为在给定工况点处 ω_r, β 或 V 的增量。

图 2 为辨识得到的 NREL 5 MW 风电机组的气动偏导数。



(a) 转矩偏导数



(b) 推力偏导数

图 2 气动偏导数

Fig.2 Aerodynamic derivatives

由于可获取的局部线性模型过多, 构建 LPV 模型所需的局部线性模型选取具有盲目性, 本文引入间隙度量理论进行局部模型的选取。间隙度量理论用来度量两个线性动态系统之间的距离, 对于 $i=1, 2$, 带有右互质分解的两个传递函数 $G_i(s)$ ^[9] 可以表述为

$$G_i(s) = N_i(s) M_i^{-1}(s) \quad (8)$$

式中: $N_i(s), M_i(s)$ 均为 $G_i(s)$ 的归一化右互质因式分解。

$M_i(s)$ 具有逆函数,并且 $N_i(s)$ 和 $M_i(s)$ 满足式(9)^[9]。

$$M_i(s)^* M_i(s) + N_i(s)^* N_i(s) = I \quad (9)$$

式中: $N_i(s)^*$, $M_i(s)^*$ 分别满足 $N_i(s)^* = N_i(-s)^T$ 和 $M_i(s)^* = M_i(-s)^T$; I 为单位矩阵。

传递函数 $G_1(s)$ 和 $G_2(s)$ 之间的间隙度 $\delta[G_1(s), G_2(s)]$ 可定义为

$$\delta[G_1(s), G_2(s)] = \max\{A, B\} \quad (10)$$

$$A = \inf_{\psi \in H_\infty} \left\| \begin{bmatrix} M_1 \\ N_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} M_2 \\ N_2 \end{bmatrix} \psi \right\|_\infty \quad (11)$$

$$B = \inf_{\psi \in H_\infty} \left\| \begin{bmatrix} M_2 \\ N_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} M_1 \\ N_1 \end{bmatrix} \psi \right\|_\infty \quad (12)$$

间隙度的取值为 $\delta[G_1(s), G_2(s)] \in [0, 1]$ 。通过预设合理的间隙阈值 δ_{th} , 选取最优数量的局部线性模型可以降低构建 LPV 模型的复杂度。在风速为 12~25 m/s, 以 1 m/s 为风速间隔, 计算桨距角输入 β_{cmd} 到发电机转速输出 ω_g 的传递函数之间的间隙值, 结果如图 3 所示。

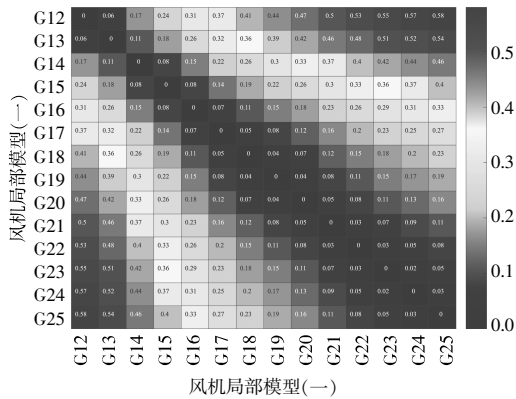


图 3 线性模型之间的间隙度
Fig.3 The gap value between linear models

图中, G12~G25 分别表示风速为 12, 13, ..., 25 m/s 时, 输入 β_{cmd} 到输出 ω_g 的传递函数选取合适的间隙阈值 $\delta_{th}=0.2$ ^[8]。最终, 简化得到风速为 12, 15, 19 m/s 和 25 m/s 的 4 个局部线性模型。

选取可测量风速 V 作为 LPV 模型唯一的调度变量 $\rho(t)$ 。调度空间定义了调度变量 V 的变化值为 12~25 m/s。

$$\rho(t) = V(t) \text{ 并且 } \rho \in P := [12 \ 25] \text{ m/s} \quad (13)$$

LPV 模型的调度规则采用线性内插法和最近邻外插法, 最终得到的 LPV 模型为

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = A_c(\rho)x(t) + B_c(\rho)u(t) + B_{cv}(\rho)V(t) \\ y(t) = C_c(\rho)x(t) \end{cases} \quad (14)$$

式中: A_c, B_c, B_{cv}, C_c 分别为连续的状态增益矩阵、控制增益矩阵、扰动增益矩阵和输出增益矩阵。

2 自适应 MPC 变桨控制器设计

图 4 为设计的整个变桨控制策略原理图, 包含风电机组 LPV 模型的构建、自适应 MPC 控制器和时变卡尔曼滤波器的设计。

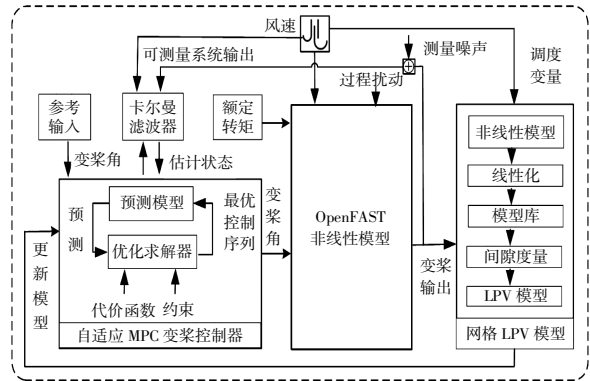


图 4 基于 LPV 模型的自适应模型预测变桨控制结构图
Fig.4 Structure diagram of adaptive model predictive pitch control for wind turbine based on LPV model

2.1 自适应 MPC 控制器

2.1.1 预测模型

自适应 MPC 控制器的预测模型为以上建立的 LPV 状态空间模型, 取采样时间为 T_s , 使用前向欧拉法进行离散化可得到离散 LPV 模型。

$$\begin{cases} \hat{x}(k+1) = A_d(\rho)\hat{x}(k) + B_d(\rho)u(k) + B_{dv}(\rho)V(k) \\ y(k+1) = C_d(\rho)\hat{x}(k) \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} \bar{V}(k+i) = \bar{V}(k), \forall i \in [0, N_p-1] \\ x(k) = \hat{x}(k|k) \end{cases} \quad (16)$$

式中: A_d, B_d, B_{dv}, C_d 均为离散化的系统增益矩阵。

在每个采样间隔, LPV 模型根据当前调度变量更新预测模型, 更新后, $\bar{V}(k+i) = \bar{V}(k), \forall i \in [0, N_p-1]$ 表明在整个预测时域内调度变量保持不变。 $x(k) = \hat{x}(k|k)$ 表示系统状态由时变卡尔曼滤波器进行估计。

2.1.2 代价函数

自适应 MPC 控制器的代价函数^[10]可表示为

$$J_k = \| S_x^{-1} e_p \|^2_P + \sum_{i=0}^{N_p-1} (\| S_x^{-1} e_x \|^2_Q + \| S_u^{-1} e_u \|^2_R + \| S_u^{-1} \Delta u \|^2_{R_u}) \quad (17)$$

式中: $e_p = x(k+N_p|k) - x_{ref}$ 为终端状态误差, x_{ref} 为参

考输入; $e_x = x(k+ilk) - x_{ref}$ 为每个控制时域的状态误差; $e_u = u(k+ilk) - u_{ref}$ 为控制量误差, u_{ref} 为控制量参考值; $\Delta u = u(k+ilk) - u(k+i-1lk)$ 为控制增量; $x(k) = [\theta(k), \omega_r(k), \omega_g(k), \beta(k), d_t(k), \dot{d}_t(k)]^T$ 为 k 时刻的状态向量; S_x, S_u 分别为状态变量和控制变量的比例因子; $\| * \|_R^2 = (*)^T R (*)$ 为权重矩阵 R 的二范数; $Q, R_u, R_{\Delta u}$ 分别为状态量、控制量和控制增量的权重矩阵, 且均为正定矩阵; $\| S_x^{-1} e_p \|_P^2$ 为终端代价; 正定矩阵 P 是终端权重矩阵, 它将代价函数扩展到无限时域, 保证了 MPC 的闭环稳定性^[11]。

2.1.3 系统约束

由于风机变桨执行机构的物理限制, 需要在控制问题中考虑风电机组变桨执行器约束, 具体可表示为

$$\begin{cases} \beta_{\min} \leq \beta(k+i) \leq \beta_{\max}, \forall i \in [1, N_p] \\ \beta(k+i) - \beta(k+i-1) \leq \beta_{th} * T_s, \forall i \in [1, N_p-1] \end{cases} \quad (18)$$

式中: $\beta_{\min}, \beta_{\max}$ 分别为变桨角允许的最小值和最大值; β_{th} 为变桨执行器单位时间内的最大变桨角度。

在每个控制时域, 自适应 MPC 变桨控制动作均需满足变桨角幅值和速率的约束。

2.1.4 优化求解

在每个控制间隔, 自适应 MPC 在线求解约束二次规划问题。

$$\begin{aligned} & \min_{U_k} J_k \\ & \text{s.t. (15), (16) and (18)} \end{aligned} \quad (19)$$

使用有效集方法对以上优化控制问题进行求解。 $U_k = [u^*(k), u^*(k+1), \dots, u^*(k+N_p-1)]^T$ 是在预测时域为 N_p 时得到的最优控制序列。

2.2 时变卡尔曼滤波器

在每个采样时刻, 本文采用的 LPV 模型系统状态空间矩阵均发生变化, 卡尔曼滤波器需要调整卡尔曼增益 L_k^* 来估计实际状态 x , 得到估计状态 \hat{x} , 直至状态估计的误差协方差矩阵 P_k^* 最小化, 由于被控对象模型增益矩阵发生变化, 本文设计的滤波器为时变卡尔曼滤波器^[11]。滤波器增益 L_k^* 定义为

$$L_k^* = A_d P_{k|k-1}^* C_d^T (C_d P_{k|k-1}^* C_d^{*T} + R)^{-1} \quad (20)$$

式中: $P_{k|k-1}^*$ 为 k 时刻的状态估计误差协方差矩阵; R 为过程噪声协方差矩阵。

然后, 使用测量值 $y(k)$ 更新估计状态。

$$\begin{aligned} \hat{x}(k+1) &= A_d \hat{x}(k) + B_d u(k) + B_{dv} V(k) + \\ & L_k^* [y(k) - C_d \hat{x}(k)] \end{aligned} \quad (21)$$

在下一个递归过程中需要进一步更新误差协方差矩阵 P_k , 直到卡尔曼增益和误差协方差矩阵稳定并保持常数。

$$P_{k+1k}^* = A_d P_{k|k-1}^* A_d^T - A_d P_{k|k-1}^* C_d^T L_k^{*T} + Q \quad (22)$$

式中: Q 为测量噪声协方差矩阵。

3 仿真结果与分析

以 NREL 5 MW 风机为参考机组, 关键参数见表 1。

表 1 NREL 5 MW 风机的关键参数
Table 1 Key parameters of NREL 5 MW wind turbine

参数	数值
额定功率 P_e /MW	5
切入风速 V_{in} /m·s ⁻¹	3
额定风速 V_{rated} /m·s ⁻¹	11.4
切出风速 V_{out} /m·s ⁻¹	25
空气密度 ρ /kg·m ⁻³	1.225
转子半径 R /m	63
齿轮箱增速比 N_g	97
转子惯性 J_r /kg·m ²	38 677 060
发电机惯性 J_g /kg·m ²	534.116
传动链扭转刚度 K_t /N·m·rad ⁻¹	867 637 000
传动链扭转阻尼 D_t /N·m·(rad/s) ⁻¹	6 215 000
变桨执行器时间常数 τ_β /s	0.05
发电机时间常数 τ_g /s	0.02
塔顶等效质量 M_t /kg	4.84×10 ⁵
塔顶等效阻尼 D_t /N·s·m ⁻¹	1.24×10 ⁵
塔顶等效劲度 K_t /N·m ⁻¹	2.05×10 ⁶
发电机效率 η_g /%	94.4

在 OpenFAST 和 Matlab/Simulink 平台上进行联合仿真测试, 验证 LPV 模型的精度和控制器的有效性。仿真过程中激活风机所有可用自由度。仿真环境的硬件配置为 CPU i7-7700HQ, 2.80 GHz 和 8 GB 内存的计算机。

仿真的相关控制参数设置如下: 比例因子能够使每个状态变量划归为同一数量级, 权重的调整更加注重于相对重要性, 根据每个状态变量的变化范围来确定, 未知变化范围的变量设置为 1。本文比例因子设置为 $S_x = \text{diag}([0.004 \ 8 \ 1.267$

122.910 30 0.4 1]), $S_n=1$, 终端权重矩阵 P 在每个时刻通过求解无约束最优控制问题的黎卡提微分方程得到^[10]。根据相关经验, 权重矩阵采用多次仿真迭代测试进行配置, 设置为 $Q=diag([0.3 \ 0.1 \ 2 \ 0 \ 0 \ 0.01])$, $R_u=0$ 和 $R_{\Delta u}=0.05$, 采样时间与 OpenFAST 软件推荐的采样时间保持一致 $T_s=0.0125 \text{ s}$ 。考虑 MPC 求解的稳定性和复杂性, 预测时域设置 $N_p=15$ 。

3.1 LPV 模型验证

将 NREL 5 MW 完全非线性风机模型、18 m/s 风速处的局部线性模型和本文提出的 LPV 模型进行开环响应对比, 以此验证 LPV 模型的准确性。采用阶跃变化的风速 (12, 14, 16, ..., 24 m/s), 分别比较 3 种模型的发电机转速和塔筒一阶前后弯曲位移响应, 对比结果如图 5 所示。

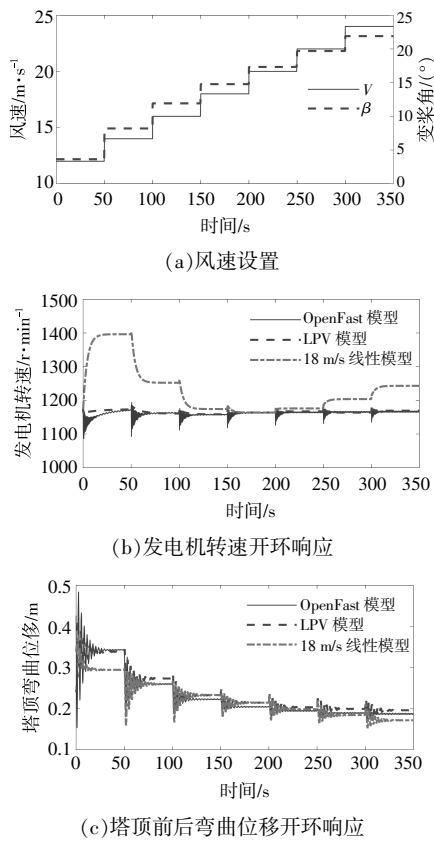


图 5 LPV 模型验证

Fig.5 Validation of LPV model

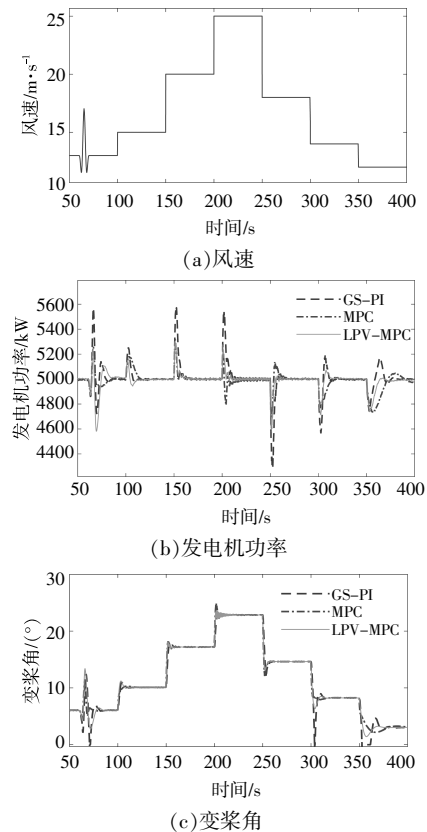
由图 5 可知, 在远离稳态工况时, 18 m/s 局部线性模型系统动态响应与 NREL 5 MW 相差较大, 这是由于风机的非线性较强, 单一的线性化模型只能在其稳态点附近与非线性模型有较好的一致性, 而 LPV 模型可在风速大范围变化时仍然

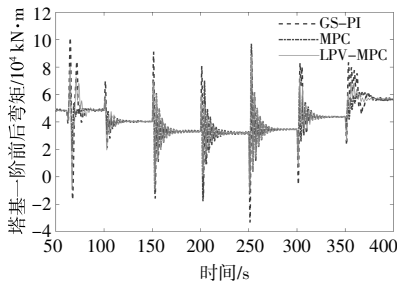
与 NREL 5 MW 风机模型开环响应曲线有很好的—致性。为量化开环响应的误差, 采用平均绝对百分比误差 (MAPE) 指标来进行分析。结果显示: 18 m/s 风速处的局部线性模型与 NREL 5 MW 完全非线性模型的发电机转速开环响应 MAPE 为 6.81%, 塔顶弯曲位移的 MAPE 为 6.52%, 两者差距较大; 本文建立的风电机组 LPV 模型与 NREL 5 MW 完全非线性模型的对应指标分别为 0.46% 和 5.47%, 表明本文建立的风电机组 LPV 模型精度可以达到后续自适应 MPC 控制器的设计需求。

3.2 自适应 MPC 控制器仿真分析

采用突变风和阶跃风, 与 GS-PI 控制和普通 MPC (18 m/s 单一模型 MPC) 控制策略进行对比, 对本文提出的基于 LPV 模型的自适应 MPC 控制器 (LPV-MPC) 的有效性进行验证。使用 IECWind 软件^[12]产生突变风, 风速设置及控制仿真结果如图 6 所示。

由图 6 可知, 在突变和阶跃风速下, 本文提出的基于 LPV 模型的自适应 MPC 控制器能够及时调节叶片进行变桨动作, 降低突变风速下的功率波动峰值和载荷峰值, 在接近额定风速时, 自适应 MPC 能够考虑系统约束, 进行最优变桨调节, 既





(d)塔基一阶前后弯矩

图 6 GS-PI, MPC 与 LPV-MPC 控制器性能对比
Fig.6 Performances comparison between GS-PI controller MPC controller and LPV-MPC controller

降低了调节时间和超调量,又避免了执行器饱和,可有效防止控制性能恶化。

相比于普通 MPC (18 m/s 单一模型 MPC) 控制器, LPV-MPC 在高速和靠近额定风速区间时显示出更好的控制性能,主要表现为降低了功率波动的超调量和减少了调节时间,同时降低了载荷峰值。为了使得控制性能对比更加明显,采用平均值和标准差对控制结果进行量化,结果如表 2 所示。

表 2 仿真结果量化分析
Table 2 Quantitative analysis of simulation results

参数	性能指标	GS-PI	MPC	LPV-MPC
发电机	平均值	5 007.5	4 990.0	4 996.5
功率/kW	标准差	115.90	73.18	73.51
变桨角	平均值	11.62	11.76	11.72
(°)	标准差	1.25	1.12	0.88
塔基载荷	平均值	41 651	41 348	41 273
kN·m	标准差	10 760	11 283	7 933.2

由表 2 可知:普通 MPC 控制策略的功率平均值与变桨角度偏差最大,同时塔基载荷标准差最大,其主要原因是偏离 18 m/s 额定工况时,风机的非线性使得模型失配,导致控制性能下降; LPV-MPC 控制器使发电功率更加平稳,功率平均值更加接近 5 MW,相比于 GS-PI 控制器,功率波动降低了 36.57%,载荷波动降低了 26.27%;变桨控制动作功率平均值增大了 0.68%,波动降低了 29.6%。这说明本文所设计的基于 LPV 模型的自适应 MPC 控制器能够在风速大范围变化时,充分利用风电机组变桨约束条件,做出最佳变桨控制输出,同时兼顾了功率调节与载荷降低性能。

4 结论

针对大型风电机组功率-载荷协调控制,本

文提出了一种基于 LPV 的风电机组模型,采用自适应模型预测控制算法在线求解最佳变桨控制动作,实现了大型风机功率-载荷协调变桨控制。

①借助 OpenFAST 软件,使用差分扰动方法可以计算得到更加精确的风机气动偏导数。采用间隙度量理论能够有效指导风机局部线性模型的选取,使构建的 LPV 模型的模型库数量由 14 个降为 4 个。

②与 NREL 5 MW 非线性风机模型相比,本文建立的 LPV 风机模型的发电机转速和塔顶弯曲位移开环响应的平均绝对百分比误差分别为 0.46%和 5.47%,该 LPV 模型可以反映大型风电机组的非线性动态特性,能够满足先进控制器的设计需求。

③在突变和阶跃风速下,与常规 PI 控制器与传统 MPC 控制器相比,自适应 MPC 控制器能够在每个采样时刻跟随风况变化,更新预测模型,通过权重矩阵的衡量和约束优化问题的求解,自适应 MPC 控制器能够做出最佳变桨控制动作,降低了功率波动幅度和调节时间,同时降低了塔基载荷均值和波动幅度,实现了功率-载荷协调控制。

参考文献:

- [1] 姚钢,杨浩猛,周荔丹,等.大容量海上风电机组发展现状及关键技术[J].电力系统自动化,2021,45(21): 33-47.
- [2] 李忠信,王大龙,庄佳才,等.基于遗传模糊控制的风电机组偏航系统疲劳载荷研究 [J]. 动力工程学报, 2022,42(8):745-752,768.
- [3] J Jonkman, S Butterfield, W Musial, et al. Definition of a 5 -MW reference wind turbine for offshore systems development [R]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [4] 王会盼,刘吉臻,胡阳,等.基于预测控制的大惯量风机全工况功率调度跟踪 [J]. 电网技术,2020,44(7): 2520-2528.
- [5] S K El -Baklish, A A El -Badawy, G Frison, et al. Nonlinear model predictive pitch control of aero-elastic wind turbine blades [J]. Renewable Energy, 2020, 161, 777-791.
- [6] 徐樾,贾立,付轩熠.基于 Wiener 模型的风力发电系统变桨距控制 [J]. 系统仿真学报,2022,34 (8):1741-1749.
- [7] I Bernabé, F A Inthamoussou, D B Hernán. Wind turbine

- load analysis of a full range LPV controller [J]. *Renewable Energy*, 2020, 145: 2741–2753.
- [8] M A Abdelbaky, X Liu, D Jiang. Design and implementation of partial offline fuzzy model–predictive pitch controller for large–scale wind–turbines [J]. *Renewable Energy*, 2020, 145: 981–996.
- [9] T T Georgiou, M C Smith. Optimal robustness in the gap metric [J]. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 1990, 35(6): 673–686.
- [10] D Q Mayne, J B Rawlings, C V Rao, et al. Constrained model predictive control; Stability and optimality [J]. *Automatica*, 2000, 36(6), 789–814.
- [11] T Nikolaos, R Pastorino, B Stojadinović. Adaptive model predictive control for actuation dynamics compensation in real–time hybrid simulation [J]. *Mechanism and Machine Theory*, 2022, 172: 104817.
- [12] M Buhl, J Jonkman. “IECWind” [EB/OL]. <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/iecwind.html>, 2012–09–14.

Coordinated power–load control strategy for wind turbine based on LPV–MPC

Liang Dongyang, Song Ziqiu, Liu Yajuan

(School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Pitch control of large wind turbine is a complex nonlinear control task. How to achieve power regulation and load reduction under system constraints and wind speed disturbance has become a problem. For this problem, a control–oriented linear parameter varying (LPV) model is constructed by using mechanism and parameter identification methods. The gap metric theory is introduced to reduce the complexity of the model, which provides a more accurate linear model for control design. Based on the obtained optimal states, an adaptive model prediction pitch controller (MPC) is proposed with the change of real–time wind speed. The coordinated control of power–load for large wind turbine can be realized under the conditions of system constraints. The simulation examples of OpenFAST show the effectiveness of the proposed model and controller.

Keywords: wind turbine; pitch control; linear parameter–varying model; adaptive model predictive control; power and load control