

应用显式模型预测控制的永磁同步风电机组频率电压协同调节

闫逸辰^{1,2,3}, 寇鹏^{1,2,3}, 张远航^{1,2,3}, 李华⁴, 李旭东⁴, 熊尉辰⁴, 梁得亮^{1,2,3}

(1. 西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安; 2. 西安交通大学电工材料电气绝缘全国重点实验室, 710049, 西安; 3. 西安交通大学陕西省智能电网重点实验室, 710049, 西安; 4. 国网陕西省电力有限公司电力科学研究院, 710100, 西安)

摘要: 为解决高压直流输电线路发生闭锁故障引起送端近区功率冗余、造成频率和电压升高的问题,提出了一种面向频率电压协同调节的永磁同步风电机组的显式模型预测控制(EMPC)策略。该控制策略利用了直驱式永磁同步风力发电机组具有同时调节电网频率和电压的能力。根据频率摆动方程和电压灵敏度模型建立了换流站母线电压和电网频率的状态空间模型;将永磁同步风电机组的有功输出和无功输出相结合,利用多个EMPC控制器计算代价函数下的最优输出并进行组合,计算出故障后永磁同步风电机组的参考功率输出,以实现送端近区频率和电压的协同控制。在MATLAB/Simulink平台进行仿真验证表明:当闭锁故障发生时,EMPC控制策略不仅可以降低送端近区的频率和电压的峰值与稳态值,而且与其他控制方法相比,频率峰值降低了0.089 Hz,电压峰值降低了0.012(标么值)。该研究可为电力系统的频率电压控制提供理论及工程参考。

关键词: 永磁同步电机;风力发电;频率控制;电压控制;显式模型预测控制

中图分类号: TM341 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202408002 **文章编号:** 0253-987X(2024)08-0009-10

Cooperative Voltage and Frequency Regulation of Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine Based on Explicit Model Predictive Control

YAN Yichen^{1,2,3}, KOU Peng^{1,2,3}, ZHANG Yuanhang^{1,2,3}, LI Hua⁴, LI Xudong⁴,
XIONG Weichen⁴, LIANG Deliang^{1,2,3}

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 2. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 3. Shaanxi Key Laboratory of Smart Grid, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 4. Power Research Institute of State Grid Shaanxi Electric Power Company Limited, Xi'an 710100, China)

Abstract: To solve the problem of power redundancy at the sending end caused by converter blocking on high-voltage direct current transmission lines, which results in frequency and voltage increases, this paper proposes an explicit model predictive control (EMPC) strategy for cooperative frequency and voltage regulation of permanent magnet synchronous wind turbines (PMSWTs). The control strategy takes advantage of the fact that PMSWTs have the ability to regulate the voltage of the converter station and grid frequency simultaneously at the sending end. First, the state space model of bus voltage and grid frequency at the converter station is established based

on the frequency swing equation and voltage sensitivity model. Then, the active and reactive power outputs of the PMSWTs are combined, and multiple EMPC controllers are used to calculate the optimal outputs under the cost function, which are then combined to compute the reference power output of the PMSWTs after the converter blocking. Thus, the cooperative frequency and voltage regulation is achieved at the sending end. The simulation in MATLAB/Simulink shows that when the blocking occurs, the EMPC strategy reduces the peak and steady values of frequency and voltage at the sending end. Compared with other control methods, the proposed strategy reduces the peak frequency by 0.089 Hz and the peak voltage by 0.012 p. u. . This research can offer theoretical and engineering insights for frequency and voltage control in power systems.

Keywords: permanent magnet synchronous generator; wind generation; frequency control; voltage control; explicit model predictive control

清洁能源因其良好的经济性和环境特性,已成为解决能源危机的重要替代能源^[1]。2021年10月,国家“双碳”目标提出,进一步促使清洁能源在电力系统中占比增大。风能是当前主流的清洁能源之一^[2],风力发电机装机技术成熟,建设周期短,已经在我国大规模投入使用。基于直驱式永磁同步发电机设计的风力发电机组具有结构简单、传动效率高、故障率低等优点,在风电场建设中装机规模不断扩大^[3-5]。我国大型风电场多坐落于偏远地区,远离负荷中心^[6]。为了实现电能从风电场到负荷中心之间的远距离传输,通常采用高压直流(high voltage direct current, HVDC)输电技术。然而, HVDC 输电线路可能发生直流闭锁故障,导致送端近区频率和电压升高^[7-8]。

永磁同步风力发电机通过全功率背靠背换流器与电网连接,可以根据需要灵活改变功率输出,因此永磁同步风电机组具有调节系统频率和换流站母线电压的能力^[9]。当前,国内外学者已经研究利用永磁同步风力发电机参与频率与电压控制。例如:文献[10]为永磁同步风电机组开发了一种网络形式的控制架构,使其参与电网的频率调节;文献[11]针对直驱式永磁同步风力发电场提出了一种基于功率注入优先级优化的新型电压控制策略,通过最小化风电机组有功功率缺口和最大化风电机组无功功率注入来计算风电场的功率输出。此外,有少部分文献研究令永磁同步风电机组同时参与电网电压和频率控制。例如,文献[12]提出一种基于PID控制器的控制策略,利用永磁同步风电机组和储能对电力系统进行无功支撑,惯量支撑和一次调频。

然而,上述永磁同步风机频率和电压控制方法均存在一定的局限性。在计算风电机组的功率参考

值时,单纯针对有功功率或无功功率进行计算。文献[12]虽然实现了有功和无功同时控制,但并没有从控制机理方面达到协同控制。另一方面,正因为其在控制机理方面无法协同,风电机组的功率约束无法在控制器中进行集中处理,这可能导致在控制中出现稳态误差,或使得风电机组的输出功率超出限制,对电力系统的运行稳定产生负面影响。

显式模型预测控制(explicit model predictive control, EMPC)是模型预测控制(model predictive control, MPC)方法的一种。EMPC保留了MPC优化处理多个控制目标的能力,因而可以实现频率电压的协同最优控制。同时,EMPC相较MPC不需要在线求解优化问题,计算代价低,易于工程应用^[13]。目前,已有EMPC应用于永磁同步电机控制的文献报道。例如:文献[14]将显式模型预测控制用于永磁同步电机控制;文献[15]提出一种基于EMPC的高性能永磁同步电机控制策略。但是,这些EMPC策略的控制目标多为转速控制、电流控制等,并不适用于HVDC直流闭锁情景下,永磁同步风电机组的频率电压协同控制。此外,由于EMPC控制器一般基于线性时不变状态空间模型设计,故而在应对HVDC直流闭锁背景下的送端近区频率/电压时变动态特性时,具有一定的局限性。

对此,本文提出了一种组合EMPC控制方法。针对HVDC发生直流闭锁故障时,送端近区的频率电压变化,利用EMPC控制永磁同步风力发电机组调节有功/无功功率输出,实现送端近区频率和电压的协同调节。在该控制方法中,根据电力系统的摆动方程和电压灵敏度模型,设计永磁同步风力发电机的频率电压协同控制EMPC控制器。为应对HVDC直流闭锁背景下的送端近区频率/电压时变

动态特性,参考增益调度理论,在永磁同步风力发电机内,设计多个局部 EMPC 控制器,并建立多 EMPC 控制器控制输出的加权组合机制,计算风电机组的功率参考值。永磁同步风电机组根据控制器发送的有功功率和无功功率的参考值进行功率输出,实现对送端电网的频率和电压协同控制。

1 系统描述及建模

1.1 永磁同步风力发电机模型

图 1 是基于直驱式永磁风力发电机的风能转换系统^[16],永磁同步发电机通过机侧换流器和网侧换流器与交流母线相连。

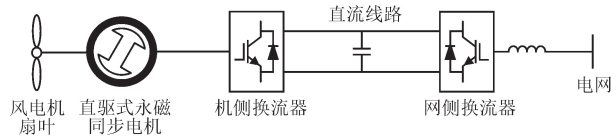


图 1 直驱式永磁风电机组风能转换系统
Fig.1 Block diagram of the permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion system

风力发电机整体模型由机械动力学模型和电气动力学模型组成。直驱式永磁同步风力发电机组的机械动力学模型^[17]为

$$J_c \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{P_{m,i} - P_{e,i}}{\omega_i} \tag{1}$$

式中: J_c 是风叶和永磁同步发电机的综合惯性常数; $P_{m,i}$ 是风叶捕获的机械功率; $P_{e,i}$ 是永磁同步发电机的电磁功率; ω_i 是发电机的转子机械角速度; 下标 i 表示的是风场中第 i 台风机。对于永磁同步风力发电机组的电气动力学模型,其 d - q 轴的等效模型^[17]可以表示为

$$\begin{cases} \frac{di_{d,i}}{dt} = -\frac{R_s}{L_d}i_{d,i} + \frac{N_p L_q}{L_d}\omega_i i_{q,i} + \frac{1}{L_d}u_{d,i} \\ \frac{di_{q,i}}{dt} = -\frac{R_s}{L_q}i_{q,i} - \frac{N_p L_d}{L_q}\omega_i i_{d,i} + \frac{1}{L_q}u_{q,i} - \frac{N_p \omega_i L_f}{L_q} \end{cases} \tag{2}$$

式中: $i_{d,i}$ 是定子电流的 d 轴分量; $i_{q,i}$ 是定子电流的 q 轴分量; R_s 是绕组电阻; N_p 是极对数; L_d 是 d 轴电感; L_q 是 q 轴电感; L_f 是永磁磁通; $u_{d,i}$ 是定子电压的 d 轴分量; $u_{q,i}$ 是定子电压的 q 轴分量。

1.2 HVDC 送端系统模型

图 2 展示了所研究的输电系统,包括一个直驱式永磁同步风电场和高压直流输电系统,高压直流输电系统包括换流站、直流线路和受端电网。

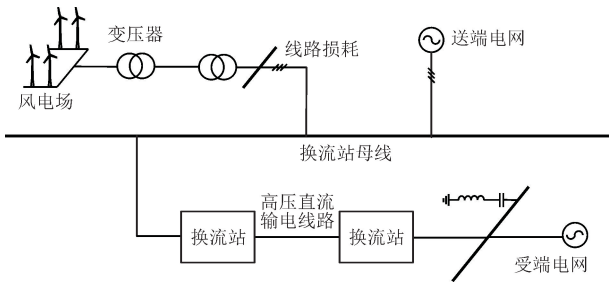


图 2 本文研究的 HVDC 的输电系统
Fig.2 Block diagram of the investigated HVDC transmission system

1.3 送端电网频率动态模型

电力系统的电网频率取决于系统内的有功功率平衡。如果产生的有功功率与有功功率负荷需求不一致,系统频率就会根据功率不平衡发生偏差。因此,会出现与额定频率的偏差。频率波动的时变特性可参考文献^[18-19]进行近似计算

$$\frac{2H}{f_n} \frac{df}{dt} = P_{SG} - P_L + P_{WF} + D_f P_{LN} \left(\frac{f_n - f}{f_n} \right) \tag{3}$$

式中: H 表示惯性时间常数; f_n 表示系统的额定频率; f 表示当前时刻系统的频率; P_{SG} 表示同步发电机有功功率; P_L 表示电网中的负荷; P_{WF} 表示风电场输出的有功功率; P_{LN} 表示额定系统频率下的电网负荷需求; D_f 表示阻尼系数。式(3)称为电力系统频率摆动方程。

1.4 送端电网电压动态模型

在高压直流输电系统中,送端换流器所连接母线上的电压同时受系统中各发电机组输出的有功功率和无功功率的影响。因此,送端换流站母线电压可采用泰勒近似法^[18-19]进行表示

$$u_{HVDC,k} = u_{HVDC,k-1} + \frac{\partial u_{HVDC,k-1}}{\partial P_{WF}} \Delta P_{WF} + \frac{\partial u_{HVDC,k-1}}{\partial Q_{WF}} \Delta Q_{WF} \tag{4}$$

式中: $u_{HVDC,k}$ 表示时间步长为 k 时换流站母线的电压幅值; ΔP_{WF} 和 ΔQ_{WF} 表示风电场输出的有功功率和无功功率的偏移量; $\partial u_{HVDC,k} / \partial P_{WF}$ 和 $\partial u_{HVDC,k} / \partial Q_{WF}$ 分别为电压有功灵敏度和电压无功灵敏度。计算电压灵敏度的方法是利用更新的雅可比矩阵为基础来求解牛顿-拉夫逊潮流问题。

2 频率电压协同控制策略

2.1 频率电压协同控制原理

本文旨在为永磁同步风电机组开发一种协同控

制方法,在故障发生后计算其功率输出参考值,从而有效地为电力系统提供频率和电压支撑。若要缓解电力系统频率过高的情况,必须降低风电机组的有功功率输出。同样,要解决电力系统母线过压情况,也需要降低风电机组输出的有功功率和无功功率。同时,为了保证送端电网的可靠运行,必须将风电机组的有功功率和无功功率输出控制在特定的功率限制范围内。如何在高压直流闭锁事件中实现频率和电压的同步调节,是本文研究的重点。为解决这一问题,本文采用了基于 EMPC 的控制器,在遵守所施加的约束条件的同时实现多目标协同控制。图 4 为提出的控制策略框图,通过实施这一控制策略,永磁同步风电机组可以通过调节频率和电压来维持电力系统的稳定性。

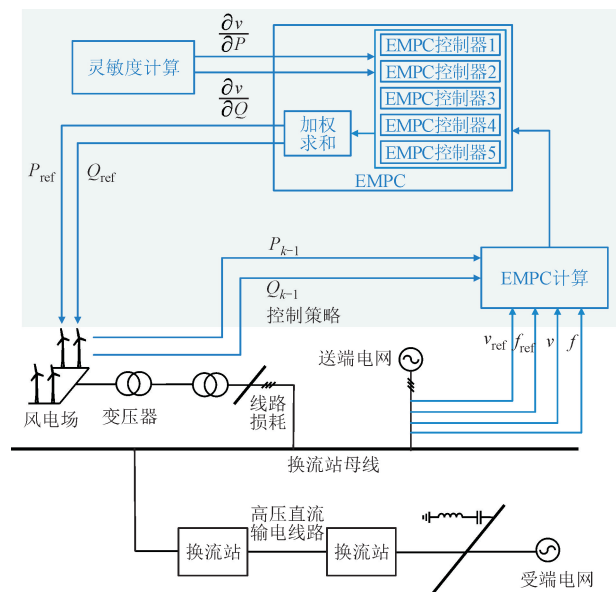


图 3 本文提出的 EMPC 控制策略框图

Fig. 3 Block diagram of the presented EMPC-based control strategy

从图 3 可以看出,EMPC 控制器在这一策略中发挥着至关重要的作用,它可以监测送端电网的频率(f)和电压(u_{HVDC}),并将其与预定义的参考值进行比较。这些参考值由系统给定,以确保电网的高效可靠运行。如果发生直流闭锁故障,电压(u_{HVDC})和频率(f)都将偏离各自的参考值。为了计算各 EMPC 子控制器的权重,EMPC 计算模块需要风电机组上一时刻的有功功率和无功功率输出。利用电压灵敏度等系统信息,控制器可以分别计算出风电机组有功和无功功率的参考值,即 P_{ref} 和 Q_{ref} 。

电压灵敏度能够量化发电机输出功率变化时系统中特定点的电压变化程度。经过控制器计算出的有功功率和无功功率参考值会被送到永磁同步风电机组进行控制。值得注意的是,通信延迟通常在 ms 级,大大短于风力涡轮机调整转速所需的时间。因此,通信延迟不会对上述控制策略的性能产生影响^[18]。

2.2 EMPC 控制器设计

EMPC 控制器的控制目标是在高压直流闭锁故障发生时,计算风电机组的有功功率和无功功率的参考值,即 P_{ref} 和 Q_{ref} 。为了捕捉系统频率和换流站母线电压的动态变化,采用零阶保持离散化的方法建立了离散时间模型。结合式(3)、(4),电网的系统频率和换流站母线电压的动态模型可以写成离散形式^[20]

$$\begin{cases} f_{k+1} = f_k + \frac{T_s f_n}{2H} (P_{\text{SG}} - P_{\text{L}} + P_{\text{WF}} + D_f P_{\text{LN}} \left(\frac{f_n - f}{f_n} \right)) \\ u_{\text{HVDC},k+1} = u_{\text{HVDC},k} + \frac{\partial u_k}{\partial P_{\text{WF}}} (P_{\text{WF},k} - P_{\text{WF},k-1}) + \frac{\partial u_{\text{HVDC},k}}{\partial Q_{\text{WF}}} (Q_{\text{WF},k} - Q_{\text{WF},k-1}) \end{cases} \quad (5)$$

式中: T_s 表示采样时间。将式(5)中的两个方程联立,可以得到所研究系统的状态空间方程

$$\begin{cases} \mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{A}\mathbf{x}_k + \mathbf{B}\mathbf{u}_k + \mathbf{R} \\ \mathbf{y}_k = \mathbf{C}\mathbf{x}_k \end{cases} \quad (6)$$

$$\mathbf{x}_k = [f_k \quad u_{\text{HVDC},k}]^T; \mathbf{y}_k = [f_k \quad u_{\text{HVDC},k}]^T$$

$$\mathbf{u}_k = [\Delta P_{\text{WF},k} \quad \Delta Q_{\text{WF},k}]^T$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}; \mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{T_s f_n}{2H} & 0 \\ \frac{\partial u_{\text{HVDC},k}}{\partial P_{\text{WF}}} & \frac{\partial u_{\text{HVDC},k}}{\partial Q_{\text{WF}}} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \frac{T_s f_n}{2H} (P_{\text{G}} - P_{\text{L}}) \\ -\frac{\partial u_{\text{HVDC},k}}{\partial P_{\text{WF}}} P_{\text{WF},k-1} - \frac{\partial u_{\text{HVDC},k}}{\partial Q_{\text{WF}}} Q_{\text{WF},k-1} \end{bmatrix}$$

式(6)为所提出的 EMPC 控制器的预测模型。式(6)中: $\mathbf{x}_k$ 是模型中的状态变量; $\mathbf{y}_k$ 是模型中的控制输出; $\mathbf{u}_k$ 是模型中的控制输入。若表现在电力系统中,则 f 和 u_{HVDC} 是控制输出, P_{WF} 和 Q_{WF} 是控制输入。在此基础上,EMPC 控制器在离线过程中以显式形式确定控制律,即受控的状态变量 $\mathbf{x}_k$ 与系统控制输入 $\mathbf{u}_k$ 之间的函数关系。若 EMPC 控制器在

一个预测时域为 N 的预测和控制范围内运行,其解的优化问题可以表示为^[21]

$$\begin{cases} \min J = \Delta \mathbf{x}_{k+N|k}^T \Phi_p \Delta \mathbf{x}_{k+N|k} + \\ \sum_{i=0}^{N-1} (\Delta \mathbf{x}_{k+i|k}^T \Phi_x \Delta \mathbf{x}_{k+i|k} + \Delta \mathbf{u}_{k+i|k}^T \Phi_u \Delta \mathbf{u}_{k+i|k}) \\ \text{s. t. } \begin{cases} \mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{A} \mathbf{x}_k + \mathbf{B} \mathbf{u}_k + \mathbf{R} \\ \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x}_{k+i|k} \leq \mathbf{x}_{\max}, i = 1, \dots, N \\ \mathbf{u}_{\min} \leq \mathbf{u}_{k+i|k} \leq \mathbf{u}_{\max}, i = 0, 1, \dots, N-1 \end{cases} \end{cases} \quad (7)$$

式中: Φ_p 是终端惩罚矩阵; Φ_x 和 Φ_u 为加权矩阵; J 为优化问题的成本函数,它体现了对状态变量和控制输入的评估,即希望状态变量与其参考值的误差最小的情况下,控制输入有较小的变化。根据上述预测模型, i 时刻的状态变量 $\mathbf{x}_{k+i|k}$ 可写成

$$\mathbf{x}_{k+i|k} = \mathbf{A}^i \mathbf{x}_k + \sum_{j=0}^{i-1} \mathbf{A}^j \mathbf{B} \mathbf{u}_{k+i-1-j|k} \quad (8)$$

将式(7)、(8)相结合,成本函数 J 可以表示为

$$\begin{cases} J(\mathbf{x}_k) = \frac{1}{2} \mathbf{x}_k^T \mathbf{Y} \mathbf{x}_k + \min_{\mathbf{u}} \left(\frac{1}{2} \mathbf{U}^T \mathbf{H} \mathbf{U} + \mathbf{x}_k^T \mathbf{F} \mathbf{U} \right) \\ \text{s. t. } \mathbf{G} \mathbf{U} \geq \mathbf{W} + \mathbf{E} \mathbf{x}_k \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\mathbf{Y}$ 、 $\mathbf{H}$ 、 $\mathbf{F}$ 、 $\mathbf{G}$ 、 $\mathbf{W}$ 和 $\mathbf{E}$ 为常数参数。上述优化问题的 Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件^[22] 为

$$\begin{cases} \mathbf{H} \mathbf{u}^* + \mathbf{F}^T \mathbf{x}_k - \mathbf{G}_a^T \boldsymbol{\lambda}_a^* = \mathbf{0} \\ \mathbf{G}_a \mathbf{u}^* = \mathbf{W}_a + \mathbf{E}_a \mathbf{x}_k \\ \boldsymbol{\lambda}_i^* = \mathbf{0} \\ \mathbf{G}_i \mathbf{u}^* \geq \mathbf{W}_i + \mathbf{E}_i \mathbf{x}_k \\ \boldsymbol{\lambda}_a^* \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $\boldsymbol{\lambda}$ 是拉格朗日乘数; 上标 * 代表最优值; 下标 a 和 i 分别代表有效约束条件和无效约束条件。利用式(10)中的两个等式约束可以建立

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & -\mathbf{G}_a^T \\ \mathbf{G}_a & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}^* \\ \boldsymbol{\lambda}_a^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{W}_a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\mathbf{F}^T \\ \mathbf{E}_a \end{bmatrix} \mathbf{x}_k \quad (11)$$

根据上述等式,可以得到

$$\mathbf{u}^* = \mathbf{K}_{ax} \mathbf{x}_k + \mathbf{c}_u \quad (12)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_a^* = \mathbf{L}_{ax} \mathbf{x}_k + \mathbf{c}_\lambda \quad (13)$$

$$\mathbf{c}_u = \mathbf{H}^{-1} \mathbf{G}_a^T (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1})^{-1} \mathbf{W}_a$$

$$\mathbf{K}_{ax} = \mathbf{H}^{-1} \mathbf{G}_a^T (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1})^{-1} (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1} \mathbf{F}^T + \mathbf{E}_a) - \mathbf{H}^{-1} \mathbf{F}^T$$

$$\mathbf{c}_\lambda = (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1})^{-1} \mathbf{W}_a$$

$$\mathbf{L}_{ax} = (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1})^{-1} (\mathbf{G}_a \mathbf{H}^{-1} \mathbf{F}^T + \mathbf{E}_a)$$

用式(12)、(13)替换 KKT 条件中不等式的变量,可以得到

$$\begin{cases} \mathbf{L}_{ax} \mathbf{x}_k + \mathbf{c}_\lambda \geq \mathbf{0} \\ \mathbf{G}_i \mathbf{K}_{ax} \mathbf{x}_k + (\mathbf{G}_i \mathbf{c}_u - \mathbf{W}_i - \mathbf{E}_i \mathbf{x}_k) \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (14)$$

由于上述不等式都是关于当前时刻状态变量 $\mathbf{x}_k$ 的线性不等式,因此根据上述不等式可以将状态空间划分为多个独立的临界区域。在每个临界区域,都可以得到一个控制律。临界区域和控制律都可以事先计算出来,根据状态变量选择不同临界区域,并应用相应的控制律^[23]。在每个临界区域内,当频率和电压位于该特定区域内时,控制输出便可以由式(15)的控制律计算得到

$$\mathbf{u} = \mathbf{F}_j \mathbf{x} + \mathbf{g}_j, \text{ 如果 } \mathbf{A}_j \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_j \quad (15)$$

式中: 矩阵 $\mathbf{F}_j$ 和 $\mathbf{g}_j$ 代表在分区 j 内控制输入 $\mathbf{u}$ 的最优解和当前状态变量 $\mathbf{x}$ 之间的仿射系数; 矩阵 $\mathbf{A}_j$ 和 $\mathbf{b}_j$ 代表判断状态变量 $\mathbf{x}$ 是否属于分区 j 的不等式系数。这些矩阵是利用式(10)~(15)为每个临界区域计算的,在不同临界区域内,参数矩阵也不尽相同。

2.3 多 EMPC 控制器组合

在 EMPC 控制器中,上述的离线控制律是根据系统的模型提前计算出来的。在实际电网运行过程中,状态空间的常数项是时变的,单一的控制无法精确描述系统的动态变化。本文提出的控制策略分为多个 EMPC 控制器,根据系统模型中常数项的变化进行区分。每个控制器都包含一个具有特定常数项的预测模型。设第 m 个控制器的常数项为 $\mathbf{R}_m(p, q)$, 则可以计算出按照该控制器进行控制时,状态变量 $\mathbf{x}$ 相对于实际系统的误差 $\mathbf{e}_m$ ^[24] 计算式如下

$$\mathbf{e}_m = \mathbf{Z} - (\mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B} \mathbf{u}(p, q) + \mathbf{R}_m(p, q)) \quad (16)$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B} \mathbf{u}(p, q) + \mathbf{R}(p, q)$$

式中: $\mathbf{Z}$ 是当前时刻的电力系统真实的动态响应; p 和 q 是当前时刻风电机组输出的有功功率和无功功率; $\mathbf{u}(p, q)$ 和 $\mathbf{R}(p, q)$ 是与当前时刻风电机组的输出功率相对应的控制输入和常数项。

在本文提出的控制策略中,每个控制器在参与控制中的权重 ω_m 是根据误差 $\mathbf{e}_m$ 计算出来的。若在该控制器进行控制时,状态变量 $\mathbf{x}$ 相对于实际系统的误差较小,则该控制器在控制中占据的权重应该较大。据此,若参与控制的控制器数为 n ,可以得到计算权重的方程组为

$$\begin{cases} \mathbf{e}_1 \omega_1 - \mathbf{e}_2 \omega_2 = \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{e}_{m-1} \omega_{m-1} - \mathbf{e}_m \omega_m = \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{e}_{n-1} \omega_{n-1} - \mathbf{e}_n \omega_n = \mathbf{0} \\ \sum_{m=1}^n \omega_m = 1 \end{cases} \quad (17)$$

$$M = \begin{bmatrix} e_1 & e_2 & \cdots & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & e_2 & e_3 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & & & & & & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & e_m & e_{m+1} & \cdots & 0 \\ \vdots & & & & & & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & e_{n-1} & e_n \end{bmatrix}$$

在 M 的每一行中, e_m 和 e_{m+1} 不会同时为 0 , 由此可见, 上述系数矩阵 M 的行列式不等于 0 , 该方程组存在唯一解, 求出的唯一解向量 w 便是 n 个控制器对应的权重组成的向量。在对电力系统进行控制时, 若每个 EMPC 控制器的输入为 u_m , 实际计算出的整体控制输入 u_{sum} 为

$$u_{\text{sum}} = Uw \tag{18}$$

$$U = \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & \cdots & u_m & \cdots & u_n \end{bmatrix}$$
$$w = \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & \cdots & w_m & \cdots & w_n \end{bmatrix}^T$$

2.4 风电机组本体控制策略

在风电机组接收到控制器计算出的参考值后, 利用 PI 控制策略实现风电机组本地控制。控制策略如图 4 所示, 机侧换流器进行最大功率点跟踪控制, 根据系统输出的转速参考值来调节发电机的实际转速, 使实际转速能够良好地跟随参考转速的变化。为了使发电机输出的电能全部送入电网, 同时对风电机组与电网交换的无功功率进行控制, 网侧换流器控制系统将保持直流侧电压稳定不变, 以及按照运行情况调整电网侧的功率因数, 具体控制方式参考文献[25]。

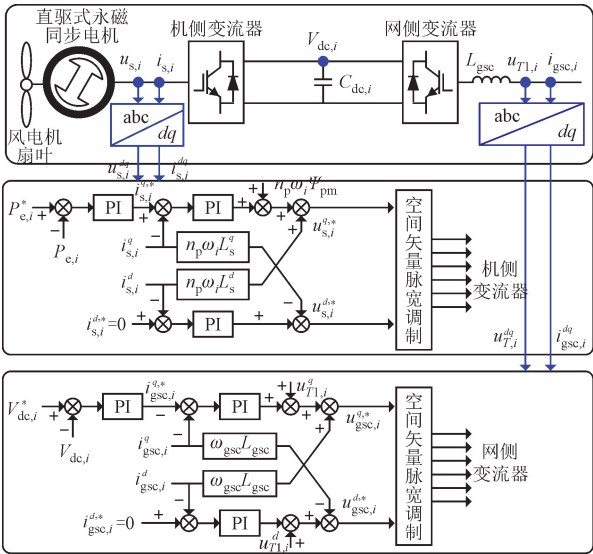


图 4 直驱式永磁风电机组风能转换系统及其控制器
Fig. 4 Block diagram of the permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion system, together with its controllers

图 4 表示第 i 台风机的风能转换系统及其控制器。图中: 上标 $*$ 表示该变量的参考值; 下标 i 表示该变量属于第 i 台风机。在机侧控制中: n_p 为极对数; L_s^d 和 L_s^q 分别为 d 轴和 q 轴电感, Ψ_{pm} 是永磁磁通; $u_{s,i}$ 和 $i_{s,i}$ 分别为定子电压、定子电流; $u_{s,i}^{dq}$ 、 $i_{s,i}^{dq}$ 分别为经过坐标变换后的定子电压、定子电流; $u_{s,i}^d$ 、 $u_{s,i}^q$ 分别为定子电压的 d 轴分量和 q 轴分量; $i_{s,i}^d$ 、 $i_{s,i}^q$ 分别为定子电流的 d 轴分量和 q 轴分量。在网侧控制中: $V_{\text{dc},i}$ 为直流线路的电压; $C_{\text{dc},i}$ 为直流线路的滤波电容; ω_{gsc} 为电网的基波频率; L_{gsc} 为滤波电感; $u_{T1,i}$ 、 $u_{T1,i}^d$ 、 $u_{T1,i}^q$ 分别为风力发电机所连接的变压器低压侧电压及其 d 轴分量和 q 轴分量; $i_{\text{gsc},i}$ 为网侧电流; $u_{T1,i}^{dq}$ 和 $i_{\text{gsc},i}^{dq}$ 分别为经过坐标变换后的变压器低压侧电压和网侧电流; $u_{\text{gsc},i}^d$ 和 $u_{\text{gsc},i}^q$ 分别为网侧电压的 d 轴分量和 q 轴分量; $i_{\text{gsc},i}^d$ 和 $i_{\text{gsc},i}^q$ 分别为网侧电流的 d 轴分量和 q 轴分量。

2.5 EMPC 控制策略算法流程

图 5 展示了基于显式模型预测控制的永磁同步风电机组频率电压协同控制策略的算法流程框图。

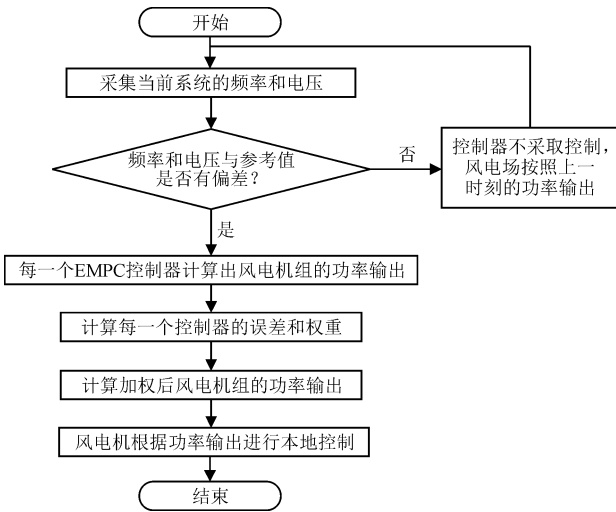


图 5 EMPC 控制策略的算法流程
Fig. 5 Algorithms of EMPC control strategy

3 仿真与结果

3.1 系统仿真设置

仿真在 MATLAB/Simulink 平台运行。系统仿真中使用的电力系统包括两个传统发电机、一个大型风力发电场和高压直流输电线路。采用图 2 所示的简单电力系统作为仿真分析的基础。在 Simulink 模型中, 同步发电机用于模拟传统火电厂, 风电机组为直驱式永磁同步风电机组。仿真的

时间步长设定为 0.1 ms。在仿真的电力系统中,有两台传统发电机,容量分别为 3 400 MV·A 和 2 200 MV·A。所有负载的有功功率约为 4 500 MW。风电机组的容量为 800 MV·A。HVDC 的额定有功功率为 500 MW(500 kV/1 kA)^[26]。

在控制器设计时,由于运行中的 HVDC 标称有功功率为 500 MW,因此换流器闭锁期间的最大有功功率盈余为 500 MW。在闭锁的情况下,风电机组的有功功率输出最大减少 500 MW。为便于计算,控制器按 $P_{WF,k-1}, Q_{WF,k-1}$ 按 $P_{WF,k-1}$ 降序进行排列,依次为 [800 MW, 0 Mvar]、[700 MW, -50 Mvar]、[600 MW, -100 Mvar]、[500 MW, -150 Mvar]、[400 MW, -200 Mvar]。在整个运行过程中,模型的参数输入是风电机组在前一时刻产生的有功功率和无功功率。此外,还施加了一个约束条件,以确保风电机组的有功功率输出保持在可行范围内。5 个子控制器的目标函数中使用的加权矩阵完全相同,每个子控制器的预测时域 N 均为 5。

3.2 EMPC 控制器控制效果

当含 HVDC 的电力系统发生闭锁故障时,在仿真中利用 EMPC 控制器对系统频率和母线电压进行控制。仿真持续时间为 50 s。在 $t=5$ s 时,阻断 HVDC 的传输路径,以模拟实际系统发生的直流闭锁故障。

闭锁故障后 HVDC 送端电网的系统频率动态响应如图 6 所示。可以看出,没有控制器参与时,在仿真开始阶段,系统表现正常。然而,当直流闭锁故障发生时,由于缺乏控制,系统频率上升至 50.308 Hz。由于电力系统的一次调频机制,系统频率在稳定后恢复到 50 Hz 左右。EMPC 控制器参与调频后,当电网频率偏离额定频率时,EMPC 控制器会向风电机组发出命令,指示其降低有功功率的输出。在 EMPC 控制器的干预下,电网频率升至 50.178 Hz,与没有 EMPC 控制器的情况相比,峰值频率降

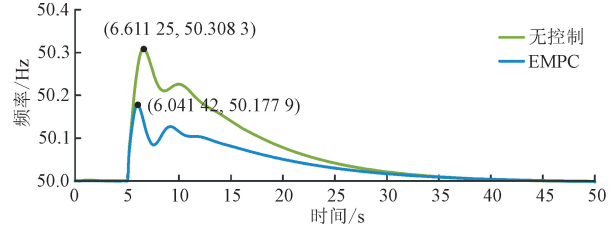


图 6 闭锁故障后 HVDC 送端电网的系统频率动态响应
Fig. 6 System frequency dynamics in the HVDC sending end power grid after the HVDC converter blocking

低 0.130 Hz。在 $t=40$ s, 频率最终恢复到 50 Hz。因此,EMPC 控制器能够降低系统频率的峰值和稳定值,维持系统稳定运行。

图 7 展示了 HVDC 送端换流站母线电压(标么值)的动态变化。可以看出,当没有风电机组的支撑时,由于有功功率和无功功率过剩,换流站母线电压最高升至 1.088,在仿真结束时,换流站母线电压稳定在 1.027。在 EMPC 控制器的作用下,当母线电压偏离参考电压值时,风电机组就会收到指令,不仅要降低其有功功率的输出,还要降低其无功功率。在风电机组中装配了 EMPC 控制器后,母线电压峰值从 1.088 降至 1.063,与没有 EMPC 控制器的情况相比,降低了 0.025。在 $t=45$ s, 电压恢复到 1.012。由此可见,本文提出的控制策略实现了峰值电压值和稳态电压值的降低。

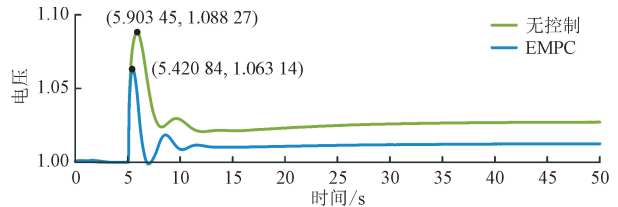


图 7 闭锁故障后 HVDC 送端换流站母线电压动态响应
Fig. 7 Converter bus voltage dynamics in the sending-end power grid after the HVDC converter blocking

图 8 描述了 HVDC 换流器发生闭锁故障时的永磁同步风电机组有功功率变化。可以看出,在没有控制器的情况下,风电机组持续产生 800 MW 的有功功率。然而,在 EMPC 控制器的调节下,风电机组的有功功率输出因闭锁事件而降低,最多减少 393 MW 的有功功率。

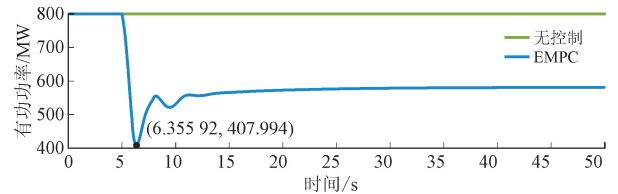


图 8 风电机组有功输出的动态响应
Fig. 8 Dynamics in the active power of the wind farm

图 9 展示了 HVDC 换流器闭锁时风电机组的无功功率输出。在该仿真中,风电机组的功率因数设定为 1。可以看出,在没有控制器的情况下,风电机组的无功功率输出持续为 0。在 EMPC 控制器的调节下,为缓解直流闭锁故障带来的无功功率盈余,风电机组开始吸收无功功率。无功功率输出最多减少了约 225 Mvar。

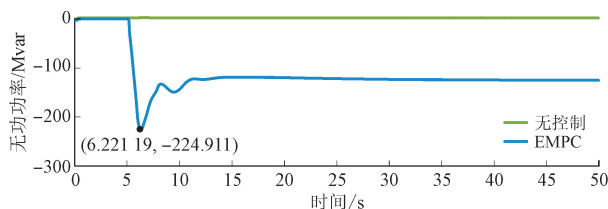


图 9 风电机组无功输出的动态响应

Fig. 9 Dynamics in the reactive power of the wind farm

根据上述仿真结果可以得出结论:在闭锁故障时,永磁同步电机在 EMPC 控制器的参与下,机组根据控制器的指令降低有功功率和无功功率的输出,使得系统频率和电压的峰值和稳态值均有下降。

3.3 EMPC 控制器与其他控制器对比

本小节对比了 EMPC 控制器、下垂控制器、线性二次调节器(LQR)在 HVDC 闭锁故障下的控制效果。将 3 种控制器在同一个电力系统模型中进行仿真,仿真设置与 3.1 节中相同。

图 10、11 分别展示了在 3 种不同的控制器作用下,系统频率与换流站母线电压(标么值)的动态响应。可以看出,与下垂控制和 LQR 控制相比,EMPC 控制器能够更多地降低系统频率和换流站母线电压的峰值和稳定值,具有更优秀的控制效果。

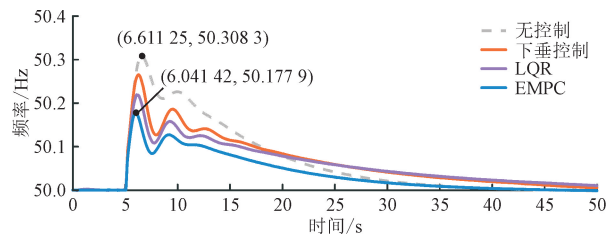


图 10 3 种控制器作用下闭锁故障后 HVDC 送端电网的系统频率动态响应对比

Fig. 10 Comparison of system frequency dynamics in the HVDC sending end power grid after the HVDC converter blocking under the action of three controllers

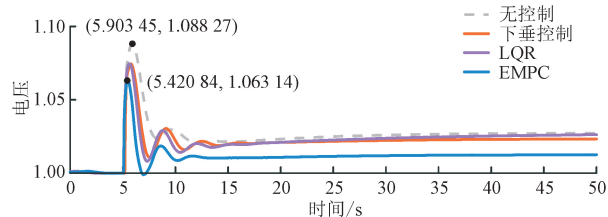
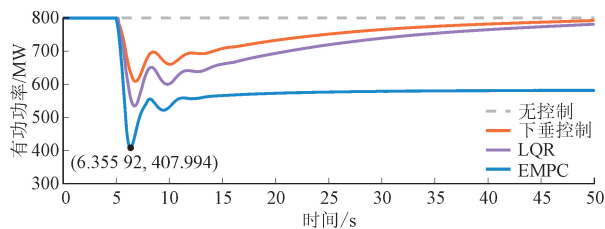
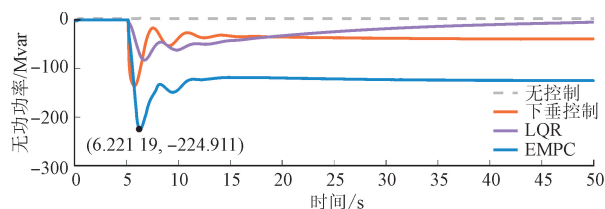


图 11 3 种控制器作用下闭锁故障后 HVDC 送端换流站母线电压动态响应对比

Fig. 11 Comparison of converter bus voltage dynamics in the sending-end power grid after the HVDC converter blocking under the action of three controllers

图 12、13 分别展示了 HVDC 换流器闭锁时风电机组的有功功率和无功功率输出的动态响应。可以看出,相比之下,EMPC 控制策略可以控制风电场降低更多的功率输出,以此来稳定系统频率和换流站的母线电压。

图 12 3 种控制器下风电机组有功输出的动态响应对比
Fig. 12 Comparison of dynamics in the active power of the wind farm under the action of three controllers图 13 3 种控制器下风电机组有功输出的动态响应对比
Fig. 13 Comparison of dynamics in the reactive power of the wind farm under the action of three controllers

根据上述仿真结果可知,虽然其他控制器也能控制永磁同步机组提供频率和电压支持,但下垂控制只能独立调节频率和电压。在闭锁故障发生时,单独的控制方法无法实现频率和电压的协同调节。利用 LQR 控制器,可以实现单个控制器同时调节有功功率和无功功率输出,从而实现组合控制。然而,LQR 控制器缺乏在控制框架内处理约束条件的能力。相比之下,EMPC 控制器能够根据成本函数计算控制输入的最优解,同时遵守对风电机组施加的功率约束,利用误差加权方法可以解决单个控制器无法精确描述系统动态变化的问题,达到永磁同步风电机组在直流闭锁故障后同时控制频率和电压的控制目标。

4 结 论

本文提出了利用 EMPC 控制器控制永磁同步风电机组实现 HVDC 闭锁故障期间频率和电压的协同控制策略。设计一个 EMPC 控制器来控制风电机组的功率输出。通过检测指定约束条件下的频率和电压偏差,控制器计算出有功功率和无功功率

的最佳参考值,永磁同步风电机组根据频率参考值进行本地控制。在仿真研究中,所提出的策略成功实现了永磁同步风电机组对系统频率和换流站母线电压的协同控制。结果表明,在高压直流闭锁故障期间,利用 EMPC 控制器能有效调整永磁同步风机的输出功率,与无控制器、下垂控制和 LQR 控制的对比分析表明,EMPC 控制器的控制性能更优越。在未来的研究中,可以考虑将涉及多个风电机组的情景作为进一步的研究内容。

参考文献:

- [1] 薛小代,梅生伟,林其友,等. 面向能源互联网的非补燃压缩空气储能及应用前景初探 [J]. 电网技术, 2016, 40(1): 164-171.
XUE Xiaodai, MEI Shengwei, LIN Qiyu, et al. Energy internet oriented non-supplementary fired compressed air energy storage and prospective of application [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 164-171.
- [2] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2818.
ZHANG Zhigang, KANG Zhongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.
- [3] 张坤,毛承雄,陆继明,等. 基于储能的直驱风力发电系统的功率控制 [J]. 电工技术学报, 2011, 26(7): 7-14.
ZHANG Kun, MAO Chengxiong, LU Jiming, et al. Power control strategy of directly driven wind turbine with energy storage system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 7-14.
- [4] 夏长亮. 永磁风力发电系统及其功率变换技术 [J]. 电工技术学报, 2012, 27(11): 1-13.
XIA Changliang. Wind energy conversion system based on PMSG and its power converter technology [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(11): 1-13.
- [5] 赵书强,金天然,李志伟,等. 考虑时空相关性的多风电场出力场景生成方法 [J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3997-4004.
ZHAO Shuqiang, JIN Tianran, LI Zhiwei, et al. Wind power scenario generation for multiple wind farms considering temporal and spatial correlations [J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3997-4004.
- [6] TOOLABI MOGHADAM A, SARANI E, REZAIE M, et al. Optimal planning and bidding strategy for wind farms in joint balancing and day-ahead energy markets [J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(15): 3299-3310.
- [7] WANG Wei, XIONG Xiaofu, LI Mengyang, et al. A flexible control strategy to prevent sending-end power system from transient instability under HVDC repetitive commutation failures [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4445-4458.
- [8] TAYLOR C W, LEFEBVRE S. HVDC controls for system dynamic performance [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(2): 743-752.
- [9] PENG Hanzhi, HUANG Sheng, WU Qiuwei, et al. Decentralized volt/var control based on variable gradient projection for PMSG-based wind farm [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1305-1314.
- [10] LYU Xue, GROß D. Grid forming fast frequency response for PMSG-based wind turbines [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(1): 23-38.
- [11] LIU Jie, SUN Kaiqi, LI Kejun, et al. A novel power injection priority optimization strategy for voltage support control of PMSG-based wind farm [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(2): 2152-2161.
- [12] 颜湘武,王德胜,隗小雪,等. 风电机组故障穿越与频率调节风储联合控制策略研究 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(17): 5911-5922.
YAN Xiangwu, WANG Desheng, KUI Xiaoxue, et al. Research on the wind power-storage joint control based on fault ride-through and frequency regulation of wind turbine [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(17): 5911-5922.
- [13] 张舒鹏,董树锋,徐成司,等. 大规模储能参与电网调频的双层控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 55-62.
ZHANG Shupeng, DONG Shufeng, XU Chengsi, et al. Bi-level control strategy for power grid frequency regulation with participation of large-scale energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 55-62.
- [14] SHI Yuntao, XIANG Xiang, ZHANG Yuan, et al. Design of explicit model predictive control for PMSM drive systems [C]//2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2017: 7389-7395.
- [15] 刘忠永,范涛,何国林,等. 高性能永磁同步电机显式模型预测控制算法研究 [J]. 电工技术学报, 2023,

38(22): 6039-6058.

LIU Zhongyong, FAN Tao, HE Guolin, et al. Research on high-performance explicit model predictive control algorithm for permanent magnet synchronous motors [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(22): 6039-6058.

- [16] 刘忠义, 刘崇茹, 李庚银. 机械轴系模型对直驱永磁同步风力发电机暂态分析的影响 [J]. 电工技术学报, 2016, 31(2): 145-152.

LIU Zhongyi, LIU Chongru, LI Gengyin. Influence of shafting models in the transient analysis of wind turbines with permanent magnet synchronous generators [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(2): 145-152.

- [17] 赵仁德, 王永军, 张加胜. 直驱式永磁同步风力发电系统最大功率追踪控制 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(27): 106-111.

ZHAO Rende, WANG Yongjun, ZHANG Jiasheng. Maximum power point tracking control of the wind energy generation system with direct-driven permanent magnet synchronous generators [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(27): 106-111.

- [18] ZHANG Yuanhang, KOU Peng, YU Linbo, et al. Coordinated voltage and frequency control for HVDC sending end under pole-block fault: using model predictive control [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 136: 107655.

- [19] KOU Peng, LIANG Deliang, YU Linbo, et al. Non-linear model predictive control of wind farm for system frequency support [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3547-3561.

- [20] 黄磊, 魏莱, 杨建龙, 等. 基于模型预测的直驱式波浪发电机机侧最优功率控制技术研究 [J/OL]. 电工技术学报: 1-15[2023-12-01]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.230906>.

19595/j.cnki.1000-6753.tces.230906.

HUANG Lei, WEI Lai, YANG Jianlong, et al. Research on optimal power control technology of direct-drive wave power generation system based on model prediction [J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society: 1-15[2023-12-01]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.230906>.

- [21] BEMPORAD A, MORARI M, DUA V, et al. The explicit linear quadratic regulator for constrained systems [J]. Automatica, 2002, 38(1): 3-20.

- [22] KVASNICA M, SZÜCS A, FIKAR M, et al. Explicit MPC of LPV systems in the controllable canonical form [C]//2013 European Control Conference (ECC). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2013: 1035-1040.

- [23] BEMPORAD A, BORRELLI F, MORARI M. Model predictive control based on linear programming: the explicit solution [J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2002, 47(12): 1974-1985.

- [24] ZENGİN H, ZENGİN N, FIDAN B, et al. Blending based multiple-model adaptive control for multivariable systems and application to lateral vehicle dynamics [C]//2019 18th European Control Conference (ECC). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2019: 2957-2962.

- [25] HUANG Biye, SUN Haishun, LIU Yuming, et al. Study on subsynchronous oscillation in D-PMSGs-based wind farm integrated to power system [J]. IET Renewable Power Generation, 2019, 13(1): 16-26.

- [26] LI Xudong, LI Hua, YAN Yichen, et al. Combined frequency and voltage support by wind farm with linear quadratic regulator under converter blocking [C]//2022 12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2022: 35-39.

(编辑 陶晴)