

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241447

基于模糊推算和动态控制的风储联合调频控制策略

王威儒¹, 曹宇龙¹, 王延旭¹, 辛业春¹, 董洪达²

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;
2. 国网吉林省电力有限公司电力科学研究院, 吉林 长春 130021)

摘要: 为解决双馈风力发电机(doubly-fed induction generator, DFIG)采用综合惯量控制时固有调速器的抑制作用, 及转速恢复时系统频率二次跌落(secondary frequency dip, SFD)的问题, 提出了基于模糊推算和动态控制的风储联合调频控制策略。首先分析了电力系统频率响应特性, 揭示了输出功率抑制量(output power suppression amount, OPSA)与 SFD 的产生机理。其次在 DFIG 频率支撑阶段, 基于系统频率指标对综合惯量控制系数进行模糊逻辑设计, 减小 OPSA 影响并提升 DFIG 调频能力。然后在转速恢复阶段, 根据 DFIG 转速变化动态计算储能有功功率参考值, 调整储能输出以减小 SFD, 并设计变系数比例-积分(proportional-integral, PI)控制以平滑恢复储能荷电状态(state of charge, SOC)。最后, 在 MATLAB/Simulink 中搭建风-储-火四机两区域电力系统仿真模型, 验证了所提策略的有效性, 保证了高风电渗透率电力系统的频率稳定性。

关键词: 双馈风机; 综合惯量控制; 频率响应特性; 输出功率抑制量; 频率二次跌落; 风储联合调频; 荷电状态

Wind-storage coordinated frequency regulation control strategy based on fuzzy inference and dynamic control

WANG Weiru¹, CAO Yulong¹, WANG Yanxu¹, XIN Yechun¹, DONG Hongda²

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology of the Ministry Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China; 2. State Grid Jilin Electric Power Research Institute, Changchun 130021, China)

Abstract: To address the limitations of conventional frequency regulation in doubly-fed induction generators (DFIGs), specifically, the suppression effect of the inherent governor during synthetic inertia control and the issue of secondary frequency dip (SFD) during rotor speed recovery, this paper proposes a wind-storage coordinated frequency regulation strategy based on fuzzy inference and dynamic control. First, the frequency response characteristics of the power system are analyzed, and the mechanism behind the output power suppression amount (OPSA) and the occurrence of SFD is revealed. Then, during the frequency support stage of the DFIG, a fuzzy logic-based design is implemented to adjust the synthetic inertia control coefficient according to system frequency indicators, thereby reducing the impact of OPSA and enhancing the frequency regulation capability of the DFIG. During the rotor speed recovery stage, the active power reference for the energy storage system is dynamically calculated based on DFIG rotor speed changes to mitigate SFD. A variable-coefficient PI controller is also designed to ensure smooth restoration of the storage system's state of charge (SOC). Finally, a wind-storage-thermal four-machine two-area power system model is built in MATLAB/Simulink. Simulation results verify the effectiveness of the proposed strategy in ensuring frequency stability in power systems with high wind power penetration.

This work is supported by the Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5100-202399363A-2-2-ZB).

Key words: doubly-fed induction generator; synthetic inertia control; frequency response characteristic; output power suppression amount (OPSA); secondary frequency dip (SFD); wind-storage coordinated frequency regulation; state of charge (SOC)

0 引言

近年来, 随着化石能源资源的短缺和环境的日

益恶化, 全球电力能源向可再生能源方向转型, 风电作为具有代表性的新型能源得到了快速发展^[1-2]。双馈风力发电机(doubly-fed induction generator, DFIG)相较于常规火电机组, 其控制方法和响应时间更加灵活和快速, 由于它的转子转速与电网频率之间相互解耦, 风机表现出“零惯性”的特性, 这增加了

基金项目: 国家电网公司总部科技项目资助(5100-202399363A-2-2-ZB)

系统调频的难度^[3]。为应对这一挑战, 各国制定了严格的并网要求, 明确规定风能设备必须具备惯性支撑和频率调节能力^[4-5]。因此, 风机参与电力系统调频的技术已成为学术界的研究热点。

为确保 DFIG 能有效参与调频, 目前的调频控制策略主要集中在功率备用减载控制和综合惯量控制两方面^[6-8]。减载控制方法使 DFIG 运行在减载模式下, 从而预留备用容量用于系统调频, 但长期如此会降低风能利用效率^[9]。综合惯量控制方法则通过调节风机转速, 利用转子动能提供功率支撑, 模拟同步发电机的惯性响应, 从而主动参与调频^[10]。

当系统出现有功缺额, 风机采用综合惯量控制释放转子动能时, 转子转速会不断降低, 在此过程中风机输出的电磁功率会偏离最大功率跟踪点(maximum power point tracking, MPPT)。综合惯量控制输出的附加参考功率能增发输出功率并促使风机参与调频, 而风机调速器的输出参考功率沿着 MPPT 曲线降低, 产生输出功率抑制量(output power suppression amount, OPSA)并试图阻止风机调频^[11]。这两者之间的矛盾大大削弱了 DFIG 的调频能力。为提高风机调频能力, 文献[12]通过在虚拟惯量控制基础上附加功率备用控制来优化风机惯量支撑的出力, 该方法的频率恢复时间较综合惯量控制更短, 但风机留有备用容量, 降低了风能的利用率。文献[13]提出采用模糊逻辑控制器(fuzzy logic controller, FLC)动态改变虚拟惯量控制的参数, 但没有对 OPSA 进行分析和解决。文献[14]通过约束风电机组转速来整定下垂系数, 充分发挥其频率支撑能力, 但没有考虑转速动能过度释放后, 切换转速恢复过程时引发的频率二次跌落(secondary frequency dip, SFD)问题。

机组退出调频后, 转子需要吸收能量恢复至初始运行状态, 这可能造成 SFD, 如果不加以控制, 甚至可能出现比频率一次跌落更严重的情况^[15]。储能具有动作迅速、配置灵活等优点, 将其作为风电调频过程中的辅助调频电源, 能够有效避免 SFD 现象的发生^[16]。文献[17]提出的风储联合调频控制策略虽然能避免 SFD 现象, 但只能为系统提供短期频率支撑, 不能贯穿整个一次调频过程。文献[18-19]根据系统频率支撑阶段和频率恢复阶段的特性, 制定风储协调出力模式, 来提高系统的频率稳定性, 但仍要求风机留有一定的备用容量, 在限功率模式下工作。文献[20]提出储能系统在频率下降至最低点前采用虚拟惯性控制, 达到最频率最低点后切换成下垂控制, 但在控制切换时会造成输出功率波动。文献[21]提出了兼顾频率调节和储能荷电状态(state

of charge, SOC)保护的虚拟惯性与下垂控制自动切换策略, 但其控制系数设计复杂, 难以用于工程实际。

针对以上问题, 本文提出了一种能够提升 DFIG 调频能力, 且兼顾抑制 SFD、提高转子恢复速度及储能 SOC 性能的风储联合调频控制策略。首先通过分析 OPSA 的产生机理, 对抑制量进行定量计算, 并设计 FLC 动态改变综合惯量控制参数, 发掘 DFIG 的调频潜力。然后根据转子恢复过程中转速的变化特性, 确定储能的辅助调频功率, 避免 SFD 和超调现象。再次针对储能系统采用定系数比例-积分(proportional-integral, PI)控制策略时电网稳定性和 SOC 恢复速度的矛盾关系, 建立变系数 PI 控制策略以平滑恢复 SOC。最后按时序逻辑将风机和储能控制策略进行结合, 构建贯穿整个一次调频过程的联合控制策略, 共同改善系统的频率响应特性。

1 含 DFIG 电力系统频率响应特性分析

1.1 DFIG 数学模型

DFIG 通过风力机捕获机械能, 带动转子旋转, 再将机械能转化为电能。捕获的机械功率 P_m 可以表示为

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

式中: ρ 为空气密度; v_w 为风速; A 、 R 、 λ 、 β 分别为机组扫风面积、叶轮半径、叶尖速比、桨距角; $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数, 是由 λ 和 β 构成的非线性函数。

图 1 为 C_p - λ - β 的关系特性曲线, 可表示为^[22]

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.645 \left(\frac{116\lambda_1 - 0.4\beta - 6}{e^{21\lambda_1}} + 0.00912\lambda \right) \\ \lambda = \frac{\omega_r R}{v_w} \\ \lambda_1 = \frac{1}{\lambda + 0.08(\beta + 2.5)} - \frac{0.035}{1 + (\beta + 2.5)^3} \end{cases} \quad (2)$$

式中: λ_1 为中间变量; ω_r 为 DFIG 转子转速。

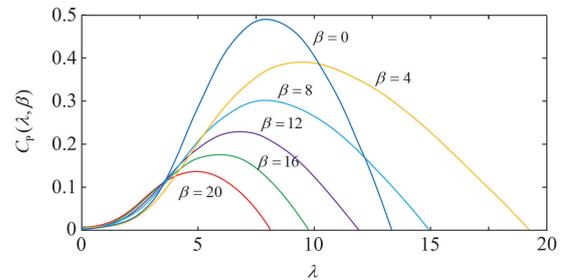


图 1 C_p - λ - β 关系特性曲线

Fig. 1 Relation characteristic curve of the C_p - λ - β

在不同风速下, 由于 R 是一个常数, 只有当 ω_r 和 v_w 保持在最佳比值, 即最佳叶尖速比时, 才能实现风力发电机组的最大风能捕获。DFIG 的 MPPT 功率 P_{MPPT} 可用式(3)表示。

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \left(\frac{\omega_r R}{\lambda_{opt}} \right)^3 C_{p,max} = k_{opt} \omega_r^3 \quad (3)$$

式中: λ_{opt} 为风电机组最优叶尖速比; k_{opt} 为 MPPT 曲线特征系数; $C_{p,max}$ 为风电机组最大风能利用系数, 此时 $\beta = 0^\circ$, $\lambda = \lambda_{opt}$ 。

1.2 含 DFIG 的电力系统频率响应模型

风电机组无法通过旋转设备为系统提供惯量支撑, 为了提高电力系统的惯量, 利用 DFIG 自身控制的灵活性, 可采用综合惯量控制释放转子动能, 使其具备调频能力。综合惯量控制由以频率变化率为输入量的虚拟惯性控制和以频率偏差为输入量的下垂控制组成。含 DFIG 综合惯量控制的电力系统如图 2 所示。

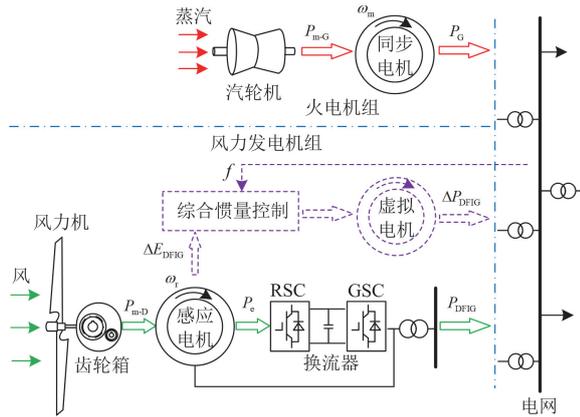


图 2 含 DFIG 综合惯量控制的电力系统

Fig. 2 Power system with DFIG integrated inertia control

图 2 中: f 为系统频率; ΔE_{DFIG} 、 P_{m-D} 、 P_e 、 P_{DFIG} 和 ΔP_{DFIG} 分别为惯性响应期间 DFIG 的转子动能变化量、捕获的机械功率、电磁功率、输出功率及综合惯量控制附加有功功率; P_{m-G} 、 P_G 分别为同步发电机的机械功率、电磁功率; ω_m 为同步发电机的机械角速度。

DFIG 的频率动态响应方程如式(4)所示。

$$\Delta P_{DFIG} = -(2H_{DFIG} \frac{df}{dt} + D_{DFIG} \Delta f) \quad (4)$$

式中: H_{DFIG} 和 D_{DFIG} 分别为风机虚拟惯性时间常数和虚拟阻尼系数; Δf 为系统频率偏差, 由 f 与额定频率 f_N 作差求得。

系统频率的动态响应方程可表示为

$$2H_{sys} \frac{df}{dt} = \Delta P_G + \Delta P_{DFIG} - \Delta P_L - D_{sys} \Delta f \quad (5)$$

式中: H_{sys} 和 D_{sys} 分别为系统的惯性时间常数和阻尼系数; ΔP_L 为系统负荷功率变化量; ΔP_G 为火电机组输出功率变化量。

由式(4)、式(5)可得式(6)。

$$2(H_{sys} + H_{DFIG}) \frac{df}{dt} = \Delta P_G - \Delta P_L - (D_{sys} + D_{DFIG}) \Delta f \quad (6)$$

含 DFIG 电力系统简化模型如图 3 所示, 系统的发电部分主要包括火电机组和采用综合惯量控制的 DFIG, 用电部分为系统的负荷。

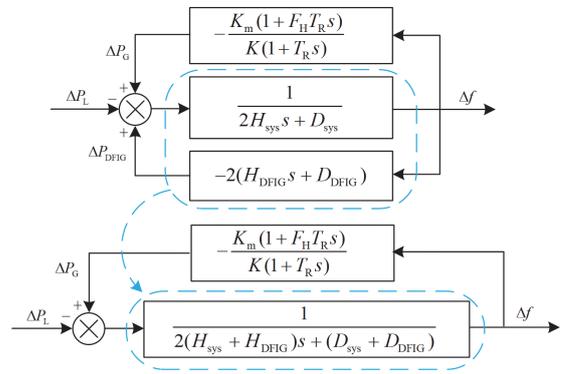


图 3 含 DFIG 电力系统简化模型

Fig. 3 Simplified model of power system with DFIG

其中: K_m 为机械功率增益系数; F_H 为高压汽轮机总功率的分数; T_R 为汽轮机再热时间常数; K 为同步机静态调差系数。

含综合惯量控制的风机并网系统, 受扰后最大频率变化率 R_{oCoF}^{max} 和最大频率偏差 Δf_{max1} 的数学表达式分别如式(7)、式(8)所示, 具体推导过程详见文献[23]。

$$R_{oCoF}^{max} = \frac{df}{dt} \Big|_{t=0} = -\frac{\Delta P_L}{2(H_{sys} + H_{DFIG})} \quad (7)$$

$$\Delta f_{max1} = \frac{K \Delta P_L \left(1 + \sqrt{1 - \zeta^2} \alpha e^{-\zeta \omega_n t_{nadir}} \right)}{(D_{sys} + D_{DFIG})(K + 1)} \quad (8)$$

式中: ζ 为阻尼比; α 为模型推导过程中产生的系数; ω_n 为自然振荡频率; t_{nadir} 为频率最低点出现时间。

受扰后 R_{oCoF}^{max} 和 Δf_{max1} 是电力系统频率动态响应的重要指标, 由式(7)和式(8)可以看出, 系统不平衡功率一定时, 系统等效惯性时间常数和阻尼系数对系统频率动态响应的表现起关键作用。图 4 表示系统在不同 H_{DFIG} 和 D_{DFIG} 下受到阶跃扰动后的频率曲线。其中 K_d 和 K_p 分别是虚拟惯性系数和下垂系

数。综上, 风电参与系统调频可以等同于增加系统的等效惯性和阻尼。

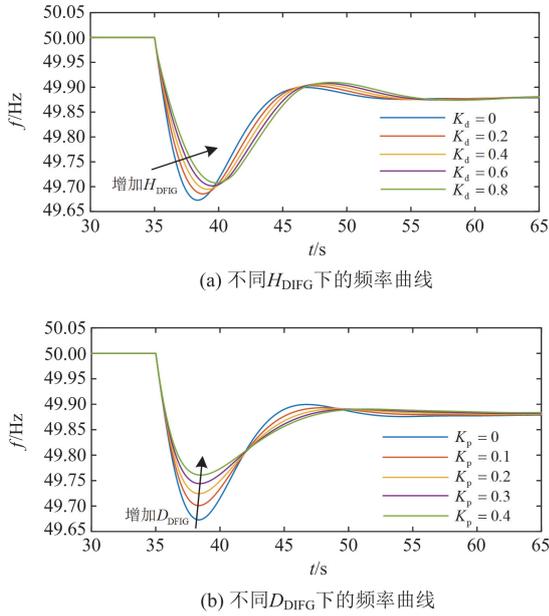


图 4 系统频率动态响应曲线

Fig. 4 System frequency dynamic response curve

2 DFIG 综合惯量控制的调频问题分析

DFIG 综合惯量控制在频率动态响应变化过程中包括两个阶段: 频率支撑阶段($A-B-C$)和转子动能恢复阶段($C-D-E-A$), 如图 5 所示。

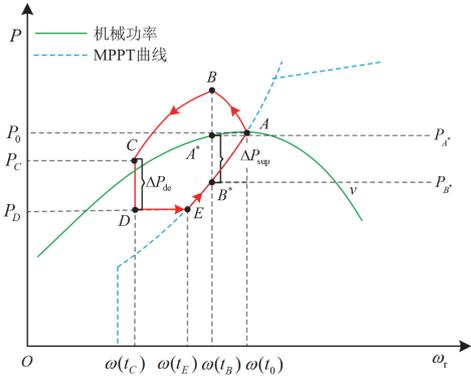


图 5 综合惯量控制的有功及转速轨迹

Fig. 5 Power-rotor speed trajectory of integrated inertia control

在图 5 中: $\omega(t_0)$ 、 $\omega(t_B)$ 、 $\omega(t_C)$ 和 $\omega(t_E)$ 分别为 A 、 B 、 C 和 E 点处的转子转速; P_0 、 P_B 、 P_C 和 P_D 分别为 A 、 B 、 C 和 D 点处的风机输出功率; P_{A^*} 和 P_{B^*} 分别为 t_B 时刻对应的 A^* 和 B^* 点处的风机捕获功率和调速器输出的参考功率; ΔP_{de} 为 DFIG 转速恢复的有功减载量。

2.1 频率支撑阶段及 OPSA 分析

频率支撑阶段主要分为 2 个部分, 对应图 5 中的曲线 $A-B-C$ 。

A : 系统在稳定状态下, DFIG 工作在 MPPT 曲线的 A 点, 输出功率 P_0 为

$$P_0 = P_{\text{MPPT}}(\omega_r) \Big|_{\omega_r = \omega(t_0)} = k_{\text{opt}} \omega(t_0)^3 \quad (9)$$

$A \rightarrow B \rightarrow C$: DFIG 在系统受到扰动或负荷增加, 系统频率降低时, 其输出电磁功率沿曲线 $A-B-C$ 移动。随着 DFIG 释放转子动能, 转子转速不断下降, 风机从最大功率输出点 A 开始偏移, 转子侧逆变器外环功率参考值发生改变。输出给转子侧变流器的参考功率 P_{Wref} 表示为

$$P_{\text{Wref}} = P_{\text{MPPT}} + \Delta P_{\text{DFIG}} \quad (10)$$

$$\Delta P_{\text{DFIG}} = -K_p \Delta f - K_d \frac{df}{dt} \quad (11)$$

当图 5 中 DFIG 电磁功率运行至 B 点, 即转子转速由 $\omega(t_0)$ 降低至 $\omega(t_B)$ 时, 在恒风速下, 此时风机捕获功率从 A 点沿机械功率曲线移动到 A^* 点, 对应的捕获功率变化量 ΔP_{cap} 可表示为

$$\Delta P_{\text{cap}} = P_0 - P_{A^*} = \frac{\rho A v_w^3}{2} [C_p(\lambda_A, \beta) - C_p(\lambda_{A^*}, \beta)] \quad (12)$$

式中: λ_A 和 λ_{A^*} 分别对应风速 v_w 下点 A 和 A^* 的叶尖速比; $C_p(\lambda_A, \beta)$ 和 $C_p(\lambda_{A^*}, \beta)$ 分别为 A 和 A^* 点的风能利用系数。

DFIG 调速器阻碍风机主动调频, 反映到有功及转速轨迹上为速度控制器输出参考功率偏离原来的最大功率跟踪点, 即从图 5 中 A 点沿 MPPT 曲线下降至 B^* 点。风机捕获功率 P_{A^*} 和参考功率 P_{B^*} 之间的差值 ΔP_{sup} 可表示为

$$\Delta P_{\text{sup}} = P_{A^*} - P_{B^*} = P_0 - P_{B^*} - \Delta P_{\text{cap}} = k_{\text{opt}} [\omega(t_0)^3 - \omega(t_B)^3] - \Delta P_{\text{cap}} \quad (13)$$

在风速稳定且转子速度变化范围较小的情况下, A 和 A^* 点捕获的功率大致相等, 即 $\Delta P_{\text{cap}} \approx 0$ 。

方程式(13)可以简化为

$$\Delta P_{\text{sup}} \approx k_{\text{opt}} [\omega(t_0)^3 - \omega(t_B)^3] \quad (14)$$

此时 P_{Wref} 可表示为

$$P_{\text{Wref}} = P_0 + \Delta P_{\text{DFIG}} - \Delta P_{\text{sup}} \quad (15)$$

由式(14)、式(15)可知, 风机响应频率变化释放转子动能, 为系统输入附加功率的同时, DFIG 调速器的参考输出功率逐渐偏离设定值, 并呈三次指数函数偏离, 减小了转子侧逆变器的功率参考值, 抑制了风机调频能力。

2.2 转子动能恢复阶段及 SFD 分析

本文设定进入转速恢复阶段的判断条件为 $d\omega_r/dt > 0$ 或 $\omega_r \leq 0.67$ p.u.。转子动能恢复阶段主要分为 2 个部分, 对应图 5 中的曲线 $C-D-E-A$ 。

$C \rightarrow D \rightarrow E$: 在 DFIG 输出的电磁功率运行至 C 点时, 风电机组退出调频, 通过减小 DFIG 电磁功率至 D 点(有功减载), 并保持恒功率运行至 E 点, 从而使 DFIG 转子转速加速恢复。

$E \rightarrow A$: 当转子转速在恒输出功率下加速到 E 点后, 其沿 MPPT 曲线恢复至 A 点。

在 DFIG 退出调频时, 只有同步机参与调频, 此时 DFIG 从电网吸收能量, 这加剧了系统功率不平衡。系统中的不平衡功率 $\Delta P_U(t_D)$ 为

$$\Delta P_U(t_D) = P_{L0} + \Delta P_L + \Delta P_{dc} - P_G(t_D) - P_{DFIG}(t_D) \quad (16)$$

式中: P_{L0} 为系统的初始负荷; $P_G(t_D)$ 和 $P_{DFIG}(t_D)$ 分别为 t_D 时刻同步机电磁功率和风机输出功率。

此时, 同步机组的转子运动方程可表示为

$$f \frac{df}{dt} = \frac{1}{2H_{sys}} [\Delta P_G(t_D) - \Delta P_U(t_D)] \quad (17)$$

$$T_R \frac{d\Delta P_G(t_D)}{dt} + \Delta P_G(t_D) = -\frac{1}{K} \Delta f \quad (18)$$

将式(18)代入式(17), 可得转子速度恢复阶段的频率变化公式如式(19)所示。

$$2H_{sys} T_R f'' + 2H_{sys} f' + \frac{f}{K} = \frac{f(t_D)}{K} - \Delta P_U(t_D) \quad (19)$$

式中: f' 和 f'' 分别为系统频率的一阶和二阶导数; $f(t_D)$ 是 t_D 时刻的系统频率。

式(19)的初始条件如式(20)所示。

$$\begin{cases} f|_{t=t_D} = f(t_D) \\ f'|_{t=t_D} = -\frac{\Delta P_U(t_D)}{2H_{sys}} \end{cases} \quad (20)$$

将初始条件代入式(19)可得转速恢复期间系统频率的时域表达式为

$$\Delta f(t) = [f(t_D) - K\Delta P_U(t_D)] + \frac{\Delta P_U(t_D)}{2\omega_2 H_{sys}} e^{\alpha(t-t_D)} \cos[\omega_2(t-t_D) + \theta] \quad (21)$$

其中, 中间变量 θ 、 γ 和 ω_2 表示为^[24]

$$\begin{cases} \theta = \arccos(K\omega_2 H_{sys}) \\ \gamma = \arctan(-2T_R \omega_2 H_{sys}) \\ \omega_2 = \sqrt{\frac{1}{KT_R H_{sys}} - \frac{1}{4T_R^2}} \end{cases} \quad (22)$$

由式(20)和式(21)可得频率二次跌落的最大偏差 $\Delta f_{\max 2}$ 表达式为

$$\Delta f_{\max 2} = f(t_D) - [f(t_D) - K\Delta P_U(t_D)] - \frac{\Delta P_U(t_D)}{2\omega_2 H_{sys}} \cos(\pi/2 - \gamma) e^{\frac{\alpha(\pi/2 - \theta - \gamma)}{\omega_2}} \quad (23)$$

如式(23)所示, SFD 的严重程度受 t_D 和 $\Delta P_U(t_D)$ 影响, 而 $\Delta P_U(t_D)$ 与 ΔP_{dc} 密切相关。因此, 应合理选择转速恢复策略的启动时刻和减载功率的大小。

3 基于模糊推算和动态控制的风储联合调频控制策略

3.1 结合模糊推算的 DFIG 综合惯量控制策略

为克服 OPISA 抑制作用, 需改进传统综合惯量控制, 提升 DFIG 调频能力。然而电力系统运行情况多变, 在不同时间系统对惯量响应和一次调频阶段的要求不一样, 导致综合惯量系数选择存在差异。模糊逻辑控制无需对被控对象建立精确数学模型, 语言方便、鲁棒性强, 适用于非线性复杂系统的自适应控制。

Mamdani 模糊系统作为典型的模糊推理系统, 能够处理复杂的逻辑关系。三角隶属函数因其数学性质优异、表达简洁清晰、便于运算的特点, 在处理不确定性和模糊性问题时更加可靠和有效, 所以 Mamdani 模糊系统常选用三角隶属函数对输入量进行模糊化处理^[25]。本节对控制系数 K_d 和 K_p 进行模糊推理, 输出自适应系数 $k_{d,FLC}$ 和 $k_{p,FLC}$ 。构建的模糊逻辑控制器以系统频率变化率 df/dt 和系统频率偏差 Δf 为输入量, 根据检测的频率变化情况实时调整输出的综合系数, 从而发掘 DFIG 的调频潜能。图 6 为 Mamdani 模糊控制原理图, 主要由模糊化处理、模糊推理以及去模糊化 3 部分组成^[26]。

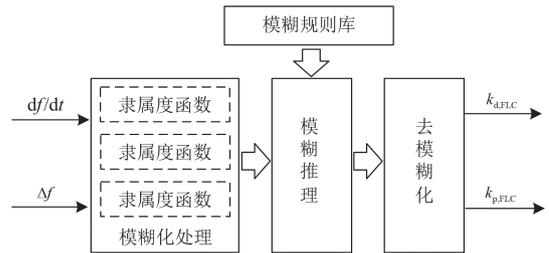


图 6 Mamdani 模糊控制原理图

Fig. 6 Schematic diagram of Mamdani fuzzy control

为提高模糊控制器对频率变化指标的敏感度, 应在满足工程实际要求的条件下, 缩小输入量取值范围并增大输出量的取值范围, 且将所有输入和输出量的值域划分为多个模糊区间。输入量中 df/dt 的取值范围为 $-0.1 \sim 0.1$ Hz/s, 划分模糊区间为 $\{NH, NC, NT, NP, PT, PC, PH\}$; Δf 的取值范围为 $-0.3 \sim 0$ Hz,

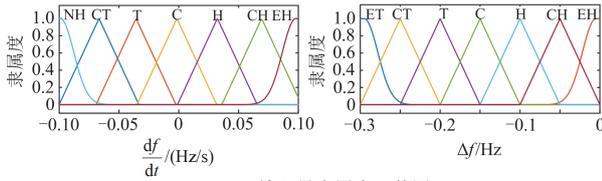
划分模糊区间为{ET, CT, T, C, H, CH, EH}。输出量中 $k_{d,FLC}$ 的取值范围为0~0.8, 划分模糊区间为{ET, CT, T, C, H, CH, EH}; $k_{p,FLC}$ 的取值范围为-0.8~0.8, 划分模糊区间为{NH, NC, NT, NP, PT, PC, PH}。模糊逻辑规则表和隶属度函数图如表1、表2和图7所示。

表1 $k_{d,FLC}$ 模糊逻辑规则表Table 1 Fuzzy logic rule table for $k_{d,FLC}$

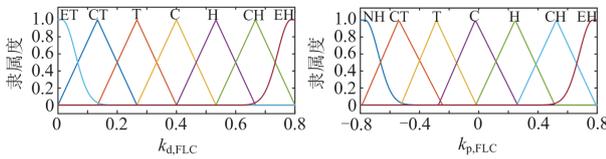
$k_{d,FLC}$	$\Delta f/Hz$							
	ET	CT	T	C	H	CH	EH	
$\frac{df}{dt}/(Hz/s)$	NH	EH						
	NC	C	H	H	CH	CH	EH	EH
	NT	T	T	C	H	H	CH	CH
	NP	ET	CT	CT	T	C	H	H
	PT	ET	ET	CT	CT	CT	T	T
	PC	ET	ET	ET	CT	CT	CT	CT
	PH	ET	ET	ET	ET	ET	CT	CT

表2 $k_{p,FLC}$ 模糊逻辑规则表Table 2 Fuzzy logic rule table for $k_{p,FLC}$

$k_{p,FLC}$	$\Delta f/Hz$							
	ET	CT	T	C	H	CH	EH	
$\frac{df}{dt}/(Hz/s)$	NH	NP						
	NC	NP	NP	NP	PT	PT	PC	PC
	NT	NP	PT	PT	PC	PC	PH	PH
	NP	NP	PT	PC	PC	PH	PH	PH
	PT	NT	NP	NP	PT	PT	PC	PC
	PC	NC	NC	NT	NT	NP	PT	PT
	PH	NH	NH	NH	NH	NC	NC	NT



(a) 输入量隶属度函数图



(b) 输出量隶属度函数图

图7 FLC 隶属度函数图

Fig. 7 Membership function of FLC

根据系统负荷增加时的频率响应过程, 设计模糊规则为: 系统频率跌落初期, 频率变化率很大, 频率偏差由小变大, 此时应该输出较大的虚拟惯性系数来降低频率变化率, 并输出较小的下垂系数,

以免在频率跌落初期过度释放转子动能, 使转速下降过快而产生较大的 OPSC; 当频率跌落逐渐接近最低点的过程中, 频率变化率很小, 频率偏差很大, 转子转速较低, OPSC 的影响增大, 此时应该输出较小的虚拟惯性系数, 输出较大的下垂系数来克服 OPSC 的抑制作用, 提高频率最低点; 当频率开始恢复时, 频率变化率变为正值, 频率偏差逐渐减小, 此时如果储能系统 SOC 不足, 风机不采用有功减载的方式恢复转速(详细说明见本文 3.2 节、3.3 节), 可以通过减小控制系数以逐渐降低有功功率的输出, 进而促进转子转速恢复。

按表1、表2的规则进行编辑后, 输出的 $k_{d,FLC}$ 和 $k_{p,FLC}$ 结果如图8所示。

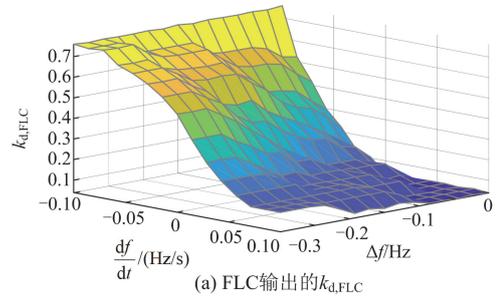
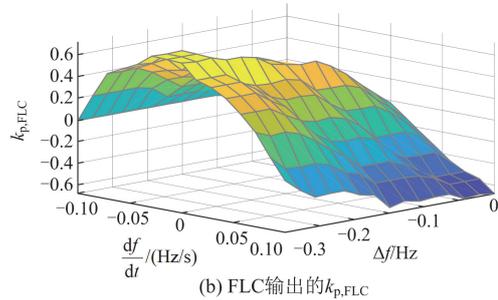
(a) FLC输出的 $k_{d,FLC}$ (b) FLC输出的 $k_{p,FLC}$

图8 FLC 变综合惯量系数输出三维图

Fig. 8 Three-dimensional diagram of FLC variable comprehensive inertia coefficient output

将设计的 FLC 与风机综合惯量控制策略结合, 可得如图9所示的改进型 DFIG 调频控制策略。

图9中: ω_{MPPT} 为 DFIG 在 MPPT 模式下的转子转速; P_{max} 和 P_{min} 分别为 DFIG 输出的最大、最小限值; P_{Wref1} 、 P_{Wref2} 和 P_{Wref3} 分别对应图5所示线段 $A \rightarrow B \rightarrow C$ 、 $C \rightarrow D \rightarrow E$ 和 $E \rightarrow A$ 的参考功率。当系统负荷增加, DFIG 运行在图5所示线段 $A \rightarrow B \rightarrow C$ 上, 对应转子侧逆变器外环功率参考值变为

$$P_{Wref} = P_{Wref1} = P_0 + \Delta P_{DFIG} - \Delta P_{sup} = P_0 + \left(k_{p,FLC} \Delta f + k_{d,FLC} \frac{df}{dt} \right) - \Delta P_{sup} \quad (24)$$

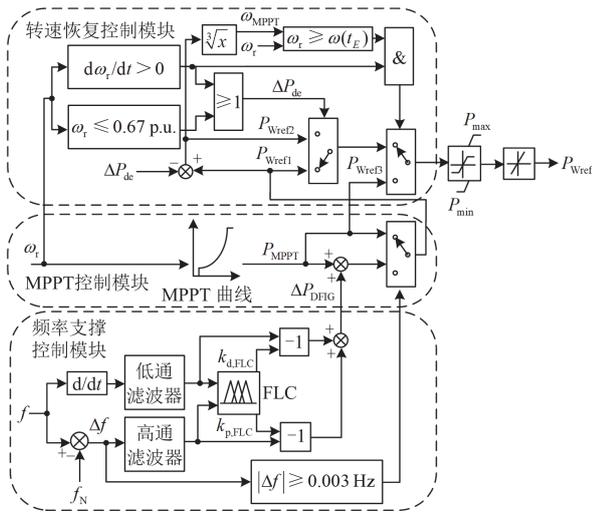


图 9 改进型 DFIG 调频控制策略

Fig. 9 Improved DFIG frequency modulation control strategy

由图 8 结合式(24)可知,在惯性支撑前期转速下降较少, ΔP_{sup} 较小,此时较大的 $k_{d,FLC}$ 能够有效解决频率变化率较大的问题;在惯性支撑中后期转速变化量较大,附加功率受到较强的抑制作用,此时较大的 $k_{p,FLC}$ 与很大的 Δf 相乘增大附加功率,克服抑制量的影响,抬高频率最低点。

当风电机组退出调频,通过减小 DFIG 电磁功率至图 5 中的 D 点,恒功率运行至 E 点,而后沿 MPPT 曲线恢复至 A 点,对应转子侧逆变器外环功率参考值为

$$P_{wref} = \begin{cases} P_{wref2} = P_C - \Delta P_{de} & \omega(t_C) < \omega_r \leq \omega(t_E) \\ P_{wref3} = P_{MPPT} & \omega(t_E) < \omega_r \leq \omega(t_0) \end{cases} \quad (25)$$

如果风电场配备的储能系统 SOC 不足而无法参与辅助调频,为防止发生严重的 SFD,风电机组退出调频后不对风机进行有功减载,仍按式(24)改变功率参考值。此时根据图 8 和式(24), FLC 控制 $k_{d,FLC}$ 逐渐减小至 0, $k_{p,FLC}$ 逐渐减小为负值, ΔP_{DFIG} 由正变负,转子从电网吸收能量,加快转子转速的恢复。

3.2 储能动态调频及变系数 SOC 恢复控制策略

为实现在风机转子转速恢复过程中储能的动态功率调整,以及频率稳定后储能 SOC 的平滑恢复,提出了如图 10 所示的储能动态调频及变系数 SOC 恢复控制策略。

该控制策略在响应频率动态变化过程中包括两种模式:与转子转速耦合的储能动态调频控制模式(模式 1)和考虑 SOC 的变 PI 系数储能恢复控制模式(模式 2)。

1) 模式 1

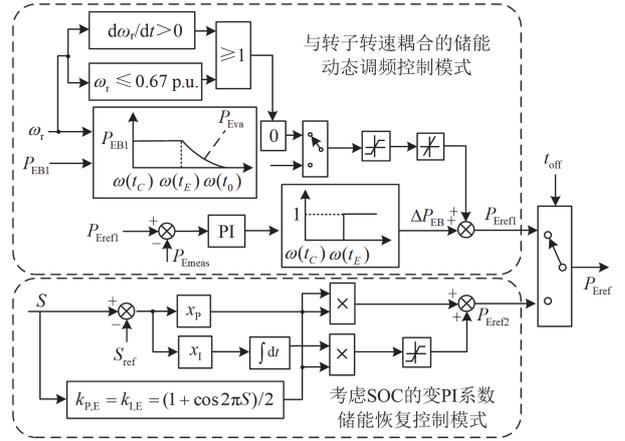


图 10 储能动态调频及变系数 SOC 恢复控制策略

Fig. 10 Energy storage dynamic frequency modulation and variable coefficient SOC recovery control strategy

利用储能辅助调频,需要合理地配备储能容量保证系统经济可靠运行。因此,实际应用中考虑到储能容量有限,本文设定储能 SOC 下限 $S_{min} = 0.2$ 、上限 $S_{max} = 0.8$ 、参考值 $S_{ref} = 0.5$,该模式仅在系统发生频率二次跌落且储能系统 SOC 在正常工作区间[0.2,0.8]内运行。

在系统稳态下,储能不输出有功功率。当系统受到扰动,机组响应频率变化并提供频率支撑时,储能系统的有功功率仍为 0。当检测到 DFIG 的频率支撑阶段结束,DFIG 进入转子动能恢复模式时,储能系统切换至输出功率模式,为最大限度地补偿因 DFIG 减载而产生的不平衡功率,避免发生频率二次跌落,其输出功率 P_{EB1} 应与风机减载功率相等。

$$P_{EB1} = P_C - P_D = \Delta P_{de} \quad \omega(t_C) < \omega_r \leq \omega(t_E) \quad (26)$$

若储能发出的有功小于系统实际的有功缺额,对改善 SFD 效果不明显,反之若储能发出的有功过大,可能导致频率超调。为了使储能合理发出调频功率,在测得 DFIG 转速到达图 5 中 E 点, ω_r 沿 MPPT 曲线从 $\omega(t_E)$ 提高至 $\omega(t_0)$ 时,使储能输出的调频功率 P_{Eva} 随转速的提高而平滑降低。

$$P_{Eva} = \left[1 - \frac{\omega_r - \omega(t_E)}{\omega(t_0) - \omega(t_E)} \right] P_{EB1} = K_{EB} P_{EB1} \quad \omega(t_E) < \omega_r \leq \omega(t_0) \quad (27)$$

式中: K_{EB} 为储能功率调节系数。

P_{Eva} 与转子转速耦合,随着转速的抬升, K_{EB} 从 1 降低至 0。应该说明的是,图 10 中 P_{Emeas} 为储能反馈的实际输出功率,其与参考功率 P_{Eref1} 之间的差值经 PI 调节输出为 ΔP_{EB} 。为降低储能功率的减小幅

度和波动, 模式 1 将 ΔP_{EB} 与功率 P_{Eva} 叠加。经 PI 控制调节后储能输出的变化功率 P_{EB2} 为

$$P_{EB2} = P_{Eva} + \Delta P_{EB} \quad \omega(t_E) < \omega_r \leq \omega(t_0) \quad (28)$$

综上, 在整个 DFIG 转速恢复过程中, 储能系统模式 1 输出功率参考值 P_{Eref1} 为

$$P_{Eref1} = \begin{cases} P_{EB1} = P_C - P_D & \omega(t_C) < \omega_r \leq \omega(t_E) \\ P_{EB2} = P_{Eva} + \Delta P_{EB} & \omega(t_E) < \omega_r \leq \omega(t_0) \end{cases} \quad (29)$$

当 DFIG 转子转速恢复到初始值, 即 $\omega_r = \omega(t_0)$ 时, 储能平滑退出调频, 由响应速度较慢的同步机组接替储能进行后续的功率支撑, 待系统频率趋于稳定后, 切换至模式 2。

2) 模式 2

从电力系统安全运行角度出发, 当储能结束调频, 为了保障其后续参与调频的能力, 在不造成系统频率严重跌落的前提下, 需要将处于过充或过放区的储能电池快速恢复至正常工作区间。然而从储能电池自恢复需求、使用寿命和安全性的角度出发, 在储能系统不参与调频时, 应避免其在 SOC 工作区间内快速充放电, 导致储能系统 SOC 因无法准确恢复到设定参考值 S_{ref} 而产生波动^[27]。对此, 本文提出了考虑 SOC 的变 PI 系数储能恢复控制模式, 控制结构如图 10 所示。

$$P_{Eref2} = k_{p,E} (S - S_{ref}) + k_{i,E} \int (S - S_{ref}) dt \quad (30)$$

式中: P_{Eref2} 为模式 2 储能系统的参考功率; $k_{p,E}$ 为比例控制系数; $k_{i,E}$ 为积分控制系数; S 为储能 t 时刻的荷电状态。

如果 $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 采用固定系数, 难以兼顾保证系统频率安全稳定和储能 SOC 的恢复要求。 $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 选取过大, SOC 恢复瞬间会造成系统功率缺额, 引起系统频率第三次跌落, 储能 SOC 会在设定值附近发生波动, 影响储能的使用寿命; $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 选取过小, SOC 恢复至正常工作域速度慢, 不利于系统对抗连续扰动。

针对上述定 PI 系数 SOC 恢复策略的问题, 基于时变思想, 构建变系数 PI 控制的 SOC 恢复策略, 引入函数式(31)。

$$f(S) = \frac{1 + \cos 2\pi S}{2} \quad 0 \leq S \leq 1 \quad (31)$$

函数图像如图 11 所示, 由此可以看出, $S \in [0, 0.5]$ 时, $f(S)$ 随 S 变小由 1 逐渐减小至 0, $S \in [0.5, 1]$ 时, $f(S)$ 随 S 变大由 0 逐渐增大至 1。

比例整定系数 x_p 和积分整定系数 x_i 分别与式(31)结合, 可得 $k_{p,E}$ 和 $k_{i,E}$ 的表达式为

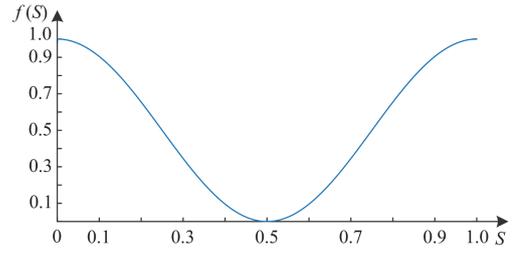


图 11 函数图像

Fig. 11 Function image

$$\begin{cases} k_{p,E} = x_p \frac{1 + \cos(2\pi S)}{2} \\ k_{i,E} = x_i \frac{1 + \cos(2\pi S)}{2} \end{cases} \quad 0 \leq S \leq 1 \quad (32)$$

通过式(32)将 $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 与储能 SOC 建立函数关系, 使 $k_{p,E}$ 和 $k_{i,E}$ 随 SOC 的变化实时调整。在模式 1 结束初期或储能 SOC 低于下限时, $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 较大, 使 SOC 快速充电至工作区域 $[0.2, 0.8]$ 内以应对可能到来的系统二次扰动; 随着 SOC 趋近于 0.5 的设定值, $k_{p,E}$ 和 $k_{i,E}$ 逐渐减小至 0, 避免储能系统 SOC 出现稳态波动及系统频率发生 3 次跌落。SOC 高于上限时的放电模式同理。为方便研究, 本文采用正交实验法^[28]初步确定了 x_p 和 x_i 的值, $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 采用同样形式的控制函数, 未来将进一步探究采用不同系数整定方法计算最优 x_p 和 x_i , 并设计最佳 $k_{p,E}$ 、 $k_{i,E}$ 函数表达式。

3.3 风储联合调频控制策略流程

通过 DFIG 与储能的协调配合, 不仅能够充分利用转子动能改善一次调频的频率响应过程, 还能有效解决转速恢复过程中的 SFD 问题, 并加快 DFIG 转子转速恢复至扰动前水平。风储联合调频控制策略如图 12 所示, 包括以下 3 个阶段。

1) DFIG 的频率支撑响应。系统稳态运行, DFIG 工作在最大功率输出点。当负荷变化时, 根据系统频率变化率和频率偏差, FLC 输出合适的综合惯量系数来增发 DFIG 输出功率, 此阶段 DFIG 的参考功率 P_{wref1} 表示形式如式(24); 在检测到转速开始恢复或低于 0.67 p.u.时, 判断储能 SOC 是否在最低限值之上。

2) DFIG 转速恢复及储能辅助调频($S \geq S_{min}$)。若储能系统荷电状态高于最低值, DFIG 减载运行加速转子转速恢复, 此阶段 DFIG 的参考功率为 P_{wref2} , 同时储能辅助调频防止频率二次跌落现象发生, 按式(26)向系统提供功率支撑; 当检测到 DFIG 转子转速上升至图 5 中的 $\omega(t_E)$ 后, 风机输出功率沿 MPPT 曲线不断回升, 此阶段 DFIG 的参考功率

为 P_{Wref3} ，储能输出功率应根据式(28)随风机转子转速提高，进而使输出功率平滑降低，直至退出调频。若储能系统荷电状态低于最低值，则储能不参与调频，为了避免 SFD 现象发生，不对风机进行有功减载，而是通过模糊逻辑控制器调节综合惯量系数，使 $k_{d,FLC}$ 和 $k_{p,FLC}$ 分别逐渐减小为 0 和负值，逐步减小风机的有功功率输出，从而促进转子转速恢复。

3) 储能 SOC 恢复。当检测到 DFIG 转子转速恢复至调频前转速，储能系统退出调频(如有)，系统频率趋于稳定，响应较慢的同步机增大输出功率以维持后续的频率稳定；在系统调频过程结束且频率相对稳定的时刻 t_{off} ，储能系统切换至模式 2，变系数 PI 调节器控制其 SOC 按式(30)、式(32)恢复，当与设定值的误差小于 μ 时，风储联合调频结束。

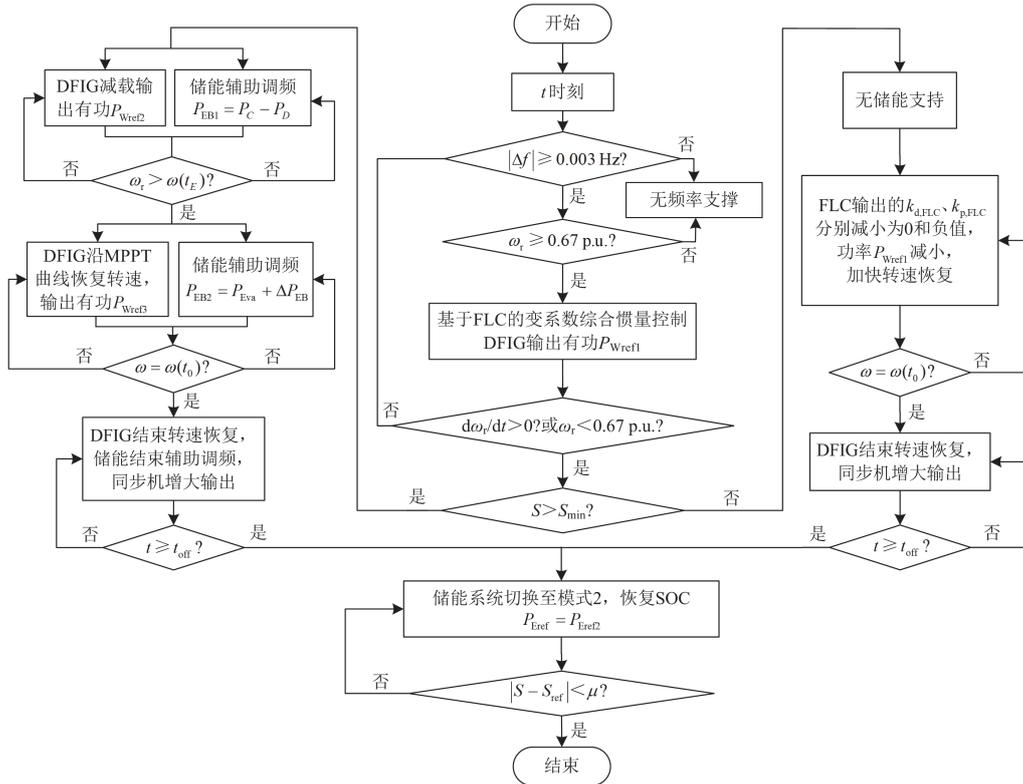


图 12 风储联合调频控制策略流程

Fig. 12 Flow chart of coordinated control strategy for the wind and energy storage to provide frequency support

4 仿真分析

为验证本文所提风储联合调频控制策略的有效性，在 MATLAB/Simulink 中搭建了如图 13 所示的风-火-储四机两区域系统仿真模型。

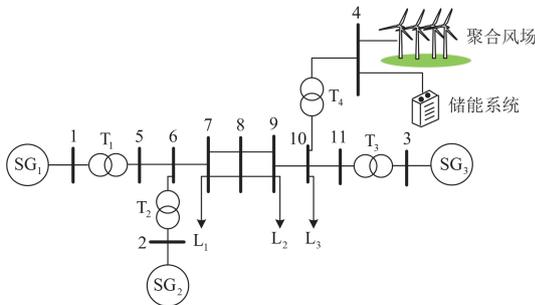


图 13 仿真系统结构图

Fig. 13 Diagram of simulation system structure

其中： L_1 、 L_2 和 L_3 分别为 750 MW、800 MW 和 250 MW 的静态负荷； SG_1 、 SG_2 和 SG_3 为额定功率为 900 MW 的同步发电机组，分别接在母线 1、2、3 上；在母线 4 接入一个额定容量为 300 MW 的聚合双馈风电场以及额定容量为 60 MW 的储能系统。

初始条件下负荷与发电量保持平衡，系统频率为 50 Hz，风机运行在最大功率跟踪状态，风速设定为 8 m/s 的恒定风速且无弃风，风机渗透率为 10%，风电占比为 9.17%。设定稳定运行 35 s 时 L_3 阶跃突增 150 MW。风电机组与同步机组的具体参数如表 3 所示。

4.1 本文所提模糊控制对改善 OPSC 效果分析

分析 DFIG 在不参与调频(Case1)、附加综合惯量控制(Case2)和本文所提结合模糊推算的 DFIG 综合惯量控制策略(Case3)下的系统频率、DFIG 参考

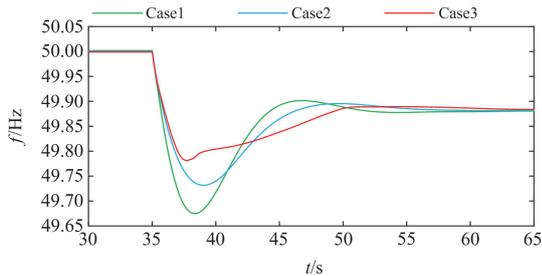
功率、实际功率和转子转速的变化情况, 仿真时长 65 s。为了更直观地展现 ΔP_{sup} 对风机调频能力的影响, 当转速恢复时不对 DFIG 进行有功减载, 仅通过风机固有调速器实现转速的缓慢恢复。

表 3 风电机组与同步机组参数

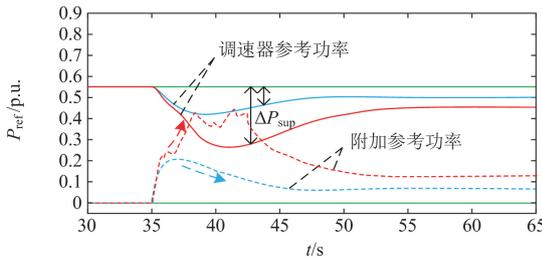
DFIG 参数	数值	同步机组参数	数值
额定功率/MW	1.5	额定功率/MW	900
风电场风机数量/台	200	同步机数量/台	3
转动惯量/(kg·m ²)	1.1×10 ⁶	调差系数/%	7.26
风轮机半径/m	35	惯性时间常数/s	6.5
极对数	30	阻尼系数/s	1.8
虚拟惯性系数	0.3	再热时间常数/s	8
下垂控制系数	0.2	机械功率增益系数	0.95

由图 14(a)及表 4 可知, 虽然 Case2 中 DFIG 具备频率调节能力, 将频率最低点提高了 0.057 Hz, 但由于 OPSA 的影响, DFIG 调频能力被抑制, Case3 中将频率最低点在 Case2 的基础上提高了 0.052 Hz, 进一步改善系统的频率响应特性。

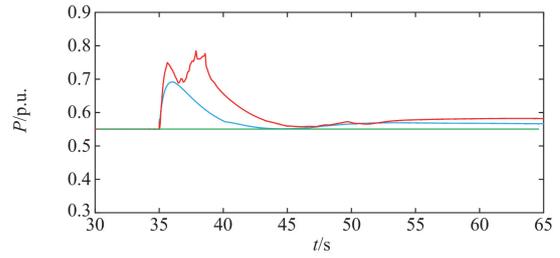
图 14(b)表明: 在 Case2 下 35~39 s 时段, 风机调速器输出参考功率随时间下降, OPSA 增大, ΔP_{sup} 由 0 增至 0.15 p.u., 而附加参考功率在第 36 s 从 0.22 p.u. 开始降低, 不能克服固有调速器对风机调频性能的抑制; 在 Case3 下 35~41 s 时段, ΔP_{sup} 由 0 增加至 0.28 p.u., 同时在 FLC 的调节下附加参考功率增加至 0.4 p.u., 41 s 后, ΔP_{sup} 出现回升趋势, 而附加参考功率依然维持在一个较高数值, 抵消了 OPSA 的影响。



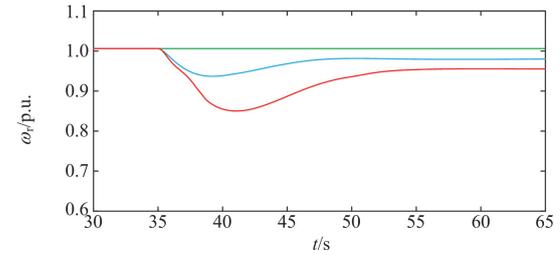
(a) 系统频率



(b) 参考功率



(c) 风机实际输出功率



(d) 转子转速

图 14 风机采用不同控制下的系统仿真结果

Fig. 14 System simulation results of wind turbine under different control conditions

表 4 风机采用不同控制下的系统仿真数据

Table 4 System simulation data of wind turbine under different control conditions

情况	$\Delta f_{max1}/\text{Hz}$	$R_{\text{CoF}}^{\text{max}}/(\text{Hz/s})$	$\Delta t_{\omega}/\text{s}$
Case1	-0.327	-0.140	0
Case2	-0.270	-0.107	14.741
Case3	-0.218	-0.094	15.848

图 14(c)显示 Case3 消除了 OPSA 的影响, 并在 DFIG 参与调频时向电网输出了最多的能量。根据图 14(d)和表 4 可以看出, 虽然 Case3 的转子速度下降最多, 导致 Case3 的转速恢复时间 Δt_{ω} 更长, 但其转速恢复速率相较 Case2 更快。这是因为在频率恢复的过程中, FLC 输出的 $k_{d, \text{FLC}}$ 逐渐下降为 0, $k_{p, \text{FLC}}$ 逐渐下降为负值, 促进了转速的恢复。

4.2 不同有功减载量对 SFD 影响的分析

分析采用综合惯量控制的 DFIG 进行不同有功减载时, 系统频率、DFIG 输出功率、DFIG 转子转速的变化情况, 进而绘制出不同 ΔP_{dc} 下 $|\Delta f_{\max 2}|$ 和 Δt_{ω} 的变化曲线, 仿真时长为 65 s。图 15 中绿色曲线代表 DFIG 不参与调频(Case1)。

由图 15 和表 5 可知, ΔP_{dc} 对频率一次跌落最低点及最大频率变化率没有影响, 随着 ΔP_{dc} 的增加, 系统频率二次跌落程度由 0.001 Hz 增至 0.015 Hz, 转子转速恢复时间 Δt_{ω} 由 13.145 s 降至 7.274 s。因此 ΔP_{dc} 选取过大, 系统频率二次跌落严重, 当 ΔP_{dc}

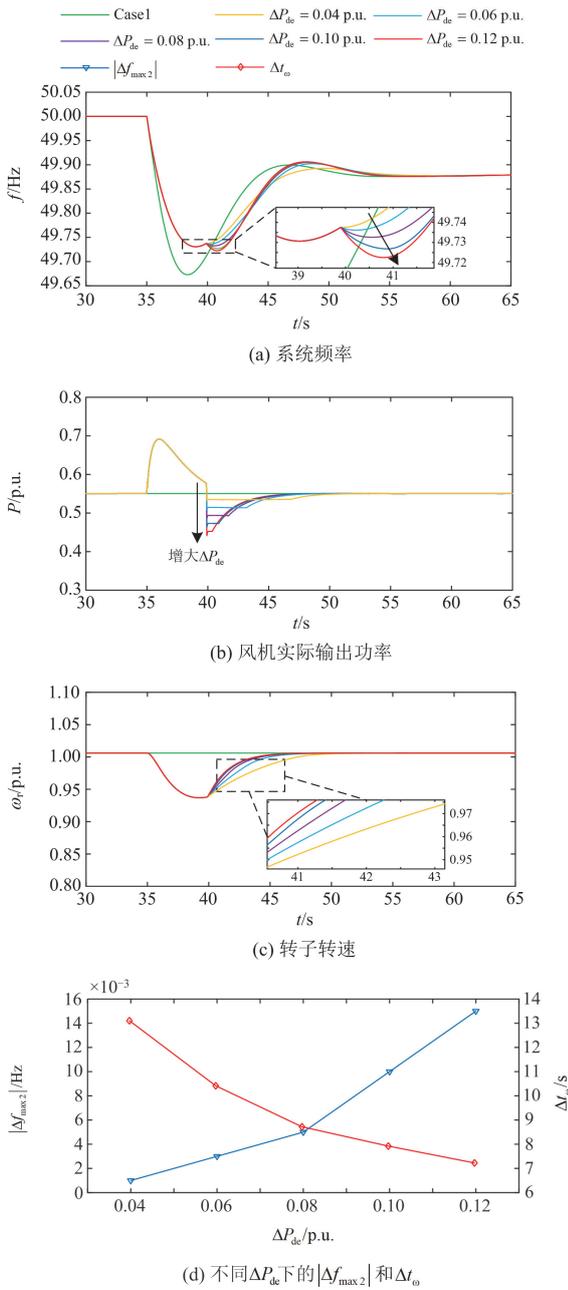


图 15 不同有功减载量下的系统仿真结果

Fig. 15 System simulation results under different active load reduction amounts

表 5 不同有功减载量下的系统仿真数据

Table 5 System simulation data under different active load reduction amounts

情况	$\Delta f_{max1}/\text{Hz}$	$R_{\text{CoF}}^{\text{max}}/(\text{Hz}/\text{s})$	$\Delta f_{max2}/\text{Hz}$	$\Delta t_{\omega}/\text{s}$
$\Delta P_{de} = 0.04 \text{ p.u.}$	-0.270	-0.107	-0.001	13.145
$\Delta P_{de} = 0.06 \text{ p.u.}$	-0.270	-0.107	-0.003	10.496
$\Delta P_{de} = 0.08 \text{ p.u.}$	-0.270	-0.107	-0.005	8.722
$\Delta P_{de} = 0.10 \text{ p.u.}$	-0.270	-0.107	-0.010	7.985
$\Delta P_{de} = 0.12 \text{ p.u.}$	-0.270	-0.107	-0.015	7.274

取 0.12 p.u.时, 系统频率二次跌落的最低值已经低于一次跌落的最低值, 系统需要 22.69 s 才能恢复到稳定状态。 ΔP_{de} 选取过小, 转速恢复时间 Δt_{ω} 较长, 这不利于 DFIG 及时参与下一次调频。因此, 综合考虑转子恢复速度、二次频率偏差和频率稳态时长等因素, 在无储能辅助调频的情况下, 本文 DFIG 有功功率减载应设置为 0.08 p.u.。

4.3 本文所提风储联合调频仿真效果分析

本文风机共有 3 种控制策略: 不参与调频 (W_A)、采用传统综合惯量控制 (W_B)、采用结合模糊推算的综合惯量控制策略 (W_C)。储能共有两种控制策略: 储能不参与调频 (S_A)、储能参与调频 (S_B)。储能参与调频控制可分为: 储能模式 2 闭锁 (S_{B1})、储能模式 2 采用定系数 PI 控制 (S_{B2})、储能模式 2 采用变系数 PI 控制 (S_{B3})。本节将上述控制策略组合并进行仿真分析, 验证本文所提风储联合控制策略的优越性。控制组合情况如表 6 所示, 仿真时长为 150 s。

表 6 不同控制策略组合情况

Table 6 Combination of different control strategies

组合情况编号	风机控制			储能控制			
	W_A	W_B	W_C	S_A	S_{B1}	S_{B2}	S_{B3}
Case#1	✓	×	×	✓	×	×	×
Case#2	×	✓	×	✓	×	×	×
Case#3	×	×	✓	×	✓	×	×
Case#4	×	×	✓	×	×	✓	×
Case#5	×	×	✓	×	×	×	✓

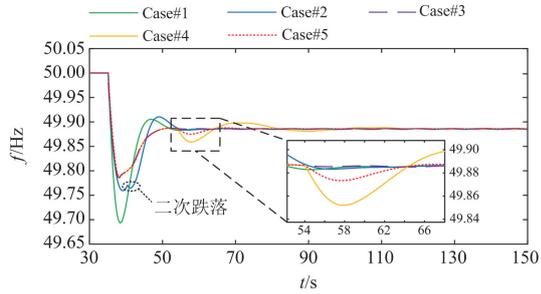
注: ✓表示采用此控制, ×表示不采用此控制。

本节 Case#5 中 x_p 和 x_l 分别设定为 1.5 和 1。应该说明的是, 由于储能辅助调频能避免因 ΔP_{de} 造成的 SFD 现象, 为了促使转速更快恢复, ΔP_{de} 应在储能容量配备限制范围内尽可能取较大值, 由仿真分析可知, Case#2 的 ΔP_{de} 应为 0.08, 而 Case#3—#5 应设定为 0.12 p.u.。

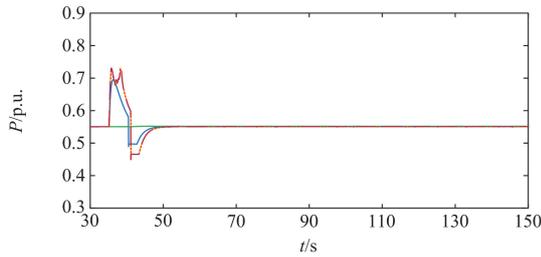
由图 16 可知, 相比 Case#2, Case#3—#5 的风机频率支撑效果更佳, 将系统受扰动后的频率最低值提升了 0.052 Hz, 41 s 风机减载恢复转速时, 储能系统运行于模式 1, 弥补了系统的不平衡功率, 避免了 SFD 现象的发生。储能恒功率运行 2.25 s 后, 随转子转速的升高输出功率逐渐降低, 防止因储能过放而导致的频率超调现象发生。储能退出调频后, 系统频率趋于稳定。

Case#3 因储能模式 2 闭锁导致 SOC 无法恢复, 不利于系统应对下一次扰动, 54 s 时 Case#4、#5 的储能系统切换到模式 2 以恢复 SOC。通过图 16(a)、

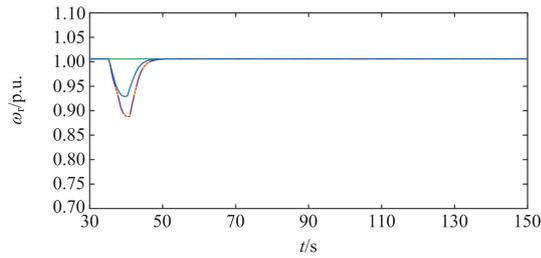
图 16(d)、图 16(e)不难发现, Case#4 储能恢复 SOC 时从电网吸收能量速度快, 造成系统频率第三次跌落



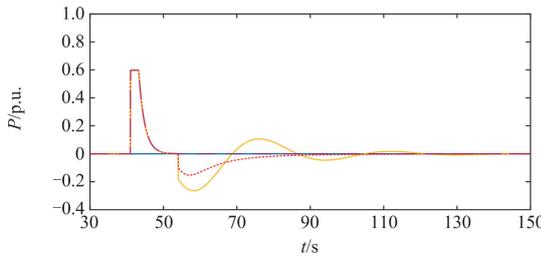
(a) 系统频率



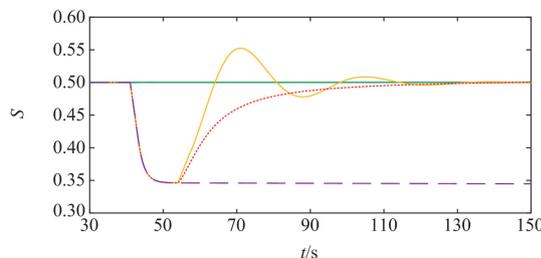
(b) 风机实际输出功率



(c) 转子转速



(d) 储能实际输出功率



(e) 储能荷电状态

图 16 风储采用不同控制组合下的系统仿真结果

Fig. System simulation results of wind and energy storage under different control combinations

落, 且其恢复到设定值后发生波动, 影响储能系统工作寿命, 这是由于定系数 PI 控制的参数配置不合理所致。Case#5 的 PI 控制系数随储能 SOC 的恢复不断变化, 既满足 SOC 恢复初期的速度要求, 又能精准恢复到设定值。

综合上述分析, 表 7 定性对比了 5 种控制组合的性能。可以看出本文所提风储联合调频控制策略具有最佳的综合性能。

表 7 不同控制组合比较

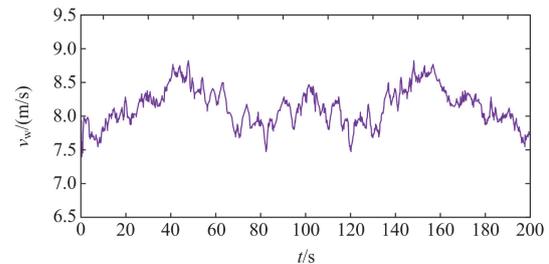
Table 7 Comparison of different control combinations

组合情况编号	控制性能				系统应对二次扰动
	频率支撑	改善频率二次跌落	转速恢复	SOC 恢复	
Case#1	☆	☆	☆	☆	☆
Case#2	★★	☆	★★	☆	★
Case#3	★★★	★★★	★★★	☆	★★
Case#4	★★★	★★★	★★★	★★	★★★
Case#5	★★★	★★★	★★★	★★★	★★★★

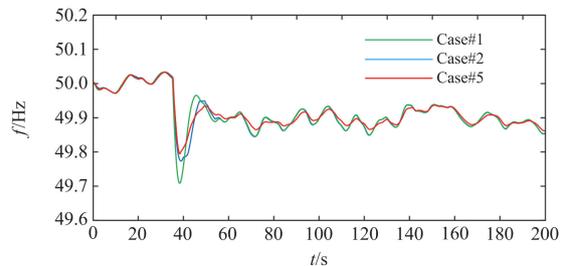
注: ★越多表示性能越好, ☆表示不具备该性能。

为了进一步验证本文所提控制策略的优越性, 在仿真时间为 200 s 的复杂风况条件下, 测试了该方法的调频性能。

在复杂风况下, 风电场输出功率波动性较大, 但系统频率的波动幅度控制在 ± 0.1 Hz 以内, 符合频率安全稳定运行的要求。当 $t = 35$ s 时, 系统负荷突然增加, 如果 DFIG 未参与调频, 系统频率会迅速下降, 危及系统的安全稳定运行。从图 17 可以看出,



(a) 风速



(b) 系统频率

图 17 复杂风况下仿真结果

Fig. 17 Simulation results in complex wind conditions

虽然风机采用传统综合惯量控制时系统的频率最低点有所提高,但效果并不明显,且频率发生二次跌落。当采用本文方法时,DFIG在复杂的风况下具有最佳的调频效果,显著改善了系统的频率响应特性,并验证了该方法具有强鲁棒性。

5 结论

本文针对风储联合系统DFIG采用综合惯量控制的OPSA问题,以及转速恢复过程中的SFD问题,提出基于模糊推算和动态控制的风储联合调频控制策略。通过研究得到以下结论:

1) 在频率支撑阶段,DFIG偏离最大功率运行点,其调速器输出的参考功率随转速呈三次指数形式下降,抑制了风机的输出功率。所提变参数综合惯量控制能够在功率抑制量增大的同时,增大附加功率,抵消抑制量的作用效果。

2) 在转速恢复阶段,DFIG的有功减载会造成系统的有功不平衡,进而导致SFD现象的发生。所提储能动态调频控制模式与转子转速耦合,能够根据DFIG的转子转速变化实时调整输出功率,在补偿系统有功缺额的同时避免有功功率的过补偿,防止频率二次跌落,减小了超调现象。

3) 考虑到基于定系数PI控制的SOC恢复策略难以兼顾保证系统频率安全稳定和储能SOC恢复的要求,建立比例、积分控制系数与储能SOC的三角函数关系,设计了基于变系数PI控制的储能充放电控制策略,既能使储能SOC快速恢复至工作区间,又能避免SOC产生稳态波动及系统发生严重的频率三次跌落。

4) 所提风储联合调频控制策略将DFIG变参数综合惯量控制策略和储能控制策略结合,不仅增强了DFIG的调频能力,还兼顾抑制频率二次跌落、提高转子转速恢复及储能恢复性能。

参考文献

- [1] 陈金玉, 陈大玮, 张抒凌, 等. 面向风电功率波动平抑的储能系统鲁棒模型预测控制[J]. 供用电, 2023, 40(8): 28-33.
CHEN Jinyu, CHEN Dawei, ZHANG Shuling, et al. Robust model predictive control of energy storage system for wind power fluctuation smoothing[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(8): 28-33.
- [2] 国家能源局. 新型能源体系建设提速[EB/OL]. [2024-01-12]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/12/c_1310759961.htm
- [3] 刘吉臻, 姚琦, 柳玉, 等. 风火联合调度的风电场一次调频控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3462-3469.
LIU Jizhen, YAO Qi, LIU Yu, et al. Wind farm primary

- frequency control strategy based on wind & thermal power joint control[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3462-3469.
- [4] National Grid. Mandatory frequency response national grid[EB/OL]. [2016]. <http://www2.nationalgrid.com>
- [5] 全国电网运行与控制标准化技术委员会. 电力系统安全稳定导则: GB38755—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
- [6] LAO H, ZHANG L, ZHAO T, et al. Innovated inertia control of DFIG with dynamic rotor speed recovery[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 8(5): 1417-1427.
- [7] BAO W, DING L, LIU Z, et al. Analytically derived fixed termination time for stepwise inertial control of wind turbines—part I: analytical derivation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 121.
- [8] 李东东, 张先明, 姚寅, 等. 计及转子动能损失和风速相关性的风电场有效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 63-73.
LI Dongdong, ZHANG Xianming, YAO Yin, et al. Estimation of effective inertia of a wind farm considering rotor kinetic energy loss and wind velocity correlation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 63-73.
- [9] 杨蕾, 王智超, 周鑫, 等. 大规模双馈风电机组并网下频率稳定控制策略[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 186-194.
YANG Lei, WANG Zhichao, ZHOU Xin, et al. Frequency stability control strategy for large-scale grid connections with DFIG units[J]. Electric Power, 2021, 54(5): 186-194.
- [10] WU Y, LU G, QUOC D P. A review of frequency regulation of DFIG-based wind farms[C]// The 11th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM2018), 2018, Stevenage, UK: 1-5.
- [11] 黎静华, 宋诚鑫, 兰飞. 基于参数模糊推理的风机虚拟惯量优化控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(20): 125-133.
LI Jinghua, SONG Chengxin, LAN Fei. Optimal control strategy of virtual inertia for wind turbine based on parameter fuzzy inference[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(20): 125-133.
- [12] 杨波, 赵巧娥, 武晓冬, 等. 基于转子动能优化的双馈风机一次调频综合协调控制策略[J]. 电气自动化, 2022, 44(4): 19-21, 25.
YANG Bo, ZHAO Qiao'e, WU Xiaodong, et al. Comprehensive coordinated control strategy for primary frequency regulation of doubly-fed induction generator based on rotor kinetic energy optimization[J]. Electrical Automation, 2022, 44(4): 19-21, 25.
- [13] 兰飞, 潘益丰, 时萌, 等. 双馈风电机组变系数虚拟惯量优化控制[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 51-59.
LAN Fei, PAN Yifeng, SHI Meng, et al. Optimal variable coefficient virtual inertia control for DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,

- 43(12): 51-59.
- [14] 王同森, 程雪坤. 计及转速限值的双馈风机变下垂系数控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 29-36.
WANG Tongsen, CHENG Xuekun. Variable droop coefficient control strategy of a DFIG considering rotor speed limit[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 29-36.
- [15] 赵晶晶, 李敏, 何欣芹, 等. 基于限转矩控制的风储联合调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(23): 4982-4990.
ZHAO Jingjing, LI Min, HE Xinqin, et al. Coordinated control strategy of wind power and energy storage in frequency regulation based on torque limit control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(23): 4982-4990.
- [16] 王育飞, 张文韬, 杨铭诚, 等. 考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频优化模型预测控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 37-48.
WANG Yufei, ZHANG Wentao, YANG Mingcheng, et al. Combined wind-storage system frequency regulation optimization model predictive control considering virtual control parameter adjustment [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 37-48.
- [17] TU Sijia, ZHANG Bingda, JIN Xianglong. Research on DFIG ES system to enhance the fast-frequency response capability of wind farms[J]. Energies, 2019, 12(18): 1-20.
- [18] 苗福丰, 唐西胜, 齐智平. 风储联合调频下的电力系统频率特性分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2209-2216.
MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping. Analysis of frequency characteristics of power system based on wind farm-energy storage combined frequency regulation[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2209-2216.
- [19] 姜惠兰, 蔡继朝, 肖瑞, 等. 一种提高系统频率响应特性的风储协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 44-51.
JIANG Huilan, CAI Jichao, XIAO Rui, et al. A wind storage coordinated control strategy for improving system frequency response characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 44-51.
- [20] 张江丰, 苏焯, 孙坚栋, 等. 电网侧电化学储能电站 AGC 控制策略优化及试验分析[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(2): 173-180.
ZHANG Jiangfeng, SU Ye, SUN Jiandong, et al. Optimization and test analysis of AGC control strategy for the grid-side electrochemical energy storage power station[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(2): 173-180.
- [21] 李军徽, 高卓, 李翠萍, 等. 基于动态任务系数的储能辅助风电一次调频控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 52-59.
LI Junhui, GAO Zhuo, LI Cuiping, et al. Control strategy for dynamic task coefficient based primary frequency regulation of wind power assisted by energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 52-59.
- [22] YANG D, KIM J, KANG Y, et al. Temporary frequency support of a DFIG for high wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3428-3437.
- [23] SHI Q, LI F, CUI H. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [24] 王鑫, 杨德健. 基于变系数 PI 控制的双馈风电机组自适应转速恢复策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4120-4129.
WANG Xin, YANG Dejian. Adaptive speed recovery strategy of doubly-fed induction generator based on variable PI control coefficient[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4120-4129.
- [25] 高建思, 王贵君. 基于三角形和高斯模糊化的 Mamdani 模糊系统表示[J]. 模糊系统与数学, 2018, 32(2): 25-31.
GAO Jiansi, WANG Guijun. Representation of Mamdani fuzzy system based on the triangular and gaussian fuzzification[J]. Fuzzy Systems and Mathematics, 2018, 32(2): 25-31.
- [26] 吴文进, 郭海婷, 苏建徽, 等. 基于自适应模糊 PID 算法的锂电池组双层均衡控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 111-117.
WU Wenjin, GUO Haiting, SU Jianhui, et al. Dual-layer equalization control of lithium batteries based on an adaptive fuzzy PID algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 111-117.
- [27] 廖小兵, 周自强, 乐健, 等. 考虑电池储能老化和需求侧响应的交直流混合配电网动态重构方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(14): 43-54.
LIAO Xiaobing, ZHOU Ziqiang, LE Jian, et al. Dynamic reconfiguration of an AC/DC hybrid distribution network considering battery energy storage aging and demand response[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 43-54.
- [28] 高峰, 凌新梅, 王伟. 大型风电机组独立变桨控制器 PI 参数联合整定[J]. 太阳能学报, 2018, 39(2): 307-314.
GAO Feng, LING Xinmei, WANG Wei. PI parameters joint tuning for individual pitch controller of large wind turbine[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(2): 307-314.

收稿日期: 2024-10-29; 修回日期: 2025-03-05

作者简介:

王威儒(1992—), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向为直流电网故障电流抑制技术和新能源并网; E-mail: wwr651224@163.com

曹宇龙(2000—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为可再生能源联网控制技术; E-mail: 2202200053@ncepu.edu.cn

王延旭(1993—), 男, 博士研究生, 助理实验师, 主要研究方向为柔性直流输电技术。E-mail: yxwang@ncepu.edu.cn

(编辑 许威)