

永磁同步风电场中多元调频资源 协同预测控制策略

张智豪^{1,2,3}, 寇鹏^{1,2,3}, 梅铭洋^{1,2,3}, 张远航^{1,2,3}, 田润泽^{1,2,3}, 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)

摘要: 针对传统方法难以协调永磁同步风电场中多元调频资源,以及调频过程中风电场无功功率波动过大等问题,提出了一种基于模型预测控制(MPC)的协同预测控制策略。首先,基于永磁同步风电场中底层控制器结构框图,构建多元调频资源的动态模型,阐明其参与主网频率调节的机制;然后,结合电力系统摆动方程,构建电网频率响应模型,准确预测有功扰动期间系统的频率动态;最后,以抑制主网频率变化为优化目标,综合考虑各类型调频资源的安全物理约束,实现多元调频资源的协同控制。采用两区域系统进行验证,结果表明:与传统下垂控制方法相比,所提协同预测控制策略使得主网频率最低点提升了 0.06 Hz,使得风电场无功功率降低了 2.4 Mvar,验证了所提方法在提升主网频率稳定性方面的优越性。该研究可为新能源场站中多元调频资源综合利用提供理论参考。

关键词: 永磁同步风电场;多元调频资源;预测控制;协同控制

中图分类号: TM341 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202510003 **文章编号:** 0253-987X(2025)10-0032-12

Coordinated Predictive Control Strategy for Multiple Frequency Regulation Resources in Permanent Magnet Synchronous Wind Farm

ZHANG Zhihao^{1,2,3}, KOU Peng^{1,2,3}, MEI Mingyang^{1,2,3}, ZHANG Yuanhang^{1,2,3},
TIAN Runze^{1,2,3}, 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 Power Grid, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To address the challenges of coordinating multiple frequency regulation resources in permanent magnet synchronous (PMS) wind farms and mitigating excessive reactive power fluctuations during frequency regulation, a model predictive control (MPC)-based coordinated predictive control strategy is proposed. First, based on the structural block diagram of the underlying controller in PMS wind farms, a dynamic model of multiple frequency regulation resources is established, elucidating their mechanism for participating in main grid frequency regulation. Then, combined with the power system swing equation, a grid frequency response model is constructed to accurately predict the system's frequency dynamics during active power

disturbances. Finally, with the optimization objective of suppressing main grid frequency deviations, the coordinated control of multiple frequency regulation resources is achieved while comprehensively considering the physical safety constraints of each type of regulation resource. Validation using a two-area system demonstrates that, compared to traditional droop control methods, the proposed coordinated predictive control strategy increases the lowest frequency point of the main grid by 0.06 Hz and reduces the wind farm's reactive power by 2.4 Mvar, confirming its superiority in enhancing main grid frequency stability. This study provides theoretical insights for the comprehensive utilization of multiple frequency regulation resources in renewable energy power stations.

Keywords: permanent magnet synchronous wind farm; multiple frequency regulation resources; predictive control; coordinated control

构建以新能源为主体的新型电力系统是达成“双碳”目标、推动能源清洁低碳转型的重要保障。风力发电以其资源丰富、技术成熟、适宜大规模开发等特点备受关注,逐渐成为新能源发电的重要组成部分^[1]。根据全球风能理事会发布的 2024 风电发展报告,2022 年全球新增风电装机容量 117 GW, 2024—2030 年预计新增风电装机容量 1 210 GW^[2]。相较于双馈风机,永磁同步风机通过背靠背变流器并网,因此具备更加优越的故障穿越能力和更好的电网适应性。然而,由于背靠背变流器的解耦作用,永磁同步风电机组不能自发地为主网提供频率支撑。因此,随着风电渗透率不断提高,电力系统调频能力逐渐恶化,频率失稳风险日益增大^[3]。在此背景下,亟需研究永磁同步风电场参与主网调频策略,实现电力系统安全稳定运行。

永磁同步风电场参与主网调频控制面临的首要问题是明晰永磁同步风电场具备哪些可控调频资源。目前,国内外相关研究主要集中在永磁同步风电机组,其调频能量主要来自两个方面:一方面,通过改变永磁同步风电机组中永磁同步发电机(PMSG)的备用功率和转子动能,为主网提供频率支撑^[4-6];另一方面,通过控制直流侧电压,背靠背变流器直流环节电容能够吸收或释放有功功率,因而也具备短时频率调节能力^[7-9]。除此之外,随着永磁同步风电场容量不断增大,有必要增设动态无功补偿装置,如静止同步补偿器(STATCOM)^[10-11]。当前,关于 STATCOM 的研究主要聚焦于增强汇集网电压稳定性,抑制电力系统振荡^[12-14]。事实上,和背靠背变流器直流环节电容类似,STATCOM 直流侧电容也具备提供频率支撑的潜力,但该潜力长期以来未被充分重视^[15]。因此,永磁同步风电场具备 PMSG、背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电容等多元调频资源。

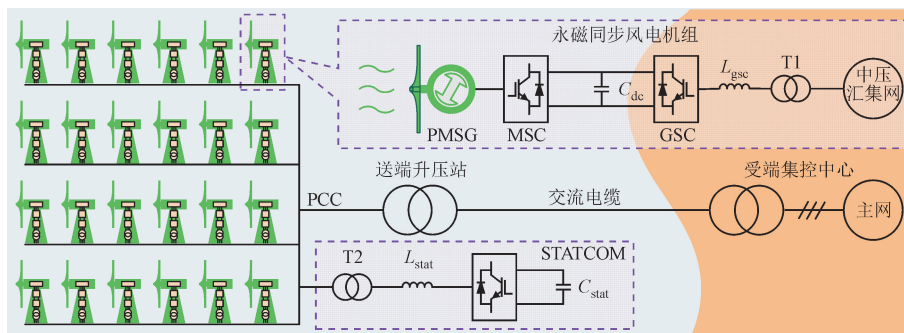
调频资源确定后,下一个关键问题就是永磁同步风电场的控制方法。目前,国内外学者已经对该问题开展了一系列研究。文献[16-17]提出利用下垂控制和虚拟惯性控制实现永磁同步风电场的主动频率支撑。文献[18]提出一种永磁同步风电场参与主网调频的顺序控制方法,使风电场主动参与主网频率调节的同时,最大化风电场收益。然而,上述工作均仅针对永磁同步风电机组,涉及永磁同步风电场中多元调频资源协同控制的研究少见公开报道。仅有的相关工作作为作者的早期探索^[19],但也只考虑了 PMSG 和直流汇集网电容两种调频资源,仍未涉及 STATCOM。

为解决上述两个问题,本文首先构建永磁同步风电场中多元调频资源动态模型,在此基础上,进一步提出一种基于模型预测控制(MPC)的多元调频资源协同控制策略。该策略通过构建多目标优化问题,综合考虑永磁同步风电场中多元调频资源安全运行约束,实现 PMSG、背靠背变流器和 STATCOM 的最优协同调频控制。

1 系统结构和建模

1.1 系统结构

本文研究系统如图 1 所示,包含主网、高压交流(HVAC)输电系统和永磁同步风电场^[20]。永磁同步风电场包含 24 台永磁同步风电机组,每台机组由叶轮、PMSG、背靠背变流器和升压变压器 T1 组成^[21]。叶轮捕获的风能经由 PMSG 转化为电能后,经背靠背变流器和升压变压器 T1 注入中压汇集网。汇集网收集的电能经由送端升压站升压后,通过 HVAC 输电系统输送至主网。另外,在永磁同步风电场中公共连接点(PCC)处装设 STATCOM,以动态补偿无功功率,提高风电场的稳定性和安全性。



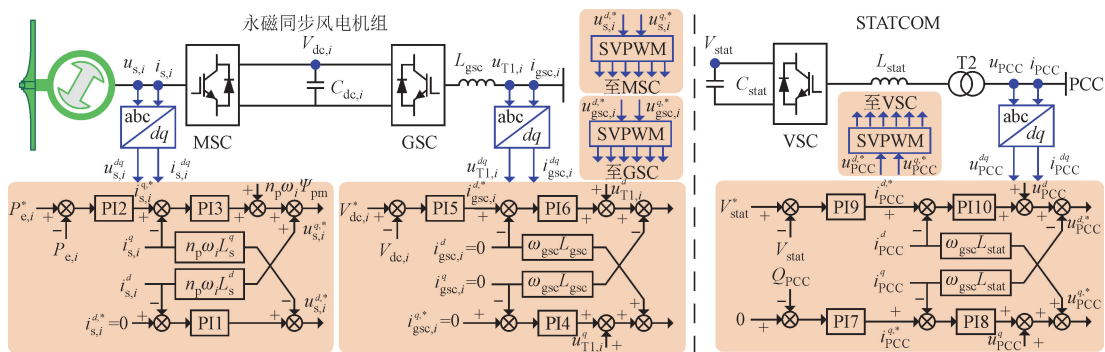
MSC—永磁同步风电机组机侧变流器;GSC—永磁同步风电机组网侧变流器; C_{dc} —背靠背变流器直流电容;
 L_{gsc} —永磁同步风电机组 GSC 滤波电感;T1—永磁同步风电机组变压器; C_{stat} —STATCOM 直流电容;
 L_{stat} —STATCOM 滤波电感;T2—STATCOM 变压器。

图 1 经 HVAC 并网永磁同步风电场示意图

Fig. 1 Diagram illustration of HVAC-connected permanent magnet synchronous wind farm

图 2 中虚线左侧展示了永磁同步风电机组中背靠背变流器的底层控制逻辑。由图可见, MSC 控制器的主要目标是追踪参考功率, 而 GSC 控制器则用来实现维持变流器直流环节电压恒定^[22]。图 2 中虚

线右侧展示了永磁同步风电场中 STATCOM 的底层控制逻辑。在 STATCOM 中, 电压源型变流器(VSC)底层控制器的主要目标有两个, 即实现直流侧电容端电压恒定, 同时动态补偿 PCC 处的无功功率^[15]。



$u_{s,i}$ —PMSG 机端电压; $i_{s,i}$ —PMSG 输出电流; $u_{s,i}^{dq}$ — dq 坐标系下 PMSG 机端电压; $i_{s,i}^{dq}$ — dq 坐标系下 PMSG 输出电流; X^* —物理量 X 的参考值; $P_{e,i}$ —风电机组输出功率; n_p —PMSG 极对数; ω_i —PMSG 转子转速; Ψ_{pm} —PMSG 磁链; L_s^{dq} — dq 坐标系下 PMSG 定子绕组电感; PI1~PI3—MSC 内外环控制器; $V_{dc,i}$ —背靠背变流器直流母线电压; $C_{dc,i}$ —背靠背变流器直流电容; $u_{T1,i}$ —GSC 输出电压; $i_{gsc,i}$ —GSC 输出电流; $u_{T1,i}^{dq}$ — dq 坐标系下 GSC 输出电压; $i_{gsc,i}^{dq}$ — dq 坐标系下 GSC 输出电流; ω_{gsc} —汇集网频率对应的角速度; $u_{gsc,i}^{dq}$ — dq 坐标系下 GSC 输出电压; SVPWM—空间矢量脉宽调制; PI4~PI6—GSC 内外环控制器; u_{PCC} —PCC 电压; i_{PCC} —STATCOM 输出电流; u_{PCC}^{dq} — dq 坐标系下 PCC 电压; i_{PCC}^{dq} — dq 坐标系下 STATCOM 输出电流; V_{stat} —STATCOM 直流侧电压; Q_{PCC} —STATCOM 输出无功功率;

PI7~PI10—STATCOM 内外环控制器。

图 2 经 HVAC 并网永磁同步风电场底层控制器结构框图

Fig. 2 Block diagram of bottom controllers in HVAC-connected permanent magnet synchronous wind farm

1.2 主网频率动态模型

当电源功率与负荷功率不匹配时, 主网频率会偏离其额定值。主网的频率动态可用电力系统摆动方程近似表示为

$$\frac{2H}{f_n} \frac{df}{dt} = P_G - P_L + P_{OWF} + DP_{LN} \left(\frac{f_n - f}{f_n} \right) \quad (1)$$

式中: H 为主网的惯量常数, 可通过系统中同步发电机惯量常数和容量计算得到, 一般为 3~9 s; D 为

主网的频率阻尼系数, 由负载(如异步电动机)的频率特性决定; P_{LN} 为主网的额定功率; f 为主网频率, f_n 为其额定值, 即 50 Hz; P_G 为主网中所有发电机的总发电功率; P_L 为主网中所有负荷的总用电功率; P_{OWF} 为永磁同步风电场输送到主网的发电功率。

1.3 汇集网及 HVAC 系统动态模型

如图 1 所示, 本文所研究的永磁同步风电场中, 中压交流汇集网由 4 条汇集电缆组成, 每条汇集电缆长

度为 3 km,连接 6 台永磁同步风电机组。每条汇集电缆的电阻为 $0.078\ 3\ \Omega/\text{km}$,电感为 $0.35\ \text{mH}/\text{km}$ ^[23],对于中压交流汇集网而言,该阻抗非常小,所以可忽略汇集网功率损耗。此外,变换器损耗也可以忽略^[24]。因此,汇集网的有功功率可以表示为

$$P_{\text{PCC}} = P_{\text{WT}} + P_{\text{STAT}} \quad (2)$$

式中: P_{PCC} 为汇集网收集的永磁同步风电场全部有功功率; P_{WT} 为所有 24 台永磁同步风电机组输出的总有功功率; P_{STAT} 为 STATCOM 提供的有功功率。值得注意的是,在传统控制策略下,STATCOM 控制目标为动态维持直流侧电压并补偿 PCC 处的无功功率。这种情况下,STATCOM 不具备有功支撑能力,即式(2)中 $P_{\text{STAT}} = 0$ 。实际上,可以通过修改 STATCOM 控制策略,使其跟踪一个时变的参考电压,而非恒定参考电压,从而令其提供短时有功支撑,同时又不影响无功补偿效果。

式(2)中, P_{WT} 主要由 PMSG 的电磁功率 P_e 决定。除此之外,背靠背变流器直流环节电容也具备提供短时有功支撑的潜力。因此,式(2)可改写为

$$P_{\text{PCC}} = \sum_{i=1}^N P_{e,i} + \sum_{i=1}^N P_{C,i} + P_{\text{STAT}} \quad (3)$$

式中: N 为风电场中风电机组数; P_C 为背靠背变流器直流环节电容输出功率;下标 i 表示第 i 个风电机组。

对于 HVAC 线路,其输送有功功率可以由下式近似表示

$$P_{\text{OWF}} = \eta P_{\text{PCC}} \quad (4)$$

式中: η 为 HVAC 输电效率。

1.4 永磁同步风电机组动态模型

如图 1 所示,本文所研究的永磁同步风电机组包括叶轮、PMSG、背靠背变流器和升压变压器 T1,该拓扑是目前深远海风电场的主流选择。

对于单台永磁同步风电机组,其叶轮捕获的风功率 $P_{m,i}$ 可表示为^[25]

$$P_{m,i} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 C_{p,i}(\lambda_i, \beta_i) W_{s,i}^3 \quad (5)$$

式中: ρ 为空气密度; r 为叶轮半径; λ_i 为叶尖速比; β_i 为桨距角; $W_{s,i}$ 为有效风速; $C_{p,i}$ 为风能转换系数,可表示为 λ_i 和 β_i 的非线性函数

$$C_{p,i} = 0.5 \left[2r \left(\frac{1}{\lambda_i + 0.08\beta_i} - \frac{0.035}{\beta_i^3 + 1} \right) - 0.4\beta_i - 5 \right] \cdot \exp \left[-21 \left(\frac{1}{\lambda_i + 0.08\beta_i} - \frac{0.035}{\beta_i^3 + 1} \right) \right] \quad (6)$$

叶轮捕获的风功率 $P_{m,i}$ 通过转轴直接传递给 PMSG,该转轴动态可以用单质量块模型表示^[26]

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{J_C} (T_{m,i} - T_{e,i}) = \frac{1}{J_C} \left(\frac{P_{m,i}}{\omega_i} - \frac{P_{e,i}}{\omega_i} \right) \quad (7)$$

式中: ω_i 为转轴旋转角速度; J_C 为叶轮和转轴整体转动惯量; $T_{m,i}$ 为叶轮传递给转轴的机械转矩; $T_{e,i}$ 为 PMSG 的电磁转矩。从式(7)可以看出, $T_{e,i}$ 直接取决于 PMSG 的电磁功率 $P_{e,i}$ 。同时,从图 2(a) 来看,机侧变流器的控制目标是使 $P_{e,i}$ 追踪参考功率 $P_{e,i}^*$ 。因此, $P_{e,i}$ 本质上由机侧变流器电磁动态及其控制器动态决定。考虑到机侧变流器电磁动态及其控制器动态远快于转轴的机械动态^[27],式(7)中的 $P_{e,i}$ 可以用 $P_{e,i}^*$ 代替,即

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{J_C} (T_{m,i} - T_{e,i}) = \frac{1}{J_C} \left(\frac{P_{m,i}}{\omega_i} - \frac{P_{e,i}^*}{\omega_i} \right) \quad (8)$$

通常,背靠背变流器直流环节处会放置滤波电容 $C_{dc,i}$,以滤除电压纹波^[28]。当直流环节电压增大/减小时,滤波电容吸收/释放功率,该动态过程可表示为

$$P_{C,i} = -C_{dc,i} V_{dc,i} \frac{dV_{dc,i}}{dt} \quad (9)$$

由式(9)可知,滤波电容吸收/释放的功率与其自身电容、直流环节电压、及直流环节电压对时间的一阶导数有关。对于已经设计定型的永磁同步风电机组,其背靠背变流器滤波电容值已经确定。另外,考虑到电容绝缘需求和 PWM 效能,直流环节电压一般被控制在其额定值附近。因此,滤波电容吸收/释放的功率,主要取决于直流环节电压对时间的一阶导数。换言之,式(9)可改写为

$$P_{C,i} = -C_{dc,i} V_{dc,n} \frac{dV_{dc,i}}{dt} \quad (10)$$

式中: $V_{dc,n}$ 为直流环节额定电压。式(10)表明,通过控制直流环节电压对时间的一阶导数,可以间接控制滤波电容所吸收/释放的有功功率。因此,在频率事件发生时,永磁同步风电机组背靠背变流器中的滤波电容具备频率响应能力。

如图 2(a)所示,背靠背变流器直流环节电压由 GSC 控制,在参与调频时,其功率支撑过程为秒级,远大于变流器电磁动态及其控制器动态过程时间。因此,式(10)中直流环节电压的一阶导数可由其参考值代替,即

$$P_{C,i} = -C_{dc,i} V_{dc,n} \frac{dV_{dc,i}^*}{dt} \quad (11)$$

1.5 STATCOM 动态模型

如图 2(b)所示,STATCOM 由直流侧电容、

VSC 和其底层控制器组成。该底层控制器不同于风电机组中网侧变流器的底层控制器,其控制目标有两个,即实现直流侧电容端电压恒定和动态补偿 PCC 处的无功功率。当 STATCOM 参与调频时,中底层控制器的直流侧参考电压 V_{stat}^* 不再是恒定值,而是由上层控制策略决定的时变值,该上层控制策略将在第 2 节详细介绍。

STATCOM 动态特性主要由直流侧电容动态决定,和永磁同步风电机组中背靠背变流器的滤波电容类似,其动态模型可以写为

$$P_{\text{STAT}} = -C_{\text{stat}} V_{\text{stat},n} \frac{dV_{\text{stat}}^*}{dt} \quad (12)$$

式中: $V_{\text{stat},n}$ 为 STATCOM 直流侧额定电压。

2 永磁同步风电场多元调频资源协同控制策略

2.1 控制原则

本文目标是实现永磁同步风电场中多元调频

资源的协同控制。为此,基于主网频率、各风电机组本地风速以及 STATCOM 直流侧电压等信息,本文构建了基于 MPC 的协同控制策略,以协调控制 PMSG、背靠背变流器以及 STATCOM 等调频资源,充分发挥永磁同步风电场的频率调节能力。

图 3 展示了本文所提协同控制策略的结构框图,可以看出,所提策略主要由两部分构成,即协同模型预测控制(MPC)和滚动时域估计(MHE)。其中, MHE 根据主网频率 f 和永磁同步风电场中 PCC 功率 P_{PCC} 实时估计主网中发电侧和用电侧之间的有功功率不平衡量 P_{UB} ;在此基础上, MPC 进一步结合永磁同步风电机组本地信息($W_{s,i}$ 和 $V_{\text{dc},i}$)以及 STATCOM 直流侧电压信息 V_{stat} ,通过求解最优控制问题,得到 PMSG、背靠背变流器以及 STATCOM 的最优控制指令,即 $P_{e,i}^*$ 、 $V_{\text{dc},i}^*$ 和 V_{stat}^* 。然后,该最优控制指令进一步传递给各设备的底层控制器具体执行。

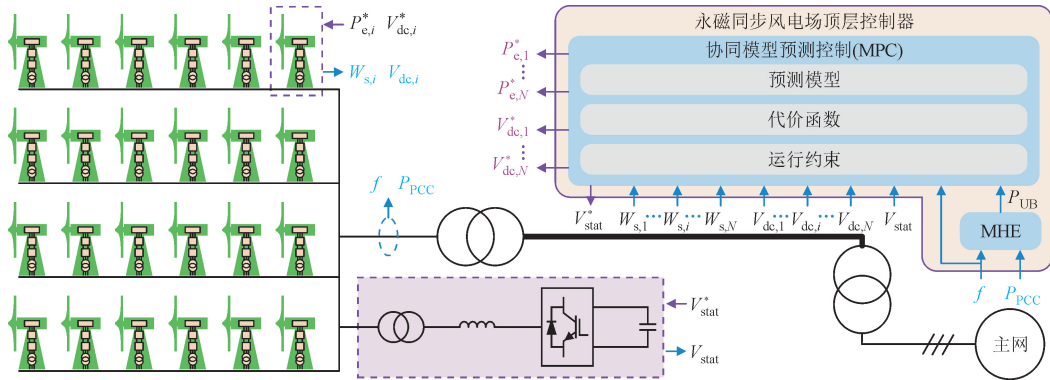


图 3 永磁同步风电场多元调频资源协同预测控制策略结构框图

Fig. 3 Block diagram of coordinated predictive control strategy for multiple frequency regulation resources in permanent magnet synchronous wind farm

2.2 协同模型预测控制策略设计

本小节将基于 MPC 构建永磁同步风电场协同控制策略,以实现永磁同步风电场中 PMSG、背靠背变流器和 STATCOM 等多元调频资源的协同控制。在构建该协同 MPC 策略时,需要考虑 3 个要素,即预测模型、代价函数和运行约束。接下来,将对这 3 个要素进行详细介绍。

构建协同 MPC 策略时,首先应获得被控系统的离散时间预测模型,以预测被控变量的未来动态。考虑到本文最主要的控制目标是抑制主网在频率事件时的频率变化,预测模型应该由电力系统摆动方程,即式(1)推导而来。观察式(1)可知,主网频率 f 的动

态取决于 P_G 、 P_L 和 P_{OWF} 。然而,从永磁同步风电场的角度来看, P_G 和 P_L 难以直接测量,因此将这两者整体看作主网有功功率不平衡量 P_{UB} , 即

$$P_{\text{UB}} = P_G - P_L \quad (13)$$

P_{UB} 可由 MHE 估计得到,其详细过程可参见作者前期工作^[25]。

结合式(3)、式(4)、式(11)、式(12)和式(13),式(1)可以改写为

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2H} P_{\text{UB}} + K_1 \sum_{i=1}^N P_{e,i}^* + K_2 \sum_{i=1}^N \frac{dV_{\text{dc},i}^*}{dt} + K_3 \frac{dV_{\text{stat}}^*}{dt} + K_4 (f_n - f) \quad (14)$$

式中: $K_1 = \eta f_n / (2H)$; $K_2 = -C_{dc} V_{dc,n} K_1$, 其中 C_{dc} 为背靠背变流器直流环节电容, 即 $C_{dc,i} = C_{dc}$; $K_3 = -C_{stat} V_{stat,n} K_1$; $K_4 = DP_{LN} / (2H)$ 。

将式(14)进行前向差分, 得到被控系统的离散预测模型, 即

$$\begin{cases} f(k+1) = (1 - T_s K_4) f(k) + \\ \quad \left(\frac{T_s f_n}{2H} \right) P_{UB}(k) + T_s K_4 f_n + \\ \quad [T_s K_1 \cdots T_s K_1 \quad T_s K_2 \cdots T_s K_2 \quad T_s K_3] u(k) \\ u(k) = \begin{bmatrix} P_{e,1}^* & P_{e,2}^* & \cdots & P_{e,N}^* & \frac{dV_{dc,1}^*}{dt} & \frac{dV_{dc,2}^*}{dt} & \cdots \\ \frac{dV_{dc,N}^*}{dt} & \frac{dV_{stat}^*}{dt} \end{bmatrix}^T \end{cases} \quad (15)$$

式中: T_s 为采样周期; k 为时间步。

从式(15)可以看出, 主网未来频率动态 $f(k+1)$ 取决于其当前频率 $f(k)$ 、有功功率不平衡量 $P_{UB}(k)$ 以及永磁同步风电场控制向量 $u(k)$ 。 $u(k)$ 不仅包含 PMSG 输出功率 $P_{e,i}^*$, 还包含背靠背变流器和 STATCOM 直流侧参考电压的一阶导数, 即 $dV_{dc,i}^*/dt$ 和 dV_{stat}^*/dt 。因此, 通过直接控制 PMSG 输出功率、背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电压, 能够动态调整主网频率, 从而提升主网的频率稳定性。

其次, 预测模型确定之后, 需要进一步构建代价函数, 以实现最优控制目标。本文主要目标是实现永磁同步风电场参与主网的频率调节, 抑制主网频率变化; 除此之外, 为了保证变流器正常工作, 背靠背变流器和 STATCOM 直流环节电压均应维持在其额定值附近。综合上述两个方面考虑, 代价函数可表述为

$$\begin{aligned} \min_{u(k+h)} J = & \sum_{h=1}^{N_p} [f(k+h) - f_{ref}]^2 + \\ & \sum_{h=1}^{N_p} \sum_{i=1}^N \gamma_1 |V_{dc,i}(k) - V_{dc,n}| \left[\frac{dV_{dc,i}^*}{dt}(k+h) \right]^2 + \\ & \sum_{h=1}^{N_p} \gamma_2 |V_{stat}(k) - V_{stat,n}| \left[\frac{dV_{stat}^*}{dt}(k+h) \right]^2 \end{aligned} \quad (16)$$

式中: N_p 为预测时域; f_{ref} 为主网额定频率, 即 $f_{ref} = 50 \text{ Hz}$; γ_1, γ_2 分别为背靠背变流器控制和 STATCOM 控制的惩罚系数。

式(16)中, 第 1 个惩罚项表示最小化预测时域内主网频率和其额定值之间的偏差, 即实现抑制主网频率变化; 第 2 个惩罚项表示最小化预测时域内每台背靠背变流器直流环节电压关于时间的一阶导数, 即实现直流环节电容参与调频的同时使其端电压变化较小; 第 3 个惩罚项和第 2 个类似, 在实现

STATCOM 直流侧电容参与调频的同时, 维持直流侧电压在其额定值附近。值得注意的是, 第 2 和第 3 个惩罚项所对应的惩罚系数中, 除了 γ_1 和 γ_2 外, 还考虑了直流侧电压与其额定值之差的绝对值, 这意味着直流侧电压越偏离其额定值, 对直流侧电压导数的惩罚越大, 因此直流侧电压导数越趋近于 0, 直流侧电压越趋于稳定。该方式能避免调频过程中变流器直流侧电压过高或过低, 保证变流器正常运行。

最后, 需要明晰 MPC 策略的运行约束。本文中, 不仅 PMSG 为主网提供频率支撑, 背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电容也参与调频。为实现永磁同步风电场安全稳定运行, 调频过程中需要考虑 PMSG、背靠背变流器和 STATCOM 的运行约束, 具体如下。

(1) PMSG 输出功率约束。永磁同步风电场为主网提供频率支撑时, 为保证风电机组的安全运行, 其转速应保持在一定范围内。从式(5)~式(7)看, 这可以通过约束 PMSG 最大和最小输出功率实现。由实时本地风速 $W_{s,i}$ 计算得到 PMSG 输出功率的上、下限, 如下所示

$$P_{e,i,\min}(W_{s,i}(k)) \leq P_{e,i}^*(k+h) \leq P_{e,i,\max}(W_{s,i}(k)) \quad (17)$$

(2) PMSG 输出功率变化率约束。风电机组的输出功率快速变化会增加其疲劳载荷, 严重时会导致风电机组损伤, 影响其使用寿命^[29]。因此, 有必要引入如下约束来限制 PMSG 输出功率变化

$$\begin{cases} P_{e,i}^*(k+h) \leq P_{e,i}^*(k+h-1) + T_s \left(\frac{dP_{e,i}^*}{dt} \right)_{\max} \\ P_{e,i}^*(k+h) \geq P_{e,i}^*(k+h-1) - T_s \left(\frac{dP_{e,i}^*}{dt} \right)_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

(3) 背靠背变流器直流环节电压变化率约束。由式(11)可知, 背靠背变流器直流环节电容的输出功率取决于直流环节电压的变化率。若电压变化率过大, 直流侧电压会很快到达其上下限, 之后电容不再提供频率支撑。为了使电容提供秒级频率支撑, 需要限制背靠背变流器直流环节电压变化率

$$-\left(\frac{dV_{dc}}{dt} \right)_{\max} \leq \frac{dV_{dc,i}^*}{dt}(k+h) \leq \left(\frac{dV_{dc}}{dt} \right)_{\max} \quad (19)$$

(4) 背靠背变流器直流环节电压二阶导数约束。低频事件中, 当背靠背变流器直流环节电压到达其下限时, 为保证变流器安全运行, 直流环节电压不再继续减小。根据式(11), 此时直流环节电容输出功率突然减小为 0, 这可能会引起主网频率的二次跌落。为避免该问题, 需限制直流环节电容输出功率

变化率,即约束直流侧电压二阶导数^[19]

$$\frac{d^2 V_{dc,i}^*}{dt^2}(k+h) \leq \left(\frac{d^2 V_{dc}}{dt^2} \right)_{\max} \quad (20)$$

(5) STATCOM 直流侧电压变化率约束。和背靠背变流器类似,为使 STATCOM 直流侧电容具备秒级频率支撑能力,需要限制 STATCOM 直流侧电压变化率,即

$$-\left(\frac{dV_{stat}}{dt} \right)_{\max} \leq \frac{dV_{stat}^*}{dt}(k+h) \leq \left(\frac{dV_{stat}}{dt} \right)_{\max} \quad (21)$$

(6) STATCOM 直流侧电压二阶导数约束。和背靠背变流器类似,为避免 STATCOM 直流侧电容释放的有功功率突然减小,需限制直流侧电压的二阶导数^[19]

$$\frac{d^2 V_{stat}^*}{dt^2}(k+h) \leq \left(\frac{d^2 V_{stat}}{dt^2} \right)_{\max} \quad (22)$$

预测模型式(15)、代价函数式(16)和约束条件式(17)~式(22)共同构成了永磁同步风电场多元调频资源协同 MPC 问题。这实际上是一个凸二次规划问题,其求解算法已相当成熟且高效。

值得注意的是,求解上述协同 MPC 问题,仅能得到 $P_{e,i}^*$ 、 $dV_{dc,i}^*/dt$ 和 dV_{stat}^*/dt 。其中, $P_{e,i}^*$ 可以直接传递给机侧变流器执行,而 $dV_{dc,i}^*/dt$ 和 dV_{stat}^*/dt 则需要转化为 $V_{dc,i}^*$ 和 V_{stat}^* ,才能传递给背靠背变流器和 STATCOM 底层控制器执行。具体转化式如下

$$\begin{cases} V_{dc,i}^*(k) = V_{dc}(k-1) + T_s \frac{dV_{dc,i}^*(k)}{dt} \\ V_{stat}^*(k) = V_{stat}(k-1) + T_s \frac{dV_{stat}^*(k)}{dt} \end{cases} \quad (23)$$

3 算例分析

3.1 算例设置

为验证所提永磁同步风电场多元调频资源协同控制策略的有效性,基于 Matlab/Simulink 搭建如图 4 所示的两区域系统仿真模型。该系统中,主网包含两台 600 MW 火电机组(SG1 和 SG2)以及一台 145 MW 水电机组(SG3),它们分布在两个区域中,通过母线 4 和 5 之间的传输线联络。主网总容量为 1 345 MW,总负荷为 925 MW(负荷 A 和负荷 B)。除此之外,容量为 120 MW 的永磁同步风电场通过 HVAC 接入母线 9,包含 24 台 5 MW 风电机组和一台 12 Mvar 静止同步补偿器(见图 1)。为兼顾仿真速度和精度,永磁同步风电场中同一行的 6 台风电机组仿真时等效为一台风电机组。等效后,风电机组输出电压保持不变,为 1.1 kV,而输出电流叠加,变为实际机组输出电流的 6 倍。因此,算例中永磁同

步风电场包含 4 台等效风电机组 W1~W4,如图 4 所示。所用两区域系统参数详见表 1 和表 2。

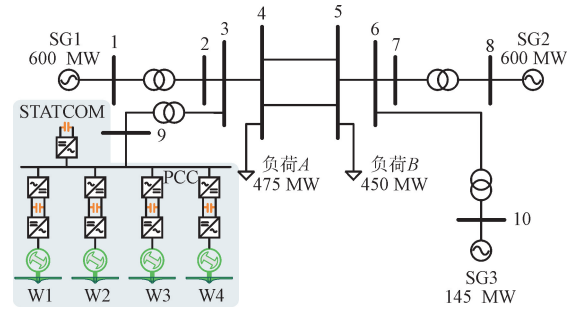


图 4 算例分析所用两区域系统示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the two-area system used in the case studies

表 1 主网参数

Table 1 Parameters of main grid

主网参数	数值
额定频率/Hz	50
火电机组 SG1 额定容量/MW	600
火电机组 SG2 额定容量/MW	600
水电机组 SG3 额定容量/MW	145
负荷 A/MW	475
负荷 B/MW	450

表 2 风电场参数

Table 2 Parameters of wind farm

风电场参数	数值
风电场额定容量/MW	120
等效机组数	4
等效机组额定功率/MW	6×5
背靠背变流器直流电压/kV	5.4
汇集网电压/kV	35
汇集电缆长度/km	3
汇集电缆电阻/(Ω·km ⁻¹)	0.078 3
汇集电缆电感/(mH·km)	0.35
风电机组输出低压侧电压/kV	1.1
风电机组变压器变比	31.8
STATCOM 额定容量/Mvar	12
STATCOM 直流侧电压/kV	8

下面的算例分析将评估 4 种策略的效果。第 1 种是本文所提出的永磁同步风电场多元调频资源协同控制策略,记作 MPC 策略。第 2 种为传统的下垂控制策略,记作 Droop 策略,在该策略下,背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电容不参与调频。第 3 种为风电场通过模型预测控制参与调频,记作 MPC1,在该策略下,仅 PMSG 通过模型预测控制参与调频,背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电容不参与调频。第 4 种为永磁同步风电场不参与调

频,记作 nFS 策略。

3.2 低频事件仿真结果

为评估所提多元调频资源协同控制策略在低频事件时的性能,本小节将展示主网负荷突然增加,即低频事件时的算例仿真结果。低频事件前,系统达到初始稳定状态,此时 SG1 输出功率为 389.96 MW,SG2 输出功率为 376.24 MW,SG3 输出功率为 92.58 MW,风电场输出功率为 81.62 MW,其中 W1~W4 输出功率分别为 22.01、21.48、20.39、17.74 MW。为模拟低频事件,假设负荷 B 在 2 s 时突然增加 6.4%,即 28.8 MW,得到的仿真结果如图 5~图 11 所示。

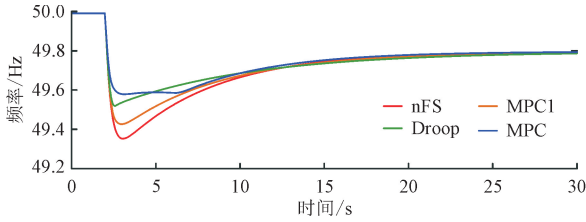


图 5 低频事件时主网频率的动态变化

Fig. 5 Grid frequency dynamics during the low-frequency events

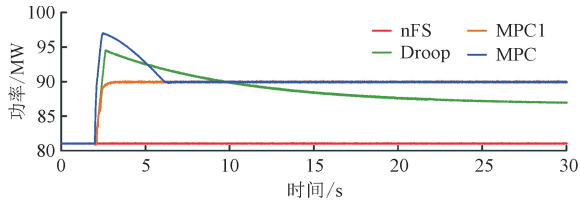


图 6 不同策略下永磁同步风电场有功功率的动态变化

Fig. 6 Dynamics in active power of permanent magnet synchronous wind farm under different strategies

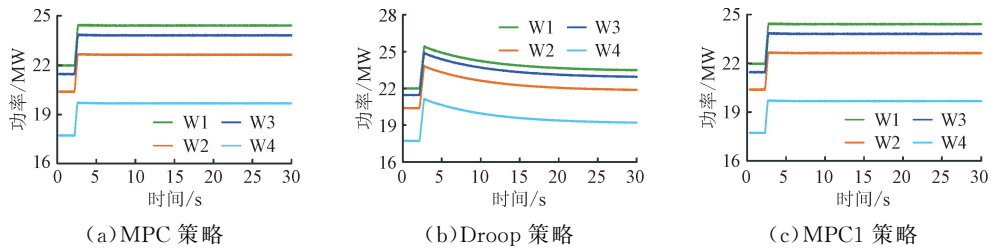


图 7 不同策略下的 PMSG 有功功率

Fig. 7 PMSG active power under different strategies

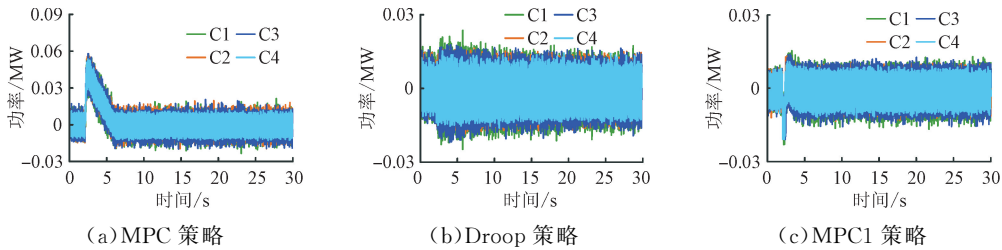


图 8 不同策略下的变流器直流电容有功功率

Fig. 8 Active power of DC-link capacitors of back-to-back converter under different strategies

如图 5 所示,当主网发生低频事件时,永磁同步风电场若不参与频率支撑,频率最低跌至 49.34 Hz;若通过下垂控制参与频率支撑,频率最低点提高至 49.52 Hz;若通过所提协同控制策略参与频率支撑,频率最低点则进一步提高至 49.58 Hz。因此,相较于前两种策略,本文所提出的协同控制策略能更好地提升主网的频率稳定性。此外,相较于 MPC1 策略,本文所提协同控制策略的频率支撑效果更好,这是由于在该策略下,风电机组中背靠背变流器直流电容以及 STATCOM 也能提供主动频率支撑。

图 6 揭示了本文所提协同策略优于其他 3 种策略的原因。从图中可以看出,在低频事件前期,永磁同步风电场在协同策略的控制下,能够提供更多的有功功率支撑,因而能显著提升主网频率最低点。

图 7~图 9 进一步展示了不同控制策略下,各类型调频资源(即 PMSG、背靠背变流器直流侧电容、STATCOM)有功功率动态。值得注意的是,由于采用了等效风电机组,所以每台机组的额定容量由 5 MW 变为 30 MW。不难看出,在协同控制策略下,除 PMSG 外,背靠背变流器和 STATCOM 直流侧电容也能为主网提供频率支撑。以 MPC 策略为例,当低频事件发生时,等效机组 WT1~WT4 输出有功功率分别由 21.98、20.41、21.44、17.70 MW 逐渐增大为 24.43、22.62、23.80、19.70 MW,背靠背变流器电容 C1~C4 输出有功功率分别由 0 增加至 0.06 MW,STATCOM 输出有功功率由 0 增加为 7 MW。相对应地,图 6 中风电场总输出有功功率由 81.62 MW 增加为 97.33 MW。

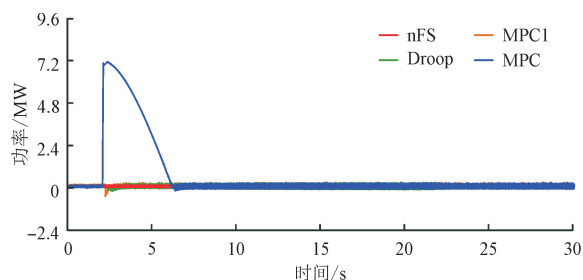


图 9 不同策略下 STATCOM 有功功率的动态变化
Fig. 9 Dynamics in active power of STATCOM under different strategies

图 10 展示了 STATCOM 直流侧电容能够为主网提供频率支撑的原因。由图可知,在频率事件期间,协同策略控制下的 STATCOM 直流侧电压由 8 kV 逐渐减小,直至稳定在 7 kV 左右。在此过程中,根据式(12),直流侧电容释放有功功率,为主网提供频率支撑。值得注意的是,在式(22)的约束作用下,STATCOM 的有功功率在 2.34~6.10 s 这段时间内逐渐下降至 0,而非突降,以避免主网产生二次频率跌落。

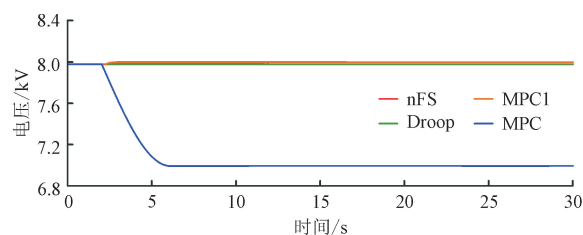


图 10 不同策略下 STATCOM 直流侧电压的动态变化
Fig. 10 Dynamics in DC voltage of STATCOM under different strategies

图 11 展示了低频事件期间,不同策略下永磁同步风电场无功功率动态。从图中可以看出,相较于下垂控制策略,在协同控制策略下,永磁同步风电场中的无功功率能够更快地被补偿。

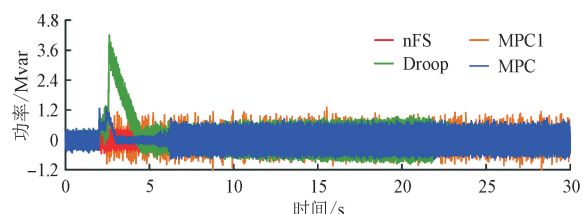


图 11 不同策略下永磁同步风电场无功功率的动态变化
Fig. 11 Dynamics in reactive power of permanent magnet synchronous wind farm under different strategies

图 12 展示了协同控制策略下,等效风电机组 W1 的 a 相低压侧输出电流动态。可以看出,低频

事件发生时,永磁同步风电机组电流逐渐增大,输出功率相应增加。此外,结合图 12 和表 2 中汇集网电缆长度、阻抗参数,计算得到汇集网电缆损耗约为 50 kW,占总传输功率的 0.167%。因此,汇集网功率损耗可以忽略不计。

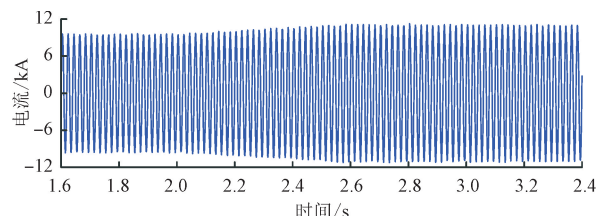


图 12 协同控制策略下风电机组 W1 的 a 相输出电流动态变化

Fig. 12 Dynamics in a-phase output current of wind energy conversion system W1 under the proposed coordinated MPC strategy

3.3 不同负荷突变场景仿真结果

本小节展示了所提多元调频资源协同控制策略在不同负荷突变场景时的算例仿真结果。设置了 3 个负荷突变场景,即负荷 B 在 2 s 时由 450 MW 分别增加了 21.6、28.8、36.0 MW,得到的仿真结果如图 13~图 14 所示。

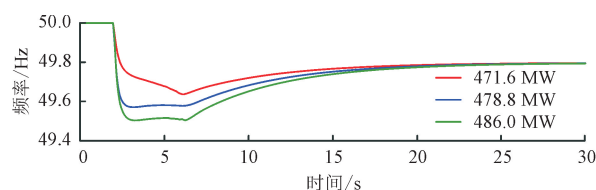


图 13 不同负荷突变场景下主网频率的动态变化

Fig. 13 Grid frequency dynamics under different load step change scenarios

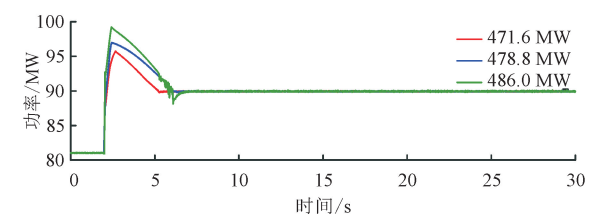


图 14 不同负荷突变场景下永磁同步风电场有功功率的动态变化

Fig. 14 Dynamics in active power of permanent magnet synchronous wind farm under different load step change scenarios

由图 13 可见,永磁同步风电场在负荷 B 突增 21.6 MW 场景下,主网频率最低跌至 49.64 Hz;在负荷 B 突增 28.8 MW 场景下,频率最低点为

49.58 Hz;在负荷 B 突增 36.0 MW 场景下,频率最低点则进一步降低至 49.51 Hz。图 14 给出了不同负荷突变场景下永磁同步风电场的输出功率动态。由图可见,在不同负荷突变场景下,永磁同步风电场输出功率存在差异。具体而言,随着负荷突增值增大,永磁同步风电场能够提供更多的有功功率,因而能够更好地支撑陆地主网频率。

4 结 论

为实现永磁同步风电场中多元调频资源协同控制,本文建立了 PMSG、背靠背变流器及 STATCOM 参与主网频率响应的数学模型,通过滚动优化与反馈校正机制,实现了 PMSG 备用功率、背靠背变流器直流电容储能与 STATCOM 短时有功功率的协同预测控制,在保证设备安全运行的前提下将风电场频率支撑能力最大化,并得到如下结论。

(1)与传统下垂控制方法相比,所提协同预测控制策略能够使主网频率最低点提升 0.06 Hz,验证了所提方法在提升主网频率稳定性方面的优越性。

(2)与传统下垂控制方法相比,所提协同预测控制策略能够使风电场无功功率波动降低 2.4 Mvar,表明了所提方法在抑制风电场无功波动方面具有优势。

(3)在不同负荷扰动时,所提协同预测控制策略体现出不同的主网频率支撑性能。当负荷扰动由 21.6 MW 增加至 36.0 MW 时,陆地主网的频率最低点由 49.64 Hz 降为 49.51 Hz,在此过程中,协同预测控制策略使得风电场调频功率逐渐增加,因而能够更好地支撑陆地主网频率。

参考文献:

- [1] 李特,王荣喜,高建民. 风电机组数据采集与监控系统异常数据识别方法 [J]. 西安交通大学学报, 2024, 58(3): 106-116.
LI Te, WANG Rongxi, GAO Jianmin. A method for abnormal data recognition of wind turbine supervisory control and data acquisition systems [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2024, 58(3): 106-116.
- [2] Global Wind Energy Council. Global wind report 2024 [EB/OL]. (2024-04-17) [2024-12-10]. <https://w3.windfair.net/wind-energy/news/46491-gwec-s-global-wind-report-2024>.
- [3] 张磊,晁璞璞,金泳霖,等. 适用于电网频率响应分析的直驱型风电场实用化等值方法 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(14): 200-207.
ZHANG Lei, CHAO Pupu, JIN Yonglin, et al. A practical equivalence method for direct-drive wind farms applicable to frequency characteristic analysis of grids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(14): 200-207.
- [4] 王祺,余鹏,郭建伟,等. 风机参与系统一次调频虚拟惯量优化控制 [J/OL]. 中国电机工程学报. (2025-02-19) [2025-03-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20250219.1008.002.html>.
WANG Qi, YU Peng, GUO Jianwei, et al. The wind turbine participates in the virtual inertia optimization control of the system's primary frequency modulation [J/OL]. Proceedings of the CSEE. (2025-02-19) [2025-03-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20250219.1008.002.html>.
- [5] 奥博宇,陈磊,闵勇,等. 提升变桨减载风电机组调频性能的模糊前馈控制 [J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4230-4244.
AO Boyu, CHEN Lei, MIN Yong. Fuzzy feedforward control to improve frequency regulation performance of deloaded wind turbine generator with pitch angle reserve [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4230-4244.
- [6] 姚雅涵,熊永新,姚伟,等. 面向电网频率快速支撑的风电场自适应分布式协调控制 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(2): 561-572.
YAO Yahan, XIONG Yongxin, YAO Wei, et al. Adaptive distributed cooperative control of wind farms for grid frequency fast support [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2): 561-572.
- [7] LI Yujun, XU Zhao, ØSTERGAARD J, et al. Coordinated control strategies for offshore wind farm integration via VSC-HVDC for system frequency support [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 843-856.
- [8] ZHU Jiebei, HU Jiabing, HUNG W, et al. Synthetic inertia control strategy for doubly fed induction generator wind turbine generators using lithium-ion supercapacitors [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2018, 33(2): 773-783.
- [9] 黎静华,敖国进,宋诚鑫,等. 超级电容参与风电调频的动态响应优化策略 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(17): 46-55.
LI Jinghua, AO Guojin, SONG Chengxin, et al. Optimal dynamic response strategy for supercapacitor participating in wind power frequency regulation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(17): 46-55.

- [10] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758-3771.
CHI Yongning, LIANG Wei, ZHANG Zhankui, et al. An overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3758-3771.
- [11] PRINCE M K K, ARIF M T, GARGOOM A, et al. Coordinated control of grid-connected PMSG based wind energy system with STATCOM and supercapacitor energy storage [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(3): 5108-5118.
- [12] HE Yufan, DU Wenjuan, FU Qiang, et al. Measurement-driven damping control based on the deep transfer reinforcement learning to suppress sub-synchronous oscillations in a large-scale renewable power system [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(5): 6649-6661.
- [13] 王玉芝, 王亮, 姜齐荣. 基于 STATCOM 的风电场 SSCI 附加阻尼抑制策略 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 49-55.
WANG Yuzhi, WANG Liang, JIANG Qirong. STATCOM based supplementary damping mitigation strategy for subsynchronous control interaction in wind farms [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 49-55.
- [14] 夏海涛, 周小平, 刘一锋, 等. 含串补及 STATCOM 的交直流系统稳定性分析及改善方法 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(22): 151-162.
XIA Haitao, ZHOU Xiaoping, LIU Yifeng, et al. Stability analysis and improvement method for AC/DC system with series compensation and STATCOMs [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(22): 151-162.
- [15] MOHANTY S, DAS A, SINGH B. Virtual inertia control for CHB-STATCOM in a power electronics dominated grid [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(5): 5517-5526.
- [16] KABSHA M M, RATHER Z H. A new control scheme for fast frequency support from HVDC connected offshore wind farm in low-inertia system [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1829-1837.
- [17] 闫家铭, 毕天姝, 胥国毅, 等. 海上风电经 VSC-HVDC 并网改进频率控制策略 [J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2021, 48(2): 11-19.
YAN Jiaming, BI Tianshu, XU Guoyi, et al. An improved frequency control strategy for offshore wind farm connected by VSC-HVDC [J]. Journal of North China Electric Power University(Natural Science Edition), 2021, 48(2): 11-19.
- [18] 于国星, 宋蕙慧, 马广富, 等. 含海上风电场的 VSC-MTDC 系统参与电网调频的顺序控制方法 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 123-132.
YU Guoxing, SONG Huihui, MA Guangfu, et al. Sequence control method for VSC-MTDC system with offshore wind farm participating in frequency regulation of power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 123-132.
- [19] ZHANG Zhihao, KOU Peng, ZHANG Yuanhang, et al. Coordinated predictive control of offshore DC collection grid and wind turbines for frequency response: a scheme without secondary frequency drop [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1488-1503.
- [20] 徐政. 海上风电送出主要方案及其关键技术问题 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21): 1-10.
XU Zheng. Main schemes and key technical problems for grid integration of offshore wind farm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 1-10.
- [21] 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.
YAO Gang, YANG Haomeng, ZHOU Lidan, et al. Development status and key technologies of large-capacity offshore wind turbines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 33-47.
- [22] 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.
- [23] ABB. Submarine cable systems attachment to XLPE land cable systems-user's guide; 2GM5007GB [R]. Fredericia: ABB Corporation, 2013.
- [24] MANAZ M A M, LU Channan. Design of resonance damper for wind energy conversion system providing frequency support service to low inertia power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4297-4306.
- [25] 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.
- [26] 高本锋, 王刚, 邵冰冰, 等. 基于主导度分析的直驱

- 风电场奇异摄动降阶方法 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(7): 2449-2461.
- GAO Benfeng, WANG Gang, SHAO Bingbing, et al. Singular perturbation approximation method based on the dominant degree analysis for direct drive wind farm [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(7): 2449-2461.
- [27] NGUYEN P T H, STÜDLI S, BRASLAVSKY J H, et al. Lyapunov stability of grid-connected wind turbines with permanent magnet synchronous generator [J]. European Journal of Control, 2022, 65: 100615.
- [28] ZHOU Jiayu, TANG Fen, XIN Zhen, et al. Differences between continuous single-phase and online three-phase power-decoupled converters [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(4): 3487-3503.
- [29] ZHAO Haoran, WU Qiuwei, HUANG Shaojun, et al. Fatigue load sensitivity-based optimal active power dispatch for wind farms [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1247-1259.
- (编辑 李慧敏)