

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231363

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

王育飞¹, 张文韬¹, 杨铭诚², 黄敏丽³, 于艾清¹, 薛花¹, 林顺富¹

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 国网上海市电力公司市北供电公司, 上海 200040;
3. 上海勘察设计研究院(集团)有限公司, 上海 200093)

摘要: 为提高大规模风电并网后电网频率稳定性, 降低风储系统调频成本, 提出考虑虚拟控制参数调节的优化模型预测控制策略。首先, 计及储能系统对电网惯性水平与阻尼能力的作用, 引入双曲正切函数自适应调节储能系统虚拟控制参数, 满足不同时段的调频需求。然后, 基于风储系统状态方程建立预测模型, 以频率偏差与调频成本最小为控制目标, 设计自适应模型预测控制策略。最后, 搭建仿真模型, 在阶跃和连续负荷扰动工况下对不同控制策略的效果进行对比分析。结果表明, 所提控制策略能够有效改善电网调频效果, 优化储能系统和风电机组的出力, 具有更优的协同控制性能。

关键词: 风电机组; 储能系统; 一次调频; 虚拟控制参数; 模型预测控制

Combined wind-storage system frequency regulation optimization model predictive control considering virtual control parameter adjustment

WANG Yufei¹, ZHANG Wentao¹, YANG Mingcheng², HUANG Minli³, YU Aiqing¹, XUE Hua¹, LIN Shunfu¹
(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2. North Power Supply Branch, State Grid Shanghai Electric Power Company, Shanghai 200040, China;
3. SGIDI Engineering Consulting (Group) Co., Ltd., Shanghai 200093, China)

Abstract: To improve the frequency stability of the power grid after large-scale wind power integration, and reduce the frequency regulation cost of the wind-storage system, an optimal model predictive control strategy considering virtual control parameter adjustment is proposed. First, considering the effect of the energy storage system on the inertia level and damping capacity of the power grid, the hyperbolic tangent function is adopted to adaptively adjust the virtual control parameters of the energy storage system to meet the frequency regulation requirements in different periods. Secondly, the prediction model is established based on the state equations of the wind-storage system, and the adaptive model predictive control strategy is designed with the minimum frequency deviation and frequency regulation cost as the control objectives. Finally, a simulation model is built to compare and analyze the effects of different control strategies in step and continuous load disturbance conditions. The results show that the proposed control strategy can effectively improve the frequency regulation effect of the power grid, optimize the output power of the energy storage system and wind turbines, and has better cooperative control performance.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977127).

Key words: wind turbine; energy storage; primary frequency regulation; virtual control parameters; model predictive control

0 引言

近年来, 风电装机容量在全球范围内持续攀升, 其在风电资源丰富的国家已成为主流发电形式^[1-2]。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977127); 上海市科技创新行动计划项目资助(22010501400)

但由于风电机组不具备主动响应频率变化的能力, 大规模风电接入会降低电网频率稳定性, 为改善高风电渗透率的电网频率稳定性, 目前风电机组通过一定的控制策略具备参与一次调频的能力^[3-4]。但由于风能具有波动性, 且受风电机组固有特性约束, 其调频能力有限且存在不确定性, 有时难以达到预期调频效果^[5]。

随着储能技术发展, 电池储能具有快速响应、灵活控制的特性, 可弥补风电机组调频能力不足与风能不确定性的影响, 以有限容量的储能赋予低惯性风电机组可靠的频率响应能力^[6-7]。但目前储能成本仍然较高, 且在运行过程中受到容量的约束, 仅依靠储能参与调频不利于大规模推广^[8]。

已有学者针对风电和储能联合参与调频开展了相关研究。文献[9]分别对虚拟惯性系数与虚拟下垂系数进行设置, 保证风机在频率波动时能够提供快速且持久的功率支撑, 防止频率出现二次跌落。文献[10]通过量化机组的实时调频能力, 整定机组调频参与度系数, 协调控制风储系统出力。文献[11]提出一种考虑储能荷电状态(state of charge, SOC)的风储系统联合控制策略, 根据荷电状态调整控制系数, 在保证 SOC 不越限的基础上改善最终调频效果。文献[12]提出基于虚拟同步机技术的风储协同控制策略, 综合风电机组与储能系统各自出力特点, 按照储能优先出力、风机补充出力的原则整定各自的控制系数。但实际风电机组与储能系统运行时存在功率及容量约束, 传统方法处理约束条件的能力不足, 且不具有最优性, 因而造成其实用性较差。

近年来, 智能优化算法的兴起亦为风储联合调频提供了新方向^[13]。文献[14]利用模糊逻辑控制求解风储联合系统在频率波动下的调频参与度系数, 进而调节风机与储能的有功出力。然而, 模糊控制器的性能通常与智能规则有关, 智能规则由长期经验和知识定义, 难以实现最优化控制。模型预测控制(model predictive control, MPC)是一种最优控制技术, 能够很好地解决多约束条件下的优化问题, 已有研究采用 MPC 解决调频的最优控制问题^[15-17]。文献[15]根据未来一个预测周期内风速波动情况, 采用 MPC 控制器提前修正当前时刻充放电行为, 以改善风速不确定性对调频能力的影响, 提高风电机组调频能力。文献[16]利用 MPC 控制器进行储能调频, 可准确地预测一次调频的临界时间, 从而更好地进行参数估计。从风储联合调频经济角度出发, 文献[17]在考虑风电场和储能各自约束条件的前提下, 设计 MPC 控制器并通过求解滚动时域最优控制问题协调了风电机组与储能系统之间的出力分配。然而, 目前基于 MPC 的研究大多将风机与储能单独考虑, 或仅基于经济效益实现风机和储能的功率最优有功分配, 未能充分发挥该控制器的优势。

综上所述, 针对电网调频需求动态变化, 现有研究较少从电网频率响应特性出发构建灵活的协调控制策略; 仅考虑频率改善效果时, 受到风机与储能装置功率与容量的约束, 不能充分发挥风电机组

的调频能力, 导致所需储能容量较大, 经济性较差。

为此, 提出一种考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频自适应模型预测控制。首先, 从风电并网后的频率响应特性出发, 分析储能系统与电网之间的交互作用。其次, 考虑不同时段下电网频率性能需求, 引入双曲正切函数模型设计电池储能系统虚拟控制参数综合调节方法。随后, 基于提出的自适应模型预测控制以优化储能系统与风电机组的协同控制性能。最后, 通过仿真验证所提控制策略在不同工况下的有效性。

1 考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频控制

由于风电机组受转子转速约束和变桨控制响应速度影响, 难以满足调频需求^[18]。利用储能系统的柔性控制特性协同风电机组调频, 不仅能有效弥补风电机组在低风速下备用容量的不足, 实现风电机组在全风速下的一次调频, 还能在中高风速下提升风电机组调频效果并降低弃风量, 进一步提高风电场调频的稳定性和经济性。风电场中风电机组和储能系统协同运行控制的总体结构如图 1 所示。

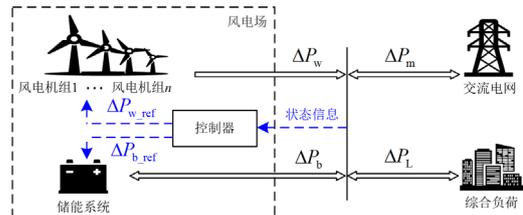


图 1 风储联合调频系统结构图

Fig. 1 Structure diagram of wind-storage combined frequency regulation system

图 1 中, 风电场由储能系统与 n 台风电机组进行等值表示; 综合负荷由居民、工业和商业负荷组成。 ΔP_m 、 ΔP_b 、 ΔP_w 分别为传统同步机组、储能系统与风电机组有功出力变化量; ΔP_L 为综合负荷扰动; ΔP_{b_ref} 为储能系统的输出功率参考值; ΔP_{w_ref} 为风电机组的输出功率参考值。当负荷变化导致有功功率不平衡, 对电网频率产生一定波动时, 控制器根据电网频率、风电机组及储能系统运行状态进行协调优化控制。

1.1 风电机组的频率响应特性

根据与电网调频的关联性, 风电场主要分为两类: (1) 风电机组不主动响应电网调频需求; (2) 风电机组通过附加控制环节, 使其具有一次调频能力。

1) 风电机组不主动响应电网调频需求

风电机组本身基本不具有传统同步发电机的

一次调频和惯量响应能力, 随着渗透率的提升和同步发电机数量的降低, 系统用于一次调频的备用容量减少, 采用渗透率系数 η 对风电并网后的电网调频参数进行重新整定, 以分析该场景下的频率调节机制与特性^[11]。对风电渗透率为 η 的电网而言, 整定后的惯性时间常数 H_G^w 及阻尼系数 D_G^w 如式(1)所示。

$$\begin{cases} H_G^w = H_G \cdot (1 - \eta) \\ D_G^w = D_L + D_G \cdot (1 - \eta) \end{cases} \quad (1)$$

式中: H_G 为同步发电机组惯性时间常数; D_L 为负荷阻尼系数; D_G 为同步发电机阻尼系数。

2) 风电机组主动参与电网一次调频

风电场通过减载控制使风电机组运行在风能转换曲线的次优点, 从而具备一次调频能力^[19]。风电机组的减载控制主要可以分为转子超速控制方式与桨距角控制方式, 其基本原理如图 2 所示。

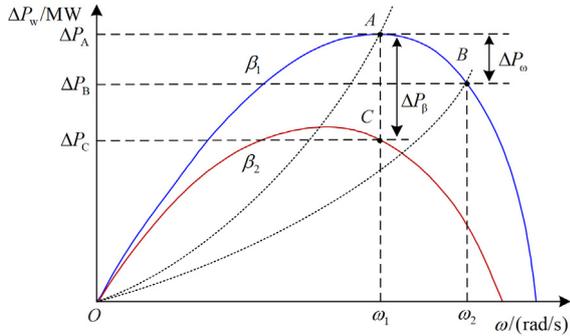


图 2 风电机组减载控制原理

Fig. 2 Wind turbine load shedding control principle

一方面, 风电机组通过如图 2 所示的转子超速与桨距角控制, 在短期预留功率备用从而主动响应一次调频; 另一方面, 以功率预留系数形式表示风电机组一次调频的功率, 同时以风电机组等值表示风电场的运行控制^[18]。当功率预留系数为 d 时, 风电机组的输出功率 P_D 为

$$P_D = (1 - d) \cdot P_{opt} \quad (2)$$

式中, P_{opt} 为 MPPT 运行时风电机组功率。

风电机组通过附加控制环节参与调频控制, 此时风电机组输出功率 P_{ref} 可表示为

$$P_{ref} = P_D + K_p \frac{d\Delta f}{dt} + K_d \Delta f \quad (3)$$

式中: K_p 、 K_d 分别为风电机组虚拟惯性系数与虚拟下垂系数, 且均为定值; Δf 为电网频率偏差。

考虑风电机组通过定系数控制主动参与调频, 此时电网惯性时间常数 H^w 及阻尼系数 D^w 如式(4)

所示。

$$\begin{cases} H^w = H_G \cdot (1 - \eta) + \eta \cdot K_d \\ D^w = D_L + D_G \cdot (1 - \eta) + \eta \cdot K_p \end{cases} \quad (4)$$

1.2 虚拟控制参数调节的频率响应控制

一方面, 改变电网等效惯性大小可对频率波动的抑制产生影响, 而等效阻尼系数的设置则影响电网暂态响应持续时间^[20]; 另一方面, 电网在不同时段与状态下对惯性水平与阻尼能力的需求不一, 采用固定控制参数的改善效果较为有限。风电机组减载控制由于固有特性限制, 相较于储能系统, 其控制和运行参数对电网频率稳定性的影响更复杂^[21], 难以进行可靠调节。因此利用储能虚拟控制参数灵活可变、简单可控的优势, 构建综合控制实现储能两种经典控制模式优势互补的同时, 发挥其调频潜力以有效应对风电并网下的调频需求, 进而改善频率的稳定性。

1.2.1 储能系统虚拟控制参数调节影响分析

风电大规模并网后导致同步发电机的容量占比降低, 电网等效惯性系数减小, 而负荷扰动造成的频率变化与系统惯性、系统阻尼系数密切相关。为挖掘储能系统对高风电渗透下电网动态特性的影响及其规律, 对二者间动态交互作用进行分析。

电网输出电磁功率增量受到同步发电机功角、储能功率增量与风电机组功率增量的共同影响, 如式(5)所示。

$$\begin{cases} T_J \cdot \frac{d\Delta f}{dt} = -T_S \cdot \frac{\Delta \delta}{2\pi} + \Delta P_b + \Delta P_w - T_D \cdot \Delta f \\ T_J = 2H_G^w, T_D = D_G^w \end{cases} \quad (5)$$

式中: T_J 、 T_S 与 T_D 分别为风电并网下电网等效惯性系数、同步系数与等效阻尼系数; $\Delta \delta$ 为同步发电机功角偏差。

参考文献[22], 储能装置通过设置虚拟下垂与虚拟惯性控制参数, 模拟同步发电机改善电网频率。此时, 若风电机组参与调频, 可得式(6)。

$$\begin{aligned} (2H_G^w + K_p + M_b) \cdot \frac{d\Delta f}{dt} = \\ -T_S \cdot \frac{\Delta \delta}{2\pi} - (D_G^w + K_d + K_b) \cdot \Delta f \end{aligned} \quad (6)$$

将式(6)与式(5)进行对比, 可得

$$\begin{cases} T_J = 2H_G^w + K_p + M_b \\ T_D = D_G^w + K_d + K_b \end{cases} \quad (7)$$

式中, M_b 、 K_b 分别为储能系统虚拟惯性和虚拟下垂控制参数。由于风电机组控制系数 K_p 、 K_d 取定值, 因此, 电网等效惯性与阻尼系数受储能系统虚

拟控制系数 M_b 与 K_b 影响。当储能系统的虚拟控制参数发生变化时, 电网的惯性水平及阻尼能力也将发生变化。

1.2.2 基于双曲正切函数的虚拟控制参数调节策略

为实现储能系统虚拟控制参数的有效调节, 需结合电网频率响应特性与期望的调节要求, 进行相应规则的设定, 将大规模风电并网下的典型电网频率振荡调节过程划分为 4 个时段区间^[23], 如图 3 所示, 其中 f_0 为电网额定频率, 即为 50 Hz。

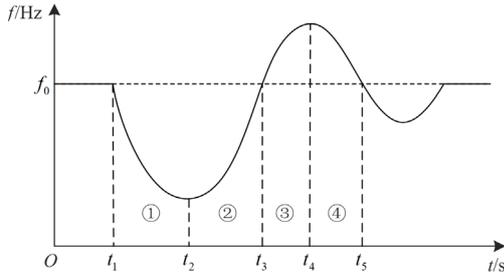


图 3 电网频率振荡调节过程

Fig. 3 Grid frequency oscillation regulation process

当频率不能稳定于正常频率 f_0 时, 为兼顾不同时段区间下的频率性能要求, 惯性系数、阻尼系数和频率之间需相互适应。结合频率曲线, 对惯性系数 H 与阻尼系数 D 按表 1 所示的变化原则进行调节, 以满足不同情况下频率调节的快速性与稳定性的要求。

表 1 不同时段区间 H 与 D 的变化原则

Table 1 Variation principle of interval H and D in different time periods

时段区间	f	df/dt	H	D
①: t_1-t_2	$f < f_0$	< 0	适当增加	适当减少
②: t_2-t_3	$f < f_0$	> 0	适当减少	适当增加
③: t_3-t_4	$f > f_0$	> 0	适当增加	适当减少
④: t_4-t_5	$f > f_0$	< 0	适当减少	适当增加

由 1.2.1 节分析可知, 通过改变储能虚拟控制参数, 即可等效改变电网惯性和阻尼。根据实际调频过程中对惯性与阻尼的需求, 利用储能控制参数灵活可变的优势, 结合各时段区间惯性与阻尼系数的变化特点, 对其虚拟控制参数进行相应调节。双曲正切函数模型在参数调节方面具有良好的灵活性, 相较于其他数学函数模型, 更符合各时段区间虚拟控制参数的调节需求, 可以减少系统设计和调试的复杂度, 有助于提高控制算法的运算效率。因此选用双曲正切函数模型设计综合控制策略, 以辅助提升电网惯性水平和阻尼能力, 从而满足大规模风电并网下的调频需求, 其具体原理如下。

当处于时段区间①、③时, 有

$$\begin{cases} M_b = \left(1 - \frac{e^{n_1 \cdot |\Delta f|} - e^{-n_1 \cdot |\Delta f|}}{e^{n_1 \cdot |\Delta f|} + e^{-n_1 \cdot |\Delta f|}} \right) \cdot M_{b0} \geq 0.5 M_{b0} \\ K_b = \frac{e^{n_1 \cdot |\Delta f|} - e^{-n_1 \cdot |\Delta f|}}{e^{n_1 \cdot |\Delta f|} + e^{-n_1 \cdot |\Delta f|}} \cdot K_{b0} \leq 0.5 K_{b0} \end{cases} \quad (8)$$

当处于时段区间②、④时, 有

$$\begin{cases} M_b = \left[1 - \frac{e^{n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})} - e^{-n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})}}{e^{n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})} + e^{-n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})}} \right] \cdot M_{b0} \leq 0.5 M_{b0} \\ K_b = \frac{e^{n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})} - e^{-n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})}}{e^{n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})} + e^{-n_2 \cdot (\Delta f + \Delta f_{\max})}} \cdot K_{b0} \geq 0.5 K_{b0} \end{cases} \quad (9)$$

式中: n_1 与 n_2 分别为双曲正切函数在不同时段区间的指数系数; M_{b0} 与 K_{b0} 分别为电池储能系统初始设定的虚拟惯性和虚拟下垂控制参数; Δf_{\max} 为最大频率偏差。

根据式(8)与式(9)所示的双曲正切函数改变储能虚拟控制参数 M_b 与 K_b , 两者初值皆取 $5^{[24]}$ 。当 n_1 、 n_2 值较小时, 控制系数随频率变化趋势缓慢; 当 n_1 、 n_2 值较大时, 控制参数仅在很小的一段范围内随频率有较大变化。为避免参数变化太快并保证最终达到较好的调节效果, n_1 、 n_2 均取 10, 储能虚拟控制参数与频率偏差间的关系曲线如图 4 所示。

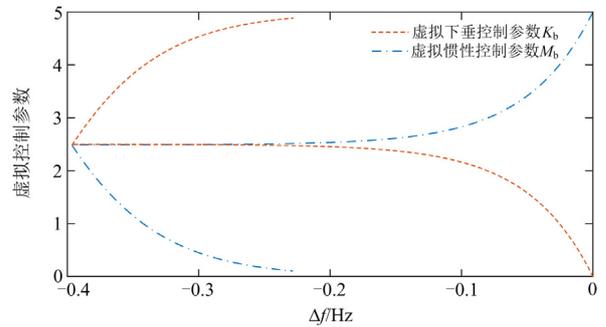


图 4 储能虚拟控制参数与频率偏差间关系

Fig. 4 Relationship between energy storage virtual control parameters and frequency deviation

由图 4 可见, 随着频率偏差的绝对值逐渐增大, M_b 由较大值较快减至中值, K_b 由较小值较快增至中值, 增大电网等效惯性系数, 有效抑制频率偏差变化率, 较好适应时段区间①、③内电网惯性能力的调节特性; 而当频率偏差的绝对值达到最大值时, 电网频率开始恢复, M_b 较快减至较小值, 而 K_b 则较快增至最大值, 增大电网等效阻尼系数, 可良好适应时段区间②、④内电网阻尼水平的变化特性。

2 风储联合调频的优化模型预测控制

仅依靠当前时刻电网频率状态以调节控制参数的综合控制不具有最优性且处理约束条件的能力较差。同时, 储能系统与风电机组进行协同调频需权衡系统需求、风电机组控制能力与储能系统状态间关系, 不仅要确保频率波动时两者能提供有效功率支撑, 还需保证两者运行时对系统的冲击尽量小。因此, 实现两者协同调频优势互补的关键在于考虑储能出力深度与风电机组控制能力进行出力优化控制, 优化控制方法的优劣不仅关乎频率的改善效果,

且对两者运行效益产生影响^[13]。综合储能虚拟控制参数自适应调节, 考虑风电机组与储能系统实际工作状态, 在确保安全的情况下, 通过 MPC 控制器获取最优控制出力, 实现两者灵活配合以进一步提升协同控制性能。

2.1 预测模型建立

构建风储联合调频系统控制的动态模型, 具体如图 5 所示。图 5 中, 交流电网因包含传统的同步发电机组, 具有一次调频能力, 将其由传统同步发电机进行等效, 以火电机组为例, 由调速器与汽轮机构成, 如式(10)一式(12)所示。

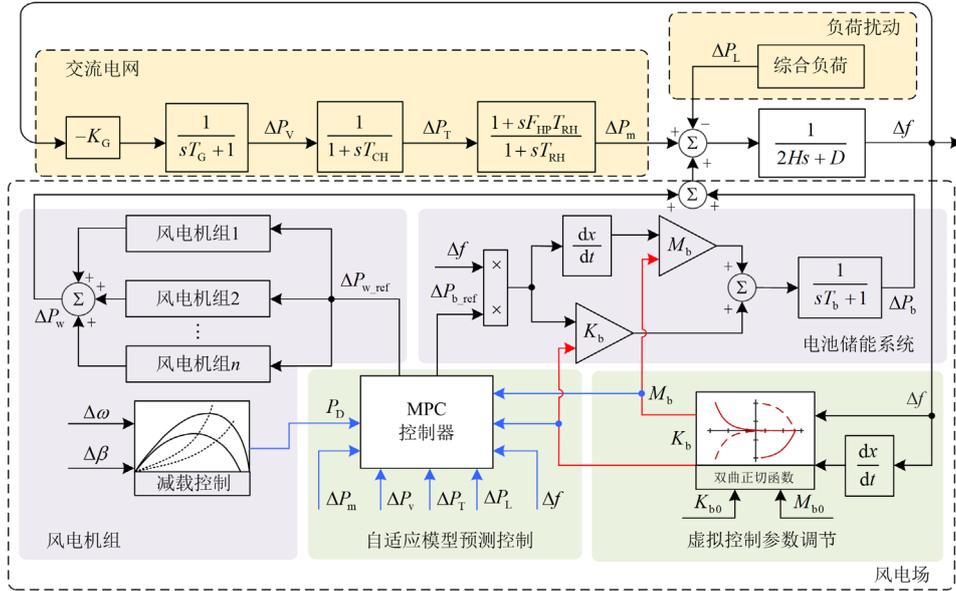


图 5 所提风储联合调频系统控制的动态模型

Fig. 5 The proposed dynamic control model of wind-storage combined frequency regulation system

$$\Delta P_V = -K_G \cdot \Delta f \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_G} \quad (10)$$

$$\Delta P_T = \frac{1}{1+s \cdot T_{CH}} \cdot \Delta P_V \quad (11)$$

$$\Delta P_m = \frac{1+s \cdot F_{HP} \cdot T_{RH}}{1+s \cdot T_{RH}} \cdot \Delta P_T \quad (12)$$

式中: ΔP_V 、 ΔP_T 分别为火电机组阀门开度功率增量与再热器热功率增量; ΔP_m 为火电机组出力变化量; K_G 为火电机组单位调节功率系数; T_G 、 T_{CH} 、 T_{RH} 分别为调速器、汽轮机的控制阀和再热器的响应时间常数; F_{HP} 为汽轮机的高压汽缸功率比例。

考虑到一次调频的时间尺度较短, 且研究采用的是简化模型, 因此假定风电机组在参与调频过程中风速不发生改变。当风电机组以减载控制主动响应一次调频时, 通过计算风电机组的输出功率参考

值, 得到其有功出力变化 ΔP_w 为

$$\Delta P_w = \Delta P_{w_ref} \cdot \frac{n}{1+s \cdot T_w} \quad (13)$$

式中, T_w 为风电机组的控制响应时间常数。

考虑到虚拟下垂与虚拟惯性两种经典控制模式的优势互补, 储能系统采用两者相结合的综合控制方式, 即

$$\Delta P_b = -(K_b + M_b \cdot s) \cdot \Delta f \cdot \frac{\Delta P_{b_ref}}{s \cdot T_b + 1} \quad (14)$$

式中: ΔP_b 为储能出力变化量; T_b 为储能系统的控制响应时间常数。

对储能系统而言, 需利用荷电状态监测模块对其 SOC 变化进行监测, 其表达式为

$$Q_{SOC} = Q_{SOC0} - \frac{c_1 \cdot \eta_{ch} \cdot \Delta P_b \cdot T}{E_b} - \frac{c_2 \cdot \Delta P_b \cdot T}{\eta_{dis} \cdot E_b} \quad (15)$$

式中: $Q_{\text{SOC}0}$ 为储能系统初始 SOC 值; c_1 、 c_2 分别为储能系统充电切换系数与放电切换系数; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为储能系统的充电效率与放电效率; T 为储能系统 SOC 的采样时间; E_b 为电池储能系统的额定容量。

由于储能系统不能同时充放电, 不计其充放电效率后 SOC 表达式为

$$Q_{\text{SOC}} = Q_{\text{SOC}0} - \frac{\Delta P_b \cdot T}{E_b} \quad (16)$$

综上所述, 结合图 5 建立储能系统协同风电机组一次调频的时域动态方程为

$$\Delta f = (\Delta P_b + \Delta P_w + \Delta P_m - \Delta P_L) \cdot \frac{1}{2H \cdot s + D} \quad (17)$$

$$\mathbf{A}_m = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_G} & 0 & 0 & \frac{-1/R}{T_G} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{\text{CH}}} & -\frac{1}{T_{\text{CH}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{F_{\text{HP}}}{T_{\text{CH}}} & \frac{1}{T_{\text{RH}}} - \frac{F_{\text{HP}}}{T_{\text{CH}}} & -\frac{1}{T_{\text{RH}}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2H} & \frac{-D}{2H} & \frac{1}{2H} & \frac{1}{2H} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{M_b}{2H \cdot T_b} & \frac{K_b}{T_b} - \frac{D \cdot M_b}{2H \cdot T_b} & \frac{M_b}{2H \cdot T_b} & \frac{1}{T_b} & \frac{M_b}{2H \cdot T_b} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{n}{T_w} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{E_b} & 0 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{B}_m = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{1}{T_b} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{n}{T_w} \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{E}_m = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{2H} \\ \frac{M_b}{2H \cdot T_b} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{C}_m = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta P_V \\ \Delta P_T \\ \Delta P_m \\ \Delta f \\ \Delta P_b \\ \Delta P_w \\ Q_{\text{SOC}} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{U}^T = [\Delta P_{b_{\text{ref}}} \quad \Delta P_{w_{\text{ref}}}], \mathbf{W} = [\Delta P_L], \mathbf{Y} = [\Delta f \quad \Delta P_b \quad \Delta P_w \quad Q_{\text{SOC}}]$$

为实现对输出变量的预测, 基于式(17)的连续模型, 采用前向欧拉法获得采样时间间隔为 ΔT_s 的离散状态空间模型, 即

$$\begin{cases} \mathbf{x}_m(k+1) = \mathbf{A}_d \cdot \mathbf{x}_m(k) + \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{u}(k) + \mathbf{E}_d \cdot \mathbf{w}(k) \\ \mathbf{y}(k) = \mathbf{C}_d \cdot \mathbf{x}_m(k) \end{cases} \quad (19)$$

其中:

式中: H 为系统惯性时间常数; D 为系统阻尼系数。

预测模型是对未来时间段内储能系统与风电机组输出功率进行预测, 为后续滚动优化与反馈校正的实施奠定了基础^[25]。由于状态空间模型具有较好的控制性能, 且与非线性电力系统的适配性较好, 建立如式(18)所示的状态空间模型^[15-17]。

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}_m \mathbf{X} + \mathbf{B}_m \mathbf{U} + \mathbf{E}_m \mathbf{W} \\ \mathbf{Y} = \mathbf{C}_m \mathbf{X} \end{cases} \quad (18)$$

式中: \mathbf{X} 、 \mathbf{U} 、 \mathbf{W} 与 \mathbf{Y} 分别为状态变量、控制输入变量、干扰变量和输出变量; \mathbf{A}_m 、 \mathbf{B}_m 、 \mathbf{E}_m 与 \mathbf{C}_m 分别为状态矩阵、控制输入矩阵、干扰矩阵和输出矩阵, 具体表示为

$$\mathbf{A}_d = e^{\mathbf{A}_m \Delta T_s}, \mathbf{B}_d = \int_0^{\Delta T_s} e^{\mathbf{A}_m t} \cdot \mathbf{B}_m dt,$$

$$\mathbf{E}_d = \int_0^{\Delta T_s} e^{\mathbf{A}_m t} \cdot \mathbf{E}_m dt$$

式中: $\mathbf{x}_m(k)$ 、 $\mathbf{u}(k)$ 、 $\mathbf{w}(k)$ 与 $\mathbf{y}(k)$ 分别为 k 时刻的状态变量、控制输入变量、干扰变量和输出变量; \mathbf{A}_d 、 \mathbf{B}_d 、 \mathbf{E}_d 与 \mathbf{C}_d 分别为离散状态下的状态矩阵、控制输入矩阵、干扰矩阵和输出矩阵。

以离散形式的状态空间模型为基础, 在 k 时刻对 $k+i$ 时刻的控制输出进行预测, 进一步采用滚动优化方法设定目标函数实现储能系统与风电机组间协同优化控制。

2.2 滚动优化

所设计的用于风电场调频的储能系统自适应 MPC 控制器需满足以下要求: 减小电网频率偏差、降低调频过程中所付出的经济成本。因此, 设定如下二次规划目标函数作为优化协同控制性能的目标。

$$\min J = \min \sum_{i=1}^{N_p} [\mathbf{Y}(k+i|k) - \mathbf{R}(k+i)]^T \cdot \mathbf{\Gamma}_y \cdot [\mathbf{Y}(k+i|k) - \mathbf{R}(k+i)] \quad (20)$$

式中: N_p 为预测时间长度; $\mathbf{Y}(k+i|k)$ 为在 k 时刻对 $k+i$ 时刻的输出矩阵 \mathbf{Y} 的预测值; $\mathbf{R}(k+i)$ 为输出变量在 $k+i$ 时刻的参考矩阵; $\mathbf{\Gamma}_y$ 为输出变量的加权矩阵。

上述目标函数中, $\mathbf{\Gamma}_y$ 由权重系数 a_1 、 a_2 、 a_3 与 a_4 组成的对角阵。其中, 应保证减小频率偏差的优先级, 其权重系数 a_1 设为大值。风电机组调频过程中的经济成本主要考虑初始运行状态下风机增加或减少功率产生的机械磨损^[12], 储能系统调频过程中的经济成本主要考虑频繁调用时 SOC 偏移以及输出功率变化导致的寿命衰减^[17], 权重系数 a_2 、 a_3 与 a_4 的具体数值可根据实际工程需求灵活设置。

为防止出现调频成本低但剩余调频能力小的机组一直承担调频任务, 并考虑不同风速下风电机组减载量对最终模型预测结果的影响, 引入抗拒系数自适应调节风电机组与储能系统的权重系数, 该系数表示机组对参与调频的抗拒程度, 以低 SOC 的储能系统为例, 此时储能系统的充电抗拒系数较小, 放电抗拒系数较大, 需要提高储能系统的充电意愿, 降低放电意愿。储能系统抗拒系数具体表达式为

$$\begin{cases} K_b^c(k+i) = Q_{\text{SOC}}(k+i) - Q_{\text{SOCmin}} \\ K_b^d(k+i) = Q_{\text{SOCmax}} - Q_{\text{SOC}}(k+i) \end{cases} \quad (21)$$

式中: $K_b^c(k+i)$ 、 $K_b^d(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻储能系统充电与放电抗拒系数; $Q_{\text{SOC}}(k+i)$ 为 $k+i$ 时刻储能系统 SOC 值; Q_{SOCmax} 、 Q_{SOCmin} 分别为储能系统 SOC 上下限。

同理, 风电机组的抗拒系数根据减载量计算。为防止求解所得的抗拒系数过大, 对抗拒系数进行归一化处理。同时希望在频率跌落时, 增大风机出力以降低风电机组弃风率, 在频率升高时, 增大储能出力以提高储能系统储存电量, 可得最终 $k+i$ 时刻各机组抗拒系数为

$$\begin{cases} K_b(k+i) = 0.3\lambda_1 \overline{K_b^c}(k+i) + 0.7\lambda_2 \overline{K_b^d}(k+i) \\ K_w(k+i) = 0.7\lambda_1 \overline{K_w^c}(k+i) + 0.3\lambda_2 \overline{K_w^d}(k+i) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $K_b(k+i)$ 、 $K_w(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻储能系统与风电机组的抗拒系数; λ_1 、 λ_2 分别为储能系统与风电机组参与向上、向下调频的标志, 参与向上调频时, $\lambda_1=1$ 、 $\lambda_2=0$, 参与向下调频时, $\lambda_1=0$ 、 $\lambda_2=1$; $\overline{K_b^c}(k+i)$ 、 $\overline{K_b^d}(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻储能系统归一化后的充电与放电抗拒系数; $\overline{K_w^c}(k+i)$ 、 $\overline{K_w^d}(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻风电机组归一化后的充电与放电抗拒系数。

对于参考矩阵 \mathbf{R} 的设置, $k+i$ 时刻频率偏差尽量靠近所设定调频死区值 ± 0.033 Hz; $k+i$ 时刻储能系统与风电场功率变化量参考值皆设为 0; $k+i$ 时刻的储能 SOC 参考值设为其 SOC 初始值。

为保证储能系统与风电机组两者安全与合理运行, 还需满足如下约束。

1) 电池储能系统功率约束

为确保储能运行的安全性, 需对其功率进行约束, 严格限制其充放电功率大小, 假设初始时刻储能功率为 0, 其功率变化量 $\Delta P_b(k+i)$ 不得超过额定功率, 即

$$-P_b \leq \Delta P_b(k+i) \leq P_b \quad (23)$$

式中, P_b 为储能系统的额定功率。

2) 电池储能系统 SOC 约束

过充过放会导致储能系统的使用寿命衰减, 需将其限制在设定的范围之内, 如式(24)所示。

$$Q_{\text{SOCmin}} \leq Q_{\text{SOC}}(k+i) \leq Q_{\text{SOCmax}} \quad (24)$$

3) 风电机组减载功率约束

风电机组通过减载控制模式参与一次调频, 根据当前风电机组运行状态, 其输出功率变化量 $\Delta P_w(k+i)$ 约束如式(25)所示^[6]。

$$-\Delta P_{\text{dn_max}} \leq \Delta P_w(k+i) \leq \Delta P_{\text{up_max}} \quad (25)$$

式中, $\Delta P_{\text{up_max}}$ 、 $\Delta P_{\text{dn_max}}$ 分别为风电机组的最大可上、下调功率变化量。

由于预测模型中存在不可避免的不匹配问题以及受实际系统中的噪声干扰等其他影响, 使所得预测值与实际值之间存在一定误差, 因此 MPC 控制器需在滚动优化之后进行误差反馈, 以提高所求解储能系统与风电机组出力变化量的精度。采用实测值初始化与递归预测误差修正组合的策略, 具体阐述为: 将 ΔP_w 和 ΔP_b 的实测值作为下一时刻滚动优化的初始值, 同时利用 k 时刻的实际输出与 $k-1$ 时刻的预测值之间的偏差作为 k 时刻预测误差的估

计值, 对 $k+1$ 时刻的预测值进行修正, 提高系统的预测精度^[15], 即

$$\Delta P_0(k+1) = \Delta P_{\text{real}}(k) \quad (26)$$

$$\Delta P_1(k+1) = \Delta P_{\text{predict}}(k+1) + \xi(\Delta P_0(k+1) - \Delta P_{\text{predict}}(k)) \quad (27)$$

式中: $\Delta P_0(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻滚动优化的功率增量初始值; $\Delta P_{\text{real}}(k)$ 为 k 时刻实际测量的输出功率增量; $\Delta P_1(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻修正的预测功率增量; $\Delta P_{\text{predict}}(k+1)$ 为 k 时刻下发控制指令后在 $k+1$ 时刻的预测功率增量; $\Delta P_{\text{predict}}(k)$ 为 $k-1$ 时刻下发控制指令后在 k 时刻的预测功率增量; ξ 为校正因子, 其大小会影响预测值的校正效率, 本文取 0.1。

2.3 自适应综合控制流程

综上所述, 所提自适应综合控制首先通过储能虚拟控制参数自适应调节策略, 改变电网惯性能力和阻尼水平以满足不同时刻频率性能需求, 在储能系统自适应综合控制策略的基础上, 提出自适应 MPC 控制以优化风储出力, 提升风储联合参与一次调频的协调控制效果, 求解流程如图 6 所示。

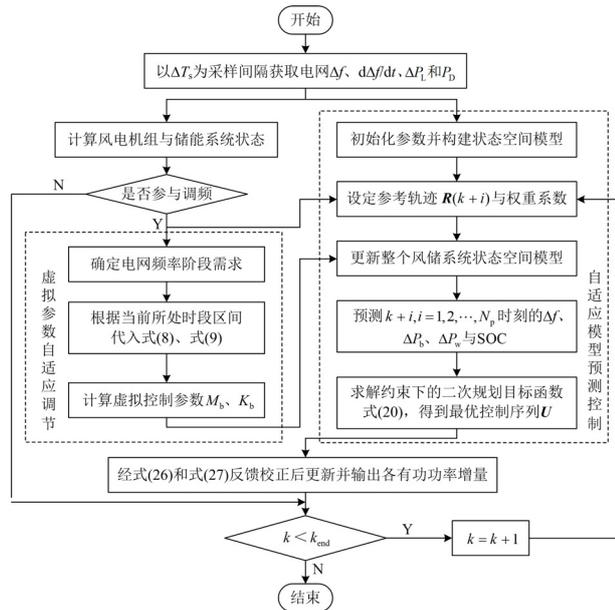


图 6 自适应模型预测控制流程图

Fig. 6 Flowchart of adaptive model predictive control

自适应模型预测控制具体步骤如下所述。

步骤 1: 获取当前电网频率偏差 Δf 、频率偏差变化率 $d\Delta f/dt$ 、负荷扰动 ΔP_L 、风电机组减载功率 P_D 等数据, 对所有参数进行初始化, 并根据储能系统辅助风电场一次调频的动态模型建立模型预测控制的状态空间方程;

步骤 2: 根据当前风电机组与储能系统运行状态判断是否参与调频控制, 并以此设定参考轨迹与输出变量的权重系数, 利用所获取的数据判断当前电网频率所处阶段, 分时段区间根据式(8)与式(9)计算储能系统虚拟控制参数 M_b 、 K_b ;

步骤 3: 根据计算结果对状态空间模型进行更新, 以更新后的模型为基础, 按所设定的参考轨迹对 $k+i$ 时刻的频率偏差 Δf 、储能出力变化量 ΔP_b 、风电场出力变化量 ΔP_w 和储能系统 SOC 进行以 N_p 为时域的输出预测;

步骤 4: 利用 Matlab 中的二次规划(quadratic programming, QP)算法在所设定的约束条件下求解如式(20)所示的目标函数, 获得最优控制序列 U , 取所得控制变量序列 $[u(k), u(k+1), \dots, u(k+N_c)]$ 中第一个控制矩阵 $u(k)$, 作为 k 时刻的控制指令;

步骤 5: 判断当前时刻 k 是否达到所设定的结束时刻 k_{end} , 若不满足则返回步骤 2。

3 算例分析

在 Matlab/Simulink 仿真软件中搭建如图 5 所示的电池储能系统协同风电机组一次调频的仿真模型, 以验证所提用于风电场调频的储能系统自适应综合控制策略的有效性。设定交流电网中的传统同步发电机组容量为 150 MW, 风电场容量为 100 MW (20 台 5 MW 风电机组构成), 本文风电机组减载率为 0.15, 电池储能系统功率/容量为 10 MW/2 MWh。电池储能系统与风电机组的调频死区均设为与传统同步发电机组相同死区, 即 ± 0.033 Hz。MPC 的采样步长取 0.1 s, 预测时域取 4 s, 控制时域取 3 s。其余相关参数设置参考文献[17,19], 具体如表 2 所示。

表 2 仿真参数

Table 2 Simulation parameters

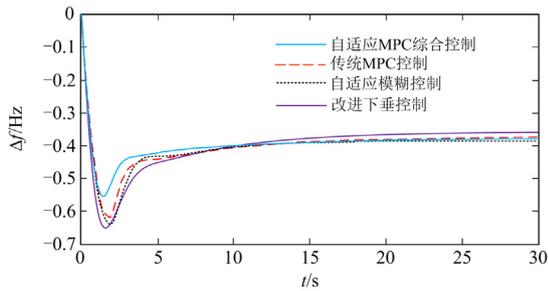
参数	数值	参数	数值
T_G/s	0.08	$Q_{\text{SOC min}}$	0.2
T_{CH}/s	0.3	$Q_{\text{SOC max}}$	0.8
T_{RH}/s	10	Q_{SOC0}	0.5
F_{HP}	0.5	n_1	10
K_g	17	n_2	10
H/s	9	T_w/s	1
D	1	d	0.15
T_b/s	0.1	$\Delta T_s/s$	0.1
M_{b0}	5	a_1	2.0
K_{b0}	5	a_2	1.5
K_p	6	a_3	1.0
K_d	4	a_4	1.5

为分析不同协同控制策略的控制效果, 针对阶跃负荷扰动工况与连续负荷扰动工况, 对以下 3 种控制策略进行对比: ①所提综合虚拟控制参数调节的自适应模型预测控制(自适应 MPC 综合控制); ②储能系统与风电机组间仅采用模型预测控制参与调频的自适应控制策略(传统 MPC 控制)^[17]; ③储能系统与风电机组间采用模糊控制器参与调频的自适应控制策略(自适应模糊控制)^[14]。

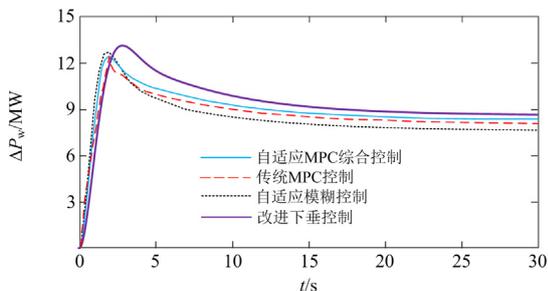
3.1 阶跃负荷扰动工况

对于阶跃负荷扰动工况, 电池储能系统协同风电机组一次调频控制效果的评价指标为频率偏差达到峰值时间 t_m 、最大频率偏差值 Δf_{\max} 和稳态频率偏差值 Δf_s 。 Δf_{\max} 与 Δf_s 越小, 则表明调频效果越好, 风储系统调频经济性评价指标为单位时间调频成本 C_{wf} 。在所构建的动态模型中, 加入幅值为 30 MW 的阶跃负荷扰动, 设定电池储能 SOC 初始值为 50%。为突出所提控制策略在频率调节上的优越性, 在阶跃扰动工况下又与④储能系统与风电机组采用改进下垂控制^[26]进行对比。4 种协同控制策略下电网频率偏差、风电机组出力、储能系统出力与储能 SOC 变化曲线如图 7 所示, 定量指标如表 3 所示。

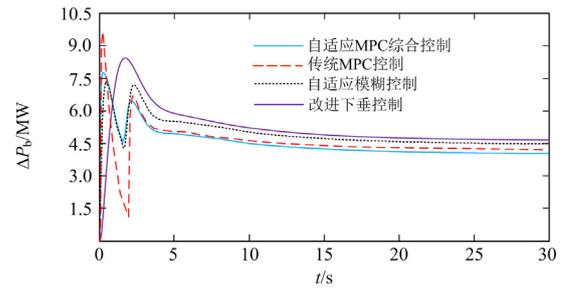
由图 7(a)可知, 由于所提自适应 MPC 综合控制根据电网频率响应特性与实时调频需求, 调节储能系统的虚拟控制参数, 相比其他控制策略进一步改善电网频率偏差, 充分发挥了储能系统的调频潜力, 结合表 3 中的调频指标可知, 其最大频率偏差值与传统 MPC 控制、自适应模糊控制相比 Δf_{\max} 分别降低了 6.7%、12.3%, 同时达到峰值时间 t_m 更短。并且



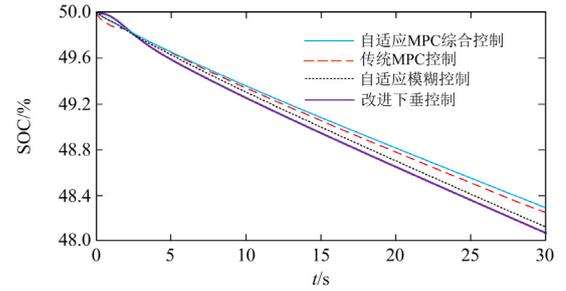
(a) 频率偏差



(b) 风电机组出力



(c) 储能系统出力



(d) 储能SOC

图 7 阶跃负荷扰动下电网频率偏差、风电机组出力、电池储能系统出力、SOC 变化曲线

Fig. 7 Curves of frequency deviation, output power of wind turbines, output power of BESS, and SOC under step load disturbance

表 3 阶跃扰动下调频指标结果

Table 3 Results of frequency regulation index under step disturbance

控制策略	$\Delta f_{\max}/\text{Hz}$	$\Delta f_s/\text{Hz}$	t_m/s	$C_{wf}/\text{元}$
自适应 MPC 综合控制	0.568	0.377	1.58	21.23
传统 MPC 控制	0.609	0.373	1.88	21.55
自适应模糊控制	0.634	0.379	1.85	21.94
改进下垂控制	0.648	0.368	1.63	22.12

由于 MPC 控制器具有预测与提前控制的优势, 所提自适应 MPC 综合控制下的频率响应更加灵敏, 其 Δf_{\max} 相较于自适应模糊控制降低了约 10.4%, 且稳态频率偏差值 Δf_s 更小。

由图 7(b)一图 7(d)可知, 相较于传统 MPC 控制, 所提自适应 MPC 综合控制下储能系统最大出力深度减少约 14.2%, 并在调频过程中储能系统出力更加平滑, 亦未使风电机组出力出现较大跃变情况。相较于自适应模糊控制与改进下垂控制, 所提自适应 MPC 综合控制有效协调虚拟惯性与虚拟下垂控制系数, 充分发挥了储能系统响应速度快的特性; 并且由于采用 MPC 控制器对储能系统与风电机组出力进行优化控制, 充分利用了风电机组预留功率的同时, 又减缓了 SOC 的下降速度, 兼顾了储能系

统协同风电机组一次调频的可靠性和储能系统调频的可持续性。结合表 3 可知,本文所提自适应 MPC 综合控制相比其他控制策略有效降低了风储系统调频经济成本。综上所述,所提自适应 MPC 综合控制在阶跃扰动工况下能够有效提升调频效果并拥有更好的协同控制性能。

3.2 连续负荷扰动工况

为验证所提协同控制策略在连续负荷扰动工况下的适用性,加入如图 8 所示的 0.5 h 连续负荷扰动进行仿真分析。

在 0.5 h 的连续负荷扰动下,电池储能 SOC 初始值设定为 50%。不同协同控制策略下的电网频率偏差、风电机组出力、储能系统出力以及储能 SOC 变化曲线分别如图 9 所示。针对连续负荷扰动工况,调频效果指标为频率偏差均方根值 Δf_{rms} 、SOC 均方根值 Q_{SOCms} 及频率偏差峰谷差值 f_{p-v} , 其值越小,说明综合调频效果越好,风储系统调频经济性评价指标仍采用单位时间调频成本 C_{wf} , 具体调频指标如表 4 所示。

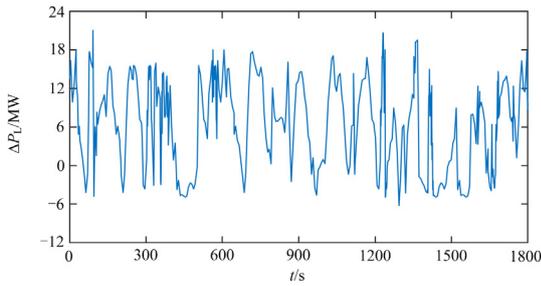
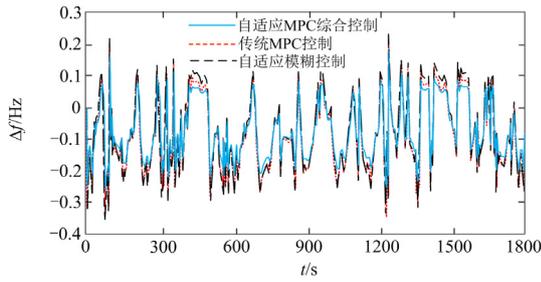
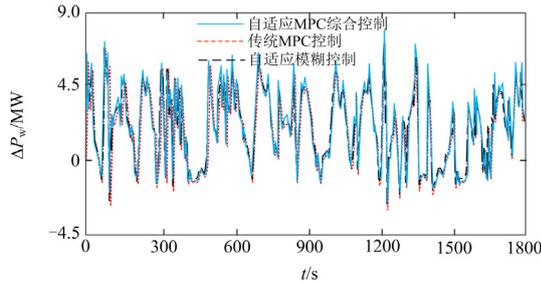


图 8 0.5 h 连续负荷扰动

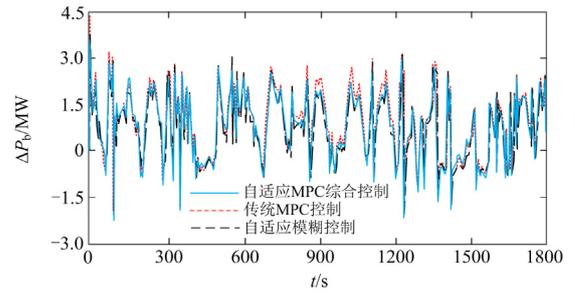
Fig. 8 0.5 h continuous load disturbance



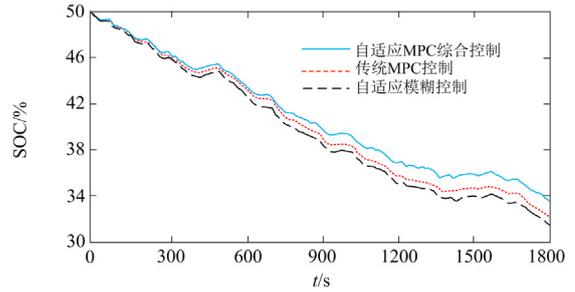
(a) 频率偏差



(b) 风电机组出力



(c) 储能系统出力



(d) 储能SOC

图 9 连续负荷扰动下电网频率偏差、风电机组出力、电池储能系统出力、SOC 变化曲线

Fig. 9 Curves of frequency deviation, output power of wind turbines, output power of BESS and SOC under continuous load disturbance

表 4 0.5 h 调频指标结果

Table 4 Results of 0.5 h frequency regulation index

控制策略	$\Delta f_{rms}/\text{Hz}$	$Q_{SOCms}/\%$	f_{p-v}/Hz	$C_{wf}/\text{元}$
自适应 MPC 综合控制	0.125	9.2	0.481	14.32
传统 MPC 控制	0.134	11.3	0.564	14.88
自适应模糊控制	0.136	12.2	0.572	15.21

由图 9(a)可知,对于较小负荷扰动,3 种协同控制策略下频率偏差几乎相同;对于较大负荷扰动,所提自适应 MPC 综合控制对频率波动抑制效果更佳。结合表 4 中评价指标结果,相比于其余两种控制策略,所提自适应 MPC 综合控制下频率偏差均方根值 Δf_{rms} 分别减小了约 6.7%、8.1%,且有效减小了频率偏差峰谷差值 f_{p-v} 。

由图 9(b)与图 9(c)各调频电源出力曲线可知,在频率跌落期间,自适应 MPC 综合控制的风电机组出力深度相较于自适应模糊控制与传统 MPC 控制下更高,而储能系统的出力适当减小,有效利用了风电机组减载功率。在频率上升期间,自适应 MPC 综合控制的储能系统出力深度相较于自适应模糊控制与传统 MPC 控制下更高,更有利于恢复储能系统 SOC,为后续储能系统参与调频提供保

障。所提自适应 MPC 综合控制相较于另外两种控制策略, 储能系统有功出力更加平滑, 未出现较大功率跃变情况, 在一定程度上实现了风电机组与储能系统两者出力的优化控制。由图 9(d)对比的储能 SOC 变化幅值可见, 所提控制策略下储能 SOC 维持效果更好, 其 SOC 均方根值较传统自适应控制减小了约 15.9%, 一定程度上增加了储能调频的可持续性。结合表 4 可知, 在连续扰动工况下, 本文所提自适应 MPC 综合控制更能发挥其控制优势, 有效地降低了风储系统调频经济成本。

综上所述, 所提自适应 MPC 综合控制在阶跃负荷与连续负荷扰动工况下皆充分发挥储能系统的调频潜力, 进一步改善电网调频效果, 同时充分利用 MPC 控制器具有预测与提前控制优势, 实现了储能系统与风电机组之间出力的优化控制, 能有效应对电网中的功率波动并具有更优的协同控制性能。

4 结论

电池储能系统在辅助风电场一次调频应用方面具有广阔前景, 制定合理、可控的电池储能系统协同风电机组出力计划是其规模化应用的关键。

1) 论文从物理机理分析储能系统与电网之间的动态交互影响, 通过双曲正切函数模型设计储能虚拟控制参数综合调节策略, 满足风电并网下的频率响应需求, 充分发挥储能系统的调频潜力以改善频率的稳定性。

2) 所提 MPC 控制策略以减小电网频率偏差与调频控制代价为综合控制目标, 更好协调了储能系统与风电机组之间的协同控制效果, 对储能 SOC 的维持效果更佳, 一定程度上实现了两者出力的优化控制, 具有更优的协同控制性能。

3) 所提策略在阶跃扰动、连续负荷扰动工况下, 具有更优的调频效果, 且能够将 SOC 维持在合理区间内, 为电池储能技术在风电场中的应用提供了参考。

另外, 本文主要工作为固定容量下风储系统协同控制策略, 未对储能的容量配置问题进行深入研究, 后续将进一步开展风电场储能调频容量配置优化的研究。

参考文献

- [1] 徐彬, 薛帅, 高厚磊, 等. 海上风电场及其关键技术发展现状与趋势[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 227-235.
XU Bin, XUE Shuai, GAO Houlei, et al. Development status and prospects of offshore wind farms and its key technology[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 227-235.
- [2] 马晋龙, 孙勇, 叶学顺. 欧洲海上风电规划机制和激励策略及其启示[J]. 中国电力, 2022, 55(4): 1-11, 92.
MA Jinlong, SUN Yong, YE Xueshun. Planning mechanism and incentive strategies of european offshore wind power and their enlightenment[J]. Electric Power, 2022, 55(4): 1-11, 92.
- [3] 刘耀丙, 贾祺, 严干贵, 等. 基于惯量响应的双馈风电机组动态协调机理研究[J]. 中国电力, 2022, 55(7): 142-151.
LIU Zhaorui, JIA Qi, YAN Gangui, et al. Dynamic coordination mechanism of DFIGs based on inertia response[J]. Electric Power, 2022, 55(7): 142-151.
- [4] 刘辉, 罗薇, 苏懿, 等. 计及 ROCOF 与转子动能的风电机组自适应下垂控制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 161-169.
LIU Hui, LUO Wei, SU Yi, et al. Adaptive droop control strategy for wind turbines based on ROCOF and rotor kinetic energy[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(6): 161-169.
- [5] MAHMOUD H E, MOHAMMED E L, MOHAMED E. Effective participation of wind turbines in frequency control of a two-area power system using coot optimization[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 230-244.
- [6] 王育飞, 杨铭诚, 薛花, 等. 计及 SOC 的电池储能系统一次调频自适应综合控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 192-198, 219.
WANG Yufei, YANG Mingcheng, XUE Hua, et al. Self-adaptive integrated control strategy of battery energy storage system considering SOC for primary frequency regulation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 192-198, 219.
- [7] 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.
- [8] 李相俊, 马会萌, 姜倩. 新能源侧储能配置技术研究综述[J]. 中国电力, 2022, 55(1): 13-25.
LI Xiangjun, MA Huimeng, JIANG Qian. Review of energy storage configuration technology on renewable energy side[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 13-25.
- [9] 颜湘武, 孙雪薇, 崔森, 等. 基于转子动能与超级电容器储能的双馈风电机组惯量和一次调频改进控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(增刊 1): 179-190.
YAN Xiangwu, SUN Xuewei, CUI Sen, et al. Improved control strategy for inertia and primary frequency regulation of doubly fed induction generator based on rotor kinetic energy and supercapacitor energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(S1): 179-190.
- [10] 马德智, 栗文义, 温彩凤, 等. 基于双馈发电机组调频参与度的风/储协调一次调频控制策略[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 968-979.
MA Dezhi, LI Wenyi, WEN Caifeng, et al. Wind/storage coordinated primary frequency regulation control strategy based on participation level of DFIG units[J]. Power System

- Technology, 2023, 47(3): 968-979.
- [11] 孟建辉, 彭嘉琳, 王毅, 等. 考虑储能荷电状态及频率恢复特性的改进型灵活虚拟惯性控制[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(6): 100-107.
MENG Jianhui, PENG Jialin, WANG Yi, et al. Improved flexible virtual inertial control considering SOC of energy storage and characteristics of frequency recovery[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 100-107.
- [12] 张冠锋, 杨俊友, 王海鑫, 等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(增刊 1): 83-92.
ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, WANG Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind farm storage system based on virtual synchronous generator technology[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(S1): 83-92.
- [13] 孙秦峰, 李凤婷, 王森, 等. 提升风电场有功调节能力的风储系统多时间尺度运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(9): 21-31.
SUN Qinfeng, LI Fengting, WANG Sen, et al. Multi-timescale operation strategy of a wind storage system to enhance the active regulation capacity of wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 21-31.
- [14] MONIRE T, MOJTABA G, MOSTAFA S, et al. Cooperation of large-scale wind farm and battery storage in frequency control: an optimal fuzzy-logic based controller[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 46.
- [15] LIU W P, LIU Y T, WU L. Model predictive control based voltage regulation strategy using wind farm as black-start source[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14 (2): 1122-1134.
- [16] SUBROTO R K, LIAN K L, CHU C C, et al. A fast frequency control based on model predictive control taking into account of optimal allocation of power from the energy storage system[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(4): 2467-2478.
- [17] 董天翔, 翟保豫, 李星, 等. 风储联合系统参与频率响应的优化控制策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3980-3988.
DONG Tianxiang, ZHAI Baoyu, LI Xing, et al. Optimal control strategy for combined wind-storage system to participate in frequency response[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3980-3988.
- [18] 杨冬锋, 朱军豪, 姜超, 等. 基于分布式模型预测的高比例风电系统多源协同负荷频率控制策略[J/OL]. 电网技术: 1-11[2024-01-01]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0889>.
YANG Dongfeng, ZHU Junhao, JIANG Chao, et al. High proportion wind power system multi-source collaborate load frequency control strategy based on distributed model prediction[J/OL]. Power System Technology: 1-11[2024-01-01]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0889>.
- [19] TU G G, LI Y J, XIANG J. Coordinated rotor speed and pitch angle control of wind turbines for accurate and efficient frequency response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(5): 3566-3576.
- [20] WANG Z L, CHEN Y D, LI X P, et al. Active power oscillation suppression based on decentralized transient damping control for parallel virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4): 2582-2592.
- [21] 王一珺, 王海风. 直流电压动态时间尺度下大规模直驱风电场振荡稳定性及参数稳定域分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊 1): 92-107.
WANG Yijun, WANG Haifeng. Analysis of oscillation stability and stability region of parameters in large-scale direct-drive wind farms under DC voltage dynamic time scale[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 92-107.
- [22] 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.
- [23] 于晶荣, 孙文, 于佳琪, 等. 基于惯性自适应的并网逆变器虚拟同步发电机控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(4): 137-144.
YU Jingrong, SUN Wen, YU Jiaqi, et al. Virtual synchronous generator control of a grid-connected inverter based on adaptive inertia[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(4): 137-144.
- [24] 刘英培, 田仕杰, 梁海平, 等. 考虑 SOC 的电池储能系统一次调频策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 107-118.
LIU Yingpei, TIAN Shijie, LIANG Haiping, et al. Control strategy of a battery energy storage system considering SOC in primary frequency regulation of power grid[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 107-118.
- [25] 马文忠, 管增嘉, 张奎同, 等. 基于模型预测的 VSC-MTDC 协调控制策略[J]. 电力工程技术, 2022, 41(6): 75-81.
MA Wenzhong, GUAN Zengjia, ZHANG Kuitong, et al. Coordinate control strategy of VSC-MTDC based on model predictive control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 75-81.
- [26] MIAO L, WEN J Y, XIE H L, et al. Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment for frequency support[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(4): 2732-2742.

收稿日期: 2023-10-25; 修回日期: 2024-05-13

作者简介:

王育飞(1991—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电能质量分析与控制、电动汽车有序充放电、氢储能及电力储能应用技术; E-mail: wangyufei@shiep.edu.cn

张文韬(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为储能技术在电力系统频率调整中的应用; E-mail: 1742047794@qq.com

杨铭诚(1996—), 男, 硕士, 研究方向为储能技术在电力系统频率调整中的应用。E-mail: 121309487@qq.com

(编辑 张颖)