

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.013

基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略

俞靖一^{1,2}, 葛俊^{1,2}, 杨铎炯^{1,2}, 王鹏宇^{1,2}, 程凯^{1,2}, 杨革³

(1. 南方电网数字电网研究院股份有限公司, 广东 广州 510700; 2. 阳江海上风电实验室, 广东 阳江 529599; 3. 华南理工大学(广东省绿色能源技术重点实验室), 广东 广州 510641)

摘要:随着大规模风电接入电网, 电力系统的惯性和抗扰能力逐渐下降, 系统的频率稳定问题愈发严峻。为此, 文中提出一种基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略。首先, 提出一种参与因子, 根据风电场的平均转子转速确定风电场参与频率支撑的程度, 自适应调整风电场惯性响应参数和频率下垂控制参数。在此基础上, 基于风电机组的实时可用转子动能, 对风电场的调频功率进行动态分配, 风电机组则通过释放转子动能参与频率支撑, 其可以充分发挥转子动能较多的机组的频率支撑能力, 并避免转速低的风电机组过度参与调频。在频率支撑结束后, 采用分阶段的转子转速恢复方法恢复机组转速。仿真结果表明, 所提控制策略可以根据风电场的运行状态和风电机组可用转子动能自适应调整有功输出功率, 不仅可以实现系统频率的有效支撑, 还可以避免频率的二次跌落。

关键词:风电场; 转子动能; 参与因子; 自适应; 频率主动支撑; 频率二次跌落

中图分类号: TM614

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)05-0131-09

0 引言

近年来, 可再生能源发展迅速, 预计到 2030 年, 我国风电、光伏新能源的装机容量将达到 12 亿 kW。然而, 风力发电系统通常运行在最大功率跟踪 (maximum power point tracking, MPPT) 模式, 不具有频率支撑能力。当风电大规模接入电网后, 随着风电机组对传统同步发电机的取代, 电力系统的惯性和抗扰能力逐渐降低, 严重影响电力系统的频率稳定^[1-3]。

基于以上问题, 用于提高电力系统频率稳定性的风电场和风电机组频率支撑控制方法研究受到广泛关注。目前, 为风电场提供频率支撑功率的能量来源主要包括功率备用、转子动能和储能^[4,5]。其中功率备用控制是让风电机组运行在偏离最大功率输出的状态, 保留一部分的备用功率以响应系统频率变化。文献[6]通过控制桨距角调节输入的机械功率, 保留一部分备用功率用于参与频率调节。文献[7]在电网频率正常时, 将风电机组运行在超速减载状态, 并结合虚拟惯性控制使风电机组获得类似常规机组的调频特性。文献[8]结合转子转速控制和桨距角控制进行功率备用, 共同参与频率支撑。但功率减载备用的方法会降低风能利用效率, 减小风电场的经济效益。储能控制是在风力

发电系统中引入储能设备, 通过控制储能设备的充放电为电网提供频率支撑^[9]。文献[10]提出一种风储联合频率响应控制策略, 其考虑系统安全稳定约束, 将风电机组与储能电池结合, 提升系统的频率稳定性。文献[11]在风电机组直流母线侧加装储能单元, 通过控制其充放电平抑输出功率的波动并参与系统的频率调节, 但储能设备的造价及运维成本相对较高。

为满足频率响应的快速性, 并尽量减小投资成本, 利用风电机组转子动能进行频率支撑是一种有效方式。文献[12-15]通过在风电机组的有功控制回路中增加一个惯性响应和频率下垂控制回路, 将电网频率偏差和频率变化率作为输入信号引入机组的功率控制系统中, 通过快速释放转子动能, 使得风电机组具有快速响应频率变化的能力。但在实际应用场景中, 以场站为单位参与系统的调频控制更为方便。文献[16]采用无领导一致性算法使相邻风机实时交换信息, 在频率支撑过程中实现风电场功率合理分配, 但通信及算法较为复杂。文献[17]利用模型预测控制算法求解风电场有功分配的最优解, 并通过释放转子动能的方式为系统提供支撑, 但是模型的优化求解耗时较长。文献[18]提出基于指数函数的变系数下垂控制, 实现风电场的自适应频率控制, 但该方法整定的参数较多, 增大了工程实践应用难度。文献[19]提出考虑最优转子动能的风电场自适应频率控制策略, 采用变下垂增益使风电场在减载状态下最大化利用转子动能

收稿日期: 2024-03-15; 修回日期: 2024-05-29

基金项目: 广东省重点领域研发计划资助项目(2021B01012-30003)

参与电网调频,但是减载运行会降低风电场的经济效益。

针对以上问题,文中在分析利用转子动能进行频率支撑机理的基础上,提出一种基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略。策略能够根据风电场整体的运行状态,自适应确定风电场参与频率主动支撑的程度,同时考虑每台机组的可用转子动能,实现风电机组调频功率的动态调整,充分发挥风电场和风电机组的频率主动支撑能力,进而利用分阶段的转速恢复方法实现机组转子转速恢复,减小频率二次跌落。最后通过仿真验证所提策略的有效性。

1 含风电的电力系统频率响应模型及分析

为研究风电及调频参数对系统频率特性的影响,考虑风电渗透率,建立标幺值下含风电的电力系统频率响应模型^[20],如图1所示。系统由风电机组和传统同步发电机组组成,占比分别为 δ 和 $1-\delta$ 。图1中, ΔP_L 为负荷扰动; ΔP_W 、 ΔP_G 分别为同步机组以及风电频率支撑的功率; H 为系统的惯性时间常数; D 为阻尼系数; Δf 为频率偏差。

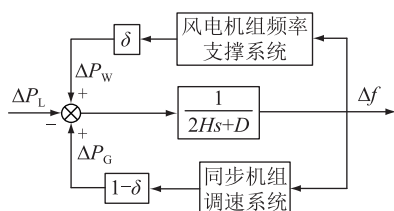


图1 含风电的电力系统频率响应模型

Fig.1 Frequency response model of power system with wind power

文献[21]中已有对同步机组调速系统模型的介绍,同步机组的有功功率增量 ΔP_G 可表示为:

$$\Delta P_G = -\frac{\Delta f K_G}{1 + sT_R}(1 - \delta) \quad (1)$$

式中: T_R 为调速器时间常数; K_G 为同步机组的单位调节功率,其为调差系数的倒数。

当风电机组采用综合惯性控制参与频率支撑时,可得式(2)^[14-15]。

$$\Delta P_W = -\delta \left(K_d \frac{d\Delta f}{dt} + K_p \Delta f \right) \quad (2)$$

式中: K_d 为惯性响应控制参数; K_p 为下垂控制参数。

由图1可得,系统的动态方程可以表示为:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_G + \Delta P_W - \Delta P_L - D\Delta f \quad (3)$$

联立式(1)一式(3),在负荷扰动 ΔP_L 下,可得:

$$\Delta f(s) = \frac{\Delta P_L(s)}{\delta K_p + D + (2H + \delta K_d)s + (1 - \delta)K_G / (1 + sT_R)} \quad (4)$$

由式(4)可知,风电参与频率支撑后,系统的等效阻尼和等效时间常数分别为 $D_{eq} = \delta K_p + D$ 、 $H_{eq} = 2H + \delta K_d$ 。增大 K_d 相当于增大系统的惯性时间常数,而增大 K_p 则相当于增大系统的阻尼,系统阻尼与风电的渗透相关。

假设风电的渗透率 $\delta = 30\%$,负荷扰动 $\Delta P_L = 0.05$ p.u.,采用典型的同步机组参数^[22],在不同风电频率响应控制参数下,对系统频率的变化情况进行分析,结果如图2所示。从图2中可以看出,增大 K_d 会降低频率变化率,提高频率最低点,但也会增大频率调节时间,而对稳态频率无影响;增大 K_p 则可以有效提高频率最低点。

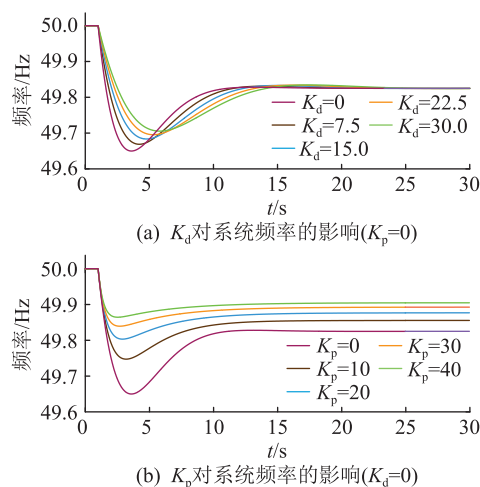


图2 风电频率响应控制参数对频率的影响

Fig.2 Influence of wind power frequency response control parameters on frequency

2 基于转子动能的风电机组频率支撑原理

当频率发生跌落时,通过释放储存在风机转子上的动能,增加风电机组有功输出功率,进而支撑电网频率。在频率支撑过程中,风电机组的转子运动方程^[19,23]可以表示为:

$$J_{w,i} \omega_{r,i} \frac{d\omega_{r,i}}{dt} = P_{m,i} - P_{e,i} \quad (5)$$

式中: $J_{w,i}$ 为机组 i 的转动惯量; $\omega_{r,i}$ 为机组 i 的转子转速; $P_{m,i}$ 、 $P_{e,i}$ 分别为机组 i 的机械功率和电磁功率。

机组 i 转子旋转动能 $E_{k,i}$ 为:

$$E_{k,i} = \frac{1}{2} J_{w,i} \omega_{r,i}^2 \quad (6)$$

通过快速释放转子储存的旋转动能,机组 i 增加的电磁功率 $\Delta P_{e,i}$ 为:

$$\Delta P_{e,i} = \frac{dE_{k,i}}{dt} = J_{W,i} \omega_{r,i} \frac{d\omega_{r,i}}{dt} \quad (7)$$

须注意的是,风电机组的转子动能是有限的,不能长时间对频率提供支撑,在提供频率支撑后,需要恢复转子转速。风电机组和风电场在频率支撑过程中能够释放的转子动能分别如式(8)、式(9)所示。

$$\Delta E_{k,i} = \frac{1}{2} J_{W,i} (\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min,i}^2) \quad (8)$$

$$\Delta E_{k,WF} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N J_{W,i} (\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min,i}^2) \quad (9)$$

式中: $\Delta E_{k,i}$ 为机组 i 的可用转子动能; $\omega_{\min,i}$ 为机组 i 的最低转子转速; $\Delta E_{k,WF}$ 为风电场的可用转子动能; N 为机组数量。

综上所述,结合式(5),基于转子动能的风电机组频率支撑基本原理和过程如图3所示。正常状态下,风电机组运行在MPPT状态(A点)。当频率偏差超过死区范围时,控制风电机组释放转子动能,增大电磁功率 $P_{e,i}$,由式(5)可得,频率支撑过程中转速 $\omega_{r,i}$ 下降(B点→C点)。当频率支撑完成后,降低机组的 $P_{e,i}$,使其小于机械功率 $P_{m,i}$,转速逐渐恢复,最终恢复至最优转速(D点→E点→A点)。此时由于 $P_{e,i}$ 减小,在没有功率备用或者储能提供功率补偿的情况下,转子转速的恢复过程中CD段输出功率的突降可能导致电力系统发生频率二次跌落,典型的基于转子动能的风电参与频率支撑的系统频率变化过程如图4所示。图4中, f 为测量频率; f_N 为额定频率; t_0 、 t_1 分别为频率支撑过程的开始和结束时刻。

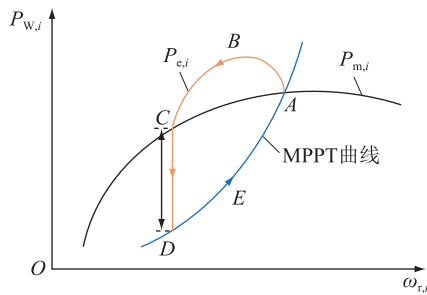


图3 基于转子动能的风电机组频率支撑过程

Fig.3 Frequency support process of wind turbine based on rotor kinetic energy

3 基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略

文中提出一种基于转子动能的风电场自适应

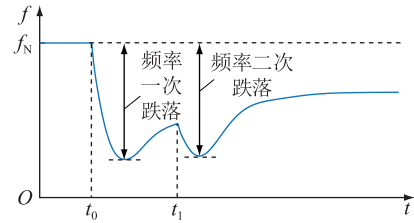


图4 基于转子动能的风电参与频率支撑的频率变化曲线

Fig.4 Frequency curve of wind power participation in frequency support based on rotor kinetic energy

频率主动支撑控制策略,控制架构如图5所示。图5中,频率测量装置采集风电场并网点的频率偏差 Δf 和频率变化率 df/dt 。风电场站频率主动支撑控制器接收场站中风电机组的转子转速数据,并且根据频率偏差、频率变化率以及风电场的发电量决定风电场是否参与频率支撑。当电力系统频率偏差大于死区范围,且风电场有功功率大于20%额定功率时参与频率支撑。

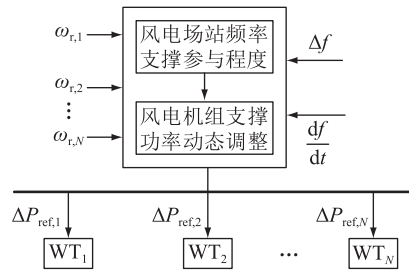


图5 所提策略频率支撑控制架构

Fig.5 Frequency support control structure of the proposed strategy

所提策略主要包括场站和机组两级。场站在对风电场是否参与频率支撑进行决策后,根据风电场的运行状态确定参与频率支撑的程度,计算风电场频率支撑功率。机组级则根据风电场内风电机组的实时可用转子动能,对风电场整体调频功率进行分配,自适应调整风电机组 i 的频率支撑功率 $\Delta P_{ref,i}$,并发送给机组。机组则通过变流器控制 dq 轴电流,实现对有功功率指令的跟踪控制,风电机组对有功功率参考值的跟踪控制方法具体可参考文献[23-24],文中不再赘述。

以下将分别对所提策略下,场站频率支撑参与程度的计算、机组频率支撑功率的分配以及转子转速的恢复进行分析。

3.1 风电场自适应频率主动支撑参数计算

风速具有不确定性,不同风电场的风速和运行状态不同,如式(9)所示,不同风电场的可用转子动能存在明显差异。为此,风电场在利用转子动能进行频率主动支撑控制时,须考虑场站整体的转子转速和可用转子动能,文中引入参与因子 γ 描述当发

生频率跌落时,风电场参与频率支撑的程度,如式(10)所示。

$$\gamma = \frac{\bar{\omega}_{r,0} - \bar{\omega}_{\min}}{\bar{\omega}_{\max} - \bar{\omega}_{\min}} \quad (10)$$

式中: $\bar{\omega}_{r,0}$ 为频率支撑开始时风电场的平均转子转速; $\bar{\omega}_{\max}$ 、 $\bar{\omega}_{\min}$ 分别为平均最高、最低转速,转速计算采用标么值,即为风电场内所有机组转子转速标么值的平均值。

当风电场参与频率支撑时,根据 γ 调整风电场的惯性响应控制系数 $k_{d,Wf}$ 及下垂控制系数 $k_{p,Wf}$ 的大小,进而确定风电场参与频率支撑的程度,使风电场根据自身的调频能力实现对频率的主动支撑,如式(11)、式(12)所示。

$$k_{d,Wf} = \gamma k_{d,0} = k_{d,0} \frac{\bar{\omega}_{r,0} - \bar{\omega}_{\min}}{\bar{\omega}_{\max} - \bar{\omega}_{\min}} \quad (11)$$

$$k_{p,Wf} = \gamma k_{p,0} = k_{p,0} \frac{\bar{\omega}_{r,0} - \bar{\omega}_{\min}}{\bar{\omega}_{\max} - \bar{\omega}_{\min}} \quad (12)$$

式中: $k_{d,0}$ 、 $k_{p,0}$ 分别为平均转子转速达到最大值时的惯性响应和频率下垂控制系数。惯性响应和频率下垂控制系数的取值较大时,容易造成机组失稳,取值过小则无法充分发挥机组的频率支撑能力,其选取范围可参考文献[25-26]。同时,根据标准 GB/T 19963.1—2021《风电场接入技术规定》,风电场的等效惯性时间常数设置为 8~12 s,一次调频系数设置为 10~50^[27],文中 $k_{d,Wf}$ 、 $k_{p,Wf}$ 采用标准 GB/T 19963.1—2021 中规定的取值范围。

3.2 基于可用转子动能的风电机组自适应频率支撑功率分配

由于尾流效应等的存在,场站内各风电机组的运行状态和可释放的转子动能同样存在差异。文中根据风电机组可释放转子动能的大小确定各机组的调频功率,假设风电场中机组的转动惯量相同,风电机组 i 的可用转子动能因子可表示为:

$$c_i = \frac{E_{k,i} - E_{\min,i}}{E_{\max,i} - E_{\min,i}} = \frac{\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min,i}^2}{\omega_{\max,i}^2 - \omega_{\min,i}^2} \quad (13)$$

式中: $E_{\min,i}$ 、 $E_{\max,i}$ 分别为机组 i 在最低和最高转速下的转子动能; $\omega_{\max,i}$ 为机组 i 的最高转子转速。

所提策略控制框图如图 6 所示,引入 c_i 到风电场的频率主动支撑控制环节,使转子动能多的机组输出更大频率支撑功率,并避免转速低机组因过度参与调频而失速。图 6 中, $\Delta P_{ref,Wf}$ 为风电场在频率支撑过程中的增量功率; $P_{ref,i}$ 为机组 i 的有功功率参考值; $P_{MPPT,i}$ 为机组 i 在 MPPT 控制状态下的功率参考值;低通滤波器用于滤除测量频率中的高频

扰动信号。

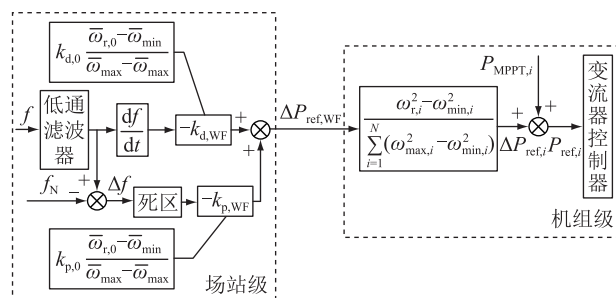


图 6 所提策略的频率支撑控制框图

Fig.6 Frequency support control diagram of the proposed strategy

风电场和风电机组的频率支撑功率分别如式(14)、式(15)所示。其中,式(14)在风电场的有功功率控制环节引入频率偏差 Δf 及频率变化率 df/dt ,使风电场具有惯性响应和一次调频能力;式(15)则根据风电机组可用转子动能实现对场站调频功率的动态分配,调整各风电机组的输出功率。

$$\Delta P_{ref,Wf} = -k_{d,Wf} \frac{df}{dt} - k_{p,Wf} \Delta f \quad (14)$$

$$\Delta P_{ref,i} = \Delta P_{ref,Wf} c_i / \sum_{i=1}^N c_i = \left(-k_{d,0} \frac{\bar{\omega}_{r,0} - \bar{\omega}_{\min}}{\bar{\omega}_{\max} - \bar{\omega}_{\min}} \times \frac{df}{dt} + k_{p,0} \frac{\bar{\omega}_{r,0} - \bar{\omega}_{\min}}{\bar{\omega}_{\max} - \bar{\omega}_{\min}} \Delta f \right) \times \left(\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min,i}^2 \right) / \sum_{i=1}^N \left(\omega_{r,i}^2 - \omega_{\min,i}^2 \right) \quad (15)$$

风力发电机组的输出功率主要取决于风机从风能中捕获到的机械功率^[22],可以表示为:

$$P_{m,i} = \frac{1}{2} \rho \pi R_i^2 C_{p,i}(\lambda_i, \beta_i) v_i^3 \quad (16)$$

$$\begin{cases} C_{p,i}(\lambda_i, \beta_i) = 0.2 \left(\frac{116}{\lambda_{w,i}} - 0.4\beta_i - 5 \right) e^{-12.5/\lambda_{w,i}} \\ \frac{1}{\lambda_{w,i}} = \frac{1}{\lambda_i + 0.08\beta_i} - \frac{0.035}{\beta_i^3 + 1} \\ \lambda_i = \frac{R_i \omega_{r,i}}{v_i} \end{cases} \quad (17)$$

式中: ρ 为空气密度; R_i 、 λ_i 、 β_i 分别为机组 i 的风轮半径、叶尖速比、桨距角; v_i 为机组 i 的风速; $C_{p,i}(\lambda_i, \beta_i)$ 为机组 i 的风能利用系数。

当桨距角一定时,在一定风速下,存在一个最优转速使风机捕获的风能最大,由式(16)、式(17)可得在一个给定的转速 $\omega_{r,i}$ 下,运行在 MPPT 模式下的风电机组功率^[15,22]可表示为:

$$P_{MPPT,i} = k_{opt} \omega_{r,i}^3 \quad (18)$$

式中: k_{opt} 为 MPPT 曲线的系数。

当风电机组参与频率支撑时,将频率支撑的附加功率 $\Delta P_{\text{ref},i}$ 与 $P_{\text{MPPT},i}$ 叠加,得到机组 i 有功功率参考值为:

$$P_{\text{ref},i} = \Delta P_{\text{ref},i} + k_{\text{opt}} \omega_{r,i}^3 \quad (19)$$

3.3 风电机组转子转速恢复控制

风电场退出调频恢复转子转速时,其有功输出功率降低可能导致频率二次跌落,文中采用分阶段的转子转速恢复方法使机组恢复至初始状态,主要包括恒功率段和最优功率控制段两部分,所提策略下风电机组功率-转子转速变化曲线如图 7 所示。

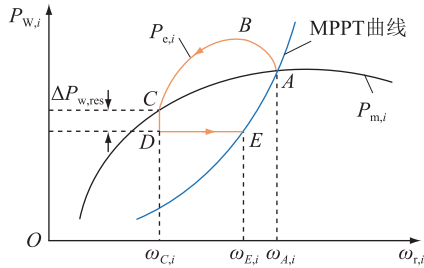


图 7 所提策略风电机组功率-转子转速曲线

Fig.7 The power-rotor speed curve of the proposed strategy for wind turbines

频率支撑状态下,风电机组的转子转速会逐渐下降,当转速 $\omega_{r,i}$ 降低到 $\omega_{C,i}$ (C点),风电机组的电磁功率 $P_{e,i}$ 等于其机械功率 $P_{m,i}$ 时,风机的转速开始增大,此时启动转子转速恢复。在转子转速恢复阶段,由文献[12,28]可知,为了避免风电机组输出功率发生较大的突变而导致频率的二次跌落,将风电机组的输出功率参考值减小 $\Delta P_{w,\text{res}}$,而不是直接沿着 MPPT 曲线以 $k_{\text{opt}} \omega_{r,i}^3$ 运行,如图 7 中 DE 段所示。通常, $\Delta P_{w,\text{res}}$ 的取值范围为 $0 \sim 0.03$ p.u. [28], 此处取 0.03 p.u., 此时的功率参考值可表示为:

$$P_{\text{ref},i} = P_{\text{Cref},i} - 0.03 \quad (20)$$

式中: $P_{\text{Cref},i}$ 为转速 $\omega_{C,i}$ 时风电机组的有功功率参考值。

将该方法应用到风电场级别,风电场转速收敛和启动转子转速恢复运行的判断条件如式(21)所示。为了保证转速判断条件的准确性,同时采用等待计数器,如果满足式(21),则计数器加1,否则计数器减1。当计数器等于5,则判定为可进行分阶段的转子转速恢复。

$$|\Delta \bar{\omega}_r| < 4 \times 10^{-7} \quad (21)$$

式中: $\Delta \bar{\omega}_r$ 为相邻 2 个采样点之间风电场平均转子转速变化值。

当风电机组的转子转速沿 DE 段到达 E 点后,即 $P_{\text{ref},i} = P_{\text{MPPT},i}$,风电机组将沿 MPPT 曲线进行恢复,如图 7 中的 EA 段所示,此时有功功率参考值如

式(18)所示,风电机组转子转速恢复期间的有功功率参考值可以表示为:

$$P_{\text{ref},i} = \max(P_{\text{Cref},i} - 0.03, k_{\text{opt}} \omega_{r,i}^3) \quad (23)$$

4 仿真分析

为了验证文中所提基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略的有效性,基于 MATLAB/Simulink 中 WSCC 3 机 9 节点系统进行仿真,如图 8 所示。其中,SG1 和 SG2 为同步发电机组,用风电场取代原有的同步发电机组 SG3,同步发电机和线路参数可参考文献[20],负载 1、2、3 分别为 100、70、100 MW。

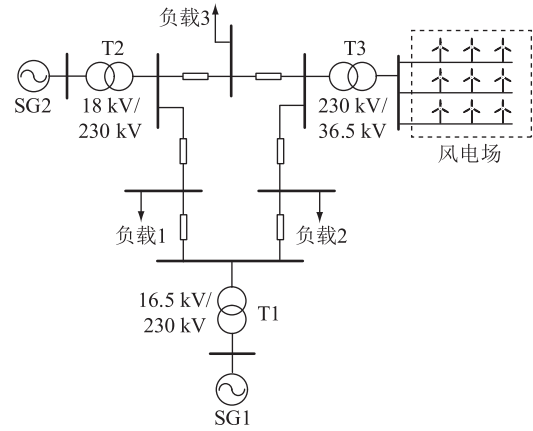


图 8 风电场并网仿真系统

Fig.8 Wind farm grid connection simulation system

为简化仿真计算,将风电机组分成 3 组,每组有 20 台单机容量为 1.5 MW 的双馈风电机组(doubly-fed induction generator, DFIG),其平均风速分别为 9、10、11 m/s,并把每组风机等效为一个风电场,分别标记为场站 1、场站 2 和场站 3,风机的惯性时间常数均为 5 s,DFIG 的主要参数见表 1。

表 1 DFIG 参数

Table 1 Parameters of DFIGs

参数	数值
额定容量/MW	1.5
额定风速/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	12
直流母线电压/V	1 200
发电机额定电压/V	575
定子阻抗/p.u.	0.007 06
定子漏抗/p.u.	0.171
转子阻抗/p.u.	0.005
转子漏抗/p.u.	0.156
极对数	3
惯性时间常数/s	5
最大功率变化速率/($\text{p.u.} \cdot \text{s}^{-1}$)	0.45

进一步将各风电场的机组分为两部分,分别运

行在不同风速下,具体如下:(1) 场站 1, 分别有 10 台机组运行在 8.8 m/s 和 9.2 m/s 的风速下;(2) 场站 2, 分别有 10 台机组运行在 9.8 m/s 和 10.2 m/s 的风速下;(3) 场站 3, 分别有 10 台机组运行在 10.8 m/s 和 11.2 m/s 的风速下。所提策略的控制参数如表 2 所示, T_1 为低通滤波器时间常数。

表 2 所提策略控制参数

Table 2 Control parameters of the proposed strategy

参数	数值	参数	数值
$k_{d,0}$	24	$k_{p,0}$	50
$\bar{\omega}_{max}/p.u.$	1.2	$\bar{\omega}_{min}/p.u.$	0.7
$\omega_{max,i}/p.u.$	1.2	$\omega_{min,i}/p.u.$	0.7
死区/Hz	± 0.03	T_1/s	0.02

在 10 s 时, 负荷 1 突增 40 MW, MPPT 控制、传统固定参数控制以及所提策略下系统频率的响应曲线如图 9 所示。由图 9 可知, 当风电场不参与频率主动支撑, 而是始终运行在 MPPT 状态时, 系统频率出现较大跌落, 最小频率达到 49.527 Hz, 而在固定参数控制和所提策略下, 频率最低点分别为 49.693 Hz 和 49.698 Hz, 说明当风电参与频率支撑时, 可以有效抑制频率跌落, 维持系统频率稳定。而在传统固定参数控制策略下, 由于没有频率二次跌落的抑制措施, 出现了明显的频率二次跌落。

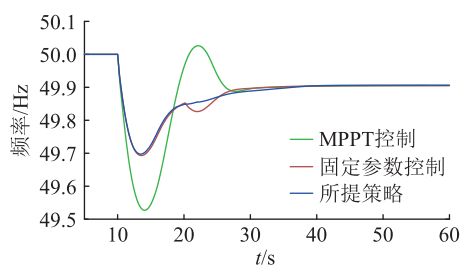


图 9 系统频率响应曲线

Fig.9 System frequency response curves

各风电场站的有功功率变化曲线如图 10 所示。由图 10 可知, 当频率跌落后, 风电场都根据频率的变化增大其输出功率, 分析可知, 风电场站 1、2 和 3 增发有功功率的最大值分别为 2.43、3.67、4.83 MW, 而传统固定参数控制策略下, 场站 1、2 和 3 增发有功功率的最大值分别为 3.71、3.65、3.60 MW。说明在所提策略下, 转速及可用转子动能大的风电场提供了更多的频率支撑功率, 而在传统固定参数控制策略下, 风电场只根据频率变化情况得到调频功率指令, 处于不同状态的风电场承担的支撑功率相差不大, 甚至随着转子转速的增大略有减小。风电机组有功功率的变化曲线如图 11 所示。

由图 11 可知, 在所提策略下, 同一风电场不同

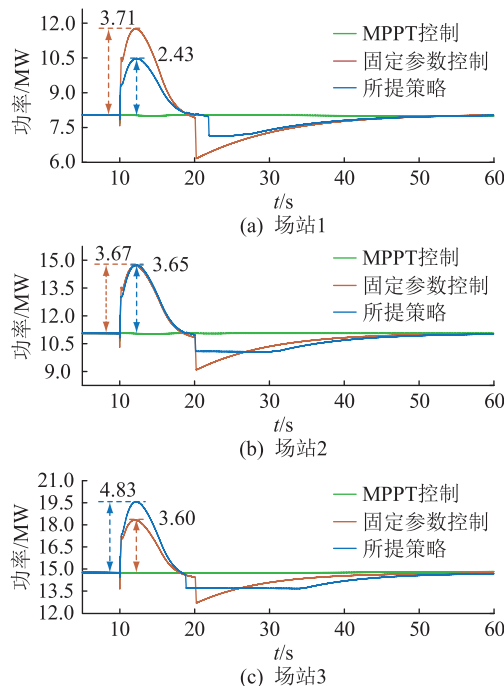


图 10 各风电场站有功输出功率变化情况

Fig.10 Changes in active output power of each wind farm

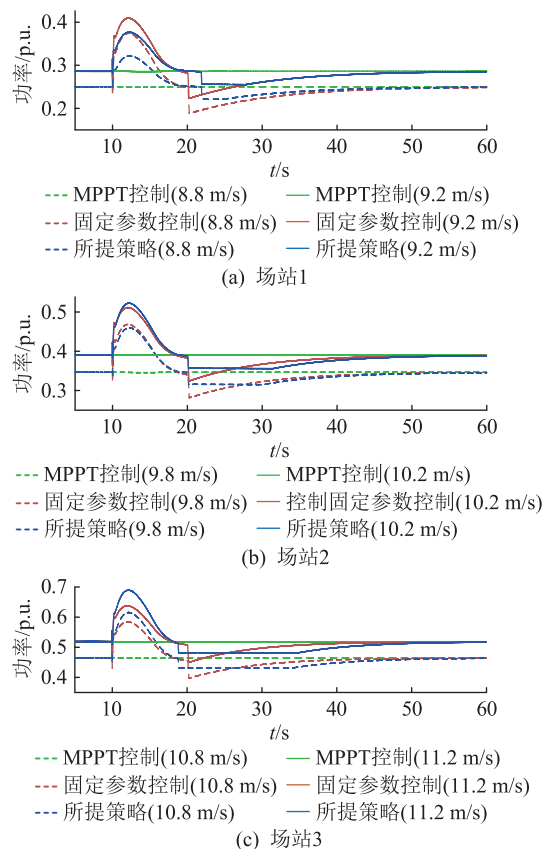


图 11 风电机组的有功输出功率变化情况

Fig.11 Changes in active output power of wind turbines 运行状态的风电机组附加的支撑功率不同, 在场站 1 中, 8.8 m/s 和 9.2 m/s 风速下的机组, 增发功率的最大值分别为 0.072 p.u. 和 0.090 p.u.; 场站 2 中,

9.8 m/s 和 10.2 m/s 风速下的机组最大增发功率为 0.113 p.u. 和 0.132 p.u.; 场站 3 中, 10.8 m/s 和 11.2 m/s 风速下的机组最大增发功率为 0.151 p.u. 和 0.171 p.u.。在传统固定参数控制策略下, 频率支撑过程中, 风速从小到大机组的增发功率最大值分别为 0.124、0.123、0.122、0.121、0.120、0.120 p.u.。在频率跌落时, 所提策略下转子转速越大和可用转子动能越多的机组, 提供的频率支撑功率越大, 而转子转速低机组的增量功率降低, 说明所提策略可以在充分释放机组可用转子动能的同时, 避免转速低的机组过度参与调频, 而固定参数控制下的风电机组增大的调频功率基本一致。风电机组的转子转速变化情况如图 12 所示。

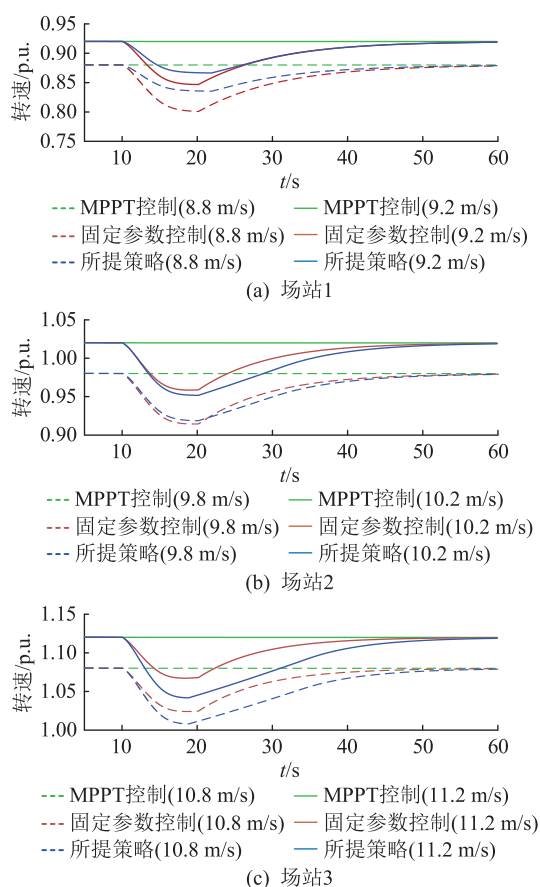


图 12 各风电机组转子转速变化情况

Fig.12 Changes in rotor speed of wind turbines

由图 12 可知, 在释放转子动能对系统频率进行支撑后, 所提策略可以使风电机组的转子转速恢复至初始状态, 并且相对于固定参数的控制策略, 初始转速小的机组转速下降幅度减小, 初始转速大的机组转速下降幅度增大, 进一步说明在所提策略下, 可用转子动能多的机组提供了更多能量, 并极大减小了初始转速低的机组的转子动能释放, 保证不同运行状态下的机组运行在安全转速范围。相反, 在传统固定参数控制策略下, 相对于高风速的

机组, 低风速机组转子转速下降的幅度反而更大。

对图 10、图 11 中风电场站及风电机组在转速恢复阶段的功率变化情况进一步分析可知, 由于所提策略采用了分阶段的转子转速恢复方法, 可以使风电机组在恢复转子转速的同时, 避免频率二次跌落, 而固定参数策略采用直接恢复 MPPT 运行的方法, 风电功率在转速恢复开始的时刻出现了大幅下降, 导致系统频率出现明显的二次跌落。

5 结论

文中考虑风电场的运行状态和风电机组的可用转子动能, 提出一种基于转子动能的风电场自适应频率主动支撑控制策略, 主要得出以下结论:

(1) 所提策略能够根据风电场的运行状态和平均转子转速确定风电场参与频率支撑的程度, 风电场平均转子转速越大, 风电场的参与频率支撑程度越高, 其在频率支撑过程中输出的功率也越大;

(2) 考虑风电场内风电机组的可用转子动能, 实现风电场调频功率的动态分配, 可以充分发挥转子动能较多的机组的频率支撑能力, 同时避免转速低的风电机组过度参与调频;

(3) 所提策略在系统频率支撑结束后, 在风电场层面采用分阶段的转子转速恢复方法恢复机组转速, 避免频率二次跌落。

致谢

本文得到南方电网数字电网研究院股份有限公司科技项目(670000KK52220011)资助, 谨此致谢!

参考文献:

- [1] 杨德健, 许益恩, 高洪超, 等. 计及转速平滑恢复的双馈风电机组自适应频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 172-179.
YANG Dejian, XU Yien, GAO Hongchao, et al. Self-adaptive frequency control scheme of a doubly-fed induction generator with smooth rotor speed recovery[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 172-179.
- [2] 姚军, 冯伟, 祁晖, 等. 基于 VSS-CDFE 的三相非平衡电力系统频率无偏估计[J]. 电力工程技术, 2019, 38(6): 130-136.
YAO Jun, FENG Wei, QI Hui, et al. Unbalanced three-phase power systems frequency estimation based on CDFE algorithm [J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(6): 130-136.
- [3] 杨海晶, 饶宇飞, 李朝晖, 等. 基于随机模拟和 EMD 的含风光电力系统 AGC 调频储能定容[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(5): 58-65, 99.
YANG Haijing, RAO Yufei, LI Zhaohui, et al. Energy storage capacity determination for AGC frequency modulation in the power system with wind and photovoltaic power based on the

- stochastic simulation and EMD[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(5): 58-65, 99.
- [4] 李东东,董楠,姚寅,等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.
- LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.
- [5] 何廷一,孙领,王晨光,等. 避免频率二次跌落的风电场一次调频功率分配方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 12-20.
- HE Tingyi, SUN Ling, WANG Chenguang, et al. A method of primary frequency regulation power distribution in a wind farm to avoid secondary frequency drop[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 12-20.
- [6] 奥博宇,王方政,陈磊,等. 风电机组变桨减载一次调频模型及聚合方法[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1360-1369.
- AO Boyu, WANG Fangzheng, CHEN Lei, et al. Primary frequency regulation model and aggregation of deloading wind turbine generators with pitch angle adjustment[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1360-1369.
- [7] 蔡国伟,钟超,吴刚,等. 考虑风电机组超速减载与惯量控制的电力系统机组组合策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 134-142.
- CAI Guowei, ZHONG Chao, WU Gang, et al. Unit commitment strategy of power system considering overspeed load reduction and inertia control of wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 134-142.
- [8] 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.
- [9] SHI W, QU J, WANG W. Wind power operation capacity credit assessment considering energy storage[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(1): 1-8.
- [10] 刘军,朱世祥,柳盼攀,等. 考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 73-84.
- LIU Jun, ZHU Shixiang, LIU Panpan, et al. Coordinated control strategy for wind turbine and energy storage equipment considering system frequency safety and stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 73-84.
- [11] 颜湘武,崔森,宋子君,等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111-120.
- YAN Xiangwu, CUI Sen, SONG Zijun, et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.
- [12] TANG Y F, YANG P, YANG Y, et al. Fuzzy adaptive frequency support control strategy for wind turbines with improved rotor speed recovery[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(2): 1351-1364.
- [13] 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.
- [14] 单煜,汪震,周昌平,等. 基于分段频率变化率的风电机组一次调频控制策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(11): 19-26.
- SHAN Yu, WANG Zhen, ZHOU Changping, et al. Control strategy of primary frequency regulation for wind turbine based on segmented rate of change of frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(11): 19-26.
- [15] 唐玉烽,杨苹,杨义. 考虑频率二次跌落的风电机组频率响应控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 166-174.
- TANG Yufeng, YANG Ping, YANG Yi. Frequency response control strategy of wind turbines considering frequency secondary drop[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 166-174.
- [16] 冀肖彤,江克证,姚雅涵,等. 计及风机运行状态差异的风电场频率协同支撑控制[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(3): 98-104.
- Ji Xiaotong, JIANG Kezheng, YAO Yahan, et al. Frequency collaborative support control of wind farm considering operation state difference of wind turbines[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(3): 98-104.
- [17] ZHANG G, ZHANG F, DING L, et al. Wind farm level coordination for optimal inertial control with a second-order cone predictive model[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(4): 2353-2366.
- [18] 杨德健,许益恩,高洪超,等. 计及转速平滑恢复的双馈风电机组自适应频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 172-179.
- YANG Dejian, XU Yien, GAO Hongchao, et al. Self-adaptive frequency control scheme of a doubly-fed induction generator with smooth rotor speed recovery[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 172-179.
- [19] 杨立滨,宗鸣,李春来. 考虑最优转子动能的风电场自适应频率控制策略[J]. 可再生能源, 2020, 38(9): 1233-1238.
- YANG Libin, ZONG Ming, LI Chunlai. Adaptive frequency control strategy of wind farm considering optimal rotor kinetic energy[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(9): 1233-1238.
- [20] 李世春,宋秋爽,薛臻瑶,等. 含风电虚拟惯性响应的新能源电力系统惯量估计[J]. 电力工程技术, 2023, 42(2): 84-93.
- LI Shichun, SONG Qiushuang, XUE Zhenyao, et al. Inertia estimation of new energy power system with virtual inertia response of wind power[J]. Electric Power Engineering Technol-

- ogy, 2023, 42(2): 84-93.
- [21] SUN M, MIN Y, CHEN L, et al. Optimal auxiliary frequency control of wind turbine generators and coordination with synchronous generators[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(1): 78-85.
- [22] SHI Q X, LI F X, CUI H T. 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.
- [23] KHESHTI M, DING L, BAO W Y, et al. Toward intelligent inertial frequency participation of wind farms for the grid frequency control[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(11): 6772-6786.
- [24] ZHAO X X, XUE Y, ZHANG X P. Fast frequency support from wind turbine systems by arresting frequency nadir close to settling frequency[J]. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 2020, 7: 191-202.
- [25] XIONG Y X, YAO W, WEN J F, et al. Two-level combined control scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farms for onshore system frequency support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 781-792.
- [26] 乔颖, 郭晓茜, 鲁宗相, 等. 考虑系统频率二次跌落的风电机组辅助调频参数确定方法[J]. 电网技术, 2020, 44(3): 807-815.
- QIAO Ying, GUO Xiaoqian, LU Zongxiang, et al. Parameter setting of auxiliary frequency regulation of wind turbines considering secondary frequency drop[J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 807-815.
- [27] 国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定第1部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- National standardization Administration Committee. Technical specification for connecting wind farm to power system-part 1: onshore wind power: GB/T 19963.1-2021[S]. Beijing: Standards press of China, 2022.
- [28] LU Z X, YE Y D, QIAO Y. An adaptive frequency regulation method with grid-friendly restoration for VSC-HVDC integrated offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3582-3593.

作者简介:



俞靖一

俞靖一(1990),男,硕士,工程师,从事新能源、微电网运行控制相关工作(E-mail: yujy1@csg.cn);

葛俊(1991),男,博士,工程师,从事新能源发电与微电网、新型电力系统数字化相关工作;

杨铎炯(1988),男,博士,研究员级高级工程师,从事新能源边缘控制、电力系统仿真与人工智能应用工作。

Adaptive frequency support control strategy for wind farms based on rotor kinetic energy

YU Jingyi^{1,2}, GE Jun^{1,2}, YANG Duotong^{1,2}, WANG Pengyu^{1,2}, CHENG Kai^{1,2}, YANG Ping³

(1. Digital Grid Research Institute of China Southern Power Grid, Guangzhou 510700, China;

2. Yangjiang Offshore Wind Energy Laboratory, Yangjiang 529599, China; 3. Guangdong Key

Laboratory of Clean Energy Technology, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

Abstract: With the large-scale integration of wind power into the grid, the inertia and disturbance resistance of the power system are gradually declining, leading to an increasingly prominent frequency stability issue. An adaptive frequency support control strategy for wind farms based on rotor kinetic energy is proposed. Firstly, a participation factor is proposed, which determines the degree of wind farm participation in frequency support based on the average rotor speed of the wind farm and adaptively adjusts the inertia response parameters and frequency droop control parameters of wind farms. Based on the real-time available rotor kinetic energy of wind turbines, the frequency modulation power of wind farms is dynamically allocated. The frequency support ability of wind turbines with more rotor kinetic energy is fully utilized and excessive participation of low-speed wind turbines is avoided in frequency modulation. After the frequency support is completed, a staged rotor speed recovery method is used to restore the rotor speed of the wind turbines. Simulation results show that the proposed strategy can adaptively adjust the active output power based on the operating status of the wind farms and the available rotor kinetic energy of the wind turbines while achieving effective support for the system frequency and avoiding secondary frequency drop.

Keywords: wind farm; rotor kinetic energy; participation factor; adaptive; active frequency support; secondary frequency drop

(编辑 吴楠)