

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211341

避免频率二次跌落的风电场一次调频功率分配方法

何廷一¹, 孙领², 王晨光², 李胜男¹, 李崇涛², 陈亦平³

(1. 云南电网公司电力科学研究院, 云南 昆明 650217; 2. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049;
3. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510623)

摘要: 风电场基于下垂控制参与系统一次调频时, 参数整定不当可能引发机组转速保护动作进而带来频率二次跌落问题。为此, 提出了一种避免频率二次跌落的风电场一次调频功率分配方法。首先结合下垂控制的响应过程分析了转速保护动作带来频率二次跌落问题的物理机理, 然后基于转速及功率约束条件提出了风电机组调频功率评估方法, 进而得到风电场的调频功率评估方法和风电场一次调频功率分配方法。基于 Matlab/Simulink 搭建了含有风电场的仿真模型。仿真结果表明, 所提方法可充分发挥风电机组的调频能力, 并避免频率二次跌落问题。

关键词: 下垂控制; 一次调频; 频率二次跌落; 调频功率评估; 功率分配

A method of primary frequency regulation power distribution in a wind farm to avoid secondary frequency drop

HE Tingyi¹, SUN Ling², WANG Chenguang², LI Shengnan¹, LI Chongtao², CHEN Yiping³

(1. Electric Power Research Institute of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China;
2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
3. Dispatching and Control Center of China Southern Power Grid, Guangzhou 510623, China)

Abstract: Improper parameter setting may initiate a wind turbine speed protection action and then lead to a problem of secondary frequency drop, when a wind farm participates in primary frequency regulation based on droop control. Therefore, a method of primary frequency regulation power distribution in a wind farm to avoid secondary frequency drop is proposed. First, the physical mechanism of secondary frequency drop caused by the speed protection action is analyzed based on the response process of droop control. Then an evaluation method of wind turbine frequency regulation power is proposed considering the wind turbine speed and power limits. Then the evaluation method of wind farm frequency regulation power and the method of primary frequency regulation power distribution in a wind farm are obtained. A simulation model including a wind farm is established in Matlab/Simulink. The simulation results show that the proposed method could give full play to the frequency regulation capability of wind turbines and avoid the problem of secondary frequency drop.

This work is supported by the General Program of National Natural Science Foundation of China (No. 51977167).

Key words: droop control; primary frequency regulation; secondary frequency drop; frequency regulation power evaluation; power distribution

0 引言

随着全球范围内能源危机、环境污染以及气候变化等问题的凸显, 新能源的开发和利用日益成为人们关注的焦点^[1-2]。风电因具备成本较低、技术成

熟等优势, 已成为目前最具竞争力的新能源发电技术^[3-4]。但大规模风电并网也给电力系统频率稳定性带来了新的挑战。一方面, 风电机组通过变流器实现并网, 从而机组转速和系统频率之间失去直接的耦合关系; 另一方面, 为了实现风能的有效利用, 风电机组通常采用最大功率跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)控制, 无法对系统频率起到调节作用^[5-8]。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目资助(51977167); 云南电网公司科技项目资助(YNKJXM20191240)

因此, 为提升大规模风电并网下电力系统的频率稳定性, 风电机组应具备调频能力, 可通过功率备用控制^[9-12]和转子动能控制^[13-14]等方式来实现。功率备用控制需借助机组超速控制或桨距角控制来实现, 降低了风电场的经济效益, 增加了风电机组的机械磨损程度, 具有一定的局限性。转子动能控制主要包括虚拟惯性控制和下垂控制, 这种控制方式不会影响到正常运行时机组对于风能的有效利用, 因此具有良好的应用前景。但转子动能控制中惯性系数和下垂系数过小不利于充分发挥风电机组的调频能力, 系数过大易导致机组转速越限, 进而转速保护动作并带来频率二次跌落问题。

当前, 国内外学者主要基于离线仿真模型来整定风机转子动能控制参数。文献[15]通过时域仿真分别研究了惯性系数和下垂系数对于系统频率的影响, 进而确定合适的参数取值范围, 而对参数设置的一般性方法未进行阐述。文献[16]在传统的转子动能控制中增加了风机退出调频控制, 基于时域仿真模型不断调整风机退出调频时刻和转子动能控制参数。该方法没有考虑风电场中风机间的风速差异, 且控制参数的调整方法缺乏定量说明。文献[17-18]考虑了不同风机对应风速的差异性并提出了变下垂系数的控制策略, 但是所提策略中, 风机在未参与调频时处于减载运行状态, 因而在风能利用方面有所损失。文献[19]依据转速大小对风机调频能力进行评估, 进而实现调频功率在不同风机间的协调分配, 但缺少对于风机可提供的调频功率的评估。文献[20]考虑了风机转速限值, 并通过系统频率响应模型计算调频时风机转速的极小值和稳态值, 进而得到不触发转速保护动作的下垂系数取值上限, 但所述方法需在线估计系统的不平衡功率, 从而下垂系数取值上限的确定会受估计值准确度的影响。文献[21]提出了时变下垂系数的控制策略, 下垂系数在设定的时间点后线性减小使得风机平缓退出调频, 但在时间设定的合理性方面有待进一步研究。在上述方法中, 缺乏对于风机调频过程中转速和功率约束的综合考虑; 且上述方法主要涉及的是机组层面转子动能控制参数的整定, 而在实际工程中则是由站级控制确定风电场一次调频功率, 再分配至风电场内各台参与调频的机组, 因而需要考虑风电场可提供的调频功率和风电场内不同风速下机组的调频能力。

针对上述问题, 本文首先从机组层面分析了风电机组基于下垂控制参与一次调频时转速保护动作引发频率二次跌落的物理机理, 然后基于转速及功率约束条件提出了不同风速下风电机组的调频功率

评估方法, 进而得到风电场调频功率评估方法和风电场一次调频功率分配方法。所述方法可充分发挥不同风速下风电机组的调频能力, 并避免转速保护动作带来的频率二次跌落问题。

1 机组层面的风电下垂控制分析

1.1 下垂控制模型

在研究频率问题时, 可不考虑风机轴系扭振现象, 从而将风轮机、传动轴和发电机转子视为一个刚体, 则忽略阻尼时风机转子运动方程为

$$J \frac{d\omega_w}{dt} = \frac{P_w - P_e}{\omega_w} \quad (1)$$

式中: J 为风机等效转动惯量; ω_w 为风机转速; P_w 为风力机捕获的机械功率; P_e 为风机电磁功率。 P_w 的表达式为

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

式中: $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数; λ 为叶尖速比; β 为桨距角; ρ 为空气密度; R 为风轮半径; v 为风速。叶尖速比为叶片尖端的线速度与风速之比, 其表达式为

$$\lambda = \frac{R\omega_w}{v} \quad (3)$$

风能利用系数用以表征风力机捕获风能的能力, 且常用的一种函数表达式为

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\alpha(\lambda, \beta)} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\alpha(\lambda, \beta)}} \quad (4)$$

式中的 $\alpha(\lambda, \beta)$ 由式(5)给出。

$$\frac{1}{\alpha(\lambda, \beta)} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (5)$$

风机的主控制一般为 MPPT 控制, 在 MPPT 控制的基础上, 可附加下垂控制使得风机能够参与系统的一次调频。且做机理分析时, 忽略风机内部功率损耗以及变流器的快速动态过程, 即风机电磁功率能够准确跟踪功率参考值, 则有式(6)。

$$P_e = P_{ref} = P_{MPPT} + P_d \quad (6)$$

式中: P_{ref} 为风机电磁功率参考值; P_{MPPT} 为 MPPT 控制对应的功率参考值; P_d 为下垂控制对应的附加功率。而 P_{MPPT} 的表达式为

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2\lambda_{opt}^3} C_{Pmax} \rho \pi R^2 \omega_w^3 = k_{max} \omega_w^3 \quad (7)$$

式中: λ_{opt} 和 C_{Pmax} 为最大功率跟踪控制下的最佳叶尖速比和最大风能利用系数; k_{max} 为与风力机参数有关的常数。

而下垂控制对应的附加功率表达式为

$$P_d = -k_p \Delta f \quad (8)$$

式中： k_p 为下垂系数； Δf 为系统频率偏差。通过下垂控制，风机出力能够响应系统频率的变化，进而对系统频率起到调节作用。

1.2 下垂控制过度响应分析

下垂控制参数设定不当时，可能出现过度响应现象，即下垂控制对应的附加功率过大，将带来频率二次跌落问题。下面结合图 1 进行说明。

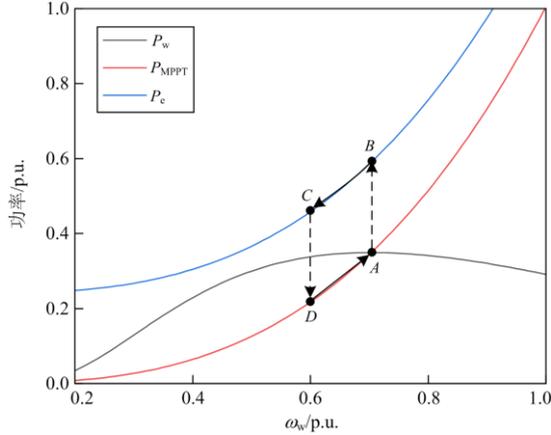


图 1 风机下垂控制过度响应示意图

Fig. 1 Diagram of excessive response of wind turbine droop control

在风速恒定的情况下，风机初始稳定于 A 点，此时风机处于最大功率跟踪状态。当系统频率低于工频时，在下垂控制的作用下，风机的电磁功率曲线如图 2 中蓝线所示。由于转速不能突变，风机运行点由 A 点变为 B 点，此时电磁功率大于机械功率，风机开始减速。当风机运行到 C 点时，风机转速降至限值，此时电磁功率仍大于机械功率。为避免风机因无平衡点而失速脱网，转速保护动作将下垂控制切除，进而风机运行到 D 点，此时机械功率大于电磁功率，风机开始加速并重新稳定到 A 点。

值得注意的是，风机从 C 点运行至 D 点时，系统会出现较大的功率跌落，这将导致频率的二次跌落，从而对频率稳定性造成威胁。

当然，实际运行时图 1 中的蓝色曲线会随着频率的变化而变化，此时的频率二次跌落机理分析与上述类似，不再赘述。

2 风电机组调频功率评估

根据前述分析可知，风电机组下垂控制引起的频率二次跌落问题本质上是由风电机组功率调节量过大引发的。因此，应对风电机组参与调频时能够

提供的功率进行评估，即确定机组可提供的最大调频功率。

由式(8)可知，下垂控制对应的附加功率 P_d 与频率偏差相关，而为了便于分析，这里用不随频率变化的恒定功率 P_c 代替式(6)中的 P_d ，进而保守地计算出风电机组的调频功率，此时可得：

$$P_e = P_{\text{MPPT}} + P_c \quad (9)$$

根据式(1)，可知稳态时有式(10)成立。

$$P_w(\omega_s) = P_e(\omega_s) \quad (10)$$

式中： ω_s 为调频结束后风电机组达到稳态时的转速； $P_w(\omega_s)$ 和 $P_e(\omega_s)$ 表示转速为 ω_s 时 P_w 和 P_e 的值。

则根据式(9)、式(10)， P_c 的表达式为

$$P_c = P_w(\omega_s) - P_{\text{MPPT}}(\omega_s) \quad (11)$$

通过对 P_c 的分析，可确定风电机组的最大调频功率，只要机组在调频时的附加功率 P_d 不超过该功率，转速保护就不会动作，从而可避免系统频率二次跌落问题。

2.1 风机可上调功率评估

如果风机在附加恒定功率后稳定到转速下限 ω_{wmin} 处，即令式(11)中 $\omega_s = \omega_{\text{wmin}}$ ，则所需附加的恒定功率 P_c 为

$$P_c(\omega_{\text{wmin}}) = P_w(\omega_{\text{wmin}}) - P_{\text{MPPT}}(\omega_{\text{wmin}}) \quad (12)$$

需要注意的是， $P_c(\omega_{\text{wmin}})$ 并不一定是式(11)的最大值。因为随着式(11)中的变量 ω_s 从 MPPT 控制下的稳态运行点 ω_{w0} 减小时， P_c 会先增大后减小。则 P_c 的极大值可通过下述方法求得。

根据式(11)， P_c 对 ω_s 求导得：

$$\frac{\partial P_c}{\partial \omega_s} = \frac{\partial P_w}{\partial \omega_s} - \frac{\partial P_{\text{MPPT}}}{\partial \omega_s} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 \frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} \frac{\partial \lambda}{\partial \omega_s} - 3k_{\text{max}} \omega_s^2 \quad (13)$$

式中， $\partial C_p(\lambda, \beta) / \partial \lambda$ 的表达式为

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} = \frac{0.22}{(\lambda + 0.08\beta)^2} \left(\frac{1450}{\alpha(\lambda, \beta)} - 178.5 - 5\beta \right) e^{\frac{-12.5}{\alpha(\lambda, \beta)}} \quad (14)$$

令式(13)等于 0，即可求得 P_c 取极大值时对应的风机转速，并用 ω_{w1} 表示。式(13)是关于 ω_s 的非线性代数方程，可通过牛顿法或二分法等方法进行求解。不考虑桨距角 β 的变化时， ω_{w1} 仅与风速 v 相关，因而可形成 v 和 ω_{w1} 的对应表。将求得的 ω_{w1} 代入式(11)，可得到 P_c 的极大值 $P_c(\omega_{w1})$ 。

在系统频率下降时，风机需增加并网功率。根

据上述对于 P_c 的分析, 风机可增加的功率限值(这里称为风机可上调功率) c_u 的表达式为

$$c_u = \begin{cases} P_c(\omega_{w1}), & \omega_{w1} > \omega_{w\min} \\ P_c(\omega_{w\min}), & \omega_{w1} < \omega_{w\min} \end{cases} \quad (15)$$

以 $\omega_{w1} < \omega_{w\min}$ 的情况为例, 图 2 给出了风机功率上调的动态过程, 用来说明式(15)的物理意义。

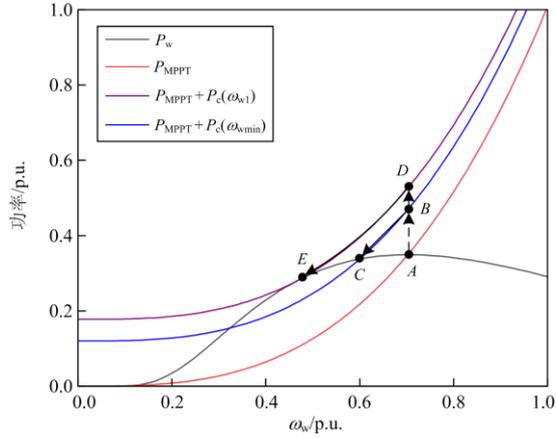


图 2 附加不同恒定功率后风机功率上调动态过程

Fig. 2 Dynamic process of upward adjustment of wind turbine power after adding different constant power

图 2 中, 黑线为风机机械功率曲线, 红线为风机 MPPT 控制曲线, A 点为风机参与调频前的稳态运行点。当 $P_c = P_c(\omega_{w1})$ 时, 根据式(9), 风机的电磁功率曲线从红线切换到紫线运行, 风机的电磁功率沿 A-D-E 变化, 由于 $\omega_{w1} < \omega_{w\min}$, 风机转速保护会在风机沿 D-E 运行的过程中被触发; 当 $P_c = P_c(\omega_{w\min})$ 时, 风机的电磁功率曲线从红线切换到蓝线运行, 风机电磁功率沿 A-B-C 变化, 最终稳定到平衡点 C, 由于 C 点的转速为风机转速下限 $\omega_{w\min}$, 此时风机转速保护处于临界触发状态。所以 $\omega_{w1} < \omega_{w\min}$ 时, c_u 应取 $P_c(\omega_{w\min})$ 。 $\omega_{w1} > \omega_{w\min}$ 时的分析与上述类似。

进一步, 考虑风机变流器功率限制后, 式(15)可修改为

$$c_u = \begin{cases} P_c(\omega_{w1}), & \omega_{w1} > \omega_{w\min}, P_c(\omega_{w1}) < P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \\ P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}), & \omega_{w1} > \omega_{w\min}, P_c(\omega_{w1}) > P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \\ P_c(\omega_{w\min}), & \omega_{w1} < \omega_{w\min}, P_c(\omega_{w\min}) < P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \\ P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}), & \omega_{w1} < \omega_{w\min}, P_c(\omega_{w\min}) > P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{w\max}$ 为风机并网功率上限值; ω_{w0} 为风机初始转速。

根据式(16), 基于文献[22]中典型的风机参数, 图 3 给出了 ω_{w0} 在 0.6~1.0 p.u. 时不同转速下风机可

上调功率评估结果。

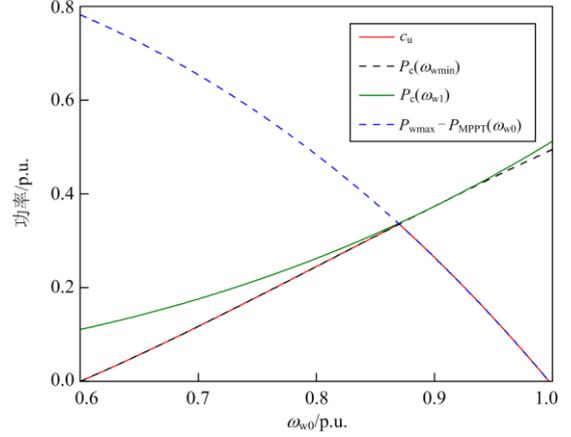


图 3 风机可上调功率评估结果

Fig. 3 Evaluation result of available power for upward adjustment of wind turbine

根据上述评估结果可知, 在文献[22]中典型的风机参数下有 $\omega_{w1} < \omega_{w\min}$, 则式(16)可化简为

$$c_u = \begin{cases} P_c(\omega_{w\min}), & P_c(\omega_{w\min}) < P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \\ P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}), & P_c(\omega_{w\min}) > P_{w\max} - P_{MPPT}(\omega_{w0}) \end{cases} \quad (17)$$

在风机参与系统调频的过程中, 风机转速将发生变化, 而在这一时间尺度下, 可认为风速不变。则可联立式(3)、式(7)和式(11), 将式(17)改写为关于风速 v 的二分段非线性函数, 如式(18)。

$$c_u = \begin{cases} P_w(\omega_{w\min}) - k_{\max} \omega_{w\min}^3, & v_{\min} < v < v_1 \\ P_{w\max} - k_{\max} v^3, & v_1 < v < v_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $k_{\max} = \frac{1}{2} C_{P\max} \rho \pi R^2$; v_{\min} 和 v_{\max} 分别为 MPPT 控制下转速下限值 $\omega_{w\min}$ 和转速上限值 $\omega_{w\max}$ 对应的风速; v_1 为该二分段非线性函数的分段点且 v_1 满足式(19)。

$$P_w(\omega_{w\min}) - k_{\max} \omega_{w\min}^3 = P_{w\max} - k_{\max} v_1^3 \quad (19)$$

根据式(19), 可基于非线性方程的求解方法计算出分段点 v_1 。

由式(18)可知, 低风速机组的可上调功率主要受转速下限的约束, 高风速机组的可上调功率主要受并网功率上限的约束。

2.2 风机可下调功率评估

当系统频率上升时, 风机需减小并网功率。而对风机可减小的功率限值(这里称为风机可下调功率)进行评估时, 需要注意风机的并网功率不能低于并网功率下限值 $P_{w\min}$ 。同时, 考虑到风机的转速上限 $\omega_{w\max}$, 风机可下调功率 c_d 可表示为

$$c_d = \begin{cases} k_{\max} v^3 - P_{w\min}, & v_{\min} < v < v_2 \\ k_{\max} \omega_{w\max}^3 - P_w(\omega_{w\max}), & v_2 < v < v_{\max} \end{cases} \quad (20)$$

式中, 分段点 v_2 由式(21)求出。

$$\tilde{k}_{\max} v_2^3 - P_{w\min} = k_{\max} \omega_{w\max}^3 - P_w(\omega_{w\max}) \quad (21)$$

这里以图 4 对式(20)进行说明。图 4 中黑线为风机机械功率曲线, 红线为风机 MPPT 曲线, 紫线为并网功率限值曲线, A 点为调频前风机的稳定运行点。该风速下: 设 $c_{d1} = \tilde{k}_{\max} v^3 - P_{w\min}$, 当 $P_c = -c_{d1}$ 时, 风机的电磁功率曲线从红线切换到绿线, 风机电磁功率沿 A-B-C 运行, 而在 B 点, 风机电磁功率刚好为并网功率下限值; 而设 $c_{d2} = k_{\max} \omega_{w\max}^3 - P_w(\omega_{w\max})$, 则在 $P_c = -c_{d2}$ 时, 风机的电磁功率曲线从红线切换到蓝线, 风机电磁功率沿 A-D-E 运行, E 点风机转速刚好为转速上限 $\omega_{w\max}$, 但在 B-D 段会出现功率越限的情况。因此风机可下调功率 c_d 的取值需兼顾考虑风机转速约束和功率约束的限制。基于式(20)得到的风机可下调功率, 当 $P_d > -c_d$ 时, 风机并网功率和转速将不会越限。

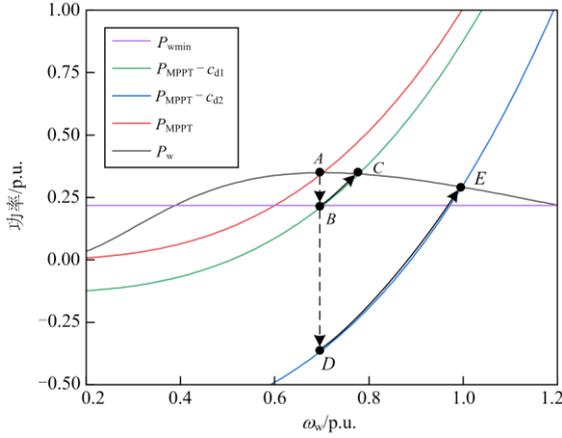


图 4 附加不同恒定功率后风机功率下调动态过程

Fig. 4 Dynamic process of downward adjustment of wind turbine power after adding different constant power

由式(20)可知: 低风速机组的可下调功率主要受并网功率下限的约束; 随着风速的增大, $k_{\max} v^3 - P_{w\min}$ 在增大, $k_{\max} \omega_{w\max}^3 - P_w(\omega_{w\max})$ 在减小, 所以当风速 v 大于 v_2 时, 可下调功率主要受转速上限的约束。

结合式(18)和式(20), 图 5 给出了不同风速(风速基准取为 v_{\max})下的风机可上调和可下调功率评估结果。由图 5 可知, 中风速下的风电机组可提供更多的调频功率。

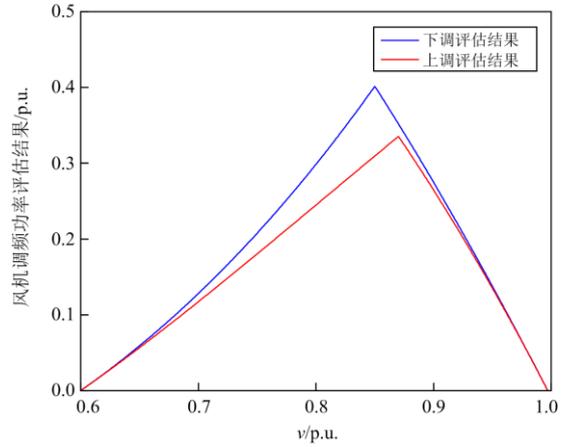


图 5 风机调频功率评估结果

Fig. 5 Evaluation result of frequency regulation power of wind turbine

3 风电场调频功率评估和场内一次调频功率分配方法

单台风电机组对电网的功率支撑作用有限^[23], 因此这里基于风电场层面的下垂控制, 并结合前述风电机组调频功率的评估结果, 来确定风电场内一次调频功率的合理分配方法。

3.1 风电场调频功率评估

风电场的调频功率由场内各台风电机组的调频功率来确定。为避免风电场内机组参与调频时需要分功率上调和下调两种情况讨论, 根据图 5, 可统一采用风机可上调功率的评估结果。则风电场调频功率 c_{farm} 的表达式为

$$c_{farm} = \sum_{i=1}^n a_i c_{u,i} \quad (22)$$

式中: $c_{u,i}$ 为风电机组 i 的可上调功率; n 为风电场内并网风电机组台数; a_i 为 0/1 变量, $a_i=1$ 表示风电机组 i 具备一次调频能力, $a_i=0$ 表示风电机组 i 不具备一次调频能力, 其具体计算式为

$$a_i = \begin{cases} 1, & v_i \in [v_{\min}, v_{\max}] \\ 0, & v_i \notin [v_{\min}, v_{\max}] \end{cases} \quad (23)$$

式中: v_i 表示风电机组 i 对应的风速; v_{\min} 和 v_{\max} 的含义同式(18)。

3.2 风电场内一次调频功率分配方法

在风电场层面, 考虑调频死区时, 下垂控制的表达式为

$$P_{d,farm} = \begin{cases} -k_{p,farm} (f - f_L), & f < f_L \\ -k_{p,farm} (f - f_H), & f > f_H \end{cases} \quad (24)$$

式中: $P_{d,farm}$ 为风电场下垂控制对应的附加功率;

k_{p_farm} 为风电场下垂系数; f 为系统频率; $f_L = f_n - f_D$, $f_H = f_n + f_D$, f_n 为额定频率, f_D 为风电场调频死区。

风电场下垂系数计算公式为

$$k_{p_farm} = \frac{S_{farm}}{f_n \delta\%} \quad (25)$$

式中: $\delta\%$ 为风电场调差系数; S_{farm} 为风电场内可参与调频机组总的额定功率, 其计算式为

$$S_{farm} = \sum_{i=1}^n a_i P_{wn} \quad (26)$$

式中, P_{wn} 为单台机组额定功率。

考虑到式(22)所示的风电场调频功率, 可得 P_{d_farm} 需满足:

$$|P_{d_farm}| \leq c_{farm} \quad (27)$$

而风电场基于下垂控制参与一次调频时, 根据式(22)可定义功率分配系数 b_i 以实现调频功率在机组间的合理分配, b_i 的表达式为

$$b_i = \frac{a_i c_{u,i}}{c_{farm}} \quad (28)$$

根据式(24)一式(28), 可得风电场内机组 i 对应的调频功率为

$$P_{d,i} = P_{d_farm} b_i \quad (29)$$

综上, 系统出现功率扰动时, 风电场内机组 i 根据式(29)参与系统一次调频。因为功率分配考虑到了机组的调频能力, 因而可避免机组转速保护动作引起的频率二次跌落问题。

4 仿真分析

本文基于Matlab/Simulink 搭建了含有风电场的四机两区域系统仿真模型, 系统拓扑结构如图6所示。系统中 G1—G4 为同步机组, 且同步机组参数相同, 单台同步机组额定功率为 900 MW。而在母线 10 处接入风电场, 其中 7 m/s 风速下的机组为 320 台, 9 m/s 风速下的机组为 82 台, 11 m/s 风速下的

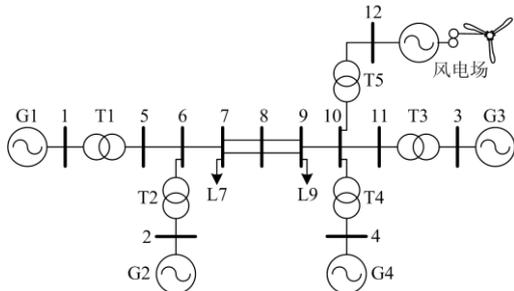


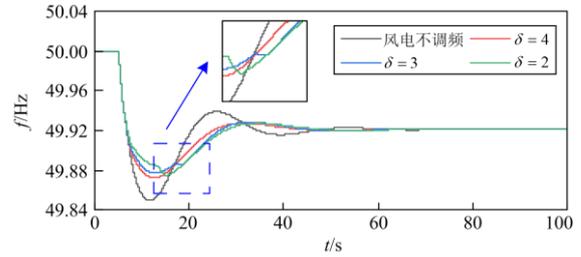
图6 仿真系统模型

Fig. 6 Simulation system model

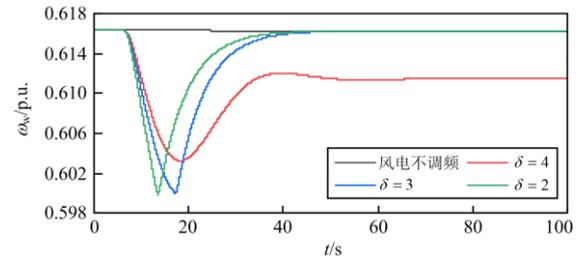
机组为 150 台。且风电场内风机型号相同, 单台风机额定功率为 2 MW, 风轮半径 $R = 42$ m; $\omega_{wmin} = 1.19$ rad/s(0.6 p.u.), $\omega_{wmax} = 1.98$ rad/s(1.0 p.u.); $v_{min} = 6.82$ m/s(0.6 p.u.), $v_{max} = 11.36$ m/s(1.0 p.u.)。

4.1 传统下垂控制下的仿真分析

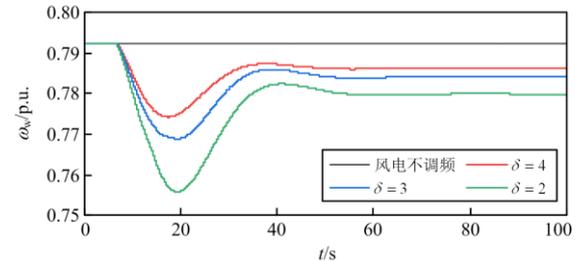
以系统出现功率缺额为例分析风电场参与调频时的动态过程。在母线 7 处设置 72 MW 的负荷突增扰动, 扰动发生时刻设置为 5 s。图 7 给出了传统下垂控制下风电场参与调频时的系统频率曲线和机组转速曲线。



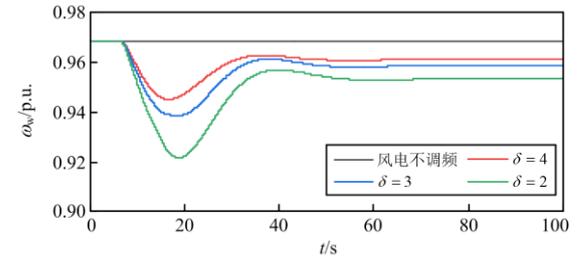
(a) 系统频率



(b) 7 m/s 风速下机组转速



(c) 9 m/s 风速下机组转速



(d) 11 m/s 风速下机组转速

图7 传统下垂控制下风机参与调频仿真曲线

Fig. 7 Simulation curve of wind turbine participating in frequency regulation under traditional droop control

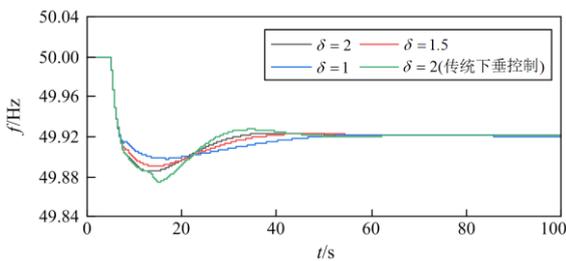
当风电场不参与系统一次调频时，在频率变化过程中，风电机组转速保持不变，调频任务全部由同步机组承担。而风电场参与调频时，在频率下降过程中，机组转速降低，进而释放转子动能为系统提供功率支撑。由图 7(a)可知，风电场参与调频可提高频率最低值，且在未出现频率二次跌落时，风电场调差系数 δ 越小(即下垂系数越大)，频率最低值越大，这将减小频率最低值越限的可能性，有利于系统的安全运行。

而在传统下垂控制方式下，调频功率在风电机组之间平均分配，相当于各台机组采用相同的下垂系数。由图 7 可知，减小风电场调差系数 δ 时(即增大下垂系数)，机组转速的降低将更显著，此时低风速机组易出现转速越限的情况。如图 7(b)所示，在 $\delta = 3$ 和 $\delta = 2$ 时，7 m/s 风速下机组转速下降至限值 ω_{wmin} 处，进而导致转速保护动作并带来频率二次跌落问题。由图 7(a)可知， δ 越小，频率二次跌落情况越严重。

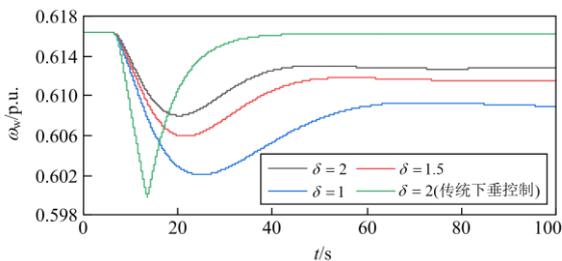
4.2 改进方式下的仿真分析

同样在母线 7 处设置 72 MW 的负荷突增扰动，扰动发生时刻设置为 5 s。图 8 给出了基于本文所提方法的风电场参与调频时系统频率曲线和机组转速曲线，同时设置了 $\delta = 2$ 时传统下垂控制下的仿真曲线作为对比。

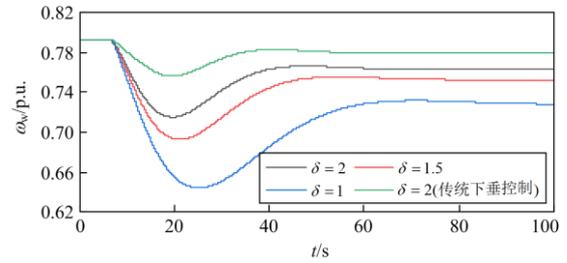
由图 8 可知，在相同风电场调差系数下(以 $\delta = 2$ 为例)，相较于传统下垂控制方式，采用本文所提方法时，中风速机组将承担更多调频任务，低风速和高风速机组则由于转速和功率限制合理减少了所提供的调频功率，进而可避免低风速机组因过度响应而带来的频率二次跌落问题。



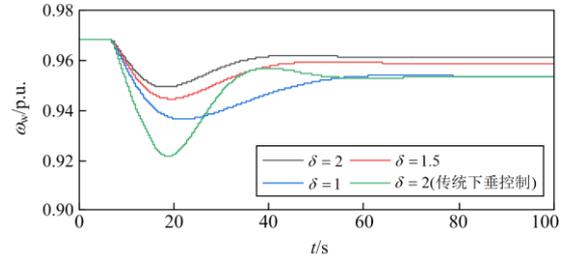
(a) 系统频率



(b) 7 m/s 风速下机组转速



(c) 9 m/s 风速下机组转速



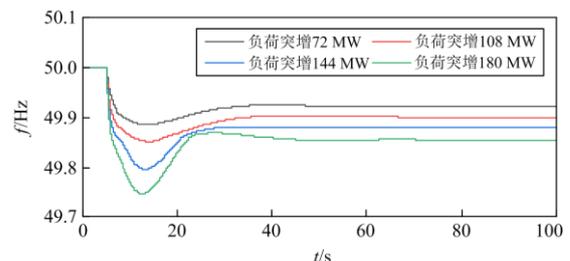
(d) 11 m/s 风速下机组转速

图 8 不同调差系数下风机参与调频仿真曲线

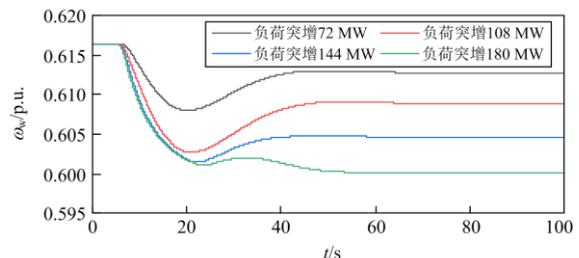
Fig. 8 Simulation curve of wind turbine participating in frequency regulation under different regulation coefficients

同时，传统下垂控制下， $\delta = 3$ 时就已出现频率二次跌落问题，而在本文所提方法下， $\delta = 1$ 时仍未出现频率二次跌落问题。因此，采用本文所提方法时，风电场调差系数可以取到更小的值，这将能更大程度上发挥风电机组的调频能力，减轻同步机组的调频压力。

就工程实际而言，风电场的调差系数一般是不变的，但系统出现的扰动大小是未知的。图 9 给出了不同扰动下，当风电场采用本文所提功率分配方法时的系统频率曲线和风电场内各风速下机组的转速曲线。在图 9 中，风电场的调差系数 δ 设置为 2。



(a) 系统频率



(b) 7 m/s 风速下机组转速

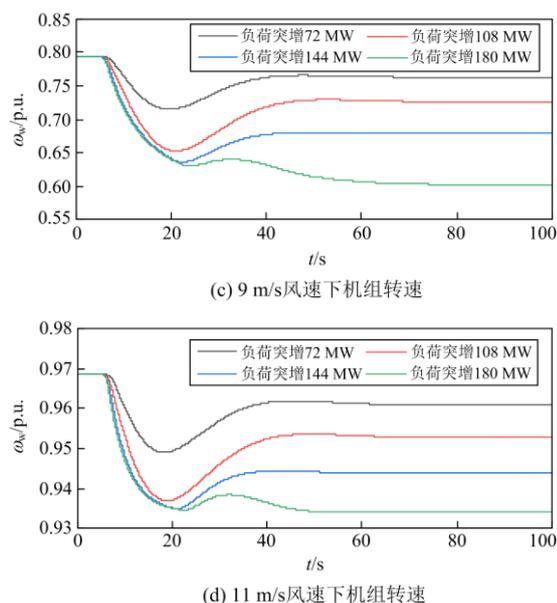


图9 不同扰动下风机参与调频仿真曲线

Fig. 9 Simulation curve of wind turbine participating in frequency regulation under different disturbance

由图 9(a)可知, 风电场采用本文所述控制方法参与一次调频时, 随着扰动的增大, 系统都未出现频率二次跌落问题。结合图 9(b)、图 9(c)和图 9(d)可知, 随着扰动增大, 风电场内不同风速下机组的调频能力被逐渐挖掘。特别是当系统遭受负荷突增 180 MW 的扰动时, 由图 9(b)和图 9(c)的绿色曲线可知: 风电场内的低中风速机组在一次调频结束后转速稳定在转速限值附近, 这表明机组的调频能力已经被充分挖掘; 而高风速机组由于并网功率的限制, 所分配的调频功率较小, 因而稳态时转速高于低中风速下机组对应的转速。

5 结论

针对风电场基于下垂控制参与一次调频可能带来的频率二次跌落问题, 本文提出了考虑风电机组转速和功率限制的风电场一次调频功率分配方法, 主要研究结论如下:

- 1) 低风速机组和高风速机组调频能力受转速和功率约束较为明显, 中风速机组调频能力较强。
- 2) 传统下垂控制下, 低风速机组在参与调频时易出现过度的情况, 进而带来频率二次跌落问题, 且调差系数越小, 频率二次跌落问题越严重。
- 3) 采用本文所提方法时, 中风速机组将承担更多调频任务, 进而可避免低风速机组因过度响应而带来的频率二次跌落问题。且风电场调差系数可以取到更小的值, 有利于充分发挥机组的调频能力。

参考文献

- [1] 李军徽, 冯喜超, 严干贵, 等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 163-170.
LI Junhui, FENG Xichao, YAN Gangui, et al. Survey on frequency regulation technology in high wind penetration power system[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 163-170.
- [2] 高雷, 苏辛一, 刘世宇. 可再生能源消纳责任权重下的新能源合理弃电率研究[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 136-142.
GAO Lei, SU Xinyi, LIU Shiyu. Study on reasonable curtailment rate of renewables under certain renewable energy consumption quota obligation[J]. Electric Power, 2020, 53(12): 136-142.
- [3] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646.
- [4] 邓兆顺, 朱介北, 俞露杰, 等. 实现转子转速保护的双馈异步发电机有功输出速降新方案[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 113-122.
DENG Zhaoshun, ZHU Jiebei, YU Lujie, et al. A novel fast active power output reduction scheme of a DFIG for rotor speed security[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 113-122.
- [5] GAUTAM D, GOEL L, AYYANAR R, et al. Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 214-224.
- [6] GEVORGIAN V, ZHANG Y, ELA E. Investigating the impacts of wind generation participation in interconnection frequency response[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3): 1004-1012.
- [7] 丁磊, 尹善耀, 王同晓, 等. 结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2385-2391.
DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2385-2391.
- [8] YAN C, TANG Y, DAI J, et al. Uncertainty modeling of wind power frequency regulation potential considering distributed characteristics of forecast errors[J]. Protection

- and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(3): 276-288.
- [9] DE ALMEIDA R G, PECAS LOPES J A. Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 944-950.
- [10] 付媛, 王毅, 张祥宇, 等. 变速风电机组的惯性与一次调频特性分析及综合控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(27): 4706-4716.
FU Yuan, WANG Yi, ZHANG Xiangyu, et al. Analysis and integrated control of inertia and primary frequency regulation for variable speed wind turbines[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(27): 4706-4716.
- [11] LUO H, HU Z, ZHANG H, et al. Coordinated active power control strategy for deloaded wind turbines to improve regulation performance in AGC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(1): 98-108.
- [12] DONG Z, LI Z, DONG Y, et al. Fully-distributed deloading operation of DFIG-based wind farm for load sharing[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 430-440.
- [13] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [14] 何廷一, 王晨光, 李胜男, 等. 云南电网低频问题下风机转子动能控制研究[J]. 电力建设, 2021, 42(10): 110-118.
HE Tingyi, WANG Chenguang, LI Shengnan, et al. Research on rotor kinetic energy control of wind turbines under low-frequency condition in Yunnan power grid[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(10): 110-118.
- [15] 蔡葆锐, 杨蕾, 黄伟. 基于惯性/下垂控制的变速型风电机组频率协调控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 169-177.
CAI Baorui, YANG Lei, HUANG Wei. Frequency coordination control of a variable speed wind turbine based on inertia/droop control[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 169-177.
- [16] 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.
- [17] VIDYANANDAN K V, SENROY N. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 837-846.
- [18] 潘文霞, 全锐, 王飞. 基于双馈风电机组的变下垂系数控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(11): 126-131.
PAN Wenxia, QUAN Rui, WANG Fei. A variable droop control strategy for doubly-fed induction generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(11): 126-131.
- [19] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 27-33.
CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 27-33.
- [20] 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.
- [21] GARMROODI M, VERBIC G, HILL D J. Frequency support from wind turbine generators with a time-variable droop characteristic[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 676-684.
- [22] 侍乔明. 风力发电机组虚拟惯量的协同控制方法研究[D]. 西安: 西安交通大学, 2015.
SHI Qiaoming. Study on the coordinated virtual inertial control of wind turbines[D]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University, 2015.
- [23] 徐波, 章林炜, 俞向栋, 等. 基于系统辨识的电力系统惯量在线评估改进方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 62-69.
XU Bo, ZHANG Linwei, YU Xiangdong, et al. An improved method of power system inertia online estimation based on system identification[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 62-69.

收稿日期: 2021-10-04; 修回日期: 2022-02-22

作者简介:

何廷一(1987—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为系统分析电网协调; E-mail: 584786940@qq.com

孙 领(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统频率稳定分析与控制; E-mail: 2992091977@qq.com

王晨光(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统频率稳定分析与控制。E-mail: 931420988@qq.com

(编辑 葛艳娜)