

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250004

基于机组动态分类的风电场一次调频协调控制算法

郭克¹, 戴璇¹, 张彬彬¹, 高嵩¹, 陈超波¹, 蔡莉媛²

(1. 西安工业大学学生处, 陕西 西安 710021; 2. 武警工程大学密码工程学院, 陕西 西安 710086)

摘要: 针对传统风电场一次调频算法的风电机组调频效果差、轴系振荡的问题, 提出了一种考虑机组旋转备用分类的风电一次调频协同控制算法。首先, 根据机组的功率调节能力、释放旋转储能能力和安全转速运行要求, 将风电场内机组划分为4类, 分别为优先旋转备用、一般旋转备用、弱旋转备用和无旋转备用机组。其次, 获取不同限功率条件下的优先旋转备用机组的一次调频能力。然后, 对于优先旋转备用机组, 采用按调频能力分配的风电场一次调频系统控制算法。最后, 在仿真平台上对所提算法进行验证。实验结果表明, 所提算法能满足电网调频需求, 调频效果优于传统的风电场一次调频算法, 且风电机组的轴系振荡明显降低。

关键词: 风电场; 一次调频; 风电机组; 调频控制; 弱电网; 功率调节; 储能能力

Coordination control algorithm for primary frequency regulation of wind farms based on wind turbine dynamic classification

GUO Ke¹, DAI Xuan¹, ZHANG Binbin¹, GAO Song¹, CHEN Chaobo¹, CAI Liyuan²

(1. Students Administration Department, Xi'an Technological University, Xi'an 710021, China;

2. School of Cryptography Engineering, Armed Police Engineering University, Xi'an 710086, China)

Abstract: To address the issues of poor frequency regulation performance and torsional oscillations in traditional wind farm primary frequency regulation algorithms, this paper proposes a coordinated control algorithm for wind power primary frequency regulation considering dynamic classification of unit spinning reserves. First, according to the safe speed operation requirements, power regulation capability, and releasable rotating energy storage capacity, the wind turbines in the wind farm are divided into four categories, namely, priority spinning reserve units, general spinning reserve units, weak spinning reserve units, and non-spinning reserve units. Second, the primary frequency regulation capability of the priority spinning reserve units under different power limit conditions is obtained. For these priority units, a wind farm primary frequency regulation control algorithm based on frequency regulation capability is adopted. Finally, the proposed algorithm is verified on a simulation platform. The experimental results show that the proposed algorithm can meet the primary frequency regulation requirements of the power grid, achieving better frequency regulation performance than traditional algorithms, and significantly reduce shaft oscillations in the wind turbine units.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62303368).

Key words: wind farm; primary frequency regulation; wind turbine; frequency regulation control; weak network; power regulation; energy storage capacity

0 引言

风电作为我国的主流新能源之一, 具有占地面积小、功率密度大的优点^[1]。然而我国的风能资源不平衡, 风电基地多集中在“三北”地区^[2], 随着

电网中风电比例不断增大, 导致电网阻抗减少、系统稳定性变差、短路容量比降低^[3-6]。同时, 由于风能自身的不确定性、波动性, 导致电网极易发生频率波动。为提高电网频率稳定性, 世界各国制定了风电并网标准, 使其具有类似于同步发电机的一次调频能力^[7-9]。

为了使风电机组具备一次调频能力, 工程上风电场的一次调频控制策略是使所有机组均参与一次

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62303368); 深圳市协同创新专项项目资助(CJGJZD20220517141401003)

调频^[10-12], 该方法简单、有效。但是大型风电场内机组数量较多, 每台机组的风速、转速、桨距角不同。当电网频率波动时, 采用传统的风电场一次调频策略, 所有机组都释放旋转储能, 可能会导致部分机组转速接近最小安全转速, 造成切机事故, 同时还可能存在部分风电机组限功率运行, 尚未达到最大功率输出, 未充分释放其旋转储能^[13]。同时, 采用经典的风电场调频控制算法, 由于受到锁相环、机组调频控制器等的影响, 部分机组存在轴系振荡, 有功功率输出波动大的问题^[14]。对此, 部分学者建议对风电场内所有机组进行分类, 将具备不同调频能力的机组分为不同类型, 目前基于机组分类的风电场一次调频算法主要采用预测风速法^[15]、模型预测法^[16]等。但是, 这些方法严重依赖预测风速和精确数学模型^[17], 同时模型预测法存在“维度灾难”、实用性差等缺陷。与此同时, 由于目前风电机组容量逐年递增, 导致大部分风电场存在限功率运行情况^[18], 以上算法均未考虑限功率运行风电机组的一次调频能力, 不能充分发挥限功率运行机组的一次调频能力。

综上, 本文分析了不同限功率运行区的风电机组一次调频能力的出力情况, 将风电场内风电机组划分为优先旋转备用、一般旋转备用、弱旋转备用和无旋转备用机组。其次, 获取不同限功率运行状态下的风电机组旋转释放储能以及有功功率调节能力。然后, 设计了考虑机组运行状态的风电场一次调频控制算法: 无旋转备用机组、弱旋转备用机组不参与一次调频; 一般旋转备用机组自行参与电网一次调频; 优先旋转备用机组接收风电场有功功率分配。最后, 通过仿真实验, 对比了无风电机组参与一次调频、经典一次调频算法和本文所提一次调频算法的性能, 验证了所提算法的可行性和优越性。

1 考虑机组运行状态的一次调频区域划分

当前风电机组的一次调频控制器模型如图 1 所示。其中, P_{cmd} 为风电场中心下发给机组的有功功率控制指令; ω 为风电机组的转速。通过查表法可以得到其对应的最大功率输出 P_{MPPT} , 当 P_{MPPT} 高于 P_{cmd} 时, 风电机组限功率运行; 反之, 机组为最大功率输出。 P_{ref} 为机组的有功功率参考指令; ΔP 为风电机组的一次调频环节输出功率; Δf 为电网标准频率 f_{ref} 和电网实测频率 f_{meas} 之差; K_d 为一次调频控制器的惯性控制系数; K_p 为下垂控制系数。当电网频率为标准频率时, 一次调频控制器输出为 0; 当电网频率发生波动时, 风电机组引入一次调频控

制, 通过 P_{ref} 间接控制变流器的电磁转矩, 进而控制风电机组的功率输出。

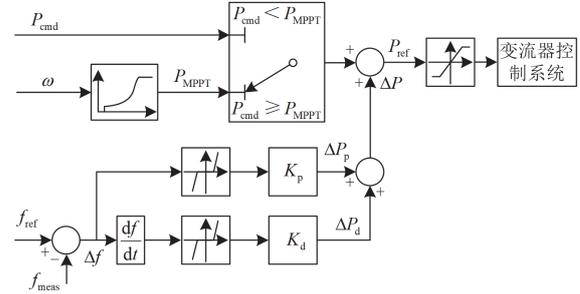


图 1 经典的风电机组一次调频控制器结构图

Fig. 1 Structure of a classic wind turbine primary frequency controller

1.1 风电机组一次调频能力划分

目前大容量风电机组并入电网, 为提高电网的安全性、稳定性, 电网调度部门对风电机组执行严格的限发要求^[19], 风电机组大概率处于限功率运行。风电机组处于限功率运行时, 多采用变速变桨相结合的有功功率控制策略^[20], 该策略主动提高风电机组转速, 充分利用其旋转储能。综合考虑风电机组是否能够释放旋转储能, 是否处于限功率运行, 将风电机组的与逆行区域划分为无旋转备用区、弱旋转备用区、一般旋转备用区、优先旋转备用区。

1.1.1 无旋转备用区

由于风电机组含有齿轮箱、轴承和发电机等机械部件, 为避免其发生损坏, 必须设定安全转速; 同时由于发电机发电效率要求, 风电机组又设定有最小转速, 避免其发生停机事故。当风电机组的转速高于安全转速 ω_{safe} 或低于最小转速 ω_{min} 时, 风电机组可判定处于无旋转备用区, 其判断标准为

$$\Omega_{unable} = \{\omega | \omega < \omega_{min} \cup \omega > \omega_{safe}\} \quad (1)$$

式中: \cup 表示集合交集符号。

1.1.2 弱旋转备用区

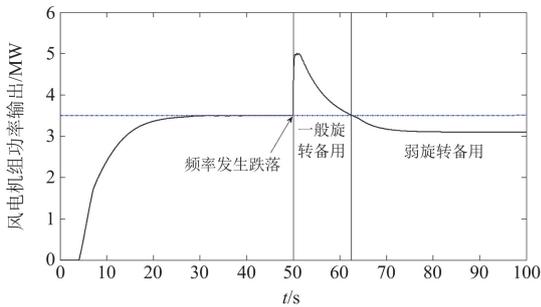
经典的风电机组一次调频控制算法, 主要是通过主动增大风力发电机电磁转速, 进一步降低风电机组转速, 进而增加输出到电网的瞬时功率。然而, 当调频前风电机组的转速低于最优转速时, 采用该方法必然会降低风电机组的风能捕获能力。

图 2 介绍了 NERL-5MW 风电机组的功率输出和转速变化。在电网频率发生跌落前, 风电机组为最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)运行, 50 s 时电网频率发生跌落, 采用如图 1 所示的风电机组执行一次调频算法, 风电机组迅速释放旋转储能, 机组功率输出瞬间增加, 但是转速迅速下降。62 s 后, 风电机组的功率输出开始低于初始

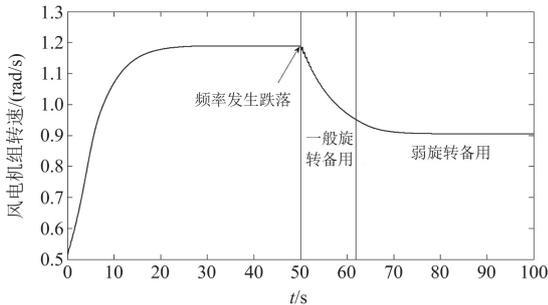
输出, 且由于转速接近最小运行转速, 风电机组不能再进一步释放旋转储能。根据风电机组运行特性, 风电机组弱旋转备用区的判断标准为

$$\Omega_{\text{weak}} = \{(\omega, P_{\text{out}}) | \omega_{\text{min}} \leq \omega < \omega_{\text{weak}}, P_{\text{out}} < P_{\text{set}}\} \quad (2)$$

式中: P_{set} 为当前风速对应的风电机组功率输出, 可通过查表得到; P_{out} 为机组实际功率输出; ω_{weak} 为风电机组弱旋转备用区临界转速。在该转速附近, 无论是通过降速释放机组旋转储能, 还是通过提高风电机组转速来提高风电机组的功率输出, 两者的效果相当。通常 ω_{weak} 可以根据风电机组运行特性曲线或者查表法得到。



(a) 频率发生跌落时风电机组的有功功率输出



(b) 频率发生跌落时的风电机组转速

图2 频率发生跌落时的风电机组功率和转速曲线

Fig. 2 Wind turbine power and speed curves during frequency drop

1.1.3 一般旋转备用区

当风电机组处于一般旋转备用区时, 可通过主动减速来瞬间提高风电机组的功率输出。从图2可以看出, 一般旋转备用区的判定标准为

$$\Omega_{\text{general}} = \{(\omega, P_{\text{out}}) | \omega_{\text{weak}} \leq \omega < \omega_{\text{opt}}, P_{\text{out}} \geq P_{\text{set}}\} \quad (3)$$

式中: ω_{opt} 为风电机组最优转速。

1.1.4 优先旋转备用区

当风电机组处于优先旋转备用区时, 风电机组的转速高于最优转速 ω_{opt} , 此时降低风电机组的转速, 不仅能释放旋转储能, 还可以提高风电机组的风能捕获能力。而当风电机组处于该区域时, 风电

机组没有失速的风险, 其一次调频效率最高。其判定标准为

$$\Omega_{\text{priority}} = \{\omega | \omega_{\text{opt}} \leq \omega < \omega_{\text{safe}}\} \quad (4)$$

1.2 限功率运行机组一次调频能力评价

为保证风电场机组安全, 避免电网频率进一步发生二次跌落事故, 根据风电机组的运行特点及安全约束, 当风电机组的转速接近最小运行转速, 即风电机组处于弱旋转备用区或者无旋转备用区时, 风电机组应采用 MPPT 运行, 不能通过释放储能的方式来提高风电机组功率输出。而当风电机组处于一般旋转备用区和优先旋转备用区时, 风电机组可以释放的旋转储能为^[21]

$$E = \frac{1}{2} J (\omega^2 - \omega_{\text{min}}^2) \quad (5)$$

式中: J 为风电机组转动惯量。

目前的研究大多只考虑了风电机组的旋转储能, 并未考虑风电机组限功率运行时的一次调频能力, 仅从旋转储能这个单一指标来评价风电机组的调频能力, 存在一定的局限性。同时根据风电机组的运行区域分类, 风电场一次调频算法应重点关注优先旋转备用区的风电机组, 当这些机组的有功功率指令提高时, 不仅会释放转子的旋转储能, 还可以大幅提高风电机组的风能捕获能力, 为后续的二次调频提供有利基础。根据文献[18]提出的风电机组变速变桨协调控制原理和风电机组运行特性, 本文分别讨论了变速限功率、变速变桨限功率和变桨限功率运行时的风电机组一次调频能力, 并通过风电机组旋转储能和有功功率两个指标进行阐述。

1.2.1 变速限功率机组的一次调频能力

根据不同运行区域的特点, 本文对机组变速限功率的一般旋转备用区、弱旋转备用区和无旋转备用区的调频能力进行了划分。当风电机组变速限功率运行时, 其桨距角为 0° , 风电机组可以不用调节桨距角, 仅通过主动提升其转速, 即可完成风电机组的有功功率控制, 则此时风电机组的一次调频能力如图3所示。图中, P_{max} 为风电机组最大功率输出, v 为风速。根据风电机组一次调频分类, 无旋转备用区的特点是机组转速低于最小运行转速, 弱旋转备用区的特点是转速介于最小运行转速和临界转速之间, 一般旋转备用区的特点为高于临界转速且低于最优转速, 而将高于最优转速且低于安全转速的区域划分为最优调节区。假设机组当前工作在 C 点, 由于其转速明显高于最优转速, 且功率输出低于最大功率点, 则采用释放旋转储能的方式, 这样不仅可以瞬时提高功率输出, 同时还可以提高风能捕获能力, 假设当前机组的转速为 ω_1 , 则此时机组的一次调频能力为

$$\begin{cases} E = \frac{1}{2} J(\omega^2 - \omega_{opt}^2) \\ \Delta P_f = \left(\frac{|\omega - \omega_{opt}|}{\omega_{max}} \right) P_{max}(v) \end{cases} \quad (6)$$

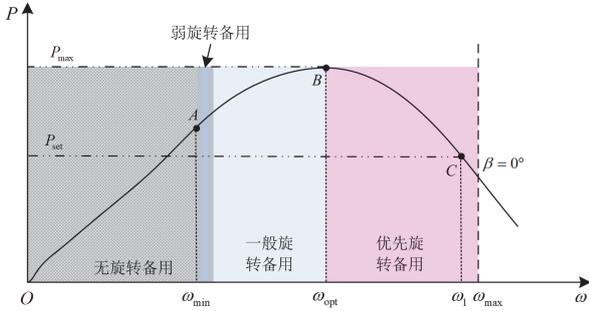


图3 风电机组变速限功率控制时的旋转备用分类

Fig. 3 Spinning reserve classification of wind turbines with variable speed limited power control

1.2.2 变速变桨限功率机组的一次调频能力

与变速限功率运行不同, 变速变桨限功率的风电机组桨距角大于 0° 。根据风电机组在变速变桨运行区域特性, 其一次调频区域划分如图4所示。图中, 优先旋转备用区域为高于最优转速且低于额定转速的区域, 无旋转备用区和弱旋转备用区的区域划分与变速限功率区域的划分原则相同。

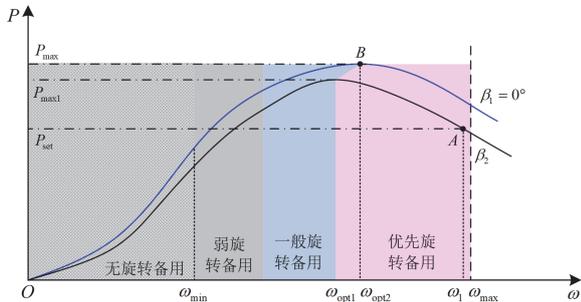


图4 风电机组变速变桨限功率控制时的旋转备用划分

Fig. 4 Spinning reserve classification of wind turbine variable speed combines variable pitch power control

变速变桨限功率运行的旋转储能和功率调节能力如式(7)所示。根据式(7)可知, 风电机组变速变桨限功率运行时, 其功率调节能力与转速和桨距角相关, 其中风电机组的功率调节能力依据文献[22]提出的基于数据驱动的风电机组有功功率评价方法进行评估。

$$\begin{cases} E = \frac{1}{2} J(\omega^2 - \omega_{opt}^2) \\ \Delta P_f = \left(k_1 \frac{|\omega - \omega_{opt}|}{\omega_{max}} + k_2 \frac{|\beta - \beta_{min}|}{\beta_{max}} \right) P_{max}(v) \end{cases} \quad (7)$$

式中: β 为桨距角; k_1 、 k_2 为系数。

1.2.3 变桨限功率机组的一次调频能力

当风速较大时, 为延长风电机组的叶片寿命, 风电机组必须维持在额定转速下运行, 此时风电机组为变桨运行, 系统的最优转速高于额定转速, 系统只能通过调节桨距角, 改变其风能捕获。而由于风速较大, 风电机组转速不能下降过低, 否则容易造成叶片疲劳。这也就意味着, 当风电机组限功率运行时, 风电机组所释放的旋转储能有限, 假设目前风电机组工作在B点, 则风电机组的一次调频能力和旋转备用划分分别为式(8)和图5所示。

$$\begin{cases} E = 0 \\ \Delta P_f = \frac{|\beta - \beta_{min}|}{\beta_{max}} P_{max}(v) \end{cases} \quad (8)$$

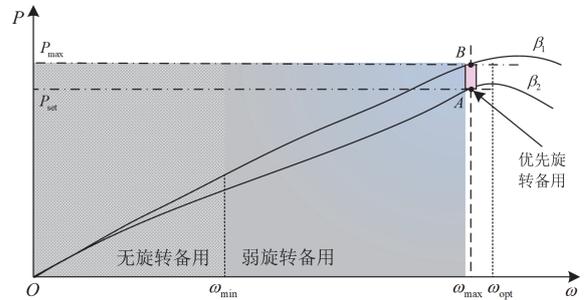


图5 机组变桨限功率控制时的旋转备用划分

Fig. 5 Spinning reserve classification of wind turbine variable pitch power control

2 风电场一次调频协同优化控制算法

通常情况下, 大规模的风电基地包含数十台乃至数百台风电机组, 这些机组的风速、转速、桨距角等状态各异, 一次调频能力也存在诸多差异。当系统进入一次调频时, 如果使所有风电机组均降低转速, 主动释放旋转储能, 可能会导致部分机组进入弱旋转备用区甚至不稳定, 而其他机组可能还处于限功率运行状态。因此, 为了充分发挥风电场风电机组的调频能力, 应该重新评估风电机组的一次调频能力, 协调每个机组的有功功率输出, 在保证风电场响应一次调频的同时, 确保风电场的安全稳定, 避免风电机组切机, 造成频率二次跌落。

对此, 本文提出了考虑风电机组调频能力的风电场一次调频控制算法, 具体如下。

1) 实时获取风电机组的运行状态, 根据机组的转速、最优转速和限功率分类, 判断其运行区域属性, 将其划分为优先旋转备用机组、一般旋转备用机组、弱旋转备用机组和无旋转备用机组。

2) 为了保证风电场的运行稳定性, 避免发生切

机事故，无旋转备用和弱旋转备用的风电机组不参与一次调频出力。为确保风电机组安全稳定运行，该算法采用 MPPT 方式运行以提高风电场的有功功率输出。

3) 为充分发挥风电场内旋转备用机组的一次调频能力，对于优先旋转备用机组，由风电场一次调频控制器进行有功功率控制，快速释放旋转储能；对于一般旋转备用机组，则采用机组本身的一次调频控制器进行控制。

在此过程中，假设风电机组运行状态良好，机

组之间通信顺畅，无其他异常故障。

2.1 风电场一次调频系统协同控制策略

结合风电场一次调频算法的规则，本文提出了风电场一次调频控制算法，主要由风电场一次调频控制和风电机组一次调频控制组成，如图 6 所示。采用双层的风电场一次调频控制策略，既能充分发挥风电机组实时性强、控制灵活的优点，又能利用风电场一次调频控制算法全面协调的优势，在保证所有风电机组安全不切机的前提下，充分发挥风电场的有功功率调节能力。具体工作步骤如下。

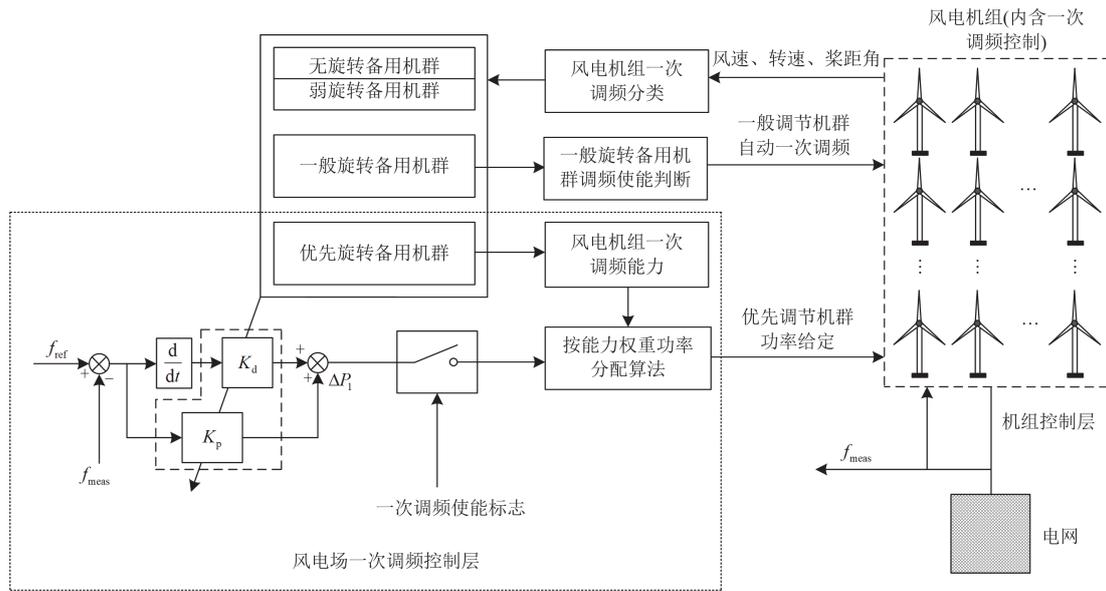


图 6 风电场一次调频协同优化控制算法

Fig. 6 Collaborative optimization control algorithm for primary frequency regulation of wind farms

步骤 1: 获取风电场内所有风电机组的运行状态，根据判别标准，将所有风电机组划分为无旋转备用机群、弱旋转备用机群、一般旋转备用机群和优先旋转备用机群。

步骤 2: 弱旋转备用机群、无旋转备用机群不接收任何风电场功率中心有功控制指令，不参与电网一次调频控制，同时这些机群应迅速按照 MPPT 运行。

步骤 3: 一般旋转备用机群不接收风电场控制器任何指令，采用经典的风电机组一次调频控制算法。

步骤 4: 风电场一次调频控制器在接收电网频率偏差信号 Δf 的同时，还通过自身的下垂控制和虚拟惯量控制环节，计算出风电场优先旋转备用机组的有功出力 ΔP_1 。需要注意的是，当风电场内没有优先旋转备用机群或者一次调频结束时，风电场需要主动退出一一次调频控制算法。

步骤 5: 在风电机组的运行过程中，由于风速

波动、自身状态变化等原因，其调节特性会动态地产生变化，因此需要多次采集机组信息，并重新进行机组分类，为此需要跳转至步骤 1。

采用等效原则，将 N 台优先旋转备用机组等效为单台风电机组，则等效的旋转储能和功率调节能力如式(9)所示。

$$\begin{cases} E_{\text{sum}} = \sum_{i=1}^N E_i \\ P_{f,\text{sum}} = \sum_{i=1}^N P_{f,i} \end{cases} \quad (9)$$

风电场一次调频控制器采用文献[23]提出的自适应下垂控制和自适应惯性控制思想，认为若机组的旋转储能大，则风电场的一次调频控制器惯性系数应增大，一次调频的调节能力越强，风电场的一次调频控制器下垂系数越大。本文中风电场一次调频控制器的惯性系数与下垂系数的具体表达式如式(10)所示。

$$\begin{cases} K_{d,\text{farm}} = K_{d0} \cdot e^{aE_{\text{sum}}} \\ K_{p,\text{farm}} = K_{p0} \cdot e^{b\Delta P_{f,\text{sum}}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: K_{p0} 和 K_{d0} 分别表示风电场一次调频控制器的下垂系数和惯性系数; a 和 b 分别表示对应的调节因子。

按照旋转储能和功率调节能力越大, 分配的有功功率变化越大的原则, 优先旋转备用机组的有功功率指令变化为

$$\Delta P_{\text{cmd},i} = \left(q_1 \frac{E_i}{E_{\text{sum},\text{farm}}} + q_2 \frac{\Delta P_{f,i}}{\Delta P_{f,\text{farm}}} \right) \Delta P_1 \quad (11)$$

式中: $q_1 + q_2 = 1$; ΔP_1 为风电场一次调频控制器输出。

2.2 风电机组一次调频控制结构

为使得所有风电机组在进入弱旋转备用区或者

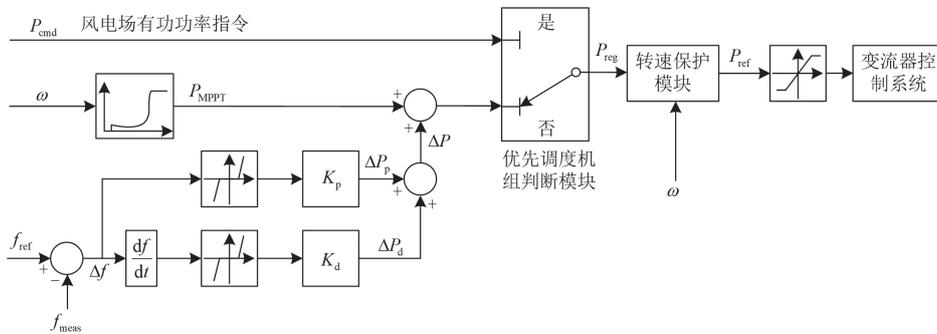


图7 含转速保护模块的风电机组一次调频控制结构

Fig. 7 Primary frequency regulation control structure of wind turbine with speed protection module

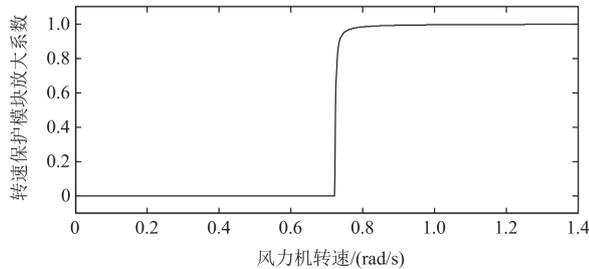


图8 风电机组转速保护模块工作特性曲线

Fig. 8 Operating characteristic curve of wind turbine speed protection module

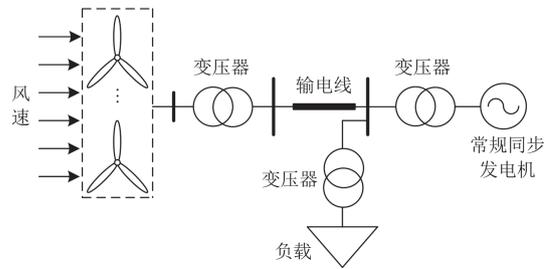


图9 含风电场的弱电网结构示意图

Fig. 9 Schematic diagram of weak current network structure including wind farm

3 仿真验证

搭建如图9所示的含风电场的弱电网系统数学模型^[24], 其中经典同步发电机对电网提供调峰, 容量为150 MW, 风电场内含有9台NREL-5 MW风电机组, 设置仿真模型中的短路比小于3, 为弱电网连接。假设在调频前, 同步发电机的有功功率输出为95 MW, 风电场有功功率输出为20 MW, 所有机组运行状态良好, 不考虑机组的尾流效应, 而此时电网负载为115 MW。

无旋转备用区时, 避免其发生事故, 故本文在传统风电机组一次调频控制器上, 增加保护模块, 如图7所示。首先, 增加优先调度机组判断模块, 当风电机组属于优先旋转备用机组时, 仅接收风电场控制中心指令; 否则, 执行机组一次调频控制, 为避免机组进入最小转速运行, 设计风电机组转速保护模块, 当转速越接近最小转速时, 为保证机组能够安全运行, 转速保护模块如式(12)所示。其中, K_{sp} 为转速保护模块的放大系数; k_{sp} 为斜率因子, k_{sp} 越大, 曲线越陡。可以采用NREL-5 MW风电机组数学模型说明该保护原理, 该机组最低转速为0.7227 rad/s, 越接近最小转速, 一次调频能力越弱。其调节能力如图8所示。

$$K_{sp} = (\sin(\omega - \omega_{\min}) + 1) \times \tan^{-1}(k_{sp}(\omega - \omega_{\min}))/\pi \quad (12)$$

考虑到风速的波动性和随机性, 且同一风电场的不同机组所面临的风况不同, 结合实际风电场风速历史数据^[19], 绘制了该风电场内9台风电机组的风速变化曲线, 如图10所示。其中, 1号机组的平均风速最小, 9号机组的平均风速最大, 其余机组的平均风速依次递增, 风速生成模型按照基本风、整风、随机风和突变风组合而成。

为模拟实际使用过程中电网频率跌落, 在仿真至60 s时, 电网负载突增20 MW, 此时常规同步电

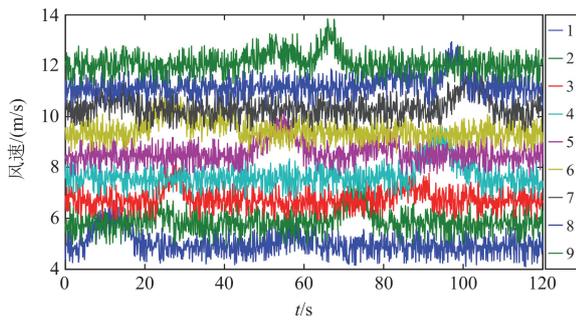


图 10 风电场内机组风速

Fig. 10 Wind speed of wind turbines in wind farm

机并不能迅速补充功率差额，电网频率发生突变。本文对比了没有风电机组参与调频时，风电场经典调频算法和本文所提算法。其中，风电场经典一次调频算法采用文献[25]提出的自适应比例-微分一次调频控制算法。整个弱电网的频率变化曲线和常规同步发电机组的有功功率输出曲线如图 11 所示。通过对比可知，风电积极参与电网调频，可以有效避免频率发生大范围跌落，所有风电机组同时参与调频时，调频效果略差于风电场一次调频协同控制算法，所有机组同时参与调频，容易导致电网发生波动，如 70 s 处，电网频率发生了轻微波动。待频率稳定，后续应退出调频控制。由于风能的波动性，也可能会导致电网频率发生轻微波动，在 80~100 s 时，频率波动处于正常范围。

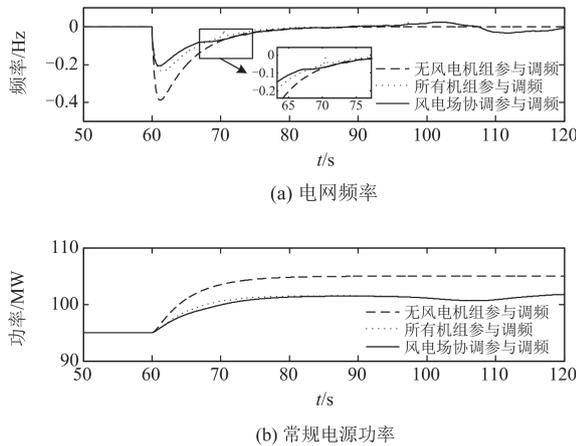


图 11 不同调频策略下的电网频率和常规发电机功率输出
Fig. 11 Frequency variation of the grid and power output curve of synchronous generators under different frequency modulation strategies

图 12 为 3 种弱电网一次调频算法中风电机组的输出情况。对比可知，两种风电场参与调频的效果相当，但是当电网频率在 70 s 处趋于标准频率时，

所有机组参与一次调频的曲线出现了严重的功率波动情况，此时可能引发风电场内部发生功率冲击^[26]，导致电子元件、变压器损坏^[27]。

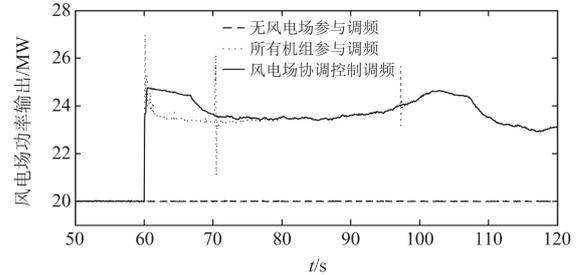
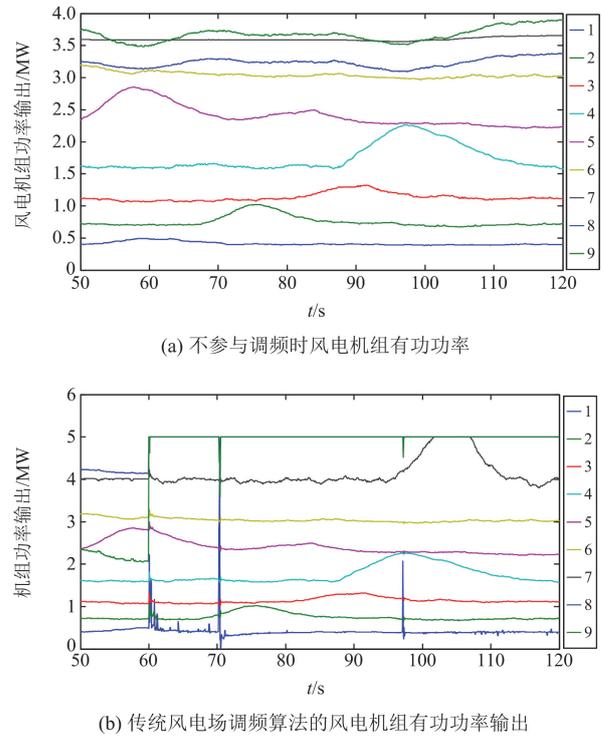


图 12 不同调频策略下的风电场有功功率输出曲线

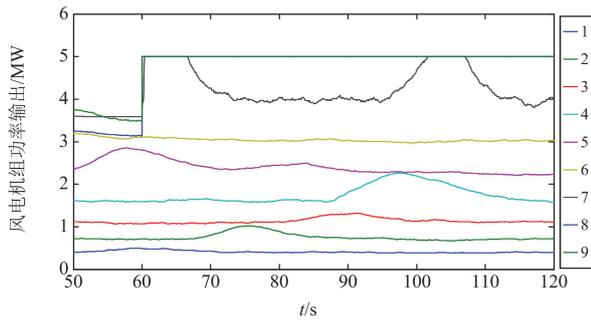
Fig. 12 Active power output curve of wind farms under different frequency modulation strategies

图 13 为 3 种不同一次调频策略下的风电机组有功功率输出情况，图 13(a)中所有风电机组均不参与电网有功功率输出，同时对比图 13(b)和图 13(c)可知，发生电网频率跌落时，高风速的机组功率输出增加，9 号机组的功率输出最大。同时对比可知，采用文中所提出的风电场一次调频控制策略，其机组的次同步振荡几乎不存在，而所有机组参与一次调频时，在 70 s、97 s 附近发生了严重的功率振荡，也就是风电机组发生次同步振荡，此时或导致轴系振荡，造成机组损伤。所有机组均参与一次调频引发的次同步振荡问题，目前其诱发机理可能与其调



(a) 不参与调频时风电机组有功功率

(b) 传统风电场调频算法的风电机组有功功率输出



(c) 本文所提算法的机组有功功率输出

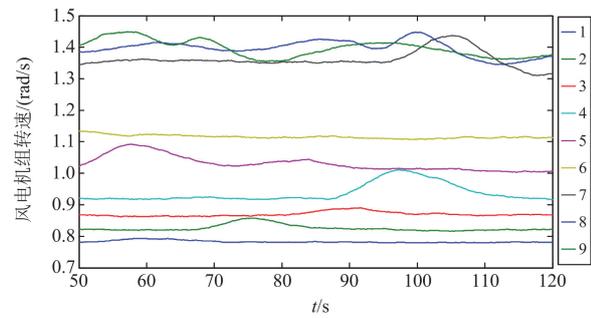
图 13 不同调频场景下的风电机组功率输出

Fig. 13 Power output of wind turbines in different frequency modulation scenarios

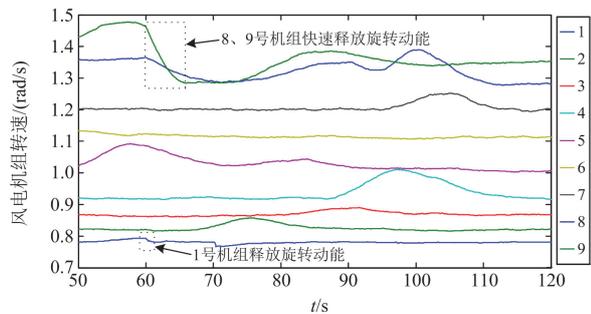
频控制器参数有关^[23], 而本文算法在满足风电机组有功功率提升的前提下, 并没有引起新的次同步振荡。

图 14 为 3 种不同调频策略下风电场机组的转速情况。对比图 14(b)和图 14(c)可知, 1 号、8 号和 9 号机组明显通过旋转储能参与电网一次调频, 但 1 号机组风速较小, 参与一次调频, 容易导致其转速接近最低转速。而本文所提一次调频控制算法有 7 号、8 号和 9 号机组释放旋转储能, 其效果明显优于传统的所有机组参与一次调频控制算法。

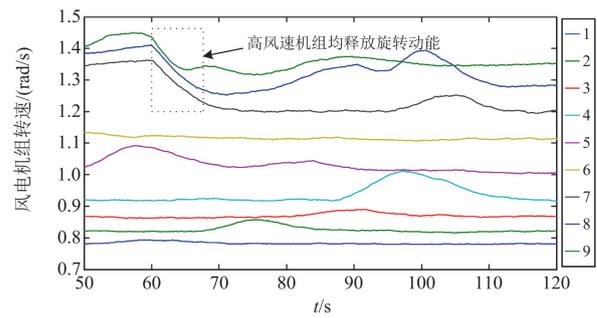
为延长机组使用寿命, 桨距角应该避免频繁动作^[28]。图 15 为不同一次调频场景下风电场各机组的桨距角变化曲线。由于 7 号、8 号和 9 号机组风



(a) 不参与电网调频时机组转速曲线



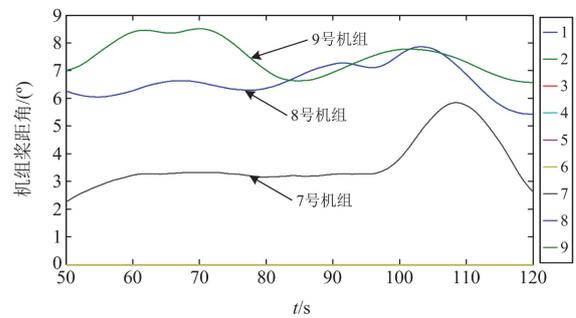
(b) 传统调频算法的机组转速曲线



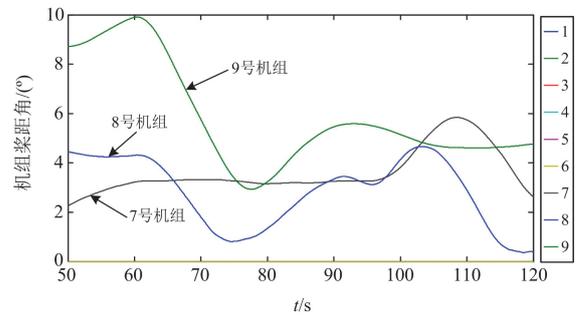
(c) 本文所提算法的机组转速曲线

图 14 不同调频场景下的风电机组转速曲线

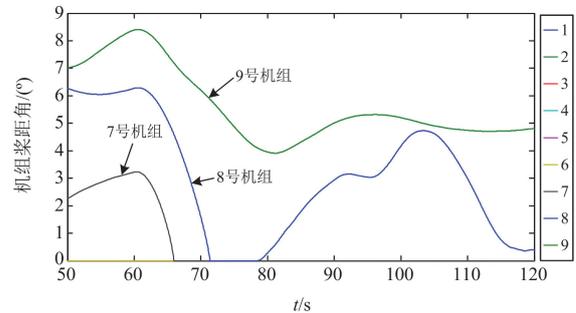
Fig. 14 Wind turbine speed curves under different frequency modulation scenarios



(a) 所有机组不参与调频控制的机组桨距角曲线



(b) 经典风电场一次调频算法的机组桨距角



(c) 本文所提一次调频算法的机组桨距角

图 15 不同调频场景下的机组桨距角曲线

Fig. 15 Pitch angle curve of the unit under different frequency modulation scenarios

速较大,故其存在桨距角大于 0° 的情况,对比60 s电网频率发生跌落后的情况,经典的风电场一次调频算法仅有8号和9号机组参与调频,而本文所提算法的7号机组也明显参与了一次调频,桨距角越小,其输出功率越大,说明本文算法的调频效果明显优于传统一次调频控制算法。

4 结论

在弱电网中,当电网频率发生跌落时,风电场需要积极参与电网一次调频。针对传统风电场所有机组同时参与一次调频,忽略机组的运行状态,导致机组一次调频效率差,部分机组存在轴系振荡的问题,本文提出了一种针对弱电网情况下的风电场一次调频协同控制算法。首先获取机组运行状态,根据机组是否能够安全稳定运行以及是否具有一次调频能力,将风电机组划分为无旋转备用机组、弱旋转备用机组、一般旋转备用机组和优先旋转备用机组。不同类型的风电机组,参与调频的能力不同,其中无旋转备用机组、弱旋转备用机组不参与电网的一次调频,一般旋转备用机组自行进行一次调频,而优先旋转备用机组接收风电场一次调频控制器发出的有功功率调度指令。通过仿真实验验证了本文所提算法基本满足风电场一次调频要求,同时采用本算法能够充分发挥风电机组一次调频潜力,机组的次同步振荡不明显,在有效保证机组安全的同时,减少了次同步振荡对机组的不利影响。与其他风电场调频算法相比,本文所提算法不依赖预测风速、且不需要风电机组精确的数学模型,具有工程价值高、实用性强的优点。

参考文献

- [1] 杨明杰, 胡扬宇, 千海霞, 等. 计及碳排放的综合能源配网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 96-106.
YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 96-106.
- [2] 负保记, 赵文, 王建学, 等. 低碳矿区综合能源系统经济运行优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 177-187.
YUN Baoji, ZHAO Wen, WANG Jianxue, et al. Economic operation optimization of an integrated energy system in low carbon mining area[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 177-187.
- [3] 王育飞, 张文韬, 杨铭诚, 等. 考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频优化模型预测控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 37-48.
WANG Yufei, ZHANG Wentao, YANG Mingcheng, et al. Combined wind-storage system frequency regulation optimization model predictive control considering virtual control parameter adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 37-48.
- [4] 杨本星, 王伟, 杨明轩, 等. 辅助风电并网的构网型储能控制策略研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 56-64.
YANG Benxing, WANG Wei, YANG Mingxuan, et al. Research on grid-forming energy storage control strategy for auxiliary wind power grid-connection[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 56-64.
- [5] 梁伟, 吴林林, 赖启平, 等. 风电直流送出系统送端交流故障下风机过电压研究[J]. 中国电力, 2023, 56(4): 28-37.
LIANG Wei, WU Linlin, LAI Qiping, et al. Study on overvoltage of wind farm under AC fault at sending end of HVDC transmission system[J]. Electric Power, 2023, 56(4): 28-37.
- [6] 汪林光, 李旭涛, 任勇, 等. 基于元启发式算法的新能源电力系统振荡稳定性最差工况搜索方法[J]. 中国电力, 2025, 58(3): 65-72.
WANG Linguang, LI Xutao, REN Yong, et al. A searching method for the worst operating condition of oscillatory stability in new energy systems based on metaheuristic algorithm[J]. Electric Power, 2025, 58(3): 65-72.
- [7] ZHAO C, SUN D, ZHANG X, et al. A two-stage power distribution scheme of multiple wind farms participating in primary frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 38(6): 5009-5021.
- [8] 姜涛, 邱宇琛, 李雪, 等. 考虑差异化调频死区的风电基地分层集群协同频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(2): 108-121.
JIANG Tao, QIU Yuchen, LI Xue, et al. Hierarchical cluster cooperative frequency control strategy for wind power bases considering differential frequency regulation dead zones[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(2): 108-121.
- [9] 金泳霖, 晁璞璞, 刘志辉, 等. 全功率型风电机组调频控制器的实用化辨识方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(8): 91-100.
JIN Yonglin, CHAO Pupu, LIU Zhihui, et al. Practical identification method of frequency regulation controller for full-power wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 91-100.
- [10] SUN M, MIN Y, XIONG X, et al. Practical realization of optimal auxiliary frequency control strategy of wind turbine generator[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(3): 617-626.
- [11] LI L, ZHU D, ZOU X, et al. Review of frequency regulation

- requirements for wind power plants in international grid codes[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 18(7): 113731-113742.
- [12] DING Z, YUAN K, QI B, et al. Robust and cost-efficient coordinated primary frequency control of wind power and demand response based on their complementary regulation characteristics[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(6): 4436-4448.
- [13] LI J H, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2018, 3(1): 21-34.
- [14] TAGHVAEI M, GILVANEJAD M, SEDIGHIZADE M. 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(1): 103834-103842.
- [15] SHI T, NAYANASIRI D, LI Y. Synchronous oscillations in wind farms—an overview study of mechanisms and damping methods[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2020, 14(19): 3974-3988.
- [16] SWISHER P, LEON J P M, GEA-BERMUDEZ J, et al. Competitiveness of a low specific power, low cut-out wind speed wind turbine in north and central Europe towards 2050[J]. *Applied Energy*, 2022, 30(6): 118043-118050.
- [17] BOYLE J, LITTLER T, MUYEEN S M, et al. An alternative frequency-droop scheme for wind turbines that provide primary frequency regulation via rotor speed control[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2021, 13(3): 107219-107228.
- [18] 周志超, 王成山, 郭力, 等. 变速变桨距风电机组的全风速限功率优化控制[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(8): 1837-1844.
ZHOU Zhichao, WANG Chengshan, GUO Li, et al. Output power curtailment control of variable-speed variable-pitch wind turbine generator at all wind speed regions[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(8): 1837-1844.
- [19] 刘军, 张彬彬, 赵晨聪. 基于数据驱动的风电场有功功率分配算法[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(17): 125-131.
LIU Jun, ZHANG Binbin, ZHAO Chencong. Data-driven based active power distribution algorithm in wind farm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(17): 125-131.
- [20] MA Y, XU J, GAO C, et al. Low-frequency oscillations and resonance analysis of VSG-controlled PMSG-based wind generation systems[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2025, 13(1): 115-127.
- [21] CHAI Z, LI H, XIE X, et al. Output impedance modeling and grid-connected stability study of virtual synchronous control-based doubly-fed induction generator wind turbines in weak grids[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2021, 12(6): 106601-106613.
- [22] TIAN G, SUN Q Z. A stochastic controller for primary frequency regulation using ON/OFF demand side resources[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023(7): 852-863.
- [23] SUN D, ZHENG W, YU J, et al. Research on the primary frequency regulation control strategy of a wind storage hydrogen-generating power station[J]. *Electronics*, 2022, 11(22): 3669-3675.
- [24] CHENG Y, AZIZIPANAH-ABARGHOOEE R, AZIZI S, et al. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: a review[J]. *Applied Energy*, 2020, 27(9): 115798-115805.
- [25] SHANGGUAN X, HE Y, ZHANG C, et al. Sampled-data based discrete and fast load frequency control for power systems with wind power[J]. *Applied Energy*, 2020, 25(9): 114202-114211.
- [26] CUI W, JIANG Y, ZHANG B. Reinforcement learning for optimal primary frequency control: a Lyapunov approach[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 38(2): 1676-1688.
- [27] 李腾辉, 李卫东, 申家锴, 等. 双馈风电机组利用转子动能进行一次调频能力动态估计[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(10): 109-117.
LI Tenghui, LI Weidong, SHEN Jiakai, et al. Dynamic estimation of primary frequency regulation capability of doubly-fed wind turbines using rotor kinetic energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(10): 109-117.
- [28] 苏嘉豪, 蔺红, 樊艳芳. 基于变下垂系数的风电全直流输电系统一次调频协调控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(8): 55-64.
SU Jiahao, LIN Hong, FAN Yanfang. Primary frequency regulation coordination control strategy of a wind power all-DC transmission system based on variable droop coefficient[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(8): 55-64.

收稿日期: 2025-01-03; 修回日期: 2025-06-03

作者简介:

郭克(1981—), 男, 工程师, 研究方向为电气工程及其自动化; E-mail: 188329479@qq.com

张彬彬(1990—), 男, 通信作者, 工学博士, 研究方向为智能控制、风力发电。E-mail: zbb521zbb@126.com

(编辑 石晋美)