

基于功率平衡控制原理的双馈风电机组辅助调频方法

黄伟¹, 陈炜², 吴军², 刘涤尘², 吴琛¹, 程旻¹, 陈桢³

(1. 云南电网有限责任公司, 云南 昆明 650000; 2. 武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072; 3. 华能福州电厂, 福建 福州 350000)

摘要:高比例的风电并网给电网的功率平衡与频率稳定带来了严峻的挑战,如何充分发挥变速风电机组的有功备用潜力,研究风电场快速可控的调频控制方法成为提高风电消纳能力的关键问题。提出适用于全风速工况的变速变桨距风电机组的改进型有功控制策略,有效地实现了风电场响应电网功率调度指令减载运行并提供旋转备用。考虑风电场分散接入场景,针对机组跳机和负荷脱网等可监测的、大容量的单一扰动/故障事件,基于功率平衡控制原理提出风电场的辅助调频协调控制新方法,在电网功率发生突变时,根据风电场与扰动节点的最短电气距离,合理启动和分配不同风电场的紧急功率控制容量。仿真结果表明,所设计的风电场有功-频率控制方案能从降低暂态频率偏差幅值及减小频率恢复时间两方面,有效地提升系统发生扰动后的频率稳定性。

关键词:变速变桨距风电机组;功率平衡控制;紧急功率控制;电气距离;有功-频率控制;调频

中图分类号:TM 614

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.01.010

0 引言

高比例的风电接入给电网带来巨大的经济和环境效益的同时,也给系统的功率平衡和频率稳定问题带来严峻的挑战^[1-2]。当大容量风电机组接入电网并取代部分传统同步发电机组时,由于传统的变速变桨距风电机组采用转速和电网频率解耦控制的策略,其无法响应电网实时频率变化,因此大规模风电并网将会降低系统的惯量水平,可能造成频率支撑能力不足;目前部分文献所提出的基于有差调节的下垂控制方法,虽然实现了风电机组出力对系统频率变化的响应,但需要频繁调整风电机组的有功出力,过于依赖系统的频率变化反馈,调频过程缺乏可控性和灵活性,同时下垂控制环节和风电机组的最大功率点跟踪 MPPT(Maximum Power Point Tracking)控制相互影响,微分环节的参数选取较为困难^[3-5]。因此,在高比例风电接入的场景下,如何充分利用风电作为电网旋转备用,研究风电机组基于功率扰动本身作为响应参数的灵活可控的调频控制方法,成为提升风电消纳能力及系统安全稳定性的关键问题。

为了实现风电参与调频,风电场首先应具备有功调节和备用能力。常见的控制方法包括变速法和变桨法 2 种,文献[6]提出结合变转速和变桨距角的有功协调控制方案的效果更优,据此文献[7-9]依据

不同的风速采用不同的功率控制方法,结合变速和变桨距控制实现风电机组减载运行,但控制环节依赖风速的实时测量值,缺乏可靠性。同时目前对风电机组有功控制策略的研究也缺乏对不同控制模式之间相互协调与转换过程的具体讨论。

针对风电场参与电网频率的调整,文献[10]研究了风电高渗透率网络的高频问题,设计了基于主导风电场的切机策略,取得了良好的频率控制效果,但是切机方案难以避免机组脱网以及重新并网对系统造成的冲击;文献[11-13]引入下垂控制环节,结合比例微分控制器实现变速风电机组的快速有功调节,模拟风电机组惯性响应并参与电网频率一次调整,但在参与调频的过程中,需要风力机的转速偏离最优转速,风电机组捕获机械功率不足,这加剧了转速恢复过程中的频率跌落,因此模拟惯性调频仅适用于短期调频,不能满足电网的频率调整要求。目前,理论研究大多关注依赖频率变化反馈的风电机组调频控制方法,调频过程缺乏可控性,同时文献[14]提出引入下垂控制可能给风电并网带来新的虚拟功角特性与稳定问题,这增加了风电机组并网问题的复杂性。

为了使风电机组具有灵活可控的调频能力以满足电网需求,本文首先设计变速风电机组的改进型有功备用控制方法与控制系统,基于变速、变桨法的原理实现风电机组有功调节并为电网提供旋转备用。同时考虑风电场分散接入场景,针对机组跳机和负荷脱网等可监测的、大容量单一扰动/故障事件,依据功率平衡控制原理,在电网功率发生骤变超过阈值时,合理选择和分配不同位置的风电场对系统功率支援比例,从而实现风电机组参与系统频率

收稿日期:2018-07-05;修回日期:2018-10-31

基金项目:云南电网有限责任公司科技项目(风、光新能源调频及调压协调控制技术研究)(0560002018030301XT00120)

Project supported by the Science and Technology Project of Yunnan Power Grid Limited Liability Company(Research on the Coordinated Control Technology of Frequency and Voltage Regulation of Wind and Solar Power)(0560002018030301XT00120)

调整,有效提升系统发生扰动后的频率稳定性,最后通过标准算例进行验证。

1 功率平衡控制原理

依据电力系统安全稳定控制的概念,功率平衡控制原理作为电网发生扰动后的预防性控制方法之一,其原理是在最短的时间内用尽量简单的判据和算法对发电机组进行调节,以维持电网功率平衡^[15]。因此,功率平衡控制原理适用于风电场接入网络内因扰动产生的功率失衡与频率稳定问题。

基于功率平衡控制思想的风电场调频措施需要与传统同步机组的频率控制手段进行信息交换,并据此进行充分协调和配合。区别于风电机组的下垂控制,当电网功率发生突变时,基于功率平衡控制原理的风电场有功调频操作不依赖于系统频率变化,为了满足系统快速功率平衡及频率响应的要求,直接根据电网初始功率缺额大小与系统备用水平,采用简单的算法选取合适的风电场与功率支援比例,在最短时间内将参与调频的风电场功率调整至理想值,从而减小风电场调频控制的复杂性与系统功率缺额。风电场有功备用控制策略以及调频方案的具体论述如下。

2 变速风电机组有功控制器设计

2.1 变速风电机组有功备用控制原理

固定风速下,变速变桨距风电机组的功率-转速特性曲线如图 1 所示^[12]。图中,运行点 A 为风电机组在 MPPT 控制下的最优运行点;运行点 B 为变速运行点,由图 1 可以看出当增加风力机转速时,风电机组的输出功率降低,即实现了减载运行;运行点 C 为风电机组的变桨点,实现方法是维持运行点 A 的转速,仅将机组的桨距角从 β_A 增加至 β_C ,即当增大桨距角时,机组的功率减小,风电机组也实现了减载运行。

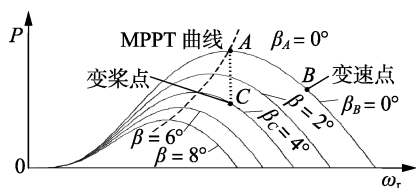


图 1 变速风电机组的功率-转速特性曲线

Fig.1 Power-speed characteristic curve of variable-speed wind turbine

变速法具有功率快速调节的优势,但风力机的转速最大能增加至额定转速,因此变速法的有功调节能力有限;变桨法虽然可以实现全风速工况下的有功控制,但需要频繁调整桨距角大小,增加了机械损耗^[8]。本文综合变速法和变桨法的优势,采用优先增加转速的变速、变桨法协同有功控制策略,具体

介绍如下。

2.2 有功备用控制策略

中低风速是风电机组最主要的运行环境,风速范围为 $V_{\text{cut-in}} \sim V_1$,其中 $V_{\text{cut-in}}$ 为启动风速, V_1 为风电机组到达额定转速时的风速。图 2 为某固定风速工况下风电机组有功备用的控制原理。运行点 A 为风电机组在该风速条件下的最大功率运行点,当需要风电机组减载运行至 P_{res1} 时,增加风电机组的转速至运行点 B 即可。由于运行点 B 对应于风力机的额定转速,因此对于 $[P_{\text{res1}}, P_{\text{MPPT}}]$ 范围内的任意功率指令值,都可以仅通过变速法实现减载备用。当继续降低风电机组的功率至 P_{res2} 时,对应运行点 C,则需启动桨距角控制。相较于运行点 B,相同转速下运行点 C 的桨距角较大 ($\beta_2 > \beta_1$),即变桨法的加入使风电机组实现了更大范围的减载运行。而若仅采用变桨法控制调整风电机组的功率至 P_{res2} ,对应的运行点为 C',此时需要增加桨距角至 β_3 ($\beta_3 > \beta_2$)。可见低风速下优先增加转速的有功控制方案有效地减小了风电机组变桨系统的动作幅度,降低了设备损耗。

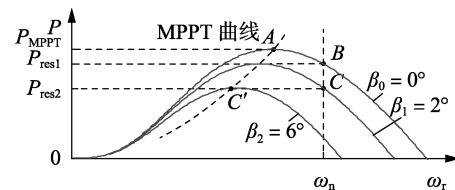


图 2 中低风速下的有功控制曲线

Fig.2 Curves of active power control under middle and low wind speed

高风速工况的风速范围为 $V_1 \sim V_{\text{cut-out}}$,其中 $V_{\text{cut-out}}$ 为切出风速。此时风电机组的转速早已到达最大值,仅通过增大桨距角可实现减载运行,具体过程此处不再赘述。

2.3 有功控制器设计

根据上文提出的改进型有功控制策略设计变速变桨风电机组的功率控制系统,在风电机组传统的转速和桨距角控制环节的基础上,附加转速及桨距角补偿环节来控制风电机组减载运行至功率 P_{res} 。

改进型转速控制系统如图 3 所示。图中, P_e 为风电机组的实时输出功率; ω_r 为风电机组转速; $\Delta\omega$ 为变速法的附加转速。控制过程中,当 $P_{\text{res}} > P_e$ 时, $\Delta\omega = 0$,此时闭锁附加转速控制;当 $P_{\text{res}} < P_e$ 时, $\Delta\omega > 0$ 并与 MPPT 控制下的转速 ω_{MPPT} 组成新的机组转速

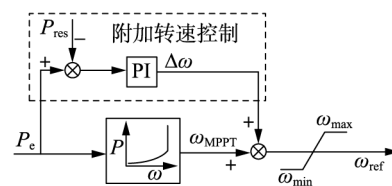


图 3 改进型转速控制系统

Fig.3 Improved rotor speed control system

控制指令 ω_{ref} , 经风电机组转子侧的控制器降低风电机组的有功出力。

附加桨距角环节如图 4 所示。图中, P_n 为风电机组的额定功率; β_{ref} 为桨距角参考值; T_{servo} 为时间常数。通过增加信号判断环节来确保变桨系统在风电机组转速达到额定值前闭锁, 同时也确保风电机组的功率不超过 P_w 。

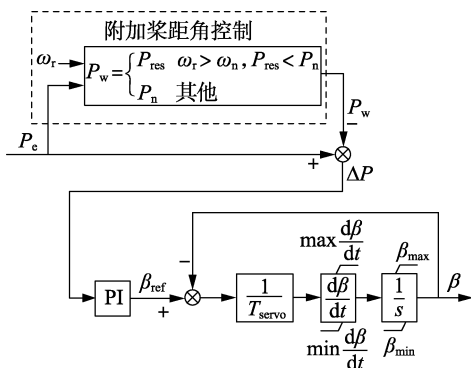


图 4 新型附加桨距角控制系统

Fig.4 Novel additional pitch angle control system

综上分析, 本文设计的改进型有功控制系统所需的输入信号均为风电机组自身的运行参数, 不同控制策略的切换不依赖风速变化, 工程实现更为简单, 可靠性更好。当进行实际风电场控制时, 考虑以下 2 种情况:

a. 当风电场分布范围较小时, 风电场内的气象条件趋同, 认为各机组的有功出力与备用情况近似, 因此可取其中的典型机组的功率控制指令值作为风电场所有机组的取值;

b. 当风电场分布范围较广时, 可将其按气象条件分成若干区域, 在区域内认为各机组的气象条件与有功备用情况趋同, 然后按照情况 **a** 设置。

3 风电场有功调频控制方案

3.1 触发条件说明

风电场紧急功率控制方案设计的目的是作为电网的辅助调频方法, 出于经济性的考虑, 主要针对可监测的、大容量的单一扰动/故障事件, 并造成系统功率发生较大缺额与明显的频率偏移的情况, 例如大容量机组切机、大规模的负荷区域脱网、交换断面通道中断造成送端/受端严重功率不平衡等。而对于容量相对较小的分散机组及负荷脱网故障问题, 由于单一故障造成的功率扰动较小, 且大多为相继故障, 存在时间间隔, 可认为系统自身调节能力的阻尼与惯性能够为功率/频率波动提供足够的支撑, 故不在本文的考虑范围内。

同时, 为了限制风电场调频操作的灵敏度以避免其频繁触发, 对电网扰动应设置一个触发功率阈值。当电网功率扰动小于该阈值时, 电网中的同步

机组可以较好地完成频率一次调整过程, 不需要风电场参与调频。根据电网的不同扰动类型, 风电场有功调频操作触发条件说明如下。

a. 电网出现功率缺额。实时监测电网的功率缺额量以及同步发电机组的旋转备用容量值, 当电网产生的功率缺额大于同步机组的旋转备用容量时, 触发风电机组的有功调频操作, 风电场进行紧急升功率控制。

b. 电网功率过剩。监测电网的实时功率过剩量以及网络中同步机组的可降出力, 当功率过剩量大于同步机组的可降出力时, 触发风电机组的调频操作, 风电场进行紧急降功率控制。

在风电机组的紧急功率控制中, 不满足触发条件的扰动需闭锁风电场的调频装置。

3.2 风电场功率支援方案

文献[16]研究了电网的一次旋转备用优化方法, 得到如下结论: 电网发电机组的旋转备用容量越高、开机位置距离扰动点越近, 则系统暂态频率偏移越小。据此本文提出风电有功调频控制方法, 对于可控风电场的选取, 主要依据其距扰动节点的最短电气距离以及实时旋转备用容量为影响因子, 以满足电网对稳定控制快速性的要求, 并减小线路功率传输的损耗。最短电气距离定义为风电场与扰动节点间的阻抗和最小路径的线路阻抗值之和^[17]。

以含有 N 座风电场的某电网为例说明风电场的有功调频方案, 风电并网示意图如图 5 所示。图中, $Z_1, Z_2, \dots, Z_N$ 为电气距离。

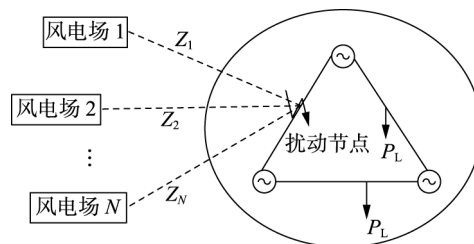


图 5 风电场并网示意图

Fig.5 Schematic diagram of grid-connected wind farm

3.2.1 电网功率不足

当电网发生功率缺额时, 风电场紧急功率控制过程描述如下。

步骤 1: 状态监测。 实时监测电网的运行情况, 获得电网参数, 包括电网内同步机组的旋转备用总容量 $S_{syn, res}$ 、风电场 $i (i=1, 2, \dots, N)$ 的实时备用容量 $S_{i, res}$ 以及功率发生突变时网络初始有功缺额 P_c 等信息。

步骤 2: 触发条件判断。 当 $P_c < S_{syn, res}$ 时, 闭锁风电场的调频装置; 反之, 准备启动紧急功率控制操作。

步骤 3: 风电场选取。 当 $P_c > S_{syn, res}$ 时, 计算每座风电场到扰动节点的电气距离 Z_i , 依据风电场与扰

动节点的电气距离大小,从小到大依次选取参与调频的风电场,并计算电网的最大功率缺额:

$$P_{\text{short}} = P_c - S_{\text{syn, res}} - S_{\text{total, res}} \quad (1)$$

其中, $S_{\text{total, res}}$ 为投入风电场的有效备用容量之和。所选取的风电场数量需保证功率缺额 $P_{\text{short}} < 0$ 。

步骤 4: 紧急升功率容量计算。依据发生扰动时刻风电场的旋转备用容量比值来安排功率支援比例, 单一风电场 i 的紧急升功率控制容量为:

$$P_{i, \text{cover}} = \frac{S_{i, \text{res}}}{S_{\text{total, res}}} (P_c - S_{\text{syn, res}}) \quad (2)$$

发生某电网扰动后, 电气距离最近的风电场 2、3 触发紧急升功率控制, 则各座风电场的功率支援容量如表 1 所示。

表 1 风电场紧急功率支援容量

Table 1 Emergency power support capacity of wind farms

可控风电场	是否触发调频	电气距离	预期紧急功率支援容量/MW
1	否	Z_1	0
2	是	Z_2	$\frac{S_{2, \text{res}}}{S_{2, \text{res}} + S_{3, \text{res}}} (P_c - S_{\text{syn, res}})$
3	是	Z_3	$\frac{S_{3, \text{res}}}{S_{2, \text{res}} + S_{3, \text{res}}} (P_c - S_{\text{syn, res}})$
$j(j=4, 5, \dots, N)$	否	Z_j	0

3.2.2 电网功率过剩

当系统功率过剩造成频率抬升, 并触发风电场调频措施时, 风电机组紧急降功率控制过程与紧急升功率控制相似, 具体如下。

步骤 1: 状态监测。获得电网参数, 包括电网内同步机组可降出力总量 $S_{\text{syn, limit}}$ 、风电场 i 的实时可降出力 $S_{i, \text{limit}}$ 以及电网功率发生突变时有功过剩量 P_s 。

步骤 2: 触发条件判断。当 $P_s < S_{\text{syn, limit}}$ 时, 闭锁风电场的有功调频装置; 反之, 准备启动紧急功率控制操作。

步骤 3: 风电场选取。当 $P_s > S_{\text{syn, limit}}$ 时, 计算每座风电场到扰动节点的电气距离 Z_i , 依据风电场与扰动节点的电气距离大小, 从小到大依次选取参与调频的风电场, 并计算系统的最大功率过剩量:

$$P_{\text{surplus}} = P_s - S_{\text{syn, limit}} - S_{\text{total, limit}} \quad (3)$$

其中, $S_{\text{total, limit}}$ 为参与调频风电场的总可降出力值。所选取的风电场数量需保证功率缺额 $P_{\text{surplus}} < 0$ 。

步骤 4: 紧急降功率容量计算。依据风电场的可降出力比值来安排风电场降出力值, 则单一风电场 i 的紧急降功率控制容量为:

$$P_{i, \text{limit}} = \frac{S_{i, \text{limit}}}{S_{\text{total, limit}}} (P_s - S_{\text{syn, limit}}) \quad (4)$$

综合上述分析, 风电场的有功调频操作流程如图 6 所示。对于可控风电场备用容量和可降出力的设置, 需兼顾调频效果和经济性, 本文仅选择机群平均有功出力超过额定功率的 50% 的风电场参与调频。实际运行中, 在步骤 3 选取风电场计算时, 风电场有效备用容量可取为实时备用容量的 90%, 以此来减小调频过程中风力短期波动带来备用容量变化误差。同时作为预防性控制手段, 对于扰动后功率缺额的计算不考虑负荷频率特性, 仅取系统扰动开始时系统最大功率偏差量, 以满足功率平衡控制措施快速性的要求。

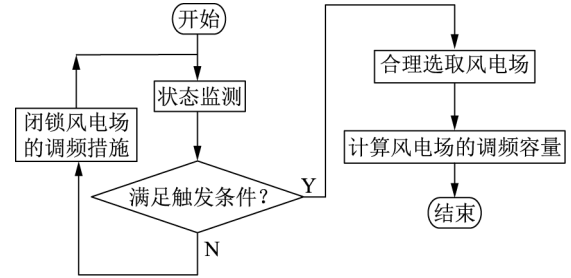


图 6 风电场有功调频操作流程

Fig.6 Flowchart of wind farm's frequency control based on active power

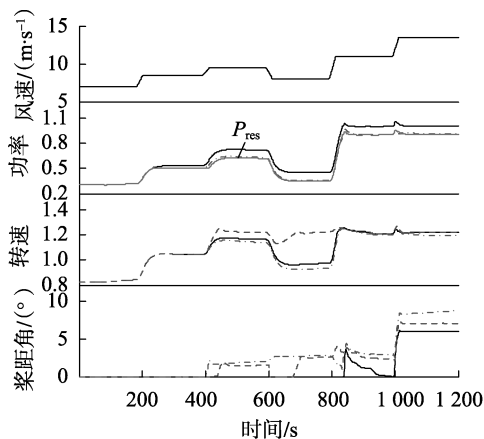
4 仿真与分析

采用 DIgSILENT 软件搭建风电场模型, 单台双馈风电机组的参数如下: 额定风速为 11.5 m/s, 切入风速为 4 m/s, 切出风速为 25 m/s, 额定功率为 2 MW, 额定电压为 0.69 kV, 转速范围为 0.51~1.22 p.u., 定子电阻为 2.38 mΩ, 定子电感为 23.8 mH, 励磁电感为 833.17 mH, 转子电阻为 2.38 mΩ, 转子电感为 23.8 mH, 发电机惯性时间常数为 4.32 s。风电场内机组均应用本文所提改进型有功控制系统。

4.1 减载备用分析

风电场实际运行中, 风速条件以斜坡风与阵风为主, 故在区间 [7, 14] m/s 内取不同风速段验证本文所提协同有功控制策略的减载备用性能, 仿真过程中仅当风电场机群的平均发电功率大于额定值的 50% 时启动备用, 备用大小取风电机组装机容量的 10%。3 种控制策略下的仿真结果如图 7 所示 (图中, 功率、转速均为标幺值)。

由图 7 可以看出, 当利用本文所提协同有功控制策略时, 风电机组输出功率与减载备用值 P_{res} 曲线基本重合, 可见改进型功率控制系统具有良好的控制性能。对比 3 种控制策略的结果可见, 虽然仅采用变桨法的有功控制策略也可以实现风电机组的减载控制, 但从桨距角曲线可看出, 协同有功控制策略有效地减小了桨距角的启动次数和幅值, 能较好地优化风电机组变桨系统的运行工况。



— MPPT 控制, --- 协同有功控制, ... 变桨法
图 7 3 种控制策略下的仿真结果

Fig.7 Simulative results of three control strategies

4.2 有功调频效果分析

在 DigSILENT 软件中搭建 3 机 9 节点系统进行仿真。将风电场 1、2 接入系统的节点 7, 风电场 3、4 接入系统的节点 9, 如图 8 所示。3 机 9 节点系统的参数见附录。电网中负荷总量为 325 MW, 同步机组一次调频旋转备用容量为 25 MW, 可降出力 33 MW。由于风电场的调频过程时间较短, 频率调整过程中视风速恒定, 扰动发生时风电场参数如表 2 所示(均取有效值), 单台风电机参数同上文所述。

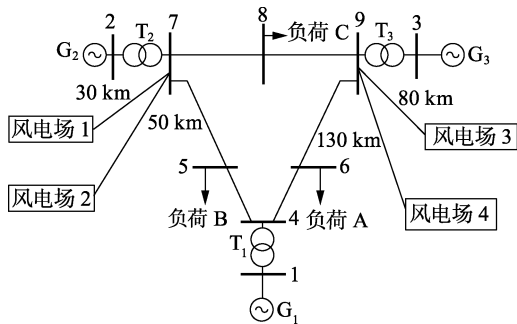


图 8 含风电场接入的 3 机 9 节点系统

Fig.8 3-machine 9-bus system with wind farms

表 2 扰动发生时风电场参数

Table 2 Parameters of wind farms when disturbance occurs

风电场	线路距离/km	装机容量/MW	风速/(m·s ⁻¹)	实时有功出力/MW	备用容量/MW	可降出力/MW
1	30	80	9.3	45	8	5
2	50	60	7.2	19	0	0
3	80	50	8.6	25	5	0
4	130	60	9.7	41	6	11

为了验证本文所提有功调频控制方案的性能, 与文献[12]中的风电机组下垂控制方案进行对比。由于仿真算例中风电场区域不大、数据量较小, 因此不考虑通信与在线计算延时带来的影响, 仅设置风电场紧急功率控制启动延时为 30 ms。

4.2.1 场景 1: 负荷突增

设置 10 s 时负荷 C 增加 35 MW, 根据第 3 节的

调频方案, 电网最大功率缺额为 10 MW, 由于风电场 2 的实时功率不足额定值的 50%, 其不参与调频, 故将启动风电场 1 和 3 的紧急功率控制。风电场紧急升功率控制容量如表 3 所示, 仿真结果如图 9 所示。

表 3 风电场紧急升功率控制容量

Table 3 Emergency increasing capacity of wind farms

风电场	是否参与调频	紧急升功率控制容量/MW	风电场	是否参与调频	紧急升功率控制容量/MW
1	是	6.2	3	是	3.8
2	否	0	4	否	0

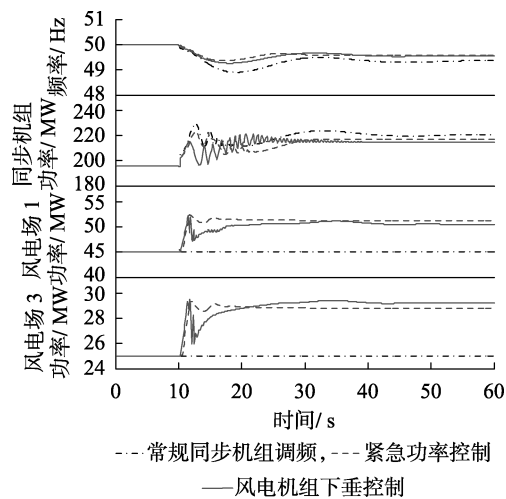


图 9 负荷突增时的仿真结果

Fig.9 Simulative results with sudden load increase

图 9 仿真对比了扰动发生后仅常规同步机组一次调频和风电场参与调频的系统频率响应特性曲线。当存在功率缺额时的调频结果如表 4 所示。可以看出, 当系统功率突然短缺时, 在没有风电机组参与调频的情况下, 系统频率下降速率和幅度较大。当进行风电场紧急功率控制操作后, 系统频率最大偏移量减小了 34.9%, 频率恢复时间减小了 35%, 可见风电场紧急功率控制措施具有良好的频率控制效果。与风电场紧急功率控制方案进行比较可知, 下垂控制虽然也能取得相似的稳态频率偏差值, 但是发生扰动后系统频率波动的时间相对较长, 风电场功率曲线波动也较大, 可能影响风电机组的使用寿命, 降低可靠性。

表 4 存在功率缺额时的调频结果

Table 4 Frequency modulation results with power shortage

控制策略	频率波动时间/s	频率最大偏差值/Hz	频率稳态偏差值/Hz	风电场功率波动时间/s
常规同步机组调频	43	0.59	0.72	—
紧急功率控制	26	0.63	0.46	9
下垂控制	31	1.25	0.45	30

4.2.2 场景 2: 负荷减小

设置 10 s 时负荷 C 降低 41 MW, 则电网最大功

率过剩量为 8 MW。风电场 2 和 3 减载运行后有出力不足额定功率的 50%,不参与调频操作。故此紧急降功率控制操作启动风电场 1 和 4。各风电场紧急降功率容量如表 5 所示,仿真结果如图 10 所示。

表 5 风电场紧急降功率容量

Table 5 Emergency decreasing capacity of wind farms

风电场	是否参与调频	紧急升功率控制容量/MW	风电场	是否参与调频	紧急升功率控制容量/MW
1	是	2.5	3	否	0
2	否	0	4	是	5.5

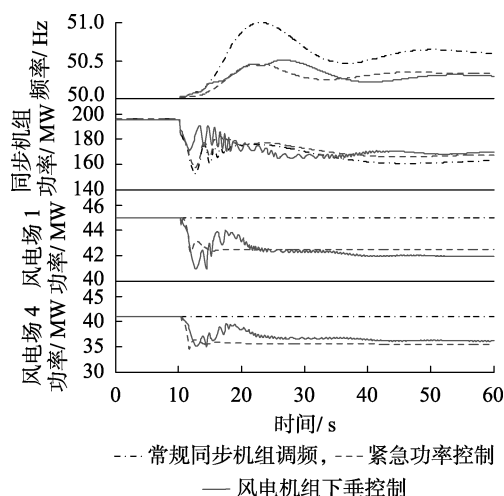


图 10 负荷减小时的仿真结果

Fig. 10 Simulative results with load reduction

从图 10 可以看出,当负荷减小,系统频率抬升时,仅依靠常规同步机组调频无法使系统频率恢复至允许的偏差值范围内。功率过剩时的调频结果如表 6 所示。可以看出,无论风电场采取紧急降功率控制还是下垂控制,均能有效地减小系统暂态频率最大偏差值,但相较于下垂控制,风电场紧急降功率控制能够减小系统的频率波动时间,并能够在短时间内将风电场输出功率稳定至理想值。

表 6 功率过剩时的调频结果

Table 6 Frequency modulation results with superfluous power

控制策略	频率波动时间/s	频率最大偏差值/Hz	频率稳态偏差值/Hz	风电场功率波动时间/s
常规同步机组调频	45	1.05	0.72	—
紧急功率控制	35	0.45	0.42	8
下垂控制	41	0.49	0.41	40

5 结论

综合变速法和变桨法的优势,本文提出改进型协同有功备用控制策略,并设计了变速风电机组的有功控制系统,同时基于功率平衡控制思想,提出风

电场的有功调频协调控制方案,并得到如下结论:

a. 依据电网的功率缺额进行风电场紧急功率控制的方案能够快速调整风电机组的功率至理想值,有效地减小了风电场参与调频过程的功率波动时间,同时减小了发生扰动后系统频率最大偏差值以及频率恢复时间;

b. 基于功率平衡控制原理的风电场有功调频控制策略可以合理分配不同风电场参与调频的紧急升/降功率容量,相较于传统下垂控制,所提控制策略提高了调频过程的可控性,同时提高了风电场的效益。

值得注意的是,基于全局信息的风电场紧急功率控制方案对数据采集与通信延迟提出了较高的要求。本文在与下垂控制方法进行对比时,注重分析控制方法与原理的特点,目的是提高调频过程的可控性与稳定性,后续将进一步研究通信延时带来的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 郑重,杨振勇,李卫华. 风电与火电机组的一次调频技术分析及比较[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):92-101.
ZHENG Zhong, YANG Zhenyong, LI Weihua. Analysis and comparison of primary frequency control technology for wind power and thermal power unit [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 92-101.
- [2] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(25):4304-4314.
TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314.
- [3] 潘伟,李勇,曹一家,等. 用于大规模集中式风电并网的 VSC-HVDC 频率控制方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(5):94-99.
PAN Wei, LI Yong, CAO Yijia, et al. Frequency control of grid-connection system based on VSC-HVDC for large-scale centralized wind farm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(5): 94-99.
- [4] 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.
- [5] 梁建钢,金新民,吴学智,等. 基于下垂控制的微电网变流器并网运行控制方法改进[J]. 电力自动化设备,2014,34(4):59-65.
LIANG Jiangang, JIN Xinmin, WU Xuezhi, et al. Improved grid-connection operation of microgrid converter based on droop control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4): 59-65.
- [6] 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.
- [7] DESHPANDE A S, PETERS R R. Wind turbine controller design

- considerations for improved wind farm level curtailment tracking [C]//2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA: IEEE, 2012: 1-6.
- [8] ZERTEK A, VERBIC G, PANTOS M. A novel strategy for variable-speed wind turbines' participation in primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 791-799.
- [9] 吴子双, 于继来, 彭喜云. 高风速段次优功率追踪方式的风电调频方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 112-119.
- WU Zishuang, YU Jilai, PENG Xiyun. DFIG's frequency regulation method only for high wind speed with suboptimal power tracking [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 112-119.
- [10] 陈赞, 陈得治, 马世英, 等. 风光火打捆交直流外送系统的高频切机方案研究[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 186-192.
- CHEN Yun, CHEN Dezhi, MA Shiyang, et al. Studies on high-frequency generator tripping strategy for wind-photovoltaic-thermal-bundled power transmitted by AC/DC system [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 186-192.
- [11] 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.
- [12] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 超速与变桨协调的双馈风电机组频率控制[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 20-25, 43.
- ZHANG Zhaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, et al. Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated overspeed control and pitch control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 20-25, 43.
- [13] 李国庆, 王鹤, 李鸿鹏. 微电网中双馈感应风力发电系统控制方法研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(10): 1-7, 52.
- LI Guoqing, WANG He, LI Hongpeng. Control strategy for DFIG-based wind farm in microgrid [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(10): 1-7, 52.
- [14] 黄林彬, 章雷其, 辛焕海, 等. 下垂控制逆变器的虚拟功角稳定机理分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 117-123, 150.
- HUANG Linbin, ZHANG Leiqi, XIN Huanhai, et al. Mechanism analysis of virtual power angle stability in droop-controlled inverters [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 117-123, 150.
- [15] 吴军, 涂光瑜, 罗毅, 等. 电力系统分层紧急负荷控制[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(20): 26-31.
- WU Jun, TU Guangyu, LUO Yi, et al. Hierarchical load emergency control of power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(20): 26-31.
- [16] 刘明松, 孙华东, 何剑. 考虑暂态频率偏移的一次调频旋转备用优化方法[J]. 电网技术, 2011, 35(8): 129-133.
- LIU Mingsong, SUN Huadong, HE Jian. An optimization method for spinning reserve in primary frequency control considering transient frequency deviation [J]. Power System Technology, 2011, 35(8): 129-133.
- [17] 李运坤, 吕飞鹏, 蒋科, 等. 基于最短电气距离的运行方式组合方法[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(15): 24-27.
- LI Yunkun, LÜ Feipeng, JIANG Ke, et al. Method for power system operation mode combination based on shortest electrical distance [J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(15): 24-27.

作者简介:



黄伟

黄伟(1979—),男,湖北宜昌人,高级工程师,博士,主要研究方向为电网运行与控制(E-mail: haxwell@163.com);

陈炜(1992—),男,福建福州人,硕士研究生,主要研究方向为新能源消纳和并网控制(E-mail: chenweiwhu@whu.edu.cn);

吴军(1976—),男,上海人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统规划(E-mail: byronwu@whu.edu.cn)。

Auxiliary frequency modulation method of DFIG-based wind turbine based on principle of power balance control

HUANG Wei¹, CHEN Wei², WU Jun², LIU Dichen², WU Chen¹, CHENG Min¹, CHEN Zhen³

(1. Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650000, China; 2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China; 3. Huaneng Fuzhou Power Plant, Fuzhou 350000, China)

Abstract: The high proportion of grid-connected wind power brings severe challenges of power balance and frequency stability to the power grid. How to make full use of the active reserve of variable-speed wind turbines and study the fast-flexible frequency modulation control method of wind farm become the key issues to improve the wind power consumption capacity. An improved active power control strategy for variable-speed variable-pitch wind turbines under full-wind speed condition is proposed, which can make the wind farm realize load shedding to response to the power dispatching order and provide active power reserve effectively. Considering the decentralized accessing scenario of wind farms and aiming at the monitorable, large-capacity single disturbance or fault event such as generator trip, load off-network, and so on, a new coordinated auxiliary frequency modulation method is proposed based on the principle of power balance control. When the power of the grid changes suddenly, the emergency power support capacity of different wind farms are started and allocated reasonably according to the shortest electrical distance between the wind farms and the disturbance node. Simulative results show that the designed power-frequency control strategy can effectively improve the frequency stability of the power grid after the disturbance from two aspects of reducing the amplitude of transient frequency deviation and the frequency recovery time.

Key words: variable-speed variable-pitch wind turbine; power balance control; emergency power control; electrical distance; active power-frequency control; frequency regulation

附 录

表 A1 发电机参数
Table A1 Parameters of generators

发电机	容量/(MV·A)	电压	有功出力	节点类型	x_d	x'_d
G ₁	245	1.040	—	Slack	0.1460	0.0608
G ₂	163	1.025	1.09	PV	0.8958	0.1198
G ₃	108	1.025	0.85	PV	1.3125	0.1813
发电机	x_q	x'_q	x_l	T'_{d0} /s	T'_{q0} /s	H /s
G ₁	0.0969	0.0969	0.0336	8.96	0	23.64
G ₂	0.8645	0.1969	0.0521	6.00	0.535	6.40
G ₃	1.2578	0.2500	0.0702	5.89	0.600	3.01

注：表中电压、有功出力、 x_d 、 x'_d 、 x_q 、 x'_q 、 x_l 为标么值；基准值
取 $S_B=100\text{MVA}$ ， $U_B=230\text{kV}$ ；系统频率为 50Hz。

表 A2 输电线路与变压器参数
Table A2 Parameters of transmission lines and transformers

元件	电阻	电感	电导/2
T ₁	0	0.0576	0
T ₂	0	0.0625	0
T ₃	0	0.0585	0
输电线路 4-5	0.010	0.085	0.088
输电线路 4-6	0.017	0.092	0.0079
输电线路 5-7	0.032	0.161	0.153
输电线路 6-9	0.039	0.170	0.179
输电线路 7-8	0.0085	0.072	0.0745
输电线路 8-9	0.0119	0.1008	0.1045

注：表中各参数均为标么值，基准功率为 100MV·A。

表 A3 负荷参数
Table A3 Parameters of loads

负荷	有功功率/MW	无功功率 Mvar
A	100	30
B	125	50
C	100	35