

大规模风电参与系统频率调整的技术展望

刘巨, 姚伟, 文劲宇, 黄莹, 刘源, 马蕊

(强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北省 武汉市 430074)

Prospect of Technology for Large-Scale Wind Farm Participating Into Power Grid Frequency Regulation

LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, HUANG Ying, LIU Yuan, MA Rui

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology

(Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, Hubei Province, China)

ABSTRACT: It is an inevitable choice to ensure its own security of power grid to claim grid-connected large-scale wind farm participating into grid frequency regulation, and in many countries in the world such a claim is clearly raised in the guidance of grid-connection of wind farms. However, the function of frequency regulation is not offered to traditional wind power generating units, so how wind farms can participate into frequency regulation becomes research hotspot presently. Present progress of related researches in two aspects, i.e., the control strategy for wind power systems participating system frequency regulation and its capability assessment is summarized. In the aspect of the control modes, contrastive research on different control strategies such as inertia emulation control, droop control, rotor speed control, pitch angle control and coordinated control is performed, and the frequency regulation capability of single and multi wind power generating units is analyzed and the complementarity among regions where wind farm locate on frequency regulation capability is summed up, and then the contents to be further researched, such as the coordinated control among wind power generating units inside wind farm and that between wind farm and conventional power grids, the coordinated control among wind farms and new technologies, for instance, the energy storage system and so on, the capability assessment and economy analysis on wind farm participating into frequency regulation, are prospected.

KEY WORDS: large-scale wind farm; frequency regulation; control strategies; frequency regulation ability; energy storage system

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(973项目)(2012CB215106); 国家863高技术基金项目(2011AA05A112); 国家自然科学基金重点项目(50937002)。

The National Basic Research Program of China (973 Program) (2012CB215106); The National High Technology Research and Development of China 863 Program (2011AA05A112); Key Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50937002).

摘要: 要求风电主动参与系统频率调整是风电大规模并网后电力系统为保证其自身安全做出的必然选择。世界多个国家的风电并网导则对此提出了明确要求。然而, 传统的风电机组一般都没有提供频率调整功能, 风电如何参与调频是目前的研究热点。从风电参与系统调频的控制策略和能力评估两个方面对相关研究进展进行了综述。控制方面, 对比研究了模拟惯量控制、下垂控制、转子转速控制、桨距角控制以及协调控制等不同控制策略。调频能力方面, 分析了单台及多台风电机组的调频能力, 归纳了风电区域互补性对调频能力的影响。并展望了需进一步重点研究的内容: 风电场内部机组间及风电场与常规系统间的协调控制、风电场与储能等新技术的协调控制、风电场参与调频的能力评估与经济性分析。

关键词: 大规模风电; 频率调整; 控制策略; 调频能力; 储能系统

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2014.03.015

0 引言

风力发电作为目前最为经济和成熟的一种可再生能源发电技术, 已成为几乎所有致力于可再生能源开发利用国家的共同选择。随着并网风电容量的增加, 风电渗透率不断提高, 给包括频率稳定性在内的电力系统安全稳定运行带来了一系列的挑战。

众所周知, 电力系统运行是一个发电与负荷实时平衡的过程。当系统由于切机或负荷突变等导致系统频率发生较大变化时, 常规同步发电机因为其转速和系统频率之间具有耦合关系, 其转子转速将首先随之自动改变, 通过释放(或吸收)转子动能阻尼系统频率快速变化, 然后通过一次调频和二次调频(如果需要), 使系统频率恢复到正常允许范围。然而利用变频器控制的风电机组通常与系统频率完全解耦, 不具备响应系统频率变化的能力, 风电机组转子动能被变频器控制完全“隐藏”。从系统

角度看,风电机组的转动惯量为零,大规模风电接入将会明显减弱系统的调频能力。

为了补偿风电随机性带来的系统备用电源不足,消除风电机组无惯量响应能力产生的频率快速变化,维持系统频率稳定性,国内外最新发布的一些电网导则均明确提出并网风电场需要提供和常规发电厂一样的旋转备用、惯性响应以及一次调频等附属功能。德国 E.ON Netz 公司并网导则要求装机容量大于 100 MW 的风电场必须具备参与调频的能力。该导则指出风电场具备参与调频的功率容量应不小于其装机容量的±2%;在系统频率偏差大于 0.2 Hz 的情况下,风电场需要在 15 s 时间内启用全部的调频容量并持续至少 15 min^[1]。加拿大魁北克水电公司要求装机容量大于 10 MW 的风电场在系统发生频率偏差大于 0.5 Hz 且持续时间小于 10 s 的快速频率变化情况下,提供额定容量 5% 以上的调频功率持续 10 s 以上,并产生比惯性时间常数为 6 s 的常规发电机组更好的控制效果^[2]。由丹麦、芬兰、挪威、瑞典共同发布的北欧电网导则^[3]、南非风电并网导则^[4]、英国电网导则^[5]均规定风电场必须具备有功功率调节、响应系统的频率变化的能力。2011 年 12 月 30 日,我国颁布了国家标准 GB/T19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》。该规定明确指出:风电场应符合 DL/T1040 标准,具备参与电力系统调频、调峰和备用的能力;当风电场有功功率在其总额定出力的 20% 以上时,对于场内有功出力超过额定功率的 20% 的所有风电机组,应能够实现有功功率的连续平滑调节,并参与系统有功功率控制^[6]。

为了使风电机组或风电场具备良好的频率响应特性,参与系统调频,国内外开展了大量研究。常见的方法是通过调整风电机组控制策略,使其模拟同步发电机的频率响应特性。本文从风电机组参与调频的控制策略以及风电参与调频的能力评估两个方面进行综述、分析和展望,并且详细分析利用储能提高风电机组惯性时对储能装置容量的需求。

1 风电参与调频的控制策略

1.1 概述

风电机组参与系统频率调整是一个多机组相互配合的复杂过程,既需要风电机组具有参与调频的能力,也需要协调各机组之间的控制策略^[7-8]。现阶段,并网的风电机组主要分为鼠笼式恒速机组和采用变频器控制的变速恒频风电机组。鼠笼式恒速

风电机组与电网紧密耦合,风力发电机和常规同步发电机一样可以直接参与系统调频^[9]。而采用变频器控制的变速恒频风电机组需要采用附加控制方式才能响应系统频率变化,具体实现的方法主要有:模拟惯量控制^[10-12]、下垂控制^[13-15]、转子转速控制^[16-17]、桨距角控制^[9,18]、以及协调控制^[19-20]。同时一个风电场往往包含数十台乃至数百台风电机组。多台机组之间相互影响,在风电场参与系统频率调整的过程中则需要注意以下主要问题:功率协调分配^[21-22]、转速协调恢复^[23-24]以及风电场与新型电力元件技术的相互配合^[25-27]等。

1.2 风电机组调频控制技术

1.2.1 模拟惯量控制

风电机组模拟惯量控制的概念很早就在一篇介绍西班牙 MADE 公司风电—燃油机孤岛运行系统的文献中被提出^[28]。2006 年初,文献[12]明确提出了风电机组通过模拟同步发电机转动惯量特性参与系统频率调整的概念。众所周知,常规发电机转动惯量和发电机转速满足如下关系:

$$2H_s \frac{d\Delta\omega}{dt} = T_M - T_E - D\Delta\omega \quad (1)$$

式中: H_s 是发电机机组惯量常数; $\Delta\omega$ 是其转速变化量; T_M 是其机械转矩; T_E 是其电磁转矩; D 是其阻尼系数。由于常规发电机转速和系统频率之间相互耦合,二者之间满足 $\omega = 2\pi f$ 。由式(1)可知:系统频率发生变化时,忽略发电机机械转矩 T_M 的变化,发电机电磁转矩 T_E 会发生相应的改变,阻尼系统频率的快速变化。但是风力发电机能够异步运行,其转速与系统频率之间没有任何直接耦合关系,有功输出不能响应系统的频率变化。如果在风电机组功率控制环节加入图 1 所示的附加控制,风电机组的电磁转矩满足下式:

$$T_{Ewind} = T_{Eord} - K \frac{d\Delta f}{dt} = T_{Eord} - \frac{K}{2\pi} \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2)$$

式中: T_{Ewind} 为风电机组电磁转矩; T_{Eord} 为最大风功率跟踪电磁转矩指令; Δf 为系统频率变化量。由式(2)可知:在加入有功功率附加控制环节后,风电机组模拟常规同步发电机组惯量特性运行,能够产生和惯性常数为 $K/(4\pi)$ 常规发电机组一样的惯量效应。

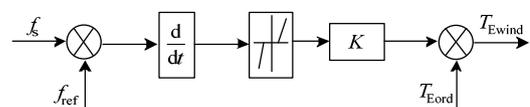


图1 风电机组模拟惯量控制图
Fig. 1 Strategy for wind turbine emulating inertia control

然而文献[12]没有详细阐述风电机组模拟惯量控制的具体实现方法。Mullane A 等人通过在变频器双闭环控制引入频率变化率作为控制输入, 根据系统频率变化特性控制风电机组变频器的有功指令, 实现风电机组模拟惯量控制, 但是研究发现变频器电流环的控制参数对控制效果影响严重, 控制器的稳定性难以得到有效保证^[7-11]。文献[29]推导了风电机组模拟惯量控制后, 其风能利用系数与系统频率变化之间的关系, 通过检测系统频率变化来调节风功率跟踪曲线, 释放风电机组“隐藏”动能参与系统频率调整。然而在频率恢复过程中, 风电机组转速会恢复到最大风功率跟踪情况, 发电机转子加速吸收有功功率容易导致系统发生二次频率跌落^[30]。由此可见, 模拟惯量的控制方式只能为系统提供短暂的频率支撑, 但可以为常规调频机组的调速器动作提供一定的响应时间, 特别是在在以水电机组为主要调频机组的系统中, 风电机组的这种频率响应特性能够有效地补偿水锤效应导致的有功输出反调效应^[19]。

1.2.2 下垂控制

电力系统有功功率缺失会引起系统频率下降, 促使同步发电机组转速下降, 调速器动作, 从而增加发电机组有功出力。这种同步发电机组输出功率随系统频率下降而增加的特性称为发电机组的频率下垂特性, 其曲线如图 2 所示^[31]。图中: f_a 和 f_b 分别为 a 和 b 两种状态下的系统频率; Δf_{ab} 是这两种状态下的系统频率变化量; P_{Ga} 和 P_{Gb} 为 a 和 b 两种状态下的发电机有功出力; ΔP_{Gab} 为这两种状态下发电机有功出力的变化量。文献[13]认为风电机组如果具有和同步发电机一样的频率下垂特性将有利于维持系统频率稳定。该文通过给定发电机电磁转矩和系统频率之间的下垂曲线, 以查表的方式控制风电机组出力跟随系统频率变化, 实现了风电机组有功功率与系统频率间的下垂控制特性。然

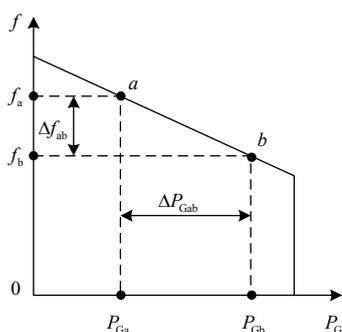


图 2 同步发电机下垂特性曲线图
Fig. 2 Droop characteristic curve of synchronous generator

而, 风电机组调频能力与当时的风速密切相关: 风速比较低的情况下, 风电机组具有的调频能力有限, 过分利用风电机组转子动能容易导致其被迫切出; 而高风速情况下风电机组可以提供足够的功率参与系统频率调整。因此, 采用统一的下垂控制系数不能够充分协调二者之间的矛盾。基于此, 文献[15,32]提出根据风电机组运行工况采用可变下垂系数的控制方法, 较好地协调了不同风速情况下其参与系统调频能力的差异性。考虑到模拟惯量控制是一个暂态过程, 主要用于阻尼频率的快速变化; 下垂控制是一个稳态过程, 主要用于减小系统频率偏差, 文献[23,33-34]同时将系统频率偏差以及变化率引入风电机组有功功率控制环, 改善了风电机组对系统频率变化的响应特性。

1.2.3 转子转速控制

风电机组采用虚拟转动惯量和下垂控制时, 其转速不受控制, 如果根据控制指令释放的转子动能过大, 容易导致风电机组转速过低而发生切机^[35]。文献[36]通过直接控制风电机组转速释放其转子动能, 这样既能为系统提供短暂的调频功率, 也能保证风电机组的安全运行。该文指出风电机组在稳态运行中的转子动能表示为

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega_\lambda^2 \quad (3)$$

式中: E_k 为风电机组转子动能; J 为其转动惯量; ω_λ 为转子转速。当系统频率发生骤降时, 通过控制风电机组转子转速或是直接增加风电机组的有功输出, 使转速下降到 ω_B , 风电机组释放的调频能量为

$$\Delta E_k = \frac{1}{2} J (\omega_\lambda^2 - \omega_B^2) \quad (4)$$

如果频率发生快速下降后, 采用持续时间 t 内增加风电机组输出电磁功率而控制机组转速的控制策略, 其控制原理如图 3 所示。风电机组处于最大风功率跟踪状态 1, 当频率控制器动作后, 其输出的电磁功率沿曲线 1-2-3-4 运行, 捕获的机械功率沿曲线 1-4 运行, 电磁功率大于机械功率而转子转速下降, 风电机组过渡到状态 4 运行^[16]。其中, 风电机组参与调频期间需要增加的输出功率为

$$\Delta P = \frac{\Delta E_k}{t} \quad (5)$$

然而由图 3 可知: 上文的转速控制只是在故障后的很短时间 t 内提供功率支撑, 在 t 时间后的很长时间内风电机组有功输出将低于故障前出力, 这将不利于系统频率的长时间稳定。针对这个问题, 文献[17,37]提出了以放弃最大风功率跟踪换

取系统频率稳定安全的控制思路,即风电机组减载运行控制(de-loading control)策略,如图4所示。在减载运行控制方式下,风电机组处于非最大风功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)工况。如果此时风电机组桨距角固定,风电机组可以在两个不同的转速情况下捕获相同的有功功率,如图4中A和E所示。风电机组正常运行时处于高速状态A,系统频率发生跌落时,风电机组降低转速到达低转速运行状态E,风电机组输出的电磁功率按照如图4中曲线A-B-C-D-E运行,捕获的机械功率按照图4中曲线A-F-E运行,风电机组出力在控制器动作前后保持一致,动作过程中风电机组电磁功率大于机械功率,直接释放转子动能抑制系统频率迅速变化。从长时间尺度的频率调整考虑,系统频率发生跌落后使得风电机组转速恢复到最大风功率跟踪状态,其输出的电磁功率按照图4中曲线A-B-F运行而捕获的机械功率按照曲线A-F运行,控制器动作后风电机组将处于最大风功率跟踪状态,捕获和输出更多的有功功率,能为系统提供足够的有功备用。

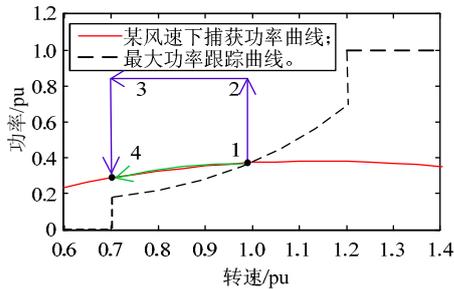


图3 风电机组转子转速控制示意图

Fig. 3 Control schematic of wind turbine rotor speed

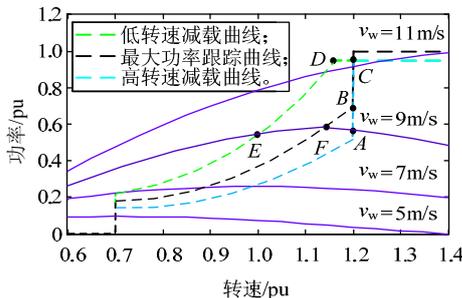


图4 减载运行情况下转速控制示意图

Fig. 4 Rotor speed control schematic for de-loading wind turbine

1.2.4 直接桨距角控制

风机捕获的机械功率与风机的桨距角密切相关,通过调整风机的桨距角能够直接控制其输出的电磁功率。在风电机组处于稳态运行时,适当增加风机桨距角,放弃最大风功率跟踪,引入系统频率变化率作为输入控制风机的桨距角变化,如图5所

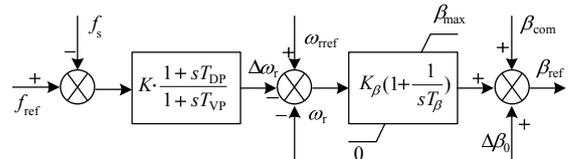


图5 风电机组直接桨距角控制图

Fig. 5 Strategy for wind turbine pitch angle control

示,能够为风电机组参与系统频率调整提供备用。图5中: ω_{ref} 是风电机组转速参考值; β_{max} 是桨距角变化量最大限幅; $\Delta\beta_0$ 是稳态时增加的风机桨距角; β_{com} 和 β_{ref} 分别代表功率环桨距角补偿量和桨距角参考值。当系统频率发生跌落后,风机桨距角减小,风电机组恢复到最大风功率跟踪状态,捕获的机械功率增加,能为系统提供额外功率支撑^[9,18,38]。考虑到直接桨距角控制放弃了最大风功率跟踪,同一风能利用系数可以对应很多组风机桨距角和转子转速的组合。文献[39]采用优化算法合理调整风机桨距角,使得风机在捕获机械功率不变的情况下,转子总处于高速运行状态,在系统频率发生跌落后,风电机组能够释放足够多的动能参与系统频率调整。然而风机桨距角调整速度慢,采用直接桨距角控制的风电机组参与调频的效果不明显;稳态运行过程放弃了最大风功率跟踪,降低了风电机组的使用效率;同时风电机组机械系统频繁的动作增加了风机检修费用,容易导致风机使用寿命减短^[15],因此,在实际工程中建议不主动使用直接桨距角控制的方式实现风电机组有功备用。然而在风速超过额定风速的情况下,风机桨距角处于非零状态,此时采用降低风电机组转子转速,减小风机桨距角的方法可以作为实现风电机组参与系统调频的有效控制^[19]。

1.2.5 协调控制

风电机组输出功率、转子转速、桨距角随风速变化情况如图6所示。根据风电机组的不同运行工况将风速分为4个阶段^[39]:低风速区(Zone 1)、中风速区(Zone 2)、额定风速区(Zone 3)、高速区(Zone 4)。低风速区风速小于风机切入风速,风电机组处于非并网状态,不需要参与系统的频率调整。中风速区内风机桨距角不动作、通过调整转子转速进行最大风功率跟踪;此区域风电机组转子转速比较低,采用降低转速获得的调频容量有限,在风电机组进行调频功率补偿时,容易造成风电机组的被迫停机、甚至是机组的损坏。额定风速区内风电机组运行在额定转速工况,风电机组处于非最大风功率状态,风电机组输出功率随风速增加而增加,比较容易实现风电机组的调频控制。高速区

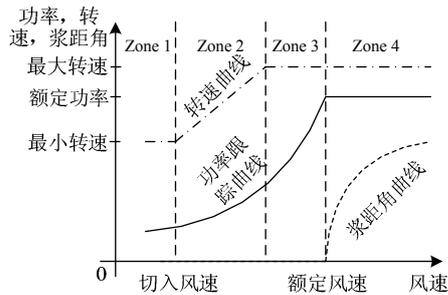


图6 风电机组运行状态图

Fig. 6 Operating state diagram of wind turbine

内风电机组维持额定转速运行，桨距角随风速的变化而变化，风电机组恒定输出额定功率，只需要增加风电机组的有功输出，释放转子动能，降低转速，风机桨距角就会相应减小而捕获额外的风功率参与系统频率调整，但风电机组处于额定功率输出状态，受到变频器容量的限制，风电机组参与调频的能力十分有限^[35]。由此可见：不同风速区内风电机组运行状态不同，参与调频的难易程度以及技术特点不同。采用单一的附加控制策略只能实现风电机组在小范围风速内参与系统频率调整。针对这种情况，文献[20]指出在不同风速区域采用不同的控制策略相互协调配合是实现风电机组参与系统频率调整的一种有效控制措施，并且提出：中风速区采用转速控制，额定风速区采用桨距角、转子转速联合控制，高风速区采用桨距角控制，使得风电机组在各个风速段均保持10%的调频容量。文献[40]则是将模糊逻辑智能算法引入风电机组的调频控制中，根据风电机组的实时运行工况调整其桨距角、转子转速和输出有功功率，使得其在各个风速区均具有足够的调频备用功率。

1.3 风电场协调控制策略

1.3.1 功率协调分配

由于单台风电机组额定容量与常规同步发电机相比要小得多，风电场往往由数十台乃至上百台风电机组组成。其在参与系统频率调整的过程中不仅需要与电力系统中的其它元件相互协调，而且还要求优化内部数量庞大的风电机组之间的控制策略。从风电场层面出发，风电参与系统频率调整需要解决以下问题：功率协调分配^[21-22]、机组间转速协调控制^[23-24]、风电场与新型电力元件协调控制^[25]等。

当电力系统中某一节点有功负荷突然增加时，系统频率相应降低，系统中各机组首先释放转子中存储的部分动能来阻尼频率降低，然后通过一次调频按各自的频率偏差系数分摊负荷变化量。对于具有多台发电机组的电力系统，频率的调整由全系统

中有调整能力的发电机组相互协调，共同承担有功负荷的突增量。当风电场得到了其参与调频的功率指令后，需要将它分配给风电场内风电机组共同承担。由于各台风电机组所处的运行状态不一致，采用均匀分配显然是不合理的。文献[22]指出高风速对应的机组具有较高的转速，应该提供较多的调频功率，低风速对应的机组提供较少的调频功率。该文定义了一个与风机运行风速呈正比例关系的调频功率权重系数 $w(v)$ ，如表1所示。对于任意一台运行于风速 v 中的风电机组调频功率指令为

$$P_{WTi} = P_{WF} \frac{w(v) \cdot n(v)}{\sum w(v) \cdot n(v)} \cdot \frac{1}{n(v)} \quad (6)$$

式中： P_{WTi} 为第 i 台风电机组承担的调频功率； P_{WF} 为风电场承担的调频功率； $n(v)$ 为风电场内部运行在风速为 v 情况下的风机台数。从式(6)可知，这种控制方式需要风电机组之间或者风电机组与调度中心之间进行通信。通讯技术的实现以及相应的设备的建设将会增大风电场的投资成本。文献[15]则提出在不同风速情况下采用不同下垂系数的控制方法，能够根据风电机组的运行风速情况进行调频功率的自动分配，但是这种以风速作为控制输入信号的控制方式，在实际工程中实现比较困难，更加合理的功率协调控制策略仍需要进行探索。

表1 风速与调频权重系数关系表

Tab. 1 Weighting factors corresponding to differ wind speed

风速/(m/s)	权重系数	风速/(m/s)	权重系数
≤6	1	10~11	9
6~7	2	11~12	10
7~8	3	12~13	11
8~9	4	13~14	12
9~10	5	>14	13

不仅风电场内部的调频功率需要合理分配，风电场与系统中的常规同步发电机之间也需要协调配合。一般情况下，风电参与系统频率调整的持续时间一般只有数十秒。在其退出系统频率调整后，常规发电机组如果仍按照风电机组参与调频时的工况进行有功控制，将大大延缓系统的频率恢复速度^[21]。文献[21]指出，在具有风电参与的调频系统中，需要让常规发电机感知风电机组的存在，在其二次调频的指令叠加风电承担的调频功率，按照相应的调频偏差系数将风电机组承担的调频功率尽早的分配给相应的常规同步发电机组承担，有利于抑制风电退出调频后导致的频率跌落，加快系统频率恢复的速度。

1.3.2 转速恢复协调控制

变速风电机组完成系统的频率调整后,发电机转子转速受到影响,风电机组失去了最大风功率跟踪的能力或是偏离了原有的运行工作点。系统扰动清除后,风电机组需要采取相应控制使其转子转速快速恢复到控制器动作之前的状态。在其转速恢复的过程需要满足以下两个条件:1)适当的延时,使风电机组能够提供较为充分的有功支撑来配合常规机组调频;2)相互协调,避免同一时间内所有机组都进入转速恢复状态而导致系统的二次频率跌落^[41]。由于风电场机组数量庞大,考虑风电机组的风电场仿真建模困难,只有少数文献通过对同一风电场内的不同风电机组直接给定不同的转速恢复延时,研究了风电机组转速恢复过程中的动态行为以及其对系统频率特性的影响^[23-24]。但是风电机组转速恢复是一个与其转子转速密切相关的问题,转速越低的机组就越早需要恢复其转速以避免转速保护被触发,上述文献提出的固定延时控制策略难以满足风电机组的不同运行状态要求。

1.3.3 与新型电力元件协调控制

风电具有的随机波动特性给电网带来了严峻的考验,如何采用各种新技术来抑制风电功率波动和提高系统的安全稳定性,也是一个重要的研究方向。

储能技术不仅能够抑制风功率的波动,也能为风电场参与系统调频提供了备用。合理地协调储能和风电场的出力,不仅能够有效的提高风-储系统的惯量响应特性,阻尼系统频率的快速变化,同时也能减少风电机组为实现调频而处于非最大风功率运行状态的时间,提高风电机组的利用效率^[25,42-43]。

同时,在大规模风电基地远距离外送或是海上风电并网的背景下,直流输电由于其经济可靠性受到了人们的关注。文献[27,44-45]分别针对全生命周期成本(life cycle cost, LCC)型、电压源换流器(voltage source converter, VSC)型风电直流并网系统,提出了依据交流电网系统频率变化控制整流器输出有功功率的控制策略。风电场在跟踪直流换流器有功功率变化的过程中实现了风电-直流系统对系统频率变化的响应。该控制策略有效改善了无惯性直流系统、风电系统并网给交流系统运行带来的频率稳定性问题。随着新型电力元件的接入,风电场与其协调参与系统频率调整还有许多值得研究的问题。

2 调频能力的评估

随着大规模风电系统的接入,交流系统的惯量

相对减小,系统所具有的调频能力受到削弱,系统的频率稳定性受到了严重的威胁^[46]。单单依靠附加控制的风电机组能否像常规发电机一样抑制系统频率的快速变化有待研究。通常而言,常规发电机组的惯量时间常数一般为 $4\sim 18\text{ s}$ ^[47],转子转速能够下跌至 0.95 pu ;风电机组的惯性时间参数为 $4\sim 12\text{ s}$ ^[48],转子转速能够异步运行到 0.7 pu 。采用前文的控制策略释放风电机组的转子动能参与系统频率调整,风电机组具有比等容量同步发电机更强的调频能力。然而风速具有随机波动性,风电机组调频能力受到了其转速、换流器保护以及控制策略的限制。采用文献[49]中的减载控制策略参与系统频率调整的ENERCONE-70型风电机组,当其减载 2% 运行时能够为系统提供最多的调频容量,此时,风电机组能在其 15% 的运行时间内提供比同容量常规同步发电机更多的调频容量,并且在一年时间内,风电机组只需损耗其 0.08% 捕获功率,就可以为系统提供等容量同步发电机组五分之一的调频容量约 $3\ 200\text{ MJ}$ ^[49]。对于大范围内的多个风电场而言,由于其地理分布的广阔性,各个区域的风速具有互补性,其调频能力有可能得到了较大的提升。文献[50]利用荷兰 39 个陆上、海上区域的风速序列分析了荷兰并网风电的调频能力,指出荷兰风电场在全年的 40% 时间里能够提供的调频容量比等容量同步发电机应对系统中 90% 的频率突变事时所需要提供的调频容量多;另外的 40% 时间内风电场能够提供调频容量,但是比上述同步发电机所需要提供的调频容量小;其余的 20% 时间里,风电场根本不具备任何有效的调频能力。值得关注的是,上述两篇文献均采用转速控制的减载备用策略,认为额定风速区以及高风速区运行的风电机组不具备调频能力,文中只计算了风电机组在中风速区的调频容量,计算结果过于保守,大大的低估了风电的调频能力。但是文中计算风电场参与调频能力的统计方法为分析风电接入对系统频率稳定性影响,以及制定风电场控制策略等问题提供了一种研究思路。

3 需要进一步重点研究的内容

3.1 风电场内部以及其与常规机组之间的协调控制

上文指出,采用单一的控制策略难以实现风电机组在大范围风速下均具有较好的调频能力,通过研究风电机组不同风速下更加有效的协调控制策略能够使得风电在大部分时间具有为系统提供调频功率的能力。探索具有工程实用性的风电场层面

控制策略,采用智能算法、通讯机制实现风电场内部有功实时动态分配与机组转子转速有序协调恢复能够提高系统的频率稳定性,避免风电的转速恢复带来的二次频率跌落。从系统的层面出发,研究风电场与常规发电系统之间的一、二次调频配合策略,完善利用直流输电等新型技术协助风电场参与系统频率调整的控制方法,将会大大提高电网对风电的接纳能力。

3.2 与储能元件的协调控制

风电场出力的强随机波动特性对系统的频率调整带来了较大影响。特别对于快速变化的风电有功出力,在风电渗透率较大的情况下,仅仅依靠常规同步发电机组的惯量响应很难阻尼系统频率的变化。此时,如果系统发生较大的有功扰动,常规同步发电机组原动机来不及动作,容易导致系统发生频率失稳事故。因此,高渗透率情况下的风电场频率响应问题为具有快速功率响应能力的储能装置带来应用前景。利用储能系统协助风电场参与系统频率调整也得到了很多研究者的关注^[51-52]。一般风电场由数量众多的风电机组组成,利用储能装置协助风电场参与频率调整具有两种配置形式:集中控制和分布式控制,采用的储能有超导磁储能、飞轮储能等不同类型。由于每一种储能配置的方式均具有自己的优缺点,到目前为止,没有统一确定的结论。因此,同时兼顾经济、安全和稳定性的储能配置方案有待研究。同时,随着风电场运行状态的变化,采用简单的单一控制策略难以协调风电-储能系统与常规发电系统之间的功率交换,研究合理、具有自适应性的风电-储能控制系统具有良好的应用前景。最后从系统层面上而言,协调好风电-储能系统调频和常规同步发电机机组的一、二次调频能够有效的提高系统频率稳定性。

3.3 风电场参与调频的能力以及经济性分析

普遍的分析认为风电机组能够在比较广的转速范围内异步运行,其能够提供的调频能量比等容量的常规发电机更大。但是风速具有随机波动性,如果风电场的风电机组大部分时间处于低风速或是中风速区域,其参与调频的容量就会受到很大的限制,并且随着控制策略的不同风电机组能够提供频率支撑的能力也不同。从风电场层面而言,通过研究分析风电场不同控制模式下参与调频的能力以及该过程中风电机组的利用效率,有利于得到风电场调频的最优控制策略。优化风电场参与调频的容量和储能协助其参与调频的容量能够为风电场的运行创造一定的经济效益。从系统层面上而言,

采用概率风险评估等手段研究风电场调频能力对电力系统频率稳定的影响,在满足安全稳定约束条件下优化协调风电场与常规发电机组之间的调频能力能够合理安排机组之间的运行方式;考虑风电场具有调频能力的机组组合、经济调度等规划方案能够有效的提高系统的运行效率,具有良好的经济效益。

4 结论

大规模风电并网相对减小了系统的转动惯量,给系统的频率稳定性带来了挑战。根据各国风电并网相关导则的要求,风电参与系统调频将会成为未来电网发展的一种必然要求。本文从风电参与系统调频的控制策略和能力评估两方面进行了分析研究。

风电参与系统调频的控制策略主要分为:风电机组层面的控制、风电场以及系统层面的控制。风电机组层面的控制主要分为模拟惯量控制、下垂控制、转子转速控制、桨距角控制以及协调控制。其中模拟惯量、下垂控制和转速控制是通过释放被变频器隐藏在风电机组转子中的动能为系统提供频率支撑。桨距角控制以及采用减载运行方式的转速控制策略则通过放弃最大风功率跟踪为风电机组调频提供备用。协调控制则根据风电机组不同运行工况,采用不同的控制策略相互配合保证了风电机组在各种运行工况下均具有参与调频的能力。现阶段风电场层面以及系统层面调频控制策略的研究才刚刚起步。风电场内机组之间的调频功率协调分配、转速协调恢复以及风电场和新型电力元件之间协调控制的完整解决方案成了风电参与系统调频亟待解决的问题。

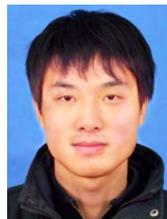
从风电参与系统调频的能力上而言,采用附加控制的变速风电机组的调频能力受到风速的随机波动特性限制而具有间歇性。其中,在中风速区采用减载 2%控制的风电机组在全年 85%的时间内无法提供调频功率。风电场群则由于地理分布的广阔性,各个区域的风速具有互补性,其调频能力得到了大大的提升。采用相同控制方式的荷兰风电场能在全年的 40%时间里能够提供的调频容量比等容量同步发电机应对系统中 90%的频率突变事时所需要提供的调频容量多。

参考文献

- [1] EON Netz GmbH. Grid code - high and extra high voltage[DB/EB]. 2006-06-12. http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/German_EON_Grid_Code.pdf.

- [2] Hydro-Québec TransÉnergie. Technical requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Quebec transmission system: supply requirements for wind generation[DB/EB]. 2003-04-05. http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence_raccordement_fev_09_en.pdf.
- [3] Nordel. Nordic grid code 2007 (Nordic collection of rules)[DB/EB]. 2004. <http://webhotel2.tut.fi/units/set/research/adine/materiaalit/Active%20network/System%20integration/Grid%20codes/Nordel%20grid%20code%202007-00129-01-E.pdf>.
- [4] Eskom System Operations and Planning Division. Grid code requirements for wind energy facilities connected to distribution or transmission system in south Africa (version 4.4)[DB/EB]. 2012-07. <http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/TechnicalStandards/RSA%20Grid%20Code%20Connection%20Requirements%20for%20Wind%20Energy%20Facilitie.pdf>.
- [5] National Grid (Great Britain). Grid code documents: connection conditions [DB/EB]. 2009-07. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/gridcodedocs/>.
- [6] GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定[S]. 北京: 中国标准出版社.
- [7] Mullane A, O'Malley M. The inertial response of induction machine based wind turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(3): 1496-1503.
- [8] Sun Y Z, Zhang Z S, Li G J, et al. Review on frequency control of power systems with wind power penetration[C]//2010 International Conference on Power System Technology. Hangzhou, China: China Electric Power Research Institute, 2010: 1-8.
- [9] Janaka E, Nick J. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(4): 800-802.
- [10] Gonzalez-Longatt F M. Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study[C]//2012 2nd International Symposium on Environment Friendly Energies and Applications. Newcastle, UK: Northumbria University, 2012: 389-395.
- [11] Lalor G, Mullane A, O' Malley M. Frequency control and wind turbine technologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1905-1913.
- [12] Morren J, de Haan W H, Kling Wil L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [13] Ramtharan G, Ekanayake J, Jenkins N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines[J]. IET Transactions on Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 3-9.
- [14] 杜威, 姜齐荣, 陈蛟瑞. 微电网电源的虚拟惯性频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(23): 26-31.
Du Wei, Jiang Qirong, Chen Jiaorui. Frequency control strategy of distributed generations based on virtual inertia in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 26-31(in Chinese).
- [15] Vidyanandan K V, Nilanjan S. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 837-846.
- [16] Gowaid I A, El-Zawawi A, El-Gammal M. Improved inertia and frequency support from grid-connected DFIG wind farms[C]//2011 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE). Phoenix, USA: IEEE PES Society, 2011: 1-9.
- [17] De Almeida R G, Castronuovo E D, Peas Lopes J A. Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 718-725.
- [18] Erlich I, Wilch M, Primary frequency control by wind turbines[C]//2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Minnesota, USA: IEEE Power & Energy Society, 2010: 1-8.
- [19] Ullah N R, Thiringer T, Karlsson D, et al. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines-Potential and applications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 601-612.
- [20] Zhang Z S, Sun Y Z, Lin J, et al. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator based wind power plants[J]. IET Transactions on Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 38-47.
- [21] Mauricio J M, Marano A, Gómez-Expósito A, et al. Frequency regulation contribution through variable speed wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 173-180.
- [22] Chang-Chien L R, Yin Y C. Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 926-933.
- [23] James F C, Rick W. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 23(2): 649-656.
- [24] Ping K K, Pei L, Hadi B, et al. Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 279-287.
- [25] Hansen A D, Sorensen P, Iov F, et al. Centralized power control of wind farm with doubly fed induction generators[J]. Renewable Energy, 2006, 31(7): 935-951.
- [26] 沈臣, 顾伟, 吴志. 孤岛模式下的微电网低频减载策略分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(9): 47-52.
Shen Chen, Gu Wei, Wu Zhi. An under frequency load shedding strategy for islanded microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(9): 47-52 (in Chinese).
- [27] Miao Z X, Fan L L, Osborn D, et al. Wind farms with HVDC delivery in inertial response and primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010, 4(25): 1171-1178.
- [28] Hurtado S, Gostales G, de Lara A, et al. A new power stabilization control system based on making use of mechanical inertia of a variable speed wind turbine for stand-alone wind diesel applications[C]//IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society. Sevilla, Spain: IEEE Industrial Electronics Society, 2002: 3326-3331.
- [29] 李和明, 张祥宇, 王毅, 等. 基于功率跟踪优化的双馈风力发电机组虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 32-39.
Li Heming, Zhang Xiangyu, Wang Yi, et al. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbine based on the optimal power tracking [J]. Proceeding of CSEE, 2012, 32(7): 32-39 (in Chinese).
- [30] Tarnowski G C, Kjar P C, Sorensen P E, et al. Variable speed wind turbines capability for temporary over production[C]//IEEE Power & Energy Society General Meeting. Alberta, Canada: IEEE Power & Energy Society, 2009: 1-7.
- [31] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析(下册)[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2006: 111-116.
- [32] 林俐, 李晓钰, 王世谦, 等. 基于分段控制的双馈风电机组有功频率控制[J]. 中国电力, 2012, 45(2): 49-53.
Lin Li, Li Xiaoyu, Wang Shiqian, et al. An active power-frequency control strategy of a DFIG based on subsection control[J]. Electric Power, 2012, 45(2): 49-53 (in Chinese).
- [33] Margari I D, Papathanassiou S A, Hatziaziyriou N D, et al. Frequency control in autonomous power systems with high wind power

- penetration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(2): 189-199.
- [34] 李立成, 叶林. 变风速下永磁直驱风电机组频率-转速协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 27-31.
Li Licheng, Ye Lin. Coordinated control of frequency and rotational speed for direct drive permanent magnet synchronous generator wind turbine at variable wind speeds[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 27-31 (in Chinese).
- [35] Kayikci M, Milanovic J V. Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbance [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 859-867.
- [36] Tenenge A, Jecu C, Roye D, et al. Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage[J]. IET Transactions on Renewable Power Generation, 2009, 3(3): 358-370.
- [37] De Almeida R G, Peas 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.
- [38] Holdsworth L, Ekanayake J, Jenkins N. Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator based wind turbines[J]. Wind Energy, 2004, 47(1): 21-35.
- [39] Zertek A, Verbic G, Pantos M. Participation of DFIG wind turbines in frequency control ancillary service by optimized rotational kinetic energy[C]//2010 7th International Conference on the European Energy Market (EEM). Madrid, Spain: IEEE Power & Energy Society, 2010: 1-6.
- [40] Mostafa E M, Vincent C, Christophe S, et al. Fuzzy logic Supervisor-Based primary frequency control experiments of a variable-speed wind generator[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 407-417.
- [41] 曹军, 王虹富, 邱家驹. 变速恒频双馈风电机组频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(13): 78-82.
Cao Jun, Wang Hongfu, Qiu Jiaju. Frequency control strategy of variable speed constant frequency doubly fed induction generator wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(13): 78-82(in Chinese).
- [42] Thatte A A, Zhang F, Xie L. Coordination of wind farms and flywheels for energy balancing and frequency regulation[C]//2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Detroit, USA: IEEE Power & Energy Society, 2011: 1-7.
- [43] Gauthier D, Bruno F, Gilles M. Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 4(6): 931-939.
- [44] Hailelessie T M, Torres-Olguin R E, Vrana T K, et al. Main grid frequency support strategy for VSC-HVDC connected wind farms with variable speed wind turbines[C]//2011 IEEE Trondheim Power Technology. Trondheim, Norway: IEEE Power & Energy Society, 2011: 1-6.
- [45] Phulpin Y. Communication-free inertia and frequency control for wind generators connected by an HVDC-link[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1136-1137.
- [46] Doherty R, Mullane A, Nolan G, et al. An assessment of the impact of wind generation on system frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 452-460.
- [47] Kundur P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill Professional, 1994: 128-136.
- [48] Knudsen H, Nielsen J N. Wind power in power systems- introduction to the modeling of wind turbines[M]. United Kingdom: Wiley, 2005: 525-585.
- [49] Rawn B G, Gibescu M, Kling W L. A static analysis method to determine the availability of kinetic energy from wind turbines[C]//2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Minneapolis, USA: IEEE Power & Energy Society, 2010: 1-8.
- [50] Rawn B G, Gibescu M, Kling W L. Kinetic energy from distributed wind farms: technical potential and implications[C]//2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). Gothenburg, Sweden: IEEE Power & Energy Society, 2010: 1-8.
- [51] 姬联涛, 张建成. 基于飞轮储能技术的可再生能源发电系统广义动量补偿控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(24): 101-106.
Ji Liantao, Zhang Jiancheng. Research on generalized momentum compensation method of flywheel energy storage in renewable energy power system[J]. Proceeding of CSEE, 2010, 30(24): 101-106(in Chinese).
- [52] 柳伟, 顾伟, 孙蓉, 等. DFIG-SMES 互补系统一次调频控制[J]. 电工技术学报, 2012, 27(9): 108-116.
Liu Wei, Gu Wei, Sun Rong, et al. Primary frequency control of doubly fed induction generator super conducting magnetic energy storage complementary system[J]. Transactions of China Electro-technical Society, 2012, 27(9): 108-116(in Chinese).



刘巨

收稿日期: 2013-11-21。

作者简介:

刘巨(1988), 男, 博士研究生, 研究方向为大电网大机组安全稳定与控制、储能与新能源并网, E-mail: liu1988wo@126.com;

姚伟(1983), 男, 讲师, 主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制, E-mail: w.yao@hust.edu.cn;

文劲宇(1970), 男, 教授, 博士生导师, 通讯作者, 研究方向为大电网大机组安全稳定控制、储能与新能源并网、微网与舰船电力系统等, E-mail: jinyu.wen@hust.edu.cn。

(责任编辑 杜宁)