

一种双馈风电机组一次调频协调控制策略研究

李少林, 秦世耀, 王瑞明, 张 利, 毕 然

(新能源与储能运行控制国家重点实验室, 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘 要: 针对风电机组不主动参与系统一次调频的问题, 分析风电机组转子动能控制与桨距角调频的控制原理与技术特点, 利用2种调频方式在响应与支撑时间上的互补关系, 提出一种转子动能与桨距角协调控制的组合调频方法, 优化限功率状态下风电机组一次调频性能。设计风电机组一次调频曲线, 并进行一次调频控制系统设计。搭建某2.0 MW双馈风电机组Bladed+Matlab联合仿真模型, 进行一次调频全过程动态仿真, 验证控制策略的正确性与有效性。在2.0 MW大容量机组上进行现场试验研究, 试验结果支持理论分析和仿真结果。

关键词: 风电机组; 调频; 转子动能; 桨距角控制; 协调控制

中图分类号: TK89; TM614

文献标志码: A

0 引 言

近年来, 中国风电装机容量持续快速增长, 局部电网风电渗透率不断升高, 电力系统的安全稳定面临巨大挑战^[1]。为保障高比例风电电力系统的安全稳定运行, 要求风电主动参与电力系统实时能量平衡, 一方面要求风电在短时电网故障下保持连续运行不脱网, 即具备故障穿越能力, 避免故障扩大化; 另一方面要求风电主动参与电网调频与调压, 即具备一次调频与无功调压能力, 为电力系统频率与电压稳定做出贡献。长期以来风电的故障穿越(低电压穿越、高电压穿越)备受关注, 相关文献已有很多^[2-8], 经过持续的理论研究与工程实践, 低电压与高电压穿越问题基本得以解决, 风电的故障穿越能力显著增强, 但风电的一次调频问题尚未受到应有的重视。

双馈型风电机组为风电开发的主流机型之一, 其通过快速控制的电力电子变流装置并网, 使其转速控制与电网频率解耦, 缺乏一次调频能力。随着电网中风电渗透率的不断升高, 电力系统调频能力逐渐下降, 在大功率缺失或系统故障情况下, 极易诱发全网频率失稳。为此, 风电发达国家与地区均通过并网导则对风电的调频能力进行规范, 如: 加拿大魁北克电网导则^[9]规定: 额定容量大于10 MW的风电场必须安装频率控制系统, 在系统频率偏差大于0.5 Hz时, 提

供额定容量5%以上的调频功率持续10 s以上。英国并网导则^[10]规定: 当电网频率跌落至49.8 Hz以下或突增至50.2 Hz以上时, 风电场需根据实际负荷提供调频响应, 最高要求到额定容量的10%。德国E.ON Netz电力公司并网导则^[11]规定: 装机容量大于100 MW的风电场必须具备参与调频的能力, 要求调频容量不小于装机容量的2%。此外, 由丹麦、芬兰、挪威、瑞典共同发布的北欧电网导则^[12]也对风电的一次调频能力做出了明确要求。

与常规机组相比, 双馈风电机组的控制较为灵活, 可通过有功-频率控制参与一次频率, 使风电机组具备类似于传统发电机组的一次调频能力, 风电机组的调频研究也逐渐受到学术界的关注^[13-16]。概括起来, 不考虑外加储能, 风电机组参与电网一次调频的方法主要有: 转子动能控制^[13]、桨距角控制^[14]和转速控制^[15]。转子动能控制调频风电机组正常运行在最大功率跟踪状态, 通过发电机电磁转矩的快速控制, 短时释放/吸收转子存储的动能, 实现风轮惯性储能的快速吞吐, 达到电网调频的目的, 其响应速度快, 但持续时间短且转速恢复过程中可能出现功率二次跌落。桨距角控制风电机组运行在限功率运行状态, 机组预留功率备用, 通过电网频率变化控制桨距角, 实现风轮捕获风能的自动调节, 其调频功率稳定, 但因涉及机械变桨动作, 响应速度较慢, 难以对频率变化做出快速响应。转速控制是通过控制

收稿日期: 2017-07-28

基金项目: 国家电网公司科技项目(NYB17201700151)

通信作者: 李少林(1984—), 男, 硕士、高级工程师, 主要从事风电并网与试验检测技术方面的研究。lsl1984a@163.com

转子转速改变叶尖速比,使机组转速偏离最优功率点,预留有功备用,通过电网频率变化控制发电机转速,达到调频的目的,但其仅在风电机组变速段有用,不对应风电机组正常运行状态,非调频的优选方案。

本文针对转子动能与桨距角控制调频的技术特点与不足,利用 2 种调频方式在响应与支撑时间上的互补关系,提出一种转子动能与桨距角协调的组合调频控制方法。在频率变化初始阶段利用转子动能控制快速提供有功支撑,提升一次调频的快速性;在频率变化的稳态阶段,利用桨距角控制提供持久有功支撑,并消除转子动能控制调频转速恢复过程中可能出现的功率下凹。在此基础上,设计风电机组一次调频曲线,并进行一次调频控制系统设计与开发。通过仿真与试验结果证明理论分析与控制策略的准确性。

1 风电机组调频原理

1.1 转子动能控制调频原理

1.1.1 转子动能调频能力分析

双馈风电机组旋转动能主要存储在风电机组传动链中,传动链主要由叶轮、传动轴、齿轮箱、双馈发电机组成,如图 1 所示。图中 J_r 、 J_{ls} 、 J_{hs} 和 J_g 分别为风轮、低速轴、高速轴与发电机的等效转动惯量, T_r 、 T_{ls} 、 T_{hs} 和 T_g 分别为叶轮气动转矩、低速轴输入转矩、高速轴齿轮和发电机电磁输出转矩, N 为齿轮箱变比。

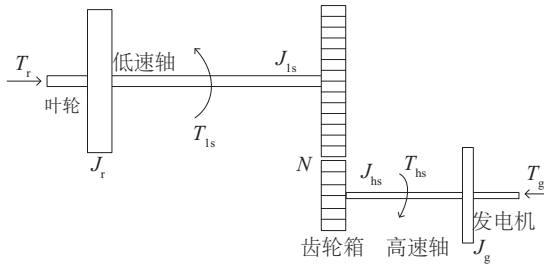


图 1 双馈风电机组传动链模型

Fig. 1 Drive train mode of DFIG-WT

由于风电机组旋转动能主要储存在转子转动部分,通常情况下风轮和发电机的转动惯量远大于传动轴和齿轮箱,因此仅考虑风轮和发电机部分,则机组传动链等效转动惯量如式(1)所示:

$$J_T = J_r + J_g \cdot N^2 \quad (1)$$

风电机组转速从初始转速 ω_0 变化到当前转速 ω_1 , 机组转子释放或吸收的动能如式(2)所示,可得风电机组惯量时间常数如式(3)所示。

$$\Delta E_k = E_0 - E_1 = \frac{1}{2} J_T (\omega_0^2 - \omega_1^2) = \int (P_c - P_m) dt \quad (2)$$

$$T_J = \frac{J_T \omega_n^2}{2S_n} \quad (3)$$

式中, E_0 、 E_1 ——风轮初始动能与调频结束后风轮初始动能; P_m 、 P_c ——调频期间的风轮捕获的机械功率与发电机电磁功率; ω_n ——风电机组额定转速; S_n ——风电机组额定容量。

以某 2.0 MW 商用双馈风电机组为例,计算、仿真与试验用风电机组基本参数见附表。由式(1)和式(3)可得机组传动链等效转动惯量 $J_T = 1.42 \times 10^7 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$, 惯量时间常数 $T_J = 7.53 \text{ s}$ 。假设风电机组允许的最小转速为 $n_{\min} = 700 \text{ r/min}$, 风电机组运行在额定转速情况下,其存贮旋转动能最大,由式(2)可得 $\Delta E_{k\max} = 10.5 \text{ MJ}$ 。同理可得风电机组运行在不同工况下其转子动能调频能力与按照 $10\%P_n$ 为电网提供调频服务的情况如表 1 所示。可以看出该商用双馈风电机组即使在较低的输出功率(0.16 pu)和转速(-0.2 转差率)情况下,也可为电网提供至少 8.2 s 的有功功率支撑。

表 1 某 2.0MW 双馈风电机组转子动能控制调频能力

Table 1 Capacity of frequency regulation based on rotor kinetic energy control for 2.0 MW DFIG-WT

发电机转速/ $\text{r} \cdot \text{min}^{-1}$	有功功率/ pu	惯性储能/ MJ	有功支撑 时间/s
1200	0.54	10.5	52.2
1100	0.42	7.9	39.6
1000	0.31	5.6	28.0
900	0.23	3.5	17.6
800	0.16	1.7	8.2

1.1.2 转子动能控制调频

如前所述,风电机组转子动能控制调频的基本思路为:通过发电机电磁转矩控制,实现风轮旋转动能的快速吞吐,达到参与电网调频的目的。机组在正常最大功率跟踪状态下,通过在机组功率控制外环增加电网频率变化率或频率变化偏差-有功功率控制环使风电机组响应电网频率变化,主动支撑电网频率恢复,参与系统频率调节,双馈风电机组转子动能调频控制框图如图 2 所示。在风电机组功率控制环节加入如图 2 所示的转子动能控制控制环,风电机组的功率给定如式(4)所示:

$$P_1 = P_0 - P_{in} = P_0 - K_1 \frac{df}{dt} - K_2 (f - f_{ref}) \quad (4)$$

式中, P_0 ——常规功率控制指令; P_1 ——增加虚拟惯性控制后风电机组功率给定; P_{in} ——转子动能控制调频附加功率指令; f 、 f_{ref} ——电网频率实测值与参考值; K_1 ——频率变化率-有功控制环调节系数; K_2 ——

频率变化偏差-有功控制环调节系数。

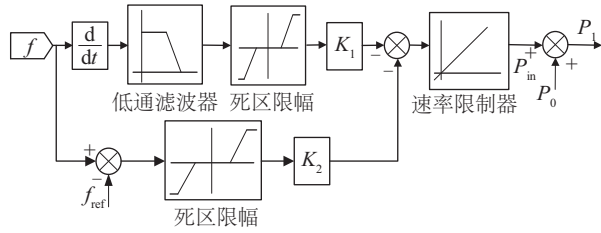


图2 风电机组转子动能控制调频控制框图

Fig. 2 Control block of frequency regulation based on rotor kinetic energy control for WT

在电网频率变化率 df/dt 较大时,电网频率变化率控制环节起主要作用,频率变化率通过低通滤波,变化率超出死区阈值,通过 K_1 放大后,经速率限制环节产生附加有功功率,附加在风电机组原有气动参考功率上,形成风电机组参考有功功率,能迅速改变风电机组输出有功功率,抑制系统频率的过快变化,起到类似于同步机转动惯量的作用,增大了电力系统有效转动惯量。在系统频率下降或上升较为严重、频率偏差较大时,电网频率偏差控制环节起主要作用,当频率偏差超出死区阈值,通过 K_2 放大后,经速率限制环节产生附加有功功率,附加在风电机组原有气动参考功率上,形成风电机组参考有功功率,此环节会产生一个类似于同步机下垂特性的功率偏差量,风电机组输出功率的改变能缩小系统频率与额定值之间的偏差,对系统提供频率调节支持,相当于同步机一次调频特性。风电机组转子动能控制调频能力与风电机组传动系统转动惯量和风电机组转速直接相关,传动系统转动惯量越大、转速越高,调频能力越强。

1.2 桨距角控制调频原理

风电机组桨距角调频控制的基本思路为:适当增加风力机桨距角,预留有功功率容量,通过桨距角控制实现捕获风能的调节,达到参与电网调频的目的。当系统频率下降时,通过减小桨距角来提高风力机的能量捕获,从而使风电机组将先前减载运行所预留的备用功率释放出来,以支撑系统频率;当系统频率上升时,增加桨距角来降低风力机的能量捕获,使得风电机组预留更多备用容量,减小风电机组有功输出以支撑电网频率恢复。

双馈风电机组桨距角调频控制框图如图3所示,图中 d 为预留容量比例系数, P_n 为风电机组额定功率值, β_{ref1} 、 β_{ref2} 、 β_{ref} 分别为功率备用情况下的桨距角指令、频率偏差控制环节产生的附加桨距角指令和调频模式下

桨距角指令。在系统频率下降或上升较严重,频率偏差较大(超出死区阈值)时,电网频率偏差控制环节将按照预设曲线产生附加桨距角指令,与功率备用情况下的桨距角指令相叠加,形成调频模式下风电机组桨距角参考指令,对系统提供有功频率支撑,相当于同步机的调气门实现一次调频。风电机组桨距角控制调频能力与预留调频容量相关,预留调频容量越大,调频能力越强。

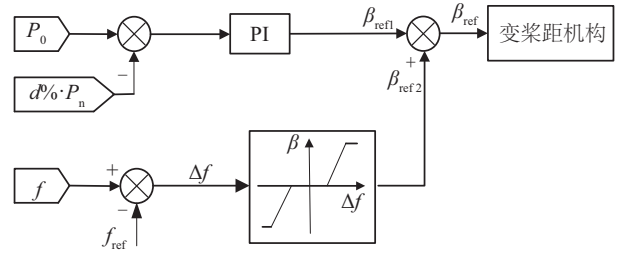


图3 双馈风电机组桨距角调频控制框图

Fig. 3 Control block of frequency regulation based on pitch angle control for WT

1.3 下垂控制

转子动能与桨距角控制调频均可通过下垂控制实现系统一次调频。下垂控制是一个稳态过程,当频率波动量超出一定值通过改变发电机组有功功率输出来调节频率,其主要目的是用于减小系统频率偏差。当下垂控制调节机组的电磁功率和机械功率至达到新的平衡点,系统进入新的稳定运行状态,本质是一个有差调频过程。在电网频率变化超过一定范围,且风电机组有功出力大于 $20\%P_n$ 时,风电机组按照预设的下垂特性曲线自动增加或降低风电机组出力,参与系统一次调频。本文中风电机组下垂特性曲线如图4所示。

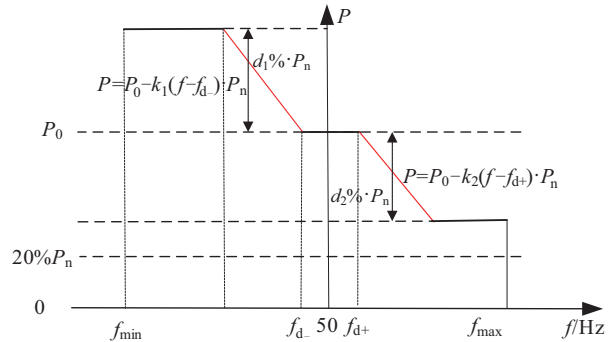


图4 风电机组一次调频下垂特性曲线

Fig. 4 Drop control curve of primary frequency regulation for WT

1)当频率在控制死区 $f_{d-} \sim f_{d+}$ 范围内时,风电机组不参与一次调频,并预留当前风速下额定功率 $d_1\%$ 的

备用容量。

2) 当频率下降到 f_{d-} 以下时, 风电机组增加有功出力 ΔP , 下垂系数为 k_1 , 有功功率增加至预留容量上限 ($P_0 + d_1 \cdot P_n$) 或一次调频功率指令计算值, 当系统频率继续下降到 f_{\min} 及以下时, 可停止向电网供电。

3) 当频率上升到 f_{d+} 以上时, 风电机组减小有功出力 ΔP , 下垂系数 k_2 , 有功功率减少至下调功率的下限 ($P_0 - d_2 \cdot P_n$) 或一次调频功率指令计算值, 当系统频率继续上升到 f_{\max} 及以上时, 可停止向电网供电。

风电机组在下垂控制调频模式下的有功功率输出如式(5)所示:

$$P = \begin{cases} \min(P_0 - k_1(f - f_{d-}), P_0 + d_1 \% \cdot P_n), & f_{\min} < f < f_{d-} \\ \max(P_0 - k_2(f - f_{d+}), P_0 - d_2 \% \cdot P_n), & f_{d+} < f < f_{\max} \end{cases} \quad (5)$$

2 一次调频控制系统设计

2.1 转子动能与桨距角协调控制

如前所述, 转子动能控制调频有功功率响应速度为电磁级, 考虑频率检测及通信延迟时间, 有功功率响应速度通常为百毫秒级, 响应速度完全满足电网一次调频的要求, 可考虑利用其快速改善系统频率故障初始时刻的频率故障极值; 但转子动能控制调频期间, 由于风轮旋转惯性储能的吞吐, 调频结束后, 由于发电机转速的变化, 有功功率将出现短暂下凹和上凸现象, 需考虑消除有功下凹可能导致的系统频率二次跌落。桨距角控制调频由于需要机械变桨机构动作, 有功功率响应速度较慢, 考虑频率检测、通信延迟和桨距角动作时间, 有功响应时间通常约为 4 s; 而桨距角控制调频持续时间与功率备用大小直接相关, 通常情况下可提供较为持久的调频服务。鉴于转子动能控制调频与桨距角控制调频的技术特点, 利用 2 种调频方式在响应速度与支撑时间上的互补关系, 在频率变化的初期(频率变化后的 0~5 s)利用转子动能控制有功响应的快速性, 提升机组一次调频的快速性, 改善系统频率故障初始时刻的频率故障极值。在频率变化的稳态阶段(5 s 以后), 利用桨距角控制有功支撑的持久性, 消除转子动能控制调频转速恢复过程中可能出现的功率二次跌落, 防范可能的系统二次频率跌落。双馈风电机组转子动能与桨距角协调控制一次调频控制框图如图 5 所示。图中 V_{wind} 为风速; P_{set} 与 P_{res} 分别为风电机组正常运行模式下功率指令和功率备用情况下功率指令, ΔP_1 与 ΔP_2 分别为调频模式下下垂控制环产生的有功功率附加指令和虚拟惯量控制环产生的有功功率附加指令; T_{set} 与 ΔT 分别

为风电机组正常运行模式下发电机转矩指令和转子动能调频控制环节产生的发电机转矩附加指令; ω_r 为风电机组转子转速; β_{ref} 为调频模式下桨距角指令值; T_{ref} 为调频模式下发电机转矩指令值。

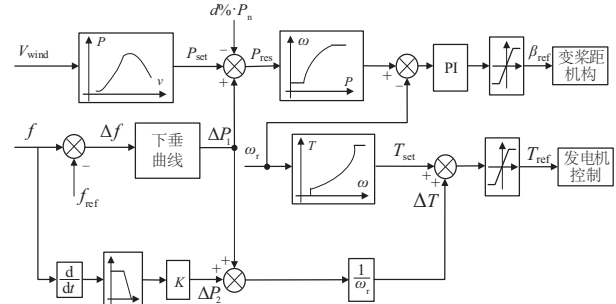


图5 转子动能与桨距角协调控制一次调频控制框图

Fig. 5 Control block of primary frequency regulation based on rotor kinetic energy and pitch angle collaborative control for WT

2.2 双馈发电机调频控制

在定子电压定向矢量控制下, 双馈电机转子电压和定子功率方程分别如式(6)、式(7)所示:

$$\begin{cases} u_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r p i_{rq} + \frac{L_m}{L_s} u_{sq} - \frac{L_m}{L_s} \omega_r \psi_{sd} + \omega_{\text{slip}} \sigma L_r i_{rd} \\ u_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r p i_{rd} - \frac{L_m}{L_s} \omega_r \psi_{sq} - \omega_{\text{slip}} \sigma L_r i_{rq} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} \frac{1}{L_s} u_{sq} (\psi_{sq} - L_m i_{rq}) \\ Q_s = \frac{3}{2} \frac{1}{L_s} u_{sq} (\psi_{sd} - L_m i_{rd}) \end{cases} \quad (7)$$

式中, u —— 电压; i —— 电流; ψ —— 磁链; 下标 d 、 q —— d 与 q 轴分量; R_s 、 R_r —— 双馈发电机定转子等效电阻; L_s 、 L_r 、 L_m —— 双馈发电机定转子等效电感及互感; ω_s —— 同步旋转角频率; ω_{slip} —— 转差角频率; p —— 微分算子; σ —— 漏磁系数, $\sigma = (L_s L_r - L_m^2) / L_s L_r$ 。

由式(6)与式(7), 结合图 5 所示风电机组一次调频协调控制可得双馈发电机一次调频控制框图如图 6。图中星号上标代表指令值; θ_s 、 θ_r 、 θ_{slip} 分别表示电网角度、发电机角度和定转子转差角度; ω_r 表示发电机转速; S_a 、 S_b 、 S_c 表示三相开关信号; U_a 、 U_b 、 U_c 表示电网三相电压; i_{ra} 、 i_{rb} 、 i_{rc} 表示转子三相电流; i_{sa} 、 i_{sb} 、 i_{sc} 表示定子三相电流。

通过发电机速度传感器计算得出发电机角速度 ω_r , 与图 5 所示一次调频控制环节产生的发电机电磁转矩给定值 T_{ref} 相乘, 产生发电机有功控制外环有功功率给定值, 即通过发电机频率偏差与有功功率闭环控制实现一次调频。

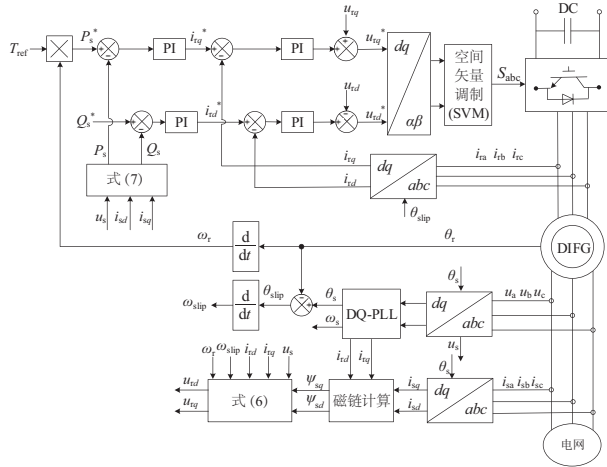


图6 双馈风电机组调频控制框图

Fig. 6 Control block of frequency regulation for DFIG-WT

3 仿真结果与分析

为研究双馈风电机组转子动能与桨距角协调控制调频动态特性,验证一次调频控制策略的可行性与有效性。搭建能准确反映风电机组气动、机械和发电机电磁暂态特性的 Bladed+Matlab 联合仿真模型,如图 7 所示。在 GH Bladed 中搭建包括风轮、传动链等在内的气动、机械部分的仿真模型,能准确反映调频过程中风轮气动特性及惯性储能;在 Matlab/Simulink 中建立能反映双馈变流器、发电机及电网电气部分的电磁暂态仿真模型,Bladed 模型与 Simulink 模型之间使用 Socket 通讯形式进行参数传递和时间同步。

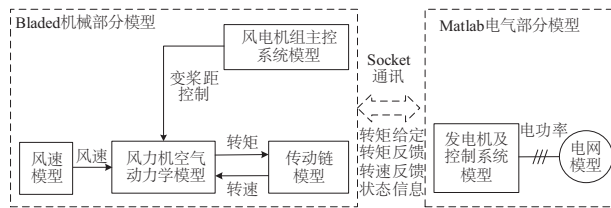


图7 Bladed+Matlab联合仿真系统结构框图

Fig. 7 Diagram of bladed and Matlab co-simulation

基于联合仿真系统模型,进行电网频率故障或扰动情况下的风电机组一次调频全过程动态仿真研究。本文主要关注机组的一次调频控制策略研究,单台机组的一次调频不足以改变系统频率,因此仿真中采用含内阻的无穷大电源作为电网模型。为突出重点、便于调频指标分析,电网频率变化采用阶跃变化的方式,风电机组主控系统设置如图 4 所示下垂控制曲线,且屏蔽模拟同步机惯量的频率变化率控制环节。

仿真中调频死区 f_d 设置为 ± 0.03 Hz,下垂系数 k_1 、 k_2 分别设置为 1 和 2,有功限值 d_1 、 d_2 分别设置为 10。图 8 与图 9 分别为双馈风电机组频率下降和频率下降与上升组合的连续频率变化时一次调频全过程仿真波形图,各分图分别为风电机组并网点频率、输出有功功率、发电机电磁转矩、风轮气动转矩、发电机转速和叶轮桨距角。

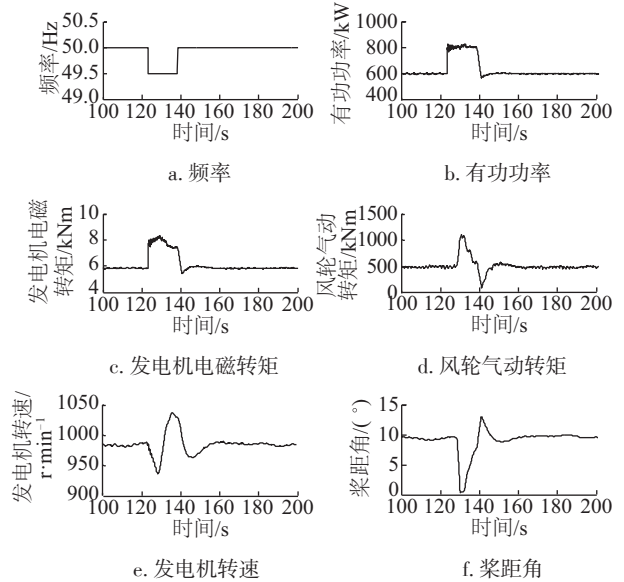


图8 频率下降双馈风电机组一次调频仿真波形

Fig. 8 Simulation results of primary frequency regulation for DFIG-WT under frequency drop

由图 8 可看出,初始条件下,风电机组并网点频率为 50 Hz,风电机组处于限功率运行状态,叶轮桨距角为 9.5°,实际输出有功功率为 600 kW,对应发电机电磁转矩为 5820 Nm,转速为 988 r/min。123 s 时,并网点频率阶跃降至 49.50 Hz 并触发调频死区阈值 49.97 Hz,风电机组输出有功功率突增至 800 kW,经小幅震荡后趋于稳定,有功功率快速响应电网频率变化(电磁级),15 s 后,并网点频率恢复至正常值,风电机组电磁转矩与有功功率逐渐恢复至正常值,整个频率故障期间,风电机组按照要求预设曲线进行了快速而稳定的有功功率支撑,有功支撑量为支撑上限 10% P_n 。由图 7c、图 7e、图 7f 可看出,电网频率跌落瞬间,发电机电磁转矩由 5820 Nm 快速增至 7800 Nm,对应发电机组转速由初始时刻的 988 r/min 降至转子动能控制调频结束时的 935 r/min,转速下降过程持续约 5 s,而风轮桨距角在频率跌落的 0~5 s 内并未动作,可看出频率变化 0~5 s 的一次调频确由转子动能控制完成。频率变化 5 s

后,即 128 s 时风轮桨距角才逐渐打开,桨距角控制调频开始动作,并利用有功功率的闭环控制,消除了转子动能调频结束后由于发电机转速过低所造成的功率二次跌落。由图 7d 可看出,转子动能控制调频的 0~5 s,风轮捕获气动转矩基本未变,维持在约 500 kNm;而当桨距角控制调频启动,风轮气动转矩随桨距角的减小而快速增大,在 131 s 时达到最大值 1100 kNm,最后随着桨距角的变化而变化。

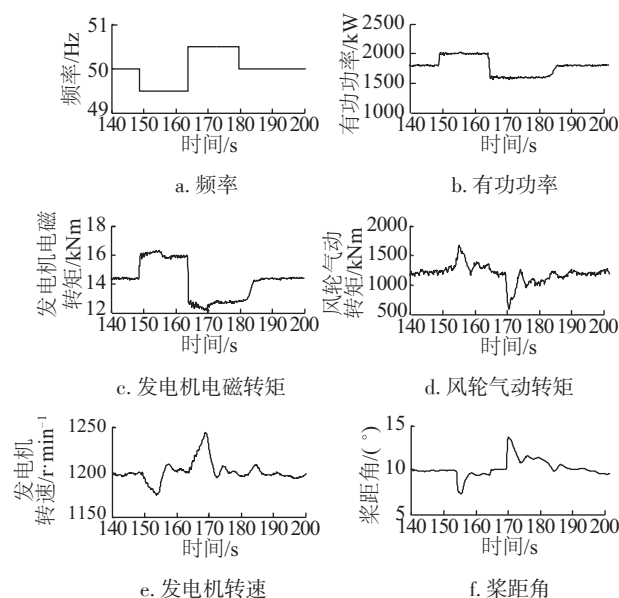


图9 频率连续变化双馈风电机组一次调频仿真波形

Fig. 9 Simulation results of primary frequency regulation for DFIG-WT under frequency continuous variation

综上所述,风电机组按照预设控制策略进行一次调频,频率跌落的初始阶段(0~5 s),利用风轮旋转动能控制进行调频,频率故障的稳态阶段(5 s 后),利用桨距角控制进行调频,2 种调频方式协调配合,在提升风电机组一次调频快速性的同时避免了转子动能控制调频转速恢复过程中可能出现的功率二次跌落,为电力系统提供了快速而稳定的有功功率支撑。图 9 为频率下降与上升组合的连续频率变化时一次调频仿真,动态过程及分析与频率下降时基本类似,此处不再赘述。

4 试验结果与分析

为验证理论分析与仿真的正确性,对某型号 2.0 MW 大容量双馈风电机组进行一次调频特性试验研究,将电网运行模拟装置串联于风电机组升压变压器高压侧与 35 kV 电网之间,利用电网适应性测试装置在风电机组升压变压器高压侧模拟产生电网频率变化,检验风电

组在电网频率变化时的响应与调频能力。试验装置基于背靠背变流原理,通过风力机侧变流器调制指令的修改可在并网点模拟发生所需电网频率扰动,通过采集风电机组并网点三相电压、电流、有功与无功等信息,综合分析被测机组一次调频性能。试验用风电机组关键部件参数及调频相关参数设置与仿真用参数一致。

图 10 为频率连续变化情况下双馈风电机组一次调频试验波形图,图 10a~图 10c 分别为风电机组并网频率、有功功率和桨距角试验曲线。由图 10a 可看出,利用电网适应性测试装置在风电机组并网产生先下降后上升的电网频率连续变化,初始时刻并网频率为 50 Hz,5 s 时频率阶跃降至 49.92 Hz,10 s 时降至 49.85 Hz,15.3 s 时降至 49.50 Hz;20.6 s 时阶跃升至 50.07 Hz,26.2 s 时升至 50.15 Hz,31.5 s 时升至 50.50 Hz,36.8 s 时频率恢复正常。对应图 10b 其有功功率支撑情况为:初始时刻有功为 0.220 pu,5 s 时由于频率下降并突破阈值有功突增至 0.275 pu,10 s 时增至 0.322 pu,达到有功支撑的上限设定值 $10\%P_n$;20.65 s

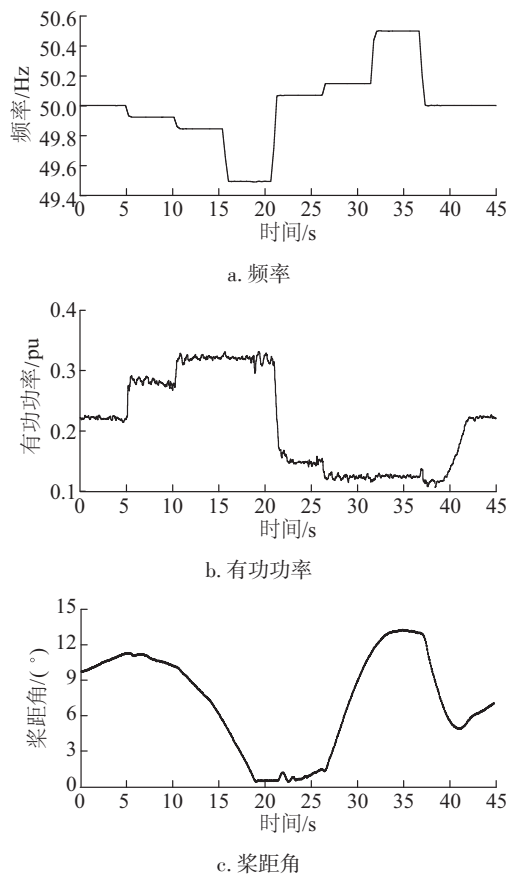


图10 双馈风电机组一次调频的试验结果

Fig. 10 Experiment waveforms of primary frequency regulation for DFIG-WT

时由于频率上升并突破阈值有功突减至 0.145 pu, 26.2 s 时减至 0.122 pu, 达到有功支撑的下限设定值 $10\%P_n$ 。而图 10c 所示机组桨距角随着有功支撑的情况变化而正常变化。双馈风电机组一次调频性能指标分析见表 2。

表2 某2.0 MW双馈风电机组一次调频性能指标

Table 2 Experiment technical specification of primary frequency regulation for a 2.0 MW DFIG-WT					
时间/ s	频率/ Hz	有功功率/pu			响应 时间/s
		计算值	实测率	偏差	
0	50.00	0.22	0.220	0	—
5.0	49.92	0.27	0.275	0.005	0.38
10.0	49.85	0.32	0.322	0.002	0.32
15.3	49.95	0.32	0.322	0.002	—
20.6	50.07	0.14	0.145	0.005	0.86
26.2	50.15	0.12	0.122	0.002	0.30
31.5	50.50	0.12	0.122	0.002	—
36.8	50.00	0.22	0.220	0	—

综上所述,在整个频率变化的 31.8 s 内,被试风电机组能准确按照图 4 所示下垂曲线参与系统一次调频,且有功响应速度快,进行 $10\%P_n$ 的有功支撑响应时间为 485 ms,有功功率支撑较为稳定,整个调频过程中有功功率最大偏差为 0.005 pu。试验结果表明,基于转子动能和桨距角协调控制策略的被试风电机组可快速、稳定地参与系统一次调频,为限功率情况下风电机组参与系统一次调频的优选方案。

5 结 论

本文分析风电机组转子动能控制与桨距角调频的控制原理与技术特点,提出一种转子动能与桨距角协调控制的组合调频方法,并进行一次调频控制器设计,通过系统仿真与试验验证所提控制策略的准确性与有效性,可得出以下主要结论与展望:

1)基于转子动能与桨距角协调控制的风电机组组合调频方法,可在提升有功响应速度的同时消除转子动能控制调频转速恢复过程中可能出现的功率二次跌落,大幅提升了限功率状态下风电机组一次调频快速性,为限功率情况下风电机组参与系统一次调频的优选方案。

2)基于下垂控制,进行转子动能与桨距角协调控制的风电机组一次调频控制器设计,并对风电机组一次调

频性能进行试验,结果表明试验风电机组可快速、稳定地参与系统一次调频。

3)风电机组在具备一次调频能力后,为保证风电场的一次调频性能,仍需进行场站级的一次调频协调控制,后续将进一步开展场站级一次调频算法优化研究与系统开发。

附表 2.0 MW双馈风电机组关键参数

Attached Table Key parameters of 2.0 MW DFIG-WT		
部件	参数名称/单位	数值
风电机组	额定功率/kW	2000
	额定电压/kV	0.69
	风轮直径/m	99
	风轮转动惯量/kg·m ²	11857570
	风轮转速范围/r·min ⁻¹	8.33~16.80
	齿轮箱变比	84.06
发电机	额定频率/Hz	50
	极对数	3
	定子等效电阻/Ω	0.0054
	定子等效感抗/Ω	0.0271
	转子等效电阻/Ω	0.0061
	转子等效感抗/Ω	0.1787
双馈变流器	控制模式	SVPWM
	开关频率/Hz	2000
	直流母线电压/V	1050

[参考文献]

- [1] 陈国平,李明节,许涛,等.关于新能源发展的技术瓶颈研究[J].中国电机工程学报,2017,35(1): 20-26.
CHEN G P, LI M J, XU T, et al. Study on technical bottleneck of new energy development[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 35(1): 20-26.
- [2] 郭家虎,张鲁华,蔡旭.双馈风力发电系统在电网故障下的动态响应分析[J].太阳能学报,2010,31(8): 1023-1029.
GUO J H, ZHANG L H, CAI X. Dynamic response of wind power generation based on DFIG under grid fault [J]. Acta energiae solaris sinica, 2010, 31(8): 1023-1029.
- [3] ZHANG W, NIAN H, LI J W. Improved vector control of DFIG based wind turbine during grid dips and swells

- [C]//2010 International Conference on Electrical Machines and Systems, Korea, 2010, 511-515.
- [4] WANG M Y, ZHAO B, LI H, et al. Investigation of transient models and performances for a doubly fed wind turbine under a grid fault [J]. WSEAS transactions on circuits and systems, 2011, 11(11): 383-392.
- [5] VRIONIS T D, KOUTIVA X I, VOVOS N A. A genetic algorithm-based low voltage ride-through control strategy for grid connected doubly fed induction wind generators [J]. IEEE transactions on power systems, 2014, 29(3): 1325-1334.
- [6] 杨淑英, 陈刘伟, 孙灯悦, 等. 基于电磁暂态控制算法的双馈风电机组低电压穿越控制策略[J]. 太阳能学报, 2015, 36(12): 2906-2915.
- YANG S Y, CHEN L W, SUN D Y, et al. Low voltage ride-through control strategy of doubly fed wind turbine based on electromagnetic transient control [J]. Acta energiae solaris sinica, 2015, 36(12): 2906-2915.
- [7] LIU C J N, HUANG X B, CHEN M, et al. Flexible control of DC-link voltage for doubly fed induction generator during grid voltage swell [C]//Proceedings of 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Atlanta, GA, USA, 2010.
- [8] 李少林, 王伟胜, 王瑞明, 等. 双馈风电机组高电压穿越控制策略与试验[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 76-82.
- LI S L, WANG W S, WANG R M, et al. Control strategy and experiment of high voltage ride through for double-based wind turbines [J]. Automation of electric power systems, 2016, 40(16): 76-82.
- [9] Hydro- Québec TransÉnergie. Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to the Hydro- Québec transmission system [R]. Québec: Hydro-Québec TransÉnergie, 2009.
- [10] National Grid (Great Britain) Company. The grid code [R]. London: National Grid (Great Britain) Company, 2009.
- [11] E.ON Netz GmbH. Grid connection regulations for high and extra high voltage [R]. Bayreuth: E.ON Netz GmbH, 2006.
- [12] Nordic grid. Nordic grid code 2007 [R]. Norway: Nordic Grid, 2007.
- [13] ATTYA A B T, HARTKOPF T. Control and quantification of kinetic energy released by wind farms during power system frequency drops [J]. IET renewable power generation, 2013, 7(3): 210-224.
- [14] 范冠男, 刘吉臻, 孟洪民, 等. 电网限负荷条件下风电场调频策略 [J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2030-2037.
- FAN G N, LIU J Z, MENG H M, et al. Primary frequency control strategy for wind farms under output restricted condition [J]. Power system technology, 2016, 40(7): 2030-2037.
- [15] ZERTEK G, VERBIC A, PANTOS M. Optimised control approach for frequency control contribution of variable speed wind turbines [J]. IET renewable power generation, 2012, 6(1): 17-23.
- [16] FRANCISCO D, MELANIE H, ANDREAS S, et al. Coordinated operation of wind turbines and flywheel storage for primary frequency control support [J]. International journal of electrical power and energy systems, 2015, 68: 313-326.

A COLLABORATIVE CONTROL OF PRIMARY FREQUENCY REGULATION FOR DFIG-WT

Li Shaolin, Qin Shiyao, Wang Ruiming, Zhang Li, Bi Ran

(China State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems (China Electric Power Research Institute),
Beijing 100192, China)

Abstract: Wind Turbines (WT) have seldom participated in Primary Frequency Regulation (PFR) in the power system initiatively. The principles and properties of PFR based on rotor kinetic energy and pitch control for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbine (DFIG-WT) are analyzed respectively. As those two methods have complementary relationships in response and supporting time, a collaborative PFR control strategy is developed to optimize the PFR performance of the DFIG-WT in power constrained operation status. Moreover, A droop control curve and the PFR control system for DFIG-WT are designed. Then a Bladed and Matlab co-simulation system of a 2.0 MW DFIG-WT is established to emulate the whole PFR process. Finally, a field test is carried out on a 2.0 MW DFIG-WT by a large capacity grid emulator for the first time, and the test results demonstrate the analysis and simulation.

Keywords: wind turbine; frequency regulation; rotor kinetic energy; pitch control; collaborative control