

提升海上风电经柔直联网系统频率稳定性的协调控制策略

江守其,徐亚男,李国庆,辛业春,王丽馨

(现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学),吉林 吉林 132012)

摘要:针对大规模海上风电经柔直联网引起的受端电网惯量降低、频率调节能力下降等问题,提出了海上风电与柔直主动支撑系统频率的协调控制策略。在惯量支撑方面,利用直流电容能量主动支撑系统惯量,并通过直流电压建立风机转速与频率的耦合关系,提出了基于差异化转子动能调节的风电场惯量支撑协调控制策略,以提升受端电网惯量水平。在频率偏差调节方面,根据本地直流电压偏差量,提出了基于风机变速控制与桨距角控制的风电场一次调频策略,并设计了基于附加桨距角控制的风电场二次调频策略,以提高系统的频率稳定性。最后,设计了多时间尺度频率支撑控制策略的协调配合流程,并基于RT-LAB OP5600实时数字仿真平台验证了所提策略可有效提升系统的频率支撑能力。

关键词:海上风电经柔直联网系统;惯量支撑;一次调频;二次调频;协调控制策略

中图分类号:TM614;TM761+.2

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202304022

0 引言

基于模块化多电平换流器的直流输电(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC)技术具有控制速度快、运行方式灵活、供电可靠性高等特点,是实现深远海风电汇集和远距离外送的有效手段^[1-2]。

海上风电经柔直接入受端电网的规模不断增大,部分同步机将逐步被替代,导致传统调频资源逐渐稀缺化,同时海上风电场侧交流频率与受端电网频率解耦,海上风电无法主动支撑受端电网频率,系统惯量逐渐降低,严重威胁其安全稳定运行。因此,如何实现海上风电场对受端电网频率变化的自主响应,消除电网发生扰动时引起的频率偏差,是提升系统频率稳定性亟待解决的关键问题。在惯量支撑方面,文献[3]通过远距离通信将受端电网频率波动的信号传递至风电场,通过调整其有功出力实现惯量支撑,但此方法存在延时问题,并且可靠性有待商榷。文献[4-5]针对海上风电经双端柔直联网系统,利用直流电压将频率信息传递至送端,通过送端换流站调整其交流侧频率,风电场根据系统频率调整其有功出力实现惯量支撑,但该方法将改变送端交流系统的频率质量,可能会给其他设备带来不利影响。文献[6-7]针对海上风电经多端柔直联网系统,提出了送、受端电压源换流器联合控制的频率下垂控制方法,通过直流电压传递频率信息,利用各换流

站间的协调配合,实现受扰系统的惯量及频率支撑。文献[8]设计了一种适用于受端换流站的电压源型控制策略,在无锁相环情况下实现受端电网频率的自主响应,但其忽略了直流线路压降对频率信息传递精度的影响。文献[9]针对直流微电网,设计了基于观测器的直流电压控制策略,考虑了负荷及直流线路阻抗对其控制特性的影响,其是否适用于柔直输电系统有待进一步研究。

在频率偏差调节方面,目前研究主要集中于风电场参与一次调频方面,包括超速减载控制^[10-11]、变桨控制^[12-13]以及两者的协调控制^[14]等,均是通过风机预留备用容量实现频率支撑。文献[15]提出了可整定风机静调差系数的频率控制策略,并与虚拟惯性控制有机结合,实现风机对系统频率的综合控制。文献[16]提出了海上风电场经多端柔直系统的顺序控制策略,按照网侧到风电场侧的顺序逐步启动调频设备,但未详细说明风电场具体的控制策略。为进一步提高频率响应能力,文献[17]提出了基于超级电容储能控制的虚拟惯量和一次频率控制策略,从而提高了单台风机的抗扰能力和主动支撑能力。文献[18]提出一种基于旋转备用加直流侧储能的风储联合控制策略,同时实现了风机的主动调频和故障穿越。上述文献仅关注采用单机聚合模型的风电场经柔直联网系统频率主动支撑问题,而针对综合考虑多台风机间响应能力差异的控制策略,以及风电场经柔直联网系统主动参与二次调频的研究较少。在加速构建新型电力系统的背景下,有必要进一步挖掘海上风电经柔直联网系统的调控潜力,使其整体成为主导电源,承担起支撑系统频率的责任。

在此背景下,本文针对基于双馈感应发电机(doubly-fed induction generator, DFIG)的海上风电经柔直联网系统,设计了提升系统频率稳定性的多

收稿日期:2022-09-20;修回日期:2023-03-23

在线出版日期:2023-05-04

基金项目:国家电网公司总部科技项目(5108-202299258A-1-0-ZB)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of SGCC(5108-202299258A-1-0-ZB)

时间尺度协调控制策略:①利用直流电容能量的同时,考虑不同风速下风机的响应能力差异,提出了基于直流电容电场能与DFIG差异化转子动能的虚拟惯量协调控制;②计及直流电压与DFIG转子转速约束,设计了考虑变速控制与桨距角控制响应差异的一次调频协调控制,并对相关控制参数进行了设计;③基于直流电压与受端电网频率的耦合关系,提出了风电场主动消除直流电压偏差量的附加桨距角控制。最后,通过仿真验证了所提控制策略的可行性。

1 海上风电经柔直联网系统结构

海上风电经柔直联网系统结构如图1所示。系统采用对称单极接线方式,其中:风电场侧的送端换流站(wind-farm-side sending-end modular multilevel converter, WFMMC)采用定交流电压控制和定频率控制,以稳定海上风电场的并网母线电压和频率;网侧受端换流站(grid-side receiving-end modular multilevel converter, GSMMC)通常采用定直流电压控制和定无功功率控制,以保证直流电压的稳定。随着海上风电渗透率的不断增大,受端交流电网呈现越来越明显的低惯量、弱阻尼特性,在传统同步发电机组备用计划无法满足电网调频容量和速度需求时,可能导致电网频率变化率大、频率越限等问题。因此,亟需挖掘海上风电功率调节潜力,使其主动支撑系统惯量、参与频率稳定调控,提升系统的安全稳定性。

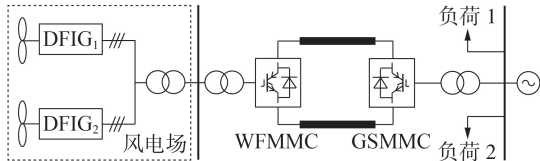


图1 海上风电经柔直联网系统结构

Fig.1 System structure of MMC-HVDC connecting offshore wind power

2 虚拟惯量控制策略

爱因斯坦狭义相对论表示:惯性是能量的固有属性,能量具有惯性,任何惯性都应归因于能量^[19]。因此,为了抑制受端交流电网不平衡功率引起的频率突变,本文设计了一种基于直流电容能量与DFIG转子动能的虚拟惯量控制策略,在受端电网频率突变时共同为系统提供惯量支撑。

2.1 基于直流电容储能的虚拟惯量控制

同步机的惯量响应过程可描述为:

$$2H \frac{df}{dt} = P_M - P_E \quad (1)$$

式中: H 为同步机的惯性时间常数; f 为交流电网实际频率; P_M 为机械功率; P_E 为电磁功率。

模块化多电平换流器(modular multilevel con-

verter, MMC)直流侧的等效电容可利用其动态特性起到抑制直流电压变化的作用,即在忽略线路有功损耗的情况下,利用直流电压的变化反映整流侧与逆变侧之间的功率不平衡关系,如式(2)所示。

$$C_{eq} U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} = P_{wind} - P_{grid} \quad (2)$$

式中: C_{eq} 为MMC的等效电容^[20]; U_{dc} 为实测的直流电压; P_{wind} 为风电场的输出功率; P_{grid} 为传递到网侧的有功功率。

为了使MMC具备同步机的惯量响应特性,类比式(1)所示的同步机惯量响应过程, P_{wind} 可看作同步机的机械功率,为了方便控制策略设计,在仅考虑直流电容为系统提供惯量支撑时可先假设 P_{wind} 为常量; P_{grid} 可看作同步发电机的电磁功率,则直流电压的变化可类比于同步机转速的变化,主要区别在于直流电容是利用其自身能量为系统提供虚拟惯量支撑,进而抑制频率突变;同步机则是利用其转子动能提供惯量支撑,直接决定系统频率。结合式(1)、(2)可得:

$$2H_{MMC} \frac{df}{dt} = C_{eq} U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (3)$$

式中: H_{MMC} 为MMC的虚拟惯性时间常数。

对式(3)等号两端分别积分并化简可得:

$$2 \int_{f_0}^f H_{MMC} df = \int_{U_{dc0}}^{U_{dc}} C_{eq} U_{dc} dU_{dc} \quad (4)$$

$$2H_{MMC} (f - f_0) = C_{eq} (U_{dc}^2 - U_{dc0}^2) / 2 =$$

$$C_{eq} [(U_{dc0} + \Delta U_{dc})^2 - U_{dc0}^2] / 2 =$$

$$C_{eq} (2U_{dc0} \Delta U_{dc} + \Delta U_{dc}^2) / 2 \quad (5)$$

式中: U_{dc0} 为稳态下的额定直流电压; $\Delta U_{dc} = U_{dc} - U_{dc0}$ 为直流电压的偏差; f_0 为交流电网额定频率。

为保证系统的安全稳定运行,通常将直流电压偏差量限制在较小范围($\pm 5\%$ 左右)内,故可忽略电压偏差的二次项,结合式(5)可得:

$$\Delta U_{dc} = \frac{2H_{MMC}}{C_{eq} U_{dc0}} \Delta f = k_c \Delta f \quad (6)$$

式中: $\Delta f = f - f_0$ 为交流电网的频率偏差; k_c 为直流电压偏差量与频率偏差量之间的耦合系数。

由式(6)可知,通过将受端电网频率偏差引入GSMMC直流电压控制环节,如式(7)所示,可建立直流电压与频率之间的耦合关系,使其主动参与电网频率调节的同时将频率波动信息传递至直流侧,为风电场主动支撑惯量提供响应条件。

$$U_{dcref} = U_{dc0} + k_c \Delta f \quad (7)$$

式中: U_{dcref} 为GSMMC定直流电压参考值。

由式(7)可知, ΔU_{dc} 与 Δf 之间的耦合系数 k_c 越大, U_{dcref} 越大,越易达到直流电压限值,导致直流电压无法传递完整的受端电网频率信息。因此,可根据允许的直流电压最大偏差值 $\Delta U_{dcrefmax}$ 与允许频率波

动的上限值 $\Delta f_{\max}$, 设计 k_c 的取值为:

$$k_c = \frac{\Delta U_{\text{dcmax}}}{\Delta f_{\max}} \quad (8)$$

进而可得 MMC 的虚拟惯性时间常数为:

$$H_{\text{MMC}} = \frac{C_{\text{eq}} U_{\text{dc0}} \Delta U_{\text{dcmax}}}{2 \Delta f_{\max}} \quad (9)$$

2.2 基于 DFIG 转子动能的虚拟惯量控制

受直流电压偏差约束限制, 直流电容所能提供的能量较少, 惯性作用有限, 可结合 DFIG 的转子动能进一步增强惯量支撑作用, 使其在电网频率突变时, 能够存储或释放转子动能, 主动提供惯量支撑。针对不同风速下的风机, 通过引入本地直流电压变化率设计了一种基于差异化转子动能调节的风电场虚拟惯量控制策略, 其无需远距离通信即可改变风电场的有功出力, 有效提高系统抑制频率突变的能力。风电场主动支撑系统频率的控制策略如图 2 所示。图中: ω_{opt} 为最优转速; ΔU_{deth} 为直流电压死区限值; v_w 为风速; β 为桨距角; k_p 为转速调节量与直流电压偏差量之间的耦合系数; k_d 为转速调节量与直流电压变化率之间的耦合系数; T_d 为惯性环节时间常数; k_{pitch} 为桨距角调控环节比例系数; k_β 为电压型附加桨距角控制中的耦合系数; P_{ref} 为有功功率参考值; P_n 为额定功率; PI 为比例积分 (proportional integral, PI) 控制器。

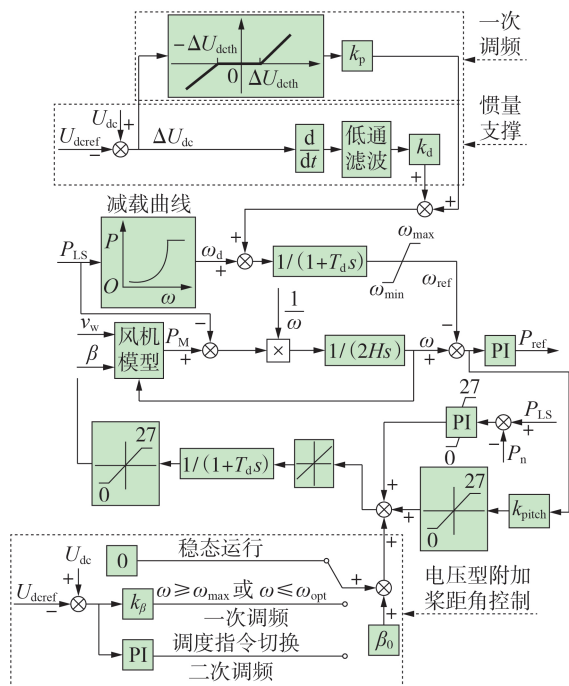


图2 风电场主动支撑系统频率的控制策略

Fig.2 Control strategy of wind farm actively supporting system frequency

2.2.1 虚拟惯量控制策略设计

当系统受到扰动时, 利用式(7)所建立的直流电压与电网频率耦合关系, 将电网频率波动信息以直

流电压为载体传递至风电场侧, 将 WFMMC 侧直流电压的变化率 dU_{dc}/dt 引入风电场各 DFIG 有功控制环节, 使其主动改变有功出力响应受端电网频率突变, 为系统提供惯量支撑。

为了使海上风电场能够同时满足不同频率变化情况下的频率调节需求, 通常预留一定的功率备用, 使其稳态运行于超速减载模式^[14]。设 DFIG 超速减载后的功率跟踪曲线方程为:

$$P_{\text{wind}} = k_{\text{LS}} \omega_d^3 \quad (10)$$

式中: k_{LS} 为减载功率跟踪系数; ω_d 为当前转速。

当受端电网频率升高时, 直流电压将实时联动上升, 各 DFIG 根据 dU_{dc}/dt 改变其转速参考值, 快速降低风电场输出功率, 如式(11)所示, 由于转速调节量 $\Delta\omega$ 通常不大, 在此忽略了二次项 $(\Delta\omega)^2$ 和三次项 $(\Delta\omega)^3$ 。结合式(2)与式(11), DFIG 减少有功出力 ΔP_{wind} 的过程可类比为为一个虚拟电容提供惯量支撑的过程, 即 DFIG 通过转子动能为系统提供虚拟惯量支撑, 如式(12)所示, 进而可得 $\Delta\omega$ 与 dU_{dc}/dt 的关系如式(13)所示。

$$P_{\text{wind}} - \Delta P_{\text{wind}} = k_{\text{LS}} (\omega_d - \Delta\omega)^3 =$$

$$k_{\text{LS}} [\omega_d^3 - 3\omega_d^2 \Delta\omega + 3\omega_d (\Delta\omega)^2 - (\Delta\omega)^3] \approx k_{\text{LS}} (\omega_d^3 - 3\omega_d^2 \Delta\omega) \quad (11)$$

$$\Delta P_{\text{wind}} \approx 3k_{\text{LS}} \omega_d^2 \Delta\omega = \Delta C_{\text{vir}} U_{\text{dc}} \frac{dU_{\text{dc}}}{dt} \quad (12)$$

$$\Delta\omega = \frac{\Delta C_{\text{vir}} U_{\text{dc}}}{3k_{\text{LS}} \omega_d^2} \frac{dU_{\text{dc}}}{dt} = k_d \frac{dU_{\text{dc}}}{dt} \quad (13)$$

式中: ΔC_{vir} 为直流侧附加虚拟电容。

图3为风机主动提供惯量支撑的示意图(图中风机功率和转速均为标幺值), DFIG 稳态运行于减载点 B, 在受端电网频率上升初期, 不平衡功率最大, 利用所提虚拟惯量控制可使 DFIG 快速、大幅度降低其输出功率, 输出功率减少值为 ΔP_{grid} , 此过程如图3中点 B 至点 C 红色箭头所示, 有效降低频率上升率。此时 DFIG 捕获的机械功率大于电磁功率, 转子转速上升并通过存储动能为系统提供惯量支撑; 随着转速上升机械功率将逐渐减少, 如图3中 ΔP_{wind} 所示, 同样可以抑制频率上升, 呈现出类似同步发电机的阻尼特性。在受端电网同步发电机一次调频作用后, 系统的频率偏差将逐渐趋于定值, 并且 dU_{dc}/dt

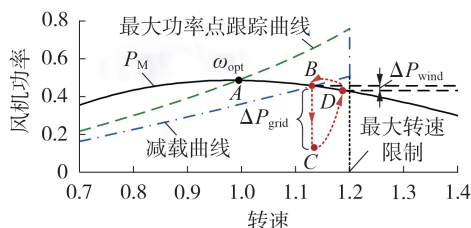


图3 风机功率特性曲线

Fig.3 Curves of wind turbine power characteristic

随之变为0,风机不再提供惯量支撑,重新恢复到扰动前稳态运行点,此过程如图3中点D至点B红色箭头所示。

综合上述分析可知,考虑海上风电场主动支撑系统惯量后,式(2)可进一步修改为式(14),即风电场能够通过增大柔直系统等效电容增强其惯性作用,实现其转子动能与直流电容能量共同提供惯量支撑,增大其等效惯性时间常数,如式(15)所示,从而抑制频率突变,提升系统频率稳定性。由于受端电网频率下降时的惯量响应过程与上述类似,在此不再赘述。

$$(C_{eq} + \Delta C_{vir})U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} = P_{wind} - P_{grid} \quad (14)$$

$$H_s = \frac{(C_{eq} + \Delta C_{vir})U_{dc0}\Delta U_{dcmax}}{2\Delta f_{max}} \quad (15)$$

式中: H_s 为系统的虚拟惯性时间常数。

2.2.2 控制参数设计

稳态运行时DFIG转子转速距离最大转速(或最优转速)越近,其转速可变化的空间越小,可存储(或释放)的转子动能越少;反之,则越多。因此,需根据DFIG变速控制启动时的转速 ω_{d0} 合理设计 k_d ,以充分利用各DFIG的转子动能,实现虚拟惯量的协同响应。

由图3可知,DFIG转子运行于最优转速 ω_{opt} 时,DFIG捕获的机械功率达到最大值,且能够发挥最大的阻尼作用,故当扰动引起电网频率跌落时,为了更快地抑制频率跌落,DFIG转速可下降的最小值为 ω_{opt} ;而当扰动引起电网频率上升时,DFIG通过增大转速以存储动能,转速可上升的最大值为 ω_{max} ,故本文将DFIG转速的可调节范围设计为 $[\omega_{opt}, \omega_{max}]$ 。根据式(6)和式(13)可知, $\Delta\omega$ 与 dU_{dc}/dt (即频率变化率 df/dt)成正比,为了防止 df/dt 过大损坏机组,在设计参数 k_d 时需同时考虑 $\Delta\omega$ 和 df/dt 的限值约束。

基于 dU_{dc}/dt 与 df/dt 的耦合关系,在频率上升时,考虑直流电压变化率的最大值约束 $\max(dU_{dc}/dt)$ 与 ω_{max} 之间的对应关系如式(16)所示;同理可得频率下降时 $\max(dU_{dc}/dt)$ 与 ω_{opt} 之间的对应关系。综上可得耦合系数 k_d 的取值如式(17)所示。

$$\begin{cases} \Delta\omega_{max} = k_d \max(dU_{dc}/dt) \\ \omega_{max} = \Delta\omega_{max} + \omega_d \end{cases} \quad (16)$$

$$k_d = \begin{cases} \frac{\omega_{max} - \omega_{d0}}{\max(dU_{dc}/dt)} & \Delta f > 0 \\ \frac{\omega_{d0} - \omega_{opt}}{\max(dU_{dc}/dt)} & \Delta f \leq 0 \end{cases} \quad (17)$$

由式(17)可知,各DFIG可根据 ω_{d0} 合理选取其 k_d ,实现不同风速下各DFIG转子动能的差异化利用,有效提高了风电场的惯量支撑能力。

3 频率主动支撑控制策略

由于直流电容与DFIG转子提供惯量支撑的过程是短暂且不可持续的,仅可抑制扰动初期的频率突变,为了维持受端电网频率在安全范围内,需要风电场具备主动参与系统调频的能力,从而降低系统频率偏差,保证其安全稳定运行。本文基于式(7)建立的频率与直流电压耦合关系,分别设计了海上风电经柔直联网系统参与一次调频和二次调频的控制策略,以提升频率支撑能力。

3.1 一次调频控制策略

为了实现与同步机类似的调频功能,基于本地直流电压测量信息,设计了考虑变速控制与桨距角控制响应差异的风电场一次调频协调控制策略。通过将直流电压的偏差量 ΔU_{dc} 引入风电场各DFIG有功控制环节,调整DFIG的有功出力,实现风电场主动参与一次调频,从而提升受端交流电网的频率稳定性。

3.1.1 基于变速控制的一次调频

当直流电压达到其死区限值 ΔU_{deth} 时,DFIG立即通过改变转速来调节其所捕获的机械功率,实现风电场主动参与一次调频。结合式(12)可知,受端电网频率偏差量 Δf 以直流电压偏差量 ΔU_{dc} 的形式传递至风电场,且满足 $\Delta f \propto \Delta U_{dc} \propto \Delta\omega \propto \Delta P_{wind}$,如式(18)与式(19)所示。若风电场一次调频后转速在其允许的调节范围内,则DFIG将稳定运行于新的平衡状态。

$$\Delta P_{wind} \approx 3k_{LS}\omega_d^2 \Delta\omega = \eta \Delta U_{dc} \quad (18)$$

$$\Delta\omega = \frac{\eta}{3k_{LS}\omega_d^2} \Delta U_{dc} = k_p \Delta U_{dc} \quad (19)$$

式中: η 为调压系数。

为了实现风电场一次调频功率的合理分配,类比2.2.2节的思想,结合式(16)和式(17),可得 ΔU_{dc} 与 $\Delta\omega$ 之间的耦合系数 k_p 取值为:

$$k_p = \begin{cases} \frac{\omega_{max} - \omega_{d0}}{\Delta U_{dcmax}} & \Delta f > 0 \\ \frac{\omega_{d0} - \omega_{opt}}{\Delta U_{dcmax}} & \Delta f \leq 0 \end{cases} \quad (20)$$

3.1.2 基于桨距角控制的一次调频

当DFIG转子转速达到 ω_{max} (或 ω_{opt})时,即基于变速控制的一次调频能力达到上限,通过控制其转子转速不变,维持DFIG变速控制的调频能力,并启动图2中基于电压型附加桨距角控制的一次调频模式,通过将直流电压偏差量产生的附加桨距角 $\Delta\beta$ 叠加至初始备用桨距角 β_0 ,进一步改变风电场的有功出力,从而实现DFIG变速控制与附加桨距角控制参与一次调频的协调配合。类比2.2.2节的思想,图2中电压型附加桨距角控制中的耦合系数 k_β 可定

义为:

$$k_{\beta} = \begin{cases} \frac{27 - \beta_0}{\Delta U_{\text{dmax}}} & \Delta f > 0 \\ \frac{\beta_0}{\Delta U_{\text{dmax}}} & \Delta f \leq 0 \end{cases} \quad (21)$$

3.2 二次调频控制策略

随着海上风电等新能源渗透率不断提升,传统同步发电机将逐渐被替代,系统调频能力将明显降低,消除频率偏差的能力也将减弱,频率稳定问题可能成为我国电力系统低碳化转型路径上的重要瓶颈。相比惯性和一次调频抑制频率波动的过程,二次调频是在更长时间尺度内实现频率动态平衡,可提高整个系统的稳定性和抗扰性。因此,本文进一步挖掘了大规模海上风电经柔直联网系统的二次调频潜力,根据本地直流电压测量信息,设计了基于附加桨距角控制的二次调频策略,使其整体呈现主导电源的特性,提高受端电网的频率稳定性。

由于受端电网频率偏差与直流电压直接耦合,将电压型附加桨距角控制中的二次调频控制目标设置为柔直系统 GSMC 定直流电压参考值 U_{dref} (忽略线路损耗),在接收到调度指令后,使其主动参与柔直系统直流电压调节,消除其稳态偏差量,进而实现受端电网频率的无差调节。在风电场参与一次调频后,电网频率偏差趋于定值,若此时 DFIG 转子转速未达到其限值 ω_{max} (或 ω_{opt}),在接收到调度指令后,直流电压偏差量通过比例积分环节产生附加桨距角 $\Delta\beta$,仅通过改变桨距角调整风电场有功出力,消除一次调频后仍存在的频率偏差,实现与同步机类似的二次调频功能,同时使转子转速恢复至初始转速,恢复风电场的惯量支撑能力;若 DFIG 转子转速已达到其限值 ω_{max} (或 ω_{opt}),则表示不平衡功率较大,需维持其转速不变,即维持变速控制的调频能力,再通过二次调频作用进一步调节其桨距角,使变速控制和桨距角控制共同承担系统不平衡功率,维持直流电压稳定,在充分利用风电场功率调节能力的同时实现受端电网频率的无差调节。

综合上述分析,设计了多时间尺度频率支撑协调控制策略的实施流程如图 4 所示,可有效提升海上风电经柔直联网系统的频率稳定性。

4 仿真验证

在 MATLAB / Simulink 中搭建了图 1 所示海上风电经柔直联网系统模型,并利用 RT-LAB OP5600 进行仿真。其中海上风电场的总容量为 1500 MW (由 2 台 DFIG 单机聚合模型组成),受端电网中 2 台同步机组的容量均为 900 MW,送、受端换流站的主要参数如附录 A 表 A1 所示。下面将以切负荷的情景为例,分别对虚拟惯量控制和调频控制策略的有

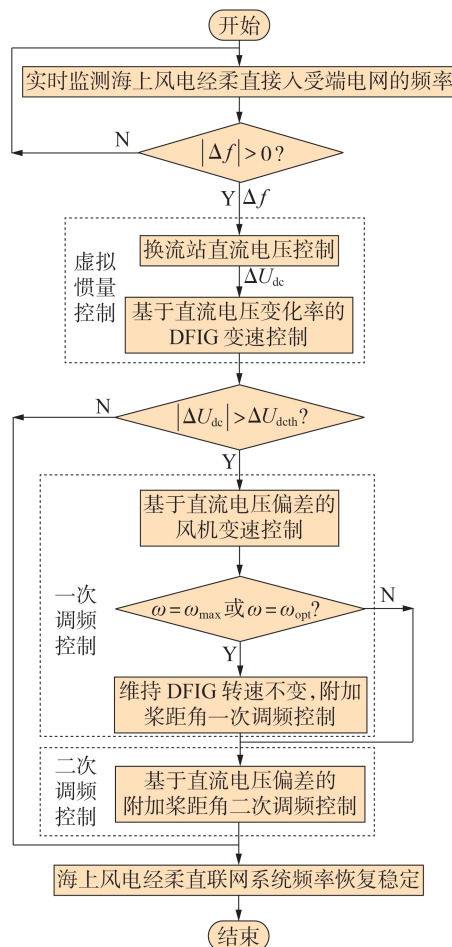


图 4 频率主动支撑协调控制策略实施流程图

Fig.4 Implementation flowchart of frequency active support coordinated control strategy

效性进行仿真验证。

4.1 虚拟惯量控制策略的仿真验证

系统稳态运行时,WFMMC 汇集 646 MW 的风电场输出功率,其中风电场内 DFIG₁ 和 DFIG₂ 风速分别为 9、10 m/s,受端电网的负荷 1 为 2070 MW,负荷 2 为 200 MW,为了验证扰动下所提虚拟惯量控制策略的有效性, $t=50$ s 时将负荷 2 切除,受端电网频率迅速上升。为了更好地验证本文所提控制策略的有效性,分为以下情景进行仿真对比验证:①情景 1,未采用任何附加控制;②情景 2,仅利用直流电容提供惯量支撑;③情景 3,采用本文所提虚拟惯量控制。对比结果如图 5 所示。图中: P_{SG} 为同步机功率, P_{DFIG1} 、 P_{DFIG2} 和 ω_{DFIG1} 、 ω_{DFIG2} 分别为风电场内 DFIG₁、DFIG₂ 输出的有功功率和转速,以上变量均为标么值,后同。

根据仿真结果可以看出,当切除负荷 2 引起电网频率上升时,情景 2、3 中的直流电压也随之上升,直流电容主动支撑系统惯量,但仅能短暂提供少量的惯量支撑,故情景 1、2 中电网频率突变程度相近,而情景 3 中 DFIG 转子可提供更多的惯量支撑,其频

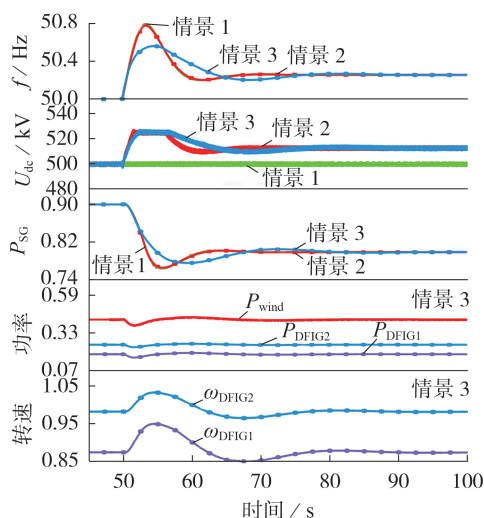


图5 虚拟惯量控制前、后系统暂态响应结果

Fig.5 Transient response results before and after virtual inertia control

率突变程度较为缓慢。惯量支撑仅发生在频率突变初期,在频率偏差大于同步机组一次调频死区后,将降低其有功出力,最终维持系统功率平衡,可以看出情景3中同步机的输出功率下降速率及幅度均较小,表明DFIG利用转子动能和捕获风功率的变化能够为系统提供较大的惯量支撑和阻尼作用。在DFIG主动支撑系统惯量过程中,稳态运行时风速低的DFIG转速变化较大,即存储了更多的转子动能,实现了DFIG转子动能差异化利用,有效提高了海上风电的惯量支撑能力。

4.2 频率主动支撑控制策略的仿真验证

为了验证所提调频控制策略的有效性,根据电网一次调频启动阈值 ± 0.033 Hz设计风电场一次调频电压启动阈值,初始桨距角 $\beta_0 = 2^\circ$,仿真工况与4.1节相同。从以下3个情景进行仿真对比验证:情景4,仅同步机参与一次调频;情景5,DFIG仅采用变速控制与同步机共同参与一次调频;情景6,在情景5一次调频的基础上启动附加桨距角控制的二次调频模式。仿真对比结果如图6所示,图中 β_{DFIG1} 、 β_{DFIG2} 分别为风电场内DFIG₁和DFIG₂的桨距角。

根据仿真结果可以看出,当负荷2被切除后,受端电网频率上升,其频率信息通过直流电压传递至风电场,此时启动DFIG的变速控制参与一次调频,故情景5比情景4的电网频率能更快地恢复稳定,风电场在实现对电网频率自主响应的同时起到了抑制直流电压的作用。风电场通过增大转子转速以降低其有功出力,从而实现一次调频。一次调频后受端电网仍存在频率偏差,在70 s时启动二次调频,通过增大桨距角进一步降低风电场内各DFIG的输出功率,在消除受端电网频率偏差的同时恢复DFIG转子转速至初始转速,从而恢复其惯量支撑能力。调频

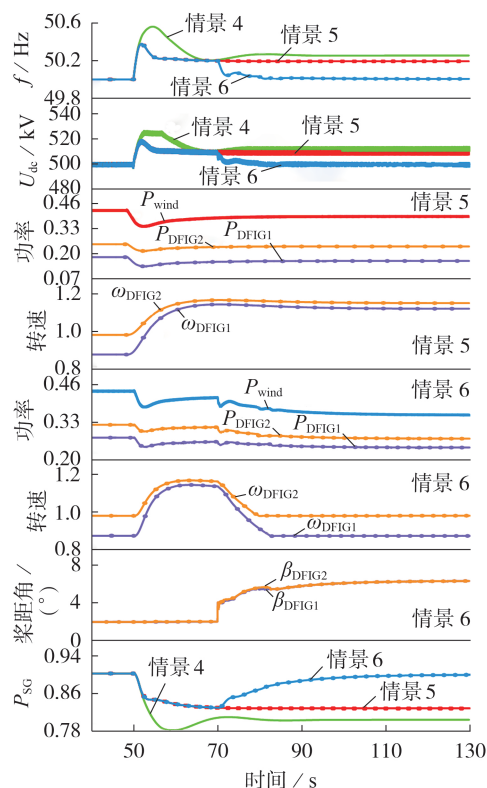


图6 风电场调频控制前、后系统暂态响应结果

Fig.6 Transient response results before and after frequency regulation control of wind farm

期间,风电场启动变速控制后,情景5中同步机输出功率的下降幅度变小,缓解了同步机参与一次调频的压力;风电场启动附加桨距角控制后,逐渐消除受端电网的频率偏差,情景6中同步机输出功率也逐渐恢复至初始值,从而验证风电场具备二次调频的潜力。

为了进一步验证基于变速控制与附加桨距角控制协同的DFIG调频能力,设定与送端换流站相连的DFIG₁和DFIG₂风速分别为10.5 m/s和11 m/s,受端交流系统连接的负荷1为2330 MW,负荷2为250 MW,50 s时将负荷2切除,DFIG优先利用变速控制参与一次调频,并依次切换至附加桨距角一次调频和二次调频模式,仿真结果如附录A图A1所示。

当负荷2被切除,DFIG通过超速减载和同步机组共同参与一次调频时,DFIG转子转速达到上限值,且电网频率仍在上升,54 s时启动附加桨距角控制的一次调频模式,并维持DFIG转子在最大转速运行,进一步增大DFIG的一次调频能力,使电网频率更快地恢复稳定。一次调频后,电网频率偏差趋于定值,80 s时切换至附加桨距角控制的二次调频模式,使风电场根据直流电压偏差进一步增大其桨距角,降低有功出力,从而消除一次调频后的频率偏差,实现类似于同步机的二次调频功能。

为了使海上风电场能够同时满足不同频率变化

情况下的频率调节需求,进一步验证本文所提协调控制策略在频率下降工况中的有效性,50 s时增加负荷100 MW,仿真结果如附录A图A2所示。

当受端电网负荷增加时,电网频率快速下降,在风电场频率主动支撑控制作用下,其输出功率增加,此时风电场的输出功率大于其捕获的机械功率,DFIG转子将减速释放动能,并提升其捕获机械功率,与同步发电机一次调频共同承担不平衡功率,有效降低电网频率下降速率及幅度,使系统频率逐渐趋于稳定。70 s时维持DFIG转速不变,使DFIG启动附加桨距角二次调频控制,进一步承担系统不平衡功率,直至频率恢复至扰动前的稳态值,实现无差调节,有效验证了海上风电经柔直联网系统在不同频率变化工况下的频率主动支撑能力。

5 结论

针对新型电力系统构建过程中传统调频资源逐渐稀缺化的问题,本文提出了适用于海上风电经柔直联网系统虚拟惯量控制、一次调频和二次调频的协调控制策略及参数选取方法,使其整体呈现主导电源特性,能够为系统提供必要的惯量及频率支撑。通过仿真分析得出如下结论:

1)在惯量支撑方面,利用直流电容能量提供惯量的同时建立了直流电压与频率的耦合关系,风电场根据本地直流电压变化率和当前转速即可实现不同DFIG转子动能的差异化利用,在充分利用惯量支撑及阻尼能力的同时有效抑制了扰动初期电网的频率变化;

2)在频率偏差调节方面,通过将直流电压偏差引入DFIG变速控制和桨距角控制,结合了两频率响应速度及能力,使风电场具备传统同步机的一次调频和二次调频功能,有效提升了系统的频率稳定性。

值得指出的是,基于直流电压改变海上风电输出功率,可在实现电网频率主动响应的同时增强柔直系统直流电压变化的惯性和阻尼作用,故本文所提控制策略可为盈余功率引起直流过电压的故障穿越问题提供新的解决思路。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 徐政. 海上风电送出主要方案及其关键技术问题[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21): 1-10.
XU Zheng. Main schemes and key technical problems for grid integration of offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 1-10.
- [2] 吉静, 郝丽丽, 王昊, 等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(5): 121-128.
JI Jing, HAO Lili, WANG Haohao, et al. Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 121-128.
- [3] LIU H Z, CHEN Z. Contribution of VSC-HVDC to frequency regulation of power systems with offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(3): 918-926.
- [4] ZENG X Y, LIU T Q, WANG S L, et al. Coordinated control of MMC-HVDC system with offshore wind farm for providing emulated inertia support[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(5): 673-683.
- [5] 李宇骏, 杨勇, 李颖毅, 等. 提高电力系统惯性水平的风电场和VSC-HVDC协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6021-6031.
LI Yujun, YANG Yong, LI Yingyi, et al. Coordinated control of wind farms and VSC-HVDC to improve inertia level of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6021-6031.
- [6] WEN Y F, ZHAN J P, CHUNG C Y, et al. Frequency stability enhancement of integrated AC/VSC-MTDC systems with massive infeed of offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5135-5146.
- [7] 袁志昌, 吴志力, 金强, 等. 含直流电压二次调节的VSC-MTDC互联系统频率稳定控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(23): 9-13, 19.
YUAN Zhichang, WU Zhili, JIN Qiang, et al. Frequency stabilization control strategy with DC voltage secondary regulation of VSC-MTDC based interconnected systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 9-13, 19.
- [8] 杨仁炳, 施刚, 蔡旭, 等. 风电-多端柔直送出系统电压源型控制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1498-1508.
YANG Renxin, SHI Gang, CAI Xu, et al. Voltage source control of VSC-MTDC systems with wind farm integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1498-1508.
- [9] LI X L, GUO L, ZHANG S H, et al. Observer-based DC voltage droop and current feed-forward control of a DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 5207-5216.
- [10] 胥国毅, 胡家欣, 郭树锋, 等. 超速风电机组的改进频率控制方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 39-44.
XU Guoyi, HU Jiaxin, GUO Shufeng, et al. Improved frequency control strategy for over-speed wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 39-44.
- [11] 雷添翔, 律方成, 刘教民, 等. 双馈风力发电机组惯量阻尼特性与改进附加频率控制策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 190-196.
LEI Tianxiang, LÜ Fangcheng, LIU Jiaomin, et al. Inertia and damping characteristics of DFIG and improved additional frequency control strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 190-196.
- [12] 彭海涛, 何山, 袁至, 等. 基于改进转子转速和桨距角协调控制的变速风电机组一次调频策略[J/OL]. 电力自动化设备. (2023-03-20)[2023-03-23]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202303018>.
- [13] 李颖颖, 王德林, 范林源, 等. 双馈风电机组限功率运行下频率稳定的变系数控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2910-2917.
LI Yingying, WANG Delin, FAN Linyuan, et al. Variable coefficient control strategy for frequency stability of DFIG under power-limited operation[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2910-2917.
- [14] 黄伟, 陈炜, 吴军, 等. 基于功率平衡控制原理的双馈风电机组辅助调频方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1): 66-72.
HUANG Wei, CHEN Wei, WU Jun, et al. Auxiliary frequency

- modulation method of DFIG-based wind turbine based on principle of power balance control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 66-72.
- [15] 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.
- [16] 于国星,宋蕙慧,马广富,等. 含海上风电场的VSC-MTDC系统参与电网调频的顺序控制方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 123-132.
- YU Guoxing, SONG Huihui, MA Guangfu, et al. Sequence control method for VSC-MTDC system with offshore wind farm participating in frequency regulation of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 123-132.
- [17] 颜湘武,崔森,宋子君,等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111-120.
- YAN Xiangwu, CUI Sen, SONG Zijun, et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.
- [18] 颜湘武,王德胜,隗小雪,等. 风电机组故障穿越与频率调节风储联合控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(17): 5911-5922.
- YAN Xiangwu, WANG Desheng, WEI Xiaoxue, et al. Research on the wind power-storage joint control based on fault ride-through and frequency regulation of wind turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(17): 5911-5922.
- [19] 胡安平,杨波,潘鹏鹏,等. 基于电力电子接口的储能系统惯性特征研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(17): 4999-5008, 5297.
- HU Anping, YANG Bo, PAN Pengpeng, et al. Study on inertial characteristics of energy storage system with power electronic interface[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(17): 4999-5008, 5297.
- [20] ZENG X Y, LIU T Q, WANG S L, et al. Coordinated control of MMC-HVDC system with offshore wind farm for providing emulated inertia support[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(5): 673-683.

作者简介:

江守其(1991—),男,讲师,博士,主要研究方向为柔性直流输电技术及其仿真建模(E-mail: m15043264368@163.com);

李国庆(1963—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统安全性分析与控制、电力系统继电保护和柔性直流输电技术;

辛业春(1982—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为柔性直流输电技术、输变电设备运行状态在线监测与诊断技术(E-mail: xinyechun@163.com)。

(编辑 王欣竹)

Coordinated control strategy for improving frequency stability of MMC-HVDC connecting offshore wind power

JIANG Shouqi, XU Yanan, LI Guoqing, XIN Yechun, WANG Lixin

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Aiming at the problems of reduced inertia and reduced frequency regulation capability of receiving-end AC grid caused by modular multilevel converter based high voltage direct current (MMC-HVDC) connecting large-scale offshore wind power, a coordinated control strategy of offshore wind power and MMC-HVDC is proposed to actively support system frequency. In terms of inertia support, using the energy of DC capacitor to actively support the system inertia, and establishing the coupling relationship between fan speed and frequency through DC voltage, a differential rotor kinetic energy regulation based coordinated control strategy of wind farm is proposed to support inertia, so as to improve the inertia level of the receiving-end grid. In terms of frequency deviation regulation, according to the local DC voltage deviation, the primary frequency regulation strategy of wind farm based on fan speed control and pitch angle control is proposed, and the secondary frequency regulation strategy of wind farm based on additional pitch angle control is designed to improve the frequency stability of system. Finally, the coordination process of multi-time scale frequency support control strategy is designed, and based on the RT-LAB OP5600 real-time digital simulation platform, it is verified that the proposed strategy can effectively improve the frequency support capability of the system.

Key words: MMC-HVDC connecting offshore wind power; inertia support; primary frequency regulation; secondary frequency regulation; coordinated control strategy

附录 A

表 A1 柔直系统换流站参数

Table A1 Parameters of converters in MMC-HVDC

参数	参数值	
	WFMMC	GSMMC
网侧电压	220 kV	500 kV
阀侧电压	260 kV	260 kV
容量	1 500 MV·A	1 500 MV·A
直流电压	500 kV	500 kV
桥臂子模块数	228	228
子模块电容	15 mF	15 mF
桥臂电感	75 mH	75 mH

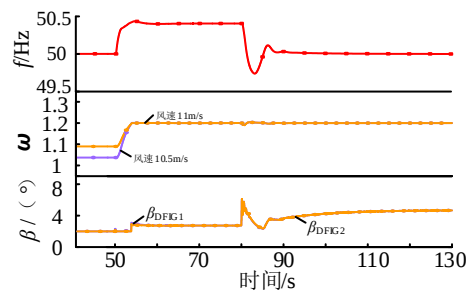


图 A1 附加桨距角控制模式切换前、后系统暂态响应结果

Fig.A1 Transient response results before and after additional pitch angle switching control mode

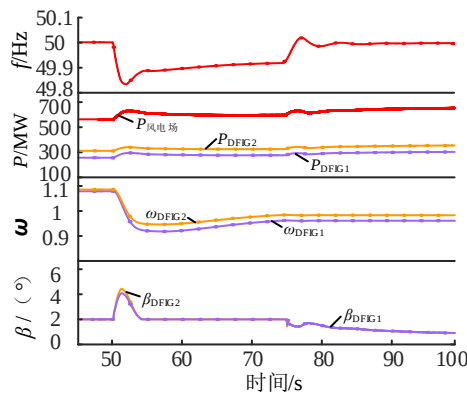


图 A2 频率下降工况系统暂态响应结果

Fig.A2 Transient response results under frequency drop condition