

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210842

海上风电经柔性直流联网系统受端交流故障 穿越协调控制策略

李国庆, 徐亚男, 江守其, 王利猛, 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: 针对海上风电经柔性直流联网系统受端交流故障导致的直流过电压问题, 提出了直流过电压协调抑制策略。针对单极直流过电压, 通过合理切换双极 MMC 控制模式, 可使故障极 MMC 主动维持直流电压稳定。并设计了风电场精确减载控制策略, 以保证非故障极 MMC 满载运行, 从而降低单极 MMC 退出对受端交流电网的影响。针对双极直流过电压, 设计了一种基于本地直流电压测量信息的风电场减载控制策略, 即根据直流电压变化率及偏差量主动降低风电场有功出力, 以抑制直流电压上升率及幅值。并提出了附加桨距角控制及其参数选取原则, 使风电场与各换流站内电容共同维持直流电压稳定, 提高系统故障穿越能力。最后, 基于 RTLAB OP5600 实时数字仿真平台搭建了系统仿真模型。不同受端交流故障情况下的仿真结果表明, 所提直流过电压协调抑制策略可保证直流电压在安全运行范围, 维持系统安全稳定运行。

关键词: 柔性直流输电; 盈余功率; 交流故障穿越; 风电场减载; 协调控制策略

Coordinated control strategy for receiving-end AC fault ride-through of an MMC-HVDC connecting offshore wind power

LI Guoqing, XU Yanan, JIANG Shouqi, WANG Limeng, 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: To deal with the problem of receiving-end AC fault ride-through of an MMC-HVDC system connecting offshore wind power, coordinated suppression strategies of DC overvoltage are proposed to achieve the receiving-end AC fault ride-through. For a monopolar DC overvoltage, by reasonably switching the control mode of a bipolar MMC, the fault pole MMC can actively maintain DC voltage stability. The precise load-shedding control strategy of a wind farm is designed to ensure the full load operation of a non-fault pole MMC, so as to reduce the impact of monopolar MMC outage on the receiving-end system. For the bipolar DC overvoltage, a wind farm load-shedding control strategy based on local DC voltage measurement information is designed. This can actively reduce the output power of the wind farm according to the DC voltage change rate and deviation, and effectively suppress the rise rate and amplitude of DC voltage. Then additional pitch angle control and its parameter selection principle are proposed to make the wind farm and the capacitors in each converter station jointly maintain the stability of DC voltage, so as to improve the fault ride-through capability of the system. Finally, based on the RTLAB OP5600 real-time digital simulation platform, the system simulation model is built. The simulation results under different receiving-end AC faults show that the proposed coordinated suppression strategies of DC overvoltage can effectively ensure the DC voltage remains in a safe operational range, and maintains the safe and stable operation of the system.

This work is supported by the Joint Funds of the National Natural Science Foundation of China (No. U2066208).

Key words: MMC-HVDC; surplus power; AC fault ride-through; wind farm load-shedding; coordinated control strategy

0 引言

在“双碳”目标背景下, 大规模开发海上风电

是未来的发展趋势。基于模块化多电平换流器的柔性直流输电(Modular Multilevel Converter Based High Voltage Direct Current, MMC-HVDC)技术具有控制灵活、运行方式多样、供电可靠性高等优势, 是实现海上风电汇集和远距离外送的有效手段^[1-2]。

针对海上风电经柔直联网系统, 当其受端交流

基金项目: 国家自然科学基金联合基金项目资助(U2066208); 博士科研启动基金项目资助(BSJXM-2021105)

电网故障导致输出功率受阻时, 由于风电场在故障期间仍会向柔直系统持续注入功率, 可能引起功率盈余问题, 进而造成直流过电压, 严重威胁系统的安全稳定运行^[3-4]。因此, 如何快速转移或耗散柔直系统盈余功率是实现受端交流故障穿越亟待解决的难题。现有研究主要集中在配置耗能装置和快速降低风电场输出功率两个方面, 其中前者是解决功率盈余问题最直接有效的方案, 在实际柔直工程中得到了广泛应用^[5-6], 但其功率控制精度与其分组数量密切相关, 工程造价和占地问题突出。文献[7-9]分别提出了在直流线路和交流母线安装耗散电阻的方案及其投切策略, 以实现不同风电运行工况下的故障穿越。后者是基于快速通信法、升频法或降压法使风电场减载运行, 以维持系统功率平衡^[10-11]。其中快速通信法依赖于通信系统, 需考虑延时对响应速度的影响, 对通信系统要求较高; 升频法和降压法是根据直流过电压利用风电场侧换流站升高频率或降低交流电压来实现风电场减载运行, 两者不依赖于通信系统, 但均需要控制送端电网运行于某种特定状态, 可能影响其他设备运行, 并且前者响应速度较慢^[12], 后者会增加机组应力, 威胁风电场正常运行^[13-15]。文献[16-17]将两种方案结合起来解决功率盈余问题, 有效提高了系统交流故障穿越能力。此外, 文献[18]提出了根据直流电压对风电场输出功率限幅来维持系统功率平衡的方法, 但未详细介绍风电场的减载控制策略。文献[19]提出了根据本地直流电压变化率选取风电场功率运行曲线, 实现直流过电压的有效抑制, 但该运行曲线的合理性有待进一步验证, 难以在故障穿越的同时尽可能地送出风电场功率。上述均是针对伪双极系统解决功率盈余问题的控制策略, 而对称双极 MMC-HVDC 系统, 两极间具备功率相互转带的能力, 为盈余功率消纳提供了新的手段。文献[20-21]分别针对两端和多端双极柔直系统提出了功率转带控制策略, 有效提高了送端单极 MMC 和直流线路退出运行时的故障穿越能力。文献[22]提出了风电经架空线 MMC-HVDC 并网的直流故障穿越协调控制策略, 利用功率转带和风电场减载有效解决了功率盈余问题, 但该方法难以适用于双极输出功率受阻的情况。文献[23]针对采用双极接线方式的张北直流电网, 分析并总结了受端换流站或交流电网故障期间不同解决方案的控制方法及其存在的问题。文献[24]提出了一种 MMC 自适应调制策略, 通过增大直流电网等效电容抑制直流过电压, 为风电机组切除提供响应时间。现有研究对于双极柔直系统直流过电压的抑制措施较为单一, 如何充分利

用双极 MMC 和海上风电机组的调控能力, 尽可能降低耗散电阻的容量以及故障期间风电机组的切机概率, 对提高柔直系统电压稳定性和受端交流故障穿越能力具有重要意义。

在此背景下, 本文针对基于双馈异步发电机 (Doubly-Fed Induction Generator, DFIG) 的海上风电场经柔性直联网系统, 提出了抑制直流过电压的受端交流故障穿越协调控制策略。针对受端单极 MMC 输出功率受阻工况, 通过合理切换送端双极 MMC 控制模式及其与风电场精确减载控制间的协调配合, 有效抑制了单极直流过电压, 在实现故障穿越的同时降低故障影响范围; 针对受端双极 MMC 输出功率受阻工况, 设计了本地直流电压测量信息的风电场超速减载与桨距角控制协调配合方案, 通过增大柔直系统的惯性和阻尼, 有效抑制双极直流电压的上升率及幅值, 并充分利用柔直系统等效电容存储盈余能量的能力, 共同维持了直流电压稳定。最后, 通过实时数字仿真对本文所提方法进行了验证。

1 海上风电经柔直联网系统结构及特性分析

海上风电场经柔直联网系统结构如图 1 所示。其中 WFMMC 表示连接海上风电场的送端换流站, 采用定交流电压和频率控制; GSMMC 表示交流主网侧的受端换流站, 通常采用定直流电压/无功功率控制。柔直系统采用对称双极带金属回线的接线方式, 配有独立的控制系统, 运行方式较为灵活。当换流站一极因故障退出运行后, 可利用非故障极转带部分或全部故障极功率, 从而保证供电可靠性。

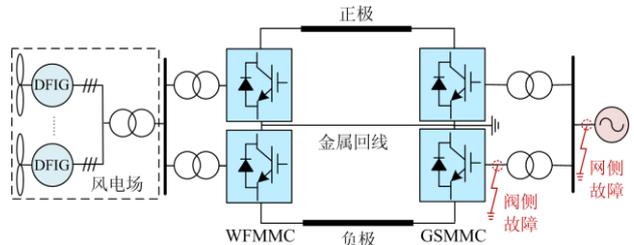


图 1 海上风电经柔直联网系统结构

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

针对图 1 所示的海上风电经柔直联网系统, 其单端换流站直流侧等效电容电压与其输入、输出功率的关系如式(1)所示。

$$C_{eq} U_{dc}(t) \frac{dU_{dc}(t)}{dt} = P_{in} - P_{out} = \Delta P(t) \quad (1)$$

式中: C_{eq} 表示换流站的等效电容; P_{in} 和 P_{out} 分别表

示换流站输入和输出功率。可以看出, 当柔直系统出现盈余功率 $\Delta P(t)$ 时, 其直流电压的上升率主要由盈余功率和等效电容大小决定, 直流电压的幅值还与盈余功率持续的时间有关^[24]。因此, 可通过降低盈余功率值、增大等效电容以及缩短盈余功率持续时间 3 种方案抑制直流过电压。下面将针对降低盈余功率的控制策略进行研究, 以充分发挥双极 MMC 和风电场调控能力, 实现海上风电经柔直联网系统交流故障穿越。

2 交流故障穿越协调控制策略

对于对称双极的海上风电经柔直联网系统而言, 根据交流故障类型的不同, 可将其所引起的直流过电压类型进一步划分为单极过电压和双极过电压两种。由于两种运行工况及其对系统的影响程度差异较大, 为尽可能地送出风电场输出功率, 保证系统供电可靠性, 需分别设计合理的交流故障穿越协调控制策略, 在降低故障影响范围的同时提高系统安全稳定运行的能力。鉴于中低风速是风电机组主要的运行环境, 即转子转速 ω 未达到其上限值 ω_{\max} , 下面仅针对该运行工况下的单极和双极直流过电压协调抑制策略进行研究。

2.1 单极直流过电压协调抑制策略

针对海上风电经柔直联网系统, 当其受端换流站站内故障导致单极 MMC 闭锁时, 故障极输出功率将快速降低至 0, 为抑制其直流电压的上升速度及幅值, 可优先利用非故障极 MMC 的功率转带能力消纳部分或全部盈余功率, 在降低故障影响范围的同时尽可能地送出风电场功率。若非故障极 MMC 可完全消纳风电场输出功率, 则无需风电场减载即可实现单极直流过电压的有效抑制; 若非故障极 MMC 无法完全消纳风电场输出功率, 则应控制非故障极 MMC 运行于满载状态, 尽量缓解单极 MMC 退出对受端交流系统的影响, 同时通过风电场减载快速消纳剩余功率, 从而在抑制直流过电压的同时避免非故障极 MMC 过载, 提高系统故障穿越能力。综合上述分析, 所设计的单极直流过电压协调抑制流程具体如下。

步骤 1: 运行状态监测。 实时监测当前风速下风电场的输出功率、各 DFIG 的转子转速、柔直系统双极 MMC 的直流电压;

步骤 2: 控制模式切换。 当 WFMMC 检测到单极直流电压 U_{dc_sp} 大于其启动阈值 U_{dcth} 时, 立即将其故障极 MMC 控制模式切换至定直流电压和交流电压控制, 如图 2 中蓝虚线框所示, 使其主动参与故

障极直流电压调节, 降低其上升速度及幅值, 同时支撑海上风电场并网母线交流电压, 降低其对非故障极 MMC 的无功需求。与此同时, 将非故障极 MMC 控制模式切换至定频率控制和无功-电压下垂控制, 并将其无功功率参考值设为 0, 如图 2 中绿点划线框所示, 以提高其功率转带能力, 尽可能地送出风电场输出功率。若 WFMMC 无法完全消纳盈余功率, 即不满足式(2)的约束条件, 则立即向风电场发送减载信号, 进入步骤 3 控制其精确减载。

$$P_{WF} \leq S_n \quad (2)$$

式中: P_{WF} 表示风电场当前输出功率; S_n 表示非故障极 MMC 的额定容量。

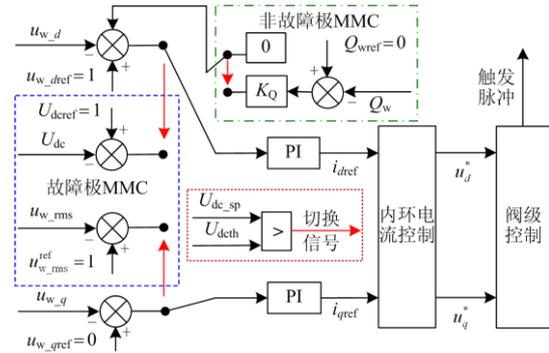


图 2 MMC 控制模式切换

Fig. 2 Control mode switching of bipolar MMC

步骤 3: 风电场精确减载。 当风电场接收到减载信号时, 立即切换至文献[22]所提出的超速减载控制模式, 其中风电场需降低的输出功率 ΔP_{WF} 和各 DFIG 承担的减载功率 ΔP_{WT} 可通过式(3)一式(5)计算获得, 从而保证非故障极 MMC 满载运行。当 DFIG 转子转速 ω 达到其上限值 ω_{\max} 时, 立即启动功率型附加桨距角控制来进一步降低风电场出力, 最终完全消纳盈余功率, 维持系统的安全稳定运行, 如图 3 所示, 图中 P_{MPPT} 和 P_{WT} 分别为 DFIG 在当前风速下可输出的最大有功功率和实际发出的有功功率, P_n 为 DFIG 的额定功率。

$$\Delta P_{WF} = P_{WF} - S_n \quad (3)$$

$$SOI_i = \frac{\omega_{\max, i}^2 - \omega_i^2}{\omega_{\max, i}^2 - \omega_{\min, i}^2} \quad (4)$$

$$\Delta P_{WT, i} = \frac{SOI_i}{\sum_{i=1}^M SOI_i} \Delta P_{WF} \quad (5)$$

式中: 下标 i 表示第 i 台风电机组; SOI 表示安全运行指数^[22]; M 表示风电场内风电机组的个数; ω_{\min} 表示转子转速的下限值。

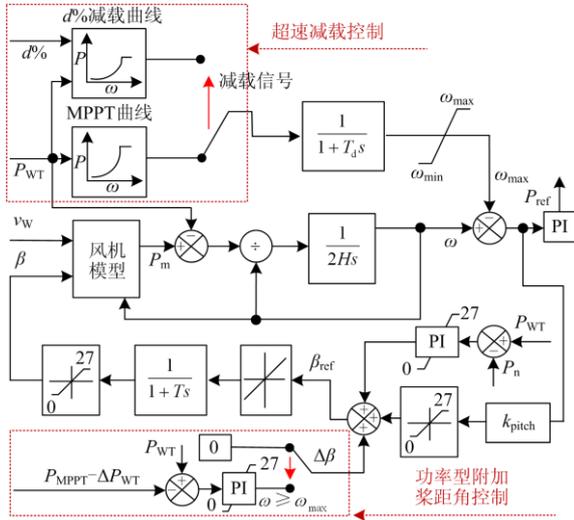


图3 单极直流过电压下风电场减载控制策略
Fig. 3 Load-shedding control strategy of wind farm under monopolar DC overvoltage

2.2 双极直流过电压协调抑制策略

当受端交流电网故障导致其双极 MMC 输出功率受阻时，将导致柔直系统双极均出现直流过电压的情况，由于功率转带控制策略不再适用，依靠远距离通信实现柔直系统盈余功率精确消纳的响应速度较慢，可能导致直流电压越限，威胁整个系统的安全稳定运行。因此，针对双极直流过电压的情况，本文设计了一种基于本地直流电压测量信息的风电场减载控制策略，其不依赖于远距离通信即可实现风电场出力的快速降低，以延长直流电压达到过压保护定值时间，为系统层分析、决策以及其他安控措施争取更多的时间，并通过电压型附加桨距角控制消除直流电压稳态误差，使其与各 MMC 内电容共同维持直流电压稳定，从而在降低风电机组切除概率的同时提高系统交流故障穿越能力。

根据式(1)可知，对于 WFMMC 而言，其交流侧输入功率 P_{in} 即为海上风电场的输出功率 P_{WF} ，当柔直系统输出功率受阻时，风电场持续注入功率是引起柔直系统功率盈余问题的关键影响因素，直接决定了直流电压的上升速度及幅值。因此，基于直流电压与风电场输出功率之间的耦合关系，可在风电场各 DFIG 有功控制环节中引入与本地直流电压变化相关联的控制量，即直流电压变化率 (dU_{dc}/dt) 与偏差值 (ΔU_{dc}) ，使其主动降低有功出力抑制直流电压的上升速度及幅值，如图 4 所示。

通过附加直流电压控制使 WFMMC 交流侧输入功率的降低量主要由 dU_{dc}/dt 产生的降低分量

ΔP_{in} 和 ΔU_{dc} 产生的降低分量 ΔP_{pri} 两部分组成，并可分别定义为

$$\Delta P_{in} = \Delta C_{vir} U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (6)$$

$$\Delta P_{pri} = D \Delta U_{dc} \quad (7)$$

式中， ΔC_{vir} 和 D 分别表示附加直流电压控制在 WFMMC 中产生的附加虚拟电容和阻尼系数。

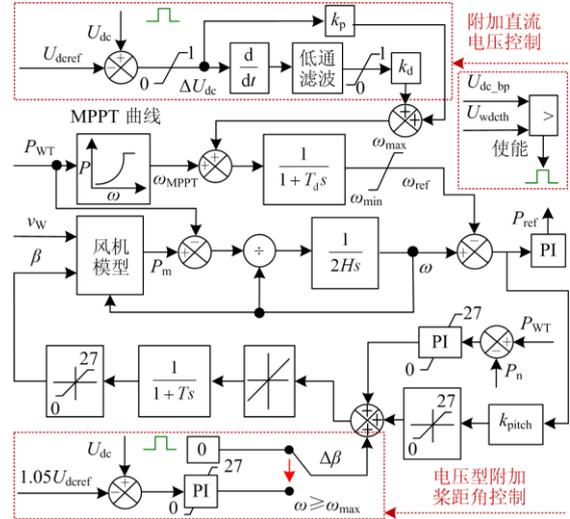


图4 双极直流过电压下风电场减载控制策略
Fig. 4 Load-shedding control strategy of wind farm under bipolar DC overvoltage

稳态运行时风电场最大输出功率 P_{MPPT} 与当前转子转速 ω_{MPPT} 的关系可表示为^[25]

$$P_{MPPT} = k_{MPPT} \omega_{MPPT}^3 \quad (8)$$

式中， k_{MPPT} 为最大功率跟踪曲线的跟踪系数。

DFIG 稳态时运行于最大功率点，当检测到双极 MMC 直流出口电压 U_{dc_bp} 均超过所设定的启动阈值 U_{wdeth} 时，立即将各 DFIG 切换至减载控制模式，使风电场可以根据 dU_{dc}/dt 和 ΔU_{dc} 将其输出功率快速降低 ΔP_w ，如式(9)和式(10)所示，由于转速调节量 $\Delta \omega$ 通常不大，式(10)中忽略了 $\Delta \omega$ 的平方及三次方项。此时风机捕获的机械功率大于其输出功率，转速将上升存储动能，机械功率随之降低，而输出功率则回升，若在转速调节范围内，最终会稳定运行于新的平衡状态， ΔP_{in} 变为 0，且可满足 $\Delta U_{dc} \propto \Delta \omega \propto \Delta P_w$ 。因此，DFIG 参与直流电压调节时可优先利用其转子动能呈现出类似常规发电机组功频特性的效果，进而可推出直流电压的动态特性如式(11)所示。可以看出，风电场能够通过增大柔直系统的等效电容和阻尼，有效增强其惯性和阻尼作用，从而提高抑制直流电压突变和防止越限的能力。

$$P_{MPPT} - \Delta P_W = k_{MPPT}(\omega_{MPPT} - \Delta\omega)^3 = k_{MPPT}(\omega_{MPPT}^3 - 3\omega_{MPPT}^2\Delta\omega + 3\omega_{MPPT}\Delta\omega^2 - \Delta\omega^3) \quad (9)$$

$$\Delta P_W \approx 3k_{MPPT}\omega_{MPPT}^2\Delta\omega = \Delta P_{in} + \Delta P_{pri} = \Delta C_{vir} \frac{dU_{dc}}{dt} + D\Delta U_{dc} \quad (10)$$

$$(C_{eq} + \Delta C_{vir})U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} = P_{WF} - P_{out} - D\Delta U_{dc} \quad (11)$$

将电压型附加桨距角控制的目标值设置为柔直系统允许长期运行的直流电压上限值(本文取1.05倍的额定直流电压,即 $1.05U_{dcref}$),该选取原则主要有两个作用:1)可有效利用柔直系统各换流站内电容的能量存储功能,使其吸收一部分盈余功率,从而缓解风电场的调节压力;2)只有在 $\omega \geq \omega_{max}$,且 $U_{dc} > 1.05U_{dcref}$ 时,电压型附加桨距角控制才会起作用,风电场才会参与消除直流电压稳态偏差量,从而保证柔直系统安全稳定运行。此外,通过合理设计限幅环节(将其下限设置为0),可在直流电压下降的过程中,闭锁附加直流电压控制中的微分环节,从而提高其恢复速度;当 $U_{dc} \leq U_{dcref}$ 时,可以保证 $\Delta\omega = 0$ 和 $\Delta\beta = 0$,使风电场恢复正常运行。综合上述分析,所设计的双极直流过电压协调抑制过程具体如下。

步骤1:运行状态监测。实时监测当前风速下风电场的输出功率、各DFIG的转子转速、柔直系统双极MMC的直流电压。

步骤2:风电场超速减载。当检测到双极直流电压 U_{dc_bp} 大于其启动阈值 U_{wdcth} 时,则启动附加直流电压控制,根据本地直流电压变化率及偏差量产生附加转子转速,并与最大功率跟踪控制下的转速 ω_{MPPT} 相叠加,从而得到新的转速参考值 ω_{ref} ,实现风电场的超速减载,快速抑制直流电压上升率;

步骤3:风电场附加桨距角控制减载。当DFIG转子转速 ω 达到其上限值 ω_{max} 时,立即启动电压型附加桨距角控制,并维持其转子转速,在 $U_{dc} > 1.05U_{dcref}$ 后,将直流电压偏差量通过比例积分环节产生附加桨距角 $\Delta\beta$,通过增大桨距角进一步降低风电场有功出力,从而消纳柔直系统盈余功率,维持直流电压稳定。

基于本地直流电压反馈的风电场减载控制策略,可提高柔直系统的惯性和阻尼,抑制直流电压变化率及其波动幅值。通过与各MMC内电容间的配合,共同消纳柔直系统盈余功率,可有效抑制双极直流过电压,提高系统交流故障穿越能力。

综合以上分析可知,针对不同类型交流故障所

引起的柔直系统单极和双极直流过电压问题,需参与盈余功率消纳的设备及其协调控制措施各不相同。因此,在实际应用中可根据交流故障后盈余功率所引起的故障特征,通过采取合理的协调控制措施,在无需远距离通信的情况下抑制直流过电压,并缩小故障影响范围,从而提高系统安全稳定运行能力,具体实现流程如图5所示。

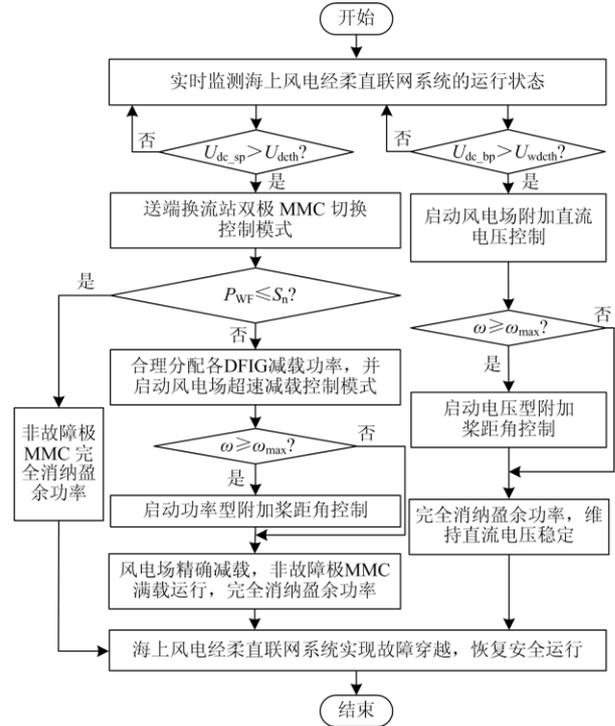


图5 交流故障穿越协调控制实现流程

Fig. 5 Implementation process of coordinated control for AC fault ride-through

3 仿真验证

在 Matlab/simulink 中搭建了如图1所示的海上风电经柔直联网系统模型,并利用 RT-LAB OP5600 进行仿真,以验证所提交交流故障穿越协调控制策略的有效性。其中 WFMMC 连接由3台DFIG单机聚合模型组成的风电场,其容量为3000MW。双端换流站的主要参数如表1所示。下面将分别对单极直流过电压和双极直流过电压协调抑制策略的有效性进行仿真验证。

3.1 单极直流过电压工况

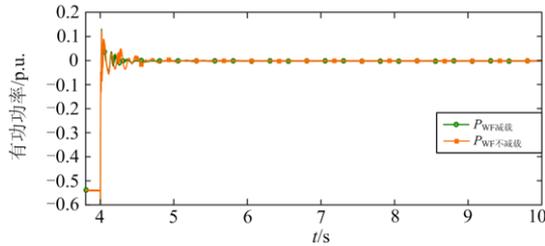
为了验证单极直流过电压工况下所提协调抑制策略的有效性,设定 U_{dcth} 为1.05 p.u.。在系统稳态运行时,其中风电场内DFIG1、DFIG2和DFIG3的风速分别为11.6 m/s、11.4 m/s和11.2 m/s(未达到风机额定风速),WFMMC汇集1650 MW的风电场

输出功率。 $t=4\text{ s}$ 时 GSMMC 故障极因故障闭锁, 导致其输出功率受阻, 故障极直流电压快速上升, 危害系统安全稳定运行。采取所提单极直流过电压协调抑制策略前后的仿真对比结果如图 6 所示, 其中下标 WF 表示风电场。

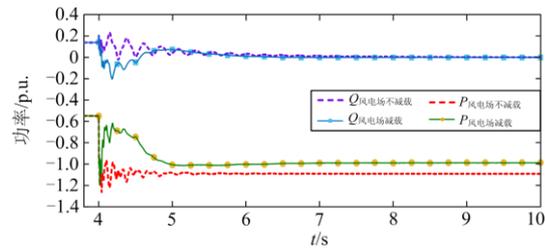
表 1 柔直系统换流站参数

Table 1 Parameters of converters in MMC-HVDC

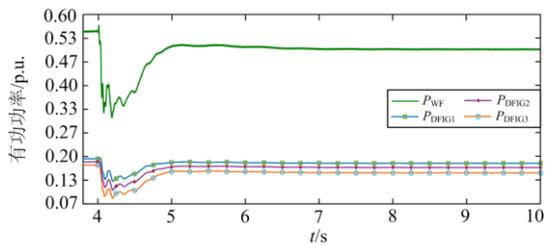
参数	WFMMC	GSMMC
网侧电压/kV	220	500
阀侧电压/kV	260	260
容量/MVA	1 500	1 500
直流电压/kV	500	500
桥臂子模块数	228	228
子模块电容/mF	15	15
桥臂电感/mH	75	75



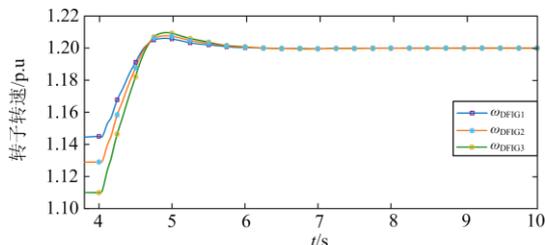
(a) WFMMC故障极MMC有功功率



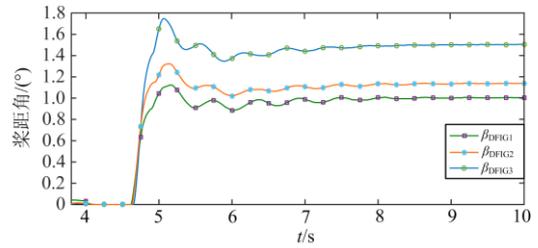
(b) WFMMC非故障极MMC有功功率和无功功率



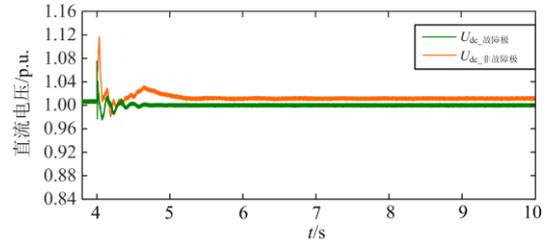
(c) 协调控制后风电场输出功率



(d) 协调控制后DFIG转子转速



(e) 协调控制后DFIG桨距角



(f) 协调控制后WFMMC双极直流电压

图 6 单极直流过电压协调抑制前后系统暂态响应结果

Fig. 6 Transient response results before and after coordinated suppression of monopolar DC overvoltage

根据仿真对比结果可以看出, 当海上风电场稳态输出功率大于 WFMMC 单极额定容量时, GSMMC 单极退出运行工况下, 仅通过 WFMMC 切换控制模式虽然可以维持故障极安全稳定运行, 使其非故障极 MMC 无功功率下降至 0, 但仍会导致非故障极 MMC 过载, 危害系统安全, 如图 6(a)和图 6(b)所示。当风电场参与单极直流过电压协调控制后, 其优先利用各 DFIG 转子动能快速降低风电场输出功率, 实现减载功率的优化分配, 待其转速达到上限值 1.2 p.u.时, 启动功率型附加桨距角控制实现精确减载, 使 WFMMC 非故障极 MMC 满载运行, 如图 6(b)一图 6(e)所示, 从而在维持直流电压稳定的同时尽可能地送出风电场功率。图 6(f)表明所提协调抑制策略可有效抑制单极直流过电压, 维持其在安全范围内, 虽然控制模式切换后出现了短时波动, 但可较快恢复至稳定运行, 非故障极直流电压略高于故障极是由于风电场输出功率完全由非故障极传输引起的, 如图 6(a)和图 6(b)所示。

3.2 双极直流过电压工况

配置耗能装置是工程中主要采取的故障穿越方法, 为了更好地验证所提控制方法的有效性, 对两者的控制性能进行了对比分析。在 WFMMC 交流母线处配置 10 组容量为 300 MW 的耗能装置, 并设定 U_{wdth} 为 1.05 p.u.。稳态运行时, WFMMC 汇集 1 680 MW 的风电场输出功率, 其中风电场内 DFIG 的风速均为 11.5 m/s。 $t=4\text{ s}$ 时受端交流电网发生三相短路接地故障, 导致 GSMMC 输出功率降低, 双

极直流电压快速上升, 危害系统安全稳定运行。采取所提双极直流过电压协调抑制策略与耗散电阻方法的仿真对比结果如图 7 所示, 由于各 DFIG 运行状态一致, 转子转速、桨距角仅呈现单台机组的响应结果。

当受端交流电网发生三相短路接地故障时, 受控制环节限幅影响, GSMMMC 双极输出功率均会降低, 如图 7(a)和图 7(b)所示, 所产生的盈余功率导致直流电压快速上升, 如图 7(c)所示。采取所提协调

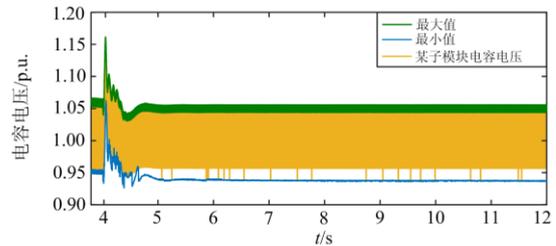
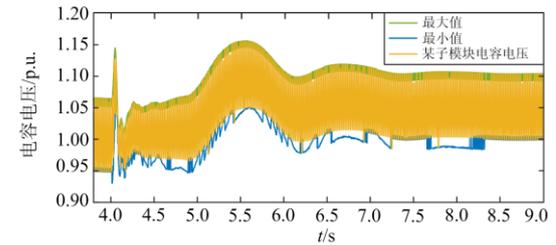
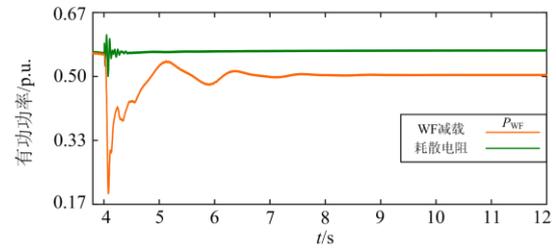
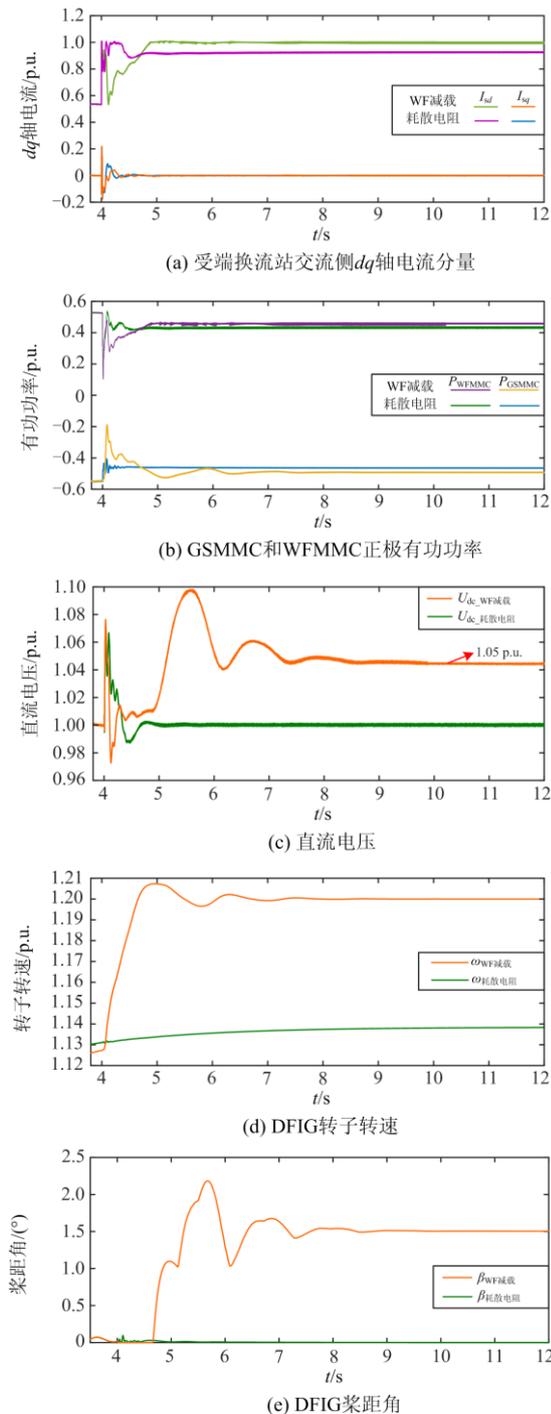


图 7 双极直流过电压下采用本文所提控制与耗散电阻系统暂态响应对比结果

Fig. 7 Transient response comparison results of using the control mentioned in this paper and dissipative resistors of bipolar DC overvoltage

抑制策略后, 风电场优先根据直流电压变化率及偏差值实现超速减载, 如图 7(b)中橙线所示。当转子转速大于其上限值 1.2 p.u., 且直流电压大于 1.05 p.u. 时, 电压型附加桨距角控制则会通过增大桨距角进一步降低风电场输出功率, 将直流电压稳定在安全范围内, 即 1.05 p.u.(525 kV), 如图 7(c)—图 7(g)中橙线所示。采用耗散电阻方案时, 其投入容量应大于且接近盈余功率(本工况下投入 1 组耗散电阻), 则可快速耗散盈余功率, 维持直流电压稳定, 且不会影响风电机组的正常运行, 如图 7(a)—图 7(f)中的绿线和图 7(h)所示, 但由于耗散电阻单组容量较大, 导致受端电网损失的功率较多, 如图 7(b)中绿线所示, 对受端电网频率稳定影响较大。而本文方法充分挖掘了各设备的调控潜力, 功率控制精度要高于耗散电阻, 在实现交流故障穿越的同时尽可能地送出风电场功率, 降低故障影响范围; 同时, 也可在一定范围内降低耗散电阻的配置容量和投切概率。

4 结论

本文提出了适用于海上风电经柔直联网系统交流故障穿越协调控制策略, 针对盈余功率所引起的直流过电压问题, 分别设计了单极和双极直流过电压协调抑制策略, 通过挖掘各设备间的协同调控能力, 有效实现了风电经柔直联网系统交流故障穿越。通过仿真分析得出如下结论:

1) 单极直流过电压工况下, 通过合理切换送端换流站双极 MMC 的控制模式, 使其故障极 MMC 主动参与直流电压调节, 非故障极 MMC 自主消纳盈余功率, 并利用风电场精确减载协调控制策略避免其过载, 在实现故障穿越的同时尽可能地送出风电场输出功率, 降低故障影响范围。

2) 双极直流过电压工况下, 根据本地直流电压测量信息主动降低风电场出力, 可等效增大柔直系统的惯性和阻尼, 有效抑制直流电压的上升率及幅值; 通过电压型附加桨距角控制消除直流电压稳态误差, 并合理设计其控制目标, 使其与各换流站内电容共同消纳盈余功率, 有效提高了系统安全稳定运行能力。

参考文献

- [1] 王一凡, 赵成勇. 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的振荡模式分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(9): 18-26.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong. Analysis of oscillation modes of a hybrid-based wind farm transmitted through MMC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(9): 18-26.
- [2] LI X, GUO L, HONG C, et al. Hierarchical control of multi-terminal DC grids for large-scale renewable energy integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(3): 1448-1457.
- [3] LI W, ZHU M, CHAO P, et al. Enhanced FRT and postfault recovery control for MMC-HVDC connected offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 1606-1617.
- [4] 郑黎明, 贾科, 毕天姝, 等. 海上风电接入柔直系统交流侧故障特征及对保护的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(20): 20-32.
ZHENG Liming, JIA Ke, BI Tianshu, et al. AC-side fault analysis of a VSC-HVDC transmission system connected to offshore wind farms and the impact on protection[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(20): 20-32.
- [5] XU B, GAO C, ZHANG J, et al. A novel DC chopper topology for VSC-based offshore wind farm connection[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 36(3): 3017-3027.
- [6] 付艳, 周晓风, 戴国安, 等. 海上风电直流耗能装置和保护配合策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 178-186.
FU Yan, ZHOU Xiaofeng, DAI Guo'an, et al. Research on coordination strategy for an offshore wind power DC chopper device and protection[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 178-186.
- [7] 曹帅, 向往, 林卫星, 等. 含风电的真双极混合型 MMC-MTDC 系统故障穿越及能量耗散控制[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(7): 39-48.
CAO Shuai, XIANG Wang, LIN Weixing, et al. Fault ride-through and energy dissipation control of bipolar hybrid MMC-MTDC integrating wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(7): 39-48.
- [8] 禹红, 李明德, 曾荷清, 等. 电网故障下光伏并网低压故障穿越控制策略的研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(7): 31-35.
YU Hong, LI Mingde, ZENG Heqing, et al. Control strategy of photovoltaic grid-connected low-voltage fault ride-through under power grid fault[J]. Smart Power, 2021, 49(7): 31-35.
- [9] 张福轩, 郭贤珊, 汪楠楠, 等. 接入新能源孤岛系统的双极柔性直流系统盈余功率耗散策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(5): 154-160.
ZHANG Fuxuan, GUO Xianshan, WANG Nannan, et al. Surplus power dissipation strategy for bipolar VSC-HVDC system with integration of islanded renewable energy generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(5): 154-160.
- [10] 刘天琪, 陶艳, 李保宏. 风电场经 MMC-MTDC 系统并网的几个关键问题[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3251-3260.
LIU Tianqi, TAO Yan, LI Baohong. Critical problems of wind farm integration via MMC-MTDC system[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3251-3260.
- [11] SILVA B, MOREIRA C L, Leite H, et al. Control strategies for AC fault ride through in multiterminal HVDC grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(1): 395-405.
- [12] NANOU S I, PAPATHANASSIOU S A. Grid code compatibility of VSC-HVDC connected offshore wind turbines employing power synchronization control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 5042-5050.
- [13] ERLICH I, FELTES C, SHEWAREGA F. Enhanced

- voltage drop control by VSC-HVDC systems for improving wind farm fault ride through capability[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(2): 378-385.
- [14] NADOUR M, ESSADKI A, NASSER T. Improving low-voltage ride-through capability of a multimegawatt DFIG based wind turbine under grid faults[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(1): 1-13.
- [15] 李国庆, 张林, 江守其, 等. 风电经双极混合型 MMC-HVDC 并网的直流故障穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 27-36.
- LI Guoqing, ZHANG Lin, JIANG Shouqi, et al. Coordinated control strategies for DC fault ride-through of wind power integration via bipolar hybrid MMC-HVDC overhead lines[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 27-36.
- [16] 董旭, 张峻樾, 王枫, 等. 风电经架空柔性直流输电线路并网的交直流故障穿越技术[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 48-55.
- DONG Xu, ZHANG Junjie, WANG Feng, et al. AC and DC fault ride-through technology for wind power integration via VSC-HVDC overhead lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 48-55.
- [17] 曹帅, 向往, 姚良忠, 等. 风电经混合型 MMC-HVDC 并网的交直流故障穿越策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(7): 37-43, 49.
- CAO Shuai, XIANG Wang, YAO Liangzhong, et al. AC and DC fault ride-through strategies for wind power integration via hybrid MMC-HVDC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(7): 37-43, 49.
- [18] 李道洋, 姚为正, 吴金龙, 等. 应用于海上风电场柔性直流接入系统的直流故障穿越协同控制策略[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 47-54.
- LI Daoyang, YAO Weizheng, WU Jinlong, et al. Coordinated DC fault ride-through control strategy for offshore wind farm interconnection with flexible HVDC[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 47-54.
- [19] TZELEPIS D, OULIS R A, DYS KO A, et al. A new fault-ride-through strategy for MTDC networks incorporating wind farms and modular multi-level converters[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2017, (92): 104-113.
- [20] 李超, 胡文旺, 唐志军, 等. 对称双极柔性直流输电系统功率转带控制策略[J]. 高电压技术, 2018, 44(7): 2173-2180.
- LI Chao, HU Wenwang, TANG Zhijun, et al. Control strategy of power transfer in bipolar HVDC flexible transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7): 2173-2180.
- [21] 何炎, 李周, 李亚州, 等. 基于真双极接线的 VSC-MTDC 系统功率转带策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 95-101.
- HE Yan, LI Zhou, LI Yazhou, et al. Power conversion strategy of VSC-MTDC system based on real bipolar wiring mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 95-101.
- [22] JIANG S, XIN Y, LI G, et al. A novel DC fault ride-through method for wind farms connected to the grid through bipolar MMC-HVDC transmission[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(6): 2937-2950.
- [23] 郭贤珊, 梅念, 李探, 等. 张北柔性直流电网盈余功率问题的机理分析及控制方法[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 157-164.
- GUO Xianshan, MEI Nian, LI Tan, et al. Study on solution for power surplus in Zhangbei VSC-based DC grid mechanism analysis and control method[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 157-164.
- [24] 杨艳晨, 郭剑波, 王姗姗, 等. 柔性直流电网直流过电压分析及控制策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(5): 1586-1592.
- YANG Yanchen, GUO Jianbo, WANG Shanshan, et al. Analysis and control strategy of DC overvoltage in MMC-HVDC grid[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1586-1592.
- [25] 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 modulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.

收稿日期: 2021-07-06; 修回日期: 2021-11-12

作者简介:

李国庆(1963—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 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; E-mail: lqg@neepu.edu.cn

徐亚男(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为新能源经柔直联网技术; E-mail: nancy_xuyn@163.com

王利猛(1971—), 男, 通信作者, 博士, 讲师, 硕士生导师, 研究方向为电力系统及其自动化。E-mail: wlm_28@163.com

(编辑 周金梅)