

MMC-HVDC 孤岛供电系统直流故障穿越 协调控制策略

沈宝兴¹, 林琳¹, 张惠雯², 江守其²

(1. 浙江华云清洁能源有限公司, 浙江 杭州 310000;

2. 东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要:针对基于架空线输电的 MMC-HVDC 孤岛供电系统直流线路故障率较高的问题,配置直流断路器隔离故障是有效的解决方案之一。综合考虑了双极换流站灵活的运行方式、直流断路器的故障清除能力和双馈风机的快速响应能力,提出一种适用于 MMC-HVDC 孤岛供电系统的直流故障穿越协调控制策略,实现了自平衡和非自平衡工况下的功率协调。自平衡工况下,通过合理切换双极 MMC 的控制方式,可在维持交流电压稳定的同时提高非故障极 MMC 输出功率,使其自主平衡孤岛系统功率缺额;非自平衡工况下,设计了风电场精确提升其输出功率的控制策略,通过换流站与风电场间的协调配合维持孤岛系统的功率平衡。最后,基于 Matlab/Simulink 仿真模型验证了所提策略的有效性。

关键词:模块化多电平换流器的柔性直流输电;孤岛供电系统;直流故障穿越;协调控制策略

中图分类号: TM72 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed22225

Coordinated Control Strategy for DC Fault Ride-through of MMC-HVDC Connecting Island Power System

SHEN Baoxing¹, LIN Lin¹, ZHANG Huiwen², JIANG Shouqi²

(1. Zhejiang Huayun Clean Energy Co., Ltd., Hangzhou 310000, Zhejiang, China; 2. School of Electric Power Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, Jilin, China)

Abstract: Aiming at the problem that modular multilevel converter based high voltage direct current (MMC-HVDC) connecting island power supply system based on overhead lines transmission is vulnerable to DC faults, one of the effective solutions is configuring DC circuit breakers to isolate faults. Considering the flexible operation mode of bipolar converter station, the fault clearing ability of DC circuit breakers and the fast response ability of doubly-fed induction generator, a coordinated control strategy for DC fault ride-through of MMC-HVDC connecting island power system was proposed, in which the power coordination under self-balance condition and non-self-balance condition was realized. For self-balance condition, by reasonably switching the control mode of bipolar MMC, the output power of non-fault pole MMC could be increased while maintaining the stability of AC voltage, so that it could balance the power shortage of island system independently; for non-self-balance condition, a control strategy of wind farm was designed to improve its output power accurately, then the power balance of island system was maintained through the coordination between converter station and wind farm. Finally, the effectiveness of the coordinated control strategies was validated via Matlab/Simulink simulation.

Key words: modular multilevel converter based high voltage direct current (MMC-HVDC); island power supply system; DC fault ride-through; coordinated control strategy

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) 技术采用全控型电力电

子器件,可实现有功和无功独立控制,在新能源发电联网、异步电网互联及孤岛供电等领域具有显著优势^[1-2]。近年来孤岛电网内的负荷用电量

基金项目:国家自然科学基金(51607032);国网浙江省有限公司科技项目(0111-201812-F-KJ CXB-0002)

作者简介:沈宝兴(1966—),男,硕士,教授级高工,Email:30443024@qq.com

通讯作者:张惠雯(1997—),女,硕士研究生,Email:421299015@qq.com

逐渐增加,在其配套电源难以满足岛内日益增长的用电需求的情况下,采用 MMC-HVDC 向孤岛供电是其有效的解决方案之一。

采用传统电流矢量控制的 MMC-HVDC 在孤岛运行方式下存在响应特性和稳定性不佳等问题^[1],一旦发生故障,孤岛系统的稳定运行将面临巨大风险。针对上述问题,文献[4-5]设计了满足 MMC-HVDC 孤岛运行要求的直接电压控制器,但其不具备故障穿越能力。文献[6]设计了适应于连接弱交流电网的双闭环结构 MMC 控制器,该控制器响应速度快且可以抑制故障电流,但需在交流出口处增加无功补偿设备以支撑交流电压。文献[7]针对孤岛运行方式下交流短路故障容易引起换流器过流跳闸的问题,在电压外环引入电流限制环节,有效抑制了孤岛系统的短路电流。文献[8-10]提出模拟传统同步发电机特性的虚拟同步控制,使换流器能够为孤岛电网提供阻尼和惯性支撑,实现无锁相环(phase locked loop, PLL)的自同步运行,有效提高了孤岛系统的抗干扰能力。文献[11]利用考虑相位偏移的孤岛检测方法,提出一种联网及孤岛运行模式切换控制策略,但检测速度较慢,且控制切换过程容易对电网造成冲击。文献[12]提出一种无需切换的下垂控制策略,实现了 MMC-HVDC 在联网与孤岛运行方式之间的平滑转换,但无法在孤岛运行状态下再次承受短路故障。文献[13]设计了 MMC-HVDC 联网与孤岛运行的通用控制策略,通过对频率指令值和内环电流控制器限幅,显著提高了孤岛系统的故障穿越能力。

上述文献仅通过改变 MMC 控制方式来提高孤岛系统的运行稳定性,并没有考虑系统内多设备间的协调配合。文献[14]分析了水轮机调速器参数、频率控制器增益和负荷水平对孤岛系统频率稳定性的影响,通过孤岛配套设备之间的协同配合,有效抑制了系统频率波动。文献[15-16]在孤岛系统存在有功缺额时,提出先增加直流输电传输量,而后采取低频减载策略的协调控制方法,维持了孤岛功率平衡和频率稳定。综上所述,现有文献均是针对伪双极 MMC-HVDC 孤岛供电系统开展研究,而对于双极 MMC-HVDC 向孤岛供电的研究较少,特别是直流故障穿越方面尚属空白。因此,如何充分利用双极 MMC 运行方式灵活的优势和挖掘孤岛系统内设备的调控能力,对实现双极 MMC-HVDC 孤岛供电系统直

流故障穿越具有重要意义。

在此背景下,针对双极 MMC-HVDC 向含有双馈异步发电机(doubly-fed induction generator, DFIG)风电场的孤岛供电系统,提出了一种基于直流断路器(direct current circuit breaker, DC-CB)、双极 MMC 以及风电场协调配合的直流故障穿越协调控制策略。考虑了 DCCB 隔离故障后非故障极 MMC 能否完全平衡孤岛功率缺额的两种工况,通过合理设计双极 MMC 的控制模式切换方案以及风电场精确提升输出功率的控制策略,实现孤岛系统内功率缺额的快速平衡,在提高直流故障穿越能力的同时降低故障影响范围。最后,通过搭建双极 MMC-HVDC 孤岛供电仿真模型,分别验证了两种工况下所提直流故障穿越协调控制策略的有效性和可行性。

1 MMC-HVDC 孤岛供电系统结构及控制策略

1.1 系统结构

双极 MMC-HVDC 孤岛供电系统的结构如图 1 所示。孤岛系统内 DFIG 风电场与 MMC-HVDC 共同为本地负荷供电,考虑到孤岛系统惯性和阻尼通常较低,其频率稳定性较差,风电场应具有灵活快速的功率调节能力,因此,稳态运行时风电场可工作在超速减载备用状态,使其留有一定的调节容量,以提高孤岛系统的运行稳定性。直流系统采用对称双极带金属回线的接线方式,换流站由正、负两个半桥型 MMC 构成,通过 DCCB、直流架空线与对端进行连接,并配置了中性母线开关(neutral bus switch, NBS),以实现运行方式的有效切换。

对称双极接线方案具有运行方式灵活、可靠性高等优点,其运行方式主要可分为以下几种:双极带金属回线单端接地运行、单极带金属回线单端接地运行、双极不带金属回线双端接地运行(此时为临时运行方式)、双极或单极静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)运行。对于图 1 所示系统,系统处于稳态时运行于双极带金属回线单端接地运行方式,当换流站一极发生故障,导致该极无法继续传输功率时,可快速切换至单极带金属回线单端接地运行方式,利用非故障极转带全部或部分故障极功率^[17],从而提高孤岛系统供电可靠性和运行稳定性。

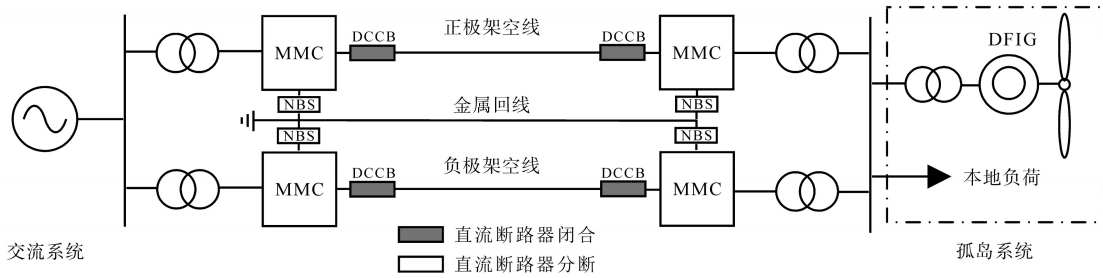


图1 MMC-HVDC 孤岛供电系统结构图

Fig.1 The structure diagram of MMC-HVDC island power supply system

1.2 MMC 控制策略

网侧 MMC 为送端换流站,采用基于传统电流矢量控制的定直流电压和定无功功率控制,以维持直流电压稳定;孤岛侧 MMC 为受端换流站,采用虚拟同步控制策略,以改善孤岛系统的运行特性,维持其频率和电压稳定,其控制原理如图2所示。

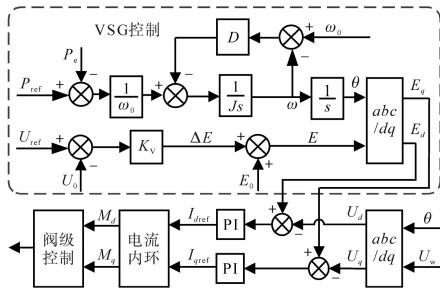


图2 虚拟同步控制框图

Fig.2 Control block diagram of VSG

虚拟同步控制的本质是令 MMC 模拟与同步发电机类似的运行特性,在进行功率控制的过程中引入同步发电机的机电暂态方程,如下式所示,进而调节 MMC 交流侧输出电压的相位角 θ , 并利用电压控制环节产生交流电压幅值 E , 将两者合成即可得到交流参考电压,从而模拟同步发电机的调频和调压特性。

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} + D(\omega - \omega_0) = \frac{P_{ref} - P_e}{\omega_0} = T_m - T_e \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 为同步机的转子转动惯量; ω_0 为工频下的额定角速度; ω 为实际角速度; T_e 为电磁转矩; T_m 为机械转矩; D 为阻尼系数; q 为相角; P_{ref} 和 P_e 分别为换流器有功功率参考值和实际值。

当系统受到扰动时,转动惯量 J 的存在使 MMC 在功率变化时具有惯性,而阻尼系数 D 则可以使 MMC 对系统频率震荡具有抑制作用,呈现同步发电机的阻尼特性。因此,孤岛侧 MMC 采用虚拟同步控制对维持孤岛系统频率及电压稳

定具有重要意义。此外,采用虚拟同步控制能自动生成相位信息,实现无 PLL 的自同步运行,解决了 PLL 在孤岛弱电网下无法精准锁相的问题,从而避免了锁相环的不利影响。

2 直流故障穿越协调控制策略

针对图 1 所示的双极 MMC-HVDC 孤岛供电系统,靠近孤岛侧 MMC 的直流架空线发生永久性单极接地故障后,故障点电压瞬间跌落至零,子模块电容向短路点放电,随之导致 MMC 交流出口电压降低,严重威胁系统的安全运行。文中采用 DCCB 在换流站闭锁前隔离故障,避免孤岛侧电压和频率因偏差过大而失去控制。但在故障隔离后,故障极 MMC 无法继续传输功率,将导致孤岛系统出现功率缺额,此时可利用双极 MMC 的功率转带能力和风电场的功率调控能力快速维持孤岛系统功率平衡,在降低故障影响范围的同时实现故障穿越。

2.1 故障隔离后功率转带工况分类

在 DCCB 隔离故障后,利用双极 MMC-HVDC 的功率转带能力,提升其非故障极的传输功率可以快速弥补孤岛系统的功率缺额,有效降低单极退出运行对孤岛系统的不利影响。根据非故障极 MMC 的有功调节裕量与功率缺额的大小关系,将故障隔离后的功率转带情景分为自平衡和非自平衡两种工况如图 3 所示,详细说明如下。

1) 自平衡工况:该工况下非故障极 MMC 能完全弥补孤岛功率缺额,即满足下式的约束条件(无功功率为 0 的情况下),此时风电场无需参与功率调节,可维持正常运行状态,如图 3a。

$$S_n - P_h \geq \Delta P \quad (2)$$

式中: S_n 和 P_h 分别为非故障极 MMC 的额定容量和稳态运行时的有功功率; ΔP 为故障隔离后孤岛系统的功率缺额。

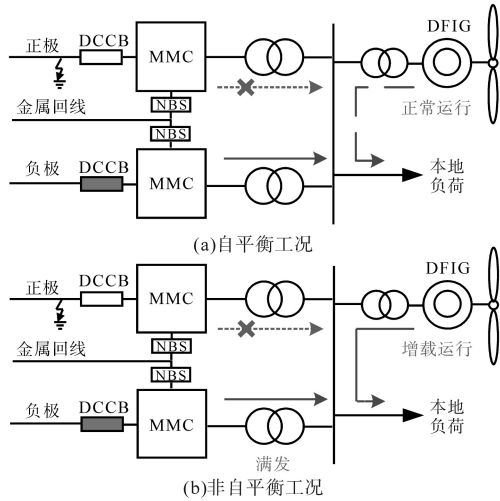


图3 两种功率转带工况图

Fig.3 The diagram of two power transfer conditions

2)非自平衡工况:该工况下非故障极 MMC 无法完全弥补孤岛系统功率缺额。此时应控制非故障极 MMC 运行在满发状态以缓解孤岛侧的调节压力,同时提升风电场输出功率弥补剩余功率缺额,维持孤岛系统功率平衡,如图 3b 所示。此时风电场所需增发的功率 ΔP_{WF} 如下式所示:

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

综合上述分析可知,在 DCCB 隔离故障后,应根据实际非故障极 MMC 的功率转带能力,分别设计两种工况下的直流故障穿越协调控制策略,以在实现故障穿越的同时尽可能降低故障影响范围。下面将分别介绍两种工况下的协调控制策略。

2.2 自平衡工况下协调控制策略

直流架空线发生短路接地故障后,DCCB 可在 6 ms 内动作实现故障隔离(故障检测及定位 3 ms,DCCB 开断 3 ms)^[18],并断开中性母线开关,将双极 MMC 运行方式转换为单极带金属回线单端接地运行。此后,根据故障前系统运行状态进行判断,若满足式(2)所示的功率约束条件,则可判为自平衡工况,其协调控制策略主要包含以下 2 个步骤:

1)故障极 MMC 控制方式切换。接收到故障穿越(fault ride through, FRT)信号后,故障极 MMC 切换至定电容电压和交流电压控制,以维持交流电压和直流电压稳定,并将虚拟同步控制环节中的有功功率参考值 P_{ref} 设置为 0 以产生参考相位,具体控制切换过程如图 4 所示。

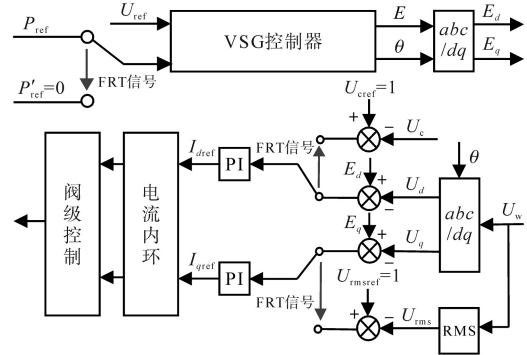


图4 故障极控制切换图

Fig.4 Control transformation diagram of the fault pole

2)非故障极 MMC 控制方式切换。为了最大限度地提高非故障极 MMC 的有功传输能力,将非故障极 MMC 定交流电压控制切换至无功-电压下垂控制,并将其无功参考值设置为 0,与此同时将非故障极 MMC 有功功率参考值修改为 P^* ,即 $P^* = \Delta P + P_{ref}$,具体控制切换过程如图 5 所示。

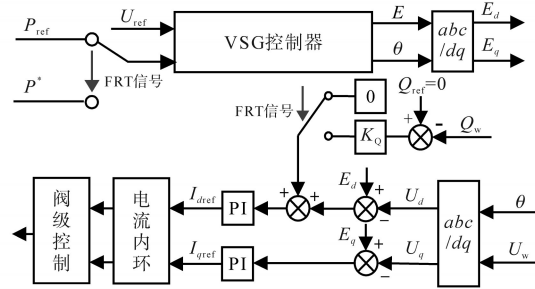


图5 非故障极控制切换图

Fig.5 Control transformation diagram of the non-fault pole

在双极 MMC 控制方式切换后,故障极 MMC 不参与有功调节,相当于运行在 STATCOM 模式,为系统提供其正常运行所需的全部无功功率,维持交流电压稳定;定电容电压控制保证了直流电压稳定,有利于故障清除后的快速恢复。非故障极 MMC 通过提高有功参考值提升传输功率,转带故障极全部有功,从而实现孤岛系统的功率平衡。因此,针对自平衡工况,仅需要 DCCB 与孤岛侧 MMC 两者的协调配合便可实现直流故障穿越,风电场及送端系统均可维持正常运行状态。

2.3 非自平衡工况下协调控制策略

在 DCCB 隔离故障后,根据故障前系统运行状态进行判断,若不满足式(2)的功率约束条件,此时应控制非故障极 MMC 运行在满发状态以降低单极退出运行对孤岛系统的影响,剩余功率缺额则需要通过提升风电场输出功率进行弥补,从而维持孤岛系统功率平衡。

2.3.1 风电场精确增载控制策略

稳态运行时,风电场处于超速减载运行状态,此时DFIG的运行转速高于其最优转速,具有一定的有功功率备用。因此,在非故障极MMC难以维持孤岛系统功率平衡时,可利用孤岛系统内短距离通信实现风电场输出功率的精确提升,即根据式(3)计算获得其增载量,并利用通信将增载信号传至风电场,通过控制精确、快速地提升风电场输出功率。

稳态运行时风电场内各DFIG均运行于 $d\%$ 减载曲线,其定义如下式所示:

$$d\% = (1 - \frac{P_0}{P_{MPPT}}) \times 100\% \quad (4)$$

当风电场接收到增载信号后,根据下二式计算风电场增载后系统稳定时的减载水平 $d'\%$,并将DFIG的运行曲线切换至 $d'\%$ 减载曲线。

$$P' - P_0 = \Delta P_{WF} \quad (5)$$

$$d'\% = d\% - \frac{\Delta P_{WF}}{P_{MPPT}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: P_0 为风电场稳态运行时输出的功率; P' 为风电场参与协调控制策略后稳定时的输出功率; P_{MPPT} 为当前风速下风电场能够输出的最大功率。

由于此时风机捕获的机械功率小于输出的电磁功率,其转速逐渐降低释放动能,捕获的机械功率也随之上升,即运行点向 $d'\%$ 减载曲线移动,并最终稳定运行于 $d'\%$ 减载曲线,如图6所示。

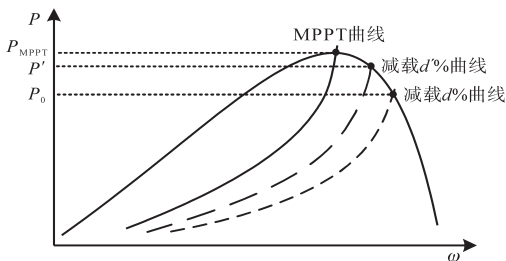


图6 风机功率特性曲线

Fig.6 Power characteristic curves of wind turbine

2.3.2 协调控制策略

非自平衡工况下的协调控制策略具体可分为3个步骤。其中步骤1、步骤2与2.2节所述步骤相似,其区别在于非自平衡工况下,步骤2中非故障极MMC有功功率参考值应设置为1,使其运行于满发状态。步骤3为孤岛侧MMC通过快速通信向风电场传递增载信号,并利用所提风电场增载控制策略精确提升其有功出

力,从而维持孤岛系统功率平衡。因此,该工况下功率缺额由两方面弥补,一方面是非故障极提升的传输功率;另一方面是风电场增发的有功功率。

综合上述分析可知,不同工况下所采取的协调控制策略有所差异,影响范围也不相同。因此,在实际应用中,为了降低单极退出运行后的影响范围,在直流短路故障隔离后应根据系统运行状态判断并合理选择协调控制策略,从而提高孤岛系统安全稳定运行的能力。

3 仿真分析

为验证所提故障穿越协调控制策略的正确性和有效性,基于Matlab/Simulink搭建了如图1所示的仿真模型,相关仿真参数为:桥臂SM数量为50个,额定频率 $f=50$ Hz,额定交流电压 $U_{ac}=230$ kV,额定直流电压 $U_{dc}=320$ kV,单极换流变压器变比 K 为230 kV/166 kV,单极额定传输容量 $S_N=500$ MV·A,桥臂电抗 $L=24$ mH,子模块电容 $C=3$ mF,仿真步长为25 μ s,风电场采用DFIG单机聚合模型,其额定容量为400 MW。下面将对自平衡工况和非自平衡工况下的协调控制策略分别进行仿真验证。

3.1 自平衡工况下仿真验证

为了验证自平衡工况下直流故障穿越策略的有效性,设定稳态运行时孤岛本地负荷为630 MW,孤岛侧MMC两极各传输功率的标么值为0.4,即200 MW,风电场输出的有功功率为230 MW,忽略线路、变压器等损耗。在 $t=5$ s时正极直流架空线发生永久性单极短路接地故障, $t=5.006$ s时DCCB隔离故障,并采取所提协调控制策略,仿真对比结果如图7所示,其左右两侧分别为协调控制前后的仿真结果图。

根据仿真结果可以看出,直流短路故障发生后,故障极MMC子模块电容迅速向故障点放电,子模块电容电压下降,如图7a所示,经过0.006 s后DCCB隔离故障,此时故障极无法继续传输功率,导致孤岛侧出现功率缺额,若不及时采取协调控制策略,将导致子模块电容持续放电,交流电压下降直至震荡,进而引发风电场和换流站功率的急剧震荡,如图7左侧仿真结果所示,严重影响孤岛系统的安全稳定运行。采取协调控制策略后,故障极MMC子模块电容电压可维持稳定,相当于运行在STATCOM工作模式,为孤岛系统

提供交流电压支撑,如图 7b、图 7d 和图 7f 所示。无功-电压下垂控制使非故障级输出无功功率为零,提高了其有功传输能力,传输功率由 0.4(标么值)提升至 0.8(标么值),增发 200 MW 有功功率,完全转带了原故障极传输功率,维持了孤岛系统功率平衡,如图 7h 所示。在此过程中,风电

场无需参与功率调节并维持正常运行状态,如图 7j 所示。

以上结果表明,自平衡工况下,所提协调控制策略可以快速实现功率平衡,有效降低了故障影响范围,可维持孤岛供电系统安全稳定运行。

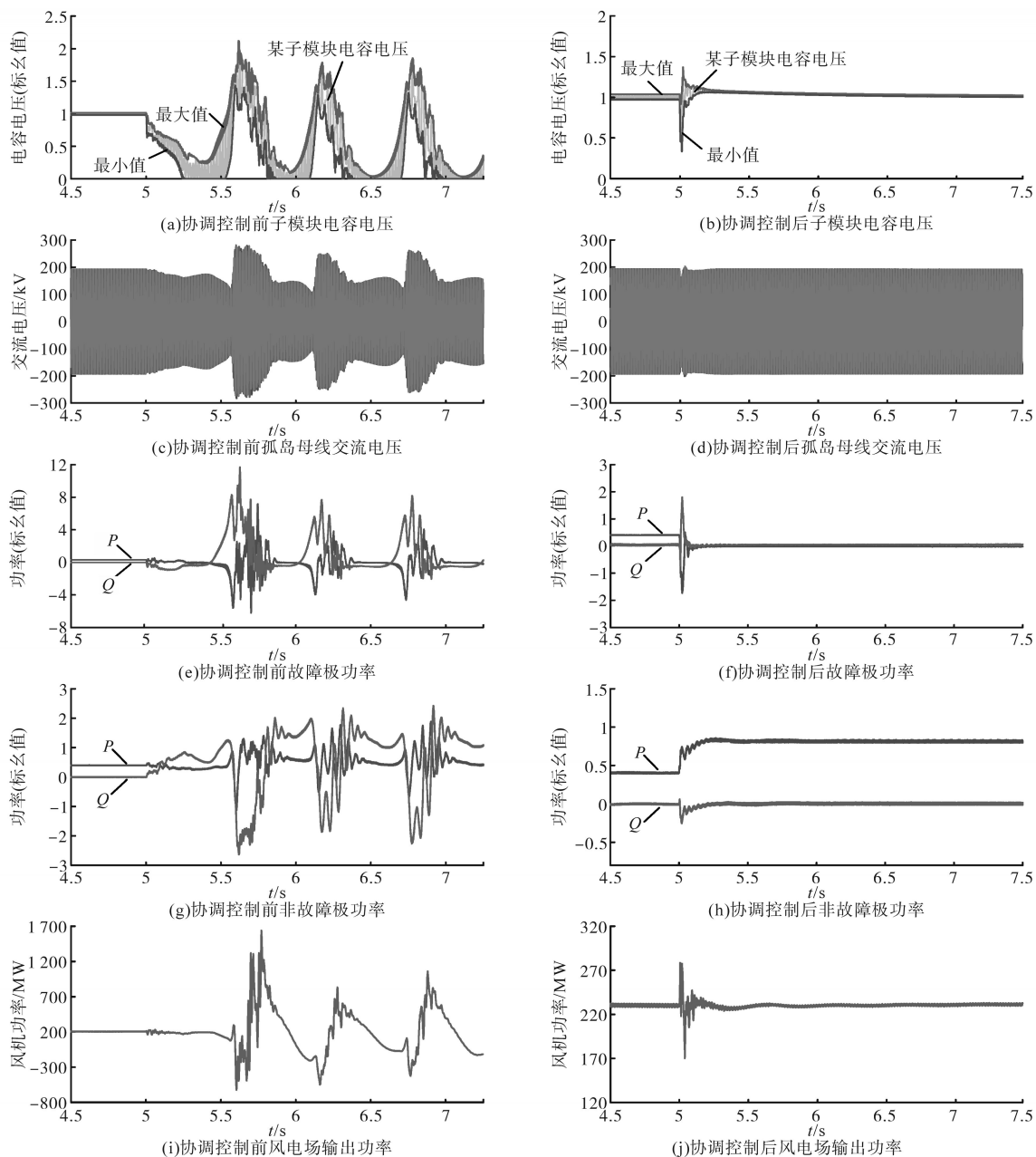


图7 自平衡工况下孤岛供电系统仿真结果图

Fig.7 Simulation results of island power supply system under self-balance condition

3.2 非自平衡工况下仿真验证

为了验证非自平衡工况下直流故障穿越策略的有效性,设定稳态运行时孤岛本地负荷为 780 MW,孤岛侧 MMC 两极各传输 0.55(标么值),即 275 MW,风电场输出有功功率为 230 MW。可

以看出,该工况下非故障极 MMC 无法完全转带故障极功率,将导致孤岛系统出现功率缺额,风电场参与功率调节前后的仿真对比结果如图 8 左右两侧所示。

通过分析仿真结果可知,尽管切换双极 MMC

控制方式使非故障极运行于满发状态能够转带部分故障极功率,但仍无法完全弥补孤岛系统功率缺额,导致孤岛系统频率下降,若风电场不提升其输出功率,孤岛系统将持续振荡直至失稳,如图8a、图8c和图8e所示。考虑12ms的通信延时,风电场在 $t=5.018\text{ s}$ 时参与功率调节,其输出功率可快速上升并逐渐达到新的平衡点,达到稳态时风电场的输出功率增加了50 MW,如图8d所示

示,实现了功率的快速、精准调节。与此同时,非故障极MMC传输功率由0.55(标么值)提升至满发运行,与风电场共同维持孤岛系统功率平衡,保证了其频率稳定,如图8b、图8f所示。

以上仿真结果表明非自平衡工况下,利用非故障极的功率转带能力和风电场的有功调节能力可有效维持系统功率平衡,提高MMC-HVDC孤岛供电系统直流故障穿越能力。

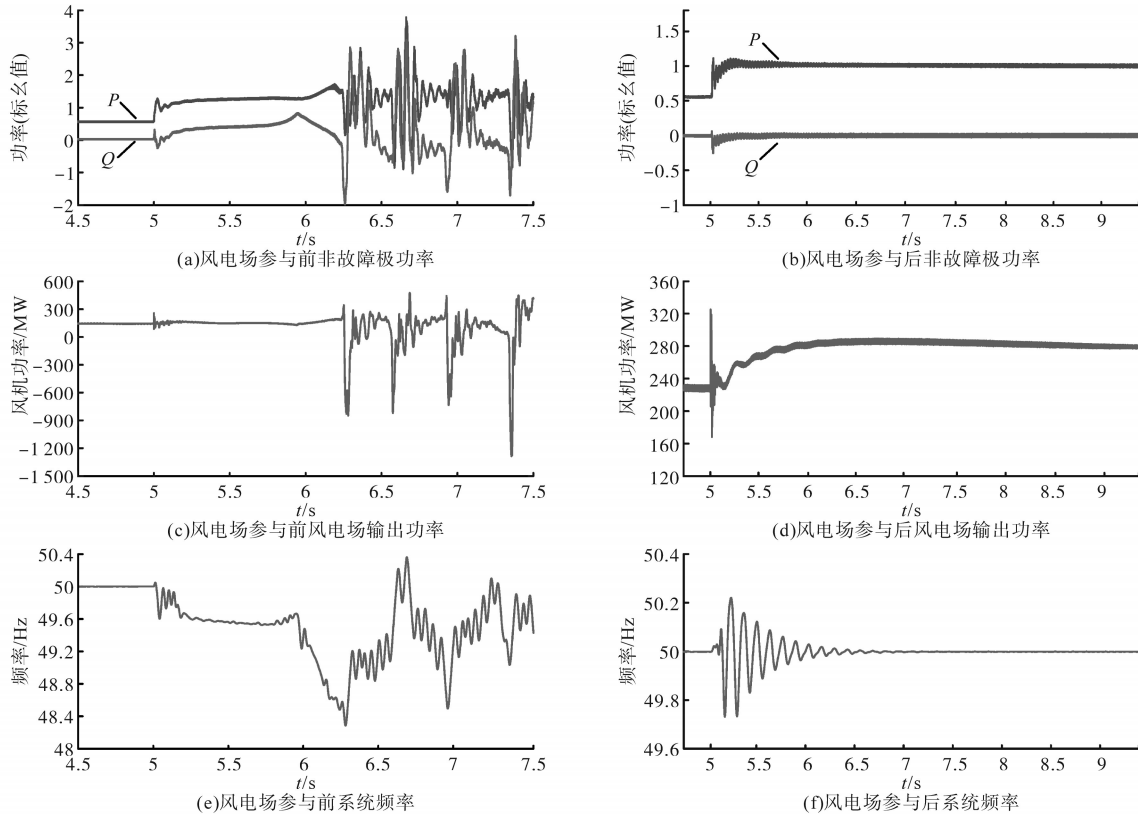


图8 非自平衡工况下孤岛供电系统仿真结果图

Fig.8 Simulation results of island power supply system under non-self-balance condition

4 结论

针对双极MMC-HVDC孤岛供电系统,提出了一种直流故障穿越协调控制策略。设计了自平衡和非自平衡工况下双极MMC控制方式的切换方案及其与风电场的协调控制策略,有效提高了孤岛供电系统的直流故障穿越能力。通过仿真验证了所提策略的有效性,并得出以下结论:

1)自平衡工况下,通过合理切换孤岛侧换流站双极MMC的控制方式,可有效提高非故障极MMC的功率转带能力,并实现故障极功率的完全转带,风电场无需参与功率调节,在实现故障穿越的同时降低了故障影响范围。

2)非自平衡工况下,通过控制非故障极MMC运行于满发状态,使其与风电场精确增载控制策略协调配合,共同维持孤岛系统功率平衡,充分发挥了孤岛系统内设备的调控能力,对提高其安全稳定运行能力具有重要意义。

参考文献

- [1] 蒋冠前,李志勇,杨慧霞,等. 柔性直流输电系统拓扑结构研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15):145-153.
Jiang Guanjian, Li Zhiyong, Yang Huixia, et al. Research review on topological structure of flexible HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15):145-153.
- [2] 李珊珊,李丽兰,朱云霞. 基于双闭环控制的柔性直流输电变流器仿真研究[J]. 电气传动, 2017, 47(9): 19-23.

- Li Shanshan, Li Lilan, Zhu Yunxia. Simulation study of VSC-HVDC converter based on double closed-loop control[J]. *Electric Drive*, 2017, 47(9):19-23.
- [3] Zhang L, Harnefors L, Nee H P. Modeling and control of VSC-HVDC links connected to island systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(2): 783-793.
- [4] 王卫安, 桂卫华, 马雅青, 等. 向无源网络供电的模块化多电平换流器型高压直流输电系统控制器设计[J]. *高电压技术*, 2012, 38(3):751-761.
- Wang Weian, Gui Weihua, Ma Yaqing, *et al.* Control design for MMC-HVDC system connected to passive network[J]. *High Voltage Engineering*, 2012, 38(3):751-761.
- [5] 管敏渊, 徐政. MMC型柔性直流输电系统无源网络供电的直接电压控制[J]. *电力自动化设备*, 2012, 32(12):1-5.
- Guan Minyuan, Xu Zheng. Direct voltage control of MMC-based VSC-HVDC system for passive networks[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2012, 32(12):1-5.
- [6] 管敏渊, 徐政. 向无源网络供电的MMC型直流输电系统建模与控制[J]. *电工技术学报*, 2013, 28(2):255-263.
- Guan Mingyuan, Xu Zheng. Modeling and control of modular multilevel converter based VSC-HVDC system connected to passive networks[J]. *Transactions of China Electrotechnical society*, 2013, 28(2):255-263.
- [7] 王庆, 卢宇, 胡兆庆, 等. 柔性直流输电系统孤岛运行方式下的故障电流抑制方法[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(7): 56-61.
- Wang Qing, Lu Yu, Hu Zhaoqing, *et al.* Fault current suppression method for flexible DC transmission system operating islanded mode[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(7):56-61.
- [8] 江斌开, 王志新, 包龙新, 等. 连接无源网络的VSC-HVDC优化虚拟同步机控制及参数分析[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(22): 6542-6549.
- Jiang Binkai, Wang Zhixin, Bao Longxin, *et al.* An improved virtual synchronous generator control strategy parameters analysis for VSC-HVDC connected to a passive network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(22): 6542-6549.
- [9] 郝新星, 苏建徽, 施永, 等. 基于虚拟同步机的微网并离网切换策略研究[J]. *电气传动*, 2016, 46(1):50-54.
- Hao Xinxing, Su Jianhui, Shi Yong, *et al.* Research on switch of microgrid between grid-tied and islanded operation modes based on virtual synchronous generator[J]. *Electric Drive*, 2016, 46(1):50-54.
- [10] 黄辉, 王林, 魏亚龙, 等. 微网中虚拟同步发电机技术研究[J]. *电气传动*, 2019, 49(11):45-50.
- Huang Hui, Wang Lin, Wei Yalong, *et al.* Research on the virtual synchronous generator in microgrid[J]. *Electric Drive*, 2019, 49(11):45-50.
- [11] 文安, 邓旭, 魏承志, 等. 柔性直流输电系统交直流并行运行与孤岛运行方式间的切换控制[J]. *电力自动化设备*, 2014, 34(7):99-106.
- Wen An, Deng Xu, Wei Chengzhi, *et al.* Switching control between AC-DC parallel and islanded operations of VSC-HVDC transmission system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2014, 34(7):99-106.
- [12] 刘昇, 徐政, 唐庚, 等. MMC-HVDC联网及孤岛运行状态转换策略[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(9):2152-2161.
- Liu Sheng, Xu Zheng, Tang Geng, *et al.* Study on MMC-HVDC switching scheme between grid-connected and passive islanding mode[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(9): 2152-2161.
- [13] 管敏渊, 张静, 刘强, 等. 柔性直流输电系统的联网和孤岛运行通用控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(15): 103-109.
- Guan Minyuan, Zhang Jing, Liu Qiang, *et al.* Generalized control strategy for grid-connected and island operation of VSC-HVDC system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(15):103-109.
- [14] 李传栋, 王建明, 杨桂钟, 等. 直流孤岛运行协调优化控制研究[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2017, 29(11):123-128,150.
- Li Chuandong, Wang Jianming, Yang Guizhong, *et al.* Research on coordinated optimization control for islanding operation[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2017, 29(11): 123-128,150.
- [15] 瞿艳霞, 马覃峰, 时伯年. 柔性直流互联网的孤岛频率快速控制技术[J]. *电力建设*, 2017, 38(6):73-79.
- Qu Yanxia, Ma Qinfeng, Shi Bonian, *et al.* Fast control technology of isolated frequency for VSC-HVDC interconnected grid [J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(6):73-79.
- [16] 鲍正杰, 李生虎. 基于VSC-HVDC有功支援和自适应低频减载的区域电网频率控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2014, 42(20): 32-37.
- Bao Zhengjie, Li Shenghu. Frequency control for regional system based on active power support from VSC-HVDC and adaptive under-frequency load shedding[J]. *Power System Protection and Control*, 2014, 42(20):32-37.
- [17] 江守其, 李国庆, 辛业春, 等. 风电经架空线双极MMC-HVDC并网的直流故障穿越协调控制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(11):3516-3526.
- Jiang Shouqi, Li Guoqing, Xin Yechun, *et al.* Coordinated control strategies for DC fault ride-through of wind power integration via bipolar MMC-HVDC overhead lines[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(11):3516-3526.
- [18] 李国庆, 娄剑, 边竞, 等. 考虑直流断路器的MMC-HVDC系统直流电压保护误动分析[J]. *东北电力大学学报*, 2018, 38(2):1-8.
- Li Guoqing, Lou Jian, Bian Jing, *et al.* Analysis on malfunction of MMC-HVDC DC voltage protection consider DC circuit breaker protection[J]. *Journal of Northeast Electric Power University*, 2018, 38(2):1-8.

收稿日期:2020-07-26

修改稿日期:2020-09-09