

LCC型双端直流中引出并联FB-MMC功率分支站的混合型多端直流输电系统的混合型多端直流输电系统

李少华¹, 王秀丽¹, 彭忠², 李泰², 王建华³

(1. 西安交通大学 电气工程学院, 陕西省 西安市 710049;

2. 许继电气股份有限公司, 河南省 许昌市 461000;

3. 厦门大学 嘉庚学院, 福建省 漳州市 363105)

Hybrid Multi-Terminal Integration of Parallel FB-MMC Tapping Station into LCC-HVDC Transmission Link

LI Shaohua¹, WANG Xiuli¹, PENG Zhong², LI Tai², WANG Jianhua³

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China;

2. XJ Electric Co., Ltd., Xuchang 461000, Henan Province, China;

3. Tan Kah Kee College, Xiamen University, Zhangzhou 363105, Fujian Province, China)

ABSTRACT: Tapping bulk HVDC links to serve intermediate loads or to pick up renewable energy resources always presents formidable technical and economic challenges to system designers. It is seen as quite difficult, and so is DC current coordination between multi-terminals. In order to solve this problem, a novel hybrid HVDC system with full bridge modular multilevel converter (FB-MMC) based tapping station is proposed. Control and coordination strategies for tapping station are investigated emphatically. Firstly, coordination for 3-terminal hybrid system is put forward which is more concise compared to line commutated converter based 3-terminal system. Secondly, on premise of being capable of operating under lower DC voltage with over modulation and free from effect of AC voltage drop, DC fault ride-through strategy and control method of FB-MMC station are improved. Finally, using PSCAD/EMTDC models, three cases, i.e. DC fault, power reversal and AC system fault at tapping station, are studied. Compared with line commutated converter based 3-terminal system, simulation results indicate that the proposed scheme can simplify coordination between terminals, optimize overall system performance and is more favorable for resisting AC voltage drop.

KEY WORDS: hybrid HVDC system; parallel tapping station; full bridge modular multilevel converter; DC fault clearing; coordination control

摘要: 电网换相型高压直流输电系统(line commutated converter based high voltage direct current, LCC-HVDC)型直流输电系统难以引出功率分支,且多端系统间的电流协调困难。为解决这一问题,方便线路走廊附近的区域供电和可再

生能源的接入,提出从LCC型双端直流输电系统中导出一个全桥子模块模块化多电平换流器(full bridge based modular multilevel converter, FB-MMC)功率分支站的混合型多端直流输电系统方案。重点研究了含FB-MMC功率分支站的多端直流系统控制及协调策略,在直流低电压和过调制运行工况下,研究设计了FB-MMC功率分支站的控制策略,并对直流故障穿越策略进行了优化,同时设计了混合直流系统的功率反转策略。最后采用PSCAD/EMTDC对直流故障穿越、功率反转和功率分支站的交流系统故障进行了仿真研究。结果表明,与LCC分支方案相比,FB-MMC方案能够简化多端系统间的协调控制,优化系统整体性能,并能更好地抵抗交流系统故障。

关键词: 混合直流输电系统; 并联支路站; 全桥模块化多电平换流器; 直流故障清除; 协调控制

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2016.09.030

0 引言

尽管电网换相型高压直流(line commutated converter based high voltage direct current, LCC-HVDC)输电系统已广泛应用于远距离大容量输电、非同步电网的互联等场合^[1-4],但目前投运的LCC-HVDC系统绝大多数仍为点对点的双端直流输电系统^[5]。LCC-HVDC难以引出功率分支,其单位功率成本太高且控制系统复杂^[6-9]。随着社会经济和技术的发展,大容量LCC-HVDC输电系统线路走廊附近的部分地区存在从直流系统引出功率支路的需求,如偏远地区的负荷供电和可再生能源的接入,因此含功率分支站的多端直流引起了广泛关

注。近期,中亚—南亚四国(吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦、阿富汗和巴基斯坦)正规划建设一条跨国三端直流输电系统(CASA-1000),计划将吉尔吉斯斯坦和塔吉克斯坦夏季过剩的水电送往阿富汗和巴基斯坦。首端和末端换流站额定容量为 1300 MW,阿富汗中间支路站计划引出 300 MW 的直流功率。由于阿富汗换流站要求既可整流运行也可逆变运行,且考虑到主站远期的功率反送需求,所有换流站都要求能量能够双向流动^[10]。

针对 LCC-HVDC 的功率分支引出问题,国外已有不少研究经验^[6-9,11-14]。主要技术方案有 2 种,即串联分支方案和并联分支方案。通常串联方式主要用于引出较少功率的场合,其功率分支站的容量常为主站容量的 10% 以下,且要求支路站的运行不影响原主站的控制。而并联方式则用于引出较大的直流功率,通常支路功率占主站容量的 20% 以上。目前世界上仅有的 2 条真正意义上的 LCC 型多端直流输电系统(意大利—科西嘉—撒丁岛三端直流和魁北克—新英格兰五端直流)^[15-17]都属于此类。然而并联支路引出方案使原双端直流演变成多端直流系统,由于其分支功率相对较大,复杂精细的多端协调控制必不可少,且高度依赖于通信系统。分支站的交流系统故障会给整个直流系统带来严重影响,一旦发生换相失败,小容量分支站常因严重过载或不可恢复的连续换相失败而导致整个直流系统闭锁。因此为增强系统的抗扰动能力,常常需要大幅增加小站的设计容量并加大平抗,导致分支站设计容量与主站容量几乎相当。此外,小站的熄弧角也往往运行于较高值,如科西嘉的额定角度为 40° ^[15-16],需要更多的无功补偿。

全控型器件和新型换流器拓扑结构的出现,为 LCC-HVDC 引出分支功率带来了新的机遇。基于全控型器件的电压源换流器(voltage sourced converter, VSC)具有独立控制有功无功、不存在换相失败、可向无源孤岛供电等优点,具有广阔的发展前景^[18-22]。其中模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)以运行损耗小、扩展性强、成本相对较低等优势成为研究热点^[23-30]。

为解决上述 LCC-HVDC 并联分支功率的引出问题,本文以 CASA-1000 为研究背景,提出了一种新型的 LCC-HVDC 系统分支功率引出方案,即分支功率站采用全桥子模块的模块化多电平结构(full bridge based modular multilevel converter, FB-MMC)的电压源换流器,同时重点研究了该混合型多端直流的功率协调控制策略和分支功率站对

交直流系统故障的应对策略,最后对该三端混合型直流进行了整体仿真分析,验证 FB-MMC 功率支路引出方案的优越性。

1 混合多端直流系统方案

1.1 功率分支站换流器选择

由于 CASA-1000 阿富汗换流站引出功率约占主站额定容量的 23%,结合国外的研究经验,分支功率站宜采用并联接线方式。如引言所述,若分支功率站采用 LCC 型换流站,主要存在以下问题:

1) LCC-HVDC 多端系统的功率协调控制十分复杂精细,对站间通信的依赖程度高,且暂态过程中电压控制站的电流裕度难以保证。

2) 支路小站遭受换相失败和过载的风险很大,可能会大幅降低整个直流系统的可用率。

3) 单位功率成本过高,且分支站需要运行于较大的熄弧角方式,消耗更多的无功功率,增加换流阀的应力。

4) 由于晶闸管电流不能反向,分支站功率反转只能通过反转电压极性实现,因此需要额外配置开关刀闸。

为解决上述问题,并兼顾架空线路直流故障穿越的需要,本文提出引出一个电压源支路,换流器采用全桥子模块的模块化多电平结构,如图 1—2 所示。

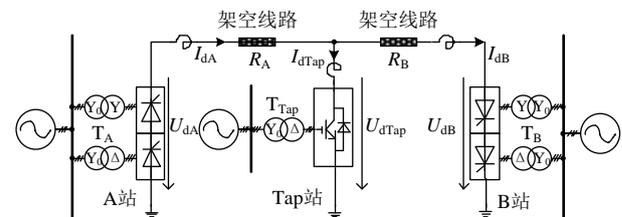


图 1 含电压源并联分支站的单极混合型多端直流系统
Fig. 1 Mono-polar hybrid multi-terminal DC system with a parallel VSC tapping station

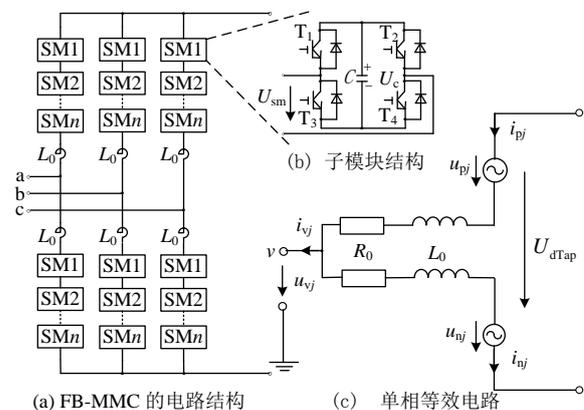


图 2 FB-MMC 分支功率站拓扑结构
Fig. 2 Topology structure of the FB-MMC tapping station

FB-MMC 分支功率站的引入使得原 LCC 型双端直流系统演变成混合型多端直流系统, 它可简化多端直流系统各端间的功率协调。分支功率站没有换相失败问题, 回避了 LCC 型中间换流站发生连续换相失败导致整个直流系统闭锁的风险。此外, FB-MMC 具有直流故障穿越能力并可输出负电压, 本站的功率反转只需反转电流方向即可, 即便是主站的功率反转也可通过反转电压极性实现, 因此不需配置额外的开关设备。更为重要的是 FB-MMC 可以实现过调制, 即使是直流故障或直流低电压运行期间, 也可输出额定的交流电压, 维持正常的交流侧无功功率补偿。

FB-MMC 由如图 2(b)所示的全桥子模块级联而成。当 T_1 、 T_4 导通, T_2 、 T_3 关断时, 子模块处于正投入状态; 当 T_1 、 T_4 关断, T_2 、 T_3 导通时, 子模块处于负投入状态; 当 T_1 、 T_2 导通, T_3 、 T_4 关断或 T_1 、 T_2 关断, T_3 、 T_4 导通时, 子模块处于切除状态。

1.2 数学模型

如图 1 所示, LCC 采用 12 脉波换流器结构, 设 A 站和 B 站换流变阀侧空载线电压有效值分别为 U_A 和 U_B , 直流电压分别为 U_{dA} 和 U_{dB} , 换相电抗分别为 X_{rA} 和 X_{rB} , 直流电流分别为 I_{dA} 和 I_{dB} , 触发角和熄弧角分别为 α 和 γ 。FB-MMC 功率分支站直流电压为 U_{dTap} , 直流电流为 I_{dTap} , 则可得:

$$U_{dA} = 2.7U_A \cos \alpha - \frac{6}{\pi} X_{rA} I_{dA} \quad (1)$$

$$U_{dB} = 2.7U_B \cos \gamma - \frac{6}{\pi} X_{rB} I_{dB} \quad (2)$$

$$I_{dA} = \frac{U_{dA} - U_{dTap}}{R_A} \quad (3)$$

$$I_{dB} = \frac{U_{dTap} - U_{dB}}{R_B} \quad (4)$$

$$I_{dTap} = I_{dA} - I_{dB} \quad (5)$$

Tap 站等效图如图 2(c)所示, 其中 U_{pj} 和 U_{nj} 分别为 j 相上、下桥臂的电压; i_{pj} 和 i_{nj} 分别为 j 相上、下桥臂的电流; u_{vj} 和 i_{vj} 分别为交流出口侧的电压和电流; R_0 和 L_0 分别为桥臂电感的电阻和电抗值。当忽略桥臂电感和桥臂等效电阻的影响时有

$$U_{dTap} = U_{pj} + U_{nj}, \quad j = a, b, c \quad (6)$$

$$u_{vj} = \frac{U_{nj} - U_{pj}}{2}, \quad j = a, b, c \quad (7)$$

对于半桥结构的 MMC 而言, 由于半桥子模块只能输出正电压, 因此 U_{pj} 和 U_{nj} 都大于 0。而 FB-MMC 的桥臂可以输出负电压, 由式(6)和式(7)

可知, 即便是低直流电压运行状态下, FB-MMC 也可输出额定的交流电压值, 保证交流侧的无功功率补偿量。

环流抑制是 MMC 的一个重要研究课题, 由文献[23]可知, 正常对称工况下桥臂电流中含有 2 倍频的负序环流, 而在不对称工况下, 还将额外出现 2 倍频正序和零序分量。考虑到环流抑制后, 由图 2(c)可知, 桥臂电压的参考值可表示为

$$\begin{cases} U_{pj_ref} = (U_{dTap} / 2) - e_{j_ref} - u_{diffj_ref} \\ U_{nj_ref} = (U_{dTap} / 2) + e_{j_ref} - u_{diffj_ref} \end{cases}, \quad j = a, b, c \quad (8)$$

式中: U_{pj_ref} 和 U_{nj_ref} 分别为 j 相上、下桥臂的电压参考值; e_{j_ref} 为 j 相交流电压调制波; u_{diffj_ref} 为 j 相环流抑制器输出的电压参考值。当直流电压为 0 时有

$$\begin{cases} U_{pj_ref} = -e_{j_ref} - u_{diffj_ref} \\ U_{nj_ref} = e_{j_ref} - u_{diffj_ref} \end{cases}, \quad j = a, b, c \quad (9)$$

可见, 此时桥臂电压中无直流分量, 但由于桥臂电压可为负值, 仍可输出额定交流电压, 这在半桥结构的 MMC 中无法实现。

2 混合多端直流输电系统运行策略

2.1 LCC 站控制策略

LCC-HVDC 换流站控制系统常配置有直流电流、直流电压及熄弧角 3 个核心控制器, 典型的配合方式为电流裕度控制^[2-3]。本文的整流站配置直流电流及电压控制器, 逆变站额外再配置熄弧角控制器。正常工况下, 整流站控制直流电流, 电压控制器用于限制直流过电压; 逆变站通过电压控制器控制直流电压, 电流控制器和熄弧角控制器后备, 以防整流站电流控制权转移或逆变侧交流电压跌落。

2.2 FB-MMC 功率分支站控制策略

FB-MMC 基于全控制型器件, 没有换相失败问题, 且不需交流系统提供电压支持。全控制型器件有两个控制自由度, 对于电压源换流器, 基于 d-q 轴解耦的直接电流矢量控制较间接电流控制方式精度更高、速度更快, 因此本文也采用直接电流控制。基本控制框图如图 3 所示, 主要包括外环功率控制器、内环电流控制器、环流抑制器、子模块电容电压平衡控制器、直流电流控制器和阀控制脉冲发生器等。

外环功率控制采用文献[23]中的控制策略, 交流电网的 d-q 轴电流参考值由式(10)计算得到。

$$\begin{cases} I_{d_ref} = \frac{u_d P_{ref} - u_q Q_{ref}}{u_d^2 + u_q^2} \\ I_{q_ref} = \frac{P_{ref} u_q + Q_{ref} u_d}{u_d^2 + u_q^2} \end{cases} \quad (10)$$

系统提供的故障电流。对于 VSC 站来说, 采用传统的直流故障穿越策略存在两个问题: 一是故障电流对子模块电容持续充电, 电容电压波动变大; 其次是故障期间交流侧无功控制功能失效。针对该问题, 本文提出限电流故障穿越法, 利用 FB-MMC 可过调制和负电压运行的特性, 直流故障穿越期间不闭锁 FB-MMC。

如图 3 所示, 当系统检测到直流接地故障后, 使能直流电流控制器和子模块电容电压平衡控制器(即 $I_{dc_en}=U_{c_bal_en}=1$), 并将直流电流控制器的电流参考值置为 0(即 $I_{dcref}=0$)。由直流电流控制器通过调节 FB-MMC 的输出电压实现故障电流的抑制, 因此整个故障期间, 换流器并不闭锁, 而是运行于过调制低电压状态下, 子模块电容电压及无功功率补偿都处于可控状态。待故障消失后, 再禁用直流电流控制器和子模块电容电压平衡控制器(即 $I_{dc_en}=U_{c_bal_en}=0$)并恢复系统的有功功率。

本文提出的限电流穿越法较传统方法性能上更为优越, 在直流故障穿越过程中, 基本不影响换流器的无功功率控制且子模块电容电压更为平稳。而传统方法在直流故障期间所有子模块都处于闭锁状态, 因而无法提供无功功率, 且子模块电容因故障电流的持续充电, 其电压不可控地持续升高。

3.2 功率反转控制策略

LCC 主站功率反转时, 需要改变电压极性。尽管 Tap 站可以通过反转电流的方式来反转功率, 但由于其并联在直流线路上, 因此当主站反转功率时, Tap 站也必须同时反转其直流电压。

由于 LCC 主站的功率反转策略已比较成熟, 在此不赘述, 本文重点研究主站功率反转过程中 Tap 站的协调配合策略, 如图 5 所示。当 Tap 站收

到主站的功率反转指令后, Tap 站降低有功功率至 0.1 pu, 待直流电流小于或等于 0.1 pu 后, 启动直流电流控制器和子模块电容电压平衡控制器(即 $I_{dc_en}=U_{c_bal_en}=1$)。此时, Tap 站维持 0.1pu 的直流电流, 等待 LCC 主站的功率反转结束。当主站功率反转结束后, Tap 站禁用直流电流控制器和子模块电容电压控制器, 并切换为功率控制模式恢复其原有有功功率定值, 至此整个功率反转结束。

需要强调的是, 在功率反转过程中, 线路直流电压快速变化, 直流电流控制器快速调节 Tap 站的直流电压, 实现电压反转。

4 仿真验证

4.1 仿真系统参数

为对所提出的控制策略进行验证, 本文基于 PSCAD/EMTDC 仿真工具, 搭建了如图 1 所示的单极仿真系统。直流系统额定电压为 500 kV; A 站、B 站和 Tap 站的额定电流分别为 1.3、1、0.3 kA; A 站与 Tap 站间和 Tap 站与 B 站间的输电线路长度分别为 500 和 250 km, 线路电阻为 0.014 682 Ω /km。Tap 站换流器每个桥臂包含 200 个子模块, 子模块电容额定电压为 2.5kV, 桥臂电抗 350 mH。三端交流系统及换流变参数如表 1 所示。

项目	交流系统 电压/kV	交流短路 容量/MVA	换流变 变比	换流变容量/ MVA	换流变短路 百分比/%
A 站	500	3300	500/212.0	389.7	17.5
Tap 站	220	690	220/260.3	180.0	14.0
B 站	500	3300	500/205.8	378.3	17.5

4.2 交流系统电压跌落仿真

图 6 为当交流电压跌落 20% 时, Tap 站分别采用 LCC 和 FB-MMC 方案的对比波形。图 6 (a) 为采用 LCC 方案时的仿真波形, 为降低换相失败风险, 参考科西嘉换流站设计, Tap 站的额定熄弧角设计值为 40° ^[15-16]。如图 6 (a) 所示, 在 $T=4$ s 时交流电压跌落 20%, LCC 发生换相失败, 直流电压大幅跌落, 直流电流剧增。直流系统检测到换相失败后快速移相处理后系统开始恢复, 但在 $T=4.25$ s 时 Tap 站再次发生换相失败。

图 6 (b) 为采用 FB-MMC 方案时的仿真波形。对于 FB-MMC 而言, 如图所示, 交流电压跌落时直流系统仍能稳定运行, 但受交流侧过流限制, 传输的有功功率有所减少。综上所述, 当 Tap 站采用 FB-MMC 方案时可以回避 LCC 的换相失败问题,

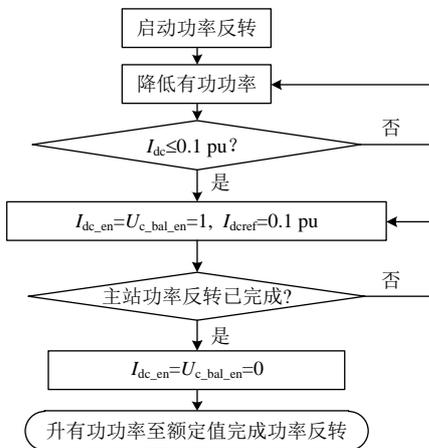


图 5 主站功率反转过程中分支站的控制流程
Fig. 5 Diagram of the control strategy for the tapping station when main stations reverse power

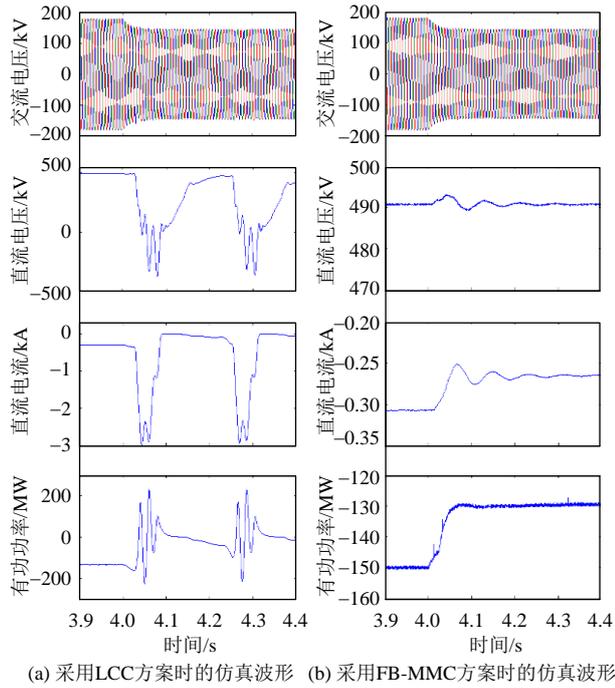


图 6 分支站交流电压跌落对比波形

Fig. 6 Waveforms comparison for AC voltage drop in the tapping station

尤其当连接弱交流系统时，该方案对提高整个直流系统的稳定性和可用率尤为重要。

4.3 直流故障穿越仿真

故障发生前 Tap 站运行于逆变状态，吸收 150 MW 的有功功率并同时为交流系统提供 50 Mvar 的无功功率。T=4.5 s 时架空线路距离 A 站 250 km 处发生瞬时金属性接地短路故障，故障持续 100 ms。故障发生后，直流电压大幅跌落，电流迅速增大，子模块电容电压也随之跌落。约 5 ms 后保护检测到故障，整流侧 LCC 快速移相灭熄，Tap 站则使能直流电流控制器迅速抑制本侧故障电流至零。待故障电流消失且进行 200 ms 去游离后重启直流系统。当 T=5 s 时主站已完成功率恢复，此时 Tap 站切换为功率控制模式，恢复其有功功率定值。如图 7 中无功功率曲线所示，整个直流故障穿越过程中 Tap 站的无功功率控制基本不受影响，恒定地为交流系统补偿约 50 Mvar 无功。图 7 中子模块平均电压曲线表明子模块电容在故障初快速放电，但当保护检测到故障后 Tap 站的直流故障穿越策略迅速恢复其电容电压。

4.4 直流功率反转仿真

图 8 为主站功率反转过程中 A 站和 Tap 站的波形。初始工况下，A 站为整流站，B 站和 Tap 站为逆变站，A 站和 Tap 站处于直流功率控制模式，B 站为直流电压控制模式。

在 T=4 s 时启动 LCC 主站的功率反转，A 站逐

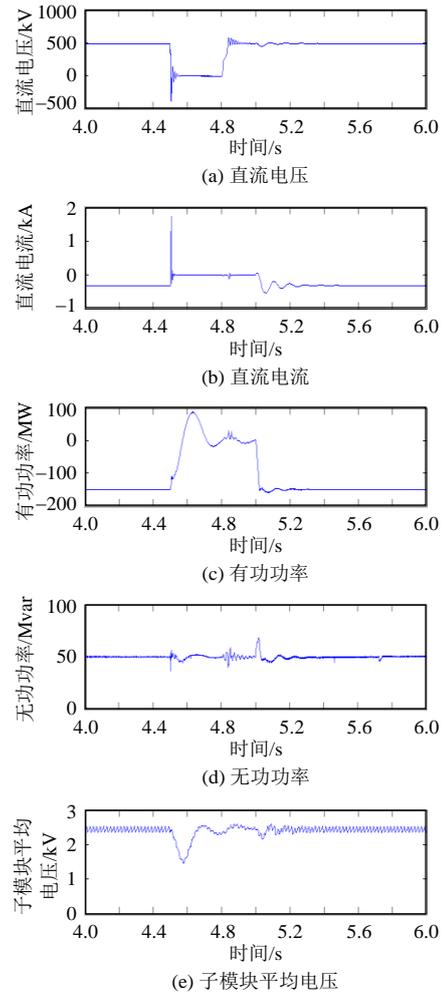


图 7 Tap 站直流故障穿越波形

Fig. 7 Waveforms of the tapping station for DC fault ride-through

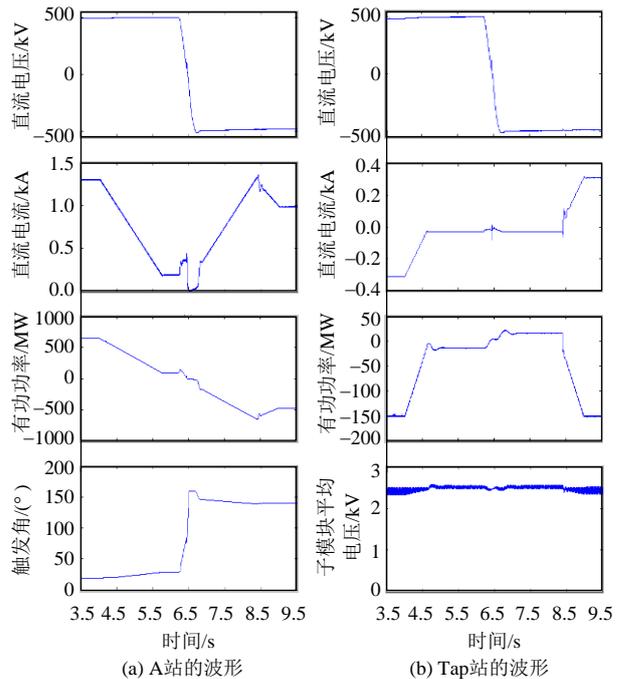


图 8 LCC 主站功率反转时直流系统波形

Fig. 8 Waveforms of the DC system when the main LCC stations reversing their power

渐降低直流电流。Tap 站也随之逐渐降低功率定值, 在 $T=4.7$ s 时 Tap 站切换为直流电流控制, 并同时使能子模块电容电压平衡控制器, 直流电流被控制至 0.1 pu。在 LCC 主站功率降到最小值后 B 站快速降低直流电压, $T=6.43$ s 时 A 站转化为逆变站并切换为电压控制方式, 其触发角快速向 160° 方向变化, 直流电压迅速反向到 -500 kV; 与此同时, B 站完成向整流状态的转变, 并切换到电流控制方式, 然后恢复直流系统的有功功率。当 $T=8.43$ s 时, LCC 主站已完成功率反转, 此时 Tap 站切换为有功功率控制模式, 功率逐渐恢复至 -150 MW。整个功率反转过程中, 子模块电容电压比较平稳。

8.43 s 后由于 B 站输送的功率不变, 随着 Tap 站功率的增加, 图 8(b)所示的 A 站直流电流逐渐降低。

5 结论

本文针对 LCC-HVDC 难以引出一个同型的分支功率站, 并以规划的跨国 CASA-1000 工程为研究背景, 提出引出一个 FB-MMC 站的支路引出方案, 并对该混合式并联三端系统的控制策略进行了研究, 得到结论如下:

1) 本文提出的基于 FB-MMC 的支路分支方案, 能够简化多端直流系统的功率协调控制, 避免了 LCC 型分支方案时交流系统故障对分支站及整个直流系统的危害。本文设计的控制策略具有良好的稳态及暂态性能。

2) FB-MMC 具有直流故障抑制能力, 能够适用于架空线场合。在直流故障穿越期间, FB-MMC 能够快速地控制本站电流至零, 具有直流故障自清除能力, 并能持续地补偿无功功率。

3) FB-MMC 电压电流都可反向, 因此主 LCC 站功率不反转时它可通过反转电流来反转自身功率; 当主 LCC 站功率反转时, 它可通过反转电压极性来反转功率, 因此不需配置额外的开关刀闸, 加快了功率的反转速度。

参考文献

[1] 刘振亚, 秦晓辉, 赵良, 等. 特高压直流分层接入方式在多馈入直流电网的应用研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 1-7.
Liu Zhenya, Qin Xiaohui, Zhao Liang, et al. Study on the application of UHVDC hierarchical connection mode to multi-infeed HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 1-7(in Chinese).

[2] 李少华, 王秀丽, 张望, 等. 特高压直流分层接入交流电网方式下直流控制系统设计[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(10): 2409-2416.
Li Shaohua, Wang Xiuli, Zhang Wang, et al. Control system design for UHVDC hierarchical connection to AC grid[J]. Proceedings of the

CSEE, 2015, 35(10): 2409-2416(in Chinese).

[3] 许烽, 徐政. 基于 LCC 和 FHMMC 的混合型直流输电系统[J]. 高电压技术, 2014, 40(8): 2520-2530.
Xu Feng, Xu Zheng. Hybrid HVDC system based on LCC and FHMMC[J]. High Voltage Engineering, 2014, 40(8): 2520-2530(in Chinese).

[4] 李少华, 刘涛, 苏匀, 等. ± 800 kV 特高压直流输电系统解锁/闭锁研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(6): 84-87.
Li Shaohua, Liu Tao, Su Yun, et al. Research on de-blocking/blocking operation in ± 800 kV UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(6): 84-87(in Chinese).

[5] 李少华, 王秀丽, 张爱玲, 等. 并联换流器高压直流输电系统控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 132-137.
Li Shaohua, Wang Xiuli, Zhang Ailing, et al. Control strategies for HVDC transmission system with parallel connection of converters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 132-137(in Chinese).

[6] Zadkhan S, Foruhi-Firuzabad M, Aminifar F, et al. Reliability evaluation of an HVDC transmission system tapped by a VSC station[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(3): 1962-1970.

[7] Hao Q, Ooi B. Tap for classical HVDC based on multilevel current-source inverters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(4): 2626-2632.

[8] Aredes M, Portela C, Machado F C. A 25-MW soft-switching HVDC tap for ± 500 -kV transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19(4): 1835-1842.

[9] Bahram M, Baker M, Bowles J, et al. Integration of small taps into(existing) HVDC links[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(3): 1699-1706.

[10] Inter-Governmental Council. Supply & installation of multi terminal HVDC converter stations in Pakistan, Afghanistan and Tajikistan with related O&M services associated with CASA 1000, Chapter-1: general[Z]. Guangzhou: Electric Power Research Institute, China Southern Power Grid Co., Ltd., 2015.

[11] Hartshorne A, Toit Mouton H, Madawala U K. An investigation into series power tapping options of HVDC transmission lines[C]//Future Energy Electronics Conference, Tainan, 2013: 568-573.

[12] Krishanyya P C S, Lefebvre S, Sood V K, et al. Simulator study of multiterminal HVDC system with small parallel tap and weak AC systems[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1984, PAS-103(10): 3125-3132.

[13] Sau-Bassols J, Egea-Alvarez A, Prieto-Araujo E, et al. Current source converter series tapping of a LCC-HVDC transmission system for integration of offshore wind power plants[C]//11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2015: 1-7.

[14] Aghaebrahimi M R, Menzies R W. Small power tapping from HVDC transmission systems a novel approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, 12(4): 1698-1703.

[15] Long W F, Reeve J, McNichol J R, et al. Application aspects of multiterminal DC power transmission[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1990, 5(4): 2084-2098.

[16] Mazzoldi F, Taisne J P, Martin J B, et al. Adaptation of the control equipment to permit 3-terminal operation of the HVDC link between Sardinia, Corsica and mainland Italy[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1269-1274.

[17] Billon V C, Taisne J P, Arcidiacono V, et al. The Corsican tapping: from design to commissioning tests of the third terminal of the Sardinia-Corsica-Italy HVDC[J]. IEEE Transactions on Power

- Delivery, 1989, 4(1): 794-799.
- [18] 黄守道, 叶虹志, 张文娟, 等. 基于虚拟磁链的直接功率控制在 VSC-HVDC 中的应用[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 852-857.
Huang Shoudao, Ye Hongzhi, Zhang Wenjuan, et al. Application of virtual flux based direct power control in VSC-HVDC power transmission[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 852-857(in Chinese).
- [19] 操丰梅, 朱喆, 张效宇, 等. VSC-HVDC 中直流换流器的比例积分准谐振重复控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 968-975.
Cao Fengmei, Zhu Zhe, Zhang Xiaoyu, et al. Proportional integral-quasi-resonant-repetitive control strategy for VSC of VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 968-975(in Chinese).
- [20] 吕敬, 施刚, 蔡旭, 等. 大型风电场经 VSC-HVDC 交直流并联系统并网的运行控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(3): 639-646.
Lü Jing, Shi Gang, Cai Xu, et al. Control strategies of large wind farms integration through AC DC parallel transmission system based on VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2015, 39(3): 639-646(in Chinese).
- [21] 熊凌飞, 韩民晓. 基于组合方式的多端柔性直流输电系统控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1586-1592.
Xiong Lingfei, Han Minxiao. A novel combined control strategy for VSC-MTDC[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1586-1592(in Chinese).
- [22] 王松, 李庚银, 周明, 等. VSC-MTDC 控制系统的参数优化及柔性调整策略[J]. 电网技术, 2015, 39(2): 380-386.
Wang Song, Li Gengyin, Zhou Ming, et al. Parameter optimization and soft regulation strategy of VSC-MTDC control system[J]. Power System Technology, 2015, 39(2): 380-386(in Chinese).
- [23] Li S, Wang X, Yao Z, et al. Circulating current suppressing strategy for MMC-HVDC based on nonideal proportional resonant controllers under unbalanced grid conditions[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(1): 387-397.
- [24] 唐庚, 徐政, 薛英林. LCC-MMC 混合直流输电系统[J]. 电工技术学报, 2013, 28(10): 301-310.
Tang Geng, Xu Zheng, Xue Yinglin. A LCC-MMC hybrid HVDC transmission system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(10): 301-310(in Chinese).
- [25] 郭春义, 赵成勇, 彭茂兰, 等. 一种具有直流故障穿越能力的混合直流输电系统[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(17): 4345-4352.
Guo Chunyi, Zhao Chengyong, Peng Maolan, et al. A hybrid HVDC system with DC fault ride-through capability[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4345-4352(in Chinese).
- [26] 刘普, 王跃, 雷万钧, 等. 优化模型预测控制与级联控制策略下 MMC 运行特性对比[J]. 电网技术, 2015, 39(2): 393-399.
Liu Pu, Wang Yue, Lei Wanjuan, et al. Comparison of operating characteristics of modular multilevel converter under optimized model predictive control strategy and cascaded control strategy[J]. Power System Technology, 2015, 39(2): 393-399(in Chinese).
- [27] 郭高朋, 胡学浩, 温家良, 等. 基于大规模子模块群的 MMC 建模与快速仿真算法[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1226-1232.
Guo Gaopeng, Hu Xuehao, Wen Jialiang, et al. A large-scale submodule group based algorithm for modeling and high-speed simulation of modular multilevel converter[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1226-1232(in Chinese).
- [28] 裘鹏, 杨美娟, 章姝俊, 等. MMC-MTDC 系统协调启动控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1800-1807.
Qiu Peng, Yang Meijuan, Zhang Shujun, et al. Coordinated start-up strategy for MMC-MTDC system[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1800-1807(in Chinese).
- [29] 行登江, 吴金龙, 王先为, 等. MMC-HVDC 系统直流断线故障特性分析[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1825-1832.
Xing Dengjiang, Wu Jinlong, Wang Xianwei, et al. Analysis on characteristic of DC transmission line breakage fault in modular multilevel converter based HVDC transmission system[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1825-1832(in Chinese).
- [30] 褚衍超, 黄守道, 孔凡蓬, 等. 基于内模控制器的 MMC-HVDC 稳态控制[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2223-2229.
Chu Yanchao, Huang Shoudao, Kong Fanpeng, et al. Steady State Control of MMC-HVDC System Based on Internal Model Controller[J]. Power System Technology, 2015, 39(8): 2223-2229(in Chinese).
- [31] Tu Q, Xu Z, Xu L, et al. Reduced switching-frequency modulation and circulating current suppression for modular multilevel converters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(3): 2009-2017.



李少华

收稿日期: 2015-12-31。

作者简介:

李少华(1982), 男, 通信作者, 博士研究生, 工程师, 主要从事常规直流、柔性直流控制保护和电力系统实时仿真方面的研究工作, E-mail: 380403132@qq.com;

王秀丽(1961), 女, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统规划、电力系统可靠性分析、新型输电技术及高压直流输电工作;

彭忠(1986), 男, 硕士, 工程师, 主要从事直流输电控制保护设计工作;

李泰(1981), 男, 硕士, 工程师, 主要从事直流输电控制保护设计工作;

王建华(1951), 男, 博士, 教授, 主要从事新型输电技术及高压直流输电工作。

(责任编辑 马晓华)