

中俄背靠背换流站直流系统与 静止无功补偿器的协调运行

殷威扬¹, 刘宝宏¹, 马世英², 赵 良²

(1. 国网直流工程建设有限公司, 北京市 东城区 100005;

2. 中国电力科学研究院, 北京市 海淀区 100085)

Coordinated Operation of HVDC/SVC in China-Russia Back-to-Back Converter Station

YIN Wei-yang¹, LIU Bao-hong¹, MA Shi-ying², ZHAO Liang²

(1. State Grid DC Project Construction Co., Ltd, Dongcheng District, Beijing 100005, China;

2. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100085, China)

ABSTRACT: The AC system at the China side of China-Russia back-to-back converter station located at China-Russia border is weak, to solve this problem a static var compensator (SVC) will be installed to match up with the operation of HVDC system and enhance transient stability of AC system. By means of simulation the capacity of the SVC is decided while following factors, such as restraining transient voltage fluctuation of converter bus, increasing the capacity of sectionalized banks of AC filter/capacitor and improving the stability of both AC and HVDC systems at China side, are taken into account. According to characteristics of SVC and performance verification of HVDC system, the operation characteristics of HVDC and SVC under different operating conditions are analyzed; on this basis the control objectives of SVC and the coordinated control principle by which SVC matches up with the operation of HVDC are proposed.

KEY WORDS: interconnection of power grids of China and Russia; back-to-back converter station; SVC; reactive compensation; coordinated operation; voltage fluctuation

摘要:为解决中俄联网背靠背换流站中国侧交流系统较弱的问题,在换流站中国侧安装了配合直流系统运行及提高交流系统暂态稳定性的静止无功补偿器(static var compensator, SVC)。从抑制换流母线暂态电压波动、提高交流滤波器/电容器分组容量及提高换流站中国侧交直流系统稳定性的角度考虑,通过仿真确定了换流站装设 SVC 的容量。同时结合 SVC 的特性及直流系统的性能要求,分析了直流系统和 SVC 在不同运行方式下的运行特性,提出了 SVC 的控制目标及 SVC 配合直流系统运行的协调控制原则。

关键词: 中俄联网; 背靠背换流站; 静止无功补偿器; 无功配置; 协调运行; 电压波动

0 引言

根据国家电网公司与俄罗斯统一电力股份有限公司共同签署的《中国国家电网公司与俄罗斯统一电力系统股份有限公司关于全面开展从俄罗斯向中国供电可行性研究的协议》^[1], 双方将在进一步扩大边境电力贸易的同时, 逐步实现从俄罗斯向中国的大规模送电。具体实施供电共分 3 个阶段: 第一阶段, 增大边境输电规模, 通过建设边境直流背靠背工程, 从俄罗斯远东电网向中国东北黑龙江省电网送电, 输电功率为 600~720 MW, 年供电量 3.6~4.3 TWh; 第二阶段, 到 2010 年开始通过±500kV 直流输电工程, 从俄罗斯远东电网向中国辽宁省电网送电, 输电功率为 3 000 MW, 年供电量 16.5~18 TWh; 第三阶段, 2015 年以后开始通过±800kV 直流输电线路, 从俄罗斯远东电网或东西伯利亚电网向中国东北或华北送电, 输电功率为 6 400 MW, 年供电量 38 TWh。

中俄直流背靠背联网工程较为特殊, 受端中国侧为弱交流系统, 为配合直流系统运行需加装 SVC 以增大交流滤波器/电容器分组容量, 并提高交流系统的暂态稳定性; 此外需要考虑 HVDC 与 SVC 之间的协调运行等问题。与此相关的研究文献尚不多见^[2-5]。

国际上安装 SVC 配合直流系统运行的工程有挪威南部港口城市克里斯蒂安桑至丹麦日德兰半岛的斯卡格拉克海峡直流工程^[6](1 000 MW)。克里斯蒂安桑换流站原已安装了容量为±140 Mvar 的调

相机(synchronous condenser, SC), 由于 SC 是旋转设备, 可靠性低, 需要经常停运检修, 降低了直流系统的能量可用率。因此, 1995 年在克里斯蒂安桑换流站安装了 1 台容量 ± 200 Mvar 的 SVC 替代 SC。

SVC 等无功设备的功能如下: 抑制直流甩负荷引起的暂时过电压; 抑制交流滤波器/电容器投切时引起的换流母线暂态电压波动; 在大扰动时提高交直流混合系统的恢复能力。

本文依托于中俄电力合作第一阶段的可行性研究工作^[7-10], 研究在背靠背换流站中方侧交流弱系统条件下, 从抑制换流母线暂态电压波动、提高交流滤波器/电容器分组容量以及提高换流站中国侧交直流系统稳定性的角度考虑, 通过仿真提出了换流站应装设 SVC 的容量。同时结合 SVC 的特性以及直流系统的性能要求, 研究直流系统和 SVC 在不同运行方式下的运行特性, 提出了 SVC 的控制目标以及 SVC 配合直流系统运行的协调控制原则。

1 背靠背换流站工程概况

根据中俄联网背靠背换流站工程的可行性研究, 规划在中俄边境的中国侧建设黑河背靠背换流站, 容量为 750 MW。换流站的电气主接线如图 1 所示。

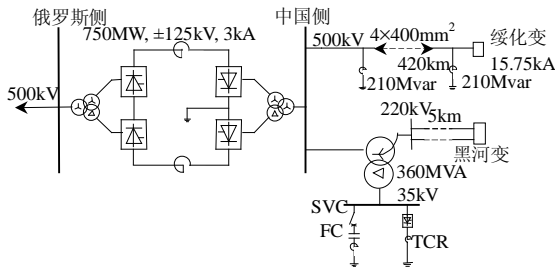


图 1 中俄联网黑河背靠背换流站的电气主接线

Fig. 1 The main-circuit diagram of Heihe back to back converter station of China-Russia network

换流站中方侧 500 kV 换流母线至兴福(绥化)变线路长度 420 km, 采用 $4 \times 400 \text{ mm}^2$ 导线, 在换流站侧和兴福(绥化)500 kV 变电站侧各安装 210 Mvar 的电抗器用于吸收线路的充电功率。

通常直流换流站换流母线的最小短路比^[11-13]不小于 3, 而换流站中国侧的交流系统较弱, 换流母线的短路比低, 最小短路比甚至小于 2, 这对换流器的正常运行带来不利的影 响, 需要选择可行的无功设备稳定换流母线电压。

经过综合比较 SVC 和 SC 以及静止无功发生器

(static compensator, STATCOM)3 种无功设备的技术经济可行性, 选择在换流站中国侧配置 SVC 的解决方案。

SVC 由晶闸管控制电抗器(thyristor control reactor, TCR)和固定电容器(fixed capacitor, FC)组成, 可以连续调节发出和吸收无功功率。目前, 大容量的 SVC 已能够实现国产化, 是平衡电网无功功率和稳定电网电压的有效手段。

在黑河背靠背换流站安装 SVC 的目的是配合直流系统运行, 提高中国侧交流系统暂态故障恢复能力, 抑制滤波器投切时换流母线的暂态电压波动, 并提高输电系统整体的稳定性。

换流站中 500/220 kV 联络变压器为自耦三绕组变压器, 容量为 360 MVA, 在其低压 35 kV 侧安装容量 100 Mvar 的 SVC 设备, 其中 TCR 的容量为 100 Mvar, FC 的容量为 100 Mvar。SVC 在换流站中作为一个独立的设备来考虑。

2 SVC 抑制换流母线暂态电压波动的作用

滤波器/电容器作为换流站内的无功功率补偿设备, 在投切滤波器时将引起换流母线暂态电压波动。根据中俄背靠背直流输电工程功能规范书的要求, 投切滤波器/电容器引起的换流母线暂态电压波动不允许超过 2%。

为验证 SVC 抑制换流母线暂态电压波动的能力, 利用时域仿真软件 PSCAD/EMTDC 4.2 建立了如图 1 所示的仿真系统, 研究 SVC 对滤波器投切时引起换流母线电压波动的抑制作用。SVC 的控制目标是抑制换流母线的暂态电压波动, 其控制响应时间约 20 ms。

换流站中国侧接入交流系统较弱, 在不采取任何抑制换流母线暂态电压波动的措施时, 投切不同分组容量的滤波器/电容器, 引起的换流母线电压波动如表 1 和表 2 所示。表 1 为无 SVC、直流系统输送 0.1 pu 功率时投切滤波器/电容器引起的电压波动量; 表 2 为无 SVC、直流系统输送 1.0 pu 功率时投切滤波器/电容器引起的电压波动量。可以看出, 要满足滤波器投切时引起的换流母线暂态电压波动不超过 2% 的要求, 滤波器/电容器分组容量不得超过 30 Mvar, 滤波器分组数量达到 16 台, 工程造价明显提高, 设备总体可靠性显著降低。

换流站中若安装 100 Mvar 的 SVC, 利用 SVC 快速平滑调节无功的能力, 可有效抑制滤波器/电容

器投切时引起的暂态电压波动。仿真结果如表3和表4所示。表3为有SVC、直流系统输送0.1 pu功率时投切滤波器/电容器引起的电压波动量；表4为有SVC、直流系统输送1.0 pu功率时投切滤波器/电容器引起的电压波动量。

表1 无SVC、直流输送0.1 pu功率时的电压波动
Tab.1 Voltage variation when 0.1 pu power transmitted by HVDC without SVC

(滤波器/电容器)容量/Mvar	20	30	40	50
投入时电压波动/%	1.0	1.4	1.7	2.4
切除时电压波动/%	1.0	1.4	1.7	2.4

表2 无SVC、直流输送1.0 pu功率时的电压波动
Tab.2 Voltage variation when 1.0 pu power transmitted by HVDC without SVC

(滤波器/电容器)容量/Mvar	20	30	40	50
投入时电压波动/%	1.2	1.8	2.3	2.9
切除时电压波动/%	1.3	2.1	3.1	4.2

表3 投入SVC、直流输送0.1 pu功率时的电压波动
Tab.3 Voltage variation when 0.1 pu power transmitted by HVDC with SVC

(滤波器/电容器)容量/Mvar	20	30	40	50
投入时电压波动/%	—	0.7	0.9	1.3
切除时电压波动/%	—	0.7	0.9	1.3

表4 投入SVC、直流输送1.0 pu功率时的电压波动
Tab.4 Voltage variation when 1.0 pu power transmitted by HVDC with SVC

(滤波器/电容器)容量/Mvar	20	30	40	50
投入时电压波动/%	0.6	1.0	1.1	1.3
切除时电压波动/%	0.8	1.1	1.5	1.8

对比表2和表4可以看出,投入SVC后,投切1组50 Mvar的滤波器,换流母线电压波动由4.2%降低至1.8%,有效抑制了换流母线电压的暂态波动。

通过仿真计算发现,投切相同容量的滤波器/电容器,如果进一步增加SVC容量,对换流母线电压暂态波动的抑制没有显著效果;如果增大滤波器/电容器分组容量,即使增加SVC容量,电压波动量也会提高。

综合考虑接入交流系统强度、SVC的容量和响应时间,换流站滤波器/电容器分组容量优化为50 Mvar。

3 SVC提高交直流系统稳定性的作用

根据电网规划,黑河背靠背换流站建设后,黑河换流站和500 kV绥化变电站之间将形成一个500 kV和220 kV的电磁环网,其电网接线如图2所示。黑河换流站处于黑龙江省网末端,系统薄弱,短路容量小,220 kV故障后电网易失去稳定。

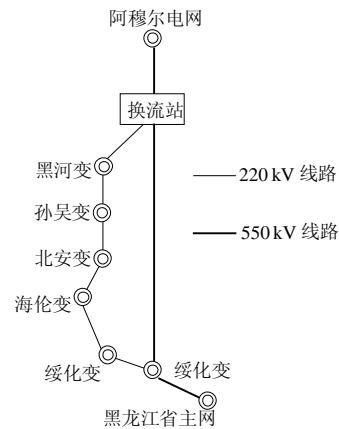


图2 中国黑河地区500/220 kV电磁环网

Fig. 2 500/220 kV electromagnetic loop of Heihe power grid of China

换流站中安装SVC配合直流系统运行后,在220 kV故障期间,SVC能够提供一定的无功电压支撑,将会提高交流系统的稳定性,确保电网安全稳定运行。采用BPA程序仿真计算表明,如在黑河换流站中安装40 Mvar的SVC,即使220 kV线路发生三相短路故障,电网仍能保持稳定运行^[8]。因此,在黑河换流站安装40 Mvar以上的快速可调无功补偿装置能够有效提高黑河地区电网的暂态稳定性。

4 换流站无功设备配置

4.1 换流站无功补偿设备

换流站无功补偿设备是指用于补偿换流器消耗的无功功率需要安装的无功设备,考虑到无功设备的经济性,SVC容量不计入换流站无功补偿设备总量。根据计算^[10],输送额定功率时,背靠背换流站中国侧消耗的最大无功功率为438 Mvar,滤波器分组容量为50 Mvar/组,则需要安装滤波器/电容器10组,其中1组为备用。

4.2 SVC容量的确定

确定SVC容量需要考虑SVC实现其功能要求所需的容量。根据抑制交流滤波器/电容器投切时引起的换流母线暂态电压波动的要求,将无SVC时投切波动的4.2%抑制到有SVC的2%以下。经仿真确定,实现该功能要求SVC容量约为50 Mvar。

根据在大扰动时提高交直流混合系统的恢复能力的要求,当接入交流系统中的220 kV系统发生故障时,在暂态扰动过程中采用SVC提高交流系统的稳定性,需要SVC在暂态过程中提供至少40 Mvar的无功功率。

综合以上2个方面的考虑,为保证设计中能够

涵盖绝大部分交直流系统运行方式,且留有一定的裕度,以确保得到较好的交直流系统运行性能,工程中确定 SVC 容量为 100 Mvar。SVC 安装于站内联络变压器低压 35kV 母线处,由 TCR 和 FC 构成,其中 TCR 容量为 100Mvar,FC 含有 2 组 3 次谐波滤波器和 2 组 5 次谐波滤波器,每组 3 次谐波滤波器容量 26Mvar,每组 5 次谐波滤波器容量 24Mvar。

5 HVDC 与 SVC 的协调运行

5.1 HVDC 的基本控制策略

在中俄联网黑河背靠背换流站中,直流系统采用的基本控制策略^[14-20]如下:直流电流由整流器的触发角 α 控制;逆变器的换流变阀侧空载直流电压 U_{dio} 和熄弧角 g 保持恒定。需要提高换流器无功消耗时,可通过增加整流器触发角 α 、逆变器熄弧角 g 来控制无功功率消耗,该功能简称无功功率控制(converter reactive power control, QPC)功能。稳态运行时, α 和 g 的最大值不宜超过 40° 。

逆变侧的换流变分接头只用于补偿逆变侧的交流母线电压变化,使逆变侧的 U_{dio} 保持在 $(1\pm 1.25\%)U_{dioN}$ (U_{dioN} 为换流变阀侧额定空载直流电压)范围内。通过控制整流侧的换流变分接头,使 α 保持在 $15^\circ\pm 2.5^\circ$ 范围内(启用 QPC 功能时除外)。

5.2 SVC 的控制目标

SVC 运行时为滤除 TCR 产生的谐波,必须在 35kV 母线上至少投入 1 组 3 次谐波滤波器和 1 组 5 次谐波滤波器,即投入 FC 的容量为 50Mvar。为解决直流系统小功率方式下换流站无功功率过剩的问题,FC 可分 2 次投入(先投入 50 Mvar,再投入 50Mvar),因此 SVC 的运行范围为 $-50\sim 100$ Mvar。

SVC 具有 2 个基本控制目标,即换流母线的暂态电压波动抑制和定无功功率控制。鉴于 SVC 容量的限制,SVC 不参与换流母线的稳态电压调节,换流母线的稳态电压由交流系统进行控制。

5.3 SVC 与 HVDC 的协调运行

在中俄联网工程中换流站中国侧交流系统很弱,最小短路比在 2 左右,直流系统的运行严格依赖于 SVC 的运行,如 SVC 停运,要求直流系统停运。

换流站中国侧与交流系统之间少量的无功交换变化就会引起换流母线电压很大的波动。因此,稳态运行时换流站采用与交流系统之间的定无功功率交换的控制,利用 SVC 平滑连续调节无功的能力,抑制换流母线上滤波器/电容器投切时产生的

电压波动。

按照是否需要直流系统启用 QPC 功能,将 SVC 与 HVDC 的协调运行分为 2 种工况:①换流站的小功率方式见图 3,在直流系统小功率方式下,需要启用 QPC 功能提高换流器消耗的无功功率;②换流站大功率方式见图 4,在直流系统大功率方式下,无需启用 QPC 功能提高换流器消耗的无功功率。2 种工况之间的分界点如图 3 中的点 2 所示。

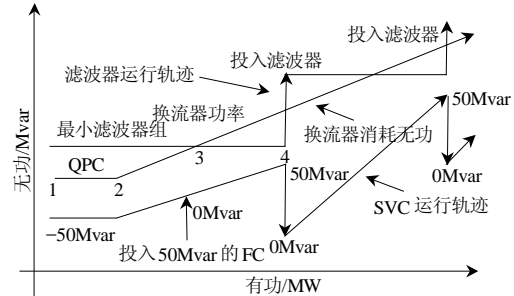


图 3 换流站小功率方式下 HVDC 与 SVC 的协调运行
Fig.3 Coordinated operation of HVDC and SVC at low power level of back-to-back converter station

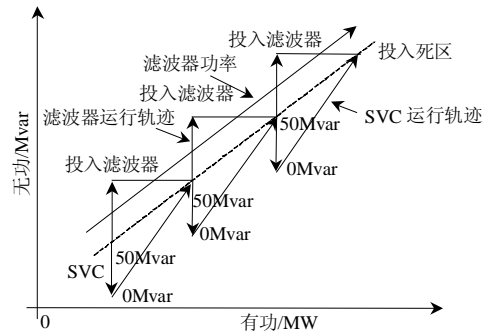


图 4 换流站大功率方式下 HVDC 与 SVC 的协调运行
Fig.4 Coordinated operation of HVDC and SVC at high power level of back-to-back converter station

无论是在换流站小功率方式下还是在换流站大功率方式下,稳态运行时 SVC 都至少具有 50 Mvar 的感性无功储备,以便在交流系统大扰动时提供暂态无功电压支撑,提高交直流系统的暂态稳定性。

(1) 换流站小功率方式。

在换流站小功率方式下,直流系统运行于最小功率时,要投入 2 组滤波器(称为最小滤波器组)以满足换流母线滤波性能的要求。此时,换流站投入的容性无功设备为 100Mvar, SVC 投入 TCR 和 50 Mvar 的 FC(对应的 SVC 运行范围为 $-50\sim 0$ Mvar,其中至少有 50 Mvar 的感性无功作为暂态无功储备),使其具有 50Mvar 的无功吸收能力。此时,直

流系统如不启用 QPC 功能, 逆变器能够消耗约 20Mvar 左右的无功, 则换流站仍富余 30Mvar 无功将流入交流系统。

为吸收换流站多余的无功, 需要启用直流系统的无功功率控制功能, 即 QPC。在直流系统输送最小功率 75 MW 时, 启动 QPC 使逆变器 γ 运行于 40° , 逆变器将吸收大约 60 Mvar 的无功功率。

在换流站小功率方式下, HVDC 与 SVC 的协调运行如图 3 中的点 1 至点 2 曲线和图 5~7 中的拐点前曲线所示。控制目标是实现换流站与交流系统之间的定交换无功功率控制, 例如指定换流站与交流系统之间交换的无功功率为零。首先尽量利用 SVC 吸收无功功率, SVC 根据直流系统的无功指令

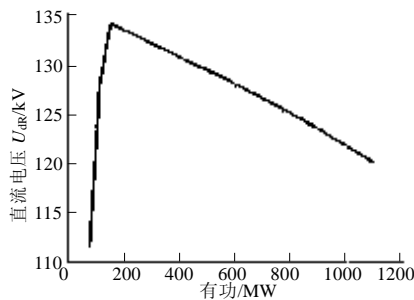


图 5 直流系统有功-电压曲线

Fig. 5 Waveform of active power relative to voltage in HVDC system

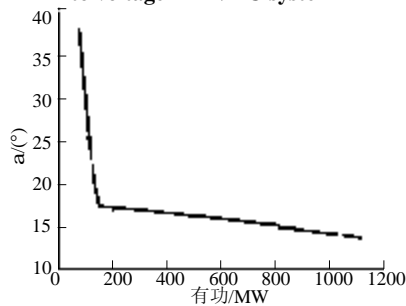


图 6 直流系统有功-触发角曲线

Fig. 6 Waveform of active power relative to firing angle in HVDC system

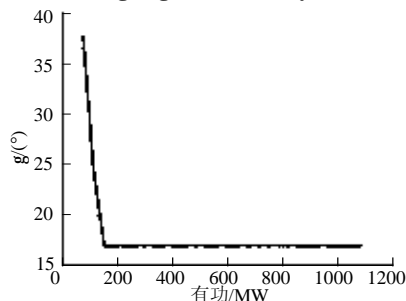


图 7 直流系统有功-熄弧角曲线

Fig. 7 Waveform of active power relative to extinguish angle in HVDC system

实现定无功功率控制。剩余的无功启用换流器的 QPC 功能进行吸收, 使最小滤波器组发出的无功功率能够恰好被 SVC 和换流器所吸收, 以达到换流站与交流系统之间无功功率交换为零的控制目标。此时直流系统的运行如图 5~7 中的拐点(对应于图 3 的点 2)前曲线所示, 整流器触发角 α 和逆变器熄弧角 g 由大至小变化, 最终稳定在 15° 和 17° 附近; 直流电压 U_{dR} 由低到高变化, 在拐点处达到最高。

随着直流功率逐渐升高, 在图 3 的点 2 无需启用 QPC 功能, 逆变侧可按照定 U_{dio} 和定 g 的控制策略运行。利用 SVC 吸收无功的能力即可满足换流站与交流系统之间定无功交换的要求。当直流功率超过点 2 后, 将运行于换流站大功率方式, 无需直流系统启用 QPC 参与无功功率平衡。

(2) 换流站大功率方式。

图 3 的点 2 之后曲线, 图 4 曲线以及图 5~7 的拐点之后曲线对应换流站大功率方式。从图 3 的点 2(对应图 5~7 的拐点)起, 直流系统将不启用 QPC 功能, α 运行在 $15^\circ \pm 2.5^\circ$ 范围内; 逆变器的 U_{dio} 和 g 保持恒定。

随着直流功率逐渐升高, 换流器无功消耗不断增大, SVC 吸收的无功功率逐渐减少至零, 对应图 3 中的点 3。此时, 可投入 SVC 中另 2 组共 50 Mvar 的 FC, 使 SVC 运行范围为 50~100 Mvar, 其中有 50 Mvar 的感性无功作为暂态无功储备。

随着直流系统功率继续升高, 换流器消耗无功增大, 需要投入滤波器/电容器补偿换流器消耗的无功。在图 3 中的点 4 达到了滤波器/电容器投入控制的死区边界。此时 SVC 按照直流系统的无功指令提前运行于发出 50 Mvar 左右无功的工况, 如投入 1 组滤波器, SVC 将依据检测到的电压波动, 瞬间减少所发出的无功, 利用灵活快速调节无功的能力抑制换流母线的电压波动。在稳态运行时, SVC 按照直流系统的无功指令运行继续实现换流站与交流系统之间的定无功功率控制。

在图 3 的点 3 之后以及图 4 的整个过程中, 换流站稳态运行时 SVC 按照直流系统的无功指令运行。在投入滤波器以前, SVC 已经调节至发出 50 Mvar 无功, 在投入滤波器后 SVC 根据换流母线的暂态电压波动立即降低发出的无功功率, 抑制换流母线电压波动在允许的范围内, 然后 SVC 继续按照直流系统的无功功率指令运行。

综上所述, SVC 具有根据直流系统无功指令运

行的定无功控制功能,也具有在暂态过程中提供无功电压支撑的暂态电压控制功能。后者的优先级高于前者,当换流母线电压发生暂态波动时,SVC将迅速予以响应,待母线电压稳定后则跟随HVDC系统无功指令运行。

6 结论

中俄联网背靠背换流站工程是国内首次在换流站中安装SVC的工程,SVC配合直流系统运行有很多问题尚需深入探讨,如控制器的稳定性问题等。SVC在换流站内运行时,可实现以下功能:①抑制交流滤波器/电容器投切时引起的换流母线暂态电压波动;②在大扰动时提高交直流混合系统的恢复能力;③SVC在换流站直流功率小方式下参与无功功率平衡。

换流站运行时,HVDC可采用与常规背靠背相同的控制策略,在HVDC控制系统中保留有附加控制接口,采用附加控制功能与SVC进行协调控制。在直流系统稳态运行时,SVC按照HVDC系统的无功指令运行;在暂态大扰动过程中,SVC将自动抑制换流母线电压波动,发挥暂态无功电压支撑作用。

参考文献

- [1] 刘振亚, 丘拜斯. 中国国家电网公司与俄罗斯统一电力系统股份有限公司关于全面开展从俄罗斯向中国供电可行性研究的协议[Z]. 北京: 国家电网公司, 2005.
- [2] 王雁凌, 任震, 王官洁. 静止无功补偿器在高压直流系统中的应用[J]. 电网技术, 1996, 20(12): 9-13.
Wang Yanling, Ren Zhen, Wang Guanjie. Application of SVC in HVDC system[J]. Power System Technology, 1996, 20(12): 9-13(in Chinese).
- [3] 马幼捷, 周雪松, 相伟. SVC综合非线性控制器在交直流混合系统中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 19-23.
Ma Youjie, Zhou Xuesong, Xiang Wei. The application of synthetical nonlinear SVC controller in AC/DC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(9): 19-23(in Chinese).
- [4] Zhang Y, Menzies R W, Nayak O B. Dynamic performance of a STATCOM at an HVDC inverter feeding a very weak AC system[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1996, 11(2): 958-964.
- [5] Franken B. Analysis of HVDC converters connected to weak AC systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1990, 5(1): 235-242.
- [6] Thorvaldsson B, Årnlöv B, Saetlire E, et al. Joint operation HVDC/SVC[C]. IEE Conference on AC and DC Power Transmission Publication, 1996: 281-284.
- [7] 刘宝宏. 《中俄联网背靠背工程主回路参数》技术报告[R]. 北京: 网联直流工程建设有限公司, 2006.
- [8] 候俊贤, 赵良, 等. 中俄直流背靠背联网工程可行性研究专题报告一《系统安全稳定研究》[R]. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [9] 项祖涛, 班连庚, 等. 中俄直流背靠背联网工程可行性研究专题报告二《电磁暂态研究》[R]. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [10] 刘宝宏. 中俄直流背靠背联网工程可行性研究专题报告三《中俄联网背靠背工程无功补偿设备研究》技术报告[R]. 北京: 网联直流工程建设有限公司, 2006.
- [11] CIGRE WG 14. 07, IEEE WG 15. 05. Guide for planning DC links terminating at AC system locations having low short circuit capacities[J]. Electra, 1992, 142(1): 119-123.
- [12] Nayak O B, Gole A M, Chapman D G. Dynamic performance of static and synchronous compensators at an HVDC inverter bus in a very weak AC system[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(4): 1350-1357.
- [13] 周长春, 徐政. 联于弱交流系统的HVDC故障恢复特性仿真分析[J]. 电网技术, 2003, 27(11): 18-21.
Zhou Changchun, Xu Zheng. Simulation and analysis of recovery characteristics of HVDC connected to AC system with weak strength[J]. Power System Technology, 2003, 27(11): 18-21(in Chinese).
- [14] Sato M, Honjo N, Yamaji K. HVDC converter control for fast power recovery after AC system fault[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1997, 12(3): 1319-1326.
- [15] 浙江大学直流输电科研组. 直流输电[M]. 北京: 水利电力出版社, 1982.
- [16] Karlecik-Maier F. A new closed loop control method for HVDC transmission[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1996, 11(4): 1955-1960.
- [17] 罗德彬, 汪峰, 徐叶玲. 国家电网公司直流输电系统典型故障分析[J]. 电网技术, 2006, 30(1): 35-39.
Luo Debin, Wang Feng, Xu Yeling. Analysis on typical faults in SGCC's HVDC projects[J]. Power System Technology, 2006, 30(1): 35-39(in Chinese).
- [18] 严干贵, 陈涛, 穆钢, 等. 轻型高压直流输电系统的动态建模及非线性解耦控制[J]. 电网技术, 2007, 31(6): 49-54.
Yan Gangui, Chen Tao, Mu Gang, et al. Dynamic modeling and nonlinear-decouple control of HVDC light system[J]. Power System Technology, 2007, 31(6): 49-54(in Chinese).
- [19] 胡兆庆, 毛承雄, 陆继明. 一种优化控制策略在基于电压源换流器的HVDC系统中的应用[J]. 电网技术, 2004, 28(10): 42-45.
Hu Zhaoqing, Mao Chengxiong, Lu Jiming. Application of an optimal control strategy to a new type of HVDC system based on voltage source converters[J]. Power System Technology, 2004, 28(10): 42-45(in Chinese).
- [20] 李金丰, 李广凯, 赵成勇, 等. 三相电压不对称时带有电压源换流器的HVDC系统的控制策略[J]. 电网技术, 2005, 29(16): 20-24.
Li Jinfeng, Li Guangkai, Zhao Chengyong, et al. Control strategy for VSC-HVDC system under unsymmetry of three phase voltage[J]. Power System Technology, 2005, 29(16): 20-24(in Chinese).

收稿日期: 2007-01-08。

作者简介:

殷威扬(1962—), 男, 高级工程师, 从事直流输电技术的研究工作, E-mail: weiyangyin@sccc.com.cn;
刘宝宏(1979—), 男, 硕士, 工程师, 从事直流输电技术的研究工作, E-mail: baohongliu@sccc.com.cn;
马世英(1969—), 男, 博士研究生, 高级工程师, 从事电力系统分析工作, E-mail: mashiy@epri.ac.cn;
赵良(1972—), 男, 硕士, 工程师, 从事电力系统分析工作, E-mail: zhaol@epri.ac.cn。

(责任编辑 马晓华)