

特高压直流输电系统并联融冰运行方式的控制保护策略

吴庆范, 黄金海, 吴彦维, 田培涛, 曹 森, 李 泰

(许继电气股份有限公司, 河南省许昌市 461000)

摘要: 介绍了并联融冰运行方式的拓扑结构, 分析了现有并联融冰运行方式的控制策略, 基于成熟的单阀组控制理论和策略, 提出了一种将两个并联的换流器进行统一控制的新型控制策略, 详细阐述了该控制策略的实现方法。全面梳理了并联融冰运行方式对直流保护功能的影响, 分析了相关保护功能的应对策略, 然后对关键保护功能提出了新的保护判断逻辑。新的控制保护策略通过了实时数字仿真器(RTDS)仿真试验和现场调试试验, 验证了其可行性和可靠性。

关键词: 特高压直流; 并联融冰; 直流保护; 控制策略; 仿真试验

0 引言

随着特高压直流输电线路越来越多, 冬季输电线路发生冻雨覆冰的范围越来越广, 可能性也越来越大。中国是世界上输电线路覆冰灾害最为严重的国家之一, 覆冰会使输电线路的机械负荷急剧增加和绝缘性能急剧下降, 甚至会造成输电线路断裂、系统跳闸等严重后果。

特高压直流输电线路的防冰和融冰技术一般有两种方案, 一种是异向融冰, 在无大功率传输的情况下给直流线路施加额定值左右的电流, 即一个极正送功率, 另一个是极反送功率, 每站一个极整流运行, 另外一个极逆变运行, 预防覆冰的形成, 达到保线的目的, 该方案在常规直流输电和特高压直流输电系统中一般均配置, 能够起到预防覆冰的功能。此方案已有较多研究^[1-3], 本文不作详细介绍。另一种方案采用双极高端阀组并联运行方式, 实现线路流过大电流, 利用电流的焦耳热效应使附着在线路上的冰快速融化脱落。该方案是特高压直流输电系统特有的运行方式, 也是本文研究的内容。

目前对特高压直流输电系统并联融冰运行方式的控制保护策略研究不多, 且集中在对部分工程现场调试过程中出现问题的分析总结^[4-5], 对控制保护策略出现的问题仅提出了暂时性或补充性的修改, 未从根本上解决问题。本文详细分析了现有工程采用的控制策略, 提出了一种新型控制策略, 全面梳理了并联融冰运行方式下直流保护功能的应对策略及

原理, 并对部分关键保护功能提出了新的保护判断逻辑, 新的控制策略和新的保护判断逻辑均已在溪洛渡左岸—浙江金华(简称宾金直流)特高压直流输电工程中成功应用。

1 并联融冰运行方式的拓扑结构

特高压直流输电系统并联融冰运行方式的拓扑结构如图 1 所示, 通过改变两站极 2 的一次电气接线, 在整流站采用极 1 高端阀组(S1P1C1)和极 2 高端阀组(S1P2C1)并联的接线方式, 在逆变站通过极 1 高端阀组(S2P1C1)和极 2 高端阀组(S2P2C1)并联分流的接线方式, 整个电流流向如图中箭头所示。通过分析图 1 可得出以下结论。

1) 两站极 2 部分回路电流方向与非并联融冰运行方式反向, 如极 2 中性母线中间电流 $I_{\text{DNCP}2}$ 、极 2 中性母线开关电流 $I_{\text{DNEP}2}$ 、极 2 直流线路电流 $I_{\text{DLP}2}$, 与其相关的控制保护逻辑需要考虑相应的处理。

2) 部分保护区域发生改变, 如中性母线差动保护原保护范围为 $I_{\text{DNEP}2}$ 至极 2 高端阀组低压侧出口电流 $I_{\text{DC}2\text{N}}$ 改为 $I_{\text{DNEP}2}$ 至极 2 高端阀组高压侧出口电流 $I_{\text{DC}1\text{P}}$, 极母线差动保护保护范围由 $I_{\text{DLP}2}$ 至 $I_{\text{DC}1\text{P}}$ 改为 $I_{\text{DLP}2}$ 至 $I_{\text{DC}1\text{N}}$ 。

2 并联融冰运行方式的控制策略

原有并联融冰运行方式的控制策略主要应用于向家坝—上海特高压直流输电和锦屏—苏南特高压直流输电工程, 在这两个工程现场调试试验过程中均出现过控制策略相关问题, 下面首先分析原有并联融冰运行方式的控制策略。

收稿日期: 2014-10-13; 修回日期: 2014-12-22。

已申请国家发明专利(申请号: 201410293077.2, 201410103995.4)。

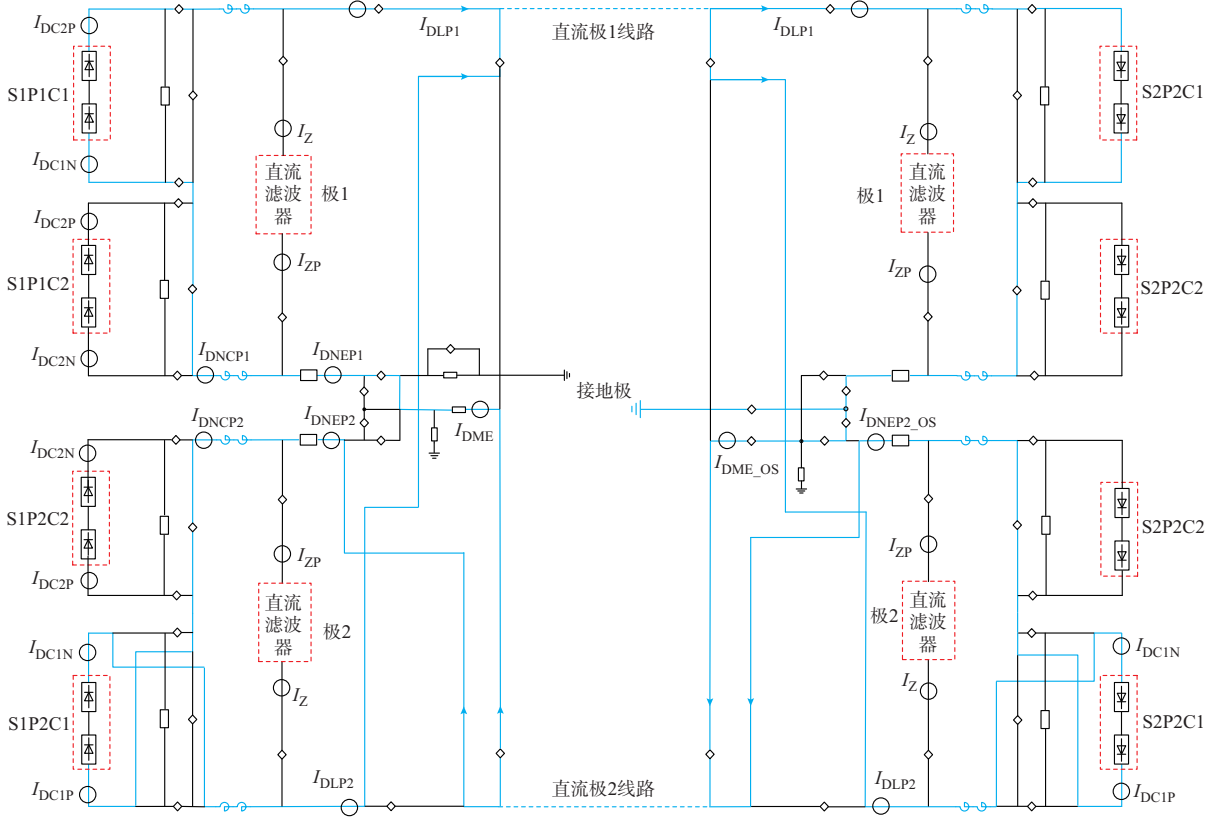


图 1 并联融冰运行方式拓扑结构及主要测点
Fig.1 Topological structure and main measuring point of parallel de-icing operation mode

2.1 原有并联融冰运行方式的控制策略

并联融冰运行方式的控制策略是在正常运行方式下控制策略的基础上进行一定的修改,特高压直流输电系统的控制策略一般有定电流控制、定电压控制和熄弧角控制,各控制策略的原理及在正常运行方式下被优先选择的原则如下。

定电流控制为整流站的主要控制器,通过计算直流电流的参考值与直流电流的实际值的误差,将直流电流的误差和直流电压的误差相比较,选中的最小误差送到比例-积分(PID)控制器,产生相应的控制信号,经过线性化环节,输出触发角的值送到触发单元,产生所需要的触发脉冲。正常运行时,整流站直流电压参考值要加上一个裕度值(30%),以确保正常运行时整流站定电流控制。逆变站仅在整流站交流电压下降、最小触发角限制状态时,定电流控制才起作用。

在逆变站,定电压控制是正常的控制方式以维持极直流电压,但在整流站直流电压控制一般仅作为一个限制器,只有直流电压大于电压参考值与电压裕度之和时,电压控制器才会瞬时投入,通过增加触发角减小直流电压。

定熄弧角控制仅在逆变站有效,为逆变站的主要控制器,熄弧角控制采用预测性熄弧角控制,预测性熄弧角控制器主要是根据换相理论,对熄弧角进行预测,并且按照式(1)进行计算:

$$A_{\max} = \pi - \arccos \left(\cos \gamma_{\text{ref}} - 2d_{xN} \frac{I_{\text{ref}}}{I_{dN}} \frac{U_{\text{dioN}}}{U_{\text{dio}}} \cdot \frac{K_1 (I_{\text{ref}} - I_d)}{I_{dN}} \right) \quad (1)$$

式中: A_{\max} 为计算的逆变侧触发角; γ_{ref} 为逆变侧设定的熄弧角参考值; d_{xN} 为变压器损相电抗; I_{ref} 为计算的直流电流参考值; I_d 为实际的直流电流值; I_{dN} 为额定的直流电流值; U_{dioN} 为额定的理想空载电压值; U_{dio} 为实际的理想空载电压值; K_1 为正斜率修正系数。

经过以上分析,正常运行方式下相关阀组的控制策略的优先等级如表 1 所示。表中:S1P1C1 为站 A 极 1 高端阀组;S1P2C1 为站 A 极 2 高端阀组;S2P1C1 为站 B 极 1 高端阀组;S2P2C1 为站 B 极 2 高端阀组。

表 1 正常运行方式下控制策略的优先等级

Table 1 Control strategy priority of normal operation mode

阀组	控制策略	优先等级
S1P1C1	定电流控制	主控制器
S1P2C1	定电压控制	有条件选择
S2P1C1	熄弧角控制	主控制器
S2P2C1	定电压控制	有条件选择
	定电流控制	有条件选择

并联融冰运行方式下相关阀组的控制策略与正常运行方式不同,如表 2 所示。

表 2 原并联融冰运行方式下控制策略的优先等级

Table 2 Original control strategy priority of parallel de-icing operation mode

阀组	控制策略	优先等级
S1P1C1	定电流控制	主控制器
S1P2C1	定电压控制	有条件选择
S2P1C1	定电压控制	主控制器
	熄弧角控制	有条件选择
S2P2C1	定电流控制	有条件选择
	定电流控制	主控制器
	熄弧角控制	有条件选择
	定电压控制	有条件选择

对比表 1 和表 2 可知,原并联融冰运行方式下控制策略的优先等级发生切换,站 B 极 1 高端阀组由熄弧角控制切换为定电压控制,站 B 极 2 高端阀组由熄弧角控制切换为定电流控制,需要增加额外的控制策略切换等功能,相关功能在向家坝—上海和锦屏—苏南特高压直流输电工程现场调试过程中均出现过问题^[4-5],主要原因是整个控制策略较为复杂,并联双阀组系统启动时,需首先启动一个阀组,将该阀组电流控制到设定值,然后启动需要并联的阀组,通过开关操作和控制逻辑,将并联阀组投入,整个过程持续时间长,并且需要进行时序配合,控制逻辑和操作过程复杂。两个阀组并联运行时,由于两个阀组出口电压相同,为了保证系统正常稳定运行,只能有一个阀组控制系统采用定电压控制,其余的阀组控制系统采用定电流控制,在系统运行状态发生改变时,阀组的控制方式会发生有条件的切换,相应的其他阀组的控制方式也需要根据系统运行工况进行调整,整个控制策略需要考虑的因素比较多,控制逻辑较为复杂。

2.2 新型并联融冰运行方式的控制策略

针对原并联融冰运行方式下控制策略的复杂切换等相关问题,本文在宾金特高压直流输电工程中提出了一种新型控制策略,该控制策略基于成熟的单阀组系统控制理论和策略,通过将两个并联阀组看成一个阀组进行统一控制,即控制系统产生的触

发控制信号同时送到两个并联阀组控制系统,控制整个系统稳定运行,并通过附加的电流平衡控制器对两个阀组的出口电流进行调节,确保两个并联阀组的出口电流相同。该方法简单可靠,与正常运行方式下的控制策略相同,不需要额外的切换逻辑,便于工程应用。

系统正常运行时,两个并联阀组控制接收的触发控制信号相同,阀组出口电流也应该相同,但是考虑到分接头挡位变化、交流电压波动、测量系统的传输误差等因素,两个并联阀组出口电流会有差别,为了保持并联阀组的运行状态一致,在控制系统中增加一个电流平衡控制器,采集两个并联阀组的出口电流,通过 PI 调节器,产生附加控制信号,将该信号叠加到阀组的触发控制信号,产生并联阀组触发所需要的最终触发控制信号,确保两个并联运行阀组的出口电流相同。

新型并联融冰运行方式控制策略逻辑如图 2 所示。

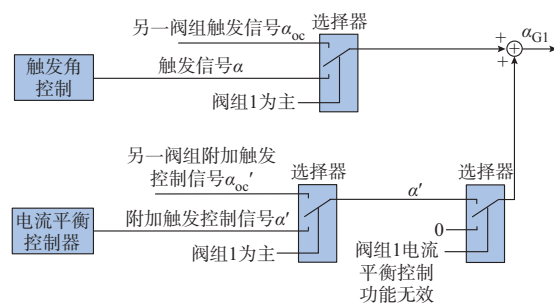


图 2 新型并联融冰运行方式控制策略
Fig.2 New control strategy of parallel de-icing operation mode

电流平衡控制功能和触发控制功能配置在阀组控制系统中,两个阀组控制系统配置了相同的控制功能,系统运行时,两个阀组控制系统中的一个设为主系统,另外一个为从系统。主系统的触发角控制和电流平衡控制起作用,产生相应的触发控制信号和附加触发控制信号,如果预先设定主系统的电流平衡控制器有效,在主系统中阀组触发控制信号和附加的阀组触发控制信号相加,输出最终的触发控制信号。从系统从主系统中接收阀组控制信号,直接输出,控制相应的阀组;如果预先设定从系统的电流平衡控制功能有效,则主系统的触发控制信号直接输出,从系统的触发控制信号和附加控制信号相加,产生最终的触发控制信号,触发相应的阀组。新型并联融冰运行方式下控制策略的优先等级与正常运行方式下一致。

2.3 两种控制策略的对比

通过两种控制策略的分析,可以得出如下结论。

1)原并联融冰运行方式下的控制策略需要进行切换,控制策略及操作过程复杂,容易出现问题。

2)新型并联融冰运行方式下的控制策略基于正常运行时的成熟策略,不需要进行额外的切换,仅增加简单的电流平衡控制器实现双阀组的平衡控制,实现方法简单、成熟、可靠。

3)新型控制策略在宾金特高压直流输电工程现场调试过程中一次解锁成功,稳定运行,经过了现场的实际操作及考验,验证了新型控制策略的可行性和可靠性。

4)根据以上分析,新型并联融冰运行方式下的控制策略基于成熟策略,并经过了现场复杂条件的考验,一次解锁成功,故新型控制策略在抗干扰性、稳定性和可靠性方面均有提高。

3 并联融冰运行方式的保护功能策略

特高压直流输电系统^[6-20]并联融冰运行方式对直流保护功能的影响,目前未见全面的分析和研究。在并联融冰运行方式下,由于主接线拓扑结构的改变和运行电流的差异,必然对部分保护功能造成不同程度的影响,首先详细分析具体影响的原理及各类影响的相关保护功能,然后给出了保护功能的应对策略。

3.1 对直流保护功能影响的分析

通过深入分析图1所示的拓扑结构,可得出以下对直流保护功能影响的几个方面。

1)原极2高端阀组的高、低端出口分别连接至极母线和中性母线区域,但在新拓扑结构下,高、低端出口连接的区域交换,即高、低端出口分别连接至中性母线和极母线区。此部分改变影响的保护功能有极母线差动保护和中性母线差动保护。金属回线纵差保护在原主回路下采集的 I_{DME} 为线路总电流,但在新拓扑结构下 I_{DME} 仅为一个阀组的线路电流,而非总线路电流,故原保护判据已与新拓扑结构不符。

2)由于并联融冰运行方式下流过的额定电流变大,影响部分保护功能的定值,可能造成保护误动,主要影响接地极引线开路保护。

3)并联融冰运行拓扑结构下,从极2部分电流互感器(TA)流过的电流正方向发生改变,涉及电流有直流线路电流 I_{DL} 、中性母线中间电流 I_{DNC} 和中性母线开关电流 I_{DNE} ,主要影响到极差动保护、直流过压保护和接地极引线开路保护。

4)新拓扑结构下,原部分保护功能区域消失和必要性降低,涉及的保护功能有双极中性母线差动保护、后备站接地过流保护、金属回线横差保护和直流线路纵差保护。

5)新拓扑结构下,原金属回线运行方式的判断逻辑不能有效识别极2为金属回线,但此时极2也为金属回线运行方式,故需要考虑特别处理,以开放金属回线运行方式下特有的保护功能,主要影响金属回线接地保护和金属回线纵差保护。

3.2 保护应对策略

经过深入分析并联融冰运行方式对直流保护的各种影响,直流保护的应对策略主要为:自动调整保护判据、自动调整保护的定值、自动调整电气量的正方向、闭锁保护功能和使能保护功能。

3.2.1 自动调整保护判据

极母线差动保护正常运行方式下采用的判据电流为直流线路电流 I_{DL} 、直流滤波器高压侧电流 I_Z 和高(低)端阀组高压侧出口电流 I_{DC1P} (I_{DC2P}),如果差值超过预设值则保护动作。由3.1节中的分析可知,极2并联融冰模式下此保护的区域发生改变,保护判据将根据极2并联融冰模式标识位自动将 I_{DC1P} 切换选择为 I_{DC1N} 。

中性母线差动保护正常运行方式下采用的判据电流为中性母线开关电流 I_{DNE} 、中性母线电容器电流 I_{CN} 、中性母线避雷器电流 I_{AN} 、直流滤波器低压侧电流 I_{ZP} 和高(低)端阀组低压侧出口电流 I_{DC1N} (I_{DC2N}),如果差值超过预设值则保护动作。由3.1节中的分析可知,极2并联融冰模式下此保护的区域发生改变,保护判据将根据极2并联融冰模式标识位自动将 I_{DC1N} 切换选择为 I_{DC1P} 。

金属回线纵差保护原逻辑在并联融冰运行方式下不合理,存在误动的风险,原金属回线纵差保护逻辑如下:

$$|| I_{DME} - | I_{DME}' || > \max\{\epsilon, K | I_{DME} |\} \quad (2)$$

式中: I_{DME} 为本站的金属回线电流; I_{DME}' 为对站的金属回线电流; ϵ 为启动定值; K 为比率制动系数。

由式(2)可知,如果在金属回线运行方式下,采集的金属回线电流即为整个线路电流,式(2)能够实现对线路接地故障的保护,但在并联融冰模式下,金属回线电流仅为极1的电流,而线路电流是极1与极2电流的和,故原判据不适应并联融冰方式下的线路接地保护功能,存在误动的风险。将原判据调整为:

$$|| I_{DME} + I_{DNEP2} - | I_{DME}' + I_{DNEP2}' || > \max\{\epsilon, K | I_{DME} + I_{DNEP2} |\} \quad (3)$$

式中: I_{DNEP2} 为极2中性母线开关电流; I_{DNEP2}' 为对站极2中性母线开关电流。

调整后的式(3)判据能够实现在融冰模式下对线路接地故障的有效保护,有效避免以往工程现场调试中出现的相关问题^[4-5]。

3.2.2 自动调整保护定值

在并联融冰运行方式下,额定运行电流变大,故在站A的接地极上产生更大的电压,接地极引线开路保护的定值在此运行方式下需要独立考虑。接地极引线开路保护定值整定的原则如下:

$$X_R > I_{\max} RK' \quad (4)$$

式中: X_R 为整定的定值; I_{\max} 为相关运行方式下的最大运行电流; R 为相关运行方式下回路的电阻; K' 为可靠系数。

由式(4)可知,并联融冰运行方式下的保护定值整定的因素——最大运行电流和回路的电阻与正常运行方式时均有差异,需要进行独立整定,并根据标识位自动切换融冰运行时接地极引线开路保护的定值。

3.2.3 自动调整电流正方向

根据3.1节分析,在并联融冰方式下,极2的直流线路电流 I_{DL} 、极2中性母线开关电流 I_{DNE} 和中性母线中间电流 I_{DNC} 的正方向发生改变,故根据标识位将相关电流值取反,涉及的保护功能有极差动保护、中性母线差动保护、直流过压保护和接地极引线开路保护,相关逻辑较为简单,不再详细说明。

3.2.4 闭锁保护功能

并联融冰运行方式拓扑结构下,原双极中性母线区域消失,故闭锁双极中性母线差动保护相关逻辑。部分后备保护功能也直接退出,如后备站接地过流保护、金属回线横差保护和直流线路纵差保护。

3.2.5 使能保护功能

金属回线相关保护仅在金属回线运行方式下有效,在并联融冰运行方式下,极1保护系统能够自动根据开关状态判断出金属回线运行方式,但极2保护系统原判断逻辑不能识别金属回线运行方式,故自动将极2运行方式判断逻辑切换为金属回线运行方式,进而使能了金属回线接地保护、金属回线纵差保护和金属回线接地保护。

4 RTDS仿真及现场试验验证

4.1 RTDS仿真试验

实时数字仿真器(RTDS)是一种专门设计用于研究电力系统中电磁暂态现象的装置。RTDS通过功率放大器等接口设备与直流控制保护系统的主要

设备连接,构成闭环的测试系统,可以全面测试直流控制保护系统的整体功能和性能。

通过RTDS搭建的仿真试验模型包括交流系统等值系统、换流变压器、双12脉动阀组、交流滤波器、直流滤波器、平波电抗器、阻波器、中性母线电容器、直流线路、接地极等元件。仿真试验中,交流场开关和直流场开关通过Profisim来模拟,其状态在RTDS、Profisim和控制保护系统间相互传输;RTDS模型的输出信号经数/模(D/A)转换后,弱信号直接输出至控制保护设备,部分信号通过功率放大器实时地输出模拟量并连接至控制保护设备;控制保护系统输出控制信号或保护动作信号至RTDS,构成一个闭环系统,能够真实地反映直流输电系统的特性。图3为RTDS仿真模型的结构示意图。

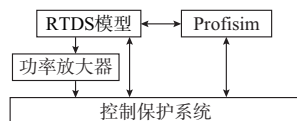


图3 RTDS仿真模型结构

Fig.3 Schematic diagram of RTDS simulation model

RTDS构建了如图1所示的并联融冰运行方式拓扑结构和如图3所示的仿真模型。通过顺序控制操作将直流场构建成并联融冰运行方式,极1的控制模式设置为电流控制,电流参考值为500A,解锁后的电压电流波形如图4所示。

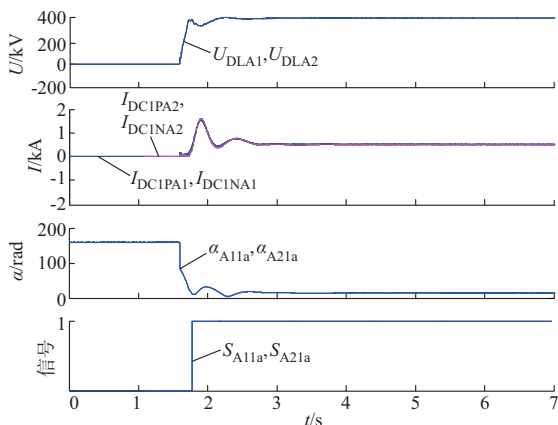


图4 RTDS仿真波形

Fig.4 Simulation waveform of RTDS

图中: U_{DLA1} 和 U_{DLA2} 分别为极1和极2极母线直流电压; I_{DC1PA1} 和 I_{DC1NA1} 分别为极1高端阀组高、低端出口电流; I_{DC1PA2} 和 I_{DC1NA2} 分别为极2高端阀组高、低端出口电流; α_{A11a} 和 α_{A21a} 分别为极1和极2高端阀组的触发角; S_{A11a} 和 S_{A21a} 分别为极1和极2高端阀组的解锁状态信号。

由图 4 可知,在新型并联融冰运行的控制保护策略下,并联融冰运行下解锁成功,系统可靠、稳定运行,解锁过程中或解锁后无保护动作,保护逻辑正确可靠。

4.2 现场试验

为了验证新型并联融冰运行方式的控制保护策略,2014年6月21日在宾金特高压直流输电工程现场进行了融冰试验。图5为现场并联融冰运行方式解锁后的试验波形,直流场的一次接线按照并联融冰运行方式拓扑结构进行临时修改后,进行了融冰运行方式的解锁、闭锁试验,相关试验均一次成功,验证了新型控制保护策略的正确性和可靠性。

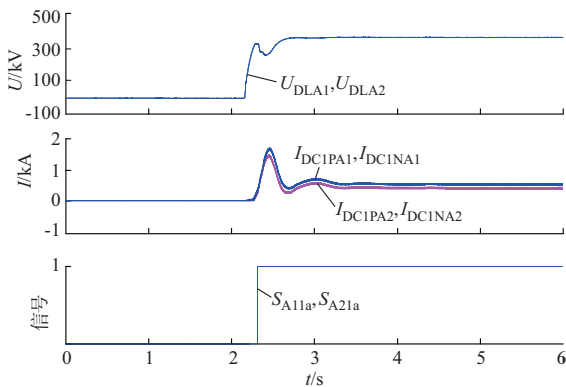


图5 现场并联融冰试验波形

Fig.5 Simulation waveforms of parallel de-icing operation in converter

5 结语

本文详细分析了现有特高压直流输电工程中并联融冰运行方式的控制策略,指出了其相关问题,提出了一种简单、成熟、实用的新型控制策略。RTDS仿真试验和现场试验验证了该控制策略能够稳定、有效地控制双阀组并联运行。本文全面分析了并联融冰运行方式对直流保护的影响,对关键的保护功能提出了新的保护判据,这些关键问题的解决保证了宾金特高压直流输电工程保护系统现场的顺利调试和安全稳定运行。

参考文献

- [1] 张庆武,吕鹏飞,王德林.特高压直流输电线路融冰方案[J].电力系统自动化,2009,33(7):35-42.
ZHANG Qingwu, LÜ Pengfei, WANG Delin. De-icing scheme for UHVDC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(7): 35-42.
- [2] 马玉龙,徐玲玲,石岩,等.三广直流工程融冰运行方式仿真试验[J].电网技术,2008,32(19):22-25.
MA Yulong, XU Lingling, SHI Yan, et al. Simulation test of

ice-melting operation mode for HVDC power transmission project from the Three Gorges hydropower station to Guangdong[J]. Power System Technology, 2008, 32(19): 22-25.

- [3] 张帆,徐桂芝,荆平,等.直流融冰系统保护配置与操作策略[J].电网技术,2010,34(2):169-173.
ZHANG Fan, XU Guizhi, JING Ping, et al. Protection configuration for DC ice-melting system and its operation strategies [J]. Power System Technology, 2010, 34(2): 169-173.
- [4] 庞广恒,曾南超,杨万开.特高压直流系统融冰运行方式试验与工程调试[J].电网技术,2014,38(1):22-27.
PANG Guangheng, ZENG Nanchao, YANG Wankai. Test of de-icing operating mode for UHVDC power transmission system and its practice in engineering commissioning[J]. Power System Technology, 2014, 38(1): 22-27.
- [5] 杨鹏,李新年,王军波.复奉±800 kV特高压直流输电工程换流器并联融冰试验问题分析[J].电工技术,2013(8):28-30.
- [6] 蒲莹,舒畅,蒋维勇,等.宁东—山东±660 kV直流输电示范工程二次系统实时仿真试验及关键问题对策[J].电网技术,2011,35(1):76-83.
PU Ying, SHU Chang, JIANG Weiyong, et al. Real-time simulation test for secondary system of ±660 kV HVDC power transmission demonstration project from Ningdong to Shandong and countermeasures to key problems [J]. Power System Technology, 2011, 35(1): 76-83.
- [7] 张爱玲.溪洛渡送电广东同塔双回直流输电工程控制保护策略研究[J].电力系统保护与控制,2011,39(9):72-76.
ZHANG Ailing. Study of control and protection strategies for Xiluodu-Guangdong double HVDC systems erected on the same tower[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(9): 72-76.
- [8] 黄金海,冯雷,李曼丽,等.糯扎渡送电广东特高压直流输电工程直流滤波器C1不平衡保护研究[J].电力系统保护与控制,2012,40(15):46-51.
HUANG Jinhai, FENG Lei, LI Manli, et al. Study of DC filter C1 unbalance protection for Nuozhadu-Guangdong ultra high voltage direct current transmission project[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(15): 46-51.
- [9] 吴庆范,黄金海,张爱玲,等.一种新型三取二逻辑装置及配置策略在高岭背靠背扩建工程中的应用[J].电力系统保护与控制,2014,42(2):121-126.
WU Qingfan, HUANG Jinhai, ZHANG Ailing, et al. A new device with "selecting 2 from 3" logic and its configuration strategy applied in Gaoling back-to-back II project[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 121-126.
- [10] 张保会,孔飞,张嵩,等.高压直流输电线路单端暂态量保护装置的技术开发[J].中国电机工程学报,2013,33(4):179-185.
ZHANG Baohui, KONG Fei, ZHANG Song, et al. Technical development of non-unit protection devices based on transient signals for HVDC transmission lines [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 179-185.
- [11] 舒印彪,刘泽洪,高理应,等.±800 kV 6 400 MW特高压直流输电工程设计[J].电网技术,2006,30(1):1-8.

- SHU Yinbiao, LIU Zehong, GAO Liying, et al. A preliminary exploration for design of ± 800 kV UHVDC project with transmission capacity of 6 400 MW [J]. Power System Technology, 2006, 30(1): 1-8.
- [12] 刘振亚,舒印彪,张文亮,等.直流输电系统电压等级序列研究[J].中国电机工程学报,2008,28(10):1-8.
LIU Zhenya, SHU Yinbiao, ZHANG Wenliang, et al. Study on voltage class series for HVDC transmission system [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(10): 1-8.
- [13] 吴庆范,黄金海,张爱玲,等.团林换流站电压突变量保护研究[J].南方电网技术,2014,8(4):37-41.
WU Qingfan, HUANG Jinhai, ZHANG Ailing, et al. Research of undervoltage sensing protection at Tuanlin converter station [J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(4): 37-41.
- [14] 袁清云.特高压直流输电技术现状及在我国的应用前景[J].电网技术,2005,29(14):1-3.
YUAN Qingyun. Present state and application prospect of ultra HVDC transmission in China [J]. Power System Technology, 2005, 29(14): 1-3.
- [15] 杨万开,印永华,曾南超,等.特高压直流输电工程系统调试研究[J].中国电机工程学报,2009,29(22):83-87.
YANG Wankai, YIN Yonghua, ZENG Nanchao, et al. Study on commissioning test program of UHVDC project system [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(22): 83-87.
- [16] 吴庆范,黄金海,张爱玲,等.基于 HCM3000 平台的高岭扩建工程直流极保护系统实施策略[J].东北电力技术,2012,33(10): 35-40.
WU Qingfan, HUANG Jinhai, ZHANG Ailing, et al. DC protection system implementation strategy of Gaoling II project based on HCM3000 platform [J]. Northeast Electric Power Technology, 2012, 33(10): 35-40.
- [17] 赵婉君.高压直流输电工程技术[M].北京:中国电力出版社, 2004.
- [18] 朱韬析,武诚,王超.交流系统故障对直流输电系统的影响及改进建议[J].电力系统自动化,2009,33(1):93-98.
ZHU Taoxi, WU Cheng, WANG Chao. Influence of AC system fault on HVDC system and improvement suggestions [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(1): 93-98.
- [19] 宋国兵,高淑萍,蔡新雷,等.高压直流输电线路继电保护技术综述[J].电力系统自动化,2012,36(22):123-129.
SONG Guobing, GAO Shuping, CAI Xinlei, et al. Survey of relay protection technology for HVDC transmission lines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(22): 123-129.
- [20] 胡铭,田杰,曹冬明,等.特高压直流输电控制系统结构配置分析[J].电力系统自动化,2008,32(24):88-92.
HU Ming, TIAN Jie, CAO Dongming, et al. Analysis of structure and configuration for UHVDC transmission control system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(24): 88-92.

吴庆范(1982—),男,通信作者,工程师,主要研究方向:高压直流及柔性直流输电控制保护系统及软件设计。
E-mail: 423059034@qq.com

黄金海(1975—),男,高级工程师,主要研究方向:高压直流及柔性直流输电控制保护系统及软件设计。

吴彦维(1980—),男,工程师,主要研究方向:高压直流输电控制保护系统。

(编辑 孔丽蓓)

Control and Protection Strategies of Parallel De-icing Operating Mode for UHVDC Power Transmission System

WU Qingfan, HUANG Jinhai, WU Yanwei, TIAN Peitao, CAO Sen, LI Tai
(XJ Electric Co. Ltd., Xuchang 461000, China)

Abstract: The topology of parallel de-icing operation mode is described, and the existing control strategy of parallel de-icing operation mode is analyzed. Then a new unified control strategy of two parallel converters is proposed based on mature single converter control theory and strategy, with the implementation of the new control strategy elaborated. A comprehensive overview about the influence of the parallel de-icing operation mode on DC protection is given, and the coping strategies of the relevant protection are proposed. The new protection criterion logic on the key protection function is put forward. The new control and protection strategies have passed the real-time digital simulator (RTDS) test and on-site tests as proof of its feasibility and reliability.

Key words: ultra high voltage direct current (UHVDC); parallel de-icing; DC protection; control strategy; simulation test