

DOI:10.12158/j.2096-3203.2022.01.014

环状柔直工程直流极闭锁判据及措施量计算方法

徐柯¹, 刘一民², 郑少明², 白杨¹, 祝万¹, 任祖怡¹

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102;

2. 国家电网有限公司华北分部, 北京 100053)

摘要:以往常规直流与柔性直流工程的结构均为端对端或多端辐射,对应的稳定控制系统采用换流变电气量和直流极非正常停运信号作为极闭锁的判据,但该方法不适合环状结构的柔性直流输电工程应用,无法可靠地识别换流器闭锁故障。文中根据张北柔直输电工程稳定控制系统研制经验,提出一种新的适用于稳定控制的直流极闭锁判据改进方法。该判据在直流轻载时将直流控制保护的信号作为主要判断对象,在直流极运行功率超过10%额定功率时则将直流控制保护的信号结合换流变电气量作为主要判断对象,改进后的判据同样适用于特高压直流输电工程与多端环网柔性直流输电工程。同时,文中提出张北柔直输电工程稳控措施量计算方法,为后续柔性直流输电工程、特高压直流输电工程应用提供了参考。理论分析及实时数字仿真系统(RTDS)实验验证了判据的可靠性。

关键词:柔性直流输电技术(VSC-HVDC);环网架构;张北柔直输电工程;安全稳定控制系统;直流极闭锁;协调控制策略

中图分类号:TM721.1

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2022)01-0101-07

0 引言

十九大对我国能源转型与绿色发展作出了重大部署,强调加强电网等基础设施建设,推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的能源体系。相比常规直流输电,柔性直流输电控制灵活,可向无源或弱电网供电,可将分布式能源以经济、环保的方式并入电网,因此近年来我国柔性直流输电应用获得了日益广阔的发展^[1-4]。

目前关于柔性直流输电稳定控制系统的直流极闭锁判据研究较少。柔性直流输电工程稳定控制所用的直流极闭锁判据与常规直流一致,采用换流变电气量结合对应极闭锁信号、极解锁状态信号和极闭锁状态信号进行直流极闭锁故障判别^[5]。

国内在运行的柔性直流输电工程多是端对端架构,换流器闭锁,直流功率转移至站内其他阀组(极内或极间功率转代)。若故障阀组在发生事故前轻载,故障导致直流输送容量损失很小,无需配套的安全稳定控制系统来采取措施,因此轻载情况下不进行直流极闭锁故障判别是可行的。对于多端环网架构的柔性直流输电工程,换流器闭锁可能导致输电通道的网络架构发生变化,造成直流输送能力大幅下降,即使是轻载的换流器闭锁也必须采取稳定控制措施,否则将导致电网失稳。同时,与

以往常规特高压直流输电工程或柔性直流输电工程稳定控制系统不同,环状柔直工程稳定控制系统不能基于单个换流站非故障极转代故障极功率来计算直流损失功率,而是基于故障后柔直电网的最大输送能力来采取控制措施。

文中根据国内首个多端环网架构的柔性直流输电工程——张北柔直输电工程的配套稳定控制系统,提出适用于多端环网柔性直流输电工程及特高压直流输电工程稳定控制系统的直流极闭锁判据和控制措施量计算方法,采用该判据的稳定控制系统已成功运行于张北柔直电网。

1 张北柔性直流极闭锁的稳定问题

张北柔直输电工程^[6-7]建设了张北—康保—丰宁—北京四端柔直电网,包括张北和康保2座送端换流站、北京受端换流站以及丰宁调节端换流站,换流容量分别为3 000 MW,1 500 MW,3 000 MW,1 500 MW,柔直电网形成环网结构,电压等级为±500 kV,电网架构如图1所示。

张北柔直输电工程采用基于电压源换流器的柔性直流输电技术(voltage source converter based high voltage direct current, VSC-HVDC)。VSC-HVDC在控制保护、拓扑结构和控制性能等方面均与常规直流输电技术存在差异^[8-10],特别是张北工程作为国内首个多端环网结构的柔直电网,故障下的电网运行特性与常规电网具有较大差别^[11-15]。为保障

收稿日期:2021-09-05;修回日期:2021-11-20

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900602);

国家电网有限公司科技项目(52992317000F)

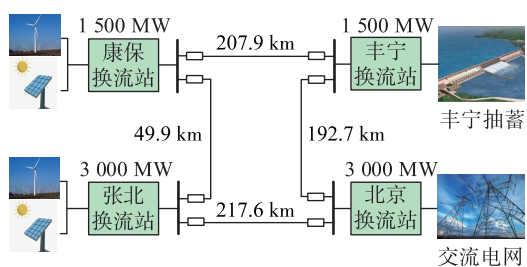


图1 张北柔直输电工程示意

Fig.1 Schematic diagram of ZhangBei VSC-HVDC transmission project

张北柔直电网的安全稳定运行,需重点研究其稳定控制策略,在预想的各种工况和故障条件下保障其稳定控制系统能可靠反应故障并采取适当的控制措施。

张北柔直输电工程主要存在2个稳定问题:一是孤岛^[16]运行在没有交流电网支撑的情况下,如何给新能源电源提供稳定的交流电压;二是故障情况下,柔直电网如何维持直流系统的能量平衡^[17-18]。受端故障时若电源能量送不出去,则送端故障时能量会在电网内累积,导致过压过流等问题。

当张北和康保换流站在孤岛运行时,需给新能源并网提供稳定的电压和频率,送端换流站需要采用无源V-F控制的方式。在无源V-F控制下,所输入的换流站功率由外部新能源功率决定,换流站只能决定输入功率在2个换流器之间的分配。当其中一个换流器因故障闭锁时,新能源功率将在故障后毫秒级时间范围内涌入无故障换流器,见图2。当换流站功率大于单极换流器额定功率时,无故障换流器会因过流而闭锁,需故障换流站耗能装置毫秒级投入配合,稳控切机降低功率。柔直电网稳控下达降低受端换流站输出功率指令,以避免故障极层出现输出功率指令大于输入功率的情况。

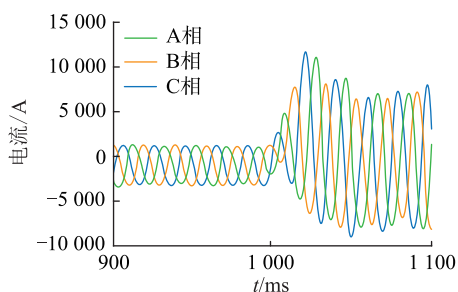


图2 张北换流站正极闭锁时的负极桥臂电流

Fig.2 Current of negative pole bridge arm when positive pole blocking in Zhangbei station

北京换流站正极闭锁后的各站正极层直流电压如图3所示。正常方式下北京换流站正极闭锁,华北电网损失功率1500 MW,正极层盈余功率

1500 MW;故障后60 ms直流电压上升到650 kV,导致正极层因过电压而闭锁,华北电网共损失功率2250 MW。此时需在送端站极控投入交流耗能装置,稳控下达降低故障极层送端换流器的功率指令,送端站极控控制交流母线电压,稳控160 ms以内切机,保证交直流系统的稳定运行。如果故障换流器位于丰宁站,还需故障极层北京站换流器接管直流电压控制权。

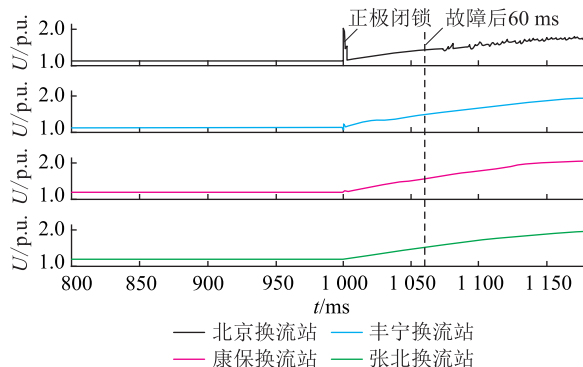


图3 北京换流站正极闭锁后的各站正极层直流电压

Fig.3 DC voltage of the positive pole layer of each station after the positive pole of Beijing station is locked

环状柔直工程稳定控制系统基于故障后柔直电网的最大输送能力采取控制措施,因此需对各种运行方式下的直流极闭锁故障进行有效判别。传统的高压直流极闭锁判据^[5]采用故障前后的换流变电气量变化特征构成判别逻辑,当环状柔直电网部分换流站低功率运行时,会出现如下不适应的情况:

- (1) 采用纯电气量特征进行直流极运行状态判别,会出现误判停运。
- (2) 直流极闭锁故障时,换流变功率、电流电气量变化特征不明显,不满足启动判别条件。
- (3) 故障前直流极功率不满足极运行功率定值,导致传统直流极闭锁判据部分动作条件不满足,无法识别故障。

以往的柔直工程也有采用换流器电气量结合交流断路器断开作为故障闭锁判据的应用^[19],但多端柔直电网中换流器闭锁未必会跳开交流断路器,同样存在不适应的情况。因此,须研究适应环状柔直工程各种工况下可靠的直流极运行及闭锁判据,保障电网安全稳定运行。

2 用于环状柔直工程稳定控制的直流极闭锁判据研究

2.1 直流极闭锁判据性能要求

- (1) 能够识别低潮流工况下的直流极闭锁故

障。常规特高压直流多是端对端结构,直流极在低功率运行时发生闭锁故障,对电网影响较小,无须采取控制措施,因此以往直流极闭锁判据中换流变电气量发生显著变化是必要条件。张北柔直电网在正常运行期间,会出现某个直流极运行在低潮流的工况,其故障闭锁后,柔直电网输电能力会产生较大变化,需采取相应控制措施。例如采用电压控制模式的一端,会出现低功率运行情况,在其闭锁后,直流控保需在剩余的三端中选取一端,将其运行模式改为电压控制模式,同时降低直流输送功率,切除部分新能源控制。

(2) 快速性。柔直电网单极闭锁后,为防止非故障极由于过流、过压闭锁,需在 20 ms 内投入交流耗能装置,但耗能装置不能长期运行,要求稳定控制系统在 160 ms 内完成切机出口,因此要求在故障发生 40 ms 内完成极闭锁判别。

2.2 直流极闭锁综合判据

文中充分利用直流极控、站控系统给出的直流极非正常停运信号、闭锁信号、解锁信号等与换流变的电气量相结合,提出了一套直流极闭锁的判据。直流极轻载运行时,可在极闭锁 10 ms 内判出,直流极运行功率超过 10% 额定功率时,可在极闭锁后 20 ms 左右判出,此判据同时适用于特高压直流输电工程和柔性直流输电工程稳定控制系统。

首先,根据换流变电气量、直流极闭锁、解锁信号判别直流极运行状态。换流变电流、功率满足直流极投运电流、投运功率定值时判定直流极处于电气量运行状态;若换流变电气量不满足运行状态,接收到的直流极控发送的闭锁信号为 0、解锁信号为 1,则判定直流极处于开关量运行状态;换流变电气量、直流极控开关量均不满足运行条件,则判定直流极处于停运状态。

其次,根据换流变电流、功率、直流极非正常停运信号判别直流极故障启动。具体为:换流变电流突变量、功率突变量满足启动定值,则判定对应直流极故障启动;接收到直流控保发送的直流极非正常停运信号,亦判定对应直流极故障启动。

最后,若判为直流极故障启动,则根据启动前 200 ms 直流极是否运行、满足哪种运行条件来选择对应的直流极闭锁判别流程。若启动前 200 ms 直流极停运,则不进行对应直流极闭锁判别;若启动前 200 ms 直流极电气量满足运行条件,则要求对应直流极满足电流或功率突变量启动定值,且在收到直流极非正常停运信号后换流变电流、功率低于阀组停运电流、功率定值,判定对应直流极闭锁;若启

动前 200 ms 直流极电气量不满足运行条件,但开关量满足,则在收到直流极非正常停运信号后直流极闭锁信号变位为 1、解锁信号变位为 0,判定对应直流极闭锁。

直流极闭锁判别原理如图 4 所示,其中, P_{dck} 为换流变交流侧实时功率; P_{dstop} 为直流极停运功率门槛定值; I_{dck} 为换流变交流侧实时电流; I_{dstop} 为直流极停运电流门槛定值。

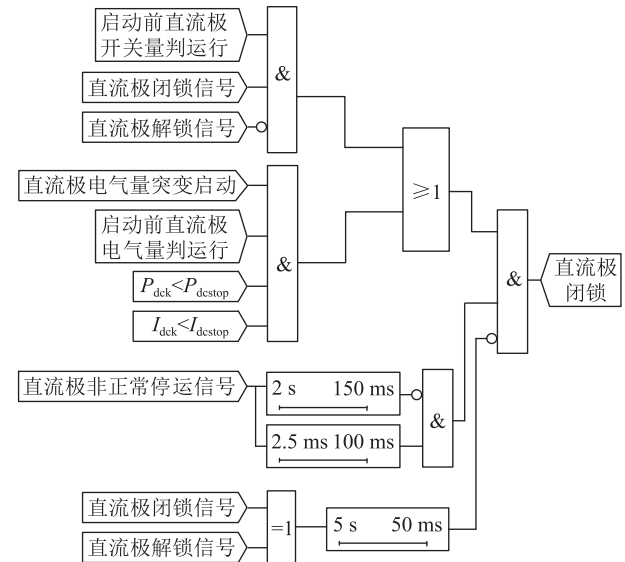


图 4 直流极闭锁判别原理

Fig.4 Discrimination principle of DC pole locking

由图 4 可知,收到直流极非正常停运信号后延时 2.5 ms 确认并展宽 150 ms 进行极闭锁判别,但直流控保发送极非正常停运信号固定为 1 s 脉宽,因此连续收到极非正常停运信号 2 s 则判定直流控保装置异常,闭锁直流极进行判别。接收直流控保发送的直流极闭锁信号、直流极解锁信号应为一对互斥信号,信号异常时延时 5 s 告警,并闭锁直流极判别。

2.3 直流故障后控制措施量的计算方法

不同于两端直流输电工程根据直流控保发送的极最大运行功率指令值以及直流控制模式信息来计算故障后的直流输送能力,环状柔直工程的极输送能力并不能代表直流输送能力,需要根据网络架构、极输送能力、直流线路最大输送能力等综合判别。

张北柔直电网的直流控保系统配置了协控设备进行多端协调控制,直流故障时控制非故障极电网转代故障极电网部分功率,以提高系统的总传输容量^[20]。其输送能力由直流协控设备计算后发给安控设备,并按极层分层上送,每层按照换流站换流器、单层能力上送,各极层 2 站的最大输送能力之

和大于等于各极层的最大输送能力。当前张北柔直电网按正极层、负极层 2 个层级运行。

以张北柔直输电工程为例,环状柔直工程直流故障后控制措施量的计算可按如下步骤进行。

第一步,在柔直控保的控制模式下,获知故障后的单换流器最大输送能力 P_{cmax} ,其对应关系如表 1 所示。

表 1 换流器输送能力与直流控制模式对应关系
Table 1 The corresponding relationship between the transmission capacity of the converter and the DC control mode

控制模式	P_{cmax}
双极功率	直流极额定运行功率
定电压	直流极额定运行功率
其他	直流极输送功率指令值

第二步,预判故障后单极层送端单站最大输送能力。

(1) 单极层线路最大输送能力 P_{lmax} 。判断某一单极层换流站间线路投运个数,若张北—北京、康保—丰宁 2 条线路投运,能力为 3 000 MW;若 1 条投运,能力为 1 500 MW;若没有投运,能力为 0 MW。

(2) 所有与送端此站对应直流极连接的受端换流器的最大输送能力之和 $P_{\Sigma max}$ 。通过判别网络拓扑,将与送端此站直流极换流器存在电气连接的受端换流器的能力相加。

(3) 单极层送端单站最大输送能力为上述三者取最小,即 $\min\{P_{cmax}, P_{lmax}, P_{\Sigma max}\}$ 。

第三步,预判故障后单极层最大输送能力。

(1) 单极层送端最大输送能力。判断送、受端换流站间是否存在连接,若存在电气连接,则将送端换流站极输送能力考虑进送端能力;若不存在电气连接,则不考虑;多个送端换流站输送能力总和为本极层送端能力。

(2) 单极层线路最大输送能力。判断本极层送端—受端换流站间线路投运个数,以张北为例,其判断方法与上述第二步步骤(1)相同。

(3) 单极层受端最大输送能力。判断受端换流站与送端换流站是否存在连接,若存在电气连接,则将受端换流站输送能力考虑进受端能力;若不存在电气连接,则不考虑受端换流站输送能力;多个受端换流站输送能力总和为本极层受端能力;

(4) 单极层最大输送能力为上述三者取最小。

由此,稳控系统可通过从柔直控保系统获得的各换流站正、负极直流输送能力计算张北、康保换流站直流输送能力:

$$P_{max_Zb} = P_{max_Zb_pos} + P_{max_Zb_neg} \quad (1)$$

$$P_{max_Kb} = P_{max_Kb_pos} + P_{max_Kb_neg} \quad (2)$$

式中: P_{max_Zb} 为张北换流站直流最大输送能力; $P_{max_Zb_pos}, P_{max_Zb_neg}$ 分别为张北换流站正、负极最大可运行能力; P_{max_Kb} 为康保换流站直流最大输送能力; $P_{max_Kb_pos}, P_{max_Kb_neg}$ 分别为康保换流站正、负极最大可运行能力。

得到各换流器、极层、换流站输送能力后,直流故障后控制措施量计算流程如图 5 所示。其中, P_{Zb}, P_{Kb} 分别为启动前张北、康保换流站输送功率; $P_{max_pos_lay}, P_{max_neg_lay}$ 分别为直流正、负极层运行能力; P_{c1_Zb}, P_{c1_Kb} 分别为需在张北、康保换流站优先控制的措施量; P_{c2_Zb}, P_{c2_Kb} 分别为张北、康保换流站按比例分配的控制措施量; P_{c_Zb}, P_{c_Kb} 分别为张北、康保换流站最终控制措施量。方案如下:

(1) 计算总控制措施量,用启动前送端 2 站的总出力减去正负极层总运行能力,得到总控制措施量 P_c ;

(2) 在送端换流站,先用启动前整站功率减去换流站的直流最大输送能力,若大于零,则计算出需要在本站优先控制的措施量。

(3) 计算 2 个站按比例分配的控制措施量。

(4) 比较 2 类控制措施量,按优先满足张北控制措施的原则,判断最终控制措施量。

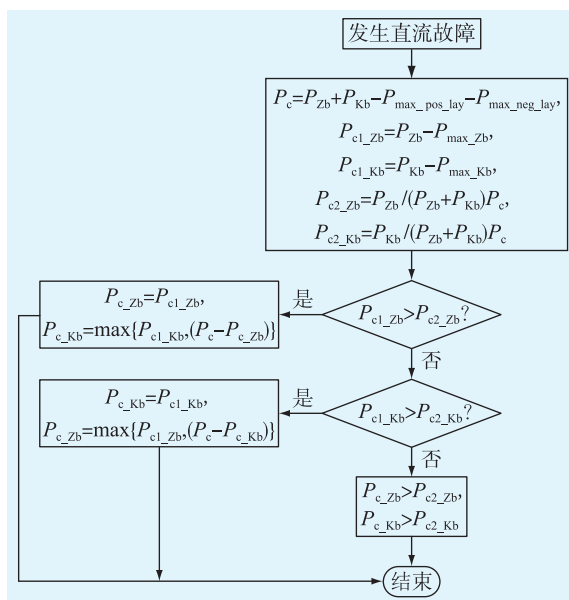


图 5 直流故障控制措施量计算流程

Fig.5 Block diagram of calculation flow of DC fault control measures

3 实验验证

文中基于传统判据与改接判据的对比分析,利

用直流控保设备、安控设备,搭建实时数字仿真系统(real time digital simulation system, RTDS)实验平台对判据及稳控系统性能进行实验验证。实验平台采用框架结构,如图6所示。

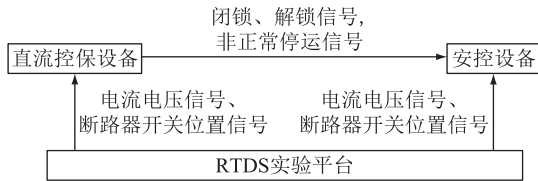


图6 RTDS实验平台结构

Fig.6 Structure of RTDS experiment platform

RTDS实验平台将仿真系统的电流信号、电压信号、断路器开关位置信号传输至直流控保设备和安控设备,直流控保设备通过光纤通信将直流闭锁、解锁信号,非正常停运信号发送至安控装置。安控装置利用RTDS实验平台和直流控保的信号进行直流极闭锁判断。

假设直流单极的投运电流为300 A,投运功率为150 MW,直流极停运电流门槛定值为200 A,直流极停运功率门槛定值为100 MW,电流突变量启动定值为200 A,功率突变量启动定值为100 MW。RTDS实验结果如表2所示。

表2 RTDS实验结果

Table 2 The experimental results of RTDS

电流/A		功率/MW		判断结果	
故障前	故障后	故障前	故障后	传统判据	改进判据
500	250	0	0	闭锁	闭锁
500	250	201	99	未闭锁	未闭锁
500	250	199	101	未闭锁	未闭锁
301	151	0	0	闭锁	闭锁
301	151	102	52	未闭锁	未闭锁
299	149	0	0	未闭锁	闭锁
299	149	100	50	未闭锁	闭锁

实验结果表明,当故障前直流电气量投运时,2种判据效果相同,但当故障前直流功率小于投运功率时,文中提出的直流极闭锁判据可以有效识别系统状态,有利于安控装置进行事故处理。

RTDS实验对稳控系统的性能进行了验证,在各种工况下直流故障采取对应的控制措施均可保障电网稳定运行。以丰宁站运行在额定功率发生退站故障为例,0.8 s丰宁站退站,张北柔直电网在此工况下无法三端运行,1.8 s康保站退站,发生故障后丰宁、康保换流站直流极功率如图7所示。柔直电网进入张北—北京两端运行状态,北京换流站双极功率如图8所示,由于录波时间长,图中极1、

极2均为2段录波。在故障后极功率大幅波动,在6.5 s左右进入稳定运行状态,事故后极1功率为受进900 MW、极2功率为受进1 000 MW。

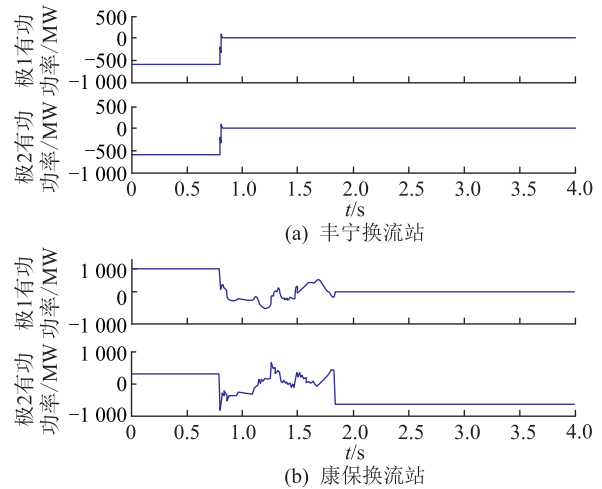


图7 丰宁换流站双极闭锁后丰宁和康保换流站有功功率

Fig.7 Active power of Fengning and Kangbao station after Fengning station bipolar lockout

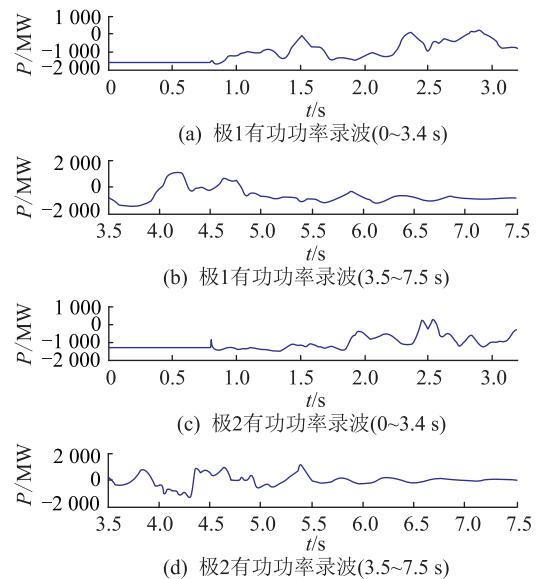


图8 丰宁换流站双极闭锁后北京换流站功率

Fig.8 Beijing station power after Fengning station bipolar lockout

4 结论

文中旨在研究应用于环状柔直工程稳定控制的直流极闭锁判据及其控制措施量计算方案,以张北柔直输电工程为例分析了直流极闭锁故障对系统稳定性的影响,总结柔直工程对稳定控制采用直流极闭锁判据的需求,提出了柔直电网稳定控制所用的直流极运行、闭锁判据及其控制措施量的计算方法,并经RTDS实验验证,得到如下结论:

(1) 文中所提的直流极闭锁综合判别方法对应

柔直电网不同运行方式均体现出良好的适应性,且同样适用于特高压直流输电工程与柔性直流输电工程。

(2) 在多端环网架构的柔性直流输电工程中,直流极闭锁故障后的控制措施量需根据网络架构、极输送能力、直流线路最大输送能力等综合判别。文中所提的故障后控制措施量计算方法可为未来高压直流输电工程提供参考。

文中提出的直流极闭锁综合判别方法及控制量计算方案已应用到张北柔直输电工程稳控系统中。经厂内静态测试及 RTDS 实验验证,此方案在各种工况下均满足系统运行要求。作为国内首个多端环网架构的柔直输电工程,其配套稳定控制系统的直流极闭锁及控制措施量计算方案,对今后高压直流输电工程安全稳定控制系统的研究、应用具有借鉴意义。

参考文献:

[1] 汤广福,贺之渊,庞辉. 柔性直流输电工程技术研究、应用及发展[J]. 电力系统自动化,2013,37(15):3-14.
TANG Guangfu, HE Zhiyuan, PANG Hui. Research, application and development of VSC-HVDC engineering technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15):3-14.

[2] 陈大林,范绚然,赵健,等. 向孤岛电网供电的柔性直流逆变站综合控制策略[J]. 电力工程技术,2020,39(1):57-63.
CHEN Dalin, FAN Xuanran, ZHAO Jian, et al. Integrated control strategy of VSC inverter supplying power to the isolated grid [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(1):57-63.

[3] 林湘宁,胡仙清,童宁,等. 具备高灵敏性与速动性的柔性直流输电系统纵联保护方案[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(14):130-139.
LIN Xiangning, HU Xianqing, TONG Ning, et al. A pilot protection scheme for an VSC-MTDC system with high sensitivity and rapidity [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14):130-139.

[4] 袁艺嘉,孔明,孙宝宝,等. 海上换流站直流侧暂态过压应力抑制策略有效性分析[J]. 全球能源互联网,2021,4(6):602-614.
YUAN Yijia, KONG Ming, SUN Baobao, et al. Analysis on the effectiveness of suppression strategies for transient overvoltage stress on the DC side of offshore converter station[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(6):602-614.

[5] 宗洪良,任祖怡,陈松林,等. 直流输电系统极闭锁综合判别方法:CN200510123098.0[P]. 2006-07-26.
ZONG Hongliang, REN Zuyi, CHEN Songlin, et al. HVDC pole blocking universal detection; CN200510123098.0 [P]. 2006-07-26.

[6] 杜晓磊,郭庆雷,吴延坤,等. 张北柔性直流电网示范工程控制系统架构及协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(9):164-173.

DU Xiaolei, GUO Qinglei, WU Yankun, et al. Research on control system structure and coordination control strategy for Zhangbei demonstration project of MMC-HVDC grid [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(9):164-173.

[7] 郭贤珊,卢亚军,郭庆雷. 张北柔性直流电网试验示范工程直流控制保护设计原则与验证[J]. 全球能源互联网,2020,3(2):181-189.
GUO Xianshan, LU Yajun, GUO Qinglei. Design principle and verification of control and protection system for Zhangbei VSC-HVDC grid demonstration project [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2):181-189.

[8] 刘先正,王兴成,温家良,等. 含新能源直流电网的状态反馈控制[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(14):115-121.
LIU Xianzheng, WANG Xingcheng, WEN Jialiang, et al. State feedback control of DC grid with renewable energy [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14):115-121.

[9] 高强,林焯,黄立超,等. 舟山多端柔性直流输电工程综述[J]. 电网与清洁能源,2015,31(2):33-38.
GAO Qiang, LIN Ye, HUANG Lichao, et al. An overview of Zhoushan VSC-MTDC transmission project [J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(2):33-38.

[10] 易荣,岳伟,张海涛,等. 多端柔性直流输电系统中混合运行方式分析[J]. 电网与清洁能源,2014,30(12):21-26.
YI Rong, YUE Wei, ZHANG Haitao, et al. Analysis on mixture operation mode of VSC-MTDC transmission system [J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(12):21-26.

[11] 汪谦,肖曼,项川. 电压源型多电平换流器高压直流输电综述[J]. 陕西电力,2013,41(1):68-72,90.
WANG Qian, XIAO Man, XIANG Chuan. Application of voltage source type multilevel converter in HVDC [J]. Shaanxi Electric Power, 2013, 41(1):68-72, 90.

[12] 朱益华,郭琦,李威,等. 含柔性直流输电系统的电网安全稳定特性和控制策略研究[J]. 电网与清洁能源,2018,34(12):20-26.
ZHU Yihua, GUO Qi, LI Wei, et al. Research on security and stability characteristics and control strategy of power grid with VSC-HVDC [J]. Power System and Clean Energy, 2018, 34(12):20-26.

[13] 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.

[14] 郭贤珊,王晖,卜广全,等. 大规模新能源经张北柔直孤岛送出的虚拟频率研究[J]. 电力工程技术,2020,39(3):2-7.
GUO Xianshan, WANG Hui, BU Guangquan, et al. Virtual frequency control of islanded large-scale renewable energy power system delivered by Zhangbei VSC-HVDC [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(3):2-7.

- [15] 时伯年,孙刚,翟艳霞,等. 柔性直流输电的孤网频率稳定协调控制[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(4):6.
SHI Bonian, SUN Gang, ZHAI Yanxia, et al. Research on coordinated frequency stability control after islanding based on VSC-HVDC technique[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4):6.
- [16] 赵伟,李雄,乔仁飞,等. 基于混合储能的孤岛微网VSG控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(12):33-40.
ZHAO Wei, LI Xiong, QIAO Renfei, et al. VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12):33-40.
- [17] 李湃,王伟胜,刘纯,等. 张北柔性直流电网工程新能源与抽蓄电站配置方案运行经济性评估[J]. 中国电机工程学报,2018,38(24):7206-7214,7447.
LI Pai, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Economic assessment of Zhangbei VSC-based DC grid planning scheme with integration of renewable energy and pumped-hydro storage power station [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24):7206-7214,7447.
- [18] 闵睿,蓝海波,翟丙旭,等. 张北柔直电网运行协调控制关键技术及控制策略探讨[J]. 华北电力技术,2017(11):44-48.
MIN Rui, LAN Haibo, ZHAI Bingxu, et al. Key technologies of control and protection and operation coordination control strategy for Zhang Bei VSC-HVDC[J]. North China Electric Power, 2017(11):44-48.
- [19] 李祝昆,朱益华,徐海波,等. 适应安全稳定控制的双端柔性直流输电系统故障闭锁判据研究[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(11):145-155.
LI Zhukun, ZHU Yihua, XU Haibo, et al. Research on fault blocking criteria of two-terminal VSC-HVDC transmission system adapting to safety and stability control[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11):145-155.
- [20] 李周,詹若培,李亚州,等. 真双极多端柔性直流输电系统多目标协同控制策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(19):101-110.
LI Zhou, ZHAN Ruopei, LI Yazhou, et al. Multi-objective coordinated control strategy for real bipolar VSC-MTDC transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19):101-110.

作者简介:



徐柯

徐柯(1978),男,硕士,高级工程师,从事电网安全稳定控制系统研究开发工作(E-mail:xuke@nrec.com);

刘一民(1981),男,硕士,高级工程师,从事电力系统继电保护与安全稳定控制管理工作;

郑少明(1983),男,博士,高级工程师,从事电力系统继电保护与安全稳定控制管理工作。

DC blocking criterion and measure calculation method for VSC-HVDC grid of ring structure

XU Ke¹, LIU Yimin², ZHENG Shaoming², BAI Yang¹, ZHU Wan¹, REN Zuyi¹

(1. NARI Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China;

2. North China Branch of State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China)

Abstract: In the past, the structures of conventional direct current (DC) and flexible DC transmission projects were end-to-end or multi-terminal radiation. The corresponding stability control system uses the converter electric quantity and pole emergency switch off (ESOF) signal as the criterion of pole blocking. It is not suitable for the application of flexible DC power transmission engineering with ring structure, because the DC converter blocking failure cannot be identified reliably. According to the development experience of stability control system of Zhangbei voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) transmission project, a new improved method of DC pole blocking detection is proposed in this paper for stability control. This criterion adopts the characteristic signal of DC control and protection as the main judgment object when DC light load is applied, and adopts the characteristic signal of DC control and protection combined with the converter electric quantity as the main judgment object when the DC power is above 10% of rated power. The improved detection is applicable to both HVDC transmission projects and ring structure flexible DC transmission projects. At the same time, the calculation method of stability control measures of Zhangbei VSC-HVDC transmission project is proposed, which provides a reference for the application of subsequent flexible DC transmission projects and HVDC transmission projects. Theoretical analysis and real-time digital simulation system (RTDS) experiment verifies the reliability of the criterion.

Keywords: voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC); ring structure; Zhangbei VSC-HVDC transmission project; security and stability control system; DC pole blocking; coordinated control strategy

(编辑 陆海霞)