

篇 头 语

以特高压交直流输电系统为骨干网架的国内能源互联网正逐步形成。特高压输电在带来巨大经济、社会、环境效益的同时,也给电网运行带来新的挑战。其中,电压等级的提高对一次设备性能提出更高要求;交直流混联、大量快速响应电力电子设备的应用使机电暂态、电磁暂态与受控调节交织,使电网行为以及用于描述这些行为的电网建模和分析计算更加复杂;送端大规模新能源接入后,一方面使电网在稳定性及承载能力上面临新的问题,另一方面也促使电力市场做出相应改革以保证对新能源发电的消纳能力;运行经验表明,特高压直流输电系统在控制保护配置方面存在一定改进空间。

为深入分析特高压交直流电网面临的问题与挑战,探讨电网仿真建模方法和解决问题的技术,促进同行交流,受《四川电力技术》编辑部邀请组织了本期“特高压专刊”。

本专刊共收录文章 19 篇,主要研究领域包括特高压电网分析与控制、特高压一次设备运行与绝缘、特高压保护技术以及现场经验与工程应用。

1) 特高压电网分析与控制

穆清、张星等分析了基于静态链接的融合仿真和动态链接的融合仿真的特点,并研究了复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 融合仿真的同步机制。算例表明复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 融合仿真后,其仿真结果与现场实际行为基本吻合,仿真速度优于详细逻辑模型。刘挺坚、苟竞等提出了基于支路能量时空特征的暂态稳定分析方法,从扰动能量在系统中分布、传播和消纳的角度分析电网稳定变化趋势,算例结果与故障场景的临界切除时间基本相符。刘天宇、王渝红等分析了特高压直流受端单层接入、分层接入和分极分层接入方式的拓扑结构及其特点,提出了分极分层接入方式的控制系统结构。金子开、滕予非分析了 RAML 的存在对直流系统的影响,并用等面积法则对直流系统和交流系统的影响进行了解释说明,仿真结果验证了 RAML 对系统稳定性的影响。刘金强、卢芸等计及系统频率响应,对交直流混联系统的最大风电渗透率计算方法进行了研究,分别在大扰动和风电自身波动两种情况下对系统的频率偏移展开研究,实际风电场的数据验证了所提计算方法的有效性。梁晓斌、魏巍等介绍了基于场路耦合建模思路的直流偏磁仿真计算方法,基于该方法建立的模型可以预判直流输电单极检修、单极闭锁、双极不对称运行等多种大地回路运行方式下直流偏磁风险。刘磊、林圣等针对 PSCAD/EMTDC 软件自带的换流器元件全封装导致仿真灵活性降低的问题,搭建了较详细的换流器触发控制模型,以多个自定义元件为基础,实现了目前工程广泛采用的等相位间隔触发控制。陶宇轩、胥威汀等提出了一种激励可再生能源消纳的特高压输电电价形成方法,该方法充分考虑了可再生能源的跨区交易问题,对基于特高压的跨区交易市场构



四川大学 李兴源教授/博导



国网四川省电力公司电力科学研究院

甄威 教授级高级工程师

建有一定参考价值。刘佳钰基于理论分析和公式推导,得到普提变电站功率测量装置存在的缺陷,并提出修正方法。

2) 特高压一次设备运行与绝缘

吴庆华、刘文勋等对 ± 800 kV 特高压直流线路上绕耐张塔进行研究,研究中综合考虑塔型结构、跳线串型、跳线型式、空气间隙及地线起晕场强等因素,并对其经济效益和社会效益进行分析,为后续 ± 800 kV 特高压直流线路的耐张塔设计提供了参考。刘守豹、张星海等以宾金直流 2016 年 8 月 2 日雷击故障为契机,开展了考虑电晕损耗的特高压直流线路雷击特性分析,研究结论对开展特高压直流线路防雷工作具有参考意义。刘隆晨、张星海等研究了正向电流幅值、换向电流变化率等参数对特高压换流阀用晶闸管反向恢复特性的影响,研究成果为换流阀晶闸管级单元现场检测试验提供了理论依据。蒋伟、兰新生等对 220 kV 幸福变电站主变压器噪声异常情况进行分析,发现该主变压器噪声异常的原因是德阳换流站直流接地极电流导致其发生直流偏磁现象,并提出了变压器直流偏磁的防护建议。

3) 特高压保护技术

焦在滨、姜振超在调研国内外相关文献的基础上,从多端直流系统故障分析、保护和故障隔离三方面,介绍了目前国内外的研究进展、存在的问题,并提出后续研究方向的意见。李小鹏、高杉等从线路保护的角度出发,提出了基于小波能量相对熵的单端保护算法,并进行了仿真验证。张纯、滕予非指出了目前接地极线路保护存在的缺陷,并从保护策略和故障隔离两方面提出了改进意见。刘俊杰、李琨等针对接地极线路保护存在的问题,提出了保护配置方案优化建议。汤会增、程朝磊等研究了特高压变压器调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性。李乾、张祥等介绍了特高压直流输电保护性闭锁的分类和针对不同故障的动作策略,并以实际工程为例,分析了现有保护性闭锁动作策略的优劣,提出了改进策略。

本专刊在组稿过程中,兼顾了文章的创新性和实用性,希望本刊能对读者有所助益。

李兴源
魏 威

2017 年 1 月 3 日于成都

复杂直流输电控制保护系统和 ADPSS 融合仿真技术研究

穆 清,张 星,孙丽香
(中国电力科学研究院,北京 100019)

摘 要:随着直流输电系统的规模、容量和对电网运行的影响与日剧增,直流输电系统复杂的控制保护特性越来越受到运行分析的关注。对复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 电磁暂态仿真平台的融合仿真技术进行研究,提出了静态链接和动态链接两种融合仿真方法;并研究了各种仿真方法下的直流控制保护系统的融合接口设计;最后建立了复杂直流控制保护系统与 ADPSS 融合仿真系统,该系统充分保留了直流输电系统控制保护特性,为研究各种故障下的直流输电的运行状态提供了强大的技术支持。

关键词:HVDC; 直流控制保护系统; 融合仿真; 融合接口

Abstract:With the increase of scale and rates of HVDC transmission system as well as its impact on power system operation, the complicated HVDC control and protection characteristics attract more attention. The fusion simulation of the complicated HVDC control and protection system is studied. The static links and dynamic links as two fusion simulation methods are proposed, while the multiple interfaces of fusion simulation are designed based on each simulation method. Finally, the fusion simulation system of the complicated HVDC control and protection system and ADPSS is built, which remains accurate characteristics of HVDC control and protection to support the study on HVDC operating condition during various disturbances.

Key words:HVDC; HVDC control and protection system; fusion simulation; interface for fusion simulation

中图分类号:TM73 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0003-06

0 引 言

现代电力系统中,以直流输电为代表的柔性电力设备已经成为电力系统的重要部分。它具备了功率的快速控制能力和远距离大容量输电能力;同时,它的快速调节和控制的能力也对电力系统运行产生着重要的影响。

近 10 年来,随着直流输电规模和容量的不断增大,发生了一些对电网运行影响较大的直流输电故障^[1],这些故障对电网运行和安全提出了新的挑战。准确仿真直流输电的动态特性,为直流输电研究提供准确工具,成为应对这一挑战的必要手段。

控制保护系统是直流输电的核心设备,其特性直接决定了直流输电的运行特性。控制保护系统的准确描述是对直流输电动态特性仿真的前提^[2]。

传统的机电暂态仿真工具采用了直流输电的准稳态模型,因此控制保护系统的模拟也采用了准稳态的简化模型^[3]。

电磁暂态仿真可以采用很小的仿真步长实现小时间尺度的精细化仿真,对直流输电的一次系统可以进行准确地模拟。但是由于控制保护系统的结构和逻辑非常复杂,直接在电磁暂态仿真工具中进行详细直流控制保护系统的建模工作非常复杂,还要相应简化,其效率低,准确性也较难保证^[4]。到目前为止,复杂直流控制保护模型还没有特别有效的建模手段。

1 研究背景

为了探索更加高效实用的直流输电控制保护仿真模型,各种直流控制保护系统和电力系统分析平台的混合仿真方法得到了研究和探索。

用户可以通过自定义的方式在 PSCAD /EMT-DC 软件中建立直流输电控制保护系统的局部功能和逻辑,比如直流线路保护模型^[5]和 SYMADYN D 的保护功能^[6],实现一定功能的混合仿真。

ABB 公司根据自身的直流控制保护系统

MACH2,在PSCAD系统中建立了一个虚拟MACH2系统,基本保留了直流控制保护系统的功能。但是,由于此研究采用了静态链接技术,存在符号表冲突,无法快速完成多条直流的布置,同时静态链接也很难对直流控制保护逻辑进行修改。

复杂直流控制保护系统还可以采用进程级融合与EMTDC进行融合仿真^[7],但是进程级融合仿真需要进程间通讯,系统调度开销大,仿真效率较低。

这里探索和比较了基于静态链接和动态链接的融合仿真技术,分析了两种融合仿真技术的关键点,提出了基于两种融合仿真技术的ADPSS与复杂直流控制保护系统的融合仿真方法,保证了ADPSS融合仿真技术的灵活性。同时,还对融合仿真的同步机制和调度接口进行研究和设计。最后,测试了融合仿真的准确性和仿真速度,证明了融合仿真适用于研究直流输电的详细特性和事故反演等对准确性要求较高的场合。

2 研究方案

2.1 基于静态链接的融合仿真架构

静态链接就是在程序生成一个面向某一个仿真场景的exe文件时,把所有需要的仿真系统的功能函数的二进制代码文件都包含到可执行文件中去。

链接器(Link.exe)在整个程序融合的过程中发挥了最重要的作用,也决定了静态链接的本质特性。

链接器的基本工作原理如下:

首先,链接器根据目标文件提供的信息,知道参加链接的目标文件需要的外部函数和变量的信息。这些信息需要通过目标文件的符号表和重定位表来获取。

其次,链接器会合并相似段。每一个目标文件,包括Lib文件都是由很多标准段组成的,链接器将所有需要链接的目标文件中的相似段放在可执行文件的对应段中,如图1所示。计算出输出文件中各个段合并后的长度与位置,并建立映射关系。

最后,将每个符号引用与它输入的可重定位目标文件中的符号表中的一个确定的符号定义联系起来。重定位符号使得目标文件能正确调用到其他目标文件提供的函数和变量。

因此,静态链接的本质就是通过链接器把所有的功能函数目标文件合并到一起,并建立内部的映

射关系,组成一个大型的可执行目标程序。

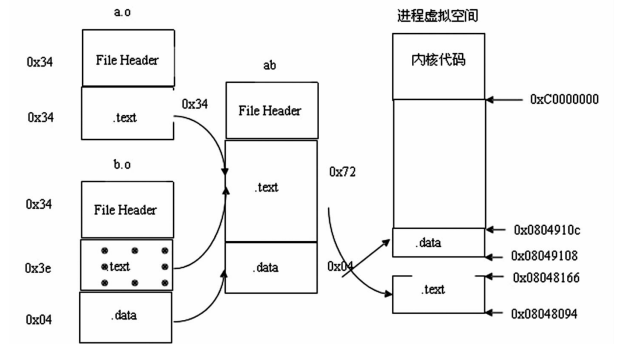


图1 静态链接器的工作原理

传统的复杂直流控制保护系统的仿真技术采用静态链接融合仿真技术,见图2。

HVDC Controller1、HVDC Controller2、HVDC controller3是3个复杂直流控制保护系统。每一个直流控制保护系统内部有系统的程序目标文件(Objective File),例如user1.obj、user2.obj、user3.obj等等。这些程序目标文件含有了直流控制保护系统内容的所有功能信息,通过程序的函数来表示。同时,电磁暂态仿真系统提供了一个静态库ADPSS.lib文件,也通过程序中的函数来表示。这个静态库中包含了进行电力系统电磁暂态仿真所需要的所有功能模块。

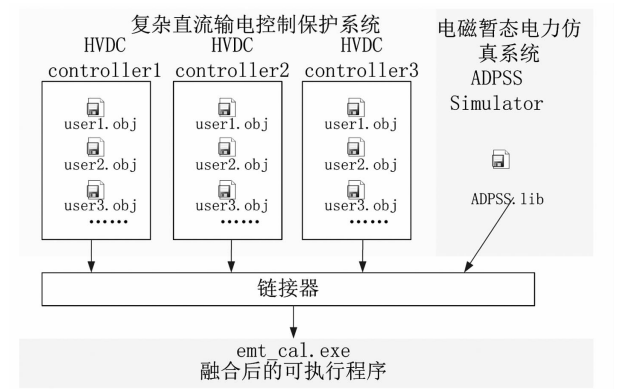


图2 静态链接的融合仿真

为了生成融合仿真的可执行程序,电磁暂态仿真系统的ADPSS.lib和复杂直流控制保护系统的所有目标文件还需要通过链接器相互链接在一起,并一起包含到融合后的可执行文件emt_cal.exe中。

通过执行emt_cal.exe的程序,实现复杂的直流控制保护系统和ADPSS电磁暂态仿真的融合仿真。

静态链接的优势是:

- 1)代码装载速度快,执行速度略比动态链接库快;
- 2)生成的可执行文件对原有的文件不再存在

依赖关系,可移植性好。

静态链接的缺点是:

- 1)生成的可执行文件体积很大,包含了很多公共代码,比较浪费;
- 2)静态链接需要提供复杂控制保护系统的目标文件,对融合仿真系统的开发性要求很高;
- 3)融合仿真系统的子系统更新困难。

2.2 基于动态链接的融合仿真架构

动态链接技术是为了解决空间浪费和更新困难这两个静态链接的缺点而提出的。它把程序的模块相互划分开来,形成独立的文件,而不再将它们静态地链接在一起,把链接过程推迟到运行时再进行。

以 Linux 的动态链接技术为例,动态链接机制的核心是引入了全局偏移表(global offset table, GOT)和过程链接表(procedure linkage table, PLT)实现了位置无关代码(position independnet code, PIC)。

基本实现方法如下:

- 1)动态链接器 ld. so 程序把动态库中的目标文件的可加载段进行整体地映射,然后返回一个虚拟映射地址用于库内函数的寻址;
- 2)修改动态库中的哈希表、符号表、重定位表,并存入全局的库映射结构中,然后按照相似的方法对依赖库进行映射,完成全局偏移表的设置;
- 3)通过 PLT 表跳转到调用函数的入口,并查找库内对应函数的偏移地址(sym -> st);根据入口地址(reloc_offset)和偏移地址(sym -> st)返回动态链接库函数的调用地址,完成重定位功能(reloc),如图 3 所示。

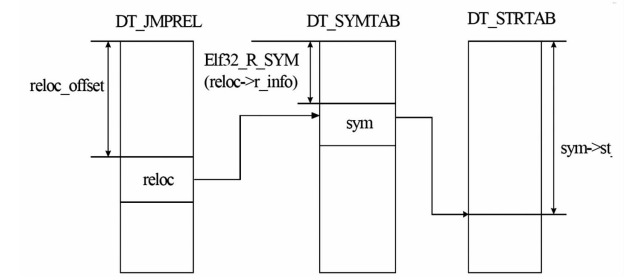


图 3 由重定位偏移查找要解析的符号名称

复杂直流输电控制保护系统和 ADPSS 的动态链接技术参考了动态链接机制,与静态链接技术有较大的不同,结构如图 4 所示。

ADPSS 电力系统仿真主程序(emt_cal. exe)保留了很多程序占位函数如 ptr1()、ptr2()、ptr3()等。在仿真系统没有真正使用到复杂控制保护系统

模型时,占位函数没有被执行。即使用户没有控制保护程序的动态库,仿真也能顺利进行。如果用户的算例里使用了复杂直流控制保护模型功能,ADPSS 仿真程序就会运行相应的占位函数。占位函数就可以通过动态链接,寻找调用功能函数的地址(ptr1、ptr2、ptr3…),把控制保护的相应功能函数 PCP()、CCP()直接加载到内存中,进行融合仿真运算。

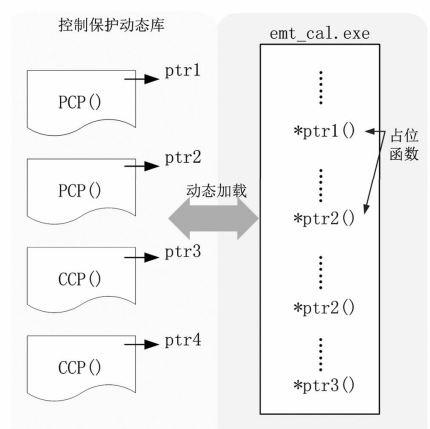


图 4 直流控制保护系统动态链接机制

动态链接的优势是:

- 1)库灵活性好,针对不同的用户可以开发不同功能和复杂度的软件;
- 2)动态延时加载,节省了大量的内存空间,并可以在不影响主任务功能的情况下,动态地加载和关闭动态链接。

动态链接的缺点是:

- 1)加载速度稍慢,执行速度也稍慢于静态链接;
- 2)本机需要保存动态链接库文件,程序运行有一定依赖性。

所设计的融合仿真系统将以动态链接技术为主。

2.3 控制保护系统融合仿真同步接口

为 ADPSS 仿真平台模拟真实的电力系统物理环境与外部设备连接,ADPSS 设计融合仿真同步接口,提供复杂直流控制保护系统和 ADPSS 电力系统仿真平台的同步接口。接口主要分为 3 个:同步时钟接口、信号接口和同步调度执行接口。

2.3.1 同步时钟接口

由于实际直流控制保护模型需要运行在实时方式下,所有的逻辑和延时环节都涉及到物理时间;而 ADPSS 电磁暂态仿真平台本身是一个模拟仿真计算程序,它是以仿真环境中的相对时间为时标的。如果需要使实际直流控制保护模型的执行时刻尽量

符合实际工况,就要把它的时间同步到 ADPSS 的相对时钟,让模型能在模拟仿真程序的相对时钟下产生实时化效果。

但是控制保护系统一般不能直接接受时间,它能接受的是外部的晶振信号。因此,需要依靠晶振信号传递来同步相对时钟,过程如图 5 所示。ADPSS 电力仿真系统根据自身的仿真步长生成一个宽幅的脉冲模拟晶振的输出,并把这个宽幅脉冲输入到 HVDC 控制保护系统中做为时钟输入。同时,在 HVDC 控制保护系统内部,根据电力系统的仿真步长设置好外部晶振的频率,调整出和 ADPSS 电力系统仿真系统完全同步的时钟。

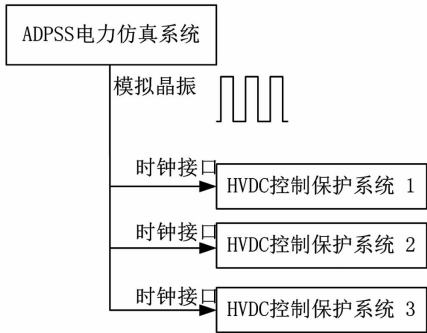


图 5 时钟接口

2.3.2 信号接口

复杂直流控制保护系统与 ADPSS 电力系统仿真平台在统一了时标以后,就能相互传递信号,实现控制和响应功能。直流控制保护装置的控制功能比较复杂,需要的输入、输出信号也非常多。为了实现控制保护系统的完整动态特性同时又降低融合仿真接口设计的复杂性,融合仿真系统需要对复杂直流控制保护输入、输出信号进行相应的处理和简化。

在经过处理和简化以后,直流控制保护模型和电磁暂态仿真程序提供的通道信号数量为 248 个,有控制命令和指令、阀控制信号、测量模拟量输入、断路器控制信号、发站间通讯、收站间通讯、发极间通讯、收极间通讯、TFR 通道和断路器状态信号等 10 大类。表 1 是主要信号的分类以及相关的数量。

表 1 直流控制保护装置的主要信号的分类以及相关的数量

输入信号类型	数量	输出信号类型	数量
控制命令	18	阀控制信号	9
模拟量输入	23	断路器控制	12
发站间通讯	35	发极间通讯	37
收站间通讯	35	收极间通讯	37
TFR 通道	30	断路器状态	12

2.3.3 同步调度执行接口

详细直流控制保护系统是分层结构的,内部每一个功能函数的执行周期并不相同,如果只是建立相应的功能函数,而没有考虑分层功能,就不能准确模拟直流控制保护的行为。

根据实际直流控制保护系统的分层结构,提出在 ADPSS 平台中模拟分层执行的解决方案。直流控制保护的执行分为 6 个不同层次,每一层次有自己独立的执行使能信号,包括 OPN(1)、OPN(2)、OPN(3)、OPN(4)、OPN(5)和 OPN(6),各层的使能信号统一由 ADPSS 的一个调度执行接口发出。

OPN(1)的信号每 1 个周期发出,OPN(2)的信号每 2 个周期发出,OPN(3)的信号每 6 个周期发出,OPN(4)的信号每 12 个周期发出,OPN(5)的信号每 24 个周期发出,OPN(6)的信号每 48 个周期发出。相应层次的功能函数,在相应 OPN 使能信号发出以后执行。如此以后,实际工程的分层执行得到了完整的保留和仿真,同时也能减少很多不必要的执行时间,保证了详细控制保护模型的执行速度。

3 系统验证测试

以龙泉-政平(简称为“龙政”)直流输电工程作为研究背景,建立复杂直流控制保护系统和 ADPSS 电力系统仿真平台的融合仿真系统。通过比较实际故障录波和仿真平台的仿真结果,测试其有效性和准确性。

3.1 测试系统

基于 ADPSS 建立的龙政直流输电系统仿真模型示意图见图 6。

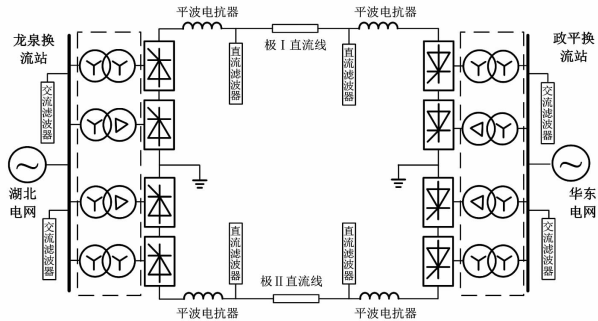


图 6 龙政直流输电系统数字仿真模型示意图

仿真模型主要包括换流站两端交流电网、整流侧换流站、直流线路、逆变侧换流站。

换流站两端交流电网包括除换流站 500 kV 母

线、交流滤波器以外的换流站交流场以及换流站外部电网。

换流站一次系统模型包括 500 kV 交流母线、交流滤波器、换流变压器、换流阀、平波电抗器、直流滤波器等。

复杂直流控制保护系统包括换流站基本控制功能,如换流站触发控制(CFC)、换流站模式顺序控制(MSQ)、换流站无功控制(RPC)、换流变压器分接头控制(TCC)等,还包括不跳闸类的保护系统模型,系统对不影响直流输电系统电磁暂态特性的控制保护功能进行了简化。

由此可知,基于 ADPSS 建立的直流输电工程模型在一次系统结构、一次设备参数上完全相同,而复杂直流输电控制保护系统与实际现场的控制保护系统功能基本一致。

3.2 现场事故描述

2013 年 9 月 24 日 09 点 34 分,龙泉换流站极 II 直流线路故障,线路突变量保护动作,全压启动不成功。之后,欠压、纵差保护动作,全压启动成功,故障点距龙泉站 670.3 km。

事件发生前,龙泉换流站处于双极大地运行方式,龙泉换流站送政平换流站功率为 3 000 MW。本次事件未损失负荷,直流控制保护动作正确。

3.3 融合仿真有效性测试

将仿真结果与录波数据进行对比,换流变压器网侧电压、Y/Y 换流变压器阀侧三相电流、Y/D 换流变压器阀侧三相电流、直流线路电压 U_{DL} 、直流线路电流 I_{DL} 以及换流阀触发角的对比结果如图 7 至图 11 所示。

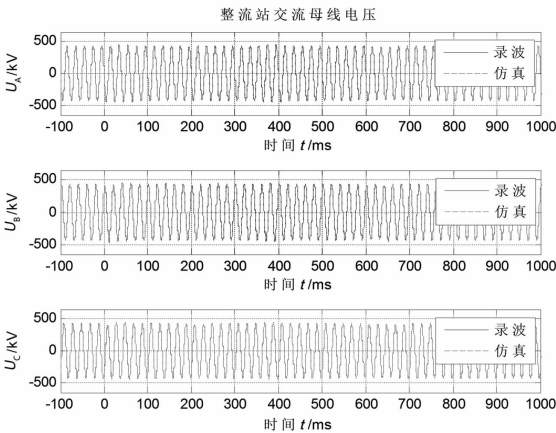


图7 极II换流变压器网侧电压波形对比

1) 整流站交流母线电压和换流变阀侧电流

图 7 中,整流站交流母线电压的仿真结果与实际故障录波相比趋势相同,数值偏差较小。故障发生前后,交流电压保持稳定。

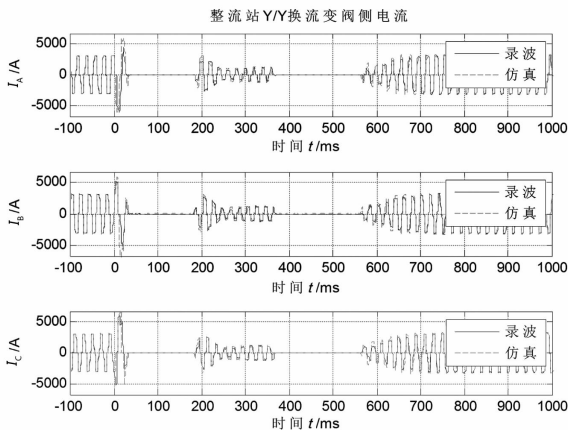


图8 整流侧极II Y/Y 换流变压器阀侧电流
波形对比图

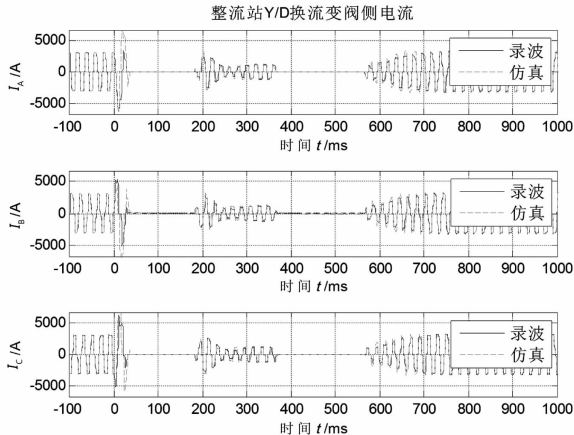


图9 整流侧极II Y/D 换流变压器阀侧
电流波形对比图

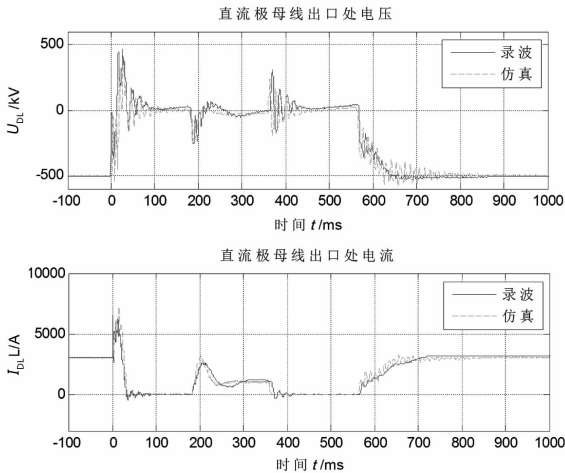


图10 直流线路电压、电流波形

由图 8、图 9 可知,换流变压器阀侧电流的 ADPSS 仿真结果与实际故障录波相比,故障前后电

流波形趋势相一致并且数值偏差不大。

2) 直流线路电压、电流波形和触发角波形
结合图 10、图 11 分析可知,直流线路电压、电流以及触发角指令的仿真波形和实际故障录波波形三者趋势相一致,数值偏差较小。

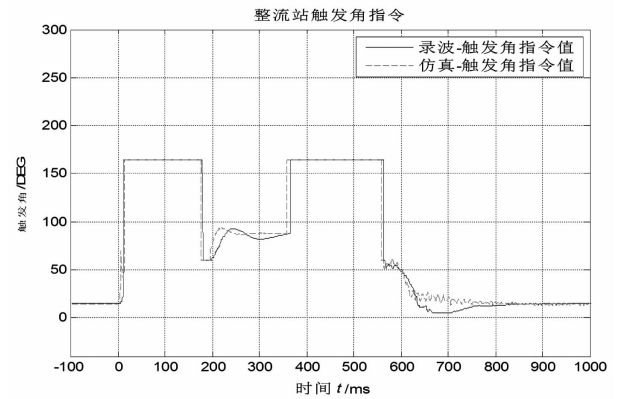


图 11 整流站触发角指令

3.4 仿真速度测试

比较融合仿真系统(复杂直流控制保护和 ADPSS 平台)和非融合仿真方法(在 ADPSS 仿真平台中搭建详细的控制保护逻辑)的仿真速度,融合仿真平台运行在 Intel Xeon 机架式服务器上,ADPSS 电磁仿真的仿真步长为 50 μs。多次测试中的仿真时间为:1 s、2 s、10 s 和 100 s,测试结果如表 2 所示。

表 2 仿真速度测试

仿真时间/s	融合仿真/s	简化控制/s	详细控制/s
1	6.9	0.96	34.4
2	13.4	1.93	68
10	65.5	9.87	690
100	651.0	98.6	>3 600

4 结 论

1) 研究了复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 电力系统的融合仿真技术,包括基于静态链接的融合仿真和动态链接的融合仿真。

静态链接的融合仿真是传统的融合方法,其加载速度快,但是灵活性差,资源占用大。动态链接的融合仿真系统采用延迟加载,动态调用的方法,模块

独立性强,灵活度高,适宜于实现复杂直流输电控制保护系统和 ADPSS 融合仿真。

2) 研究了复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 融合仿真的同步机制。融合系统需要同步相对时钟,同步输入输出信号,特殊的同步调度执行。

3) 复杂直流输电控制保护系统与 ADPSS 融合仿真在仿真准确性与实际现场工程基本吻合,仿真速度优于详细逻辑模型,可满足各种测试和研究。

参考文献

[1] 李新年,易俊,李柏青,等. 直流输电系统换相失败仿真分析及运行情况统计[J]. 电网技术,2012(6):266-271.

[2] 王俊生,吴林平,王振曦,等. 高压直流控制保护系统 IEC 61850 建模[J]. 电力系统自动化,2009(1):41-44.

[3] 汤涌. 交直流电力系统多时间尺度全过程仿真和建模研究新进展[J]. 电网技术,2009(16):1-8.

[4] 韩民晓,丁辉,陈修宇,等. 高压直流输电系统电磁暂态建模[J]. 电力系统及其自动化学报,2008(4):7-11.

[5] 杨泽明,任达勇. 基于 EMTDC 混合编程的高压直流线路保护仿真研究[J]. 南方电网技术,2009(S1):80-83.

[6] 余江,周红阳,黄佳胤,等. 南方电网高压直流保护的 PSCAD/EMTDC 仿真模型研究[J]. 南方电网技术,2007(2):31-35.

[7] 穆清. 基于 EMTDC 的高压直流控制保护模型的研究和开发[D]. 北京:中国电力科学研究院,2010.

作者简介:

穆 清 (1983),博士,主要研究方向为高压直流输电和电力电子仿真;

张 星 (1982),博士,主要研究方向为电力系统仿真和电力电子仿真;

孙丽香 (1983),硕士,主要研究方向为电力系统仿真和电力电子仿真。

(收稿日期:2016-10-18)

基于支路能量时空特征的电力系统暂态稳定性分析

刘挺坚¹, 苟 竞², 胥威汀², 刘友波¹, 许立雄¹

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065;
2. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041)

摘 要:提出支路能量分布熵和支路能量近似熵指标,分别从扰动能量在电网中的空间分布聚集程度和从扰动能量随时间推移的振荡态势来分析故障后电力系统的暂态稳定性。首先简述系统动态模型和基于结构保留模型的支路势能分析方法,引入复杂系统熵理论构造支路能量分布熵指标;同时引入近似熵与多尺度熵理论构造支路能量近似熵指标,进一步给出基于两类熵指标的暂态稳定分析方法。四川电网算例研究验证了:线路故障注入电网的扰动能量越大,支路能量分布熵越小,则关键支路割集所聚集的能量越大,系统越容易失稳;支路能量近似熵越小,则聚集在支路上的能量随时间推移越发增加,系统越容易失稳。

关键词:暂态稳定性;支路势能法;空间分布熵;近似熵

Abstract:Two performance indexes, that is, distribution entropy and approximation entropy of power system branch potential energy, are proposed for transient stability assessment. The general dynamic model of power systems and branch potential energy is firstly introduced. Distribution entropy is used to describe the spatial feature of branch potential energy and approximate entropy is used to describe the temporal feature of branch potential energy. After that, the methods for transient stability based on the proposed two performance indexes are presented in detail. Case study on the transmission system of Sichuan province demonstrates that, a higher energy injection caused by a fault and smaller energy distribution entropy will result in a more unstable system. Numerical results also show that smaller energy approximate entropy indicates that potential energy will accumulate faster in the critical subset of transmission lines, thus the system will be more unstable.

Key words:transient stability; branch potential energy; spatial distribution entropy; approximate entropy

中图分类号:TM712 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0009-05

0 引 言

近年来,大停电事故在全球范围内时有发生,对社会稳定和经济发展造成了极大的损害^[1-3],引起了电力系统运行人员和科研人员对安全稳定分析工作的广泛关注。

20 世纪 50 年代,能量函数方法^[4]被引入到电力系统的暂态稳定分析中,由此展开了电力系统能量函数分析方法的研究。文献[5]基于多机电力系统的经典模型,采用首次积分法构造了暂态能量函数,实现了同步稳定性的定量评估。文献[6]首次提出了基于结构保留模型的暂态能量函数,消除了经典模型不能计及转移电导以及负荷无功电压动态响应等问题。文献[7]提出了单机能量函数,验证

基金项目:国家自然科学基金重点项目(51437003)

了系统失去同步稳定性仅由部分机组的失稳能量决定。文献[8]则提出了扩展等面积方法(extended equal area criterion,EEAC),用角度中心的概念将多机系统等值为两机系统进而等值为单机无穷大系统,从而可采用等面积定则来衡量多机系统的稳定性。

经过几十年的发展与改进,能量函数方法得到了更广泛的应用。文献[9-10]提出了静态势能函数,其中静态支路势能函数可从支路传输能力的角度定量评估电网脆弱性,而静态节点势能函数可统一量化负荷节点在系统不同无功注入成分影响下的电压脆弱性。基于复杂网络理论介数的概念,文献[11]建立了计及暂态动能注入介数和支路势能信息的支路暂态脆弱性指标,实现了大扰动下脆弱输电线路的快速预判。文献[12]推导了基于发电机机端电气状态量的相对能量函数,通过两阶段聚类

分群实现了系统临界机群的快速辨识。文献[13]将诸多电气状态参数统一到能量函数框架下,以能量转移分布熵和单位转移能量密度提取系统连锁故障演变趋势,辨识连锁开断薄弱元件。

下面提出支路能量分布熵和支路能量近似熵指标,分别从扰动能量在电网中的空间分布聚集程度和从扰动能量随时间推移的振荡态势来分析故障后电力系统的暂态稳定性。首先简述系统动态模型和基于结构保留模型的支路势能分析方法,引入复杂系统熵理论构造支路能量分布熵指标,引入近似熵与多尺度熵理论构造支路能量近似熵指标,进一步给出基于两类熵指标的暂态稳定分析方法。最后以四川电网作为对象进行算例分析验证所提方法的有效性。

1 电力系统动态模型与支路能量函数

1.1 系统动态模型

设电力系统有 n_G 个发电机节点, n_B 个母线节点和 n_L 条支路(包括输电线路和变压器)。惯性中心(center of inertia, COI)参考系下系统动态模型为

$$\begin{cases} M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \\ \frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \end{cases} \quad (1)$$

式中: M_i 为发电机 i 的惯性系数; M_T 为系统惯性系数,是各发电机惯性系数之和; ω_i 和 δ_i 分别为发电机 i 相对于惯性中心的转速与转角; P_{mi} 和 P_{ei} 分别为发电机 i 的输入机械功率和输出电磁功率; P_{COI} 为惯性中心的加速功率。

若发电机采用经典模型,负荷采用恒阻抗模型,并采用计及发电机暂态电抗的增广网络,那么 P_{ei} 和 P_{COI} 满足:

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{n_G} (E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij} + E_i E_j G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

$$P_{COI} = \sum_{i=1}^{n_G} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3)$$

式中: E_i 和 E_j 分别为发电机 i 和发电机 j 的内电势; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为收缩到发电机内节点的网络电导与电纳。

1.2 支路势能函数

基于结构保留模型的能量函数理论,根据势能

函数的积分原理,电网各支路势能可表示为

$$E_{ij} = \int_{(\delta_{ij}^s, U_{ij}^s)}^{(\delta_{ij}, U_{ij})} [f_{p,ij} df_{q,ij}] \left[\frac{d\delta_{ij}}{dU_{ij}} \right] \quad (4)$$

考虑支路功率传输关系:

$$\begin{aligned} f_{p,ij} &= P_{ij} - P_{ij}^s \\ &= U_i^2 G_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - P_{ij}^s \quad (5) \\ f_{q,ij} &= (U_{ij})^{-1} (Q_{ij} - Q_{ij}^s) \\ &= \frac{-U_i^2 B_{ij} + U_i U_j (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) - Q_{ij}^s}{U_{ij}} \end{aligned} \quad (6)$$

将式(5)和式(6)代入式(4)中即可得到支路势能为

$$\begin{aligned} E_{ij} &= \int_{(\delta_{ij}^s, U_{ij}^s)}^{(\delta_{ij}, U_{ij})} [f_{p,ij} df_{q,ij}] \left[\frac{d\delta_{ij}}{dU_{ij}} \right] \\ &= \int_{\delta_{ij}^s}^{\delta_{ij}} (P_{ij} - P_{ij}^s) d\delta_{ij} + \int_{U_{ij}^s}^{U_{ij}} \left(\frac{Q_{ij} - Q_{ij}^s}{U_{ij}} \right) dU_{ij} \\ &= \int_{\delta_{ij}^s}^{\delta_{ij}} [U_i^2 G_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - P_{ij}^s] d\delta_{ij} + \\ &\quad \int_{U_{ij}^s}^{U_{ij}} \left[\frac{-U_i^2 B_{ij} + U_i U_j (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) - Q_{ij}^s}{U_{ij}} \right] dU_{ij} \quad (7) \end{aligned}$$

式中: E_{ij} 为节点 i j 之间的支路势能; δ_i 、 δ_j 分别为节点 i j 的相角,且有 $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$; U_i 、 U_j 分别为为节点 i j 的电压幅值,且有 $U_{ij} = U_i - U_j$; P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为节点 i j 之间的当前有功、无功传输量; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点 i j 之间的支路电导和支路电纳; U_i^s 、 U_j^s 、 δ_i^s 、 δ_j^s 、 P_{ij}^s 、 Q_{ij}^s 分别表示对应变量的初始稳态值。

取初始稳态作为势能的参考点,支路势能表达了线路潮流、节点电压在故障后暂态阶段相对于初始稳态的瞬时偏移效应,其动态轨迹反映了系统暂态稳定态势。

2 基于支路能量空间分布特征的暂态稳定性分析

2.1 复杂系统熵理论

熵(entropy)是热力学系统的一种状态函数,是对系统紊乱程度的一种度量。其后香农又提出信息熵,一般用来衡量离散系统的信息不确定度,表征系统的有序/无序程度。当系统的 n 种状态等概率出现时,系统有序程度最低,信息熵最大;当系统处于唯一状态时,系统的有序程度最高,信息熵最小。

电力系统作为一个复杂自组织能量平衡系统,

系统内部的稳定平衡可以通过系统内部能量分布的熵变过程来描述,因此可定义电力系统能量熵 H 为

$$H = - \sum_{i=1}^N \eta_i \ln \eta_i \tag{8}$$

式中: $\eta_i = E_i/E$ 为元件 i 的能量分布率; N 为系统元件总数。

2.2 基于支路能量分布熵的暂态稳定分析方法

若线路 l 发生故障扰动,故障将对电网注入扰动能量。扰动能量以支路势能的形式分布和储存在电网各支路中。支路能量空间分布的聚集程度反映了电网各支路对扰动能量的分摊消纳情况,若支路能量集中分布在少数线路上,将可能因为这些支路无法消纳扰动能量而造成系统从这些支路所构成的关键割集撕裂,最终导致电力系统失去同步稳定性。

由于暂态支路能量具有时变性,不能仅从某一时间断面来评价扰动能量在电网中的聚集程度,因此需从暂态过程中支路能量的累积效应来研究能量分布。设线路 l 发生故障后,线路 k 在暂态过程中所承受的累计能量效应 E_{l-k} 为

$$E_{l-k} = \int_{t_{cl}}^{t_s} E_k(t) dt \tag{9}$$

式中: $E_k(t)$ 为线路 k 在故障后暂态过程中的瞬时支路势能值; t_{cl} 为故障清除时刻; t_s 为故障后系统到达稳定平衡状态的时刻。一般来说, t_s 为无穷大时刻,实际应用中时间取无穷大则不利于计算,这里对 t_s 取时域仿真时间。

因此线路 l 发生故障对电网各支路的总体扰动能量冲击 E_l 为

$$E_l = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq l}}^N E_{l-k} \tag{10}$$

线路 k 所承担线路 l 故障对电网总体扰动能量冲击的比例用线路 k 的能量冲击率 η_{l-k} 来表示。

$$\eta_{l-k} = E_{l-k}/E_l \tag{11}$$

定义线路 l 故障扰动下系统的支路能量分布熵为

$$H_l = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq l}}^{N_B} \eta_{l-k} \ln \eta_{l-k} \tag{12}$$

在线路 l 故障扰动给系统注入的扰动能量 E_l 一定的情况下, H_l 的大小反映了扰动能量在电网各支路中的空间分布特性。 H_l 越小表示扰动能量越集中分布在少数几条支路上,系统将面临更大的失稳风险;反之, H_l 越大表示扰动能量越均匀分摊到电网各支路上,系统相对安全稳定。

进一步定义线路 l 故障扰动下系统暂态稳定性

指标 S_l 为

$$S_l = E_l/H_l \tag{13}$$

E_l 越大,线路 l 故障扰动对系统的能量冲击越大, H_l 越小,线路 l 故障注入的扰动能量在电网中越聚集,则线路 l 故障扰动下系统暂态稳定性指标 S_l 越大,那么线路 l 故障扰动越容易导致系统失稳。

3 基于支路能量时间演变特征的暂态稳定性分析

3.1 近似熵与多尺度熵

近似熵^[14] (approximate entropy) 表示前一数据序列对后一数据序列的可预测性,反映了时间序列上的复杂度,可用于研究非线性动力学系统的变化规律。

对于一个长度为 N 的原始时间序列 $X = \{u(i), u(i+1), \dots, u(N)\}$,对重构为 m 维矢量:

$$X^m(i) = \{u(i), u(i+1), \dots, u(i+m-1)\} \tag{14}$$

其中, $i = 1, 2, \dots, N - m + 1$ 。

对每一个标量 i ,计算矢量 $X(i)$ 与所有矢量 $X(j)$ ($j = 1, 2, \dots, N - m + 1$) 矢量之间的距离为

$$d[X(i), X(j)] = \max_{k=0 \sim m-1} |u(i+k) - u(j+k)| \tag{15}$$

设容限 $r > 0$,统计 $d[X(i), X(j)] < r$ 的数目与总矢量数目 $N - m + 1$ 之间的比值为

$$C_i^m(r) = \frac{1}{N - m + 1} \text{num} \{d[X(i), X(j)] < r\} \tag{16}$$

式中, $j = 1, 2, \dots, N - m + 1$ 。

对 $C_i^m(r)$ 取对数再求和,然后求其对所有 i 的平均值 $\varphi^m(r)$ 为

$$\varphi^m(r) = \frac{1}{N - m + 1} \sum_{i=1}^{N-m+1} \ln C_i^m(r) \tag{17}$$

将矢量维数增加 1 变为 $m + 1$,重复上述过程计算 $\varphi^{m+1}(r)$,则此时间序列的近似熵可表示为

$$\rho_{ApEn}(m, r) = \lim_{N \rightarrow \infty} [\varphi^m(r) - \varphi^{m+1}(r)] \tag{18}$$

实际计算中时间序列的长度不可能为无限,因此对有限序列 N ,采用式 (19) 来计算近似熵的估计值:

$$\rho_{ApEn}(m, r, N) = \varphi^m(r) - \varphi^{m+1}(r) \tag{19}$$

多尺度熵 (multi-scale entropy) 首先对原始时

间序列作粗粒化变换,设尺度变换因子为 τ ,则原始时间序列粗粒化后为

$$y_j^\tau = \frac{1}{\tau} \sum_{i=(j-1)\tau+1}^{j\tau} u(i), (1 \leq j \leq N/\tau) \quad (20)$$

式中:新时间序列长度为 N/τ ,当尺度因子为 1 时,即为原始时间序列;当尺度因子不为 1 时,粗粒化为新时间序列 y_j^τ 。对于粗粒化后的时间序列,计算其近似熵,由此得到原始时间序列在给定时间尺度下的近似熵值,即反映的是原始时间序列在给定时间尺度上的复杂度。容限 r 的取值一般与原始时间序列的标准差相关(一般取 $r=0.1 \sim 0.25$ SD,SD 为原始时间序列标准差);对于参数 m ,研究表明当取维数 $m=2$ 时计算结果的准确性对序列长度 N 的依赖性最小。

3.2 基于支路能量近似熵的暂态稳定分析方法

故障清除后,若支路能量随时间推移而衰减,即电网中各支路能够消纳故障注入的扰动能量,那么随时间推移系统进入故障后稳定平衡状态;若部分支路的支路能量随时间推移而增长,即该部分支路没有能力消纳故障注入的扰动能量,那么系统将从该部分支路组成的割集处失稳解列。因此可从支路能量的时间演化特征来分析电力系统的暂态稳定性。

给定尺度因子 τ ,对各支路的势能轨迹进行尺度为 τ 的粗粒化变换得到新轨迹序列,对新轨迹序列分析其近似熵,取各支路近似熵值的最大值作为系统的暂态稳定性指标 S_2 :

$$S_2 = \max_{i=1 \sim n_L} \rho_{ApEn}(i, m, r, N, \tau) \quad (21)$$

4 算例分析

以 PSD-BPA 的时域仿真程序作为仿真计算工具,采用四川电网某枯大运行方式作为算例对象,验证所提分析方法的有效性。

4.1 基于支路能量分布熵的暂态稳定性分析

考虑将四川电网所有 500 kV 输电线路作为三相短路故障的故障元件,故障清除时间取 10 个周波,采用 PSD-BPA 进行时域仿真计算得到系统的故障响应,采用基于支路能量分布熵的暂态稳定分析方法来进行暂态稳定性评估,计算结果如表 1 所示。

在算例运行方式中,川东北区域的临巴电厂和广

安厂机组的出力水平较高,因此东北区域线路故障的临界切除时间(critical clearance time, CCT)较短,线路故障对系统的扰动水平也较高;而金沙江流域、大渡河流域水电厂机组的出力水平相对较低;因此相应区域线路故障的临界切除时间较高,线路故障对系统的扰动水平也较低。基于广义支路能量分布熵的暂态稳定分析方法与线路故障场景的临界切除时间也基本相符,因此验证了该方法的有效性。

表 1 基于支路能量分布熵的暂态稳定性分析

故障线路	E_l	H_l	S_1	CCT
黄岩—广安 I 回	0.873 3	4.048 2	0.215 7	0.23 s
南充—黄岩 I 回	0.728 3	4.028 0	0.180 8	0.25 s
临巴—达州	0.581 8	3.631 7	0.160 2	0.29 s
临巴—南充	0.535 4	3.421 1	0.156 5	0.31 s
谭家—德阳 I 回	0.527 3	3.888 6	0.135 6	0.35 s
黄岩—达州	0.453 0	4.049 2	0.111 9	0.35 s
石棉—雅安 I 回	0.197 0	2.317 3	0.085 0	0.37 s
谭家—龙王 I 回	0.330 8	4.268 3	0.077 5	0.53 s
...	...	...	...	...
普提—二滩 I 回	0.066 0	4.013 6	0.016 4	0.65 s
东坡—瀑布 I 回	0.040 3	3.909 9	0.010 3	0.71 s

图 1 和图 2 分别给出“黄岩—广安 I 回”输电线路发生三相短路故障后发电机功角响应轨迹和支路势能响应轨迹,图 3 和图 4 则分别给出“普提—二滩 I 回”输电线路发生三相短路故障后发电机功角响应轨迹和支路势能响应轨迹。从发电机功角轨迹和支路势能轨迹的振荡幅度可以看出“黄岩—广安 I 回”故障对系统的扰动冲击更大,故障后系统的稳定裕度更低。

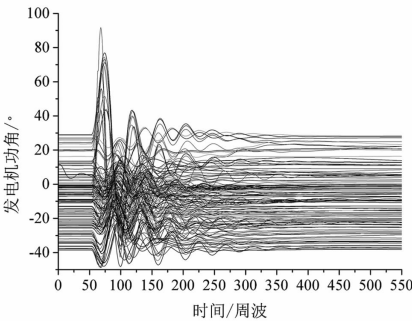


图 1 “黄岩—广安 I 回”三相短路故障下发电机功角响应轨迹

4.2 基于支路能量近似熵的暂态稳定分析方法

取尺度变换因子 $\tau=10$,采用 4.1 节所产生的

故障样本来验证基于支路能量近似熵的暂态稳定分析方法的有效性,计算结果如表 2 所示。

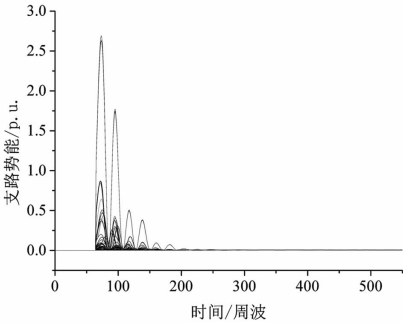


图2 “黄岩—广安Ⅰ回”三相短路故障下
支路势能响应轨迹

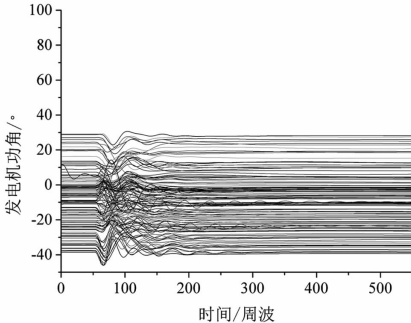


图3 “普提—二滩Ⅰ回”三相短路故障下
发电机功角响应轨迹

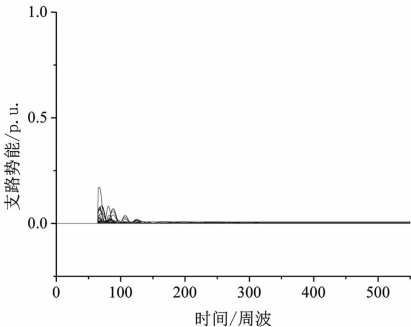


图4 “普提—二滩Ⅰ回”三相短路故障下
支路势能响应轨迹

表 2 基于支路能量近似熵的暂态稳定性分析

故障线路	S_2	CCT
黄岩—广安Ⅰ回	0.640 8	0.23 s
南充—黄岩Ⅰ回	0.540 2	0.25 s
临巴—达州	0.419 9	0.29 s
临巴—南充	0.367 5	0.31 s
谭家—德阳Ⅰ回	0.339 3	0.35 s
黄岩—达州	0.334 9	0.35 s
石棉—雅安Ⅰ回	0.213 5	0.37 s
谭家—龙王Ⅰ回	0.185 9	0.53 s
...	...	...
普提—二滩Ⅰ回	0.162 3	0.65 s
东坡—瀑布Ⅰ回	0.116 0	0.71 s

由表 2 可知,基于支路能量近似熵的暂态稳定性指标 S_2 基本上随故障临界切除时间增加而减少,从定性上验证了稳定性指标 S_2 可用于暂态稳定分析。

5 结 论

结合支路势能函数与复杂系统分布熵和近似熵理论,提出了一种基于支路能量时空特征的电力系统暂态稳定分析方法。首先从支路能量在空间分布的特征出发,采用复杂系统熵理论对故障注入扰动能量在电网中分布聚集程度进行评估,构造扰动能量冲击指标来分析系统暂态稳定性;然后从支路能量随时间推移的特征出发,采用复杂系统近似熵理论对支路能量在暂态过程中振荡演化态势进行分析,利用近似熵值有效识别暂态脆弱线路以及评估系统暂态稳定性。四川电网算例验证了:线路故障注入电网的扰动能量越大,支路能量分布熵越小,则关键支路割集所聚集的能量越大,系统越容易失稳;支路能量近似熵越小,则聚集在支路上的能量随时间推移越发增加,系统越容易失稳。所提基于支路能量时空特征的暂态稳定分析方法从扰动能量在系统中分布、传播和消纳的角度分析电网稳定性变化趋势,算例结果与故障场景的临界切除时间基本相符,为特大型电力系统暂态稳定分析提供了新思路。

参考文献

[1] U. S. – Canada Power System Outage Task Force. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. [R/OL] <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>.

[2] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. [R/OL] http://www.rae.gr/old/cases/C13/italy/UCTE_rept.pdf.

[3] Final report system Disturbance on 4 November 2006. [R/OL] https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf.

[4] 刘筌,汪静. 电力系统暂态稳定的能量函数分析[M]. 上海:上海交通大学出版社,1996.

(下转第 36 页)

基于 PSCAD/EMTDC 的 HVDC 换流器 触发控制建模仿真

刘 磊,林 圣,何正友

(西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:为准确分析高压直流输电(HVDC)的动态行为,针对 PSCAD/EMTDC 软件自带的换流器元件全封装导致仿真灵活性降低的问题,搭建了较详细的换流器触发控制模型。以自定义元件为基础,实现了目前工程广泛采用的等相位间隔触发控制。仿真分析了控制环节的响应特性,并将触发控制模型引入 HVDC 系统模型,对比仿真结果与工程实际录波,验证了所建模型的准确性。

关键词:HVDC;换流器触发控制;等相位间隔;PSCAD/EMTDC;建模仿真

Abstract:In order to accurately analyze the dynamic behavior of high voltage direct current (HVDC) and solve the problem that the full package of converter components in PSCAD/EMTDC software reduces the flexibility of simulation, a detailed converter firing control model is established. Based on custom component, the control of evenly spacing in phase which is widely adopted by actual HVDC transmission project is implemented in the firing control. The response characteristics of the control aspects are analyzed. The converter firing control is applied to HVDC model, and the simulation results are compared with the recorded field commissioning curves of HVDC transmission project. The comparison results show that the accuracy of the proposed control model is satisfied.

Key words:HVDC; converter firing control; evenly spacing in phase; PSCAD/EMTDC; modeling and simulation

中图分类号:TM771 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0014-05

0 引 言

高压直流输电(high voltage direct current, HVDC)以其在远距离、大容量输电和区域联网的显著优势在中国电力格局中占据着越来越重要的地位^[1-3]。准确的 HVDC 电磁暂态模型对其动态行为、分析故障特性和研究交直流相互影响具有重要意义^[4]。国际大电网会议(International Council on Large Electric systems, CIGRE)基于 PSCAD/EMTDC 软件搭建的基准模型(Benchmark)提供了较完善的模型库和控制方法,但对换流器触发控制部分采用了全封装形式,用户只能定义部分输入参数,查看部分输出变量,无法了解内部具体的控制方式,更不能手动调整^[5]。当实际系统的换流器触发控制结构和参数改变时,模型就不再满足仿真需求。

目前关于 HVDC 控制系统的建模仿真已经有许多分析和探索^[6-9],但对换流器触发控制进行详

细建模的文献较少。文献[10]介绍了锁相环、相控振荡器的实现方法,但未提出整体模型框架。文献[11]建立了基于 ABB 实际控制器的简化模型,但其模拟逆变侧故障时仿真结果与实测曲线有较大误差。

下面分析了等相位间隔触发控制的基本原理及关键环节的实现方法,并在 PSCAD/EMTDC 软件中自定义了相关元件,搭建了完整的换流器触发控制模型。控制环节及整体模型的仿真结果都验证了模型的准确性。

1 基本控制原理

换流器触发控制是 HVDC 系统控制和调节的基础,将触发角指令转化为触发脉冲,控制各个阀的触发时刻。采用的等相位间隔触发控制以保证各触发脉冲间相位间隔相等为控制目标,其基本原理^[12-15]如下:

1)在确定某个阀的触发时刻时,利用上两个阀

的触发信息对触发角指令进行等距性修正和换相电压同步修正,得到角度反馈量 α_{PCO} 。

$$\alpha_{\text{PCO}} = \Delta\alpha + (1 - k)\alpha_{\text{PCO}}^{-1} + k\alpha_{\text{PLL}} \tag{1}$$

$$\Delta\alpha = \Delta\varphi^{-1} - 30^\circ \tag{2}$$

式(1)中: $\Delta\alpha$ 为等距性修正量; k 为锁相环的影响因子(一般取0.05); α_{PCO}^{-1} 对应上次触发阀; α_{PLL} 为根据锁相相位实测的触发角。式(2)中, $\Delta\varphi^{-1}$ 是上两个阀触发脉冲的实测相位间隔。

2)根据触发角指令 α_o 和 α_{PCO} 确定当前阀触发时间间隔指令 Δt 。

$$\Delta\varphi = \alpha_o - \alpha_{\text{PCO}} + 30^\circ \tag{3}$$

$$\Delta t = \frac{\Delta\varphi}{2\pi f} \tag{4}$$

3)以上个阀的触发时刻 t_{f1} 为时间起点,确定当前阀的触发时刻 t_f 。

$$t_f = t_{f1} + \Delta t \tag{5}$$

以12脉动换流器为例,系统正常运行时 $\Delta\varphi$ 保持 30° 不变, $\alpha_o - \alpha_{\text{PCO}} = 0$ 。

若触发角指令发生变化 $\alpha_o - \alpha_{\text{PCO}} \neq 0$ 。由式(1)~式(3)可知,对于当前阀 $\Delta\varphi \neq 30^\circ$,但在等距性修正的作用下,下个阀触发时 $\Delta\varphi$ 仍可恢复至 30° 。

若交流电压相位发生变化, $\alpha_{\text{PLL}} \neq \alpha_{\text{PCO}}$ 。由式(1)~式(3)可知,在等距性修正和换相电压同步修正的共同作用下, α_{PLL} 与 α_{PCO} 逐渐趋于相等,即触发脉冲缓慢跟踪相位变化,且尽可能保证 $\Delta\varphi$ 为 30° 。

2 元件设计与模型结构

2.1 自定义元件设计

建模重点在于触发时刻信息的采集、 α_{PLL} 的测量、脉冲产生逻辑的实现。对于以上功能,PSCAD/EMTDC软件均未提供相应的元件或组件,需自行设计。

2.1.1 触发时刻寄存元件

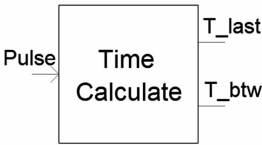


图1 触发时刻寄存元件外观图

为实现闭环控制,用上两个阀的实测触发间隔进行等距性修正,用上个阀的实测触发角进行换相电压同步修正。触发时刻寄存元件保证计算当前阀

的触发时刻时,上两个阀的触发时刻信息未丢失。外观图如图1所示。

引脚定义情况如表1所示。

表1 触发时刻寄存元件引脚定义

引脚名称	方向	描述
Pulse	输入	控制脉冲
T_last	输出	上个阀触发时刻
T_bt看	输出	上两个阀触发时间间隔

实现原理如图2所示,图中 t_{fi} 表示此前第 i 个阀的触发时刻,利用EMTDC提供的两个存储单元专门存储 t_{f1} 和 t_{f2} , S_i 表示此前第 i 个阀触发后两个存储单元中的内容。

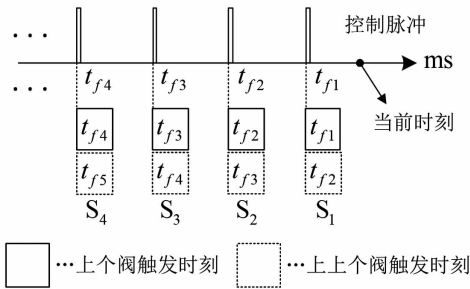


图2 触发时刻寄存元件实现原理

每个仿真步长都判断是否有新的脉冲到达,若是,则从当前时刻开始,新到达的脉冲变为“上个阀触发脉冲”,此前所认为的“上个阀触发脉冲”变为“上上个阀触发脉冲”,故用 t_{f1} 更新 t_{f2} ,并用新脉冲到达时刻更新 t_{f1} ;否则不做更新。由图2可知,从时间轴上任意一点来看,两个存储单元里均为此前两个阀的触发时刻数据。

由于仿真步长很小($10\text{ }\mu\text{s}$),可及时捕捉到脉冲并判断是否更新。

2.1.2 换相电压过零时刻计算元件

根据各阀对应换相电压的锁相相位可判断其过零时刻,以求得准确的 α_{PLL} 。元件外观图如图3所示。

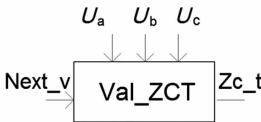


图3 换相电压过零时刻计算元件外观图

引脚定义情况如表2所示。

实现原理如图4所示,对A、B、C三相交流电压相位的正弦、余弦分别锁相,可得到6个稳态时相位

表 2 换相电压过零时刻计算元件引脚定义

引脚名称	方向	描述
U_a	输入	交流网侧 A 相电压
U_b	输入	交流网侧 B 相电压
U_c	输入	交流网侧 C 相电压
Next_v	输入	本次触发阀号
Zc_t	输出	换相电压过零时刻

相差 60°的斜坡信号,其值均在 0°~360°变化。分别检测各斜坡信号的过零时刻和值为 180°时刻,可得 12 个换流阀分别对应的换相电压过零时刻。任何时刻只需输出本次触发阀最近一次换相电压过零时刻。

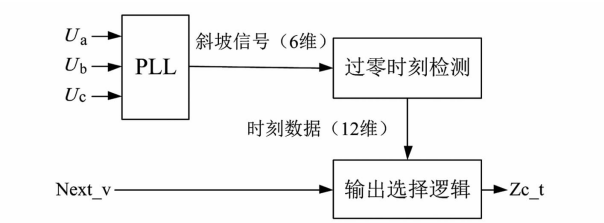


图 4 换相电压过零时刻计算元件实现原理

PLL 锁相环采用 PSCAD/EMTDC 软件自带元件。过零时刻检测思路与 2.1.1 类似,利用 12 个存储单元分别寄存 12 个阀对应的换相电压过零时刻,以斜坡信号幅值大小为更新条件。阀号与换相电压过零点的对应关系如表 3 所示,负号表示波形的负过零点。

表 3 阀号与换相电压过零点对应关系

阀号	过零点	阀号	过零点	阀号	过零点
1	$-U_{CA}$	5	$-U_{BC}$	9	$-U_A$
2	$-U_{BC}$	6	$-U_{AB}$	10	U_C
3	$-U_{AB}$	7	$-U_C$	11	$-U_B$
4	U_{CA}	8	U_B	12	U_A

2.1.3 脉冲产生元件

元件利用触发间隔信号得到控制脉冲,再转换为触发脉冲分配给各阀。外观图如图 5 所示。

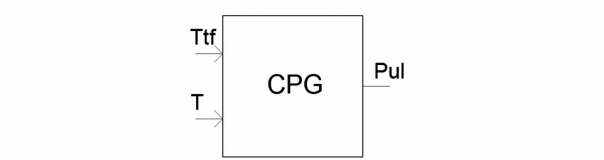


图 5 脉冲产生元件外观图

引脚定义情况如表 4 所示。控制脉冲产生原理如图 6 所示。稳态时两个相邻触发脉冲 $\Delta\varphi=30^\circ$,

表 4 脉冲产生元件引脚定义

引脚名称	方向	描述
T	输入	当前时刻
Ttf	输入	触发时间间隔
Pul	输出	控制脉冲

图中对应线 1。暂态时在系统调节作用下, $\Delta\varphi$ 可能在 30°附近波动,图中对应线 2。在每一个仿真步长判断当前相位与最近一次触发相位的差 $\Delta\varphi_{\text{now}}$ 是否 $\geq \Delta\varphi$,若是则立即产生一个控制脉冲,并更新 $\Delta\varphi_{\text{now}}$ 。如此循环,可以得到满足触发间隔要求的脉冲序列。

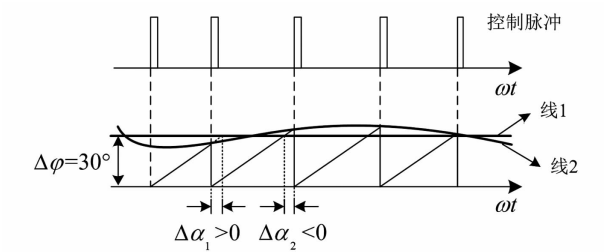


图 6 控制脉冲产生原理

将控制脉冲转换为 12 个触发脉冲对应各阀,原理如图 7 所示。图中 Pre_v 为上次触发阀号,Next_v 为待触发阀号, P_i 为 i 阀的触发信号。阀选择逻辑可根据 Pre_v 得到 Next_v。采样保持器每到达一个控制脉冲,Next_v 通过采样保持器成为 Pre_v,此时触发脉冲产生模块立即将 Pre_v 变为高电平,持续 120°;同时阀选择逻辑计算出新的 Next_v。如此循环,最终产生的 12 个触发脉冲同时满足触发顺序和触发间隔要求。

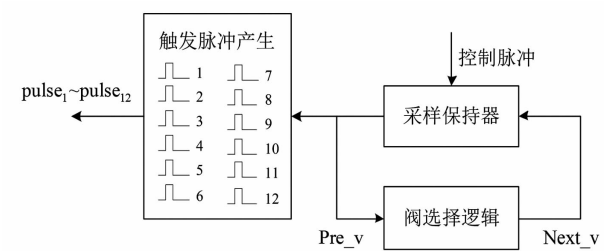


图 7 触发脉冲产生原理

2.2 模型结构

模型整体结构框图如图 8 所示。

用来自极控系统的 α_o 和来自相控振荡器的 α_{PCO} 计算 Δt ,并根据不同工况设置限幅,以满足直流系统整体稳定性的相关特性要求。 Δt 经过脉冲产生元件后,得到作用于换流器的触发脉冲及用于计算反馈量的控制脉冲。时刻寄存元件将控制脉冲转化为两个时间量,相控振荡器结合 α_{PLL} 、 $\Delta\varphi^{-1}$ 和上

个计算周期的 α_{PCO} 得到新的 α_{PCO} ,实现闭环控制。

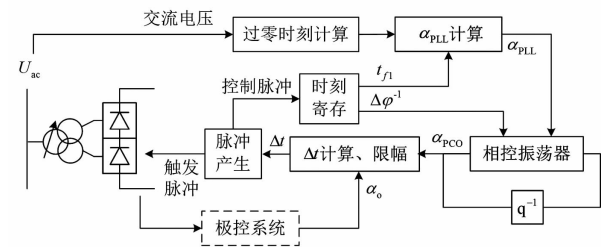


图8 模型结构框图

3 仿真分析

为验证模型准确性,仿真分析重要控制环节的响应特性,并将引入所建模型的直流系统模型仿真结果与工程实际录波对比。

以灵州—绍兴±800 kV 直流工程一次参数为基础,在PSCAD/EMTDC软件中搭建直流测试系统模型如图9所示。AC_1、AC_2分别为整流侧、逆变侧交流系统,用电压源串联阻抗的戴维南等值电路代替,ACF为交流滤波器,DCF为直流滤波器。控制系统中主控、极控模型根据测试需求,在实际控制的基础上进行一定简化,未考虑变压器分接头控制、顺序控制等动作时间较长的控制功能,换流器触发控制采用所建模型。

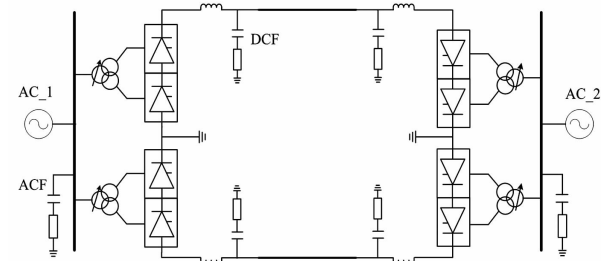


图9 直流测试系统

3.1 换流器触发控制环节响应特性

模拟整流侧交流母线在0.6 s时发生三相短路故障,持续0.05 s。

α_{PCO} 与 α_o 仿真波形如图10所示。系统稳定运行时二者基本拟合,触发脉冲等相位间隔;故障期间, α_o 下降至 5° ,但交流电压的异常导致 α_{PLL} 计算错误,进而影响 α_{PCO} 使其剧烈变化;故障恢复后, α_o 被整流侧最小触发角控制器限制在 30° ,一段时间后逐渐恢复为 15° ,在此期间交流电压正常,触发模型的负反馈调节作用使 α_{PCO} 能快速跟踪 α_o ,保持等相位间隔触发。

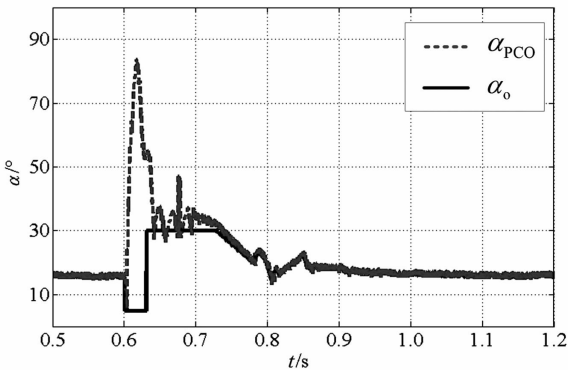


图10 整流侧三相故障 α_{PCO} 与 α_o 仿真波形对比

脉冲产生元件的输入与输出控制脉冲波形如图11所示。故障期间,在 α_{PCO} 、 α_o 及限幅逻辑的共同作用下, Δt 由1.64 ms下降至1.10 ms。在此暂态过程中,控制脉冲的实测间隔总与 Δt 保持一致。

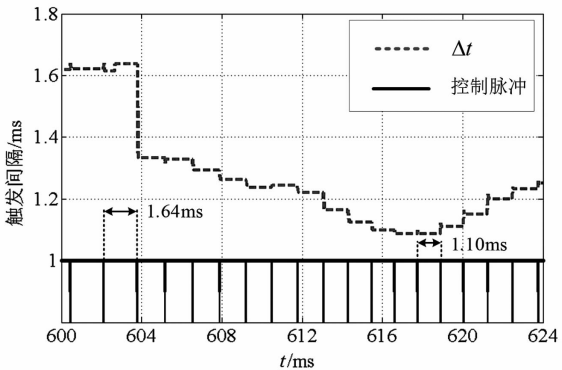


图11 触发间隔与控制脉冲仿真波形

3.2 模型整体仿真验证

模拟逆变侧交流母线在0.6 s时发生三相短路故障,持续0.05 s。对比相同故障条件下仿真波形与灵州—绍兴直流系统联调试验实测波形,结果如图12所示。

故障时,逆变侧发生换相失败,直流电压迅速降低,直流电流增大。整流侧在定电流控制作用下,触发角增大,电压减小,抑制电流增大。故障消除后,逆变侧电压恢复,各物理量恢复正常。可以看出,仿真得到的直流电流、直流电压及触发角变化趋势基本准确。系统恢复过程中仿真结果与实际有一定差别(仿真整流侧一直保持定电流控制,而实际有0.1 s左右为定最小触发角控制),其原因是极控系统模型调节功能、控制参数等无法与实际完全一致,导致暂态过程中整流侧控制模式切换有差异。

4 结论

1) 基于PSCAD/EMTDC软件自定义了等相位

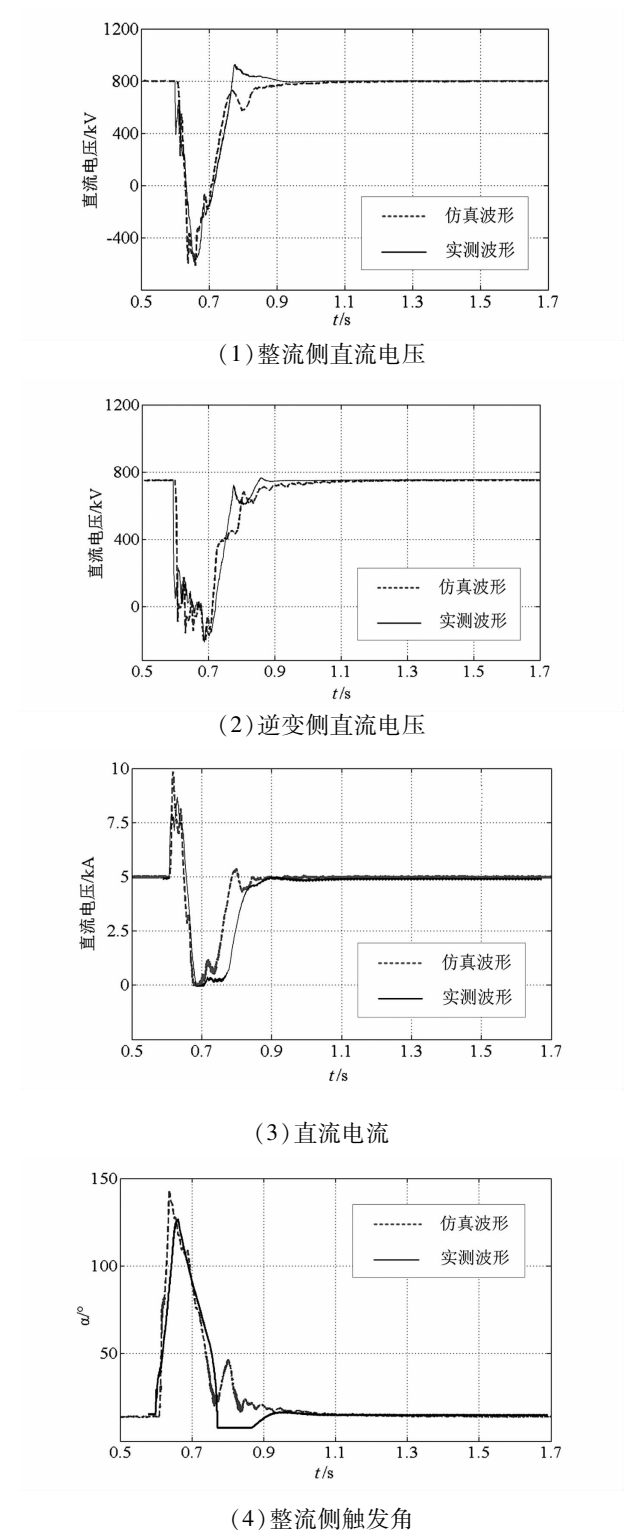


图 12 逆变侧三相故障仿真波形与实测波形对比(极 1)

间隔触发控制所需控制元件,在其基础上设计了 HVDC 换流器触发控制整体模型结构,提高了建模仿真灵活性。

2)各控制环节响应特性与理论相符,模型可实现等相位间隔触发,且触发间隔信号可精确转化为脉冲信号。

3)采用所提触发控制模型的直流输电系统模型仿真结果与实际系统动态响应基本一致,验证了所提模型的准确性及可行性。

参考文献

[1] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京:中国电力出版社,2004.

[2] 郑超. 直流逆变端扰动对整流端影响机制及应对措施[J]. 中国电机工程学报,2016,36(7):1817-1827.

[3] 汤奕,陈斌,皮景创,等. 特高压直流分层接入方式下受端交流系统接纳能力分析[J]. 中国电机工程学报,2016,36(7):1790-1800.

[4] 刘云,蒋卫平,印永华,等. 特高压直流大电网的数模混合实时仿真系统建模[J]. 电力系统自动化,2008,32(12):52-56.

[5] 董曼玲,谢施君,何俊佳,等. 采用 ATP/EMTP 的 CIGRE HVDC 建模与仿真[J]. 高电压技术,2010,36(3):796-804.

[6] 雷霄,许自强,王华伟,等. ±800 kV 特高压直流输电工程实际控制保护系统仿真建模方法与应用[J]. 电网技术,2012,37(5):1359-1364.

[7] 黄志岭,田杰. 基于详细直流控制系统模型的 EMTDC 仿真[J]. 电力系统自动化,2008,32(2):45-48.

[8] 刘文焯,汤涌,万磊,等. 大电网特高压直流系统建模与仿真技术[J]. 电网技术,2008,32(22):1-3.

[9] Faruque M O, Zhang Y Y, Dinavahi V. Detailed Modeling of CIGRE HVDC Benchmark System Using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006,21(1):378-387.

[10] 熊凌飞. HVDC 换流阀触发控制模型研究[D]. 北京:华北电力大学,2011.

[11] 万磊,丁辉,刘文焯. 基于实际工程的直流输电控制系统仿真模型[J]. 电网技术,2013,37(3):629-634.

[12] ABB, Overview of the HVDC Control system[G]. IJNL100033-106.

[13] ABB, Converter Firing Control Technical Report[G]. IJNL100037-013.

[14] 陶瑜. 直流输电控制保护系统分析及应用[M]. 北京:中国电力出版社,2015.

[15] 李兴源. 高压直流输电运行与控制[M]. 北京:科学出版社,1998.

作者简介:

刘 磊(1993),博士研究生,研究方向为高压直流输电控制与保护。
(收稿日期:2016-10-27)

激励可再生能源消纳的特高压输电电价形成方法

陶宇轩,胥威汀,李 婷,叶 希,沈 力,朱 觅,刘 莹
(国网四川省电力公司经济技术研究院,四川 成都 610041)

摘要:中国特高压技术世界领先,其工程建设及运行安全高效,以特高压电网为骨干网架的大范围能源优化配置平台已逐步形成。为有效利用该平台实现可再生能源的高比例消纳,尚需要进一步构建并完善基于特高压的跨区域省间交易市场,其中特高压输电电价形成机制是关键点之一。提出了激励可再生能源消纳的特高压输电电价形成方法。首先对可再生能源的消纳目标进行了解析;然后基于其规模及布局,开展模拟交易;在完全消纳可再生能源的基础上,用交易价差倒逼形成了特高压输电电价;最后通过计算该电价与成本定价的差额,得到了输电电价补贴水平。案例分析证明了所提方法的有效性。所提方法充分考虑了可再生能源的跨区交易问题,对基于特高压的跨区交易市场构建有一定参考价值。

关键词:特高压;可再生能源;跨区交易;输电电价

Abstract: China has a world – leading level in UHV technology, especially in construction and safe operation. An optimal energy configuration platform in a wide range based on UHV network has been formed gradually. In order to achieve a high portion of renewable energy to the overall electricity consumption by utilizing this platform effectively, the cross – area electricity trading market based on UHV network still requires a constant improvement, in which the key point is UHV transmission price forming mechanism. An UHV transmission price forming mechanism is suggested to stimulate the renewable energy consumption. Firstly, the consumption target of renewable energy is analyzed. Secondly, the trading simulation is carried out based on the scale and distribution of renewable energy, and then the UHV transmission price is forced through the price difference. Finally, the transmission price subsidy is obtained by calculating the gap between this price and cost pricing. A case analysis proves the effectiveness of this mechanism. As the cross – area trading of renewable energy has been given adequate considerations in the proposed method, it has a certain reference value for the construction of UHV cross – area trading market.

Key words: UHV; renewable energy; cross – area trading; transmission price

中图分类号: TM73 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2017)01 – 0019 – 04

0 引 言

目前国家电网公司已建成“三交四直”七项特高压工程,并已将淮南—上海“北半环”等“四交四直”特高压工程纳入国家《大气污染防治行动计划》,特高压迈入高速发展期。

随着新一轮电力体制改革的推进,可再生能源基于特高压电网实现跨区输送及消纳是必然的趋势。据国能综监管[2016]637号文件《跨区域省间可再生能源增量现货交易规则(征求意见稿)》(下称《规则》),为有效促进可再生能源消纳,缓解弃水、弃风、弃光问题,规范开展跨区域省间可再生能源增量现货交易,可再生能源将基于特高压电网实现跨区交易。因此,可再生能源跨区交易的输电

电价问题将成为特高压发展的关键问题之一。

从目前中国特高压电网已批复的输配电价来看,大多采用两部制电价法,部分采用单一制电价法^[1]。文献[2 – 3]分析了中国输配电价形成及存在的问题,评述了国内外输配电价定制的主要方法。文献[4]围绕中国跨区跨省输电工程电价政策、定价方法等内容开展综合分析,并针对特高压输电工程提出输电价格制定需考虑的因素。然而目前特高压跨区输电电价形成机制并没有考虑对可再生能源发展的激励。电改“9号文件”明确表示,电力体制改革的重要任务之一,是解决可再生能源全额保障性收购的问题。在新一轮电力体制改革背景和中国大力发展可再生能源的目标下,需从多方面综合考虑特高压跨区输电定价方法。

首先提出解析可再生能源消纳目标的方法,并

通过模拟可再生能源的跨区省间交易,提出了激励实现可再生能源消纳目标的特高压输电电价形成方法,力求在基于特高压跨区电力市场交易模式下,有效激励可再生能源的消纳,促进可再生能源发展。

1 基于成本的特高压跨区输电电价

目前特高压电网的两部制输电价由容量电价和电量电价两部分组成^[3]。其中,容量电价为输电业务所形成的固定成本部分,按照预计的输电工程利用比例进行分摊,容量电价一般与使用量无关,仅用于回收大部分固定成本;电量电价为输电业务所形成的可变成本部分,与实际输电量相关,用于回收全部可变成本和部分固定成本。

特高压跨区送电的计算模型如式(1)~式(3)所示。

$$P_{n1,l}^c = [C_l \times \frac{i_0(1+i_0)^{N_l}}{(1+i_0)^{N_l}-1}] \times \frac{\eta_{n1,l}}{L_l^c} \tag{1}$$

$$P_{n2,l}^c = [C_l \times \frac{i_0(1+i_0)^{N_l}}{(1+i_0)^{N_l}-1}] \times \frac{\eta_{n2,l}}{L_l^c} \tag{2}$$

$$P_l^q = \frac{Q_l}{\sum Q_l^q} \tag{3}$$

式中: $P_{n1,l}^c$ 和 $P_{n2,l}^c$ 分别为特高压输变电工程 l 分摊到送端电网 n_1 和受端电网 n_2 的容量电价,单位为元/ $\text{kW} \cdot \text{a}$; P_l^q 为特高压输变电工程的电量电价,单位为元/ $\text{kW} \cdot \text{h}$; C_l 为特高压输变电工程 l 的总投资; i_0 为基准折现率; N_l 为经营年限; η_l 为特高压总费用分摊到送受端电网比例; L_l^c 为特高压 l 的输送容量; Q_l 为特高压每年的运行费用; $\sum Q_l^q$ 为电网的年输送电量。

特高压输电的容量费用由联网双方支付,电量费用由受端支付。特高压工程的费用将分摊到发电商和用户的输配电价中。

然而,基于成本的定价方法并没有考虑对可再生能源消纳的激励。若能控制跨区输电电价水平,同时补贴与成本定价的差额,既能刺激可再生能源的消纳,又能保障电网企业的利益,相对于直接补偿可再生能源,更能体现可再生能源的商品属性^[5],更有利于电力市场可持续发展。

2 激励可再生能源消纳的特高压输电电价

2.1 可再生能源规划目标解析方法

为了清洁和可持续发展,有必要切实达成可再生能源的建设和消纳目标,而目标的实现则需要对其进行分解,包括规模和布局。例如,要达成2020年全国非化石能源占一次能源消费比例达15%的目标^[6],需控制一次能源消费总量在52亿吨标煤。同时,其中的6.5亿吨标煤需要转换为2.1万亿千瓦时电能^[7],并且把有待消纳的各类型电源和分区目标进行分解,如图1所示。

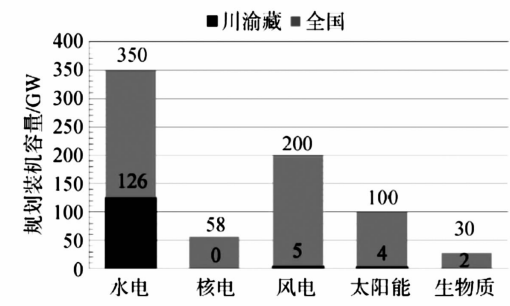


图1 可再生能源发展目标分解示意图

为合理地分解以上可再生能源消纳需求,制定的可再生能源规划方案需要满足以下边界条件:

1) 满足用电需求

电力规划方案需要满足全国和各地区(省或直辖市)的用电需求。综合考虑经济、社会、电气化水平等影响因素,结合各地区经济发展和负荷增长情况,分别预测得出各地区的用电需求。

2) 不超过资源潜力

可再生能源具有显著的区域分布特性,其开发规模很大程度上受到资源条件的限制。其中,水电主要集中在西南地区;风电主要集中在三北地区;太阳能发电主要集中在西部地区;核电主要集中在沿海地区等;因此,可再生能源位于某个地区装机规模,不得超过其技术可开发量。

3) 不低于开发利用现状

规划方案基于可再生能源的开发利用现状。由于可再生能源具有循环可再生性质,因此仅考虑发电设备的更新,不考虑机组的退出。

4) 符合政策的引导和约束

对于各类可再生能源发电,国家相关机构公布了发展政策或开发规划。结合现状、趋势和目标三方面,可以分析得到各类可再生能源的开发目标区间。

5) 考虑各地区环境容量

用电需求中,可再生能源不足以承担的部分将由化石能源弥补。因此需要计算燃煤发电厂的污染物排放、CO₂ 排放规模及布局,保证各地区化石能源开发不得超过环境容量。根据国务院2013年《大气污染防治行动计划》,京津冀、长三角、珠三角等区域,除热电联产外,禁止审批新建燃煤发电项目。

在以上边界条件的约束下,以全社会电力供应总成本最低为优化目标,以各类能源发电区域布局为变量,展开优化计算。构建目标函数如下^[8]:

$$\min \sum_{z \in Z} \sum_{i=1}^R \left[\sum_{t \in Type} (C_{old,t,i,z} - C_{out,t,i,z} + C_{new,t,i,z}) \cdot H_{t,i,z} \cdot P_{t,i,z} \cdot (1+\gamma)^{-y_i} + \sum_{k \in T_{i,z}} C_{k,i,z} \cdot H_{k,i,z} \cdot P_{k,i,z} \cdot (1+\gamma)^{-y_i} + \Phi_{i,z} \cdot (1+\gamma)^{-y_i} \right] \quad (4)$$

式中:Type表示电源类型,如水电、核电、风电等可再生能源发电等;Z表示研究的区域,如风电基地、受电地区;R表示规划周期总数;C_{old}为实际投产的电源装机容量;C_{out}为退役的电源总装机;C_{new}为已规划但在规划期初尚未实际投产电源总装机;H为利用小时数;γ为折现率;y_i表示第i个周期的第一年与规划期初之间的时间距离;T表示与区外互联线路的集合;C为规划年上的最大传输容量;P为上网电价(送出端)或落地电价(接受端);Φ表示系统不供电量损失。

优化方案生成后,通过电力电量平衡计算,对方案进行调峰调频校核,计算弃水、弃风、弃光量。若无法满足各地区弃水、弃风、弃光要求,重新调整各类能源布局,直到通过校核,输出结果。输出方案包括各类可再生能源装机的总规模和布局。

2.2 特高压输电电价倒逼方法

为了实现以上可再生能源消纳目标,需要保证可再生能源在受端市场的竞争力。除了政府的可再生能源专项补贴外,还可以通过控制输电电价来激励可再生能源的消纳。

按照《规则》跨区交易模式采用集中撮合交易^[9],最后一笔达成交易的购售报价平均值为统一出清电价。其中,出清电价高低决定了可再生能源的消纳规模。出清电价越高,可再生能源发电商的报价空间就越大,就能够使更多的可再生能源参与到交易中来并消纳可再生能源。系统的出清电价P_c如式(5)所示。

$$P_c = \frac{(P_L - P_T) + P_S}{2}$$

$$st. P_L - P_T \geq P_S \quad (5)$$

式中:P_L和P_S分别为达成最后一笔交易的买方和卖方的报价;P_T为输电电价。可见,如果买卖双方都按照边际成本电价来申报的话,输电电价P_T的高低决定了入围交易的P_S,即可再生能源发电商的报价。因此,可根据需要消纳的可再生能源规模及其边际电价倒算特高压输电电价P_T。

可参与跨区消纳的可再生能源规模由最后一笔交易决定,交易的出清结果通过模拟交易生成。按照《规则》中所采用的撮合交易机制,以“高低匹配”为原则,首先撮合优先级最高的买家和卖家的交易,然后撮合优先级次高的市场成员的交易,以此类推,构成的全局最优的交易方案计算方法如式(6)所示。

$$E = \max \sum_{j=1}^n \int_0^{d_j} r_j(d_j) dd_j - \sum_{i=1}^m \int_0^{s_i} \pi_i(s_i) ds_i - \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \int_0^{Q_i} c_{ij}(Q_{ij}) dQ_{ij} \quad (6)$$

$$s. t. \quad 0 \leq s_i \leq \bar{s}_i, \forall i$$

$$0 \leq d_i \leq \bar{d}_i, \forall j$$

$$\sum_{i=1}^m s_i = \sum_{j=1}^n d_j$$

$$s_i = \sum_{j=1}^n Q_{ij}, \forall i$$

$$d_j = \sum_{i=1}^m Q_{ij}, \forall j$$

$$Q_{ij} \geq 0, \forall i, j$$

式中:r和d分别为用户的出价及其交易电量需求;π为可再生能源发电厂商的出价;s为可再生能源的消纳需求,即代表了规划的可再生能源的规模及其布局,以电量计;c为边际传输耗费Q的累加值,即为可再生能源消纳目标总量。

式(6)为交易中心求利润极大的优化模型^[10],目标是使得社会总福利E最大化。求解该模型即可得到全局最优下的用户和可再生能源发电商的交易方案。其中,最后一笔交易的r和π的差值即为满足可再生能源消纳目标的特高压输电电价P_T。

2.3 可再生能源消纳的输电电价响应分析

激励形式下的特高压输电电价一方面容纳了市场中更大量级的可再生能源,另一方面还会因为与成本电价形成了差额,进而刺激受端的用电行为,从而进一步扩大可再生能源消纳的体量。

利用弹性系数法可以获取特高压受端用电规模(包括电力和电量)对电价变化的响应模式^[11]。其

采用的电价响应模型如下：

$$\begin{cases} \varepsilon_{Q,k} = \frac{\partial Q_k/Q_k}{\partial P_k/P_k} \\ \varepsilon_{L,k} = \frac{\partial L_k/L_k}{\partial P_k/P_k} \end{cases} \quad (12)$$

式中： Q 、 L 和 P 分别为目标地区的电量、电力和电价；弹性系数 $\varepsilon_{Q,k}$ 表示节点 k 的电量对预测电价响应；弹性系数 $\varepsilon_{L,k}$ 表示节点 k 的电力对预测电价的响应。弹性系数 ε 本身可以通过对历年电价调整前后的数据进行统计分析来获取。

3 案例分析

以国内某供需呈逆向分布的地区电力市场试点为例,模拟全国基于特高压的跨区省间可再生能源交易,并利用所提的方法,获取输电电价,并对结果作比较分析。计算水平年为 2020 年。

按照 2020 年全国非化石能源“15% 目标”,分解至该地区的水电、风电及太阳能发电总量约 92 000 MW。按《规定》的增量可再生能源计,参与区内交易并消纳的可再生能源电力电量需求分别为 10 530 MW 和 6.25×10^{10} kW · h。

为了分解可再生能源规划目标,运用 2.1 节方法解析得到各子区域的水电、风电、太阳能发电装机规模,如表 1 所示。

表 1 规划可再生能源规模及分布

序号	地区缩写	可再生能源装机 MW	可再生能源年发电量 /10 ⁸ kW · h
1	AB	1 310	78
2	GZ	3 090	183
3	XC	1 970	117
4	YA	1 810	107
5	LS	1 350	80
6	CD	190	11
7	CXB	240	14
8	CDB	580	34

利用电价预测方法^[12]得到各地区的节点边际电价作为交易报价,运用 2.2 节方法开展模拟交易：以上地区的可再生能源发电商与系统中的所有用户（以下网节点为例）开展集中撮合交易,直到所有可再生能源都被消纳,得到交易方案及出清电价 0.49 元/kW · h,结果如表 2 所示。

表 2 可再生能源完全消纳的交易方案

序号	地区缩写	交易报价 (元/kW · h)	买方报价 (元/kW · h)	成交价差 (元/kW · h)
1	AB	0.38	0.59	0.21
2	GZ	0.41	0.57	0.16
3	XC	0.38	0.63	0.25
4	YA	0.37	0.66	0.29
5	LS	0.36	0.68	0.32
6	CD	0.35	0.71	0.36
7	CXB	0.38	0.62	0.24
8	CDB	0.39	0.57	0.18

由于表 2 中 GZ 地区可再生能源发电报价较高,若要全部消纳,按照“高地匹配”原则,它将作为最后一笔交易,与报价较低(0.57 元/kW · h)的用户达成交易,它们的价差为 0.16 元/kW · h。该值即为满足可再生能源消纳的输电电价。

另据第 1 节基于成本的输电电价计算方法,可计算得到基于成本的输电电价约为 0.2 元/kW · h。这表明执行可再生能源完全消纳的输电电价,需有 0.04 元/kW · h 的专项补贴来保障输变电工程的成本回收。

算例中的输电电价偏高,是因为包含了各电压等级输电成本,若运用到跨区省间交易,需要扣除特高压以下电压等级的输电成本,或以特高压工程上、下网端的产权点来计价。

4 结 语

在跨区域省间可再生能源交易的背景下,为有效促进可再生能源消纳,有必要提高可再生能源在受端市场的竞争力。激励可再生能源消纳的特高压输电电价是有效的途径之一。

所提方法重点提出了激励可再生能源的特高压输电电价计算方法。该方法首先对可再生能源的消纳目标进行解析;然后基于其规模及布局,开展模拟交易;在完全消纳可再生能源的基础上,用交易价差倒逼得到特高压输电电价;同时,提供了因输电电价调节而进一步释放的用电需求计算方法;最后,计算该电价与成本定价的差额,得到输电电价补贴水平。案例分析证明了该方法的有效性。

(下转第 94 页)

特高压直流输电系统接入受端系统方式对比研究分析

刘天宇,王渝红,李 瑾

(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘 要:详细阐述了特高压直流受端单层接入、分层接入和分极分层接入方式的拓扑结构及其特点。在单层接入和分层接入方式控制系统结构的基础上提出了分极分层接入方式的控制系统结构。从多馈入短路比、故障特性和受端交流系统的接纳能力等方面对 3 种不同的结构方式进行了对比研究,得出分层接入和分极分层接入能有效提高多馈入短路比和受端交流系统的接纳能力;相较于单层接入方式、分层接入方式和分极分层接入方式具有更好的故障恢复特性和更强的受端交流系统接纳能力。

关键词:UHVDC;接入方式;控制系统结构;故障特性;接纳能力

Abstract:The topology structures and characteristics of UHVDC single-layer connection mode, hierarchical connection mode and pole hierarchical connection mode are described in detail. Based on control system of UHVDC pole hierarchical connection mode and UHVDC hierarchical connection mode, the control system structure of UHVDC pole hierarchical connection mode is proposed. The three kinds of UHVDC connection modes are compared from the multi-infeed short circuit ratio (MISCR), fault features and acceptance ability of AC system in receiving end. It is obtained that UHVDC hierarchical connection mode and UHVDC pole hierarchical connection mode can effectively improve MISCR and the acceptance ability of AC system in receiving end. Compared with UHVDC single-layer connection mode, UHVDC hierarchical connection mode and UHVDC pole hierarchical connection mode have better recovery characteristics and stronger acceptance ability of AC system in receiving end.

Key words:UHVDC; connection mode; structure of control system; fault features; acceptance ability

中图分类号:TM71 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0023-06

0 引 言

一次能源和负荷的分布特点决定了中国发展特高压直流输电技术的必要性。特高压直流(UHVDC)是指 ± 800 kV及以上电压等级的直流输电技术,它具有输送容量大、电压等级高、可用于电力系统非同步联网等特点^[1-3]。自 2009 年中国以及世界上第一个特高压直流输电工程——云南—广东 ± 800 kV 特高压直流输电工程投产以来,中国特高压直流输电技术高速发展,向上直流的投运更是标志着中国特高压直流相关设备设计制造技术达到世界先进水平。

由于中国大型水电站多由特高压直流送出,其送端整流侧所有阀组都接在同一电压等级下。中国负荷中心相对集中使得多馈入直流集中落入负荷中心成为了电网发展所必须面对的重要的问题^[4-5]。中国学者在特高压单层接入方式的基础上首次创新

性地提出了特高压分层接入的概念,并验证了分层接入有利于提高受端电网的电压支撑能力,引导潮流在不同电压层级间合理分布^[6]。新建的 ± 800 kV 蒙锡—泰州、 $\pm 1\,000$ kV 准东—皖南两回特高压直流输电工程,其逆变站均采用分层接入 1 000 kV 及 500 kV 交流电网的方式^[6]。现有文献主要对单一接入形式进行分析,包括分层接入直流控制系统的整体设计^[7-8]、功率的协调控制^[9]、系统接纳能力^[10]等。

为更加全面地分析比较特高压直流接入方式的优缺点,为后续特高压直流接入方式的选取提供参考,有必要对特高压直流的接入方式做一个分析对比。首先详细分析了特高压直流不同接入方式的拓扑结构及其特点,为适应不同的接入方式,提出了相应的控制系统结构;其次计算了不同接入方式的多馈入短路比;最后在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中建立了几种不同接入方式的仿真模型,通过仿真得到

了其相应的故障特性和受端系统接纳能力曲线,并从系统结构和多馈入短路比等方面分析了其中的原因,进一步验证了前面的理论分析。

1 特高压直流接入电网方式

与 $\pm 500\text{ kV}$ 高压直流常常用单极仅有1个12脉动换流器不同,特高压直流由于其输送容量大、电压等级高,其单极一般采用由2个12脉动换流器串联的结构^[1]。这也导致在整流侧和逆变侧交流母线接入方式的多样化。

主要从受端交流母线接入方式的不同,区分不同的接入方式,其整流侧高低压阀组在一个换流站内并且接入同一个交流系统中。当其逆变侧接入同一换流母线时,将这种结构称为单层接入方式;当逆变侧高、低压阀组分别接入不同的电压等级时,将这种结构叫做分层接入方式;当逆变侧同一极的高、低压阀组接入同一换流母线时,将这种结构叫做分极分层接入方式。

3种不同的接入方式其结构上的主要区别体现在逆变侧高、低压阀组接入不同电压等级换流母线的方式上。为减轻500 kV通道潮流,分层接入和分极分层接入方式的逆变侧一般接入1 000 kV和500 kV两个不同电压等级的交流系统。

1.1 特高压直流单层接入方式

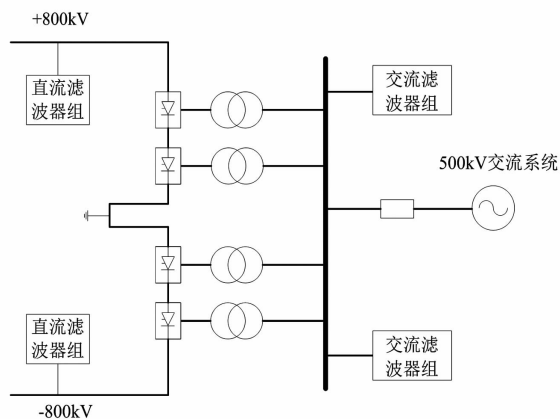


图1 特高压直流单层接入方式

如图1所示,逆变侧高、低压阀组直接接入1 000 kV或者500 kV换流母线上,其中交流滤波器和无功补偿装置经小组开关直接接入1 000 kV和500 kV交流母线。由于其逆变侧接入同一换流母线,所以将这种结构叫做特高压直流单层接入方式,它是一种单馈入结构。当直流输送容量相对较小

时,受端系统接入同一母线最简单,也最合理。

1.2 特高压直流分层接入方式

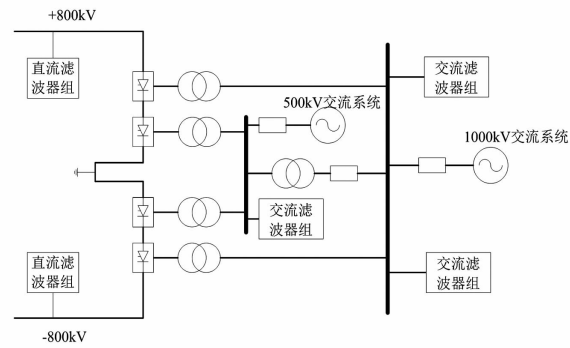


图2 特高压直流分层接入方式

如图2所示,逆变侧低压阀组接入500 kV交流母线,高压阀组接入1 000 kV交流母线^[6]。两换流母线需要分别配置相应的交流滤波器组,并且独立地控制各自的交流电压和无功功率。由于逆变侧接入了不同的电压等级,接入不同电压等级的换流变压器的参数也不同。特高压直流分层接入方式可以等效为一个特殊的两馈入系统。特高压分层接入方式直流额定输送容量最高可达11 000 MVA^[6]。通过两电压等级接入交流系统可相应地降低交流系统的短路电流,同时较换流变压器直接接入1 000 kV,降低了换流变压器的绝缘强度和工程造价。

1.3 特高压直流分极分层接入方式

为了解决分层接入方式下当一电压等级的逆变站发生换相失败时,造成非故障电压等级的逆变站也同时发生换相失败的问题,有学者提出了特高压直流分极分层接入方式^[11],其接入方式如图3所示。

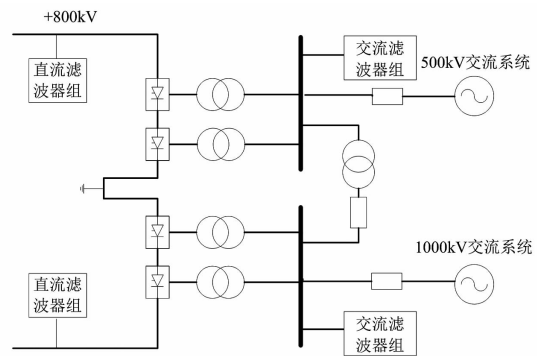
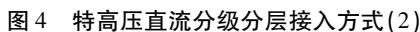


图3 特高压直流分极分层接入方式(1)

逆变侧同一极的高、低压阀组接入同一换流母线。图3中正极高、低压阀组接入500 kV交流母线,负极高、低压阀组接入1 000 kV交流母线(两电压等级可互换)。分极分层接入方式可以有效地避免单一电压等级故障时所引起的同时换相失败问

由于分极分层结构正负极相对独立,结合中国大规模新能源基地需外送的实际情况,可在其整流侧分极接入不同的能源基地,其结构如图4。

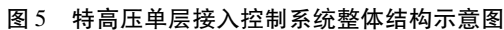


2 控制系统结构

3 种不同的特高压直流接入方式都是采用双阀组串联结构,但分层接入方式和分极分层接入方式在受端相比于单层接入方式仍有很大的不同^[12]。由于受端接入方式的不同导致其相应的直流控制系统结构也不同。下面讨论对于特高压直流分层接入端,同一极的两个阀组分别接入不同的两个交流系统,直流控制系统怎样响应来自不同的交流系统的控制信号;对于特高压直流分极分层接入方式,同一极的高低压阀组接入的是同一换流母线,直流系统又是怎样实现两层电压等级的协调配合。

2.1 特高压单层接入方式控制系统结构

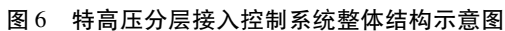
特高压单层接入方式下(普通 UHVDC)的直流控制系统总体可分为双极控制、极控制和阀组控制三层^[13]。其控制系统整体结构示意图如图 5 所示。



3 种结构方式下整流侧高、低压阀组在一个换流站内并且接入同一个交流系统中,其控制结构可以采用与普通 UHVDC 相同的结构及配置。

2.2 特高压分层接入方式控制系统结构

特高压直流的分层接入端,属于同一极的 2 个阀组分别接入 2 个交流系统中,分层接入端的双阀组对应的交流系统运行工况不一致,其控制结构与一次主回路结构和控制要求相适应。总体上受端换流站控制系统仍采用双极层、极层和阀组层分层结构,但还增加了与 2 个交流电网相关的 1 000 kV 侧双极控制和 500 kV 侧双极控制功能^[7],其结构示意图如图 6 所示。



单层接入方式下直流电流、电压和熄弧角 3 个控制器布置在极控制层,极层控制器产生的触发指令同时发往 2 个串联的阀组。特高压直流分层接入方式其逆变站与两交流系统联系并且同一极的两阀组分别接入不同的交流系统中,故直流电流、电压及熄弧角控制器应该配置在阀组层。

2.3 特高压分极分层接入方式控制系统结构

与特高压直流分层接入方式其同一极的两阀组分别接入不同的交流系统不同,特高压直流分极分层同一极的两阀组接入相同的交流系统,直流电流、电压和熄弧角控制器也布置在极控制层。为实现 1 000 kV 和 500 kV 两层的协调控制,有必要增加双极协调控制,其结构示意图如图 7 所示。



特高压分极分层可以近似地看做是 2 个单极运行的直流系统,其不仅可以通过改变电压来实现流入两交流系统的功率,还可以通过改变电流的方式来实现。而特高压直流分层接入,其直流电流共用,故只能通过改变电压的方式来改变功率在 2 个交流系统间的分配。

为方便两电压等级下的功率分配,在其整流侧也配一个 1 000/500 kV 双极控制,并在系统层增加一个功率协调控制器,如图 8 所示。



图 8 特高压分极分层接入功率协调控制

3 多馈入短路比

CIGRE 定义了单条直流短路比(short circuit ratio, SCR)的概念用于评估直流系统与交流系统的相互作用强度。它是指交流系统的短路容量与直流系统额定输电功率之比,即

$$K_{SCR} = \frac{S_{sc}}{P_{dN}} \quad (1)$$

式中: S_{sc} 为交流系统的短路容量,MVA; P_{dN} 为直流换流器的额定功率,MW。

对于多直流馈入系统来说,由于直流落点密集,各直流系统之间的相互影响和作用明显。在 SCR 指标的基础上,CIGRE 多馈入直流工作组于 2007 年给出了多馈入短路比(multi-infeed short circuit ratio, MISCR)的定义^[14-15],其计算公式为

$$K_{MISCR_i} = \frac{S_{aci}}{P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} P_{dj}} = \frac{U_{iN}^2 / Z_{eqii}}{P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n \left| \frac{Z_{eqij}}{Z_{eqii}} \right| P_{dj}} \\ = \frac{U_{iN}^2}{|Z_{eqii}| P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |Z_{eqij}| P_{dj}} \quad (2)$$

若 $U_{iN}^2 = 1$,则有

$$K_{MISCR_i} = \frac{1}{|Z_{eqii}| P_{di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n |Z_{eqij}| P_{dj}} \quad (3)$$

式中:各物理量均为标么值; K_{MISCR_i} 为第 i 回直流对应的多馈入短路比; S_{aci} 为第 i 回换流母线交流侧系统短路容量; U_{iN} 为第 i 回换流母线的额定电压; Z_{eqii}

为换流母线 i 的等效自阻抗; Z_{eqij} 为换流母线 i, j 之间的等效互阻抗; P_{di} 、 P_{dj} 分别为第 i, j 回直流的额定功率。

由式(3)可知在直流输送功率一定的情况下,影响多馈入短路比的主要是受端交流系统的结构和参数,从图 3、图 4 可以看出特高压分层接入方式和特高压分极分层接入方式下换流母线及其外部系统相同,其可化简等效为图 9 所示的等值系统。

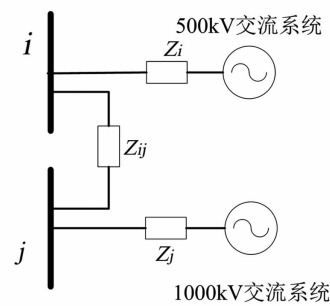


图 9 换流母线及其外部等值系统示意图

由图 9 等值系统可得其节点导纳矩阵为

$$Y = \begin{bmatrix} \frac{1}{z_i} + \frac{1}{z_{ij}} & -\frac{1}{z_{ij}} \\ -\frac{1}{z_{ij}} & \frac{1}{z_j} + \frac{1}{z_{ij}} \end{bmatrix} \quad (4)$$

对其求逆,可得其节点阻抗矩阵为

$$Z = \frac{1}{z_i + z_j + z_{ij}} \begin{bmatrix} z_i z_{ij} + z_i z_j & z_i z_j \\ z_i z_j & z_j z_{ij} + z_i z_j \end{bmatrix} \quad (5)$$

由式(5)可得:

$$\begin{cases} Z_{eqii} = \frac{z_i z_{ij} + z_i z_j}{z_i + z_j + z_{ij}} \\ Z_{eqij} = \frac{z_j z_{ij} + z_i z_j}{z_i + z_j + z_{ij}} \\ Z_{eqji} = Z_{eqij} = \frac{z_i z_j}{z_i + z_j + z_{ij}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: z_i 和 z_j 分别为 500 kV 和 1 000 kV 层面的等值阻抗; Z_{ij} 为层间等值阻抗; Z_{eqii} 和 Z_{eqij} 分别为 500 kV 和 1 000 kV 系统的自阻抗; Z_{eqji} 为层间互阻抗。

在双极双十二脉动的直流输电模型的基础上分别搭建了 3 种不同接入方式的模型。其输送容量为 8 000 MW,电压等级为 ± 800 kV。单层接入方式受端接入 500/1 000 kV 交流系统,其等值阻抗分别为 $Z = 1/2$ 、 $Z = 1/3$ 。分层接入和分级分层接入方式下,500 kV 受端系统的等值阻抗 $Z_i = 1/2$,1 000 kV 受端系统的等值阻抗 $Z_j = 1/3$,联系阻抗取为 $Z_{ij} = 1$ 。结合式(3)和式(6)可以得出 3 种方式的多馈入

短路比。

表 1 不同接入方式下多馈入短路比

接入方式	单层接入		分层接入		分级分层接入	
	500	1 000	500	1 000	500	1 000
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
MISCR	2.00	3.00	3.67	4.40	3.67	4.40

表 1 的计算结果表明,分极分层接入与典型分层接入方式的 MISCR 相同,均大于单层接入方式的 MISCR,由此可见,两种不同的分层接入方式均具有良好的提高受端电网电压支撑能力的优势。

4 故障特性对比

为对比分析故障动态特性的区别,在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中建立单层接入、分层接入和分极分层接入方式下的仿真系统,其中分极分层中,500 kV 母线与直流系统正极相连,1 000 kV 母线与直流系统负极相连。分层接入方式和分极分层接入方式都在 500 kV 母线处设置持续时间 0.05 s 的三相短路故障,对比其逆变侧电压电流的动态特性。

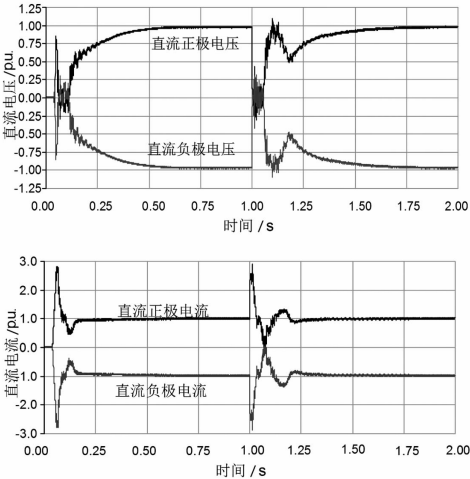


图 10 特高压单层接入直流电压电流曲线

单层接入方式下,由于其直流电流共用且正负两极具有相同的换流电压,所以其电压电流的故障特性一致,故障发生时直流电压的下降,导致了直流电流在故障发生后约半个周波时增大到 2.9 p. u.。故障切除后约 0.7 s 直流电压恢复正常。

分层接入方式虽然有 2 个不同的换流电压,但是由于其结构的对称性使得正负极直流电压同样具有相同的故障特性,其电流共用,所以电流特性也相同。故障发生后,其正负极电流最大约为 2.9 p. u.。故障切除后约 0.6 s 后直流电压恢复到正常状态。这是由于分层接入方式的 MISCR 较单层接入大,具

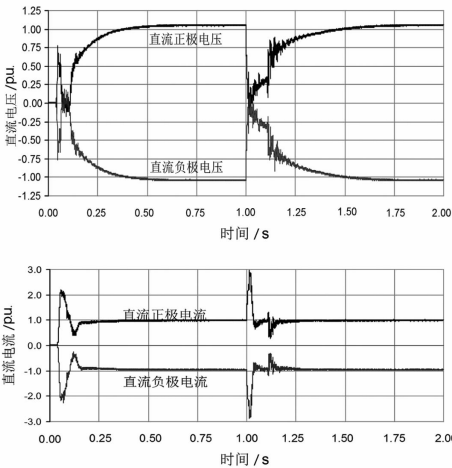


图 11 特高压分层接入直流电压电流曲线

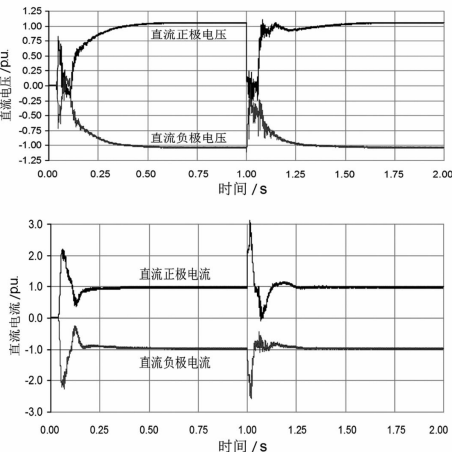


图 12 特高压分极分层接入直流电压电流曲线

有更好的电压支撑能力。

与上述两种结构不同,特高压直流分极分层由于其正极和负极分别与 500 kV 换流母线和 1 000 kV 换流母线相接,正负极不平衡电流可以通过接地极流通。故障发生后,其电压电流的特性不一致。当故障切除后,与未发生故障的 1 000 kV 交流电压相联的直流负极电压约 0.2 s 后恢复正常,从而加速了与发生故障的 500 kV 交流母线相接的直流正极电压的恢复,其约在故障切除后 0.2 s 恢复到额定值。

为更加方便对比其故障特性,现列表对比,如表 2 所示。

表 2 不同接入方式下故障特性

接入方式	单层	分层	分极分层
受端结构	对称	对称	不对称
正负极故障特性	相同	相同	不相同
MISCR(500/1 000)	2/3	3.67/4.4	3.67/4.4
故障恢复时间/s	0.7	0.6	0.2

综上所述,可知:1) 单层接入方式和分层接入

方式逆变侧具有对称性,其正负极的故障特性相同,而与分极分层正负极故障特性不同。2) 分层接入方式和分极分层接入方式的故障恢复时间较单层接入方式短,分极分层接入方式非故障交流系统加快了故障交流系统的恢复,其故障恢复时间最短。

5 受端交流系统接纳能力

与传统交流输电系统相比,直流输电系统两端的交流系统通过整流器和逆变器隔离,可实现非同步运行,不存在功角稳定问题,其输送容量和距离将不受同步运行稳定性的限制,受端交流系统能够接纳直流功率的大小主要取决于交流系统的相对强度。

就单个换流器来说,直流电流 I_d 增加时,其对应的输送功率 P_d 存在最大值。3 种特高压直流系统结构在正常运行时其 4 个换流阀组的直流电流相同。受端系统能够接纳的最大直流功率 P 应该满足^[3,9]

$$dP/dI_d = 0 \tag{7}$$

图 13 给出了 3 种不同接入方式下的受端系统接纳直流功率曲线。换流阀组熄弧角均为 18° 。3 种接入方式换流母线上的滤波器和无功补偿装置具有相同的参数。这里主要研究受端交流系统接纳功率,不对直流输送功率做相应的限制。

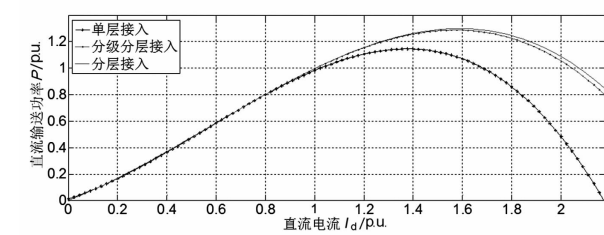


图 13 3 种接入方式受端交流系统接纳功率曲线

最大功率曲线法同样适用于受端最大接纳能力的分析。当受端系统运行于最大接纳功率曲线的左侧即 $dP/dI_d > 0$ 时,则功率稳定;当受端系统运行于最大接纳功率曲线的右侧即 $dP/dI_d < 0$ 时,已超过最大接纳功率极限,功率不稳定。由图 13 可知,分层接入方式和分极分层接入方式受端最大接纳功率基本相同,可以达到约 1.30 p. u.,单层接入方式下的最大接纳功率约为 1.16 p. u.。分层和分极分层接入方式在直流电流 I_d 约为 1.6 p. u. 时达到最大输送功率,单层接入方式在直流电流 I_d 约为 1.4 p. u. 时达到最大输送功率。故采用分层或分极分层的结构较单层接入方式可以在一定程度上提高受端系统直流功率的接纳能力和直流电流稳定运行区间。

6 结 论

着重讨论了特高压直流的 3 种接入方式的基本结构,并在此基础上对其控制系统结构、故障特性以及受端交流系统的接纳能力做了研究、对比,得出以下结论:

1) 从系统结构上分析,单层接入方式是一种单馈入的结构;分层接入方式可以看做是特殊的两馈入系统,而分极分层接入方式可以等效为 2 个极性相反的单极运行的直流系统。

2) 在分析了单层接入和分层接入方式的控制系统结构的基础上,设计了分极分层接入方式的控制结构。并分析得出,分层接入只能通过改变电压来调节直流功率在 2 个交流系统间的功率分配,而分极分层不仅可以通过改变电压,还可以通过整流侧的定电流控制来调整两交流系统接纳的直流功率。

3) 在 PSCAD/EMTDC 中搭建 3 种不同的接入形式的仿真模型,并对其故障特性进行了仿真,得出单层接入方式和分层接入方式其正负极的故障特性相同,而与分极分层正负极故障特性不同。分极分层方式较单层接入和分层接入具有更好的故障恢复特性。

4) 通过 3 种接入方式受端交流系统的接纳功率曲线分析得出:采用分层或分极分层的结构较单层接入方式可以在一定程度上提高受端系统直流功率的接纳能力和直流电流稳定运行区间。

参考文献

- [1] 李兴源. 高压直流输电系统[M]. 北京: 科技出版社, 2010.
- [2] 刘振亚. 特高压交直流电网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [3] 徐政. 交直流电力系统动态行为分析[M]. 北京: 机械工业出版社, 2004.
- [4] 刘振亚, 张启平. 国家电网发展模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(7): 1-10.
- [5] 林伟芳, 汤涌, 卜广全. 多馈入交直流系统电压稳定性研究[J]. 电网技术, 2008, 32(11): 7-12.
- [6] 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.

(下转第 62 页)

基于场路耦合方法的直流偏磁仿真研究

梁晓斌,魏 巍,滕予非,丁理杰

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘 要:介绍了使用场路耦合的思路对电力系统直流偏磁进行仿真计算的方法。采用电磁场模型对大地土壤进行分层建模,使用电路等效方法建立直流近区电网中线路、变压器等设备模型,并采用关键节点自由度耦合的方法实现了场路模型的耦合仿真分析。最后,使用该方法对四川电网实际生产中出现的一次直流偏磁试验进行了建模仿真,反演了试验结果,证明了该方法的有效性。

关键词:场路耦合;直流偏磁;有限元

Abstract: A field – circuit coupling method is introduced to calculate DC bias in power system. The electromagnetic field model is adopted to build the hierarchical modeling of earth soil. The models for lines, transformers and other equipment in DC neighboring grid are established with the equivalent circuit method. The degree freedoms of key nodes are coupled in order to implement the field – circuit coupling. Finally, this modeling method is used to calculate DC bias in Sichuan power grid, and the test results are inversed which are approximate with the simulation results. It proves the effectiveness of the proposed field – circuit coupling method.

Key words: field – circuit coupling; DC bias; finite element

中图分类号:TM41 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)01 – 0029 – 03

0 引 言

特/超高压直流工程在运行中可能出现单极大地回路运行方式,该方式将会引发直流接地极近区的直流偏磁现象^[1],偏磁电流对电力系统变压器等设备将产生不利影响^[2-3]。为了应对直流偏磁对电网带来的危害,有必要对大地 – 电网组成的系统中直流偏磁分布进行仿真计算,为后期的直流偏磁抑制提供依据^[4-5]。

目前,对电力系统直流偏磁的仿真研究方法主要有以下两种:一种是通过建立多端接地系统间的传递函数,从而模拟偏磁电流的分布模型^[6];另一种思路是通过建立大地和电网间的复杂有限元耦合模型,通过仿真计算得到偏磁电流的分布^[7]。前者物理概念相对清晰,建立起大地的传递函数后,即可顺利求取需要的偏磁电流分布;但是由于土壤和电网之间的复杂耦合关系,准确求取传递函数是比较困难的。第二种方法能够真实地建立整个系统的模型,理论上可以精确计算出偏磁电流的分布;但是这种方法也存在一些难点,主要是计算模型范围较大,

导致模型的精度难以准确把控以及后期的计算量较大,时间较长。

下面采用大地 – 电网设备的场路耦合建模方法,根据模型参数的实测结果,构建了四川电网宜宾换流站近区的直流偏磁仿真模型,较为准确地反演了直流偏磁测试过程。

1 直流偏磁的计算分析

在直流偏磁仿真模型建立中,主要分为 3 个部分:大地土壤分层模型建立、直流系统模型建立以及直流近区的交流系统模型建立。

由于大地土壤模型具有区域广的特点,难以用等效电阻等电路模型来替代,较好的办法是采用有限元电磁场实际建模的方法,对大地土壤分层建立电磁场模型。这里采用了较为普遍的 4 层大地土壤模型,具体参数如表 1 所示。

为了研究变电站受直流偏磁影响的程度,需要建立交流系统的等效电路模型。对电网中的线路、变压器等设备考虑其等效直流电阻,建立直流近区的交流电网等效模型。并且建立系统的直流等效模

型:考虑接地极入地电流的位置、电流大小等因素。最后,将电网的电路模型和大地的电磁场模型在关键节点处进行自由度耦合,形成直流偏磁场路耦合模型。

表1 分层土壤模型

分层	电阻率/($\Omega \cdot \text{m}^{-1}$)	层厚/km
第1层	200	0.5
第2层	1 000	4
第3层	6 000	10
第4层	2 000	100

2 直流近区直流偏磁试验反演

采用 ANSYS14.0 软件,建立了宜宾换流站近区大地-电网场路耦合模型,模拟该区域直流偏磁对电网的影响。将 $400 \times 400 \text{ km}^2$ 的大地场模型和大地上分布的电力线路模型离散化,共得到 334 532 个网格,如图 1 所示。其中,网格密集部分为宜宾和泸州地区变电站和输电线路。

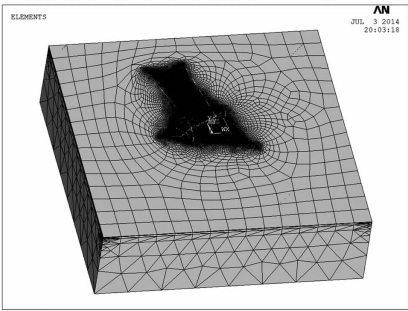


图1 离散化场路耦合模型

以该离散化模型对不同入地电流情况下,近区电网的直流偏磁进行仿真计算。

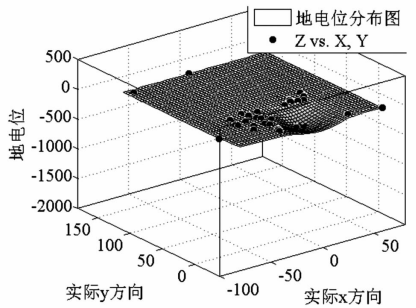
2.1 直流近区大地电位

在直流感地极注入 $-1\,000\text{ A}$ 、 $-3\,000\text{ A}$ 和 $5\,000\text{ A}$ 直流电流下,通过仿真模型,计算得到了接地极近区大地电位。表 2 中为不同入地电流情况下的计算结果。图 2 分别显示了不同入地电流下,大地电位的分布。其中,图 2 内 X、Y 坐标的单位为 km ,Z 坐标的单位为 V 。

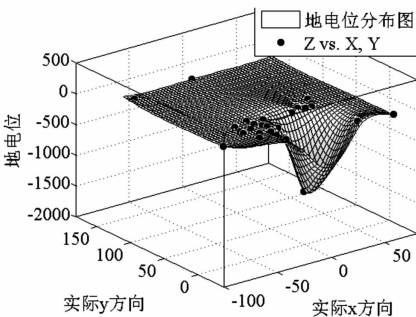
从表 2 结果分析,大地电位的幅值与入地电流大小成线性关系;而大地电位的正负与入地电流的方向有关,例如正向入地电流情况下,地电位均表现为正极性。

表2 不同入地电流时,站点地电位

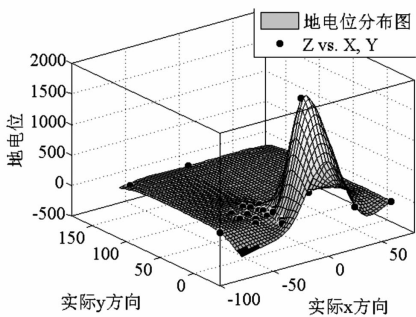
入地电流/A	接地极/V	泸州/V	洪沟/V
-1 000	-377	-13.03	-10.09
-3 000	-1131	-39.09	-30.27
5 000	1 885	65.15	50.43



(a) -1 000 A 入地电流



(b) -3 000 A 入地电流



(c) 5 000 A 入地电流

图2 接地极近区电位分布

从电位分布图中可以看出,电流入地点电位绝对值最大,随着距离接地极的距离增大,地电位绝对值迅速减小,逐渐接近零电位。

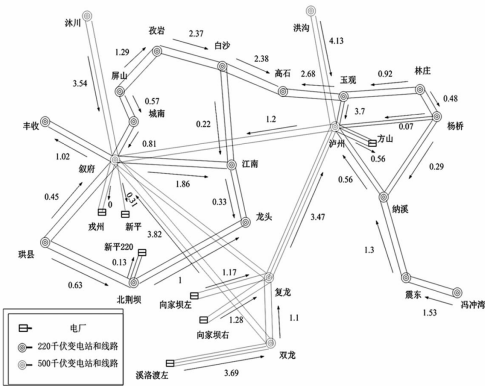
2.2 直流近区交流电网直流电流

不同入地电流情况下,入侵交流线路的直流电流大小如表 3 所示。而直流电流在近区交流电网中的分布如图 3 所示。

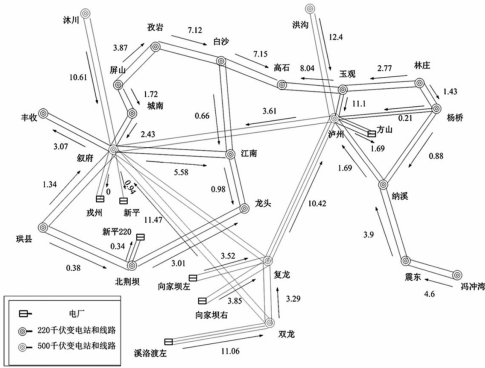
从表 3 中可以看出,交流电网中直流电流大小与入地直流电流大小成线性关系,而方向与入地直流电流的极性有关。

表 3 不同入地电流时,交流电网直流电流

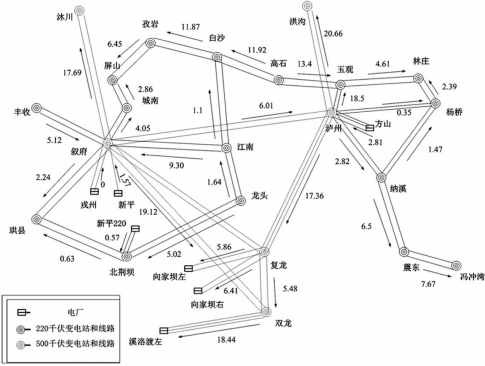
入地电流 /A	泸州—叙府 /A	双龙—复龙 /A	江南—龙头 /A
-1 000	-1.2	-1.1	-0.33
-3 000	-3.61	-3.29	-0.98
5 000	6.01	5.48	1.64



(a) -1 000 A 入地电流



(b) -3 000 A 入地电流



(c) 5 000 A 入地电流

图 3 接地极近区,220 kV 及以上交流电网中
直流电流分布(单位:A)

2.3 直流近区变压器中性点接地电流

表 4 中,分别计算了不同入地电流情况下,接地极近区变压器中性点电流大小。与上述得到的结论相同,变压器中性点电流大小与接地极入地电流大小成线性关系,方向与入地电流方向相关。

表 4 不同偏磁电流下主变中性点直流电流

站点 编号	电压等 级/kV	变 电 站	单台变压器中性点电流		
			入地电流 -1 000 A	入地电流 -3 000 A	入地电流 5 000 A
1	500	泸州	2.06	5.03	-8.38
2		洪沟	-2.07	-6.2	10.33
3		叙府	0.96	2.87	-4.78
4		双龙	-0.14	-0.41	0.68
5		复龙	-0.02	-0.05	0.09
6		沐川	-1.77	-5.3	8.83
7		向家坝	-1.16	-3.49	5.81
8		向家坝	-0.65	-1.94	3.23
9		溪洛渡	-0.61	-1.83	3.05
10		新平	0.31	0.94	-1.57
11		戎州	0	0	0.00
12	220	玉观	0.31	0.53	-0.95
13		林庄	-1.31	-2.34	4.56
14		杨桥	-0.19	-0.58	0.27
15		方山	0.56	1.69	-2.81
16		纳溪	1.01	3.03	-5.05
17		震东	0.23	0.7	-1.17
18		冯冲湾	-1.53	-4.6	7.67
19		高石	0.3	0.9	-2.1
20		白沙	0.17	0.52	-0.87
21		孜岩	-1.3	-3.91	6.51
22		屏山	-1.62	-4.87	8.11
23		城南	-0.24	-0.62	0.92
24		珙县	0.6	1.8	-3
25		丰收	1.57	4.72	-7.86
26		北荆坝	-0.96	-2.88	4.8
27		新平	0.11	0.34	-0.57
28		龙头	1.02	2.56	-5.6
29		江南	-0.52	-1.35	0.19

2.4 实测结果对比:变压器中性点接地电流

变压器中性点接地电流是目前能够准确测量的电气参数。为了验证仿真模型的准确性,将 5 000 A 入地电流情况下,变压器中性点接地电流的仿真结果与实际测量结果进行对比,如表 5 所示。

从仿真和实际测试结果的对比可以看出,搭建的模型能够较为准确地反映直流偏磁环境下接地极近区变电站主变压器中性点电流大小。

仿真计算中的误差主要来源于以下几个方面:4 层土壤模型虽然能减小土壤分布不均带来的模型误差,但是土壤的电阻率误差仍然存在;接地极和各个变电站的实际地理位置有一定偏差;计算模型节点数较多,计算结果在收敛时存在一定误差。

(下转第 75 页)

特高压电网最大风电渗透率计算方法

刘金强, 卢 芸, 王晓茹
(西南交通大学, 四川 成都 610031)

摘 要:随着中国可持续发展战略的不断推进,风电并网容量不断增加,大量风电将通过特高压交直流输电系统由风电资源丰富的“三北”地区传输到东部负荷中心,而风电本身的波动性和电力电子化特点给其在特高压交直流混连系统中的消纳带来了诸多挑战。因此开展高渗透率风电对特高压交直流混连系统安全稳定运行影响的研究,估算系统最大风电渗透率,具有重要的学术创新和工程实践价值。提出了考虑系统频率响应的最大风电渗透率计算方法,分别从大扰动后系统频率响应和风电波动引起的频率偏移两个方面研究了风电渗透率的制约因素,并基于计及风电并网的频率响应(SFR)模型计算出相应的最大风电渗透率。研究成果对于未来并网风电场和传输风电的特高压交直流输电系统的规划设计具有一定的指导意义,同时也论证了风电场提供辅助调频服务的必要性。

关键词:特高压电网;风电渗透率;风电波动;频率响应;SFR 模型

Abstract: With the continuous progress of national sustainable development strategy, wind power integration steadily increases in China, which are mainly transmitted from "three north" area to load center in the east of China. However, many challenges for wind power absorption in ultra-high voltage (UHV) AC/DC interconnected power system emerge due to its inherent fluctuations and characteristics of power electronics. Therefore, it is of great significance to study the impact of high wind power penetration on the stability and security of UHV AC/DC interconnected power system and further estimate the maximum wind power penetration from both academic and engineering perspectives. A method based on system frequency response (SFR) model is proposed to calculate the maximum wind power penetration considering system frequency response under both considerable disturbances and wind power fluctuations. This work presents some guidance on planning and design of wind farms and related UHV AC/DC transmission systems in the future, and also demonstrates the necessity of ancillary frequency regulation services from wind farms.

Key words: UHV power system; wind power penetration; wind power fluctuation; frequency response; system frequency response (SFR) model

中图分类号:TM715 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0032-05

0 前 言

过去 5 年,中国风力发电得到了长足的进步,目前累计装机容量已经跃居世界第一^[1]。同时可以预见,风力发电在中国仍具有很大的发展潜力。着眼于不可再生资源的逐渐消耗和人类可持续发展的思想,新能源发电在未来能源结构中的比重将持续增加,预计到 2050 年,中国新能源发电比例将达到 31.9%^[2]。另一方面,由于中国风电开发潜力与国民经济发展程度在地域分布上的不一致性,“三北”地区风电资源丰富^[3],而华东、华北地区是全国负荷中心,因此中国形成了不同于西方国家分布式接入的大规模集中式风电并网模式,大量风电需要经

过特高压交直流输电系统传输到负荷中心^[4-6],这种并网-传输-再消纳的模式较前者而言加剧了风电波动的强度和预测难度。

不同于传统电源,风电固有的波动性和间歇性为电力系统调峰调频造成了极大的困难,因此造成的弃风限电在中国大规模风电接入地区已有发生^[7]。而在风电渗透率不高的区域电网,虽然名义上完成了对风电的 100% 消纳,没有出现弃风限电问题;但是少量波动性的风电涌入大电网目前尚未得到足够重视,这在一定程度上阻碍了对大规模风电并网的复杂性分析与解决方案的研究步伐,一旦全国范围内风电渗透率提高,电网的安全稳定运行将面临严峻的挑战。另一方面,电网系统异常工况下风电机组自身控保的脆弱性和穿越能力的局限性

已成为电力系统发生故障后维持安全稳定运行的重要威胁,大面积的风机脱网和非计划并网引发连锁故障最终导致系统解列的事故已见诸报道^[8-9]。而且在特高压交直流混连系统中,大量并网风电机组与直流输电系统之间的故障耦合作用也增加了系统在发生直流单极、双极闭锁故障后引发风机大面积脱网的可能性。

在目前风电渗透率较低的情况下,开展具有前瞻性的风电接入对特高压交直流混连系统的影响及最大风电渗透率预测研究,对未来并网风电场和传输风电的特高压交直流输电系统的规划设计具有一定的指导意义;同时也为风电场规范化运行及风电参与系统辅助服务提供了必要性论证。下面提出了考虑系统频率响应的最大风电渗透率计算方法,研究风电渗透率较高时系统惯性时间常数、调频能力的下降和风电自身功率波动给系统频率响应造成的影响,进而根据相应的频率指标结合 SFR 模型计算出网内可承受的最大风电渗透率。由于研究问题关注的是最大风电渗透率计算,而系统的容量大小对计算结果的影响较小,因此所有工作均在标么制下展开。

1 考虑大扰动后系统频率响应的最大风电渗透率估计方法

风电机组通过背靠背电力电子变换器并入电网,实现了机组出力与电网频率的解耦控制,因此风电机组无法自然响应系统频率的变化。在国内风电场尚未应用辅助调频功能的情形下,大量并网风电机组代替原有传统发电机组,造成系统惯性时间常数的下降,因此导致系统的惯性响应能力受到削弱;同时系统一次调频能力也会随传统能源比例降低而减小。采用计及风电并网的频率响应(system frequency response, SFR)模型研究不同风电渗透率下系统发生大扰动后电力系统频率响应,并结合电力系统低频减载的整定值和电网运行原则估算最大风电渗透率。

1.1 计及风电并网的 SFR 模型

SFR 模型在频率分析和控制相关的研究中得到了广泛应用,它将系统中所有的发电机聚合为一个等值转子模型,同时将所有的调速器原动机聚合为一个等值调速器原动机模型,忽略了网络和电压变

化对系统频率的影响^[10-11],如图 1 所示。其中 P_{d0} 为系统扰动后瞬间显性不平衡功率; H_e 为系统的等值转子惯性时间常数; D 为系统的等值阻尼系数,包含负荷的频变效应; R 为等值调差系数; F_H 为等值高压缸做功比例; T_R 为等值再热时间常数。SFR 模型简单的结构使其能够快速计算出系统的惯性中心频率偏差 $\Delta\omega$,进而可以得到系统频率曲线。出于描述方便考虑,所提及的系统频率均实指系统的惯性中心频率。

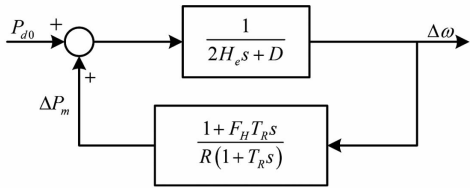


图 1 SFR 模型结构图

风电并网后,一部分传统电源被风机代替,考虑到目前中国装备的风机并不具备频率调节能力,因此将风电等效为功率源,得到风电渗透率为 ρ 下的计及风电并网的 SFR 模型,如图 2 所示,其中 D_{new} 表示风电并网后系统等值转速阻尼系数。

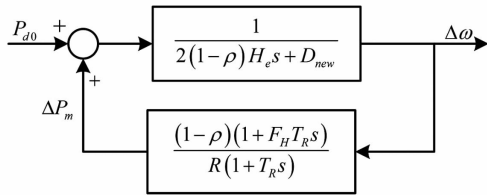


图 2 计及风电并网的 SFR 模型结构图

1.2 不同风电渗透率下大扰动后系统频率响应分析

根据实际电网典型数据,以电网总发电容量为基准功率,SFR 模型中参数设置如表 1 所示。

表 1 SFR 模型参数列表

参数	取值
H_e	12 s
D	1
R	-0.05
F_H	0.3
T_R	11 s

特高压交直流混连系统中常见的负荷冲击、机组脱网、区域特高压交直流联络线故障后退出运行等大扰动均会引发严重的有功功率不平衡,进而造成频率偏移额定水平。分别取 0.1 p. u. 的负荷跃升、跃降扰动,分析在不同备用水平下,不同风电渗透率下的系统频率响应,结果如图 3 ~ 图 6 所示。

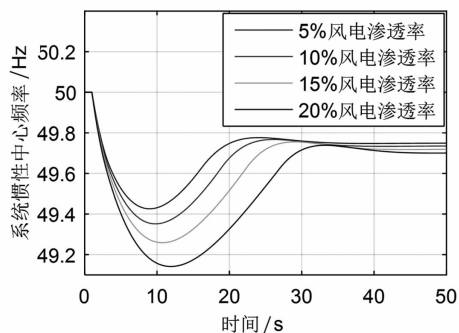


图 3 0.1 p. u. 负荷跃升后系统频率响应 (15% 备用)

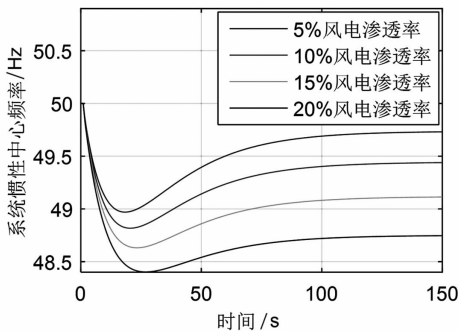


图 4 0.1 p. u. 负荷跃升后系统频率响应 (10% 备用)

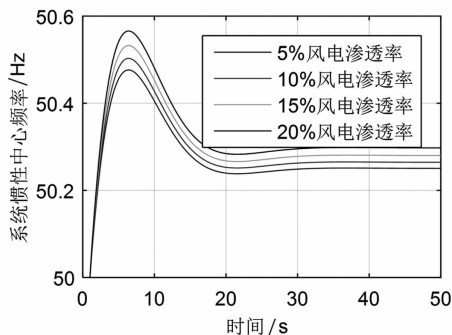


图 5 0.1 p. u. 负荷跃降后系统频率响应 (15% 备用)

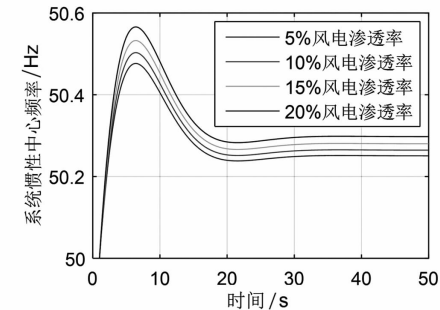


图 6 0.1 p. u. 负荷跃降后系统频率响应 (10% 备用)

由图 3 ~ 图 6 中可以看出,备用的水平对高频扰动后频率动态影响较小,但对低频扰动后频率动态具有极大的影响,较低的备用水平下系统难以依靠增加发电来弥补有功缺额,进而导致频率的持续下跌。同时可以看出,风电渗透率对大扰动后系统频率动态的影响十分显著,从 5% 到 20% 的渗透率

变化过程中,系统扰动后的最大频率偏差逐渐变大,在低频故障下甚至已经到达了 48.5 Hz 以下,电网面临频率失稳甚至低频解列的风险。而在强调节能、经济运行的特高压交直流混连电网中,10% 的备用已经十分保守,在这种情况下,大扰动后系统频率响应对风电渗透率的制约比较显著。假设系统低频减载首轮动作频率整定值为 48.5 Hz^[2],为了避免在上述低频故障情况下触发低频减载保护,根据 SFR 模型可以计算出该系统可承受的最大风电渗透率为 18%。在实际应用中,基于电网的不同运行方式、备用水平、常见大扰动故障集、机组参数和频率响应指标要求等信息,采用所提方法可以进行考虑大扰动后系统频率响应的特高压交直流混连系统最大风电渗透率的估计。

2 考虑风电波动引起系统频率偏移的最大风电渗透率估计方法

受风速固有的间歇性、波动性的影响,注入到电网中的风电功率也具有随机波动的特点。风电的随机波动不仅在特高压联络线上引发随机波动威胁电网安全稳定运行,其引发的系统频率偏移也对电网的电能质量造成了不利影响。下面重点研究不同渗透率下下级风电功率波动引起的系统频率响应。基于四川省德昌风电场 SCADA 实测数据,某 10 min 内风电场出力比变化如图 7 所示。

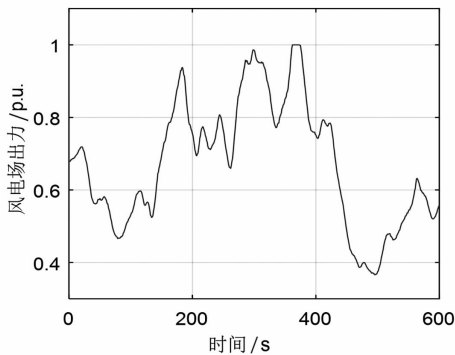


图 7 风电场出力比变化 (以风电场装机容量为基准功率)

由图 7 可以看出即使是时间尺度很短的秒级数据,风电场出力的波动依然十分明显,因此有必要研究风电波动在运行时间尺度内引起的系统频率响应。

随着风电渗透率增加,风电场规模和数量不断扩大,由于风速在地理分布上的差异,一个区域内风电总出力的波动会呈现一定的平滑效应^[13],假设研

究区域电网内各风电场出力波动统计特性不随该风电场装机容量增加而发生改变,不同风电场出力互相关系数参考现有风电场出力互相关系数,如表2所示。

表2 四川省内4处风电场出力互相关系数

	德昌	芳地坪	鲁南	伊达
德昌	1	0.464 8	0.461 1	0.399 3
芳地坪	0.464 8	1	0.383 2	0.327 9
鲁南	0.461 1	0.383 2	1	0.577 0
伊达	0.399 3	0.327 9	0.577 0	1

首先根据现有各风电场出力互相关系数及总风电功率与各风电场功率的映射关系,模拟得到风电渗透率为 ρ 时该区域电网内总风电功率的秒级数据。

然后将模拟得到的秒级风电出力数据在5 min内的波动数据输入到计及风电并网的SFR模型中,得到不同风电渗透率下系统频率的曲线,如图8所示。可以看出,随着风电渗透率的增加,风电波动引起的系统频率响应幅度也随之增加。

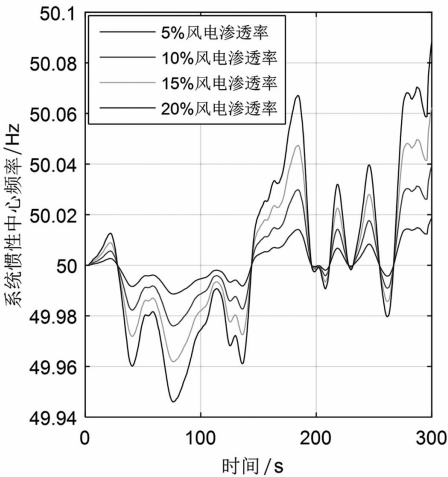


图8 风电波动引起的系统频率响应

为了能够更加准确地描述不同风电渗透率下风电波动对系统频率的影响,将模拟得到的5 435 min的秒级风电数据按照5 min等间隔划分,将每5 min风电波动数据输入到计及风电并网的SFR模型中,得到5 min内风电波动引起的系统最大绝对频率偏差的概率分布,如图9所示。由于风电波动造成的系统频率偏移量相对大型故障而言仍然较小,系统备用水平对其影响较弱,实际计算结果也支持这一观点,所展示的图表统一取系统备用为10%情况下的计算结果。

由图9可以看出随着风电渗透率从5%到20%

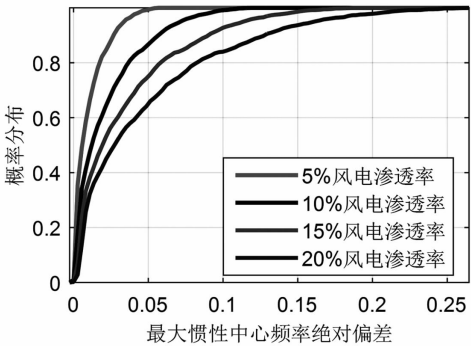


图9 风电波动引起的系统最大绝对频率偏差概率分布

不断增加,5 min内风电波动引起的系统最大绝对频率偏差取较大值的概率逐渐变大,风电随机波动对系统频率的影响越发明显。为了更清晰地评估不同风电渗透率下风电波动对系统频率影响的统计特性,表3分别给出了90%、95%、99%置信水平下5 min内风电功率随机波动引起的系统最大绝对频率偏差的范围。从表3中可以看出在相同置信水平下,风电渗透率越高,最大频率绝对偏差取值范围越大,在风电渗透率为20%情况下,99%置信水平下系统的最大绝对频率偏差达到了0.22 Hz,已经超出国家对电力系统正常运行条件下频率偏差的限制^[14]。

表3 系统最大绝对频率偏差置信区间/Hz

置信度	渗透率			
	5%	10%	15%	20%
90%	[0, 0.027]	[0, 0.057]	[0, 0.090]	[0, 0.128]
95%	[0, 0.034]	[0, 0.072]	[0, 0.114]	[0, 0.161]
99%	[0, 0.046]	[0, 0.098]	[0, 0.155]	[0, 0.220]

如果设定该区域电网频率合格率^[14]必须达到99%以上,那么可以按照所提分析方法计算出相应的风电最大渗透率为17.5%。在实际应用中,基于网内风电波动特性、实际作用的调频控制、机组参数和频率合格率要求等信息,采用所提方法可以进行考虑风电波动引起系统频率偏移的特高压交直流混连系统最大风电渗透率的计算。

3 结 论

提出了考虑系统频率响应的特高压交直流混连系统最大风电渗透率计算方法,分别从大扰动后系统频率响应和风电自身波动造成的频率偏移两个方面展开了分析性的研究,所提方法在电网典型数据及实际风电场波动特性的基础上进行了算例分析。

结果显示在风电场没有提供辅助调频服务的情况下,风电渗透率的增加使得系统在大扰动和风电波动两种情形下的频率偏移幅度均逐渐变大,在算例中网内最大可承受风电渗透率约为17.5%,而且这一数值其实涵盖了系统中所有通过电力电子并网的具有波动性的新能源机组。

为了进一步提升风电并网量,且保证系统频率有较高的安全裕度和合格率,风电场需要提供基于风机或者储能装置的辅助调频服务。另外,为了更有效地平抑风电在运行时间尺度内的波动,进而提升特高压交直流混连系统风电渗透水平,高精度的超短期风电功率预测和连续时间的调度控制一体化显得至关重要。

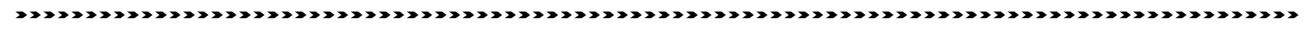
参考文献

[1] Global Wind Energy Council. Global Wind 2013 Report [R]. Brussels, Belgium, 2013.

[2] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29): 4999-5008.

[3] 李春曦,王佳,叶学民,等. 我国新能源发展现状及前景[J]. 电力科学与工程,2012,28(4):1-8.

[4] 孙涛,许梁,徐箭,等. 风电经特高压线路并网时湖北电网调峰方案[J]. 电网技术,2014,38(10):2721-2728.



(上接第13页)

[5] T. Athay, R. Podmore, S. Virmani. A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1979, 36(11): 1423-1429.

[6] A. R. Bergen, D. J. Hill. A Structure Preserving Method for Power System Stability Analysis [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1981, 100(1): 25-35.

[7] A. N. Micheal, A. A. Fouad, V. Vittal. Power System Transient Stability Using Individual Machine Energy Functions [J]. IEEE Trans. on Circuits and Systems, 1983, CAS-30(5): 266-276.

[8] Y. Xue, T. Van Cutsem, M. R. Ribbens-Pavella. A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1988, 3(2): 400-412.

[9] 刘群英,刘俊勇,刘起方. 基于支路势能信息的电网脆弱性评估[J]. 电力系统自动化,2008,32(10):6

[5] 吴耀文,马溪原,方华亮,等. 大规模风电特高压专用通道落点优选方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):9-16.

[6] 朱艺颖,董鹏,谢国平,等. 适应大规模风电外送的特高压直流协调控制实时仿真研究[J]. 电网技术,2013,37(7):1814-1819.

[7] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.

[8] 李再华,白晓民,丁剑,等. 西欧大停电事故分析[J]. 电力系统自动化,2007,31(1)1:1-3.

[9] 向昇,孙晓强,张小奇,等. 2·24甘肃酒泉大规模风电脱网事故暴露的问题及解决措施[J]. 华北电力技术,2011(9):1-7.

[10] Anderson P M, Mirheydar M. A Low-order System Frequency Response Model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.

[11] 刘克天,王晓茹,薄其滨. 基于广域量测的电力系统扰动后最低频率预测[J]. 中国电机工程学报,2014,34(13):2188-2195.

[12] DL/T 428-2010, 电力系统自动低频减负荷技术规范[S].

[13] 刘燕华,田茹,张东英,等. 风电出力平滑效应的分析与应用[J]. 电网技术,2013,37(4):987-991.

[14] GB/T 15945-2008, 电能质量电力系统频率偏差[S].

(收稿日期:2016-09-30)

-11.

[10] 刘群英,刘俊勇,刘起方. 节点势能架构下的电压脆弱性评估[J]. 中国电机工程学报,2008,28(25):30-37.

[11] 刘友波,刘俊勇,王民昆,等. 计及动能注入系数的线路暂态脆弱性快速评估[J]. 中国电机工程学报,2011,31(13):40-47.

[12] 苟竞,刘俊勇,魏震波,等. 一种基于发电机对相对能量的电力系统临界机群快速辨识方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(24):6322-6330.

[13] 苟竞,刘俊勇,刘友波,等. 基于能量熵测度的电力系统连锁故障风险辨识[J]. 电网技术,2013,37(10):2754-2761.

[14] S. M. Pincus. Approximate Entropy as A Measure of System Complexity[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 1991, 88(6): 2297-2301.

(收稿日期:2016-11-02)

直流整流站最小 α 限制器对系统稳定性的影响

金子开¹, 滕予非²

(1. 国网辽宁省电力公司经济技术研究院, 辽宁 沈阳 110000;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要:特高压直流输电系统(ultra high voltage direct current, UHVDC)是一个将直流和交流互相转化进行长距离、高电压、大容量传输的系统。UHVDC 输电系统动态特性主要取决于电压受控电流指令限制器(voltage dependent current order limiter, VDCOL)和电流控制放大器(current control amplifier, CCA)。当整流站发生交流故障, α 角快速降低到允许的最小值;但当故障消失,交流电压恢复后,如果 α 太小直流电流会很大。为防止这种情况的发生,引入整流站最小 α 角限制器功能(rectifier alpha min limiter, RAML)。RAML 的存在会对送端交流系统电压稳定性产生影响。对 RAML 的结构和功能进行说明,分别用戴维南等值系统或者单机无穷大系统和一个发电机组代替交流系统,分析 RAML 的存在对于直流系统和交流系统的影响并用等面积法则进行解释说明。最后,用 IEEE 10 机 39 节点模型模拟实际的交流系统,仿真结果验证了 RAML 对系统稳定性的影响。

关键词:特高压直流;整流站;整流站最小 α 角限制器;电压稳定

Abstract: The ultra high voltage direct current (UHVDC), which is responsible for the transformation between DC and AC, can deliver long-range, high-voltage and large-capacity power. The voltage dependent current order limiter (VDCOL) and the current control amplifier (CCA) are the key factors for the dynamic characteristic. The firing angle will be quickly reduced to the allowed minimum value when faults occur at the AC side of rectifier station. With the AC faults disappearing and the AC voltage recovering, the direct current will increase quickly if the firing angle is too small. The module of rectifier alpha min limiter (RAML) is adopted to prevent that situation. RAML will affect the voltage stability of the sending end system. The structure and functions of RAML are described. The influence of RAML on DC and AC systems is analyzed using Thevenin equivalent system or single machine infinite bus power system with a generator set respectively, and is described by equal area rule. Finally, the influence of RAML on voltage stability is verified through the results of IEEE 10-machine 39-bus system.

Key words: ultra high voltage direct current (UHVDC); rectifier station; rectifier alpha min limiter; voltage stability

中图分类号: TM85 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0037-05

0 引言

由于中国能源分布不均匀,西多东少,而负荷分布恰好相反,为了解决能源配置和用电问题,交流输电作为传统输电方式在长距离输电情况下经济效益显著下降;而直流输电是电力系统中迅速发展的一项新技术,主要应用于远距离大容量输电、电力系统联网等方面,所以直流输电受到了重视,在中国加大了科研投入和直流工程建设^[1-3]。由于工程造价低,线路有功损耗小、不受系统稳定极限的限制以及输送功率的大小和方向可以快速控制和调节等特点,

基金项目: 中国博士后科学基金资助项目(2015M582543)

直流输电是一种很有吸引力的输电方式。

直流输电具有送电容量大、交直流耦合作用强、换流器无功消耗多等特点,交直流混联电网安全稳定分析变得更加复杂^[4]。文献[5]详细分析了直流控制系统的配置要求、分层结构、基本控制原理和基本控制方式及其之间联系方式。文献[6]提出了用于高压直流系统控制研究的标准模型(CIGRE),涵盖了结构和参数。文献[7]基于实际直流工程软件Hidraw,研究了ABB直流控制保护系统中的换流阀触发控制环节(converter firing control, CFC),提出了两种提高控制系统中锁相环精度的方法。文献[8]研究了锁相环(phase-locked loop, PLL)对HVDC系统启动过程的影响。

这里首先分析最小 α 角限制器 (rectifier alpha min limiter, RAML) 在 UHVDC 中起到的作用, 并对其结构和功能进行解释说明。用戴维南等值系统等效代替交流系统, 分析 RAML 的存在对直流系统的影响, 再用单机无穷大系统配 1 个发电机组等效代替交流系统, 分析 RAML 对直流系统和交流系统的影响并用等面积法则进行解释说明。最后, 用 IEEE 10 机 39 节点模型模拟实际的交流系统, 仿真验证 RAML 对系统稳定性的影响。

3.1 仿真测试系统

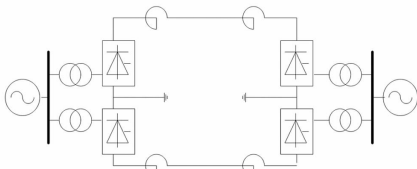
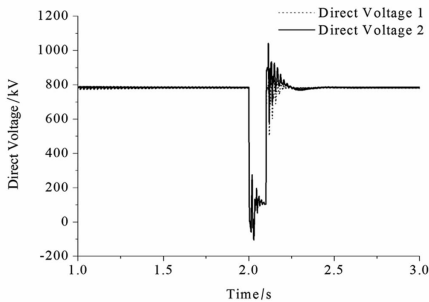


图2 RAML的存在对于直流系统影响的测试系统

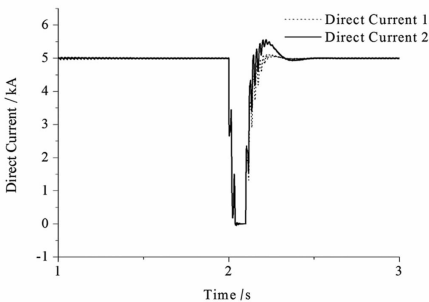
建立如图2所示的额定直流电压为±800 kV，额定电流为5 kA，额定送电功率为8 000 MW的特高压直流输电系统。 $U_c \angle 0$ 为无穷大系统,用此仿真系统来分析RAML的有、无对于直流系统的直流电压、直流电流和整流侧触发角的影响。

3.2 仿真实验结果

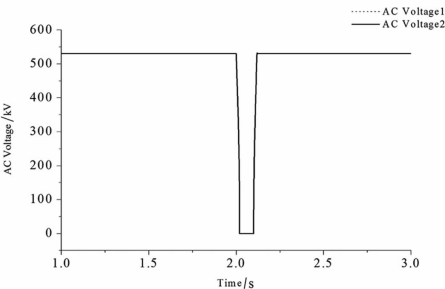
特高压直流输电工程双极±800 kV运行,传输功率8 000 MW。设置 $t=2$ s时,特高压直流系统整流侧交流母线出现金属性三相短路故障,可以得到直流工程相关物理量的仿真结果如图3所示。图3中“1”代表有RAML元件,“2”表示无RAML元件。



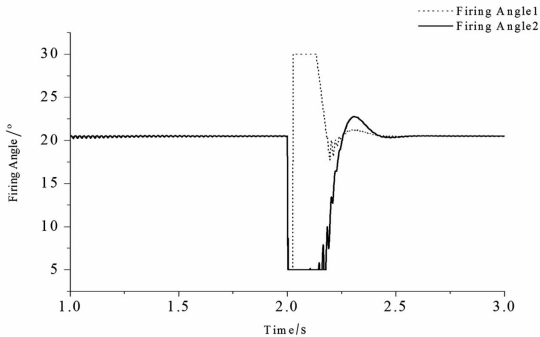
(a) 整流侧直流电压



(b) 直流电流



(c) 整流侧交流母线电压



(d) 整流侧触发角

图3 RAML对直流系统影响的仿真结果

由图3可知,整流侧交流母线电压恢复时,由于有RAML元件时整流侧的触发角从 30° 减小,其值大于无RAML元件的系统的整流侧触发角,有RAML元件的系统整流侧直流电压小,直流电流小。由于无RAML元件的系统直流电流上升过快,其值迅速超过额定值,通过系统的控制调节最终达到额定值,其达到稳态值时间较长。

4 RAML环节对交流系统的影响

4.1 机理分析

用电动势 E 作为发电机等值电动势,则电动势 E 与无限大系统间的电抗为 x_I 。

正常运行时(Ⅰ)发电机的电磁功率可表达为

$$P_I = \frac{EU}{x_I} \sin\delta \tag{6}$$

故障运行时(Ⅱ)电动势 E 与无限大系统间的电抗为 x_{II} ,发电机的电磁功率可表达为

$$P_{II} = \frac{EU}{x_{II}} \sin\delta \tag{7}$$

电抗有如下关系:

$$x_I < x_{II} \tag{8}$$

如图4所示为发电机在正常运行(Ⅰ)、故障(Ⅱ)两种状态下的功率特性曲线。

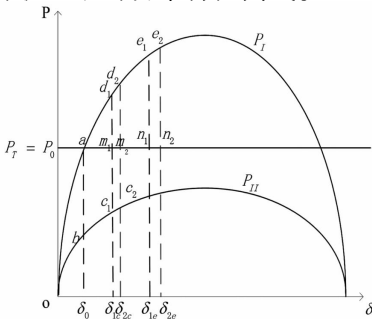


图4 仿真系统的正常运行和故障的功率特性曲线

1)正常运行方式。如果发电机向系统输送的功率为 P_0 ,则原动机输出的机械功率 P_T 等于 P_0 (假设扰动后 P_T 保持不变),图4中 a 为正常运行发电机的运行点,此时的功角为 δ_0 。

2)故障阶段。当整流侧交流母线发生三相短路故障时,功率特性曲线由 P_I 立即降到 P_{II} ,但由于转子的惯性作用,转子角度不会立即变化。因此,发电机的运行点由 a 突然降至 b ,输出功率显著减少,而 P_T 保持不变,故产生较大的过剩功率。在过剩转矩的作用下发电机转子将加速,其相对速度和相对角度 δ 逐渐增大,使运行点由 b 到 c_1 移动;由于含有RAML的控制系统中触发角较大,其输出的直流电压和直流电流相比于无RAML的控制系统小,传输的直流功率也小,因此含有RAML的控制系统加速面积要大一些,这在图4中表现为故障切除的时间相对于无RAML的控制系统要晚一些。图4中, $S_{abc_1m_1}$ 为不含有RAML控制系统的加速面积; $S_{abc_2m_2}$ 为含有RAML控制系统的加速面积。

3)故障切除。含有RAML的控制系统在 δ_{2c} 切除故障,无RAML的控制系统在 δ_{1c} 切除故障。在故障切除后,发电机的运行点从 c_1 突然变至 d_1 ,此时发电机的输出功率比原动机的机械功率大,使转子受到制动,转子速度逐渐减慢。由于有RAML的控制系统加速面积要大一些,并且切除时间和切除时的角度也更大一些,要达到 e_2 ,因此其减速面积 $S_{d_2e_2n_2m_2}$ 更大一些,而无RAML的控制系统只达到 e_1 ,其减速面积为 $S_{d_1e_1n_1m_1}$ 。振荡过程中总有能量损耗,因而振荡是逐渐衰减的,最后都能稳定运行到 a 。而无RAML的控制系统振荡时间短,振荡幅度更小。

4.2 RAML 环节对交流系统的影响仿真分析

4.2.1 仿真测试系统

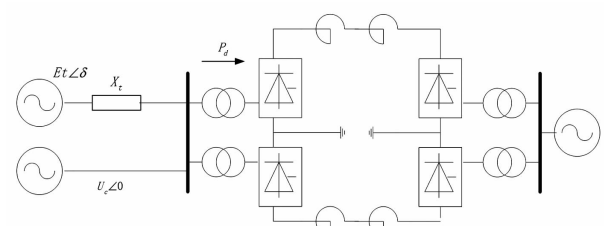
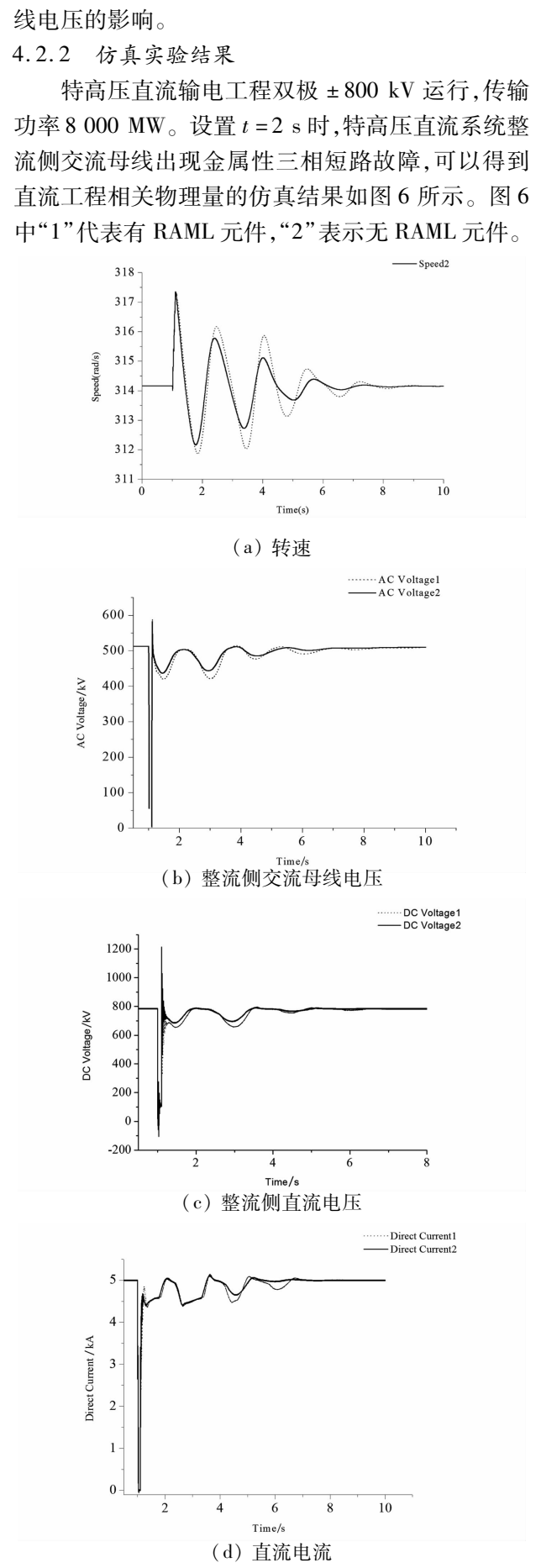


图5 RAML的存在对于交流系统影响的测试系统

建立如图5所示的额定直流电压为 $\pm 800\text{ kV}$,额定电流为 5 kA ,额定送电功率为 $8\,000\text{ MW}$ 的特高压直流输电系统。 $U_c \angle 0$ 为无穷大系统, $E_t \angle \delta$ 为一台发电机, P_d 为传输的有功功率。用此仿真系统来分析RAML的有无对于发电机转速以及交流母



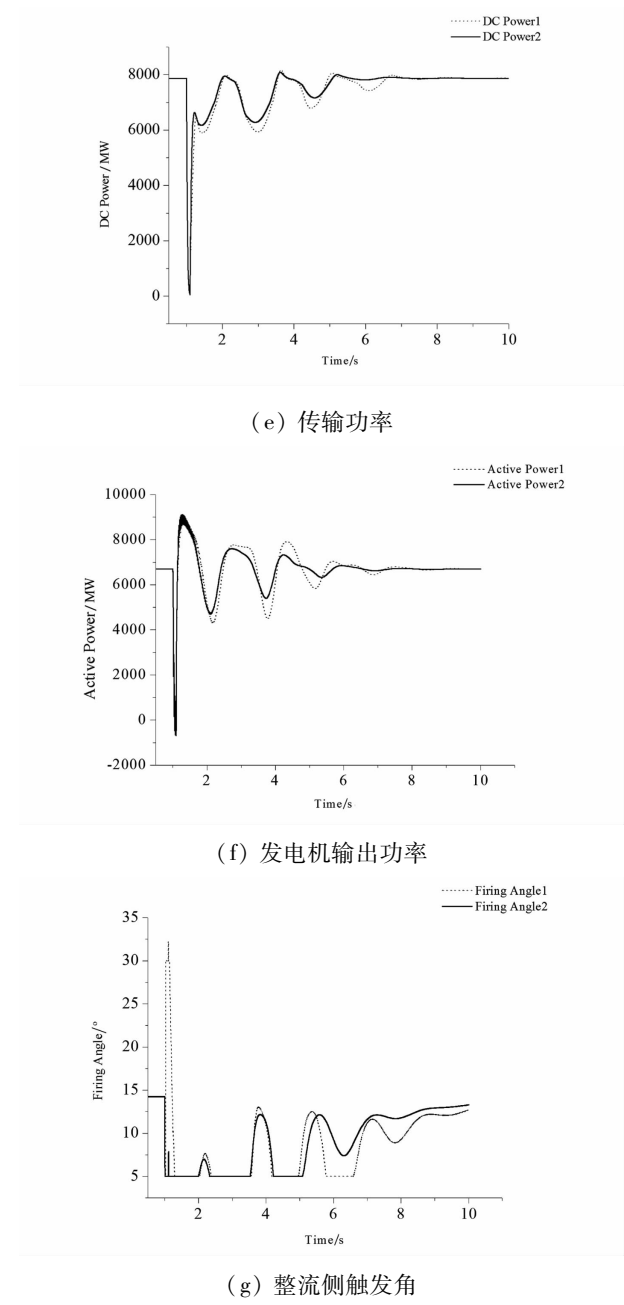


图6 RAML对交流系统影响的仿真结果

由图6可知,由于RAML环节限制了故障整流侧触发角的恢复,减缓了直流系统功率恢复,因此导致交流侧稳定性能降低,与机理分析结果一致。

5 结 论

引入RAML的目的就是在整流侧交流故障消失,交流母线电压恢复正常时,能够防止直流系统中电流、电压上升过快,通过仿真证明这个目的能够达到,但效果不是很明显。RAML的存在对交流系统的稳定性会产生更大的影响,使发电机转速、发电机

的极端电压和发电机输出的有功功率变化更大,这些导致交流系统的稳定性变差。

参考文献

[1] 刘振亚. 特高压电网[M]. 北京: 中国经济出版社, 2005:23-26.

[2] 刘振亚. 中国电力与能源[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012:65-70.

[3] 宋云亭,郑超,秦晓辉. 大电网结构规划[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013:63-87.

[4] 徐政. 交直流动态电力系统行为分[M]. 北京: 机械工业出版社, 2005: 65-70.

[5] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 93-121.

[6] 李兴源. 高压直流输电系统的运行和控制[M]. 北京: 科学出版社, 1998:226-231.

[7] 熊凌飞. HVDC换流阀触发控制模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.

[8] 谢施君,董曼玲,何俊佳,等, PLL动态性能对HVDC系统启动过程的影响[J]. 高电压技术, 2010, 36(2): 385-390.

[9] 郑超,汤涌,马世英,等. 直流整流站动态无功特性解析及优化措施[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(28):4886-4896.

[10] 郑超. 直流逆变站电压稳定测度指标及紧急控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(2):344-352.

[11] 郑超,马世英,盛灿辉. 近振荡中心直流逆变站对系统阻尼的影响及优化措施[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(19):4895-4905.

[12] 汪娟娟,张尧,夏成军,等. 交直流电力系统暂态电压稳定性综述[J]. 电网技术, 2008, 32(12):30-34.

[13] 马玉龙,肖湘宁,姜旭. 交流系统接地故障对HVDC的影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(11): 144-149.

[14] 李兴源,邵震霞,汤广福. 多馈入高压直流输电系统的分散协调控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(16): 8-12.

作者简介:
金子开(1990), 硕士, 研究方向为特高压直流输电的运行与控制。

(收稿日期:2016-10-08)

串联补偿装置接入后超特高压交流线路 输送功率修正方法

刘佳钰

(西安交通大学,陕西 西安 710049)

摘要:超特高压交流输电系统是中国远距离、大容量输送电能的重要方式。为了提升超特高压输电线路的输送能力,在交流长线路两侧常会加装串联补偿装置等补偿设备。然而,实际工程中却发现,在装设补偿设备后,由于线路的电流互感器和电压互感器安装点分别布置在补偿装置两侧,传统的线路输送功率计算方法无法准确获取线路传输的功率,进而导致变电站监控系统判定母线功率不平衡的状况时有发生。为了解决上述问题,基于线路潮流计算方法,定量分析了补偿装置的引入引发交流线路功率计算不准的原因,推导了功率修正算法。简单算例及西部某变电站的500 kV 输电线路算例验证了算法的准确可靠。该方法简单易行,易于在超特高压变电站中实施应用。

关键词:输送功率;线路串联补偿;潮流计算;修正计算;超特高压交流输电

Abstract: Ultra high voltage (UHV)/extra high voltage (EHV) AC transmission system is an essential approach for the power transmission with long distance and large capacity in China. In order to improve the transmission capacity of UHV/EHV transmission lines, both sides of AC long lines will be equipped with series compensation devices or other compensation equipment. However, it is found in actual engineering projects that after the installation of compensation equipment the probability of identifying the bus power imbalances by the substation monitoring system rises up, which is caused by the fact that the line current transformers and voltage transformers are respectively arranged on the different sides of compensation devices. In order to solve these problems, the reasons for the miscalculation of transmission line power are analyzed and a modified calculation method is deduced based on power flow calculation method. A simple calculation example and an actual example of 500 kV transmission lines of a substation in the west area prove that the proposed algorithm is accurate and reliable. This method is simple and easy to be applied in UHV/EHV substations.

Key words: transmission power; line series compensation; power flow calculation; modified calculation method; EHV/UHV AC transmission

中图分类号:TM761 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0042-05

0 引言

超特高压交流输电是中国实施电能远距离、大容量传输的重要方式,是实施“西电东送”战略的核心技术。因此,采用新技术来提升超特高压交流输电的输送容量、减小远距离输电带来的电容效应等问题一直都是工业界和学术界关注的重点。目前国内采取的主要技术有输电线路安装串联电容补偿装置和高压并联电抗器等。

现有的运行经验表明,串联补偿(以下简称串补)技术是提高远距离输电系统传输容量、改善系统稳定性的一种经济且有效的方法。通过在输电线中间加入串联电容器能减小线路电抗,缩小线路两

端的相角差,从而获得较高的稳定裕度及传输较大的功率^[1]。目前将晶闸管技术引入串联补偿装置中,诸如 TCSC、SSSC 等新型装置性能更优,可以实现平滑调节,进一步提高传输容量和暂态稳定极限;此外在稳态潮流控制、改善电压质量、降低网损、限制短路电流、抑制次同步振荡、阻尼低频振荡、提高电力系统与电压稳定性等方面发挥了重要作用^[2-5]。

并联电抗器在电力系统中广泛地应用于限制工频过电压、消除发电机自励磁、限制操作过电压、线路容性充电功率、潜供电流抑制、限制短路电流和平波等^[6-8]。然而在超特高压线路充电功率大,限制过电压和无功补偿矛盾突出,可控高压并联电抗器能有效解决这个问题,通过动态补偿输电线路过剩

的容性无功功率,有效地抑制超高压输电线路的容升效应、操作过电压、潜供电流等现象,降低线路损耗,提高了系统静态和动态稳定性,提高电压稳定水平及线路传输功率,提高电网运行效益^[7,9-11]。

串补装置和高压并联电抗器在超高压输电中发挥了重要作用,然而在实际工程中却给测量方面带来了许多问题。由于线路增加了串联补偿装置后,在串补装置母线侧加装电压互感器会引发谐振并烧毁电压互感器,故含串补线路的电压互感器往往装设在串补的线路侧。但由于线路的电流互感器依然装设在串补母线侧,因此传统功率计算方法难以准确获得线路上传输的无功功率^[12]。特别地,当输电线路同时装设串补及高压并联电抗器后,甚至导致有功的计算结果发生明显偏差,对电网的在线监测提出了重大的挑战。

针对上述问题,基于基尔霍夫定律,提出一种针对含串联补偿线路的输送功率校正算法;通过简单的潮流计算实现有功功率和无功功率的修正,得到准确的功率计算值。计算方法通过简单算例及西部某实际超高压线路加以验证。

1 功率测量误差产生原因

1.1 仅含串补装置线路的功率计算误差分析

超高压线路由于输送距离较长,为了提升线路的传输能力,通常会在变电站加装串联补偿装置。对于仅含串补装置的线路,其线路末端等效电路如图1。

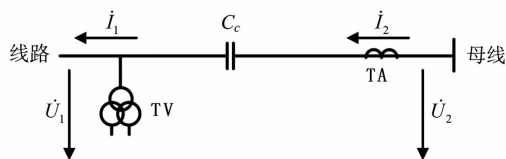


图1 仅含串补装置线路末端等效电路图

由图1可知,该线路功率测量需要利用线路末端TV、TA测量的线路的电压与电流。然而,由于实际TV、TA装设的位置,仅能获知串联补偿装置首端相电压 $\dot{U}_1$ 以及串联补偿装置后的电流 $\dot{I}_2$ 。测量装置得到的有功功率和无功功率为

$$P_{2cl} = \text{Re}(3\dot{U}_1\dot{I}_2) \quad (1)$$

$$Q_{2cl} = \text{Im}(3\dot{U}_1\dot{I}_2)$$

而实际线路的有功功率和无功功率计算应该为

$$P_2 = \text{Re}(3\dot{U}_2\dot{I}_2) \quad (2)$$

$$Q_2 = \text{Im}(3\dot{U}_2\dot{I}_2)$$

由图1可知电流电压关系满足:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 = \dot{I} \\ \dot{U}_1 - \dot{U}_2 &= \frac{-\dot{I}}{j\omega C_c} \end{aligned} \quad (3)$$

根据电流电压关系可得到视在功率计算公式,将实虚部分别展开即可得到有功功率和无功功率为

$$\begin{aligned} P_2 &= P_{2cl} \\ Q_2 &= Q_{2cl} - 3 \frac{|\dot{I}_2|^2}{\omega C_c} \end{aligned} \quad (4)$$

由式(4)不难看出,当线路中仅接入串补装置时,测量装置获得的有功功率数据是准确的;误差体现在无功功率上。无功功率的误差是由串补电容发出的无功引起的,且负荷越重误差越大;另一方面,误差也与串补装置的等效电容值 C_c 有关,电容越大,误差越小。

1.2 串补装置与高压电抗器同时引入后线路的功率计算误差分析

此外,为了抑制由长距离线路充电无功导致的工频过电压问题,变电站内可能还装设了高压电抗器。此时线路末端等效电路如图2所示。

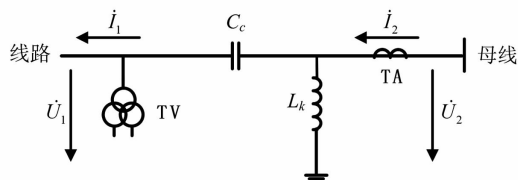


图2 串补装置与高压电抗器同时引入后线路末端等效电路图

与仅含串补装置线路的情况类似,此时测量装置仅能获知串联补偿装置首端相电压 $\dot{U}_1$ 以及串联补偿装置、高压电抗器后的电流 $\dot{I}_2$ 。与上述分析相同,此时电流电压关系满足:

$$\dot{U}_2 - \dot{U}_1 = \frac{\dot{I}_2}{j\omega C_c} \quad (5)$$

$$\dot{I}_2 - \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{j\omega L_k}$$

展开实虚部,可以求得不可测量的电气量 $\dot{U}_2$ 为

$$U_{2\text{Re}} = \frac{\omega^2 L_k C_c U_{1\text{Re}} + \omega L_k I_{2\text{Im}}}{\omega^2 L_k C_c - 1} \quad (6)$$

$$U_{2\text{Im}} = \frac{\omega^2 L_k C_c U_{1\text{Im}} - \omega L_k I_{2\text{Re}}}{\omega^2 L_k C_c - 1}$$

又由复功率公式得

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = 3\dot{U}_2\dot{I}_2 \quad (7)$$

由式(1)和式(2)可以得到线路末端的有功功

率 P_2 为

$$P_2 = \left(\frac{\omega^2 L_k C_c}{\omega^2 L_k C_c - 1} \right) P_{2cl} \tag{8}$$

同样,可以算得线路末端的无功功率 Q_2 为

$$Q_2 = \left(\frac{\omega^2 L_k C_c}{\omega^2 L_k C_c - 1} \right) \left(Q_{2cl} - 3 \frac{|\dot{I}_2|^2}{\omega C_c} \right) \tag{9}$$

由式(8)和式(9)可以得到如下结论:同时装设了串补装置和高压电抗器的线路末端功率测量,有功和无功都存在误差。真实有功功率和测量值之间存在一个固定的比例系数,该系数由装置参数即串联补偿装置电容 C_c 和高压电抗器电感 L_k 决定,且 $L_k \cdot C_c$ 值越大,这个比例系数越接近于 1,有功功率测量误差越小。而真实无功功率与测量值之间的误差较大,无功功率也存在真实值与测量值的比例系数,该比例系数与有功功率的比例系数完全相同;无功功率的误差,与上面分析的仅含串补装置的情况相同,主要是由于串补电容发出的无功功率并未计入测量而引起的,同样的,误差与负荷大小以及串补装置的等效电容大小有关,负荷越重,无功误差越大;串补装置的等效电容值 C_c 越大,误差越小。

2 功率修正算法

2.1 仅含串补装置线路的功率修正算法

为解决上述问题,提出一种基于原测量装置的测量数据,经修正得到线路真实功率的计算方法。根据上述分析可以得到相应的修正算法。

根据 1.1 节中的分析,仅含串补装置的线路有功功率测量准确,无需修正,而无功功率可以根据式(5)的结果获得:

$$Q_2 = Q_{2cl} - 3 \frac{|\dot{I}_2|^2}{\omega C_c} \tag{10}$$

修正公式需要用到测量的无功功率 Q_{2cl} 、电流幅值 I_2 和串联补偿装置的电容 C_c 。理论上式(10)求得的无功功率是没有误差的,但由于测量和参数的误差是必然存在的,计算值仍会存在微小的误差。

2.2 串补装置与高压电抗器同时引入后线路的功率修正算法

串补装置和高压电抗器同时引入后,线路功率算法相对复杂一点,根据 1.2 节中的分析,整理式(8)和式(9)可得母线流出功率为

$$P_2 = k \cdot P_{2cl}$$

$$Q_2 = k \cdot (Q_{2cl} - Q_{bc}) \tag{11}$$

式中: k 为修正系数, $k = \left(\frac{\omega^2 L_k C_c}{\omega^2 L_k C_c - 1} \right)$; Q_{bc} 为计算补偿无功, $Q_{bc} = 3 \frac{|\dot{I}_2|^2}{\omega C_c}$ 。

修正算法中需要用到有功功率测量值 P_{2cl} 、无功功率测量值 Q_{2cl} 、电流幅值 I_2 、串联补偿装置电容 C_c 和高压电抗器电感 L_k ,由式(11)可以准确计算线路功率。

由上述计算可以看出,有功功率测量误差主要受串联补偿装置的容抗和高压电抗器的感抗影响,功率测量的百分误差是固定值,与负荷的大小无关;而无功功率测量误差主要是由串联补偿装置产生的无功造成的,其数值不仅受串联补偿装置的容抗和高压电抗器的感抗影响,还与线路末端的电流有关,即与负荷大小有关,负荷越大误差越大。

需要注意的是,串联补偿设备并非一直投入运行,该设备消缺时线路也可运行,为保证修正结果的正确性,应对串联补偿设备投入运行情况进行判别后,再进行功率修正。串联补偿投入判别条件:旁路开关 = “0” & 旁路刀闸 = “0” & 线路有压 = “1”。此时功率修正计算为

$$P_2 = P_{2cl}$$

$$Q_2 = Q_{2cl} + 3 \frac{|\dot{I}_2|^2}{\omega L_k} \tag{12}$$

3 算例验证

由于所提两种情况的修正算法理论上方法是一样的,仅是公式表达式不同,且仅含串补装置的情况较串补装置和高压电抗器同时接入的情况简单,故本节中仅验证后者。

3.1 小型算例验证

利用如图 3 所示的算例,验证算法的有效性。

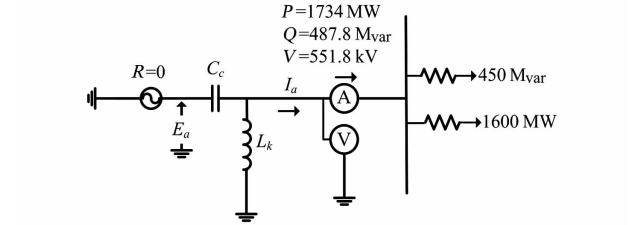


图 3 PSCAD 仿真电路图

如图 3 所示,算例中串补及高压电抗器采用了与某 500 kV 变电站一致的参数。串补设备和高压电抗器的参数分别为: $\omega C_c = 0.046\text{ S}$; $\omega L_k = 1\ 669\ \Omega$ 。电路首端施加 530 kV 的理想电压源,末端布置了恒阻抗负荷,负荷大小如图 3 所示。

根据 PSCAD 电磁暂态仿真结果,电路末端的有功达到 1 734 MW,而无功达到 -487.8 Mvar。同时根据测量结果,串补首端相电压的幅值 U_1 为 305.996 kV,串补、高压电抗器后的电流幅值 I_2 为 1.885 kA, U_1 超前 I_2 的相角 δ 为 8.369°。

利用传统不当算法进行有功计算,也可以得到

$$P_2 = -3U_1I_2\cos\delta = 1\ 711.98\text{ MW} \tag{13}$$

误差约为 1.3%。

而利用式(11)所列的算式可得

$$P_2 = -1\ 734\text{ Mvar} \tag{14}$$

与真实值一致。

同样,根据传统不当的计算方法,有

$$Q_2 = -3U_1I_2\sin\delta = -251.86\text{ Mvar} \tag{15}$$

与真实值 -487.8 Mvar 差距极大,误差达到

48%。

而利用式(11)所列的方程,可得

$$Q_2 = -489.92\text{ Mvar} \tag{16}$$

与真实值 -487.8 Mvar 仅 0.43% 的误差。

PSCAD 仿真算例可得结论:所提算法可以准确计算出线路末端实际有功功率和无功功率。

表 1 2016 年 3 月 16 日 11:27:09 SCADA 显示的各出线的有功、无功、电流结果与修正后的结果

项 目	SCADA 显示数据			修正后数据	
	I/A	P/MW	Q/Mvar	P/MW	Q/Mvar
线路一	624.8	-567.8	130.9	-575.294	106.816 9
线路二	506.8	-450.6	82.2	-456.547	66.303 31
线路三	572.0	-513	108.1	-519.77	87.894 26
线路四	514.2	-490.2	15.2	-490.2	15.2
线路五	522.0	-493.2	16.7	-493.2	16.7
线路六	818.1	749	-118.7	749	-118.7
线路七	814.5	747.4	-118	747.4	-118
线路八	859.1	784	-110.4	784	-110.4
线路九	659.9	612.7	-98.9	612.7	-98.9
2 号主变压器高侧	184.6	-156	70.8	-156	70.8
1 号主变压器高侧	238.8	-202.4	79.2	-202.4	79.2
不平衡量	-	19.9	57.1	-0.311	-3.085 53

3.2 某 500 kV 变电站功率平衡结果

仿真软件中得到了算法可靠的结论,那么再将所提算法在实际运行情况中进行验证。

某 500 kV 变电站串联补偿设备和高压电抗器的参数分别为: $\omega C_c = 0.046\text{ S}$, $\omega L_k = 1\ 669\ \Omega$ 。图 4 所示是某 500 kV 变电站 500 kV 侧的接线图。表 1 给出了 2016 年 3 月 16 日 11:27:09 SCADA 显示的该变电站 500 kV 各出线的有功功率、无功功率和电流幅值以及采用所提算法修正后的有功功率、无功功率。

由表 1 可知,SCADA 测量的结果显示此时该变电站 500 kV 的有功不平衡达到了 19.9 MW,无功不平衡达到了 57.1 Mvar。而利用修正算法公式对线路一、线路二、线路三进行修正后,该变电站的有功不平衡降低至 0.3 MW 左右,而无功不平衡情况也降低至 3.08 Mvar。此结果证明了所提算法的正确性。

4 结 论

对变电站中出现母线功率不平衡这一现象的原因进行了分析,这一现象通常发生在带有同时装设了串补装置和高压电抗器的超特高压线路的变电站中。由于串补线路的测量 TV 安装位置远离测量 TA,功率计算时忽略了串联补偿装置和高压电抗器产生的无功功率,无功功率误差很大。基于基尔霍

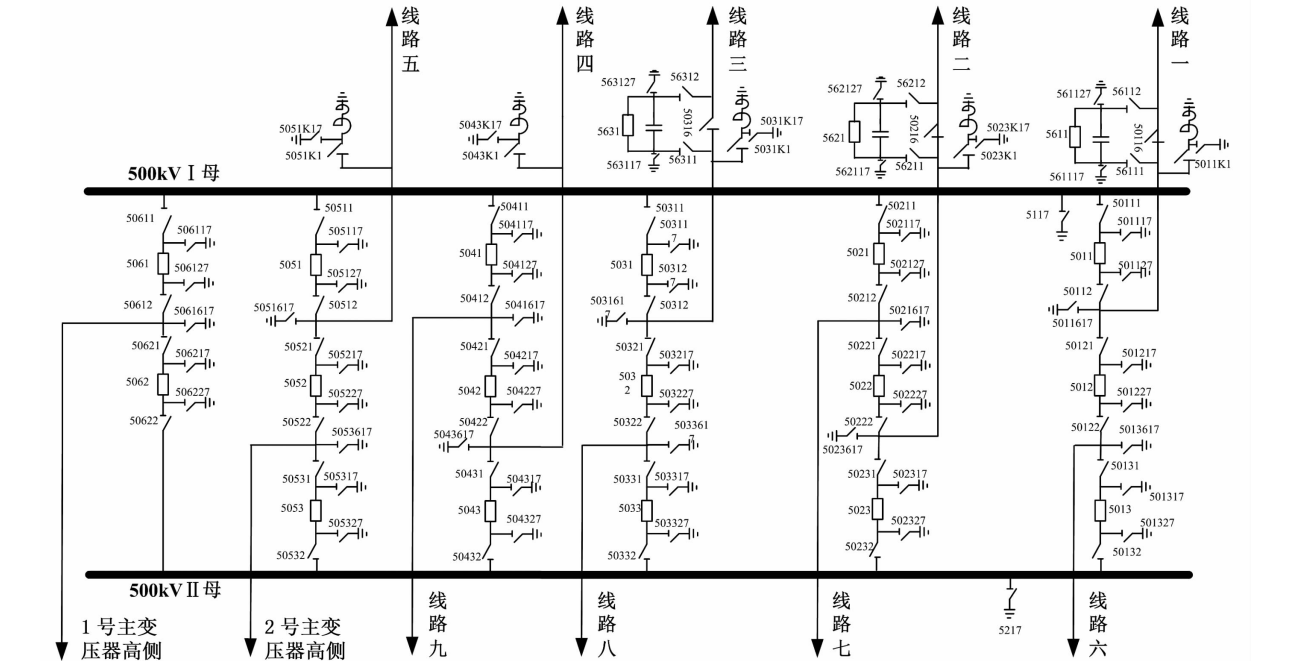


图4 某变电站500 kV侧的接线图

夫定律提出了利用现有测量值对功率测量进行修正的计算方法,理论上应用所提算法计算母线功率是没有误差的,应用算法后仍然存在的微小的母线功率不平衡量,这来源于参数误差和测量误差。将修正算法在PSCAD中进行了算例仿真验证,并用某500 kV变电站的实时数据进行了验证,在实际应用中证明应用修正算法后母线不平衡量大大减小,达到可接受误差范围内。

参考文献

[1] 雷宪章, D. Povh. 串联补偿技术在远距离高电压交流输电系统中的应用[J]. 电网技术, 1998, 22(11): 36-40.

[2] 曹路, 陈珩. 可控串联补偿抑制次同步谐振的机理[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(4): 25-30.

[3] 张彦魁, 张焰, 卢国良. 可控串联补偿电容器控制角模型及其在静态电压稳定研究中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 17-22.

[4] 董飞, 魏文轩, 王庆红. 可控串联补偿器的特性分析研究综述[J]. 华中电力, 2011, 24(3): 43-45.

[5] 周俊宇. 静止同步串联补偿器在电力系统中的应用综述[J]. 电气应用, 2006, 25(4): 51-54.

[6] 曾昭华, 李汉香. 500 kV 高压电抗器的功用和选择[J]. 中国电力, 1993, 26(1): 15-18.

[7] 潘雄, 丁新良, 黄明良, 等. 可控高压电抗器应用于西北750 kV电网的仿真分析[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(22): 104-107.

[8] 张建兴, 王轩, 雷晰, 等. 可控电抗器综述[J]. 电网技术, 2006, 30(S2): 269-272.

[9] 周勤勇, 郭强, 冯玉昌, 等. 可控高压电抗器在西北电网的应用研究[J]. 电网技术, 2006, 30(6): 48-52.

[10] 周勤勇, 郭强, 卜广全, 等. 可控电抗器在我国超/特高压电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(7): 1-6.

[11] 郑涛, 赵彦杰. 超/特高压可控并联电抗器关键技术综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(7): 127-135.

[12] 邢金, 宋磊, 侯贝贝, 等. 电力系统厂站端母线功率不平衡原因分析及解决方法研究[J]. 华北电力技术, 2015(9): 49-53.

(收稿日期: 2016-08-16)

国家电网公司面向社会各界征集新技术

国家电网公司贯彻落实国家创新驱动发展战略, 致力于推动电力新技术在电网建设、生产、运营中的推广应用工作。现诚邀社会各界通过新技术征集平台(国家电网公司电子商务平台 <http://ecp.sgcc.com.cn>)开展新技术申报工作。

± 800 kV 特高压直流线路跳线上绕耐张塔研究

吴庆华, 刘文勋, 李 健, 赵远涛, 徐维毅, 朱 焰

(中国电力工程顾问集团中南电力设计院, 湖北 武汉 430071)

摘要:目前中国 ±800 kV 直流线路耐张塔均采用下引跳线型式,即两极导线通过挂在横担下的跳线进行接续。在山区下引跳线高度成为耐张塔高度的决定性因素,通常使得耐张塔呼高设计较高,甚至可能导致砍伐树木及对地开方。综合考虑塔型结构、跳线串型、跳线型式、空气间隙及地线起晕场强等因素,研究 ±800 kV 特高压直流线路上绕耐张塔,并对其经济效益和社会效益进行分析,达到保护环境及节能减排的目的,为后续 ±800 kV 特高压直流线路的耐张塔设计提供参考。

关键词: ±800 kV 直流线路;耐张塔;上绕跳线;经济效益

Abstract: At present, ±800 kV UHVDC tension towers in China all adopt the down jumper, that is, the bipolar lines are connected with the jumper hanging under the cross-arm in this situation. The down jumper in mountain area may let its height become the crucial factor for the height of tension tower, which leads to the raise of the height of tension tower and even cause the timber cutting and excavation of ground to be inevitable. Considering the tower structure, jumper string type, jumper type, air gap, critical corona field of ground wire and other factors, a new design of upper jumper is proposed for ±800 kV UHVDC tension tower. With its economic and social benefits, the upper jumper can provide a reference for the design of the following ±800 kV UHVDC tension towers.

Key words: ± 800 kV UHVDC transmission line; tension tower; upper jumper; economic benefits

中图分类号: TM75 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0047-04

0 引言

目前国内 ±800 kV 直流单回路耐张塔主要采用干字型铁塔,两极导线通过挂在横担下的跳线(以下称下引跳线)进行接续,这种类型耐张塔在中国 ±800 kV 直流输电线路中已经有成熟的设计经验。

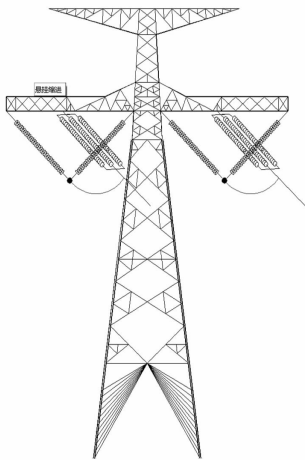


图1 下引跳线耐张塔

但下引跳线由于受到跳线串长、跳线弧垂、耐张串倾斜角等的影响,其带电部分最低点比耐张塔导

线横担低大约 9 m,可能会造成因跳线对地距离不够而对地开方或升高耐张塔,尤其是在山区,耐张塔高边坡上侧的跳线对地间隙的矛盾更加突出,如图 1 所示的下引跳线耐张塔。

为解决耐张塔下引跳线对地间隙矛盾,以溪洛渡—浙西 ±800 kV 直流输电工程为例,研究上绕跳线耐张塔,达到节约投资、减少树木砍伐和土石开方及提高线路运行可靠性的目的,给后续 ±800 kV 特高压直流线路耐张塔设计提供参考。

1 跳线上绕布置

跳线上绕布置的原则是:将耐张塔的极导线从横担上方引流,使跳线不成为耐张塔塔高的控制因素,从而避免因跳线对地距离不够而升高杆塔、砍伐树木或对地开方。具体布置方法为:参考交流线路中相绕跳的方式,在地线横担的外侧,仿照交流线路中相绕跳架,安装极跳线架;上绕跳线借助该跳线架上悬垂绝缘子串的支持,自小号侧耐张线夹引流至大号侧耐张线夹。根据工程条件和要求,可采用双极跳线上绕和单极跳线上绕两种型式。图 2 所示为

双极跳线上绕耐张塔,可应用于林区;图3所示为单极跳线上绕耐张塔,可应用于单侧高边坡地形。

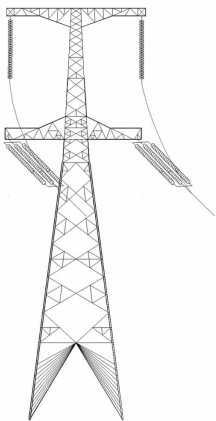


图2 双极跳线上绕耐张塔示意图

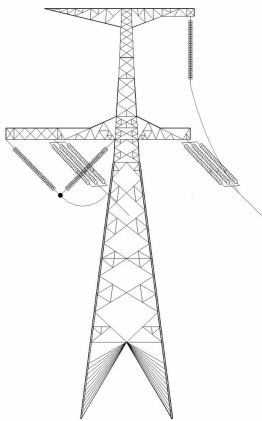


图3 单极跳线上绕耐张塔示意图

2 跳线上绕耐张塔塔头设计

1) 导线横担长度选取

横担长度的确定以导线耐张线夹出口对塔身间隙、跳线对塔身间隙及电磁环境要求的双极导线距离为控制条件,对于0°~20°转角耐张塔,耐张塔内、外侧极导线横担长度可分别取9 m、10 m。

2) 上绕跳线横担长度选取

上绕跳线横担长度为跳线串离塔中心的水平距离,其设计原则是保证跳线在大风、操作过电压下对塔身的间隙满足要求,需综合考虑耐张串位置、耐张串下倾角、转角度数等因素的影响。跳线横担长度太长,增加了塔重;跳线横担太短,上绕跳线对塔身的间隙紧张。

3) 上绕跳线支架长度选取

跳线支架的主要作用是给上绕跳线绝缘子串提供悬挂支撑,同时使得耐张线夹出口-跳线线夹1档

跳线远离塔身。跳线支架过长,会导致上绕跳线中间档的跨距及弧垂较大,造成跳线对导线横担上平面的间隙紧张;跳线支架过短,会使得耐张线夹出口-跳线线夹档的跳线靠近导线横担,造成间隙紧张。

4) 上绕跳线支架高度选取

上绕跳线支架高度是指上绕跳线支架到导线横担下平面的垂直距离,上绕跳线支架高度需综合考虑跳线串长、跳线弧垂及跳线对导线横担间隙的影响。

3 上绕跳线方案选择

上绕跳线可以采用V型和I型绝缘子串悬挂。采用V型绝缘子跳线串时,跳线横担长约18 m,相比于采用I型绝缘子跳线串10 m左右的跳线横担长度,大大增加了跳线支架本体费用;且跳线支架结构复杂,不利于施工及运行维护;因此,上绕跳线推荐采用I型绝缘子串方案。

采用I型绝缘子串的跳线方案主要有双I型绝缘子串+软跳线、三I型绝缘子串+软跳线和双I型绝缘子串+硬跳线3种型式,分别如图4(a)、(b)、(c)所示。

结合以上3种跳线方案的风偏计算、间隙校核,以0°~20°转角耐张塔(呼高39 m)为例,进行塔头设计及技术经济比较,耐张塔内角侧的跳线方案比较如表1所示。

从表1中可以得出:

- 1) 双串+硬跳线的风偏摆动最小,因此,其要求的跳线横担长度最短,分别比双串+软跳线和三串+软跳线的横担长度短1.5 m和0.8 m;
- 2) 双串+硬跳线的弧垂最小,因此,其要求的跳线横担高度最低,分别比双串+软跳线和三串+软跳线的横担高度低1.3 m和0.3 m;
- 3) 在跳线本体费用比较上,双串+硬跳线最高,双串+软跳线最低,三串+软跳线适中;
- 4) 在杆塔本体费用比较上,双串+硬跳线最低,双串+软跳线最高,三串+软跳线适中;
- 5) 综合跳线本体费用及杆塔本体费用,三串+软跳线的费用占优。

通过以上对0°~20°上绕跳线耐张塔内角侧进行的塔头设计及技术经济比较,推荐采用三I型跳线串+软跳线方案,跳线横担长度约为10 m,跳线横担高度约为61.5 m,跳线支架长度约为12 m。

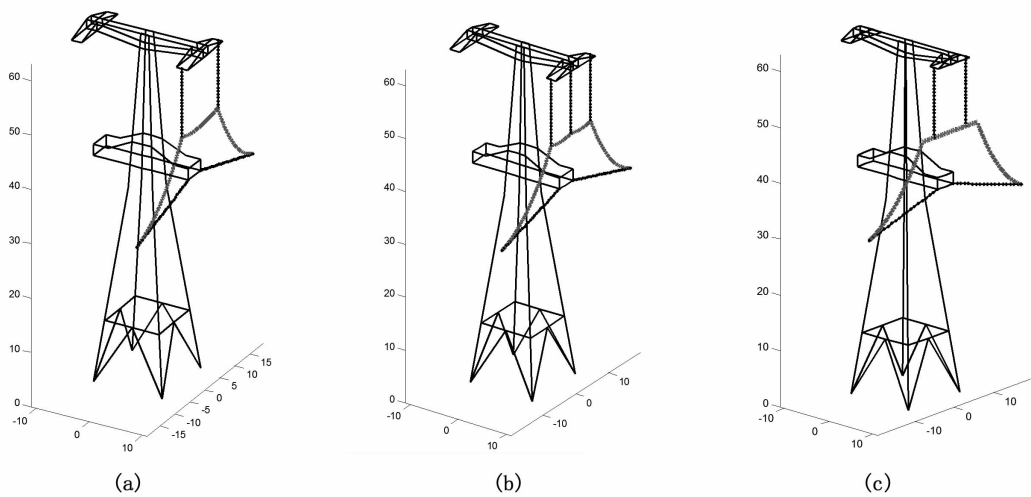


图 4 不同上绕跳线方案示意图

表 1 上绕跳线 0°~20°转角耐张塔内角侧的跳线方案技术经济比较

项 目		I 型绝缘子串		
		双跳线串 + 软跳	三跳线串 + 软跳	双跳线串 + 硬跳
大风工况	跳线风偏角/(°)	55	55	55
	跳线串风偏角/(°)	28	25	22
	对塔身间隙/m	2.3	2.3	2.3
操作过电压	跳线风偏角/(°)	23	23	23
	跳线串风偏角/(°)	8	7	6
	对塔身间隙/m	7.05	6.26	5.7
	跳线横担长度/m	11.5	10	9.2
	跳线横担高度/m	62.5	61.5	61.2
	跳线支架长度/m	12	12	8
	跳线串费用差额/元	-265 74	-180 29	0
	杆塔本体费用差额/元	208 42	114 92	0
	总费用差额/元	-573 2	-653 7	0

同样,对 0°~20°上绕跳线耐张塔外角侧进行塔头设计及技术经济比较,结论与内角侧一致,也推荐采用三 I 型跳线串 + 软跳线方案。

4 上绕跳线方案的经济性分析

从耐张塔受力荷载角度来看采用跳线上绕布置后,上绕跳线耐张塔与同呼高的常规型下引耐张塔相比,导线垂直、水平、纵向负荷没有变化,仅仅地线支架多出了上绕跳线和 3 串跳线串的负荷,对耐张塔负荷几乎没有显著影响。

根据计算列出两种型式耐张塔最终塔材指标情况,如表 2 所示。表中 JC27151A 为跳线下引耐张塔,JC27151B 为双极跳线上绕布置耐张塔。

从相同呼高耐张塔的钢材指标比较来看,上绕跳线耐张塔比下引跳线耐张塔平均增加 3.67 t 钢材,但是考虑到下引跳线耐张塔的“V”型跳线绝缘

表 2 上绕跳线耐张塔与下引跳线耐张塔的钢材指标比较

呼高/m	下引跳线耐张塔 JC27151A 的塔重/t	上绕跳线耐张塔 JC27151B 的塔重/t
33	82.31	85.98(等效 42 m)
36	85.54	89.20(等效 45 m)
39	89.01	92.68(等效 48 m)
42	94.33	98.00(等效 51 m)
45	98.51	102.17
48	103.14	106.80
51	107.29	110.96

注:表中括号内“等效 * m”指的是上绕跳线耐张塔所等效使用的下引耐张塔呼高

子串等效串长约 9 m,呼高为 39 m 的上绕跳线耐张塔 JC27151-39B 可等效于呼高为 48 m 的下引跳线耐张塔 JC27151-48A,塔材将节省 10.36 t。

结合跳线自身的比较,将跳线下引耐张塔与相同呼高的跳线上绕耐张塔、等效呼高的跳线上绕耐张塔进行技术经济比较,见表 3。

表 3 上绕跳线耐张塔与下引跳线耐张塔的技术经济比较

项 目	下引跳线方案(现有方案)	相同呼高的上绕跳线方案	等效呼高的上绕跳线方案
耐张塔塔型	JC27151 - 48A	JC27151 - 48B	JC27151 - 39B
跳线方案	双 V 型硬跳线	三 I 型软跳线	三 I 型软跳线
呼高差额/m	0	0	- 9
地线支架高度差额/m	0	9	9
塔材费用差额/元	0	24 956	- 70 448
跳线费用差额/元	0	- 45 766	- 45 766
总费用差额/元	0	- 20 810	- 116 214

从表 3 中可以得出:1) 相同呼高的跳线上绕耐张塔与跳线下引耐张塔相比,虽然塔重有所增加,但跳线费用节约较大,在总费用上可节约 2. 08 万元;同时由于提升了跳线对地高度约 9 m,在工程应用中,可大量减少树木砍伐和土石开方。

2) 等效呼高的跳线上绕耐张塔与跳线下引耐张塔相比,杆塔可节省投资约 11. 62 万元。

综上所述,上绕跳线耐张塔既能避免砍伐树木和对地开土方,满足环保要求,也能避免大代价升高杆塔,节省线路造价,对环境保护及降低工程造价有重要意义。

5 地线起晕场强校核和防雷性能研究

跳线上绕后,跳线与地线之间的垂直距离较近,约为 14 m,有可能产生地线起晕的情况,因此有必要对地线表面场强进行计算。根据计算结果,表面最大标称场强 E_0 为 13. 82 kV/m, $E_0/E_m = 0. 68$, 满足限制起晕要求。根据中国电力科学研究院对向家坝—上海 ±800 kV 直流线路华东地区的 F 型杆塔的电晕测量结果,当导、地线距离为 14 m 时,导、地线无明显电晕现象。

跳线上绕后,避免了耐张塔高边坡侧跳线过于靠近地面,增加了地面屏蔽效果,降低了线路绕击范围,提高了线路运行可靠性,同时地线对导线保护角满足规程要求。

因此可以认为,跳线上绕后的导、地线距离满足限制起晕要求;地线保护角满足规程要求,防雷性能有所改善。

6 总 结

针对现有 ±800 kV 直流线路耐张塔跳线可能存在对地距离的问题,结合工程实例,研究上绕跳线布置,设计耐张塔塔头结构,比较选择上绕跳线方案,计算校核跳线上绕后导地线电晕以及分析跳线

上绕后带来的经济性,结论如下:

1) 跳线上绕后, ±800 kV 直流线路耐张塔可大幅度提升跳线高度,从而达到降低塔高或减小树木砍伐及跳线对地开方的目的。

2) 结合不同上绕跳线方案的风偏计算、对塔身的间隙校核,对 0° ~ 20° 转角耐张塔 JC27151B - 39 进行塔头设计及技术经济比较,推荐采用三 I 型跳线串 + 软跳线。

3) 上绕三 I 型跳线串 + 软跳线耐张塔 JC27151B - 39 的跳线横担长度约为 10 m,跳线横担高度约为 61. 5 m,跳线支架长度约为 12 m 。

4) 跳线上绕后的导、地线距离约为 14 m,满足限制导、地线起晕的要求;地线保护角满足规程要求,防雷性能有所改善。

5) 相同呼高、等效呼高的跳线上绕耐张塔与跳线下引耐张塔相比,分别可节省投资约 2. 08 万元、11. 62 万元,跳线上绕对降低工程投资、环境保护及节能减排具有重要意义。

参考文献

[1] 张殿生. 电力工程高压送电线路设计手册[M]. 北京: 中国电力出版社,1999.

[2] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑;2008 年[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

[3] 万启发. 二十一世纪我国的特高压输电[J]. 高电压技术,2000,26(6) :12 - 13.

[4] 吴庆华,李健,万志方,等. 500 kV 单回路耐张塔边相跳线直跳上绕布置[J]. 电力建设,2009,32(12) :14 - 17.

[5] 邵天晓. 架空送电线路的电力学计算[M]. 北京:中国电力出版社, 2003.

[6] 邹广平,孙刚,任方. 考虑弯曲刚度影响的跳线长度计算[J]. 哈尔滨工程大学学报, 2005,26(4) :482 - 486.

[7] 韩巨海. 高压输电线路耐张塔中相绕引跳线设计[J]. 宁夏电力,2000(4) :30 - 36.

作者简介:

吴庆华(1962),教授级高工,从事输电线路设计。

(收稿日期:2016 - 10 - 08)

特高压直流输电换流阀用晶闸管 反向恢复特性研究与分析

刘隆晨¹, 张星海¹, 李亚伟¹, 张禹², 岳珂³, 庞磊³

- (1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072;
2. 国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610042;
3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要:为了掌握直流输电换流阀现场检测关键技术, 搭建了晶闸管反向恢复特性实验电路, 实验研究了正向电流幅值、换向电流变化率等参数对特高压换流阀用晶闸管反向恢复特性的影响。基于工频条件下晶闸管单元反向恢复特性研究结果, 并结合特高压直流输电工程实际, 从晶闸管器件物理特性的角度对上述影响的机制进行了分析。结果表明: 反向恢复电荷随着正向电流、换向电流变化率的增大而增多, 导致反向恢复时间增长、恢复电流峰值增大, 从而引起反向恢复特性的改变; 当换向电流变化率较小时, 正向电流对反向恢复电荷量影响不大, 反之亦然; 反向恢复时间在某一正向电流幅值下发生跃变, 而后随着正向电流的增大而缓慢增长。该研究可为换流阀晶闸管级单元现场检测试验提供可靠的理论依据。

关键词:换流阀; 大功率晶闸管; 反向恢复; 正向电流

Abstract: In order to grasp the in-situ test technology of converter valve, the test circuit for reverse recovery characteristics of high-power thyristor is built. The effects of forward current amplitude and change rate of commutating current on reverse recovery characteristics of high-power thyristors are studied experimentally. Based on the research results of reverse recovery characteristics of thyristor under power frequency condition, the mechanism of these effects is also analyzed as viewed from the physical characteristics of thyristor. The results show that the reverse recovery charge increases with the rise of peak current or commutating di/dt , which results in the increase of reverse recovery time and recovery current peak, and it would change the reverse recovery characteristics. And when the commutating di/dt becomes lower, the forward current has little effect on the reverse recovery charge, and vice versa. With the increase of forward current, the reverse recovery time changes sharply at a certain current, and then grows slowly. The research can provide a reliable theoretical support for the in-situ test of thyristor level of the converter valve.

Key words: converter valve; high-power thyristor; reverse recovery; forward current

中图分类号: TM72 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0051-04

0 引言

大功率晶闸管作为直流输电系统换流阀的核心器件, 其暂态特性是晶闸管应用基础研究的核心问题。当晶闸管尺寸较小且承受电压较低时, 其内部载流子的扩散效应不明显, 在早期的应用中往往被忽略。随着特高压直流输电技术的发展, 晶闸管功率容量显著提高, 晶闸管结构尺寸增大。此时, 器件内部载流子的扩散效应以及电导调制效应也随之增强, 反向恢复过程的影响无法忽视。

晶闸管反向恢复过程是指在晶闸管关断过程

中, 由于基区过剩的载流子无法立即消失, 残留在基区的电荷需通过迁移、扩散以及复合等方式进行释放, 导致晶闸管中出现负向电流^[1-2]。受外电路电感效应的影响, 晶闸管两端会出现反向尖峰电压。

在晶闸管反向恢复过程中, 由于基区存在大量非平衡载流子, 其正、反向阻断能力尚未恢复, 此时换流阀遭受直流系统暂态脉冲的冲击极易发生晶闸管损坏; 另外, 反向恢复过程的特征参量(反向恢复电荷、反向恢复时间等), 对晶闸管级单元阻尼回路和控制单元的参数设计具有重要意义。因此, 研究正向电流参数对晶闸管反向恢复特性的影响有助于降低晶闸管发生失效的概率, 也可换流阀设计、运

行和检测提供理论基础。

目前针对换流阀用晶闸管的暂态过程研究并不多见。文献[3-5]对晶闸管换流阀关断暂态过电压及电压分布进行了分析,部分研究内容涉及晶闸管的反向恢复特性;但该研究以换流电路中的阀组件为主要研究对象,采用电路解析或仿真的方法,将晶闸管的关断过程用等效电路模型替代,这忽略了器件本身的反向恢复特性。蓝元良等采用反向恢复电流模型,分析串联晶闸管的反向恢复暂态过程^[6];邹刚等使用宏模型研究晶闸管反向恢复特性^[7],但上述研究与器件真实的恢复过程不符。

搭建了晶闸管反向恢复特性实验平台,在近似真实工况的实验条件下,通过反向电流电压波形测量与分析,研究正向电流幅值、换向电流变化率等参数对大功率晶闸管反向恢复特性的影响规律。结合直流输电系统中晶闸管的运行工况,重点关注工频条件下的反向恢复特性,并从器件内部物理特性的角度分析正向电流参数对晶闸管反向恢复特性影响的作用机制。

1 晶闸管反向恢复物理过程分析

晶闸管是功率半导体器件,由 4 个交替掺杂层形成的 3 个 PN 结组成,也可将晶闸管等效为 2 个晶体管。晶闸管的结构中 P 型掺杂的阳极层位于底端,接着是 N⁻ 基区, P 基区,最后是 N⁺ 阴极层,其中 N⁻ 基区轻度掺杂,并有足够宽度。

图 1 为晶闸管反向恢复过程典型波形。图中,虚线为电流波形,实线为电压波形。反向电流从 0 增大到峰值 I_{rm} 所用的时间 $t_1 \sim t_5$ 称为存储时间 t_s ,从峰值 I_{rm} 回落到 $0.1I_{rm}$ 所用的时间称为下降时间 t_f ,存储时间 t_s 和下降时间 t_f 之和为反向恢复时间 t_{rr} 。一般而言,当反向电流下降至静态漏电流时,晶闸管反向恢复过程结束。

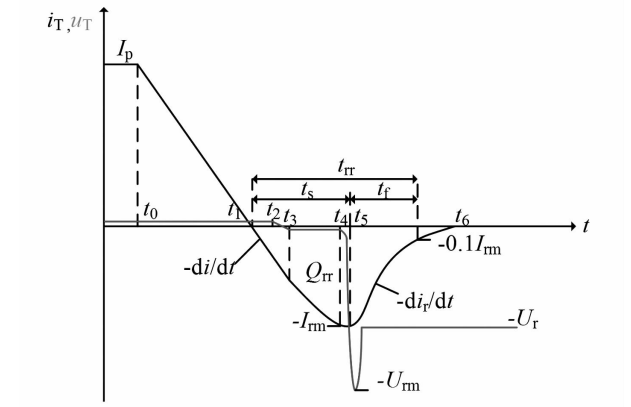


图 1 晶闸管反向恢复过程典型波形

在感性负载条件下,晶闸管换向之前(t_0 时刻前),晶闸管处于稳定开通状态,大多数电荷存储于基区,这些电荷由基区过剩的少数载流子组成,其中主要是空穴载流子,此时器件中存储的电荷近似为^[8]

$$Q_F = \alpha_{npn} \tau_p I_F \tag{1}$$

式中: α_{npn} 为晶闸管中等效 NPN 晶体管的电流增益; τ_p 为 n 基区少数载流子寿命; I_F 为正向电流。 t_0 时刻阳极施加反向电压, $t_0 \sim t_1$ 阶段晶闸管完全导通,导通压降可忽略。反向电压 U_r 由回路电感 L 承担,回路电流以恒定的电流变化率 di/dt 衰减,即

$$\frac{di}{dt} = -\frac{U_r}{L} \tag{2}$$

此时存储电荷从 Q_F 减小到 Q_{II} ^[9],即

$$Q_{II} = Q_F \frac{\tau_p}{t_1 - t_0} [1 - \exp(-\frac{t_1 - t_0}{\tau_p})] \tag{3}$$

故电流过零点时器件中仍有大量的非平衡载流子。

$t_1 \sim t_2$ 阶段,电流反向,非平衡载流子从基区中移除,空穴穿过 J_1 被抽出,电子在 J_3 被移除,载流子被扫出导致 2 个发射极内非平衡载流子浓度骤减。由于 P 基极比 N 基极掺杂重,且 N 发射极的初始载流子浓度比 P 发射极低, J_3 的非平衡载流子浓度衰减到 0 所需时间比 J_1 少得多。在 t_2 时刻, J_3 的载流子被抽空,故 J_3 开始承受电压,此时电流变化率很小,为

$$\frac{di}{dt} = -\frac{U_r - U_T}{L} \tag{4}$$

式中, U_T 近似为 J_3 压降,故 di/dt 下降。 t_3 时刻, U_T 到达 J_3 的雪崩击穿电压。在 t_4 时刻, J_1 的非平衡载流子浓度降为 0, J_1 开始承受电压,不断上升的 U_T 使得电流变化率进一步减少。在 t_5 时刻 $U_T = U_r$, 电流变化率 di/dt 为 0, 电流达到反向峰值电流 I_{rm} , t_5 时刻之后晶闸管开始恢复反向阻断能力。

$t_5 \sim t_6$ 阶段,由于耗尽层无法继续扫出载流子,故耗尽层不能进一步拓展,剩余的非平衡载流子只能靠内部复合而消失。非平衡载流子浓度下降导致能扩散至耗尽层边缘的载流子减少,反向电流近似于按照时间常数 τ 呈指数函数衰减,回路电感会感应出一个电压使得晶闸管承受反向过电压 U_{rm} ,即

$$U_{rm} = U_r + L \left. \frac{di_r}{dt} \right|_{MAX} \tag{5}$$

此电压往往远大于所施加的反向电压 U_r 。

在 t_6 时刻, P 基区存储电荷已被完全清除, N 基区中还剩余少量存储电荷, 剩余存储电荷为

$$Q_{i6} = Q_{i1} - Q_{rr} \tag{6}$$

式中, Q_{i6} 一般通过载流子复合的方式消去, 故可近似认为 $Q_{rr} = Q_{i1}$ 。需要说明: 器件恢复电荷 Q_{rr} 不等于存储电荷减小的总量 Q_{RR} , 这是因为在恢复阶段, 载流子仍继续向基区注入, 故电荷减少量 Q_{RR} 仅为恢复电荷 Q_{rr} 的一部分。当外施反向电压很高时, 恢复电荷很快被抽走, 故 Q_{RR} 占据 Q_{rr} 的绝大部分。

2 实验平台

采用正弦电流波形研究晶闸管的反向恢复特性, 实验电路如图 2 所示^[10]。图中, R_1 为充电限流电阻, C 为充电电容, L 为放电回路电感, R_2 为无感电阻, DUT 为特高压换流阀用大功率晶闸管试品。采用泰克公司高压探头 P6015A 测量晶闸管两端的电压, 流过晶闸管的电流由 Pearson 公司罗氏线圈测量, 采用 Tektronix 公司 DPO4054 型数字示波器记录电流电压波形。

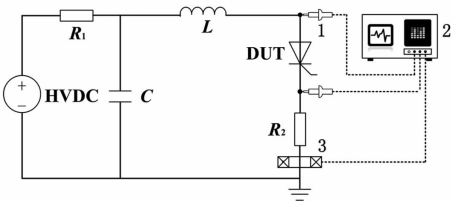


图 2 实验平台

晶闸管触发导通后, 电容 C 通过 L 和 R_2 衰减振荡放电, 当电路满足

$$R_2 < 2 \sqrt{\frac{L}{C}} \tag{7}$$

R_2LC 回路为欠阻尼振荡, 测量反向恢复电压、电流波形, 分析计算反向恢复特征量。

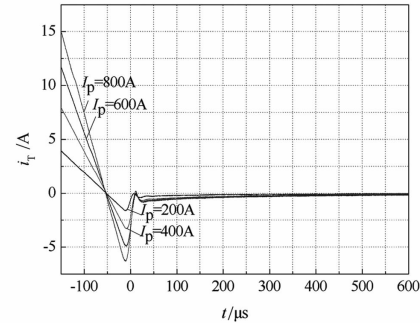
实验研究正向电流幅值 I_p 换向电流变化率 di/dt 对晶闸管反向恢复特征量(反向恢复电压电流、反向恢复时间、反向恢复电荷、恢复软度)的影响。改变电容 C 充电电压, 研究不同正向电流幅值下晶闸管的反向恢复特性; 调节电容 C 的电容值, 改变通态脉冲宽度, 即

$$PW = \pi \sqrt{LC} \tag{8}$$

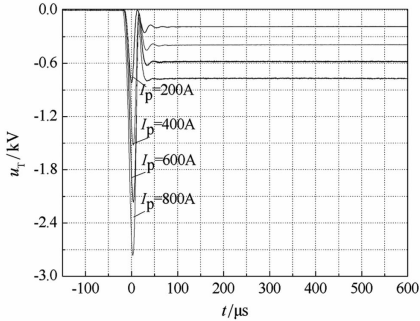
在同一正向电流幅值下, 改变换向电流变化率, 研究换向电流变化率对晶闸管反向恢复过程的影响。

3 实验结果与分析

大功率半导体器件的动态特性与其导通时间相关, 并且该类器件具有电导调制效应, 导通持续时间必须足够长, 才能保证载流子达到平衡。直流输电系统中大功率晶闸管工作于工频条件下, 因此需研究工频条件下晶闸管的反向恢复特性。调节测试回路的 LC 参数, 保证通态脉冲宽度为 10 ms, 改变正向电流幅值。不同正向电流下反向恢复电流、电压波形如图 3 所示。



(a) 电流波形



(b) 电压波形

图 3 不同正向电流下反向恢复电流、电压波形

反向恢复时间 t_{rr} 随正向电流幅值 I_p 的变化曲线如图 4 所示, 反向恢复时间 t_{rr} 同正向电流幅值 I_p 呈正相关, 当 I_p 等于 200 A 时, t_{rr} 迅速增大到 200 μs , 之后 t_{rr} 缓慢增长到约 300 μs 。

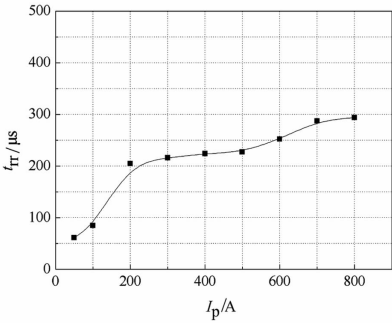


图 4 反向恢复时间 t_{rr} 随正向电流 I_p 的变化曲线

反向恢复电荷 Q_{rr} 随正向电流幅值 I_p 的变化曲线如图 5 所示, Q_{rr} 随 I_p 增加而近似线性增大。由图可看出, 反向恢复时间不大于 $300\ \mu\text{s}$, 关断足够快, 器件内部载流子复合消散不显著; 此时 Q_{rr} 为存储在晶闸管中全部电荷量, 约等于 Q_F , 因此 Q_{rr} 同 I_p 近似呈现出线性的关系, 可以用式(1)描述。

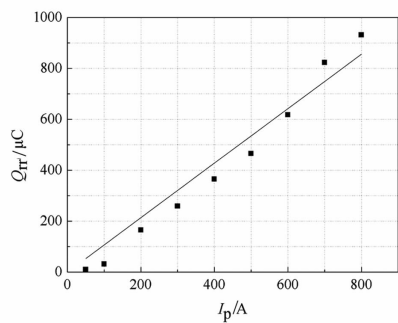


图5 反向恢复电荷 Q_{rr} 随正向电流 I_p 的变化曲线

反向恢复电流峰值 I_{rm} 随正向电流幅值 I_p 的变化曲线如图 6 所示, I_{rm} 随 I_p 的增大而增大。反向电流达到 I_{rm} 之前, 晶闸管扫出电荷量与 I_p 呈近似线性正比关系; 此外, 由图 3(a) 可见存储时间 t_s 基本不受 I_p 影响, 故 I_p 越大, 扫出电荷量越多, I_{rm} 与 I_p 具有良好的线性度。

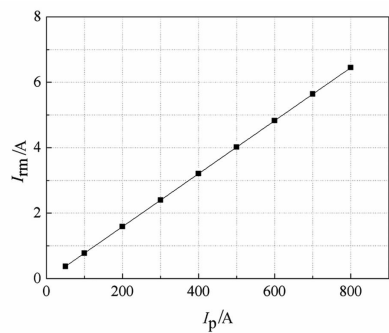


图6 反向恢复电流峰值 I_{rm} 随正向电流 I_p 的变化曲线

反向恢复电压峰值 U_{rm} 随正向电流幅值 I_p 的变化曲线如图 7 所示, I_p 增大, U_{rm} 也随之增大, 线性度良好。

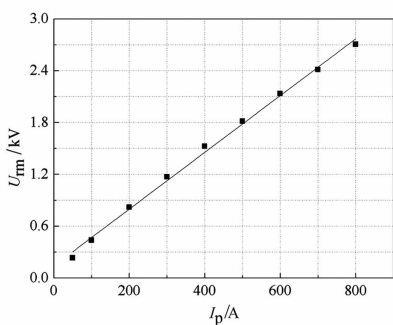


图7 反向恢复电压峰值 U_{rm} 随正向电流 I_p 的变化曲线

图 8 为比值 U_{rm}/U_r 随正向电流幅值 I_p 的变化曲线。 U_{rm}/U_r 表征器件的急变特性, I_p 越大, U_{rm}/U_r

减小, 反向特性越软, 但 U_{rm}/U_r 比值仍大于 3。在大电流下非平衡载流子具有更多能量, 复合难度加剧, 载流子寿命增长, 存储电荷增加, 因此晶闸管在大电流条件下恢复特性更软。

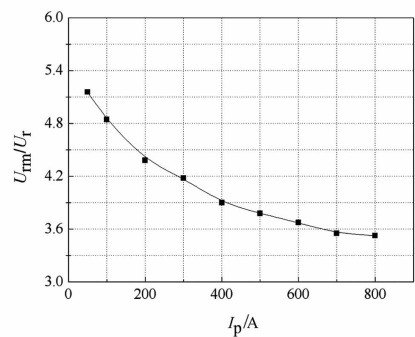


图8 比值 U_{rm}/U_r 随正向电流 I_p 的变化曲线

4 结 论

分析了大功率晶闸管的反向恢复物理过程, 通过实验的方法研究了正向电流对晶闸管反向恢复特性的影响, 重点关注了工况条件下晶闸管的反向恢复特性, 得到了如下结论:

1) 晶闸管反向恢复特性主要取决于正向电流和换向电流变化率。提高换向电流变化率, 将加快晶闸管内部载流子扫出速率, 载流子发生复合的机率变小, 故反向恢复电荷增多, 反向恢复时间变短, 反向恢复电压峰值也随之增大。增大正向电流, 会增多晶闸管内部存储电荷, 故反向恢复时间和反向恢复电流峰值也随之增加, 进而导致了更大的反向恢复电压峰值。

2) 反向恢复时间与正向电流幅值正相关, 当正向电流达到某一幅值时, 反向恢复时间发生跃变, 之后随正向电流幅值的增大而缓慢增长。当换向电流变化率较高时, 反向恢复电荷量与正向电流密切相关。

综上, 对于换流阀晶闸管级单元的现场测试, 试验脉冲的时间参数需要依据晶闸管正向导通电流幅值而设定。

参考文献

- [1] Revankar GN, Srivastava PK. Turn off Model of an SCR [J]. IEEE Transaction on Industrial Electronics and Control Instrumentation, 1975(4): 507-510.
- [2] Assalit HB, Stuttmann GH. Description of a Technique for the Reduction of Thyristor Turn-off Time [J]. IEEE Transaction on Electron Device, 1974, 21(7): 416-420.

(下转第 70 页)

考虑电晕损耗的特高压直流输电线路雷击特性分析

刘守豹,张星海,雷 潇,廖文龙,刘 强

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘要:某特高压直流线路冲击电晕是雷击导线时产生的一种现场,对特高压直流线路的雷击电晕问题还未见报道。以雷击故障为契机,开展了考虑电晕损耗的特高压直流线路雷击特性分析。基于导线伏库特性计算得到了冲击电晕作用下特高压直流线路的动态电容;同时基于电磁暂态分析软件 ATP-EMTP 建立了考虑冲击电晕损耗的线路模型,对考虑电晕损耗前后特高压直流线路雷电波传播特性进行了对比,且对特高压直流线路雷击电晕损耗的影响因素进行了分析。所得结论对开展特高压直流线路防雷工作具有重要参考意义。

关键词:雷击;伏库特性;特高压直流;电晕损耗;电磁暂态;ATP-EMTP

Abstract: The impulse corona happens when lightning strikes a conductor, but the corona caused by lightning strikes of UHVDC transmission lines has not been reported. Taking a lightning failure of one UHVDC line as the opportunity, the analysis on lightning performance of UHVDC transmission line considering corona loss is carried out. The dynamic capacity of UHVDC transmission line obtained under impluse corona is caculated based on the V-Q characteristics, and the line model considering impulse corona losses is established by the electromagnetic transient analysis software ATP-EMTP. The lightning wave propagation characteristics of UHVDC transmission line are compared by the line models with and without corona losses. The influencing factors of corona losses caused by lightning strikes in UHVDC transmission line are analyzed. The conclusion is of an important significance for UHVDC line protection against lightning.

Key words: lightning strike; impulse corona characteristics; UHVDC; corona loss; electromagnetic transient; ATP-EMTP

中图分类号:TM863 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0055-03

0 引 言

架空输电线路由于运行在空旷的野外,常常受到雷电直击,线路雷击严重威胁电力系统的安全稳定运行^[1-3]。高压导线在遭受雷击后将会出现瞬时高电位,导线表面场强将远超过起晕场强,造成雷电冲击电压的电晕损耗,加速雷电波沿线路传播时的衰减^[4-6]。

当前,研究线路雷击电磁暂态过程通常使用如 ATP-EMTP、EMTP-RV 等计算软件,这些软件或者没有电晕模型,或者电晕模型较为简单,均不能很好地模拟导线电压对雷电波传播特性的影响^[7]。在不考虑导线雷击电晕的情况下,导线过电压幅值较真实情况严重^[8]。对于特高压直流线路,其导线分裂数、分裂导线间距、导线空间几何位置与交流输电线路有较大不同,研究者还未对其开展雷电冲击电晕损耗的研究。

2016 年 8 月 2 日,某特高压直流线路发生雷击故障,导致单极闭锁。故障发生之后,对导致故障的各种因素进行分析,其中 90 号杆塔导线遭受雷击后引起 30 号杆塔间隙击穿这一可能性引起了关注(90 号杆塔与 30 号杆塔相距 37 km)。为了对雷击特高压直流线路的电磁暂态特性进行分析,开展了考虑电晕损耗的特高压直流输电线路雷击特性分析工作。

1 导线冲击电晕的伏库特性

研究冲击电晕的基本理论为导线伏库特性^[9-10],典型的电晕伏库特性曲线如图 1 所示,曲线呈现回环形,回环面积的大小与电晕产生空间电荷引起的能量耗散成比例。

OA 段对应于电压 U 小于电晕起始电压 u_0 时的波头部分,伏库特性呈直线,其斜率等于导线的几何电容 C_0 ,即 $C_0 = q/u_0$ 。

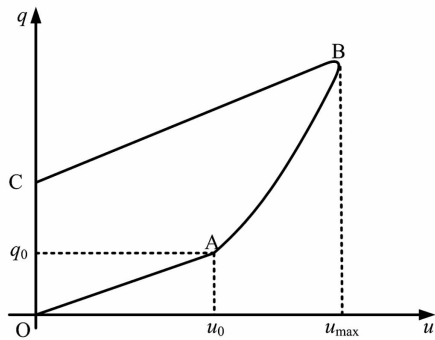


图 1 冲击电晕的伏库特性曲线

AB 段对应于 $u \geq u_0$ 时的波头部分电晕发展阶段。强烈的游离随着电压增长,使导线周围聚集越来越多的同极性的空间电荷,因而伏库特性呈非线性上翘。空间电荷的存在形成径向导电性良好的电晕套。对电场来说,相当于导线半径增大,对地电容增加。此时,导线的电容是变化的,其动态电容 $C_d = dq/du > C_0$ 。但电晕套的轴向电导极小,电流几乎完全集中在导线里,因此可不考虑电晕对导线电感的影响。

BC 段对应于冲击电晕过峰值后 $U < U_m$ (冲击波幅值)时的波尾部分。由于冲击波的变化过程非常快,空间电荷还来不及复合和消散,只有导线上那一部分电荷随着电压下降而减少,因而波尾部分的伏库特性几乎和 OA 段平行,导线的对地电容等于或略大于几何电容,计算时通常假定仍等于 C_0 。

动态电容值计算公式为

$$C_d = \frac{dq}{du} = C_0 M (u/u_0)^{1/3} \quad (1)$$

式中: u 为导线瞬时电压; u_0 为线路电晕起始电压; M 为常数,正、负极性时分别取值 1.36 和 1.13。

2 基于 ATP – EMTF 的仿真模型

特高压直流线路导线及地线的空间排列对应的杆塔类型为 ZC27101,导线类型为 $6 \times \text{ACSR} - 720/50$,导线分裂间距为 450 mm,导线等效外径为 36.24 mm,导线直流电阻为 $0.039\ 84\ \Omega/\text{km}$ 。地线类型为 LBGJ – 180 – 20AC,地线等效外径为 17.5 mm,直流电阻为 $0.709\ 8\ \Omega/\text{km}$ 。

导线的电晕起始场强可由皮克公式计算得

$$E_0 = 30m\delta \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{r\delta}} \right) \quad (2)$$

式中: r 为导线半径; δ 为空间密度系数, $\delta = 1$; m 为

导线表面粗糙系数,对于绞线 $m = 0.82$ 。通过计算得到所研究导线起晕场强为 $26.907\ 6\ \text{kV}/\text{cm}$ 。

分裂导线的电晕起始电压为

$$U_0 = E_0 n r \ln \left(\frac{2h}{r_{eq}} \right) \left[1 + \frac{(n-1)r}{A} \right]^{-1} \quad (3)$$

式中: n 为分裂导线数; E_0 为起晕场强; A 为分裂间距 $A = d/(2\sin\pi/n)$; d 为相邻两根分裂导线的距离;分裂导线等效半径 $r_{eq} = \sqrt[n]{nrA^{n-1}}$ 。计算得到特高压直流线路的电晕起始电压为 $1\ 319.2\ \text{kV}$ 。

通过在有限元电磁场计算软件 ANSYS MAXWELL 中建立特高压直流线路的计算模型,如图 2 所示,得到特高压直流线路单侧导线的几何电容 $C_0 = 11.68\ \text{pF}/\text{m}$ 。

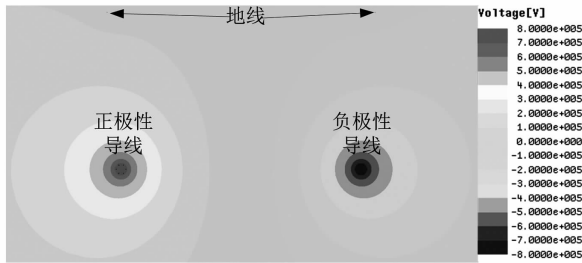


图 2 特高压直流线路的有限元计算模型

由于实际发生的雷电地闪中 90% 以上为负极性雷电,因此仅对导线负极性电晕雷电进行分析,计算得到导线在不同电压下的动态电容值如表 1 所示。

表 1 不同电压下特高压直流线路动态电容值

导线电压/kV	动态电容 C_d	动态电容/ $(\text{pF} \cdot \text{m}^{-1})$
2 000	$1.29C_0$	15.16
3 000	$1.48C_0$	17.35
4 000	$1.63C_0$	19.10
5 000	$1.76C_0$	20.57

在电磁暂态分析软件 ATP – EMTF 中建立特高压直流线路的雷击电晕分析模型(一个子模块,长度 100 m)如图 3 所示,其中逻辑控制开关在探测到导线瞬时电位后决定是否投入动态电容,4 个开关分别在不同电压下投入电容,近似模拟伏库特性曲线中的动态电容。

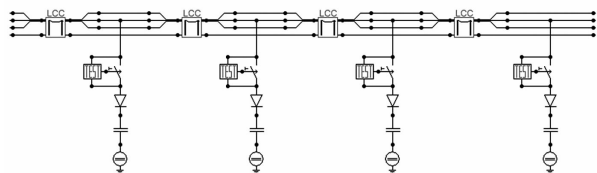


图 3 考虑伏库特性的导线模型

3 考虑电晕损耗的特高压直流线路雷击特性

3.1 标准雷电波作用下的特性分析

使用 40 kA 的标准雷电电流波(2.6/50 μs) 绕击导线,分析普通导线模型和考虑电晕损耗模型下线路电磁暂态特征的区别。导线雷击点过电压波形比较如图 4 所示。

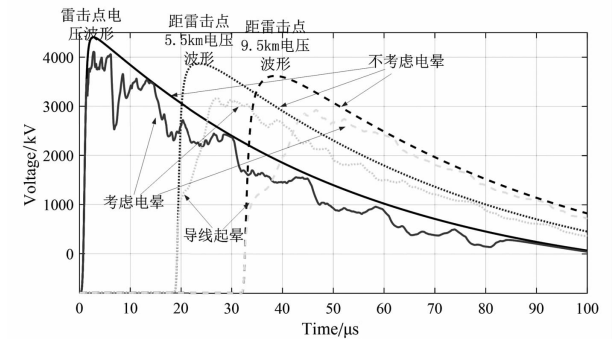


图 4 特高压直流线路雷击过电压波形

从图 4 可知,在未考虑冲击电晕损耗的情况下,雷击过电压在沿导线传播的过程中,波形陡度衰减较为缓慢;而在考虑电晕后,波形陡度衰减明显提高,陡度明显衰减发生在导线电压达到起晕电压后。不同观测点的过电压从出现到达到最大值所用时间如表 2 所示。从表 2 可知,在考虑冲击电晕的情况下,雷击导线过电压在传播过程中波头陡度呈现加速衰减的趋势。

表 2 考虑与不考虑冲击电晕情况下不同观测点 过电压上升时间/ μs			
模型类别	雷击点	距雷击点 5.5 km	距雷击点 9.5 km
不考虑电晕	2.76	5.02	6.67
考虑电晕	2.81	8.66	14.77

从图 4 中还可以得知,考虑冲击电晕后导线上雷击过电压的幅值比未考虑冲击电压时衰减也更为显著。表 3 给出了不同模型不同观测点过电压幅值。从表 3 可知,当不考虑电晕损耗时,雷击过电压在传播 9.5 km 后的衰减为 17.9%,而考虑电晕损耗后的衰减为 28.7%。

表 3 考虑与不考虑冲击电晕情况下不同观测点 过电压幅值/kV			
模型类别	雷击点	距雷击点 5.5 km	距雷击点 9.5 km
不考虑电晕	4 407	3 874	3 619
考虑电晕	4 112	3 162	2 931

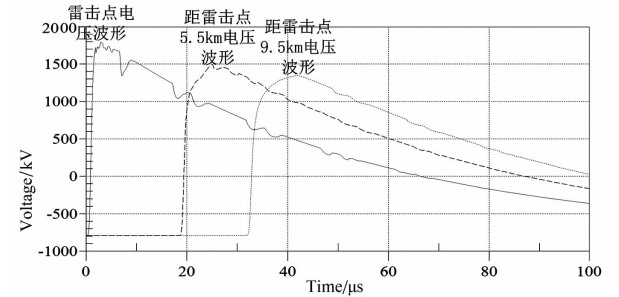
3.2 不同雷电波特征对电晕损耗的影响

对不同雷电电流幅值、不同雷电电流波头陡度情况

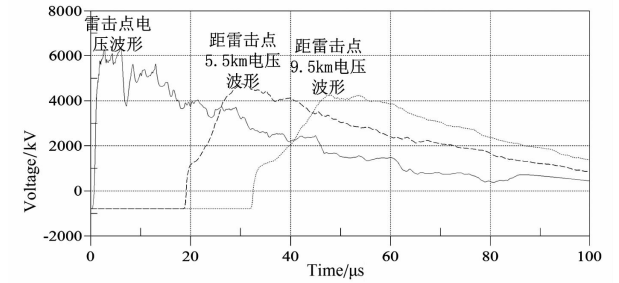
下的导线电晕损耗特性进行分析。

3.2.1 不同雷电电流幅值对电晕损耗的影响

采用标准雷电电流波形(2.6/50 μs),改变雷电电流幅值,不考虑绝缘击穿情况,得到不同雷电电流作用下的不同观测点过电压幅值如图 5 所示。



(a) 绕击雷电电流幅值 20 kA



(b) 绕击雷电电流幅值 60 kA

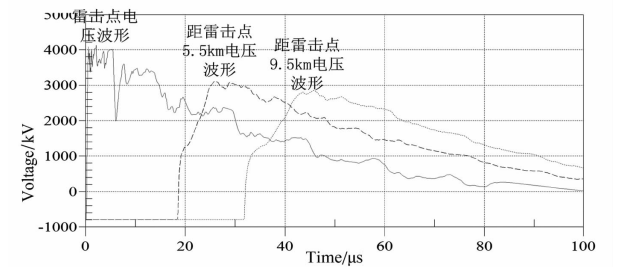
图 5 不同雷电电流绕击导线各观测点电压波形

从图 5 可知,随着绕击雷电电流幅值增加,雷电过电压在沿导线传播过程中的衰减将明显增加,波头陡度将加速变缓,幅值衰减比例也会增加。

3.2.2 雷电流波头时间对电晕损耗的影响

绕击雷电电流幅值为 40 kA 和总的波长时间 50 μs 不变,改变雷电波头时间时间分别为 1、5、10 μs ,得到不同观测点的电压波形如图 6 所示。

从图 6 可知,雷电波上升越陡(波头时间越短),雷电过电压在沿导线传播过程中的陡度下降越明显(相比雷电波本身的陡度);雷电波波头时间越大,雷电波幅值在沿导线衰减的幅度将减小,但在 10 μs 波头雷电绕击时,雷电波经过 9.5 km 的传播,



(a) 雷电流波头时间 1 μs

直流输电导致变压器噪声异常的测试及分析

蒋 伟, 兰新生, 周易谦

(国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 变压器噪声增大可能由于变压器内部故障, 或非正常运行工况引起。针对 220 kV 某变电站主变压器噪声异常的情况, 通过分析运行工况, 对噪声振动、中性点直流量进行测试及分析, 以及将主变压器噪声异常时的时间与德阳换流站切换单极大地回路运行的时间进行对比, 发现该主变压器噪声异常的原因是德阳换流站直流感地极电流导致其发生直流偏磁, 直流感地极电流导致单相三柱式变压器噪声异常的距离可达到 300 km。介绍了特高压直流感地极电流对四川电网变压器的影响情况, 并提出了变压器直流偏磁的防护建议。

关键词: 噪声; 磁滞伸缩; 变压器中性点; 直流偏磁; 单极运行

Abstract: The increase of transformer noise can be caused by its internal fault or abnormal operating conditions. Based on a main transformer in a 220 kV substation, the reason of its abnormal noise is found out. Through analyzing the operating conditions, testing noise and vibration, measuring DC of the neutral point and comparing the time of abnormal noise with the time of monopole ground return operation switched by Deyang converter station, the results show that the transformer abnormal noise is caused by its DC bias which is due to the current of DC grounding pole in Deyang converter station. And its affecting distances are up to 300 km. The protection measures for UHV DC bias current of transformers in Sichuan power grid are introduced.

Key words: noise; magnetostrictive; transformer neutral point; DC bias; monopole operation

中图分类号: TM41 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2017)01-0058-05

0 引言

变压器的噪声源来自铁心硅钢片磁滞伸缩振动、散热器风扇转动、线圈导线或线圈电磁力对变压器壳体及磁性材料的作用等。变压器噪声增大可能由于变压器内部故障引起, 或者由于非正常运行工况引起, 如谐波、直流偏磁、负荷异常增加等^[1-2]。

2013年10月10日7:30, 2号主变压器响声比平常声音大而均匀, 变压器本体振动加剧, 油温、负荷以及主变压器本体无其他异常情况。幸福站2台主变压器并联运行, 变压器中性点采用部分接地方式, 其中1号主变压器中性点不接地, 2号主变压器中性点接地。该站2台主变压器均为同一变压器公司的产品, 为三相铁心独立、油路相通的组式变压器(见图1), 其主要参数如下。

- 1) 型号: SFSZ10-H-180000/220;
- 2) 额定容量: 180000/180000/90000 kVA;
- 3) 额定电压: $(230 \pm 8 \times 1.25\%) / 115/38.5$ kV;
- 4) 连接组标号: YNyn0D11。



图1 幸福站2号主变压器

1 噪声增大变压器运行工况

10月10日7:30, 幸福站2号主变压器出现噪声、振动异常, 7:40该站I母、II母三相电压正常(见图2)。

为了分析潮流和负荷是否是引起该站中性点接地变压器噪声增大的原因, 以下分别列出了噪声增大前(7:00)、噪声增大后(8:00)2号主变压器最大负荷及最大电流。



图2 7:40 2号主变压器录波图

1) 2号主变压器7:00运行工况

①潮流及负荷

220 kV II母: $U_{AB}=230.18\text{ kV}$, $U_A=133.07\text{ kV}$,
 $U_B=132.86\text{ kV}$, $U_C=132.79\text{ kV}$
110 kV II母: $U_{ab}=111.36\text{ kV}$, $U_a=64.352\text{ kV}$,
 $U_b=64.346\text{ kV}$, $U_c=64.368\text{ kV}$

②主变压器电流及有功

高压侧: $I_A=185.820\text{ A}$, $P_{\text{高}}=-75.724\text{ MW}$
中压侧: $I_a=390.791\text{ A}$, $P_{\text{中}}=-75.756\text{ MW}$

2) 2号主变压器8:00运行工况

①潮流及负荷

220 kV II母: $U_{AB}=230.69\text{ kV}$, $U_A=133.2\text{ kV}$,
 $U_B=133.1\text{ kV}$, $U_C=133.098\text{ kV}$
110 kV II母: $U_{ab}=111.405\text{ kV}$, $U_a=64.365\text{ kV}$,
 $U_b=64.297\text{ kV}$, $U_c=64.273\text{ kV}$

②主变压器电流及有功

高压侧: $I_A=170.176\text{ A}$, $P_{\text{高}}=-69.250\text{ MW}$
中压侧: $I_a=358.945\text{ A}$, $P_{\text{中}}=-69.684\text{ MW}$

2号主变压器噪声增大前后潮流、负荷、电流和有功均未出现异常情况。

2 红外及油温测试

10月10日幸福站2号主变压器出现噪声增大的现象,10月11日该变压器噪声仍未减小,运行人员对2号主变压器进行了红外测温 and 油温测试。图3为10月11日该主变压器红外测温图片(本体及A、B、C相)。

2号主变压器油温测试结果如表1所示。

表1 2号主变压器油温测试结果

部位	A相	B相	C相	绕组	环境
温度/℃	50.1	49.6	51.3	52.6	21.3



图3 2号主变压器红外测温图

可以看出10月11日测得的2号主变压器红外测温最高温度为46.3℃,变压器油温和绕组温度均在正常范围内。

3 噪声振动测试及分析

10月12日,对220 kV幸福站2台主变压器噪声和振动进行了测试。

3.1 噪声测试及分析

为分析变压器中性点接地方式是否与其噪声异常相关,主变压器噪声测试按照2号主变压器接地、1号主变压器不接地和1号主变压器接地、2号主变压器不接地两种方式进行。

主变压器噪声测试时,噪声测试仪器位于油池边缘竖直高度1.2 m处,每台变压器各测11个点,测点位置见图4。

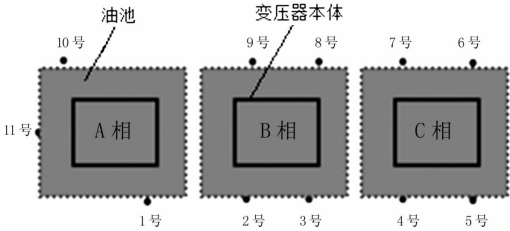


图4 2号变压器噪声测点位置示意图

测试结果见表2。

从表中数据可以看出,变压器中性点接地时比不接地时等效声级最大差达13.7 dB。

图5为中性点在不同接地方式下的噪声频谱分布图。从图5可知,变压器中性点接地时200~800 Hz声级数值比变压器中性点未接地时显著增大。2号主变压器接地、1号主变压器不接地方式时,2号主变压器最高噪声比1号主变压器高约10 dB;改变2台主变压器的接地方式,即2号主变压器不接

表 2 幸福站主变压器噪声测试结果										单位:等效声级 dB(A)		
主变压器	接地方式	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 号	中性点接地	70.5	69.5	68	69	61.8	64.6	66.3	67	69.5	72.3	70.6
	中性点未接地	57.9	64.1	63.9	62.9	61.1	57.1	59.9	58.8	59.9	65.1	57.1
	差值	12.6	5.4	4.1	6.1	0.7	7.5	6.4	8.2	9.6	7.2	13.5
2 号	中性点接地	71.4	76.6	72.9	70.7	70	71.1	73.7	73.9	76.8	72.1	70.5
	中性点未接地	64.1	66.2	64.4	67.9	67.3	67	68.9	68	65.7	63.7	56.8
	差值	7.3	10.4	8.5	2.8	2.7	4.1	4.8	5.9	11.1	8.4	13.7

备注:A 为网络计权的一种。

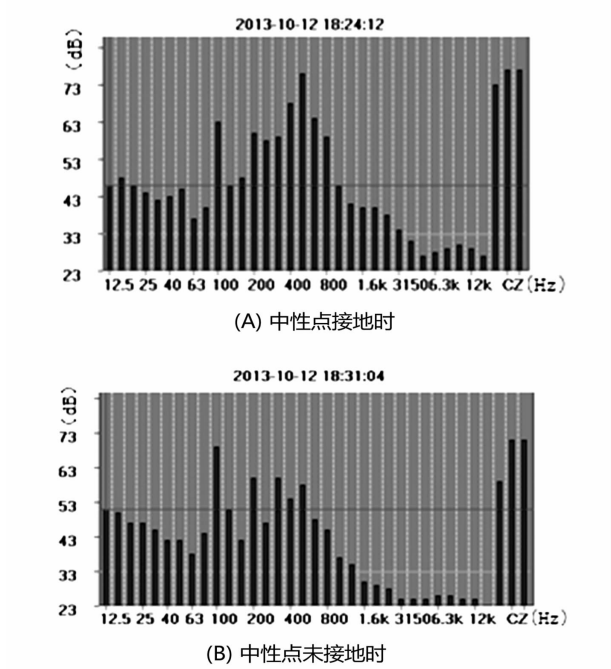


图 5 变压器中性点噪声频谱分布图

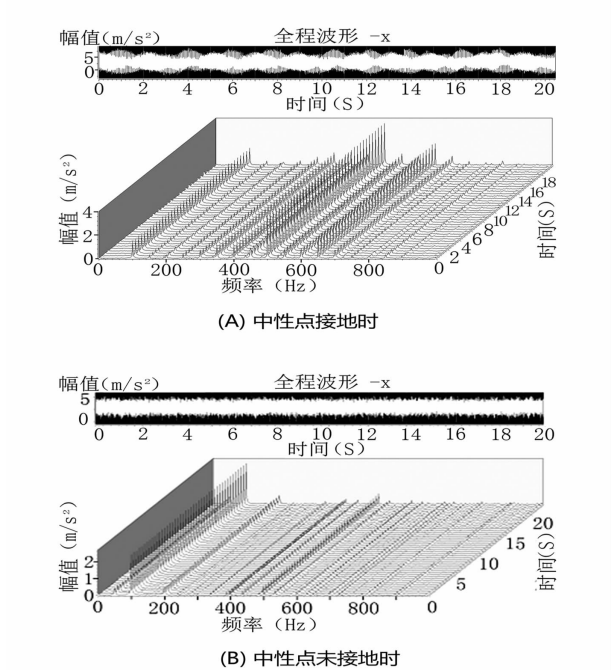


图 6 变压器中性点振动瀑布图

地、1 号主变压器接地后,2 号主变压器噪声随即下

降至正常值,1 号主变压器噪声增大约 10 dB。

由此可知,可以排除幸福站 2 台主变压器内部故障引起噪声增大;变压器接地方式是引起噪音增大的原因(中性点接地的变压器会噪声增大,而中性点不接地的变压器不受影响)。

3.2 振动测试及分析

主变压器振动测试是在变压器噪声增大时测试本体油箱壁,图 6 为变压器中性点未接地和接地时的测试结果。

由图 6 可知,变压器中性点未接地时,振动加速度主要以 100 Hz 为主,200 ~ 500 Hz 有少量分布;变压器中性点接地时振动加速度增大,主要频率以 500 Hz 为主,同时 250 ~ 700 Hz 加速度均明显增大。

4 变压器中性点电流测试及分析

为分析中性点电流对变压器噪声增大的影响,分别按以下两种运行工况测试了幸福站主变压器中性点电流。

1)1 号主变压器中性点接地,2 号主变压器中性点不接地。

测试 1 号主变压器中性点电流,测试结果见表 3。

表 3 中性点电流测试结果 1

中性点电流分量	220 kV 侧/A	110 kV 侧/A
DC	0.9	0.5
AC	6.6	6.2

表 4 中性点电流测试结果 2

主变压器		110 kV 侧/A	220 kV 侧/A	噪声
1 号	DC	/	0.8	噪声较大
	AC	/	6.6	
2 号	DC	0.3	/	比正常时略大
	AC	5.9	/	

2)1 号主变压器 220 kV 侧中性点接地,110 kV

中性点不接地,2号主变压器110 kV侧中性点接地,220 kV中性点不接地。

该方式可判断直流量的主要路径,测得变压器中性点电流见表4。

测得的变压器中性点交流电流是由于三相不平衡引起,数值未超过变压器零序电流保护整定值,其最大值为6.6 A。

变压器噪声增大时,有约0.9 A的直流量流入变压器绕组,会导致变压器励磁电流畸变,铁心半周磁饱和,引起变压器噪声增大、振动加剧。220 kV侧流入的直流量比110 kV侧大,直流量的主要路径是直流接地极与幸福站之间的220 kV线路和大地形成的回路。

5 超/特高压直流偏磁电流对变压器的影响及防护建议

5.1 直流偏磁问题介绍

直流偏磁是指在变压器励磁电流中出现了直流分量,导致变压器铁心半周磁饱和以及由此引起的一系列电磁效应。铁心的高度饱和会使漏磁增加,引起金属结构件和油箱过热,破坏绝缘,影响变压器的寿命;同时,直流偏磁还会导致铁心磁致伸缩更加严重,从而使变压器振动加剧、噪音加大,影响变压器的正常运行^[3-4]。

对于远距离输电的双端直流系统,通常采用双极运行方式。但当直流输电建设初期,为提高经济效益,往往建好一极后即投运,这种直流输电单极运行方式是以大地作为回流电路,此时高达几千安培的电流从直流接地极注入大地,特高压直流输电接地极注入大地的电流甚至更大(达4 kA)^[5-6]。

5.2 直流偏磁电流对幸福站变压器的影响

2013年10月10日6:54,德阳换流站采用单极(极Ⅱ)大地回路方式运行,10月10日7:30,距离德阳换流站300 km的220 kV幸福变电站2号主变压器(中性点接地)出现噪声增大现象,10月15日18:52,恢复双极运行方式后,幸福站主变压器噪声减小。10月16日7:11,当德阳换流站极Ⅱ停运,采用单极(极Ⅰ)大地回路方式运行后,幸福站中性点接地主变压器噪声随即增大。相距约100 km的220 kV榆林站主变压器也出现类似现象,且中性点接地变压器噪声变化与德阳换流站运行方式转换时

间一致。10月21日17:30,德阳换流站恢复双极运行方式后,幸福站和榆林站主变压器噪声恢复正常。

测试及分析表明:当德阳换流站采用单极大地回路方式运行时,地电流流入幸福站和榆林站中性点接地主变压器绕组,导致变压器发生直流偏磁,引起噪声增大、振动加剧。

5.3 四川电网变压器直流偏磁情况

目前,四川电网已投运1座±500 kV超高压换流站,3座±800 kV特高压换流站。当换流站单极大地回路运行时,多个变电站主变压器遭受过直流偏磁电流的影响,如500 kV谭家湾、尖山、泸州、叙府变电站,220 kV幸福、榆林、九岭、桑枣、高桥、百胜等变电站及方山电厂,其中桑枣站主变压器中性点直流量达8 A,谭家湾站主变压器中性点直流量达9 A。

2014年6月18日,特高压宾金直流单极大地回线运行期间,对直流近区500 kV泸州站、500 kV叙府站和220 kV纳溪站、杨桥站、玉观站、林庄站、高石站、龙头站、江南站、城南站等变电站变压器中性点的直流电流做了检测,同时对泸州站主变压器进行噪声、振动检测。测试结果表明:500 kV泸州变电站单台主变压器中性点直流电流最大约为10.2 A,500 kV叙府变电站单台主变压器中性点直流电流最大约为6.6 A,两站主变压器噪声较正常方式下增大13 dB,振动有明显增加。220 kV龙头变电站、220 kV纳溪变电站、220 kV高石变电站中性点直流电流相比其他站点较大,分别达到4.79 A、4.01 A、2.7 A,主变压器噪声、振动较正常方式明显加强,但是均未超过变压器厂家提供的主变压器抗偏磁电流能力。其余220 kV测量站点中性点直流电流均未超过1 A,噪声、振动不明显。

5.4 变压器直流偏磁防护建议

1) 尽量避免长时间直流单极大地回路运行方式,不能避免时应降低直流输送功率或采用单极金属回线运行方式。

2) 在变压器设计阶段,对于承受直流偏磁能力较差的单相三柱和三相五柱式铁心的变压器,建议厂家从结构和材料上增强变压器设备对直流偏磁的耐受能力。

3) 在变压器采购阶段,应将变压器抗直流偏磁能力纳入技术条件,在易出现直流偏磁现象的区域,应避免采购或使用单相三柱铁心结构的变压器。

4) 在变压器运行维护阶段,应按直流偏磁影响

程度的不同有针对性地制定防护措施。对受影响严重的变压器,应制定治理方案,并加强常规检测和其他试验检测,避免慢性损伤的累计效应导致变压器事故。

6 结 论

针对幸福站主变压器噪声增大的情况,进行了红外测温、噪声振动和中性点直流量测试及分析,并对比了主变压器噪声异常时间与某换流站切换单极大地回路运行时间。发现了幸福站主变压器噪声异常的原因是德阳换流站单极大地回路运行时导致该变压器产生直流偏磁现象引起的。目前,四川电网已投运4座超/特高压换流站,直流接地极电流已导致多台变压器发生直流偏磁现象,直流接地极电流导致单相三柱式变压器噪声异常的距离达到300 km,应加强对区内变压器直流偏磁电流的监测和防护。

参 考 文 献

[1] Heywood R J, Emsley A M, Ali M. Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 1: Factors
[7] 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.
[8] 吴彦维,李晔,陈大鹏,等. 10 000 MW 特高压直流工程受端分层接入交流电网方式下直流控制系统研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(18): 108-113.
[9] 郭龙,刘崇茹,贲飞龙,等. ± 1100 kV 直流系统分层接入方式下的功率协调控制[J]. 电力系统自动化, 2015,39(11):24-30.
[10] 汤奕,陈斌,皮景创,等. 特高压直流分层接入方式下受端交流系统接纳能力分析[J]. 中国电机工程学报,2016, 36(7):1790-1800.
[11] 刘心肠,李亚男,邹欣,等. 换流母线分段运行对 ± 1100 kV 特高压直流输电工程的影响[J]. 高电压技术,2016,42(3):942-948.
[12] 孙昕,刘泽洪,高理迎,等. ± 800 kV 特高压直流工程创新实践[J]. 中国电机工程学报,2009,29(22):35-

Affecting the Measurement of the Average Viscometric Degree of Polymerisation of New and Aged Electrical Papers[J]. IEE Proceedings: Science, Measurement and Technology, 2000, 147(2): 86-90.
[2] 广东省电力试验研究所. 贵广直流单极大地方式对变压器的影响测试简报[M]. 广州:广东省电力试验研究所,2004.
[3] 蒯狄正,万达,邹云. 直流输电地中电流对江苏电网设备影响的分析与处理[J]. 电力系统自动化, 2005,29(2):81-82.
[4] 曾连生. 直流输电接地极电流对电力变压器的影响[J]. 高电压技术,2005,31(4):57-58.
[5] 王明新,张强. 直流输电系统接地极电流对交流电网的影响分析[J]. 电网技术,2005,29(3):9-15.
[6] Wei Jiang, Guangning Wu, Hongliang Wang. Calculation of DC Ground Current Distribution by UHVDC Monopolar Operation with Ground Return[C]. 2008 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Chicago, USA, 2008: 1-5.

作者简介:

蒋伟(1979),博士,主要从事高电压与绝缘技术方面的研究。

(收稿日期:2016-10-03)

(上接第28页)

45.
[13] 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.
[14] CIGRE Working Group B4. 41. Systems with Multiple DC Infeed[R]. CIGRE,2008.
[15] Paulo Fischer de Toledo, Bernt Bergdahl, Gunnar Asplund. Multiple Infeed Short Circuit Ratio - aspects Related to Multiple HVDC into One ac Network[C]. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Dalian, China, 2005.

作者简介:

刘天宇(1992),硕士研究生,研究方向为高压直流输电技术、电力系统稳定及其控制;

王渝红(1971),教授、硕士生导师,研究方向为高压直流输电、电力系统稳定与控制、新能源并网方式;

李瑾(1991),硕士研究生,研究方向为高压直流输电、电力系统稳定及其控制。

(收稿日期:2016-10-27)

多端直流系统直流故障保护研究综述

焦在滨^{1,3},姜振超²

- (1. 陕西省智能电网重点实验室(西安交通大学),陕西 西安 710049;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;
3. 西安交通大学电气工程学院,陕西 西安 710049)

摘 要:对国内外多端直流系统的故障保护问题进行了综述。首先分析了基于电压源型换流器的多端直流系统故障的过程,研究了故障电流的特征和解析表达式。其次讨论了针对多端直流系统的继电保护原理,对电压/电流保护、纵联保护和行波暂态量保护进行的分析。然后针对多端直流系统的故障隔离问题,从选择性和恢复速度的角度对现有的策略进行了分析。最后,建议应当从加强有针对性的继电保护方案研究、重视故障快速恢复过程中换流器的性能以及关注测量环节对故障保护的影响3个方面展开研究工作,解决多端直流输电系统的故障保护问题。

关键词:多端直流系统;故障识别;故障隔离;继电保护

Abstract:A survey on relay protection for multi – terminal DC systems at home and abroad is given. Firstly, the electromagnetic transient during fault is analyzed in a voltage source – based DC system, and the characteristics and analytical expression of fault current are studied. Secondly, for the issues on fault detection and isolation, many protection schemes, including current and voltage based protection, pilot protection and travelling wave or transient based protection, are discussed. Thirdly, the different fault isolation strategies are compared considering the power system requirements, such as rapidity and reliability. Finally, it is suggested that the further researches in three aspects, including novel algorithms for rapid fault detection in multi – terminal DC system, rapid fault restoration schemes based on converters with special structures and the influences from errors brought by DC current and voltage measurement, should be promoted.

Key words:multi – terminal DC system;fault identification;fault isolation;relay protection

中图分类号:TM73 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2017)01 – 0063 – 08

0 引 言

直流输电系统由于其传输容量、传输距离、线路损耗等方面的优势得到了飞速的发展。研究表明,多端直流输、配电系统在大规模及分布式新能源接入、弱系统供电(偏远地区及海岛等)以及城市配电等领域具有巨大的优势。随着电力电子技术的快速发展,多端直流系统将成为未来电力系统的重要组成部分。

直流系统,特别是直流输配电线路故障的快速识别、可靠隔离与迅速恢复对于多端直流输配电系统的安全运行具有重要的意义。由于直流断路器技术尚不成熟,故障处理(识别、隔离与恢复)技术成为制约多端直流输电系统运行的瓶颈。国内外学者

基金项目:国家自然科学基金面上项目(51377129)

对于多端直流系统的故障处理技术的研究主要包括以下3个方面:

1)多端直流系统的故障分析

故障分析是故障识别与故障隔离的基础。多端直流系统大多采用电压源型换流器,其故障特征受系统结构、换流器结构以及控制策略的影响,传统电力系统中基于工频电气量分析的故障分析方法显然已经不再适用。

目前,多端直流系统的故障分析主要采用解析分析与电磁暂态仿真相结合的方法,关注的重点包括故障暂态过程、故障电流的特性(峰值及波形)以及故障电流到达峰值的时间等问题。

2)多端直流系统的故障识别与定位

直流系统的继电保护技术经过多年的发展及工程应用已日趋成熟,虽然新原理不断涌现,但是双端直流输电工程仍采用早期的保护配置并能够可靠运

行。多端直流系统在要求故障识别的快速性和灵敏性之外,由于直流系统成网,在故障隔离过程中对故障元件的识别(定位)有较高的要求。同时,电压源型换流器耐受故障电流的能力较差,要求继电保护在几毫秒内动作并可靠有选择性地隔离故障。如何解决故障识别的可靠性、选择性和快速性之间的矛盾,在多端直流系统尤为突出。

该领域的研究热点在于提出多端直流系统继电保护的新原理与新算法、保护的整定方案等。

3) 多端直流系统的故障隔离与恢复

多端直流系统的一个显著特点是“直流成网”,即当发生故障时需将故障隔离在尽量小的范围之内,保证直流电网中其他健全元件的正常运行。若多端直流系统能够配置性价比及可靠性均满足电力系统要求的直流断路器,其故障隔离和恢复过程与交流系统相同。

在直流断路器技术和经济性不能够满足大面积应用的情况下,如何利用交流断路器与快速隔离开关配合或者考虑换流器的阻断特性来实现故障的快速隔离与迅速恢复是多端直流系统运行必须面对的问题,目前电压源型换流器的重启时间和重启过程都不能满足电力系统的要求,需要着力研究。

下面从多端直流系统的故障分析、故障识别定位和故障的隔离恢复3个方面,对目前国内外的相关研究成果进行了回顾和分析,对未来研究方向进行展望,并提出一些观点,以期能够对今后的相关继电保护问题研究有所助益。

1 多端直流系统故障特征分析

故障特征分析是故障甄别与故障隔离的基础。多端直流系统广泛采用电力电子桥式换流电路,其故障响应具有快速性、非线性、与控制策略强相关性,以同步发电机正弦电源为基础的解析故障方法无法直接应用,目前广泛应用的故障特征分析均基于电磁暂态仿真。即便如此,由于电力电子技术仍处于高速发展的过程中,为解决可靠性、效率、体积等问题,新的器件与电路拓扑不断提出并示范应用,多端直流系统故障特征分析的理论和方法仍是目前研究的热点与难点。

就多端直流输配电系统而言,目前被广泛接受并应用的系统结构包括不对称结构、对称结构和双极结构,换流器一般采用两电平换流器、三电平换流

器以及模块化多电平换流器,国内外关于多端直流系统故障分析的研究均以此为基础。

文献[4-7]以两电平换流器为例,考虑直流系统接线方式,分析了基于电压源型换流器的高压直流输电系统(VSC-HVDC)在发生极间和极-地故障时的故障特征。对极间故障,故障电流由三部分组成^[4-5],分别是:故障发生后换流器电路中电容的放电电流、线路电感通过续流二极管的放电电流^[5-6]以及由交流系统通过续流二极管向故障点提供的短路电流。对于极-地故障,故障电流的组成与接地方式相关^[6],对于典型的对称结构拓扑而言,其故障电流由两部分组成,分别是:故障发生后换流器电路中电容的放电电流和由交流系统通过续流二极管向故障点提供的短路电流。

文献[6]指出,对于多端直流系统,短路电流尚需考虑健全线路的贡献。同时,对于模块化多电平换流器组成的直流系统,由于其各模块独立检测过电流并对模块进行控制,其故障特征与两电平换流器并不完全相同。

文献[7]在理论分析的基础上,给出了极间和极-地故障的等效电路,并理论推导了各个阶段短路电流的解析表达式。特别需要指出的是,该文献在解析分析的过程中,将交流系统提供的短路电流分为暂态短路电流(考虑换流器电容效应)和稳态短路电流两个部分,从而与实际情况更加相符。对于极间故障,交流系统提供的短路电流可通过求解由续流二极管组成的不控整流电路直流侧短路问题得到。对于极-地故障,交流系统提供的短路电流则可通过求解回路中穿有续流二极管的交流电路得到。

无论采用多电平结构,还是采用模块化多电平结构,电压源型换流器均无法独立地阻断直流系统的故障电流并实现故障隔离。为满足电力系统对多端直流系统的运行要求,具有阻断能力的换流器结构及其故障特征成为近年来研究的热点。其中有代表性的包括:全桥子模块多电平换流器^[8]、钳位双子模块换流器^[9]、串联双子模块换流器^[10]和二极管钳位子模块^[11]等。

文献[12]对具有直流故障清除能力的换流器的故障特征进行了分析,指出虽然阻断直流故障的机理不同,但其表现出的故障特征却极为相似,即在电力电子器件关断前的故障特征与多电平换流器一致,电力电子器件关断后交流系统与直流系统完全

隔离,交流系统不向故障点提供持续的短路电流。

阻断时间和阻断能力是表征具有直流故障清除能力的换流器特征的重要指标^[12]。故障阻断时间是指在换流器接到阻断指令到直流短路电流被限制为0的时间,文献[12]通过研究发现,阻断型换流器的故障清除时间为3~8 ms不等,其中串联双子模块换流器的阻断时间为3 ms,而基于钳位双子模块的换流器阻断时间则为8 ms。对于阻断能力,则主要考虑交流线电压与潜在馈流回路电容电压的关系,通过分析,串联双子模块清除故障时潜在馈流回路电容电压要求较低,阻断能力强。

文献[13]比较了不同结构的多端直流输电系统在发生单极对地故障时的故障特征。在不采取控制措施的情况下,电压源型换流器的故障自由(暂态)过程时间为15~20 ms。相对于交流系统的故障响应时间,电压源型换流器的故障响应时间非常快,在故障发生后1 ms之内,换流器即开始向故障点馈入短路电流,对于单极-大地回线结构的柔性多端直流系统,故障电流达到峰值的时间小于4 ms,而若采用单极-金属回线结构形式,则该时间约为6 ms,这是由于金属回线回路的阻抗增加了直流电容及健全线路分布电容向故障点放电的时间常数。同理,采用单极-大地回线结构的柔性多端直流系统短路电流的幅值也比单极-金属回线结构的系统大,对设备的安全具有更大的威胁。

柔性直流输电系统的过电压问题与网络结构和控制策略密切相关,在采用单极对称结构的直流系统中,发生极-地故障时,健全极的电压将升高为额定电压的2倍^[4,14]。

虽然从以上的综述可见,国内外学者对基于电压源型换流器的故障过程及故障分析已达成共识,但从论文的仿真结果看,结构形式和控制策略仍然将影响故障电流的具体波形。幸运地是,由于多端直流系统中所采用的全控型电力电子器件耐受过载能力较差,系统要求的故障清除时间不大于5 ms^[15],因此故障甄别仅能应用直流电容放电这一阶段的故障信息,对故障暂态全过程波形的细微差别并不敏感。

在故障稳态过程中,无论是采用多电平换流器还是半桥型多电平换流器,交流系统均持续向直流故障点馈入电流,对交流系统而言也是一种故障状态;但是,由于直流系统对故障切除的时间要求严苛,因此,就短路故障传播问题而言,仅在考虑后备保护时需考虑直流故障对交流系统的影响和保护配合问题。

2 多端直流系统的故障识别与故障定位

故障识别与故障定位算法是故障隔离的基础,是故障清除过程的重要组成部分。交流系统的继电保护经过多年的发展,已经形成了以电压/电流保护、距离保护、行波和暂态量保护以及利用故障后全频带信息的保护等众多的保护原理,并已被直流系统借鉴并在工程中广泛应用。高压直流输电工程普遍采用行波保护、微分欠压保护、纵联电流差动保护、低电压保护等原理识别故障^[16-17],可以说直流系统并没有形成针对自身特点的特殊保护体系,其保护均来源于交流系统,除算法形式外并无特殊之处。

目前,无论是LCC-HVDC直流系统还是VSC-HVDC直流系统大多为“点对点”两端结构,其故障隔离均采用换流器交流侧断路器跳闸的策略。目前的直流系统继电保护原理具有“重故障识别、轻故障定位”、“重快速性和灵敏性、轻选择性”的特点,将其直接应用于多端直流系统的故障识别将会导致故障切除范围扩大等问题,影响交直流系统的安全运行。

基于电压源型换流器的多端直流系统的故障识别与故障定位是目前研究的热点,目前的研究主要集中在电流电压保护、纵联保护、行波及暂态量保护以及基于智能算法的保护原理研究上。

2.1 电流/电压保护

电流/电压保护是最直接反应电力系统故障特征的保护原理,其一般通过电流幅值的增加或电压幅值的降低来识别故障,在多端直流系统中,尚需考虑故障电流升高的速度和持续时间。

文献[18-19]提出了一种基于电流变化率的直流故障识别判据。文献[18]提出了一种针对舰船直流配电系统的过电流保护方案。文献[19]针对多端直流系统提出的保护判据在直流电压跌落时启动,并以直流电流变化量超过电流定值且持续时间超过时间定值作为动作条件。为了防止由于交流系统的扰动造成的不正确动作,采用直流电流的变化率作为闭锁条件,当直流电流变化率小于定值时闭锁保护,防止误动。遗憾的是,文中并未给出相应地整定原则。

为保证选择性,文献[20]设计了一套适用于辐射状直流配电网的保护方案。该保护方案将故障分为近区故障(保证速动性)和远端故障(保证选择性)。在过电流保护判据和电流变化率保护中均采用两段式设置,构建电流速断保护、限时电流速断保护、近区故障电流变化率保护和远端故障电流变化率保护,通过阶段式电流保护的思想实现了辐射状配电网故障的可靠识别。该方案的不足之处在于远端故障的清除时间较长,不能满足多端直流系统对继电保护快速性的要求。

文献[21]提出了一种多端直流系统的电压电流保护方案,其在方案中设计了一种“三取二”的表决器,解决低电压保护和过电流保护的可靠性问题。方案中的3个判据分别是故障电流的小波系数、故障电压的小波系数以及电压幅值和变化率。该方案能够通过比较小波系数或电压幅值变化率的大小确定故障线路的位置,对于保证选择性具有一定的意义。由于采用小波变化对信号进行了处理,该文献并未直接应用电压电流信号,并通过各区域信号的相对关系确定故障位置,部分解决了电压电流保护的灵敏性问题,但其整定值确定需要经过电磁暂态仿真确定,并不具备良好的工程应用前景。

电流/电压保护是基于单端电气量的保护原理,需要通过定值与时间的配合来保证选择性,对辐射状直流电网或其他对选择性要求不高的系统是一个性价比很高的选择;但是对于多端直流系统,特别是输电系统,其只能作为后备保护,与性能更好的主保护配合保证设备及系统的运行安全。

2.2 纵联保护

纵联保护,特别是电流差动保护,作为主保护广泛用于高压交流输电系统中。在应用于LCC-HVDC系统时,电流差动保护不能区分直流输电线路故障电流和逆变侧交流系统故障而引入的100 Hz分布电容电流,需延时动作,从而失去了“全线速动”的特性,只能作为传统直流输电系统的后备保护。电压源型换流器件在故障暂态过程中迅速关闭,交流系统通过串联的续流二极管或由续流二极管组成的不控桥式整流电流与直流系统联系,馈入短路电流;且直流电容和健全线路的电容电流在故障初期远大于交流系统馈入的电流;因此在理论上,电流差动保护是可以应用于多端直流系统的,需要解决的只是判据形式的问题。

文献[20]介绍了一种基于采样值的电流差动

保护,其判据形式与基于相量的差动保护形式相同,均采用比率制动特性。判据中设置了参数 R 和 S 来保证可靠性,在由差动电流和直流电流组成的平面中,当轨迹中 R 个点中有 S 个进入了动作区,则判定为区内故障,否则,则判定为区外故障。

文献[22]提出了一种由电流“能量”构成的差动保护,将电流信号进行离散小波变换;并且变换后的小波系数在选定的时间窗内积分得到电流信号的“能量”,并参照电流差动保护的判据构建差动量和制动量,从而实现了对区内故障的识别。

纵联方向保护是另外一种类型的纵联保护,在交流系统中通过判别被保护元件两端电流的方向来识别内部故障。由对柔性多端直流系统的故障特征进行分析可知,直流线路故障时直流电流具有明确的方向性^[22],故理论上纵联方向原理是可以应用于柔性多端直流系统的,所面临的无非是如何构建方向元件的问题。

文献[23-24]分析了基于电压源换流器的直流输电系统区内外故障特征的基础上,分别构建了基于波形相关性的纵联保护判据。区内故障时,两端换流器直流侧电流变化的方向是相反的,区外故障时,其变化方向相同。文献[23]采用就地判别方向的思想,在规定数据窗内对电流变化率求和,若其大于规定的(正)门槛,则表明电流是增加的,相反,若其小于规定的(负)门槛,则表明电流是减小的,通过比较电流变化的方向识别区内故障。文献[24]则通过直接计算两侧电流的时域相关系数识别区内故障。

综上,纵联保护的原理和思路可以直接应用于多端直流输电系统,但是在具体判据上会存在不同于交流的形式。必须指出的是,由于纵联保护需要在多个VSC换流站之间传输数据,其动作速度高度依赖于通信系统,是否能够满足柔性多端直流系统的需要尚需进一步的研究。

2.3 行波及暂态量保护

行波保护是目前高压直流输电线路广泛应用的主保护,其充分利用电力系统故障暂态波过程中的故障信息实现故障的检测和定位。暂态量保护一般利用故障暂态信号中的能量等信息检测并识别被保护元件的内部故障,虽未广泛应用,但一直是继电保护的研究热点。行波及暂态量保护所利用的信号或信息均不具备稳态特性,即其随时间衰减,在实际应用中的可靠性问题一直被广泛质疑,在将其应用于

柔性多端直流输电系统中的过程中,可靠性也是必须关注和着力解决的问题。

文献[25]提出了一种用于双端直流输电线路的行波保护原理。其考虑输电线路两端平波电抗器(LCC-HVDC)对行波传播的影响,利用区内外故障行波传播路径中是否存在平波电抗器作为故障定位的依据。该方案首先利用故障电压反行波的 1 模分量识别故障,并利用该分量的变化量区分区内、外故障,然后利用 1 模分量和 0 模分量数值相对大小选出故障类型,以实现故障隔离。

文献[26-27]同样利用直流输电线路中串接的电感元件对行波和暂态信号传播的影响构建保护原理。文献[26]采用电压变化率,即“微分欠压”的形式构建保护原理,而文献[27]则根据暂态过程中直流线路电抗器两端电压的相互关系识别故障和故障区域。需要说明的是,文献[25-27]给出的是典型的行波/暂态量保护判据的构建方式,其思想具有通用性。

文献[28]针对 VSC-HVDC 系统输电线路未装设电抗器的情形,考虑直流滤波器支路对不同位置故障暂态行波传播电路的频谱特性的影响,提出了一种基于固有频率的直流输电线路保护方案。该方案利用被保护元件区内、外故障时暂态(行波)信号的固有频率的差异,并与行波信号的暂态能量相配合实现故障的识别。

可见,对于行波和暂态量保护而言,其实质上都是在描述故障行波穿越“边界”的特性,这种边界可以是交流系统中的母线、故障点,也可以是直流系统中的平波电抗器和直流滤波器。借助于故障暂态行波信号在传播过程是否穿越“边界”所带来的幅值、频率、波形等信息来识别故障发生在区内还是区外,因此可以将这种保护方案均称之为“边界保护”。需要说明的是这类保护方案根据行波传播路径特征识别故障并进行故障定位,电压电流测量装置的安装位置对结构有决定性的影响,在实际应用中应给予考虑。

无论是故障行波的波过程还是电路的暂态响应,其均与故障的类型和严重程度密切相关,且随着电容电感等元件暂态过程的结束和消失,因此,行波和暂态量保护无法回避工程应用中的可靠性问题,这也是制约其应用的最关键因素。

除此电压/电流保护、纵联保护和行波/暂态量等高压直流输电系统应用的主流保护之外,国内外

学者针对多端直流输电系统还提出了直流距离保护^[29]、谐波保护^[30]、基于智能算法的保护^[31]等保护原理以及后备保护方案^[32-33]。这些原理和方案尚在不断的完善和发展中,待成熟后对提高多端直流输电系统的继电保护性能将发挥巨大的作用。

综上所述,柔性高压直流输电系统的故障识别与故障区域定位方法在可靠性、快速性等方面与电力系统的要求尚有较大的差距,深入研究柔性高压直流输电系统的故障特征,充分考虑其电路非线性、响应快速性、故障清除时间速动性、故障隔离范围选择性等特点和要求,构建新的保护体系和保护方案是非常有意义的研究方向。

3 多端直流系统的故障隔离策略

交流电网的故障隔离依赖断路器,简单实用。目前多端直流系统的故障隔离策略主要包括 3 种技术路线:采用交流断路器与直流隔离开关、采用不同类型的直流断路器以及采用具有故障阻断能力的换流器隔离故障。直流断路器技术尚未达到大规模工程应用的要求,目前的多端直流工程全部采用通过换流器交流侧断路器隔离故障的策略,动作时间长,且无选择性,在故障元件从直流系统中清除后换流器重启过程复杂,故障恢复时间长,不能满足多端直流系统运行的要求。

文献[34]研究采用交流断路器与直流快速隔离开关的故障隔离技术,在故障识别技术无法保证选择性的情况下,基于各换流器就地方向判别结果,提出了一种直流线路故障隔离的“握手原则”,若换流器出线电流为正方向则跳开相应的隔离开关,反之则不动作。由于其仅仅利用就地的方向判别来识别故障,则不可避免地造成健全线路某一侧的方向元件误动作,因此必须通过快速隔离开关的重合来纠正不正确动作,故障隔离时间无法保证。

文献[35-36]将这一原则推广到采用具有阻断特性的电压源型换流器多端直流电网中。文献[37]则在设计采用直流断路器的故障隔离方案中应用了“握手原则”。

文献[38]给出了一种适用于架空线路多端直流电网的保护方案,其重点考虑如何应对架空线路瞬时性故障的问题。文献中提出了基于半桥 MMC+直流断路器和阻断型 MMC 两种保护策略。故障发生且断路器动作(阻断型换流器阻断)后,针对瞬

时性故障,设置了3次换流器重启动,若重启成功则系统成功进行了故障穿越可以继续运行;若重启失败则说明输电线路发生永久性故障,需要通过快速隔离开关隔离故障。对于半桥MMC+直流断路器方案,无论重启是否成功,均可以保证健全系统的稳定运行,而对于采用阻断型MMC的方案,若重启失败,则多端直流系统面临全停的风险,恢复过程需要较长时间。

此外,文献[12,39-41]从电压源的拓扑结构和控制策略方面对具有阻断特性的换流器进行了研究,以期能够通过改进换流器的性能解决直流电路故障阻断时间长和阻断能力不足的问题。文献[42-45]从实际工程出发,介绍了目前实际柔性多端直流输电工程的保护配置和运行情况,并从电力系统运行的角度为保护原理和故障隔离策略的研究提出了建议。

综上所述,多端直流系统直流线路故障的隔离方案可以简单地分为换流器停电和换流器不停电两种。换流器停电方案包括采用交流断路器切断交流侧向直流侧馈入的短路电流以及通过换流器自身阻断交流侧向直流馈入的短路电流;换流器不停电方案则通过直流断路器隔离故障,隔离过程迅速且不影响系统健全部分的运行。显然,采用直流断路器的方案更符合多端直流系统运行的要求。在直流断路器不成熟的情况下,若采用换流器停电方案,除考虑阻断时间和阻断能力外,还应考虑如何在无选择性停电之后迅速恢复的问题,在此情况下如何缩短放电后的直流电容再充电的过程显得尤为重要。

4 结论与展望

快速性、选择性、灵敏性和可靠性是电力系统对继电保护的基本要求,多端直流系统的故障识别原理与隔离方案的研究也必须遵循这一基本原则。虽然国内外学者已经进行了大量的研究,但多端直流系统故障识别的快速性与故障隔离的选择性问题仍然未能得到解决。无选择性地切除故障必然带来健全系统恢复的问题,虽然基于直流断路器的方案能够解决快速恢复的问题,但其技术尚不成熟;而基于逆变器停电的故障隔离方案则无法保证系统健全部分的快速恢复,不能满足电力系统的运行要求。

1)在继电保护的原理方面,目前多端直流系统的故障识别问题已有多种解决方案,并在双端直流

输电系统中广泛应用。但是,对于多端直流系统,仅仅可靠灵敏地识别故障并不能够满足电力系统运行的要求,尚需要对故障发生元件进行识别和定位。从目前的文献来看,直流保护原理的选择性通常通过以下3种形式实现:定值与延时的配合,其无法保护直流线路全长,且无法满足柔性直流系统故障隔离快速性的要求;采用基于通信的纵联保护方案,通信系统的速度和可靠性制约故障隔离的速度和可靠性;依赖行波及暂态量信息进行边界识别,灵敏性不足,实际应用中也存在可靠性的问题。

因此,跳出传统交流继电保护方案的束缚,充分研究多端直流系统的结构特征、控制策略以及故障特征,并在此基础上构建新的继电保护方案可能是需要重点关注的问题。

2)在故障隔离方面,进一步加大直流断路器产品化、实用化研究的基础上,充分考虑换流器的阻断能力,着重研究并提出具备快速重启特性的阻断型换流器是解决多端直流电网故障清除选择性和故障恢复快速性的一个渠道。

3)重视测量环节可靠性与精度对故障识别与故障隔离的影响。测量环节是继电保护的重要组成部分,测量环节的可靠性将直接影响到故障识别和故障隔离的可靠性,由于测量环节导致的直流系统停运事故层出不穷^[46]。在交流系统的保护中,通过TA饱和识别、TA和TV断线识别来闭锁保护,防止由于测量环节造成的继电保护不正确动作,多端直流系统中尚未见到相关文献和算法,测量环节与通信环节的可靠性问题及其对多端直流系统继电保护的影响值得关注。

参考文献

- [1] 汤广福,罗湘,魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报,2013, 33(10):8-17.
- [2] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报,2014, 34(29):4999-5008.
- [3] 马钊,周孝信,尚宇炜,等. 未来配电系统形态及发展趋势[J]. 中国电机工程学报,2015, 35(6):1289-1298.
- [4] Jie Yang, Jianchao Zheng, Guangfu Tang, et al. Characteristics and Recovery Performance of VSC-HVDC DC Transmission Line Fault[C]. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific:1-4, 2010.

- [5] E. M. Kontos. Control and Protection of VSC – based Multi – terminal DC Networks [D]. Delft University of Technology, 2013.
- [6] S. Le Blond, R. Bertho, D. V. Coury, et al. Design of Protection Schemes for Multi – terminal HVDC Systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016 (56): 965 – 974.
- [7] Jin Yang, J. E. Fletcher, J. O’Reilly. Short – circuit and Ground Fault Analyses and Location in VSC – based DC Network Cables [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2012, 59(10): 3827 – 3837.
- [8] Rainer Marquardt. Modular Multilevel Converter Topologies With DC – short Circuit Current Limitation [C]. The 8th International Conference on Power Electronics – ECCE Asia, Jeju, Korea; IEEE, 2011: 1425 – 1431.
- [9] Xue Yinglin, Xu Zheng, Tang Geng. Self – start Control With Grouping Sequentially Precharge for the C – MMC – based HVDC System [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(1): 187 – 198.
- [10] Qin Jianchao, Saeedifard M, Rockhill A, et al. Hybrid Design of Modular Multilevel Converters for HVDC Systems Based on Various Submodules Circuits [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(1): 385 – 394.
- [11] Li Xiaoqian, Liu Wenhua, Song Qiang, et al. An Enhanced MMC Topology With DC Fault Ride – through Capability [C] // 39th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, Vienna; IEEE, 2013: 6182 – 6188.
- [12] 李斌, 李晔, 何佳伟. 具有直流故障清除能力的 MMC 子模块关键性能研究 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(8): 2114 – 2122.
- [13] E. Kontos, R. T. Pinto, S. Rodrigues, et al. Impact of HVDC Transmission System Topology on Multiterminal DC Network Faults [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(2): 844 – 852.
- [14] Int. Electrotech. Comm. High – voltage Direct Current (HVDC) Transmission Using Voltage Sourced Converters (VSC) [R]. IEC Tech. Rep. TR – 62543, 2011.
- [15] M. Callavik, A. Blomberg, J. Hafner, et al. The Hybrid HVDC Breaker: An Innovation Breakthrough Enabling Reliable HVDC Grids [R]. ABB Grid Systems, Tech. Rep, Nov. 2012.
- [16] 赵晓君. 高压直流输电工程技术 (第二版) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [17] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [18] Mesut E. Baran, Nikhil R. Mahajan. Overcurrent Protection on Voltage Source Converter Based Multi – terminal Distribution Systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(1): 406 – 412.
- [19] Lianxiang Tang, Boon – Teck Ooi. Protection of VSC – multi – terminal HVDC against DC Faults [C]. IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference, 2002.
- [20] Zaibin Jiao, Zhao Wang, Xiaobing Wang, et al. Protection Schemes for Distribution Lines in DC Power Grid [C]. IEEE Innovative on Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA), 2015.
- [21] K. De Kerf, K. Srivastava, M. Reza, et al. Wavelet – based Protection Strategy for DC Faults in Multi – terminal VSC HVDC Systems [J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2011, 5(4): 496 – 503.
- [22] A. E. B. Abu – Elanien, A. A. Elserougi, A. S. Abdel – Khalik, et al. A Differential Protection Technique for Multi – terminal HVDC [J]. Electric Power Systems Research, 2016, 130: 78 – 88.
- [23] Yanting Wang, Baohui Zhang, Fei Kong. A Directional Comparison Pilot Protection Scheme for Hybrid HVDC Transmission Lines [J]. The 5th international conference on Electric Utility Deregulation and Destructing and Power Technologies, 2015.
- [24] 金吉良. 考虑交直流系统相互影响的交流过电压保护及直流线路纵联保护的研究 [D]. 西安: 西安交通大学, 2016.
- [25] Ying Zhang, Nengling Tai, Bin Xu. Fault Analysis and Traveling – wave Protection Scheme for Bipolar HVDC Lines [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(3): 1583 – 1591.
- [26] W. Leterme, J. Beerten, D. V. Hertem. Nonunit Protection of HVDC Grids with Inductive DC Cable Termination [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(2): 820 – 828.
- [27] Jian Liu, Nengling Tai, Chunju Fan. Transient – voltage Based Protection Scheme for DC Line Faults in Multi – terminal VSC – HVDC System [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, DOI 10. 1109/TPWRD. 2016. 2608986.
- [28] Zheng – you He, Kai Liao. Natural Frequency – based Protection Scheme for Voltage Source Converter – based High – voltage Direct Current Transmission Lines [J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2015, 9(13): 1519 – 1525.
- [29] J. Suonan, J. Zhang, Z. Jiao, et al. Distance Protection

for HVDC Transmission Lines Considering Frequency-dependent Parameters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28 (3):723 – 732.

[30] Xiaodong Zheng, Nengling Tai, Zhongyu Wu, et al. Harmonic Current Protection Scheme for Voltage Source Converter – based High – voltage Direct Current Transmission System[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2014, 8(9): 1509 – 1515.

[31] Ramesh M, Laxmi AJ. Fault Identification in HVDC Using Artificial Intelligence——Recent Trends and Perspectives[C]. Proceedings of international Conference on Power, Signals, Controls and Computation (EPSCICON), 2012:1 – 6.

[32] W. Leterme, S. P. Azad, D. V. Hertem. A Local Backup Protection Algorithm for HVDC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4):1767 – 1775.

[33] S. P. Azad, W. Leterme, D. V. Hertem. Fast Breaker Failure Backup Protection for HVDC Grids[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 138:99 – 105.

[34] Tang L X, Ooi B T. Locating and Isolating DC Faults in Multi – terminal DC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(3):1877 – 1884.

[35] 赵成勇, 许建中, 李探. 全桥型 MMC – MTDC 直流故障穿越能力分析[J]. 中国科学:技术科学, 2013, 43 (1):106 – 114.

[36] 罗永捷, 李耀华, 李子欣, 等. 多端柔性直流输电系统直流故障保护策略[J]. 电工电能新技术, 2015, 34 (12):1 – 6.

[37] 李斌, 何佳伟, 李晔, 等. 多端柔性直流系统直流故障保护方案[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36 (17): 4627 – 4636.

[38] 吴亚楠, 吕铮, 贺之渊, 等. 基于架空线的直流电网保护方案研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36 (14): 3726 – 3733.

[39] 李斌, 李晔, 何佳伟. 基于模块化多电平换流器的直流系统故障处理方案[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 1944 – 1950.

[40] 孔明, 汤广福, 贺之渊. 子模块混合型 MMC – HVDC 直流故障穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(30): 5343 – 5351.

[41] 吴婧, 姚良忠, 王志冰, 等. 直流电网 MMC 拓扑及其直流故障电流阻断方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2681 – 2694.

[42] 王俊生, 傅闯, 胡铭, 等. 并联型多端直流输电系统保护相关问题探讨[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34 (28): 4923 – 4931.

[43] 时伯年, 赵宇明, 孙刚. 柔性直流配电网保护方案研究及实现[J]. 南方电网技术, 2015, 9(9): 11 – 16.

[44] 付艳, 黄金海, 吴庆范, 等. 基于 MMC 多端柔性直流输电保护关键技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44 (18): 133 – 139.

[45] 董云龙, 凌卫家, 田杰, 等. 舟山多端柔性直流输电控制保护系统[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(7):169 – 175.

[46] 滕予非, 汤勇, 汪晓华, 等. 特高压直流输电工程直流分压器动态特性及其引起的误闭锁机理研究[J]. 电网技术, 2016, 40(9): 2646 – 2653.

(收稿日期:2016 – 10 – 06)

(上接第 54 页)

[3] 解婷, 汤广福, 郑健超, 等. 高压直流晶闸管阀故障电流下反向电压特性的分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(1):140 – 145.

[4] Karady G, Gilsing T. The Calculation of Transient Voltage Distribution in a High Voltage DC Thyristor Valve[J]. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 1973, 92(3): 893 – 899.

[5] 郭焕, 温家良, 汤广福, 等. 高压直流输电晶闸管阀关断的电压应力分析[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30 (12):1 – 6.

[6] Karady G, Gilsing T. The Calculation of Turn – off Over Voltages in a High Voltage DC Thyristor Valve[J]. IEEE Transaction on Power Apparatus and System, 1972, 91 (2): 565 – 574.

[7] 蓝元良, 汤广福, 印永华, 等. 串联晶闸管反向恢复暂态过程的研究[J]. 电网技术, 2006, 30(16):15 – 19.

[8] 邹刚, 陈祥训, 郑健超, 等. 用于电力电子系统暂态过程分析的晶闸管宏模型[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(6): 1 – 5.

[9] Shamas NY, Rahimo MT, Hoban PT. Effects of External Operating Conditions on the Reverse Recovery Behaviour of Fast Power Diodes[J]. European Power Electronics and Drives Journal, 1999, 8(2): 11 – 18.

[10] Frederick MM, Harold JR. The Recovered Charge Characteristics of High Power Thyristors[J]. IEEE Transaction on Industry Applications, 1976, 12(3): 305 – 311.

作者简介:
刘隆晨(1987), 博士, 主要从事高压直流输电技术和放电等离子体应用的研究。

(收稿日期:2016 – 09 – 21)

基于小波能量相对熵的 HVDC 输电线路单端保护方法

李小鹏¹,高 杉²,林 圣²,张 纯¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;
2. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:高压直流(high voltage direct current ,HVDC)输电线路目前配置的行波主保护动作速度快,但灵敏性不足,耐过渡电阻能力差,后备保护能够弥补这一缺点,但存在延时时间长的问题。为提高保护的灵敏性和可靠性,研究了基于小波能量相对熵的单端暂态量保护。利用平波电抗器和直流滤波器内外电流特定频带能量的差异,构造单端电流小波能量相对熵判据,实现区内外故障的识别。基于 PSCAD/EMTDC 的仿真结果表明,该保护原理能快速、可靠地识别区内外故障。

关键词: 高压直流输电线路;直流滤波环节;小波能量相对熵

Abstract:The presented main protection for HVDC transmission lines acts fast, but it has low sensitivity and low anti - resistance ability. The backup protection can compensate this disadvantage but its operation speed is slow. In order to improve the reliability and sensitivity of the protection, the single - ended transient protection based on relative entropy of wavelet energy is studied. The internal fault and external fault are discriminated by the relative entropy criterion which is constructed using the differences of the currents on both sides of the smoothing reactor and the DC filter under the specific frequency bands. Simulation result based on PSCAD/EMTDC show that the proposed protection scheme can discriminate the internal fault and external fault quickly and reliably.

Key words: HVDC transmission line; DC filtering unit; relative entropy of wavelet energy

中图分类号: TM773 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954 (2017) 01 - 0071 - 05

0 引 言

HVDC 输电线路两端装设的平波电抗器和直流滤波器构成线路边界,对暂态高频信号呈带阻传变特性。文献[1-2]根据直流滤波环节对区内、外故障表现的阻抗特征差异,利用特定频率分量电流实现了全线速动,该方法利用直流线路侧分流器电流,与正常运行时直流线路中很大的负荷电流相比,故障前后的电流变化不明显。因此,文献[3]中利用滤波器支路正常运行时电流很小的特点,仅利用滤波器支路特定频点电流实现了灵敏性较高的全线速动。而针对利用某频段电流幅值大小构建保护判据缺乏普遍适用的整定原则、耐过渡电阻差等问题,又提出了利用高、低频电流幅值之比区分直流线路区内、外故障的方法^[4]。为提高保护可靠性,提出了

基金项目:中国博士后科学基金资助项目(2016M592659)

利用多种不同信号处理方法的直流输电线路暂态量保护,文献[5]提出了一种采用基于小波变换提取暂态信号高频段能量的线路保护方案,而文献[6-8]则分别提出了基于数字滤波器、Hilbert - Huang 变换以及改进傅氏算法的直流输电线路保护方案。另外,考虑到特高压直流输电线路也对故障暂态信号高频量有衰减作用,会影响保护对故障的判别,因此提出利用保护元件区分对侧区内、外故障的特高压直流输电线路单端电压暂态保护原理^[9]。文献[10-11]利用来自直流线路区外的高频电压信号通过平波电抗器和直流滤波器能量显著减小这一特征,通过计算小波变换后高、低频信号小波能量之比判别区内、外故障。还利用 Hilbert - Huang 变换求取对侧电流的瞬时频率,以确定故障发生在对侧区内还是区外^[12]。

下面拟利用区内、外故障时直流滤波环节两侧电流能谱特征差异,寻找合适的信号处理方法对区

内、外故障特征进行量化表达,实现保护的可靠动作。

1 HVDC 输电系统结构及故障特征分析

1.1 HVDC 输电线路的滤波环节

HVDC 输电系统结构包括换流变压器、换流站、平波电抗器、直流滤波器及输电线路。直流线路边界如图 1 所示,滤波环节由平波电抗器和直流滤波器组成,直流输电系统一般配备双调谐滤波器或三调频滤波器。以某一直流工程为例,分流器 1、2 分别检测直流滤波环节内、外的电流。随着智能电网的快速发展,使数字化内部数据共享成为可能^[3]。

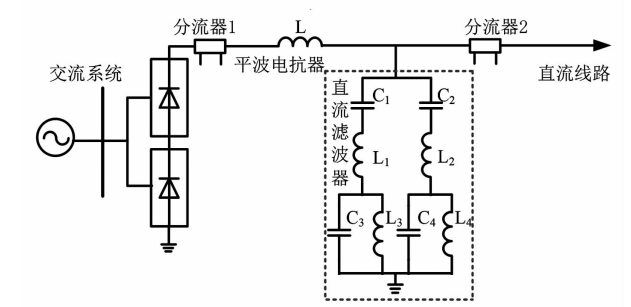


图 1 平波电抗器和双调谐滤波器构成的滤波环节

图 1 中,2 组参数不同的直流滤波器构成双调谐滤波器,其中 L 为平波电抗器参数, C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 、 L_1 、 L_2 、 L_3 、 L_4 为直流滤波器参数。设平波电抗器的阻抗为 Z_1 ,两直流滤波器的阻抗分别为 Z_2 和 Z_3 ,整个直流滤波器组的阻抗为 Z_4 , $\omega = 2\pi f$,则

$$Z_1 = j\omega L \tag{1}$$

$$Z_2 = \frac{1}{j\omega C_1} + j\omega L_1 + \frac{1}{\frac{1}{j\omega L_3} + j\omega C_3} \tag{2}$$

$$Z_3 = \frac{1}{j\omega C_2} + j\omega L_2 + \frac{1}{\frac{1}{j\omega L_4} + j\omega C_4} \tag{3}$$

$$Z_4 = Z_2 \parallel Z_3 \tag{4}$$

由滤波环节结构可知,在直流输电线路区内故障和区外故障时,滤波环节对于电流的阻滞作用也不同。也就是说,滤波环节内、外电流的各频段能量差异明显,利用该特征的输电线路保护能够实现全线速动。

1.2 直流工程滤波环节的阻抗特征分析

HVDC 单极输电线路滤波环节如图 2 所示。区外故障时,高频分量受到较强的阻滞作用,两分流器

处感受到的电流高频分量较小。线路区内发生故障时,故障产生的高频分量无阻碍地传到分流器 2 处;而分流器 1 处的电流将受到滤波环节的影响高频成分衰减严重,因此直流输电线路滤波环节的存在使两侧电流各频段能量不同。

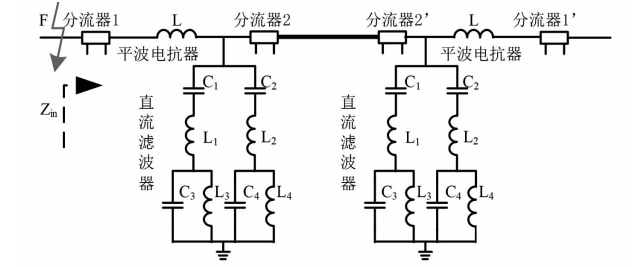


图 2 HVDC 单极输电线路滤波环节示意图

图 2 给出了从阀侧看直流滤波环节的网络拓扑,忽略直流线路阻抗,且令线路对端平波电抗器短路。当平波电抗器外侧发生故障时,从故障点看进去的输入阻抗为

$$Z_{in} = Z_1 + \frac{Z_4}{2} \parallel Z_1 \tag{5}$$

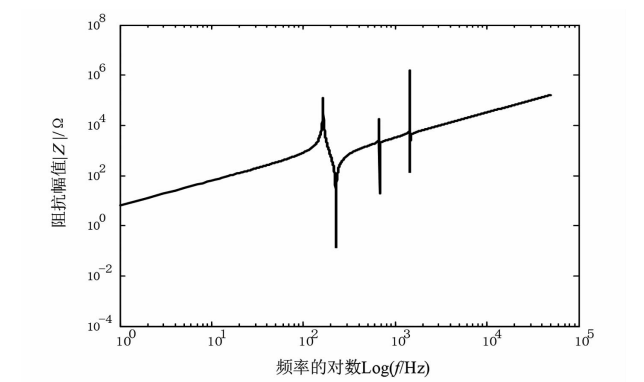


图 3 滤波环节阻抗特性

对应于图 2 所示发生区外故障时的阻抗特征如图 3 所示。其对高频分量有明显的阻滞作用,频率越高,阻滞作用越明显,即频率较高的分量难以从直流线路区外传到直流线路上。而低频部分则不受影响,因此直流输电系统发生区外故障时,电流通过滤波环节高频段能量衰减,低频段能量变化不大。

2 小波能量相对熵

2.1 小波变换的基本原理

对信号 $x(k)$ 进行小波变换后,在第 j 分解尺度下 k 时刻的高频分量系数为 $d_j(k)$,低频分量系数为 $a_j(k)$,进行单支重构后得到的信号分量 $D_j(k)$ 、 $A_j(k)$ 所包含的信息频带范围如下:

$$\begin{cases} D_j(k) : [2^{-(j+1)}f_s, 2^{-j}f_s] \\ A_j(k) : [0, 2^{-(j+1)}f_s] \end{cases} (j=1, 2, \cdots, J) \quad (6)$$

式中 f_s 为信号采样频率。则原始信号序列 $x(k)$ 可以表示为各分量的和,即

$$\begin{aligned} x(k) &= D_1(k) + A_1(k) \\ &= D_1(k) + D_2(k) + A_2(k) \\ &= \sum_{j=1}^J D_j(k) + A_J(k) \end{aligned} \quad (7)$$

为统一,用 $D_{j+1}(k)$ 代替 $A_j(k)$ 则有

$$x(k) = \sum_{j=1}^{J+1} D_j(k) \quad (8)$$

式中, $D_j(k)$ 为信号 $x(k)$ 在不同尺度下的分量,也称为信号的多尺度表示。此多尺度表示可以直接用作分类的特征子集。

2.2 小波能量相对熵的定义

对于信号 $x_i(k)$ 在 j 尺度的能量为 $E_{ij} = \sum_{k=1}^N D_j^2(k)$, 其中 $k = 1, 2, \cdots, N$, N 是采样点个数。则所有信号在尺度 j 的总能量为

$$E_j = \sum_{i=1}^h E_{ij} \quad (9)$$

式中, $i=1, 2, \cdots, h$, 共有 h 个信号, 由此可得尺度 j 下信号 $x_i(k)$ 的能量与总能量之比为

$$P_{ij} = \frac{E_{ij}}{E_j} \quad (10)$$

其中, $\sum_{i=1}^h p_{ij} = 1$ 。

由此可得, $h=2$ 时, 两信号 $x_l(k)$ 、 $x_m(k)$ 在尺度 j 下的能量与总能量之比分别为 p_{lj} 、 p_{mj} 。定义信号 $x_l(k)$ 相对于信号 $x_m(k)$ 的小波能量相对熵为

$$M_{lm} = \sum_{j=1}^J \left| p_{lj} \ln \frac{p_{lj}}{p_{mj}} \right| \quad (11)$$

类似的, 信号 $x_m(k)$ 相对于信号 $x_l(m)$ 的小波能量相对熵为 M_{ml} 。因此, 定义信号 $x_m(k)$ 与信号 $x_l(k)$ 之间的小波能量相对熵为

$$M = M_{lm} + M_{ml} \quad (12)$$

利用小波能量相对熵描述滤波环节内外检测到的电流的各频段能量差异, 随时间的变化。

2.3 区内外故障时小波能量相对熵特征

某实际工程仿真模型中, 在正极线路区内 1 499 km 处设置金属性接地故障, 故障时刻为 0.35 s。图 4 中电流是两极电流经相模变换解耦后的电流, 由图可知, 直流滤波环节内外电流小波能量相对熵大于 1。

在逆变站负极平波电抗器外侧设置过渡电阻为 300 Ω 的接地故障, 故障时刻为 0.35 s。如图 5 直

流滤波环节内外电流小波能量相对熵小于 1。

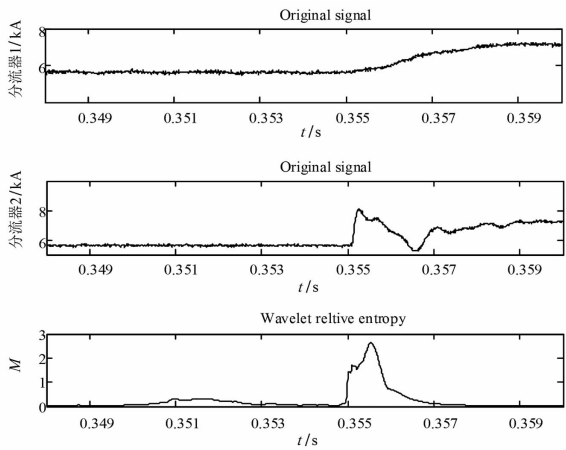


图 4 线路末端故障时两解耦后电流波形及小波能量相对熵

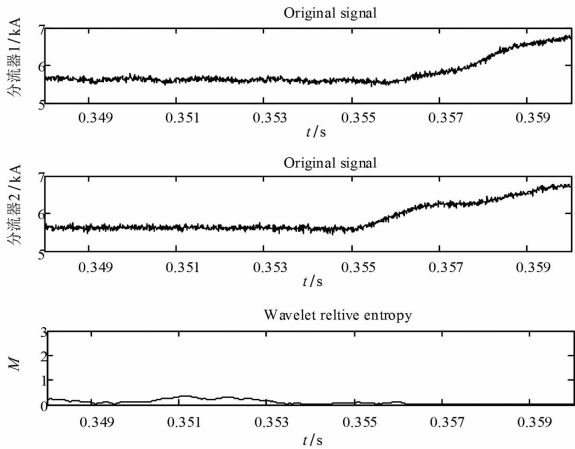


图 5 逆变侧电抗器外故障时两解耦后
电流波形及小波能量相对熵

3 基于小波能量相对熵的 HVDC 输电线路单端保护

小波能量相对熵可以表征两信号能谱值的概率分布之间的差别, 相对熵值越大, 信号间差别越大。并且小波变换后对不同频带信息的选取, 可以使小波能量相对熵表征 HVDC 输电系统滤波环节两侧电流信号间特定频段的差别。由所提分析可知, 当发生区内故障时, 滤波环节两侧电流信号差别较大, 相对熵值较大; 当发生区外故障时, 滤波器两侧电流信号差别较小, 相对熵值较小。因此, 利用故障后直流滤波环节两侧电流信号的小波能量相对熵可实现区内故障的识别。由式 (13) 计算两个分流器感受到的电流信号的小波能量相对熵, 即 M 表示两电流信号的小波能量相对熵, ε 为给定阈值, 若

$$M > \varepsilon \quad (13)$$

则判断为 HVDC 输电线路区内故障。

小波分解、重构层数选取 4,可区分受阻滞作用较明显的高频段与不明显的低频段。数据窗长度选为 3 ms。

综上,利用小波能量相对熵识别区内、外故障的流程如图 6 所示。

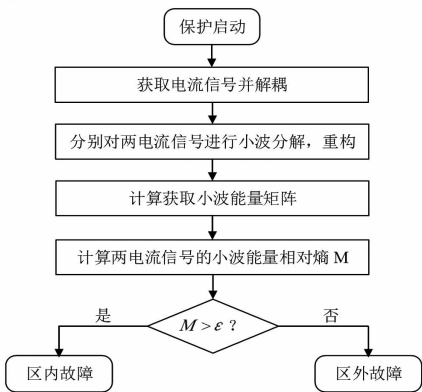


图 6 基于小波能量相对熵的 HVDC 输电线路单端保护流程图

4 仿真分析

在 PSCAD/EMTDC 中建立 ±800 kV 直流输电系统仿真模型。模型参数设置参考文献[13],系统额定电压为 800 kV,额定电流为 4 kA,双极输电容量为 6 400 MW,直流线路全长 l 为 1 500 km。模型中平波电抗器为 500 mH,直流滤波器采用双调谐滤波器。仿真设置采样频率为 100 kHz,加入了信噪比为 40 dB 的高斯白噪声,数据窗选用 3 ms, ε 确定为 1。

表 1 不同故障工况下单端保护判断结果

故障位置	过渡电阻/ Ω	小波能量相对熵 M	判断结果
F1	0.1	1.75	区内故障
	300	1.226	区内故障
	1 000	1.160	区内故障
F2	0.1	2.381	区内故障
	300	1.345	区内故障
	1 000	1.159	区内故障
F3	0.1	1.861	区内故障
	300	1.530	区内故障
	1 000	1.160	区内故障
F4	0.1	0.063 22	区外故障
F5	0.1	0.084 7	区外故障

为考察所提出的保护原理在不同故障工况下的适应性,HVDC 输电系统仿真中,设置如下故障:正极线路区内故障 F1(故障距离为 100 km),负极线路区

内故障 F2(故障距离为 750 km),极间故障 F3(故障距离为 500 km),正极整流站平波电抗器外侧故障 F4,逆变侧交流母线故障 F5。表 1 为在不同故障位置、故障距离及故障过渡电阻下的保护判断结果。

由表 1 的结果可知,所提出的保护原理不受故障位置影响,可正确判别线路末端故障,耐故障过渡电阻能力强,具有一定的耐噪声能力,在不同故障工况下均有较好的适应性。

5 结 论

在分析高压直流输电线路区内外故障时线直流滤波环节的阻抗特征的基础上,利用小波能量相对熵实现了高压直流线路单端保护。保护仅利用故障后 3 ms 电流数据快速识别区内外故障,无需线路对端的电气量信息。通过理论分析和仿真分析得到以下结论:

- 1) 小波能量相对熵可定量评价信号或系统状态的不确定性程度。通过小波能量相对熵可准确描述滤波环节两侧电流信号的能谱差异。
- 2) 区外故障时,直流滤波环节两侧分流器检测到的电流小波能量相对熵很小;直流滤波环节两侧分流器检测到的电流小波能量相对熵较大,据此可以区分区内外故障。
- 3) 大量 PSCAD/EMTDC 仿真结果表明,该保护方案在各工况下都能快速、可靠地识别区内外故障。

参考文献

[1] 高淑萍,索南加乐,宋国兵,等. 利用单端电流的高压直流输电线路全线速动保护[J]. 中国电机工程学报, 2012,32(7):107-113.

[2] 宋国兵,高淑萍,索南加乐,等. 一种识别高压直流输电线路区内、外故障的单端电气量全线速动保护方法:中国,201110209681.9[P]. 2011-11-23. http://www.drugfuture.com/cnpat/cn_patent.asp.

[3] 宋国兵,褚旭,高淑萍,等. 利用滤波器支路电流的高压直流输电线路全线速动保护[J]. 中国电机工程学报,2013,33(22):120-126.

[4] 宋国兵,冉孟兵,褚旭,等. 利用高低频电流幅值比的 VSC-HVDC 输电线路全线速动保护新原理[J]. 电网技术,2014,38(5):1402-1407.

[5] You M,Zhang B H,Cao R F. Study of Non-unit Transient-based Protection for HVDC Transmission Lines[C].

Asia – Pacific Power and Energy Engineering Conference, Wuhan, China; Wuhan University, 2009; 1 – 5.

[6] 张嵩, 尤敏, 张保会, 等. 基于数字滤波方法的单端暂态量保护边界元件的实现[C]. 中国高等学校电力系统及其自动化专业第二十五届学术年会, 长沙, 中国: 长沙理工大学, 2009; 1 – 6.

[7] Zhang S, Zhang B H, You M. Realization of the Transient – based Boundary Protection for HVDC Transmission Lines [C]. International Conference on Power System Technology, Hangzhou, China; CSEE, 2010; 1 – 7.

[8] 张保会, 张嵩, 尤敏, 等. 高压直流线路单端暂态量保护研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(15): 18 – 23.

[9] 陈仕龙, 束洪春, 万春红, 等. 一种特高压直流输电线路

路单端电压暂态保护原理[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(3): 26 – 31.

[10] 束洪春, 刘可真, 朱盛强, 等. ± 800 kV 特高压直流输电线路单端电气量暂态保护[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(31): 108 – 117.

[11] 刘可真. 特高压直流输电线路暂态保护和故障测距问题研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2013.

[12] 张杰. 特高压直流输电线路暂态保护研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2014.

[13] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

(收稿日期: 2016 – 09 – 21)

(上接第 31 页)

表5 入地电流为5 000 A 时, 变压器中性点接地
电流测量值和仿真值比较

站点	测量结果/A	仿真结果/A
泸州站	-8.30	-8.38
叙府站	-4.10	-4.78
纳溪站	-4.01	-5.05
杨桥站	-0.24	0.27
玉观站	-0.64	-0.95
林庄站	3.00	4.56
高石站	-2.70	-2.10
龙头站	-4.70	-5.60
江南站	-0.03	0.19
城南站	0.60	0.92
双龙站	0.23	0.68
方山站	-3.10	-2.81

3 结 论

介绍了基于场路耦合建模思路的直流偏磁仿真计算方法。该仿真方法能够较为准确地计算直流偏磁在电网中的分布。基于该方法建立的模型可以预判直流输电单极检修、单极闭锁、双极不对称运行等多种大地回路运行方式下直流偏磁风险, 为制定抑制措施, 保证电网设备安全和稳定运行起到了积极作用。通过将仿真结果与实际测试结果进行比对, 说明了该模型能够较为准确地模拟直流偏磁现象。

参考文献

[1] 王明新, 张强. 直流输电系统接地极电流对交流电网

的影响分析[J]. 电网技术, 2005, 29(3): 9 – 15.

[2] 张雪松, 黄莉. 基于 PSCAD/EMTDC 的变压器直流偏磁仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(19): 78 – 84.

[3] 李晓萍, 文习山, 陈慈萱. 单相变压器直流偏磁励磁电流仿真分析[J]. 高电压技术, 2005, 11(9): 93 – 99.

[4] 马玉龙, 肖湘宁, 姜旭, 等. 用于抑制大型电力变压器直流偏磁的接地电阻优化配置[J]. 电网技术, 2006, 30(3): 62 – 65.

[5] 蒋伟, 黄震, 胡灿, 等. 变压器接小电阻抑制直流偏磁的网络优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(16): 89 – 94.

[6] 王晓希, 阮羚, 文习山, 等. 基于深层大地电阻率的直流偏磁电流特征分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(5): 1536 – 1543.

[7] 张波, 赵杰, 曾嵘, 等. 直流大地运行时交流系统直流电流分布的预测方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(13): 84 – 88.

作者介绍:

梁晓斌(1986), 博士、工程师, 研究方向为电力系统稳定与控制、多物理场仿真;

魏 巍(1984), 博士、高级工程师, 研究方向为电力系统稳定、高压直流输电;

滕予非(1984), 博士、高级工程师, 研究方向为电力系统及其新型输电的分析与控制;

丁理杰(1981), 博士、高级工程师, 研究方向为电力系统稳定及控制。

(收稿日期: 2016 – 11 – 04)

特高压直流输电保护性闭锁动作策略研究

李 乾¹,张 祥²,李 然²,王 业^{3,4},孔祥平⁴,王书征⁵

(1. 许继电气股份有限公司,河南 许昌 461000;2. 国网江苏省电力公司检修分公司,江苏 南京 211100;
3. 国网江苏省电力公司,江苏 南京 210024;4. 国网江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211102;
5. 南京工程学院,江苏 南京 211167)

摘 要:以某在建±800 kV 特高压直流输电工程为背景,研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时,不同的闭锁时序策略。对每种故障分别从整流站和逆变站进行分析,考虑 set $\alpha = 90^\circ$ 、移相和投旁通对不同动作策略的优异,同时考虑是否会造成直流电流过冲、是否会造成直流电流过零、是否能快速地转移系统中的能量、是否能快速地隔离故障区域以及当极区发生故障时,选取某种策略另一极是否会换相失败;当阀区发生故障时,选取某种策略另一阀组是否会发生换相失败等因素,从而得到较为合理的极区故障及阀区故障的闭锁策略。为验证策略的合理性及优异性,利用工程调试所搭建的 RTDS 仿真平台,同时利用该工程控制保护系统进行试验,试验结果表明,所选取策略相对以前的策略具有较为显著的改进,可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况,为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

关键词: 特高压直流;移相;投旁通对;set $\alpha = 90^\circ$;换相失败

Abstract: On the basis of one specific ±800 kV ultra high voltage DC (UHVDC) project in China, the block sequence strategies are mainly discussed under different circumstances when pole faults and valve faults happen on rectifier station and inverter station. The differences among several actions such as set $\alpha = 90^\circ$, retarding and firing the bypass pairs are considered when analyzing each fault on rectifier and inverter side. Meanwhile, whether these actions can bring a large DC current or make DC current reach zero, or can transfer the energy in the system and then isolate the fault, whether these strategies can bring commutation failure should also be considered. In terms of valve fault, one certain reasonable block strategy for pole faults and valve faults can be obtained after considering whether the strategy can bring commutation failure on another valve group. At last, the effectiveness and priority of the strategies are verified on the RTDS simulation platform based on the project commissioning. The test results indicate that the proposed strategy is much better than the previous strategy in that it can prevent commutation failure in many operating conditions and it can avoid the current interruption. Thus, it can provide instructive suggestions for the protective block strategy in the future ultra high voltage DC project.

Key words: UHVDC; retarding; firing the bypass pairs; set $\alpha = 90^\circ$; commutation failure.

中图分类号: TM773 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0076-05

0 引 言

近年来,超特高压直流输电技术日趋成熟,并被广泛应用,其特点是输送电容量大,输电距离远,可节约大量的输电走廊资源及提高电网的安全稳定水平。超特高压直流输电技术对中国能源资源优化配置和全国电力系统联网的格局已产生重大而深远的影响^[1]。从早期的三常、三广和贵广等±500 kV 超高压直流输电工程到近期的向上、复奉、宾金、锦苏、溪浙等±800 kV 特高压直流输电,电压等级越来越

高,±800 kV 已成为特高压直流输电的主流电压等级,近期±1 100 kV 工程昌吉换流站也已开工建设。在±500 kV 超高压直流输电工程中,通常采用12脉动单阀组结构^[2-3];而在±800 kV 特高压直流输电工程中,尽管有公司表明已经可生产单阀组±800 kV 的结构,但考虑到换流变压器的重量和运输尺寸等相关因素,国内特高压工程暂未使用该技术,主流设计依然采用将2个±400 kV 12脉动阀组串联的结构^[4-5]。

正是由于该结构,决定了控制保护的闭锁策略与常规超高压工程有所区别,因为超高压工程单极

只有 1 个阀组,不存在阀组闭锁和极闭锁的区别,而特高压工程有 2 个阀组串联,则当某一阀区发生故障时,应该将该阀组闭锁并隔离,从而不影响双极其他另外 3 个阀组的正常运行,而当极区发生故障时,则应该将该极闭锁并隔离,从而不影响另一极 2 个阀组的正常运行。

以国内某在建 $\pm 800\text{ kV}$ 工程为背景,在仿真调试阶段,详细研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时,不同的闭锁时序策略,对每种故障分别从整流站和逆变站进行分析:考虑 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 、移相和投旁通对不同动作策略的优异;同时考虑是否会造成直流电流过冲、是否会造成直流电流过零、是否能快速地转移系统中的能量、是否能快速地隔离故障区域以及当极区发生故障时选取某种策略另一极是否会发生换相失败,当阀区发生故障时选取某种策略另一阀组是否会发生换相失败等因素,从而得到较为合理的极区故障及阀区故障的闭锁动作策略。同时,为验证策略的合理性及优异性,借助工程调试所搭建的 RTDS 仿真平台,同时利用该工程控制保护系统进行试验,试验结果表明,所选取策略相对以前的策略具有较为显著的改进,可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况,为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

1 特高压直流阀区保护的特点

1.1 特高压直流输电阀组结构

相对 $\pm 500\text{ kV}$ 的超高压直流输电, $\pm 800\text{ kV}$ 的特高压直流输电工程将单 12 脉动改为双 12 脉动结构,每 1 个极有 2 个阀组串联而成。如图 1 所示,每 1 个 12 脉动阀组同时并联有旁路开关 BPK10 和旁路刀闸 BK12。

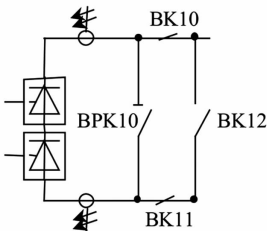


图 1 特高压直流输电单阀组结构

特高压直流输电采用该种结构后,单极可单阀组或双阀组运行,运行方式更加灵活^[6-7]。但运行方式的多样化带来了其保护动作策略较超高压直流

输电系统更为复杂。对于某一阀组区内故障,如换流变压器阀侧故障或换流器故障,需要通过保护性闭锁停运该阀组但又不影响其他在运阀组,故设计合理的动作策略并结合高速旁路开关来隔离故障显得尤为重要。

1.2 特高压直流输电阀区保护特点

特高压直流输电工程单极拥有 2 个 12 脉动阀组串联而成,每个阀区配置各自的阀区保护。如图 2 所示,单个阀区除配置了与常规超高压直流输电相同的保护,如换流器阀短路保护、换相失败保护、阀差动保护、阀过流保护外,还配置了特高压直流输电工程特有的保护,如旁通开关保护、旁通过对过负荷保护及换流器过压保护(需具有换流器中点 UDM 测点)。其中阀短路保护与阀差动保护作为阀故障的主保护,而阀过流保护一般作为阀短路保护的后备保护。

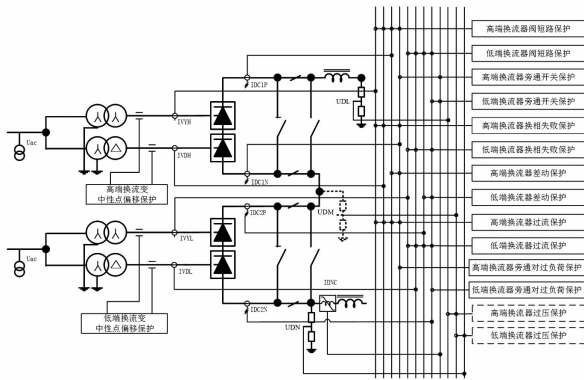


图 2 特高压直流输电阀区保护配置

1.3 特高压直流输电保护动作策略

特高压直流控制保护系统会根据不同的保护动作产生不同的动作后果,这些动作主要包括:换流阀移相(包括 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 和强制移相)、换流阀闭锁、功率回降、投旁通对、合旁通开关、交流断路器跳闸、启动断路器失灵保护、闭锁交流断路器、极隔离、重合转换开关、合上中性母线接地刀闸^[8]等。

闭锁就是指移除换流阀的触发脉冲,触发脉冲移除后,电流一旦为 0,阀组就会自动关断。为了不对系统造成冲击,实现快速平滑的闭锁,除了移除触发脉冲外,针对不同的故障类型,在移除触发脉冲前还需要进行投旁通对(同一 6 脉冲阀组内连接到同一交流相的两个相对的阀,可以为直流侧电流提供一个电流通路,泄除能量)、移相等操作,不同的动作组合就形成了不同的闭锁类型^[8-9],如 XYZS 闭锁等(某些厂家还具有 U 闭锁)。XYZS 闭锁大致可

以用如下特点来进行区分: X 闭锁为不投旁通对闭锁,是较为严重故障时的闭锁; Y 闭锁为有条件执行的闭锁,如过流等故障、交流侧故障及手动闭锁; Z 闭锁为投旁通对闭锁,是大部分直流侧故障时的闭锁; S 闭锁为特殊类型的闭锁,如逆变侧阀短路、极差或单一桥换相失败等。

与超高压直流输电工程不同,在特高压工程中,所有的闭锁都是针对阀组的,不是针对极的。如果要闭锁一个极,极控主机会同时发闭锁命令至阀组层,同时闭锁两个阀组。需要注意保护动作后,整流站和逆变站执行的闭锁逻辑可能各不相同。例如逆变站执行了 Z 闭锁,整流站并不一定执行 Z 闭锁^[10]。所以在调试时,需要针对整流站及逆变站分别分析,研究两站动作策略各自的优异性及相互之间的配合关系。

1.4 set $\alpha = 90^\circ$ 、强制移相和投旁通对

set $\alpha = 90^\circ$ 、强制移相和投旁通对这 3 种动作策略的不同使得故障时其动作后对系统产生的影响也大不相同,仿真阶段将对该 3 种动作策略在不同工况下的动作效果进行研究,在阀区故障和极区故障时提出较为优异的动作逻辑。

1) set $\alpha = 90^\circ$: 把触发角限制值缓慢移动到 90° ,使阀组进入零功率状态,便于投旁通对和合旁路开关,持续时间大约 200 ~ 300 ms,属于慢速移相。

2) 强制移相 (retard): 一般只在整流站才具有的动作策略,把触发角快速移相至 120° ,以抑制直流电流的增大,待直流电流下降到 0.05 p. u. 时再移相至 160° ,直流电流下降至 0.03 p. u. 时闭锁点火脉冲,整体持续时间大约 110 ~ 120 ms,其中将触发角由 15° 移相至 120° 持续时间大于 20 ~ 30 ms,该段属于快速移相。

3) 投入旁通对 (BPPO): 当旁通对投入时,直流回路被短路,直流无法通过换流变压器,因此交直流之间被隔离,使得交流侧电流迅速降低,可以快速跳开交流侧断路器 (Trip ACC),同时由于旁通对的投入,使得直流侧发生短路,直流电压迅速降低至 0,从而直流网中的能量得以快速释放,便于故障的快速恢复。其持续时间大约为几毫秒到十几毫秒,属于极速释放能量的一种方式。

2 整流站和逆变站极区故障和阀区故障策略对比研究

2.1 整流站极区故障

传统策略: 整流侧极区发生故障后,传统策略为保护性闭锁该故障极,当逆变侧收到整流站闭锁命令后直接投入旁通对。

问题分析: 该策略会造成逆变站直流电压迅速降低,造成电流短时过冲,有可能引起对极换相失败。试验波形如图 3 所示。

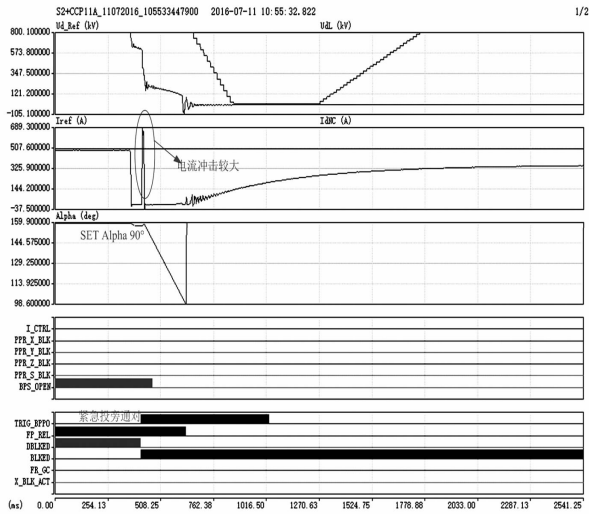


图 3 整流站极故障保护性闭锁极时逆变侧直接投入旁通对时逆变侧波形

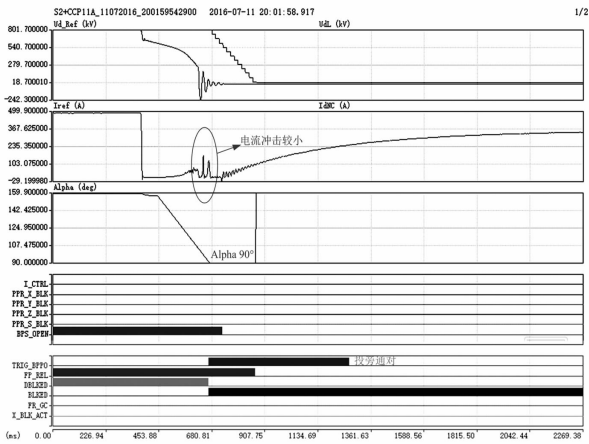


图 4 整流站极故障保护性闭锁极时逆变侧采用 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑时逆变侧波形

改进策略: 是否可以在逆变侧直接投旁通对之前,在逆变侧添加 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑使直流电压缓慢下降? 但是如果采用 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑,整流侧直流电压下降速度有可能快于逆变侧电压下降速度,故有可能

会造成大约 200 ms 的直流电流过零断续问题,是否可行?针对该想法进行试验,试验录波如图 4 所示。

试验结论:逆变侧在投旁通对前加入 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑可以缓慢地降低逆变侧直流电压,抑制电流过冲现象。同时由于是极闭锁工况,所以不用考虑 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 引起的直流电流过零问题,故该工程在整流侧保护性闭锁极时,逆变侧在投旁通对之前加入 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑。

2.2 逆变站极区故障

传统策略:当逆变站极区发生故障时,传统策略为逆变站直接投入旁通对,通过保护性闭锁该极,整流站收到逆变站闭锁命令后强制移相。

问题分析:整流侧采用移相策略时,直流电压下降过慢,使电流过冲较大;试验时,过冲电流串入对极,造成了在运对极的一次换相失败。试验录波如图 5 所示。

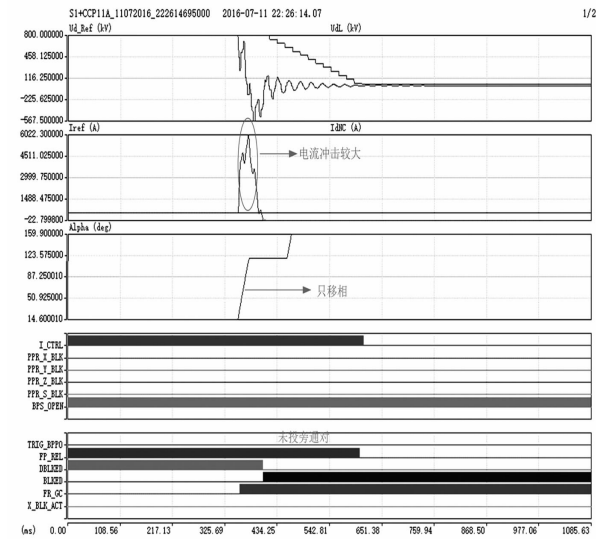


图 5 逆变站极区故障保护性闭锁时
整流侧移相时整流侧波形

改进策略:由于投旁通对速度较快,可以快速降低整流侧电压,是否可以在逆变侧保护性闭锁时使整流侧立即投入旁通对,来防止电流过冲导致另一极的换相失败。针对该策略进行试验,试验录波如图 6 所示。

试验结论:如图 6 所示,逆变侧故障时,整流侧直接投入旁通对虽然可以快速降低直流电流,但会造成直流系统的振荡。考虑到移相策略的可靠性相对投旁通对要高(当发生故障时,较大电流流过阀组,投旁通对有可能不一定成功),同时也可以快

速地将能量从系统中转移,故虽然造成了一次对极的换相失败,仍然决定保留原有策略:即逆变侧保护性闭锁极时,整流侧走正常 Y 闭锁逻辑,更为优秀的策略有待进一步研究。

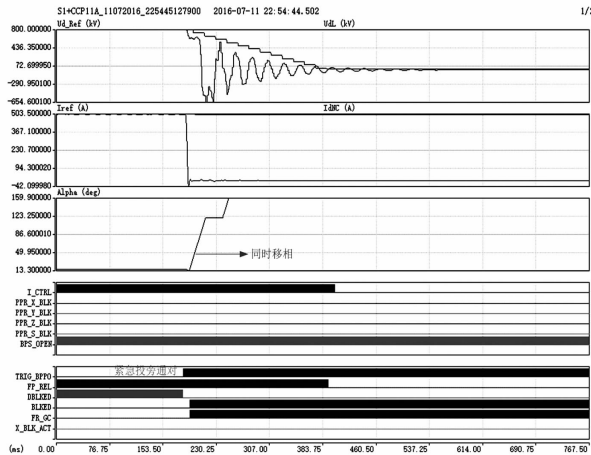


图 6 逆变侧保护性闭锁时整流侧投旁
通对时整流侧波形

2.3 整流站阀区故障

传统策略:当整流站阀区发生故障时,传统策略为整流站保护性在线闭锁阀组,逆变站采用 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑。

问题分析:如果逆变站采用 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑,则有可能产生电流长时间过零的情况,由于为阀区故障,故障阀组退出运行不应影响该极另一健全阀组正常运行,故不允许像极区故障那样存在电流长时间过零情况。

改进策略:去除逆变站收到整流站阀组闭锁后的 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑,防止电流长时间过零。

2.4 逆变站阀区故障

传统策略:当逆变站阀区发生故障时,传统策略为逆变站保护性闭锁在线退出故障阀组,直接投入旁通对,而整流站在收到逆变站闭锁信号后,立即投入旁通对闭锁。

问题分析:此时由于逆变站传递闭锁信号给整流站大约需要 10 ~ 20 ms 的通讯延时,所以会引起逆变站在投入旁通对后,直流电压先下降,此时直流电流过冲会导致在运行的另一 12 脉动健全阀组的任一桥换相失败保护动作,闭锁在运健全阀组。试验录波如图 7 所示。

改进策略:1) 逆变站在运另一健全阀组在故障阀组闭锁时立即增加 γ 角 10° ,增大换向裕度,防止

换相失败;2)故障阀组延时 30 ms 投入旁通对,防止立即投入旁通对造成的大电流过冲;3)去除整流侧与逆变站故障阀组对应的阀组的 $\text{set}\alpha = 90^\circ$ 逻辑,直接投入旁通对,以快速衰减整流侧电压,防止大电流过冲。针对上述 3 种策略进行试验,录波如图 8 所示。

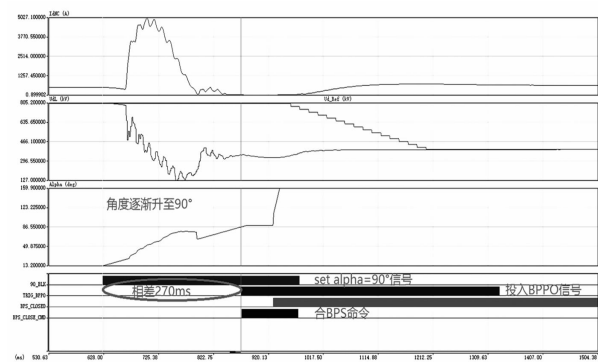


图7 逆变站阀区故障保护性在线退出阀组时整流侧采用 $\text{set}\alpha = 90^\circ$ 时整流侧波形

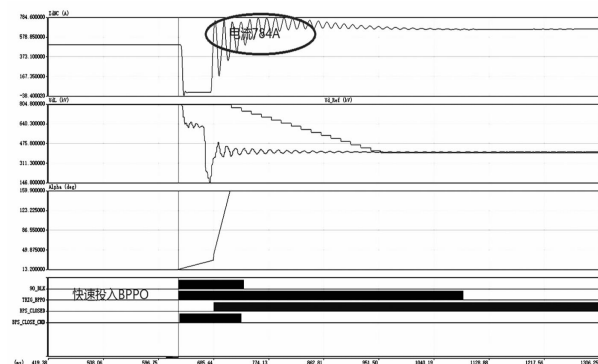


图8 逆变侧保护性在线闭锁阀组时整流侧直流投入旁通对时整流侧波形

试验结论:通过改进策略的 3 种措施可以降低直流侧电流过冲,防止在运另一健全阀组的换相失败,所以本工程逆变侧保护性在线闭锁阀组时,采用上述 3 个策略。

3 结 论

以某在建 $\pm 800\text{ kV}$ 特高压直流输电工程为背景,研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时,不同的闭锁时序策略。其中,针对整流站极区故障,采用逆变侧在投旁通对前加入 $\text{set}\alpha = 90^\circ$ 的逻辑,其可缓慢地降低逆变侧直流电压,抑制电流过冲现象;针对整流站阀区故障,去除逆变站收到整流站阀组闭锁后的 $\text{set}\alpha = 90^\circ$ 逻辑,防止电流长时间过零;

针对逆变站阀区故障,采用 3 个改进过的策略,分别为:1)逆变站在运另一健全阀组在故障阀组闭锁时立即增加 γ 角 10° ,增大换向裕度,防止换相失败;2)故障阀组延时 30 ms 投入旁通对,防止立即投入旁通对造成的大电流过冲;3)去除整流侧与逆变站故障阀组对应的阀组的 $\text{set}\alpha = 90^\circ$ 逻辑,直接投入旁通对,以快速衰减整流侧电压,防止大电流过冲。

试验结果表明,所选取的策略相对以前的策略具有较为显著的改进,可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况,为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

参考文献

[1] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京:中国电力出版社,2004.

[2] 徐宏雷, 郑伟, 周喜超, 等. 特高压直流输电系统对电网谐波污染的仿真分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 28(7):1-5.

[3] 杨志栋, 李亚男, 殷威扬, 等. $\pm 800\text{ kV}$ 向家坝—上海特高压直流输电工程谐波阻抗等值研究[J]. 电网技术, 2007, 31(18):1-4.

[4] 赵军, 曹森, 刘涛, 等. 贵广直流输电工程直流线路故障重启动策略研究及优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23):126-132.

[5] 周浩, 余宇红. 我国发展特高压输电中一些重要问题的讨论[J]. 电网技术, 2005, 29(12):4-12.

[6] 石岩, 韩伟, 张民, 等. 特高压直流输电工程控制保护系统的初步方案[J]. 电网技术, 2007, 31(2):11-15.

[7] 陶瑜, 马为民, 马玉龙, 等. 特高压直流输电系统的控制特性[J]. 电网技术, 2006, 30(22):1-4,53.

[8] 霍鹏飞, 王国功, 刘敏, 等. 向上 $\pm 800\text{ kV}$ 特高压直流输电工程的直流保护闭锁策略[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(9):137-144.

[9] 李少华, 刘涛, 苏匀, 等. $\pm 800\text{ kV}$ 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.

[10] Hans Hillborg. Xiangjiaba - Shanghai $\pm 800\text{ kV}$ UHVDC Transmission Project Switching Sequences and Interlocking, IJNL100119-390[S]. 2007.

(收稿日期:2016-10-03)

特高压变压器调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性

汤会增,程朝磊,黄健金,岳雷刚,余开伟
(国网河南省电力公司检修公司,河南 郑州 450007)

摘 要:针对特高压变压器主体变压器与调压补偿变压器分体结构的特点,介绍了特高压变压器差动保护配置方案,通过对调压及补偿绕组内部故障的动态模拟试验,得出大差差动保护对调压补偿变内部故障灵敏度不足,说明调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性。

关键词: 特高压变压器;独立调压补偿变压器;差动保护;动态模拟试验

Abstract:For the characteristics of split structure of UHV main transformer and the regulating and compensating transformer, the configuration scheme of differential protection for UHV transformer is introduced. Through the dynamic simulation experiment of internal faults of regulating and compensating windings, it is concluded that the sensitivity of differential protection of main winding is insufficient for the internal faults of regulating and compensating transformer, which explains the necessity of independent differential protection.

Key words: UHV transformer; independent regulating and compensating transformer; differential protection; dynamic simulation experiment

中图分类号:TM772 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0081-03

0 引 言

特高压变压器由于制造工艺、绝缘及运输等因素的影响,采用主体变压器与调压补偿变压器分体的结构方式,两者通过外部导线进行电气连接^[1]。相对于整个特高压变压器线圈,调压补偿变压器所占线圈匝数比例较低,大差差动保护不能够完全保护整个调压补偿变压器^[2],因此需要配备单独的调压补偿变压器差动保护。下面通过动模试验分析了特高压调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性。

特高压变压器结构如图 1 所示,采用分相和分体式结构,主变压器高、中、低压侧采用 YN,yn,d11 的绕组接线方式,110 kV 低压侧带补偿绕组调压^[3],其主要参数如表 1 所示,TA 主要参数如表 2 所示。

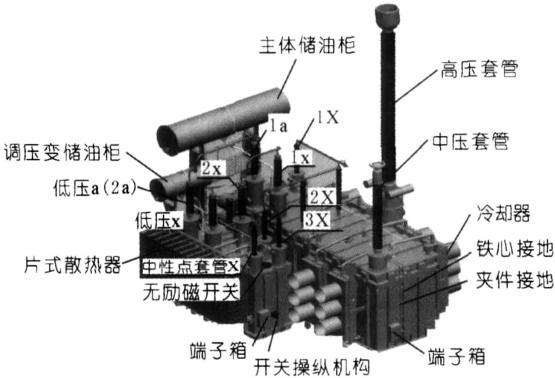


图 1 特高压变压器整体示意图

表 1 1 000 kV 特高压变压器及其动模模型参数

项 目		原型设计参数	动模模型参数
主变压器	额定容量(相)	1 000/1 000/334 MVA	2.5/2.5/0.83 kVA
	额定电压(相)	1 050/ $\sqrt{3}$:525/ $\sqrt{3} \pm 5\%$:110 kV	1 000/ $\sqrt{3}$:500/ $\sqrt{3}$:100 V
	短路阻/%	$U_{H-M} = 18, U_{H-L} = 62, U_{M-L} = 40$	$U_{H-M} = 14.8, U_{H-L} = 67.8, U_{M-L} = 52.3$
调压绕组	额定容量(相)	59 MVA	147.5 VA
	额定电压及变比	110:5% $\times$ 1050/ $\sqrt{3}$ kV, $n = 3.63$	110:5% $\times$ 1 000/ $\sqrt{3}$ V, $n = 3.81$
补偿绕组	额定容量(相)	18 MVA	45 VA
	额定电压及变比	5% $\times$ 1 050/ $\sqrt{3}$:5.4 kV, $n = 5.61$	5% $\times$ 1 000/ $\sqrt{3}$:5.4 kV, $n = 5.35$

表 2 特高压变压器 TA 配置表

部位	TA 位置	变比
主体变压器	高压侧开关 TA1	3000/1
	中压侧开关 TA2	5000/1
	低压侧开关 TA3	4000/1
	低压侧套管 TA4	4000/1
	公共绕组套管 TA5	2500/1
调压变压器	调压变励磁绕组套管 TA7	1000/1
补偿变压器	补偿变励磁绕组套管 TA6	1000/1

主体变压器和调压补偿变压器通过外部电气导线连接,其接线原理如图 2 所示。其中 SV 串联绕组、CV 公共绕组和 LV 低压绕组三部分组成主体变压器,TV 调压绕组和 EV 调压变励磁绕组组成调压变压器,LE 补偿变励磁绕组、LT 补偿绕组组成补偿变压器^[4-5]。

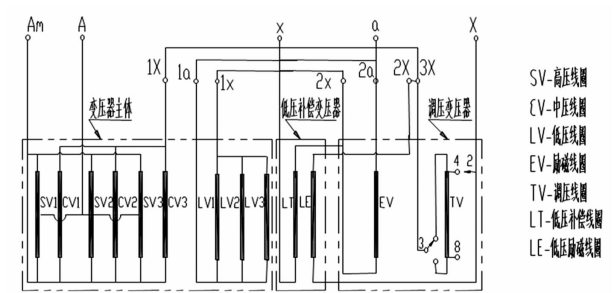


图 2 主体变压器与调压补偿变压器接线原理图

2 变压器差动保护配置方案

特高压变压器配备的差动保护如图 3 所示。大差差动保护为主保护,基本能够反映变压器内部所有的故障;但对部分内部轻微匝间故障的反应灵敏性不足,因此需要配置故障分量差动保护用来提高主变压器在负荷较大的情况下发生内部轻微匝间故障的灵敏性;配置分相差动保护可以用来提高主绕组内部匝间轻微故障时的灵敏度;配置零序差动保护可以用来提高发生单相接地故障时差动保护的灵敏度;分侧差动保护则可以躲开励磁涌流和过励磁危害,同时还能提高相间短路故障的灵敏性。由于调压绕组和补偿绕组的匝数相对于主变压器绕组匝数比例较低,且与主绕组不在同一个铁心上,为了提高调压变压器和补偿变压器发生匝间故障时的灵敏度,专门设置了独立的调压变压器和补偿变压器差动保护。

3 调压补偿变压器故障动态模拟试验

为验证特高压变压器调压变压器和补偿变压器配置独立差动保护的必要性,根据特高压交流试验

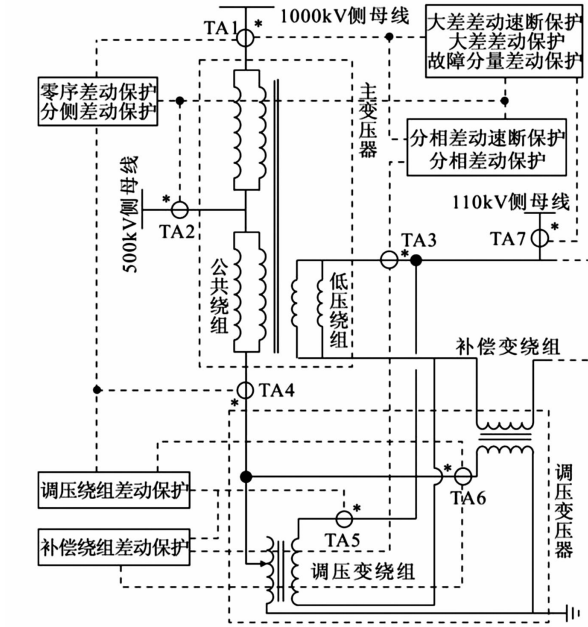


图 3 主变压器差动保护配置图

示范工程的系统参数设置动模试验模型,变压器模型主要参数如表 1 所示,试验接线如图 4 所示。

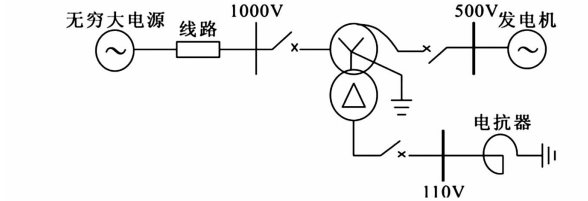


图 4 特高压交流变压器动模试验模型示意图

3.1 调压变压器绕组内部故障

分别模拟调压变压器高压侧绕组不同百分比匝间故障,可得主体变压器和调压变压器差动保护动作情况如表 3 所示。

表 3 调压变压器高压绕组匝间短路差动动作统计

差动动作情况					
故障情况	3%	5%	10%	15%	18%
主体变压器差动情况	未动作	未动作	未动作	动作	动作
调压变压器差动情况	动作	动作	动作	动作	动作

图 5 所示为调压绕组 C 相高压侧 10% 匝间故障时(A、B 相正常)差动电流幅值。图中 C 相大差差动保护的二次侧差动电流的幅值 I_d 低于门槛值,不能动作于故障。而调压绕组差动保护的 C 相差动电流的幅值 I_m 达到 3 A,可以快速正确动作。

分别模拟调压变压器低压侧绕组不同百分比匝故障,可得主体变压器和调压变压器差动保护动作情况如表 4 所示。

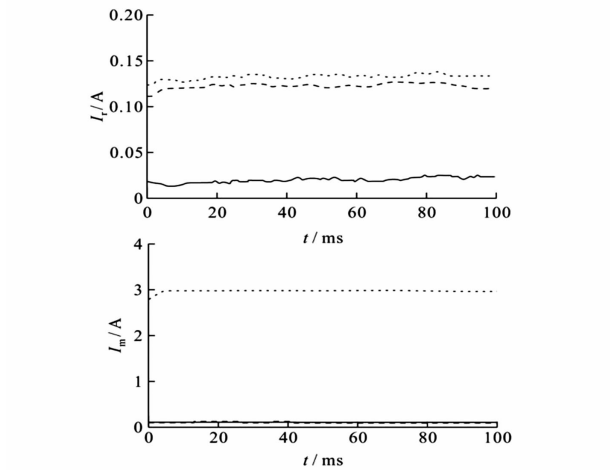


图5 调压线圈匝间故障试验差动电流分析

表4 调压变压器低压绕组匝间短路差动电流动作统计

差动动作情况					
故障情况	5%	15%	25%	35%	50%
主体变压器 差动情况	未动作	未动作	未动作	动作	动作
调压变压器 差动情况	动作	动作	动作	动作	动作

由上可知,大差差动保护不能够反应调压变压器高压线圈发生匝间 15% 以下故障和低压线圈发生 35% 以下匝间故障;而各种故障下调压变差动保护均可以快速正确动作。

3.2 补偿绕组内部故障试验

分别模拟补偿变压器高压侧绕组不同百分比匝间故障,主体变压器和补偿变压器差动保护的動作情况见表 5。

表5 补偿变压器高压绕组匝间短路差动动作统计

差动动作情况					
故障情况	5%	10%	15%	20%	40%
主体变压器 差动情况	未动作	未动作	未动作	未动作	未动作
补偿变压器 差动情况	动作	动作	动作	动作	动作

图 6 所示为补偿绕组 C 相高压侧 40% 匝间故障时(A、B 相正常)差动电流幅值。图中 C 相大差差动保护的二次侧差动电流的幅值 I_d 低于门槛值,不能动作于故障。而补偿绕组差动保护的 C 相差动电流的幅值 I_m 达到 0.8 A,可以快速正确动作。

由上可知,大差差动保护不能够反应补偿绕组高压线圈发生匝间 40% 及以下故障,而配置的补偿变压器差动保护可快速正确动作于匝间发生 5% 轻微故障。

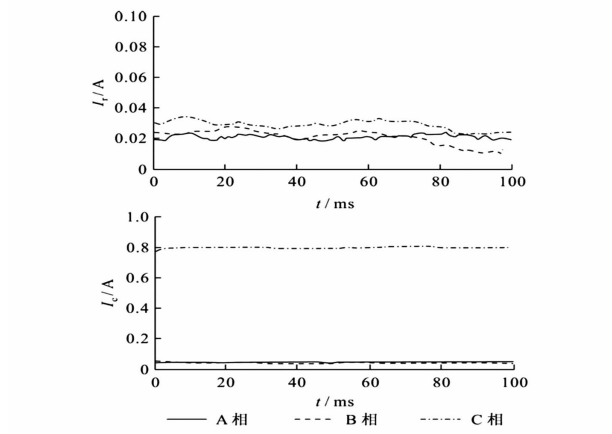


图6 补偿线圈匝间故障试验差动电流分析

4 结 论

针对特高压变压器的结构特点,研究了特高压变压器差动保护配置方案,通过动模试验分析了调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性。动模试验结果表明,调压变压器高压线圈发生匝间 15% 以下故障、调压变压器低压线圈发生 35% 以下匝间故障及补偿绕组高压线圈发生匝间 40% 及以下故障时,大差差动保护均不能够反应,灵敏度明显不足,而调压补偿变压器的差动保护均快速正确动作。因此,需要配置独立的调压变压器和补偿变压器差动保护,用来提高其内部匝间故障的灵敏度。

参考文献

[1] 邓茂军,孙振文,马和科,等. 1 000 kV 特高压变压器保护方案[J]. 电力系统自动化,2015,39(10):168-173.
[2] 文继锋,程骁,张晓宇,等. 特高压变压器差动保护研究[J]. 中国电机工程学报,2009,29(22):58-62.
[3] 郑涛,张婕,高旭. 一起特高压变压器的差动保护误动作分析及防范措施[J]. 电力系统自动化,2011,35(18):92-97.
[4] 邵德军,尹项根,张哲,等. 特高压变压器差动保护动态模拟试验研究[J]. 高电压技术,2009,35(2):20-36.
[5] 南瑞 1 000 kVRCS-978 变压器保护说明书[Z].
[6] 特高压交流工程二次设备动模试验研究试验报告[R].

作者简介:

汤会增(1982),硕士、工程师,从事超特高压变电运维检修工作;
程朝磊(1983),工程师,从事超特高压变电运维工作。

(收稿日期:2016-09-16)

特高压直流输电系统接地极线路保护性能分析

张 纯,滕予非

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘 要:接地极线路保护是特高压直流输电系统中重要的保护之一,现场运行情况表明目前的接地极线路保护存在缺陷。介绍了接地极线路保护的配置情况,并从原理上对接地极线路保护的性能进行了分析。最后,针对目前接地极线路保护存在的问题,从保护策略和故障隔离两方面提出了相关建议。

关键词: 接地极线路;不平衡保护;阻抗监视;性能分析;故障隔离

Abstract: Grounding electrode line protection is one of the most important protections of UHVDC transmission system. The field operation indicates that the present grounding electrode line protection has some defects. The protection configuration of grounding electrode line is introduced and the performance of grounding electrode line protection is analyzed theoretically. Finally, the relative suggestions are proposed as viewed from protection strategy and fault isolation according to the exsiting problems of the present grounding electrode line protection.

Key words: grounding electrode line; unbalance protection; impedance supervision; performance analysis; fault isolation

中图分类号:TM773 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)01-0084-05

0 引 言

接地极是特高压直流输电工程重要的组成部分,起到为双极不平衡电流提供通路以及钳制中性点电压的作用^[1]。为防止大量直流电流流入地造成的电磁效应、热力效应以及电化效应对换流站周边的人畜以及电力设备造成显著的影响,接地极距离直流换流站往往有几十甚至上百公里,换流站与接地极之间的电气连接则主要依靠接地极引线实现。如在四川境内投运的 3 条特高压直流工程接地极址与换流站之间的距离均超过了 50 km,宾金直流接地极址与换流站间的距离甚至超过了 100 km。

过长的距离不仅极大地增加了接地极引线的投资成本,也增加了接地极引线故障的概率,还造成换流站中性点电位抬高,增加了接地极引线保护和绝缘配置的难度。实际运行中,已多次发现接地极线路保护不正确动作的情况。也有不少学者针对接地极线路保护不正确动作的案例做了分析研究^[2-5]。若能对接地极线路保护存在缺陷进行原理性的分析,则有助于改进接地极线路保护策略,保证直流输电系统的安全运行。

在介绍接地极线路保护配置的基础上,通过理
基金项目:中国博士后科学基金资助项目(2016M592659)

论分析,厘清了接地极不平衡保护和阻抗监视存在的缺陷,并有针对性地提出了相关优化和改进建议。

1 现有接地极线路结构及保护配置

1.1 现有接地极线路结构

接地极线路的连接方式如图 1 所示。

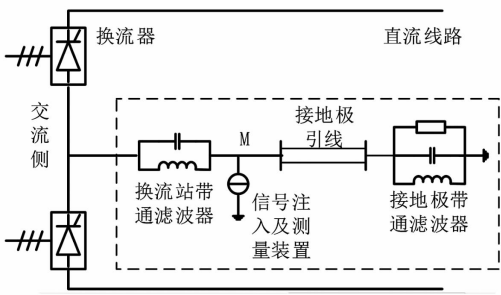


图 1 直流系统接地极线路连接方式

由图 1 可知,考虑到接地极线路最大流过电流可达数千安培,现有特高压直流工程接地极线路采用同杆双回并架的方式布置,两回接地极线路并列运行。杆塔常采用“十”字形塔,1 根地线挂在塔顶,2 根导线分挂在杆塔两侧,呈水平排列。每回接地极线路采用双分裂导线,两根子导线水平排列。

1.2 现有接地极线路保护配置

现有特高压直流工程中接地极线路主要配置有如下 3 种保护:接地极线路过负荷保护、接地极线路

不平衡保护和接地极线路阻抗监视。其中接地极线路不平衡保护以及接地极线路阻抗监视主要应对接地极线路异常接地的工况,因此这里主要介绍不平衡保护以及阻抗监视的原理。

1.2.1 接地极线路不平衡保护

如果接地极线路流过较大电流,一旦 1 条接地极线路发生接地或开路,两条线路会出现比较大的差流。根据这一原理,接地极线路不平衡监测通过检测接地极线路电流(I_{DEI1} 和 I_{DEI2}) 计算两条线路之间的差值以判断线路是否发生故障。一旦保护被触发,监控平台上将出现报警信息。

保护的判据及定值设置原则如下:

$$I_{\text{DL_NOM}} = 5\,000\text{ A};$$

保护判据:接地极线路差动电流 $I_{\text{DEL_DIFF}} =$

$$|I_{\text{DEI1}} - I_{\text{DEI2}}| > \Delta$$

典型定值: $\Delta 1 = 0.02 \times I_{\text{DL_NOM}}$;

$\Delta > \Delta 1$,延时 1 s,告警。

1.2.2 接地极阻抗监视策略

高压直流输电工程接地极线路采用双回并架的方式将双极不平衡电流输送至接地极,双回线路共用一套接地极线路阻抗监视系统(electrode line impedance supervision, ELIS)对线路故障状态进行检测。

ELIS 系统在换流站内向接地极线路注入 13.95 kHz 的高频电流,同时对注入点的同频电压进行检测,并计算出接地极线路的阻抗。ELIS 系统的动作条件为

$$|\dot{Z}_m - \dot{Z}_{\text{set1}}| \geq Z_{\text{set2}} \quad (1)$$

式中: $\dot{Z}_m$ 为测量阻抗; $\dot{Z}_{\text{set1}}$ 、 Z_{set2} 为整定阻抗。

由此可见,ELIS 系统的动作特性为一个圆特性,如图 2 所示。圆外为保护动作区,而圆内为保护非动作区。

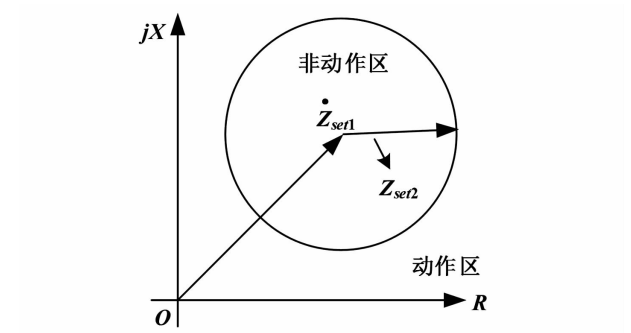


图 2 ELIS 动作特性

由图 2 可知, $\dot{Z}_{\text{set1}}$ 为动作特性圆的圆心,一般地,有

$$\dot{Z}_{\text{set1}} = \dot{Z}_{\text{normal}} \quad (2)$$

式中, $\dot{Z}_{\text{normal}}$ 为接地极线路正常运行时的阻抗,由于接地极线路运行方式较为单一,因此该值一般为恒定值,整定前通过线路实测参数仿真得到。而 Z_{set2} 则为动作特性圆的半径,根据运行经验一般取值在 30 ~ 40 Ω 之间。

当 ELIS 装置检测到接地极线路的阻抗值满足式(1)所示的条件,并持续一定时延,则向直流输电控制保护系统发送接地极线路异常信号,并向值班人员报警或进行相关操作。

为提高保护的可靠性并防止高频电流注入换流站,在接地极线路两端还分别串联了一个截止频率为 13.95 kHz 的带阻滤波器。其中,为减少线路上的驻波效应,接地极址侧的滤波器还会配置并联电阻,并联电阻的阻值与接地极线路的波阻抗匹配。

2 接地极线路保护性能分析

在 1.2 节中介绍了接地极线路所配置的 3 种保护配置的原理,其中接地极线路不平衡保护以及接地极线路阻抗监视主要应对接地极线路异常接地的工况。以下将对这两种保护的性能进行分析。

2.1 接地极线路不平衡保护性能分析

接地极线路不平衡保护依赖于两根线路间的差动电流,对于 $\pm 800\text{ kV}/5\,000\text{ A}$ 的特高压直流输电工程,其典型判据为

$$I_{\text{DEL_DIFF}} = |I_{\text{DEI1}} - I_{\text{DEI2}}| > I_{\text{set}} \quad (3)$$

式中, I_{set} 为不平衡保护门槛值,取为 100 A。

为了校核该保护的灵敏度,忽略接地极线路中的暂态分量,仅考虑单回线路金属接地的方式,可将双回接地极线路等值为如图 3 所示的模型。

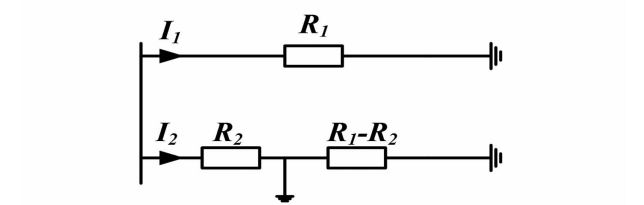


图 3 双回接地极线路等值模型

利用图 3 可以得到

$$\begin{cases} I_1 = \frac{R_2}{R_1 + R_2} I_D \\ I_2 = \frac{R_1}{R_1 + R_2} I_D \end{cases} \quad (4)$$

将式(4)代入式(3),可得

$$\frac{R_1 - R_2}{R_1 + R_2} I_D > I_{\text{set}} \quad (5)$$

因此,为保证保护可靠动作,需满足:

$$R_2 < \left(\frac{2}{1+k} - 1 \right) R_1 \quad (6)$$

其中,

$$k = \frac{I_{\text{set}}}{I_D} > 0 \quad (7)$$

由此可见,线路不平衡监测并不能保护线路全长,可以得到以下结论:

1) 双极不平衡电流越小,保护灵敏度越低。双极平衡运行时,接地极线路单回接地并不能有效动作,即使不平衡电流达到 5 000 A,在线路末端依然有 4% 的死区。

2) 当单回线路出现非金属性短路时,过渡电阻会使得保护灵敏度进一步缩小。

3) 特别地,当接地极线路双回线路同点接地时,由于故障后两根线路的电流依然相等,不平衡监视无法可靠动作。如 2014 年 6 月 5 日特高压宾金直流调试期间线路双回同点接地,在该故障下接地极线路不平衡监视未能可靠动作。

2.2 接地极线路阻抗监视性能分析

接地极阻抗监视通过对线路阻抗的测量实现对故障状态的判断,由于双极平衡运行工况下接地极线路上无直流电流流过,为保证监视功能的可靠性,阻抗监视装置将持续向线路注入 13.95 kHz 的高频电流,用以进行阻抗计算。

为了防止高频电流侵入换流站,接地极线路两侧装设了带阻滤波器实现了对注入信号的阻断,但由于接地极址侧的滤波器装置有并联匹配电阻,因此在计算线路正常运行时的阻抗,应该计及并联电阻的影响。

设定接地极址侧滤波器并联电阻阻值为 R_p ,则线路正常运行时的阻抗时 Z_{normal} 可通过式(8)进行计算。

$$Z_{\text{normal}}(s) = \frac{Z_{te}(s) Z_c \sinh \gamma l_T}{Z_{te}(s) (\cosh \gamma l_T) + Z_c \sinh \gamma l_T} \quad (8)$$

式中,

$$Z_{te}(s) = Z_c \sinh \gamma l_T + \frac{R_p Z_c \sinh \gamma l_T}{R_p (\cosh \gamma l_T - 1) + Z_c \sinh \gamma l_T} \quad (9)$$

特别地,接地极线路近似实现了末端并联电阻对线路的完全匹配,使得

$$Z_{\text{normal}}(s) \approx Z_c = R_p \quad (10)$$

当采用注入法进行接地极线路故障识别时,由

于注入信号的频率往往数倍于工频,电磁波的波长也成比例地降低,因此在分析近百公里的输电线路阻抗-距离特性时,必须考虑线路的分布参数模型。为便于理论分析与讨论,将线路模型简化为无损均匀传输线路与集中参数电阻串联的形式。

以下将推导线路故障后,测量阻抗与故障距离间的关系。由输电线路波过程的微分方程推导,可以得到单回输电线路任意两点间电压、电流关系满足:

$$\begin{bmatrix} U_M(s) \\ I_M(s) \end{bmatrix} = J(s) \begin{bmatrix} U_K(s) \\ I_K(s) \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$J(s) = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l + \frac{r_1 l}{Z_c} \sinh \gamma l & Z_c \sinh \gamma l + r_1 l \cosh \gamma l \\ \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma l & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{cases} r = s \sqrt{L_1 C_1} \\ Z_c = \sqrt{\frac{L_1}{C_1}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: U_K 、 U_M 分别是线路上 K 、 M 两点的电压; I_K 、 I_M 分别是线路上 K 、 M 两点的电流; Z_c 为输电线路的波阻抗; γ 为输电线路的传播系数; r_1 、 L_1 、 C_1 分别为线路单位长度的电阻、电感和电容; l 为线路上 M 点与 K 点间距离。设定 M 点为阻抗监视装置安装处,而当线路上 K 点发生金属性短路故障时,有 $U_K(s) = 0$ 。

将 $U_K(s)$ 代入式(11)~式(13),消去 $I_K(s)$,可以得到

$$U_M(s) = (r_1 l + s Z_c \tan \frac{2\pi l}{\lambda_{\text{in}}}) I_M(s) \quad (14)$$

式中, λ_{in} 为注入信号的电磁波波长。

由此可见,当输电线路首端注入角频率为 ω_{in} 的电流时,金属性故障后阻抗监视装置检测到的阻抗 Z_{fault} 为

$$Z_{\text{fault}} = (r_1 l + j \omega_{\text{in}} Z_c \tan \frac{2\pi l}{\lambda_{\text{in}}}) \quad (15)$$

由式(15)可知,当线路的故障距离小于 $\lambda_{\text{in}}/4$ 时,线路的阻抗与故障距离间的关系具有单调性;当输电线路长度超过 $\lambda_{\text{in}}/2$ 时,一旦出现金属性接地故障,阻抗监视装置测量到的阻抗虚部会随故障距离在 $(-\infty, +\infty)$ 范围内呈周期性变化,变化周期 f_Z 满足:

$$f_Z = \frac{\lambda_{\text{in}}}{2} \quad (16)$$

正是由于测量阻抗与故障距离间的周期性变化,导致阻抗监测装置无法采用传统距离保护的整定原则,而是通过测量阻抗与正常阻抗的偏差进行监测。但由于输入阻抗频率较高,阻抗的测量值受单位长度的电感、电容值影响极大,单位长度参数些许的变化,将会导致测量值出现明显变化。

由阻抗监视原理整定方法可知,整定值 Z_{set1} 是关于输电线路单位长度电阻、电感和电容的函数。然而,由于以下三点原因,通过实测方法获得的线路参数往往存在着误差:

- 1) 输电线路的电容、电感、电阻等物理量属于频变参数,利用低频信号测得的线路参数直接使用势必带来误差;
- 2) 线路参数测试设备本身存在 0.5% ~ 2% 的测量误差;
- 3) 随着环境温度、湿度等变化,线路参数也会略有变化。

设定线路参数的真实数值与实测结果如表 1 所示。为突出特点,设定线路测量参数中仅有电容存在 1% 的误差,电感、电阻测量结果则为准确值。

表 1 仿真系统中接地极线路实测参数

	$L/(mH \cdot km^{-1})$	$R/(\Omega \cdot km^{-1})$	$C/(\mu F \cdot km^{-1})$
真实值	2.370 9	0.262 6	0.007 638
实测值	2.370 9	0.262 6	0.007 714

根据表 1 所示参数,接地极线路正常运行时监测装置安装处监测到的系统阻抗 Z_{normal} 应为

$$Z_{normal} = 247.326 + j7.399 \Omega \tag{17}$$

而根据实测参数得到的整定值为

$$Z_{set1} = 251.482 + j17.285 \Omega \tag{18}$$

两者之间的欧氏距离达到 10.72 Ω 。

设定接地极线路在 4 km 处出现金属性短路故障,根据仿真结果,该工况下监测装置安装处检测到的阻抗 Z_m 为

$$Z_m = 249.234 + j42.481 \ 9 \ \Omega \tag{19}$$

根据上述计算结果,有

$$|Z_m - Z_{normal}| = 35.14 \ \Omega \tag{20}$$

$$|Z_m - Z_{set1}| = 25.30 \ \Omega \tag{21}$$

由此可见,虽然故障时监测装置检测到的阻抗与正常运行点阻抗间的偏差大于 30 Ω ,但由于检测阻抗与整定值间偏差小于 30 Ω ,根据传统 ELIS 的动作特性,监测装置出现拒动。

3 接地极线路保护改进及故障隔离建议

由上述分析可知,目前的接地极线路保护动作性能不佳,容易产生拒动,且动作结果缺乏有效的故障隔离手段。针对上述问题,可从以下两方面开展对策研究。

3.1 改进保护策略

针对接地极组成结构,分别在两条接地极线路的近站端和极址端安装专用的电子式电流互感器,在原有接地极不平衡保护的基础上实现纵联电流差动保护,通过横向和纵向比较两条接地极线路的差动电流实现对故障类型的辨识,提高保护动作的灵敏性和可靠性^[6]。

3.2 提高保护隔离故障的能力

接地极线路保护均已告警作为出口,后续的故障隔离均需依赖人工进行。因此,在接地极线路保护出口后增加合理的顺序控制行为,是提高保护有效隔离故障能力的重要保障。可考虑以下 3 种隔离故障的顺序控制行为:

- 1) 自动双极平衡功能;
- 2) 自动大地回线方式转金属回线方式功能;
- 3) 利用 NBCS 辅助熄弧功能。

4 结论及建议

在掌握接地极线路不平衡保护和阻抗监视原理的基础上,理论分析了两种保护的保护性能,得到以下结论:

- 1) 接地极线路不平衡保护无法保护接地极线路全长,保护的灵敏性与双极不平衡电流和过渡电阻有关,不平衡电流越小,保护灵敏性越低;过渡电阻越大,保护灵敏性越低。同时,不平衡保护不具备监测接地极线路双回线同点故障的能力。
- 2) 由于注入信号的频率过高,阻抗监视装置的测量阻抗与故障距离呈现周期变化,传统距离保护的整定原则无法适用。利用测量阻抗与正常阻抗偏差实现的整定方法受线路参数变化的影响,导致阻抗监视在实际运行中有拒动的可能。
- 3) 进一步改进接地极线路的保护策略,提高保护的故障隔离能力,是保证直流系统安全运行的有效措施。

参考文献

[1] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京:中国电力出版社, 2014.

[2] 朱韬析,何方,何焯勇,等. 南方电网直流输电系统接地极线路不平衡保护动作后果探讨[J]. 电力系统保护与控制,2009, 37(15):112-116.

[3] 余江,周红阳,黄佳胤. 接地极线路不平衡保护的相关问题研究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(3):26-29.

[4] 欧开健,韩伟强,黄立滨. 兴安直流接地极不平衡电流保护定值问题仿真试验研究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(4):98-100.

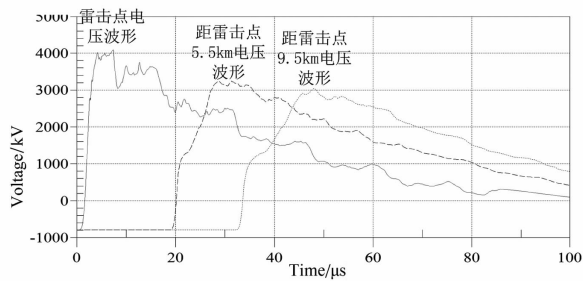
[5] 滕予非,汤涌,周波,等. 基于高频电压突变量的特高压直流输电系统接地极引线故障监测方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(1):72-78.

[6] 曾祥君,张玺,阳韬,等. 高压直流输电系统接地极不平衡保护改进措施研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(24):132-136.

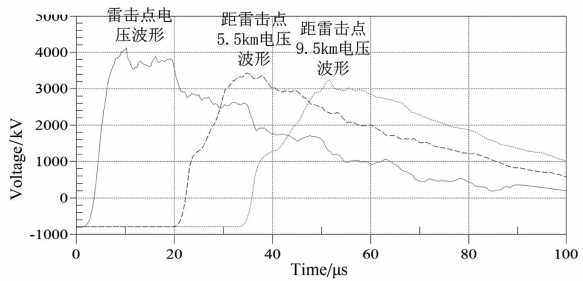
作者简介:
张 纯(1985),工程师,研究方向为特高压直流输电;
滕予非(1984),高级工程师,研究方向为特高压直流输电。

(收稿日期:2016-10-03)

(上接第 57 页)



(b) 雷电流波头时间 5 μs



(c) 雷电流波头时间 10 μs

图 6 不同波头时间下各观测点电压波形
电压幅值依然衰减了 21.6%。

4 结 语

1) 仅仅从雷电波沿导线传播过程中的衰减看,此次 90 号杆塔遭受雷电绕击导致 30 号杆塔绝缘击穿的可能性是极低的。

2) 从特高压直流线路雷电电晕损耗分析来看,雷电流幅值越大、波头越陡其在传播过程中的衰减(上升时间和幅值)越显著。

3) 通过分析,进一步证明了在输电线路雷电防护中专注易受雷击区段本身,不过分放大雷电过电压影响范围的策略是正确的。

参考文献

[1] 王峰,曾玉杰,曾鹏,等. 差异化防雷技术在湖南电网的应用[J]. 湖南电力,2015,35(1):34-39.

[2] 赵紫辉,吴广宁,曹晓斌. 计及冲击电晕的输电线路雷电过电压影响因素研究[J]. 电瓷避雷器,2013(2):109-118.

[3] 赵远强,吴慧芳. 输电线路“差异化”防雷治理的技术措施综述[J]. 山西电力,2015(1):41-45.

[4] 杨海龙,李荷薇,文艺,等. 冲击电晕模型下的 1 000 kV 输电线路雷电过电压分析[J]. 电气技术,2015(5):6-11.

[5] 杨庆,王荆,陈林,等. 计及冲击电晕的输电线路雷电绕击和反击智能识别方法[J]. 高电压技术,2011,37(5):1149-1157.

[6] 陈丛丛,张小青. 雷电波的衰减与变形问题研究[J]. 中国电力,2013,46(12):12-16.

[7] 敬海兵,张彼德,张俊,等. 冲击电晕对 1 000 kV 交流输电线路耐雷水平的影响分析[J]. 水电能源科学,2012,30(2):164-168.

[8] 杨鹏程,徐涛,叶奇明,等. 导线雷电冲击电晕特性试验研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(28):164-170.

[9] 杨鹏程,陈水明,何金良,等. 基于电晕笼的导线操作冲击电晕特性试验研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(34):165-173.

[10] 杨利彬. 考虑冲击电晕的输电线路耐雷性能研究[D]. 重庆:重庆大学,2009.

作者简介:
刘守豹(1983),博士、高级工程师,从事电力系统电磁暂态分析及工程电磁场数值计算方面的工作。

(收稿日期:2016-10-03)

特高压直流输电系统接地极线路 保护配置方案优化建议

刘俊杰¹,李 琨¹,陈沧杨²,李煜鹏¹,刘 鑫³

- (1. 国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000;
- 2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;
- 3. 国网山东省电力公司莒县供电公司,山东 日照 276500)

摘 要:接地极是特高压直流输电系统中重要的组成部分,结合宾金直流接地极调试及投运以来发生的两起接地极引线断线事件,尤其是2015年7月13日接地极引线1断线接地事件,利用单位电流法计算故障支路的电流分布系数,理论分析接地极线路接地和断线故障时电流变化特征,深入分析目前宾金直流接地极保护策略配置存在的缺陷,将纵联差动保护与不平衡保护相结合,形成一种能准确判断故障类型的新型保护配置方法,优化目前的保护动作策略,能有效提高接地极系统运行的稳定性。

关键词: 接地极;纵联差动保护;单位电流法;电流分布系数;不平衡保护

Abstract: Grounding electrode is the most important part of UHVDC transmission system. The comprehensive analysis for two broken faults in grounding electrode wire of Bin - Jin transmission system is given which occurred in commissioning period and operation period, especially broken fault occurred in line - 1 on July 13, 2015. The change characteristics of current with ground fault and broken fault in grounding line are analyzed by using unit current method to calculate the current distribution factor of fault branch. Based on deeply analysing the defects of current protection configuration and action strategy, a new protection configuration is proposed combing with longitudinal differential protection and unbalance protection. The method can judge the fault type accurately. And also the optimized action strategies is given which will effectively improve the stability of the grounding electrode system.

Key words: grounding electrode; longitudinal differential protection; unit current method; current distribution factor; unbalance protection

中图分类号:TM721.1 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2017)01 - 0089 - 06

0 引 言

接地极系统在特高压直流输电系统中起着重要作用,它的主要作用是钳制中性点电位以及在单极大地回线方式运行时为直流输电系统提供回路^[1],如果接地极线路发生故障时会对直流输电系统产生重要的影响,将直接威胁输电系统的安全和稳定^[2]。一般而言,接地极距离换流站几十至一百千米之间,主要是为了在单极大地回线方式下运行时接地极电流尽可能少地影响换流站等其他设施。比如宾金直流整流站的接地极距离宜宾站101.062 km。当宾金直流双极平衡运行时,流入接地极的不平衡电流很小,一般不超过十几安培;当直流以单极

大地回线方式运行时,尤其在额定负荷运行时,流入接地极的电流达上千安培^[3]。根据宾金直流接地极1年的运行情况来看,在目前的保护配置下,要准确判断出故障类型,实现对接地极故障的可靠保护是十分困难的。通过宾金直流接地线路调试和投运以来的两起引线断线事件,发现目前的接地极引线保护并不完善。

结合宾金直流接地引线保护的配置策略及事故实例,从理论上分析在单极大地回线方式下接地故障和断线故障时接地极引线上电流的变化量,引入交流线路中应用较为成熟的纵联电流差动保护,进一步优化原有的接地极引线保护方案。

1 单极大地回线下接地极线路故障类型特点

根据宾金直流大地回线的运行方式,将其等效为如图1所示模型。结合图1对接地极线路短路和断线故障现象进行对比分析。

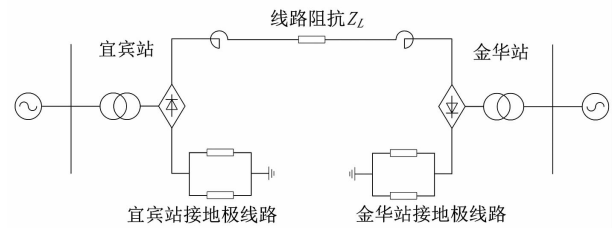


图1 单极大地回线运行方式等效模型

图1中宜宾站接地极线路模型进一步简化如图2所示。I号接地极线路阻抗为 Z_1 ,II号接地极线路阻抗为 Z_2 ,此时接地线路阻抗 $Z = Z_1 \parallel Z_2$ 。

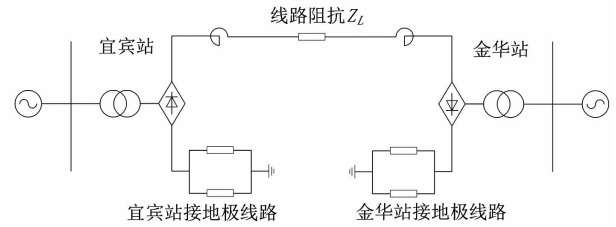


图2 宜宾站接地极线路等效电路图

1.1 接地极线路发生接地故障后接地极线路阻抗变化

当宜宾站至共乐接地极接地线路I发生接地故障时,如图3所示。 Z_3 为接地点到宜宾站接地极出线等值阻抗, Z_4 为接地点到接地极址的线路等值阻抗,有 $Z_3 + Z_4 = Z_1$, Z_{g0} 为接地点的等值阻抗。

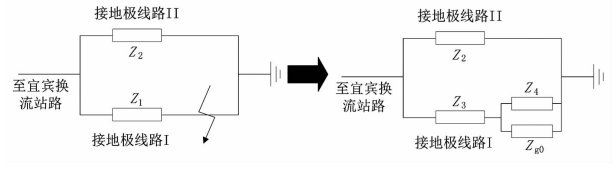


图3 宜宾站接地极线路接地故障等效电路图

发生接地故障后,无论是高阻接地、低阻接地还是接地短路,总有 $Z_3 + Z_4 // Z_{g0} < Z_1$,此时接地极回路阻抗相比于接地短路之前减小。因此,当宜宾站接地极线路发生接地故障之后,由于线路阻抗及金华站回路电抗没有变化,宜宾站接地极回路阻抗变小,直流输电系统回路中总的阻抗变小,直流输电系统中电流增大。同时在I、II两条接地极引线中会出现较大的电流差值。

1.2 接地极线路发生断线故障后接地极线路阻抗变化

当接地极线路发生断线故障后,等效短路图如图4所示。接地极线路总阻抗 $Z_2 > Z$, Z 为未发生断线之前接地极总阻抗。

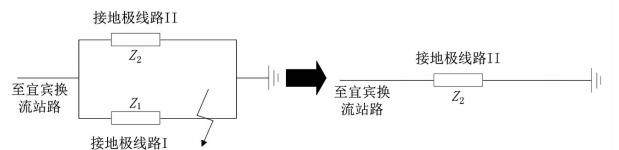


图4 宜宾站接地极线路断线故障等效电路图

因此,当宜宾站接地极线路发生断线故障之后,由于线路阻抗及金华站回路电抗没有变化,宜宾站接地极回路阻抗变大,直流输电系统回路中总的阻抗变大,直流输电系统中电流减小。未断线线路出现较大的电流,断线线路电流为0。

综上所述,当接地极系统发生接地或断线故障后,系统中电气量的变化如表1所示。

表1 单极大地回线下接地极引线接地和断线故障后直流系统电气量变化

故障类型	直流系统中 电流和电压变化	I和II线路 电流差值
接地	直流电流增大, 电压下降	两线路出现 较大的电流差值
断线	直流电流减小, 电压升高	两线路出现 较大的电流差值

2 宾金直流接地极保护配置及缺陷分析

2.1 宾金直流接地极引线过负荷保护及动作策略

宾金直流输电系统接地极过负荷保护是采用许继公司设计的保护策略^[4],其工作原理是检测接地极引线电流(I_{DE1} 和 I_{DE2})是否超过定值,其保护具有定时限特性。保护判据及定值设置为

$|I_{DE1}| > \Delta_1$ 或 $|I_{DE2}| > \Delta_1$; $I_{D_NOM} = 5\,000\text{ A}$
典型定值为 $\Delta_1 = 0.75 \times I_{D_NOM}$

表2 宾金直流接地极引线过负荷保护配置及动作策略

运行方式	定值设定	动作策略
任何方式	$\Delta > \Delta_1$ 时,延时 0.5 s	告警
单极运行	$\Delta > \Delta_1$ 时,延时 120 s	功率回降
双极运行	$\Delta > \Delta_1$ 时,延时 120 s	平衡双极运行

2.2 宾金直流接地极不平衡保护及动作策略

宾金直流输电系统接地极不平衡保护的工作原理是采用横联差动保护原理^[4],即测量两条接地极

线路上的电流差值,如果当一根接地极线路发生接地或开路时会有比较大的差流,其动作策略为不平衡值达到动作值之后,发告警信号。动作判据为

$$I_{\text{DEL_DIFF}} = |I_{\text{DELI}} - I_{\text{DEI2}}| > \Delta_1; I_{\text{D_NOM}} = 5\,000\text{ A}$$

典型定值为 $\Delta_1 = 0.02 \times I_{\text{D_NOM}}$

延时 1 s,告警。其中 I_{DELI} 、 I_{DEI2} 分别为两条接地极引线的电流。

表 3 宾金直流接地极引线不平衡保护配置及动作策略

运行方式	定值设定	动作策略
单极运行	$\Delta > \Delta_1$, 延时 1 s	告警
双极运行	$\Delta > \Delta_1$, 延时 1 s	告警

2.3 目前宾金直流接地极保护配置存在的缺陷

通过这些年接地极引线系统运行情况来看,接地极引线最常见的故障是接地故障和断线故障。宾金直流不平衡保护,无论单极或双极运行时发生断线还是接地故障,动作后果都是告警。显然这种配置策略是不合理的,因为当发生引线断线故障后,这类故障属于永久性故障,应采用极闭锁的保护策略,而不仅仅只是告警。

由第 1 节分析可知,当某一条接地极引线发生断线故障时,其主要特征是该断线引线无电流流过。当某一条接地引线发生近站点接地故障时,将造成大部分电流流入故障点,会导致另一条线路测量电流值很小或是接近于 0。在这两类故障情况下,电流大小会表现出相似的特征,两条引线都会出现较大的电流差值,因此目前宾金直流的接地极保护判据是无法准确判断是断线故障还是接地短路故障。同时,当接地极线路中的一条引线断线,将造成另一条线路长时间过流,对设备寿命造成巨大影响,甚至会进一步造成两条引线同时断线的严重后果。

表 4 宾金直流接地极过负荷及不平衡保护动作策略缺陷

保护	动作判据	动作策略	故障类型
过负荷保护	$ I_{\text{DELI}} $ 或 $ I_{\text{DEI2}} > 0.75 \times I_{\text{D_NOM}}$	单极运行: 延时 120 s 功率回降 (不合理)	过负荷
		双极运行: 延时 120 s 平衡	
不平衡保护	$ I_{\text{DELI}} - I_{\text{DEI2}} > 0.02 \times I_{\text{D_NOM}}$	告警 (不合理)	断线或接地 (判断不明)

2.4 宾金直流接地极导线接地断线实例

宾金直流接地极线路自 2014 年 6 月以来,发生过 2 次接地极线路断线事件。第 1 次是宾金直流系统调试期间直流偏磁测试试验时,运行方式为大地回路 4 000 A 运行,接地极址线路断线故障,发生故障后,在现有的接地极保护下,不平衡保护和过负荷均无任何报警。第 2 次是 2015 年 7 月 13 日,宾金直流满负荷运行时极 2 直流闭锁,宾金、复奉直流共乐接地极线路电流瞬时增大,导致接地极线路引线 1 过负荷断裂。

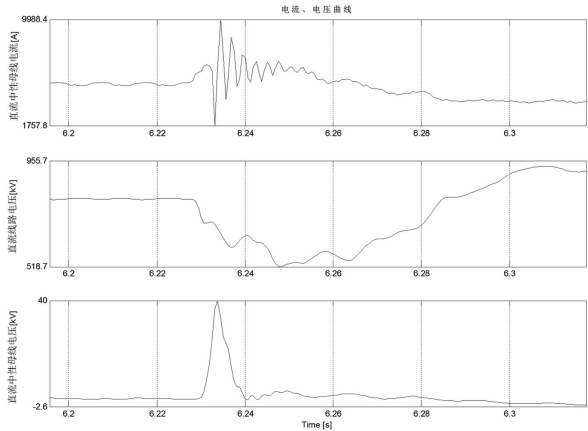


图 5 中性极线操作过电压及直流系统电压、电流变化

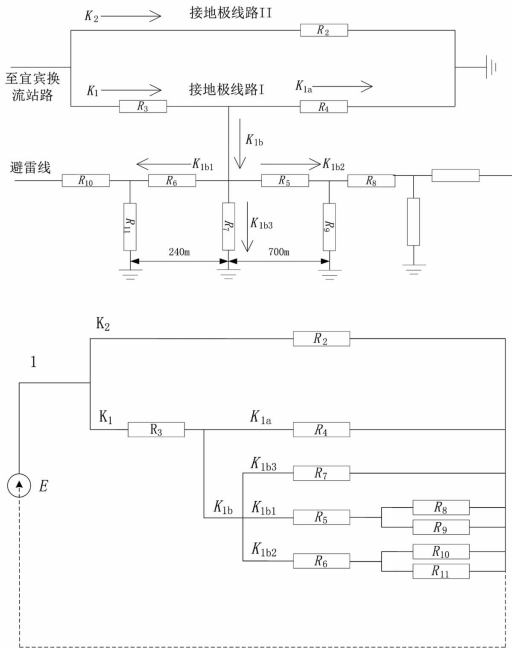


图 6 接地极引线断线故障后等效电路图

7 月 13 日事件过程中,由于宜宾站至共乐接地极线路上产生操作过电压,其峰值高达 40 kV,持续时间 12 ms,导致 11 号杆塔绝缘子串击穿后,接地极电流向避雷线和杆塔分流入地,随后过热导线在冲击力、张力及电流发热的共同作用下断裂。

由于流入接地极电流为直流,线路电抗 X_L 很小,计算时电抗可忽略不计,直接考虑电阻。宜宾站接地极线路导线电阻为 $0.065\ 5\ \Omega/\text{km}$,避雷线电阻为 $1.79\ \Omega/\text{km}$,11 号塔接地电阻约为 $9\ \Omega$ 。下面根据单位电流法^[5]计算流经避雷线及接地引线的电流,各支路分布系数计算等效图如图 6 所示(由于经过两级分流后,流经 R_8 之后的电流相对于较小,可忽略不计)。

根据图 6,各支路分布系数计算式如下:

$$k_2 = \frac{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] // R_4 + R_3}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] // R_4 + R_3 + R_2}$$

$$k_{1b} = \frac{R_2}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] // R_4 + R_3 + R_2} \times \frac{R_4}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7 + R_4}$$

$$k_{1a} = \frac{R_2}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] // R_4 + R_3 + R_2} \times \frac{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7 + R_4}$$

$$k_{1b1} = \frac{(R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7}{[(R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] + (R_5 + R_8 // R_9)} \times \frac{R_4}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7 + R_4} \times k_1$$

$$k_{1b2} = \frac{(R_5 + R_8 // R_9) // R_7}{[(R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] + (R_5 + R_8 // R_9)} \times \frac{R_4}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7 + R_4} \times k_1$$

$$k_{1b3} = \frac{(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})}{[(R_6 + R_{10} // R_{11}) // R_7] + (R_5 + R_8 // R_9)} \times \frac{R_4}{[(R_5 + R_8 // R_9) // (R_6 + R_{10} // R_{11})] // R_7 + R_4} \times k_1$$

通过具体线路参数及上式可得出各支路电流分布系数为

$$k_1 = 0.883; k_2 = 0.117;$$

$$k_{1a} = 0.117; k_{1b} = 0.776;$$

$$k_{1b1} = 0.314; k_{1b2} = 0.314; k_{1b3} = 0.138。$$

在 I_{DNE} 为 6 000 A 电流下,计算结果为
 流过避雷线的电流为 $k_{1b2} \times 6\ 000 = 1\ 884\ \text{A}$;
 流过 I 引线的电流为 $I_{\text{DEI1}} = k_1 \times 6\ 000 = 5\ 298\ \text{A}$;
 流过 II 引线的电流为 $I_{\text{DEI2}} = k_2 \times 6\ 000 = 702\ \text{A}$;
 根据以上计算出的分流结果,与故障录波中故障后的电流实际值基本吻合,故障录波 I_{DEI1} 、 I_{DEI2} 电流值如图 7 所示。

根据宜宾站接地极目前保护配置策略,在单极大地回线运行方式下,线路电流大于额定电流的 75% 即 3 750 A 时,满足过负荷保护动作判据,系统

延时 120 s 启动功率回降。而现场接地极保护实际动作结果为过负荷保护不平衡保护报警。过负荷保护并没有启动功率回降,说明过负荷保护定值不合理,延时太长。

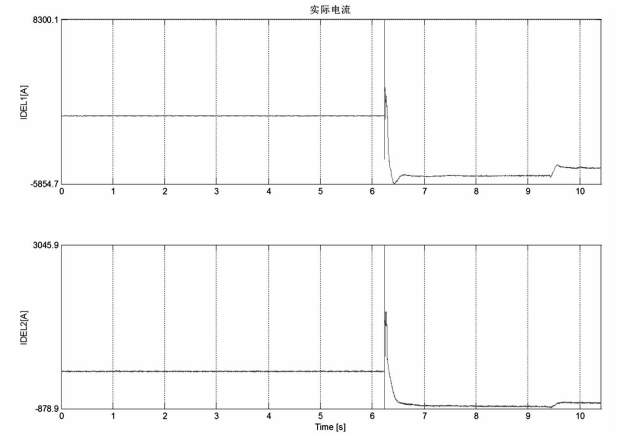


图 7 接地极引线断线故障前后故障录波图

综上所述,目前接地极系统保护策略缺陷如下:

- 1)接地极不平衡保护判据无法判断故障是接地故障还是断线故障;
- 2)接地极不平衡保护的保护动作策略不完善,无论是断线永久故障还是接地瞬时故障,只有告警;
- 3)单极大地运行方式下,接地极过负荷保护的定值设定不合理,延时太长。

3 基于纵联电流差动原理的接地极引线保护改进方案及优化建议

通过上述分析,可以看出,目前宜宾站接地极线路保护配置的缺陷是真实存在且无法满足目前运行要求。分析原因是:现有的不平衡保护是基于横联差动保护原理设计,设计中只在 2 条接地极引线的首端安装 2 个电流互感器,根据引线中的横差电流进行故障判断。设计如图 8 所示,虽然这种方法简单方便,但是从运行 1 年接地极出现的故障来看,亟待改进。



图 8 宜宾站接地极线路电流互感器配置图

针对单极大地回线方式下故障类型的特点,提出基于纵联差动保护^[6]与横联差动保护原理相结合的接地极故障判别方法,即在接地极引线的近站端和极址端均安装电流互感器。如图 9 所示,采集

接地极首末两端的电流,利用纵差电流保护与现有的横差电流保护(不平衡保护)进行配合。

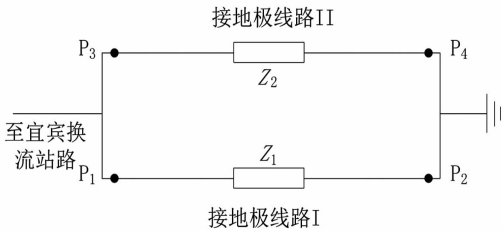


图 9 宜宾站接地极线路电流互感器配置改进方案图

图 9 中 P_1 、 P_2 、 P_3 、 P_4 测量电流值为 I_1 、 I_2 、 I_3 、 I_4 , 纵联差动保护的动作为 I_{set1} 、 I_{set2} , 其值依照躲过电流互感器不平衡电流值设定。原不平衡保护的动作为 $I_{set2} = 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 。

1) 接地极线路发生断线故障时

当 $|I_1 - I_3| > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_1 = I_2 \approx 0$ 时, 可以判断接地极引线 I 发生断线故障;

当 $|I_1 - I_3| > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_3 = I_4 \approx 0$ 时, 可以判断接地极引线 II 发生断线故障;

当 $|I_1 - I_2| > I_{set1}$, $|I_3 - I_4| > I_{set1}$, 且 $I_2 = I_4 \approx 0$ 时, 可以判断接地极引线发生双断线故障。

2) 接地极线路发生接地故障时

当 $|I_1 - I_2| > I_{set1}$, 可以判断接地极引线 I 发生接地故障;

当 $|I_3 - I_4| > I_{set1}$, 可以判断接地极引线 II 发生接地短路故障;

当 $|I_1 - I_2| > I_{set1}$ 且 $|I_3 - I_4| > I_{set1}$, 可以判断接地极发生双引线接地故障。

3) 接地极线路发生复杂故障时

当 $|I_1 - I_2| > I_{set1}$, $|I_1 - I_3| > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_2 \approx 0$ 时, 可以判断接地极引线 I 发生断线接地短路故障;

当 $|I_3 - I_4| > I_{set1}$, $|I_1 - I_3| > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_4 \approx 0$ 时, 可以判断接地极引线 II 发生断线接地短路故障;

当 $|I_1 - I_2| > I_{set1}$, $|I_3 - I_4| > I_{set1}$, $|I_1 - I_3| > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_2 = I_4 \approx 0$ 时, 可以判断接地极发生双引线断线接地短路故障。

通过第 2 节分析可知, 宾金直流目前的接地极保护动作策略不能完全满足运行条件, 因此建议在单极大地回线运行方式时发生接地极引线断线故障的情况下闭锁直流。当发生接地极线路接地短路故障时,

虽然多为瞬时故障时, 但直流往往无法自行灭弧, 需要将直流停运后进行灭弧, 因此建议移相重启, 重启不成功则闭锁直流。具体优化方案如表 5 所示。

表 5 优化方案判据及建议动作策略表

建议动作判据	故障类型	单极运行下 建议动作策略
$ I_1 - I_2 > I_{set1}$	接地极引线 1 接地故障	移相重启, 重启不成功 闭锁直流
$ I_3 - I_4 > I_{set1}$	接地极引线 2 接地故障	移相重启, 重启不成功 闭锁直流
$ I_1 - I_2 > I_{set1}$ $ I_3 - I_4 > I_{set1}$	接地极 发生双引线 接地故障	移相重启, 重启不成功 闭锁直流
$ I_1 - I_3 > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_1 = I_2 \approx 0$	接地极引线 1 断线故障	极闭锁
$ I_1 - I_3 > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_3 = I_4 \approx 0$	接地极引线 2 断线故障	极闭锁
$ I_1 - I_2 > I_{set1}$, $ I_3 - I_4 > I_{set1}$, 且 $I_2 = I_4 \approx 0$	接地极 引线发生双断 线故障	极闭锁
$ I_1 - I_2 > I_{set1}$, $ I_1 - I_3 > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_2 \approx 0$	接地极引线 1 断线接地 短路故障	极闭锁
$ I_3 - I_4 > I_{set1}$, $ I_1 - I_3 > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_4 \approx 0$	接地极引线 2 断线接地 短路故障	极闭锁
$ I_1 - I_2 > I_{set1}$, $ I_3 - I_4 > I_{set1}$, $ I_1 - I_3 > 0.02 \times I_{DL_NOM}$ 且 $I_2 = I_4 \approx 0$	接地极发生 双引线断线 接地短路故障	极闭锁

4 结论及建议

通过对宾金直流 7 · 13 接地极引线 1 断线故障分析, 发现目前宾金直流接地极保护动作策略存在较大缺陷。对此, 借鉴交流输电线路的纵联电流差动原理, 根据接地极引线发生断线和接地故障情况下电气参数的变化特征, 提出相应的改进措施, 实现了对故障类型准确快速的识别。为保证接地极线路运行的安全与稳定, 提出以下建议:

1) 建议在原有的不平衡保护的基础上增加纵联差动电流保护, 以便准确判断故障类型, 详见表 5。

2)单极大地回线运行方式下发生接地极引线断线或断线接地短路故障,因其是永久性故障,建议将动作策略由“告警”改为“极闭锁”。在双极大地回线运行方式下发生断线或断线接地短路故障,建议将动作策略由“告警”改为“平衡双极电流”。

3)单极大地回线运行方式下发生接地极引线接地故障,建议将动作策略由“告警”改为“极重启,重启不成功极闭锁”。双极大地回线运行方式下发生接地故障,建议将动作策略由“告警”改为“平衡双极电流”。

4)针对单极大地回线运行方式下,在接地极过负荷保护中,建议减小启动功率回降的时间。

5)建议加大接地极线路设计裕度,在一侧引线出现接地故障后,另一侧引线应能完全满足系统大负荷运行要求。

参考文献

[1] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京:中国电

力出版社,2014.

(上接第22页)

所提方法力求为基于特高压的跨区交易市场建设提供一定参考。下一步工作将进一步验证该方法的有效性,并加以完善。

参考文献

[1] 刘兴胜. 两部制电价方案研究 [D]. 北京:华北电力大学,2015.

[2] 张森林,孙延明. 关于南方电网西电东送输电电价形成机制的思考[J]. 广东电力,2014,27(4):7-12.

[3] 王绵斌,谭忠富,乞建勋,等. 我国电力市场环境下两部制输配电价传递模型[J]. 电网技术,2008,32(5):77-83.

[4] 张文月,张立岩. 入津特高压跨区跨省输电价定价方法分析[J]. 天津经济,2016(3):55-57.

[5] 庄莹华. 我国销售电价交叉补贴研究[J]. 华东电力,2014,42(9):1940-1943.

[6] 国家能源局. 可再生能源发展“十二五”规划[R]. 北京:国家能源局,2012.

[7] 胥威汀,唐权,王云玲,等. 电力规划执行偏差对非化石能源发展目标的影响[J]. 电力建设,2015,36(8):61-65.

[8] 赵庆波,张正陵,白建华,等. 基于特高压输电技术的

力出版社,2014.

[2] 郭琦,韩伟强. 高压直流接地极过压保护反事故措施的仿真研究[C]. 南方电网技术论坛,2009.

[3] 余江,周红阳,黄佳胤,等. 接地极线路不平衡保护的相关问题研究[J]. 南方电网技术,2008,2(3):26-29.

[4] G20121130,溪洛渡左岸-浙江金华±800 kV 特高压直流输电工程直流控制保护系统[B].

[5] 于歆杰,朱桂萍,陆文娟. 电路原理[M]. 北京:清华大学出版社,2007.

[6] 王颖,王玉东. 超高压线路纵联保护配置方案[J]. 电力系统自动化,2002,26(22):62-65.

作者简介:

刘俊杰(1989),助理工程师,研究方向为特高压直流输电;

李 琨(1985),助理工程师,研究方向为特高压直流输电;

陈沧杨(1988),工程师,研究方向为特高压直流输电控制保护。

(收稿日期:2016-09-02)

电力规划理论创新及实践[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2523-2531.

[9] 刘福斌,杨立兵,吴敏. 基于灵活输电电价的跨地区电能撮合交易模型[J]. 电力系统自动化,2011,35(15):88-92.

[10] 李沛盈. 电力市场撮合交易模型的研究[D]. 北京:华北电力大学,2008.

[11] 姚珺玉,刘俊勇,刘友波,等. 计及时滞指标综合灵敏度的用户电价响应模式划分方法[J]. 电网技术,2010,34(4):30-36.

[12] E. Foruzan, S. D. Scott and J. Lin. A Comparative Study of Different Machine Learning Methods for Electricity Prices Forecasting of an Electricity Market [C]// North American Power Symposium (NAPS), Charlotte, NC, IEEE 2015: 1-6.

作者简介:

陶宇轩(1989),工学硕士、工程师,主要从事电网规划方面的工作和研究;

胥威汀(1985),工学博士、工程师,主要从事能源电力规划与电力市场方面的工作和研究;

李 婷(1979),硕士、高级工程师,主要从事电网规划、智能配电网方面的研究工作。

(收稿日期:2016-11-07)