

10 kV 配电网扫频法测量电容电流有效性分析

陈先飞¹,何 山¹,王维庆¹,杨桂兴²,李朋宇¹,王 杰¹
(1. 新疆大学电气工程学院可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心,新疆 乌鲁木齐 830049;
2. 国网乌鲁木齐供电公司,新疆 乌鲁木齐 830054)

摘 要:针对新疆配电网为减弱单相接地故障时电容电流的危害而装设消弧线圈较多的现状,介绍了基于谐振原理的扫频法测量电容电流,此法只需选定电网一个消弧线圈低压侧进行测量,简单方便。实际测试乌鲁木齐市骑马山变电站 10 kV 母线电容电流,并对其不同频率电流信号注入下消弧线圈的电压波形进行仿真,判断出谐振频率,计算脱谐度。比较测试值与实际值,验证了该测量方法的准确性以及在新疆电网中测量的有效性。

关键词:扫频法;谐振频率;脱谐度

Abstract:In order to reduce the harms of capacitance current during single - phase grounding fault for low - voltage distribution network in Xinjiang, there are many arc suppression coils installed. So frequency sweeping method for measuring capacitance current based on resonance principle is introduced, which is only required to select a grid arc suppression coil in low - voltage side for measurement, and is simple and convenient. The capacitance current of 10 kV busbar in Qimashan substation of Urumqi city is actually measured, and the simulation for voltage waveform of arc suppression coil when injecting different frequency current signal is carried out to determine the resonant frequency and calculate the out - of - resonance degree. The test value is compared with the actual value, which verifies the accuracy of the proposed measurement method and the validity of the measurement in the Xinjiang power grid.

Key words:frequency sweeping method; resonant frequency; out - of - resonance degree

中图分类号:TM933.1 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)03 - 0001 - 04

0 引 言

随着新疆经济发展,人口增加,乌鲁木齐市用电量日益增长,电网规模逐渐扩建。然而电力电缆的大面积使用,导致一些中性点非有效接地的中低压配电网中,单相接地故障时,流过故障点的电容电流过大,接地电弧难以自熄,由此产生的弧光过电压,很容易引起相间短路等事故。为了保证接地电弧自行熄灭,需要安装消弧线圈来补偿电容电流^[1]。在《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中规定:当 10 kV 和 35 kV 配电网电容电流分别大于 20 A 和 10 A 时,应装设消弧线圈补偿容性电流^[2]。因此在电力系统运行中,是否安装消弧线圈^[3-4]、消弧线圈装设容量大小,由配电网故障时电容电流的大小决定,故测量系统运行时的电容电流值不可或缺。

配电网测量电容电流的方法主要有位移电压最

基金项目:新疆维吾尔自治区自然科学基金资助项目(2016D01C054)

大法、位移电压曲线法和信号注入法等。前两者测量原理都是利用电网的不平衡电压进行测量,但随着电缆应用日益广泛,电网的平衡度越来越高,其不平衡电压也越来越小,因此这两种传统方法已不能满足测量需求。而信号注入法适用于不对称度小的电网系统,能在线检测电容电流,安全方便,可分为两频法、三频法和扫频法等方式^[5]。文献[6]讨论了在母线 TV 低压侧两次注入不同频率的电流信号,通过矢量计算列写方程组求解电容电流,虽操作简便,但测量范围较小。文献[7]提出了一种基于中性点直接注入的三频法测量电容电流,测量精度显著提高,但操作复杂。而目前在新疆低电压配电网中,消弧线圈应用广泛,所以选择合适的电容电流测量方法,显得尤为重要。

扫频法是基于谐振原理的一种新的测量电容电流方法,可用于具有多个消弧线圈的配电网中,这时只要选定一个线圈的低压侧向系统注入变频恒流信号,测算出谐振频率即可。无需对消弧线圈的电感

值进行试探性调整,也不需要消弧线圈的任何参数进行测量,而且把测量回路从高压侧转移到低压侧,更加安全可靠,且适应新疆电网环境。

下面基于乌鲁木齐市骑马山变电站的分段断路器断开和闭合两种情况,进行消弧线圈端电压的研究,分别得出其理论计算结果。利用扫频法对其仿真分析,通过对比理论值,证明了该方法测量电容电流的有效性。

1 测量原理

扫频法测量原理是,当电网正常运行时,中性点位移电压较低^[8],此时从消弧线圈的二次绕组注入一个幅值不变的变频电流信号测量系统的容性电流,其原理接线^[9]如图1所示。

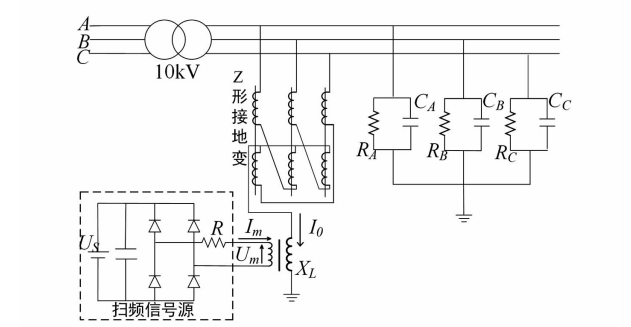


图1 扫频法测量容性电流原理图

图1中虚线框内为扫频信号源,接在消弧线圈的低压侧,用来向系统注入频率可变的电流信号, U_s 为直流电源, R 是限流电阻。 U_s 通过单相全桥电路产生变频信号 I_m , I_m 会在消弧线圈一次侧感生一个零序电流 I_0 。 I_0 会流经线路对地电阻以及对地电容,与大地形成回路。

令系统对地电容为 C 和对地电阻为 R 做出如下变换:

$$\frac{1}{3R} = \frac{1}{R_A} + \frac{1}{R_B} + \frac{1}{R_C} \quad (1)$$

$$\frac{1}{3C} = \frac{1}{C_A} + \frac{1}{C_B} + \frac{1}{C_C} \quad (2)$$

则可得到图1原理图的等效简化图,如图2所示。

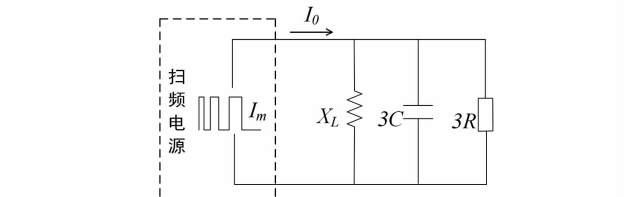


图2 测量电容电流简化等效电路图

由图2知,当扫频电流信号 I_m 的频率 f 变化到 f_0 时,会使对地电容和消弧线圈电感发生谐振,此时 f_0 为谐振频率,可表示为

$$f_0 = \frac{1}{2\pi \sqrt{L \times 3C}} \quad (3)$$

结合电网脱谐度定义:

$$v = 1 - \frac{I_L}{I_C} = 1 - \frac{j\omega_0 L}{-U_\varphi \times 3j\omega C} = 1 - \frac{\omega_0^2}{\omega^2} = 1 - \frac{f_0^2}{f^2} \quad (4)$$

式中: I_L 为消弧线圈的补偿电流; I_C 为电网对地电容电流; ω 为电源角频率; f 为电源频率50 Hz; ω_0 为电网谐振角频率。

新疆配电网中消弧线圈多采用调档式,线圈电感电流可根据档位直接读取,从而推出电容电流计算公式为

$$I_C = \frac{I_L}{1-v} = \frac{I_L \times f^2}{f^2 - f_0^2} \quad (5)$$

由于系统零序阻抗折算到消弧线圈低压侧一般小于10 Ω ,采用扫频法测量容性电流时,向系统注入的电流信号功率一般小于20 W,不会影响电网正常运行。即使系统发生接地故障,扫频电源相对系统回路处于开路状态,也不会影响消弧线圈的熄弧效果。

由式(5)知,扫频法的关键就是测算出谐振频率 f_0 ,而扫频的过程是在电网正常运行情况下进行的,由图2知,此时系统对地电容与消弧线圈一次侧的感抗并联的总阻抗 Z_1 为

$$Z_1 = \frac{X_C \cdot X_L}{X_C + X_L} = \frac{j\omega L \cdot \frac{1}{3j\omega C}}{j\omega L + \frac{1}{3j\omega C}} = \frac{\frac{L}{3C}}{j(\omega L - \frac{1}{3\omega C})} \quad (6)$$

设 Z_1 与系统对地电阻 R 并联的等值阻抗为 Z_2 ,则有:

$$Z_2 = \frac{R \cdot Z_1}{R + Z_1} = \frac{R}{1 + \frac{R}{Z_1}} \quad (7)$$

由式(6)和式(7)可以看出,当注入的变频电流信号使系统发生谐振时, Z_1 理论上无限大,而系统的等效阻抗 Z_2 就有最大值,同时 Z_2 上的电压也为最大值,即消弧线圈两端的电压为最大值,此时对应的注入信号的频率即为谐振频率 f_0 。因此只要通过这样的连续测量,比较消弧线圈两端的电压值,就可

以得到系统的谐振频率 f_0 , 进而根据式 (5) 就可算出系统对地容性电流值。

2 谐振频率范围及误差分析

2.1 谐振频率变化范围的确定

扫频法的扫频范围决定了测量一次容性电流所需要的时间。如果测量范围太小, 可能会测量不到谐振频率; 而如果测量范围过大, 又会导致测量时间变长; 因此在使用扫频法测量系统电容电流之前, 确定电网的谐振频率范围是很有必要的^[10]。

当系统处于谐振时有:

$$3\omega_0 C = \frac{1}{\omega_0 L} \tag{8}$$

可得到谐振频率为

$$f_0 = \frac{1}{2\pi \sqrt{3LC}} \tag{9}$$

当线圈工作在最大过补偿状态时:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi \sqrt{3L_{\min} C}} \tag{10}$$

而在消弧线圈选型时, 必可实现当 $L_x \in (L_{\min}, L_{\max})$ 的某一值, 系统在工频 50 Hz 下可以实现谐振, 即:

$$50 = \frac{1}{2\pi \sqrt{3L_x C}}, L_x \in (L_{\min}, L_{\max}) \tag{11}$$

因此可以得到:

$$f_0 \in [50, 50 \sqrt{\frac{I_{\max}}{I_{\min}}}] \tag{12}$$

式中, $I_{\max}/I_{\min}$ 为消弧线圈补偿深度, 是可调的。

当线圈工作在最大欠补偿状态, 在工频 50 Hz 实现谐振时, 可得到谐振频率范围为

$$f_0 \in [50 \sqrt{\frac{I_{\min}}{I_{\max}}}, 50] \tag{13}$$

一般取 $I_{\max}/I_{\min} = 2$, 可确定出谐振频率范围为 $f_0 \in [35.35, 70.71]$ (14)

2.2 扫频法的误差分析

通过对扫频法测量容性电流进行误差分析^[11-12]的综合处理方法可知, 脱谐度的误差为

$$\Delta v = \left| \frac{\partial v}{\partial f_0} \Delta f_0 \right| = \frac{2f_0}{f^2} \Delta f_0 \tag{15}$$

式中, f 为电网工频 50 Hz。因此, Δv 与信号源谐振

频率 f_0 成正比, 脱谐度最大出现在 70.71 Hz 处, 即:

$$\Delta v|_{f_0=70.71} = \frac{2 \times 70.71}{50^2} \Delta f_0 = 0.056\,56 \Delta f_0 \tag{16}$$

即对于信号源频率取 $\Delta f_0 = 0.5$ Hz 的分辨率时, 系统测量脱谐度的最大误差为 2.83%, 这是满足实际测量精度需求的。

3 仿真实例

通过扫频法对乌鲁木齐骑马山变电站进行仿真测试, 仿真分为分段断路器断开和闭合两种情况。图 1 中扫频电源参数为 300 V, 频率为 25 ~ 70 Hz, 取样电阻为 1 Ω , 限流电阻 R 为 300 Ω 。对消弧线圈两端电压进行采样, 然后通过图 3 所示电压峰值检测^[13-15]流程测算出端电压幅值, 通过比较判断是否达到最大值。

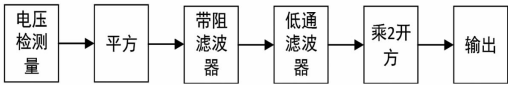


图 3 电压峰值检测

3.1 分段断路器断开

图 4 为谐振附近频率包括谐振频率点测到的消弧线圈端电压波形, 消弧线圈 $L = 0.2$ H, 理论计算得到的脱谐度为 -15%。

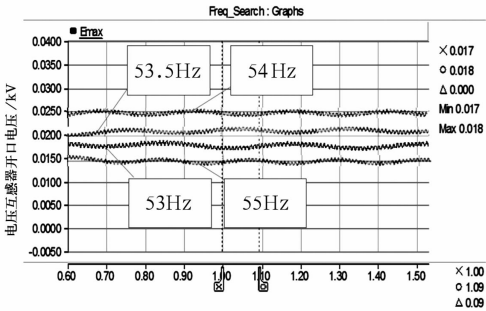


图 4 骑马山变电站消弧线圈端电压波形
(母联断路器断开)

由图 4 可以找出谐振频率在 53.5 Hz 左右, 取 $f_0 = 53.5$ Hz, 计算得到脱谐度 ν 为

$$\nu = 1 - \frac{f_0^2}{f^2} = (1 - \frac{53.5^2}{50^2}) \times 100\% = -14.49\%$$

考虑到理论计算本身就有一定的误差, 测量结果误差还是控制在允许范围内。

3.2 分段断路器闭合

消弧线圈电感值保持不变, 测量仿真结果如图

5 所示。

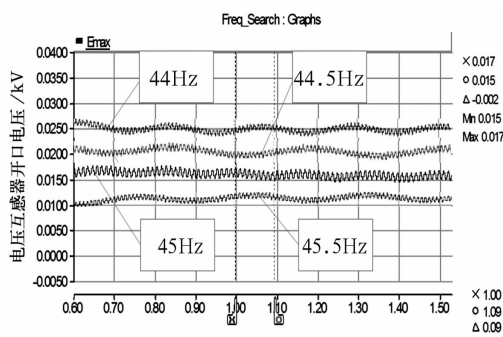


图5 骑马山变电站消弧线圈端电压波形
(母联断路器闭合)

由图5可找出谐振频率 $f_0=44.5\text{ Hz}$,计算得到脱谐度 ν 为

$$\nu=1-\frac{f_0^2}{f^2}=(1-\frac{44.5^2}{50^2})\times100\%=20.79\%$$

仿真中,测量到母联闭合后系统电容电流为 31.12 A ,计算电容为 $5.46\text{ }\mu\text{F}$,理论计算得到母联断路器闭合后的脱谐度为

$$\nu=1-\frac{1}{3\omega^2LC}$$
$$=1-\frac{1}{3\times314^2\times0.8\times5.46\times10^{-6}}=22.6\%$$

理论分析与仿真结果接近,验证了该方法的有效性。

4 结 论

通过扫频法对乌鲁木齐骑马山站消弧线圈注入不同电压波形进行仿真,判断出消弧线圈电感值和系统对地电容总值的谐振频率,计算出脱谐度。这种测量方法不改变系统运行状态,不依靠电网平衡度,且在二次回路测量,简单方便,安全可靠。通过仿真实验和理论分析比较显示,该方法在低压配电网中有较高测量精度,是切实可行的。

参考文献

[1] 肖明,宋锐,李绚绚,等. 10 kV 不接地系统电容电流测试研究[J]. 电气开关, 2016, 54(2): 51-53.

[2] 赵晓东,黄小彬. 自动跟踪补偿消弧系综述[J]. 机电工程, 2013, 30(10): 1293-1296.

[3] Mazon A J, Zamora I, Zabala L, et al. First Resonant Neutral Grounding Implantation in Spanish Distribution System[J]. IEEE Power Tech Proceedings, 2001, 4(2): 6-10.

[4] Zamora I, Mazonai, Sagastabeitia K J, et al. Verifying Resonant Grounding in Distribution Systems[J]. IEEE Computer Applications in Power, 2002, 15(4): 45-50.

[5] 宋晓燕,孙岩洲,宋紫嫣,等. 基于零序PT二次侧注入信号的配电网电容电流测量新方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(19): 134-138.

[6] 程玉凯,杜文凤. 基于双信号注入法的配电网电容电流测量[J]. 电测与仪表, 2012, 49(557): 21-24.

[7] 赵威,徐永强,郭晓霞. 中性点注入三频法电网电容电流测量[J]. 山东工业技术, 2016(14): 271-273.

[8] 严干贵,李果雪,张正茂,等. 基于扫频法配电网电容电流测量装置研制[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(3): 64-68.

[9] 王磊,严干贵. 基于扫频法电容电流测量装置的研制[D]. 吉林:东北电力大学, 2016.

[10] 张宇,陈乔夫,谢冰岩,等. 扫频检测电网对地电容的改进型方法[J]. 电网技术, 2008, 32(17): 40-45.

[11] 于月平. 交流采样量测量误差来源及解决办法[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(11): 118-121.

[12] 田建设,韦良,李天旭. 基于改进信号注入法的配电网电容电流测量[J]. 广州电力, 2008, 21(7): 28-31.

[13] 李凌,虞礼贞. 电压幅值可达毫伏数量级的小信号峰值检测电路的设计[J]. 南昌大学学报(理科版), 2003, 27(4): 382-386.

[14] 缪希仁. 低压配电系统全范围选择性协调保护技术[J]. 电器与能效管理技术, 2014(9): 19-22.

[15] Yang X M. Comparison of the LS-SVM Based Load Forecasting Models[C]. 2011 International Conference on Electronic and Mechanical Engineering and Information Technology (EMEIT), 2011: 2942-2945.

作者简介:

陈先飞(1994),硕士研究生,从事主动配电网控制技术;

何山(1974),副教授、硕士生导师,研究方向为可再生能源及其控制技术。

(收稿日期:2017-03-05)

基于电压下垂特性的 MMC – MTDC 协调控制策略

杨 林,张英敏,李兴源
(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘 要:基于模块化多电平换流器的多端高压直流输电(modular multilevel converter based multi – terminal high voltage direct current, MMC – MTDC)系统中各个换流站的控制对整个系统电压和功率的稳定是至关重要的。基于电压与功率的关系进行设计的传统下垂控制器无法实现受端换流站之间的功率分配。针对这一问题,提出了一种基于电压下垂特性的多端组网协调控制策略。对 MMC 型换流站数学模型进行了详细地分析并根据多端直流组网结构的特点,推导出各换流站之间电压和电流关系。基于换流站 $U - I$ 特性曲线,设计了电压外环控制器,通过改变 $U - I$ 特性曲线的斜率即可实现换流站之间的功率分配。在 PSCAD/EMTDC 仿真平台上搭建了四端模型,仿真结果显示,通过调整 $U - I$ 特性曲线斜率即可实现受端换流站功率按既定要求分配,验证了该控制策略的正确性和有效性。

关键词:MMC – HVDC;功率分配;电压下垂特性; $U - I$ 特性曲线;多端组网协调控制

Abstract:It is crucial for the power and voltage stability to control converters in the system of MMC – MTDC. The traditional droop controller is designed based on the relationship between voltage and power, which makes it incapable of realizing the function of allocating the power among receiving – end converters. In order to solve the above – mentioned problem, a novel multi – terminal network coordinated control strategy based on voltage droop characteristic is proposed. Firstly, the mathematical model is analyzed in detail, and then the relationship between voltage and current among different converters is showed considering the characteristics of network structure of MTDC. A novel voltage droop controller is designed based on the characteristic curve ($U - I$ curve) of converters. The goal of allocating the power among different converters could be easily achieved by changing or adjusting the slope of $U - I$ curve. A four – terminal model is established through PSCAD/EMTDC simulation software. The simulation results show that allocating the power among different receiving – end converters according to the designated goals could be easily realized by changing the slope of $U - I$ curve, which verifies the correctness and feasibility of the proposed control strategy.

Key words:MMC – MTDC; power allocation; voltage droop characteristic; $U - I$ curve; multi – terminal network coordinated control

中图分类号:TM721.1 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)03 – 0005 – 06

0 引 言

电压源型换流器(voltage source converter, VSC)具有功率独立控制、潮流反转易于控制、具备黑启动能力和向无源电网供电的特点,使多端柔性直流输电系统(voltage source converter based multi – terminal high voltage direct current, VSC – MTDC)能够稳定运行并且便于控制潮流^[1-2]。模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)是由相同结构的子模块级联而成,其特点为极易扩展,适用于各

科技项目:国家电网公司科技项目资助(SGRIZLKJ[2015]457)

个电压等级、电平数较高、电压电流畸变率低^[3-4]。基于模块化多电平换流器的高压直流输电(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC – HVDC)突破了传统柔性直流输电(voltage source converter based high voltage direct current, VSC – HVDC)电压和容量的等级,使之在高压大容量多端直流输电网络中具有明显的优势^[5]。

在多端柔性直流输电系统中,各个换流站之间可以实现功率的协调控制,从而具有灵活可靠的优势,但控制系统也相对复杂。目前,国内外的文献针对不同的控制目标提出了各种控制策略,主要分为两大类:主从控制和下垂控制。文献[6-7]研究了

多端系统的主从控制策略,该策略必须要求有且仅有一端换流站采用定直流电压控制,其余换流站采用定有功功率或定直流电流控制。文献[8]对主从控制中的电压裕度控制策略进行改进,提出了考虑线路损耗的精确电压裕度控制策略。文献[9-10]针对多端系统提出了基于自适应下垂调节控制的功率协调,实现了控制策略在换流站的各种控制模式中平滑切换。文献[11]针对模块化多电平变流器多端直流输电系统,提出将平移下垂曲线和改变下垂曲线斜率相结合的改进下垂控制策略,并对新型协调控制策略进行了稳定性分析。文献[12-14]根据电压电流的 $U-I$ 特性曲线,提出了基于电压下垂控制的控制策略。电压下垂控制主要为电压与功率之间的调整,文献[15-17]讨论了电压下垂特性的目的。

这里提出了基于电压下垂特性的 MMC-HVDC 的组网控制策略。对 MMC 型换流站进行分析,推导了换流站有功分量和无功分量独立控制的数学模型。针对多端直流网络的特点,分析了电压、电流和功率之间的关系,根据换流站直流侧电压电流的功率特性曲线,得出了可以通过控制曲线斜率进行功率分配的结论。电压外环控制器采集直流电流,通过电压电流的特性曲线得出参考电压,经过 PI 环节实现无差调节,得到内环控制电流的参考值。在 PSCAD/EMTDC 仿真平台上搭建模型,验证了该控制策略在多端系统控制中实现功率分配的目标,并且还进行了三相短路接地故障测试,故障清除后系统能恢复到稳态,表明了该控制的有效性。

1 MMC 换流站控制

图1为基于模块化多电平换流器的换流站主电路图。 u_s 、 u_c 分别表示交流网侧和换流器阀侧的交流电压; R 、 L 分别表示换流变压器和 MMC 的等效阻抗; i 为交流侧流入直流侧的电流。

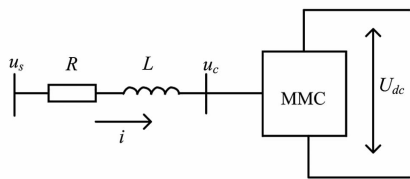


图1 MMC-HVDC 换流站主电路图

换流站级控制分为间接电流控制和直流电流控制,运用广泛采用的直接电流控制方式进行研究。将三相静止坐标系下的电气量在 $d-q$ 同步旋转坐标系下的数学模型为^[2]

$$\begin{cases} L \frac{di_{sd}}{dt} = u_{sd} - u_d - Ri_{sd} + \omega Li_{sq} \\ L \frac{di_{sq}}{dt} = u_{sq} - u_q - Ri_{sq} + \omega Li_{sd} \end{cases} \quad (1)$$

式中: u_{sd} 、 u_{sq} 、 u_d 、 u_q 分别表示交流网侧和 MMC 换流器交流侧的 $d-q$ 轴分量; i_{sd} 、 i_{sq} 为电网电流的 $d-q$ 轴分量; ω 为电网侧电压矢量同步旋转角频率。

为了消除式(1)中的 $d-q$ 轴电流耦合和网侧电压波动,将式(1)改写成式(2),得到 MMC 换流器交流侧期望基波电压分量为

$$\begin{cases} u_d = u_{sd} - u_d^* + \Delta u_q \\ u_q = u_{sq} - u_q^* + \Delta u_d \end{cases} \quad (2)$$

式中,

$$\begin{cases} u_d^* = L \frac{di_{sd}}{dt} + Ri_{sd} \\ u_q^* = L \frac{di_{sq}}{dt} + Ri_{sq} \end{cases}, \begin{cases} \Delta u_q = \omega Li_{sq} \\ \Delta u_d = \omega Li_{sd} \end{cases}$$

在式(2)中,采用比例积分环节实现对 u_d^* 、 u_q^* 的解耦,来补偿等效电抗的压降。 Δu_q 、 Δu_d 对网侧扰动电压 u_{sd} 、 u_{sq} ,进行前馈补偿。

$$\begin{cases} u_d^* = K_p (i_{sdref} - i_{sd}) + K_I \int (i_{sdref} - i_{sd}) dt \\ u_q^* = K_p (i_{sqref} - i_{sq}) + K_I \int (i_{sqref} - i_{sq}) dt \end{cases} \quad (3)$$

式中, i_{sdref} 、 i_{sqref} 分别为有功电流和无功电流的参考值,其由外环控制器的输出得到。

根据式(1)、式(2)和式(3)可以得到如图2所示的换流站闭环控制框图。图中, P_{ref} 、 Q_{ref} 、 U_{dref} 、 V_{acref} 分别表示上层控制指令给定的有功、无功、直流电压、交流电压的参考值; i_{dmax} 、 i_{dmin} 、 i_{qmax} 、 i_{qmin} 分别表示 $d-q$ 轴分量的限幅值。根据瞬时无功功率理论,并且以 d 轴为交流电网电压矢量基准定位(即令 $U_{sq} = 0$)可得

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} U_{sd} i_d \\ Q_s = \frac{3}{2} U_{sd} i_q \end{cases} \quad (4)$$

由式(4)可知,通过调节 i_d 和 i_q 可以实现对 MMC 与交流电网的有功无功的控制。

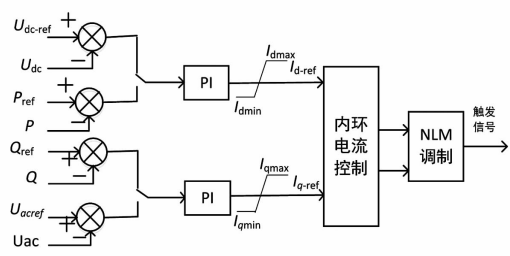


图 2 MMC 换流站闭环控制框图

2 MMC – MTDC 协调控制策略

图 3 为所研究协调控制策略搭建的基于 MMC 的四端柔性直流电网系统结构图。送端换流站 MMC1、MMC2 采用定有功功率的控制,受端换流站采用所提出的基于电压下垂特性的控制策略;4 个换流站都工作于定无功功率的控制,并令其为 0。为了使四端换流站的直流电压维持在统一水平,采用并联的连接方式。

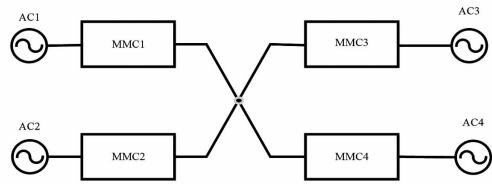


图 3 MMC – MTDC 系统结构

2.1 MMC – MTDC 直流网络分析

多端直流输电系统运行于稳态时,各个换流站直流侧的电压和电流恒定,故将直流电压和电流看作稳态运行的工作点。当整流侧 MMC1、MMC2 输送的功率发生变化时,为了维持整个系统的有功平衡,受端换流站 MMC3、MMC4 的直流侧稳定工作点也会随之变化。现将图 3 的直流侧线路等效为电阻进行简化^[13],得到图 4。

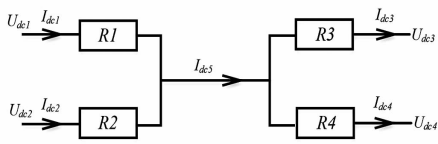


图 4 直流侧等效网络

受端系统交流侧从 MMC3、MMC4 直流侧吸收的有功功率为

$$\begin{aligned} P_3 &= U_{dc3} I_{dc3} \\ P_4 &= U_{dc4} I_{dc4} \end{aligned} \tag{5}$$

由 KCL 可知

$$I_{dc1} + I_{dc2} = I_{dc5} = I_{dc3} + I_{dc4} \tag{6}$$

对 MMC3、MMC4 分析,可得受端换流站的稳定

工作点关系为

$$U_{dc4} = U_{dc3} + R_3 I_{dc3} - R_4 I_{dc4} \tag{7}$$

设定 MMC1、MMC2 的直流电压与电流的工作特性如图 5 所示,其曲线方程分别为

$$\begin{aligned} U_{dc3} &= U_{min} + k_3 I_{dc3} \\ U_{dc4} &= U_{min} + k_4 I_{dc4} \end{aligned} \tag{8}$$

式中: k_3 、 k_4 为 $U - I$ 特性曲线斜率; U_{min} 为设定的最小直流电压。该特性称为电压下垂特性。

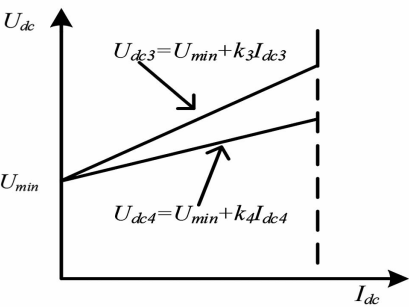


图 5 直流电压与电流特性曲线

为了研究电压下垂特性与受端系统的功率分配关系,设稳态工作下换流站 MMC3、MMC4 吸收功率比为 n ,由式(5)可得

$$\frac{P_3}{P_4} = n = \frac{U_{dc3} I_{dc3}}{U_{dc4} I_{dc4}} \tag{9}$$

由于换流站直流电压都运行于额定值附近,可以近似地认为 U_{dc3} 和 U_{dc4} 相等。式(9)转化为

$$\frac{P_3}{P_4} = n \approx \frac{I_{dc3}}{I_{dc4}} \tag{10}$$

联立式(7)、式(8)、式(10)可得

$$k_4 = nk_3 + nR_3 - R_4 \tag{11}$$

式(11)表明,通过调节换流站 $U - I$ 特性曲线的斜率即可实现对受端换流站的功率分配。

2.2 控制器设计

多端柔性直流输电网络的控制有下垂控制、裕度控制等控制方式。下垂控制有基于电压和功率的控制模式,裕度控制有基于电流和电压裕度的控制模式。两种控制策略在多端直流协调控制系统中,都在外环电压控制器上进行改进来实现相应的控制目标。对换流站 MMC3、MMC4 采用电压下垂比例积分控制,其 $U - I$ 特性为图 5 所示。有功功率在换流站之间的功率分配通过改变曲线的斜率来实现,其控制策略为:通过采集直流侧电流,送入电压外环控制器;根据式(8)产生图 2 中的参考电压 U_{dref} ;参考电压 U_{dref} 和采集到的实际电压作差后进行 PI 调节,生成有功分量参考电流 I_{dref} 。



• 8 •

2) 仿真算例 2: 功率分配之比变化

换流站 MMC1 和 MMC2 输入直流系统的功率为 200 MW, 仿真中维持不变。换流站 MMC3 的斜率 k_3 设定为 40。设定初始时刻 MMC3 和 MMC4 期望吸收功率之比为 1:2, 根据式(12)计算可得 k_4 为 19.5。在 2 s 时, 设定 MMC3 和 MMC4 期望吸收功率之比为 1:3, 此时可得 k_4 为 12.667。在 3 s 时, 再次调整 MMC3 和 MMC4 期望吸收功率之比为 1:2, 即 k_4 为 19.5。仿真结果如图 8 所示。

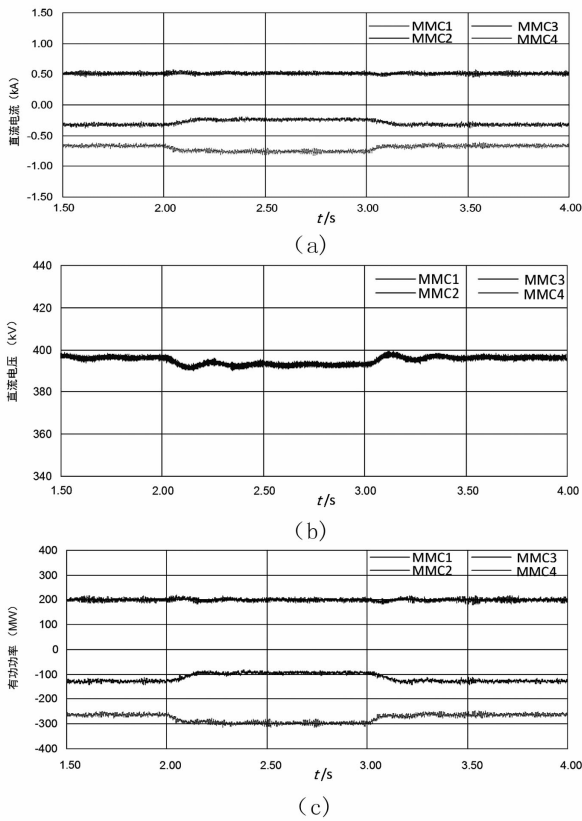


图 8 功率分配之比变化时的仿真结果

从仿真结果分析, 2 s 前系统运行于稳态, MMC3、MMC4 的直流电压在 398 kV 附近, 功率分别为 132 MW、267 MW, 功率分配之比接近于 1:2, 电流分别为 0.32 kA、0.67 kA, 电流之比接近 1:2。在 2~3 s 期间, 调整了换流站 MMC4 的 $U-I$ 特性曲线的斜率, MMC3、MMC4 吸收的功率分别为 97 kV、299 kV, 电压经过调整后变为 395 kV, 电流分别为 0.25 kA、0.76 kA。在 3 s 以后, 将斜率 k_4 调整为 19.5, 可以看出, 系统调整后又回到了初始状态的功率之比。整个仿真过程中, 受端换流站吸收的功率按照既定的功率之比实现了功率的准确分配, 达到了采用电压下垂控制实现功率分配的目的。

3) 仿真算例 3: 交流侧三相故障

对受端系统在交流侧发生后果较严重的三相故障进行仿真分析。设定换流站 MMC1、MMC2 各发出 200 MW 的有功功率, MMC3、MMC4 吸收功率按照 1:2 进行控制。设定 2 s 时在 MMC3 的换流变压器一次侧发生三相短路接地故障, 持续 0.2 s 后恢复正常。仿真结果如图 9 所示。

从仿真结果分析, 在故障发生前, MMC3、MMC4 吸收的功率分别为 130 MW、262 MW。在 2.0~2.2 s 发生三相故障期间, 由于 MMC3 交流侧故障导致其从直流侧吸收的功率降为 0, 为了维持系统功率平衡, 换流站 MMC4 吸收的功率逐渐增加。故障清除后, 系统控制器通过调整达到了稳态运行。但是, 在调整过程中 MMC3 吸收的功率振荡非常剧烈, 恢复过程中最大功率为 650 MW, 有可能超过设备的容量范围, 所以对换流站的短时抗冲击能力要求很高。电压和电流也发生剧烈振荡, 为了维持系统的稳定运行, 还需要辅助的控制策略。

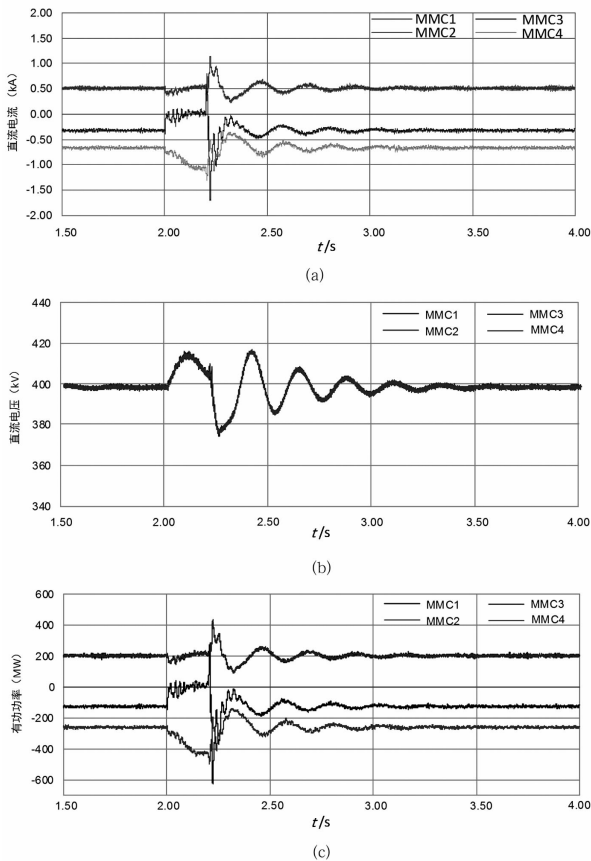


图 9 三相短路接地故障的仿真结果

4 结 论

1) 通过分析 MMC 换流站的主电路图, 引入了

在同步旋转坐标系下的控制策略,其与VSC换流站的控制策略相同。所提出的电压下垂比例积分控制策略同样适用于VSC-MTDC的组网控制。

2)通过搭建四端MMC模型,分析了各个换流站直流侧电压与电流的特性,并推导出各个换流站电压电流的关系,提出了可以通过改变 $U-I$ 特性曲线的斜率实现换流站功率的分配。

3)仿真结果表明,运用所设计的控制策略,直流电压稳定运行于额定值附近,功率按照预定的分配稳定运行,说明了本控制策略的有效性。

参考文献

[1] 李庚银,吕鹏飞,李广凯,等. 轻型高压直流输电技术的发展与展望[J]. 电力系统自动化,2003,27(4): 77-81.

[2] 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,2010:321-331.

[3] 宋平岗,李云丰,王立娜,等. MMC-HVDC 电容协同预充电控制策略[J]. 高电压技术,2014,40(8):2471-2477.

[4] Debnath S, Qin J, Bahrani B, et al. Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(1): 37-53.

[5] 马为民,吴方劼,杨一鸣,等. 柔性直流输电技术的现状及应用前景分析[J]. 高电压技术,2014,40(8): 2429-2439.

[6] 陈海荣,徐政. 适用于VSC-MTDC系统的直流电压控制策略[J]. 电力系统自动化,2006,30(19):28-33.

[7] Yao L, XL, B M. Multi-terminal HVDC Grid for Network Interconnection and Renewable Energy Integratoin [C]. Paris France, 2010.

[8] 胡静. 基于MMC的多端直流输电系统控制方法研究[D]. 北京:华北电力大学,2013.

[9] 刘瑜超,武健,刘怀远,等. 基于自适应下垂调节的VSC-MTDC功率协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(1):40-48.

[10] Kumars Rouzbehi, Arash Miranian. A Generalized Voltage Droop Strategy for Control of Multiterminal DC Grids, IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(1):607-617.

[11] 刘盼盼,荆龙,吴学智,等. 一种MMC-MTDC系统新型协调控制策略[J]. 电网技术,2016,40(1):64-69.

[12] 彭衍建,李勇,曹一家. 基于VSC-MTDC的大规模海上风电并网系统协调下垂控制方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(8):16-25.

[13] 赵雄光,宋强,饶宏,等. 基于VI特性的多端柔性直流输电系统的控制策略[J]. 电工电能新技术,2013, 32(4):15-20.

[14] 付媛,王毅,张祥宇,等. 基于多端直流联网的风电功率协调控制[J]. 高电压技术,2014,40(2):611-619.

[15] 阎发友,汤广福,贺之渊,等. 基于MMC的多端柔性直流输电系统改进下垂控制策略[J]. 中国电机工程学报,2014,34(3):0397-0404.

[16] 韩民晓,熊凌飞,丁辉. 利用电压倾斜控制的VSC-MTDC稳定性分析[J]. 电网技术,2015,39(7):1808-1816.

[17] 冉晓洪,苗世洪,吴英杰,等. 基于最优功率分配的多端直流网络改进下垂控制策略[J]. 电工技术学报,2016,31(9):16-24.

[18] CIGRE B4 Working Group, (visited, 19 Sep. 2013). [Online]. Available: <http://b4.cigre.org/Publications/Documents-related-to-the-developmentof-HVDC-Grids>.

[19] 管敏渊,徐政,屠卿瑞,等. 模块化多电平换流器型直流输电的调制策略[J]. 电力系统自动化,2010,34(2):48-52.

[20] 丁冠军,汤广福,丁明,等. 新型多电平电压源换流器模块的拓扑机制与调制策略[J]. 中国电机工程学报,2009,29(36):1-8.

[21] 管敏渊,徐政. MMC型VSC-HVDC系统电容电压的优化平衡控制[J]. 中国电机工程学报,2011,31(12) 9-14.

[22] 屠卿瑞,徐政,管敏渊,等. 模块化多电平换流器环流抑制控制器设计[J]. 电力系统自动化,2010,34(18):57-61.

作者简介:

杨林(1991),工学硕士,研究方向为柔性直流输电方面的研究工作;

张英敏(1974),副教授,研究方向为电力系统分析计算与稳定性控制、高压直流输电、柔性直流输电与新能源并网技术;

李兴源(1945),教授、博士生导师,研究方向为电力系统分析计算与稳定性控制、高压直流输电、柔性直流输电与新能源并网技术。

(收稿日期:2017-03-14)

环天山西段大环网投运初期对新疆电网运行风险分析

周 专¹, 吕 盼¹, 宋新甫¹, 赵志强², 王新刚², 张 艳², 左 雅²
(1. 国网新疆电力公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830002;
2. 国网新疆电力公司发展策划部, 新疆 乌鲁木齐 830000)

摘 要:随着 750 kV 伊犁—库车输变电工程建成投运, 届时将形成环天山西段大环网, 环网线路长度合计约 1 800 km。环天山西段大环网的建成, 打通了南北疆电力互供的通道, 形成南北疆互供格局, 提升伊犁地区、南疆五地州清洁能源消纳能力。但是由于环天山西段大环网中两变电站之间均通过单回 750 kV 线路联系, 环网中任一回 750 kV 线路故障将导致大规模、大范围潮流转移, 严重影响电网安全稳定运行。同时 750 kV 伊库线穿越高海拔地区, 气候条件恶劣, 运行环境复杂, 进一步恶化了电网可靠运行, 致使外界对构建环天山西段大环网的作用产生了疑惑。因此从供电可靠性、送电能力、安全稳定性、清洁能源消纳能力等方面对环天山西段大环网投运初期进行分析, 详细对比分析环天山西段大环网投运后对新疆电网运行带来的好处以及投运后对新疆电网运行产生的风险, 消除外界对构建环天山西段大环网疑虑, 同时为指导环天山西段大环网安全稳定运行提供了重要技术支撑。

关键词:环天山西段大环网; 750 kV 伊库线; 送电能力; 安全稳定性

Abstract: With 750 kV Yili – Kuche power transmission and transformation project being put into operation, it will form a large ring network in Western Tianshan, and the total line length of ring network is about 1 800 km. The large ring network in Western Tianshan gets through the channel of power supply form southern to northern Xinjiang, realizes the inter – supply between southern and northern Xinjiang, and improves the accommodation capacity of clean energy in Yili region and the five southern states. But because the two substations in Tianshan western section of large ring network are connected with each other through a single 750 kV line, the fault of either 750 kV lines in the ring network will lead to a large scale and wide range flow transfer, which seriously affects the safe and stable operation of power grid. At the same time, 750 kV Yili – Kuche line passes through the areas with high altitude and harsh climatic conditions, the complex environment deteriorates even further the reliable operation of power grid, which makes the outside world doubt on the construction of Tianshan western section of large ring network. The reliability of power supply, power transmission capacity, safety and stability, accommodation capacity of clean energy and other aspects during initial operation stage of Tianshan western section of large ring network are analyzed, the benefits brought by the operation of Tianshan western section of large ring network are compared in detail as well as the risks after its operation, which can eliminate the doubts for the construction of a ring network and provide an important technical support for the safe and stable operation of Tianshan western section of large ring network.

Key words: Tianshan western section of large ring network; 750 kV Yili – Kuche transmission line; transmission capacity; safety and stability

中图分类号: TM72 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954 (2017) 03 – 0011 – 04

0 引 言

2016 年 11 月 750 kV 伊犁—库车输变电工程建成投运, 形成了环天山西段 750 kV 大环网。环天山西段大环网西起伊犁变电站, 途经乌苏、凤凰、乌北

科技项目: 国家电网公司科技项目 (5230JY15002G)

(亚中)、达坂城、吐鲁番、巴州、库车、伊犁共 8 座 750 kV 变电站, 12 条 750 kV 线路, 环网中 750 kV 线路长度合计约 1 800 km, 环网中各 750 kV 变电站多为单主变压器, 且大部分变电站通过单回 750 kV 联系。

环天山西段大环网建成后, 打通了南北疆电力互供的通道, 形成南北疆互供格局, 提升伊犁地区、

南疆五地州清洁能源消纳能力。同时 750 kV 伊库线投运缩短了南疆地区与主网的电气距离,提高了南疆地区短路水平和南疆电网运行的稳定性。但是由于环天山西段大环网中两变电站之间均通过单回 750 kV 线路联系,环网中任一回 750 kV 线路故障将导致大规模、大范围潮流转移,电压波动幅度较大,严重影响电网安全稳定运行^[1-4]。同时环网中任何一回 750 kV 线路检修,将打破环网运行结构,形成长链式串供格局,供电可靠性、供电能力将大幅下降。750 kV 伊库线穿越高海拔地区,气候条件恶劣,运行环境复杂,进一步恶化了电网可靠运行,致使外界对构建环天山西段大环网的作用产生了疑惑。

因此为消除外界对构建环天山西段大环网的怀疑,下面从供电可靠性、送电能力、安全稳定性、清洁能源消纳能力等方面对环天山西段大环网投运初期进行分析;详细对比分析环天山西段大环网投运后对新疆电网运行带来的好处以及投运后对新疆电网运行产生的风险,以消除外界对构建环天山西段大环网疑虑;同时为指导环天山西段大环网安全稳定运行提供了重要技术支撑。

1 伊犁—库车 750 kV 输变电工程概况

环天山西段大环网供电区域涵盖新疆 10 个地州,供电区域面积约占新疆总面积的 3/5。环天山西段大环网由 8 座 750 kV 变电站(变电容量 21 500 MVA),12 条 750 kV 线路(线路长度合计约 1 800 km)组成。环网中线路最长、环境最为恶劣的工程为伊犁—库车 750 kV 输变电工程,该工程需要穿越天山山脉,工程难度大,工程前期论证耗时约 5 年,前后编制几十本专题分析报告。

伊犁—库车 750 kV 输变电工程包括 3 个单项工程:伊犁 750 kV 变电站扩建工程、库车 750 kV 变电站伊犁 I 间隔扩建工程、伊犁—库车 750 kV 线路工程,线路全长 361 km,工程总投资 17.9 亿元。750 kV 伊库线建成后新疆电网 750 kV 网架结构如图 1 所示。

750 kV 伊库线起自尼勒克县苏布台乡西侧的 750 kV 伊犁变电站,止于库车县苏巴什古城遗址西南侧的 750 kV 库车变电站。线路途经伊犁地区伊宁县、尼勒克县、新源县、巩留县和巴音郭楞州和静

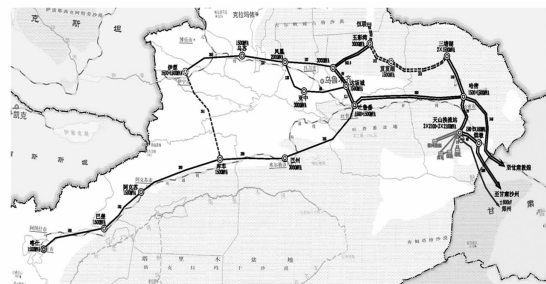


图 1 新疆电网 750 kV 网架结构

县以及阿克苏地区库车县。线路两次翻越天山山脉,海拔在 800 ~ 3 750 m 之间,地形以山地和高山大岭为主(山地占 37.4%,高山占 21.6%),是中国输电线路史上首次跨越冰川和高山冻土区的线路工程,线路大部分地区地势陡峭、高差大、地质条件复杂,交通条件恶劣,施工难度大,运行检修困难。

由于 750 kV 伊库线跨越天山山脉,所处自然条件恶劣,地形复杂;同时因气候条件恶劣,天山山脉每年只有 5 ~ 10 月份适宜安排巡线及相关检修工作,检修难度大;且 750 kV 伊库输电距离长,从而导致 750 kV 伊库线运行可靠性无法得到保障,影响环天山西段大环网运行可靠性;因此有必要分析环天山西段大环网建成投运初期对新疆电网运行的影响。

2 环天山西段大环网投运初期优点分析

环天山西段大环网投运后,打通了南北疆电力互供的大通道,缩短了南疆电网与主网的联系,见图 2 所示。环天山西段大环网投运后对电网的供电可靠性、送电能力、安全稳定性、清洁能源消纳能力等方面均起到一定的好处。主要表现在以下几个方面:

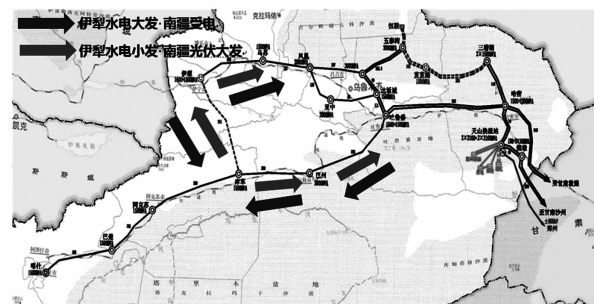


图 2 环天山西段大环网投运后
南北疆电力互供示意图

1) 提升清洁能源消纳能力

环天山西段大环网投运后,实现了南北疆电力互供、水电与光伏互补的格局。伊犁水电大发、南疆受电情况下,伊犁水电和西北部新能源直送南疆五

地州,缩短送电距离 1 100 km。伊犁水电小发,南疆水电、光伏大发情况下,南疆盈余电力通过 750 kV 伊库线直送北疆各地区,缩短送电距离 1 100 km。750 kV 伊库线投运后增加了南部盈余电力外送以及北电南送的通道,可以实现南北疆地区多能源之间的互补,提高新疆电网的调峰容量,提升清洁能源的消纳能力。

2)提升系统短路电流水平

环天山西段大环网后,南疆电网与主网仅通过一回 750 kV(巴吐二线)和 2 回 220 kV(什金一、二线)线路联系的局面得到改善,南北疆电网之间电气联系进一步加强^[4-6]。750 kV 伊库线投运后,南疆地区 750 kV 电压等级短路水平均有一定的提升。750 kV 伊库线投运后,分别减小伊犁、库车的系统阻抗 30%、25%;提升 750 kV 伊犁变短路电流水平 2.9 kA,提升 750 kV 库车变短路电流水平 2.7 kA,详见表 1。

表 1 环天山西段大环网投运前后系统短路

变电站名	电流水平变化差异		单位:kA
	环网投运前	环网投运后	变化量
凤凰变电站	19.32	19.64	0.32
亚中变电站	17.85	17.90	0.05
乌苏变电站	10.95	11.89	0.94
库车变电站	8.05	10.78	2.73
伊犁变电站	6.87	9.79	2.92
巴州变电站	9.30	9.88	0.58
阿克苏变电站	7.14	7.73	0.59

3)提高了供电可靠性

环天山西段大环网后,形成了环网运行格局,南疆长距离单线串供形势得到改善。伊犁—库车 750 kV 输变电工程未投运之前,伊犁电网仅通过单台

750 kV 主变压器、1 回 750 kV 线路与主网相联,伊犁地区存在孤网运行风险,750 kV 凤苏线、伊苏线跳闸存在频率稳定问题,其严重依赖伊犁地区机组的一次调频性能,同时严重依赖伊犁地区安全稳定控制装置,存在损失负荷风险。伊犁—库车 750 kV 输变工程投运后,伊犁地区孤网运行风险降低,供电可靠性得到提高。

4)提升了南北疆送出能力

750 kV 伊库线投运后,增加了南北疆电力送出通道,缩短了末端电网与主网的电气距离,从而提高了电网安全稳定水平,各主要外送通道送电能力主要受制于断面中 220 kV 小截面导线限制^[7-10]。通过计算分析 750 kV 伊库线投运后,伊犁送出断面、南疆送出断面均有较大幅度的提升。伊犁送出断面送出能力由原来的 900 MW 提高到 1 800 MW;南疆三地州送出断面送出能力由原来的 700 MW 提高到 1 500 MW;南疆五地州送出断面送出能力由原来的 800 MW 提高到 1 500 MW。

5)改善了动态稳定特性

750 kV 伊库线投运后,加强了南疆与北疆之间的电气联系,提高了新疆电网的动态稳定性,尤其是南疆相对新疆主网的动稳水平。伊库线投运前,新疆电网机组参与的阻尼比小于 0.11 的低频振荡模式中,有 4 个区域振荡模式,见表 2,不存在弱阻尼的振荡模式,也不存在局部振荡模式。伊库线投运后,新疆电网机组参与的阻尼比小于 0.11 的低频振荡模式中,有 3 个区域振荡模式,见表 3。各振荡模式下阻尼比相对于 750 kV 伊库线投运之前均有一定的提高,动稳定水平得到一定的提升。

表 2 环天山西段大环网投运前新疆电网主要振荡模式

序号	特征值	振荡频率/Hz	阻尼比	振荡模式
1	-0.167 + j 2.978	0.474	0.056	南疆机组—北疆机组
2	-0.335 + j 4.101	0.653	0.081	北疆机组—新疆主网机组
3	-0.310 + j 3.577	0.569	0.086	南疆机组—新疆主网机组
4	-0.211 + j 2.054	0.327	0.102	新疆机组—西北主网机组

表 3 环天山西段大环网投运后新疆电网主要振荡模式

序号	特征值	振荡频率/Hz	阻尼比	振荡模式
1	-0.240 + j 3.232	0.514	0.074	南疆机组—北疆机组
2	-0.376 + j 4.119	0.656	0.091	北疆机组—新疆主网机组
3	-0.213 + j 2.059	0.328	0.103	新疆机组—西北主网机组

3 环天山西段大环网投运初期风险分析

由于环天山西段大环网覆盖范围广,环网各线路多为单回750 kV线路,任何一回750 kV检修或跳闸将打破环网运行格局,同时750 kV伊库线运行环境恶劣,对电网正常运行及检修带来一定的风险,主要表现在以下几个方面:

1)发生 $N-1$ 故障后,潮流大范围转移造成巴州750 kV变电站低电压

750 kV伊库线投运后,形成环天山西段大环网,环网中任意一回线路跳闸,将导致潮流发生大范围转移。尤其是北部750 kV线路故障将导致北部盈余电力通过750 kV伊库线大范围转移至南疆电力送出通道(750 kV巴吐二线),与南疆地区能源挤占外送通道,从而造成750 kV巴州变低电压,见图3。凤苏、伊苏电磁解环方式下,750 kV凤苏、伊苏线故障跳闸,受功率转移造成的低电压,需根据伊犁外送功率,按1:1比例切除伊犁地区机组。

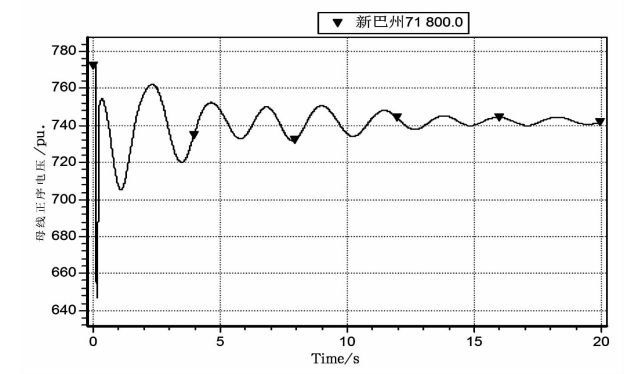


图3 750 kV巴州变电站750 kV电压变化曲线

2)电磁环网运行方式下,220 kV层面承载能力不足,受220 kV小截面导线过载限制,制约送电能力

环天山西段大环网中下一电压等级(220 kV电压等级)存在较多的小截面导线,与750 kV线路构成一个送出通道。由于220 kV层面承载能力不足,在750/200 kV电磁环网运行方式下,若750 kV线路发生跳闸,潮流转移至220 kV层面,将导致220 kV小截面导线过载,见图4。

凤苏、伊苏线路电磁合环运行时,凤苏线或伊苏线发生故障,原750 kV线路上传输的功率将有50%转移至220 kV系统,有可能造成克野线、野石东线、玛石东线、奎崇一线、崇石西线、林尼线、伊尼线共计7条小截面导线传输功率超过热稳定极限。

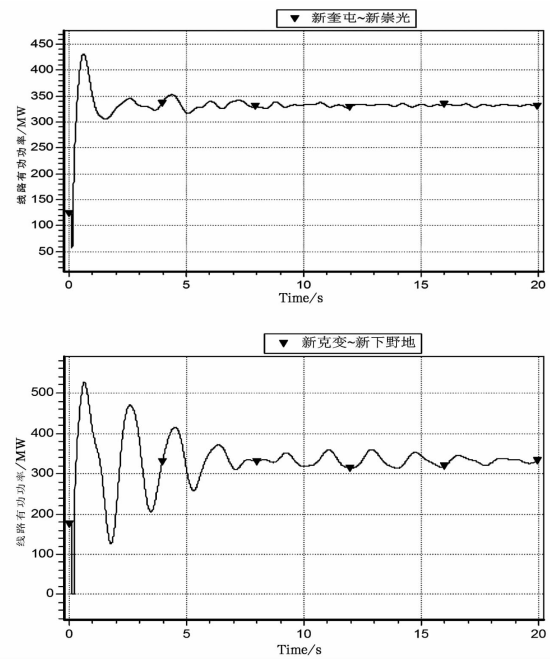


图4 750 kV线路故障后220 kV小截面导线功率变化曲线

3)潮流转移,造成稳控策略复杂化

750 kV凤苏、伊苏、巴库、吐巴线路在750/220 kV电磁环网运行方式下,发生 $N-1$ 故障,潮流将分别由220 kV系统和750 kV系统转供,且潮流转移量与北部及南疆开机方式密切相关,造成故障情况下稳控策略关联因素增多,策略制定复杂,无法实现精细化稳控策略制定^[11-14]。

4)检修方式难以安排,存在较大风险

由于环天山西段大环网中各750 kV线路多为单回线路,当环网中任何一回750 kV线路检修时,环网供电格局将被打破,相应的750 kV变电站将成为末端电站,形成单回线路长距离串供格局,供电可靠性将降低,若再发生750 kV线路跳闸,将严重危及电网安全稳定运行。如750 kV凤乌线检修,750 kV亚达线跳闸,新疆电网对西北电网动态失稳,需切除西北部部分机组,同时可能造成乌昌城网损失负荷约150 MW;750 kV伊苏线检修,750 kV巴库线、巴吐二线跳闸,伊犁和南疆机组暂态失稳,需切除伊犁地区机组,按外送功率1:1比例切除伊犁地区机组;750 kV吐巴线检修,750 kV伊苏线、伊库线跳闸,在伊犁、南疆电力盈余情况下,将引起伊犁、库车地区机组暂态失稳,需切除伊犁地区机组、南疆光伏,按外送功率的60%切除机组;750 kV库车主变压器检修,750 kV库阿线阿侧偷跳,将引起库阿线

(下转第20页)

全球能源互联网下输电走廊规划分析研究

高 晗¹,刘继春¹,刘俊勇¹,曾平良²,施浩波²

(1. 四川大学电气信息学院,四川 成都 610065;2. 中国电力科学研究院,北京 100192)

摘要:随着全球传统化石能源高度消耗,新的清洁能源快速发展,能源产地越来越远离负荷中心,能源需求和分布存在时空上的不均衡。全球能源互联网的建设可实现清洁能源基地电力的全球输送功能,达到电力能源资源共享,从而是解决此失衡局面有效的方法。在全球能源互联网的背景下,以中国为起点,德国为终点,将途经的各国进行分区,考虑不同国家的关税、输电线路长度、运行维护率、建设成本等因素,对中国—德国输电走廊规划问题建立了数学建模,并进行了相应的算例分析。

关键词:全球能源互联网;输电走廊;经济性;到网电价

Abstract:With the rapid consumption of global traditional fossil energy, the new clean and renewable energy sources develop fast, because the energy sources are more and more away from the load center, the energy demand and distribution are uneven on time and space. The construction of global energy Internet can realize the global transmission function for the electricity of the clean energy base, and achieve the sharing of electric energy resource, which is an effective way to solve the unbalanced situation. Under the background of global energy Internet, taking China as a starting point and Germany as the end, the middle countries which are passing by are partitioned. Considering the tariff, the length of transmission lines, the operation and maintenance rate, construction cost of different countries, the mathematical models are established for the transmission corridor planning from China to Germany, and a corresponding example analysis is carried out.

Key words:global energy Internet; transmission corridor; economical efficiency; power price

中图分类号:TM72 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0015-06

0 引言

随着传统化石能源的大量开发,能源资源日渐枯竭,环境污染和气候变化问题也日益突出,迫切的需要新的能源来替代传统能源。新的可再生清洁能源将逐渐替代化石能源,并在一次能源生产和消费中占更大的比例。全球范围内的能源资源和需求分布呈现非常不平衡的特征,能源基地远离负荷中心,局部区域存在日益加剧的能源供求矛盾,未来全球跨区域能源贸易规模将不断增大。建立以清洁能源为主导、以电能为中心、更高电压等级、更大输电容量、更远距离的全球能源配置网络平台是未来能源发展的趋势之一,以满足清洁能源的大规模、远距离配置的需求^[1]。

1 世界能源发展现状和全球能源互联网

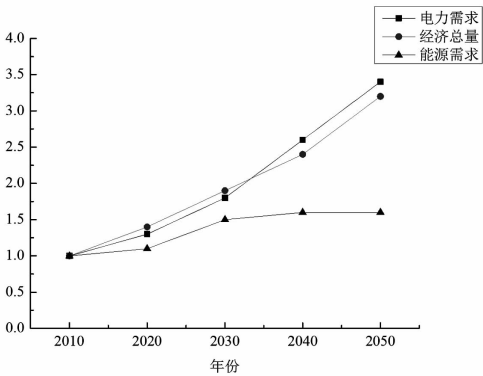


图1 2010—2050年世界经济总量及电力、能源需求增长情况

1.1 世界能源发展现状

从图1和图2可以看出,2010—2050年,电力需求增速高于能源需求增速,电力在能源结构中的优势地位日益凸显。

从亚洲电力需求增长较快和欧洲的电力需求饱和,可再生能源受入的需求来说,是属于电力受入区^[2];非洲地区的可再生能源资源非常丰富,大洋洲资源富集,电力需求规模相对较小,属于电力输出型地区。北美洲和南美洲电力供需以自我平衡为主。

科技项目:国家电网公司科技项目(XT71-15-040)

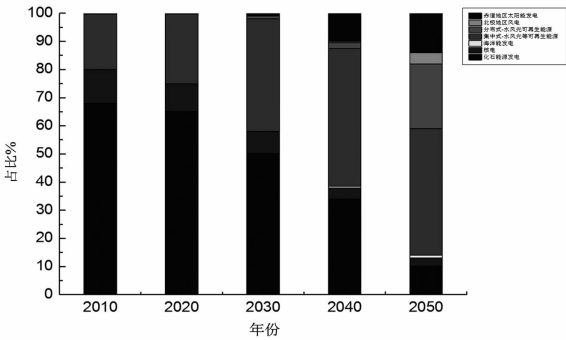


图 2 2010—2050 年全球电力供应结构变化

亚洲是全球最大的电力负荷中心,拥有丰富的可再生能源资源,未来将形成以洲内大型可再生能源基地为电源送出点、连接各大负荷中心的亚洲互联电网,并接受来自“一极一道”的跨国跨洲电力流。亚洲各大再生能源基地——蒙古国风电和太阳能发电基地、俄罗斯远东和西伯利亚水电基地、中亚风电和太阳能发电基地、中国“三北”和西北太阳能发电基地、白令海峡及库页岛风电基地、印度太阳能与风电基地等开发提速,成为亚洲互联电网的电源送出点。未来俄罗斯远东西伯利亚地区丰富的可再生能源资源开发,可为实现跨洲、更大范围的能源电力资源优化配置提供重要参考^[3]。

1.2 全球能源互联网研究现状

全球能源互联网是以特高压为骨干网架(通道),以输送清洁能源为主导,全球互联泛在的坚强智能电网。全球能源互联网将由跨国跨洲骨干网架和各国各电压等级电网(输电网、配电网)构成,连接“一极一道”(北极、赤道)和各洲大型能源基地,适应各种分布式电源需要,能够将风能、太阳能、海洋能等可再生能源输送到各类用户。全球能源互联网实现各种清洁能源、化石能源转换成电能后传输,并与其他传统能源传输方式(如铁路、管道等)分工协作、优势互补;作为连接各类电源和用户的网络枢纽,可优化配置电源资源和用户资源,并成为全球能源交易的载体;同时还可将清洁能源送至千家万户,提供增值的公共服务^[4]。

国际上针对能源互联网进行了广泛的研究,重点研究下一代能源系统,其中欧盟、美国、中国等均提出能源互联网的构想以及相关的项目。

欧盟开展了未来能源互联网项目,并与能源部门合作,其核心在于构建未来能源互联网的 ICT 平台。德国联邦政府开展了 E - Energy(智能电网)项目——基于 ICT 的未来能源系统。并将 E - Energy

作为一个象征性的项目,旨在推动基于 ICT 技术的高效能源系统项目。瑞士联邦政府能源办公室和产业部共同发起的 Vision of Future Energy Networks。该项目的重点是研究多能源传输系统的利用和分布式能源的转换和存储,开发相应的系统仿真分析模型和软件工具。美国国家科学基金项目启动“未来可再生电能传输与管理系统”,开展配电系统能源互联网研究。其研究一种构建适应高渗透率分布式可再生能源发电和分布式储能并网的高效配电系统,称之为能源互联网。日本正在探索未来家庭能源管理系统(HEMS)。未来家庭能源管理 HEMS 是能源互联网的基本单元。美国著名未来学家杰里米·里夫金提出的能源互联网:两种不同的技术(可再生能源与互联网)连接在一起,描绘了新的、充满活力的能源互联网,在中国引起的广泛的关注。北京市电力公司承担了国家科技部 863 课题“交直流混合配电网关键技术”和国家电网公司科技项目“分布式能源高渗透率的交直流混合主动配电网运行生产管控关键技术研究”^[5]。

全球能源互联网重点技术领域和关键技术是构建全球能源互联提供技术支撑和保障^[6]。具体内容见表 1。

在电源、电网、储能和信息通信等领域全面推动技术创新,需要符合以下 4 点:一是提高可再生能源的可控性,保障能源安全稳定供应;二是降低清洁能源发电成本,实现能源可持续发展;三是提高特高压输电技术水平,加快开发“一极一道”和各洲大型清洁能源基地;四是研制适应极端气候条件的电力装备,保证关键设备和电网建设运行安全。 $\pm 1\ 100\text{ kV}$ 直流输电技术是目前输送距离最远、输送容量最大的输电技术,其输送距离可达 4 500 km 以上,双极输电功率达到 11 GW。中国—德国输电线路可考虑按照 $\pm 1\ 100\text{ kV}$ 、输电容量 11 GW 的直流线路直流建设,将新疆地区作为输电起点,德国作为输电受端,采用直送输电方式,并以欧亚大陆桥铁路沿线路径作为中 - 德输电主体路径局部路段沿已建公路路线以缩短输电距离。

中国新疆等地区的某些清洁能源开发潜力巨大,如风能、太阳能等。预计 2015 年,新疆风电装机容量达到 10 GW 以上,2020 年达到 20 GW。截至 2013 年年底,新疆地区太阳能装机约 20 MW^[7]。根据资源分布情况,未来新疆太阳能开发潜力巨大,如表 2 所示。

表 1 全球能源互联网重点技术领域和关键技术

重点技术领域		关 键 技 术	
电源技术	风电(单机容量大型化技术、低风速风机技术)、太阳能发电技术、海洋能发电技术、分布式电源技术		
电网技术	最新技术进展		发展方向和前景
	特高压输电技术和装备	柔性直流输电及直流电网技术、超导输电技术	进一步提高输电容量和距离;研制高可靠性关键设备;研制适应极热极寒地区的设备。
	海底电缆技术	浸渍纸包电缆、自容式油电缆、挤压式绝缘电缆、充气式绝缘电缆	高电压、长距离、大容量
	大电网运行控制技术	交直流混合大电网安全分析与仿真技术、大电网安全控制与保护技术	发展实时/超实时仿真和决策技术;发展电网故障诊断、恢复及自动重构技术
新能源发电及并网技术	大容量高参数风机技术、太阳能发电技术(光伏、光热)、海洋能发电技术(潮汐能、波浪能发电等)、大规模新能源并网控制技术		
先进储能技术	物理储能(抽水蓄能电站、压缩空气储能、飞轮储能等)、储能电池(锂离子电池、铅酸电池等)、相变储热、氢储能		
互联网信息通讯技术	大数据、云计算、移动互联技术、物联网技术、图像识别技术等;高端芯片(通信芯片、智能传感和量测芯片)		

表 2 新疆太阳能资源量和可开发量

区域	总辐射量		值日照时数 (h/a)	可开发量	
	J/(m ² ·a)	当量标煤 kg 标煤/(m ² ·a)		当量标煤 10 ⁸ T 标煤/a	可发电量 10 ⁸ kWh/a
北疆	5.3×10 ⁹	180	1 600	221	160 851
东疆	6.4×10 ⁹	210	1 900	139	124 898
南疆	5.9×10 ⁹	200	1 700	233	182 206

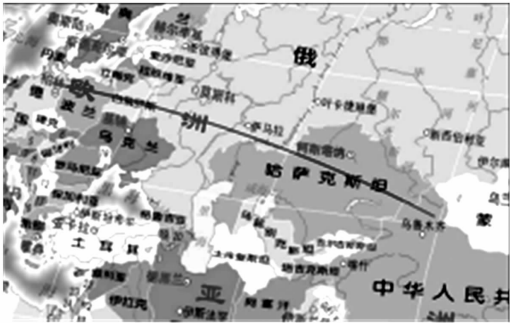
截至 2013 年 10 月,德国发电装机总容量 187 GW,其中燃煤机组 49 GW,约占总容量的 26.3%;光伏发电 35 GW,约占总容量 19.1%;风电 32.513 GW,约占总容量的 17.4%。近年来,由于核电站的关闭,核能发电产量减少,可再生能源所占比例逐渐增加。中国新疆清洁能源开发潜力巨大,未来德国是欧洲大陆最大的能源消费国,根据其弃核、减排等政策,德国有较大的电力市场空间。

综上所述,实现全球能源互联网的建设可以实现清洁能源基地电力的全球输送功能,东西半球时差和南北半球季节互补、资源共享;提高全球能源配置效率和效益;是解决全球范围内的能源资源和需求分布呈现非常不平衡的最有效的方法。

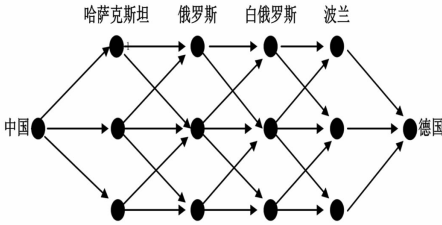
2 全球能源互联网输电走廊规划方案
计算模型

研究以中国为起点,德国为终点的输电走廊规划问题,从图 3(a) 可看,从中国到德国将经过哈萨克斯坦、俄罗斯、白俄罗斯、波兰。图 3(b) 表示,将

每一个中间国分为 3 个区,从中国到哈萨克斯坦可选线路有 3 段,从哈萨克斯坦到俄罗斯,只有相邻区域才可互联,与哈萨克斯坦左上角第 1 个区域相邻的有 2 个,与哈萨克斯坦第 2 个区域相邻的有 3 个,



(a)



(b)

图 3 输电线路投资模型

表 3 主要计算参数

	中国	哈萨克斯坦	俄罗斯	白俄罗斯	波兰
换流站投资/(亿元)	86	84	109	123	115
运行维护率/%	1.4	1.8	1.9	1.75	1.6
关税/%		7.1	7.1	7.1	4.2
线路长度均值/km	1 663	2 047	745	691	745
线路投资均值/(万元·km ⁻¹)	790	928	1 222	2 400	2 400

可行线路用箭头表示。最后从波兰有 3 条路径可到德国。途经的国家用 i 表示,细化的区域用 j 表示。

2.1 分段投资成本计算模型

因为是跨洲跨国输电,各个国家由于国情不一样,导致每个国家的线路投资不同,因此需要分段计算。

1)工程投资成本 $CP_{i,j}$

$$CP_{i,j} = CH_{i,j} + CX_{i,j} \cdot L_{i,j} \tag{1}$$

式中: $CH_{i,j}$ 为*i*国*j*区所建换流站成本; $L_{i,j}$ 为从*i*国到(*i*+1)国建设线路的长度; $CX_{i,j}$ 为此线路的单位建设成本^[8]。

2)运行维护费用 $CYW_{i,j}$

$$CYW_{i,j} = A_{fixed \cdot i,j} \cdot R_{oper \cdot i,j} \tag{2}$$

式中: $A_{fixed \cdot i,j}$ 为*i*国*j*区固定资产原值,近似按工程投资计算; $R_{oper \cdot i,j}$ 为运行维护费率。

3)线损成本 $CXS_{i,j}$

$$CXS_{i,j} = P_{r \cdot i,j} E_{\delta \cdot i,j} (1 - R_{eam}) \tag{3}$$

$$E_{\delta \cdot i,j} = C_{apa} \delta_{i,j} \% H_{\delta} \tag{4}$$

式中: $P_{r \cdot i,j}$ 为入境*i*国*j*区后的上网电价; $E_{\delta \cdot i,j}$ 为线损电量; R_{eam} 为电厂利润率; H_{δ} 为线损利用小时; C_{apa} 为额定输电容量; $\delta_{i,j}$ 为线损率。

2.2 电价竞争力模型

通过这条跨洲跨国输电线路到达德国的电力到网电价越低,越具有竞争力。

$$d_{i,j} = P_{r \cdot i,j} + e_{i,j} + c_{i,j} \tag{5}$$

$$c_{i,j} = P_{r \cdot i,j} \delta_{i,j} \% / (1 - \delta_{i,j} \%) \tag{6}$$

$$P_{r \cdot i,j} = d_{r \cdot (i,j) - 1} (1 + f_{i,j}) \tag{7}$$

式中: $d_{i,j}$ 、 $e_{i,j}$ 和 $c_{i,j}$ 分别为入境*i*国*j*区后的到网电价、输电电价和线损电价; $d_{r \cdot (i,j) - 1}$ 为出境*i*国*j*区前的到网电价; $f_{i,j}$ 为入境*i*国*j*区时关税^[9]。

2.3 目标函数

以总投资成本最少和到网电价最低为目标函数。

$$\min C = \sum CP_{i,j} + CYW_{i,j} + CXS_{i,j} \tag{8}$$

$$\min d_c \tag{9}$$

式中: C 为总投资成本; d_c 为到德国到网电价。

3 算例分析

3.1 基本数据

如图 4 所示,选取 4 个中间国:哈萨克斯坦、俄罗斯、白俄罗斯、波兰,并对输电线路进行编号,可行的输电线路共有 27 条。

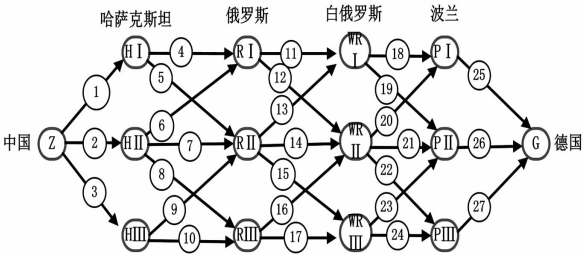


图 4 输电线路建设计算模型

根据 2015 年国网北京经济技术研究院《亚欧洲际输电经济竞争力研究》报告,将其数据做参考和引申,将输电工程的利用小时选取为 6 000 h,相应线损利用小时为 4 000 h,电厂利润率约为 8%。中国光伏上网电价取 0.55 元/kWh。具体参数如表 3 所示。

3.2 计算结果

每条线路的工程投资成本、运行维护成本不受到其他线路建设参数的影响,计算结果如图 5、图 6 所示。

不同线路输电电价、运行维护率不同,会产生不同的上网电价,导致各线路在不同组合下线损成本不同,计算结果如图 7 所示。

因为每条线路的输电电价不同,每个国家的关税不同,所以不同的输电组合有不同的到网电价,计算结果如图 8 所示。

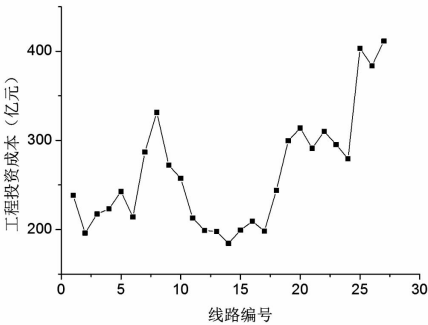


图 5 不同线路的工程投资成本

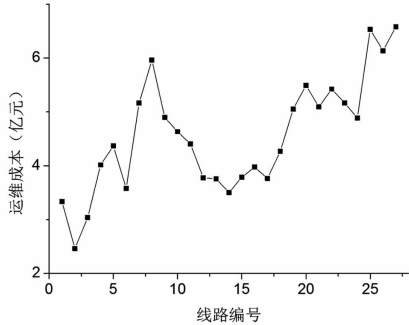


图 6 不同线路的运维成本

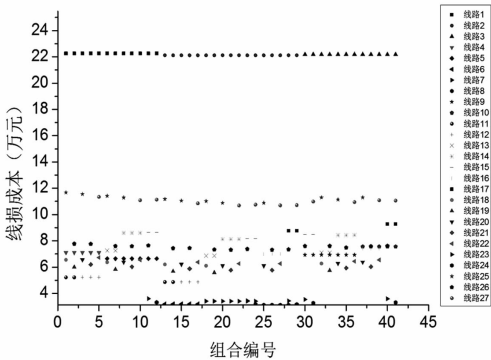


图 7 不同组合下各条线路的线损成本

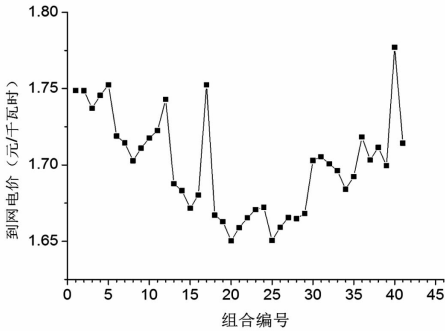


图 8 不同组合下的到网电价

综合不同组合下不同线路工程投资成本、运行维护成本、线损成本,可得到不同组合下的总投资成本,计算结果如图 9 所示。

根据图 8 可看出,组合 20,即通过输电线路 2-7-14-20-25 的到网电价最低,为 1.650 3 元/kWh;

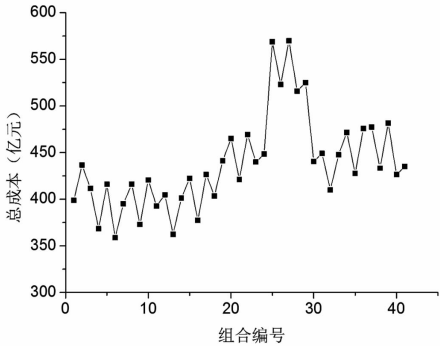


图 9 不同组合下的总成本

根据图 9 可看出,组合 6,即通过输电线路 1-5-13-18-25 的总成本最低,为 358.771 亿元。选取加权系数求解多目标优化问题的最优解,可得到组合 18 为最佳输电途径,即 2-7-13-18-25,到网电价为 1.667 1 元/kWh,投资总成本为 403.572 亿元。

4 结 论

清洁替代和电能替代是全球能源可持续发展的必由之路。全球能源互联网的建设是解决全球范围内的能源资源和需求分布呈现非常不平衡的最有效的方法。以中国新疆光伏通过特高压直流输送到德国的实例为研究对象,构建了中国-德国的输电走廊规划方案,结论表明特高压直流输电技术实现洲际范围内的清洁能源资源配置在技术上是可行的,而且输电线路的长短、不同国家关税、运行维护率、建设成本等的不同都会影响全球能源互联网下输电走廊的规划。后期将考虑更多因素,如不同国家线路建设完工时间不同等,使输电走廊规划更具经济性。

参考文献

[1] 姚建国,高志远,杨胜春. 能源互联网的认识和展望[J]. 电力系统自动化,2015,39(23):9-14.

[2] 全联新能源商会. 全球新能源发展报告[C]. 2014.

[3] 刘振亚. 全球能源互联网[M]. 北京:中国电力出版社,2015.

[4] 郭捷龙,杨健. 能源互联网技术的现状及发展趋势研究[J]. 电网与清洁能源,2016,32(3):8-12.

[5] 田世明,栾文鹏,张东霞,等. 能源互联网技术形态与关键技术[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3482-3494.

[6] 谢国辉,李琼慧. 全球能源互联网技术创新重点领域

及关键技术[J]. 中国电力, 2016, 49(3): 18-23.

- [7] 张彦涛,张志强,张玉红,等. 应用特高压直流输电技术实现亚欧洲际输电方案的设想[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2069-2075.
- [8] 张运洲,韩丰,赵彪,等. 直流电压等级序列的经济比较[J]. 电网技术, 2008, 32(9): 37-41.
- [9] 游沛羽,王晓辉,张艳. 亚欧超远距离特高压输电经济

性研究[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2087-2093.

作者简介:

高 吟(1991), 硕士研究生, 研究方向为全球能源互联网;

刘继春(1975),教授、博士,研究方向为电力系统经济性分析、电力市场以能源互联网。

(收稿日期:2017-02-20)

(上接第 14 页)

阿侧电压大幅度抬升(高达 83.7 kV, 达到 1.12 倍), 存在设备过耐压损坏风险。

4 结 论

通过对环天山西段大环网网架结构投运初期进行系统分析,得出环天山西段大环网建成投运后,实现了南北疆电力互供的大通道;缩短了南疆电网与主网的联系;改善了新疆电网运行特性;提升了新疆电网安全稳定水平;提高了伊犁地区、南疆地区送受电能力;促进了南疆地区新能源消纳和开发。但是由于环天山西段大环网覆盖面积大、横跨面积广,且 750 kV 伊库线两次穿越天山山脉,自然条件恶劣,给电网运行带来一定的风险。总体来说,环天山西段大环网的建成给新疆电网运行稳定性、供电可靠性、供电能力等方面带来众多改善,利大于弊。同时随着后续新疆南部Ⅱ回、北部Ⅱ回 750 kV 输变电工程的建成,将彻底解决环天山西段大环网带来的风险。

参考文献

- [1] 康伟, 刘哲, 贾宏杰, 等. 基于风险分析的天津电网运行方式比较[J]. 电网技术, 2012, 36(4): 102 - 107.
- [2] 李碧君, 方勇杰, 徐泰山. 关于电网运行安全风险在线评估的评述[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(18): 171 - 177.
- [3] 胡扬宇, 付红军, 张毅明, 等. 特高压南阳站建成后鄂豫断面电磁环网运行分析[J]. 电网技术, 2011, 35(6): 102 - 107.
- [4] 韩戈, 韩柳, 吴琳. 各种限制电网短路电流措施的应用与发展[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(1): 141 - 144.

- [5] 张云晓,郑春莹,郭瑞鹏,等. 宁波电网运行风险分析及决策支持系统[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(11): 90-94.
- [6] 任嫻婷. 电网运行风险分析及其控制措施探讨[J]. 企业技术开发, 2015, 34(29): 90-91.
- [7] 钟显,樊艳芳,王一波,等. 含高密度风电、交直流送端电网直流闭锁故障稳控方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(13): 130-138.
- [8] 周专,姚秀萍,王维庆,等. 基于多电磁环网的功率转移研究与分析[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(22): 134-140.
- [9] 李杨楠,刘文颖,潘炜,等. 西北 750 kV 电网动态稳定特性分析和控制策略[J]. 电网技术, 2007, 31(12): 63-68.
- [10] 张伟,常青,张剑云. 特高压互联系统联网初期动态稳定特性及控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(22): 19-24.
- [11] 邱丽萍,赵兵,张文朝,等. 综合负荷模型对大区互联电网稳定特性的影响[J]. 电网技术, 2010, 34(10): 82-87.
- [12] 杨冬,赵康,刘玉田. 特高压电网电磁环网开环方案优化决策[J]. 高电压技术, 2015, 41(3): 778-786.
- [13] 张明理,徐建源,李佳珏. 含高渗透率风电的送端系统电网暂态稳定研究[J]. 电网技术, 2013, 37(3): 740-745.
- [14] 徐式蕴,吴萍,赵兵,等. 提升风火打捆哈郑特高压直流风电消纳能力的安全稳定控制措施研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(13): 92-99.

作者简介:

周 专(1987), 硕士、工程师, 研究方向为电力系统规划与分析;

吕盼(1983),硕士、高级工程师,研究方向为电力系统规划与分析;

赵志强(1977),高级工程师,研究方向为电力系统规划与分析。

(收稿日期:2017-03-11)

±1100 kV 换流站直流母线导体选型与布置研究

骆 玲,丁晓飞,邢 毅,包维瀚,李龙才,杨 伦

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘 要: ±1100 kV 特高压直流输电工程在工程应用中属于新的电压等级,对于换流站内直流母线的选型与布置在参考 ±800 kV 换流站的基础上做进一步的研究分析。针对 ±1100 kV 直流极线户内布置的方案,对3种备选直流管母线(6063G-Φ400/380、6063G-Φ450/430、6063G-Φ500/480)进行了电磁环境的校核计算,并结合目前 ±1100 kV 设备外形对导体的布置提出了推荐意见。研究结果表明:3种备选管母在对地高度15~25 m的范围内均不起晕,地面离子流密度以及磁感应强度满足相关规程规范要求;在对地高度不小于18 m时,3种管母线地面合成场强均小于25 kV/m;管母线跨距不大于15 m的布置形式能满足管母线的破坏应力及挠度要求。综合考虑运行的安全可靠性以及工程的经济性,推荐采用6063G-Φ400/380管母线作为 ±1100 kV 直流母线,并建议管母线对地高度不小于18 m,且管母线跨距不大于15 m。

关键词: ±1100 kV 换流站;直流母线;电磁环境;机械受力;管母跨距

Abstract: ±1100 kV UHVDC transmission projects belong to a new voltage level in engineering applications, and the selection and arrangement of DC polar bus can refer to ±800 kV converter station, which needs a further research and analysis. For the indoor layout scheme of ±1100 kV polar line, the checking calculation is carried out for electromagnetic environment of three tube buses (6063G-Φ500/480, 6063G-Φ450/430 and 6063G-Φ400/380), and the recommendations are given for the arrangement of tube bus combined with the current ±1100 kV equipment size. The results indicate that, for these three alternative tube buses, corona would not appear when their height above ground is between 15~25 meters as well as the ground ion current density and magnetic induction would meet the requirements of relevant standards and regulations. The earth resultant electric field of each bus should be less than 25 kV/m when their height above ground is more than 18 m. Besides, the requirements of failure stress and deflection would be met when the conductor span is less than 15 m. Therefore, considering the safety and reliability of operation and the engineering economics, 6063G-Φ400/380 tube bus is recommended as ±1100 kV polar bus, and it is also recommended that the height should be more than 18 m and the layout span of bus should be less than 15m.

Key words: ±1100 kV converter station; DC polar bus; electromagnetic environment; mechanical force; span of tube bus
中图分类号:TM85 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0021-05

0 引 言

换流站内直流母线的选型与布置对直流母线周围的电磁环境有较大的影响^[1-4]。合理的母线导体选型与布置方案既要确保工程的安全可靠运行,也要兼顾运行的经济性。

铝合金管母线在 ±800 kV 特高压换流站中已经有成熟应用,而目前 ±1100 kV 特高压直流输电工程在工程应用中属于新的电压等级^[2,5],考虑 ±1100 kV 设备制造水平^[6-8]以及运行的安全可靠

性,直流极线设备按户内布置方案考虑。针对 ±1100 kV 户内直流场布置方案,对直流母线的选型与布置开展详细研究。

1 直流母线导体电磁环境分析

由于支撑管母线具有初始起晕场强高、占地面积较省、接线清晰等特点,±1100 kV 换流站直流场母线仍推荐采用支撑管母线。

根据以往工程经验,在满足通流要求的前提下选择管母线导体 6063G-Φ400/380、6063G-Φ450/430、6063G-Φ500/480 进行比较。

1.1 电磁环境限值要求

±1 100 kV 导体电磁环境要求暂无相应标准、规程规范可执行,下面参照 DL/T 1088 - 2008 《±800 kV 特高压直流线路电磁环境参数限值》以及中国电力科学研究院开展的人在直流电场下的稳态感受试验研究结论,确定 ±1 100 kV 换流站直流母线电磁环境的控制指标如下^[9-10]:

- 1) 为了将换流站的地面合成电场在较大范围内控制在不超过 30 kV/m,由单根管母线产生的地面合成电场需控制在 20 ~ 25 kV/m;
- 2) 由管母线产生的线下地面离子流密度限值建议为 100 nA/m²;
- 3) 直流磁场磁感应强度的控制指标为 10 mT。

1.2 导体起晕场强的计算

导体电晕是在导体表面场强超过某一临界值后才开始产生,这一临界值通常称为电晕临界电场强度,或起始电晕电场强度。皮克(F. W. Peek)最早开始研究线路电晕,并给出了适用于交流线路电晕起始电场强度的计算公式,经修改,得到适用于直流线路电晕起始场强的判据如下^[11-12]:

$$g_0 = 30m\delta(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r\delta}})$$
 (1)

式中: m 为反映导体表面状况的粗糙系数; r 为导体半径,cm; δ 为相对空气密度^[12](标准情况下取 1)。

$$\delta = (\frac{273 + t_0}{273 + t}) \frac{P}{P_0}$$
 (2)

式中: P_0 为标准大气压,101.3 kPa; P 为换流站的实际大气压,kPa; t_0 为标准环境温度,20 ℃; t 为换流站的实际温度,℃。

根据式(1)、式(2)计算标准环境条件下 3 种外径导体的起晕场强如表 1 所示。

表 1 导体起晕电场强度

导体型号	导体外径 /mm	电压等级 /kV	导体起始电晕电场 强度/(kV · cm ⁻¹)
φ500/480	500	1 100	19.084
φ450/430	450	1 100	19.142
φ400/380	400	1 100	19.211

1.3 导体表面场强的计算

采用国际大电网会议 CIGRE 及国际无线电干扰委员会 CISPR 推荐的马克特 - 门格尔法^[13-14]计算导体表面电场强度。

- 1) 用麦克斯韦电位系数法决定等效导线上的

总电荷

$$[Q] = [P]^{-1}[U]$$
 (3)

式中: $[Q]$ 为导线上的电荷矩阵; $[U]$ 为导线上的电压矩阵; $[P]$ 为电位系数矩阵,它们可以直接用镜像法求得。

- 2) 忽略子导线间的相互影响,并认为总电荷平均分配在每根子导线上,即每根导线的电荷为 Q/n 。则子导线表面平均表面电场强度由式(4)计算:

$$g_{av} = \frac{Q}{\pi \epsilon n d}$$
 (4)

式中: ϵ 为空气介电常数; n 为导线分裂根数,对于管母线 $n = 1$; d 为子导线直径,cm;对于管母线, d 即为管母直径。

- 3) 对于分裂导线,由于屏蔽效应,实际表面场强在分裂导线外部要更大些,而在内部则小些。计算分裂导线的平均最大表面电场强度如式(5)所示:

$$g_{max} = g_{av} [1 + (n - 1) \frac{d}{D}]$$
 (5)

式中, D 为通过分裂导线束各子导线中心的圆的直径,cm。对于管母线而言,最大表面电场强度与导线平均表面电场强度相等。

根据式(3) ~ 式(5)计算直流母线在距地高度 15 ~ 25 m 条件下,不同导体的表面最大场强如图 1 ~ 图 3 所示。

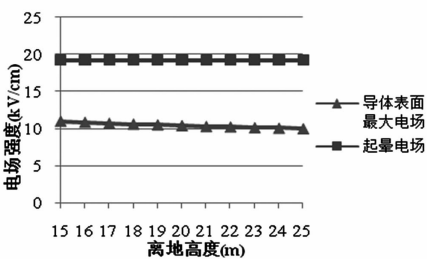


图 1 φ400/380 管母线导体表面最大电场

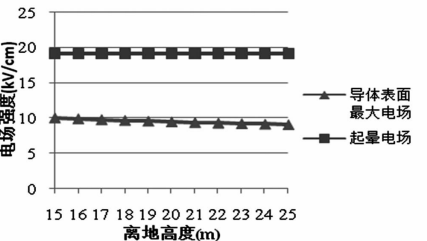


图 2 φ450/430 管母线导体表面最大电场

由图 1 ~ 图 3 可知:3 种外径的管母线在 15 ~ 25 m 的对地高度下,导体表面最大电场均小于其起

晕场强,不起晕;相同高度时,导体外径越大,导体表面平均最大电场强度越小;同一导体,高度越高,导体表面平均最大电场强度越小。

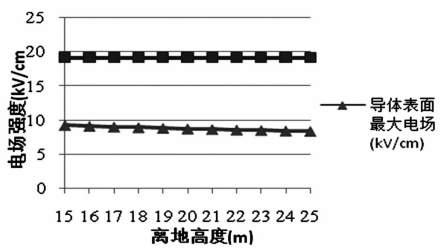


图3 $\phi 500/480$ 管母线导体表面最大电场

1.4 地面合成场强计算

直流导体下的电场有两种极限情况,一种是没有电晕时,仅由导线上电荷决定的静电场或标称电场;另一种是饱和电晕时,仅由空间电荷决定电场,此时电晕已发展得相当严重,线下电场仅取决于极间距离和对地距离,导线本身尺寸已不影响线下电场。

如前所述的导体表面最大场强计算中,按 15 ~ 25 m 的对地高度,备选导体表面电场均小于起晕电场,导体表面理论上不会有电晕情况发生,故导体下方地面电场以直流导体电荷产生的电场为主,空间电荷产生的电场相对于直流导体电荷产生的电场较小。

文献[15]中指出:“…未提供频率低于 1 Hz 的电场强度限值,因为它实际上属于静电场,对大多数人来说因表面电荷而引起烦恼的感觉不会发生在 25 kV/m 场强之下,引起紧张或烦恼的火花放电应该避免”。因此,在确定直流导体电场的限值时,除考虑人在直流电场下的直接感受外,还应考虑可能引起的暂态电击。所以由直流场导体产生的地面合成电场值应控制在 25 kV/m 以下。

根据静电场理论,由于在换流站中实际直流场正负极线相距 200 m 以上,忽略相反极性线及避雷线的影响,考虑电荷对无穷大地面场强情况时,使用镜像法计算地面合成电场,结果如图 4 ~ 图 6 所示。

由于备选管母线均不起晕,地面合成场强即地面标称场强。对比以上 3 种备选管母地面标称场强计算结果,要满足地面标称场强值不大于 25 kV/m,则:

- 1) 采用 $\phi 400/380$ 管母线时高度不应小于 17.3 m;
- 2) 采用 $\phi 450/430$ 管母线时高度不应小于 17.6 m;
- 3) 采用 $\phi 500/480$ 管母线时高度不应小于 18 m。

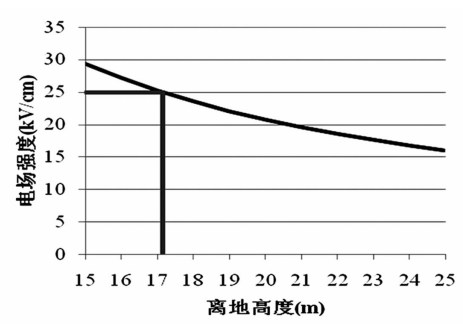


图4 $\phi 400/380$ 管母地面合成场强

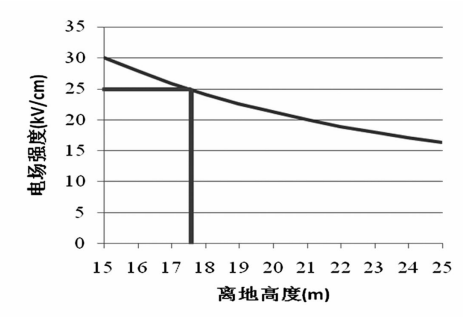


图5 $\phi 450/430$ 管母地面合成场强

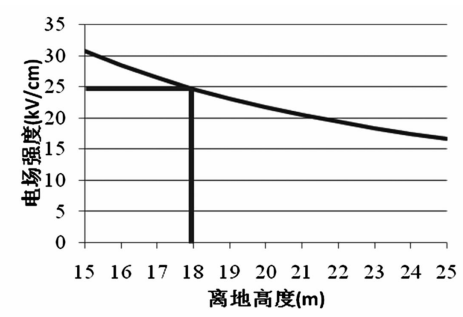


图6 $\phi 500/480$ 管母地面合成场强

1.5 离子流密度计算

由于备选管母线电晕起始场强均大于表面最大电场强度,因此,不会产生饱和电晕情况。此时地面合成电场强度主要为标称电场,地面离子电流密度几乎为零,满足管母线产生的线下地面离子流密度限值不大于 100 nA/m² 的要求。

1.6 磁感应强度计算

根据恒定磁场理论,考虑过负荷情况,采用安培环路定律,计算导体正下方磁感应强度 B 为

$$B = \frac{\mu I}{2\pi H} \tag{6}$$

式中: B 为导体在地面磁感应强度,T; μ 为磁导系数,取 $4\pi \times 10^{-7}$ T · m/A; H 为导体的对地高度,m; I 为导体电流,A。

从式(6)可以看出,导体的外径不影响地面磁感应强度的计算结果。因此,备选管母线磁感应强度与对地高度的变化计算结果如表 2 所示。

表 2 导体磁感应强度

对地高度/m	磁感应强度/mT
15	0.076
16	0.072
17	0.067
18	0.064
19	0.060
20	0.057
21	0.055
22	0.052
23	0.050
24	0.048
25	0.046

根据表 2 的计算结果,备选管母线 6063G - $\phi 400/380$ 、6063G - $\phi 450/430$ 、6063G - $\phi 500/480$ 布置在对地高度 15 ~ 25 m 情况下,均满足地面磁感应强度小于 10 mT 的要求。

2 直流母线导体机械受力计算

$\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流极线及设备在户内布置,不考虑大风、覆冰的工况,不考虑采用阻尼线。由于户内设备散热差,特别是直流极线平波电抗器正常运行时会产生很大的热量,户内需加装空调及风机,风机的最大风速为 7 m/s。

经向设备厂家调研, $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 极线主要设备均压环外径如表 3 所示。

表 3 极线主要设备均压环尺寸

1 100 kV 设备	均压环外径/m
隔离开关	4.0
PLC 电容器	3.5
分压器	3.0
避雷器	2.3
光 CT	3.4
绝缘子	2.5

根据极母线的集中荷载分布情况,考虑最严重的情况:在同一管母线跨中悬挂安装光 CT 及避雷器(光 CT 重量约 0.6 t,避雷器重量约 3.2 t,另计及金具共 4 t)。避雷器、光 CT 及支柱绝缘子均压环外径共 8.2 m,考虑设备吊装时为避免设备均压环间

的碰撞,设备布置需要满足一定的间距。支撑管母线的支柱绝缘子暂按间距 15 m 布置,则 15 m 为一跨。下面按 15 m 管线为一跨,两跨连续计算受力情况。

6063G 系列管母线的破坏应力为 179. 928 MPa。根据上述工况及荷载条件,分别计算 3 种管母线受力如表 3 ~ 表 5 所示。

表 4 $\phi 400/380$ 管母线受力计算结果

工 况	计算值
大风工况最小应力要求($k = 1.67$)/MPa	170. 52
地震工况合成应力要求($k = 1.67$)/MPa	170. 52
要求管母线最小破坏应力/MPa	170. 52
管母最大挠度/cm	73. 5

注: k 为载荷短期作用时硬导体的安全系数^[15]

表 5 $\phi 450/430$ 管母线受力计算结果

工 况	计算值
大风工况最小应力要求($k = 1.67$)/MPa	135. 24
地震工况合成应力要求($k = 1.67$)/MPa	135. 14
要求管母线最小破坏应力/MPa	135. 24
管母最大挠度/cm	50. 98

注: k 为载荷短期作用时硬导体的安全系数^[15]

表 6 $\phi 500/480$ 管母线受力计算结果

工 况	计算值
大风工况最小应力要求($k = 1.67$)/MPa	109. 86
地震工况合成应力要求($k = 1.67$)/MPa	109. 76
要求管母线最小破坏应力/MPa	109. 86
管母最大挠度/cm	36. 75

注: k 为载荷短期作用时硬导体的安全系数^[16]

由表 4 ~ 表 6 可知,3 种备选管母线在实际运行工况下,要求管母线最小破坏应力均小于管母实际的破坏应力;最大扰度满足规程规范要求^[15]:不大于 0.5*D*(*D* 为管母直径)。

如按跨距 16 m 布置,两跨连续计算, $\phi 400/380$ 管母线要求最小破坏应力达 182. 868 MPa,超出管母线的实际限制; $\phi 450/430$ 、 $\phi 500/480$ 管母线破坏应力满足要求。

3 结 论

通过对 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流母线 3 种备选管母 $\phi 400/380$ 、 $\phi 450/430$ 、 $\phi 500/480$ 在对地高度 15 ~ 25

m 的范围内,导体下方的合成场强、离子流密度以及磁感应强度进行计算,并结合 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 极线设备布置的实际情况确定直流母线的最大跨距,其结果如下:

1)3 种备选导体均不起晕且地面离子流密度与磁感应强度满足规程规范要求。

2) $\phi 500/480$ 管母,对地高度不小于 18 m;
 $\phi 450/430$ 管母,对地高度不小于 17.6 m;
 $\phi 400/380$ 管母,对地高度不小于 17.3 m;均能满足地面合成场强满足不大于 $25\ \text{kV/m}$ 的要求。

3)根据目前所调研的 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 设备均压环外径,综合考虑设备布置安装方式,计算出能满足 3 种管母破坏应力及挠度要求的最大管母跨距为 15 m。

$\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流母线合理的选型与布置方案既要确保工程的安全可靠运行也要兼顾运行的经济性,直径越小的管母经济性越高。因此推荐 $\phi 400/380$ 管母作为 $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流母线,结合目前设备外形,建议管母对地高度 18 m,且支撑管母的支柱绝缘子间距 15 m 为经济技术最优方案。可根据现场设备的布置情况合理调整支撑管母的支柱绝缘子间距,但不应大于 15 m。

参考文献

[1] 万保权,张小武,张广洲,等. $\pm 800\ \text{kV}$ 云广线换流站母线电晕特性试验研究[J]. 高电压技术,2008,34(9):1788-1791.

[2] 李先志,梁明,李澄宇,等. $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 特高压直流输电线路按电磁环境条件的导线设计[J]. 高电压技术,2012,38(12):3284-3291.

[3] 柏晓路,李健,等. $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 特高压直流输电线路电磁环境研究[J]. 中国电力,2014,47(10):24-29.

[4] hartier V L,Stearns R D. Formulas for Predicting Audible Noise from Overhead High Voltage AC and DC Lines[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981,100(1):121-130.

[5] 魏晓光,宗文志,王高勇,等. $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 特高压直流换流阀外绝缘操作冲击放电试验及海拔校正研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(12):1996-2003.

[6] 张猛,王国金,张月华,等. $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 特高压干式平波电抗器绝缘设计与试验分析[J]. 高电压技术,2015,41(5):1760-1768.

[7] 周沛洪,何慧雯,戴敏,等. $\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 直流换流站避雷

器布置、参数和设备绝缘水平的选择[J]. 高电压技术,2014,40(9):2871-2884.

[8] 聂定珍,马为民,余世峰,等. $\pm 1\ 000\ \text{kV}/\pm 1\ 100\ \text{kV}$ 特高压直流输电系统换流站的绝缘配合[J]. 高电压技术,2012,38(12):3156-3160.

[9] DL/T 1088-2008, $\pm 800\ \text{kV}$ 特高压直流线路电磁环境参数限值[S]. 北京:中国电力出版社,2008.

[10] 陆家榆,鞠勇. $\pm 800\ \text{kV}$ 直流输电线路电磁环境限值研究[J]. 中国电力,2006,39(10):37-42.

[11] Moyo N. M., Ijumba N. M., Britten A. C. Investigating Contributing Factors to HVDC Corona Noise[C]. PES 2005 Conference and Exposition in Africa, Proceedings of the Inaugural IEEE, 2005:428-432.

[12] J. G. Anderson. Transmission Line Reference Book:345 kV and Above[M]. Electric Power Research Institute, 1975.

[13] H. Anis, A. Zeitoun, M El-Ragheb, et al. Field Calculations around Non-standard Electrodes Using Regression and Their Spherical Equivalence[J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1977,96(6):1721-1730.

[14] Maruvada P. Sarma, W. Janischewskyj. Electrostatic Field of A System of Parallel Cylindrical Conductors[J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1969,88(7):1069-1079.

[15] No Authors Listed. Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric, Magnetic, and Electromagnetic Fields (up to 300 GHz)[J]. International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection. Health Physics, 1998,74(4):494-522.

[16] DL/T 5222-2005, 导体和电器选择技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2005.

作者简介:

骆 玲(1986),工学硕士,从事变电站电气设计工作;
丁晓飞(1975),工学学士、高级工程师,从事变电站电气设计工作;
邢 毅(1983),工学硕士,从事特高压变电站电气设计工作;
包维瀚(1989),工学硕士,从事变电站电气设计工作;
李龙才(1982),工学学士、高级工程师,从事特高压变电站电气设计工作;
杨 伦(1965),工学学士、高级工程师,从事变电站电气设计及其管理工作。

(收稿日期:2017-01-07)

±1100 kV 换流站户内直流场巡检方案研究

包维瀚¹, 郭贤珊², 丁晓飞¹, 骆玲¹, 付颖²

(1. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021; 2. 国家电网公司, 北京 100031)

摘要: ±1100 kV 是特高压直流输电工程中的全新电压等级, 伴随电压等级的提升, 系统过电压水平也相应有了显著的提高, 空气净距大幅增加。出于对运检人员人身安全的考虑, 1100 kV 带电设备对人的安全净距应按照理论放电概率为0的距离校核, 即33 m。如果考虑户内直流场允许运检人员进入, 则会极大地增加建筑物的尺寸, 造价高昂, 同时由于巨大的空气净距要求使得运检人员无法靠近带电设备。为了解决这一矛盾, 提出了一种双层屏蔽的护笼并阐述了其设计方案, 基于这种护笼继而提出了地面巡视走道、地面巡视小车等两种巡检方案, 通过这些方案, 使得运行人员的安全要求得以满足, 同时大幅节省了±1100 kV 户内直流场的建造费用。

关键词: ±1100 kV; 户内直流场; 安全净距; 双层屏蔽笼; 巡检方案

Abstract: ±1100 kV is a new voltage level for HVDC transmission projects. Along with the rising of voltage level, overvoltage level is increased significantly, which brings a sharp rise of air clearance. For the sake of the operators' safety, the air clearance between the electrode and human body should be guaranteed to be 0 according to the theoretical discharge probability, that is, 33m. Therefore, if operators are admitted to enter the indoor DC field, a tremendous dimension is required for the building, which brings huge cost, and meanwhile, it is not convenient to observe the equipment from far away. In order to solve this problem, a double layer shielding cage is proposed, and its design structure is illustrated. Based on this cage, two inspection schemes are proposed, namely the aisle scheme and rail car scheme. The application of these schemes satisfies the work requirements of the operators and spares the cost of the construction.

Key words: ±1100 kV; indoor DC field; air clearance; double layer shielding cage; inspection scheme

中图分类号: TM85 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)03-0026-05

0 引言

±800 kV 是迄今为止世界上已经投运的直流输电工程的最高电压等级。由于西电东送的实际需求, 从西北的能源基地送电到东部负荷中心的距离已经超过3 000 km, 需要建设更高电压等级的直流输电工程, ±1100 kV 直流工程应运而生。

±1100 kV 是直流输电工程中的全新电压等级, 电压等级的提高随之而来的便是过电压的大幅提高, 针对过电压的抑制与绝缘配合的优化国内已经做过很多研究^[1-5], 设备的绝缘水平基本确定。绝缘水平的提高带来的是空气净距的增大, 而空气净距的增大使得电极与大地之间的间隙更加趋近于棒-板间隙, 而棒-板型的长间隙在操作波作用下显现出非常显著的饱和特性^[7-10], 使得通过增大间

隙长度获得绝缘强度的效果减小。上述问题导致±1100 kV 换流站的直流空气净距很大。

考虑到所述的这些不利影响, 将±1100 kV 换流站的直流场建设在户内, 排除淋雨等不利环境的影响, 通过优化电极形状, 提高间隙系数, 可以较大幅度地减小设备空气净距, 从而减轻设备制造难度, 提高设备可靠性。但是建设户内直流场会带来土建费用的大幅增加, 并增加额外的穿墙套管等设备投入, 因此必须优化户内直流场的设计。

下面依托准东—华东±1100 kV 特高压直流输电工程进行研究。该工程采用户内直流场, 户内直流场设计从经济性出发必须压缩建筑物的尺寸。根据工程成套设计研究结论, 户内直流场设备带电部分对直流场钢结构净距按15 m考虑; 但若考虑户内直流场允许运行人员在带电时进入巡检, 则带电部分对人应满足33 m的净距要求, 这将极大地增加户内直流场建筑物的尺寸, 投资将大幅增加。针对这

科技项目: 国家电网公司科技项目 (GWJYKJXM[2014]002)

一矛盾,提出了空中巡视走道、地面巡视走道、巡视小车等3种基于双层屏蔽笼的巡检方案。通过这些方案的实施,满足了运行人员的运检需求,同时兼顾了工程建设的可行性,大幅节省了工程投资。

1 ±1 100 kV 户内直流场对人员的安全净距选取以及带来的问题

空气间隙的放电特性是随机的,对于某一给定间隙,当电压波形给定时,间隙的放电概率 P 是电压峰值 U 的函数^[11-12]。通常认为概率 $P(U)$ 是服从高斯累积分布的,而实际上这种假设是没有物理依据的,仅仅是因为其与实验结果较为吻合。众所周知,当电压峰值低于某一临界值时,放电是一定不会发生的,而高斯累积分布恰恰不能描述这个特性,如果按照高斯累积分布,不管电压多低,放电的发生与否仍然是个概率事件。因此根据 IEC 60071-2 中的建议,对过电压和自恢复绝缘的破坏性放电都是用韦布尔概率分布,其特点是能体现放电概率的截断。

±1 100 kV 准东—华东特高压直流输电工程是世界首次建设并将投入运营的直流输电工程,工程可靠性极为重要。对于人身安全,按照万无一失的原则考虑。一般来说韦布尔概率分布的截断值在3~5,即认为

$$P(U_{50}(1-5\sigma))=0 \tag{1}$$

式中: U_{50} 为50%放电电压; σ 为概率分布的相对标准差, $\sigma=\frac{Z}{U_{50}}$; Z 是按照 GB/T 16927.1-2011 规定的标准偏差。

那么此时设定设备的操作冲击耐受电压(SI-WV)为 U_w ,空气间隙对应的棒-板间隙的放电电压为 U_{50RP} ,则在标准环境条件下,有式(2):

$$U_{50RP}=\frac{U_w}{1-5\sigma} \tag{2}$$

众所周知,对于长间隙(间隙长度大于5 m),其击穿电压与波前时间有关而与波尾时间无关。对于某一给定间隙,其击穿电压与波前时间呈现“U”型曲线关系,在某一波前时间 T_c (称为临界波前时间)下击穿电压有最小值。在以往工程中,由于电压等级还不够高,操作冲击的临界波前时间恰好与标准波吻合。然而,±1 100 kV 直流工程的操作过电压

波形呈现长波头的特性,其临界波前时间与标准波的波前时间相去甚远,因此根据 IEC 60071-2,采用临界波空气间隙计算,可采用以下公式:

$$U_{50RP}=1\,080\ln(0.46d+1) \tag{3}$$

式中: U_{50RP} 为正极性电压峰值,kV; d 为间隙长度。
±1 100 kV 换流站直流场极线设备 $U_w=2\,100$ kV,根据式(2)~式(3),计算出的带电设备对人员的空气净距值为33 m。考虑到33 m是一个极大的值,电极与人之间的间隙按棒-板间隙考虑是合理的。

若±1 100 kV 户内直流场的运检安全距离按照前面所述的安全净距控制,将带来以下问题:

- 1) 将巡检人员限制在离被巡视的电气设备外,使得他们难以近距离观察电气设备;
- 2) 按33 m的安全净距,将运检人员的巡视通道考虑到户内,将极大地增加户内直流场的体积,带来巨大的额外投资。

2 ±1 100 kV 户内直流场双层屏蔽笼设计

针对上述问题,提出一种屏蔽笼设计。该屏蔽笼由双层金属网架构成,两层之间采用绝缘子支撑并分别良好接地。其示意图如图1所示。

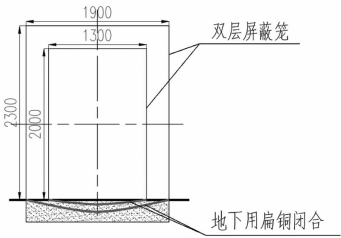


图1 双层屏蔽笼设计示意图

这种屏蔽笼的设计意图在于,外层屏蔽笼良好接地时相当于大地;而前面已经叙述,1 100 kV 电气设备对地的空气间隙取值只需13 m。因此,如果外层屏蔽笼的高度低于设备钢支架的高度,则屏蔽笼就可以紧贴设备布置,如图2所示。

这样的布置方式可以让巡视人员得以接近设备底部,使得近距离观察设备与仪表成为可能。

另外,内层屏蔽笼的设置是为了防止人员被外层屏蔽笼的电弧所灼伤。

目前,根据中国电科院的相关试验结论,内外层屏蔽笼的间距取20 cm,内外屏蔽笼在不同接地方式下,至少外屏蔽笼有效接地时,内屏蔽笼内屏蔽效

果良好。

按照上述原则,户内直流场内巡视走道的布置如图 4 所示。

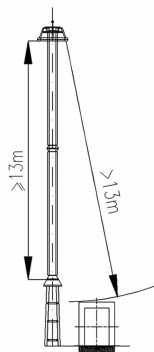


图 2 双层屏蔽笼紧贴设备布置示意图

3 采用双层屏蔽笼的巡视走道方案

现应用双层屏蔽笼,提出一种户内直流场的巡视走道方案。

户内巡视走道的设置原则是由两点因素决定的,即运行维护的工作项目需求以及设备带电部分到巡视走道笼子的最小空气净距。设备带电部分到巡视走道的最小空气净距决定了法拉第笼和整个户内直流场的设备高度。根据瑞典 ABB 公司推荐:户内直流场最小空气净距可取 13 m。由于目前 1 100 kV 的设备干弧距离都满足了 13 m 的要求,因此原则上只需将巡视走道的法拉第笼高度低于钢支架的高度(2.5 m)即可满足要求。这样,户内直流场在增加巡视走道的情况下,不会抬高直流场电气设备高度。

由于运检单位有打开端子箱查看等需求,且当运检人员打开端子箱时,其双手仍然不允许暴露在屏蔽笼外。因此在设计巡视走道时,地面巡视走道经过具有端子箱(操作箱)的设备支架底部时,应该制作一个小型的 T 型支路(如图 3 所示),将设备端子箱罩起来,使得运维人员得到保护。

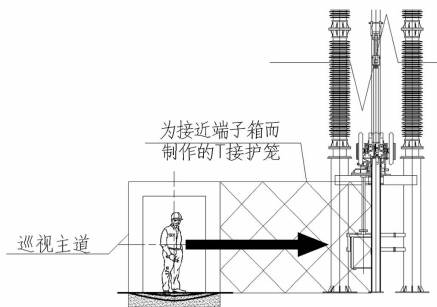


图 3 巡视走道 T 型支路示意图

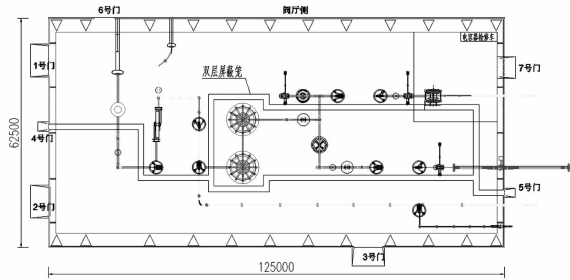


图 4 户内直流场巡视走道布置图

4 采用双层屏蔽笼的巡视小车道方案

由于巡视走道位于地面,对电气设备安装及检修时车辆的进出有所阻碍,即使按可拆卸的屏蔽笼方案考虑,仍然很不方便。现提出一种巡视小车的方案。巡视小车原则上讲是一个法拉第笼,运检人员被屏蔽在金属笼内,金属笼做成可移动的小车。该方案实际操作时有两个较为关键的点:

- 1) 必须保证移动过程中巡视小车的良好接地;
- 2) 解决小车转向的相关问题。

考虑人坐在小车中操作,不必站立,则巡视小车法拉第笼的高度可以压缩到 1.6 m,加上小车底座的动力部分,仍可以保证整体高度不超过 2.3 m。

为了保证小车良好的屏蔽作用,保护人身安全,必须要求小车接地^[13-15]时时刻刻都是可靠的。因此首先巡视小车的接地必须是一种专门的装置,比如在地面设置专门的接地轨道;其次应保证接地装置与巡视小车良好接触。因此推荐巡视小车采用固定轨道方案,保证巡视小车按照预定路线行进,因为滚动接触是不可靠的,要设置专门的接地装置,确保与小车可靠接触。

巡视小车若按前面所述采用轨道车,接地方式可以按照城市轨道交通接触轨加“集电靴”的方式进行^[16-17]。轨道交通在速度不高的情况下可以采用接触轨(第三轨道)供电,图 5 是城市地铁的接触轨示意图。

接触轨即为轨道列车的供电轨道,接触轨与机车之间通过集电靴进行连接。集电靴又名受流器、三轨受流器(collector shoe),是指安装在地铁轻轨等列车的转向架上,为列车从刚性供电轨(第

三轨)进行动态取流(采集电流),满足列车所有电力需求的一套动态受流设备。集电靴的示意图如图6所示。

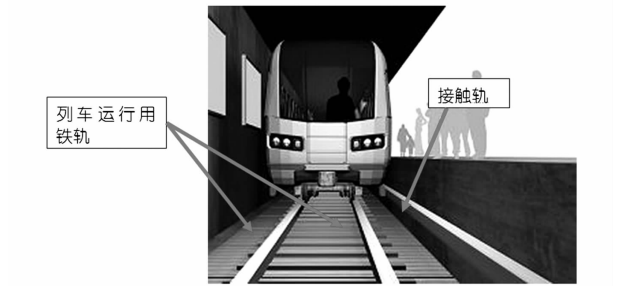


图5 城市地铁接触轨示意图

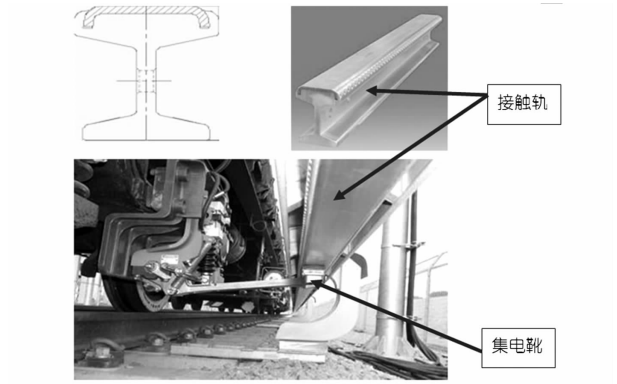


图6 接触轨及集电靴示意图

图6中所示的是集电靴的下接触方式,即集电靴与接触轨的接触面在接触轨的下表面,在实际工程应用中,也有很多采用上接触的案列。

由于接触轨加集电靴的方式在中国地铁中已有广泛应用,已经被实际工程多次检验,可见这是有效的供电方式,当然也说明集电靴完全可以保证在速度不太高时(时速130 km以下)与接触轨良好电气接触。因此在户内巡视小车的设计中,可以采用将巡视小车的法拉第笼通过集电靴与一条类似接触轨的“接地钢轨”完成接地。实际操作中并不需要增加钢轨数量,只需利用其中一条钢轨作为接地轨即可。

巡视小车的运行钢轨与接地轨均可以采用下沉式安装,即钢轨的上表面基本与地面平齐,巡视小车的法拉第笼通过集电靴经接地轨接地,集电靴与接地轨采用上接触方式。

下面讨论巡视小车的运行路径问题。由于采用了接地轨,因此巡视小车运行系统的宽度有所增加,受特制的运行钢轨与集电靴的尺寸参数限制,现在规划一条4 m宽的通道供巡视小车铺设轨道。同

时,根据运检需求,巡视小车不可避免地需要多次直角转向,而对于轨道本身来说直角转弯是难以实现的。因此,必须引入转向平台实现小车转向。带转盘式电动轨道小车系统是一种能够满足任何弧线轨道运行的特殊轨道车辆系统,这种系统需要在轨道转角处加装电动转盘,用以满足巡视小车在户内直流场内的直角转向需求。安装在轨道转弯处的电动转盘依靠下方的电机驱动,并且在电动转盘上方装有红外限位器,用以保证电动小车运行至转盘上方时候能够准确停留在转盘上侧。图7展示了转向平台。

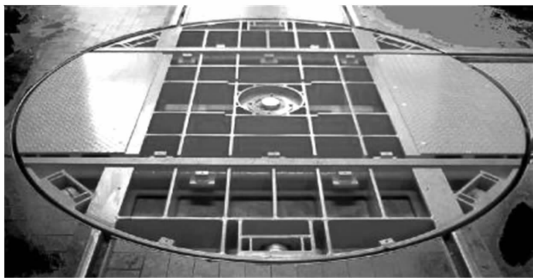


图7 转向平台示意图

将巡视小车长度暂定为4 m,考虑转向平台直径为6 m,轨道的布置路径可以按照图8布置。

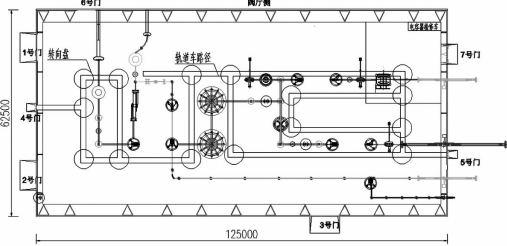


图8 巡视小车轨道路径示意

如果在小车内的人要对机构箱进行操作,那么在机构箱的位置仍然需要设计屏蔽笼,供人下车进笼操作。

5 巡视走道与巡视小车道方案的比较

将所提出的基于双层屏蔽笼的地面巡视走道方案以及巡视小车方案对比如下:

地面巡视走道方案可以接近每一个设备,可以满足运维检修各项项目的要求。在设计制造方面,由于阀厅空中巡视走道的成功经验,使得地面屏蔽笼的制造不存在问题。但是其缺点主要体现在屏蔽笼

对室内空间构成了阻碍,具体说来:首先,在检修时,吊装设备进入直流场,需要拆卸部分走道;另外,户内直流场需要设置多处消防设备,地面巡视走道影响了消防设备的布置,在火灾发生时也会影响救援的灵活性。

巡视小车方案相对灵活,可以满足运检的要求,将轨道与地平面平齐也可以方便检修车辆进入不需要拆卸。但是巡视小车方案将面临来自小车本身设计制造上的一些挑战。这主要体现在:1)由于小车必须通过一些T形甚至十字形的路口,如果不用转向盘是难以实现这种转向的,这就需要设置大量的转向盘,代价高,且转向盘的可靠性是一个令人担忧的问题;2)即使不采用轨道车,而是采用普通车通过接地钢轨接地,转向时如何一直保证可靠接地仍然是个问题,尤其是碰到T型路口时;3)国内厂家从来没有设计制造该类小车的经验,由设计院所做概念设计并不足以支撑小车的实际制造,因此厂家是否具备制造能力以及制造出的小车是否可靠都存在问题。因此需进一步研究。

综上,巡视走道现阶段是一种更为可行的方案,可以在工程实践中推广。

6 结 论

为了减少 $\pm 1100\text{ kV}$ 换流站户内直流场巡检时电气设备对人身安全净距要求过大的问题,提出并阐述了一种双层屏蔽笼的设计方案,并基于此屏蔽笼,提出了应用于户内直流场的地面巡视走道以及巡视小车方案。应用这些方案,可以满足运行人员的巡检要求,同时可以极大地压缩户内直流场的尺寸。

参考文献

[1] 陈锡磊,周浩,王东举,等. $\pm 1100\text{ kV}$ 特高压直流换流站绝缘配合关键问题研究[J]. 高电压技术, 2013, 39(12):3015-3021.

[2] 聂定珍,马为民,余世峰,等. $\pm 1000\text{ kV}/\pm 1100\text{ kV}$ 特高压直流输电系统换流站的绝缘配合[J]. 高电压技术, 2012, 38(12):3156-3160.

[3] 姬大潜,刘泽洪,张进,等. $\pm 1100\text{ kV}$ 特高压直流输电换流站内深度限制过电压水平研究[J]. 电网技术,

2012, 36(10):55-60.

[4] 朱家骝. 对中国 1100 kV 电网过电压及绝缘水平的建议[C]//中国电机工程学会高电压专业委员会过电压及绝缘配合学组2006年学术年会,2006:20-23.

[5] 周沛洪,何慧雯,戴敏,等. $\pm 1100\text{ kV}$ 直流换流站避雷器布置、参数和设备绝缘水平的选择[J]. 高电压技术, 2014, 40(9):2871-2884.

[7] CIGRE WH 33·07. Guidelines for the Evaluation of the Dielectric Strength of External Insulation [C]. CIGRE technical brochure 72,1992.

[8] Paris L, Cortina R. Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 1968, PAS-87(4):947-957.

[9] 万启发,霍锋,谢梁,等. 长空气间隙放电特性研究综述[J]. 高电压技术, 2012, 38(10):2499-2505.

[10] 刘振,周春雨,余芳,等. 长空气间隙长波前操作冲击放电特性[J]. 高电压技术, 2009, 35(10):2401-2406.

[11] 梁曦东. 高电压工程[M]. 北京:清华大学出版社, 2003.

[12] GB/T 311.2-2013,绝缘配合 第2部分:使用导则[S].

[13] 解广润. 电力系统接地技术[M]. 北京:中国电力出版社,1991:204-206.

[14] 何金良,曾嵘. 电力系统接地技术[M]. 北京:科学出版社,2007.

[15] IEEE Standard 80-2000,IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding [S].

[16] 冯文. 浅析地铁牵引供电中靴轨授流关系[J]. 科学与财富, 2015, 7(36):415.

[17] 钟碧羿. 地铁车辆接地技术分析[J]. 电力机车与城轨车辆, 2008, 31(4):55-57.

作者简介:

包维瀚(1989),工学硕士、工程师,从事换流站绝缘配合与接地系统设计工作;

郭贤珊(1972),工学硕士、高级工程师,长期从事直流换流站技术管理、高电压研究相关方面的工作;

丁晓飞(1975),工学学士、高级工程师,从事变电站电气设计工作;

骆 玲(1986),工学硕士,从事变电站电气设计工作;

付 颖(1983),工学硕士、高级工程师,长期从事直流换流站技术管理、成套设计相关方面的工作。

(收稿日期:2017-01-15)

基于改进 DE 算法的兆瓦级风机独立变桨控制

刘 杨,王维庆,王海云,韩 璐
(新疆大学教育部可再生能源发电与并网控制工程技术研究中心,新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:针对兆瓦级风电机组在额定风速以上的气流扰动时出现的载荷不平衡现象,提出了基于改进 DE 算法的独立变桨距控制策略。利用 DE 算法能够较快进行全局寻优的特点,缩小 PID 参数的搜索范围,提高动态响应能力。通过改进 DE 算法以改善其局部搜索能力,使调节过程具有较强的自适应性,从而得到最优的桨距角控制结果。最后,采用 Matlab 和 Fast 软件作为测试平台,对 2 MW 的独立变桨机组进行了仿真。结果表明,所提独立变桨控制策略能够有效降低机组在扰动情况下的载荷,缓解机组疲劳程度、延长机组寿命,有利于稳定输出功率,从而提高运行效率。

关键词:兆瓦级风电机组;独立变桨控制;改进 DE 算法;风机载荷

Abstract:Aiming at the load imbalance occurred in the air flow disturbance of megawatt wind turbine generator system at the rated wind speed, an individual pitch control strategy based on the improved differential evolution (DE) algorithm is proposed. It uses the optimization of DE algorithm to narrow the search range of PID parameters and improve dynamic response capability. Through the improved DE algorithm, the local search ability is improved to make the adjustment process have a strong adaptability, thus the optimal control of pitch angle is obtained. Finally, Matlab and Fast software are adopted as the testing platform, and the simulation for 2 MW unit with individual pitch is carried out. The results show that the proposed individual pitch control strategy can effectively reduce the load of the unit under disturbance, relieve the fatigue degree of the unit and extend its life, which is good for maintaining the output power so as to improve the running efficiency.

Key words:megawatt wind turbine generator system; individual pitch control; improved DE algorithm; load of wind turbine

中图分类号:TM614 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0031-04

0 引 言

随着全球能源危机的逐步加重,风电作为可再生清洁能源开发的重点对象,其单机发电容量不断提升,整机高度及叶片直径也在不断增加,使得桨叶在工作过程中受到湍流扰动、塔影效应以及风剪切作用的影响也愈加显著,波动性明显增强,增大了叶片的挥舞弯矩,使风轮的不平衡载荷进一步加重^[1]。对于兆瓦级风机而言,采用恰当的控制策略以减小疲劳载荷有助于降低机组的运维费用、延长机组使用寿命。目前,变速变桨技术是兆瓦级风电机组的主要控制方式^[2],通过改变桨距角,使叶片绕其轴心旋转,从而使气流对叶片的攻角发生变化,实现风轮转速的恒定,达到提高风电机组对风能的捕获能力、改善风机气动特性和保证机组输出功率稳定的目的。因此,对兆瓦级风电机组变桨控制的

进一步探索成为当前的研究重点。

目前,国内外专家学者根据变桨方式的不同将控制策略分为统一变桨(collective pitch control, CPC)和独立变桨(individual pitch control, IPC)两种。文献[3]采用统一变桨控制,根据风速来流的变化统一调节所有叶片的攻角大小,使气流对叶片产生的气动转矩维持在一个恰当的范围之内,从而保证了风轮转速的可控性。然而,文献[4]研究表明,对于大尺寸风电机组而言,同一个风机的各桨叶处的气流分布情况各异,造成了风机的不平衡载荷,对于兆瓦级大型风机来说统一变桨已不是最佳的控制方式。文献[5]通过利用独立变桨各叶片的独立执行机构分别对桨叶进行调节,能够克服统一变桨在兆瓦级风机扫风平面气流分布不均时出现的风机功率下降现象。文献[6]提出了将载荷和方位角联合进行反馈的独立变桨策略,以缓解气流对桨叶的拍打和振动,有效降低机组的疲劳载荷。文献[7]提出了利用 Clark 变换与比例谐振控制器相结合的

基金项目:自治区重点实验室项目(2016D03021);国家 863 计划项目(2013AA050604);教育部创新团队项目(IRT1285)

独立变桨控制策略,但该方案增加了系统参数的动态时变性。

鉴于传统的 PID 独立变桨应对气流突变的动态响应效果不够理想,其疲劳载荷与功率输出的稳定性还有待于进一步优化,提出将微分进化算法(differential evolution, DE)加以改进,从而增强其局部搜索能力,并与其出色的全局寻优能力相结合后用于调节控制器参数,并设计了仿真实验进行对比研究,最后结果验证了所提独立变桨控制策略能够缓解机组的疲劳载荷,有利于稳定输出功率,延长机组寿命并提高运行效率。

1 风机气动载荷的计算与分析

1.1 气动载荷的计算

风电机的气动载荷主要是根据动量-叶素理论进行计算的,若设风机的摆动载荷为 M_x ,挥舞载荷为 M_y ,轴向力为 F_x ,切向力为 F_y ,则计算公式如式(1)所示:

$$\begin{cases} M_x = \frac{1}{2} \int_r^R \rho V_w^2 l C_t r dr \\ M_y = \frac{1}{2} \int_r^R \rho V_w^2 l C_n r dr \\ F_x = \frac{1}{2} \int_r^R \rho V_w^2 l C_n dr \\ F_y = \frac{1}{2} \int_r^R \rho V_w^2 l C_t dr \end{cases} \quad (1)$$

式中: ρ 为气流密度; V_w 为来流风速的相对值; l 为翼型弦长; C_t 为切向力系数; C_n 为法向力系数。

1.2 影响气动载荷的因素

影响气动载荷的因素主要有湍流效应、塔影效应和风剪效应。由于地形地貌多样,风场气流会与其发生摩擦或垂直方向的变化,当气流移动到风机桨叶旋转平面上时,能在短时间内发生较强波动,形成湍流现象,会增加风机桨叶的不平衡载荷,不利于输出功率的稳定。

塔影效应是指塔架在风场中会阻碍通过的气流,使风速大小和方向发生改变,这将对下风向风力机组产生不利影响。一般按照潜流理论模型对受到塔影效应影响的风速进行计算,设轮毂中心到塔架中心的距离为 d ,塔架直径修正因子为 D_t ,则风速的值如式(2)所示:

$$v(r, \theta) = v_h \left[1 + \frac{D_t^2 (H_h + r \sin \theta)^2 (r^2 \cos^2 \theta - d^2)}{(r^2 \cos^2 \theta + d^2)^2} \right]^n \quad (2)$$

在大气的边界层中,风速会随着高度的变化而变化;而兆瓦级风机一般属于大尺寸机组,因此,旋转至顶部的桨叶比处于底部的桨叶所受风速更大,距地面高 h 处的风速 v_h 与距地面高 H 处的风速 v_H 间的关系可用式(3)表示:

$$\frac{v_h}{v_H} = \left(\frac{h}{H} \right)^\lambda \quad (3)$$

式中, λ 为风剪系数。

因为轮毂所在位置低于叶片处于扫风的上半平面位置,所以按此处的平均风速计算风机的气动载荷要比叶轮实际所受载荷小,降低了分析风机不平衡载荷的准确度。为此,通过增加风剪切效应对风速扰动的方式来解决该问题,用 θ 表示桨叶的方位角, $W_s(r, \theta)$ 表示扰动的变化量,则有关系式(4):

$$W_s(r, \theta) \approx \lambda \left(\frac{r}{H} \right) \cos \theta + \frac{\lambda(\lambda-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\lambda(\lambda-1)(\lambda-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta \quad (4)$$

1.3 风机载荷的坐标变换

风机载荷主要包含静态载荷和动态载荷两个方面,这里主要研究塔影、湍流效应以及阵风、风切变对风机叶片的气动载荷,属于动态载荷研究。当桨叶处于 1P 频率的转速时,根据频谱分析知其功率幅值最高^[8],因此,以该频率时风机叶根的载荷为考察对象,将各桨叶的根部载荷利用 Park 变换转换为 d, q 载荷以及相应的反变换,控制框图及公式分别如图 1 和式(5)、式(6)所示:

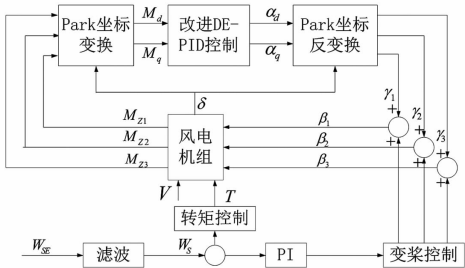


图 1 改进 DE 算法的独立变桨控制

$$\begin{pmatrix} M_d \\ M_q \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{4\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_{z1} \\ M_{z2} \\ M_{z3} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{pmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \gamma_3 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{4\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha_d \\ \alpha_q \end{bmatrix} \quad (6)$$

式中： M_{z1} 、 M_{z2} 、 M_{z3} 分别为坐标变换前各叶根载荷； γ_1 、 γ_2 、 γ_3 分别为反变换后各桨叶的附加桨距角； M_d 、 M_q 分别为转换后 d 、 q 坐标载荷； α_d 、 α_q 分别为反变换前 d 、 q 坐标的桨距角； θ 为参考桨叶的方位角。

2 改进 DE 算法的独立变桨控制

2.1 DE 算法原理

微分进化算法^[9] (DE) 是 Price 和 Storn 于 1995 年提出的搜索算法,主要是通过进化过程中的变异、交叉和选择产生新生代群体。如果存在如式(7)的待优化问题:

$$\min f(x_1, x_2, \cdots, x_n), a_i \leq x_i \leq b_i, i = 1, 2, \cdots, n \quad (7)$$

式中： $x_1, x_2, \cdots, x_n$ 为 n 个待优化参数； a_i 、 b_i 为其取值的上、下限。则 DE 算法的寻优空间为 $S_0 = \{(a_i, b_i)\}$ 。

DE 算法中的种群规模 N_p 是指进化过程中每一代的个体数量,若设进化代数为 k ,第 k 代种群为 $X^k = [x_1^k, x_2^k, \cdots, x_{N_p}^k]$,则第 k 代中个体 i 可表示为 $x_i^k = [x_{i,1}^k, x_{i,2}^k, \cdots, x_{i,n}^k]$,该算法主要通过变异、交叉和选择来达到优化计算的目的,具体如下:

1) 变异操作。设变异的比例因子为 F ,在第 k 代种群的 N_p 个个体中随机选择 3 个各异的个体 r_1 、 r_2 和 r_3 ,且这些个体与当前个体 x_i^k 也不相同,则第 $k+1$ 代的变异个体 v_i^{k+1} 可按式(8)生成:

$$v_i^{k+1} = x_{r_3}^k + F(x_{r_1}^k - x_{r_2}^k) \quad (8)$$

2) 交叉操作。第 $k+1$ 代的交叉个体 u_i^{k+1} 是通过将当前个体 x_i^k 与变异个体 v_i^{k+1} 进行如式(9)所示的二项分布的交叉操作而生成的,通过该操作可以保持或增强种群个体的多样性。

$$u_{i,j}^{k+1} = \begin{cases} v_{i,j}^{k+1}, \text{rand}(j) \leq C_R \\ x_{i,j}^k, \text{else} \end{cases} \quad (9)$$

式中： $\text{rand}(j)$ 为 0~1 内服从均匀分布的随机数； C_R 为在 0~1 内取值的交叉因子。

3) 选择操作。根据 2) 中所得的第 $k+1$ 代交叉个体 u_i^{k+1} 求取目标函数值,并进行评价,再按式(10)判断是否选用该交叉个体。

$$x_i^{k+1} = \begin{cases} u_i^{k+1}, f(u_i^{k+1}) < f(x_i^k) \\ u_i^k, \text{else} \end{cases} \quad (10)$$

2.2 改进 DE 算法的独立变桨控制

风电机组在工作过程中不仅受到风速随机变化的影响,还受到机组自身转动惯量以及系统非线性耦合的影响,这些因素对叶片载荷的动态性能提出了很高的要求。传统的独立变桨技术往往采用 PID 控制,该方法简单、有效,但对于兆瓦级风电机组动态载荷控制来说,其响应速度和精度还有待于进一步提高。采用智能控制的方式是独立变桨控制技术的发展方向。采用智能算法对传统 PID 控制进行改良,有利于提高系统的自适应能力,并优化控制系统的参数整定速度和精度。采用改进的 DE 算法与传统 PID 控制进行融合,有利于对独立变桨系统中复杂的非线性状态进行控制。

DE 算法具有较强的鲁棒性和较少的控制参数,但局部搜索能力较弱,为此,对原算法中的变异比例因子 F 和交叉因子 C_R 采用适应度方差进行优选,提高其局部搜索速度和准确度。适应度方差如式(11)所示:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^{N_p} \left(\frac{f_i - f_a}{f_b} \right)^2 \quad (11)$$

式中： f_a 为适应度均值； f_b 为群体最优适应度； f_i 为个体 i 的适应度； N_p 为种群数量。

变异比例因子 F 和交叉因子 C_R 分别按式(12)、式(13)进行第 k 代更新:

$$F_k = F_{\min} + (F_{\max} - F_{\min}) \left(1 - \frac{\sigma_k^2}{N_p} \right) \quad (12)$$

$$C_R^k = C_{R\min} + (C_{R\max} - C_{R\min}) \left(1 - \frac{\sigma_k^2}{N_p} \right) \quad (13)$$

式中： $F_{\min}$ 、 $F_{\max}$ 和 $C_{R\min}$ 、 $C_{R\max}$ 分别为比例因子 F 和交叉因子 C_R 的上、下限。

采用改进 DE 算法对兆瓦级风机独立变桨控制的 PID 参数进行调节,参照图 1,以不平衡载荷为控制对象,设控制量为 $u(k)$,则控制结构如图 2 所示,其中： $r(t)$ 为 M_d 、 M_q ； $y(t)$ 为 α_d 、 α_q ； $e(k)$ 为偏差值。

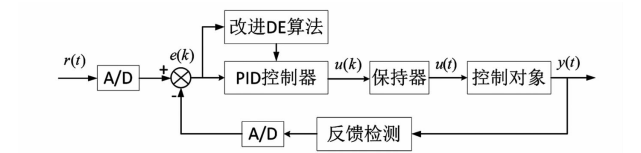


图 2 改进 DE - PID 控制

设该控制系统的性能指标为偏差 $e(k)$ 的二阶矩积分,如式(14)所示:

$$M=\int_0^{\infty}t^2|e(t)|dt$$

(14)

- 具体的实现步骤如下:
- 1)利用传统 PID 参数整定方法,计算 PID 的初始参数 K_{p0} 、 T_{i0} 和 T_{d0} ,进而确定种群的初始规模;
 - 2)设定初始参数,种群规模 $N_p=50$,比例因子 $F_{\max}=0.85$, $F_{\min}=0.3$,交叉因子 $C_{R\min}=0.4$, $C_{R\max}=0.9$;
 - 3)起始代 $k=1$,终止代 $k=400$,循环终结条件 $f_a<10^{-4}$,并按式(14)评估系统初始性能;
 - 4)开始进化,不断变异和交叉,并计算种群中个体适应度值、当前种群最优解、适应度最佳值和均值,得到适应度方差,按式(12)、式(13)更新 F 和 C_R 的第 k 代值;
 - 5)判断当前进化代数或适应度均值是否满足结束迭代条件,若均不满足,则转入步骤4)继续进化,否则,终止迭代,转入步骤6);
 - 6)输出最终优化结果。

3 仿真分析

采用 Matlab 和 Fast 软件作为测试平台,以额定功率 2 MW、额定转速 15 r/min、额定风速 11.4 m/s、切入风速 4 m/s、切出风速 25 m/s、风轮半径 46.5 m 的风机作为研究对象,实验环境的湍流风速设定为 16 m/s,如图 3 所示。

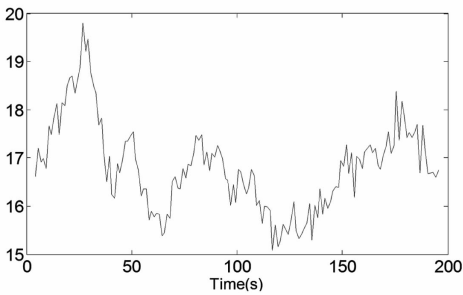


图3 湍流风速变化

对传统独立变桨(IPC)、改进 DE 算法的独立变桨(DE-IPC)以及统一变桨距(CPC)控制策略在上述环境下进行对比实验,如图4~图7所示。由图4可知,相较于统一变桨和传统独立变桨策略,采用所提独立变桨策略的叶片挥舞弯矩分别减小 32.71% 和 11.97%,如表1所示。

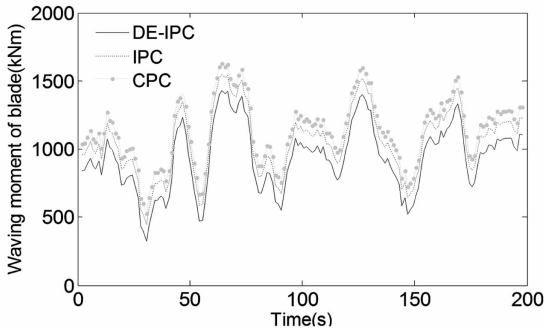


图4 叶片挥舞弯矩

表1 叶片挥舞弯矩对比

挥舞弯矩	变桨策略		
	统一变桨	传统独立变桨	改进 DE 算法的独立变桨
平均值/(kN·m)	1 180	902	794
标准差/(kN·m)	2 347	1 993	1 781

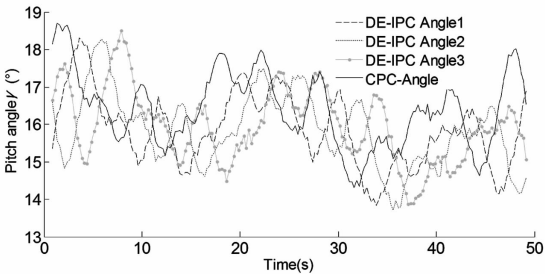


图5 DE-IPC 与 CPC 的桨距角对比

图5为所提变桨策略与统一变桨策略情况下各桨叶桨距角的变化曲线,相对于统一变桨策略,独立变桨的各桨叶桨距角各不相同,其波动幅度更低。

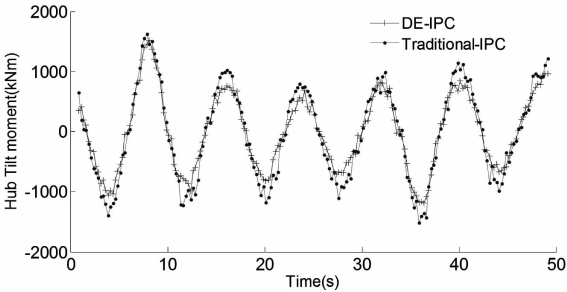


图6 DE-IPC 与传统 IPC 的俯仰弯矩对比

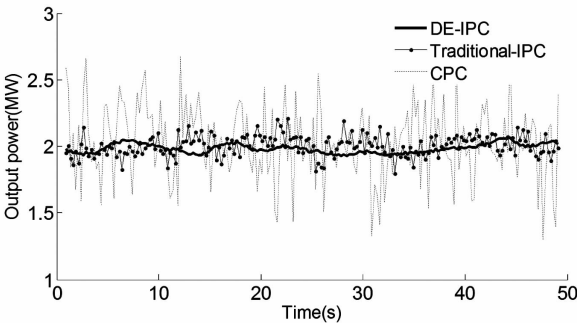


图7 输出功率曲线

(下转第60页)

特高压换流站 OCT 故障对换流站的影响及其运行可靠性统计分析

孙 文,刘俊杰,禹 佳

(国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000)

摘 要:OCT 是特高压直流换流站中常用且又十分重要的测量设备,但目前在运的 OCT 会出现故障率高的特点。根据宜宾换流站 OCT 测量模块与直流控保系统的关系,结合宜宾站投运以来出现的因 OCT 合并单元 POMI 异常导致单套保护误动的情况,理论分析其成因。并引用概率论对比分析直流保护“三取二”逻辑和“二取一”逻辑中保护误动和拒动的概率情况。最后对目前的直流保护动作逻辑中存在的隐患可能导致直流闭锁的情况进行深入分析,提出合理化建议,进而保证特高压直流输电系统在电网中的安全稳定运行。

关键词:特高压直流;OCT;直流控保;POMI 异常;概率;直流闭锁

Abstract:OCT is an important measurement equipment which is commonly used in UHVDC converter station, but there is a high failure rate in the running UHVDC converter station at present. According to the relationship between OCT measurement module and DC control and protection system in Yibin converter station, and combined with the maloperation of a single set protection caused by merging unit (POMI) exception since YiBin converter station being put into operation, the theoretical analysis of its causes is done. By using the probability theory, the probability of maloperation and rejection of "two out of three" logic and "one out of two" logic in DC protection are compared and analyzed. Finally, the existing hidden troubles in DC protection logic which may lead to DC blocking are analyzed, and the reasonable suggestions are put forward so as to ensure the safe and stable operation of UHVDC system in power grid.

Key words:UHVDC; OCT; DC control and protection; POMI exception; probability; DC blocking

中图分类号:TM721.1 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0035-04

0 引 言

电流互感器是电力系统中能量计量和继电保护的重要设备,尤其是对于特高压换流站,电流互感器的测量结果将直接作用于控制及保护,因此其精度和可靠性对于电力系统安全经济运行起着至关重要的作用。

OCT 电子式电流互感器(简称光 CT 或 OCT)是利用光学和电子学原理实现电力系统电流测量。与传统电磁式电流互感器相比,OCT 体积小、重量轻、频带响应宽,可以测量直流电流,使其在特高压换流站中得以广泛应用,主要应用于±800 kV 直流换流站,测量极母线、阀厅内极线、中性线、直流滤波器高压侧和不平衡电流,输出信号供控制及保护设备使用。

然而,从特高压换流站 OCT 的运行情况看,故

障较为频繁,由于 OCT 及其二次回路构造复杂、硬件故障率高,同时更换备件需要在停电状态下进行,因此得到了业界的广泛关注。

宜宾站直流场区域共安装 18 台 OCT,对应的 OCT 测量接口屏 8 个。直流场部分于 2014 年 4 月 6 日投运以来,曾发生过 8 次由激光发射板引起的故障,故障率 22.2%;14 次远端模块引起的故障,故障率 12.9%;1 次电源板卡故障,故障率 3%。

2016 年出现的两次 OCT 测量故障,合并单元均未监测到测量故障,异常电流导致单套保护误动,对电网稳定运行造成了极大的威胁。

1 OCT 原理及结构介绍

一次电流流经 OCT,OCT 头部电流传感器把一次电流值转换为电压信号,由安装于互感器头部的远端数据模块输出。转换后的电流信号通过远端模

块转换为串行数字信号并通过光纤发送至 POMI 测量接口屏内。

OCT 利用光纤复合绝缘子保证绝缘,产品有悬式及支柱式两种结构方式,可以满足不同的现场安装需求。OCT 具有绝缘简单可靠、重量轻、测量精度高、动态范围大、频率范围宽、响应快、运行稳定可靠等特点。

根据 OCT 电子式电流互感器的原理,其结构主要由四部分组成,如图 1 所示。

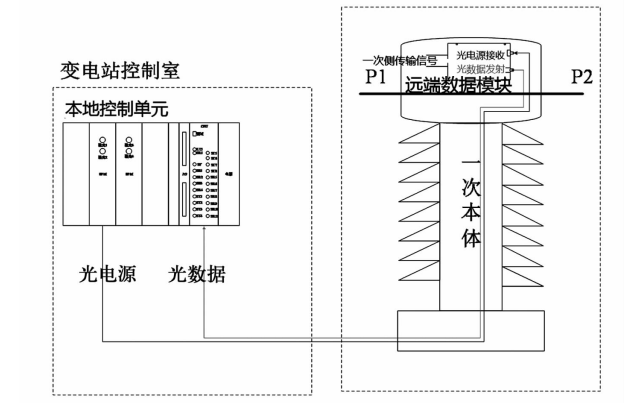


图 1 OCT 电子式电流互感器原理图

1)一次传感器。一次传感器位于高压侧,作用是把一次电流值转换为电压信号,由安装于互感器头部的远端数据模块输出,一次传感器可根据工程需求实现冗余配置。

2)远端模块。远端模块也位于高压侧。远端模块接收并处理由一次传感器传输过来的电压信号,将其转换为串行数字光信号后输出。远端模块的工作电源由合并单元内的激光器提供,OCT 电子式电流互感器可根据工程需求配置多个完全相同的远端模块,以保证其可靠性。

3)光纤绝缘子。绝缘子为内嵌光纤的实芯复合绝缘子。绝缘子内嵌多根 62.5/125 μm 的多模光纤,留有足够的备用光纤。光纤绝缘子高压端光纤通过光纤头接至远端模块的电源口和数据口,低压端光纤以熔接的方式与光缆对接。

4)合并单元。合并单元置于屏柜内,合并单元一方面为远端模块提供供能激光,另一方面接收并处理互感器远端模块下发的数据。所有合并单元的数字式输出均为 7 路 IEC 60044-8 光纤数字信号,输送至控制保护及相关监视系统;所有合并单元的输入为扩展 FT3 光纤数字信号,取自安装在一次本体处的远端模块,具体输入信号的数量由测点位置

决定。同时,合并单元装置由以下板卡组成:电源板(Power)、激光发射板(PPM)、开入开出板(DIDO)、数据处理板(CPU)。

2 特高压换流站直流 OCT 配置

特高压换流站直流场区域共安装有 18 台 OCT,其位置如图 2 所示。由图 2 可知,18 台 OCT 分别为安装于极母线上的户外极线 800 kV OCT(2 台)、安装于直流场区域的户外滤波器高压侧 800 kV OCT(2 台)、安装于各阀厅内的阀厅极线 800 kV OCT(2 台)、阀厅极线中点 400 kV OCT(4 台)、阀厅中性线 100 kV OCT(2 台)以及安装于直流场区域的户外滤波器不平衡 OCT(6 台)。

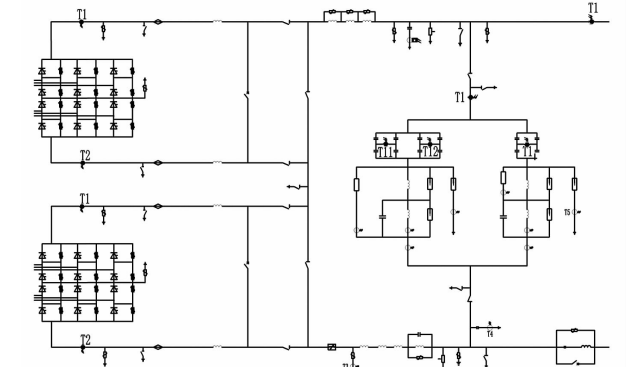


图 2 极 I OCT 分布图(极 II 与此相同)

OCT 将采集数据传输到测量接口屏,供控制及保护装置使用,其配置如图 3 所示。

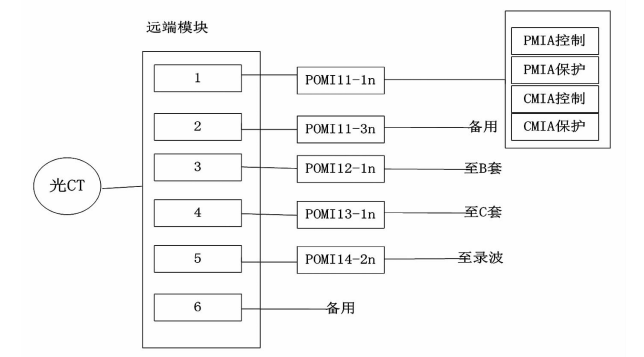


图 3 极 I 直流场不平衡 OCT 接线示意图

图 3 中,OCT 模拟量采集回路涉及到相应的极保护和阀组保护。POMI 为 OCT 合并单元,PMI (pole measuring interface) 为极测量接口屏,CMI (converter measuring interface) 为阀组测量接口屏。每个 OCT 的模拟量经过 POMI 的信号转换板卡转换为数字量信号,再经过 IEC 60044-8 总线协议送至相应的控制系统和保护系统。

如图 3 可知,每个 OCT 通过光纤将测得的数据通过 6 个远端模块(其中有 1 个远端模块为备用)传输到 5 个合并单元,再分别传输至 A、B、C 三套测量屏录波、备用。在 OCT 测量接口屏内,合并单元通过 PPM 激光发射板为 OCT 的远端模块供能,远端模块将采集到的电流量送至合并单元的 CPU 插件,CPU 插件再将各个远端模块采集的量转送出去。

3 OCT 故障对换流站的影响分析

3.1 直流出线及阀厅 OCT 故障对换流站的影响

直流出线 OCT 及阀厅 OCT 故障导致极闭锁风险极高,主要表现在 OCT 故障后直流电流测量异常时差动保护误动风险极高。假设每套保护的误动概率为 p ,拒动概率为 q 。根据概率论原理,在“三取二”逻辑中:只要两套或两套以上保护发生误动才能出口,所以保护的误动概率 $P = 3p^2 - 2p^3$;只有两套或两套以上保护发生拒动时才出口,所以拒动概率为 $Q = 3q^2 - 2q^3$ 。而“二取一”逻辑中:只要有一套保护误动即出口,所以“二取一”保护的误动概率 $P = 2p - p^2$;只有当两套保护全部拒动才不出口,所以拒动概率 $Q = q^2$ 。

所以当因更换 PPM 激光发射板将阀组或极保护一套退出运行后,相应保护的“三取二”逻辑将变为“二取一”逻辑出口,由上述计算得知“二取一”逻辑误动概率较高,对运行设备极为不利。

以极母线差动保护为例,其保护原理如下。

正常运行、仅高端阀组运行时:

$$\begin{aligned} I_{\text{dif}} &= |I_{\text{DC1P}} - I_{\text{DL}} \pm I_{\text{ZTI}}| \\ I_{\text{RES}} &= \max(I_{\text{DC1P}}, I_{\text{DL}}, I_{\text{ZTI}}) \\ I_{\text{dif}} &> \max(I_{\text{set}}, k_{\text{set}} \times I_{\text{RES}}); \text{报警延时 } 2 \text{ s}; \\ &\text{I 段动作延时 } 150 \text{ ms}; \text{II 段动作延时 } 6 \text{ ms}。 \end{aligned}$$

其中 I_{DC1P} 、 I_{DL} 均由 OCT 测量得到。如果 OCT 设备异常,导致某个电流值测量失真,进而可能导致二次侧动作电流大于整定值,致使保护误动。

3.2 OCT 故障处理过程对换流站的影响

3.2.1 交流滤波器场 OCT 故障处理过程对换流站的影响

交流滤波器场 OCT 故障对换流站的影响主要体现在减少可用滤波器组的数量上,因 OCT 检修期间,相应滤波器需要陪停。

根据特高压直流无功控制方式,交流滤波器场

无功控制有以下控制功能:1)绝对最小滤波器控制;2)最大交流电压控制;3)最大无功功率控制;4)最小滤波器控制;5)电压/无功控制。其中,绝对最小滤波器组是为了保证流经交流滤波器的电流不超过其额定值,按照设计单位规定,投入相关组别滤波器。如果绝对最小滤波器组无法满足,直流极将回降功率,甚至导致闭锁。同时,即使绝对最小滤波器组数满足要求,滤波器投入过少也会导致系统电能质量及无功补偿能力严重下降。

由此可见,当交流滤波器 OCT 故障时,检修期间滤波器必须处于停电状态,减少了换流站可用的滤波器组数,可能导致系统谐波超标、电压偏低等风险,甚至在某些方式下可能导致直流闭锁。

3.2.2 直流滤波器场 OCT 故障处理过程对换流站的影响

直流滤波器场 OCT 故障对换流站的影响,也主要体现在 OCT 检修期间相应滤波器需要陪停上。由于直流滤波器数量远少于交流滤波器组数,因此其影响较交流滤波器场更为明显。

根据特高压直流工程的典型设计,直流每极将配置两组直流滤波器,整流站、逆变站各一组。正常情况下,需要保证每极至少有一组直流滤波器运行,否则将造成极闭锁。由此可见,当一组直流滤波器的 OCT 出现故障检修时,直流滤波器单组运行,一旦运行的滤波器故障跳开,会出现直流单极闭锁,难以满足检修 $N - 1$ 的要求。

3.2.3 直流场 OCT 故障处理过程对换流站的影响

直流 OCT 二次测量接口屏按照常规直流模式划分为极 I 区域和极 II 区域,但高低端阀组层、极层之间的测量设备没有按照区域单独配置,由此将导致故障影响范围严重扩大,主要包括以下两个方面:

1)OCT 激光发射板接线示意图如图 4 所示。由图 4 可知,高低端阀厅、直流极线共 6 个 OCT 的远端测量模块的 PPM 激光发射板共同接入同一个机箱。由第 2 节中的分析知,POMI 输出的数字量信号会经过 IEC 60044 - 8 总线协议送至相应的 PMI 极测量接口屏和 CMI 阀组测量接口屏,进而送至相应的保护及控制系统。假如上述 6 个 OCT 中任何一个 OCT 的远端模块测量故障需要更换激光发射板,均需将整个 POMI 机箱退出运行,从而导致对应的高、低端阀组保护、极保护和双极保护

均需退出运行。

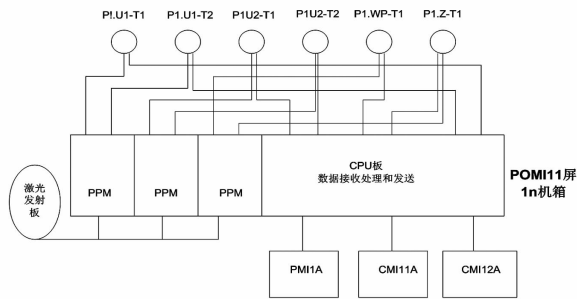


图 4 OCT 激光发射板接线示意图

2) 远端模块配置示意图如图 5 所示。由图 5 可知,远端模块通过光纤将信号传至 5 个不同的合并单元中,而其中的每个合并单元又同时连接了同一极中的不同远端模块。并且在合并单元内,不同远端模块的数据光纤紧密排列。为避免在故障处理工作过程中误碰其他模块而产生异常(试验发现误动远端模块数据光纤,会产生 10 kA 左右的故障电流),在远端模块数据传输光纤更换或清洁时,需要提前将本测点的所有远端模块置于检修状态,这样势必会影响极或双极保护的正常运行。

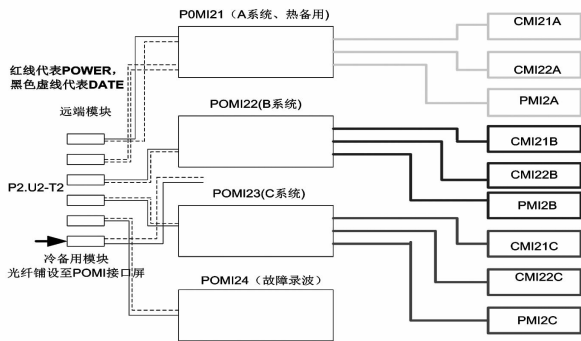


图 5 远端模块配置示意图

4 直流 OCT 运行可靠性故障统计

自系统调试以来,宜宾站直流 OCT 共计故障 21 次,其中激光发射板故障永久 2 次、短时 2 次、瞬时 4 次,远端模块故障 13 次。更换过 4 块激光发射板、9 个远端模块。除此之外,PPM 激光发射板失效、单一电源供电问题也会影响 OCT 的安全稳定运行。

4.1 激光供能模块故障

根据故障情况的分析,当 OCT 合并单元某一测量通道的激光供电功率波动(下降)或由于温度等原因导致远端采集模块消耗功率增加时,会导致远

端模块电压下降,当降低到一定程度,则 AD 采集芯片的电压基准降低,引起 AD 采集不准确致使数值大幅增加,而当激光供电功率恢复正常时,由于电压上升过程中,电压基准上升需要一个过程,表现的现象是 AD 采样突然上升到一定高度然后再缓慢下降的过程。

在此过程中,合并单元会给控制保护系统提供不正确的数据,从而导致了相应保护动作及直流闭锁信号。

斯尼汶特在实验室模拟了激光供能模块瞬间失电,证实了激光供能模块失电会导致远端模块工作电压波动,使 AD 采集芯片无法正确采集电流信号。

由录波可知,PPM 激光发射板的激光供能模块若出现瞬时异常,会导致与其相应的远端模块工作电压波动甚至掉电,从而引起远端采集模块上的电压基准故障,AD 芯片采集到错误的电流信号。从几次事故的故障录波中可以看到,从异常出现到恢复的时间大约为 30 ~ 50 ms,这个极短的时间使得设备中光功能调制保护功能来不及被触发。

4.2 远端模块失效

OCT 远端模块可靠性偏低严重制约了 OCT 的性能。宜宾站调试期间出现过 3 次远端模块故障更换的情况,正式运行后至 2016 年 1 月份出现过 11 次远端模块故障的情况,经统计主要原因是:1) 滤波电容损坏;2) 光纤端面或连接器污染。

4.3 PPM 发射板失效

PPM 发射板失效问题和上述的瞬间供能模块失电问题性质相同,直接原因为激光供能模块的永久性故障。激光二极管损坏是导致激光供能模块出现问题的最大可能,而有三种原因可能引起激光二极管损坏:

- 1) 静电放电,包括高电压、脉冲;
- 2) 回波损耗,一般由光纤端面或连接器污染造成;
- 3) 芯片质量问题。

4.4 单一电源模块供电隐患

直流 OCT 测量接口屏内机箱有两块电源板供电,其中一块用于激光发射板激光模块供电,另一块用于 CPU 模块及通讯模块供电,两路电源无物理上的联系,均为单一电源供电模式,单一电源模块断电

(下转第 72 页)

水电送端特高压直流换流站无功配置优化研究

丁 剑,王海林,胡 浩,李文帆,李 彬

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘 要:中国地域广阔且一次能源分布不均衡,水电通过特高压直流远距离送电至负荷中心是解决西南地区水电富余和减少弃水的重要途径。所述工程为建设在水电富集地区的 ± 800 kV 特高压直流换流站,额定送电容量高达 10 GW,初期换流站短路容量和短路比较小,随着配套大型水电投产,远期又存在短路电流超标等问题。换流站的无功配置需保证在初期和远期均满足相关规程和安全运行需要,同时要考虑站址场地限制问题。针对上述问题,采用远近结合、统筹考虑的方法,对换流站无功配置优化等方面进行了深入研究,总结出了具有一定参考价值的成果。

关键词:高压直流输电;无功补偿;短路电流;电压波动;同步调相机

Abstract: China is vast in areas and has unbalanced distribution of primary energy. The hydroelectric power should be sent to load center through long - distance UHVDC transmission, and it is the important way to solve the rich hydroelectric power and reduce water discharge. The described project is a ± 800 kV UHVDC converter station at hydropower sending - end in South-west China. The rated transmission capacity is up to 10 GW. In the initial stage the short - circuit capacity at AC side is inadequate and after the large - scale hydropower station being put into operation, the short - circuit current will exceed the standard. It must be ensured that the relevant procedures and safe operation in the short term and long term are both fulfilled. The site restriction should also be considered. Aiming at the above issues, intensive studies are carried out in areas of reactive power compensation and optimal configuration by using the method of combination of far and near, overall considerations. The results of a certain reference value are summarized.

Key words: HVDC transmission; reactive power compensation; short - circuit current; voltage fluctuation; synchronous compensator

中图分类号:TM721.1 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)03 - 0039 - 05

0 引 言

中国西南地区由于资源禀赋特点,电源装机中水电装机比重大。由于近年来四川水电开发力度加大,而电网外送通道建设相对滞后,窝电及弃水问题日益严重,矛盾突出。“十三五”期随着水电进一步的开发建设,特别是 2020 年左右雅砻江中游等大型水电逐步建成投产,预计四川丰期新增的富余水电规模超过 12 GW,迫切需要新建大规模外送通道。高压直流输电系统通常应用于远距离跨区域送电和区域间联网^[1-4], ± 800 kV 雅中特高压直流输变电工程额定送电容量为 10 GW,主要依托雅砻江中游梯级水电及甘南和凉山中小水电送电。为尽早满足四川富余水电送出,直流工程计划于 2018 年左右投产。相关配套电源建设进度见表 1。

为便于汇集相关水电,雅中送端换流站选址在盐源县。目前,川西南区域已形成乡城—水洛—木里—月城 2 回 500 kV 水电送出通道,构成一种链式电网结构。根据四川电网规划,2018 年前建成盐源输变电工程,2020 年前建设布拖输变电工程。直流投产前,送端近区电网情况见图 1。

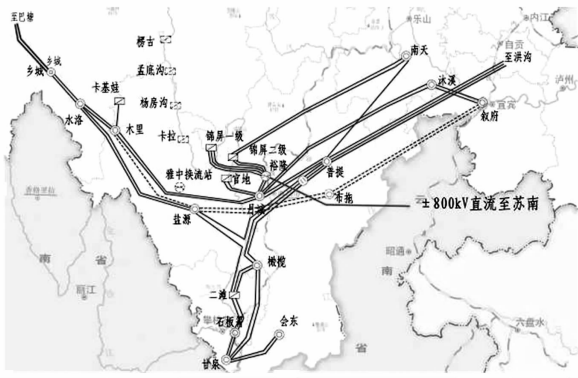


图 1 直流送端近区电网情况

表 1 雅中直流送端相关水电投产进度

项目及时序	电站(汇集站)名称	额定容量/MW	2018 年	2020 年	2025 年
直流工程送端相关水电	(合计)	15 051	4 091	7 288	12 883
	楞古	2 575			2 575
	孟底沟	2 400			2 400
其中:1. 雅砻江中游水电	杨房沟	1 500		1 500	1 500
	卡拉	1 020		1 020	1 020
	(小计)	7 495	0	2 520	7 495
2. 甘南和凉山中小水电	乡城 500 kV 变电站	2 274	902	1 004	1 260
	水洛 500 kV 变电站	2 505	984	1 408	1 659
	木里 500 kV 变电站	1 770	1 199	1 350	1 462
	盐源 500 kV 变电站	314	314	314	314
	上通坝和卡基娃电站	692	692	692	692
	(小计)	7556	4 091	4 768	5 388

由于本工程 2018 年投产初期,雅砻江中游梯级大型水电均未投产,只能通过该地区中小水电满足初期直流运行和送电要求;加之此时网架较薄弱,换流站交流侧初期短路容量较小,对直流换流站的支撑较弱,电压波动较大,接入系统方案及无功配置均需统筹考虑直流送端支撑的需要。2020 年及以后随着雅砻江中游梯级大型水电的投产和电网的发展完善,远期换流站交流侧短路电流超标,需远近结合对接入系统方案局部进行必要的改接。针对雅中换流站投产初期和远期方案接线,对换流站的无功配置进行了详细研究。为尽量减少换流站占地,考虑按大小两种无功小组来进行容性无功配置。考虑到直流送端交流系统较弱,结合提高稳定水平和限制过电压的需要,在换流站加装同步调相机,从而对无功配置进行了进一步优化。感性无功配置方面,考虑了直流最小功率运行和初期调试等各种运行方式,并结合调相机进行了优化。通过详细研究及优化,提高了特高压直流工程的适应性和运行可靠性。

1 换流站接入系统方案

根据近区电网情况和直流汇集电源需要,结合四川西部水电输电走廊规划^[5],雅中换流站推荐接入系统方案初期以 3 回 500 kV 线路与盐源 500 kV 变电站相连,并将木里—月城 2 回 500 kV 线路就近双 π 接入雅中换流站;换流站与雅砻江中游 4 个大

型电站则以 6 回 500 kV 线路连接。换流站在投产初期适当与川西电网保持多回连接,一方面可满足直流投产初期的送电要求;另一方面在直流投产初期可为换流站提供较为坚强的电网支撑,提高换流站的短路比。远期可通过采取恢复木里—月城 2 回 500 kV 线路等措施,有效避免换流站短路电流超过 63 kA 问题。经研究,该方案电网结构较合理,运行灵活性较好,稳定水平较高。

雅中换流站接入系统推荐方案见图 2 所示。

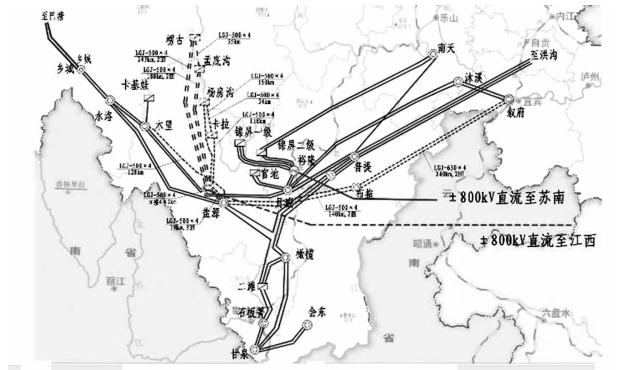


图 2 雅中换流站接入系统方案

2 雅中换流站无功配置研究

2.1 无功配置的原则和要求

HVDC 换流站的换流变压器和可控硅元件一方面需要消耗大量的无功,另一方面产生对电网有害的谐波,因此需要配置容性无功和滤波器。为满足

小运行方式下的无功平衡和电压控制需要,也需要配置感性无功。按相关规程要求,换流站近区无功应分层分区就地平衡,不考虑远距离输送。为确定容性无功补偿容量,应对直流系统正向全压额定运行方式下的换流站无功消耗进行计算;为确定感性无功补偿容量,对直流系统最小功率运行方式下的换流站无功消耗进行计算。直流过负荷所需额外增加的无功补偿容量由换流站备用补偿分组容量来平衡。

根据国内外直流工程经验,为了节省投资、提高运行可靠性,换流站容性无功补偿一般首选交流并联滤波器及电容器以满足技术要求。对于雅中换流站,容性无功补偿装置主要采用 500 kV 交流并联滤波器及电容器组,并考虑在站用变压器低压侧加装并联电容器;对于感性无功,根据 500 kV 线路长度加装线路高压电抗器,并在站用变压器低压侧装设并联电抗器以满足基本补偿要求。

结合送端网架较弱、最小短路比低的特点,为提供动态无功支撑,本工程雅中换流站交流侧推荐加装 2×300 Mvar 同步调相机。研究表明加装同步调相机后,一方面可有效提升换流站交流系统短路容量和短路比,改善直流运行条件;另一方面可抑制电压波动,减少容性无功小组数,节约占地和投资;此外,在直流故障条件下,可有效避免送端交流系统过电压超过相关标准。

2.2 换流站无功消耗计算

换流站的无功消耗容量与直流的输送功率、直流电压、直流电流、换相角以及换相电抗等因素有关。换流站无功消耗计算一般应计及多种不同的运行方式^[6]。根据相关公式,换流站额定运行方式、小功率运行方式下的无功消耗计算结果如表 2、表 3 所示。

表 2 换流站额定运行方式无功消耗

运行方式	直流功率 /MW	换流站无功消耗/Mvar	
		不考虑量测误差	考虑量测误差
双极额定运行方式	10 000	5 804	6 300

2.3 换流站容性无功补偿配置常规方式存在的问题

根据额定运行方式无功消耗结果并考虑备用后,换流站容性无功配置应达到 6 500~6 700 Mvar。关于分组容量,按照电力系统设计规程的规定以及直流系统设计经验,要求当滤波器或并联电容器分

组投切时,送端换流站交流母线电压的工频分量的暂态变化最大值应不超过 2%;稳态电压变化最大值不超过 1.0%。切除整个无功大组,系统允许的交流母线暂态电压的波动一般不大于 5%~6%,必要时可适当放宽。

表 3 换流站小功率运行方式最小无功消耗
(考虑量测误差)

运行方式	直流功率 /MW	电压抽头	对应触发角 /(°)	无功消耗 /Mvar
双极 10% 功率	1 000	+8	15.77	326
		0	28.97	584

根据换流站投切无功分组容量与换流站交流母线的暂态电压变化率之间存在的经验公式,可初步估算无功大、小组容量。经计算,最严重 N-1 方式下换流站交流侧短路容量约 18 300 MVA,按照稳态电压波动为 1.0% 限值估算,对应的最小无功分组容量约为 183 Mvar。但该估算结果仅作为参考,仍需以电压波动计算为准。经过对初期和远期换流站正常和各种 N-1 方式下的电压波动计算,考虑投切无功小组时稳态电压波动不超过标准限值。如果按常规算法,仅以短路容量最低的枯期最小运行方式计算^[7],不加装调相机时 500 kV 无功小组容量约 200 Mvar,小组数量高达约 33 组,大组容量高达 6 组,无功占地面积较大。

2.4 容性无功补偿配置优化方法及仿真结果

本次换流站在常规无功配置的基础上,一方面采用较先进方法以小功率、中功率两种方式来确定不同的运行条件,考虑按大小两种无功小组进行无功配置;另一方面加装调相机并充分发挥其动态无功调节和抑制电压波动的作用,对无功规模进行进一步优化。

因枯小方式运行时间十分有限,且此时需投入运行的无功容量和组数相应也较少,而随着电源出力和直流输送功率的增加,电源对换流站支撑有所增强,短路容量提高,满足投切无功小组时稳态电压波动不超过标准限值的无功小组容量也将相应提高。结合配套电源特性进一步研究,可对部分无功小组容量按直流中功率(约 50% 额定功率)进行电压波动计算及配置^[8]。经计算,此时由于交流系统对换流站支撑有所增强,满足稳态电压波动不超标的 500 kV 无功小组容量约可提高至 250 Mvar。因此,可按大小两种无功小组容量,不加装调相机时无

表 4 换流站容性无功配置优化计算

项目	500 kV 无功 小组容量 /Mvar	500 kV 无功 小组数量	备 注
1. 按经验公式估算的无功	183	—	该结果仅作为参考
2. 按枯小方式电压波动计算	200	33	34 × 200 Mvar
3. 按枯期小、中功率电压波动计算	200 ~ 250	28	16 × 200 Mvar + 12 × 250 Mvar 站用变压器低压侧加装电容 8 × 60 Mvar
4. 按枯期小、中功率电压波动计算 (加装 2 × 300 Mvar 调相机后)	300 ~ 350	20	12 × 300 Mvar + 8 × 350 Mvar 站用变压器低压侧加装电容 4 × 60 Mvar, 并预留 2 组电容位置

表 5 换流站投切无功小组电压波动仿真结果

运行 方式	直流 功率 /MW	小组 容量 /Mvar	接线方式	电压 初值 $U_0 -$	投一组				切一组			
					暂态电压波动		稳态电压波动		暂态电压波动		稳态电压波动	
					$U_0 +$	ΔU	U	ΔU	$U_0 +$	ΔU	U	ΔU
2018 枯小	1 000	300	电网全接线,调相机 $N - 1$	1.007	1.023	1.56%	1.016	0.92%	0.992	-1.53%	1.001	-0.67%
2018 枯小	1000	300	雅中至月城 $N - 1$,调相机 $N - 1$	1.009	1.027	1.84%	1.019	0.99%	0.991	-1.79%	1.001	-0.75%
2025 枯小	1 000	300	电网全接线,调相机 $N - 1$	1.014	1.029	1.50%	1.023	0.93%	0.999	-1.47%	1.008	-0.56%
2025 枯小	1 000	300	盐源至二滩 $N - 1$,调相机 $N - 1$	1.009	1.026	1.68%	1.019	0.99%	0.993	-1.62%	1.003	-0.58%
2025 枯小	3 700	300	电网全接线,调相机 $N - 1$	1.007	1.022	1.57%	1.016	0.92%	0.991	-1.51%	1.001	-0.52%
2025 枯小	3700	350	盐源至二滩 $N - 1$,调相机 $N - 1$	1.004	1.021	1.75%	1.014	0.98%	0.987	-1.69%	0.998	-0.55%

功小组容量为 200 Mvar(直流小功率)和 250 Mvar(直流中功率);考虑站用变压器低压侧加装电容后,500 kV 容性无功小组数量降低至 28 组。

考虑换流站加装 2 × 300 Mvar 同步调相机,充分发挥调相机的动态无功调节作用之后,仍按稳态电压波动不大于 1.0%、无功按大小两种容量配置,则计算表明无功小组容量可以提高 300 Mvar(直流小功率)和 350 Mvar(直流中功率),同时考虑站用变压器低压侧加装电容后,500 kV 滤波器和电容的小组数减少到 20 组。从而进一步大幅度节约了占地和投资。容性无功优化计算的情况见表 4。

从减少换流站无功大组和小组的分组数、尽可能均衡各无功大组容量、有利于优化换流站布局等角度出发,推荐 500 kV 滤波器和容性无功共分 4 大组、20 小组,即 12 小组 300 Mvar 容性无功和 8 小组 350 Mvar 容性无功,每大组 5 小组,无功大组容量为 1 600 Mvar(经计算切除无功大组交流母线暂态电压的波动小于 6%)。此外,本期在换流站 2 台站用变压器低压侧共装设 4 × 60 Mvar 低压电容器(另为

了提高适应性,规划再预留 2 组低压电容位置),本期容性无功总容量为 6 640 Mvar。

按推荐容性无功配置,进行了详细的仿真计算验证,结果表明无功配置满足规程要求。列举了几种严重方式下换流站投切无功小组电压波动仿真结果,见表 5。

2.5 感性无功补偿配置

雅中换流站与雅砻江中游电站相连的 500 kV 长线路均按要求装设高压电抗器,换流站感性无功平衡主要在此基础上对低压电抗进行配置。根据交流侧无功平衡及潮流计算结果,2025 年枯小全接线方式按雅中梯级电站均不进相运行控制,此时交流系统还有约 190 Mvar 容性无功流向换流站。在此基础上,直流双极输送最小功率时换流站自身的无功平衡结果见表 6 所示。计算中考虑设备制造公差及系统测量误差等因素,换流站无功小组(滤波器)单组容量按 300 Mvar 考虑,直流小方式时投入 2 组滤波器。此时如控制触发角在额定值 15°附近,结合交流侧无功平衡及潮流计算结果,共剩余容性无

功 464 Mvar 需要补偿。

因此,考虑在2台站用变压器低压侧共加装 $2 \times (4 \times 60)$ Mvar 可投切电抗器,从而对剩余容性无功完全补偿,并留有少量裕度。

表 6 换流站感性无功平衡结果(直流小方式)

项目	无功 /Mvar	备 注
1. 换流站无功消耗	326	触发角在 15°附近
2. 滤波器发出无功	600	投 2 组滤波器
3. 换流站剩余容性无功	274	滤波器发出无功减去换流站无功消耗
4. 交流侧剩余容性无功	190	根据枯小方式潮流计算结果
5. 总剩余容性无功(需换流站配置感性无功)	464	换流站剩余 + 交流侧剩余
6. 换流站感性无功补偿配置	8×60	站用变压器低压侧加装 $2 \times (4 \times 60)$ Mvar 电抗器,满足无功平衡

为了进一步全面校验感性无功,考虑直流初期最为严重的单阀调试运行方式,即 1/2 单极大地回路或金属回路最小运行方式,此时换流站消耗无功功率为双极小功率的 1/4,所需感性无功较大。根据枯小方式无功平衡,2018 年换流站近区交流系统不能提供感性无功,且在枯小方式下仍有约 74 Mvar 容性无功需要平衡。在上述基础上,直流双极输送最小功率时换流站自身的无功平衡结果见表 7 所示。计算表明,如控制触发角在额定值 15°附近,在调试方式下仅消耗 81 Mvar 无功,考虑交流侧无功富余后,共剩余容性无功 593 Mvar 需要补偿。考虑到单阀调试运行方式是一种临时的特殊工作方式,为节省投资,减少不必要的浪费,建议本直流工程投产初期调试运行方式下的感性无功缺额通过调相机进相运行予以短时间的补充。因此建议换流站低压电抗器 8×60 Mvar 在本期一次建成,并考虑调相机进相约 113 Mvar,则基本能够满足调试方式下的感性无功平衡。

综上所述,结合近远期感性无功平衡结果,建议本期站用变压器低压侧共装设 $2 \times (4 \times 60)$ Mvar 电抗器。

2.6 换流站无功配置结果

根据系统研究结果,送端换流站本期无功配置方案见表 8。

表 7 换流站感性无功平衡结果
(初期直流调试运行方式)

项目	无功 /Mvar	备注
1. 换流站无功消耗	81	触发角在 15°附近
2. 滤波器发出无功	600	投 2 组滤波器
3. 换流站剩余容性无功	519	滤波器发出无功减去换流站无功消耗
4. 交流侧剩余容性无功	74	根据枯小方式无功平衡结果
5. 总剩余容性无功(需换流站配置感性无功装置)	593	换流站剩余 + 交流侧剩余
6. 换流站感性无功补偿配置	8×60	站用变压器低压侧加装 $2 \times (4 \times 60)$ Mvar 电抗器
7. 调相机进相运行	113	调相机适当进相运行,感性无功出力 120 Mvar 左右,加上低抗后满足无功平衡

注:1/2 单极大地回路或金属回路最小运行方式,送电 250 MW

表 8 换流站无功配置小结

项目	参数
换流变压器短路阻抗	21%
直流最大无功消耗/Mvar	6 300
交流系统容性无功提供能力/Mvar	0
无功小组容量/Mvar	300、350
500 kV 无功小组数	20 组
站用变压器低压侧加装容性无功	本期 $2 \times (2 \times 60)$, 预留 2 组位置
无功总规模/Mvar	6 640
大组数	4 大组
大组分组情况	3×300 Mvar + 2×350 Mvar
最大组容量/Mvar	1 600 Mvar
低压电抗器组/Mvar	$2 \times (4 \times 60)$
高压电抗器组/Mvar	换流站至卡拉 1 回、杨房沟 1 回、楞古 2 回、孟底沟 2 回出线均需预留装设线路高抗和中性点小电抗条件
调相机配置/Mvar	2×300

3 主要结论及建议

中国西南地区水电资源丰富但本地消纳能力有限,建设高压直流输电工程势在必行。由于直流送

(下转第 81 页)

两种接线金具型式下的特高压变压器 高压侧套管接线柱受力分析

余开伟,梁向阳,汤会增,杨晓东,郭 果
(国网河南省电力公司检修公司,河南 郑州 450007)

摘 要:在特高压变压器高压侧套管引上线与避雷器 T 接线方式下,高压套管接线端子普遍采用“U”型与“一”字型两种接线方式,对高压套管引线接线端子进行受力分析与计算,得出“一”字型接线方式下,接线柱根部的应力值较小,有利于设备的安全稳定运行。

关键词:特高压变压器;高压侧套管接线端子;接线方式;受力分析

Abstract:For "T" connection mode of bushing lifting line in high-voltage side of UHV transformer and lightning arrester, the connection modes with "U" shape and "-" shape are widely used in high-voltage busing terminal blocks. Through the stress analysis and calculation of high-voltage bushing lead terminals, it comes to the conclusion that the stress value of terminal root is smaller in the connection mode with "-" shape, which is good for the safe and stable operation of the equipment.

Key words:ultra high voltage transformer; bushing terminal in high-voltage side; connection mode; stress analysis

中图分类号:TM411 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0044-04

0 引 言

1 000 kV 特高压交流变压器是目前世界上变电容量最大,施工制造安装工艺要求最严格的大型变压器。特高压变压器采用分相和分体式布置,结构如图 1 所示。变压器安装工艺的质量,直接决定变压器的运行寿命和安全性能^[1-3]。在 1 000 kV 侧高压套管引上线与避雷器 T 接线方式下,高压套管端部与引线相连部分普遍采用“U”型或者“一”字型接线方式^[4-6]。

下面对“U”型与“一”字型两种接线方式下高压

套管引线的接线端子进行受力分析,并采用有限元分析的方法计算接线柱的强度。

1 受力点选取

以某特高压变电站 2 号主变压器 C 相为例,其接线方式如图 2 所示,高压套管引上线与避雷器的连接采用 T 接线方式,高压侧引线采用 4 × JLHN58K-1600 型号导线,单根 JLHN58K-1600 导线外径 D 为 70 mm。根据实际测量,套管引上线避雷器引接位置以下的长度 L_2 为 5.6 m,避雷器引接位置以上的长度 L_1 为 7.5 m,共计 13.1 m;避雷器 T 接线长度 L_3 为 8 m,如图 2 所示。

根据断面图可见,主变压器套管引上线靠近绝缘子串端部,其风偏不大,且引下线弛度较大,计算中暂不考虑跨线摆动对主变压器套管接线端子的受力影响;变压器套管端部垂直方向的力不大,主要是大风时受的轴向和横向水平力,且轴向水平力较横向水平力小,所以分析仅计算横向水平力。即选取图 2 中引下线金具与套管接线端子为受力点进行横向水平受力分析,即可得出变压器高压侧套管接线端子处的最大受力^[7,14]。

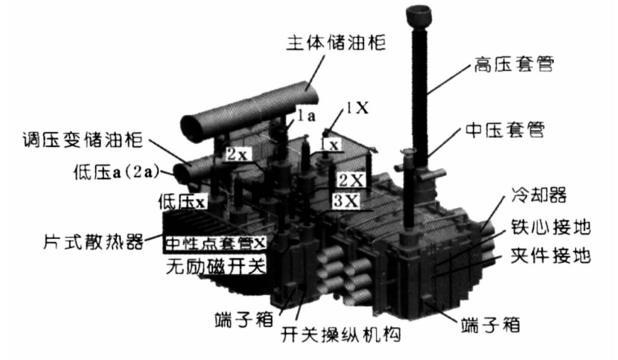


图 1 特高压变压器整体示意图

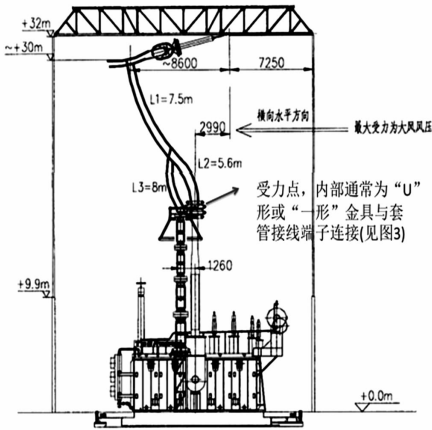


图2 高压套管引上线与避雷器T接线断面图

2 高压套管上引线受力计算

2.1 风力计算

根据《1 000 kV 变电站设计规范》(GB 50697 – 2011)中 5.1.2 条:风速选择导体和电器在所处境端环境时的最大风速。根据水文气象资料,某变电站离地 10 m 高,100 年一遇 10 min 平均最大风速 V_{10} 为 25.3 m/s,根据《电力工程高压送电线路设计手册》第 3 章公式(3-1-1),风速折算公式为

$$V_h = V_{10}(\frac{h}{10})^\alpha \tag{1}$$

式中: V_h 为安装高度处的风速; V_{10} 为离地 10 m 高,100 年一遇 10 min 平均最大风速; h 为安装高度; α 为与气象台地面粗糙程度有关的系数。

α 与所在区域地形有关,分为 A、B、C 三类区系。其中 B 类区系指风力在资源稍小的地区,例如丘陵、丛林、空旷田野、乡村、大城市郊区、房屋比较稀疏的中、小城镇等,取 0.16。某变电站属于 B 类区系,故 α 取 0.16^[8-9]。

主变压器构架高度为 32 m,扣除耐张绝缘子串的弧垂高度,主变压器高压套管引上线与跨线连接处的高度约为 30 m,主变压器高压套管端子板的高度约为 19 m。即主变压器高压套管引上线的最低点高度为 19 m,最高点高度为 30 m。

因此,在风速计算中,取主变压器高压套管引下线的最高点 30 m 进行折算是最保守的情况。

将 $V_{10} = 25.3$ 、 $h = 30$ 、 $\alpha = 0.16$ 代入风速折算公式(1)中,可计算得折算后 V_h 为 30 m/s。

2.2 风压计算

根据风压计算公式:

$$P = 0.075 V_h^2 \times D \times N / 100 \tag{2}$$

将 $N = 4$ 、 $D = 0.7$ 、 $V_h = 30$ 代入式(2)得风压为 18.9 kg/m。

风速不均匀系数取 0.75,以高压套管引上线和避雷器 T 接线为整体,大风时总的横向风压为 $0.75 \times 18.9 \times (13.1 + 8) = 299.1$ kg(即 2 991 N),考虑全部风压的 50% 由主变压器套管端部承受(另外 50% 由避雷器和上部跨线连接点承受),其端部承受的横向水平力为 $0.5 \times 2\,991 = 1\,496$ N。

2.3 2 号主变压器 C 相高压套管端子受力计算

根据 1 000 kV 变压器技术协议,变压器套管端部接线端子板的允许受力水平如表 1 所示。

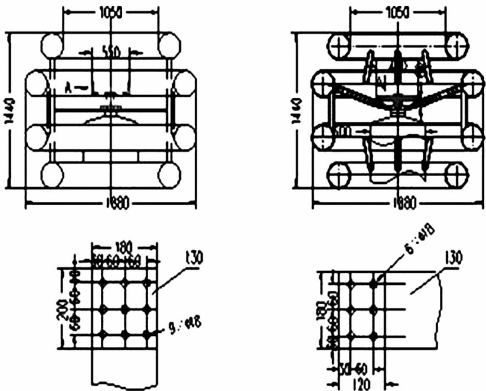
表 1 套管端部接线端子板的允许受力水平

位置	轴向/N	垂直/N	横向/N
高压(1 000 kV)	4 000	2 500	2 500
中压(500 kV)	3 000	2 000	2 000
低压(110 kV)	2 000	1 500	1 500

根据设计院提供的特高压某变电站《大跨线引下线线性计算》导则中相关数据,可知大风时主变压器高压套管下挂点(套管顶端接线部位)水平力为 739 N,叠加上述导线风荷载主变压器高压套管总共承受的横向水平力为 $1\,496 + 739 = 2\,235$ N,小于表 1 技术协议中的 2 500 N。

3 高压侧套管接线端子受力分析

3.1 接线方式介绍



高压套管接线端子示意图(U型) 高压套管接线端子示意图(I字型)

图3 高压套管接线端子“U”型与“—”字型示意图

大高差情况下引下线水平受力及风压对其的影响会集中体现在高压套管接线端子处。目前,主变压器高压侧套管接线端子均采用“U”型与“—”字型金具与引线相连。

根据端子受力计算得到的横向水平受力 2 235 N,按最大允许载荷 2 500 N 施加于接线端子顶端及金具的顶端,并折算至套管接线柱中部位置的受力。若将力施加于连接金具顶部,由于高度增加,折算至接线柱中的受力会大大增加。为进一步分析增加连接金具后接线柱的受力情况,采用有限元分析的方法对接线柱的强度进行计算^[10-13]。

3.2 “U”型接线端子有限元分析及强度计算

图 4 为“U”型接线端子及连接金具的计算模型。

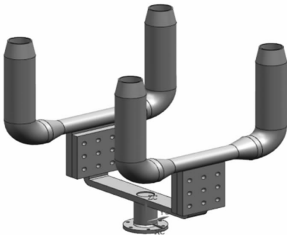


图 4 “U”型接线端子及金具计算模型

以最大受力 2 500 N 考虑,对连接金具上端部施加水平载荷。图 5 和图 6 分别为“U”型结构模型整体的变形云图及等效应力云图,等效应力最大值约为 167 MPa,位于接线柱根部;最大变形约为 13.2 mm,位于连接金具上部。



图 5 “U”型结构整体变形云图



图 6 “U”型结构整体应力云图

图 7 和图 8 分别为采用“U”型结构接线端子的套管接线柱变形云图及等效应力云图,等效应力最大值约为 167 MPa,位于接线柱根部;接线柱的最大

变形约为 0.2 mm,位于接线柱上部。

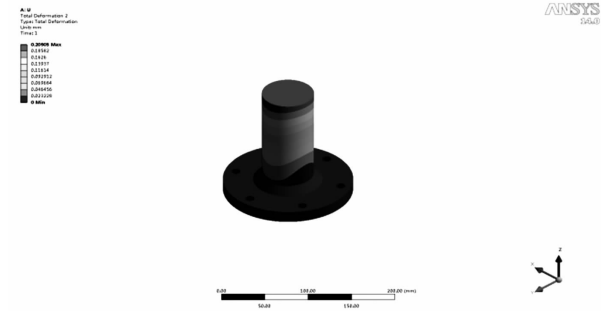


图 7 接线柱变形云图(“U”型)

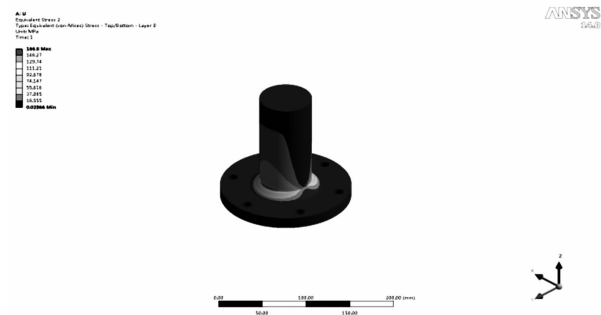


图 8 接线柱应力云图(“U”型)

3.3 “一”字型接线端子受力分析

图 9 为“一”字型接线端子及连接金具的计算模型。

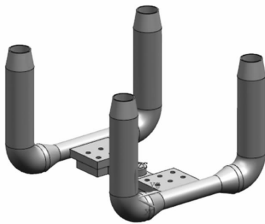


图 9 “一”字型接线端子及金具计算模型

对连接金具上端部施加水平载荷 $F = 2\,500\text{ N}$ 。图 10 和图 11 分别为“一”字型结构模型整体的变形云图及等效应力云图,等效应力最大值约为 109 MPa,位于接线柱根部;最大变形约为 3.5 mm,位于连接金具上部。

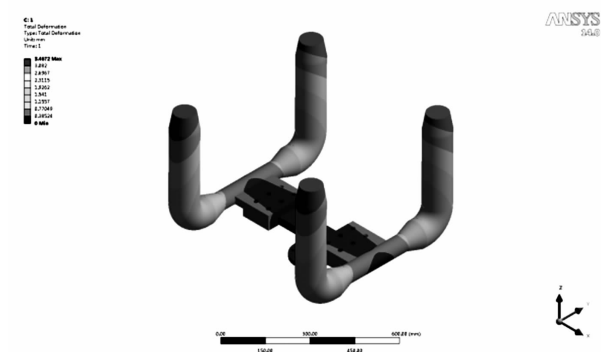


图 10 “一”字型结构整体变形云图



图 11 “一”字型结构整体应力云图

图 12 和图 13 分别为采用“一”字型结构接线端子的套管接线柱变形云图及等效力云图,等效力最大值约为 109 MPa,位于接线柱根部,接线柱的最大变形约为 0.15 mm,位于接线柱上部。



图 12 接线柱变形云图(“一”字型)

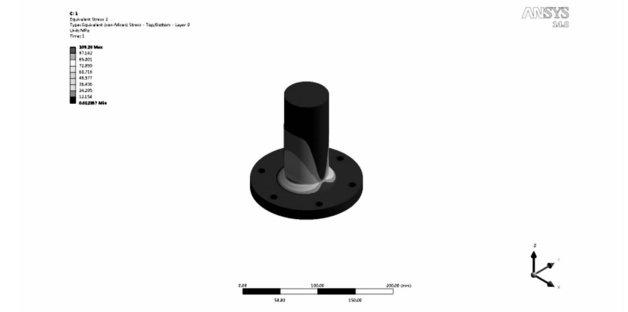


图 13 接线柱应力云图(“一”字型)

3.4 两种接线端子受力情况比较

根据上述分析结果可以看出,采用“U”字型的接线端子,端子等效力最大为 167 MPa。查阅套管厂家说明书,紫铜端子的应力承受为 170 MPa,等效力已接近承受极限,变压器高压侧套管在受力较大情况下运行,容易造成接线端子密封面破损致使变压器绝缘降低,严重时会导致电网跳闸停运;而“一”字型接线端子时端子等效力最大为 109 MPa,距离其应力承受极值还有一定裕度,可以完全满足变压器的安全稳定运行。

4 结 论

以某特高压变电站 2 号主变压器 C 相为例,对高

压套管引上线与避雷器 T 接线方式下,导线风荷载主变压器高压套管总共承受的横向水平力进行计算,得出其受力满足 1 000 kV 变压器技术协议。对高压套管引上线与避雷器 T 接线方式下的套管引线接线端子进行受力分析,采用有限元分析的方法对接线柱的强度进行计算,得出“一”字型接线方式下端子的等效力比“U”字型接线方式下要减少很多,采用“一”字型接线端子会有效地降低整体连接结构的高度,从而使接线柱中部的受力情况改善,降低接线柱根部的应力值,有利于设备的安全稳定运行。

参考文献

[1] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计(1 000 kV 变电站分册)[M]. 北京:中国电力出版社,2014.

[2] GB 50697-2011, 1 000 kV 变电站设计规范[S].

[3] 刘鹏,冯勇,张施令,等. 特高压交流套管尾部均压球结构优化研究[J]. 西安交通大学学报, 2012, 46(2): 88-92.

[4] 张沛红,单涛. 变压器端部绝缘结构参数化设计及电场分析[J]. 哈尔滨理工大学学报, 2012, 17(2): 76-79.

[5] 李璿,王晓琪,余春雨,等. 1 000 kV 特高压交流电压互感器研制现状及性能浅析[J]. 高压电器, 2011, 47(11): 110-114.

[6] 杜振波,聂德鑫,张连星,等. 基于频域介电谱分析的高压套管绝缘状态评估[J]. 高压电器, 2013, 49(11): 6-11.

[7] GB/T 2315-2008, 电力金具通用技术条件[S].

[8] 张勇. 基本风压、雪压统计分析与荷载组合系数研究[D]. 沈阳:沈阳建筑大学, 2011.

[9] 冯有良. 基于风向的建筑工程设防风速预测研究[D]. 青岛:中国海洋大学, 2010.

[10] 秦征. 支持式母线线用支柱绝缘子抗弯强度校验[J]. 广西电力工程, 2001(2): 36-37.

[11] 张卫纯,潘风明,张新根,等. 基于有限元法的电力变压器金属结构件损耗分析[J]. 高压电器, 2013, 49(11): 55-61.

[12] 王雪. 基于 VC 和 ANSYS 的变压器模型参数计算平台设计[J]. 变压器, 2011, 48(11): 8-10.

[13] 孙涛,肖汉宁. 棒形支柱瓷绝缘子弯曲应力的有限元仿真分析[J]. 电瓷避雷器, 2007(2): 19-21.

[14] 代丽君. 电力变压器高压试验技术探析[J]. 中国高新技术企业, 2016(1): 127-128.

作者简介:

余开伟(1983),工程师,主要从事超特高压变电站设备运维检修技术工作。

(收稿日期:2016-01-30)

“低电压”问题产生机理及其治理思路探析

徐田磊,赵瑜杰,张 懿

(国网成都市青白江供电公司,四川 成都 610300)

摘要:随着经济社会的不断发展,电力用户用电规模不断扩大,用电需求逐步提高,供需矛盾持续加剧,低电压问题不断涌现,严重影响电力企业供电服务水平。从原理上对低电压问题产生的原因进行深入分析,结合电力供应实际,对不同类别低电压问题,通过仿真验证,提出一系列完整治理思路。最后,通过对不同治理思路工程实际造价、工程量的分析,为电力企业低电压治理工作提供一定参考。

关键词:低电压;线路损耗;压降;治理

Abstract: With the continuous development of economic society, the scale of electricity has been constantly expanding and the demand of electricity has been gradually increasing. This phenomenon accelerates the inconsistency of power supply and demand, and the "low voltage" problems occur frequently, which seriously affects the service level of power supply. Firstly the formation mechanism of the "low voltage" problem is analyzed, and then aiming at different kinds of "low voltage" problems, a series of solution ideas verified by simulation are proposed combining with the power supply reality. Finally, some references are provided for power enterprises to solve the "low voltage" problem through analyzing the price and work amount of various solution ideas.

Key words: low voltage; line loss; voltage drop; solution ideas

中图分类号:TM727.1 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0048-04

0 引言

随着中国经济社会的迅猛发展,城乡居民生活水平不断提高,配电网用电性质也发生了根本改变,用电需求进入更高层次。配电网尤其是广大农村电力供需矛盾加剧,供电低电压现象不断涌现^[1]。由低电压问题所引起的配电网电能质量问题受到全社会高度关注,改善配电网供电质量,已经成为社会发展共识。

1 低电压问题产生机理分析

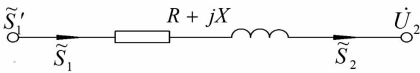
负荷功率流经电力线路产生的有功损耗以及无功损耗,是引起线路压降的主要原因。根据电力线路等值串联阻抗支路模型以及相量图,如图1所示,对线路压降进行分析可得

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + d\dot{U} = \dot{U}_2 + \left(\frac{\tilde{S}_2}{\dot{U}_2} \right)^* (R + jX)$$

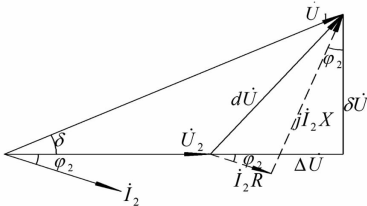
$$= U_2 + \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} (R + jX) \tag{1}$$

由于配电网功率因数较高,图1(b)中 $\delta < 10^\circ$,因此线路垂直压降 δU 可以忽略,在此基础上对式(1)进行进一步简化设置可得

$$\Delta U = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} \tag{2}$$



(a) 等值电路



(b) 相量图

图1 串联阻抗支路等值电路及相量图

1.1 低压线路供电能力不足

根据式(2),线路阻抗是影响线路压降的关键

性参数,线路截面积过小,线路电阻变大,将增大线路压降。由于电网建设发展的历史原因,部分地区低压配电网线路因建设时间早,选型标准不高,线路线径小,线路阻抗大,导致线路供电能力不足^[2];与此同时,电力负荷的不断增长使原有的用电标准不能达到现有要求,原有线径配电网线路已不能满足现代经济发展需求。

1.2 供电半径大

根据电力行业标准,低压配电网线路供电半径不超过 0.4 km,而在部分地区尤其是农村地区,由于山区、丘陵等特殊地形,负荷分布较为散乱,供电半径过大,致使电源点布置不合理。此外,农村乡镇缺乏统一规划,居民杂乱无章扩建现象严重,增大低压供电半径,部分地区供电半径长达数公里,致使配电变压器台区不能深入负荷中心^[3]。

1.3 无功补偿能力不足

随着越来越多异步电动机等大功率电器的使用,配电网传输感性无功增大,导致线路功率因数低,线路压降大^[4]。对存在“低电压”情况的台区进行现场查勘,发现这部分台区配电变压器侧无功补偿容量和线路无功补偿容量普遍不足,导致低压线路无功损耗加大,末端电压过低。

1.4 配电变压器供电能力不足

随着社会生产力的不断提高,城市地区生产、生活用电负荷迅速增长,而在农村地区由于生活水平的不断提高,“一村一品”的农产品逐步走向市场;特别是受“家电下乡”政策的激励,空调等大容量电器普遍进入农村家庭,农村用电负荷也快速增加。部分地区原有配电变压器台区供电容量不足,负荷率较高,线路损耗加大,导致末端用户电压偏低。

2 现场数据采集

2.1 现场调查

四川省成都市青白江区龙王镇、人和乡由于特有的山区地形以及农网建设等原因,存在典型的低电压问题。通过对该区域红福路油坊村公变进行现场调查,得到如下数据:

电源侧:10 kV 线路长度约 20 km,台区配电变压器型号为 S7-50/10,容量 50 kVA,接线为 Y-Yn0,变压器挡位已调至最高挡位Ⅲ档(9 500/400)。

出线侧:出线侧装有并联补偿装置。出线架空电缆型号为 LGJ-25/4 型钢芯铝绞线,根据油坊村配电变压器数据采集终端数据,2016 年 3 月某日 24 h 电压数据中,台区配电变压器出口侧母线电压统计如表 1 所示。

表 1 台区配电变压器出口侧母线电压统计表

	A 相	B 相	C 相
最高电压/V	242.2	228.5	250.1
最低电压/V	220.9	200.6	219.1
平均电压/V	233.0	214.8	233.6

用户侧:台区最远用户 220 V 低压线路约 4 km。用户家中大功率电器有电饭煲、冰箱等。沿线用户电压逐次降低。在用电高峰期,约有一半的用户用电电压低于 190 V,其中最末端用户电压低至 150 V。

2.2 现场数据分析

油坊村台区的电源侧电压基本合格,但是存在比较严重的三相不平衡现象。台区末端低电压现象严重,主要是由于低压供电半径过长,线路损耗过大造成的;同时,由于负荷存在分散性和不确定性,会造成比较大的三相不平衡度。

3 仿真分析

3.1 模型搭建与验证

研究工作在仿真软件 Matlab 平台上采用 Simulink 组件搭建低电压台区的模型,利用 SimPowerSystem 库中适当元件模块搭建系统模型,并对照油坊村公变实际物理系统设置模型元件中对应的参数,建立配电网三相的 Simulink 模型,对配电网电压进行仿真,如图 2 所示。

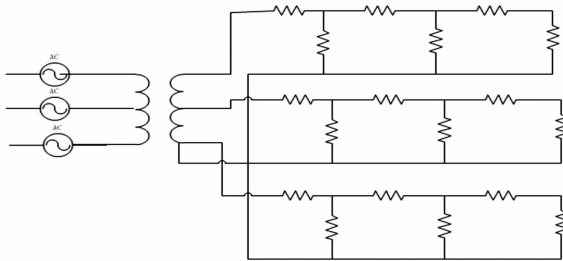


图 2 配电网三相仿真模型电路简图

仿真模型参数设置如下:变压器参数设置为型号 S7-50/10,容量 50 kVA,接线为 Y-Yn0;线路参数依照 LGJ-25/4 型号钢芯铝绞线直流电阻 1.131

Ω/km,三段线路参考现场实际情况,分别设置为 10 km、15 km 以及 20 km,负荷功率因数设置为 0.90。调整负荷率模拟台区 24 h 负荷情况,结果如图 3、图 4 所示。

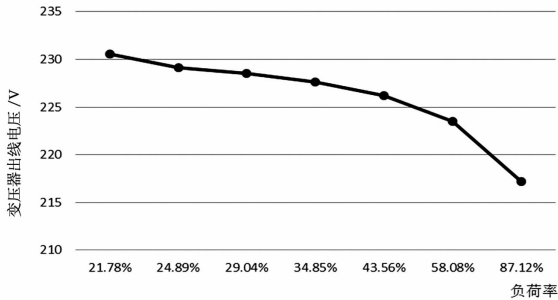


图 3 变压器出线电压仿真结果

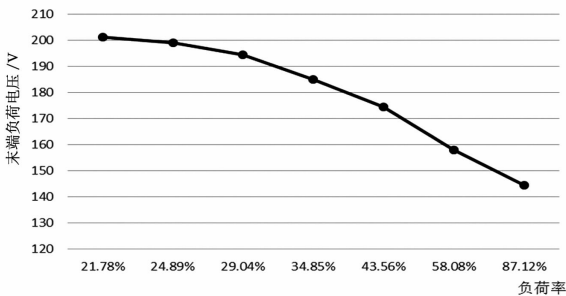


图 4 线路末端负荷电压仿真结果

由图 3 可知,台区变压器出线电压波动区间为 218 ~ 230.5 V,现场实测数据为 214.8 ~ 228.5 V;末端负荷处最低电压仿真结果为 146 V,现场实测数据为 150 V。对比可知,仿真模型通过合理的简化以及精准的参数设置,反映了台区现场情况,模型具有较高的可靠性。

3.2 增加线路截面积

根据现场查勘数据,油坊村公变出线架空电缆型号为 LGJ-25/4 型号钢芯铝绞线,该类导线直流电阻为 1.131 Ω/km。通过将仿真模型导线替换为 LGJ-35/6 型钢筋铝绞线,该类导线直流电阻为 0.823 Ω/km。可得图 5 仿真结果。

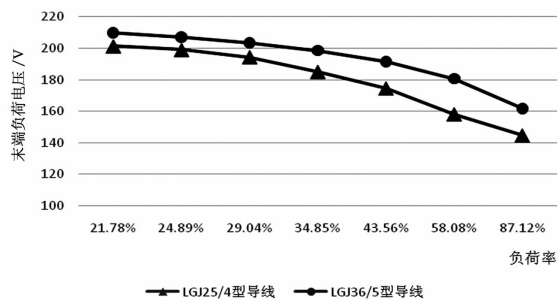


图 5 不同截面导线下末端负荷电压仿真结果

通过增加导线截面积降低线路阻抗,可以改善

线路末端负荷电压,根据图 5 可知,当台区负荷率低于 35% 时,采用 LGJ35/6 型钢芯铝绞线可以将末端负荷电压提升至 200 V,在高负荷率下,由于供电半径长,线路阻抗仍较大,末端负荷电压低于 200 V,此时可以继续增大线路截面积,改善末端负荷电压。

3.3 增加串联补偿装置

负荷功率通过线路电抗时,产生的无功损耗,引起线路压降,通过增加串联补偿装置,引入容性电抗,可以降低线路无功损耗,考虑负荷为感性负载,串联补偿采用过补偿形式,采用 0.677 9 Ω 容抗补偿装置,线路电抗为 0.645 6 Ω,补偿系数为 105%,仿真结果见图 6。

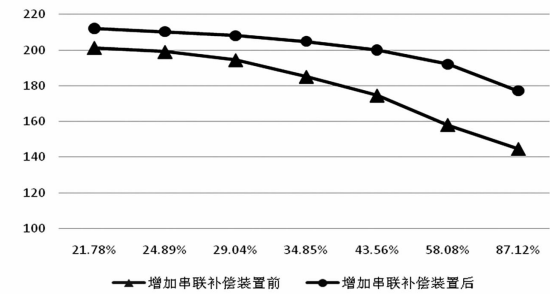


图 6 增加串联补偿装置前后末端负荷电压仿真结果

由图 6 可以看出,引入串联补偿装置后,末端负荷电压得到改善,电压补偿效果随负荷率增加而加大,在高负荷率情况下电压提升值近 40 V。

3.4 增加并联补偿装置

感性负荷功率通过配电网线路传输时,会在线路阻抗上产生有功损耗以及无功损耗,进而影响降低负荷电压,增加并联补偿装置。对配电变压器进行集中补偿,负荷自然功率因数为 0.9,补偿采用动态补偿法,将负荷功率因数提升至 0.95,补偿容量由式(3)确定。运行仿真模型可得图 7 结果。

$$Q_c = P \times [\tan(\cos^{-1}0.9) - \tan(\cos^{-1}0.95)] \quad (3)$$

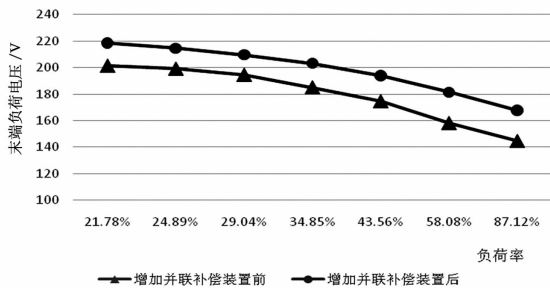


图 7 增加并联补偿装置前后末端负荷电压仿真结果

表 2 低电压治理思路适用类别

治理思路	适用低电压类别
增加线路截面积	供电半径较小,负荷容量大,线路供电能力不足
迁移变压器	供电半径大,变压器布置不合理,且现场具备迁移条件
增加串联补偿装置	线路电抗较大,负荷容量大
增加并联补偿装置	功率因数低,无功补偿不足

表 3 油坊村公变不同治理思路费用明细

治理思路	材料	材料费	工程费	材料数量	总费用/万元	备 注
增加线路截面积	LGJ-35/6 型架空导线	1.685 万元/t	0.1 万元/km	5.676 t	13.564	
迁移变压器	无	无	1.5 万元/台	1 台	1.5	线路长 40 km,
增加串联补偿装置	串联无功补偿装置	2 万元/台	0.4 万元/台	1 台	2.4	导线质量 141.9 kg/km
增加并联补偿装置	并联无功补偿装置	4 万元/台	0.2 万元/台	1 台	4.2	

采用并联补偿装置后,提高了线路功率因数,对末端负荷电压质量进行了改善。针对功率因数较低类型低电压台区,可以采用并联无功补偿装置对低电压问题进行治理。

3.5 迁移变压器

供电半径过大,是广大农村低电压问题产生的主要原因之一。由于部分地区配电网规划未能对负荷发展进行合理预测,致使配电变压器地理分布不合理,供电半径过大。通过迁移配电网变压器,使台区位于负荷中心,减小供电半径,可以降低线路压降。结合油坊村实际地形特点,对仿真模型参数进行调整,使台区供电半径不大于 1.5 km,通过仿真验证可得图 8。

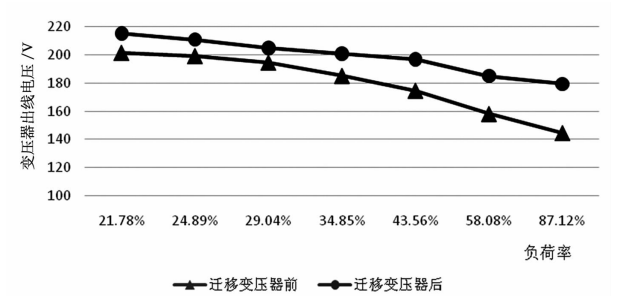


图 8 迁移变压器前后末端负荷电压仿真结果

通过仿真结果分析可知,调整变压器至负荷中心,可以有效降低线路压降。针对配电变压器地理分布不合理这一类低电压问题,可以采用迁移变压器的方法进行治理。

4 低电压治理思路探究

从低电压问题产生的理论机理出发,借助 Mat-

lab 仿真平台,分析并提出了低电压问题一系列的治理思路,针对不同类别的低电压问题提出不同解决思路。如针对线路功率因数低、配电变压器及线路无功补偿不足台区,仅通过采用并联无功补偿装置,就能解决低电压问题。

低电压问题是配电网普遍存在的问题,实现低电压问题的有效治理,急需电网建立发展长效机制,采取低电压治理的综合整治系统措施,从管理和技术两方面快速、高效治理农村低电压,确保“新农村、新电力、新服务”顺利推展。为了向电力企业低电压治理工作提供更多可靠性参考,从实际工程造价角度出发,对不同低电压治理思路的工程费用进行估算,以油坊村公变治理为例进行治理费用对比,具体造价计算见表 3。

5 结 论

1)广大地区配电网尤其是农村低压配电网存在严重的低电压问题,低电压问题产生的主要原因有低压线路供电能力不足、无功补偿不足、供电半径大、配电变压器供电能力不足等。

2)通过 Simulink 仿真分析,增加线路截面积、增加串联补偿装置、增加并联补偿装置、迁移变压器等实际可行的低电压治理措施,可以有效改善低电压用户电能质量。

3)所提出的一系列低电压问题治理措施,适用于不同类别的低电压问题治理,且改造费用存在差异。电力企业可以就不同的低电压问题,在综合考

(下转第 65 页)

110 kV 同塔双回线路感应电压和感应电流对人体的危害研究

史华勃¹, 丁理杰¹, 彭施语², 梁晓斌¹, 张 华¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072;
2. 四川水利职业技术学院, 四川 都江堰 611830)

摘 要:针对 110 kV 同塔双回线路一回运行、一回停运,检修人员对感应电压和感应电流危害认识不足的问题,以某次感应电致死事故为原型,量化分析了 110 kV 线路典型设计方案下人体触电时承受的感应电压和感应电流。在分析人体电阻以及人体伤害与感应电压、感应电流和持续时间关系基础上,研究了检修人员受感应电伤害风险与线路长度、运行线路潮流的关系。研究成果对于提升现场操作人员的安全意识,减少安全生产事故具有重要意义。

关键词:110 kV;同塔双回;感应电压;感应电流;人体危害

Abstract:Aiming at the problem that maintenance personnel lack of knowledge about induced voltage and induced current on the non-energized line while another line is energized in 110 kV double-circuit transmission lines, the quantitative analysis of induced voltage and induced current bore by human body when getting an electric shock is carried out based on the typical 110 kV line design. Based on the analysis of human body resistance and the relationship between harms to human body, the induced voltage and induced current and their duration, the relationship between the risk of injury by induced electricity, line length and line flow of energized line is studied. The research results are of great significance to improve the safety consciousness of operators and reduce production safety accidents.

Key words:110 kV; double-circuit transmission line on same tower; induced voltage; induced current; harm to human body
中图分类号:TM726.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2017)03-0052-04

0 引 言

同塔双回线路一回正常运行、另一回停运检修时,由于回路之间的耦合作用,在被检修线路上将会存在耦合电压。为了安全起见,在检修线路时,通常需要将该检修线路的两端接地,这样,在接地处将会流过一定的感应电流。若接地点断开,或经人体接地,人体将承受较高的感应电压;同时人体上将流过感应电流,对人身造成危害。

众多学者对 500 kV 及以上电压等级的同塔线路感应电压和感应电流的理论计算和仿真分析进行了研究。文献[1-3]对 1 000 kV 特高压线路感应电流和感应电压进行了分析。文献[4]对 750 kV 输电线路带电作业安全防护进行了研究。文献[5]对同塔架设的 220 kV/500 kV 输电线路感应电流与感应电压进行了仿真分析。文献[6]对 500 kV 同塔双回输电线路下平行运行的 0.38 kV 线路感应电

压和感应电荷进行了研究。文献[7]对一起 500 kV 隔离开关操作中感应过电压事故进行了分析。

一般情况下,感应电压和感应电流水平分析主要用来校核接地刀闸参数,为运行、设计部门提供参考。但运行线路对停运线路感应电对人体的危害研究较少,特别是 110 kV 及以下电压等级的同塔线路,由于线路短、电压等级低,其感应电压和感应电流对人的危害未得到足够重视,从而导致现场操作时常有人身伤亡事故发生,因此,研究 110 kV 同塔线路的感应电压和感应电流对人体的伤害十分必要。

按照国家电网公司 110 kV 同塔双回线路典型设计方案,采用 PSCAD/EMTDC 软件建立了 110 kV 同塔双回线路分布参数模型。分析了各种接地方式下 110 kV 线路感应电压和感应电流,重点研究了停运线路检修,线路一侧某相接地刀闸断开并通过人体接地情况下的感应电压和感应电流。在研究人体电阻、人体伤害与感应电压和感应电流以及持续时间的基础上,量化分析了检修人员人身伤害风险与

线路长度、运行线路潮流的关系。研究成果对于提升现场操作人员的安全意识,减少安全生产事故具有重要意义。

1 人体伤害与感应电压、感应电流的关系

1.1 人体电阻

人体阻抗通常包括内部阻抗和外部阻抗,外部阻抗与触电时所穿衣服、鞋袜以及身体的潮湿情况有关,从几千欧到几十兆欧不等;内部阻抗与触电者的皮肤阻抗和体内阻抗有关。

人体阻抗并非纯电阻,但主要由人体电阻决定。人体电阻也不是一个固定的数值,一般认为干燥的皮肤在低电压下具有相当高的电阻,约 100 kΩ。当电压大于 300 V 时,这一电阻便下降为约 1 000 Ω。表皮具有这样高的电阻是因为它没有毛细血管,手指某部位的皮肤还有角质层,角质层的电阻值更高,而不经常摩擦部位的皮肤的电阻值是最小的。皮肤电阻还同人体与带电体的接触面积及压力有关。当表皮受损暴露出真皮时,人体内因布满了输送盐溶液的血管而具有很低的电阻。

一般认为,接触到真皮里,一只手臂或一条腿的电阻大约为 500 Ω,因此,由一只手臂到另一只手臂或由一条腿到另一条腿的通路相当于一只 1 000 Ω 的电阻。假定一个人用双手紧握带电体,双脚站在水坑里而形成导电回路,这时人体电阻基本上就是体内电阻,约为 500 Ω。一般情况下,人体电阻可按 1 000 Ω~2 000 Ω 考虑。

大的接触表面积,电流路径为手到手,50 Hz/60 Hz 交流接触电压为 25 V 至 700 V,50% 被测对象的人体总阻抗^[8]如图 1 所示。

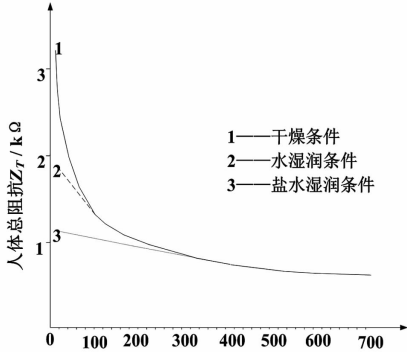
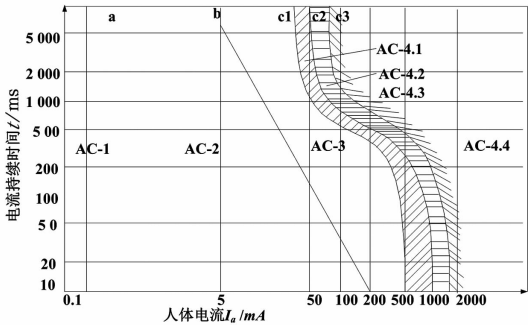


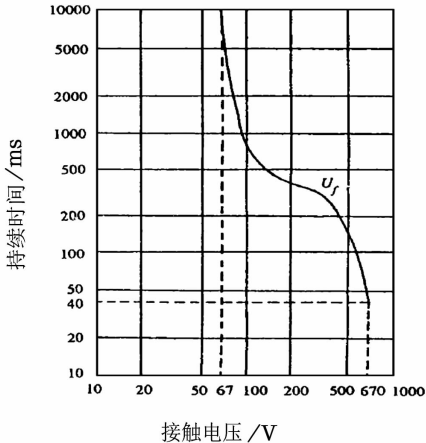
图 1 人体电阻随接触电压变化趋势

1.2 感应电压、感应电流与持续时间关系

人体承受的感应电压和感应电流与持续时间的关系^[8-9]曲线如图 2 所示。图 2(a) 电流曲线中,曲线 b 的左侧,AC-1 至 AC-2 区域对人体影响较小,不会造成大的伤害;AC-3 区域可使人产生不自主的肌肉收缩、呼吸困难、可逆性的心脏功能障碍;AC-4 曲线,曲线 C1 右侧即可使人产生心室纤维性颤动,C2-C3 区域可使心室纤维性颤动的概率大于 50%。根据图 2(b) 电压曲线,即使是 220 V 的市电,承受时间 0.5 s 以上就会有危险,670 V 以上的电压承受 40 ms 就会发生危险。



(a) 人体承受电流与持续时间的危险曲线



(b) 人体承受接触电压与持续时间的危险曲线

图 2 人体承受的电压、电流与持续时间的关系

2 110 kV 线路感应电压和感应电流

2.1 110 kV 线路典型设计方案

按照国家电网公司 110 kV 输电线路通用设计^[10],1D1 子模块为海拔 1 000 m 以内,设计基本风速 23.5 m/s(离地 10 m),覆冰厚度 10 mm,导线 LGJ300/40 的双回路铁塔,地线 JLB-100。该模块直线塔平地 and 山区共用 1 套铁塔。耐张塔由 1D2

子模块兼,悬垂串按 I 型布置,共 4 种塔型,杆塔具体设计条件和杆塔型号、尺寸见文献[10]。导地线参数如表 1 所示。

表 1 导地线参数

导地线	直流电阻/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	计算半径/mm
导线	0.096 14	11.97
地线	0.719 3	6.1

2.2 典型接地方式下的感应电压和感应电流

按照前面 110 kV 线路典型设计方案建立电磁暂态仿真模型,其中线路模型为考虑频率特性的分布参数模型;参考 2016 年 4 月某次感应电致死事故发生时的线路长度,仿真中设定为 40 km,导线型号为 LGJ300/40,地线型号为 JLB-100。仿真中:导地线弧垂均取 10 m,绝缘子长度 1 m;线路按逆相序悬挂;110 kV 系统短路电流一般不超过 20 kA。计算时:线路两侧系统短路电流按 5 kA 计算等值阻抗;LGJ300 线路热稳极限按 100 MW 考虑。110 kV 系统,稳态运行最高电压为 $110 \times (1 + 7\%) = 117.7$ kV,在计算中取 115 ~ 117 kV。线路等效阻抗参数如表 2 所示。

表 2 LGJ300 线路参数

长度/km	R_l/Ω	X_l/Ω	B_l/S
40	3.9	15.7	117.8×10^{-6}

典型接地方式下的感应电压和感应电流如表 3 所示。

表 3 典型接地方式下的感应电压和感应电流

接地方式	潮流 /MW	感应电压 /kV				感应电流 /A		
一端接地	100	0.59	0.09	0.55	0.38	0.04	0.42	
	50	0.29	0.04	0.27	0.38	0.04	0.42	
两端接地	100	0	0	0	33.13	1.53	31.13	
	50	0	0	0	16.34	0.76	15.36	
不接地	100	3.26	0.48	3.98	/	/	/	
	50	3.24	0.50	4.00	/	/	/	

由以上计算,线路一端接地时,停运线路感应电压主要是电磁感应分量,其大小与线路潮流成正比;感应电流主要是静电感应分量,其大小与线路潮流无关,感应电压约 600 V,最大感应电流约 420 mA。线路两端均接地时,流过接地刀闸的电流与线路潮流成正比关系,最大电磁感应电流约 33 A,感应电压为 0。被检修线路不接地,停运线路两侧最大静电感应电压约 4 kV,与线路潮流无关。

2.3 人体触电时的感应电压和感应电流

110 kV 同塔双回线路停运检修时,一般线路两侧均通过线路接地刀闸接地,人体最可能受感应电压、感应电流危害的风险为:在停电线路工作点未装设人工接地线,停运线路一侧正常接地,另一侧由于人为原因使某接地相断开,此时,人身将承受一定的感应电压,并流过一定的感应电流。

2016 年 4 月,某地区实际生产中已发生过对线路侧的隔离开关检修时,检修人员未加挂接地线,在擅自将线路隔离开关 A 相线路侧接线板拆开时发生人身触电死亡事故。人体在此情况下的触电示意图如图 3 所示。

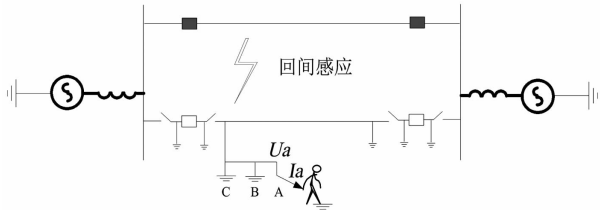


图 3 停运线路上人体触电示意图

1) 运行线路潮流 100 MW,人体电阻从 3 000 Ω 下降至 1 000 Ω 时,拆开线路接地刀闸,通过人体接地时的感应电压和感应电流变化趋势如图 4 所示。

停运线路在此接地方式下,人体承受的感应电压基本不变,最大约 700 V,且基本不随人体电阻变化;人体接入 AC 相感应电压最高,接入 B 相最低,这主要与两回导线的排列方式相关。感应电流随人体电阻的减小将逐渐增大,从 200 mA 增大到 700 mA。

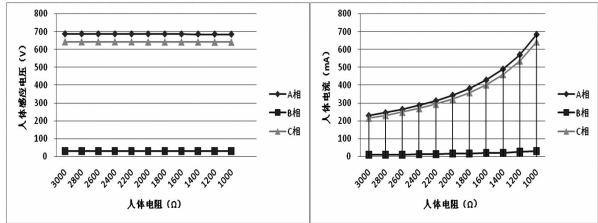


图 4 感应电压、电流随人体电阻变化趋势

2) 人体电阻 2 000 Ω 条件下,感应电压和感应电流随运行线路潮流变化趋势如图 5 所示。

由以上计算,人体电阻一定时,人体接触电压和流过人体的电流与运行线路潮流成正比;线路潮流 10 MW 时,人体最大感应电压约 70 V,最大感应电流约 35 mA;线路潮流达到 20MW 时人体感应电压可达 140 V,流过人体的电流可达 70 mA。

3) 运行潮流线路 100 MW,人体电阻 2 000 Ω 条件下,感应电压和感应电流随线路长度变化趋势如

图6所示。

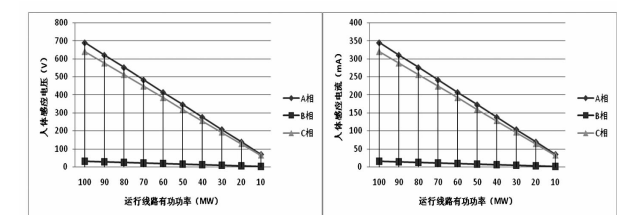


图5 感应电压、电流随运行线路潮流变化趋势

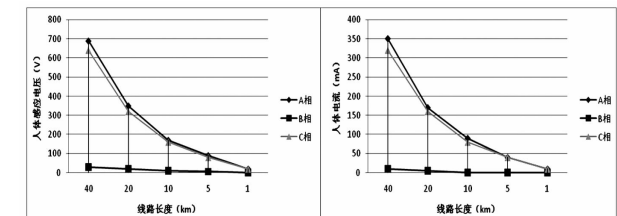


图6 感应电压、电流随线路长度变化趋势

由以上计算,运行线路潮流一定时,人体接触电压和流过人体的电流与线路长度成正比;线路潮流100 MW,线路长度5 km以下时,人体接触电压在90 V左右,人体电流约40 mA。考虑接触电压100 V以下时,人体电阻在2 000 Ω以上,实际通过人体的电流可能比计算值略小,但对人体仍然存在危险。线路长度1 km以下,或者在母线上操作时,人体感应电压约20 V,感应电流约10 mA。线路长度远小于5 km不装设接地线在停电线路检修时风险较小。

装设人工接地线后,即使一相接地刀闸通过人体接地,人体上的感应电压将被人工接地线强制钳位为0,感应电流全部通过接地线入地,此时可以保证人身安全。

3 人身伤害风险分析

按前面计算,线路长度一定时,接地端一相通过人体接地后,人承受的感应电压、感应电流与运行线路潮流成正比。

1)按人体正常情况下的电阻2 000 Ω计算,线路40 km,潮流100 MW情况下,人体承受的最大感应电压约700 V,人体流过的最大感应电流约350 mA;即使线路潮流20 MW情况下最大感应电压约140 V,人体流过的最大感应电流约70 mA,会对人体造成巨大危害。

实际上,人体在承受300 V以上电压时,人体电阻将会下降至1 000 Ω左右;电压100 V以上,人体

电阻仍然低于2 000 Ω,约1 500 Ω。线路潮流100 MW情况下,人体承受的最大感应电流约700 mA;若线路潮流20 MW,最大感应电流为93 mA。

由以上分析,停运线路一端一相通过人体接地时,人体通过的电流和接触电压远大于人体对电压和电流的耐受能力,因此,人在触电瞬间如果不能快速脱离带电体,必然会造成人身伤亡。

2)运行线路潮流一定时,人体接触电压和流过人体的电流与线路长度成正比;线路潮流100 MW,线路长度5 km以下时,人体接触电压在90 V左右,人体电流约40 mA。考虑,接触电压100 V以下时,人体电阻在2 000 Ω以上,实际通过人体的电流可能比计算值更小,但仍然有风险。线路长度1 km以下,或者在母线上操作时,人体感应电压约20 V,感应电流约10 mA,人体可以承受。

4 结 论

110 kV同塔双回线路,一回停电检修时,若拆开一端接地点的其中一相,对人身将产生严重的危害甚至死亡。

在此接地方式下,感应电压和感应电流主要是电磁感应分量,人体触电时承受的感应电压和感应电流与运行线路潮流,线路长度成正比;感应电压与人体无关,感应电流随人体电阻减小而增大。

线路长度大于5 km或运行线路潮流大于20 MW,若直接拆开一相接地刀闸存在极大的人身安全风险;在实际生产中,应严禁此类事件发生。

对停运线路隔离开关进行检修,或者其他可能失去接地保护的情况,必须对停运线路先装设人工接地线再开展工作才能保证人身安全。

参考文献

[1] 刘浩军,阎国增,王少华,等. 1 000 kV 皖南—浙北特高压交流线路静电感应电压分析[J]. 高电压技术 2015,41(11):3687-3693.

[2] 李宝聚,周浩. 淮南—皖南—浙北—沪西1 000 kV 交流同塔双回线路架空地线感应电压和感应电流仿真分析[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(10):86-89.

[3] 周浩. 特高压交直流输电技术[M]. 杭州:浙江大学出版社,2014.

(下转第94页)

LCL 型并网逆变器的滑模变结构控制策略

李 鹏,王 奔,高鲁峰,李 晓,张 锐
(西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:针对三相并网分布式发电系统的运行特点以及 LCL 滤波器的工作特性,建立三相并网逆变器的数学模型,它在同步旋转 dq 坐标系下的数学模型,反映出 LCL 型并网逆变器是一个强耦合的、非线性的系统。为解决对这个强耦合、非线性系统直接设计控制器的困难,采用逆系统方法,将原系统线性化且解耦,构造出一个伪线性系统;然后,运用滑模变结构控制,针对构造出的这个伪线性系统,设计该系统的控制策略以实现 LCL 型并网逆变器综合控制;最后在 Matlab/Simulink 仿真软件中通过建立仿真试验模型进行仿真,仿真的结果验证了所提出的这种控制策略的有效性和较强的鲁棒性。

关键词:LCL 型滤波器;逆系统;变结构控制;鲁棒性

Abstract:According to the operating characteristics of three - phase grid - connected distributed generation system and the work characteristics of LCL filter, the mathematical model of three - phase grid - connected inverter is established. Its mathematical model in a synchronous rotating dq coordinate system reflects that it is a strong coupling nonlinear system. To avoid the difficulties in designing the controllers for the system, an inverse - system control is proposed. Firstly, using the inverse - system method, the original system is linearized and decoupled into a pseudo - linear system. Secondly, employing the variable - structure control (VSC) theory, the variable - structure controllers of the pseudo - linear system is designed for controlling the system of grid - connected inverter with LCL filter. Finally, the feasibility and effectiveness of the proposed control strategy are verified by the simulations on Matlab/Simulink.

Key words:LCL filter; inverse - system; variable - structure control; robustness

中图分类号:TM85 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)03 - 0056 - 05

0 引 言

近年来由可再生能源构成的分布式发电系统蓬勃发展,它们都需要采用并网逆变器与电网相连接^[1-2]。由于并网逆变器通常采用 PWM 调制,从而导致分布式电源输出电流中含有大量高次谐波,影响输出的电能质量,因此必须采取合适的滤波电路。小功率分布式电源通常采用 L 型滤波器作为并网接口,而大功率分布式电源则采用 LCL 滤波器。LCL 滤波器与 L 型滤波器相比可以滤除高次谐波,并且成本低,体积小。但是 LCL 滤波器是一个三阶谐振电路,其谐振对系统的稳定性及并网输出电流波形质量有很大的影响,控制器的设计是决定系统稳定运行以及并网电流质量所必需解决的问题^[3-5]。

目前,针对 LCL 型并网逆变器的控制方法有很多文献进行了分析。文献 [8] 采用基于静止坐标变换的比例谐振控制器 (PR),PR 控制算法可以实现无静差跟踪控制,同时 PR 控制算法可以方便地实现谐波补偿,但同时它增大了系统阶数,增加了控制器的设计难度。文献 [9] 针对 LCL 型并网逆变器采用滞环控制,简单实用、稳定可靠、动态响应快、不依赖负载参数和无条件稳定,但其开关频率、损耗及控制精度受滞环宽度影响波动范围较大,导致滤波器设计困难,影响控制器的性能。文献 [10] 采用基于前馈补偿的解耦控制,有效消除了同步旋转坐标下 LCL 型并网逆变器数学模型 $d、q$ 两轴之间存在复杂的耦合项,算法简单、技术成熟,但前馈解耦 PI 控制对并网电流难以达到理想的控制效果,存在稳态误差的问题。

针对 LCL 型并网逆变器的强耦合、非线性,采

用逆系统控制方法,构造出原系统的逆系统,然后将构造出来的逆系统与原系统串联,将原系统线性化和解耦后,构成一个伪线性系统。然后,针对这个伪线性系统设计滑模变结构控制器,设计方法变得简单易行。所采用的控制策略与基于前馈解耦 PI 控制方法相比,在设计控制器时,控制器参数整定与 PI 控制器参数整定相比要简单。最后,建立仿真模型进行仿真验证,仿真的结果证实了所提出的控制策略的正确性和有效性。

1 LCL 型并网逆变器模型

图 1 为基于 LCL 滤波器的三相并网逆变器控制原理图。其中,直流母线电压 V_{dc} 由可再生能源提供,逆变后经 LCL 滤波器接至电网,通过调节逆变器输出电流实现并网供电。图中, L_1 为逆变器侧滤波电感; L_2 为电网侧电感; C 为滤波电容; $u、i$ 分别为逆变器出口侧输出电压、电流; $u_c、i_c$ 分别为滤波电容电压和电流; u_g 为电网电压。由于电网容量较大,电网电压基本不变,因此并网逆变器输出的电能质量主要由并网电流 i_g 决定。

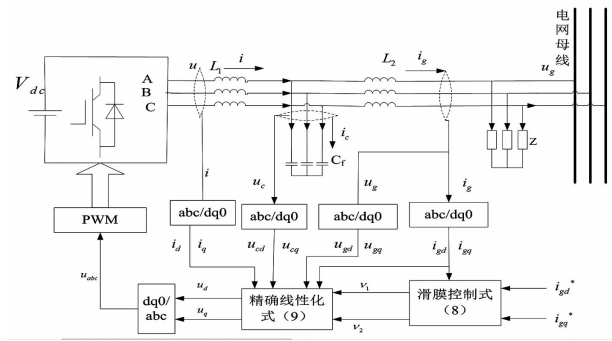


图 1 滑模变结构控制图

三相 LCL 并网逆变器瞬时动态方程为

$$\begin{cases} L_1 \frac{di}{dt} = u - u_c \\ C \frac{du_c}{dt} = i - i_g \\ L_2 \frac{di_g}{dt} = u_c - u_g \end{cases} \quad (1)$$

对式(1)作经典派克变换,得到其在 dq 坐标下的数学模型为

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \omega i_q + \frac{1}{L_1}(u_d - u_{cd}) \\ \frac{di_q}{dt} = -\omega i_d + \frac{1}{L}(u_q - u_{cq}) \\ \frac{du_{cd}}{dt} = \omega u_{cq} + \frac{1}{C}(i_d - i_{gd}) \\ \frac{du_{cq}}{dt} = -\omega u_{cd} + \frac{1}{C}(i_q - i_{gq}) \\ \frac{di_{gd}}{dt} = \omega i_{gq} + \frac{1}{L_2}(u_{cd} - u_{gd}) \\ \frac{di_{gq}}{dt} = -\omega i_{gd} + \frac{1}{L_2}(u_{cq} - u_{gq}) \end{cases} \quad (2)$$

在式(2)中: $i_d、i_q$ 为逆变器出口侧输出电流的 $d、q$ 轴分量; $u_d、u_q$ 为逆变器出口侧输出电压的 $d、q$ 轴分量; $u_{cd}、u_{cq}$ 为滤波电容电压的 $d、q$ 轴分量; $i_{gd}、i_{gq}$ 为逆变器并网电流的 $d、q$ 轴分量。考虑到 LCL 并网逆变器为三相对称系统,那么各三相变量经派克变换后,其 0 轴分量均为 0。根据式(2)所示的并网逆变器模型,可建立如下的多输入多输出系统:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + gu \\ y = h(x) \end{cases} \quad (3)$$

其中,系统的状态变量为 $x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5 \ x_6]^T = [i_d \ i_q \ u_{cd} \ u_{cq} \ i_{gd} \ i_{gq}]^T$; 输入变量为 $u = [u_1 \ u_2]^T = [u_d \ u_q]^T$; 输出变量为 $y = [y_1 \ y_2]^T = [i_{gd} \ i_{gq}]^T$ 。

$$f(x) = \begin{bmatrix} \omega x_2 - \frac{1}{L_1} x_3 \\ -\omega x_1 - \frac{1}{L_1} x_4 \\ \frac{1}{C} x_1 + \omega x_4 - \frac{1}{C} x_5 \\ \frac{1}{C} x_2 - \omega x_3 - \frac{1}{C} x_6 \\ \frac{1}{L_2} x_3 + \omega x_6 - \frac{1}{L_2} u_{gd} \\ \frac{1}{L_2} x_4 - \omega x_5 - \frac{1}{L_2} u_{gq} \end{bmatrix}$$

$$g = \begin{bmatrix} 1/L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

由式(3)可以看出,系统是一个多输入多输出的、强耦合的、非线性的系统。

2 LCL 并网逆变器的控制策略

2.1 求取逆系统

逆系统方法^[12],是利用被控对象的逆系统将被控制对象补偿成具有线性传递关系的系统,即伪线性系统。然后,可灵活地运用各种控制理论来设计伪线性系统的控制器,构造两个独立的伪线性系统。对 y_1 、 y_2 求导,直到它们第 1 次含输入变量为止,结果如下:

$$\begin{cases} \ddot{y}_1 = \frac{3\omega}{L_2}x_2 - (\frac{3\omega^2}{L_2} + \frac{1}{L_2^2C} + \frac{1}{L_1L_2C})x_3 - (\omega^3 + \frac{3\omega}{L_2C})x_6 + \\ (\frac{\omega^2}{L_2} + \frac{1}{L_2^2C})u_{gd} + \frac{1}{L_1L_2C}u_1 \\ \ddot{y}_2 = -\frac{3\omega}{L_2}x_2 - (\frac{3\omega^2}{L_2} + \frac{1}{L_2^2C} + \frac{1}{L_1L_2C})x_3 + (\omega^3 + \frac{3\omega}{L_2C})x_6 + \\ (\frac{\omega^2}{L_2} + \frac{1}{L_2^2C})u_{gq} + \frac{1}{L_1L_2C}u_2 \end{cases} \quad (4)$$

令 $\eta_1 = \ddot{y}_1^T$

雅克比矩阵 $t_1 = rank(\frac{\partial \eta_1}{\partial u}) = 1$ 满秩

令 $\eta_2 = [\ddot{y}_1 \ \ddot{y}_2]^T$

雅克比矩阵 $t_2 = rank(\frac{\partial \eta_2}{\partial u}) = 2$ 满秩

由逆系统相对阶定义可知,系统的相对阶为 $\alpha = [\alpha_1 \ \alpha_2] = [3 \ 3]$, $\alpha_1 + \alpha_2 = 6 = n$, n 为系统阶数,故基于 LCL 滤波器的并网逆变器系统是完全可以逆的。原系统线性化解耦后,所构成的伪线性系统可以解耦成 2 个子线性系统如下:

$$\begin{cases} \ddot{y}_1 = v_1 \\ y_1 = i_{gd} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \ddot{y}_2 = v_2 \\ y_2 = i_{gq} \end{cases} \quad (6)$$

2.2 设计变结构控制器

变结构控制具有较强鲁棒性,它既可以用于设计线性系统,也可以用来设计非线性系统^[13]。但如果直接使用变结构控制设计非线性强耦合系统,控制器设计会比较复杂,而采用逆系统方法将原系统线性化和解耦后,再采用变结构控制来分别设计各子系统则变得简单。因此,这里采用逆系统方法将系统线性化和解耦后,再运用变结构控制来设计控制器。

控制器设计目标:

$$e_1 = i_{gd} - i_{gdref} \rightarrow 0, e_2 = i_{gq} - i_{gqref} \rightarrow 0$$

根据变结构控制理论^[13],取切换面

$$\begin{cases} s_1 = c_{11}e_1 + c_{12}\dot{e}_1 + \ddot{e}_1 \\ s_2 = c_{21}e_2 + c_{22}\dot{e}_2 + \ddot{e}_2 \end{cases} \quad (7)$$

用指数趋近律设计方法,令

$$\begin{cases} \dot{s}_1 = -\varepsilon_1 \operatorname{sgn}(s_1) - k_1s_1 \\ \dot{s}_2 = -\varepsilon_2 \operatorname{sgn}(s_2) - k_2s_2 \end{cases} \quad (8)$$

联合式(5)、式(6)、式(7)、式(8)可得两个伪线性系统的控制律为

$$\begin{cases} v_1 = -\varepsilon_1 \operatorname{sgn}(c_{11}e_1 + c_{12}\dot{e}_1 + \ddot{e}_1) - \\ k_1(c_{11}e_1 + c_{12}\dot{e}_1 + \ddot{e}_1) - c_{11}\dot{e}_1 - c_{12}\ddot{e}_1 \\ v_2 = -\varepsilon_2 \operatorname{sgn}(c_{21}e_2 + c_{22}\dot{e}_2 + \ddot{e}_2) - \\ k_2(c_{21}e_2 + c_{22}\dot{e}_2 + \ddot{e}_2) - c_{21}\dot{e}_2 - c_{22}\ddot{e}_2 \end{cases} \quad (9)$$

将式(9)带入式(4)中,可得控制输入为

$$\begin{cases} u_1 = L_1L_2Cv_1 - 3\omega L_1x_2 + (3\omega^2L_1C + L_1/L_2 + 1)x_3 + \\ (\omega^3L_1L_2C + 3\omega L_1)x_6 - (\omega^2L_1C + L_1/L_2)u_{gd} \\ u_2 = L_1L_2Cv_2 + 3\omega L_1x_1 - (3\omega^2L_1C + L_1/L_2 + 1)x_4 - \\ (\omega^3L_1L_2C + 3\omega L_1)x_5 + (\omega^2L_1C + L_1/L_2)u_{gq} \end{cases} \quad (10)$$

在式(9)、式(10)中: $\operatorname{sgn}()$ 为符号函数; c_{11} 、 c_{12} 、 c_{21} 、 c_{22} 、 k_1 、 k_2 、 ε_1 、 ε_2 为变结构控制器参数,均为正数。在保证系统不会发生振荡的条件下,适当地增大参数 c_{11} 、 c_{12} 、 c_{21} 、 c_{22} 、 k_1 、 k_2 较快的跟踪速度,而相应地减小参数 ε_1 、 ε_2 可以使系统减小抖动。

3 仿真分析

为验证所采用控制策略的可行性和有效性,在 Matlab /Simulink 中建立了如图 1 所示的模型,进行仿真验证,系统参数如表 1 所示。

表 1 系统参数

参数	数值
微电源直流电压/V	800
电网电压/V	380
逆变器侧电感/mH	2
滤波电容/ μ F	1.5
电网侧电感/mH	2
开关频率/Hz	6 000
c_{11} 、 c_{12} 、 c_{21} 、 c_{22}	3 000
ε_1 、 ε_2	5
k_1 、 k_2	8 000

图 2 至图 4 给出了采用滑模变结构控制的动态响应曲线,图 5 至图 7 给出了采用传统前馈解耦 PI 控制方法下相应的动态曲线。

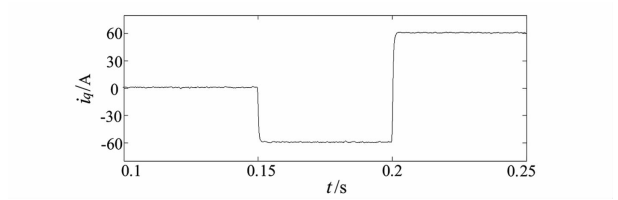


图 2 滑模控制下无功电流波形

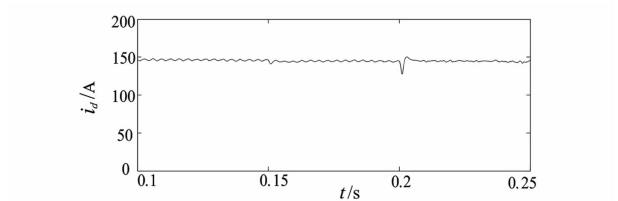


图 3 滑模控制下有功电流波形

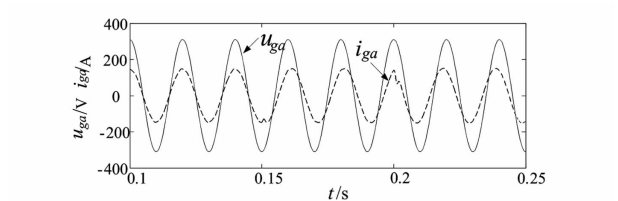


图 4 滑模控制下 a 相电压和电流波形

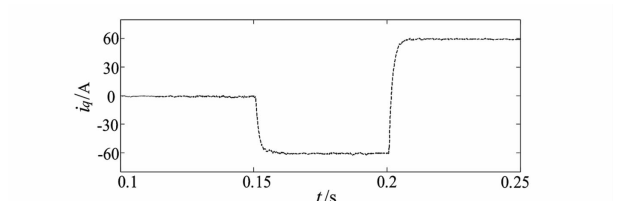


图 5 PI 控制下无功电流波形

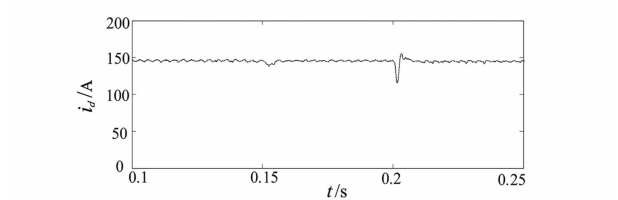


图 6 PI 控制下有功电流波形

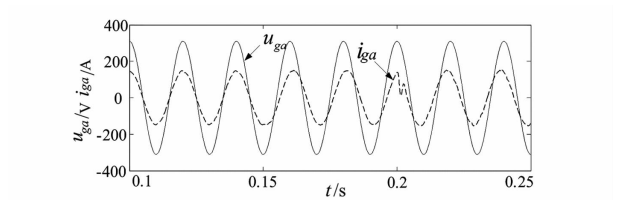


图 7 PI 控制下 a 相电压和电流波形

在 0.15 s 时,无功电流的指令值由 0 变为 -60 A,在 0.2 s 时,又变为 60 A。图 2 和图 3 分别为无功电流 i_q 、有功电流 i_d 的仿真情况,分别与图 5 和图 6 对比,从图中可以看出,当电流给定值变化,采用

滑模变结构控制时,并网电流响应曲线能够快速跟踪指令值的变化,超调量小,稳态无误差。图 4 是滑模变结构控制型 a 相电压和电流图,与图 7 比较可知,采用滑模变结构控制时,在并网电流突变时刻,a 相电流更平滑,显示出很强的鲁棒性,能够有效减少并网电流的畸变率,提高入网电流质量。

4 结 语

前面阐述了 LCL 型并网逆变器的数学模型,并基于此数学模型,运用逆系统方法,将系统线性化和解耦后,分解成 2 个子线性系统;再采用滑模变结构控制,设计出各子系统控制器,来综合控制。这种控制方法与典型 PI 控制策略相比,其控制器参数更易于整定,无需附加阻尼电阻以保证系统稳定运行,而且仿真结果表明,变结构控制具有较快的响应速度,而且超调量小,具有更好的调节性能。算例证明了该控制策略的有效性。

参考文献

[1] 许津铭,谢少军,张斌锋. 分布式发电系统中 LCL 滤波并网逆变器电流控制研究综述[J]. 中国电机工程学报,2015,35(16):4153-4166.

[2] 孙蔚,伍小杰,戴鹏,等. 基于 LCL 滤波器的电压源型 PWM 整流器控制策略综述[J]. 电工技术学报,2008,23(1):90-96.

[3] Guoqiao S. An Improved Control Strategy for Grid-Connected Voltage Source Inverters with a LCL Filter[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(4):7.

[4] Liu F. Design and Research on Parameter of LCL Filter in Three-phase Grid-connected Inverter[C]. Power Electronics and Motion Control Conference, 2009: 2174-2177.

[5] 王要强,吴凤江,孙力,等. 带 LCL 输出滤波器的并网逆变器控制策略研究[J]. 中国电机工程学报,2011,31(12):34-39.

[6] 郭小强,邬伟扬,顾和荣等. 并网逆变器 LCL 接口直接输出电流控制建模及稳定性分析[J]. 电工技术学报,2010,25(3):102-109.

[7] Shen G. A New Current Feedback PR Control Strategy for Grid-connected VSI with an LCL Filter[C]. Applied

Power Electronics Conference and Exposition, 2009: 1564 – 1569.

[8] Halimi, b. P A, Dahono. A Current Control Method for Phase – controlled Rectifier That Has An LCL Filter[C]. 2001 4th IEEE International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2001: 20 – 25.

[9] 戴训江, 晁勤. 基于 LCL 滤波的光伏并网逆变器电流滞环控制[J]. 电力电子技术, 2009, 43(71): 33 – 35.

[10] 屈克庆, 叶天凯, 赵晋斌, 等. 基于前馈补偿的 LCL 型并网逆变器解耦控制策略研究[J]. 电气传动, 2015, 45(11): 26 – 30.

[11] 鲍陈磊, 阮新波, 王学华, 等. 基于 PI 调节器和电容电

=====

(上接第 34 页)

由图 6 可知, 所提策略比传统独立变桨策略对塔基的俯仰弯矩更小, 从而减小了对风电机组基础结构的作用力, 因而有助于缓解兆瓦级风电机组的疲劳程度。

由图 7 可知, 采用独立变桨控制策略的输出功率比统一变桨更稳定, 而改进 DE 算法的独立变桨控制策略能够进一步减小传统独立变桨输出功率的波动, 具有稳定性更佳功率输出能力。

4 结 论

针对兆瓦级风电机组工作于额定风速以上时易受气流扰动, 形成疲劳载荷, 进而降低风机运行性能, 且传统 PID 独立变桨控制策略动态响应能力差的情况, 提出了基于改进 DE 算法的独立变桨控制策略, 并以 Matlab 和 Fast 软件作为平台对 2 MW 风电机组进行了仿真。结果表明, 所提策略能够有效降低机组在扰动情况下的载荷, 缓解机组疲劳程度, 并减少机组转速变动幅度, 提高输出功率的稳定性。

参考文献

[1] 李春兰, 曹成帅, 汪泽, 等. 减小风剪、塔影和湍流效应的独立变桨控制研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(16): 64 – 69.

[2] 姚兴佳, 张雅楠, 郭庆鼎, 等. 大型风电机组三维模糊

流反馈有源阻尼的 LCL 型并网逆变器闭环参数设计[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 133 – 142.

[12] 戴先中. 多变量非线性系统的神经网络逆系统控制方法[M]. 北京: 科学出版社, 2005.

[13] 高为炳. 变结构控制的理论及设计方法[M]. 北京: 科学出版社, 1996.

作者简介:

李 鹏(1992), 硕士研究生, 研究方向为微电网与新能源发电技术、滑模变结构控制;

王 奔(1960), 教授、博士, 研究方向为研究方向为电力系统非线性和变结构控制。

(收稿日期: 2017 – 01 – 27)

=====

控制器设计与仿真[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(26): 112 – 117.

[3] 何玉林, 黄帅, 苏东旭, 等. 双馈式变速变桨风电机组的桨距控制[J]. 中国电力, 2011, 44(3): 90 – 95.

[4] 金鑫, 李浪, 何玉林, 等. 兆瓦级风力发电机独立变桨控制策略分析[J]. 重庆大学学报(自然科学版), 2015, 38(1): 61 – 67.

[5] 崔双喜, 王维庆, 张强. 风力发电机组独立变桨鲁棒自适应桨距角跟踪控制[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(6): 52 – 57.

[6] 刘皓明, 唐俏俏, 张占奎, 等. 基于方位角和载荷联合反馈的独立变桨距控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3798 – 3805.

[7] Zhang Y, Chen Z, Cheng M. Proportional Resonant Individual Pitch Control for Mitigation of Wind Turbines Loads[J]. Iet Renewable Power Generation, 2013, 7(7): 191 – 200.

[8] Hoof E L, Schaak P, Engelen T G. Wind Turbine Control Algorithms(ECN – C – 03 – 111) [R]. Petten, Netherlands, Energy Research Centre of the Netherlands, 2003.

[9] 苏海军, 杨煜普, 王宇嘉, 等. 微分进化算法的研究综述[J]. 系统工程与电子技术, 2008, 30(9): 1793 – 1797.

作者简介:

刘 杨(1987), 硕士研究生, 研究方向为电力系统及其自动化。

(收稿日期: 2017 – 03 – 21)

交流系统强度对直流系统稳定运行状态和故障恢复特性影响的研究

李 乾, 范子强, 黄金海, 吴庆范, 许朋见, 付 艳, 曹 森, 张克辉
(许继电气股份有限公司, 河南 许昌 461000)

摘 要:随着交流特高压电网的相继建设,交流系统的强弱将发生改变。交流系统强弱会对直流输电系统的稳定运行状态和故障恢复特性产生影响,也关系到直流输电系统的控制保护策略和参数是否需要调整。通过对溪浙特高压工程的 RTDS 仿真模型进行试验分析,研究了各种短路比组合与直流系统最大稳定运行功率的关系,提出了直流系统能够额定功能稳定运行的临界短路比的概念及溪浙工程的具体数值;分析了直流系统额定功率稳定运行工况下的扰动试验,提出了直流系统能够自动恢复的稳态短路比的概念及溪浙工程的具体数值;研究了不同稳态短路比工况下典型的交流系统故障对直流输电系统故障恢复特性影响的规律,对实际工程的相关设计提供了有益的参考。

关键词:交流系统强度;高压直流;RTDS;短路比;故障恢复特性

Abstract: With the successive construction of ultra high voltage (UHV) power grid, the strength of AC system will be changed, and it would impact on the stable operating condition and fault recovery characteristic of DC system, which also relates to the control and protection strategy and parameters of HVDC transmission system whether needs to be adjusted or not. By analyzing RTDS simulation model of XiZhe UHV project, the relationship of various short - circuit ratio (SCR) combinations and maximum steady running power of DC system are studied, and the conception of critical SCR that can maintain the system operating with the rated power is proposed as well as the exact figures of XiZhe project. The rules for the influence of typical AC system fault on fault recovery characteristic of DC system are analyzed under various stable SCR, which provides a useful reference for the actual engineering design.

Key words: AC system strength; HVDC; RTDS; short - circuit ratio; fault recovery characteristic

中图分类号: TM721 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954 (2017) 03 - 0061 - 05

0 引 言

特高压直流输电系统(HVDC)换流器处接入的交流系统的强弱直接影响到 HVDC 系统稳定后的运行状态以及故障时的动态性能和故障恢复特性。随着交流特高压电网的相继建设,交流系统的强度将发生改变,交流系统强度对直流系统的影响会更加明显。相关文献[1-4]对交流系统强度的表征量短路比做了研究,推算了交流系统强弱的划分标准和临界短路比的计算方法。但是在实际工程中,由于控制方式和系统参数的不同,实际的临界短路比和理想状态下的临界短路比有所不同。下面以溪浙特高压直流输电工程的仿真模型和相应控制保护主机为基础,研究各种短路比组合时直流系统能达到的最大输送功率,并推算能使该特高压工程达到

额定功率的临界短路比;对额定功率稳定运行工况下的扰动试验进行了分析,在临界短路比基础上提出能使直流系统在轻微扰动下自恢复的稳态短路比的概念,并通过试验推算出了溪浙工程的稳态短路比。临界短路比及稳态短路比的提出对特高压直流工程设计规划提供了有益的参考。

由于直流系统在建成投运后两侧的交流系统会发生很大变化,针对短路比的变化对直流输电系统的故障恢复特性是否有影响等问题,下面在溪浙特高压直流输电工程的仿真模型和相应控制保护主机上,设置了8种典型的交流系统故障,进行了70余项试验研究。

1 交流系统的强弱表征及 RTDS 仿真系统模型

1.1 短路比

交流系统的强弱是相对于直流系统输送能力而言的,相关文献[5-7]定义了一些交流系统强度指标,现在普遍采用短路比来表征交流系统的强弱。短路比的定义为系统额定运行时换流站交流母线短路容量 S_{scN} 与额定直流功率之比:

$$R_{sc} = \frac{S_{scN}}{P_{dN}} = \frac{U_N^2}{|Z|} \cdot \frac{1}{P_{dN}} \tag{1}$$

式中: U_N 为交流系统基准电压; P_{dN} 为额定直流功率。

在式(1)中当额定电压和功率一定时,短路比为电源阻抗的单值函数,因此可在 RTDS 中通过设置电源的内阻来改变仿真模型中交流系统的短路比。设置方式如图 1 所示(设置 Z1 的值)。

if_rtds_sharc_sid_SRC					
SIGNAL NAMES		REMOTE FAULTS			
INPUT DATA TYPE		P & Q MONITORING		MONITORING	
AC SOURCE INITIAL POWER OUTPUT		POSITIVE SEQUENCE IMPEDANCE			
CONFIGURATION		PROCESSOR ASSIGNMENT		AC SOURCE INITIAL VALUES	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
F	Base Frequency	50	Hz	0.001	
Z1	+ve Seq. Impedance	8	Ohms	0.001	
Phi1	+ve Seq. Imp. Phase angle	84.0	deg	0.1	89.9
RN	Harm. # where phase is same as fund.	2.0		2.0	1E38
Update Cancel Cancel All					

图 1 仿真系统短路比的设置

1.2 RTDS 仿真系统模型

研究采用溪浙特高压工程的仿真试验模型^[8-10],通过 RTDS 搭建的仿真试验模型包括交流系统等值系统、双 12 脉动阀组、换流变压器、直流滤波器、交流滤波器、平波电抗器、中母线电容器、阻波器、直流线路、接地极等元件。仿真系统中,直流场开关和交流场开关通过 Profisim 来模拟,其状态在 RTDS、Profisim 和控制保护系统间相互传输;RTDS 模型的输出信号经 A/D 转换后,小电压信号直接输出至控制保护设备,部分信号通过功率放大器实时地输出模拟量并连接至控制保护设备;控制保护系统输出控制信号或保护动作信号至 RTDS,构成一个闭环系统,能够真实地反映直流输电系统的特性。

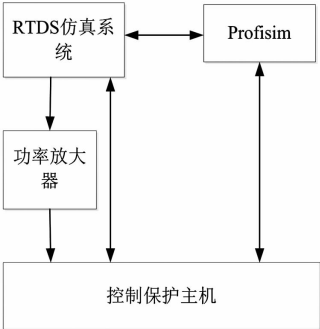


图 2 RTDS 仿真系统结构图

这里选用许继集团 DPS - 3000 平台下的 HCM3000 控制保护平台与 DS3000 运行人员控制系统配合完成试验研究。HCM3000 系统控制保护主机及控制保护程序与某实际特高压工程现场一致。控保主机通过 LAN 网与 DS3000 运行人员控制系统相连,可以实时显示控制保护动作信息。

2 交流系统强弱对直流系统稳定运行状态的影响

交流系统强弱对直流系统稳定运行状态的影响有很多方面,下面从以下两方面入手进行研究。

2.1 临界短路比

当交流系统过弱时,直流系统无法达到额定功率运行,IEEE 工作组提出了针对单馈入直流系统临界短路比的计算公式:

$$R_{csc} = \frac{1}{U^2} \left[u_d \sin \theta \tan(\gamma + u) - Q_d + Q_c + \sqrt{\left[\frac{P_d}{\cos(\gamma + u)} \right]^2 - \cos^2 \theta (P_d \tan(\gamma + u) - Q_d)^2} \right] \tag{2}$$

式中: U 为换流站交流母线电压; P_d 为直流输送功率; Q_d 为逆变器消耗的无功; Q_c 为换流站提供的无功; γ 为逆变器熄弧角; u 为逆变器换相角; θ 为交流系统等值阻抗的相角。

但在实际工程中,由于直流系统控制策略、系统参数、交流系统无功补偿能力等因素的差异,利用上述公式求得的临界短路比存在一些偏差。这里从试验角度研究了在各种短路比组合时直流系统能达到的最大运行功率,寻求能在额定功率运行的临界短路比。研究过程采用溪浙工程的控制保护系统主机以及相应的 RTDS 模型进行,换流站无功补偿容量与现场情况一致,会随着直流功率的提升多投滤波器加大无功补偿,仿真中交流系统未加电压自动调节功能。交流系统强度用换流母线短路比表示,由弱至强分别为 2、2.5、3、4、5。进行了 3 组试验,分别是整流侧交流系统短路比最小逆变侧逐渐增大时系统稳态状况;逆变侧交流系统短路比最小整流侧逐渐增大时系统稳态状况;逆变侧短路比大于整流侧且整流侧短路比逐渐增大时系统稳定状态,试验数据如表 1、表 2、表 3 所示。

整流侧短路比均为最小,逆变侧短路比逐渐增

大时,直流输电系统所能达到的最大稳态功率均为 6 800 MW,此时交流滤波器已全部投入,分接头也已调到极限挡位,交流电压不再有上升空间,说明整流侧过弱的交流系统不足以支撑直流功率达到额定值。

表 1 整流侧短路比最小逆变侧逐渐增大时系统稳态状况

短路比 (整流/逆变)	稳定功率 /MW	整流侧	逆变侧
		交流电压/kV	交流电压/kV
2/2.5	6 800	478	491
2/3	6 800	480	498
2/4	6 800	481	493
2/5	6 800	480	486

表 2 逆变侧短路比最小整流侧逐渐增大时系统稳态状况

短路比 (整流/逆变)	稳定功率 /MW	整流侧	逆变侧
		交流电压/kV	交流电压/kV
2.5/2	7 100	490	491
3.1/2	7 100	485	490
5/2	7 100	496	491

逆变侧短路均为最小,整流侧短路比逐渐增大时,直流输电系统所能达到的最大稳态功率为 7 100 MW,此时交流滤波器已全部投入,分接头已调到最高挡位,交流电压不再有上升空间,说明逆变侧过弱的交流系统不足以支撑直流功率达到额定值。

表 3 逆变侧短路比大于整流侧且整流侧短路比逐渐增大

短路比 (整流/逆变)	稳定功率 /MW	整流侧	逆变侧
		交流电压/kV	交流电压/kV
2/2.5	6 800	478	501
2.5/3	7 400	481	483
3.1/5	8 000	484	480
4/5	8 000	485	480
5/5	8 000	496	480

由以上试验数据可知,当整流侧短路比与逆变侧短路比不一致时,直流输电系统所能达到的最大稳态功率将由短路比较小的一侧决定。逆变侧短路比大于整流侧短路比时,随整流侧短路比的逐渐增大,直流输电系统最大稳态功率随之增大。在短路比增大到 3.1 及以上时,直流输电系统所能达到的最大稳态功率均能达到额定功率 8 000 MW,因此溪浙特高压工程的临界短路比为 3.1。

2.2 稳态短路比

在临界短路比情况下,虽然系统能够正常运行,但遇到轻微扰动,直流输电系统不能够正常恢复。因此这里提出稳态短路比的概念,并对在轻微故障扰动时直流系统能够自恢复的稳态短路比进行研究。仿真模型中无功补偿容量与实际工程一致,仿

真中交流系统未加电压自动调节功能。

推算溪浙特高压工程稳态短路比的试验过程如下:设置轻微故障为交流系统单相接地 100 ms、交流系统三相接地 100 ms、直流线路接地 100 ms。将交流系统的强度从临界短路比开始逐步增大,重复进行上述故障试验。故障后直流系统能够自恢复时的短路比即为稳态短路比。图 3、图 4 分别为短路比为 3.4 和 3.5 时交流系统单相接地 100 ms 故障时直流电压、直流电流波形图。

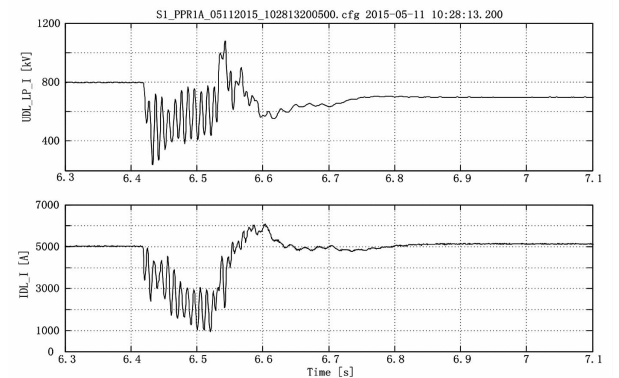


图 3 $R_{sc} = 3.4$ 发生交流系统单相接地波形图

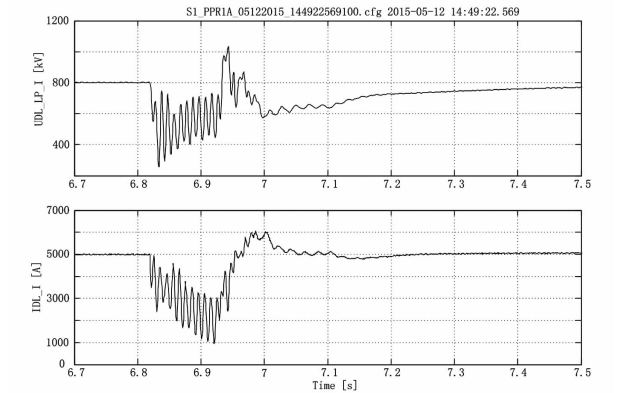


图 4 $R_{sc} = 3.5$ 发生交流系统单相接地波形图

由图 3、图 4 可以看到:在短路比为 3.4 时发生交流系统单相接地故障,故障结束后直流电压停留在 695 kV 左右,没能恢复到额定值 800 kV,直流电流也没能恢复到额定值;在短路比为 3.5 时发生交流系统单相接地故障,直流系统经振荡后恢复到额定值运行。进行其余扰动试验时试验现象与上述试验一致,据此推算溪浙特高压直流输电工程稳态短路比为 3.5。

3 交流系统强弱对直流系统故障恢复特性的影响

直流输电工程建设完成后,使用期内两侧交流

系统会发生很大的变化。这种变化等效起来,相当于短路比发生变化。相关文献[11-12]对直流系统的故障恢复特性做出了研究,指出交流系统较弱会导致直流系统故障恢复速度变慢,容易发生换相失败。那么,交流系统强度是否会对高压直流输电系统的故障恢复特性产生影响,直流输电的控制保护策略是否需要做某些调整。下面针对这些问题对交流系统不同强度下交流系统故障对直流系统故障恢复特性进行了研究。

3.1 试验项目设置

研究仍采用溪浙特高压工程的控制保护系统主机以及相应的 RTDS 模型进行,交流系统强度用换流母线短路比表示,由弱至强分别为 3.5、4、5,最小短路比采用上述试验总结出的该工程稳态短路比。设置的交流系统典型故障为:整流侧交流系统单相接地 100 ms、整流侧交流系统三相接地 100 ms、整流侧交流系统高阻接地 100 ms、整流侧交流系统单相接地 5 s、逆变侧交流系统单相接地 100 ms、逆变侧交流系统三相接地 100 ms、整流侧交流系统高阻接地 100 ms、逆变侧交流系统单相接地 5 s。

3.2 试验结果及分析

由于试验项目较多,下面选取两组典型试验,对交流系统不同强度下交流故障对直流系统故障恢复特性的影响进行分析。

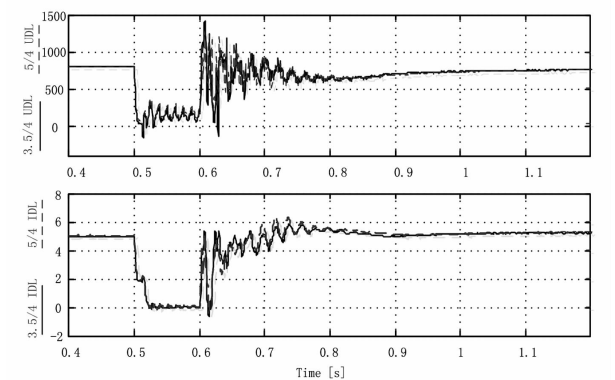


图5 整流侧三相接地波形

表4 整流侧三相接地 100 ms 故障恢复特性

短路比 (整流/逆变)	直流电流、 直流电压 正常运行值	直流电流、 直流电压 振荡峰值	直流电流、 直流电压 恢复时间
3.5/4	$I_{DL}:4.98\text{ kA}$	$I_{DL}:5.85\text{ kA}$	$I_{DL}:108\text{ ms}$
	$U_{DL}:799\text{ kV}$	$U_{DL}:1\ 393\text{ kV}$	$U_{DL}:246\text{ ms}$
5/4	$I_{DL}:4.98\text{ kA}$	$I_{DL}:6.23\text{ kA}$	$I_{DL}:111\text{ ms}$
	$U_{DL}:800\text{ kV}$	$U_{DL}:1\ 309\text{ kV}$	$U_{DL}:256\text{ ms}$

第1组典型试验:整流逆变短路比分别为 3.5/4 和 5/4 时发生整流侧三相接地 100 ms 故障,直流电压和直流电流录波以及故障恢复特性对比如图 5、表 4 所示(故障恢复时间取最后一次低于 0.9 p. u. 的时间)。

由上述试验数据可知发生整流侧三相接地 100 ms 故障时,逆变侧短路比一致,整流侧短路比较大时,直流电流振荡峰值稍大,但直流电流、电压的振荡趋势和恢复时间基本一致,控制保护系统的响应也完全一致。

第2组典型试验:整流逆变短路比分别为 3.5/3.5 和 3.5/5 时发生逆变侧单相接地 100 ms 故障,直流电压和直流电流故障录波以及故障恢复特性对比如图 6、表 5 所示(故障恢复时间取最后一次低于 0.9 p. u. 的时间)。

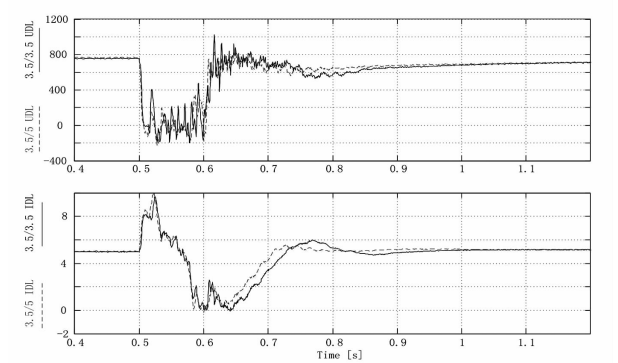


图6 逆变侧单相接地 100 ms 故障

表5 逆变侧单相接地 100 ms 故障恢复特性

短路比 (整流/逆变)	直流电流、 直流电压 正常运行值	直流电流、 直流电压 振荡峰值	直流电流、 直流电压 恢复时间
3.5/3.5	$I_{DL}:4.98\text{ kA}$	$I_{DL}:9.95\text{ kA}$	$I_{DL}:126\text{ ms}$
	$U_{DL}:755\text{ kV}$	$U_{DL}:1\ 178\text{ kV}$	$U_{DL}:400\text{ ms}$
3.5/5	$I_{DL}:4.98\text{ kA}$	$I_{DL}:9.91\text{ kA}$	$I_{DL}:103\text{ ms}$
	$U_{DL}:758\text{ kV}$	$U_{DL}:1\ 113\text{ kV}$	$U_{DL}:205\text{ ms}$

由上述试验数据可知:发生逆变侧单相接地 100 ms 故障时,整流侧短路比一致,逆变侧短路比较小,直流电压、直流电流振荡幅值稍剧烈一些,故障恢复时间也稍长,但电压电流的恢复趋势一致,电流电压的变化差异不大。

其余试验项目结果经分析后与上述试验一致。

在哈郑±800 kV 特高压直流输电工程 EMTDC 仿真模型进行了类似试验^[13],交流系统强度分别选取 3.5、5,故障设置为:整流侧、逆变侧交流系统单

相金属性接地,持续时间 100 ms;整流侧、逆变侧交流系统三相金属性接地,持续时间 100 ms;整流侧、逆变侧交流系统单相高阻接地,持续时间 100 ms,双极直流输出功率为额定 8 000 MW。试验现象和结论与本次试验一致。

在试验所做短路比范围内,发生各类典型故障,交流系统强度不同对直流电压、直流电流的故障恢复特性影响不大。直流控制特性、参数以及直流保护定值等均未出现异常,表明在长距离直流工程,控制保护参数在 3.5 以上的短路比范围内是适应的,控制保护策略和参数不需要进行调整。

4 总 结

1)针对交流系统强弱对直流系统稳定运行状态的影响进行研究,把能使直流输电系统以额定功率运行的短路比定义为临界短路比,通过不同短路比组合与直流输送功率最大值之间关系的研究,推算出了溪浙特高压工程临界短路比为 3.1;把在轻微扰动下直流输电系统能够自恢复的短路比定义为稳态短路比,通过额定功率稳定运行工况下几种典型的扰动试验研究出了溪浙特高压工程稳态短路比为 3.5。临界短路比和稳态短路比的提出和推算对交直流电网的相关设计规划提供了有益的参考。

2)针对交流系统强弱对交直流系统故障恢复特性的影响进行研究,对试验项目设置和试验过程进行详细的阐述,通过对所有试验结果的对比分析总结出下列结论:在短路比为 3.5 及以上发生交流系统故障,短路比不同对直流系统的故障恢复特性影响较小,直流系统的控制保护的策略和参数不需调整。该结论对直流工程投运后两侧交流系统强度发生变化时控制保护系统是否需要调整提供了有益的参考。

=====

(上接第 51 页)

虑工程造价的基础上,选取经济性好、治理效益佳的治理方案对低电压问题进行治理。

参考文献

[1] 潘朝毅. 针对如何解决农村配网低电压问题的探讨[J]. 广东科技,2011(24):159-160.

[2] 焦玉振. 解决电网低电压的基本技术手段[J]. 农村电

参考文献

[1] 肖俊,李兴源,王海燕. 交直流系统强度指标分析[J]. 电网技术,2013,37(7):1856-1861.

[2] 徐政. 联于弱交流系统的直流输电特性研究之一——直流输电的输送能力[J]. 电网技术,1997,21(1):12-16.

[3] 徐政,黄弘扬,周煜智. 描述交直流并列系统电网结构品质的3种宏观指标[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):1-7.

[4] 王鹏飞,张英敏,陈虎,等. 直流输电系统临界短路比的研究[J]. 华东电力,2011,39(11):1780-1783.

[5] 林伟芳,汤涌,卜广全. 多馈入交直流系统短路比的定义和应用[J]. 中国电机工程学报,2008,28(31):1-8.

[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,1998:153-156.

[7] 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,2005:61-66.

[8] 吴庆范,黄金海,张爱玲,等. 溪洛渡—浙江±800 kV特高压直流输电工程直流保护系统实施策略及其仿真试验研究[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(1):115-121.

[9] 吴庆范,黄金海,张爱玲,等. 一种新型三取二逻辑装置及配置策略在高岭背靠背扩建工程中的应用[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(2):72-76

[10] 张爱玲. 溪洛渡送电广东同塔双回直流输电工程控制保护策略研究[J],电力系统保护与控制,2011,39(9):72-76.

[11] 魏星. 交流系统强度对 HVDC 故障恢复特性影响的仿真分析[J]. 电力科学与工程,2007,23(3):24-26.

[12] 周长春,徐政. 联于弱交流系统的 HVDC 故障恢复特性仿真分析[J]. 电网技术,2003,27(11):18-21.

[13] 林少伯,庞广恒,王华伟,等. 直流控制保护仿真技术提升及保护功能试验研究[R]. 中国电力科学研究院,2015:231-235. (收稿日期:2017-02-13)

工,2012,20(4):31.

[3] 贡德忠,刘永军. 客户端低电压产生的原因及解决方案[J]. 城市建设理论研究(电子版),2011(32).

[4] 张高峰,黄芳. 农村低压问题的解决措施[J]. 农电技术,2011(3):26-27.

作者简介:

徐田磊(1992),本科,从事电能计量、线损管理工作,主要研究课题为县级供电企业线损管理。

(收稿日期:2016-01-26)

基于半波真有效值的触/漏电故障电流检测

左金威¹, 赵恒¹, 陈重佑², 肖先勇¹

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 电子科技大学, 四川 成都 610054)

摘要:针对现有剩余电流保护装置存在的死区问题,提出了一种基于半波真有效值的故障电流检测方法。将总剩余电流相邻的两个完整周波离散化后等相位点相减,剔除总剩余电流中的正常剩余电流,保留得到故障电流波形。首先利用幅值绝对值累加的方法确定故障发生周波,接着计算故障发生周波之后的半个故障波形的真有效值,从而实现了故障电流有效值的获取。利用建模仿真以及触/漏电实验实测数据对所提出的方法进行了验证,证明了所提方法具有可靠性好、计算精度较高、有一定的抗噪声能力、响应时间短以及简便易行的优点,很适合工程实际应用,对新型剩余电流保护装置的开发有一定的参考价值。

关键词:剩余电流保护技术;故障电流;幅值;真有效值;数字测量技术

Abstract: Aimed at the problem that the existing protective methods all have protective dead - zones, a method to detect fault current based on the true RMS of the half wave is proposed. After discretization, sampling point subtract the same phase point of total residual current to remove the normal residual current on the total residual current and remain fault current. Firstly, the sum of the absolute values of the amplitude is used to determine the occurrence of the fault current. Then the true RMS value of the half fault waveform is calculated after the fault occurs, thus obtaining the effective value of the fault current. The method can calculate the RMS of the shock/leakage current. The simulation and experimental samples are used for verification. The results show that the method has the advantages of good reliability, high precision, high anti - noise ability, short response time and simple operation. It is very suitable for engineering application, and has a certain reference value for the development of new residual current protection device.

Key words: residual current protection technology; fault current; amplitude; true RMS; digital measurement technology

中图分类号: TM74 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954 (2017) 03 - 0066 - 07

0 引言

电流动作型剩余电流保护装置(residual current devices, RCDs), 又称剩余电流动作断路器(RC-CB), 是目前中国应用最多的剩余电流保护装置, 其动作机理是利用低压供电回路总剩余电流的幅值大小与设定的基准值作比较, 当总剩余电流幅值大于基准值时, 通过直接激励脱扣器或者发出机械开闭信号的方式使开关电器断开。这种保护装置的动作机理是低压电网剩余电流保护装置的基本动作原理^[1]。另一种比较常见的则是电流脉冲型剩余电流保护装置, 是利用低压回路总剩余电流矢量变化量的幅值大小作为动作判据。

由于故障电流与系统本身存在的正常剩余电流之间存在相位差, 而且相位差不确定, 导致发生故障

的时候总的剩余电流幅值或者总剩余电流变化量的幅值不一定会增大, 从而使得现有剩余电流保护装置存在死区。准确检测出故障电流, 以故障电流有效值作为动作判据, 实现电流分离型保护, 可以有效解决现有剩余电流保护装置死区的问题。

针对触/漏电故障电流提取这一问题, 国内的一些专家学者给出了自己的解决方法。文献[2]提出了一种利用特种波形比较的硬件分离人体触电流的方法, 但是不能说明该特种波形具有普适性。文献[3 - 4]提出了利用小波变换的方法分离触电流, 但是忽略了人体的电容引起的相位变化。文献[5 - 6]采用了B - P神经网络的方法, 文献[7]用到了支持向量机的方法提取人体触电流, 但是上述两种方法需要训练样本满足特定要求, 样本需求量大, 计算量很大, 而且在正常剩余电流发生变化的时候需要重新训练样本, 不具有保护所需要的实时性

和即时性。

以上方法均是通过求得触电故障波形后进行保护整定,实际上如果能直接计算得到故障电流的有效值就可以达到无死区保护的效果。这里采用了数字信号的处理技术,对总剩余电流的两个完整周波进行采样,将总剩余电流两个完整的离散波形同相位点对应相减,求得故障支路电流的离散波形。利用幅值变化总量整定的方法确定故障发生周波,接着求取故障发生周波之后半个周波的真有效值,即为故障电流的有效值。通过仿真分析以及触电物理实验数据分析,显示了所提方法在含噪声、实际漏电故障以及实际动物触电故障等情况下均有较高计算精度,证明了所提方法可靠性高,具有一定抗干扰能力,而且方法原理简便、响应速度特别快,很适合工程实际应用。

1 现有剩余电流保护装置存在的问题

现有的剩余电流保护装置基本上都是采用的鉴幅机制,是以检测到的总剩余电流幅值或者是总剩余电流变化矢量的幅值作为动作判据。电流动作型剩余电流保护装置是目前实际应用最多的触/漏电保护装置,它的工作原理是低压电网剩余电流保护装置的基本动作原理,见图 1 所示。

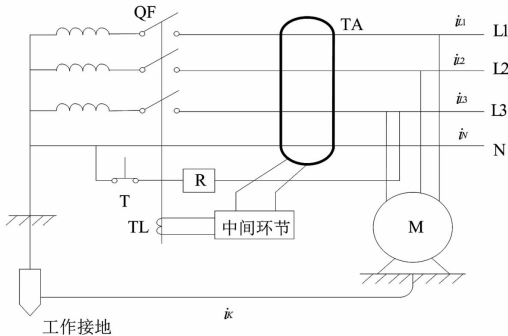


图 1 剩余电流动作型漏电保护器工作原理图

图 1 为三相四线制中性点直接接地系统,三相线路以及零线穿过零序电流互感器一次侧的铁心,在正常情况下,三相线路中的电流 i_{L1} 、 i_{L2} 、 i_{L3} 与零线中流过的电流 i_N 会平衡,剩余电流互感器一次侧流过的电流矢量和 i 为 0,铁心内磁通量也为 0,零序电流互感器二次回路输出电压为 0,动作器不动作。当有故障发生时,铁心包含的导体中的电流矢量平衡会被打破:

$$i_{L1} + i_{L2} + i_{L3} + i_N = i \neq 0 \tag{1}$$

由于铁心内磁通量不再为 0,零序电流互感器二次回路会有输出电压产生,可以直接激励脱扣器或者经放大电路后激励脱扣器脱扣,完成保护动作。

但是,由前面所述可知,由于供电回路绝缘性能不可能绝对良好,即使在系统正常运行情况下,剩余电流互感器一次侧流过的电流矢量和 i 也不是为 0,有正常剩余电流 i_0 存在,即正常情况下:

$$i_{L1} + i_{L2} + i_{L3} + i_N = i_0 = i \neq 0 \tag{2}$$

当故障发生时,剩余电流互感器一次侧流过的电流矢量和 i 则是故障电流 i_r 与正常剩余电流 i_0 的矢量和:

$$i_0 + i_r = i \tag{3}$$

i_r 与 i_0 之间的相位差 φ 是任意的,假设额定动作电流有效值为 I_m ,驱动保护装置动作的故障电流有效值临界值为 I_{rp} ,那么保护装置动作的临界条件为

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_{rp}^2 + 2I_0I_{rp}\cos\varphi} = I_m \tag{4}$$

由式(4)可知,当 $\varphi = \pi$ 时:

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_{rp}^2 + 2I_0I_{rp}\cos\pi} = I_{rp} - I_0 = I_m \tag{5}$$

此时故障电流有效值需要达到正常剩余电流与额定动作电流的有效值之和装置才能动作,此时装置最易拒动。

当 $\varphi = 0$ 时:

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_{rp}^2 + 2I_0I_{rp}\cos\pi} = I_{rp} + I_0 = I_m \tag{6}$$

此时,当故障电流的有效值为额定动作电流与正常剩余电流有效值的差值时装置就会动作,此时装置最易误动或者无法投运。

运行实践表明,现有剩余电流保护装置经常会在发生触/漏电故障的时候无法及时动作;或者是在负荷较大的时候合不上闸而无法正确投运;或者遇到阴雨潮湿天气时候,由系统绝缘水平显著下降而误动作切除电源^[5]。

2 基于幅值变化总量的故障周波定位

现有剩余电流保护装置的保护特性不理想,原因在于其动作电流或多或少受到电网三相不平衡漏电电流的制约。如果能够从总剩余电流中获取故障支路汲出电流信号的有效值,以此作为动作判据,就能够在故障时候准确动作,而不受三相漏电流的影响。

电网在正常运行的时候存在一个正常剩余电流,其构成为基波电流与各整数次谐波电流(主要为 3、

5、7 次谐波,间谐波含量极少,可忽略)的矢量叠加,即使其大小和相位会受到电网运行特性以及天气等因素的影响,但基本上是一个稳定的周期信号,其基波频率与电网工频一致。在故障时候,总剩余电流是正常剩余电流与故障电流的矢量叠加。电网正常剩余电流及故障电流的变化情况如图 2 所示。

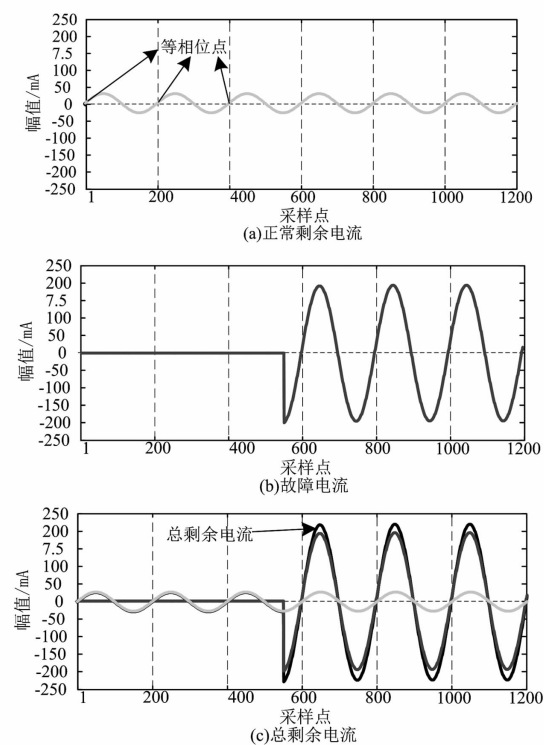


图 2 正常剩余电流及故障电流变化情况

图 2 中的波形数据是仿真模拟人体触电情况得到。电源为有效值 220 V 的正弦波,工频 50 Hz;正常剩余电流支路阻抗为 11 kΩ;故障支路阻抗采用 IEC 60990 推荐的人体阻抗模型^[8]。采样频率为 10 kHz,每个波形周期采样 200 个点,共计 6 个波形周期 1 200 个点。

正常剩余电流基波频率与电力系统频率一致,中国电力系统的额定频率为 50 Hz,规定频率偏差范围为 ±0.2 ~ ±0.5 Hz,在忽略系统噪声的前提下,可以认为正常剩余电流为几个频率稳定的正弦波的矢量叠加。一个正弦波,其同相位点的幅值是相同的,如图 2(a)中所示 3 个点均为 0 相位点,采样点的剩余电流幅值大小也相等,都为 0。而整数次谐波的频率为基波频率的整数倍,那么基波的等相位点也一定是整数次谐波的等相位点,其等相位点处的采样值也一定是相等的。总剩余电流 i 为正常剩余电流 i_r 与故障电流 i_0 的矢量叠加,将总剩余电流相邻的两个完整周波等相位处的采样点对应相

减,就可以将正常剩余电流波形抵消掉。各个采样点的幅值突变量就构成了故障电流的离散波形。具体方法如下:

假设电力系统频率为 f ,采样频率为 f_c ,每个周波的采样点数为 N , N 为正整数。

$$N = \frac{f_c}{f} \tag{7}$$

数据处理窗口一次取总剩余电流 i 的两个完整周波作为分析对象,共计 $2N$ 个采样点,令第 j 个采样点信号为 I_j , $j = 1, 2, \dots, N$, I_j 采样点的下一个完整周波的等相位处的采样点则为 $I_j + N$,那么 I_j 采样点的等相位点突变量 ΔI_j 可以表示为

$$\Delta I_j = I_{j+N} - I_j \tag{8}$$

ΔI_j 可以认为是故障电流波形的一个采样点。相邻两个完整周波的采样点等相位相减以后就可以得到故障电流 i_r 一个周波的离散波形:

$$i_r = (\Delta I_1, \Delta I_2, \dots, \Delta I_j, \dots, \Delta I_N) \tag{9}$$

一个窗口数据处理完毕后,窗口滑动半个周波,即滑动步长为 $N/2$ 个采样点,这样选择既可以保证有半个波形周期的数据处理时间,也可以保证在最多两个半波之内确定故障,最重要是能准确识别故障电流。处理方式如图 3 所示,此时 N 为 200。步长过短会大大增加数据处理量,如果数据处理不及时就会使得计算结果紊乱;而当滑动步长大于半个周波时会有误差情况发生,在后面会进一步说明。

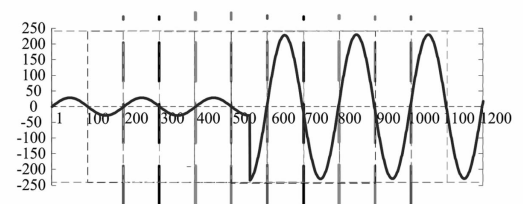


图 3 数据处理窗口示意图

每个窗口经过这样的数据处理后就会得到由 N 个采样点组成的一个故障电流完整周波的离散波形。而在窗口滑动的过程中,故障波形电流也会在经过数据处理后的结果窗口中以半波 $N/2$ 个采样点为步长滑动。结果如图 4 所示,此时 N 为 200。

由图 3 所示总剩余电流波形的采样和处理过程中,在前 2 个窗口,故障尚未发生,处理得到的离散波形也是几乎为 0,如图 4(a)所示;第 3 个窗口中故障发生,计算得到的故障电流波形也出现,如图 4(b)所示;而在第 4 个窗口的计算结果中,故障电流波形相比前一个窗口的计算结果向左移动了半个周

波100个采样点,如图4(c)所示;下一个窗口的计算结果中,故障电流波形依然向左平移半个周波,但是窗口右边半个周波会被前一个故障周波的等相位半波抵消掉一部分,如图4(d)所示;直到完全抵消,重新接近于0,如图4(e)、图4(f)所示。需要说明的是,由于故障支路阻抗呈容性,故障电流有一个逐渐稳定的过程,所以故障电流抵消的部分并不为0,直到故障电流稳定后才为0,但是这个对计算结果影响很小。

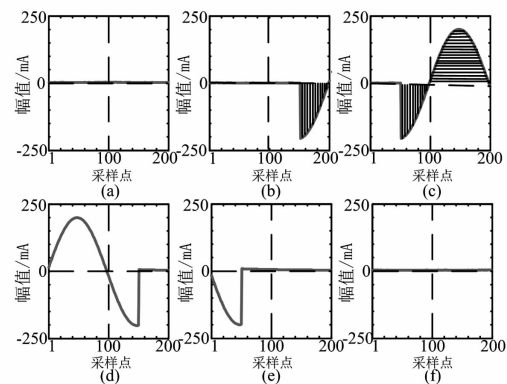


图4 故障电流波形在结果窗口滑动示意图

由前面的分析可知,在故障发生时刻所在窗口,计算结果中会有故障电流离散波形出现,可以根据所得离散波形的幅值绝对值的和来确定故障发生的周波。令第 T 个窗口处理得到的故障电流离散波形为

$$i_{rT} = (\Delta I_{T_1}, \Delta I_{T_2}, \cdots \Delta I_{T_j}, \cdots \Delta I_{T_N}) \quad (10)$$

则其幅值绝对值之和为

$$\Delta I_{rT} = \sum_{j=1}^N |\Delta I_{T_j}| \quad (11)$$

定义故障发生时刻所在窗口判据为

$$\text{sgn}(\Delta I_{rT}) = \begin{cases} 1, & \Delta I_{rT} \geq K \\ 0, & \Delta I_{rT} \leq K \end{cases} \quad (12)$$

式中: K 为阈值,根据系统噪声情况以及正常剩余电流大小进行设定;函数值为1表示发生故障,函数值为0表示没有故障发生。

利用式(8)~式(12)可以确定故障发生时刻所在的窗口。如果故障时刻发生在第 T 个数据处理窗口,那么第 T 个窗口中的后一个采样周波即为故障发生周波,如图4(b)中阴影部分所示。

3 基于半波真有效值的故障电流整定计算

确定故障发生周波以后,需要进一步计算得到

故障电流的有效值,才能进行无死区的剩余电流保护整定工作。在数字测量系统中,交流信号的有效值定义为

$$X_{eff} = \text{sqr}(\sum_{k=1}^N x_m^2(k)/N) \quad (13)$$

式中: X_{eff} 为被测信号有效值; $\text{sqr}()$ 代表取平方根; $x_m(k)$ 为被测信号第 m 个周波的第 k 个采样点; N 为交流信号一个周期采样点。

交流信号有效值的数字测量方法,主要有峰值测量法、平均值测量法和纯算法^[9]。前两种只能计算正弦信号有效值,得不到波形的真有效值^[10]。纯算法在满足奈奎斯特采样定理^[11]并且满足整周期采样条件^[12](采样频率必须为波形频率的整数倍或有理分数倍)就可以计算得到交流信号的真有效值而不受到谐波的影响。若 N 为常数或有理分数,只要满足奈奎斯特采样定理,式(13)得到的就是真有效值。

电力系统中主要存在的是3、5、7次谐波,故障电流也可以认为是由一个系统频率的基波与整数次谐波的矢量叠加构成,是一个非正弦的周期信号。非正弦量的有效值等于它的各次谐波有效值平方和的平方根值^[9]。一个正弦波的有效值可以用连续的整数个半个周波来进行计算,一个周期信号,基波的连续半个周波一定是包含着整数个的整数次谐波的半个周波(系统中有少量的间谐波,这里忽略不计),因此含有整数次谐波的故障电流有效值可以利用故障电流连续的半个周波来进行求取。

根据式(7)可知:计算窗口得到的故障电流离散信号满足整周期采样条件;忽略系统含量极少的高次谐波,奈奎斯特采样定理也很容易满足。因此可以利用纯算法计算故障电流半波的真有效值来确定故障电流的有效值。

假设通过式(8)~式(12),确定了故障发生在第 T 个数据处理窗,故障电流波形出现。由前面分析可知,在第 $T+1$ 个结果窗口里故障波形会向左平移半个周波,那么第 $T+1$ 结果窗口的右边半个周波一定是故障电流连续的半个周波。如图4(b)中出现了阴影部分所示的故障电流,那么在接下来图4(c)所示的结果窗口中,故障电流向左平移了半个周波,右边半个窗口的波形就是故障周波连续的半个周波,如图4(c)阴影部分所示。这里可以看出,

如果数据处理窗口滑动步长大于半个周波,就会导致图 4(c) 所示结果窗口右边连续的半波有可能被抵消一部分,就会出现误差。根据式(13) 给的交流信号有效值定义,可以计算出第 $T+1$ 个结果窗口右边半个周波的故障电流半波真有效值为

$$I_{rT+1} = \text{sqr}(\sum_{j=1}^N \Delta I_{T+1N+j}^2 / N) \tag{14}$$

由前面分析可知,由式(14) 计算得到的即为故障电流的有效值,可以在故障后发生的两个半波之内得到结果。

接下来利用以下判据就可以实现无死区的剩余电流保护整定:

$$\text{sgn}(I_{rT+1}) = \begin{cases} 1, & I_{rT+1} \geq I_K \\ 0, & I_{rT+1} \leq I_K \end{cases} \tag{15}$$

式中, I_K 为设定的动作电流阈值,函数值为 1 表示发生故障,函数值为 0 表示没有故障发生。

4 仿真数据以及实验数据验证分析

下面将通过仿真得到的数据以及实验室实测数据来验证上面所述的方法在建模仿真、实际漏电故障以及实际动物触电故障等情况下的可靠性和精确度。

4.1 数据获取

利用 Matlab 搭建模型,仿真模拟人体触电情况。模型参数:电源为有效值 220 V 的正弦波,工频 50 Hz;故障支路阻抗采用 IEC 60990 推荐的人体阻抗模型。改变正常剩余电流支路参数,改变总剩余电流信噪比,每种情况各测得 10 组样本数据,编号 1~10 保存,共获取 60 组样本数据。

搭建物理实验平台获取实际漏电故障情况。实验参数:市电,正常剩余电流支路参数为 12 kΩ 电阻与 0.47 μF 串联,故障支路参数为 15 kΩ 电阻。重复实验 10 次,共获取 10 组样本数据,编号 1~10 保存。

利用物理实验平台获取实际动物触电故障情况。实验参数为:市电,正常剩余电流支路参数为 10 kΩ 电阻与 0.47 μF 串联,故障支路实验对象为小兔子。兔子体重 2.5 kg,前肢和后肢剃除毛发作为触电点。重复实验 10 次,共获取 10 组样本数据,编号 1~10 保存。物理实验平台如图 5 所示。

物理实验用高精度录波仪 DL750 记录数据。仿真以及物理实验波形采样频率均为 10 kHz,每次仿真以及实验的故障发生时刻随机,保证故障时刻的故障电流初相位随机。

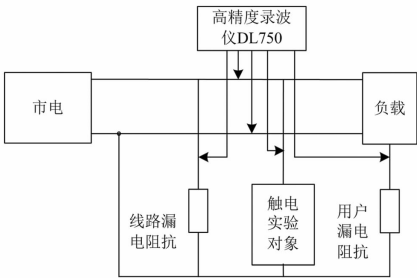


图 5 物理实验平台

4.2 数据验证分析

利用仿真以及实验所得的数据对所提的基于幅值突变总量的故障周波定位方法进行计算验证,结果如表 1 所示。

表 1 故障发生周波检测效果

数据来源	i_0 有效值 /mA	i 信噪比 /dB	阈值 K /mA	样本数	准确率 /%
仿真模拟	20	20	25	10	100
		30	10	10	100
		40	3	10	100
	40	20	30	10	100
		30	15	10	100
		40	5	10	100
实际漏电	17	—	20	10	100
实际触电	18	—	20	10	100

注: i_0 为正常剩余电流, i 为总剩余电流,与前面一致。

该方法的关键在于阈值 K 的确定,其大小取决于系统噪声含量以及正常剩余电流大小。由表 1 可以看出,在噪声含量较高以及正常剩余电流较大的时候, K 也需要取较大值。实际触/漏电故障实验中,直接采用 220 V 市电作为电压源,系统噪声以及谐波均自然存在,选取合适的阈值,检测准确率可以达到 100%,证明了所提方法具有一定的抗干扰能力。表 1 的数据计算表明,在系统正常运行时,只要根据系统情况选取合适的阈值,就能够保证故障周波的准确定位。方法所需要的计算时间为 0.002 1 s,准确性以及响应速度满足后期检测要求以及工程实际需求。

确定了故障发生周波之后,进一步利用所获取

表 2 故障电流检测结果

数据来源	i_0 有效值 /mA	i 信噪比 /dB	I_r 实际值 /mA	I_r 计算值 /mA										I_r 计算值最大误差 /%	I_r 计算值均方根误差 /mA
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
仿真模拟		20	141.72	140.50	140.89	140.51	140.57	140.7	140.89	141.17	141.51	141.93	142.41	-0.86	0.87
	20	30	141.72	140.48	140.55	140.68	140.87	141.15	141.49	141.91	142.39	142.93	142.02	-0.87	0.84
		40	141.72	141.47	140.54	140.67	140.87	141.14	141.49	141.90	142.38	142.92	142.02	0.85	0.75
		20	143.37	145.09	145.02	144.85	144.59	144.23	143.78	143.20	142.55	141.79	140.96	-1.68	1.39
	40	30	143.36	145.12	145.03	144.86	144.59	144.24	143.79	143.21	142.56	141.80	140.96	-1.68	1.33
		40	143.36	145.12	145.04	144.87	144.60	144.26	143.80	143.22	142.56	141.81	140.70	-1.86	1.37
实际漏电	17	-	45.22	42.14	42.54	43.01	43.53	44.05	44.60	45.13	45.65	46.14	47.17	-6.81	1.76
实际触电	18	-	52.92	49.31	50.93	52.93	53.94	53.94	54.95	53.90	53.87	54.97	55.84	-6.82	1.94

注： i_0 为正常剩余电流， i 为总剩余电流， I_r 为故障电流有效值，与前面一致。由于故障支路并非纯阻性， I_r 会随故障的进行略有变化， I_r 实际值取故障发生周波的下一个完整周波的有效值。

的数据对所提的基于半波真有效值的故障电流整定计算方法进行验证,结果如表 2 所示。

由表 2 可知,无论是在仿真模拟的情况下,还是在实际的触/漏电故障中,所提方法均能够准确可靠地计算出故障电流的有效值。在仿真模拟情况下,误差不超过 2%;在实际的触/漏电故障中,误差不超过 10%。均方根误差(RMSE)是观测值与真值偏差的平方和观测次数 n 比值的平方根,能够很好地反映出测量的精确度。所提方法,每次仿真或者实验所得的 10 组样本数据的计算值与实际值的均方根误差不超过 2 mA。单次计算时间为 0.002 4 s,相较现有方法^[14],计算时间缩短了 76% ~ 99%,证明了本方法具有较高的精确度以及较快的响应速度。

由表 2 还可以看出,正常剩余电流的大小以及系统的噪声含量会影响计算精度;实际的触/漏电故障中,系统频率可能存在 $\pm 0.2 \sim \pm 0.5$ Hz 的偏差,系统中存在间谐波,这些因素会影响计算精度。因此,对处理的数据先进行消噪处理可以提高精确度,但是会以更多的计算时间为代价。另外,在保证计算速度并满足奈奎斯特采样定律和周期采样条件的前提下,适当提高采样频率,合理设定阈值 K ,也可以提高最终计算结果的精确度。

5 结 论

1)提出了一种基于幅值变化总量的故障周波

定位方法,可以在 0.002 1 s 的时间内快速确定故障发生的周波。

2)提出了一种基于故障电流半波真有效值的故障电流检测方法,可以准确快速检测到触、漏电故障电流的有效值,单次计算时间为 0.002 4 s,相较现有方法,计算时间缩短了 76% ~ 99%,方法简便可靠,响应速度特别快,符合剩余电流保护工程应用领域对实时性的要求。

3)搭建物理实验平台,获取实测数据,证明了所提方法在实际的触/漏电故障情况下的准确性和可靠性。故障电流有效值计算误差不超过 10%,作为动作判据,能有效消除现有剩余电流保护装置的动作死区。

参考文献

[1] 夏越,杜松怀,李春兰,等. 中国剩余电流保护技术与装置的发展趋势[J]. 农业工程学报, 2010, 10, 26 (Z2): 151 - 155.

[2] 滕松林, 杨校生. 触电漏电保护器及其应用[M]. 北京: 机械工业出版社, 1994.

[3] 黄俊. 基于小波变换的触电电信号检测方法研究[D]. 北京: 中国农业大学, 2010.

[4] 林军. 小波变换在零序电流暂态高频信号分析中的应用[J]. 电工技术学报, 2004, 19(4): 89 - 92.

[5] 李春兰, 苏娟, 杜松怀, 等. 基于小波分析和 BP 神经网络的触电信号检测模型[J]. 农业工程学报, 2010,

26(Z2): 130 – 134.

[6] 关海鹏,杜松怀,苏娟,等.一种触电信号的自动快速检测模型[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2328 – 2335.

[7] 韩晓慧,杜松怀,苏娟,等. 基于参数优化的最小二乘支持向量机触电电流检测方法[J]. 农业工程学报, 2014, 30(23): 238 – 245.

[8] IEC. Methods of Measurement of Touch Currents and Protective Conductor Current [S]. IEC 60990, 1999 – 2008 (2nd Ed).

[9] 徐垦. 交流信号真有效值数字测量方法[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2006,34 (2): 51 – 54.

[10] Turner L W. Electronic Engineer’s Reference Book (4th Edition) [M]. London : New aes Butterworths Co. Ltd. , 1976.

[11] 胡广书. 数字信号处理[M]. 北京:清华大学出版社,1997.

[12] Albu M , Heydt G T. On the Use of RMS Values in Power Quality Assessment[J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 2003, 18(4):1586 – 1587.

[13] 熊晓祎,肖先勇,赵恒. 基于自适应算法的触电事故电流检测[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 139 – 144.

作者简介:

左金威(1991),硕士研究生,研究方向为剩余电流保护技术;

赵 恒(1983),博士研究生,研究方向为漏电保护与电气安全。

(收稿日期:2017 – 05 – 01)

(上接第 38 页)

会造成单套保护故障退出和控制系统的严重故障。

5 结 论

前面在介绍特高压换流站 OCT 结构的基础上,分析了 OCT 故障对特高压换流站的影响,并从宜宾换流站实际出发分析了换流站中 OCT 的可靠性及故障原因,得出了如下结论:

1)OCT 是特高压直流换流站中常用且又十分重要的测量设备,其安全可靠运行对直流输电的可靠性有着重要的作用。当交流滤波器 OCT 故障时,检修期间滤波器必须处于停电状态,减少了换流站可用的滤波器组数,可能导致系统谐波超标、电压偏低等风险,甚至在某些方式下可能导致直流闭锁;当一组直流滤波器的 OCT 出现故障而检修时,直流滤波器单组运行,一旦运行的滤波器故障跳开,直流也会出现单极闭锁,难以满足检修 $N - 1$ 的要求;直流出线 OCT 及阀厅 OCT 故障导致直流控制保护误动,极闭锁风险极高。

2)直流 OCT 二次测量接口屏按照常规直流模式划分为极 I 区域和极 II 区域,但高低端阀组层、极层之间的测量设备没有按照区域单独配置,由此将导致故障影响范围严重扩大。

3)宜宾站直流 OCT 共计故障 21 次,其中激光

发射板故障 8 次,远端模块故障 13 次。故障概率极高,因此增加 OCT 的备品备件,同时做好改造前故障处置预案对保障直流运行有着重要的意义。

参考文献

[1] 郑晓冬,郇能灵,杨光亮,等. 特高压直流输电系统的建模与仿真[J]. 电力自动化设备,2012,32(7):10 – 14.

[2] 谢绍宇,王秀丽,王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2011,31(7):10 – 16.

[3] Aik D L H, Andersson G. Power Stability Analysis of Multi – infeed HVDC Systems[J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 1998 13(3):923 – 931.

[4] IEEE PES Transmission and Distribution Committee. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short – circuit Capacities[R]. New-york:IEEE,1997.

作者简介:

孙 文(1980),本科、高级工程师,研究方向为特高压直流输电技术;

刘俊杰(1989),本科、助理工程师,研究方向为特高压直流输电技术;

禹 佳(1983),本科、高级工程师,研究方向为特高压直流输电技术。

(收稿日期:2017 – 03 – 27)

智能变电站 SCD 文件管控系统的研究与实现

林 波¹,李 凯²,杨 康¹,刘明忠²,童晓阳³,郑永康²

(1. 四川通源电力科技有限公司,四川 成都 610072;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;

3. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031)

摘 要:SCD 配置文件在智能变电站调试、运行、维护等环节起到至关重要的作用。通过分析 SCD 文件在系统集成技术方面和管理方面的现状,提出了对 SCD 文件的全过程控制管理流程,研究了智能变电 SCD 文件管控系统及其实现。该管控系统通过对智能变电站二次系统集成业务进行深度分析,针对智能变电站的技术形态,遵循全过程管理思路,提供智能变电站二次系统集成过程的业务协同和数据共享的支持平台,通过管控系统对 SCD 文件语法和语义校验、SCD 文件过程层 CRC 计算、SCD 文件对比、SCD 文件的虚端子图形化展示等多个模块加以集成,提供了专业的管控支持工具。

关键词:智能变电站;SCD 配置文件;管控流程;SCD 文件管控系统

Abstract:SCD configuration files play an important role in the commissioning, operation and maintenance of smart substations. The situation of SCD files in terms of integration technology and control is analyzed, the control and management of the whole process of SCD files are put forward, and the management control system of SCD files and its implementation in smart substation are studied. The depth analysis for management control system based on secondary system integration business of smart substation is done. Aiming at the technical forms of smart substation and following the ideas of whole process management, the support platform for business collaboration and data sharing in the process of secondary system integration is provided. Through the integration of several modules by the management control system, such as SCD file syntax and semantic checking, CRC calculation for process layer of SCD file, SCD file comparison and the subgraph display of virtual terminal of SCD file, the professional management control support tools are provided.

Key words:smart substation;SCD configuration file;management control process;management control system of SCD files

中图分类号:TM63 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0073-05

0 引 言

智能变电站系统配置描述文件简称为 SCD (system configured description) 文件,该文件描述了智能变电站全部智能电子设备 IED (intelligent electronic device) 的实例配置和通信参数信息、IED 之间的联系信息及变电站一次系统结构等配置信息。智能变电站 SCD 文件配置正确与否、有无变动直接影响继电保护功能的正确性、IED 之间信息通信正确性、监控信息正确性等,因此 SCD 文件是智能变电站实现顺利投运、可靠稳定运行的基础。由于各个厂家模型文件不一致,设计能力不一致,设计虚端子没有统一规范,IED 设备厂家的私有协议等原因导

致配置文件需要反复的修改验证,对形成的 SCD 离散管理,版本众多,当运维和改扩建需要更改 SCD 文件时,不知在哪一个 SCD 文件进行更新更改,对其他没有更改更新的 SCD 内容存在很大的安全隐患,同时也影响智能变电站的可靠、稳定运行^[1]。

下面对配置文件管理现状进行分析,提出配置文件全过程管理流程,对配置文件管控系统进行研究并得以运用,有效实现了配置文件的全过程管控,保证了配置文件的安全性、完整性、一致性、唯一性。

1 配置文件管理现状

配置文件是指描述通信相关的智能电子设备 (IED) 配置和参数、通信系统配置、开关场(功能)结

构及它们之间关系的文件。规定文件格式的主要目的是:以兼容的方式,在不同厂家提供的 IED 配置工具和系统配置工具间,交换智能电子设备能力描述和变电站自动化系统描述^[2]。

1.1 配置文件分类

系统应具备的配置文件包括 ICD、SCD、CID、SSD 4 类。

ICD 文件:IED 能力描述文件。由装置厂商提供给系统集成厂商,该文件描述了 IED 提供的基本数据模型及服务,但不包含 IED 实例名称和通信参数。

SCD 文件:全站系统配置文件,全站唯一。该文件描述了所有 IED 的实例配置和通信参数、IED 之间的通信配置以及变电站一次系统结构,由系统集成厂商完成。

CID 文件:IED 实例配置文件,每个装置一个。由装置厂商根据 SCD 文件中与特定的 IED 的相关配置生成。

SSD 文件:系统规范定义文件,全站唯一。该文件描述了变电站一次系统结构以及相关联的逻辑节点,最终包含在 SCD 文件中。

1.2 配置文件管理现状分析

目前,SCD 文件在调试阶段形成的版本众多,在很多不知情的情况下集成厂家进行随意修改,导致运行、维护环节的 SCD 并不是最终提交的 SCD。调试完成后各智能变电站的 SCD 文件单独分散管理,且离线管理 SCD 版本众多,很难确保检修时运用的 SCD 文件的正确性。SCD 文件的变动主要依靠人工修改管理,文件正确性和唯一性很难得到保证。由于设计单位、系统集成商、各 IED 厂家工具不统一,有关配置文件的提交和信息修改需要反复比较多次后方趋于稳定,问题定位和修正较为困难,且由于装置的虚回路配置信息包含了厂家部分私有信息,因此系统集成商在完成 SCD 组态配置后,由各设备厂家利用自身系统配置工具对自身装置插件、端口进行单独配置,私有信息配置处于 SCD 文件之外^[3]。

1.3 配置文件管理难点

1.3.1 设计阶段

设计单位对智能变电站的认知程度不同,设计能力不同以及图纸设计模式无法实现二次虚拟回路的设计和配置的有机结合;设计和配置工作重复且

无法自动关联,需要大量人力验证配置文件的正确。

1.3.2 调试阶段

智能变电站调试期间二次调试范围广,涉及的二次设备众多,且设计过程缺乏统一管理手段;基建环节和设计之间配置描述信息沟通不顺畅;二次系统集成厂家主导配置,维护混乱,导致 SCD 配置繁琐、管理难度大;集成商与各分系统厂家配置工具及配置方法不统一,SCD 文件随调试过程改动频繁。

1.3.3 验收阶段

光纤数字量二次回路验收检查无法直观可视,验收时通过大量试验验证虚回路的正确性;验收发现问题及整改需要依靠配置文件检查,问题定位难度大;验收新发现问题需通过 SCD 配置文件改动实现,无法保证全站功能不受影响。

1.3.4 运维阶段

继电保护二次回路关键信息分散在全站 SCD 文件内,这对 SCD 文件的正确性有极高的要求,按回路检查配置正确性缺乏有效手段,发现寄生回路的难度大大增加;虚拟二次回路使得传统继电保护管理模式难以适应智能变电站技术需求;各专业单位较难独立开展专业工作,需要集成厂家支持。

1.3.5 改、扩建阶段

由于 SCD 文件离散,在改、扩建时无法准确定位运行版本 SCD 文件,在修改 SCD 文件上有很大的风险;同时 SCD 文件至装置配置参数生成过程不直观可视,难以判断全站配置变更影响到的 IED 设备范围;配置文件改动有效性的验证涉及全部关联运行设备停役,对系统持续供电影响大。

2 配置文件全过程管控

2.1 配置文件管控流程

集成厂家收集变电站各厂家 IED 装置 ICD 模型文件,根据设计的图纸及虚端子表进行系统组态集成,形成配置调试期 SCD 文件。调试中更改更新,形成竣工板 SCD 文件,投运前用户上传至配置文件管控系统,管控系统在线校验初步审核,审核不通过时,形成不通过事件原因文件返回至调试期并继续修改,修改后再次上传。

在线审核通过的 SCD 文件视为上传成功,上传成功后用户登录管控系统可进行 SCD 文件功能查询及应用,运用管控系统的在线技术工具,分析确认

SCD 文件中的配置信息与设计图纸设计虚端子表一致,现场 IED 装置配置文件信息与管控系统生成的配置信息一致,程序版本及 CRC 效验一致等,形成运行版 SCD 并带版本号并将 SCD 文件及相关数据压缩存储存档。

后期变电站运行维护及改、扩建时,首先获得管控系统登录权限,下载相关智能变电站运行版本 SCD 文件,按照改、扩建图纸设计及虚端子表更改后形成新版本 SCD 上传至管控系统,根据 SCD 比对等功能,确认更改后 SCD 比对结果与改、扩建变更的图纸虚端子等一致,形成新一版 SCD 运行文件进行存储归档。

通过对智能变电站集中管控,按地区、电压等级等方式形成树状管理对象,用户可追溯各个地区某一智能站的任意版本的 SCD 文件,有效保证 SCD 文件的安全性、完整性、一致性、唯一性^[4-5]。

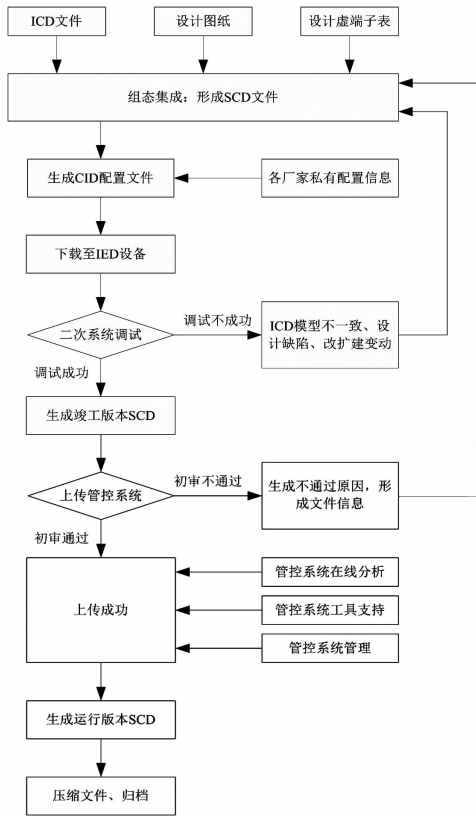


图1 配置文件管控流程图

2.2 配置文件管控系统功能

2.2.1 对 SCD 及其相关文件进行数据库管理

- 1)新增、删除、修改 SCD 记录。
- 2)以某 SCD 为中心,将 SCD、与该 SCD 相关的 SCD 有效性校验结果文件、虚端子表文件、2 个 SCD 比较结果文件,导入到数据库。

3)从数据库中解压后导出 SCD、SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件;

4)对存入数据库的各类文件进行压缩存储,压缩率达到 90% ~95%。

5)浏览与显示某变电站的各 SCD 记录的相关信息。

6)直接打开查看 SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件。

2.2.2 集成多个工具

采用 SCD 有效性校验、SCD 图形化查看、SCD 比较等工具,分别完成单个 SCD 有效性校验、SCD 图形化查看、2 个 SCD 比较等处理,形成对应的 SCD 有效性校验结果、2 个 SCD 比较结果等文件,将这些处理结果文件与原 SCD 挂钩,一起存入 SCD 记录^[6-7]。

1)采用 SCD 图形化查看工具,以图形化多视角展示某 SCD 的虚端子信息。

2)采用 SCD 有效性校验工具,对某 SCD 的有效性进行检验。

3)采用 SCD 比较工具,对 2 个 SCD 进行差异性比较。

2.2.3 浏览各级电力公司基本信息

采用树与表格相结合方式,浏览共用电压等级、省级电力公司、市级电力公司、变电站等各类基本信息。

2.2.4 维护各级电力公司基本信息

对共用电压等级、省级电力公司、市级电力公司、变电站进行信息维护,辅助 SCD 文档的管理。

1)对共用电压等级进行新增、删除、修改等操作。

2)对省级电力公司进行新增、删除、修改等操作。

3)对市级电力公司进行新增、删除、修改等操作。

4)对市级电力公司下变电站进行新增、删除、修改等操作。

3 配置文件管控系统模块组成

配置文件管控系统的内核包括 4 个模块:SCD 文件语法和语义校验、SCD 文件过程层 CRC 计算、SCD 文件对比、SCD 文件的虚端子图形化展示。

3.1 SCD 文件语法和语义校验

本模块的目的是只有正确的 SCD 文件才能进入配置文件管控系统。存在错误的 SCD 文件,可参考返回的结果报告,继续完善修订才能提交到配置文件管控系统。

语法和语义校验模块主要是对输入的 SCD 文件,做 Schema 语法校验,依据 IEC 61850 - 6 和 Q/GDW 396 进行语义校验。输入的 SCD 通过校验或者没有通过校验,本模块都会输出一个检测的结果报告。

3.2 SCD 文件过程层 CRC 计算

本模块的目的是进入管控系统的 SCD 文件,获得 CRC 校验码。用户依据此校验码,可快速管理影响保护跳合闸和采样的关键过程层信息。

过程层 CRC 计算模块主要是对输入的 SCD 文件(不论解耦的过程层 SCD 还是完整的 SCD 都可输入),依据 Q/GDW 396 - 2012 计算出全站的 CRC 和各个 IED 的 CRC。本模块会输出一个 CRC 计算结果的列表,通过 Web Service 技术返回给外部应用。

3.3 SCD 文件对比

本模块的目的是进入管控系统的 SCD 文件,可与任意一个版本的 SCD 文件作对比,快速定位改变的装置列表。

SCD 文件对比模块主要是对输入的两个版本 SCD 文件作内容比对,重点关注的是 Inputs 部分的改动。本模块会输出一个站控层配置改变的装置列表和过程层配置改变的装置列表,通过 Web Service 技术返回给外部应用。

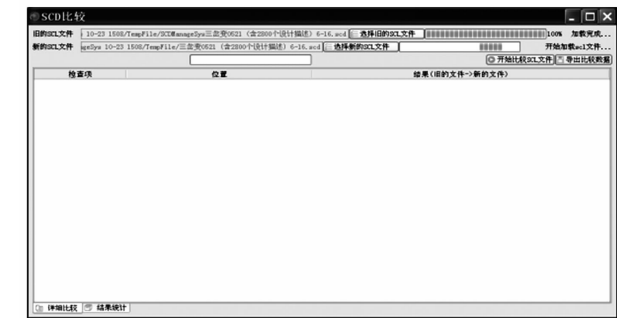


图 2 SCD 比较分析图

3.4 SCD 文件的虚端子图形化展示

本模块的目的是进入管控系统的 SCD 文件,在职能部门例如设计的审核阶段,将设计图纸与本模块的输出图纸作对比,校核虚端子的连接正确性。

虚端子图形化模块主要是对输入的 SCD 文件,

依据 Inputs 部分的信息以及输入和输出虚端子模型信息,以图形化多视角展示出各装置之间的虚端子连接关系。本模块会为每个 IED 输出一个虚回路端子图,通过 Web Service 技术返回给外部应用。

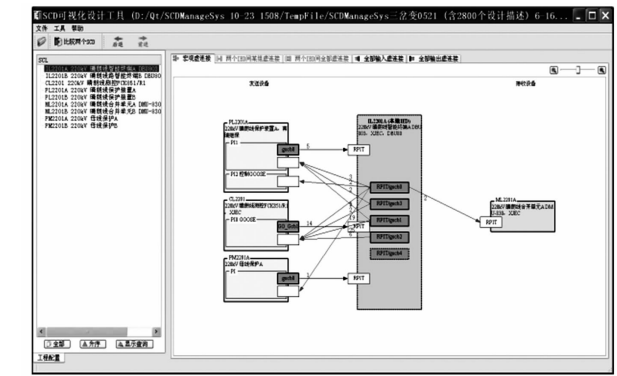


图 3 SCD 图形化查看图

4 配置文件管控系统的应用

4.1 对 SCD 及其相关文件的管控与多个工具的处理

对 SCD 及其相关文件如 SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件进行新增、删除、修改、压缩等处理的数据库管理。

1) 新增、删除、修改 SCD 记录。

新增 1 个 SCD 记录,首先选择 1 个 SCD 文件对话框界面如 4 所示。



图 4 新增 SCD 图

导入某 SCD 后的 SCD 记录查看界面如图 5 所示。中间的表格为安宁 110 kV 变电站拥有的各 SCD 的列表。

2) 针对某 SCD,将 SCD、与该 SCD 相关的 SCD 有效性校验结果文件、虚端子表文件、2 个 SCD 比较结果文件,导入到数据库。

图 5 界面中上方为 SCD 记录列表,下方为某 SCD 记录对应的详细信息。

点击图 5 界面下方的“导入 SCD 有效性校验结

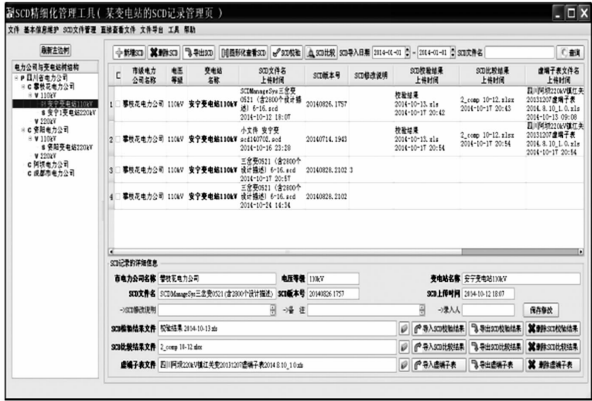


图5 SCD记录查看图

果”、“导入 SCD 比较结果”、“导入虚端子表”3 个按钮,可分别导入 SCD 有效性校验结果文件(Excel)、SCD 比较结果文件(Excel)、虚端子表文件(Excel)到数据库。

3)能够从数据库中导出 SCD、SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件。

点击图 5 界面下方的“导出 SCD 有效性校验结果”、“导出 SCD 比较结果”、“导出虚端子表”3 个按钮,可分别导出 SCD 有效性校验结果文件(Excel)、SCD 比较结果文件(Excel)、虚端子表文件(Excel)到本地文件夹中,在导出时会提示用户输入导出后的文件名。

4)浏览与显示某变电站的各 SCD 记录。
用户可点击界面左边的树,选择不同变电站浏览与显示某变电站的各 SCD 记录,如图 5 所示。并能够对 SCD 记录的 SCD 修改说明、备注、录入人等信息进行修改。

5)直接打开查看 SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件。

当用户点击图 5 界面下方的 SCD 有效性校验结果文件、SCD 比较结果文件、虚端子表文件 3 个文本框右边的 3 个打开按钮,可用 Excel 软件打开 SCD 有效性校验结果、虚端子表、2 个 SCD 比较结果等文件,直接查看这些文件的内容。

4.2 对 SCD 有效性校验并形成记录文件

1)采用 SCD 图形化查看工具,该工具以图形化查看某 SCD 的虚端子信息。

当用户点击图 5 上方的“图形化查看 SCD”按钮,本系统将带着当前 SCD 记录的 SCD 文档名,调用 SCD 图形化查看工具,查看该 SCD 中各设备虚端子信息。

2)采用 SCD 有效性校验工具,对某 SCD 的有效性进行检验,包括:Schema 检查、语义检查、虚端子检查。

当用户点击图 5 上方的“SCD 有效性校验”按钮,本系统将带着当前 SCD 记录的 SCD 文档名,调用 SCD 有效性校验工具,对该 SCD 进行有效性校验。如图 6 所示。

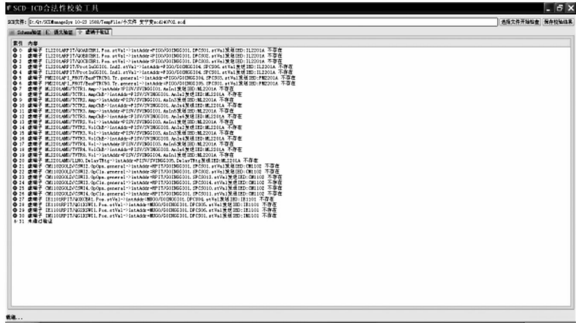


图6 校验工具图

该软件的运行界面中,在校验之后分别给出了 Schema 检查、语义检查、虚端子检查等校验工作,并把校验结果保存到 Excel 文件中。

3)采用 SCD 比较工具,对 2 个 SCD 进行差异性比较。

当用户选中 2 个 SCD,点击图 5 上方的“SCD 比较”按钮,本系统将带着当前 SCD 记录的 SCD 文档名,调用 SCD 有效性校验工具,对该 SCD 进行有效性校验。

该软件的运行界面中,在校验之后分别给出了 2 个 SCD 的比较结果,并把比较结果保存到 Excel 文件中。

4.3 浏览基本信息

采用树与表格相结合方式,浏览省级电力公司、市级电力公司、变电站等各类基本信息。

4.4 信息维护及辅助 SCD 文档的管理

1)对共用电压等级进行新增、删除、修改等维护操作。

2)对省级电力公司进行新增、删除、修改等维护操作。

5 结 语

从 SCD 配置文件在智能变电站配置管理中的重要地位出发,分析了 SCD 文件管控在技术方面、

(下转第 94 页)

一种新的基于序分量权重的振荡闭锁再开放逻辑

李鹏程

(国网天津市电力公司城西供电公司,天津 300113)

摘要:系统振荡闭锁过程中需要在发生故障时能快速开放保护。详细分析了不同故障形式下保护安装处各序电流分量的幅值特征,然后基于各自幅值特点赋予不同的权重系数,构成新的振荡闭锁再开放逻辑。新的逻辑对于一切不对称故障都适用,仿真实验证明了新的开放逻辑的正确性。

关键词:序分量;权重;振荡闭锁;距离保护

Abstract: The power swing block should be re-operated when fault occurs. The characteristics of sequence currents under different fault types are analyzed in detail. Then, different weights are added to the sequence current amplitudes. The novel logic can be applied to any unbalanced fault, and simulation results prove it to be correct.

Key words: sequence components; weight; swing bolck; distance protection

中图分类号:TM774 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)03-0078-04

0 引言

系统振荡属于不正常的运行状态,但不是故障状态,一般可以通过自动装置的调节拉入同步^[1]。距离保护作为高压线路的主保护之一^[2],极易受系统振荡的影响:系统振荡容易诱发距离保护误动。为了防止保护误动现象,工程当中一般采用振荡闭锁逻辑:即系统振荡时,将距离保护退出运行。

但在系统振荡闭锁中,如再次发生故障,需要再次开放距离保护,及时清除故障。文献[5]通过改进启动继电器,实时计算短时开放时间,提出了对称开放和不对称开放的新判据;文献[6]利用保护安装处的电压和距离元件保护范围末端电压之间的夹角实现振荡闭锁和开放目的;文献[7]提出了一种基于保护安装处三序电流比值的方法识别振荡中不对称故障;文献[8]利用两相电流包络线之差的突变量作为判据识别振荡中各种不同故障;文献[9]提出了利用广域信息的距离保护振荡闭锁再开放方案,但仅适用于距离后备保护。

通过详细分析不同故障形式下保护安装处的序电流幅值的变化特征,提出了一种基于序分量权重的振荡闭锁再开放逻辑:负序电流的权重系数大于正序电流权重系数,而零序电流的权重系数最小。新的振荡闭锁再开放逻辑适用于任何的不对称故

障,大量的仿真实验结果验证了新的开放逻辑的正确性。

1 不同故障形式下序电流特性分析

图1给出了典型的双端电源系统示意图,其中 Z_L 表示线路阻抗, F 表示线路故障点。

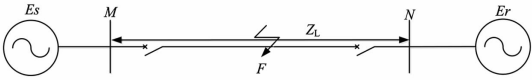


图1 双侧电源电路图

当系统两侧传输的功率周期性发生大范围变化时,称为系统振荡^[11]。系统振荡时可能造成距离保护误动^[10],因此需要采用振荡闭锁逻辑来防止保护误动。但如果在闭锁过程中再次发生故障,需要闭锁环节在短时间内迅速、可靠地再次开放保护。因此寻求系统振荡中再故障时电流的暂态特性尤为关键。考虑到系统振荡不同于线路发生故障,不会产生零序和负序分量,因此可以通过研究序分量特征来识别振荡中再故障。

1.1 单相接地故障序电流特性分析

图2给出了发生单相接地故障时序网图,其中正、负、零三序网络通过串联相连接。 I_1 、 I_2 、 I_0 表示故障支路的三序电流; E 表示从故障点看进去戴维南等值电动势,其幅值约等于故障点未故障时

的电压。

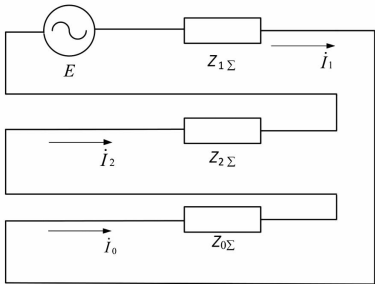


图2 单相接地故障序网图

由图2可知

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \tag{1}$$

则保护安装处的三序电流为 $C_{M1} \dot{I}_1$ 、 $C_{M2} \dot{I}_2$ 、 $C_{M0} \dot{I}_0$ ，其中 C_{M1} 、 C_{M2} 、 C_{M0} 分别表示 M 侧保护安装处的三序分支系数。由于 $C_{M1} \approx C_{M2}$ ，则

$$C_{M1} \dot{I}_1 = C_{M2} \dot{I}_2 \tag{2}$$

由式(1)、式(2)可得

$$|\dot{I}_{m2}| + |\dot{I}_{m0}| \geq |\dot{I}_{m1}| \tag{3}$$

式中， $\dot{I}_{m1}$ 、 $\dot{I}_{m2}$ 、 $\dot{I}_{m0}$ 分别表示 M 保护安装处的三序电流。

1.2 两相接地故障序电流特性分析

图3给出了发生两相接地故障时序网图，其中正、负、零三序通过并联相连接。

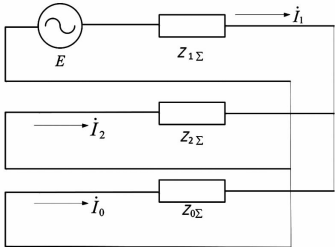


图3 两相接地短路序网图

由图3可知

$$I_1 + I_2 + I_0 = 0 \tag{4}$$

对于 M 侧保护安装处的三序电流，显然存在

$$\begin{cases} \dot{I}_{m1} = C_{M1} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_{m2} = C_{M2} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_{m0} = C_{M0} \dot{I}_0 \end{cases} \tag{5}$$

将式(5)代入式(4)可得

$$\dot{I}_{m2} + \frac{C_{M1}}{C_{M0}} \dot{I}_{m0} = -\dot{I}_{m1} \tag{6}$$

由数学知识可得

$$|\dot{I}_{m2}| + \left| \frac{C_{M1}}{C_{M0}} \dot{I}_{m0} \right| \geq |\dot{I}_{m1}| \tag{7}$$

1.3 相间故障序电流特性分析

图4给出了发生相间故障时序网图，其中只存在正、负序网络，不存在零序网络。

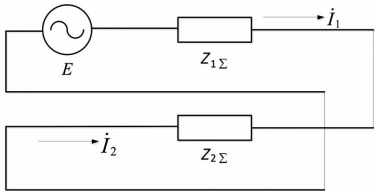


图4 相间故障序网图

由图4可知

$$\dot{I}_1 = -\dot{I}_2 \tag{8}$$

则 M 侧保护安装处存在

$$\dot{I}_{m1} = -\dot{I}_{m2} \tag{9}$$

虽然相同短路时不存在零序电流，但显然式(10)仍然成立。

$$|\dot{I}_{m2}| + |\dot{I}_{m0}| = |\dot{I}_{m1}| \tag{10}$$

2 基于序电流权重的振荡闭锁再开放逻辑研究

通过式(3)、式(7)和式(10)可以看出，当线路发生故障时，保护安装处的三序电流大致存在如下关系：

$$|\dot{I}_{m2}| + |\dot{I}_{m0}| \geq |\dot{I}_{m1}| \tag{11}$$

考虑到式(7)存在 C_{M1}/C_{M0} 系数，同时式(10)仅等号成立，为了在3种故障形式下都满足某一特定的关系式，可以将式(11)改写为

$$m_2 |\dot{I}_{m2}| + m_0 |\dot{I}_{m0}| \geq m_1 |\dot{I}_{m1}| \tag{12}$$

式中， m_1 、 m_2 、 m_0 分别称为三序电流的权重系数。其具体取值按照如下规则：

1)考虑到相间故障并无零序电流，为了在相间故障时式(12)同样成立，所以可以降低零序电流的权重，即 m_0 可以取较小数值；

2)为了保护振荡再故障时能可靠地开放保护， m_2 取值应大于 m_1 。

考虑到上述要求，可以将振荡闭锁再开放逻辑定为

$$0.8 |\dot{I}_{m2}| + 0.2 |\dot{I}_{m0}| \geq 0.5 |\dot{I}_{m1}| \tag{13}$$

如果满足式(13)，则表明系统发生了故障，需要快速开放保护；如果是对称性故障，则此时没有负

序和零序电流,此时该逻辑失效,但可以采用文献[8-9]提出的功率变化率或者 $U_{\cos\varphi}$ 的开放方法。

3 仿真分析

基于PSCAD/EMTDC搭建了如图1所示的仿真模型,其中线路正、负序参数为 $z_1 = z_2 = 0.035 + j0.05$ (Ω/km),零序参数为 $z_0 = 0.036 + j0.132$ (Ω/km)。故障时刻为0.5 s,故障持续时间为0.05 s。

3.1 单相接地故障仿真验证

图5给出了系统振荡时发生A相接地故障时M侧保护安装处三序电流幅值变化曲线。通过图5(b)可以看出,此时 $0.8 I_2 + 0.2 I_0 > 0.5 I_1$,满足振荡闭锁再开放条件,保护会再次开放,及时清除A相接地故障,防止故障的继续扩大。

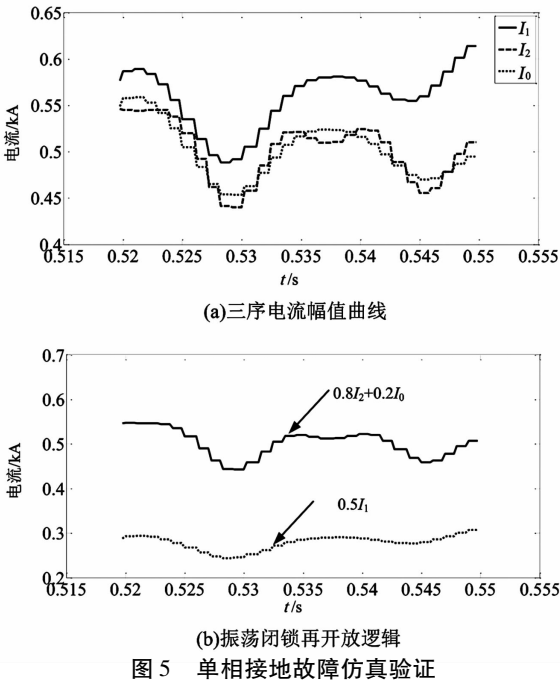


图5 单相接地故障仿真验证

3.2 两相接地故障仿真验证

图6给出了系统振荡时发生AB相接地故障时M侧保护安装处三序电流幅值变化曲线。通过图6(b)可以看出,此时 $0.8 I_2 + 0.2 I_0 > 0.5 I_1$,满足振荡闭锁再开放条件,保护会再次开放,及时清除AB相接地故障。

3.3 相间故障仿真验证

图7给出了系统振荡时发生BC相间故障时M侧保护安装处三序电流幅值变化曲线。通过图7(a)可以看出,零序电流为0;通过图7(b)可以看出,此时 $0.8 I_2 + 0.2 I_0 > 0.5 I_1$,满足振荡闭锁再开

放条件,保护会再次开放,及时清除相间故障。

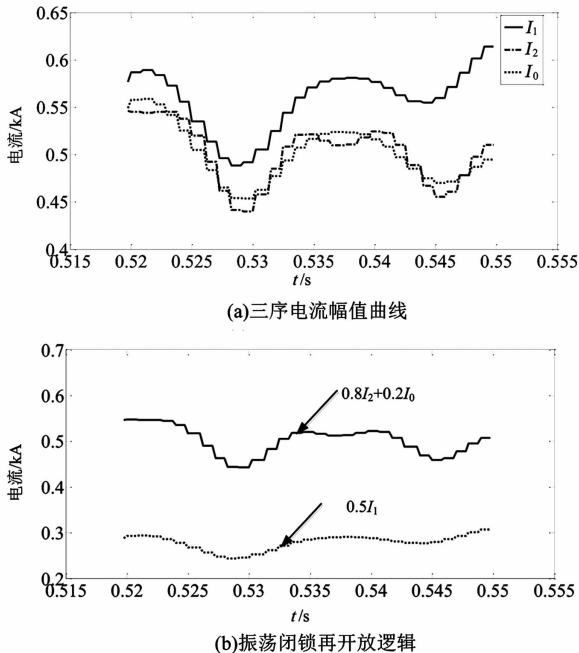


图6 两相接地故障仿真验证

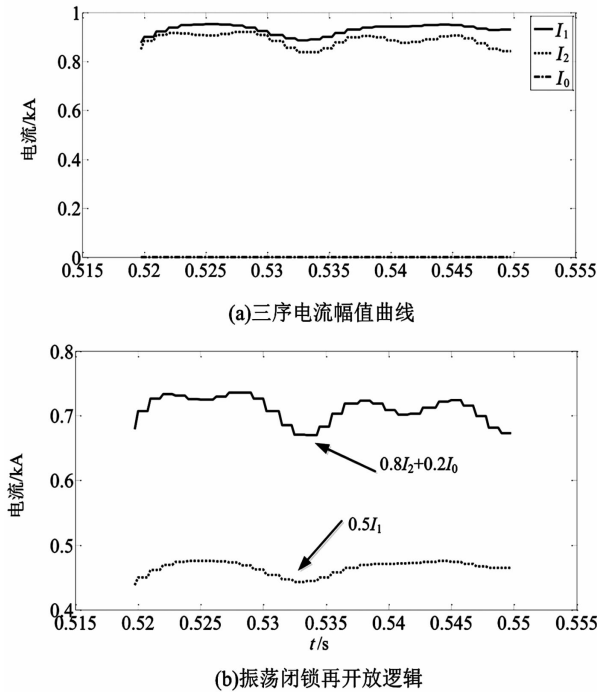


图7 相间故障仿真验证

通过上面的分析可以看出,对任何的不对称故障,都满足保护再次开放条件,因此新的开放逻辑具有较强的适用性。

4 结论

振荡闭锁过程中如再次发生故障,需要及时开放保护并清除故障。详细分析了各种不对称故障形

式下保护安装处三序电流的幅值特性,并赋予了不同的权重系数:负序系统大于正序系数,零序系统最小。新的开放逻辑能使用各种不对称故障,具有较好的工程应用价值。

参考文献

[1] 张保会,张毅刚,刘海涛. 基于本地量的振荡解列装置原理研究[J]. 中国电机工程学报,2001,21(12):67-72.

[2] 刘颖. 一种适用于同杆四回线单相接地距离保护的新算法[J]. 水电能源科学,2014,32(9):195-198.

[3] 闫晓卿. 特高压同步电网继电保护关键问题研究[D]. 北京:华北电力大学,2013.

[4] 张冬,王涛. 基于 RBF 神经网络的超高压继电保护算法研究[J]. 现代电子技术,2011,34(20):196-199.

[5] 柳焕章,周泽昕,周春霞,等. 继电保护振荡闭锁的改进措施[J]. 中国电机工程学报,2012,32(19):125-133.

(上接第 43 页)

端换流站距主网电气距离较远、短路比较低,为满足投切无功时的电压波动要求,导致单组容性无功容量限值较低,无功组数较多,增大了换流站场地占用和布置难度。经研究,一方面按枯期小功率、中功率两种运行方式进行电压波动计算,从而以两种不同的单组容量进行容性无功配置;另一方面通过加装同步调相机来提供动态无功支撑、抑制电压波动,进一步增大单组无功规模,从而有效减少了 500 kV 容性无功和滤波器的组数,大幅节约了换流站占地和投资。在感性无功配置研究方面,不但考虑了正常小方式下系统注入无功以及为了满足直流运行而投入滤波器的剩余容性无功,为增强适应性还进一步校核了直流在较严重的单阀调试运行情况下的感性无功平衡,调相机的进相运行在其中也起到了必要的作用,从而避免了感性无功规模的进一步扩大。通过上述相关系统研究,进一步优化了雅中特高压直流换流站无功配置,增强了工程的适应性和运行可靠性,对于四川、云南、西藏等地区后期新增的水电送端直流换流站,也具有一定的参考意义。

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

[6] 刘凯,索南加乐. 一种新的高压线路保护振荡闭锁实现方法[J]. 电力自动化设备,2011,31(4):7-12.

[7] 袁兆强,吴强,易传炳. 振荡闭锁其间不对称故障的快速识别方法[J]. 继电器,2007,35(8):6-11.

[8] 张艳霞,刘天绪,王荣琴. 基于希尔伯特变换的电力系统振荡中再故障的识别方法[J]. 中国电机工程学报,2005,25(6):36-41.

[9] 刘志雄,张艳霞,冯康恒,等. 基于广域信息跟踪电力系统振荡中心的方法及应用[J]. 电网技术,2014,38(6):1694-1699.

[10] 林湘宁,吴科成,翁汉琰,等. 在功率变化交叉闭锁振荡中对称故障的快速识别方法[J]. 中国电机工程学报,2006,26(16):21-26.

[11] 黄少锋. 电力系统继电保护[M]. 北京:中国电力出版社,2014:98-102.

作者简介:

李鹏程(1988),工程师,主要从事配电维修工作。
(收稿日期:2017-01-08)

出版社,2004.

[2] 曾南超. 高压直流输电在我国电网发展中的作用[J]. 高电压技术,2004,30(11):11-12.

[3] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑(2005 年)[M]. 北京:中国电力出版社,2006.

[4] 伍文城,李新,丁君,等. 云广±800 kV 直流输电工程输电容量探讨[J]. 电力设备,2006,7(5):27-30.

[5] 胡浩,王海林,丁婧. 四川省阿坝、甘孜两州新增水电送出规划研究[J]. 四川水力发电,2015,34(1):71-73.

[6] 罗敬华,汪娟娟,梁泽勇,等. 溪洛渡同塔双回直流输电工程无功平衡与补偿方案[J]. 广东电力,2014,27(2):93-98.

[7] 王海林,黎岚,吴安平. 向家坝±800 kV 特高压换流站容性无功配置研究[J]. 四川电力技术,2008,31(3):9-11.

[8] 邹欣,蒋维勇,李亚男. ±800 kV 酒泉—湖南特高压直流工程无功补偿优化配置方案[J]. 电力设备,2015,36(9):43-49.

作者简介:

丁剑(1974),硕士、高级工程师,从事电力系统规划设计和研究工作。

(收稿日期:2017-01-07)

清洁能源跨省跨区消纳交易机制可行性及效益分析

高 博¹, 孙永超², 羊 静³

- (1. 国网江苏省电力公司, 江苏 南京 210024;
- 2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072;
- 3. 国网四川节能服务有限公司, 四川 成都 610021)

摘 要:近年来,中国环境治理和能源供给形势依然严峻。发展清洁能源和能源合理配置是缓解目前环境能源严峻形势的战略措施。然而目前由于中国步入经济新常态,电力需求放缓,清洁能源装机仍保持较快增长,“三北”地区可再生能源消纳及弃风弃光问题愈加严重。在新一轮电改快速推进的背景下,完善清洁能源跨省跨区消纳和交易机制,提高受端地区接纳清洁能源的积极性是近期缓解“弃风弃光”问题的主要措施。提出了通过跨区发电权交易将省内机组部分基数电量计划以一定价格转让给西部电厂发电的新机制,得出了该机制下实现交易主体经济共赢的条件。并从西部装机现状、交易通道和可交易量三方面深入分析了该交易机制的可行性。最后以华东某火电厂和西北某新能源电厂为例,从交易方式和收益分析等方面进行了算例分析,分析结果表明该机制在满足共赢条件下能够实现交易主体在经济效益和社会效益上的双共赢。

关键词:清洁能源;跨省跨区消纳;交易机制;交易通道;交易模拟

Abstract:In recent years, the situation of environment treatment and energy supply are still severe in China. Developing clean energy and disposing energy properly are strategic measures to alleviate the serious condition of energy and environment. But due to the new circumstances of economy in China, the demand of electricity has slowed down. However the capacity of clean energy has maintained rapid growth, the consumption of renewable energy in "three north" area has become a problem and the abandon of wind and solar power is more serious in China. In the new round of power system reform, it is important to complete trans - provincial and trans - regional consumption and transaction mechanism of clean energy to stimulate the initiative of receiving power grid to consume clean energy, which will solve the serious problem mentioned above. A new transaction mechanism is proposed which is to transfer certain capacity of base power generation plan from local power plan to western power plan at certain price through trans - regional generation right trade. The condition for transaction subjects to achieve win - win is obtained. Further the feasibility of transaction is studied deeply as viewed from western power generation installation status, transaction channel and potential transaction capacity. Taking some thermal power plants in East China and some new energy power plants in northwestern area for example, transaction simulation is carried out in transaction pattern, benefit analysis and so on. The results of transaction simulation show that the mechanism can achieve win - win of all transaction subjects in both economic benefits and social benefits under the condition mentioned above.

Key words:clean energy; trans - provincial and trans - regional consumption; transaction mechanism; transaction channel; transaction simulation

中图分类号:TM7 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)03 - 0082 - 04

0 引 言

中国长期存在能源资源分布和能源需求不均衡的问题,能源资源主要分布于北部和西部,用电需求则集中于东部、南部。发展清洁能源,实现能源资源大范围配置是实现国家能源战略,助力经济社会发展的需要。与此同时,近年来,中东部地区雾霾等环境问题突出,国家高度重视,要求加快重点输电通道

建设,加大向重点区域跨区送电规模,缓解人口稠密地区大气污染防治压力^[1]。另一方面,随着中国步入经济新常态,电力需求持续放缓,清洁能源装机仍保持高速发展,东北、华北、西北这些“三北”地区的可再生能源消纳及弃风弃光问题愈加严重;同时,受端地区用电增速的放缓趋稳,地方机组装机规模的继续增长,区外来电对地方机组发电利用小时、电厂效益等带来一定影响。

综合以上因素,在目前的市场环境下,探索创新

交易机制,积极争取政策支持,利用市场化手段化解区外来电消纳与地方电厂效益的矛盾,协调清洁发展与稳定发展的关系,将可能成为满足各方重点关切与合理利益,综合实现社会效益、经济效益的一个有效途径。因此在新一轮电改快速推进的背景下,完善清洁能源跨省跨区消纳和交易机制,不仅能够促进“三北”地区清洁能源产业发展,还能提高受端地区接纳清洁能源的积极性。

基于对电力市场主体走访和调研,提出了通过跨区发电权交易,将省内机组部分基数电量计划以一定价格转让给西部电厂发电的交易机制,从而在实现大资源优化配置的同时,保证省内电厂的经济效益^[2-3]。下面首先介绍了清洁能源跨区、跨省消纳的新机制,并在分析跨省交易的基础上,从网、源两方面即清洁能源西部装机现状和跨区联络线通道建设情况的基础上,探讨了交易机制的可行性。最后以实际电厂为例,从交易方式、交易组织、交易价格、结算方式和收益分析等方面进行了交易模拟,模拟结果表明该机制能同时保证清洁资源优化配置和受端电厂经济效益。

1 清洁能源跨省跨区消纳交易机制

清洁能源跨省跨区消纳交易机制涉及到东部化石能源发电厂、西部清洁能源电厂、电网公司、政府 4 个主体。其交易机制如图 1 所示。

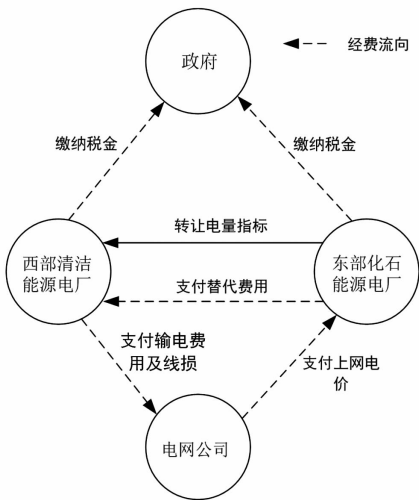


图 1 清洁能源跨区跨省消纳交易机制

如图 1 所示,清洁能源跨省跨区消纳交易机制的核心是在电网公司安全校核前提下^[4-5],东部化石能源电厂将部分基本电量指标转移给西部清洁能

源电厂,以实现清洁能源跨省跨区消纳。

而转移的电量中涉及的费用流动关系,可表述如下:

- 1) 电网公司依然按照上网标杆电价,向东部化石能源电厂支付上网费用;
- 2) 东部化石能源电厂根据双方协商结果,向西部清洁能源电厂支付电量上网费用(称为替代费用);
- 3) 由于电量跨区远距离输送而产生的过网费用及线损由西部清洁能源电厂承担;
- 4) 东部化石能源电厂、西部清洁能源电厂按照相关规定向政府交纳相应税金。

由此可见,转移电量 W_T 后,东部化石能源电厂获得的税前收益为

$$E_{proA} = (P_{g2A} - P_{A2B}) W_T \tag{1}$$

式中: E_{proA} 为东部化石能源电厂在转移电量后产生的利润; P_{g2A} 为上网标杆电价; P_{A2B} 为替代电价。

而西部清洁能源电厂获得的税前收益为

$$E_{proB} = (P_{A2B} - P_{costB} - P_{net}) W_T \tag{2}$$

式中: P_{costB} 为西部清洁能源电厂每度电的成本; P_{net} 为过网费及线损^[6-8]。

电厂缴纳 17% 的增值税。东部、西部地区政府获得税收 P_{rateA} 及 P_{rateB} 分别达到

$$P_{rateA} = E_{proA} \times 17\% \tag{3}$$

$$P_{rateB} = E_{proB} \times 17\% \tag{4}$$

如果不进行电量转移,则东部化石能源电厂获得的税前收益为

$$E'_{proA} = (P_{g2A} - P_{costA}) W_T \tag{4}$$

式中: E'_{proA} 为东部化石能源电厂自己生产 W_T 电能所得到利润; P_{costA} 为东部化石能源电厂每度电的成本。

而在此情况下,西部清洁能源电厂获得的税前收益为

$$E'_{proB} = 0 \tag{5}$$

由此可以估算出,东部、西部地区政府获得税收 P'_{rateA} 及 P'_{rateB} 分别达到

$$P'_{rateA} = E'_{proA} \times 17\%$$

$$P'_{rateB} = E'_{proB} \times 17\% \tag{6}$$

为了实现新机制下各方经济共赢,需要满足

$$E_{proA} > E'_{proA}$$

$$E_{proB} > E'_{proB}$$

$$P_{rateA} > P'_{rateA}$$

$$P_{rateB} > P'_{rateB}$$

(7)

联立求解以上各式,可以得到实现各方经济共赢的条件为

$$P_{costB} + P_{net} < P_{A2B} < P_{costA}$$

(8)

除此之外,新机制还将带来极大的社会效益^[9]。由于开展跨省跨区替代交易,消纳西部清洁能源,变输煤为输电,与国家整体能源战略相一致,能够在更大范围内优化配置资源,为华东地区提升减排绩效创造条件与基础,缓解东部人口稠密地区大气污染防治压力。

2 机制可行性研究

长距离大容量电能传输是目前清洁能源跨省消纳的主要方式,集中的大容量清洁能源电厂更利于长距离大容量电能传输,因此清洁能源跨省跨区交易的可行性分析主要包括西部装机现状、交易通道和可交易量。

2.1 装机规模及电厂分布

目前在西部省份(甘肃、宁夏、内蒙、新疆、青海)装机规模较大的有华能、国电、华电、大唐等发电集团,总装机容量均超过15 000 MW,而华润、神华等发电集团装机较小,总装机容量均小于5 000 MW。

2.1.1 风、光新能源

风、光新能源装机主要分布于甘肃、宁夏、内蒙、新疆等省份,其中风电容量较大,上述几大集团装机总容量约28 200 MW;光伏容量较小,总容量约3 500 MW。各集团装机比较分散,在单个省装机不超过2 000 MW。

2.1.2 火电

火电主要分布于甘肃、宁夏、内蒙、新疆等地,基本都是燃煤发电。各集团在青海装机很小。

综上所述,由于西北地区风电大规模装机,所以在能源跨省跨区交易中,风电具有较强的可行性。

2.2 交易通道分析

清洁能源跨省跨区交易通道依托于跨区联络线,目前的跨区联络线建设现状如图2所示。

根据现有网架,西北电网(甘肃、宁夏、新疆)向华东负荷中心送电,可通过德宝直流、灵宝背靠背直流等通道从西北电网送电至华中电网(西南省份隶属华中电网),再通过锦苏特高压直流、龙政直流等通道送电至华东电网。

由于高压直流通道输送水电的高峰均在每年的

6月初到10月末,而西部风电资源的良好风况出现在每年的春、秋二季,具有较好的时间差效益,这对于有效利用高压通道资源,开展跨省跨区新能源替代火电,实现错峰输电、电源互济非常有利。

与此同时,可以看到若内蒙向华东负荷中心送电,需先从蒙东/蒙西电网送电至华北电网,再从华北电网送电至华中电网,最后从华中电网送电至华东电网,跨越区域电网较多,送电经济性较低,暂不考虑。

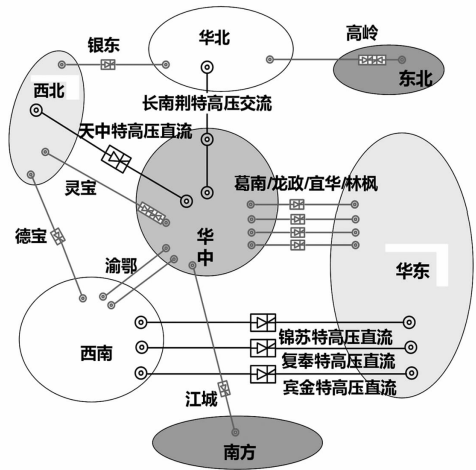


图2 跨区联络线通道示意图

2.3 可交易量分析

按照风电、光伏平均每月的总利用小时在130 h左右测算,几家西部装机较大发电集团在上述省份风、光总装机容量均在6~10 GW之间,每月可交易量上限约在800~1 300 GWh(按装机容量×月平均利用小时预计)。

各集团在上述省份装机较为分散,单个省份装机容量基本不超过2 GW,若以省为单位考虑(因许多集团的子公司或分公司管理范围在单个省),几家西部装机较大发电集团每月可交易量上限不超过260 GWh(2 GW×130 h,相当于平均负荷360 MW,此负荷水平对省内电力平衡影响不大)。几家规模较大发电集团在上述省份火电装机总量在12~24 GW之间,可交易空间均较大。

3 算例分析

以华东某火电厂与西北某新能源电厂为例,模拟跨省跨区风火替代交易。

3.1 电厂情况介绍

华东某火电厂(以下简称“A 火电厂”)现有火电装机 1 320 MW(4 台 330 MW)。同集团在西北某省拥有全资子公司 B 风力发电公司(以下简称“B 风电厂”),已建成风电装机 1 000 MW。

按照 320 g/kWh 煤耗,煤炭入厂标煤电价 570 元/吨(含税)测算,发电燃料变动成本为 0.182 元/kWh(含税),再考虑环保等成本(按照 0.018 元/kWh 测算),A 火电厂发电边际成本约 0.2 元/kWh。

而 B 风电场由于采用可再生能源发电,发电成本较低约为 0.02 元/kWh,考虑跨省、跨区输电费用及线损暂按 0.10 元/kWh 考虑,B 风电厂生产每度电承担的成本约为 0.12 元/kWh,小于 A 火电厂生产成本。根据,当替代电价

$$0.12 < P_{A2B} < 0.2 \tag{9}$$

时,新机制下华东火电厂、西北清洁能源电厂和政府多个主体均能实现经济上的共赢。

3.2 交易方式

根据政府年度发电计划,A 电厂年度交易电量为 800 GWh,标杆上网电价为 0.378 元/kWh。

现根据协商将其 330 MW 火电机组的部分基本电量指标,约 100 GWh 转移至 B 风电场,以可再生的风电机组实现跨省跨区替代。

A 火电厂将其 330 MW 火电机组的部分基本电量指标(标杆上网电价为 0.378 元/kWh、年度交易电量 100 GWh)转移至 B 风电厂以可再生的风电能源跨省跨区替代。替代价格经 A 火电厂与 B 风电厂自行协商^[10-11],暂定为 0.15 元/kWh,满足式(9)要求。

具体发电计划交易月度安排则由电网公司根据 A 火电厂 300 MW 机组运行方式需要、输电通道裕度,安全校核等综合考虑,尽量避开丰水期水电满发时段(6~10 月)。

3.3 电厂收益分析及纳税分析

3.3.1 电厂收益分析

根据 3.1 节提供的条件,可以估算出当 A 电厂将 100 GWh 电量转移给 B 电厂后,两个厂的税前收益为

$$\begin{aligned} E_{proA} &= 2\,280 \text{ 万元} \\ E_{proB} &= 300 \text{ 万元} \end{aligned} \tag{10}$$

而如果 100 GWh 电量由 A 厂自行生产,两个厂的税前收益为

$$E'_{proA} = 1\,780 \text{ 万元}$$

$$E'_{proB} = 0 \text{ 万元} \tag{11}$$

对比式(10)和式(11)可知,采用新机制后 A、B 两厂的收益均较旧机制有了明显增加。

3.3.2 电厂纳税分析

根据 3.1 节提供的条件,可以估算出当 A 电厂将 100 GWh 电量转移给 B 电厂后,两个厂的纳税额为

$$\begin{aligned} P_{rateA} &= 387.6 \text{ 万元} \\ P_{rateB} &= 51 \text{ 万元} \end{aligned} \tag{12}$$

而如果 100 GWh 电量由 A 厂自行生产,两个厂的纳税额为

$$\begin{aligned} P'_{rateA} &= 302.6 \text{ 万元} \\ P'_{rateB} &= 0 \text{ 万元} \end{aligned} \tag{13}$$

可见,只要 A 火电厂的替代收益不低于其自己发电的边际成本,则纳税额不会减少,甚至可能增加,这与之前的分析相同。

4 结 论

前面提出了一种新的清洁能源跨省跨区消纳交易机制,在电网公司安全校核的前提下,东部化石能源电厂将部分基本电量指标转移给西部清洁能源电厂,以实现清洁能源跨省跨区消纳。在该机制中,电网公司按照上网标杆电价,向东部化石能源电厂支付上网费用;东部化石能源电厂根据双方协商结果,向西部清洁能源电厂支付电量替代费用;而由于电量跨省跨区远距离输送而产生的过网费用及线损由西部清洁能源电厂承担。

分析结论表明,当替代电价高于清洁能源电厂发电成本及过网费、线损总和,并且小于化石能源电厂发电边际成本时,可以实现新机制下东部化石能源发电厂、西部清洁能源电厂、政府多个主体在经济效益和社会效益上的共赢。

由于这里仅考虑了跨区发电权交易这一机制的可行性,并未对价格机制进行深入研究。

参考文献

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

[2] 尚金成.基于节能减排的发电权交易理论及应用:(一)发电权交易理论[J].电力系统自动化,2009,33(12):46-52.

(下转第 90 页)

IGBT 串联的三电平风电变流器拓扑研究

王小涛¹, 廖丽贞², 赵宇³

(1. 许昌许继风电科技有限公司, 河南 许昌 461000; 2. 许继电气股份有限公司, 河南 许昌 461000;
3. 许继柔性输电系统公司, 河南 许昌 461000)

摘要:三电平拓扑结构简单可靠,但由于开关器件的耐压水平限制,低压单管 IGBT 拓扑的交流侧输出电压、功率水平均较低。提出一种新型 IGBT 串联的三电平风电变流器。首先,采用了 T 型三电平结构,并在正负母线回路中使用两管 1.7 kV 的 IGBT 串联,即可输出 3 kV 的交流侧电压;其次,给出了 IGBT 串联提高开关频率的原理、IGBT 串联的保护与均压方案。最后,建立了 3 kV 电压等级的实验平台,验证了 IGBT 串联型三电平拓扑的有效性。

关键词:三电平拓扑;风电变流器;开关频率;串联均压

Abstract:The structure of three – level topology is simple and reliable, but due to the limit of withstand voltage level of switch devices, the AC output voltage and power of low – voltage single – tube IGBT topology are low. A new kind of three – level wind power converter with series – connected IGBTs is proposed. Firstly, two tubes are used in the positive and negative bus circuit of T type three – level structure and 1.7 kV IGBT is series connected to increase the output voltage to 3 kV. Secondly, this principle of series – connected IGBTs to improve switch frequency, and the schemes for IGBT series protection and series voltage balance are presented. Finally, 3 kV experiment platform is set up to verify the validity of three – level topology with series – connected IGBTs.

Key words:three – level topology; wind power converter; switch frequency; series voltage balance

中图分类号:TM614 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)03 – 0086 – 05

0 引言

随着风力发电技术的迅速发展,风电变流器产品得到广泛应用。国内外常见的风电变流器有双馈型、全功率型,电压等级从 380 V 到 6 kV 不等。对于高于 1 kV 以上的中压型变流器,采用三电平、多电平拓扑具有优势,可以提高输出交流侧电压的正弦度、功率密度,提高电能质量。

目前,常见的中压三电平变流器以二极管箝位型拓扑居多,例如 ABB、艾默生等公司的风电系列产品。文献[1]给出了 3 kV 全功率风电变流器的拓扑结构、设计参数,给出了机、网侧变流器功率器件的损耗分析,并利用 Matlab 与 GH Bladed 软件对系统进行了仿真分析。文献[2]针对 3 kV 风电变流器,提出采用 2 个低压 IGBT、1 个高压 IGBT 串联的二极管箝位型混合拓扑以降低器件损耗。此种拓扑结构较为复杂,3 个 IGBT 的型号不同、驱动电路差异等因素导致均压方案十分困难。并且仅进

行了单相模块的测试,未进行三相系统实验,缺乏说服力。

考虑到 T 型三电平拓扑器件的损耗比二极管箝位型低,结构相对简单、更容易扩展 IGBT 串联回路,因此,提出一种 T 型三电平风电变流器,并在正负电平回路中使用两管 IGBT 串联。采用 IGBT 串联后,单管承受的电压降低一半,损耗也大幅降低。此种结构的优点是,既可以降低损耗、提高开关频率,又可以降低开关器件的成本与电压等级。进一步,给出了主回路参数的计算方法,并提出一种新型的运放 + 滞环电路相结合的有源电压控制(active voltage control, AVC)方案对驱动板优化,改善器件串联不均压衡。仿真分析了 IGBT 串联器件的保护方案特点,并介绍了 SVPWM 的调制方法。

最后,对 3 kV/1.5 Mvar 全功率三电平变流器的
主回路拓扑、控制系统进行实物系统测试。结果表明,所提新型三电平变流器的 IGBT 均压较佳,电流响应速度快,输电流谐波含量小。

1 T 型三电平全功率变流器的拓扑

1.1 主回路拓扑

以全功率背靠背型风电变流器为研究对象,可适用于永磁型发电机组,见图 1 所示。图 1 中,整个变流器包括网侧、机侧两部分,可在四象限区域稳定运行。网侧通过 LCL 型滤波器与电网连接,机侧采用 L 型滤波器与永磁发电机组连接。

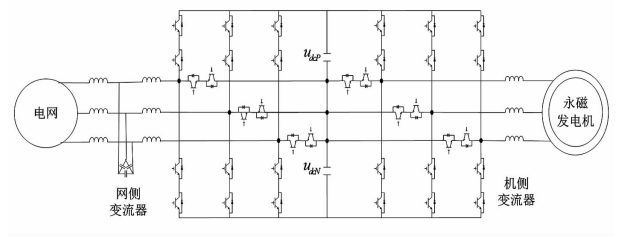


图 1 T 型全功率风电变流器的拓扑结构

变流器的单相拓扑结构如图 2 所示。图 2 中,T 型三电平结构将中点改为 IGBT 开关器件换流,可对 IGBT 进行控制实时切换正负电平。

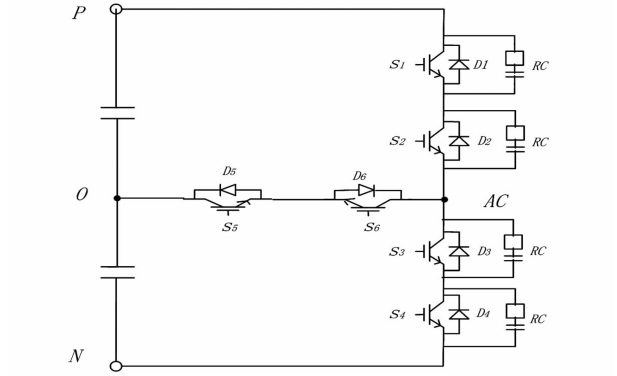


图 2 单相 T 型三电平拓扑结构

图 2 中,创新点在于在正负电平回路中采用了两管 IGBT 串联。其优点是,对于正负电平回路,单个 IGBT 所承受的正向阻断电压为 U_{dcP} 或 U_{dcN} 的一半。既可以降低 IGBT 的电压型号,又降低期间损耗、提高开关频率。

1.2 主回路的 IGBT 参数计算

交流侧额定电压 $U_{line(peak)} = 4\,242\text{ V}$, 额定电流 $I_{phase(rms)} = 289\text{ A}$ 。

以下给出 IGBT 参数的计算步骤。

1) 设计直流母线电压的参数。

直流母线电压 U_{dc} 的选择,需要考虑到交流电压水平、电抗器分压等问题。由于采用了三电平 SVP-WM 调制方案,故调制比 $k = 1$,采用式(1)计算 U_{dc} :

$$\begin{aligned}
 U_{dc} &= (1.1U_{line(peak)} + U_{L(peak)})/1 \\
 &= 1.1 \times 4\,242 + 0.05 \times 4\,242 \\
 &= 4\,878\text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

式中, $U_{L(peak)}$ 为等效电抗器分压值。

因此,选取 $U_{dc} = 5\,000\text{ V}$ 。

则正负母线电压为

$$U_{dcP} = U_{dcN} = 2\,500\text{ V} \tag{2}$$

2) 计算 IGBT 的电压、电流极限值。

考虑极端情况,即两管串联 IGBT 电压偏差保护允许范围,则单管 IGBT 承受的最大直流电压为

$$u_{max} = u_{dc_sw} + \Delta u_{dc_half} + \Delta u_{igbt} \tag{3}$$

式中: $u_{dc_sw} = 1\,250\text{ V}$, 为正负母线电压的一半; $\Delta u_{dc_half} = 125\text{ V}$, 为正负母线电压的波动(取 5%); $\Delta u_{igbt} = 125\text{ V}$, 为 IGBT 器件不均压保护范围内的电压差异(取 u_{dc_sw} 的 10%)。

可得

$$u_{max} = 1\,500\text{ V} \tag{4}$$

还要考虑电流的最大值,取 1.2 倍额定电流的过载能力:

$$I_{max} = 1.2I_e = 1.2 \times 289 = 347\text{ A} \tag{5}$$

3) 选择合适的 IGBT 型号。

根据式(4)、式(5)的数据,选择 Infineon IGBT FF450R17IE4,该器件内置了反并联二极管,电压为 1.7 kV,额定电流为 450 A,可满足电压与电流要求。

以下通过 IGBT 的损耗计算,来说明 IGBT 串联后提高开关频率的可行性。常规的 3.3 kV IGBT 一般只能采用 1 kHz 的开关频率,而采用两管 1.7 kV IGBT 后,可适地提高开关频率至 1.5 kHz。

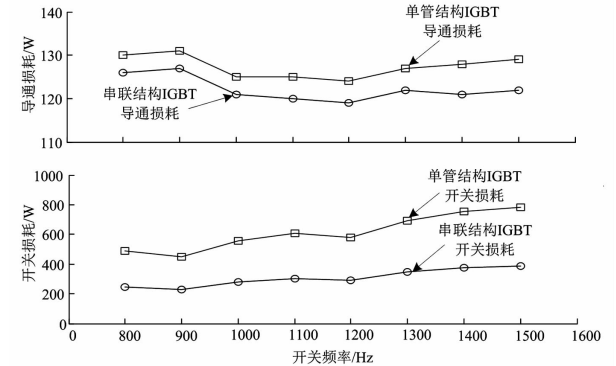


图 3 两种结构的 IGBT 损耗曲线

首先,从稳态分析,在额定电流下串联结构比单管结构的 IGBT 开关损耗大幅减小,参见图 3 利用 Infineon 制造商提供的软件仿真做的损耗分析。单管结构在频率 $f_s = 1\,500\text{ Hz}$ 下很容易过温,而串联结构则不会因

损耗大而过温;其次,考虑暂态过程,即 IGBT 发生不均压、过压故障时,也不会因开关频率高触发过温。因为,在保护时间内,过压暂态是微秒级别,而温度的时间尺度则是秒级。综合分析,可根据 IGBT 电压的利用率,相应地提高开关频率 $f_s=1.5\text{ kHz}$ 。

2 IGBT 串联的均压方案

开关器件的串联可提高输出电压,但却带来器件之间的动态电压不一致。例如,驱动硬件电路差异、脉冲不同步、器件等效阻抗差异等因素引起各器件开通、关断暂态电压的偏差。目前,串联均压技术可分为主动控制、间接控制两大类^[3-4]。主动控制方案指对驱动信号进行反馈闭环控制,间接控制主要指通过施加 RC 或 RCD 无源缓冲电路。一般采用这两种技术结合的均压方案效果较好。

采用主动控制+间接控制相结合的方案,其中,主动控制采用有源电压控制,间接控制采用 RC 电路,见图 2 中的 RC。考虑到传统有源电压控制方案 V_{ce} 外环单纯运放电路的不足,采用运放电路+滞环电路对 V_{ce} 外环控制进行改进。

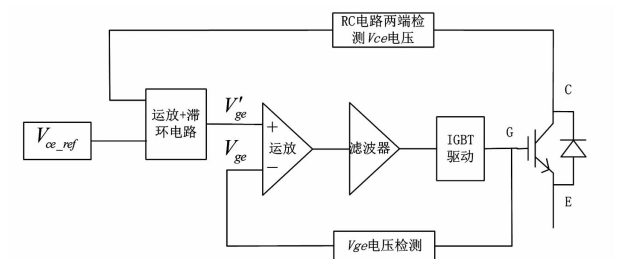


图 4 有源电压控制电路

如图 4 所示,有源电压控制方案包含两路闭环控制。外环为 V_{ce} 控制环,包括 V_{ce} 检测、控制电路。当参考值 V_{ce_ref} 高于反馈值 V_{ce} ,则输出 V'_{ge} 为正电平,反之 V'_{ge} 为负电平。内环为 V_{ge} 控制环,包括 V_{ge} 检测、运放电路,对驱动信号进行实时修正。

IGBT 的开关电压传递函数是非线性系统,在开通瞬间杂散电感容易引起 V_{ce} 的高频谐振。单纯的运放电路等效于 P 控制,对高频振荡抑制效果不佳,且容易造成 V'_{ge} 出现高频窄脉冲;因此,提出采用滞环比较器、运放电路相结合 V_{ce} 的控制环路。设定 V_{ce} 与 V_{ce_ref} 的偏差 h ,当小于 h 采用运放电路,调节能力较弱;当偏差大于 h ,采用滞环电路,调节能力强,防止出现过压。另外,需要对叠加之后 V_{ge} 的做窄脉冲滤波处理。

3 IGBT 串联的故障保护方案

IGBT 串联的保护方案也需要改进:IGBT 串联时,当检测到过流、过压、短路故障不得由驱动板单独关断器件,而应由上级控制对两管统一发送软关断信号。如图 2 所示,具体的实现方案是, S_1/S_2 、 S_3/S_4 管可以触发故障,但应由上级控制电路同时关断 IGBT。对 S_5 、 S_6 管,则可以由驱动板自行处理,立即关断 IGBT 并触发故障信号。

以下对 PWM 脉冲不同步的故障进行分析。考虑两种类型的短路故障:Ⅰ是串联 IGBT 在断态短路,而后开通脉冲;Ⅱ是在通态直接进入短路状态。图 5 为采用 Saber 软件搭建的两管 IGBT 串联Ⅱ类故障电路仿真。取直流电压 1 400 V、驱动电压 15 V,则单管承受的电压为 700 V。

图 5 中,在 $t=15\text{ }\mu\text{s}$ 后设置两管 IGBT 的脉冲不一致。当 $t=15\text{ }\mu\text{s}$ 后出现Ⅱ类故障,两管的关断速率不一致。IGBT2 退饱和速率快,14 $\text{ }\mu\text{s}$ 后自行检测故障并关断,则 IGBT1 管完全承受全部母线电压,短路电流不再上升。 $t=80\text{ }\mu\text{s}$ 时,再对两管下发统一关断信号,但 IGBT1 发生擎住效应无法关断。

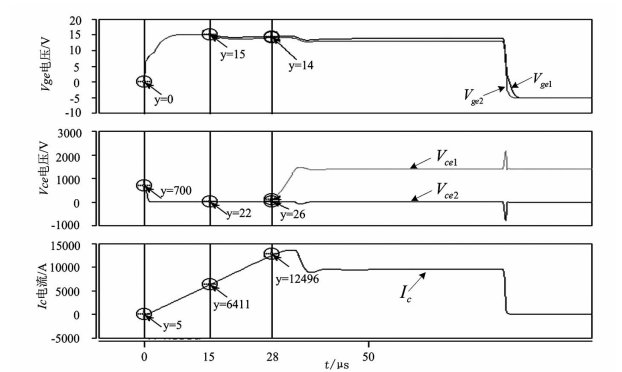


图 5 脉冲不同步故障仿真图

4 SVPWM 调制原理

考虑三电平结构的特点,如图 2 所示单相桥臂中,通过控制 IGBT 可输出 0、1、-1 三种电平状态,因此,三相共存在 27 组不同的开关状态。

采用了 60° 坐标系($g-h$ 坐标系)来实现 SVPWM 调制方案。从矢量合成角度效果来看,实际有效电压矢量总共是 19 组。首先,需要分析 60° 坐标系下基本空间电压矢量的分类,如图 6 所示。

假设参考电压矢量 U_{ref} 在 $\alpha-\beta$ 坐标系中的坐标为 $(U_{ref_ \alpha}, U_{ref_ \beta})$, 则转化到 60° 坐标系下的坐标为 (U_{rg}, U_{rh}) 。于是, 2 个坐标系间的变换关系如下:

$$\begin{bmatrix} U_{rg} \\ U_{rh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{\sqrt{3}} \\ 0 & \frac{2}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{ref_ \alpha} \\ U_{ref_ \beta} \end{bmatrix} \tag{6}$$

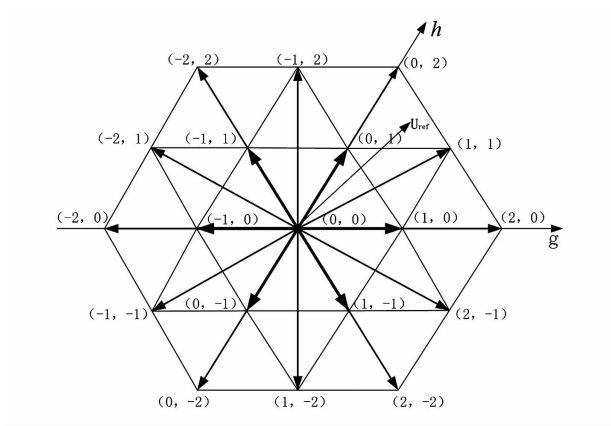


图 6 60°坐标系下的空间矢量分类

由图 6 可知, 在 60° 坐标系下所有矢量的坐标均为整数。对于任意的电压矢量 U_{ref} , 距离最近的 4 个基本矢量, 可由 60° 坐标系下的坐标向上、向下取整得到。于是, 可得 U_{ref} 对应的 4 个基本矢量为

$$\begin{cases} U_{BL} = [\bar{U}_{rg} \quad U_{rh}]^T = [0 \quad -2]^T \\ U_{LB} = [\underline{U}_{rg} \quad \bar{U}_{rh}]^T = [-1 \quad -1]^T \\ U_{BB} = [\bar{U}_{rg} \quad \bar{U}_{rh}]^T = [0 \quad -1]^T \\ U_{LL} = [\underline{U}_{rg} \quad \underline{U}_{rh}]^T = [-1 \quad -2]^T \end{cases} \tag{7}$$

式中: $\bar{U}_{rg}$ 、 $\underline{U}_{rg}$ 分别为向上与向下取整; U_{BL} 、 U_{LB} 、 U_{BB} 、 U_{LL} 分别为 60° 坐标系中坐标向上取整和向下取整得的基本矢量。

5 实验分析

5.1 系统参数

为了验证所提三电平拓扑的有效性, 搭建了实验平台。三电平变流器的参数见表 1。通过加载测试, 对 IGBT 器件的串联均压、电流特性、PWM 电压等进行分析。采用泰克示波器对实验波形汇总。

5.2 实验结果

图 7 中, 左半轴为 S_1/S_2 、 S_3/S_4 管的开通波形, 右半轴为关断波形。可见, IGBT 的开通时间约为 $3 \mu s$, 关断时间约为 $4.5 \mu s$ 。对于开通过程, 杂散电

感、开通电流应力的影响导致开通电压出现超调, 但超调幅度在 6% 以内。开通、关断时两管电压偏差均小于 3%, 说明串联电压偏差得到迅速调整, 均压效果较好。

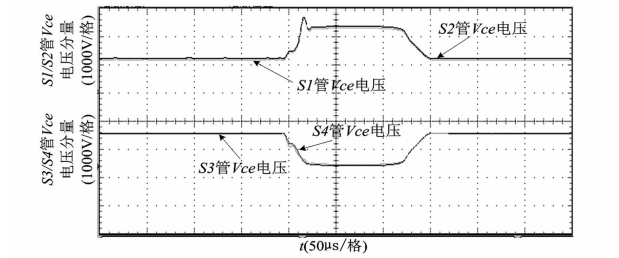


图 7 开通与关断时 IGBT 的均压波形

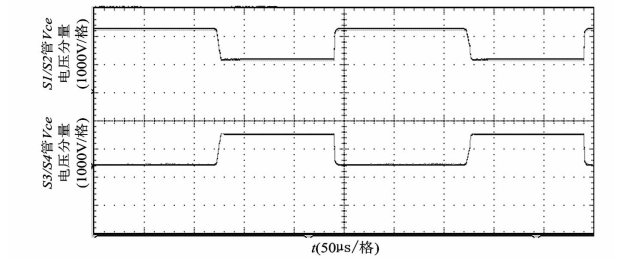


图 8 连续开关电压波形

表 1 实验参数

参数	数值
电网电压/V	3 000
网侧 LCL 滤波器 $L_1 = 1.2 \text{ mH}$ $C_1 = 60 \text{ }\mu\text{F}$ $L_2 = 0.6 \text{ mH}$	
机侧电抗器/mH	1.2
母线电容/mF	15
直流电压/V	5 000
额定电流/A	289
开关频率/Hz	1 500

图 8 为 S_1/S_2 、 S_3/S_4 管的连续脉冲波形。 S_1/S_2 管电压在 $0 \sim 1\,250 \text{ V}$ 之间脉动, 则正电平回路的母线电压约为 $2\,500 \text{ V}$ 。同理, S_3/S_4 管电压在 $0 \sim 1\,250 \text{ V}$ 之间脉动, 则负电平回路的母线电压约为 $2\,500 \text{ V}$ 。可见, 连续开关电压也具有较好的均压效果。

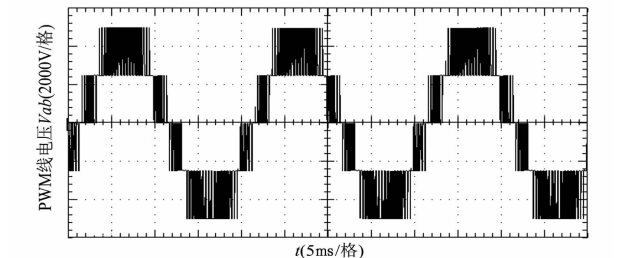


图 9 线电压波形

图9、图10、图11分别为变流器的PWM线电压、输出A相电流、THD值。可见,PWM线电压为三电平,并具有良好的正弦度。在加载过程中,A相电流过渡平滑,未出现大幅超调,并且电流THD为3.1%,谐波含量小。这说明变流器具有较好的电压、电流特性。

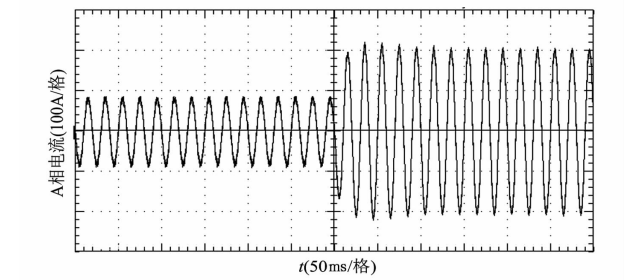


图10 A相输出电流波形

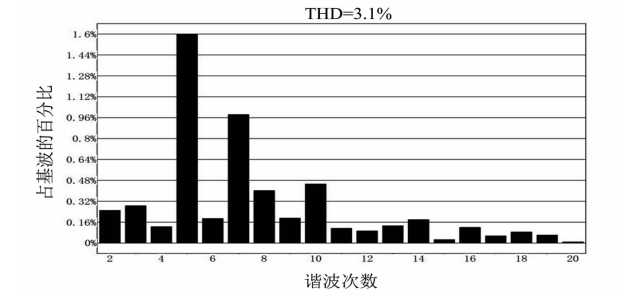


图11 A相电流THD分析

6 结 论

对中压风电变流器的T型三电平结构进行了

研究,提出两管IGBT串联的新型结构。此种结构的优点是,降低了单管损耗与IGBT电压型号,给出了IGBT串联均压的方案、保护方案、空间矢量调制原理。最后,建立了3kV电压等级的实验平台,通过电流的加载测试表明,新型变流器拓扑具备良好的电压、电流输出特性,满足风电变流器的设计要求。

参考文献

[1] 黄伟煌,胡书举,许洪华. 中点钳位型中压三电平风电变流器的损耗分析[J]. 电力系统自动化,2014,38(15):65-70.

[2] 陈根,王勇,蔡旭. 兆瓦级中压风电变流器的新型串联混合三电平NPC拓扑[J]. 中国电机工程学报,2013,33(9):48-54.

[3] 查申森,郑建勇. 混合式断路器的IGBT串联均压技术[J]. 电网技术,2010,34(4):177-182.

[4] Palmer P R, Rajamani H S. Active Voltage Control of IGBTs for High Power Applications[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2004,19(4):894-901.

[5] 付超,石新春,王毅. 级联型逆变器的空间矢量移相调制方法[J]. 电力电子技术,2005,39(5):51-53.

作者简介:

王小涛(1982),工程师,研究方向为风电机组控制系统开发与测试;

廖丽贞(1984),工程师,研究方向为电网保护系统产品开发及测试。

(收稿日期:2017-01-16)

(上接第85页)

[3] 尚金成. 基于节能减排的发电权交易理论及应用:(二)发电权交易应用分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(13):37-42.

[4] 王雁凌,邱小燕,许传龙. 以节能降耗为目标的发电权交易阻塞管理模型[J]. 电网技术,2012,36(6):272-276.

[5] 杨胡萍,左士伟,陈欢. 碳排放约束下考虑静态电压稳定的发电权交易优化[J]. 电网技术,2014,38(11):3011-3015.

[6] 张粒子,王楠,赵新,等. 发电权交易网损补偿问题剖析[J]. 电网技术,2011,35(3):200-204.

[7] 黄大为,刘志向,杨春雨,等. 计及网损成本的发电权

交易模式[J]. 电力系统自动化,2010,34(5):38-42.

[8] 张粒子,王楠,周娜,等. 边际出清机制下区域发电权交易网损补偿方法[J]. 电力系统自动化,2011,35(15):58-63.

[9] 郑欣,蒋传文,李磊,等. 基于能耗和效益最优的发电权节能降耗分析[J]. 电力系统自动化,2008,32(24):39-42.

[10] 张午阳. 发电权转让交易中的博弈行为的研究[J]. 华中电力,2005,18(6):1-4.

[11] 莫莉,周建中,李清清,等. 基于委托代理模型的发电权交易模式[J]. 电力系统自动化,2008,32(2):30-34.

(收稿日期:2017-02-13)

流化床锅炉燃用府谷煤污染物特性试验研究

彭北松¹, 刘行磊¹, 丁 芸²

(1. 东方电气集团东方锅炉股份有限公司, 四川 成都 611731;
2. 京海煤矸石发电有限责任公司, 内蒙古 京海 010600)

摘 要:重点研究了府谷煤采用流化床燃烧技术时正常运行床温稳定燃烧试验工况下污染物排放特性。试验结果表明, 府谷煤污染物原始排放主要影响因素为运行床温、炉内投入石灰石量和运行氧量。运行过程中, 通过调整一次风量等参数严格控制平均运行床温 $<910^{\circ}\text{C}$, 能够避免变负荷过程 NO_x 排放较大波动。结合府谷煤的燃尽特性、 NO_x 和 SO_2 排放特性, 综合协调控制运行床温、SNCR脱硝喷氨量、炉内投入石灰石量和运行氧量等参数, 实现府谷煤的洁净、经济和高效燃烧。

关键词:300 MW CFB 锅炉; 府谷煤; 污染物特性

Abstract: The pollutant discharge characteristics of Fugu (Shanxi province) coal are mainly studied when using fluidized bed combustion technology in normal running bed temperature under stable combustion test condition. The experimental results show that the main influencing factors for original pollutant discharge of Fugu coal is running bed temperature, amount of limestone into furnace and running oxygen content in the flue gas. In the process of operation, strictly controlling the average running bed temperature less than 910°C by adjusting the parameters such as primary air flow, can avoid the large fluctuations of NO_x emissions in load change process. Combining with burnout characteristics of Fugu coal and emission characteristics of NO_x and SO_2 , the clean, economic and efficient combustion of Fugu coal will be realized by comprehensively coordinating control parameters such as running bed temperature and SNCR denitration spray amount of ammonia, amount of limestone into furnace and running oxygen content in the flue gas etc.

Key words: 300 MW CFB boiler; Fugu coal; pollutant characteristics

中图分类号: TK229.6 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)03-0091-04

0 引 言

循环流化床锅炉以其广泛的燃料适应性、高的燃料燃烧效率和低污染物排放等良好特性, 在洁净煤燃烧发电领域得到广泛商业应用^[1-3]。研究表明: 流化床燃烧技术的 NO_x 污染物排放主要随着燃料挥发分含量的增加而增大, 随着煤质品质的下降而增大。流化床锅炉中煤的矿物质可以吸收燃烧过程释放的 SO_2 , 流化床燃烧过程的这一特性被称为煤的固有脱硫能力(即自脱硫能力)。流化床燃烧具有低温燃烧特性, 使得炉内加入脱硫剂(如 CaO 等碱金属氧化物)吸收 SO_2 并形成稳定的硫酸盐化合物, 实现流化床锅炉的炉内高效脱硫。

目前, 采用流化床燃烧技术燃用陕西府谷煤燃烧特性和污染物排放特性试验研究很少; 而工程生

产中急需找到影响 NO_x 、 SO_2 排放的主要运行参数指导运行, 因此, 在陕西榆林新元洁能清水川电厂 $2\times 300\text{ MW}$ 亚临界CFB锅炉上, 对陕西府谷煤进行了燃烧和污染物排放特性试验研究。从锅炉运行安全性、稳定性和污染物排放控制等角度进行比较分析, 为流化床锅炉燃用陕西府谷煤优化设计和工程运行提供重要数据支持。

1 试验炉型介绍

试验锅炉为东方锅炉股份有限公司自主开发、设计制造的300 MW循环流化床锅炉, 见表1。锅炉为循环流化床、亚临界参数, 一次中间再热自然循环汽包炉、紧身封闭、平衡通风、固态排渣、全钢架悬吊结构、炉顶设轻型金属屋盖。锅炉主要由1个膜式水冷壁炉膛, 3台冷却式旋风分离器和1个由汽

冷包墙包覆的尾部竖井(HRA)3 部分组成。炉膛内前墙布置有 6 片中温过热器管屏、6 片高温过热器管屏及 6 片高温再热器管屏,后墙布置 2 片水冷蒸发屏。

表 1 锅炉主要设计参数

锅炉主要参数	B – MCR	BRL
过热蒸汽流量/(t · h ⁻¹)	1 058	1 027
过热蒸汽压力/MPa. g	17. 4	17. 4
过热蒸汽温度/℃	541	541
再热蒸汽流量/(t · h ⁻¹)	859	830
再热器进口压力/MPa. g	3. 911	3. 778
再热器出口压力/MPa. g	3. 731	3. 608
再热器进口温度/℃	330	326
给水温度/℃	284	281

注:g 表示表压。

锅炉共布置有 8 个给煤口,全部布置于炉前,在前墙水冷壁下部收缩段沿宽度方向均匀布置。炉膛底部是由水冷壁管弯制围成的水冷风室,水冷风室两侧布置有一次热风道,进风型式为从风室两侧进风,空气预热器一二次风出口均在两侧。炉膛下部左右侧的一次风道内分别布置有 2 台点火燃烧器。6 个排渣口布置在炉膛后水冷壁下部,分别对应 6 台滚筒式冷渣器。

炉膛与尾部竖井之间,布置有 3 台冷却式旋风分离器,其下部各布置 1 台“U”阀回料器,回料器为一分为二结构,保证了沿炉膛深度方向上回料的均匀性;尾部采用双烟道结构,前烟道布置了 3 组低温再热器,后烟道布置有 4 组低温过热器,向下前后烟道

合成 1 个,在其中布置有 H 型鳍片管式省煤器和卧式空气预热器。过热器系统中设有两级喷水减温器,再热器系统中布置有事故喷水减温器和微喷减温器。

2 煤质特性

该 CFB 锅炉设计燃料为低热值褐煤,试验煤质为陕西府谷煤,见表 2 所示。

3 数据分析与处理

3.1 SO₂ 排放特性

这里设计煤质的 SO₂ 理论最大排放值为 952 mg/Nm³,设计 Ca/S 摩尔比为 2. 0 条件下折算 SO₂ 保证排放值为 100 mg/Nm³(干烟气、6% 氧量)。

试验燃烧煤质(即陕西府谷煤)的 SO₂ 理论最大排放值为 1 470 mg/Nm³。对流化床锅炉进行燃烧调整试验工况,在不添加石灰石前提下,得到府谷煤的 SO₂ 实际排放值为 447 ~ 759. 6 mg/Nm³(见表 3)。

试验数据表明,府谷煤的 SO₂ 排放值随着运行床温的升高而升高,随着运行氧量的升高而降低;然而,燃料的燃尽率随着运行氧量的升高而提高,随着运行床温升高而提高,因此寻求一个合理的运行床温和运行氧量试验工况,对府谷煤的燃尽特性和污染物排放特性显得尤为重要。试验数据表明,控制流化床锅炉运行氧量 < 3. 25% 和运行床温 < 916℃,能够实现陕西府谷煤自脱硫效率为 69. 5%,表明府谷煤的自脱硫特性良好。

表 2 试验期间燃用煤质分析

煤质	碳 Car	氢 Har	氧 Oar	氮 Nar	硫分 Sar	水分		灰分 Aar	低位热值 Q _{net, ar}
	/%	/%	/%	/%	/%	Mar/%	Mad/%	/%	/(MJ · kg ⁻¹)
设计煤质	32. 87	2. 68	9. 60	0. 54	0. 21	9. 30	2. 72	44. 80	11. 76
试验煤质	42. 91	2. 88	7. 69	0. 75	0. 43	12. 46	5. 93	32. 88	15. 74

表 3 陕西府谷煤污染物排放试验参数汇总

参数	工况 1	工况 2	工况 3	工况 4
机组负荷/MW	257	298	300	295
省煤器出口平均氧量/%	2. 31	1. 86	3. 25	3. 32
平均运行床温/℃	898	924	916	914
氨水母管流量/(m ³ · h ⁻¹)	1. 06	0	1. 50	1. 37
折算 NO _x 排放/(mg · m ⁻³)	45. 5	270. 9	48. 2	24. 3
炉内石灰石投入量/(T · h ⁻¹)	0	0	0	0
折算/SO ₂ 排放/(mg · m ⁻³)	591. 1	759. 6	447. 0	477. 2

3.2 运行床温对 NO_x 排放影响

结合府谷煤燃烧调整不同运行工况参数,归纳总结了平均运行床温对府谷煤 NO_x 折算原始排放量影响曲线(不添加石灰石,不投运 SNCR 脱硝设备),见图 1 所示。试验结果表明,随着运行床温的升高,床温对 NO_x 折算原始排放量的影响程度越明显。

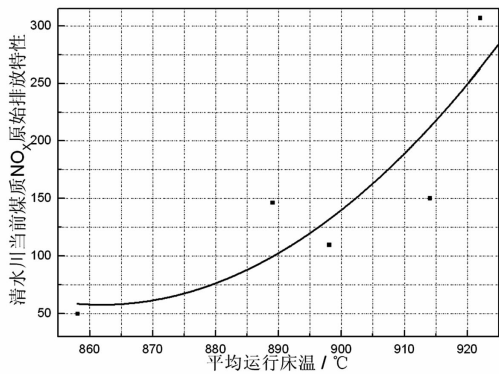


图 1 府谷煤燃烧过程折算 NO_x 原始排放与床温关系

3.3 运行氧量对 NO_x 排放影响

图 2 给出了机组运行负荷为 190 MW 期间,陕西府谷煤的运行氧量与 NO_x 排放值的关系曲线。在运行负荷、平均床温和喷氨量相对稳定的工况下,NO_x 排放值随着运行氧量的升高而明显升高。

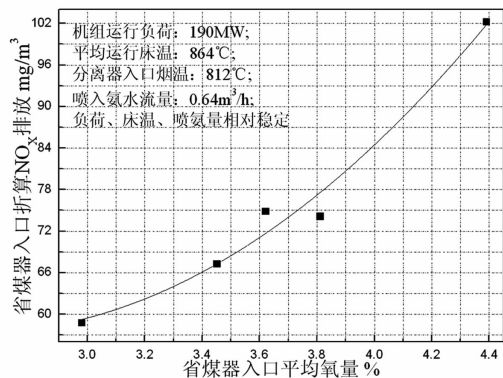


图 2 府谷煤燃烧过程氧量对 NO_x 排放影响

3.4 炉内脱硫对 NO_x 排放影响

试验在投运 SNCR 脱硝设备,炉内不投运石灰石稳定满负荷工况下,省煤器入口平均氧量值 2.0%,平均运行床温约为 930℃,对应折算标况下 SO₂ 排放值为 738.7 mg/m³,NO_x 排放值为 72.50 mg/m³。

在向炉内逐渐添加石灰石量并稳定后,省煤器入口平均氧量值为 2.0%,平均运行床温约为 930℃,折算标况下 SO₂ 排放值为 453.8 mg/m³,NO_x 排

放值为 108.7 mg/m³。即向炉内添加石灰石实现炉内脱硫效率为 70%时,对应折算标况 NO_x 排放值从 72.50 mg/m³ 升高到 108.7 mg/m³,增长绝对值 36.2 mg/m³,其增长相对幅度为 50%。试验数据表明,对 CFB 锅炉燃用陕西府谷煤值而言,炉内石灰石脱硫对污染物 NO_x 排放影响较大。

3.5 喷氨量对 NO_x 排放影响

分别在发电机组 300 MW 两组试验工况,在其他运行参数保持不变的情况下(如机组负荷、运行氧量、运行床温和配风等参数),通过改变旋风分离器入口位置 SNCR 脱硝设备的喷入氨量方式,考察喷氨量对脱硝效率的影响。

试验表明:试验工况 A(机组负荷 300 MW、氧量 2.0%、平均床温 930℃、一次风率 46.8%),喷入氨水量由 1.39 m³/h 降至 0 m³/h 时,NO_x 排放值为由 70.3 mg/m³ 升至 307 mg/m³(折算标况),表明 SNCR 脱硝设备的脱硝效率为 77.1%;

试验工况 B(机组负荷 300 MW、氧量 3.32%、平均床温 914℃、一次风率 47.2%),喷入氨水量由 1.18 m³/h 升至 1.37 m³/h 时,NO_x 排放值由 54.31 mg/m³ 降至 36.14 mg/m³(折算标况),炉内脱硝效率增加 12%。

4 结 论

1) 试验数据表明,府谷煤的 SO₂ 排放随着运行床温的升高而升高,随着运行氧量的升高而降低。额定机组负荷 300 MW 工况下,不向炉内添加石灰石,控制流化床锅炉运行氧量 < 3.25% 和运行床温 < 916℃ 时,对应府谷煤的自脱硫效率为 69.5%,表明采用流化床锅炉燃用府谷煤能够实现很高的自脱硫效率。

2) 开展了 NO_x 排放燃烧调整试验,重点研究了石灰石、运行床温、运行氧量、喷氨量等因素对 NO_x 排放特性的影响。试验表明:府谷煤 NO_x 排放随着运行床温、运行氧量的升高而升高;流化床炉内石灰石脱硫对府谷煤 NO_x 排放影响较大;流化床燃烧技术采用 SNCR 脱硝设备,其脱硝效率高达 77%。

3) 试验研究表明,府谷煤污染物原始排放主要影响因素为运行床温、炉内投入石灰石量和运行氧量。机组在变负荷过程中运行参数变化幅度较大,

容易造成 NO_x 排放产生较大波动。

运行过程中,建议通过调整一次风量等参数严格控制平均运行床温 $<910^{\circ}\text{C}$,有效避免变负荷过程 NO_x 排放产生较大波动。结合府谷煤燃尽特性、 NO_x 和 SO_2 排放,协调控制运行床温、SNCR 脱硝喷氨量、炉内投入石灰石量和运行氧量等参数,实现府谷煤的洁净、经济和高效燃烧。

参考文献

- [1] 岑可法.循环流化床锅炉理论设计与运行[M].北京:
中国电力出版社,1998.
 - [2] 刘行磊,宋刚,徐国辉,等.东方锅炉300 MW机组CFB

- (上接第55页)
- [4] 胡毅,王力农,刘凯,等.750 kV输电线路带电作业安
全防护研究[J].高电压技术,2006,32(10):1-4.
 - [5] 班连庚,王晓刚,白宏坤,等.同塔架设的220 kV/500
kV输电线路感应电流与感应电压仿真分析[J].电网
技术,2009,33(6):45-49.
 - [6] 马爱清,徐东捷,王海波,等.500 kV同塔双回输电线
路下平行运行0.38 kV线路时的感应电压和感应电荷
[J].高电压技术,2015,41(1):306-312.
 - [7] 李长益,魏旭,张劲松.上河变电所500 kV隔离开关
操作中感应过电压事故分析[J].电力自动化设备,
2003,23(4):85-88.

参考文献

- [1] 国家电网公司. Q/GDW 383-2009, 智能变电站技术导则[S].
- [2] 陈安伟. IEC 61850 在变电站中的工程应用[M]. 北

锅炉混煤燃烧试验研究[J]. 东方电气评论, 2015(1): 32-36.

- [3] 刘德昌, 阎维平. 流化床燃烧技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.

作者简介:

彭北松(1961),工程师,从事循环流化床锅炉调试工作;

刘行磊(1984),硕士研究生、工程师,从事循环流化床锅炉研制工作;

丁 芸(1968),从事循环流化床机组调试、运行优化及生产技术管理工作。

(收稿日期:2017-01-13)

- [8] GB/T 13870.1 - 2008/IEC/TS60479 - 1:2005, 电流对人和家畜的效应[S].
- [9] GB/T 16895.11 - 2011, 低压电气装置对暂时过电压和高压系统与地之间的故障的防护[S].
- [10] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计 110(66) kV 输电线路分册(2011 年版)[M]. 北京:中国电力出版社,2011.

作者简介：

史华勃(1987), 硕士、工程师, 主要从事电力系统稳定分析与控制的研究。

(收稿日期:2017-01-24)

(上接第 77 页)

管理方面的现状和存在困难,提出了配置文件的全过程管控流程,研究了以 SCD 文件语法和语义校验、SCD 文件过程层 CRC 计算、SCD 文件对比、SCD 文件的虚端子图图形化展示 4 个方面为核心的配置文件管控系统。实现了配置文件的全过程管控,保证了配置文件的安全性、完整性、一致性、唯一性。

其成果已经运用在实际工程调试中。此应用缩短了实际智能变电站工程投运周期,增加了 SCD 文件的正确率和时效性,从而提升了 SCD 文件的规范度。

参考文献

- 京:中国电力出版社,2012.
- [3] 胡道徐,沃建栋. 基于 IEC 61850 的智能变电站虚回路体系[J]. 电力系统自动化,2010,34(17):78-82.
- [4] 王松,宣晓华,陆承宇. 智能变电站配置文件版本管理方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(17):1-4.
- [5] 张沛超,姜健宁,杨漪俊,等. 智能变电站配置信息的全生命周期管理[J]. 电力系统自动化,2014,38(10):85-89.
- [6] 刘明忠,童晓阳,郑永康,等. 智能变电站配置描述虚端子多视角图形化查看系统[J]. 电力系统自动化,2014,39(22):104-109.
- [7] 高磊. IEC 61850 SCL 配置文件比对工具的研究与实现[J]. 电力系统自动化,2013,37(20):88-91.

作者简介:

林 波(1987),助理工程师,主要研究方向为智能电网技术、继电保护及自动化技术。

(收稿日期:2017-01-13)