

特高压直流输电系统接地极线路保护性能分析

张纯, 滕予非

(国网四川省电力公司电力科学研究院 四川 成都 610072)

摘要: 接地极线路保护是特高压直流输电系统中重要的保护之一, 现场运行情况表明目前的接地极线路保护存在缺陷。介绍了接地极线路保护的配置情况, 并从原理上对接地极线路保护的性能进行了分析。最后, 针对目前接地极线路保护存在的问题, 从保护策略和故障隔离两方面提出了相关建议。

关键词: 接地极线路; 不平衡保护; 阻抗监视; 性能分析; 故障隔离

Abstract: Grounding electrode line protection is one of the most important protections of UHVDC transmission system. The field operation indicates that the present grounding electrode line protection has some defects. The protection configuration of grounding electrode line is introduced and the performance of grounding electrode line protection is analyzed theoretically. Finally, the relative suggestions are proposed as viewed from protection strategy and fault isolation according to the existing problems of the present grounding electrode line protection.

Key words: grounding electrode line; unbalance protection; impedance supervision; performance analysis; fault isolation

中图分类号: TM773 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0084-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2017.01.018

0 引言

接地极是特高压直流输电工程重要的组成部分, 起到为双极不平衡电流提供通路以及钳制中性点电压的作用^[1]。为防止大量直流电流流入地造成的电磁效应、热力效应以及电化效应对换流站周边的人畜以及电力设备造成显著的影响, 接地极距离直流换流站往往有几十甚至上百公里, 换流站与接地极之间的电气连接则主要依靠接地极引线实现。如在四川境内投运的3条特高压直流工程接地极址与换流站之间的距离均超过了50 km, 宾金直流接地极址与换流站间的距离甚至超过了100 km。

过长的距离不仅极大地增加了接地极引线的投资成本, 也增加了接地极引线故障的概率, 还造成换流站中性点电位抬高, 增加了接地极引线保护和绝缘配置的难度。实际运行中, 已多次发现接地极线路保护不正确动作的情况。也有不少学者针对接地极线路保护不正确动作的案例做了分析研究^[2-5]。若能对接地极线路保护存在缺陷进行原理性的分析, 则有助于改进接地极线路保护策略, 保证直流输电系统的安全运行。

在介绍接地极线路保护配置的基础上, 通过理

基金项目: 中国博士后科学基金资助项目(2016M592659)

论分析, 厘清了接地极不平衡保护和阻抗监视存在的缺陷, 并有针对性地提出了相关优化和改进建议。

1 现有接地极线路结构及保护配置

1.1 现有接地极线路结构

接地极线路的连接方式如图1所示。

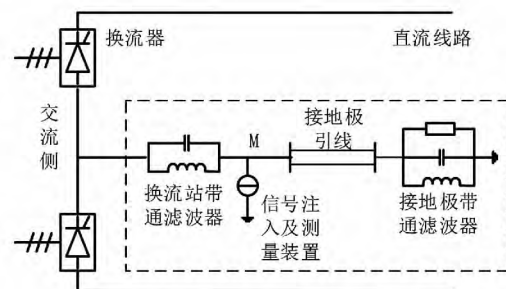


图1 直流系统接地极线路连接方式

由图1可知, 考虑到接地极线路最大流过电流可达数千安培, 现有特高压直流工程接地极线路采用同杆双回并架的方式布置, 两回接地极线路并列运行。杆塔常采用“十”字形塔, 1根地线挂在塔顶, 2根导线分挂在杆塔两侧, 呈水平排列。每回接地极线路采用双分裂导线, 两根子导线水平排列。

1.2 现有接地极线路保护配置

现有特高压直流工程中接地极线路主要配置有如下3种保护: 接地极线路过负荷保护、接地极线路

不平衡保护和接地极线路阻抗监视。其中接地极线路不平衡保护以及接地极线路阻抗监视主要应对接地极线路异常接地的工况,因此这里主要介绍不平衡保护以及阻抗监视的原理。

1.2.1 接地极线路不平衡保护

如果接地极线路流过较大电流,一旦1条接地极线路发生接地或开路,两条线路会出现比较大的差流。根据这一原理,接地极线路不平衡监测通过检测接地极线路电流(I_{DEL1} 和 I_{DEL2})计算两条线路之间的差值以判断线路是否发生故障。一旦保护被触发,监控平台上将出现报警信息。

保护的判据及定值设置原则如下:

$$I_{DL_NOM} = 5\ 000\ A;$$

保护判据: 接地极线路差动电流 $I_{DEL_DIFF} =$

$$|I_{DEL1} - I_{DEL2}| > \Delta$$

典型定值: $\Delta = 0.02 \times I_{DL_NOM}$;

$\Delta > \Delta_1$, 延时 1 s, 告警。

1.2.2 接地极阻抗监视策略

高压直流输电工程接地极线路采用双回并架的方式将双极不平衡电流输送至接地极,双回线路共用一套接地极线路阻抗监视系统(electrode line impedance supervision, ELIS)对线路故障状态进行检测。

ELIS系统在换流站内向接地极线路注入13.95 kHz的高频电流,同时对注入点的同频电压进行检测,并计算出接地极线路的阻抗。ELIS系统的动作条件为

$$|\dot{Z}_m - \dot{Z}_{set1}| \geq Z_{set2} \quad (1)$$

式中: \dot{Z}_m 为测量阻抗; \dot{Z}_{set1} 、 Z_{set2} 为整定阻抗。

由此可见,ELIS系统的动作特性为一个圆特性,如图2所示。圆外为保护动作区,而圆内为保护非动作区。

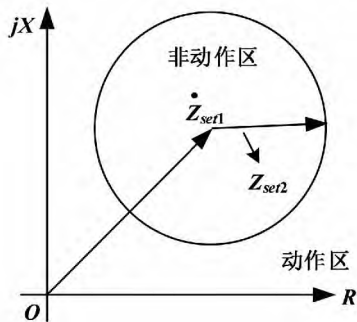


图2 ELIS动作特性

由图2可知 \dot{Z}_{set1} 为动作特性圆的圆心,一般地有

$$\dot{Z}_{set1} = \dot{Z}_{normal} \quad (2)$$

式中 \dot{Z}_{normal} 为接地极线路正常运行时的阻抗,由于接地极线路运行方式较为单一,因此该值一般为恒定值,整定前通过线路实测参数仿真得到。而 Z_{set2} 则为动作特性圆的半径,根据运行经验一般取值在30~40 Ω 之间。

当ELIS装置检测到接地极线路的阻抗值满足式(1)所示的条件,并持续一定时延,则向直流输电控制保护系统发送接地极线路异常信号,并向值班人员报警或进行相关操作。

为提高保护的可靠性并防止高频电流注入换流站,在接地极线路两端还分别串联了一个截止频率为13.95 kHz的带阻滤波器。其中,为减少线路上的驻波效应,接地极址侧的滤波器还会配置并联电阻,并联电阻的阻值与接地极线路的波阻抗匹配。

2 接地极线路保护性能分析

在1.2节中介绍了接地极线路所配置的3种保护配置的原理,其中接地极线路不平衡保护以及接地极线路阻抗监视主要应对接地极线路异常接地的工况。以下将对这两种保护的性能进行分析。

2.1 接地极线路不平衡保护性能分析

接地极线路不平衡保护依赖于两根线路间的差动电流,对于 $\pm 800\ kV/5\ 000\ A$ 的特高压直流输电工程,其典型判据为

$$I_{DEL_DIFF} = |I_{DEL1} - I_{DEL2}| > I_{set} \quad (3)$$

式中 I_{set} 为不平衡保护门槛值,取为100 A。

为了校核该保护的灵敏度,忽略接地极线路中的暂态分量,仅考虑单回线路金属接地的方式,可将双回接地极线路等值为如图3所示的模型。

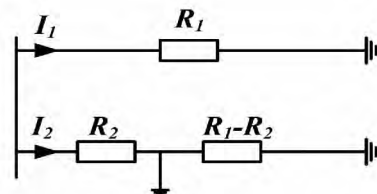


图3 双回接地极线路等值模型

利用图3可以得到

$$\begin{cases} I_1 = \frac{R_2}{R_1 + R_2} I_D \\ I_2 = \frac{R_1}{R_1 + R_2} I_D \end{cases} \quad (4)$$

将式(4)代入式(3),可得

$$\frac{R_1 - R_2}{R_1 + R_2} I_D > I_{set} \quad (5)$$

因此,为保证保护可靠动作,需满足:

$$R_2 < \left(\frac{2}{1+k} - 1 \right) R_1 \quad (6)$$

其中,

$$k = \frac{I_{set}}{I_D} > 0 \quad (7)$$

由此可见,线路不平衡监测并不能保护线路全长,可以得到以下结论:

1) 双极不平衡电流越小,保护灵敏度越低。双极平衡运行时,接地极线路单回接地并不能有效动作,即使不平衡电流达到 5 000 A,在线路末端依然有 4% 的死区。

2) 当单回线路出现非金属性短路时,过渡电阻会使得保护灵敏度进一步缩小。

3) 特别地,当接地极线路双回线路同点接地时,由于故障后两根线路的电流依然相等,不平衡监视无法可靠动作。如 2014 年 6 月 5 日特高压宾金直流调试期间线路双回同点接地,在该故障下接地极线路不平衡监视未能可靠动作。

2.2 接地极线路阻抗监视性能分析

接地极阻抗监视通过对线路阻抗的测量实现对故障状态的判断,由于双极平衡运行工况下接地极线路上无直流电流流过,为保证监视功能的可靠性,阻抗监视装置将持续向线路注入 13.95 kHz 的高频电流,用以进行阻抗计算。

为了防止高频电流侵入换流站,接地极线路两侧装设了带阻滤波器实现了对注入信号的阻断,但由于接地极址侧的滤波器装置有并联匹配电阻,因此在计算线路正常运行时的阻抗,应该计及并联电阻的影响。

设定接地极址侧滤波器并联电阻阻值为 R_p ,则线路正常运行的阻抗时 Z_{normal} 可通过式(8)进行计算。

$$Z_{normal}(s) = \frac{Z_{ie}(s) Z_c \sinh \gamma l_T}{Z_{ie}(s) (\cosh \gamma l_T) + Z_c \sinh \gamma l_T} \quad (8)$$

式中,

$$Z_{ie}(s) = Z_c \sinh \gamma l_T + \frac{R_p Z_c \sinh \gamma l_T}{R_p (\cosh \gamma l_T - 1) + Z_c \sinh \gamma l_T} \quad (9)$$

特别地,接地极线路近似实现了末端并联电阻对线路的完全匹配,使得

$$Z_{normal}(s) \approx Z_c = R_p \quad (10)$$

当采用注入法进行接地极线路故障识别时,由

于注入信号的频率往往数倍于工频,电磁波的波长也成比例地降低,因此在分析近百公里的输电线路阻抗-距离特性时,必须考虑线路的分布参数模型。为便于理论分析与讨论,将线路模型简化为无损均匀传输线路与集中参数电阻串联的形式。

以下将推导线路故障后,测量阻抗与故障距离间的关系。由输电线路波过程的微分方程推导,可以得到单回输电线路任意两点间电压、电流关系满足:

$$\begin{bmatrix} U_M(s) \\ I_M(s) \end{bmatrix} = J(s) \begin{bmatrix} U_K(s) \\ I_K(s) \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$J(s) = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l + \frac{r_1 l}{Z_c} \sinh \gamma l & Z_c \sinh \gamma l + r_1 l \cosh \gamma l \\ \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma l & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{cases} r = s \sqrt{L_1 C_1} \\ Z_c = \sqrt{\frac{L_1}{C_1}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: U_K 、 U_M 分别是线路上 K 、 M 两点的电压; I_K 、 I_M 分别是线路上 K 、 M 两点的电流; Z_c 为输电线路的波阻抗; γ 为输电线路的传播系数; r_1 、 L_1 、 C_1 分别为线路单位长度的电阻、电感和电容; l 为线路上 M 点与 K 点间距离。设定 M 点为阻抗监视装置安装处,而当线路上 K 点发生金属性短路故障时,有 $U_K(s) = 0$ 。

将 $U_K(s)$ 代入式(11)~式(13),消去 $I_K(s)$,可以得到

$$U_M(s) = (r_1 l + s Z_c \tan \frac{2\pi l}{\lambda_{in}}) I_M(s) \quad (14)$$

式中 λ_{in} 为注入信号的电磁波波长。

由此可见,当输电线路首端注入角频率为 ω_{in} 的电流时,金属性故障后阻抗监视装置检测到的阻抗 Z_{fault} 为

$$Z_{fault} = (r_1 l + j\omega_{in} Z_c \tan \frac{2\pi l}{\lambda_{in}}) \quad (15)$$

由式(15)可知,当线路的故障距离小于 $\lambda_{in}/4$ 时,线路的阻抗与故障距离间的关系具有单调性;当输电线路长度超过 $\lambda_{in}/2$ 时,一旦出现金属性接地故障,阻抗监视装置测量到的阻抗虚部会随故障距离在 $(-\infty, +\infty)$ 范围内呈周期性变化,变化周期 f_z 满足:

$$f_z = \frac{\lambda_{in}}{2} \quad (16)$$

正是由于测量阻抗与故障距离间的周期性变化,导致阻抗监测装置无法采用传统距离保护的整定原则,而是通过测量阻抗与正常阻抗的偏差进行监测。但由于输入阻抗频率较高,阻抗的测量值受单位长度的电感、电容值影响极大,单位长度参数些许的变化,将会导致测量值出现明显变化。

由阻抗监视原理整定方法可知,整定值 Z_{set1} 是关于输电线路单位长度电阻、电感和电容的函数。然而,由于以下三点原因,通过实测方法获得的线路参数往往存在着误差:

- 1) 输电线路的电容、电感、电阻等物理量属于频变参数,利用低频信号测得的线路参数直接使用势必带来误差;
- 2) 线路参数测试设备本身存在 0.5% ~ 2% 的测量误差;
- 3) 随着环境温度、湿度等变化,线路参数也会略有变化。

设定线路参数的真实数值与实测结果如表 1 所示。为突出特点,设定线路测量参数中仅有电容存在 1% 的误差,电感、电阻测量结果则为准确值。

表 1 仿真系统中接地极线路实测参数

	$L / (\text{mH} \cdot \text{km}^{-1})$	$R / (\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	$C / (\mu\text{F} \cdot \text{km}^{-1})$
真实值	2.370 9	0.262 6	0.007 638
实测值	2.370 9	0.262 6	0.007 714

根据表 1 所示参数,接地极线路正常运行时监测装置安装处监测到的系统阻抗 Z_{normal} 应为

$$Z_{normal} = 247.326 + j7.399 \Omega \quad (17)$$

而根据实测参数得到的整定值为

$$Z_{set1} = 251.482 + j17.285 \Omega \quad (18)$$

两者之间的欧氏距离达到 10.72 Ω 。

设定接地极线路在 4 km 处出现金属性短路故障,根据仿真结果,该工况下监测装置安装处检测到的阻抗 Z_m 为

$$Z_m = 249.234 + j42.481 9 \Omega \quad (19)$$

根据上述计算结果,有

$$|Z_m - Z_{normal}| = 35.14 \Omega \quad (20)$$

$$|Z_m - Z_{set1}| = 25.30 \Omega \quad (21)$$

由此可见,虽然故障时监测装置检测到的阻抗与正常运行点阻抗间的偏差大于 30 Ω ,但由于检测阻抗与整定值间偏差小于 30 Ω ,根据传统 ELIS 的动作特性,监测装置出现拒动。

3 接地极线路保护改进及故障隔离建议

由上述分析可知,目前的接地极线路保护动作性能不佳,容易产生拒动,且动作结果缺乏有效的故障隔离手段。针对上述问题,可从以下两方面开展对策研究。

3.1 改进保护策略

针对接地极组成结构,分别在两条接地极线路的近站端和极址端安装专用的电子式电流互感器,在原有接地极不平衡保护的基础上实现纵联电流差动保护,通过横向和纵向比较两条接地极线路的差动电流实现对故障类型的辨识,提高保护动作的灵敏性和可靠性^[6]。

3.2 提高保护隔离故障的能力

接地极线路保护均已告警作为出口,后续的故障隔离均需依赖人工进行。因此,在接地极线路保护出口后增加合理的顺序控制行为,是提高保护有效隔离故障能力的重要保障。可考虑以下 3 种隔离故障的顺序控制行为:

- 1) 自动双极平衡功能;
- 2) 自动大地回线方式转金属回线方式功能;
- 3) 利用 NBGS 辅助熄弧功能。

4 结论及建议

在掌握接地极线路不平衡保护和阻抗监视原理的基础上,理论分析了两种保护的 protection 性能,得到以下结论:

1) 接地极线路不平衡保护无法保护接地极线路全长,保护的灵敏性与双极不平衡电流和过渡电阻有关,不平衡电流越小,保护灵敏性越低;过渡电阻越大,保护灵敏性越低。同时,不平衡保护不具备监测接地极线路双回线同点故障的能力。

2) 由于注入信号的频率过高,阻抗监视装置的测量阻抗与故障距离呈现周期变化,传统距离保护的整定原则无法适用。利用测量阻抗与正常阻抗偏差实现的整定方法受线路参数变化的影响,导致阻抗监视在实际运行中有拒动的可能。

3) 进一步改进接地极线路的保护策略,提高保护的故障隔离能力,是保证直流系统安全运行的有效措施。

参考文献

[1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2014.

[2] 朱韬析, 何方, 何焯勇, 等. 南方电网直流输电系统接地极线路不平衡保护动作后果探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(15): 112-116.

[3] 余江, 周红阳, 黄佳胤. 接地极线路不平衡保护的相关问题研究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(3): 26-29.

[4] 欧开健, 韩伟强, 黄立滨. 兴安直流接地极不平衡电流保护定值问题仿真试验研究[J]. 南方电网技术, 2008, 2(4): 98-100.

[5] 滕予非, 汤涌, 周波, 等. 基于高频电压突变量的特高压直流输电系统接地极引线故障监测方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(1): 72-78.

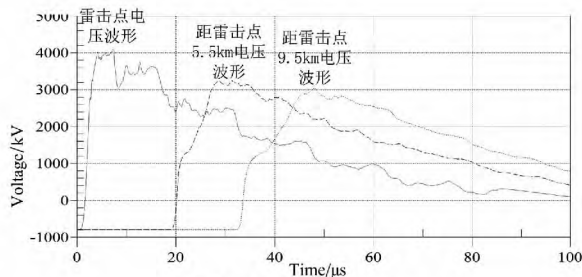
[6] 曾祥君, 张玺, 阳韬, 等. 高压直流输电系统接地极不平衡保护改进措施研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(24): 132-136.

作者简介:

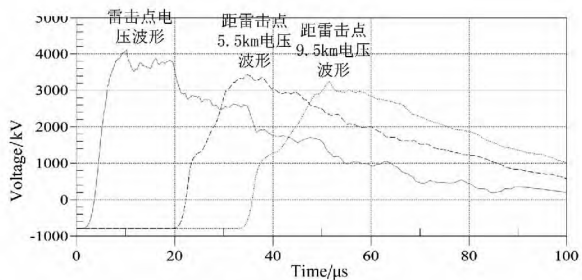
张纯(1985), 工程师, 研究方向为特高压直流输电;
滕予非(1984), 高级工程师, 研究方向为特高压直流输电。

(收稿日期: 2016-10-03)

(上接第57页)



(b) 雷电流波头时间 5 μs



(c) 雷电流波头时间 10 μs

图6 不同波头时间下各观测点电压波形

电压幅值依然衰减了21.6%。

4 结语

1) 仅仅从雷电波沿导线传播过程中的衰减看, 此次90号杆塔遭受雷电绕击导致30号杆塔绝缘击穿的可能性是极低的。

2) 从特高压直流线路雷电电晕损耗分析来看, 雷电流幅值越大、波头越陡其在传播过程中的衰减(上升时间和幅值)越显著。

3) 通过分析, 进一步证明了在输电线路雷电防护中专注易受雷击区段本身, 不过分放大雷电过电压影响范围的策略是正确的。

参考文献

[1] 王峰, 曾玉杰, 曾鹏, 等. 差异化防雷技术在湖南电网的应用[J]. 湖南电力, 2015, 35(1): 34-39.

[2] 赵紫辉, 吴广宁, 曹晓斌. 计及冲击电晕的输电线路雷电过电压影响因素研究[J]. 电瓷避雷器, 2013(2): 109-118.

[3] 赵远强, 吴慧芳. 输电线路“差异化”防雷治理的技术措施综述[J]. 山西电力, 2015(1): 41-45.

[4] 杨海龙, 李荷薇, 文艺, 等. 冲击电晕模型下的1000kV输电线路雷电过电压分析[J]. 电气技术, 2015(5): 6-11.

[5] 杨庆, 王荆, 陈林, 等. 计及冲击电晕的输电线路雷电绕击和反击智能识别方法[J]. 高电压技术, 2011, 37(5): 1149-1157.

[6] 陈丛丛, 张小青. 雷电波的衰减与变形问题研究[J]. 中国电力, 2013, 46(12): 12-16.

[7] 敬海兵, 张彼德, 张俊, 等. 冲击电晕对1000kV交流输电线路耐雷水平的影响分析[J]. 水电能源科学, 2012, 30(2): 164-168.

[8] 杨鹏程, 徐涛, 叶奇明, 等. 导线雷电冲击电晕特性试验研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(28): 164-170.

[9] 杨鹏程, 陈水明, 何金良, 等. 基于电晕笼的导线操作冲击电晕特性试验研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(34): 165-173.

[10] 杨利彬. 考虑冲击电晕的输电线路耐雷性能研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2009.

作者简介:

刘守豹(1983), 博士、高级工程师, 从事电力系统电磁暂态分析及工程电磁场数值计算方面的工作。

(收稿日期: 2016-10-03)