

[接地故障]

10 kV配电网中间歇性接地保护误动作分析

文/郑天奇 杨 剑 顾劲岳
国网上海市电力公司市北供电公司

介绍了间歇性接地保护的原理及上海市电网的相关技术要求，分析了影响间歇性接地保护动作的三项因素。介绍了在上下级站内保护装置不同的情况下，当间歇性接地故障发生时，由于计算方法的细微差异致使间歇性接地保护越级跳闸的情况发生。根据录波及保护动作情况还原了事件发生的过程。针对不同保护装置对间歇性接地保护实现细节不同的问题，提出相关改进措施。

10 kV配电网的中性点接地方式有：中性点绝缘（不接地）、中性点经消弧线圈接地及中性点经小电阻接地。随着城市配电网的发展，架空线入地工程不断推进，电缆线路所占比重越来越大，接地故障时电容性电流增高，基于降低故障时引发的过电压、减小故障时高次谐波电流等方面的考虑，上海市配电网多采用中性点经小电阻接地的方式。

电缆线路间歇性接地故障有接地电流较小、故障瞬时性的特点，间歇性接地保护可以及时切除故障，防止主变压器中性点小电阻因发生间歇性接地故障时热量无法散发而烧毁。然而在实际应用中，间歇性接地故障由于种种原因不能保证可靠性、选择性及灵敏性。

本文从保护装置、电流互感器及配电网结构三个角度分析了影响间歇性接地保护准确动作的原因，并介绍了其中一种因素下的案例，针对该案例提出相应的改进措施。

间歇性接地保护原理

1. 保护原理

在中性点经小电阻接地系统中，发生单相间歇

性接地故障时，不会产生很高的过电压，接地点的故障电流较小（一般为100~1 000 A），并且具备瞬时性的特点。对于常规的零序过电流速断保护和零序过电流反时限（或定时限）保护，间歇性接地故障电流大小达不到零序过电流速断的定值，虽然达到了零序过电流三段的保护启动值，但由于故障持续时间较短，达不到零序过电流三段的持续时间要求，故障呈反复性的脉冲波形，保护装置出现启动—复归—启动—复归的过程，不能准确识别并切除间歇性接地故障。

根据《上海电网35 kV及以下线路保护标准化技术原则（2019年）》中对零序过电流保护的配置要求，间歇性接地保护的整定原则为：“间歇零序过流保护应固化一次电流定值为150 A。对于故障电流（有效值）大于150 A（当保护装置有电压量接入时，同时要求 $3U_0>10\text{ V}$ ），持续20 ms以上，相邻两次故障间断时间小于1 000 ms的非持续性故障能及时有效切除。”保护逻辑流程图如图1所示。

上海市某10 kV配电站出线的零序电流保护定值见表1。间歇性接地保护定值（二次值）为1.875 A，一般故障电流达不到零序过电流I段的

定值（7.5 A），零序过电流I段不会启动。同时，由于间歇性接地故障的瞬时性，通常单个脉冲为几十毫秒，脉冲时长也达不到零序反时限的动作时间。

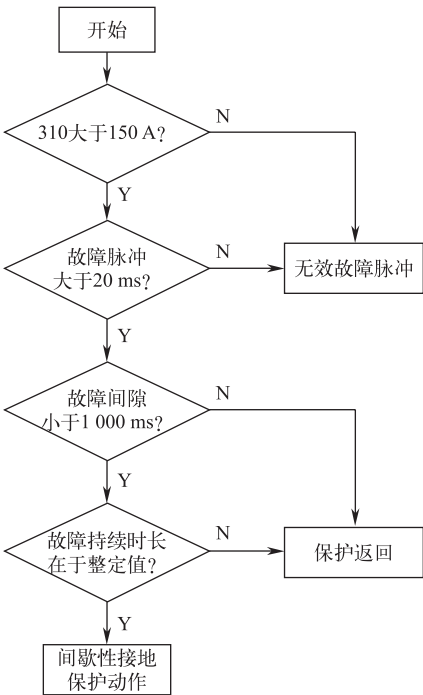


图1 间歇性接地保护逻辑流程图

表1 某10 kV配电站出线零序电流保护定值

定值描述	定值	备注
零序TA 额定一次值/A	400 A	装置参数
零序TA额定二次值/A	5 A	装置参数
零序过电流I段定值/A	7.5 A	
零序过电流I段时间/s	0 s	
零序反时限启动值/A	1.5 A	
零序反时限2倍动作时间/s	4 s	
间歇性接地保护3I ₀ 定值（一次）/A	150 A	内置固定值
间歇性接地保护3I ₀ 定值（二次）/A	1.875 A	计算定值
间歇性接地跳闸时间/s	5 s	
零序过电流 I 段投入	1	控制字
间歇性接地保护投入	1	控制字
间歇性接地3U ₀ 闭锁	0	控制字

2. 影响因素

在实际应用中，间歇性接地保护不能准确动作的案例时有发生。由于非持续性故障的不确定性，间歇性接地保护不能保证间断保护的可靠性、选择性及灵敏性。通过梳理，下面从三个角度来考虑影

响间歇性接地保护上下级正确配合动作的因素。

1) 从配电网结构的角度。在双回线路或者环网存在时，零序电流要根据电网的结构，考虑另一回线路或环网中其他线路的分流作用，上下级可能因此感受到不同大小的零序电流。分析了双回线路下零序电流计算对继电保护的影响，提出了10 kV环网下零序电流保护的整定方法，同时分析了双回线和环网同时存在时零序电流保护误动作的原因。

2) 从保护装置的角度。如果上下级采用了不同型号的保护装置，有可能会带来采样和计算方式的差异。对于间歇性接地保护，通过图1的流程图发现，保护逻辑中涉及对故障电流大小、单个故障脉冲持续时间、故障间隔时间及故障持续总时长四个环节的判断，且在故障持续过程中需要反复判定，判定环节种类多、次数多，任何一个环节出现差异均会影响保护最终的动作结果。

3) 从电流互感器的角度。电流互感器作为将一次电流反映到二次电流的元件，电流互感器铁心的励磁曲线具有非线性特点，当一次电流过大且含有非周期分量时，铁心的饱和会引起二次电流的畸变。因此，当上下级采用了不同饱和特性的电流互感器时，可能导致二次电流值存在一定的差异。

事件概况与分析

针对某供电公司发生的一起间歇性接地保护误动作的事件，通过上述三个角度的影响因素进行事件分析。

1. 事件概况

2020年6月15日，某110 kV变电站10 kV K₁出线间歇性接地保护动作，K₁开关跳闸后引起下级10 kV配电站II母进线失电，配电站站内备自投正确动作跳开II段进线开关，2 s后合上10 kV分段开关。随后又经过约1 min时间，配电站P₁出线保护启动，启动后约25 s零序电流I段动作，P₁开关跳闸。

事件后检查发现10 kV配电站P1线C相电缆故障点击穿，在P₁线电缆间歇性接地故障发展过程中，由于P₁线间歇性接地保护未动，上级站K₁线间歇性接地保护越级跳闸。故障时现场一次接线图如图2所示。

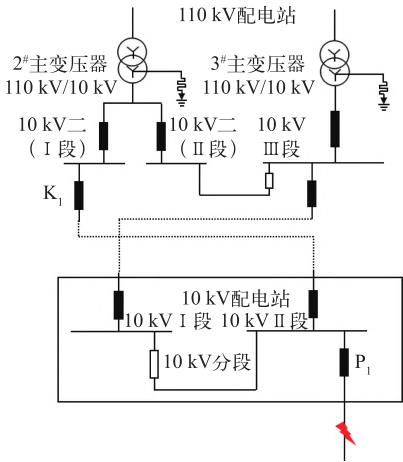


图2 故障时电气主接线图

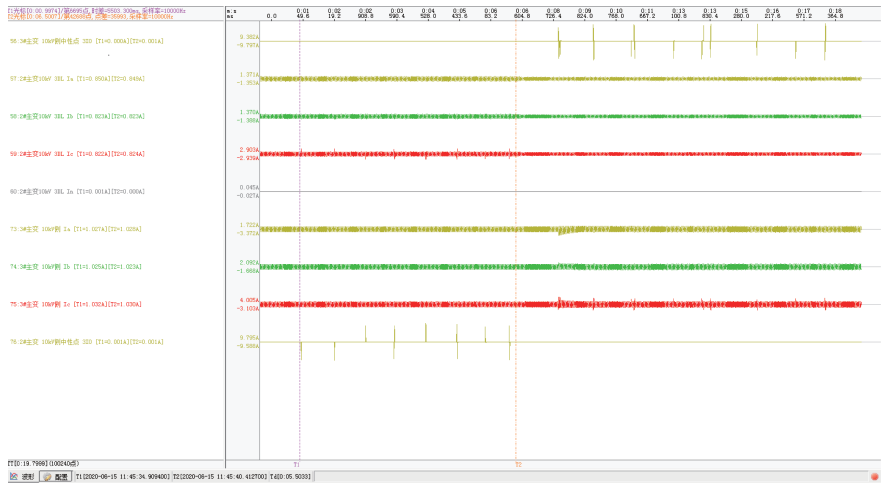


图3 变电站内K₁线保护跳开前后的故障波形

从影响间歇性接地保护正确动作的三个因素来分析此次事件。

1) 从配电网结构角度看。变电站和配电站的主接线方式均为单母线分段接线。发生故障前10 kV分段均处于分位，不存在环网运行状态。K₁和P₁出线保护感受到的零电流是一致的，不存在分流。

2) 从电流互感器的角度看。经查看K₁和P₁出线所用电流互感器为同一型号LZZBJ9-12，配电站P₁线路零序电流I段动作的故障报文信息显示，故障电流3I₀大小为10.08 A。保护用电流互感器的额定准确限值系数为5P20，10 A的故障电流还没有达到额定准确极限电流值，电流互感器工作区域处在线性区段，没有达到饱和区域。因此从电流互感器的角度，上下级的采样不存在明显差异。

3) 从保护装置的角度看。110 kV变电站K₁线路保护为南瑞继保的PCS9611装置，10 kV配电站P₁

2. 事件分析

通过调看110 kV变电站内故障录波器波形、两站相关线路保护动作（启动）信息及保护录波波形，对齐站内时间，还原事件发展进程。根据故障录波器波形2#主变压器10 kV中性点3I₀显示，11:46:20即发生电缆间歇性接地。在随后的1 min左右，配电站的P₁线继续发生间歇性接地，动作前K₁线和P₁线保护均多次启动。11:47:22，K₁线保护动作条件满足，经5.5 s延时动作，故障录波如图3所示，在此过程中P₁线间歇性接地保护始终未动作。后续配电站内10 kV分段备自投及P₁线零序I段保护均正确动作。

线路保护为北京四方的CSD211装置。两个不同型号的装置在间歇性接地的保护逻辑上是一致的。由于10 kV系统仅有主变压器10 kV中性点和线路故障点两个接地点，分析图3前半段的变电站内2#主变压器10 kV中性点3I₀波形，发现共有8段间歇性接地脉冲。各脉冲后的有效值展宽时间见表2。

表2 间歇性接地故障脉冲

脉冲	零流有效值大于150 A 时长/ms	距离上一个脉冲时间/ ms
脉冲1	20	/
脉冲2	20.9	978.4
脉冲3	19.9	869.5
脉冲4	29.5	609.9
脉冲5	21.0	918
脉冲6	30.8	878.4
脉冲7	19.4	570.5
脉冲8	29.7	379.5

通过波形分析,南瑞继保与北京四方的间歇性接地保护动作行为的不同主要分歧就在于脉冲3是否视为有效脉冲。脉冲3的持续时间为19.9 ms,南瑞继保装置视为有效(即动作),其算法认为当第一个点超过150 A,后面的点只要在返回值(0.95×150 A)之上则计入时间,按此计算第3个脉冲时长20 ms。而北京四方视为无效,需要所有点均超过150 A才计入时间。若脉冲3无效,则脉冲2与脉冲4的间隔超过了1 000 ms,间歇性接地保护返回。注意脉冲7时间为19.4 ms,同样为无效脉冲,脉冲6和脉冲8的间隔为 $570.5 \text{ ms} + 379.5 \text{ ms} = 950 \text{ ms}$,不影响1 000 ms延时的计时。

3. 改进措施

从本次事件可以看出,变电站内故障录波装置为还原事件的发展情况及事件原因分析提供了有力的依据。本次事件因不同装置在实现间歇性接地保护算法上的差异引起,基于以上分析提出两点改进措施。

1) 对上海市目前各厂家的10 kV线路保护装置进行补充检测,通过故障波形回放,收集各厂家保护的动作情况。在此基础上,进一步规范间歇性接地保护的实现细节,要求各保护厂家的装置采样计算的间隔不大于1 ms,同时保护装置应对间歇性接地故障发生时的有效脉冲进行录波记录,尽可能地减轻实现细节对保护动作行为不一致的影响。

2) 建议上海市内的所有35 kV变电站加装故障录波器。目前规范要求110 kV变电站和重要的35 kV变电站安装故障录波器,仅依靠保护装置的录波无法支撑故障分析和波形回放。本次故障若无故障录波器的录波,则无法分析相关细节。

结束语

本文针对10 kV配电网中间歇性接地保护误动作的情况,从配电网结构、保护装置及电流互感器三个角度分析影响其正确动作的因素。该分析方法从间歇性接地保护故障的特点入手,同时涵盖了保护采样、计算环节。最后对一起间歇性接地保护误动作的案例进行分析,查明原因是因上下级保护装置计算算法差异引起。并提出了相应的改进措施,希望可以为同类型的问题提供参考。**EA**

(收稿日期:2022-05-31)

参考文献

- [1] 万善良. 上海市区配电网中性点接地方式的技术分析[J]. 上海电力, 2006(1): 46-53.
- [2] 尤智文. 上海10 kV配网小电阻接地系统间歇性接地故障分析[D]. 上海: 上海交通大学, 2011.
- [3] 贺兴, 艾芊, 章健. 小电阻接地系统间歇性接地故障的动态增量判据及保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2014(11): 67-72.
- [4] 李立军, 朱林, 王剑. 110 kV双回线与其他线路在部分同塔情况下的跳闸分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010(9): 80-83.
- [5] 赵亮, 刘志远, 郝治国, 等. 同塔双回线路零序环流计算分析及对继电保护的影响研究[J]. 2015.
- [6] 曲振明, 王 宾, 张慧芬. 中性点小电阻接地配网多分支电缆线路单相接地故障测距[J]. 电气应用, 2021, 40(5): 28-33, 38.

更 正

2022年第9期第55页图2、图3更正如下:

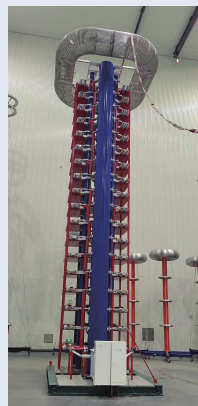


图2 多级冲击电压发生器结构外形

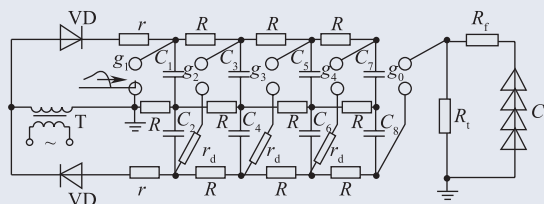


图3 多级冲击电压发生器等效回路