

基于配电自动化技术提升配网运行可靠性的应用案例

王天霖¹,周 畅²,刘书辉³

(1. 国网江西省电力有限公司进贤县供电分公司,江西 南昌 331799;2. 国网江西省电力有限公司南昌市湾里供电分公司,江西 南昌 330004;3. 国网天津市电力公司东丽供电分公司,天津 300000)

摘要:为提升配电网运行可靠性以及快速定位、隔离故障点,恢复非故障区域供电,国家大力发展配电自动化的相关技术。相比于传统的配电网运行方式,在如今配电自动化技术的加持下,通过终端遥信、遥测信号的实时上送,相关电流保护或小电流接地保护等功能的投入,配电网供电可靠性显著提升,抵御恶劣天气的能力也逐步增强。文中以某县农村配电网利用配电自动化技术提升供电可靠性的方案为例,说明配电自动化技术在提升供电可靠性方面取得的成效。

关键词:电流保护;配电自动化;供电可靠性;配电网运行方式

中图分类号:TM 733 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2024)05-0027-04

0 引言

配电自动化是智能电网的重要组成部分,对于实现电网的高效运行提高供电可靠性,和抵御恶劣天气的能力具有重要意义^[1-2]。

以某县供电公司为例,该公司供电面积达2000余km²,截至2023年12月底,供电线路已超过110条,且大部分为农村线路;由于历史原因,该县的供电线路普遍过长,线路全长超过30km的线路占农村电网的50%以上。因此,提升供电可靠性,快速的隔离故障并恢复非故障区域的供电,对长供电线路来说尤为重要,反之将造成大面积的长时间停电事故,影响居民用电体验。近年来,该县供电公司在配电自动化的建设与发展过程中制定了较为全面的方案,以提升供电可靠性。

1 配电自动化提升思路

自2020年初,该县供电公司制定配电自动化专项提升方案,利用行波定位的原理^[3]及零序电流

保护^[3]的投入,逐步实现选线、选段,最终实现故障精准定位。配网开关的操作方式方式从现场手动操作、远程人工遥控,到最终利用集中型全自动馈线自动化方案,实现系统自动遥控操作,将非故障区域恢复供电时间从原来的平均30分钟缩短到分钟级。

2 实施过程

2.1 选线技术的试用

该县大部分线路处于雷电多发区域,在雷雨季节时,故障频发,不易发现的高阻接地占比可达故障总数的80%以上,按照地调针对接地故障的处理办法,需及时拉开站内开关隔离接地故障点;但因技术水平不足,无法确定接地故障所处线路及位置,只能根据接地拉闸序位表逐条线路试拉,频繁的停、送电对优质服务工作造成极大压力,在经过相关专业人员讨论后,决定在线路首端安装接地选线装置,用以提升选线准确率。

经查阅文献[3],线路在发生单相接地故障后,会在电网中表现出多种特征,根据产生的特征量,可以

收稿日期:2024-07-09

作者简介:王天霖(1997),男,本科,助理工程师,主要从事配电自动化主站以及现场终端运维工作。

构造出多个用以选线的判据,形成多种选线的方法,目前常用的有首半波选线法、暂态选线法、行波选线法等。

经对比各类方法后,结合实际情况,考虑到中性点接地方式不同、实际应用中首半波的时间过短的问题等,最终选择利用行波法的原理开展试点线路建设。根据故障发生时,故障线路与非故障线路的行波极性相反以及故障相行波幅值最大的原理,进行选线;将具备行波定位功能的设备装在雷击频发线路的首端,解决无法确定故障线路的问题,大大降低非故障区域停电次数。利用行波选线的原理如图1所示,根据故障相与非故障相极性相反的原理,准确地选出故障线路。

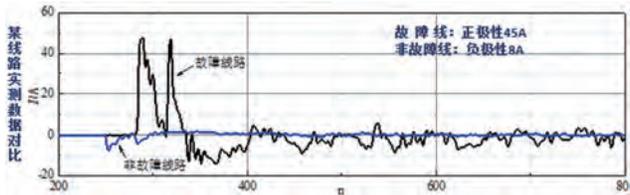


图1 故障线路与非故障线路波形图对比

设备投入使用后,效果显著,如表1所示。在当时变电站站内选线设备准确率仅有60%的情况下,通过在10 kV线路首端安装选线装置,将选线准确率提升至90%以上,既保证了经济性,又为快速处置故障提供了精确的技术支持。

表1 选线设备运行统计表

供电所名称	选线次数	综合选线准确率/%
供电所1	325	92.8
供电所2	107	
供电所3	264	
供电所4	242	
供电所5	116	
供电所6	315	
供电所7	387	
供电所8	277	
供电所9	179	

2.2 选段技术应用

为进一步缩小停电面积,减少台区平均停电时长,在提升选线准确率的基础上,开展故障选段的相关工作。

如图2所示,中性点不接地系统发生单相接地故障时,故障相电容电流等于非故障相电容电流之和,可用式(1)表示。

$$3I_{0G} = I_{BG} + I_{CG} \quad (1)$$

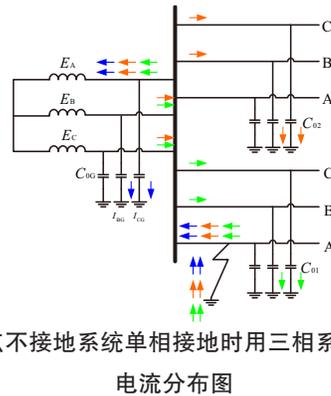


图2 中性点不接地系统单相接地时用三相系统表示的电容电流分布图

根据此原理,再根据架空线路电容电流3 A/100 km、电缆线路25 A/100 km的经验值^[4],可大致计算出站外开关逐级零序电流保护定值。

考虑到农村电网大多为架空线路,因此上下级开关的零序电流整定值数值差别不大。为提升保护动作的可靠性及灵敏性,通过每次发生故障时,选线设备监测到的故障时刻零序电流值的辅助判断,对计算整定值做出适当修改,最终确定按从电源首端到末端逐级配合的方式进行整定。

如表2所示,通过收集各类接地故障时线路所产生的零序电流,再结合变电站3U0越限时间60 s的限制,经运行实践得出结论。为保证站外开关能在60 s内可靠跳开金属性接地故障,设置满足最大值小于10 A,最小值大于5 A的整定值,即可同时满足灵敏性及可靠性要求;在时间设置上,为躲过间歇性瞬时接地故障,所设置的保护动作时间在20~60 s之间取值^[5-6],每级开关的动作时限相差大于等于10 s,同级开关的动作时限可上下浮动1~2 s。综上所述,此方案适用于站外3~4分段的配电线路的零序电流保护定值整定。

表2 故障发生时零序电流统计情况

故障情况	设备监测零序电流情况
线路末端瞬时高阻接地	【行波定位】接地选线:2023-04-16 13:39:50 469毫秒, 10 kV 某某线线路B相瞬时接地,零序电流3 A,持续20 s,某某所。
线路首端瞬时金属性接地	【行波定位】接地选线:2023-04-16 13:54:47 898毫秒, 10 kV 某某线线路A相瞬时接地,零序电流11 A,持续55 s,某某所。
线路首端永久金属性接地	【行波定位】接地选线:2023-02-29 17:26:39 323毫秒, 10 kV 某某线线路B相永久接地,零序电流17 A,某某所。
线路末端永久高阻接地	【行波定位】接地选线:2023-02-29 19:32:19 039毫秒, 10 kV 某某线线路B相瞬时接地,零序电流7 A持续62 s,某某所。

若同一级只有一条线路,则采用表2中对应等级的定值,若同一级有多条支线,为避免保护误动,定值用时间加以区分,时间定值可适当增减±1~2 s。因此实际整定值如表3所示。

表3 通用零序电流保护配置表

开关级数	幅值/A	时间/s
第一级开关	10	60
第二级开关	8	40(±1~2)
第三级开关	6	30(±1~2)
第四级开关	5	20(±1~2)

自障平均停电时间从1.18 h下降到0.75 h,同比降低36.4%。

表4 零序电流保护投入后动作情况

动作情况	计数	准确率/%
正确动作情况		
准确隔离故障次数	103	
隔离故障后重合成功次数	35	97.1
错误动作情况		
误动及拒动次数	4	

2.3 精准定位设备应用

在满足选线、选段的基础上,设想一个理想的故障处置模式,即通过安装一种设备,实现故障的精准定位功能,同时可以监测线路运行隐患,主动消缺,降低故障发生概率。

精准定位功能的实现,依然利用行波的原理。当某一输电线路发生短路故障时,故障点处会产生从基频到很高频率的暂态行波,沿输电线向两端传播,在遇到线路末端母线和故障点处会产生反射和折射,经过反射和折射后的行波频率会发生突变,根据这些变化量,可以测量出行波到达这些点的时刻;利用线路长度、行波到达测量点的时刻以及行波传播的速度可以计算出故障点所在的位置^[7],此类在高压输电线路上精准定位故障的方法已十分成熟^[8]。

因此,选取两条结构清晰的线路,装设具备行波定位功能设备、模块等,利用行波定位的原理,在故障发生时,精确计算出故障距离。原理如图3所示。



图3 行波定位原理图

线路发生故障时,故障点形成瞬间的高频扰动,伴随高频行波的产生,并沿线路向两侧传播。因行波传播速度恒定,通过测量行波达到时差,并结合线路基本参数,即可计算出故障点精确位置,误差在±500 m以内。同时,该设备通过监测波形,对异常放电也有着精准的监测作用。设备监测到故障时的异常波形如图4所示。



图4 异常放电波形

图4中,两个放电波形之间的时间间隔,正是电压达到峰值的时间间隔,由此可判定在电压达到峰值时线路有绝缘薄弱处异常放电,经过现场巡视,发现绝缘子破损,运维人员及时对破损的绝缘子进行了更换,避免了故障的发生。因此,在该功能投入使用后,可直接通过运维手段防止故障发生。

通过为期一年的试运行,精准定位的功能准确率极高,如表5所示,准确率高达100%。

表5 精准定位监测故障情况

故障类型	线路1	线路2
接地故障	6	3
短路故障	2	5
缺相故障	1	1
隐患放电	1	1
精准定位准确率/%	100	

2.4 集中型全自动馈线自动化的应用

馈线自动化主要指变电站出线到用户用电设备间的馈电线路自动化,是提升供电可靠性的重要手段。实现馈线自动化的意义在于缩短故障恢复时间,缩小停电面积,减少非故障区域的停电次数。馈线自动化系统通常是整个配电自动化系统的子系统,同时也能作为一个独立的子系统存在,馈线自动化的实现可以分为集中型和就地型两种,其中集中型又分为全自动与半自动两种^[9]。

集中型,全自动馈线自动化是目前配电自动化中应用最广泛的,模式,通过安装配电自动化终端,并依靠高速可靠的通信网络,将自动化终端接入配电自动化主站,再配以相关的处理软件作为支撑,构成一套高性能、高可靠性的系统。该系统在正常运行情况下,可实时监控分段开关与联络开关的状态和电压电流数据,同时具备远方分合闸功能,以提升配网运行可靠性和缩短停电时间。在故障时配电自动化主站根据终端采集的电压电流信息自动进行分析,定位故障位置,并自动隔离故障点,自动下发操作命令以恢复非故障区段的供电,达到减小停电面积和缩短停电时间的目的^[10]。

为实现非故障区域快速恢复供电,该公司对具备全自动馈线自动化投入条件的线路开展终端排查,确保遥信、遥测数据无误,遥控功能正常,分合闸压板、远方/就地压板均处于投入位置,在满足上述条件的情况下,将线路运行方式转变为集中型全

自动馈线自动化运行。投入全自动馈线自动化后,在线路发生故障并重合失败时,配电自动化 D5200 系统会自动判断故障点下游是否具备负荷转供条件,如具备规定条件,主站自动下发遥控操作命令,转移末端负荷,根据该公司定值及重合闸配置情况,最快可在 52 s 内完成负荷转供操作。全自动馈线自动化的投入省去人工分析判断,无需下发监护命令,再执行遥控操作的流程,极大提高了非故障区域恢复供电效率^[11]。

3 结语

近几年来,该公司通过配电自动化技术的发展,实现了故障抢修由人工到智能化的转变,尤其是精准定位设备的应用,在忽略经济性的前提下,对故障地及时处置有着很大的帮助。发生故障时,若故障下游可进行负荷转供,通过全自动馈线自动化功能,可以实现分钟级的负荷转供,同时行波定位设备在 15 min 内,精确定位故障位置,抢修人员可以直接在故障点开展检修工作;针对供电线路长、供电半径大的线路,可节省至少 1 h 的巡线时间,大幅减少台区平均停电时长,提升了线路抵御恶劣天气的能力。

在配电自动化系统大力发展的背景下,各项技术的发展使得 10 kV 配电网运行可靠性、安全性、稳定性正在稳步提升,在保障居民平稳用电的同时,也推动了国家经济地迅速发展^[12]。

参考文献:

- [1] 陈堂,赵祖康,陈星莺,等. 配电系统及其自动化技术[M]. 北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 刘健,张志华,张小庆,等. 继电保护与配电自动化配合的配电网故障处理[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(16): 53-57+113.
- [3] 郑志威. 小电流接地系统单相接地故障选线方法综述[J]. 大科技,2013(18):2.
- [4] 陈立军. 10 kV 配电网单相接地电容电流的工程计算法探讨[J]. 继电器,2006(15):83-85.
- [5] 徐春营,赖悦,陈鉴庆,等. 基于 FTU 的小电流接地系统单相接地故障保护配置策略研究[J]. 电气应用,2023,42(4):65-69.
- [6] 蔡燕春,张少凡,秦绮蓓. 提高 10 kV 配电网零序电流保护正确动作率方法[J]. 云南电力技术,2017,45(6):32-36.
- [7] 张小丽. 基于希尔伯特—黄变换的输电线路故障行波定位与保护方法[D]. 长沙:长沙理工大学,2008.
- [8] 高文利,郑李南. 配电网单相接地故障选线技术研究综述[J]. 科技与创新,2023(15):18-22.
- [9] 刘贞贤. 基于供电可靠性的配电网馈线自动化配置改造[J]. 机电信息,2019(29):73-74.
- [10] 单卫民,梁志瑞,郭海全. 10 kV 馈线自动化实现方式分析[J]. 河北电力技术,2012,31(2):29-31+51.
- [11] 韩寅峰,潘媚媚,张绮华,等. 全自动馈线自动化实用化应用研究[J]. 浙江电力,2018,37(4):30-35.
- [12] 蔡京陶. 基于智能电网的配电自动化建设[J]. 电子技术与软件工程,2019(11):138.