

电力继电保护调试与故障检修技术

王城良, 李正伟, 程 海

(丽水正阳电力建设有限公司, 浙江 丽水 323000)

摘 要 在保障电力系统安全稳定运行过程中, 继电保护装置始终居于核心地位, 装置的调试质量直接决定了保护动作的准确性与可靠性。当前变电站继电保护调试工作中, 仍频繁出现二次回路接触不良、采样精度偏差、定值配合失当等长期存在的技术顽疾, 本文对这类问题的故障根源与形成机理展开了深度分析。重点梳理并讨论了二次回路绝缘测试、采样精度校验、动作特性验证等核心调试工艺的技术要点与标准化实操流程, 依托某 220 kV 变电站实际检修工程实例, 详细阐释了线路保护装置检修、主变保护定值校验、回路绝缘隐患处理等施工方法的落地应用细节。实际应用效果表明, 采用标准化调试工艺可显著提升保护装置的动作准确率, 有效压降设备故障风险, 为电力系统的长期安全稳定运行筑牢坚实防线。

关键词 继电保护; 调试技术; 故障检修; 二次回路

中图分类号: TM77

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.22.020

0 引言

随着电网规模的持续扩张与运行电压等级的不断提升, 继电保护装置在现代电力系统中的核心地位愈发凸显, 是保障电网安全稳定运行的首道防线。保护装置的可靠性水平直接决定了系统稳定以及设备安全的保障程度, 但是在实际运行场景中, 二次回路接触不良、元器件老化、调试工艺不规范等多重因素, 让保护误动、拒动等现象依旧时有发生, 给电网安全构成潜在威胁。基于此, 深度探究继电保护调试技术, 助推故障检修工艺规范化, 对增进保护装置运行可靠性具有核心作用。本文立足于实际工程需求, 系统分析了保护装置常见故障的成因机理, 详细阐释了标准化调试工艺的技术要点, 并依托详细工程实例验证了相关技术的应用成效, 以期同类工程实践提供有益参考。

1 继电保护系统常见故障机理与诱因分析

1.1 电流互感器二次回路接线松动引发的测量偏差

在电力系统运行安全方面, 电流互感器二次回路接线端子松动是造成保护测量偏差的一大根源, 在长期运行期间, 在环境温度变化产生的热胀冷缩效应、设备持续振动还有电磁力等多重因素作用下, 二次回路接线端子的紧固螺丝会逐渐松动, 引发接触电阻增大问题。当接触电阻由正常的微欧级攀升至毫欧级甚至更高量级时, 会在二次回路内形成附加电压降, 让输入保护装置的二次电流值低于实际一次电流对应的

理论计算值, 这一类测量偏差在系统轻载工况下有着较强的隐蔽性, 但一旦发生短路故障, 就可能造成保护装置检测到的故障电流低于整定阈值, 最终使得保护拒动^[1]。应当注意到, 接触不良还可能诱发二次回路开路风险, 产生危险高压, 严重威胁人身及设备安全。

1.2 保护装置采样插件老化导致的精度衰减

微机保护装置的核心部件是模拟量采样插件, 该插件长期运行后会出现元器件的老化现象, 使得采样精度逐渐衰减, 采样回路里的电解电容经过 5 年至 8 年的运行后, 容量会发生变化, 漏电流增大, 减弱滤波的效果以及采样保持电路的精度。运算放大器的零点漂移随温度以及时间累积, 使得在小电流输入时产生较大的相对误差, 模数转换器的基准电压源稳定性下降, 造成全量程范围内的比例误差, 当采样误差超过保护装置允许的技术指标时, 会直接妨碍阻抗计算、差流计算等保护算法的准确性, 使得保护定值发生偏移, 在边界故障情况下可能引发误动或者拒动^[2]。

1.3 二次回路绝缘劣化引起的接地故障

变电站运维立场下, 二次回路绝缘劣化属于常见缺陷, 形成原因包含电缆绝缘老化、受潮及机械损伤, 电缆沟内敷设的二次电缆长期暴露于潮湿环境、油污侵蚀还有小动物啃咬等恶劣条件, 绝缘层逐渐老化开裂, 绝缘电阻由正常几百兆欧骤降至几兆欧甚至更低。绝缘电阻低于规程要求的 1 M Ω 时, 容易引发直流接

作者简介: 王城良 (1984-), 男, 专科, 助理工程师, 研究方向: 电力工程。

地故障，造成保护装置内部逻辑混乱、继电器误动作或者熔断器熔断。雨季或者潮湿环境下，电缆沟积水加速绝缘劣化，若未及时处理，可能发展为两点接地，使得保护误动或者拒动，严重地危害系统安全。

2 继电保护装置标准化调试工艺与参数校验方法

2.1 二次回路绝缘电阻测试与导通性验证工艺

调试工作的基础环节中，二次回路的绝缘电阻测试是首要的步骤，测试前必须确认被测回路以及其他的运行设备隔离，防止高压窜入损坏运行的设备，测试使用 500 V 或者 1 000 V 兆欧表，分别测量各回路对地及各回路间的绝缘电阻。直流回路要求绝缘电阻不低于 10 MΩ，交流回路不低于 1 MΩ，测试时需逐根电缆实行，记录测试的温度以及环境湿度，因绝缘电阻随温度变化较大，必要时实行温度换算，导通性的验证使用万用表低阻挡或者专用的导通测试仪，从保护屏的端子排开始，逐段检查至断路器机构箱、CT 二次接线盒等远端的设备，保证回路完整无断点，接触电阻符合规程要求，一般要求小于 0.1 Ω^[3]。

2.2 保护装置采样精度校验与误差补偿技术

测量准确性的保障离不开采样精度的校验，这是保证保护装置测量准确性的关键步骤，凭借继电保护测试仪向装置施加标准的电流和电压，检查各模拟量通道的采样值，测试点包含额定值的 10%、50%、100% 以及 200%，记录装置显示值以及标准值的偏差。0.5 级精度的保护装置，电流测量误差须小于 ±0.5%，电压测量误差小于 ±0.2%，若某通道误差超标，先检查二次回路接线是否松动、屏蔽层接地是否良好，排除外部因素后进入装置菜单查看零漂值，零漂超过 ±0.05 V 或者 ±0.01 A 时需实行零漂的调整。硬件老化无法用软件补偿时，需更换采样插件，更换后重新实行全量程的校验。技术指标以及允许偏差范围见表 1。

表 1 技术指标以及允许偏差范围

测试项目	输入值	允许误差限值	实测值示例
交流电流测量	5 A	±0.5%	4.98 A
交流电压测量	100 V	±0.2%	100.1 V
零漂值	0 V/0 A	±0.05 V/ ±0.01 A	0.003 V
相位角测量	0° ~ 360°	±0.5°	0.3°
频率测量	50 Hz	±0.02 Hz	50.01 Hz

2.3 动作特性曲线测试与定值整定验证方法

验证保护装置的动作边界是否满足设计规范，是动作特性测试的重点目标。针对距离保护，一般使用

固定电压、调节电流的测试方法，逐点测定阻抗继电器的动作边界，然后绘制出阻抗圆特性曲线或者四边形特性曲线，测试时需选取至少 8 个不同思路的测试点，验证各方向的动作阻抗与整定值的偏差是否在 ±5% 的允许误差范围内。针对过流保护，则使用突然施加故障电流的方式实行测试，重点检测在 1.05 倍、1.2 倍及 2 倍整定值条件下的动作时间，据此绘制时间—电流特性曲线，线路保护装置动作定值整定参数见表 2。

表 2 线路保护装置动作定值整定参数

保护类型	电流定值 /A	时间定值 /s	阻抗定值 /Ω	灵敏角 /°
电流速断	15.2	0.00	—	—
限时电流速断	8.5	0.30	—	—
过电流保护	5.0	1.20	—	—
接地距离 I 段	—	0.00	4.2	75
相间距离 II 段	—	0.50	8.5	85

2.4 开关量输入输出回路功能测试与传动试验

开出量的验证在装置断电的状态下实行，测量跳闸出口、合闸出口、信号继电器等接点的通断状态，检查接点的容量是否达到了断路器跳闸线圈动作功率的要求，接点断开的容量一般不小于 DC 250V 5A，保护系统的验证中，传动试验是验证保护系统整体功能的关键环节，保证一次设备的安全后，实际地模拟故障条件，观察断路器的动作行为，测量从故障发生到断路器跳闸的全过程时间，验证保护动作的逻辑、信号回路以及断路器跳闸回路的完整性。

3 继电保护检修技术在 220 kV 变电站工程中的应用

某 220 kV 变电站地处负荷中心区域，现有主变压器 2 台，单台容量 180 MVA，电压等级 220 kV/110 kV/35 kV，接线方式使用双母线接线，220 kV 侧出线 4 回；110 kV 侧使用单母分段接线，出线 8 回。站内配备微机线路保护装置 8 套、主变压器保护装置 4 套、母线差动保护装置 2 套，均投运超过 8 年，本次检修针对运行年限较长的线路保护以及主变保护装置开展全检工作，重点解决采样偏差超标、二次回路绝缘下降、端子接触不良等缺陷，依托系统化的调试工艺恢复保护装置技术性能^[4]。

3.1 线路保护装置采样回路检修与精度恢复作业

检修工作着手检查二次回路的物理连接，首先处理运行中发现的采样偏差问题，打开保护屏的后柜门，

重点检查电流回路端子排的紧固情况，同样使用力矩螺丝刀按 0.8 N·m 至 1.0 N·m 的标准力矩对连接螺丝实行重新紧固，保证 CT 二次回路接触可靠^[5]。随后拆除装置背板接线，用专用清洁剂清洗航空插头的插针以去除氧化层和污垢，恢复接触可靠性，上电后进入装置调试菜单观察各通道零漂值，发现 A 相电流通

3.2 主变保护定值校验与动作逻辑验证施工

从主变压器保护检修的思路着重地验证差动保护的制动特性及各侧过流保护的配合关系，在高压侧、中压侧以及低压侧分别施加电流，测试比率差动保护的启动值以及制动特性曲线，核查拐点电流以及斜率定值是否准确，测试中发现高压侧 CT 二次回路有极性接反的隐患，凭借倒换二次接线端子极性，重新实行

表 3 保护装置检修前后绝缘电阻测试数据的对比情况

测试部位	检修前绝缘电阻 /MΩ	检修后绝缘电阻 /MΩ	规程要求 /MΩ	测试环境
220 kV 线路保护直流回路	12	180	≥ 10	温度 25 ℃ 湿度 65%
110 kV 线路保护交流回路	0.8	150	≥ 1	温度 25 ℃ 湿度 65%
主变保护电流回路	45	200	≥ 10	温度 25 ℃ 湿度 65%
母差保护信号回路	8	120	≥ 1	温度 25 ℃ 湿度 65%
断路器控制回路	3	85	≥ 1	温度 25 ℃ 湿度 65%

3.4 保护传动试验与整组动作时间测试

检修工作完成后需要验证，保护传动试验可确认保护系统整体功能是否正确，在 220 kV 线路保护实际传动试验中，模拟 A 相接地故障，保护装置动作时间测量值为 28 ms，叠加断路器分闸时间 55 ms 后，总故障切除时间 83 ms，符合 220 kV 系统故障切除时间不大于 120 ms 的技术要求。主变差动保护经区内外故障模拟测试，证实了区外故障时差动保护可靠不动作、区内故障时快速跳开三侧断路器的特性，试验期间同步核查保护动作信号指示、事件记录及故障录波功能，确认监控后台能准确接收并表现保护动作信息，打印报告内容完整准确，为故障分析提供可靠的依据。

4 结束语

保障电力系统安全运行，继电保护装置的调试以及检修是一项基础性工作，其技术实施质量直接关系到保护系统的可靠性。基于此，本文详细分析了二次回路接触不良、采样精度偏差、绝缘劣化、定值配合失当等常见故障的成因机理，分析了绝缘测试、采样校验、

六角图测试，保证各侧电流相位无误。开展瓦斯保护的传动试验，模拟轻瓦斯以及重瓦斯的动作，核查信号回路以及跳闸回路的准确性，校验各侧过流保护的定值，保证高压侧的过流保护以及 110 kV 出线保护在时间级差上维持 0.4 s 以上的配合关系，杜绝越级跳闸。

3.3 二次回路绝缘处理与接点紧固工艺实施

检修工作思路分析，二次回路绝缘处理是本次检修的关键环节，用 1 000 V 兆欧表检测全站二次电缆的绝缘性能，查出 110 kV 出线间隔的合闸回路电缆对地绝缘电阻仅 0.8 MΩ，未达到规程规定的 1 MΩ 标准，逐段排查该电缆，确认电缆沟积水让中间接头受潮，剥掉受潮的绝缘包扎层，用无水乙醇清洁导体，采取高压绝缘胶带半叠包扎，外层加装热缩套管密封，修复后绝缘电阻升至 150 MΩ。全面检查保护屏端子排、断路器机构箱端子的紧固状况，替换锈蚀的弹簧垫片，涂抹导电膏预防氧化，保证接触电阻小于 0.05 Ω。保护装置检修前后绝缘电阻测试数据的对比情况见表 3。

动作特性验证、传动试验等核心工艺的技术要点。工程应用表明，凭借标准化的调试流程以及精细化的检修工艺，可有效消除设备隐患，恢复保护装置的技术性能。在实际工作中，应严格执行调试规程，注重细节控制，特别是二次回路的物理连接质量以及采样系统的精度校准，保证保护装置在系统故障时可以快速、准确地动作，为电网安全稳定运行提供坚实的技术保障。

参考文献：

[1] 杨旺. 电力继电保护中的系统调试与故障检修分析[J]. 集成电路应用, 2025, 42(04): 354-355.

[2] 陈坤. 电力二次回路和继电保护调试研究[J]. 光源与照明, 2025(03): 200-202.

[3] 赵化宾, 侯言兵. 智能变电站继电保护调试技术研究[J]. 科技资讯, 2025, 23(01): 84-86.

[4] 吕晨洁. 智能变电站继电保护检测和调试技术分析[J]. 仪器仪表用户, 2024, 31(11): 76-77, 80.

[5] 刘娟. 电力系统继电保护信号识别与分析[M]. 重庆: 重庆大学出版社, 2024.