

增强火力发电厂继电保护运行可靠性路径探析

胡锦涛

江西赣能上高发电有限公司 江西 宜春 336400

摘要：继电保护是火电厂机组及电网安全运行的核心自控装置，火电厂负荷波动大、粉尘高温工况恶劣，继电保护易出现硬件老化、回路破损、定值逻辑漏洞、运维管理缺位等问题，频发误动、拒动故障。本文阐述继电保护基础理论与工况特征，剖析设备、软件、运维、人员四大层面问题根源，从硬件改造、逻辑优化、运维革新、队伍建设提出优化策略，全面提升继电保护运行稳定性，规避机组非计划停机风险，保障火电生产与电网调度安全。

关键词：增强火力发电厂；继电保护运行；可靠性路径

引言：现阶段火电机组深度参与电网调峰，机组负荷波动、启停频次大幅增加，继电保护运行工况愈发复杂。加之厂区腐蚀、高温、振动恶劣环境侵蚀设备，多数电厂老旧保护设备迭代滞后、运维管控体系不完善，继电保护故障发生率居高不下，直接威胁发电机组、厂用电系统与区域电网运行安全。基于此，本文结合火电厂继电保护运行独有特点，梳理现存运行短板，探究可靠性提升落地路径，为电厂继电保护运维提质提供参考。

1 火力发电厂继电保护相关基础理论概述

1.1 火力发电厂继电保护核心内涵与功能

(1) 火电继电保护基本定义是指安装在火力发电厂电力设备上，能够自动检测电力系统故障或异常运行状态，并依据预设逻辑触发相应处置动作的自动化安全装置。其核心使命是在最短时间内精准隔离故障设备，最大限度保障发电机组及电网安全。(2) 继电保护装置核心组成结构包含三大模块：测量模块（采集电流、电压等运行参数）、逻辑模块（对测量信息进行比对、判断与决策）以及执行模块（发出跳闸或报警指令）。三者协同工作，构成完整的保护闭环系统。(3) 火电厂继电保护核心运行功能涵盖故障快速切除、异常工况报警、自动重合闸以及后备保护等。其中，针对发电机、变压器及厂用电系统的差异化保护需求，装置需具备高度可靠的选择性与速动性^[1]。

1.2 火电厂继电保护可靠性核心判定标准

(1) 保护动作正确率指标要求达到100%或接近100%，即保护装置在发生设计范围内的故障时，必须准确动作，不应出现误动或拒动。该指标是衡量保护系统最核心的可靠性依据。(2) 装置无故障运行时长指标通常以平均无故障时间（MTBF）表征，要求继电保护设备在火电厂复杂环境下持续稳定运行数万小时以上，期间不发生因装置自身缺陷导致的异常停机。(3) 拒动、误

动发生率管控标准严格执行“零容忍”原则。拒动率与误动率均需控制在极低水平（如低于0.1%），超出标准须立即进行装置校验或整定值优化。

1.3 火电厂继电保护运行独有工况特点

(1) 机组负荷波动大，保护适配难度高。火电机组频繁参与电网调峰，负荷快速变化导致短路电流水平波动明显，保护定值需兼顾多种运行方式，易出现灵敏度不足或误动风险。(2) 高温粉尘工况加剧设备老化损耗。锅炉、汽机等区域环境温度高、粉尘浓度大，加速保护装置电子元件老化、接点氧化及绝缘劣化，显著缩短设备实际使用寿命。(3) 厂用电系统繁杂，联动保护逻辑复杂。火电厂拥有大量高压电动机、低厂变及备用电源，各级保护需在时限与幅值上精确配合，同时与快切装置联动，逻辑设计难度显著高于常规变电站。

2 现阶段火电厂继电保护运行现存问题及成因分析

2.1 继电保护硬件设备运行故障问题

(1) 老旧继电保护装置性能衰减、元器件老化。部分火电厂投运超过15年的电磁式或晶体管保护装置，其电容、电阻、继电器触点等关键元件已接近寿命极限，导致动作值漂移、动作时间延长，严重时发生拒动或误动。(2) 互感器、二次回路线路破损、绝缘失效。电流互感器、电压互感器长期承受高电压与大电流冲击，二次接线端子氧化松动；电缆因高温烘烤、机械振动出现外皮龟裂、绝缘电阻下降，易引发两点接地或短路故障。(3) 户外设备受火电厂区环境侵蚀损坏。布置于锅炉房顶、输煤栈桥等区域的端子箱、汇控柜，长期暴露于煤尘、酸碱碱性气体及雨雪环境中，箱体密封老化、内部接点锈蚀、插件板腐蚀，导致保护装置采样异常或通信中断。

2.2 继电保护软件与逻辑配置缺陷

(1) 保护定值核算偏差、参数匹配度不足。定值计

算时未充分考虑系统最大/最小运行方式、电动机自启动电流倍数等动态因素,导致过流、差动等保护在负荷突变时误动;或与上下级保护配合失当,出现越级跳闸。

(2) 机组联动保护逻辑设计不合理、存在漏洞。发变组保护与厂用电快切、励磁系统、DEH等之间的联动条件设置错误,例如发电机逆功率保护未闭锁汽机主汽门关闭信号,造成非计划停机;逻辑中存在死循环或优先权冲突。(3) 微机保护系统程序漏洞、兼容性不足。不同厂家、不同版本的保护装置组网通信时,规约解析错误、报文丢包;部分微机保护固件存在未修复的缺陷,在特定谐波或干扰下发生程序跑飞或定值区跳变^[2]。

2.3 运维管理与人员作业层面短板

(1) 日常巡检、定期校验运维流程流于形式。巡检仅核对指示灯、抄录读数,未使用红外热成像、绝缘测试仪等工具深度检查;校验时简化项目,跳过低电压、高频干扰等模拟试验,导致隐性故障被遗漏。(2) 运维人员专业技能不足,故障处置能力薄弱。部分人员对微机保护报文含义不理解,故障录波分析能力欠缺;面对保护动作信号或告警信息时,无法快速定位是一次设备故障还是保护装置自身异常,延误事故处理。(3) 检修台账、故障溯源管理制度不完善。检修记录依靠纸质手写或分散的电子表格,历史定值变更、插件更换、动作次数等数据缺失;故障发生后难以追溯前期改造或试验操作,无法形成有效的闭环改进机制。

2.4 继电保护可靠性偏低核心诱因总结

(1) 设备迭代更新滞后,技改投入不足。火电厂经营压力下,资金优先用于环保改造或机组延寿,继电保护技改常被推迟,老旧电磁式保护仍带病运行,数字化、智能化装置覆盖率偏低。(2) 全生命周期运维管控体系不完善。从设备选型、安装调试、运行维护到报废退役,缺乏统一的数据平台与标准作业程序;备品备件管理混乱,不同批次插件混用导致兼容性问题。(3) 人员培训、考核激励机制缺失。没有建立阶梯式培训体系,新员工上岗前未通过保护装置实操考核;绩效考核不与保护动作正确率、消缺及时性挂钩,难以激发运维人员主动提升技术水平的积极性。

3 增强火力发电厂继电保护运行可靠性优化实施路径

3.1 优化硬件设备配置,夯实设备运行基础

(1) 淘汰老旧设备,推进微机数字化保护装置改造。全面排查服役超过12年的电磁式、整流型及早期微机型保护装置,依据设备健康状态与家族缺陷史制定分批次更新计划,优先改造发变组保护、厂用电快切装置及母线差动保护。新装置须具备故障录波、报文自诊

断、GPS/北斗对时及IEC61850通信接口,改造过程中同步更换屏柜、端子排、标识及二次电缆,确保全回路整洁规范。(2) 优化二次回路、互感器设备选型与安装工艺。电流、电压互感器选用宽量程、抗饱和型产品,TPY级暂态保护互感器优先用于超高压系统,确保短路暂态过程中传变特性线性。二次控制电缆采用铜带屏蔽双绞线或铠装阻燃型电缆,敷设时严格与动力电缆分层隔离并保持300mm以上距离,屏蔽层采用单端接地。接线端子选用防震、防松型,每个端子最多接入两根线芯,预留20%备用芯,减少中间转接环节,降低接触电阻与开路风险^[3]。(3) 加装环境保护装置,抵御厂区恶劣工况侵蚀。对锅炉房顶、输煤栈桥、电除尘、脱硫区域等环境严酷位置的端子箱、汇控柜及智能终端,统一升级防护等级至IP55以上,箱体内部加装防尘滤网、智能加热除湿器及凝露监控传感器。强腐蚀性区域采用304不锈钢箱体并做环氧树脂防腐涂层,每季度开展密封条老化检查、滤网更换及内部积灰清理,确保户外设备年平均故障率下降30%以上。

3.2 优化保护定值与逻辑,升级系统软件管控能力

(1) 结合机组负荷特性精准核算、动态优化保护定值。基于电厂历史SCADA数据建立短路电流动态模型,考虑深度调峰(40%~100%负荷)、两班制启停、电动机成组自启动等极端工况下的电气参数变化。每半年或主接线变更后,重新核算发电机差动、变压器复合电压过流、失磁、逆功率及定子接地等关键保护定值,利用离线仿真校验选择性与灵敏度,确保定值与运行方式匹配。(2) 重构机组联动保护逻辑,规避误动、拒动风险。全面梳理发变组保护与厂用电快切、励磁调节器、DEH、DCS及故障录波器的联动条件及信号交互清单,优化优先权排序,增加电气量闭锁、延时防抖及硬件硬接点闭锁。对主变压器重瓦斯、发电机断水、热工保护等关键跳闸回路采用“启动+确认”双重冗余逻辑,利用A/B级检修窗口完成静态模拟测试和带开关传动试验,消除死循环、优先级冲突及信号丢失等缺陷。(3) 定期完成系统固件升级,修复程序运行漏洞。建立全厂微机保护固件版本动态管理台账,专人跟踪厂家补丁公告及版本更新。每年结合计划停运安排程序升级,升级前完成原程序备份、定值导出及兼容性验证,升级后开展模拟量精度校准、开关量传动、抗干扰试验及通信规约测试,杜绝版本混乱及未知Bug引发的保护误动或拒动^[4]。

3.3 革新运维管控模式,构建全周期运维体系

(1) 制定差异化巡检方案,落实状态化检修模式。依据设备重要度(关键/一般/辅助)、投运年限(<5年/

5~12年/>12年)、家族缺陷史及在线监测数据(红外、局放、绝缘),将保护设备划分为A、B、C三类。A类设备每月开展红外精确测温、二次回路压降测试及装置自检报文分析;B类每季度执行;C类每半年。引入健康状态评分模型,动态调整检修策略,逐步实现从“定期必修”向“状态预警、应修必修”转变。(2)完善故障台账管理,搭建故障大数据溯源体系。构建基于SQL或工业互联网平台的继电保护信息化管理系统,强制录入每次保护动作、异常告警、定值变更、插件更换、校验试验及家族缺陷信息。利用数据挖掘算法识别高频故障点、薄弱环节(如特定型号电源插件、出口继电器),自动生成设备健康趋势曲线及预警清单,为精准储备备品、合理安排技改提供量化依据^[5]。(3)落实保护装置定期校验、预防性试验工作。严格遵循DL/T995、DL/T587等规程要求,每6年开展一次全部检验,每3年开展部分检验,每年开展一次日常巡视校验。试验项目必须完整覆盖绝缘电阻测试、动作值/动作时间校验、暂态特性测试、高频干扰及静电放电抗扰度试验,严禁以任何理由删减项目。校验报告经专业工程师审核签字后归档保存,不合格装置立即退出运行并挂牌隔离,直至修复或更换。

3.4 强化人员队伍建设,完善配套管理制度

(1)搭建分层专业培训体系,提升运维实操能力。设置见习、初级、中级、高级四个技能等级,分别对应:识图与装置基本操作、定值整定与计算、故障录波深度分析与逻辑调试、复杂事故综合研判与反措制定。每年组织一次厂级继电保护专项技能竞赛或全流程仿真故障演练,新员工必须通过装置实操、定值核对及模拟故障排查三项考核方可独立上岗,考核记录存入个人技术档案。(2)建立岗位考核与责任追究机制。将保护动作正确率(目标 $\geq 99.9\%$)、消缺及时率($\leq 48\text{h}$)、校验计划完成率(100%)、台账录入完整率(100%)四

项核心指标纳入班组及个人月度绩效与年度评优。对因巡检疏漏、定值计算错误、误操作、校验缺项等人员因素引发的拒动、误动事件,严格按照“四不放过”原则分析原因、划分责任并实施追责,典型案例形成警示教材在全厂继电专业内宣贯。(3)落实跨班组协同作业,提升突发故障处置效率。成立由运行值长、继保班技术骨干、检修班电气专工组成的故障应急联合小组,制定标准化故障排查流程与信息传递单,明确各岗位在保护动作后的响应职责与时限。每月组织一次跨班组联合反事故演习,重点演练保护动作后信息共享、录波联合分析、故障点快速隔离与系统恢复操作,持续压缩平均故障修复时间(MTTR),目标降低至8小时以内。

结束语

火电厂继电保护可靠性管控贯穿设备全生命周期,本次研究针对硬件、软件、运维、人员四大核心痛点制定优化方案,能够有效解决装置老化、逻辑缺陷、运维流于形式等现实问题。依托设备技改、定值动态调校、状态检修、人员体系化管控多维施策,可有效降低保护误动、拒动发生率。后续电厂可结合智能化运维技术完善管控机制,落实闭环整改,持续优化保护系统,筑牢火电厂电力设备安全生产屏障。

参考文献

- [1]武凯.火电厂继电保护装置故障诱因及运行可靠性提升策略[J].电力设备管理,2024,6(20):89-91.
- [2]贺志强.火电厂智能继电保护在线监测系统应用与可靠性优化[J].应用能源技术,2023,11(9):81-85.
- [3]张道磊.火电厂继电保护设备缺陷治理与运行稳定性改进研究[J].自动化应用,2025,66(5):76-78.
- [4]商燕婷.火电厂继电保护智能诊断技术对运行可靠性的赋能研究[J].电工技术,2024,27(12):178-180.
- [5]王浩.火力发电厂继电保护误动原因分析及防控优化路径[J].内蒙古电力技术,2023,41(6):76-79.