

电力系统继电保护及其自动化策略

张瑞恒

河北建投任丘热电有限责任公司 河北 任丘 062550

摘要: 继电保护作为电网故障防御的核心环节,其性能直接决定电网抗扰动能力与供电可靠性。本文阐述了继电保护的基本原理与核心设备功能;分析了故障信息采集与同步、故障识别与定位、保护装置软硬件优化、系统通信与协同控制四大关键技术,明确各技术在保障数据精准、提升判断效率中的作用;最后提出了基于数据驱动的定位自适应调整、多端协同的故障隔离与自愈控制、基于状态监测的系统健康管理三类自动化策略。研究旨在为复杂电网环境下继电保护的可靠性提升与自动化升级提供技术参考,助力电网安全稳定运行。

关键词: 电力系统;继电保护;关键技术;自动化策略

引言:随着电力系统向高电压、大电网、新能源高渗透率方向发展,传统继电保护面临故障识别难度加大、定值适配性不足、系统协同性欠缺等挑战,亟需从技术与策略层面推进自动化升级。继电保护作为电网安全运行的“第一道防线”,其性能直接决定故障处理效率与供电连续性;而自动化技术的融入,是实现保护功能从“被动响应”向“主动防控”转变的关键。

1 电力系统继电保护基本原理与核心设备

1.1 电力系统继电保护基本原理

电力系统继电保护基于系统正常运行、故障及异常工况下电气量的特征差异实现保护功能,其工作过程遵循以下“检测-判断-执行”闭环机制。(1)通过互感器实时采集被保护设备的电气参数,将高电压、大电流信号转换为标准低电平信号;(2)保护装置对采集的信号进行滤波、幅值计算、相位对比等处理,与预设的整定值(正常运行阈值)进行比较,判断是否存在故障或异常;(3)若判定为故障,保护装置迅速发出跳闸指令,切断故障回路,同时发出告警信号,避免故障扩大影响系统稳定,整个过程需满足可靠性(不误动、不拒动)、选择性(仅切除故障部分)、速动性(快速动作)与灵敏性(准确识别轻微故障)四大基本要求。

1.2 电力系统继电保护核心设备

继电保护系统的核心设备主要包括以下三类关键设备。(1)信号采集设备,即电压互感器(PT)与电流互感器(CT),其作用是隔离高电压、大电流,将系统电气量按固定变比转换为保护装置可处理的标准信号(如5A电流、100V电压),保障后续设备安全与信号精度;(2)保护装置,分为传统电磁式继电器与现代微机保护装置,前者通过电磁元件实现参数比较与逻辑判断,后者基于微处理器,集成信号处理、逻辑运算、通信及自

检功能,具备更高的灵活性与可靠性;(3)执行设备,主要为高压断路器与操作机构,接收保护装置的跳闸指令后,快速切断故障回路,是实现故障隔离的最终执行单元,其动作速度与可靠性直接决定故障切除效率^[1]。

2 电力系统继电保护关键技术

2.1 故障信息采集与同步技术

故障信息采集与同步技术核心在于保障电气量数据的准确性与时间一致性,具体如下:(1)在信息采集环节,采用高精度互感器实现信号转换,通过宽频带、低误差的传感技术,捕捉故障瞬间的暂态电气量与稳态电气量,同时集成多通道数据采集模块,支持对电压、电流、功率、相位等多参数的并行采集,避免单一参数采集的局限性。为消除信号传输过程中的干扰,采用光电隔离技术隔绝电磁干扰,搭配数字滤波算法滤除高频噪声与谐波分量,确保采集信号的纯净度。(2)时间同步技术方面,依托全球定位系统(GPS)或北斗卫星导航系统,构建基于秒脉冲(PPS)与网络时间协议(NTP)的双级同步机制,使分布在电网不同节点的保护装置时间偏差控制在毫秒级甚至微秒级以内。对于无卫星信号覆盖的场景,采用光纤环形时钟同步网络,通过主从时钟自适应校准,保障多端保护装置对同一故障事件的时间标记一致性,为后续故障定位、逻辑判断提供统一时间基准,避免因时间异步导致的保护误动或拒动。

2.2 故障识别与定位技术

以下故障识别与定位技术聚焦于快速、准确区分故障类型并确定故障位置,是实现继电保护选择性与速动性的核心。(1)在故障识别环节,基于故障暂态特征与稳态特征融合的判断方法,通过提取故障电流的谐波分量、突变量、相位突变等暂态信息,结合稳态下的电流幅值、电压跌落幅度等参数,构建多特征量联合识别模

型,可有效区分短路故障(三相、两相、单相接地)、断线故障与正常负荷波动,避免单一特征量误判。同时,引入自适应阈值调整技术,根据电网运行方式(如负荷变化、电源接入状态)动态修正故障判断阈值,提升复杂工况下的识别准确性。(2)故障定位技术以行波定位与阻抗定位为核心,行波定位技术利用故障瞬间产生的暂态行波在输电线路中的传播特性,通过捕捉行波波头到达线路两端的时间差,结合行波传播速度计算故障距离,具备定位精度高、不受线路参数影响的优势;阻抗定位技术基于线路阻抗与距离的线性关系,通过计算故障点到保护安装处的测量阻抗,与预设的线路阻抗参数对比确定故障位置,适用于稳态故障定位。此外,通过多端数据交互与融合,整合不同保护装置的定位结果,进一步降低定位误差,为故障隔离与快速恢复提供精准依据。

2.3 保护装置硬件与软件优化技术

以下保护装置的硬件与软件优化技术直接决定继电保护的可靠性与响应速度,是适配复杂电网运行的关键支撑。(1)在硬件优化方面,采用高性能嵌入式处理器(如DSP、FPGA)作为核心运算单元,提升数据处理速度与并行运算能力,满足暂态信号实时分析的需求;硬件电路设计采用模块化架构,将信号采集、逻辑运算、通信接口、跳闸输出等功能划分为独立模块,便于故障排查与升级维护;同时,引入硬件冗余设计,对核心处理器、电源模块、跳闸回路等关键部件采用双备份配置,当单个部件故障时,备用部件可无缝切换,避免保护装置失效。(2)软件优化技术聚焦于算法效率与功能集成,在信号处理层面,采用快速傅里叶变换(FFT)、离散小波变换(DWT)等高效算法,缩短电气量特征提取时间,将保护装置的動作延迟控制在毫秒级以内;在逻辑判断层面,构建自适应保护逻辑,根据电网拓扑变化(如分布式电源接入、线路投切)自动调整保护定值与动作逻辑,无需人工干预;此外,软件系统集成自检与自恢复功能,通过定期巡检硬件状态、校验软件程序完整性,及时发现潜在故障并进行自动修复,同时具备远程升级能力,可通过通信网络实现保护算法与功能的在线更新,减少现场运维工作量。

2.4 保护系统通信与协同控制技术

以下保护系统的通信与协同控制技术是实现多端保护、区域保护的关键,支撑继电保护从“单端独立判断”向“多端协同决策”升级。(1)在通信技术方面,采用光纤通信作为主通信链路,利用其高带宽、低时延、抗电磁干扰的优势,实现保护装置间的实时数据

交互,传输速率可达100Mbps以上,端到端时延控制在10ms以内;配备无线通信(如5G)作为备用链路,在光纤故障时保障基本数据传输,构建“光纤为主、无线为辅”的双链路通信架构。通信协议采用IEC61850标准,实现不同厂家保护装置的互联互通,统一数据格式与交互规则,避免因协议不兼容导致的数据交互障碍。(2)协同控制技术基于分布式决策机制,通过区域内保护装置的信息共享,整合多端电气量数据、开关状态、运行方式等信息,构建全局故障判断模型,突破单端保护的信息局限性。例如,在长距离输电线路保护中,通过线路两端保护装置的实时数据交互,实现纵联差动保护,准确判断线路内部故障与外部故障;在分布式电源接入区域,通过保护装置与逆变器控制单元的协同,调整保护动作逻辑与逆变器出力,避免分布式电源对保护选择性的影响。协同控制技术还支持保护系统与调度中心的联动,将保护动作信息、故障数据实时上传至调度中心,为电网全局调度与故障恢复提供数据支撑,提升电网整体故障应对能力^[2]。

3 电力系统继电保护自动化策略

3.1 基于数据驱动的保护定值自适应调整策略

保护定值的精准性与实时性直接决定继电保护的動作有效性,基于数据驱动的定值自适应调整策略,通过动态采集电网运行数据并智能运算,实现定值从“固定整定”向“实时优化”的转变。该策略以电网实时运行数据为核心输入,通过部署在各节点的智能终端,持续采集系统负荷水平、电源出力、电网拓扑结构等关键数据,经边缘计算单元初步处理后,上传至区域保护控制中心。

控制中心依托大数据分析模型,首先对采集数据进行有效性校验与异常值剔除,确保数据基础可靠性;随后结合电网潮流计算算法,模拟不同运行工况下的故障电流、电压分布特征,确定当前工况下保护定值的合理区间。针对分布式电源接入、负荷峰谷波动等动态场景,采用机器学习算法建立工况-定值映射关系,实时预测工况变化对保护定值的影响,自动生成最优定值方案。设置定值调整阈值与安全校验机制,当计算出的定值与当前运行定值偏差超过阈值时,先通过离线仿真验证调整方案的安全性,再下发至保护装置执行定值更新,避免因盲目调整导致保护误动或拒动,保障电网在复杂工况下的保护性能稳定^[1]。

3.2 多端协同的故障隔离与自愈控制策略

多端协同的故障隔离与自愈控制策略,突破传统单端保护的信息局限,通过多节点信息交互与协同决策,

实现故障从“被动切除”到“主动隔离+快速自愈”的升级。在故障识别阶段，区域内各保护装置、智能开关、量测终端实时采集故障暂态信号与稳态信号，通过高速通信网络将数据同步至区域协同控制单元。控制单元采用多源信息融合算法，整合不同节点的故障特征数据，交叉验证故障类型（短路、接地等）与故障区域，消除单一节点数据误差导致的误判，提升故障识别准确率。

在故障隔离阶段，协同控制单元根据故障位置与电网拓扑，自动生成最优隔离策略：对于辐射状电网，优先控制故障点上下游最近的智能开关跳闸，最小化停电范围；对于环网或网状电网，通过调整联络开关状态，构建新的供电路径，在切断故障回路的同时保障非故障区域供电。故障隔离后，策略进入自愈控制环节：一方面，协同控制单元实时监测非故障区域的负荷分布与电源出力，通过优化潮流算法调整分布式电源出力、变压器分接头位置，平衡区域内功率供需；另一方面，自动检测故障回路的故障清除状态，当确认故障消除后，按照“先验电、后合闸”的原则，逐步恢复故障区域供电，整个过程无需人工干预，大幅缩短故障处理时间，提升电网供电可靠性。

3.3 基于状态监测的保护系统健康管理策略

基于状态监测的保护系统健康管理策略，以预防为主，通过实时监测保护设备运行状态与性能退化趋势，实现保护系统从“事后维修”向“预知维护”的转变。该策略的核心是构建全维度状态监测体系，针对保护系统的核心组成部分设置专用监测点：对保护装置，监测核心处理器负载、电源电压稳定性、软件程序运行状态；对互感器，监测二次侧电流/电压精度、铁芯损耗、绝缘电阻；对通信链路，监测数据传输速率、误码率、链路连通性；对执行机构（如高压断路器），监测分合闸线圈电流、机械操作时间、触头磨损程度。

监测数据经边缘计算单元处理后，上传至保护系统健康管理平台。平台采用设备健康度评估模型，将监测数据与设备出厂参数、历史运行数据、行业标准阈值进行对比，量化评估各设备的健康指数（如90分以上为“健康”、70-90分为“亚健康”、70分以下为“故障风险”）。对于“亚健康”设备，平台通过趋势分析算法预测其性能退化速度，生成维护提醒；对于“故障风险”设备，自动定位故障部件，并推送针对性维修方案（如更换模块、触头打磨）。平台建立设备全生命周期数据库，记录设备运行状态、维护记录、故障历史，为设备选型、运维策略优化提供数据支撑，降低保护系统因设备故障导致的失效概率，保障继电保护自动化功能长期可靠运行^[4]。

结束语：本文系统研究了电力系统继电保护的原理、核心设备、关键技术及自动化策略，明确了从基础功能实现到智能化升级的技术路径：通过精准的故障信息处理技术提升保护判断准确性，依托软硬件优化增强装置可靠性，借助自动化策略实现保护系统的动态适配与主动运维。但随着电网形态持续演变，新能源大规模并网下的保护协同机制、数字孪生技术在保护仿真中的应用等仍需进一步探索。

参考文献

- [1]尚晓龙.试析电力系统继电保护及其自动化策略[J].善天下,2020(4):184-185.
- [2]李昱,向洁,刘潮.电力系统继电保护自动化策略及技术分析[J].大科技,2021(15):77-78.
- [3]孙杰.电力系统继电保护及其自动化装置可靠性研究[J].科技资讯,2022,20(21):39-42.
- [4]王巧英.电力系统继电保护与自动化装置的协同工作策略[J].中国科技期刊数据库工业A,2025(4):185-188.