

电力系统继电保护不稳定原因及解决办法研究

匡 丹

广西兴能电力建设有限公司 广西 玉林 537000

摘要：电力系统中，继电保护装置起着至关重要的作用，其稳定性直接关系到电网的安全运行。本文详细分析了导致继电保护不稳定的原因，主要包括人为操作不当、设备硬件老化、软件编程错误以及电网结构复杂多变等因素。针对这些问题，本文提出了一系列解决办法，如加强人员技术培训、更新升级硬件和软件设备、优化电网结构与管理、提高保护的灵敏度和抗干扰能力等。这些措施的实施将有助于提升继电保护装置的可靠性，为电力系统的稳定运行提供有力保障。

关键词：电力系统继电保护；不稳定原因；解决办法

引言：电力系统作为现代社会的重要基础设施，其稳定运行对于经济发展和社会稳定具有重要意义。继电保护装置作为电力系统的安全守护者，承担着及时、准确地切除故障元件，保障电网安全稳定运行的重任。然而，继电保护装置在实际运行中常常面临不稳定的问题，影响了其保护效能的发挥。本文旨在深入探讨电力系统继电保护不稳定的原因，并提出相应的解决办法，以期为提高电力系统的稳定性和安全性提供有益的参考和借鉴，进一步推动电力行业的健康发展。

1 电力系统继电保护概述

1.1 继电保护的基本概念与原理

1.1.1 继电保护及其主要功能

继电保护是指当电力系统发生故障或出现异常运行状态时，能自动、迅速、有选择性地发出跳闸命令切除故障元件，或发出信号通知运行人员处理的一种自动化措施和设备。其主要功能包括：故障切除，在系统发生短路等故障时，快速切断故障部分，防止故障扩大；异常告警，当系统出现过负荷、过电压等异常状态时，发出警报信号；保障选择性，确保只切除故障元件，非故障部分继续运行；后备保护，当主保护失效时，备用保护能可靠动作。

1.1.2 继电保护的基本工作原理

继电保护基于电力系统故障时的物理量变化实现动作。正常运行时，系统电流、电压、相位等参数处于稳定状态；故障时，这些参数会发生显著变化（如短路时电流骤增、电压骤降）。保护装置通过传感器（电流互感器、电压互感器）获取这些参数，经测量元件对比设定值，当参数超出阈值时，启动逻辑元件判断故障类型和范围，最后由执行元件发出跳闸或告警指令，实现对电力系统的保护。

1.2 继电保护装置的类型与特点

1.2.1 分类说明常见的继电保护装置

常见继电保护装置按保护对象可分为：输电线路保护（如纵联保护、距离保护）、变压器保护（如差动保护、瓦斯保护）、发电机保护（如纵差动保护、失磁保护）、母线保护（如母线差动保护）等；按原理可分为：电流保护、电压保护、阻抗保护、差动保护等。

1.2.2 分析各种继电保护装置的特点和优势

电流保护结构简单、成本低，适用于短线路，但受系统运行方式影响大；距离保护不受系统阻抗变化影响，保护范围较稳定，适合中长线路；差动保护基于基尔霍夫定律，能灵敏区分内部和外部故障，是变压器、发电机的主保护；瓦斯保护利用变压器油流和气体变化，专门反应内部匝间短路等故障，动作迅速且灵敏。

2 电力系统继电保护不稳定原因分析

2.1 人为因素

(1) 工作人员操作不当、维护不及时等原因。工作人员在继电保护装置调试、定值修改过程中，若未严格遵循操作规程，可能导致接线错误、参数设置失误，直接引发保护误动或拒动。例如，带负荷测试时未核对相序，会造成差动保护误判故障；定期维护不到位，如未及时清理装置灰尘、检查接线端子松动情况，可能使设备接触不良，在故障时无法可靠动作。此外，检修计划不合理，将重要保护装置的维护周期延长，会增加元件老化引发故障的风险^[1]。(2) 人员素质和技术水平的影响。继电保护涉及电力系统、自动化控制等多领域知识，工作人员技术水平不足会影响系统稳定性。低素质人员可能误判故障信号，或在紧急情况下采取错误处理措施，扩大事故范围。同时，部分人员缺乏持续学习能力，对新型数字化保护装置的原理和操作不熟悉，易在

调试中留下隐患。人员责任心缺失还可能导致巡检流于形式，无法及时发现装置异常。

2.2 设备因素

(1) 继电保护装置硬件老化、质量问题等。保护装置中的继电器、电容、芯片等元件长期运行后会出现老化，如继电器触点氧化导致接触电阻增大，使动作时间延迟；电容容量衰减可能造成采样精度下降。部分厂家为降低成本使用劣质元器件，装置抗干扰能力弱，在电网波动时易误发指令。此外，设备制造工艺缺陷，如焊接不牢固、外壳密封不良，会加速硬件损坏。(2) 二次回路与通信设备故障的影响。二次回路是连接保护装置与一次设备的关键环节，其电缆绝缘层破损可能引发接地故障，导致保护误动；端子排锈蚀、接线松动会造成信号传输中断，使保护装置无法获取准确的故障信息。通信设备故障同样影响稳定性，如光纤传输中断会导致纵联保护失去对侧信息，无法正确判断故障位置；无线通信延迟可能使保护动作时序混乱。

2.3 软件因素

(1) 系统软件编码错误、定值设置偏差等问题。软件编码错误可能隐藏逻辑漏洞，例如在复杂故障计算中出现算法缺陷，导致保护装置误判故障类型。定值设置偏差是常见问题，如将过流保护定值设得过高，会使其在轻微故障时拒动；定值未根据电网运行方式及时更新，会导致保护范围与实际需求不匹配。此外，软件版本升级时未进行充分测试，可能引入新的bugs。(2) 软件设计缺陷的影响。软件设计未考虑极端工况，如系统振荡与短路故障的叠加场景，可能使保护装置失去选择性。部分软件冗余设计不足，在单点故障时无法自动切换至备用程序，导致系统瘫痪。人机交互界面设计不合理，可能使操作人员误读数据或误操作，间接影响保护稳定性^[2]。

2.4 电网结构与管理因素

(1) 电网结构复杂性、管理不善的影响。随着电网规模扩大，多电源环网、交直流混联等复杂结构使保护配合难度增加，易出现误动连锁反应。管理机制不完善，如保护定值管理混乱、缺乏统一的校验标准，会导致不同区域装置参数冲突。此外，电网改造时未同步更新保护方案，可能使新设备与原有保护系统不兼容。

(2) 负荷变化、环境条件的干扰。负荷大幅波动会导致电网参数频繁变化，使保护装置的自适应调节能力面临考验，如过负荷保护可能因整定不合理而频繁动作。环境因素中，高温、潮湿会加速设备老化，电磁干扰（如附近变电站的高频信号）可能干扰保护装置的采样精

度，振动则可能导致接线松动，影响系统稳定运行。

3 电力系统继电保护不稳定解决办法研究

3.1 提高人员素质与技能水平

(1) 加强工作人员培训，提高操作和维护技能。构建多层级培训体系，针对新入职人员开展为期3个月的基础培训，系统学习继电保护原理、设备操作规程及安全规范，通过仿真系统模拟短路故障、装置误动等场景，强化实操能力。对在岗人员每季度组织专项培训，重点讲解新型数字化保护装置的调试方法、软件逻辑及故障诊断流程，邀请厂家技术人员现场演示纵联差动保护的光纤通道测试、定值在线修改等关键操作。每年开展跨区域技术交流，安排人员到特高压变电站观摩学习智能巡检机器人与保护系统的协同运作模式，通过案例研讨掌握复杂电网故障下的保护配合策略，确保工作人员能快速处理各类突发问题。(2) 建立激励机制，鼓励工作人员积极参与继电保护工作。实施“技能等级薪酬制”，将继电保护专业能力分为初级、中级、高级三个等级，对应不同的岗位工资系数，高级技师可享受额外技术津贴。设立“保护之星”月度评选，对及时发现保护隐患、正确处理故障的人员给予奖金奖励，并在企业内部公示先进事迹。搭建创新激励平台，鼓励工作人员参与保护算法优化、定值校验流程改进等课题研究，对形成实用成果的团队给予项目经费支持，其成果纳入职称评审加分项。建立容错机制，对因技术探索出现的非原则性失误予以包容，激发员工主动钻研业务的积极性。

3.2 优化继电保护装置与设备

(1) 更新升级硬件和软件，提升设备稳定性和可靠性。制定设备升级计划，优先更换运行超过12年的电磁型继电器，选用工业级微处理器保护装置，其核心芯片运算速度不低于1GHz，电源模块采用双冗余设计，平均无故障时间（MTBF） ≥ 10 万小时。软件升级执行严格的测试流程，在实验室搭建与现场一致的电网仿真环境，对新软件进行72小时连续冲击测试，模拟500种故障工况验证逻辑正确性，通过第三方机构检测后，先在110kV试点线路运行1个月，无异常再全面推广。建立硬件老化预警系统，通过传感器实时监测电容温度、继电器触点电阻等参数，结合运行年限自动生成更换清单，提前3个月安排检修^[3]。(2) 采用现代化的数字继电保护装置，提高智能化水平。全面推广基于IEC61850标准的数字化保护系统，实现采样值、开关量的数字化传输，减少二次电缆90%以上，避免接线松动引发的故障。装置内置智能诊断模块，可实时监测CPU负载、光口收发光功率等指标，发现异常时自动发送告警信息至运维终

端。应用边缘计算技术，在装置本地完成故障特征提取，保护动作时间缩短至15毫秒，同时通过5G网络与调度中心实现数据交互，支持远程定值整定、波形分析等功能。配置双机热备系统，主备装置数据同步时延 ≤ 10 毫秒，故障切换时间 < 30 毫秒，确保保护功能连续可靠。

3.3 加强电网结构与管理

(1) 合理配置继电保护装置，考虑电网结构扩展需求。电网规划阶段开展保护配置专项论证，220kV及以上线路采用“纵联差动+距离保护”双重化配置，110kV线路配置“三段式电流保护+方向元件”，确保保护范围覆盖全线路且无重叠盲区。针对新能源并网场景，在光伏电站并网点增设暂态稳定控制保护装置，预留20%的通信接口和算力冗余，满足未来5年负荷增长需求。建立电网结构动态数据库，每季度更新线路参数、变压器容量等信息，利用数字孪生技术模拟电网扩展后的保护配合关系，提前调整定值方案，避免新增电源点导致的保护误动。(2) 完善管理制度，确保继电保护设备得到定期检测和维护。制定《继电保护设备全生命周期管理规范》，明确采购、安装、运维各环节责任：采购时执行“资质审核+样品测试”双把关，要求供应商提供5年质保；安装后通过“三级验收”，核对接线正确性和参数符合性；运行阶段严格执行“月巡检、季校验、年大修”制度，巡检重点包括装置指示灯状态、风扇运行情况，校验时采用0.05级精度测试仪模拟各类故障，验证保护动作值误差 $\leq 3\%$ 。搭建智能运维平台，将检测数据、缺陷记录等信息数字化管理，通过手机APP推送维护提醒，对超期未检设备自动预警，确保管理覆盖率100%。

3.4 提高继电保护的灵敏度和抗干扰能力

(1) 调整继电保护设备参数，提高灵敏度。建立“基于电网工况的动态定值体系”，根据负荷高峰、低谷、检修等不同运行模式，预设多套定值方案，通过调度系统自动切换。对于易受过渡电阻影响的线路保护，采用自适应阻抗算法，当发生经高阻接地故障时，自动降低阻抗整定值，确保保护可靠动作；对于变压器差动保护，引入二次谐波制动系数动态调整技术，在励磁涌

流时提高制动系数防止误动，在内部故障时降低制动系数提高灵敏度。每半年开展一次现场参数校核试验，通过短路试验仪模拟不同故障类型，记录保护动作阈值，与理论计算值对比，偏差超过5%时及时调整，确保参数与实际工况匹配^[4]。(2) 引入抗干扰技术手段，减少外界因素对继电保护的影响。在硬件层面，保护装置外壳采用电磁屏蔽材料，屏蔽效能达到80dB以上；二次电缆采用双层屏蔽结构，屏蔽层两端接地，减少电磁耦合干扰。在软件层面，采用数字滤波技术，通过小波变换滤除高频干扰信号，保留故障特征量；设置数据校验机制，对连续3次采集异常的数据自动标记并采用历史趋势预测值替代，避免误判。针对雷电、操作过电压等干扰，在装置电源入口加装浪涌保护器，标称放电电流不小于20kA；在通信接口处安装光电隔离器，阻断地电位差形成的干扰回路。定期开展抗干扰测试，模拟静电放电、快速瞬变脉冲群等干扰场景，验证保护装置的抗干扰性能，确保在干扰环境下动作正确率达到100%。

结束语

综上所述，电力系统继电保护的不稳定性对电网的安全运行构成了潜在威胁。通过全面分析不稳定原因，我们认识到提升人员技术水平、更新设备硬件与软件、优化电网结构和管理以及增强保护的灵敏度和抗干扰能力是解决这一问题的关键。未来，随着智能电网技术的发展，我们应继续探索和应用新技术，不断提升继电保护的智能化和自适应能力，为构建安全、可靠、高效的现代电力系统贡献力量。

参考文献

- [1] 陈金保,孙文朋.探究电力系统继电保护不稳定原因及解决办法[J].轻松学电脑,2021,(02):31-32.
- [2] 张宁宁.电力系统继电保护不稳定的原因与应对方法[J].轻松学电脑,2021,(04):44-45.
- [3] 杨茂亭,王伟旭,冯智海.电力系统继电保护不稳定原因及解决办法分析[J].电力设备管理,2021,(13):130-131.
- [4] 陈文海,侯斌,邹学翔,等.电力系统继电保护不稳定原因及解决办法探讨[J].电气技术与经济,2021,(07):72-73.