

水电站自动化元件常见故障及处理对策

曾东京 夏斌

湖南澧水流域水利水电开发有限责任公司 湖南 长沙 410004

【摘要】：水电站自动化元件直接关系到机组监测、信号采集、控制执行和保护联动，元件运行状态影响水电站自动化系统稳定性。当前部分水电站存在传感器失准、执行机构卡涩、继电器接触异常、线路老化、通信中断等故障，容易造成参数误判、控制滞后和设备停运风险。针对上述问题，可从故障类型识别、原因分层排查、元件定期校验、线路绝缘检测、执行机构润滑调整、通信模块复位测试、运行数据跟踪等方面制定处理对策。通过规范检修流程、完善预警机制和强化日常维护，可提高故障处理效率，降低重复故障发生率，保障水电站自动化系统连续稳定运行。

【关键词】：水电站；自动化元件；常见故障；处理对策；运行维护

DOI:10.12417/2705-0998.26.09.063

引言

水电站自动化系统承担着运行监测、参数采集、设备控制和安全保护等任务，自动化元件作为系统运行的基础环节，一旦发生失灵、误动或拒动，便可能影响机组调节精度和设备安全。实际运行中，自动化元件长期处于潮湿、振动、电磁干扰和负荷变化环境下，传感器漂移、触点氧化、执行机构卡滞、信号线路松动等问题较为常见。故障处理若停留在单一更换层面，难以彻底消除隐患。通过分析故障表现、查明诱发原因、制定对应处理方法，能够为水电站自动化元件检修维护提供清晰思路。

1 水电站自动化元件运行特征

1.1 传感器采集环节

传感器采集环节承担水位、压力、温度、振动、转速、开度等运行参数的实时获取任务，是水电站自动化系统判断设备状态的前端基础。该环节运行特征表现为连续性强、精度要求高、环境适应要求严。受潮湿、振动、电磁干扰和泥沙附着影响，采集信号容易出现漂移、波动、迟滞和突变。新型数字化传感器逐步引入自诊断、温度补偿和远程校准功能，可对异常数据进行初步筛选，提高信号稳定性，为后续控制判断提供更可靠的数据来源。

1.2 执行机构控制环节

执行机构控制环节主要完成调速、启停、阀门开闭、闸门调节和辅助设备投切等动作，是自动化指令转化为现场动作的关键部分。该环节运行特征集中体现为响应速度、动作精度和机械可靠性。电磁阀、伺服机构、液压装置、开关执行部件长期处于频繁启停和负荷变化状态，容易产生卡涩、泄漏、磨损、动作迟缓等问题^[1]。智能控制理念下，执行机构可通过位置反馈、动作时间记录和运行曲线比对识别异常趋势，便于提前调整间隙、补充润滑和修正控制参数。

1.3 继电保护联动环节

继电保护联动环节负责故障识别、信号传递、保护动作和

设备闭锁，是水电站自动化系统安全运行的重要保障。该环节运行特征表现为动作时间短、逻辑关联强、可靠性要求高。继电器触点、保护模块、开关量输入输出回路一旦发生接触不良、误发信号、拒动或误动，可能引发控制中断和保护失效。智能化保护装置通过状态量监测、动作记录追溯、故障录波分析和逻辑校验功能，可提升故障定位效率，减少盲目检修，使保护联动更加精准、稳定和可追踪。

2 自动化元件典型故障表现

2.1 信号采集偏差

信号采集偏差主要表现为测量值与实际运行状态不一致，常见于压力、温度、水位、振动、转速等参数采集过程。故障初期通常出现数据轻微漂移、曲线波动增大、采样值跳变、显示值滞后等现象，进一步发展后会导致报警阈值误触发或关键参数漏报。部分传感器受零点偏移、灵敏度下降、接线端子氧化、屏蔽层破损影响，输出信号稳定性降低。数字化监测条件下，偏差还可能体现在多源数据比对不一致、历史曲线趋势异常和同类测点差值扩大等方面，增加运行判断难度。

2.2 控制执行失灵

控制执行失灵主要表现为自动化系统发出指令后，现场设备动作不到位、动作迟缓、无响应或重复动作^[2]。该类故障多发生在电磁阀、液压执行部件、开关机构、调速控制元件等关键位置，故障现象具有较强的现场关联性。执行机构可能出现启停延迟、阀门开度偏差、限位信号不一致、动作反馈缺失等情况，造成控制闭环无法准确完成。智能化运行条件下，执行失灵还会通过动作时间延长、反馈曲线异常、控制偏差持续扩大等形式显现，影响机组调节精度和设备联动稳定性。

2.3 通信传输中断

通信传输中断主要表现为自动化元件与监控系统之间数据无法正常交换，现场信号上传延迟、控制命令下发失败、通信状态频繁离线等问题较为突出。故障发生后，监控画面可能出现数据冻结、参数空白、遥信变位不刷新、遥控指令无反馈

等现象。造成通信异常的因素包括通信模块损坏、接口松动、光纤衰耗增大、网络交换设备异常、通信协议配置错误等。数字化水电站建设中，通信链路承载数据量不断增加，传输中断还可能引发多测点同步失联，影响故障定位和集中控制效率。

3 自动化元件故障诱因判定

3.1 运行环境干扰

运行环境干扰是自动化元件故障诱因判定中的重要因素，主要体现在湿度、温度、振动、电磁场和粉尘水汽对元件状态的持续影响。水电站厂房、廊道、闸室等区域湿度较高，端子排、接插件和传感器外壳容易受潮氧化，导致接触电阻增大和信号衰减。机组运行振动会使线缆固定点松动，造成采集信号间歇性波动。强电设备启停产生的电磁干扰可能进入弱电回路，引起模拟量跳变和通信误码。绿色低碳运行理念下，水电站更重视设备长期稳定和能效优化，环境诱因判定需要结合温湿度记录、振动趋势、接地状态、屏蔽完整性和故障发生时段进行综合比对，避免只处理表面故障而忽视运行场景中的持续性干扰源。

3.2 元件老化损耗

元件老化损耗通常表现为性能指标逐步下降，故障形成具有累积性和隐蔽性。传感器长期运行后可能出现零点漂移、灵敏度降低和响应时间延长，继电器触点在频繁吸合分断中产生烧蚀、氧化和弹性衰减，执行机构密封件、弹簧、轴套等部件会因磨损导致动作不到位或反馈偏差。电子模块内部电容、电源芯片和通信接口受温升、负荷波动影响，可能出现间歇性失效^[3]。智能运维理念强调从“故障后处理”转向“状态预判”，老化诱因判定不能单纯依靠使用年限，应结合作次数、负荷变化、历史报警、温升曲线、校验偏差和维修记录分析元件退化程度，形成可量化的寿命评估依据，为更换周期和备品备件配置提供支撑。

3.3 维护流程缺失

维护流程缺失会放大自动化元件潜在故障，使轻微异常逐步演变为系统性问题。日常维护中若缺少标准化检查清单，容易遗漏端子紧固、绝缘测试、传感器校准、执行机构动作试验和通信链路检测等关键环节。检修记录不完整会造成故障原因无法追溯，同一元件反复出现异常时难以及时识别共性诱因。部分处理过程偏重更换元件，忽视接线质量、参数设定、软件配置和环境条件复核，导致故障短期恢复后再次发生。精益化管理理念要求维护流程具备闭环性，故障诱因判定应将点检标准、处理记录、复测结果、责任节点和数据归档纳入同一链条，通过流程约束减少人为疏漏，提高自动化元件故障识别的准确性和处理的连续性。

4 自动化元件故障处理对策

4.1 传感器失准校验更换

传感器失准处理应先确认偏差来源，再实施校验和更换，避免直接替换造成故障根因遗漏。处理时需核对监控系统显示值、现场就地仪表数值和历史运行曲线，判断偏差属于零点漂移、量程异常、响应迟滞还是信号跳变。对压力、温度、水位、振动、转速等传感器，应按照标准器具比对结果进行分级处理，轻微偏差可通过零点修正、量程校准和参数补偿恢复精度；偏差持续扩大或校准后仍不稳定时，应检查接线端子、屏蔽层、供电电压和接地状态，排除线路干扰后再判定传感器本体状态。受潮、腐蚀、外壳破损、密封失效或输出信号无规律波动的元件，应及时更换同型号或满足系统兼容要求的新型数字传感器。更换完成后需完成地址配置、量程设定、报警阈值复核和数据曲线跟踪，确保采集数据与实际运行状态一致。智能运维条件下，可将校验数据、偏差幅度和更换记录纳入设备档案，形成传感器精度退化趋势，为后续预防性检修提供依据。



图1 智能工控精密巡检

4.2 执行机构卡涩清理调整

执行机构卡涩处理应从控制信号、动力来源和机械传动三个层面逐步排查，防止单纯润滑或强制动作造成部件损伤。故障发生后，需先确认自动化系统指令是否正常输出，核对反馈信号、限位状态和动作时间记录，判断卡涩位置位于电磁阀、液压缸、连杆机构、阀门轴系还是开关执行部件。对存在泥沙沉积、锈蚀、油污结块的部位，应断开相关动力源后进行清理，重点处理活动连接点、密封面、导向槽和传动轴承。液压类执行机构还需检查油压、油质、滤芯堵塞和管路泄漏情况，油污污染严重时应进行过滤或更换^[4]。机械间隙偏差、限位位置偏移和反馈装置松动时，应根据动作行程重新调整，并进行空载、带载和联动试验。智能控制理念下，可利用动作曲线、开度反馈和启闭时间变化判断卡涩趋势，将异常动作次数、调整参数和润滑周期纳入运行管理，减少突发性拒动、误动和动作不到位问题。

4.3 通信线路异常检测恢复

通信线路异常处理应按照链路分段、设备分层、参数分项

的原则展开,避免盲目重启造成故障信息丢失。出现数据冻结、测点离线、遥控无反馈或通信告警时,需先确认异常范围,区分单个元件失联、局部网络中断还是监控系统集中通信异常。现场检查应从通信电源、接口插头、端子紧固、光纤弯折半径、网线屏蔽层和接地连接入手,发现松动、破损、受潮、氧化等问题应及时修复或更换。光纤通信需检测光功率衰耗、收发模块状态和跳纤连接质量;串口通信需核对波特率、地址码、校验位和协议类型;以太网通信需检查交换机端口、网络环路、地址冲突和数据包丢失情况。恢复后应进行通信稳定性测试、遥信遥测刷新测试和遥控闭锁验证,确保数据传输连续可靠。数字化水电站建设中,可通过链路状态在线监测、网络拓扑可视化 and 通信日志分析提升故障定位速度,减少通信中断对集中控制和故障判断的影响。

5 自动化元件运行可靠性提升路径

5.1 巡检周期细化

巡检周期细化通过对传感器、执行机构、继电保护装置及通信线路的不同特性和故障敏感性进行分层管理,实现动态化、科学化的检修安排。高风险元件根据运行环境、动作频次、历史故障记录及老化趋势设定短周期巡检,低风险元件则保持标准周期,形成差异化管理策略。巡检过程中应对关键点进行详细检测,包括端子紧固度、绝缘电阻、机械间隙、动作行程及输出信号稳定性,并结合数据采集系统实时反馈对异常趋势进行标注。数字化管理平台可将巡检数据自动归类、生成异常报告、触发预警任务和调整下次巡检计划,实现元件状态与巡检频次的动态匹配,提高巡检效率,降低突发故障风险,并通过数据分析优化元件运行寿命和可靠性。

5.2 数据预警完善

数据预警完善通过构建多层次、全覆盖的监测指标体系,实现对自动化元件运行状态的实时感知和异常趋势预测。各类传感器采集的压力、流量、振动、开度、温度及执行机构反馈信息需与历史曲线、标准参数范围及逻辑校验模型进行比对,识别漂移、迟滞、波动异常或偏差持续累积现象。预警策略采用分级报警、阈值自适应、趋势预测和交叉验证方法,将潜在

隐患提前标识,触发维护、校验或替换操作^[5]。信息化管理平台可记录预警事件、关联巡检数据和动作反馈,实现异常处理闭环追踪,保障预警精准性和响应及时性,提高自动化系统对突发故障的反应速度和运行连续性。



图2 智能传感数据闭环监测运维架构

5.3 检修记录闭环管理

检修记录闭环管理通过标准化、数字化和追溯化手段,将每次元件检修、调整、校验及更换操作完整记录,形成从问题发现到处理完成的全流程数据链。记录内容涵盖故障类型、发生时间、位置、处理措施、参数调整、动作试验结果及异常状态持续时间等,可用于统计分析、趋势研判和寿命预测。闭环管理要求检修数据与巡检、预警和运行历史数据关联,形成统一数据库,实现可追踪性和可复核性。通过数据分析可识别反复出现的共性问题,优化维护策略和备品备件配置,同时为运行管理提供量化依据,提高自动化元件运行稳定性和整体可靠性。

6 结语

水电站自动化元件故障处理应立足精准识别、分层排查和闭环维护,强化传感器校验、执行机构调整、通信链路检测及数据预警管理。各类故障得到针对性处置后,自动化系统采集精度、控制响应和联动可靠性可得到提升,设备停运风险进一步降低,水电站安全稳定运行基础更加牢固,运维管理水平持续提高。运行效益稳定。

参考文献:

- [1] 骆成彦,米热扎提·吐尔逊买买提,吴俊杰,等.新疆桑皮勒水电站沥青混凝土心墙坝有限元应力变形特征研究[J].西北水电,2025,(6):110-115.
- [2] 沈彬,伏箭文,周江南.水电站自动电压控制(AVC)常见故障分析及优化[J].电工技术,2025,(8):216-219.
- [3] 赵昕.水电站水轮发电机组常见故障及处理措施探讨[J].仪器仪表用户,2024,31(12):43-45.
- [4] 周灵桂.PLC在小型水电站自动化控制中的应用设计分析[J].小水电,2023,(5):59-62+70.
- [5] 马恒臻,陈俊勇,葛韵,等.城市型水电站移民安置规划与实践[J].水利水电快报,2025,46(S2):148-152.