

# 抽水蓄能机组典型故障机理分析与检修关键技术研究

陈登会

(中国水利水电第五工程局有限公司, 四川 成都 610000)

**摘要** 抽水蓄能电站作为电力系统中调峰、调频与应急备用的重要支撑, 其机组运行的安全性与稳定性直接影响整个系统的调节能力。在实际运行中, 机组常伴随频繁启停、高负荷切换等复杂工况, 导致导水机构、电气系统及转动部件频发故障。本文聚焦抽水蓄能机组运行中的关键部位失效特征, 依托案例数据剖析裂纹扩展、振动失稳与润滑冷却异常等典型故障机制, 并对关键检修技术的实际应用路径展开研究。研究结果表明, 振动信号识别、无损检测手段与智能巡检系统是检修提效的关键, 有助于构建更加高效、精准的运行保障体系。

**关键词** 抽水蓄能; 机组故障; 机理分析; 关键检修; 运行保障

中图分类号: TM31

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.01.017

## 0 引言

抽水蓄能作为当前电力系统中调节能力较强的储能形式之一, 其运行稳定性对新能源接入、电网安全与能效优化具有不可替代的作用。随着装机容量不断扩大与系统负载快速波动, 机组在高频启停与宽幅变工况中运行时间持续增长, 导致内部部件疲劳累积、振动幅值升高、故障频率明显上升。尤其在导叶控制、水轮转子、电气调节系统等关键环节中, 隐蔽性故障逐渐增多, 检修难度显著加大。针对这一现象, 需在明确故障演化路径的基础上重构技术响应机制, 构建具有预测性与精准性的检修方案, 从而提升设备可用率与运行安全性。

## 1 抽水蓄能机组典型故障机理分析

### 1.1 导水机构与水轮机系统常见故障

导水机构是调节水流方向与速度的重要装置, 主要由导叶、连杆、油压控制装置等构成。在频繁启停状态下, 导叶因持续承压而出现卡涩、偏移或局部变形, 运行时水力不均引起振动增幅, 造成调节响应迟缓。部分电站存在油压控制装置老化、密封不严的情况, 导致执行力不足, 调节行程误差偏大, 极易在高负荷下引起系统水击现象。连杆轴销长期运行磨损后会出现间隙积累, 连带引发导叶群动作不同步现象, 影响水力均衡, 增加转轮冲击负担。水轮机转轮叶片因结构复杂且承受强水力冲击, 是最容易发生疲劳破坏的部件之一。在长时间高转速运行中, 叶片受力点集中,

极易在焊缝、弧根处产生微裂纹。裂纹初期难以察觉, 但伴随流体激振持续作用, 会逐步扩展至临界尺寸, 出现频闪振动或水力脉动增大现象。

### 1.2 电气系统故障表现及其诱因

抽水蓄能机组的电气系统包含主变压器、励磁装置、高压断路器等关键设备, 是保证发电与调相切换的核心枢纽。主变压器在运行中承受较大热负荷与电应力, 若绝缘油长期未更换, 其击穿电压显著下降, 局部绕组处会出现电晕放电现象。在环境湿度大、温差变化快的情况下, 容易出现匝间绝缘薄弱区热崩溃, 进而引发绕组烧毁或强制停机。励磁系统调节器在负荷快速波动时频繁切换功率模块, 部分老旧机组存在电压反馈延迟问题, 导致励磁电流波动剧烈, 干扰同步状态保持。此类扰动在特定工况下可能导致电网侧谐波异常升高, 间接触发电气保护误动作。变速抽水蓄能机组的突出特点是采用交流励磁方式, 励磁电压高达数千伏, 受转子旋转离心力影响, 转子绕组发生短路故障概率较定子绕组更高<sup>[1]</sup>。高压断路器作为机组电气连接的重要执行部件, 频繁动作状态下易出现灭弧触头过热、弹簧机构疲劳甚至动作失灵现象, 造成切换过程电弧延长、电流冲击异常, 严重时还会波及母线系统安全。

### 1.3 润滑与冷却系统异常工况机理

润滑系统直接关系到机组核心旋转部件的摩擦控制与温升状态, 在高负荷长周期运行中对运行稳定性

作者简介: 陈登会 (1995-), 男, 本科, 工程师, 研究方向: 抽水蓄能机组检修。

影响显著。轴承座内润滑油若出现压力不稳或杂质混入,会在高速旋转时造成油膜断裂,轴颈部位出现干摩擦,极易引起金属表面拉伤或烧蚀。部分电站未定期清洗回油通道,积碳或杂质堵塞使回油不畅,油温升高,形成闭环恶性循环。冷却系统主要承担发电机定子绕组、轴承、励磁机等热源部件的散热任务。冷却器若因水垢堆积或微生物堵塞,其换热效率将明显下降,部分机组未设置冷却水流量监测装置,温升报警滞后,导致部分绕组区域处于长期过热状态。水冷回路中的管接头和软连接部位在机组启停频繁冲击下容易松脱,产生轻微渗漏甚至水汽短路问题,间接影响电气系统绝缘安全。

## 2 抽水蓄能机组关键部位检修技术分析

### 2.1 振动特征识别与故障预警技术手段

抽水蓄能机组在高水头、高转速工况下运行时,轴系、转轮及定子支撑结构会产生不同程度的振动波动,振动信号便成为研判机组健康状态的重要来源。为增强预警能力,运行单位普遍在主轴轴承、推力轴承和机架关键节点布设高频加速度传感器,采集不同方向的振动幅值和频率成分。依托小波包分解、短时傅里叶变换等时频工具,可从复杂噪声中剥离出早期异常的特征带<sup>[2]</sup>。

### 2.2 导水及转动部件的无损检测方法

导叶、叶片及连接销轴长期承受水力冲击与交变应力,是最容易出现结构性失效的部位。为准确掌握材料状态,检修过程中广泛采用超声波检测、磁粉检测和涡流检测等无损方法。超声波检测适用于叶片厚度较大的区域,通过不同角度的探头扫描,可确定裂纹长度与走向。磁粉检测更适合导叶销轴、焊缝等表面开裂敏感区域,磁场吸附效果能清晰呈现细微缺陷。涡流检测则多用于导叶衬套和金属接触面,能在短时间内完成大面积排查。部分机组还可以建立缺陷档案,对每次检测结果进行编号比对,便于跟踪裂纹扩展速度与发生位置,为后续维修计划提供依据。

### 2.3 智能辅助系统在检修环节的集成应用

在复杂结构及狭窄空间条件下,传统检修较依赖人工经验,难以对关键部位做到全面覆盖。为提高检修精度,一些电站开始构建数字化辅助系统,在三维建模基础上建立机组数字孪生模型,并与运行参数进行实时联动。检修人员在系统中可进行虚拟拆解、部件定位和风险路径规划,从而减少现场误操作概率。巡检阶段引入可适应潮湿环境的便携式终端,能同步调用历史缺陷记录、振动趋势与温升信息,提高判断

准确度。部分区域还可以布设小型巡检机器人,用于拍摄深腔部位的结构状态,并返回温度、湿度及振动数据,实现人工达不到的深度巡查。借助 CMMS 系统完成工单流转与材料匹配后,检修作业形成了从信息采集到记录归档的连续闭环,检修质量与响应速度得到提升<sup>[3]</sup>。

## 3 抽水蓄能机组运行保障的检修优化路径

### 3.1 建立部位分类精细化的检修分级机制

抽水蓄能机组结构复杂、运转频繁,不同部件的磨损规律、失效模式和运行风险存在明显差异。想要增强检修响应的精准性,就需按“风险等级+运行状态+结构特征”建立分级管理机制。一级结构如主轴、转轮叶片等应纳入高频巡检清单,制定专门的监测与检修周期,部分电站已采用月度微震检测与季度开盖检查相结合的制度。二级结构如导叶机构、冷却水回路等需结合负荷变化与水质波动规律,制定弹性维护窗口,非关键部位如外部冷却风机、辅助轴封部件则采用停机集中检查方式<sup>[4]</sup>。检修级别与运行状态动态挂钩,对振动异常、温升偏高等数据实行“预警—确认—干预”三段式流程,从源头压缩风险扩散空间。

### 3.2 构建检修与运行数据融合的诊断平台

要实现提前介入、快速响应,需整合振动、电流、油温等运行参数与历史故障信息,构建一体化诊断平台。平台应嵌入数据清洗、特征提取与异常模式识别模块,具备趋势判断和风险预测能力。部分单位可以试点将报警频次与实际检修内容进行交叉对比,建立了“数据可信度评分”机制。检修人员在接收到系统推送的重点部位异常信号后,可直接查看对应历史维修记录、部件更换情况与检测图谱,缩短判断周期,此类系统不仅限于信息展示,又在于将技术判断逻辑嵌入算法内核,实现辅助决策的标准化。

### 3.3 优化人员配置与操作流程的联动模式

抽水蓄能机组检修往往涉及多工种协同作业,人员组织效率直接影响整体修复周期。建议以操作风险为导向,建立作业级别—工种组合—技能要求三位一体的人员调配机制。对高空、有限空间或高温作业区域,提前落实具备专项资质的人员清单与替补机制,确保现场任务在人员变动时不脱节。实际作业中可采用“技师带组、分段执行、全程复核”的流程,明确每个关键节点的责任人及检验标准,检修记录应由第三方抽查核验后归档。同时,建立故障处置时间节点表,从“发现—定位—拆检—复装—试运”全过程划分阶段任务,避免操作重叠、盲目等待等无效工时,压缩平均修复周期。

### 3.4 推动标准体系与应急预案的同步完善

机组长期稳定运行依赖于可执行、可追溯的技术规范与紧急响应机制。建议逐步建立各类检修作业的作业指导书、技术规程与检验标准,明确检修步骤、工具选型与合格判定依据,可推行“可视化检修包”制度,将操作卡、工具具、零部件与标准流程文件装入同一容器,提高现场规范执行力。在检修过程中,对新发现的结构缺陷或典型故障模式进行归档,实时更新标准文本,避免重复误判。针对突发性停机、水轮脱网、润滑系统失效等典型风险场景,应制定完整的应急预案,明确人员到位顺序、物资调配流程与应急恢复节点<sup>[5]</sup>。

## 4 典型案例分析

### 4.1 案例背景与故障表现

某抽水蓄能电站在秋季高水头工况下,机组运行曲线呈现持续波动,主轴振动在部分工况点出现阶跃式上升,峰值接近保护整定线。运行日志记录显示,该机组在前一阶段承担了较密集的调峰任务,启停频次较往年同期增加约30%,导叶动作节奏随负荷变化出现轻微滞后。在现场巡视中,技术人员发现导叶连杆外侧金属面有明显干涩摩擦痕,润滑油回油口颜色偏深,说明内部可能存在油路污染或压力波动。该机组此前曾发生过轻度导叶不同步现象,运行部门判断此次故障可能同时包含机械结构疲劳、水力扰动与调节机构偏差等多重因素,需要从机电两个维度展开精确排查。

### 4.2 技术诊断与检修实施过程

检修团队依托机组原有振动监测网络,对主轴上下导、推力轴承外圈等关键节点布设临时高频传感器,以增强数据采集密度。在连续测取多工况振动波形后,时频审视结果显示倍频成分显著增强,并伴随少量高阶谐波漂移,这类特征通常与叶片局部不平衡或流道紊流加剧相关。进一步使用超声波探头对转轮叶片进行A扫与B扫联合检测,在两处弧根位置发现反射能量异常增强,判断为低深度疲劳型裂纹。对导叶机构的磁粉检测则在部分销轴连接区域呈现断续性色带,说明存在微小开裂,间隙量规测得的侧隙值较标准偏大。

为排除油路问题,技术人员对导叶伺服油缸进行压力校验,发现油压在调节过程中存在短暂下跌,进一步拆检发现过滤组件内杂质偏多,油质老化较明显。综合检修措施包括:对叶片裂纹区域进行局部打磨与补焊;更换磨损销轴及衬套;对导叶油缸完成抽芯检查与密封修复;对油路系统实施清洗并更换滤芯;在

复装过程中重新调整导叶同步配合角度。所有处理完成后,再依托数字测振平台开展复测,确认振动幅值及波形形态均恢复至正常参考区间,导叶动作时间差也回到可控范围。

### 4.3 效果评估与路径应用验证

机组重新进入负荷调节后,运行曲线表现平稳。振动监测数据显示,在连续满负荷运行阶段,主轴振动峰值较检修前下降约20%,倍频特征波段的能量分布明显收敛。导叶动作同步误差由检修前的 $0.35^\circ$ 降至 $0.21^\circ$ ,调节机构响应时间也更贴合调速系统设定值。水力室噪声明显减弱,低负荷段脉动声趋于稳定,冷却系统温升波动小于 $0.8^\circ\text{C}$ ,说明机组整体水力与热力环境得到明显增强。将检修前后数据录入诊断平台后,平台模型将该机组风险等级由“中等偏高”调整为“可控”,并在趋势预测中呈现较稳定的下降曲线。此次检修过程验证了“振动特征识别—无损检测—结构修复—动作校验—数字复核”这一路径的可行性,特别是在结构疲劳与控制偏差并存的情境下,数据融合与标准化检测手段为故障定位提供了高效支撑。

## 5 结束语

增强关键部件的故障识别能力与检修响应效率,不仅限于技术手段的叠加,又在于建立以数据驱动为核心的全周期协同机制。依托典型案例实践可知,故障特征的精准定位、有序执行的检修路径及标准闭环的复核体系,是保障机组高效运行的重要支点。未来应持续推进智能化检修平台建设,将运行数据、检修流程与风险预控机制深度融合,为抽水蓄能电站构建可预见、可跟踪、可干预的运行治理体系。

## 参考文献:

- [1] 陈俊,叶宏,李华忠,等.变速抽水蓄能机组转子绕组内部短路故障保护[J].中国电力,2021,54(12):121-127,136.
- [2] 王强强.基于本体的抽水蓄能机组故障知识获取与智能故障诊断[D].北京:华北电力大学(北京),2023.
- [3] 郁小彬,杨众杰,祁立成,等.抽水蓄能机组动静干涉与相位共振诱发振动故障机理及抑制方法研究[J].水电与抽水蓄能,2024,10(01):38-43.
- [4] 齐鹏,李永刚,马明晗,等.抽水蓄能机组励磁绕组匝间短路漏磁检测研究[J].电机与控制学报,2024,28(02):32-43.
- [5] 潘军伟,姜季献,吴龙,等.抽水蓄能电站机组无功功率过励限制技术优化设计[J].湖南水利水电,2022(02):83-87.