

Upgrading and Transformation of AGC Automatic Power Generation Control Technology for Madu Mountain Hydropower Station

Yan Yang

Honghe Guangyuan Madu Mountain Hydropower Development Co., Ltd., Gejiu, Yunnan, 661014, China

Abstract

Addressing the issues of the long service life, hardware aging, outdated control strategies, and inability to adapt to the frequency regulation demand the new power system in the Madushan Hydropower Station's AGC system, this paper proposes a comprehensive upgrade strategy. Combined with the unit characteristics of the station, the hydrological features of the basin, and the grid connection assessment requirements of the China Southern Power Grid, this strategy encompasses hardware localization upgrades, deep optimization of control strategies, improvement of the security protection system, and expansion of intelligent operation and maintenance. Through this renovation, the operational reliability, regulation performance, and economic operation level of the AGC system can be comprehensively improved. It meets the core grid requirements for frequency and peak regulation, achieves the business goals of zeroing grid connection assessments and water conservation with increased power generation, and provides a technical reference for AGC innovations in similar cascade hydropower stations.

Keywords

madushan hydropower station; automatic generation control (AGC); technical renovation; control strategy optimization; frequency and peak

马堵山水电站 AGC 自动发电控制技术升级改造思路

杨艳

红河广源马堵山水电开发有限公司, 中国·云南个旧 661014

摘要

针对马堵山水电站AGC系统投产年限长、硬件老化、控制策略滞后、无法适配新型电力系统调频需求的问题,结合电站机组特性、流域来水特点与南方电网并网考核要求,提出一套涵盖硬件国产化升级、控制策略深度优化、安全防护体系完善、智能化运维拓展的全维度升级改造思路。通过本次改造,可全面提升AGC系统的运行可靠性、调节性能与经济运行水平,满足电网调频调峰核心需求,实现并网考核清零、节水增发的经营目标,为同类型流域梯级水电站AGC改造提供技术参考。

关键词

马堵山水电站;自动发电控制(AGC);技术改造;控制策略优化;调频调峰

1 引言

随着新型电力系统建设持续推进,风电、光伏等新能源在电网中的占比快速提升,电网调频调峰压力显著增大。水电作为启停灵活、调节响应快的清洁能源,是电网二次调频的核心支撑力量,而自动发电控制(AGC)是水电站参与电网调频调峰的核心技术系统,其性能直接决定电站的并网合规性、运行安全性与经济效益。

马堵山水电站位于云南省红河州境内红河干流,是红河中下游梯级开发的第10级电站,水库总库容5.51亿 m^3 ,具有不完全年调节性能,总装机容量 $3 \times 96\text{MW}$,3台混流

式机组于2011年全部投产,是南方电网云南区域重要的区域性调频调峰电源。电站投产至今已连续运行超15年,原配套AGC系统存在硬件老化、控制策略滞后、调节性能不达标、安全防护不足等问题,频繁引发电网并网考核,已无法适配新型电力系统下的电网运行要求与电站安全经济运行需求。基于此,本文结合马堵山水电站的实际运行工况,系统提出AGC系统全维度升级改造思路,为电站提质增效与电网调频支撑能力提升提供技术支撑。

2 马堵山水电站 AGC 系统现状与改造必要性

2.1 系统运行现状与现存问题

马堵山水电站原AGC系统采用投产时配套的进口PLC控制器,配套常规固定参数PID闭环控制逻辑,负荷分配采用平均分配模式,与机组调速器、监控系统采用串口通信

【作者简介】杨艳(2003-),女,哈尼族,中国云南红河州人,从事电气自动化研究。

方式，已连续运行超15年，当前存在四大核心问题：

一是硬件系统老化严重，运行可靠性不足。核心控制器、数据采集模块、通信模块均已超期服役，设备故障率逐年上升，存在数据采集零点漂移、指令执行拒动/误动、通信中断等问题，2023-2024年AGC月均可用率仅为94.2%，低于南方电网 $\geq 95\%$ 的考核要求。同时，红河干流泥沙含量大，水轮机导叶调节机构磨损严重，原执行机构响应迟缓，进一步加剧了AGC调节性能的恶化。

二是控制策略滞后，无法适配新型电力系统调频需求。原系统采用固定参数PID控制，无法适配电站丰枯季水头变化范围大（额定水头31m，运行水头18.5-37.6m）的工况，低水头、小负荷工况下调节振荡、超调问题突出；AGC与一次调频协同性差，存在频繁反向调节问题，大幅削弱了电站调频支撑能力，单机调节速率仅为1.1%额定容量/min，低于南方电网 $\geq 1.5\%$ 额定容量/min的要求，调节精度、响应时间等核心指标均频繁超标。

三是负荷分配策略粗放，经济运行水平偏低。原系统采用平均分配的粗放模式，未结合不同水头下机组的效率曲线、耗水率特性、振动区范围进行优化，导致机组长期在低效区、振动区运行，不仅加剧了设备磨损与疲劳损伤，还造成水能资源浪费，2024年电站平均水能利用率较设计值低2.1个百分点。

四是安全防护体系不符合现行规范要求。原系统防护配置无法满足《电力监控系统安全防护规定》与等保2.0三级防护要求，存在通信规约不统一、纵向加密装置老化、访问控制策略不完善、运维审计缺失等安全隐患，不符合电网并网安全要求。

2.2 改造核心必要性

本次AGC升级改造具有极强的必要性与紧迫性：一是合规性刚需，通过改造可全面提升AGC核心性能指标，满足南方电网并网考核要求，实现考核清零，提升辅助服务补偿收益；二是设备安全刚需，通过硬件升级与机构优化，解决设备超期服役的安全隐患，提升系统运行可靠性，降低非计划停运风险；三是电网适配刚需，通过控制策略优化，提升AGC快速响应与精准调节能力，适配高比例新能源并网的调频需求，强化电网频率支撑能力；四是经济运行刚需，通过智能负荷分配与振动区规避，提升水能利用率，实现节水增发，提升电站经济效益。

3 核心升级改造技术思路

本次改造以“安全可靠、精准高效、经济适配、自主可控”为核心原则，从四大维度开展全维度升级，全面解决原系统痛点问题。

3.1 硬件系统国产化与可靠性升级

针对原系统硬件老化、兼容性差、可靠性不足的问题，开展全链路硬件升级改造。一是核心控制器升级，替换原超期服役的进口PLC，采用国产化双冗余热备高性能PLC，提升数据处理速度与指令执行效率，双冗余架构可实现单模

块故障无扰切换，保障AGC连续运行。二是采集与执行层优化，更换高精度有功功率变送器、水头传感器、导叶开度传感器等采集设备，解决原设备零点漂移、测量精度不足的问题；针对高含沙导致的导叶机构磨损问题，对调速器液压控制单元进行检修与适应性改造，更换磨损部件，优化液压响应特性，解决机构卡涩、调节迟缓问题。三是通信系统升级，优化厂内AGC与监控系统、调速器系统的通信链路，采用双冗余工业以太网架构，统一采用IEC60870-5-104标准规约，降低传输延迟；升级与云南中调、集控中心的纵向通信链路，配套更换国产化双冗余纵向加密认证装置，满足电网安全防护要求。四是上位机与存储系统升级，升级操作员站、工程师站硬件，配套国产化工业操作系统，优化人机交互界面；配置冗余工业级存储设备，实现AGC运行数据、调度指令数据不少于3年的完整存储，满足电网溯源要求。

3.2 核心控制策略深度优化

控制策略优化是本次改造的核心，结合电站运行特性，重点开展六大模块的优化升级：

一是AGC与一次调频协同控制优化。新增频率校正调制逻辑，实现AGC与一次调频指令的协同适配，当电网频率超出一次调频死区（ $\pm 0.05\text{Hz}$ ）时，AGC自动暂停反向调节，优先保障一次调频动作有效性；频率恢复至正常区间后，平滑完成负荷闭环调节，彻底解决两者反向调节的问题，强化电网调频支撑能力。

二是多机组智能负荷优化分配。打破原平均分配模式，构建以电站整体水能损耗率最低为核心的多目标优化模型，结合不同水头下机组的耗水率特性、设备健康状态、运行时长等约束，通过智能算法动态求解最优负荷分配方案，同时设置平滑过渡逻辑，避免负荷频繁波动，实现节水增发的经济运行目标。

三是机组振动区智能规避。基于真机试验数据标定不同水头下的机组振动区数据库，优化调节逻辑，单机组调节时采用“加速通过+单向逼近”策略快速穿越振动区；多机组调节时优化负荷组合，避免多台机组同时进入振动区，最大限度降低振动对设备的损伤。

四是全工况自适应PID参数优化。针对电站水头变化范围大的特点，构建自适应PID参数模型，按水头、负荷区间划分多组控制参数，系统实时匹配最优PID参数、调节速率与超调抑制系数，兼顾大偏差时的快速响应与小偏差时的精准稳定，实现全工况调节性能达标。

五是异常工况容错控制。完善故障诊断与容错逻辑，针对测点故障、通信中断、机组异常等场景，设置自动处置功能，实现测点故障自动切换备用、机组故障自动重分配负荷、偏差超标自动报警限幅，最大限度保障AGC连续运行。

六是调度指令智能预处理。新增指令合理性校验与平滑处理功能，过滤超出电站可调范围的无效指令，对大幅阶跃指令进行阶梯式平滑处理，避免机组负荷突变冲击；结合超短期负荷预测优化调节提前量，进一步提升AGC响应的及时性与精准度。

3.3 网络安全防护体系升级

严格遵循电力监控系统“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的防护方针，全面升级安全防护体系。明确 AGC 系统属于电力监控安全 I 区，优化网络分区架构，与安全 II 区系统之间配置国产化正向单向横向隔离装置；与调度端、集控中心之间配置双冗余纵向加密认证装置，实现数据传输双向认证与加密。升级工业级防火墙、入侵检测系统，完善访问控制策略，关闭非必要端口与服务；配置统一安全运维审计系统，实现所有操作全流程审计与溯源，满足等保 2.0 三级防护要求。

3.4 智能化运维功能拓展

新增 AGC 性能在线监测与分析模块，实时采集计算调节速率、响应时间、调节精度、可用率等核心考核指标，自动生成运行报表，对超标数据进行智能分析与原因定位，为运维优化提供数据支撑。完善设备故障预警与智能诊断功能，对控制器、传感器、通信链路、执行机构的运行状态进行实时监测，提前识别设备劣化趋势，触发分级预警并给出处置建议，实现从“事后检修”向“事前预防”的运维模式转变。优化人机交互界面，简化操作流程，完善分级权限管理，杜绝误操作风险。

4 改造实施安排与效果验证

4.1 实施安排

结合电站运行特点与流域来水规律，本次改造采用“单机分段实施、先开环后闭环、不影响电站正常发电”的原则，安排在枯水期实施，总工期控制在 4 个月，避免丰水期影响发电收益。具体分为 6 个阶段：一是前期准备阶段，完成原系统性能测试、机组特性试验、方案设计与评审、调度报备、设备采购与人员培训；二是单台机组试点改造阶段，完成 1 号机组硬件安装与基础配置；三是开环调试与策略优化阶段，完成试点机组开环调试与逻辑验证；四是剩余机组改造与闭环调试阶段，完成 2、3 号机组改造，依次开展单机组闭环与整站联合调试；五是入网测试与试运行阶段，完成电网 AGC 入网测试，进入全系统闭环试运行；六是竣工验收与资料归档阶段，完成项目验收、资料归档与运维人员培训，正式交付投运。

4.2 效果验证

改造完成后，通过入网测试与连续 3 个月的试运行数据验证，核心性能指标需达到表 1 所示目标值，全面优于南方电网考核要求。预计可实现年电网考核费用清零，年辅助服务收益提升 15% 以上，年节水增发电量超 1200 万 kWh，具有显著的经济效益与社会效益。

表 1 马堵山水电站 AGC 改造核心性能指标对比

序号	考核指标	改造前实测值	改造后目标值	南方电网考核要求
1	AGC 月可用率	94.2%	≥ 99%	≥ 95%
2	单机调节速率	1.1% 额定容量 /min	≥ 2% 额定容量 /min	≥ 1.5% 额定容量 /min
3	指令响应时间	62s	≤ 30s	≤ 60s
4	调节精度	± 2.3% 额定容量	≤ ± 1% 额定容量	≤ ± 1.5% 额定容量
5	月均电网考核次数	8 次	0 次	无违规
6	月均振动区停留时长	22h	≤ 1h	无强制要求
7	水能利用率	97.9%	≥ 99%	无强制要求

5 改造风险管控措施

为保障改造工作安全有序推进，针对核心风险制定专项管控措施：一是施工安全风险管控，严格执行电力安全工作规程与工作票制度，落实双监护制度，施工区域与运行设备物理隔离，杜绝误碰运行设备；二是电网调度风险管控，所有调试工作提前向调度机构报备，严格按照批复范围开展，闭环调试前完成全功能开环验证，杜绝影响电网稳定的事件；三是设备故障风险管控，所有硬件提前完成上电测试与老化试验，调试过程中保留原系统应急回退通道，异常时可立即无扰切换；四是性能不达标风险管控，前期完成机组特性全面试验，控制策略针对性定制，调试过程中逐工况验证优化，确保所有指标满足设计与电网要求。

6 结论

本文针对马堵山水电站原 AGC 系统存在的硬件老化、控制策略滞后、调节性能不达标等核心问题，结合电站机组特性、流域来水特点与电网考核要求，提出了一套全维度的

升级改造思路。本次改造以自主可控、安全高效为核心，可全面提升 AGC 系统的运行可靠性、调节性能与经济运行水平，既满足新型电力系统下电网的调频调峰需求，又可实现电站考核清零、节水增发的经营目标，同时可为国内同类型流域梯级水电站的 AGC 升级改造提供参考与借鉴。

参考文献

- [1] 国家能源局. 发电厂并网运行管理规定[S]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [2] 南方电网电力调度控制中心. 南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则(2023版)[S]. 广州: 南方电网出版社, 2023.
- [3] 张宇, 李阳. 水电机组一次调频与AGC协同控制策略研究[J]. 水电自动化与大坝监测, 2025, 49(02): 45-50.
- [4] 梁爽, 王浩祥. 二郎坝梯级水电站自动发电控制技术(AGC)的应用[J]. 陕西水利, 2025(06): 137-139+143.
- [5] 周慧芬, 孙小江. 水电站小型机组自动发电经济运行设计[J]. 电力系统保护与控制, 2006(20): 15-18.
- [6] 邹伦森. AGC技术在鲁布革水电站的应用及优化研究[J]. 电力与能源进展, 2013, 1(1): 1-6.