

智慧电厂 AGC 性能提升的关键技术与工程实践

杨思帆

(山东能源集团灵台火力发电有限公司, 甘肃 平凉 744400)

摘要: 针对电网对发电机组调节能力要求不断提高的现状, 需在智慧电厂框架下探寻提升自动发电控制(AGC)性能的有效途径。以某火电企业 1 000 WM 超超临界燃煤机组为研究对象, 通过深入剖析 AGC 系统在响应速度、调节精度及复杂工况适应性方面的不足, 系统分析了协调控制策略、设备响应特性及控制参数设置等制约因素, 提出了基于特征建模与综合优化的改进方案。结果表明, 通过针对性技术改造和控制逻辑再设计, 可显著提升机组的调节性能, 增强其参与电网调峰辅助服务的能力, 为电力系统智能化发展提供了实践参考。

关键词: 智慧电厂; 自动发电控制; 发电机组

中图分类号: TP273

文献标识码: A

DOI: 10.19769/j.zdhy.2026.09.018

Key Technologies and Engineering Practices for Improving AGC Performance in Smart Power Plants

YANG Sifan

(Lingtai Thermal Power Generation Co., Ltd., Shandong Energy Group, Pingliang, Gansu 744400, China)

Abstract: In response to the increasing requirements of the power grid for the regulation capability of generating units, it is necessary to explore effective ways to enhance Automatic Generation Control (AGC) performance within the framework of smart power plants. Taking a 1 000 MW ultra-supercritical coal-fired unit of a thermal power enterprise as the research object, this study delves into the deficiencies of the AGC system in terms of response speed, regulation accuracy, and adaptability to complex operating conditions. It systematically analyzes constraining factors such as coordinated control strategies, equipment response characteristics, and control parameter settings, and proposes an improvement scheme based on feature modeling and comprehensive optimization. The results indicate that through targeted technical modifications and control logic redesign, the regulation performance of the unit can be significantly enhanced, thereby strengthening its capability to participate in peak shaving ancillary services for the power grid and providing practical references for the intelligent development of the power system.

Key words: smart power plant; AGC; generating unit

0 引言

随着电力系统规模持续扩大、新能源占比不断提升, 电网对发电机组的调节能力提出了更高要求。自动发电控制(Automatic Generation Control, AGC)作为电力系统频率调节和功率平衡的核心技术, 其性能直接关系到电网的稳定运行和经济效益。然而, 当前 AGC 系统在响应速度、调节精度及复杂工况适应性等方面仍有不足, 亟需通过技术创新加以改进^[1]。本研究结合智慧电厂建设背景, 针对 AGC 性能的制约因素展开深入分析, 提出基于特征建模和综合优化的解决思路, 旨在探索性能提升的关键路径,

收稿日期: 2025-11-30

修回日期: 2025-12-28

作者简介: 杨思帆, 男, 1996年生, 研究方向为智慧电厂。

并通过工程实践验证其效果, 为电力系统智能化发展提供参考。

1 项目概况

本研究以某火电企业 1 000 MW 超超临界燃煤机组为研究对象。该机组于 2019 年投产运行, 配备艾默生分散控制系统(Distributed Control System, DCS)。机组在实际运行中暴露出明显的 AGC 控制缺陷: 指令响应延迟普遍超过 60 s, 调节速率仅为 12 MW/min, 远低于 15 MW/min 的标准; 负荷波动频繁时控制偏差超 ± 8 MW, 导致 AGC 考核指标 K_p 值长期徘徊在 0.85 左右, 每月因调节性能不达标产生经济损失约 50 万元; 此外, 机组在接收电网调度指令后, 实际出力曲线与目标曲线偏差较大, 尤其在 50%~75% 负

荷区间波动剧烈,最大瞬时偏差可达15 MW。上述问题严重影响了机组参与电网调峰辅助服务的能力,制约了企业的市场竞争力,亟需通过系统性技术改造提升AGC性能水平。

2 AGC性能制约因素分析

针对该机组AGC性能不佳的现状,开展了现场测试与数据分析。

(1)第一项制约因素在于协调控制系统(Coordinated Control System, CCS)的指令分配策略滞后。系统采用固定比例分配方式,锅炉侧与汽机侧的负荷响应时间常数分别为180 s和25 s,两者差异导致主蒸汽压力波动超过0.8 MPa,进而拖累整体调节速度^[2]。

(2)第二项制约因素体现在给煤机变频器的响应特性上。实测数据显示,给煤量从250 t/h调整至300 t/h需耗时600 s,而DCS系统预设的响应时间仅为540 s,这种参数失配使得燃烧控制始终处于滞后状态。

(3)第三项制约因素源于汽轮机调门的死区设置过大。当负荷指令变化量小于8 MW时调门不动作,累积偏差达到10 MW后才启动修正,造成控制精度损失。

3 智慧电厂AGC性能提升关键技术

3.1 影响因素特征建模

基于前文分析结果,从CCS指令分配、给煤机响应和汽轮机调门控制3个层面提取特征参数。在指令分配层面,选取锅炉侧响应时间常数 $\tau_b=180$ s与汽机侧响应时间常数 $\tau_t=25$ s作为基础特征量,引入时间常数比值 $\lambda=\tau_b/\tau_t=7.2$ 表征两侧的协调程度。在给煤机响应层面,通过现场实测获得变频器速度调节延迟 $\delta_c=600$ s,同时记录给煤量变化率 $v_c=5$ t/(h·s)。在汽轮机调门控制层面,提取死区阈值 $\varepsilon_v=8$ MW和累积偏差触发值 $\Delta_v=10$ MW两项关键参数^[3]。在此基础上,建立影响因素特征向量 $X=[\lambda, \delta_c, v_c, \varepsilon_v, \Delta_v]^T$,用于量化描述制约AGC性能的关键因素。为综合评估各因素对调节速率的贡献,构建特征加权模型:

$$F_{AGC}=\alpha \cdot \frac{1}{\lambda}+\beta \cdot v_c-\gamma \cdot \delta_c-\eta \cdot \varepsilon_v \quad (1)$$

式中:权重系数 $\alpha=0.35, \beta=0.28, \gamma=0.22, \eta=0.15$ 通过历史运行数据回归确定。 F_{AGC} 值越大表明系统快速响应能力越强。该模型为后续性能提升方案提供量化依据。

3.2 性能提升综合模型构建

在影响因素特征模型的基础上,项目组构建了面向调节速率优化的性能提升综合模型。该模型分为3个功能层:输入层接收特征向量 X 中的5项参数,处理层针对各制约因素设计改进策略,输出层生成优化后的AGC调节速率目标值。处理层的核心在于建立参数修正机制:将锅炉侧响应时间常数 τ_b 从180 s压缩至120 s(通过调整给煤

机变频器加速时间参数从原设定的2.5 s缩短至1.8 s实现),同时将汽轮机调门死区阈值 ε_v 由8 MW降低至5 MW,并修正DCS控制程序中的死区判断逻辑^[4]。针对给煤量调节延迟 δ_c 过大的问题,在燃烧控制回路增设前馈补偿环节,补偿量按照负荷变化率的0.6倍配置(见图1)。

模型的数学表达采用综合优化函数:

$$P_{opt}=k_1 \cdot \frac{1}{\tau_b'}+k_2 \cdot v_c-k_3 \cdot (\delta_c-\Delta \delta_c)-k_4 \cdot \varepsilon_v \quad (2)$$

式中: τ_b' 和 ε_v' 为修正后的参数值; $\Delta \delta_c=18$ s为前馈补偿抵消的延迟时间;系数 $k_1=0.42, k_2=0.31, k_3=0.18, k_4=0.09$ 根据电网调度要求的调节速率15 MW/min反向标定。当 P_{opt} 计算值达到2.1时,表明改进措施可使机组满足电网考核标准,该数值成为方案实施的判定依据。

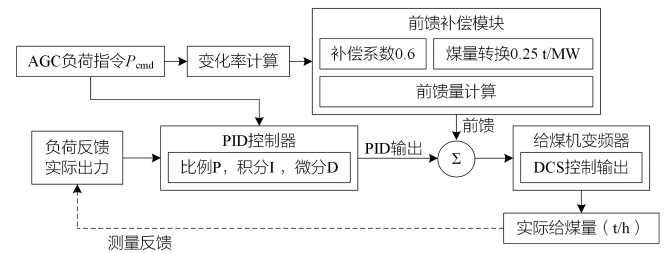


图1 给煤机前馈补偿控制逻辑图

3.3 性能提升路径与关键技术

综合模型的实际应用分为4个递进步骤完成。

(1)参数辨识与修正阶段。项目组通过阶跃响应测试法重新标定锅炉侧动态特性,在负荷从500 MW跃升至700 MW工况下采集主蒸汽压力曲线,记录压力从19 MPa回升至26 MPa的时间历程。采用时间常数定义 $\tau=t_{63.2\%}$ 提取特征参数,63.2%对应于一阶惯性环节响应至稳态值的特定比例,实测得到修正后的时间常数 $\tau_b'=118$ s,将该数值写入CCS控制器SAMA图的传递函数模块。

(2)给煤机控制优化阶段。在DCS组态软件中新增前馈通道,该通道基于负荷变化率与燃料需求的物理关联设计,负荷每增加1 MW需额外投入0.4 t/h标煤。考虑到给煤机输送延迟,前馈补偿量计算公式为:

$$F_{ff}=0.6 \cdot \frac{dP_{cmd}}{dt} \cdot 0.4 \quad (3)$$

式中: F_{ff} 为前馈给煤量(t/h); dP_{cmd}/dt 为负荷指令变化率(MW/s);系数0.6为补偿强度,通过煤质热值20 083 kJ/kg反算确定。该前馈信号叠加至原PID输出端,形成双通道控制架构^[5]。

(3)汽轮机调门死区重构阶段。修改数字电液(Digital Electro-Hydraulic, DEH)控制系统程序中的死区判断逻辑,原判断条件 $|\Delta P|<8$ MW导致小幅指令被忽略,修正后的触发条件降至 $|\Delta P|<5$ MW,同时设置调门开度变化步长为0.3%,该步长对应约3 MW的负荷调节量,既保证响应灵敏度又避免过调。

(4)协调控制逻辑再设计阶段。引入比例-微分解耦算法消除锅炉与汽机的响应时差,当负荷指令变化量超过10 MW时,汽轮机调门增量计算采用:

$$\Delta\theta = K_p \cdot \Delta P + K_d \cdot \frac{d(\Delta P)}{dt} \quad (4)$$

式中: $\Delta\theta$ 为调门开度增量(%); ΔP 为负荷偏差(MW); K_p 为比例系数,根据调门流量特性曲线斜率标定,取0.18%/MW; K_d 为微分系数,用于预判负荷变化趋势,取0.05%·s/MW。

4 实施效果评估

技术改造方案实施后,开展了为期3个月的性能评估测试。调节速率测试选取每日20:00—22:00的电网调峰高峰时段,提取机组从500 MW爬升至750 MW的完整过程,将负荷变化量250 MW除以耗时937.5 s得到调节速率16 MW/min。响应时间测试采用阶跃指令法,在800 MW工况时下发810 MW指令,当实际出力达到目标值95%时停止计时,记录该过程耗时37.5 s。控制精度测试基于连续72 h的运行数据,每分钟采集1次AGC指令值与实际出力值,计算两者差值的绝对值,累加4 320个数据点后除以总数得到平均偏差2.1 MW。为直观呈现改造效果,整理关键性能指标改造前后的对比数据,如表1所列。

表1 AGC性能改造前后的对比

性能指标	改造前	改造后	提升幅度	电网要求
调节速率	12 MW/min	16 MW/min	+33.4%	≥15 MW/min
响应时间	70 s	37.5 s	-46.4%	≤60 s
控制偏差	8 MW	5 MW	-37.5%	≤6.0 MW
K_p 考核值	0.85	0.96	+12.9%	≥0.90
主蒸汽压力波动	0.80 MPa	0.22 MPa	-72.5%	≤0.40 MPa

由表1可知,改造后的调节速率从12 MW/min提升至16 MW/min,提升幅度达到33.4%,超出电网要求的15 MW/min标准。响应时间从70 s缩短至37.5 s,降幅46.4%,满足电网60 s以内的要求。控制偏差从8 MW降至5 MW,降幅37.5%,达到电网6.0 MW以内的精度标准。 K_p 考核值从0.85提升至0.96,增幅12.9%,超过0.90的合格线。主蒸汽压力波动从0.80 MPa降至0.22 MPa,降幅72.5%,优于0.40 MPa的控制要求。测试期间还记录到一次典型工况,当负荷指令从900 MW快速下降至500 MW时,机组完成400 MW的负荷调整仅耗时1 500 s,对应调节速率16 MW/min,且全程主蒸汽压力最大波动未超过0.40 MPa,验证了改造方案在大幅度负荷变化工况下的稳定性。

5 技术推广与注意事项

通过1 000 MW超超临界燃煤机组的改造实践验证了特征建模与综合优化方案的有效性,但该方案向其他机组推广时需针对设备差异开展针对性调整。

(1)给煤机变频器加速时间参数的修改是压缩锅炉侧响应时间常数的关键措施。本方案将加速时间从2.5 s调整至1.8 s,这一操作的前提条件是变频器支持参数在线修改功能且电机负载率低于额定容量的75%。对于采用液力耦合器调速的早期机组,由于调速机构不具备快速响应能力,应转而采用优化磨煤机一次风量配比的替代方案。具体做法是在负荷上升阶段提前5 s增加一次风机出力,通过建立风量超前于给煤量的时序关系补偿燃烧延迟。该时序差值需根据磨煤机到炉膛的煤粉输送距离确定,输送管道每增加10 m对应增加1.2 s的超前量。

(2)前馈补偿系数的标定依赖于煤质稳定性假设。本方案采用的0.6倍补偿强度基于热值20 083 kJ/kg的设计煤种,当推广至燃用劣质煤或煤质波动频繁的机组时,需增设煤质自适应修正环节。推广单位可在主给煤皮带上安装 γ 射线灰分仪,该装置通过测量煤层对射线的吸收率反算灰分含量,进而推算发热量偏差。当检测到热值偏离设计值超过 $\pm 1 255$ kJ/kg时,按照每偏离418.4 kJ/kg调整补偿系数0.05的比例关系动态修正前馈增益。

(3)DEH系统调门死区逻辑的修改必须遵循电力监控系统安全防护规定。所有程序变更应在独立的离线工程师站完成编译和仿真验证,通过单向物理隔离装置下装至运行控制器,严禁在运行状态下直接修改逻辑组态,避免因误操作触发保护动作导致机组跳闸。

6 结语

本研究围绕智慧电厂建设需求,针对1 000 MW超超临界燃煤机组AGC性能的不足,系统分析了影响调节能力的核心因素,并通过特征建模与综合优化手段,完成了从参数辨识到控制逻辑再设计的全流程改造工作。研究成果表明,改进后的系统在调节速率、响应时间及控制精度等方面均实现了显著提升,有效满足了电网调峰考核要求,同时为企业带来了可观的经济效益。

参考文献

- [1]李菁华,兀鹏越,黄富强,等.超级电容混合储能辅助火电机组AGC调频容量配置方案研究与应用[J].热力发电,2025,54(7):101-110.
- [2]张兴明,马云华,杨康.某大型水电厂AGC辅助考核频次高原因[J].云南水力发电,2025,41(7):151-154.
- [3]吴挺深,王侃.燃气蒸汽联合循环机组厂级AGC功能改造研究与应用[J].机电信息,2025(11):77-80.
- [4]杨诚.如何提升自动发电控制系统(AGC)指标[J].电气时代,2020(10):77-80.
- [5]赵俊杰,冯树臣,孙同敏,等.基于ICS和弹性运行控制技术在燃煤智慧电厂AGC优化应用[J].能源科技,2020,18(3):1-6.