

660MW汽轮机调节系统优化实践

姜 凯 纪永强

陕西黄陵发电有限公司 陕西延安 727307

摘要: 为破解660MW火电机组汽轮机调节系统在变负荷运行中存在的响应滞后、稳定性差及能耗偏高难题,结合某电厂750kV双母线并网机组的实际运行场景,开展调节系统优化实践研究。首先剖析原调节系统的结构缺陷及运行瓶颈,包括电液调节机构响应迟缓、PID参数适配性不足、阀门控制逻辑不合理等;随后针对性提出优化方案:采用改进型PID控制算法优化调节参数,重构阀门流量特性曲线,升级电液执行机构液压伺服系统,并完善调节系统与锅炉、发电机的协调控制策略。通过现场调试与运行验证,优化后汽轮机调节系统的负荷响应时间缩短42%,转速波动幅度降至 $\pm 3r/min$ 以内,机组在75%~100%负荷区间的供电煤耗平均降低 $3.2g/(kW\cdot h)$,同时满足环保排放指标要求。研究表明,该优化方案可有效提升660MW汽轮机调节系统的控制精度与运行稳定性,降低机组能耗,为同类型火电机组的调节系统升级提供了可行的技术参照。

关键词: 660MW汽轮机;调节系统;PID优化;协调控制;能耗降低

引言

在能源结构转型背景下,火电机组仍承担着我国电力系统的基础负荷供应与调峰调频重任,660MW级机组凭借容量适宜、运行可靠的优势,已成为火电厂的主力机型之一^[1]。汽轮机作为火电机组的核心动力设备,其调节系统的性能直接关乎机组的运行稳定性、经济性 & 环保水平。某电厂660MW机组采用“锅炉-汽轮机-发电机”单元制运行模式,接入750kV双母线电网,承担区域电网的调峰任务。近年来,随着电网负荷峰谷差逐步扩大,机组频繁处于变负荷运行状态,原汽轮机调节系统暴露出诸多问题:变负荷时响应滞后显著,易导致锅炉汽压波动过大;稳态运行时转速与负荷波动超标,影响电网电能质量;高负荷区间调节效率下滑,导致供电煤耗攀升,环保压力加大^[2]。

当前,国内外学者围绕汽轮机调节系统优化开展了大量研究工作。李军等^[3]通过改进PID控制算法提升了300MW机组的调节响应速度,但未考虑与锅炉、发电机的协调匹配;王浩等^[4]对汽轮机阀门控制逻辑进行优化,降低了节流损失,但在高参数机组上的适用性有待验证。现有研究多聚焦于单一环节优化,缺乏针对660MW级机组全工况下的系统性优化方案,且未充分结合750kV高压并网场景的运行要求^[5]。基于此,本文结合某电厂660MW机组的实际运行数据,剖析原调节系统的核心问题,提出涵盖控制算法、执行机构、协调逻辑的全流程

优化方案,通过现场实践验证优化效果,为同类型机组的高效稳定运行提供技术支撑。

一、原汽轮机调节系统现状及问题分析

(一) 系统基本配置

某电厂660MW汽轮机采用超临界参数、一次中间再热、单轴、三缸四排汽式结构,配套锅炉为超临界直流锅炉,发电机的水氢氢冷却式同步发电机,机组通过两台750kV主变压器接入750kV双母线电网。汽轮机调节系统采用数字电液调节(DEH)系统,核心构成包括:转速与负荷检测单元、DEH控制器、电液执行机构(伺服阀、油动机)、调节阀门(高压主汽门、高压调门、中压主汽门、中压调门)及反馈检测单元。系统设计负荷调节范围为30%~100%额定负荷,正常运行时采用协调控制方式,接收AGC(自动发电控制)指令实现负荷自动调节。

(二) 运行中存在的核心问题

通过对机组近1年的运行数据统计及现场测试,发现原调节系统主要存在以下问题:

(1) 变负荷响应滞后。当AGC指令下达负荷变化指令(变化幅度 $\pm 50MW$)时,机组实际负荷达到目标值的时间需18~22s,远超设计要求的10s以内,导致电网调峰响应不及时。滞后原因主要为电液执行机构的液压伺服系统响应缓慢,伺服阀流量增益不足,且PID控制

器参数为固定值,无法适配不同负荷区间的动态特性。

(2) 稳态运行稳定性差。在额定负荷(660MW)运行时,汽轮机转速波动幅度为 $\pm 8\sim\pm 10\text{r/min}$,超出GB/T 5578-2013《固定式发电用汽轮机技术条件》规定的 $\pm 5\text{r/min}$ 限值;在50%负荷(330MW)低负荷运行时,负荷波动幅度达 $\pm 12\text{MW}$,导致锅炉燃烧不稳定,NO_x排放浓度出现波动,最高超出设计限值 50mg/m^3 。

(3) 运行经济性偏低。原调节系统采用节流调节方式,高压调门在部分负荷下开度较小,节流损失较大;同时,阀门流量特性曲线与汽轮机热力特性不匹配,导致机组在75%~100%负荷区间的供电煤耗偏高,平均为 $312\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,高于同类型机组先进水平。

(4) 协调控制衔接不畅。调节系统与锅炉燃烧系统、发电机励磁系统的协调逻辑不完善,当负荷变化时,汽轮机进汽量调整与锅炉给煤、给水调整不同步,导致主汽压波动幅度达 $\pm 0.8\text{MPa}$,影响机组整体运行稳定性。

二、汽轮机调节系统优化方案设计

针对原调节系统存在的问题,结合机组“锅炉-汽轮机-发电机”协调运行需求及750kV并网运行要求,从控制算法、执行机构、阀门特性、协调逻辑四个维度设计优化方案。

(一) 改进型PID控制算法优化

原DEH控制器采用传统PID控制算法,参数为固定值,无法适配不同负荷区间的动态特性。优化采用分段PID控制算法,根据负荷区间(30%~50%、50%~80%、80%~100%)设置不同的PID参数,通过负荷反馈信号自动切换参数组。同时,引入微分先行控制策略,将转速与负荷反馈信号先经过微分环节,再进入比例积分环节,减少滞后环节对调节效果的影响。

分段PID参数设置如下:低负荷区间(30%~50%),采用较大的比例系数($K_p=2.5$)、较小的积分系数($K_i=0.15$)和微分系数($K_d=0.8$),提升低负荷下的响应灵敏度;中负荷区间(50%~80%),设置适中的比例系数($K_p=1.8$)、积分系数($K_i=0.25$)和微分系数($K_d=0.5$),平衡响应速度与稳定性;高负荷区间(80%~100%),采用较小的比例系数($K_p=1.2$)、较大的积分系数($K_i=0.35$)和微分系数($K_d=0.3$),保证高负荷下的运行稳定性。

(二) 电液执行机构升级

原电液执行机构的伺服阀流量增益为 $0.05\text{L}/(\text{s}\cdot\text{MPa})$,无法满足快速调节需求,且油动机存在卡涩

隐患。优化方案:(1)更换高性能伺服阀,选用流量增益为 $0.08\text{L}/(\text{s}\cdot\text{MPa})$ 的电液伺服阀,提升液压系统的响应速度;(2)对油动机进行拆解检修,更换磨损的密封件与导向套,调整油动机行程精度,确保行程误差 $\leq\pm 0.1\text{mm}$;(3)在液压系统中增设压力补偿装置,稳定伺服阀入口油压,避免油压波动影响执行机构性能。

(三) 调节阀门流量特性重构

原调节阀门流量特性为线性特性,与汽轮机的热力特性不匹配,导致部分负荷下节流损失过大。通过现场测试获取汽轮机不同负荷下的进汽量需求,采用最小二乘法拟合阀门流量特性曲线,将线性特性优化为修正抛物线特性。优化后,高压调门在75%负荷时开度由原来的45%提升至62%,减少节流损失;同时,调整各高压调门的同步性,确保多阀协同调节时流量分配均匀,避免因阀门开度不一致导致的汽轮机振动增大。

(四) 协调控制逻辑完善

为解决调节系统与锅炉、发电机协调不畅的问题,优化协调控制逻辑:(1)在DEH系统中增设锅炉负荷前馈信号,根据锅炉燃烧率变化提前调整汽轮机进汽量,减少主汽压波动;(2)优化发电机励磁系统与DEH系统的联动逻辑,当负荷变化时,同步调整励磁电流,确保发电机端电压稳定;(3)设置负荷变化速率限制环节,根据锅炉燃烧稳定性调整负荷变化速率,高负荷区间限制为1.5%额定负荷/分钟,低负荷区间限制为1.0%额定负荷/分钟,避免负荷变化过快导致机组运行失稳。

三、优化效果验证

(一) 测试条件

优化方案实施后,在机组不同负荷区间(30%、50%、75%、100%额定负荷)开展现场测试,测试项目包括:变负荷响应时间、转速波动幅度、负荷波动幅度、主汽压波动幅度及供电煤耗。测试过程中,机组接入750kV电网正常运行,AGC指令正常投入,锅炉、发电机均处于自动控制状态。

(二) 测试结果分析

(1) 变负荷响应性能提升。当AGC指令下达 $\pm 50\text{MW}$ 负荷变化指令时,优化后机组实际负荷达到目标值的时间缩短至10~12s,较优化前缩短42%,满足设计要求。低负荷区间(330MW)响应时间由22s缩短至12s,中高负荷区间(495MW、660MW)响应时间由18s缩短至10s,有效提升了电网调峰响应能力。

(2) 运行稳定性改善。优化后, 额定负荷运行时汽轮机转速波动幅度降至 $\pm 3r/min$ 以内, 符合 GB/T 5578-2013 标准要求; 50% 负荷运行时, 负荷波动幅度降至 $\pm 5MW$ 以内, 较优化前降低 58%。主汽压波动幅度降至 $\pm 0.3MPa$ 以内, 锅炉燃烧稳定性显著提升, NO_x 排放浓度稳定在 $30mg/m^3$ 以下, 满足环保排放要求。

(3) 运行经济性提升。通过对不同负荷区间供电煤耗的测试, 优化后机组在 30%、50%、75%、100% 负荷区间的供电煤耗分别为 $335g/(kW \cdot h)$ 、 $318g/(kW \cdot h)$ 、 $305g/(kW \cdot h)$ 、 $302g/(kW \cdot h)$, 平均供电煤耗为 $315g/(kW \cdot h)$, 较优化前降低 $3.2g/(kW \cdot h)$ 。按机组年发电量 $3.96 \times 10^9 kW \cdot h$ 计算, 每年可节约标准煤 12672t, 减少 CO_2 排放 33147t, 经济效益与环保效益显著。

(4) 750kV 并网适应性验证。优化后机组在 AGC 指令频繁调整情况下, 并网功率波动幅度降至 $\pm 3%$ 额定功率以内, 满足 750kV 电网对并网机组的电能质量要求, 未出现因调节系统问题导致的电网波动。

四、结论与展望

(一) 结论

针对 660MW 汽轮机调节系统在变负荷运行中存在的响应滞后、稳定性差及经济性偏低等问题, 提出的改进型 PID 控制算法优化、电液执行机构升级、阀门流量特性重构及协调控制逻辑完善的综合优化方案, 经现场实践验证是可行有效的。优化后, 机组变负荷响应时间缩短 42%, 转速波动幅度控制在 $\pm 3r/min$ 以内, 平均供电煤耗降低 $3.2g/(kW \cdot h)$, 同时提升了与 750kV 电网的并网适应性, 满足环保排放要求。该优化方案充分考虑了“锅炉-汽轮机-发电机”的协调运行需求, 为同类型火电机组调节系统的升级改造提供了切实可行的技术参考。

(二) 展望

未来可进一步引入智能控制技术, 如模糊控制、神经网络控制等, 结合机组全工况运行数据建立自适应调节模型, 实现调节参数的在线自整定; 同时, 利用工业互联网平台对调节系统运行状态进行实时监测与故障预警, 提升系统的智能化运维水平。此外, 可开展调节系统与新能源发电的协同运行研究, 提升火电机组在新能源高渗透电网中的调峰调频能力, 助力能源结构转型。

参考文献

- [1] 中国电机工程学会. 中国电力工业发展报告 2024[M]. 北京: 中国电力出版社, 2024: 68-75.
- [2] 张宏涛, 李明, 王强. 660MW 超临界汽轮机 DEH 系统运行特性分析及优化[J]. 热力发电, 2022, 51(8): 124-130.
- [3] 李军, 赵伟, 刘勇. 改进 PID 算法在 300MW 汽轮机调节系统中的应用[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(5): 65-70.
- [4] 王浩, 陈峰, 张磊. 汽轮机调节阀流量特性优化及节能效果分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3876-3884.
- [5] 刘吉臻. 火电厂热工自动化理论与实践[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023: 189-201.
- [6] 赵振宙, 黄树红, 陈严. 超临界汽轮机协调控制系统优化策略研究[J]. 动力工程学报, 2022, 42(3): 185-191.
- [7] 国家能源局. GB/T 5578-2013 固定式发电用汽轮机技术条件[S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
- [8] 陈来九. 热工过程自动控制原理与应用[M]. 北京: 机械工业出版社, 2021: 156-163.