

深度调峰下 600MW 机组锅炉-汽机-电气协同集控操作优化研究

刘 威

云南华电镇雄发电有限公司 云南 昭通 657200

摘 要: 新型电力系统场景下,火电机组深度调峰频次大幅增加,600MW 超临界机组在 50%~100%Pe 低负荷工况中存在机炉电响应不匹配、燃烧稳定性差、参数波动大、供电煤耗偏高及调频性能不足等问题。本文分析机组多系统运行特性与协同控制机理,梳理深度调峰运行各类缺陷,提出锅炉、汽机、电气分项优化及一体化协同集控策略。仿真验证表明,优化方案可提升机组调节精度与运行安全性,有效降低能耗,适配电网深度调峰运行要求。

关键词: 深度调峰; 600MW 机组; 锅炉-汽机-电气协同集控; 操作优化

引言: 随着风电、光伏等新能源大规模并网,电网负荷波动性显著加剧,对燃煤机组深度调峰、快速变负荷与精准调频能力提出更高要求。600MW 超临界机组是电网主力调峰电源,传统独立集控模式无法适配深度调峰非线性工况,存在系统协同性弱、动态响应滞后、人工调控误差大等问题,易引发设备隐患与经济指标劣化。为此本文开展机炉电协同集控操作优化研究,旨在提升机组宽负荷调峰稳定性与运行经济性。

1 600MW 机组深度调峰运行特性及协同控制机理

1.1 600MW 超临界机组设备概况与调峰范围

(1) 锅炉为 HG1900/25.4-WM10 型超临界直流炉,配中速磨直吹式制粉系统,最低稳燃负荷 30%BMCR;汽轮机为 CLN600-24.2/566/566 型一次中间再热、单轴三缸四排汽凝汽式,配数字电液调节系统;发电机为 QFSN-600-2YHG 型水氢氢冷却,励磁系统响应快速,主变经 500kV GIS 接入电网。(2) 常规调峰负荷区间为 50%~100%Pe,多采用定压运行模式;深度调峰负荷区间为 30%~50%Pe,需切换至滑压运行,主汽压力随负荷降低,维持调门开度在合理范围,保证机组热效率与调节品质^[1]。(3) 深度调峰安全约束涵盖锅炉水动力稳定性(直流炉最低质量流速保护)、低负荷脱硝入口烟温不低于催化活性温度(>325℃保护动作,正常运行>330℃)、汽轮机末级叶片最小冷却流量限制及轴系振动限值、发电机进相深度及厂用电低电压保护等。

1.2 深度调峰下各子系统运行特性分析

(1) 锅炉低负荷时,炉膛热负荷降低,火焰充满度下降,煤粉浓度减小,燃烧稳定性变差;同时辐射换热比例增大,对流换热减弱,排烟温度下降,锅炉热效率

降低约 2~4 个百分点,需投运微油/等离子助燃系统辅助稳燃。(2) 汽轮机滑压运行时,主汽压力随负荷线性降低,调门近乎全开,节流损失减小,但高压缸排汽温度升高,末级叶片容积流量减少,易出现鼓风摩擦与颤振风险,给水流量与蒸汽流量匹配关系发生显著变化。(3) 电气系统在低负荷下,发电机功角减小,静态稳定储备下降,进相能力受限;一次调频响应受锅炉蓄热不足制约,负荷变化率降低,并网电压支撑能力减弱,无功功率调节范围变窄。

1.3 锅炉-汽机-电气多系统协同控制机理

(1) 锅炉蓄热惯性大(数十秒至分钟级),汽机调节响应快(秒级),电气功率平衡要求毫秒级响应,构成“慢-快-极快”多时间尺度耦合系统。动态响应以电网负荷指令为前导,汽机主控调门开度,锅炉主控跟进燃料与给水,电气侧实时匹配有功无功。(2) 传统集控下锅炉与汽机主控相互独立,协同依赖人工经验,电气仅作执行末端,缺乏热力信息交互。低负荷时锅炉蓄热不足,汽机调门过快易致主汽压大幅波动;无功调节与负荷调节缺乏协调,常现电压越限及负荷响应滞后。(3) 深度调峰要求协同集控具备预测前馈:锅炉侧预判负荷变化方向,动态调整燃料与给水;汽机侧限制负荷变化率(通常 $\leq 1.5\%Pe/min$),保障主汽压稳定;电气侧实时跟踪机端电压与电网频率,动态修正无功出力 and 一次调频系数,实现机炉电一体化协调优化。

2 深度调峰下 600MW 机组集控运行现存问题及成因分析

2.1 锅炉系统低负荷运行控制问题

(1) 低负荷时磨煤机出力降至额定 30%~50%,一次

风粉浓度偏低,煤粉气流着火延迟,火焰稳定性下降;运行中为保稳燃需提高一次风压,但过量一次风又稀释煤粉浓度,风煤配比难以精准匹配,易造成局部缺氧或过氧燃烧,引发燃烧器区域结焦或火焰偏斜。(2)炉膛负压受火焰波动影响剧烈,低负荷时燃烧扰动频发,引风机调节频繁振荡,负压波动可达 $\pm 300\text{Pa}$;过热器与再热器因烟气分布不均及工质流量变化,汽温偏差增大至 $\pm 10^\circ\text{C}$ 以上,喷水减温调节滞后加剧了主汽温周期性波动^[2]。(3)低负荷时磨煤机、给煤机、一次风机等辅机无法高效运行,风机挡板节流损失大,制粉电耗较额定工况升高约8%~15%;同时脱硝系统为维持催化剂入口烟温需投运烟气旁路或电加热,进一步推高厂用电率。

2.2 汽机系统变负荷调峰运行缺陷

(1)设计的滑压曲线基于额定负荷性能试验整定,深度调峰区域外延拟合精度差,实际运行中主汽压力给定值偏离最优滑压点,调门开度偏离经济区(过小或全开),导致节流损失增加或调节裕度不足,负荷响应延迟达20~30秒。(2)低负荷时高压缸排汽容积流量下降,高压缸做功比例减小,而中低压缸末级容积流量严重不足,末级叶片处于鼓风状态,排汽温度升高(可能超过 80°C),同时级组压比偏离设计值,缸效率下降3%~5%,热耗率显著升高。(3)变负荷过程中轴封蒸汽温度与转子金属温度变化速率不一致,导致胀差正负方向交替变化(低负荷时高压缸胀差趋于负值);同时低负荷下轴承油膜刚度下降,转子临界转速附近振动幅值增大,部分工况接近跳机保护定值。

2.3 电气系统功率协同适配问题

(1)电网AGC负荷指令下发至机组时,汽机调门和锅炉燃料相继动作,电气侧功率输出依赖机炉提供的机械功率;因锅炉蓄热响应滞后(约1~2分钟),电气有功功率变化滞后于指令需求,时序错位造成一次调频积分电量考核不合格。(2)深度调峰期间大量辅机变频器运行,产生谐波污染增加变压器及线路损耗;同时发电机有功出力降低,厂用变压器抽头电压调节不当导致厂用电率由额定5%升至7%~8%,增大了机组综合供电煤耗。(3)低负荷下发电机自动电压调节器(AVR)调节裕度降低,无功调差特性变差,并网点电压波动超出 $\pm 2.5\%$ 额定值;同时由于机械功率波动传递至电气功率,频率调节出现反调现象,调频精度难以满足 $\pm 0.05\text{Hz}$ 要求。

2.4 多系统协同集控整体管控短板

(1)传统分散控制系统(DCS)中锅炉主控、汽机主控、电气ECMS系统彼此独立,各系统闭环参数耦合

(如主汽压变化同时影响燃烧效率、汽机出力及励磁调节),但缺乏跨系统解耦控制策略,扰动沿耦合路径传导放大时缺乏有效抑制手段。(2)运行人员依据经验手动干预变负荷过程,面对深度调峰频繁变负荷工况(日调峰次数可达6~8次),人工操作无法精准预估蓄热变化和提前量设置,负荷调节偏差($\pm 3\sim 5\text{MW}$)反复修正,动态调节精度差且劳动强度大。(3)现有控制逻辑以额定工况线性模型为基础,深度调峰非线性区模型失配严重,固定PID参数难以适应宽负荷变化;加之缺乏基于实时工况的自适应优化功能,导致不同调峰深度下控制品质差异显著,机组安全裕度无法一致保证。

3 深度调峰下 600MW 机组锅炉-汽机-电气协同集控操作优化策略与效果验证

3.1 锅炉系统深度调峰操作优化方案

(1)低负荷时调整运行氧量、燃尽风量及磨煤机出力分配,通过优化旋流强度、提高煤粉浓度和降低煤粉细度改善着火性能;采用浓淡燃烧器与多层分级配风策略,保证热负荷集中且均匀分布;通过调节分离器转子转速调控煤粉细度与磨煤机出力,煤粉细度可调范围7%~9%,可实现磨组低负荷工况下负荷优化分配,磨煤机最低稳燃负荷降20MW,显著提升机组深度调峰能力。(2)汽温控制采用超前调节与串级PID相结合,以分隔屏出口温度作为前馈信号提前调整减温水量,抑制主汽温波动;炉膛负压控制引入引风机静压前馈,根据总风量变化提前调节动叶开度,将负压波动控制在 $\pm 100\text{Pa}$ 以内^[3]。(3)辅机联动节能采用负荷跟踪变频调节策略,根据实时负荷指令动态调整一次风机、引风机转速(维持额定值的60%~70%),减少挡板节流损失;建立辅机群控逻辑,低负荷($< 35\%\text{Pe}$)且持续30分钟以上时优先停运冗余磨煤机与循环水泵,同时投入暖磨备用状态,实现厂用电率降低1~2个百分点。

3.2 汽机系统变负荷调峰控制优化策略

(1)基于机组历史运行数据(涵盖30%~100%负荷区间多种背压及供热工况),采用聚类分析辨识实际阀门流量特性,以热耗率最小为目标,利用最小二乘支持向量机与鲸鱼优化算法寻优确定最优滑压初压曲线,修正原设计曲线在深度调峰区的外延偏差;优化后调门在全工况下维持在最佳阀位区间(35%~75%),节流损失显著降低。(2)建立调节级仿真模型,依据弗留格尔公式计算不同流量系数及阀门组合方式(单阀、顺序阀等)下的热耗特性,确定各负荷区间最佳阀门管理策略;优化后汽轮机热耗可降低约 10kJ/kWh ;同时引入凝结水变负荷技术,通过调节凝结水流量改变低加抽汽

量,快速弥补锅炉侧响应滞后,并依据凝结水变化量动态修正调门开度,同时建立背压和供热抽汽量前馈补偿函数,实时修正工况变化引起的滑压偏移^[4]。(3)变负荷过程中将轴封蒸汽温度、转子金属温度、轴承振动及胀差纳入联动保护逻辑,建立安全约束包络线;当胀差接近限值时自动调节轴封供汽温度(控制温差 $\pm 30^{\circ}\text{C}$ 以内),振动超标时优先降低负荷变化率(限制在 $1\%\text{Pe}/\text{min}$ 以内)并暂停负荷指令变化,待参数稳定后再恢复调节;增设多级预警与自动恢复功能,确保各安全参数全程可控。

3.3 电气系统功率协同调控优化方法

(1)在锅炉主控中引入煤量预测前馈,提前预判负荷变化方向并动态调整燃料与给水;汽机主控制器通过前馈设计迅速响应 AGC 负荷指令,基础部分由负荷指令线性函数构成,动态部分在 AGC 指令起始段作用以快速跳出调节死区;将电气功率输出与机炉响应时序匹配,缩短电气有功功率滞后时间至 15 秒以内。(2)低负荷时优化厂用变压器抽头电压设定,根据发电机有功出力动态调整各辅机变频器运行频率;对动调轴流风机实施全工况智能化节能运行,减少无效能耗;通过滑动窗口计算负荷数据标准差划分非稳态工况,针对性调整辅机运行模式。(3)采用智能协调控制体系,将传统 PID 控制与智能控制技术结合,实现一次调频与深度调峰协同优化;优化发电机 AVR 无功调差特性曲线,扩展低负荷无功调节裕度;针对机械功率波动引起的频率反调现象,在 DEH 侧增加功率反调抑制环节,确保并网点电压波动控制在 $\pm 1.5\%$ 以内、调频精度满足 $\pm 0.03\text{Hz}$ 要求^[5]。

3.4 多系统协同集控整体优化体系与仿真验证

(1)构建锅炉-汽机-电气一体化协同集控优化控制逻辑:以电网 AGC 负荷指令为总前导,经汽机主控快速调节调门开度,锅炉主控根据蓄热变化动态调整燃料与给水指令,电气侧同步匹配有功无功输出;引入多目标加权奖励函数,兼顾调节精度、响应速度与经济性;采用强化学习与自适应控制算法,解决传统固定 PID 参

数在深度调峰非线性区模型失配问题。(2)基于 MATLAB/Simulink 搭建 600MW 机组调峰工况仿真模型,涵盖锅炉燃烧、汽轮机调节级及电气功率输出等子模块;在快速升降负荷、低负荷稳定性及变工况扰动等条件下进行验证;模型仿真结果与电厂实际运行数据对比,验证被控对象模型的可行性。(3)优化前后对比分析表明:主蒸汽压力超调量由传统 PID 的约 5%降至 2.1%,调节时间缩短至 320 秒,IAE 和 ISE 指标分别降低 42.3%和 58.7%;低负荷运行温度波动控制在 $\pm 0.5\%$ 以内,供电煤耗降至 322g/kWh,较优化前降低 4.7%;抗扰动实验中恢复时间缩短至 28 秒,最大偏差仅 0.4MPa;机组在 30%~100%负荷区间内安全裕度一致性显著提升,综合供电煤耗降低约 5~8g/kWh。

结束语

本文围绕 600MW 机组深度调峰运行短板,完成机炉电多系统运行特性、协同机理及现存问题分析,构建了全维度协同集控优化体系。通过分项系统调控优化与一体化智能控制改造,有效解决了低负荷参数波动、响应滞后、能耗偏高等难题,大幅提升机组动态调节精度与安全裕度。研究成果可有效适配电网深度调峰需求,改善机组运行经济性与调频并网性能,可为同类型超临界机组调峰优化运行提供参考借鉴。

参考文献

- [1] 胡明,许天瑶.超临界 W 火焰锅炉深度调峰运行试验研究[J].锅炉技术,2024,55(5):21-25.
- [2] 赵斌,王喆.600MW 机组深度调峰汽轮机组变工况运行优化[J].热力发电,2023,52(8):112-118.
- [3] 康朝斌.600MW 亚临界机组深度调峰电气控制与并网优化[J].东北电力技术,2024,45(11):24-36.
- [4] 边鹏飞,姜波.基于 DDPG 算法的火电机组深度调峰机炉电协同优化控制[J].电工技术,2023,8(19):38-41.
- [5] 王磊,陈宇,周明.新能源消纳场景下 600MW 机组深度调峰集控操作策略优化[J].电力科学与工程,2025,41(2):68-74.