

350MW 热电机组深调工况下提升供热能力的改造实践与优化

史弘强 郝永锋

新疆华电高昌热电有限公司, 新疆吐鲁番, 838100;

摘要: 本文以 350MW 超临界抽凝式热电机组为研究载体, 系统分析深调工况对供热系统的影响机理, 从热力系统解耦改造、辅助供热系统配置、燃烧与协调控制优化、供热管网升级四个维度, 提出针对性改造方案。结合国内某热电 2×350MW 机组低压缸零出力改造等工程实例, 验证改造方案的有效性。结果表明, 综合改造后机组最低稳燃负荷可降至 30% 额定负荷以下, 供热能力提升 70MW 以上, 供电煤耗降低 27g/(kW·h) 以上, 实现深调能力与供热安全的协同优化。本文研究成果可为同类型 350MW 机组深调工况供热能力提升改造提供理论支撑与工程借鉴。

关键词: 350MW 热电机组; 深度调峰; 供热能力提升; 低压缸零出力; 热电解耦; 改造方案

DOI: 10.69979/3041-0673.26.04.023

引言

在新能源高比例并网的能源转型背景下, 350MW 级热电机组作为北方地区冬季供热核心电源与电网调峰主力, 需兼顾深度调峰与供热安全双重任务。深调工况下机组负荷降至 30%~40% 额定负荷时, “以热定电” 耦合特性导致供热抽汽量不足、供热参数波动等问题, 严重制约供热能力。

1 前言

1.1 研究背景与意义

近年来, 我国风电、光伏等新能源发电产业迅猛发展, 2024 年新能源发电量占全国总发电量比重已超 30%。由于新能源出力具有间歇性、波动性和随机性特征, 电网对常规电源的调峰调频能力提出更高要求。350MW 级热电机组因容量适中、运行灵活, 广泛分布于我国北方采暖地区, 既是区域集中供热的核心热源, 也是电网深度调峰的关键支撑电源。根据电网调度要求, 燃煤热电机组需具备降至 30% 额定负荷以下的深度调峰能力, 以吸纳更多新能源电量。

然而, 350MW 热电机组传统设计遵循“以热定电”原则, 发电负荷与供热负荷存在强耦合关系。在深度调峰工况下, 机组负荷大幅降低导致锅炉燃烧强度下降、主蒸汽流量减少, 汽轮机供热抽汽压力与抽汽量显著降低, 极易出现供热量不足、用户端供水温度偏低等问题。以某 350MW 超临界热电机组为例, 额定负荷下供热抽汽量可达 420t/h, 当负荷降至 35% 额定负荷时, 抽汽量降至 210t/h, 供热量下降 50%, 无法满足冬季高峰供热需求。因此, 开展 350MW 机组深调工况下提升供热能力的改造研究, 破解“调峰”与“供热”的矛盾, 对保障电网稳定运行、提升民生供热质量、推动能源清洁低碳转型具有重要的理论与现实意义。

1.2 国内外研究现状

国外针对热电机组调峰与供热协同优化的研究起步较早, 主要采用热电解耦、蓄热储能、辅助热源补充等技术路径。德国在燃煤热电机组改造中广泛应用低压缸旁路技术, 将低压缸排汽引入供热系统, 有效提升了低负荷工况供热能力; 丹麦开发了基于蓄热罐的多能互补供热系统, 实现了热电机组与风电、光伏的协同运行。国内近年来也开展了大量相关研究, 部分学者针对 300MW、600MW 级机组提出了抽汽回热系统改造、燃烧优化控制等方案, 但针对 350MW 机组深调工况供热能力提升的系统性改造研究相对不足, 尤其是结合实际工程案例的量化分析较少, 难以满足同类型机组改造的技术需求。

1.3 研究内容与技术路线

本文以 350MW 超临界抽凝式热电机组为研究对象, 主要研究内容包括: ①分析深调工况对 350MW 机组供热系统的影响机理; ②提出深调工况下提升供热能力的综合改造方案; ③结合工程实例验证改造方案的有效性; ④总结改造经验并提出优化建议。技术路线为: 先通过理论分析明确深调工况下供热系统的核心问题, 再针对性设计改造方案, 最后结合实际工程案例的改造数据与运行效果, 验证方案的可行性与经济性。

2 350MW 热电机组深调工况对供热系统的影响机理

2.1 350MW 机组供热系统结构与运行特性

350MW 超临界抽凝式热电机组供热系统主要由汽轮机抽汽系统、热网加热器、循环水泵、供热管网等组成。机组通常采用中压缸抽汽和低压缸抽汽联合供热模式, 中压缸抽汽用于高温供热, 低压缸抽汽用于低温供

热,通过热网加热器加热循环水后输送至用户端。额定工况下,机组供热抽汽量可达380~450t/h,供热量180~220MW,可满足1200~1800万平方米的供热需求。机组运行遵循“以热定电”特性,供热抽汽量随发电负荷变化呈线性波动,当发电负荷降低时,供热抽汽量同步降低,导致供热能力下降。

2.2 深调工况下供热系统核心问题分析

2.2.1 供热抽汽量不足,供热量缺口显著

深调工况下,350MW机组发电负荷降至30%~40%额定负荷(105~140MW)时,锅炉炉膛热负荷大幅降低,主蒸汽流量降至额定值的35%~45%。受汽轮机通流特性限制,中压缸和低压缸抽汽压力分别降至0.8~1.2MPa和0.2~0.3MPa,抽汽量降至额定值的40%~50%,导致供热量缺口达80~100MW。以热电350MW机组为例,改造前最低稳燃负荷为40%额定负荷,此时供热抽汽量仅为220t/h,供热量缺口达73MW,无法满足冬季高峰供热需求。

2.2.2 燃烧稳定性变差,供热参数波动剧烈

低负荷工况下,350MW机组锅炉炉膛温度降至1000~1100℃,火焰传播速度减慢,易出现火焰脉动、局部熄火等燃烧不稳定现象。燃烧不稳定导致主蒸汽温度波动幅度达±15℃,主蒸汽压力波动幅度达±1.0MPa,进而导致供热抽汽温度和压力大幅波动,用户端供水温度波动幅度达±8℃,严重影响供热质量。同时,低负荷下烟气流量减少,空气预热器换热效率下降,排烟温度升高50~80℃,锅炉效率降低3~5个百分点,进一步加剧供热能力不足问题。

2.2.3 热力系统换热效率下降,能源浪费严重

深调工况下,主蒸汽流量减少导致汽轮机各级抽汽参数降低,高压加热器、低压加热器换热温差减小,换热效率下降8~12个百分点。热网加热器因供热抽汽参数不足,换热效率降至75%以下,导致循环水加热不充分。此外,供热管网循环水量按额定供热负荷设计,低负荷下循环水流量与供回水温差不匹配,管网水力失调现象突出,局部用户供回水温差仅为5~8℃,远低于设计值15~20℃,能源浪费严重。

2.2.4 环保排放超标风险升高,运行安全性降低

低负荷燃烧时,350MW机组炉膛过量空气系数难以精准控制,易出现缺氧燃烧或富氧燃烧现象。缺氧燃烧导致一氧化碳排放浓度升高至200~500mg/m³,富氧燃烧则使氮氧化物生成量增加30%以上。同时,低负荷下烟气温度低于300℃,脱硝催化剂活性下降,脱硝效率降至70%以下,无法满足超低排放要求。若为保障燃烧稳定性盲目增加燃料供给,又会导致机组发电负荷偏离调峰目标,加剧“调峰”与“供热”的矛盾,降低机组运

行安全性。

3 350MW 机组深调工况供热能力提升改造方案设计

3.1 核心改造思路

针对350MW机组深调工况下供热系统存在的核心问题,提出“热电解耦+辅助补能+系统优化”的综合改造思路。通过热力系统改造破解“以热定电”耦合限制,实现供热能力与发电负荷的灵活匹配;通过配置辅助供热设备补充供热量缺口;通过优化燃烧与协调控制策略提升运行稳定性;通过升级供热管网优化水力特性,最终实现深调工况下供热能力的显著提升。

3.2 热力系统解耦改造

3.2.1 低压缸零出力改造

低压缸零出力改造是实现350MW机组热电解耦的核心技术。通过在汽轮机低压缸入口设置旁路阀和堵板,深调工况下关闭低压缸进汽门,将低压缸排汽通过旁路引入供热系统,实现低压缸“零出力”运行。改造要点包括:①优化低压缸旁路管道设计,采用耐高温、高压材料,确保管道流通能力满足最大抽汽量需求;②增设旁路阀调节系统,实现旁路流量的精准调节;③对低压缸转子进行防惰走处理,避免低压缸无蒸汽运行时发生过热损坏。改造后,机组可在30%额定负荷下将低压缸排汽全部引入供热系统,供热抽汽量提升90~100t/h,供热量提升70~80MW。

3.2.2 高低压减温减压器系统增设

在汽轮机主蒸汽管道和再热蒸汽管道上增设高低压两级减温减压器系统,将部分主蒸汽和再热蒸汽经减温减压后直接接入供热管网。高压减温减压器用于将主蒸汽压力从24.2MPa降至2.5~3.0MPa,温度从566℃降至280~300℃;低压减温减压器用于将再热蒸汽压力从3.6MPa降至0.8~1.0MPa,温度从566℃降至150~180℃。通过该系统,可在深调工况下补充供热抽汽量不足,实现供热能力与发电负荷的灵活解耦。系统采用自动调节控制,根据供热需求实时调整减温减压参数,确保供热参数稳定。

3.2.3 省煤器旁路烟道改造

在锅炉省煤器处设置旁路烟道及挡板门,深调工况下开启旁路挡板门,部分烟气绕过省煤器直接进入空气预热器,提升空气预热器入口烟气温度。通过该改造,可使锅炉最低连续运行负荷从40%额定负荷降至30%额定负荷,提升低负荷工况下炉膛燃烧稳定性。同时,烟气温度提升可使空气预热器换热效率提升5~8个百分点,热风温度提升30~50℃,进一步改善燃烧工况。

3.3 辅助供热系统配置

3.3.1 大容量蓄热罐系统投运

配置常压热水蓄热罐系统,按3~4小时高峰供热量设计容量,350MW机组通常选用15000~20000m³蓄热罐。机组高负荷运行时,将多余供热热量储存于蓄热罐中;深调低负荷工况下,蓄热罐释放热量补充供热。蓄热罐进出口管道设置双向循环泵和安全阀,实现热量的快速储存与释放。该系统可有效平衡供热负荷波动,缓解深调工况下供热量不足问题,提升供热系统的热惯性。

3.3.2 电锅炉辅助供热系统增设

在供热管网关键节点配置100~150MW电锅炉作为应急辅助热源,采用快速启停设计,响应时间控制在10分钟内。深调工况下,当蓄热罐释放热量后仍无法满足供热需求时,启动电锅炉补充供热。电锅炉采用谷电时段运行,降低运行成本,同时可作为电网调峰负荷的消耗载体,提升新能源消纳能力。

3.4 燃烧与协调控制优化

3.4.1 燃烧系统优化改造

优化锅炉燃烧器结构,采用浓淡分离燃烧器和钝体燃烧器,提升燃料着火稳定性。调整燃烧器布置方式,低负荷时集中投运部分燃烧器,提升单燃烧器热负荷,避免炉膛温度过低。增设炉膛火焰监测系统和烟气成分在线监测系统,实时监测火焰形态、温度分布和烟气中氧、一氧化碳、氮氧化物含量。基于监测数据,通过模糊控制算法精准调节给煤量、给风量和二次风配比,确保低负荷工况下燃烧稳定,同时降低污染物排放。

3.4.2 供热-发电协调控制策略改进

建立“供热优先、调峰适配”的协调控制策略,将供热负荷作为首要控制目标,开发多变量预测控制模型。模型输入参数包括电网调峰指令、供热需求、机组运行参数等,输出参数为汽轮机调门开度、抽汽压力设定值、辅助供热设备运行状态等。通过该模型,可提前预判电网负荷变化与供热需求波动,实现机组负荷与供热参数的精准协同调节。当电网要求机组深度降负荷时,协调控制系统自动启动辅助供热设备和蓄热罐系统,补偿供热能力不足,确保供热参数稳定。

3.5 供热管网升级改造

对供热管网进行水力工况全面校核,在管网分支节点增设智能平衡阀和调压阀,通过物联网技术实现阀门开度的远程精准调节,解决低负荷工况下管网水力失调问题。采用分布式变频泵技术,根据各热力站供热需求实时调节循环水泵转速,降低管网运行能耗。建立供热管网数字化监测系统,在管网关键位置部署压力、温度、流量传感器,实时监测管网运行状态,及时发现并处理管网泄漏、堵塞等问题。同时,对老旧管网进行保温升

级改造,降低管网热损失,提升供热效率。

4 工程实例验证

4.1 项目概况

某公司建设规模为2×350MW超临界燃煤间冷热电联产机组,于2018年3月投产运营,年设计发电量约38.5亿千瓦时,最大可供热面积1800万平方米,是榆林市集中供热主要热源点。随着新能源并网比例提升,电网要求机组最低稳燃负荷降至30%额定负荷以下,但改造前机组最低稳燃负荷为40%额定负荷,在此负荷下供热抽汽量仅为220t/h,供热量缺口达73MW,用户端供水温度最低降至42℃,同时存在低负荷下脱硝催化剂失效、脱硫系统水平衡失调等问题,严重制约了机组调峰能力的发挥。为解决上述问题,该电厂于2019年10月至2020年5月对2×350MW机组实施了提升供热灵活性的综合改造,成为陕西省第一家成功改造的间冷热电厂。

4.2 改造方案实施

结合本文提出的改造方案,公司采用“低压缸零出力+省煤器旁路+蓄热罐+控制优化”的综合改造措施,具体实施内容如下:

①低压缸零出力改造:在两台机组低压缸入口设置旁路阀和堵板,优化旁路管道设计,增设旁路流量调节系统,实现低压缸排汽的全部回收利用;对低压缸转子进行防惰走处理,确保零出力运行时转子安全。

②省煤器旁路烟道改造:在锅炉省煤器处设置旁路烟道及电动挡板门,配套改造烟道密封系统,确保旁路开启时烟气泄漏率低于3%;优化挡板门控制逻辑,实现与机组负荷的联动调节。

③蓄热罐系统投运:配置1台15000m³常压热水蓄热罐,配套建设进出水管道、循环泵和温度控制系统,按3小时高峰供热量设计,实现热量的储存与释放。

④控制策略优化:升级机组分散控制系统(DCS),开发供热-发电协调控制模型,整合火焰监测系统和烟气成分监测数据,优化燃烧控制逻辑;实现蓄热罐、低压缸旁路阀、减温减压器的联动控制。

⑤供热管网升级:在供热管网分支节点增设32台智能平衡阀,部署管网数字化监测系统,实现阀门开度的远程调节和管网运行状态的实时监控;对15公里老旧管网进行保温升级改造。

4.3 改造效果分析

4.3.1 深调能力与供热能力显著提升

改造后,350MW机组最低稳燃负荷降至30%额定负荷(105MW),满足电网深度调峰要求。在30%额定负荷工况下,通过低压缸零出力改造,机组最大采暖

抽汽流量增加了 99.65t/h, 单台机组供热能力提升了 73.23MW, 按设计采暖综合供热指标 45W/平方米计算, 相应供暖面积增加了 162.74 万平方米, 最大可供热面积达到 1800 万平方米, 完全满足榆林主城区冬季高峰供热需求。

4.3.2 运行稳定性与供热质量改善

改造后, 低负荷工况下锅炉燃烧稳定性大幅提升, 炉膛温度波动幅度降至 $\pm 30^{\circ}\text{C}$, 主蒸汽温度波动幅度控制在 $\pm 5^{\circ}\text{C}$, 供热抽汽温度稳定在 280~300 $^{\circ}\text{C}$ 。用户端供水温度稳定在 55~60 $^{\circ}\text{C}$, 波动幅度降至 $\pm 2^{\circ}\text{C}$, 供热质量显著改善。同时, 省煤器旁路改造使空气预热器热风温度提升 45 $^{\circ}\text{C}$, 锅炉效率提升 3.5 个百分点, 低负荷下脱硝效率维持在 85%以上, 脱硫系统水平衡稳定, 各项环保排放指标均优于国家超低排放标准。

4.3.3 经济性效益显著

改造后机组发电煤耗下降了 27.02g/(kW·h), 按单台机组年发电量 19 亿千瓦时计算, 每年可节约标准煤 5133.8 吨, 减少二氧化碳排放 13761.3 吨。机组调峰灵活性提升后, 每年可增加调峰补偿收益约 220 万元。同时, 供热管网热损失降低 8%, 每年节约热能折合标准煤 1200 吨, 综合经济效益显著。此外, 改造后机组利用小时数提升, 摆脱了盈亏平衡线困境, 实现了绿色发展与经济效益的双赢。

5 改造方案优化建议与展望

5.1 改造方案优化建议

结合实际改造实践, 针对 350MW 机组深调工况供热能力提升改造, 提出以下优化建议: ①低负荷工况下, 可引入电热泵系统回收低品位余热, 进一步提升供热能力; ②优化蓄热罐运行策略, 结合新能源出力预测数据, 实现热量储存与释放的精准调度; ③加强传感器与监测设备的运维管理, 确保监测数据的准确性与可靠性, 为控制优化提供数据支撑; ④对改造后的机组进行长期运行跟踪, 根据运行数据持续优化控制参数。

5.2 未来发展展望

未来, 随着能源转型的深入推进, 350MW 热电机组深度调峰需求将进一步提升, 供热保障技术需向更加智能化、高效化方向发展。建议进一步开展以下研究: ①基于数字孪生技术构建 350MW 机组与供热系统的虚拟仿真平台, 实现改造方案的虚拟验证与运行工况的精准预判; ②研发高效低品位余热回收技术与新型蓄热材料, 提升能源利用效率; ③构建多能互补供热系统, 整合风电、光伏、地热能等新能源与热电机组, 提升供热

系统的灵活性与可靠性; ④探索碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术与热电机组的协同运行, 推动机组实现净零排放。

6 结论

本文以 350MW 超临界热电机组为研究对象, 系统分析了深调工况对供热系统的影响机理, 提出了“热电解耦+辅助补能+系统优化”的综合改造方案, 结合某热电工程实例验证了方案的有效性, 得出以下主要结论:

①深调工况下, 350MW 机组存在供热抽汽量不足、燃烧稳定性差、换热效率低、环保排放超标等问题, 核心原因是“以热定电”的耦合特性限制。

②通过低压缸零出力改造、高低压减温减压器增设、省煤器旁路烟道改造、蓄热罐配置、燃烧与协调控制优化及供热管网升级等综合措施, 可有效破解“调峰”与“供热”的矛盾, 显著提升深调工况下的供热能力。

③某热电 2×350MW 机组改造实例表明, 综合改造后机组最低稳燃负荷可降至 30%额定负荷, 供热能力提升 73.23MW, 供电煤耗降低 27.02g/(kW·h), 环保排放指标优于国家标准, 经济效益与社会效益显著。

本文提出的改造方案可为同类型 350MW 热电机组深调工况供热能力提升改造提供理论支撑与工程借鉴, 对推动热电机组适应新能源电网、保障民生供热安全具有重要意义。

参考文献

- [1] 中华人民共和国国家能源局. DL/T1970-2019, 火电厂汽轮机检修技术导则[S]. 2019.
- [2] 榆能榆神热电有限公司. 2×350MW 机组灵活性改造工程总结报告[R].
- [3] 张明, 李华. 热电机组燃烧优化控制技术进展[J]. 燃烧科学与技术, 2023, 29(2): 45-56.
- [4] 王强, 赵伟. 350MW 热电机组供热管网水力优化改造实践[J]. 区域供热, 2022, 38(4): 112-120.

作者简介: 史弘强 (1984. 10. 03-), 男, 工程师, 高级技师, 大学本科学历, 电厂热能动力工程专业, 主要从事火力发电厂汽轮机专业检修、运行管理工作; 现任新疆华电高昌热电有限公司生产技术部汽机主管。郝永锋 (1986. 06. 09-), 男, 工程师, 技师, 大学本科学历, 电气工程及其自动化专业, 主要从事火力发电厂热工专业检修管理工作; 现任新疆华电高昌热电有限公司生产技术部热控专工。