

热电厂烟气余热回收技术在能源结构调整中的应用研究

王川保, 李 宽, 宁祥荣, 马媚媚, 王 宇

(晋能电力集团有限公司嘉节燃气热电分公司, 山西 太原 030032)

摘要: 针对热电厂高温烟气直接排放造成的能源浪费与环境污染问题, 结合某 300 MW 燃煤热电厂典型案例, 构建了一套集喷淋冷却、直接接触式换热、热源热泵与燃气锅炉多级耦合的烟气余热回收系统。通过对烟气显热与潜热的分段提取与有效利用, 实现了余热向一次供热系统的转化。系统设计包括热能分析模型建立、换热模块配置、输送利用策略及智能监控机制制定, 并在不干扰主系统运行的前提下完成工程部署。运行数据显示, 改造后烟气排放温度降至约 30 °C, 热效率提升至 80% 以上, 年节煤量达 4 万 t, CO₂ 与 NO_x 排放量显著下降。本研究为热电行业能源结构优化与供热系统绿色转型提供了可推广的技术示范。

关键词: 烟气余热回收; 热电厂; 能源结构调整; 系统优化; 梯级利用

Application of flue gas waste heat recovery technology in energy structure adjustment of thermal power plants

WANG Chuanbao, LI Kuan, NING Xiangrong, MA Meimei, WANG Yu

(Jiajie Gas-Steam Combined Heat and Power Branch, Jinneng Power Group, Taiyuan 030032, China)

Abstract: To mitigate energy loss and emissions from high-temperature flue gas in thermal power plants, this study develops a multi-stage recovery system for a 300 MW coal-fired unit. Integrating spray cooling, direct-contact exchangers, heat pumps, and gas boilers, the system efficiently recovers sensible and latent heat for district heating. Without disrupting main operations, the retrofit lowers flue gas temperature to 30 °C, boosts efficiency above 80%, and cuts annual coal use by 40,000 tons, offering a replicable path for green energy transition in cogeneration.

Keywords: flue gas heat recovery; thermal power plant; energy structure adjustment; system optimization; cascade utilization

0 引言

随着“双碳”战略的持续推进, 热电行业正面临能源利用效率提升与污染排放控制的双重约束挑战。传统煤基热电厂在发电与供热过程中产生大量高温烟气, 若未回收处理, 不仅造成显

著能源损耗, 也增加了温室气体与污染物排放负荷。据统计, 高温烟气热损失可占热电厂年燃煤总量的8%以上^[1]。如何将烟气中蕴含的显热与潜热高效转化为可用热能, 并合理接入区域供热系统, 已成为提升能源利用效率、实现能源结构调整的关键路径^[2]。目前, 国内在烟气余热回

收方面多以换热器、热泵等单元设备为核心，系统集成度与热能转化效率尚有较大提升空间。基于此，本文选取某华东地区典型热电厂为研究对象，围绕烟气热量特性、系统设计与工程改造流程，开展余热回收与综合利用技术研究，并评估其在实际运行中的节能减排效果。

1 案例概述

某热电厂位于华东地区，是服务周边约320万 m^2 工业与民用建筑的主要区域供热源，装机容量为300 MW，年平均燃煤消耗量约75万t标准煤。厂区采用典型的煤基燃烧蒸汽轮机发电系统，在传统运行条件下，该厂每小时平均排放高温烟气约50万 m^3 ，烟气排放温度常年在140~180℃之间波动，相当于烟气中携带热焓约为 $1.1 \times 10^8 \text{ kJ/h}$ 。以烟气比热容 $1.1 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ 估算，该厂每年因高温烟气直接排放而损失的热能高达 $1.0 \times 10^{15} \text{ kJ}$ ，折合标准煤约为6万t，占年燃煤总量的8%以上。该部分热损失导致的每年直接经济损失超过3 100万元，同时额外排放的热负荷使厂区周边地表温度年均上升0.6~1.2℃，并导致 CO_2 排放增加约16万t， NO_x 排放增加约280 t。这种高耗能、高排放的运行模式，不仅大幅降低了系统热效率，还加剧了区域环境压力，亟待技术干预与结构性优化。

2 烟气余热回收技术在能源结构调整中的应用

2.1 烟气热能分析模块

在热电厂烟气余热回收系统的设计中，准确掌握烟气中所携带热能的性质与数量，是开展换热设备选型、系统布置与供热路径设计的基础。该模块通过构建显热与潜热计算模型，对烟气中的热量进行定量评估，为系统整体热负荷与回收潜力提供理论依据。为表征烟气在换热前后的热值变化过程，需首先建立基于气体热力性质的显热计算模型。其一般表达形式为^[3]

$$Q_{\text{sens}} = V \rho c_p (T_{\text{in}} - T_{\text{out}}) \quad (1)$$

式中， Q_{sens} 为单位时间内可回收的显热(kJ/h)； V 为烟气体积流量(m^3/h)； ρ 为标准状态下烟气密度(kg/m^3)； c_p 为烟气的定压比热容 $[\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})]$ ； T_{in} 、 T_{out} 分别为换热器入口与出口的烟气温度(K)。

该模型适用于对高温烟气在常规降温工况下的热量评估，计算结果可为一次换热器或热泵系统的负荷分配提供参数基础。在含湿烟气经冷却至低于露点温度后，水蒸气发生冷凝放热，此时需引入潜热计算模型，公式为

$$Q_{\text{lat}} = m_{\text{H}_2\text{O}} r \quad (2)$$

式中， Q_{lat} 为单位时间内水蒸气冷凝释放的潜热(kJ/h)； $m_{\text{H}_2\text{O}}$ 为单位时间内冷凝的水蒸气质量(kg/h)； r 为水蒸气的冷凝潜热(kJ/kg)，通常取值为2 260 kJ/kg 。

对于同时存在显热与潜热回收的工况，可构建总热量计算模型为

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{sens}} + Q_{\text{lat}} \quad (3)$$

上述模型联用可形成完整的烟气热能定量框架，为热负荷估算、换热单元布置与经济评估提供统一的数理支撑。在实际系统设计中，显热模型可用于初步换热能力评估与设备负荷划分，而潜热模型适用于判断是否进入冷凝工况以及喷淋塔设计时的热收支平衡分析。两者联合应用，有助于提升整体热能评估的准确度与适应性，尤其适用于高负荷波动、多源热能接入等复杂运行条件下的余热系统构建。

2.2 余热换热模块设计

基于烟气热能分析结果，余热换热模块的设计需围绕烟气温度分布特性、热量转移需求及设备耐腐蚀性能等关键要素展开。该模块是实现烟气中显热与潜热有效转化为中低品位热能的核心环节，直接影响系统热效率与运行稳定性。

为适应烟气从高温向低温的梯级降温过程，换热系统通常采用多段式结构设计。在本工程中，结合烟气排放温度范围(140~180℃)及最终排放控制温度要求(约30℃)，系统布置由喷淋冷却段、除污段和直接接触式换热段构

成。各子系统在结构功能上互为补充,实现烟气余热的分阶段提取与水系统热量的逐级升温。喷淋冷却段作为第一换热界面,主要作用为降低烟气显热,同时促使部分水蒸气冷凝放热,为后续换热过程预处理气体温度与湿度。为保障换热过程稳定性,该段配置具有防腐蚀喷嘴的耐热喷淋装置,并设定合适的液气比与pH控制逻辑,避免酸性冷凝液腐蚀塔体结构^[4]。

紧接喷淋段后的除污装置用于捕集烟气夹带液滴及颗粒杂质,提升下游换热设备的洁净度与换热表面效率。该段常配置旋流分离器或折流式气液分离器,其结构参数需依据烟气湿度与流速进行匹配计算。

在核心换热段中,采用直接接触式换热器实现水-烟气间的显热传递。相较传统管壳式换热器,直接接触式换热器因气液混合界面大、传热阻小,适用于大流量烟气换热场景。系统设计需满足基本热力平衡方程,即

$$\begin{aligned} Q &= G_w c_w (t_{w,out} - t_{w,in}) \\ &= G_g c_g (t_{g,in} - t_{g,out}) \end{aligned} \quad (4)$$

式中, Q 为单位时间内换热量 (kJ/h); G_w 、 G_g 为水侧与烟气侧的质量流量 (kg/h); c_w 、 c_g 为水与烟气的比热容 [kJ/(kg·K)]; t 为进出口温度。

上述公式用于系统换热能力核算、设备尺寸预估与操作参数调节范围设定,为后续热泵与锅炉的协同运行提供输入变量。

综上,余热换热模块通过多段结构设计与热工参数匹配,构建了适应高温烟气显-潜热梯级转化的功能路径,形成了面向供热系统的中间热源接口。该模块提供稳定的热能来源及调节边界条件,构成整个余热回收系统的热力核心。

2.3 热量输送与利用模块设计

在完成余热的提取与换热后,如何将热量稳定、高效地输送至终端用能系统,是余热系统工程设计中的关键环节。热量输送与利用模块的设计目标在于构建一条热能流动路径,将从烟气中提取出的热量按需分配至热泵系统、锅炉系统

及一次供热网络,满足建筑与工业用户的热负荷需求,同时保持整体系统的热力平衡与运行安全性^[5]。该模块主要包括热水输送系统、热泵增压系统与热网接口系统。各子系统之间通过管网、除污器与温控阀门实现功能联动,形成热能的多路径传输与多阶段利用机制。

在输送路径设计方面,烟气换热段输出的中温热水 (温度约为38℃) 经除污器净化后,通过循环泵送入热源热泵系统。为提升热泵的传热效率并确保压缩机工况稳定,需保证热水进口温度稳定性与流速控制。该过程可由能量平衡方程描述为

$$Q_{in} = G_w c_p (t_{in} - t_{ref}) \quad (5)$$

式中, Q_{in} 为热泵吸收热量 (kJ/h); G_w 为水侧质量流量 (kg/h); c_p 为水的比热容 (kJ/kg·K); t_{in} 为热水入口温度; t_{ref} 为系统参考温度或环境基准温度。

热泵系统将中温水加热至75℃后,经再次除污处理并稳压后并入燃气锅炉系统。锅炉系统作为辅助热源,承担二级加热任务,将水温提升至95℃左右以满足一次供热网络需求。该过程中的热量叠加与负荷分配需依照用户端需求变化,动态调节热泵与锅炉的功率输出。

为实现热能按需供给并优化能效,该模块通常配置智能控制策略,依据一次网回水温度、户外气温、流量波动等信号,调节热泵运行频率、锅炉燃烧比率与供水循环泵频率。系统结构中设置旁通管路与止回阀,用于不同运行模式下的热能切换与水力平衡调节。

此外,在热水输送过程中,管网保温设计是确保热损最小化的基础保障。保温层厚度设计评估公式为

$$q = \frac{T_{pipe} - T_{env}}{R_{total}} \quad (6)$$

式中, q 为单位长度热损 (W/m); T_{pipe} 、 T_{env} 分别为管内水温与环境温度; R_{total} 为管道总热阻,包括导热层与保温层热阻。

综合来看,热量输送与利用模块的设计必须

在热力平衡、水力匹配、设备耦合与运行控制之间保持协调，以实现热能高效流通，并为终端用热系统提供稳定可靠的能源支撑。该模块的合理配置也为后续供热系统的能效优化与调度策略设计提供了物理基础。

2.4 控制与监测模块设计

在烟气余热回收系统中，控制与监测模块承担着热工参数实时感知、系统工况稳定维持与运行状态调度优化的核心职能。该模块的设计不仅关系到系统整体热效率和设备安全性，也为分阶段热能调配、负荷响应调整及异常状态预警提供技术保障。

系统控制对象涵盖烟气换热、热泵运行、锅炉负荷调节与热网供回水平衡等多个环节，关键参数包括温度、压力、流量、水质指标与设备运行状态等。为实现全面监控与动态调节，需构建基于分布式架构的自动化控制系统，通常以可编程逻辑控制器（PLC）为核心，结合传感网络、执行元件与上位机监控平台。

在温度控制方面，系统需实时采集烟气出口温度、换热器进出口水温、热泵出水温度及供热水温，控制逻辑以保持目标温差与换热效率为核心。控制系统通过变频调节循环水泵与风机转速，实现对热流量的连续调节，其核心算法可表示为

$$f(Q_{\text{target}}) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt + K_d \frac{de(t)}{dt} \quad (7)$$

式中， $e(t)$ 为目标热负荷与实际供热量之间的偏差； K_p 、 K_i 、 K_d 分别为比例、积分与微分系数； $f(Q_{\text{target}})$ 为输出控制指令，用于调节设备运行状态。该PID控制结构适用于调节热泵与锅炉负荷，确保供热系统在变动负荷下的稳定响应。

在烟气余热回收系统中，控制与监测模块通过多参数联动实现对水质、安全与运行状态的全面管理。在水质与腐蚀控制方面，系统设置在线pH、电导率与温度传感器，实时监测喷淋塔与循环系统水体状况，通过碱液投加单元与PLC闭环控制维持喷淋液处于中性或弱碱环境，防止

酸性腐蚀与杂质沉积。在安全监测层面，布设差压、烟气流速与设备启停状态采集点，以识别换热器结垢、管道堵塞或风机运行异常等问题，配套的报警模块在超出设定阈值时自动触发限载或停机响应。为实现系统可视化管理与远程运维，平台集成SCADA系统，通过工业以太网采集关键测点数据，完成数据展示、历史记录、故障追踪与运行调度等功能，构建起自底层感知至集中控制的闭环体系，为系统的稳定运行与能效提升提供技术支撑。

3 实现方法

3.1 关键设备选型与配置策略

在热电厂烟气余热回收系统改造中，关键设备选型遵循“功能互补、热力匹配、安全冗余”原则，确保系统在高温高湿工况下稳定、高效运行。喷淋塔采用HD-FRP-1000型玻璃钢立式结构，配套CDLF32-120型喷淋泵（单泵流量180 m³/h）与自动碱液投加系统，内设在线pH监控仪，实现烟气初步降温与水质控制。换热环节配置DN-DCX2000型直接接触式换热器，适用于38℃烟气与25℃循环水的热交换，材质为316L不锈钢。循环水系统配备NLF150-200型泵（流量不小于250 m³/h），并设两级除污器、智能压力传感器与电动调节阀，运行压力稳定维持在0.3 MPa以上。热泵系统选用GHP-50S型高温螺杆热泵（单台制热量5 MW），出水温度范围为45~75℃，配备ETS100电子膨胀阀与PLC模块控制。锅炉系统采用UNIMAT UT-L型冷凝式热水锅炉（功率6.5 MW），与阿法拉伐AC186型板式换热器耦合供热，配套调节阀、旁通阀与补水装置，构建稳定的热网接口。全系统通过S7-1500 PLC与WinCC SCADA集成控制，实现多点自动监测与远程联动。

3.2 工程改造实施流程

本项目的工程改造实施流程在不影响热电厂原有供热系统正常运行的前提下，采用分阶段、模块化方式进行部署。在锅炉主排烟管段设置玻

玻璃钢材质喷淋塔，通过高压喷淋泵和耐腐蚀喷头将排烟温度由140~180℃降至接近冷凝点，同时配置在线pH监测与碱液自动投加装置，形成封闭式水质调节循环。喷淋塔与烟道柔性连接以吸收热胀位移，确保高温工况下结构安全。随后，烟气进入直接接触式换热器，与循环水进行热交换，进一步降温至30℃左右，冷凝液经两级除污器净化后输送至热泵系统。循环水由工业型离心泵提供动力，进入高温热源热泵进行二次升温，出水温度提升至75℃，再并联接入燃气锅炉进行补热，最终输出95℃的热水进入一次供热网。热水输送管网采用双回路保温结构，并设置调节阀与压差旁通阀以维持水力稳定。整套系统通过PLC单元与SCADA平台集中监控，实现温度、压力、水质等参数的实时采集与远程调度，构建了从高温烟气回收至清洁热能输出的完整闭环系统，流程图如下图所示。

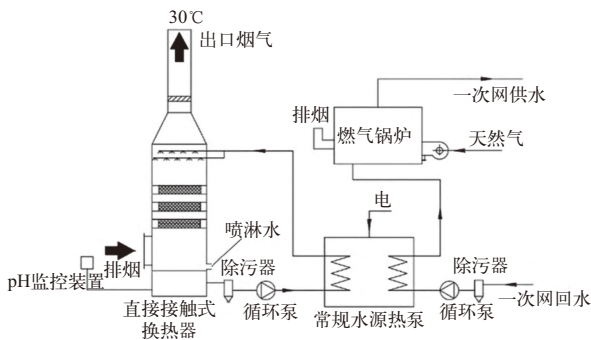


图 热电厂烟气余热回收与热能利用系统流程图

Fig. Flow chart of the thermal power plant flue gas waste heat recovery and thermal energy utilization system

4 效果分析

经过系统改造，热电厂原有高温烟气未经利用直接排放的现象得到有效缓解，余热回收系统实现了显热与潜热的分阶段利用，显著降低了热损失与污染排放。通过喷淋冷却、直接换热与热泵提温等工艺协同，烟气排放温度由原来的140~180℃降至约30℃，系统热效率显著提升，单位供热能耗明显下降，同时大幅减少了CO₂与NO_x等温室气体与污染物排放。整体改造

在保障供热稳定性的基础上，实现了能源结构的优化与清洁化转型，为区域热力系统绿色升级提供了可复制的技术路径。

5 结束语

本文基于热电厂烟气排放工况与区域供热需求，设计并实施了一套完整的烟气余热回收与利用系统，构建了显热-潜热分级换热、热泵升温与燃气锅炉补热协同的热能传输路径。系统在干扰原有运行的条件下，实现了模块化部署与稳定接入，通过合理选型与参数匹配保障了各环节热力平衡与水力耦合。实测运行表明，系统可大幅降低烟气排放温度与热损失，提升供热热效率，年节煤、减排成效显著，具备良好的工程推广价值。本研究对推动热电行业节能减排、提升清洁供热能力与落实能源结构转型目标具有重要的技术支撑意义。

参考文献

[1] 姜来岩. 烟气余热深度回收技术在燃煤热电厂的工程应用[J]. 机电信息, 2025(10): 74-77.

[2] 王玄坤, 陈冰杰, 张迪, 等. 烟气冷凝水回收技术在燃气供热系统中的设计应用[J]. 暖通空调, 2025, 55(5): 145-150.

[3] 转炉烟气宽温域(800~200℃)干式余热回收技术的开发与应用[J]. 中国冶金, 2025, 35(5): 164.

[4] 李宝兴. 燃气锅炉烟气冷凝余热回收技术的对比分析[J]. 设备管理与维修, 2025(9): 122-124.

[5] 刘高伟, 陈晓林, 崔红社, 等. 深度回收燃气冷凝锅炉排烟余热实验研究与分析[J]. 青岛理工大学学报, 2025, 46(2): 99-106.

作者简介

王川保(1971—)，男，高级工程师，研究方向为热能动力及烟气余热利用技术。

(收稿日期: 2025-05-10)