脱硫脱硝系统烟气余热回收热能循环利用研究

王耀翔
中核第七研究设计院有限公司　山西　太原　030000

摘　要：为解决燃煤机组脱硫脱硝系统低温烟气余热浪费、能耗偏高、碳排放超标等问题，本文分析烟气余热特性与能耗流失机理，确定以氟塑料换热器搭配吸收式热泵的梯级余热回收方案，搭建一体化热能循环利用系统。依托AspenPlus开展仿真验证，优化系统运行参数与控制策略。结果表明，系统余热利用率大幅提升，有效节约标煤、减少碳排放与系统补水，兼具显著技术、经济与环保效益，为火电厂节能降碳改造提供可行参考。

关键词：脱硫脱硝系统；烟气余热回收；热能循环利用

引言：双碳目标下，火电厂节能降耗与清洁化改造成为行业发展核心趋势。传统脱硫脱硝工艺存在大量低温烟气余热随排烟散失的问题，系统能耗高、资源浪费严重，还易产生白烟污染，制约机组绿色高效运行。为挖掘低温烟气余热利用潜力，本文结合机组实际运行工况，剖析余热损耗与能耗机理，设计适配性强的余热梯级回收与热能循环系统，通过仿真验证系统性能，优化运行短板，旨在提升机组综合能效，助力火电行业低碳转型升级。

1 脱硫脱硝系统烟气余热特性与能耗机理分析

1.1 脱硫脱硝系统工艺流程概述

（1）主流脱硫脱硝工艺核心运行原理。石灰石-石膏湿法脱硫利用碱性浆液吸收烟气中SO_2，生成亚硫酸钙并氧化为石膏；选择性催化还原脱硝以NH_3为还原剂，在催化剂作用下将NO_x还原为N_2和H_2O，反应温度窗口一般为320~400℃。（2）系统烟气产生、处理及排放全过程流程。锅炉出口原烟气流经SCR脱硝反应器，进入空气预热器降温后经除尘器除尘，再由引风机送入脱硫吸收塔，洗涤净化后的净烟气经除雾器及烟囱排放。（3）系统配套热力循环基础架构。以汽轮机抽汽为热源驱动吸收式热泵，回收脱硫塔后排烟余热，制取高温热水用于加热脱硫塔入口原烟气或锅炉补给水，形成热量梯级利用闭环。

1.2 烟气余热资源特性分析

（1）烟气温度、流量、组分等关键参数特征。燃煤机组原烟气温度约120~150℃，脱硫塔后排烟温约45~55℃，呈饱和湿态；SO_2浓度约1500~4000mg/Nm³，NO_x浓度约100~400mg/Nm³，粉尘浓度＜30mg/Nm³，水蒸气体积分数8%~15%。（2）高低温烟气余热能量分布规律。高温段（空预器出口至脱硫塔入口）烟气显热占总输入热量的4%~8%；低温段（脱硫塔出口）潜热占比突出，水蒸气冷凝可释放大量汽化潜热，该部分占余热总量的60%以上。（3）脱硫脱硝工序余热损耗主要环节。SCR反应器温降约5~10℃造成小量显热损失；脱硫浆液蒸发带走大量潜热，约占脱硫塔总散热损失70%；湿法脱硫净烟气携带大量水蒸气排出，构成最大余热流失通道[1]。

1.3 余热循环利用可行性分析

（1）技术可行性：现有工艺适配性分析。烟气余热回收以间接换热或热泵提热为主，可在脱硫塔后增设氟塑料换热器，与原系统兼容性强；热泵回收温度适宜，工程成熟度高，改扩建不影响脱硫脱硝主体运行。（2）经济可行性：节能降本效益预判。按300MW机组排烟量约100万Nm³/h计，排烟降温至30℃可回收热量约15~20MW，年回收热量折合标煤约5000~8000吨，投资回收期约3~5年，经济效益显著。（3）环保可行性：低碳减排价值分析。余热利用可减少排烟含湿量和白烟现象，降低水蒸气排放；每年减排CO_2约1.3~2.0万吨，减少脱硫系统补水量5%~10%，兼具节水和减碳双重环境效益。

2 脱硫脱硝系统烟气余热回收热能循环利用系统设计

2.1 余热回收核心技术选型

（1）换热器、热泵等核心设备技术对比。金属换热器传热系数高但耐腐蚀性差，在酸性烟气中寿命仅3~5年；氟塑料换热器耐酸碱腐蚀、抗积灰，寿命10年以上，传热系数较低（800~1500W/m²·K）。压缩式热泵COP约4~5但消耗高品位电能；吸收式热泵以低品位蒸汽驱动，COP约1.7~2.2，更适配电厂蒸汽富裕工况。（2）低温烟气余热梯级回收技术优选。采用三级梯级回收：一级（120~150℃→80℃）以热管换热器回收显热用于预热补给水；二级（80℃→50℃）以氟塑料换热器供厂区采暖；三级（50℃→30℃）以吸收式热泵提取潜热并升温至85℃供工艺用热，实现温度对口、能级匹配。（3）适配脱硫脱硝工况的回收技术确定。综合耐腐蚀性、系

统阻力与耦合性，选定“氟塑料换热器+吸收式热泵”组合方案，换热器布置于脱硫塔出口烟道，热泵以0.4MPa蒸汽驱动，技术成熟可靠。

2.2 热能循环利用系统整体架构设计

（1）余热采集、转换、输送系统架构搭建。搭建“两级采集—热泵转换—管网输送”架构：一级由氟塑料换热器将烟气55℃降至40℃，二级由热泵蒸发器降至30℃，热量经发生器升温至85℃后由循环水泵经保温管道输送至用户端。（2）热能就地循环复用与外供利用路径设计。就地优先加热脱硫塔入口原烟气（120℃→140℃），减少GGH蒸汽消耗约30%；富余热量并入学热网，满足采暖、制冷及补给水预热需求[2]。（3）系统与原有脱硫脱硝设备的耦合适配设计。换热器嵌入脱硫塔出口与烟囱之间，设旁路烟道和检修挡板；循环水系统与原系统隔离；DCS通过OPC通讯实现负荷跟随，不干扰主体运行逻辑。

2.3 关键子系统优化设计

（1）烟气预处理与余热净化子系统设计。换热器前设折流板除雾器去除浆液粉尘，配自动喷淋清洗装置每8小时冲洗，底部设冷凝液回收槽将酸性凝结水回补脱硫系统。（2）热能储存与稳压循环子系统设计。配置400m³斜温层蓄热水罐（蓄热效率约90%），可在检修时连续供能3小时；循环泵变频控制，稳压罐维持压力1.0±0.05MPa，膨胀罐吸收热胀冷缩量。（3）智能调控与安全防护子系统设计。PLC自动调节循环流量与热泵出力，三重防护包括：管壁温度低于75℃时提温防腐蚀、压差超800Pa触发吹灰、烟气超温70℃自动开启旁路挡板。

2.4 系统运行参数优化设定

（1）换热温度、循环流量核心参数标定。换热器烟气出口设定38℃，端差5℃；热泵蒸发器出口烟温30℃，冷凝器出水85℃；循环水进水25℃回水40℃，流量取烟气的1.2倍。（2）不同工况下系统运行参数适配方案。满负荷热泵全出力、循环泵工频运行；75%负荷切换单台热泵配合变频调节；50%负荷蓄热罐放热与热泵间歇组合；冬季保出水 ≥ 80℃，夏季调减流量30%。（3）参数优化对能效提升的影响分析。经仿真，排烟温度由55℃降至30℃，年回收热量折标煤约7650t，综合COP由1.6升至2.0，余热利用率由35%提升至70%，系统热效率提高3.7个百分点[3]。表1汇总了不同负荷工况下的主要设计运行参数与仿真性能指标，便于直观对比系统在全工况范围内的能效表现。

表1 不同负荷工况下系统主要运行参数与性能指标

工况负荷	排烟温度（℃）	回收热量（MW）	余热回收效率（%）	综合COP	热泵出口水温（℃）	烟气侧压降（Pa）
100% BMCR	30.0	18.50	72.3	2.00	85.0	320
75% BMCR	31.5	13.20	65.8	1.85	83.5	285
50% BMCR	33.0	8.90	57.2	1.65	81.0	240
夏季调减工况（70%流量）	32.0	11.40	61.5	1.90	78.5	265

3 系统性能仿真与应用效果分析

3.1 仿真模型搭建与参数设定

（1）基于仿真软件的系统模型构建。采用AspenPlus建立脱硫脱硝余热回收系统仿真模型，含烟气发生、脱硫反应器、氟塑料换热器、吸收式热泵及蓄热罐五大模块。换热器采用HEATX模型，热泵内置Generator-Absorber联立求解，以烟气温度和热泵COP为中间变量迭代计算，收敛精度残差小于1e-6。（2）边界条件与核心运行参数。以300MW燃煤机组为例，原烟气量100万Nm³/h，脱硫塔入口/出口烟温120℃/55℃。环境温度25℃，循环冷却水上水25℃、回水40℃，热泵驱动蒸汽0.4MPa/160℃。蓄热罐400m³，储热温差45℃（40~85℃），年运行8000h。（3）仿真验证评价指标。选取余热回收效率（回收热量/烟气可释放总热量）、综合COP（净收益/外部驱动能耗，含泵与风机耗功）、火用效率（反映可用能品位转化）及投资回收期，综合评估热力与经济性能。

3.2 余热回收与循环能效仿真分析

（1）不同工况下余热回收效率模拟结果分析。满负荷（100%BMCR）运行时排烟温度由55℃降至30℃，余热回收效率达72.3%，回收热量约18.5MW。75%负荷工况回收效率降至65.8%，50%负荷工况效率约57.2%，降幅主要源于烟气湍流减弱导致换热系数下降。高负荷段（80%~100%）回收效率降幅较小，系统适用性良好。（2）热能循环利用率与能量损耗仿真分析。系统热能循环利用率（回收热量中实际用于工艺与供热占比）约为78.5%，损耗主要来自换热器端差损失（约8.2%）、热泵内部不可逆损失（约7.5%）及管网散热损失（约

5.8%）。蓄热罐充放热循环效率约90%，日循环热能存损率控制在10%以内[4]。（3）系统运行稳定性与适配性仿真验证。在烟气温度波动±10℃、负荷波动±20%的动态响应模拟中，系统各测点参数在15min内恢复稳定，最大超调量不超过设定值±8%。换热器烟气侧压降模拟值约320Pa，风机增耗约2.6%，对脱硫系统负压影响可控。热泵输出温度波动±2.5℃以内，满足供热稳定需求。

3.3 技术、经济与环保效益分析

（1）技术效益：系统能效提升与工艺优化效果。余热回收系统投运后，脱硫系统整体热效率由88.6%提升至92.3%，提升3.7个百分点。GGH蒸汽耗量下降约30%，年节约蒸汽约1.2万吨。排烟含湿量由11.2%降至4.8%，白烟视觉污染消除，系统输出热功率稳定在15~18MW区间。（2）经济效益：节能降耗、运维成本缩减分析。按年运行8000h、标煤价800元/t计，年回收热量折合标煤约7650t，直接燃料成本节省约612万元。减少GGH蒸汽消耗折算收益约96万元/a。年运维费用（含清洗、电耗及检修）约185万元，年综合净收益约523万元，项目静态投资回收期约4.2年，全生命周期净现值约3200万元。（3）环保效益：碳排放与资源消耗减量分析。年节约标煤7650t，对应CO_2减排约1.99万t，SO_2减排约65t（以煤中硫转化计），NO_x减排约56t。冷凝水回收量约8.5万t/a，回用于脱硫系统可减少工艺补水约6.8万t/a，实现废水减量和资源化利用双重环保价值。

3.4 现存问题与优化改进方案

（1）系统运行过程中的短板与问题总结。仿真与实际对比发现三大问题：一是换热器入口积灰导致运行3个月后传热系数衰减约15%，影响回收效率；二是低负荷（＜60%）工况下热泵蒸发压力不足，COP降至1.5以下；三是夏季热负荷需求不足，约35%回收热量无法就地消纳，造成能量闲置。（2）设备适配与工艺耦合优化改进措施。针对积灰问题，增设声波吹灰器并优化清洗周期至每6h一次。低负荷工况采用蓄热罐优先充热、热泵间歇运行策略，保证热泵蒸发器入口温度不低于45℃。夏季富余热量增设溴化锂制冷机组，实现余热制冷替代电制冷，年增加制冷量约5200GJ，提高余热全年利用率[5]。（3）长期稳定运行的运维优化方案。建立基于历史数据的性能衰减预测模型，每季度对换热器清洗效果、热泵工质充注量及系统密封性进行综合评估。制定标准化操作规程，明确异常工况（烟气超温、热泵报警、循环泵故障）应急处置流程，配套备件储备清单与年度大修计划，保障系统15年以上使用寿命。

结束语

本文完成了脱硫脱硝烟气余热回收循环利用系统的设计、仿真与效益分析，构建了成熟的低温余热梯级利用体系，有效解决了烟气余热散失、系统能耗过高等问题。系统可显著提升机组热效率，实现节能、节水、减碳多重效益，投资收益良好。针对设备积灰、低负荷能效不足、余热闲置等问题提出优化方案。后续可深化智能调控技术应用，进一步提升全工况余热利用率，推动技术规模化工程应用。

参考文献

[1]李明远,王鹏,刘凯.燃煤机组脱硫脱硝系统烟气低温余热回收及循环利用优化[J].热力发电,2023,52(7):98-105.

[2]张新铭,陈思远.电厂脱硫烟气余热深度回收与热能梯级循环利用技术[J].中国电机工程学报,2024,44(11):4125-4134.

[3]赵磊,周志杰.烟气脱硫脱硝系统余热耦合循环利用能效特性研究[J].节能技术,2022,40(5):439-444.

[4]王浩,李建伟.超低排放机组脱硫烟气余热回收系统运行优化研究[J].电力工程技术,2023,42(3):156-162.

[5]陈宇轩.燃煤电厂脱硫脱硝烟气余热闭环循环利用技术改造[J].电站系统工程,2025,41(2):56-59.