

火力发电厂汽轮机余热回收与综合利用技术分析

李 飞

冀建投寿阳热电有限责任公司 山西 晋中 045400

摘 要：为解决火电机组汽轮机余热浪费严重、能源利用率偏低的问题，本文分析汽轮机乏汽、循环水、烟气余热的资源特性与焓损失规律，梳理吸收式热泵、凝汽器改造、高效换热等主流余热回收技术的优劣。结合梯级利用原则，阐述余热供热、发电及辅助工况应用途径，提出系统优化改造方案。通过工程效益验证，该技术可有效提升机组能效、降低煤耗与碳排放，为火电厂节能降碳改造提供技术参考。

关键词：火力发电厂；汽轮机；余热回收；综合利用技术

引言：双碳目标下，火力发电行业面临节能降耗、绿色转型的核心压力，汽轮机余热直排是火电厂能量损耗的主要短板。当前机组普遍存在低品位余热利用率低、变工况适配性差、系统协同性不足等问题，造成大量能源浪费与热污染。为挖掘机组节能潜力，本文立足汽轮机热力循环原理，系统剖析余热损耗成因，探究各类余热回收利用核心技术与优化路径，助力火电厂实现能源高效梯级利用与低碳运维升级。

1 火力发电厂汽轮机余热资源理论基础与损耗分析

1.1 汽轮机余热来源与分类

(1) 汽轮机乏汽余热主要源于排汽在凝汽器中的冷凝放热，循环水余热来自冷却塔散热，烟气余热则产生于锅炉尾部排烟。三类余热载体特性各异，乏汽潜热占比最高，循环水显热总量最大，烟气余热温度区间最宽。(2) 高品位余热 ($> 300^{\circ}\text{C}$) 主要分布于烟气区段，可驱动二次再热或预热给水；中品位余热 ($100\sim 300^{\circ}\text{C}$) 集中于抽汽与辅汽系统，适用于供热或有机朗肯循环发电；低品位余热 ($< 100^{\circ}\text{C}$) 以凝汽器循环水为主，热流密度低、利用难度大。三者焓值差异显著，温度愈低，焓值占比愈小^[1]。(3) 不同工况下余热排放量随电负荷升高而增大，满负荷时乏汽热流量可达机组输入热量的30%以上。调峰运行时负荷波动加剧，余热温度与流量呈非线性响应，变工况条件下排汽焓值变化明显，余热回收系统需兼顾动态适应性。

1.2 汽轮机热力系统工作原理

(1) 火电厂汽轮机热力循环遵循朗肯循环流程：锅炉产生过热蒸汽进入高压缸做功，经再热后进入中、低压缸继续膨胀，排汽进入凝汽器凝结为水，给水泵升压后返回锅炉，完成封闭热力循环。(2) 汽轮机做功依靠蒸汽在各级喷嘴与动叶中的绝热膨胀，将热能转化为轴功；热量传递则体现在凝汽器内乏汽潜热被循环水带

走、回热系统内抽汽加热给水等环节，传热温差与不可逆损失共同决定热力性能。(3) 机组负荷升高时，进汽流量与排汽焓值同步上升，乏汽余热排放总量增加，但排汽温度变化较小；低负荷时，排汽湿度增大，末级叶片效率下降，余热单位热耗上升，且回热抽汽参数偏移，影响余热品位分布。

1.3 余热能量损耗与焓损失分析

(1) 余热排放过程中的热量损耗主要成因包括：凝汽器冷却水带走大量低品位潜热、烟气排放携带物理显热、管道散热及回热系统排汽不可逆损失，其中凝汽器热损占比最大，通常占燃料热量的25%~30%。(2) 基于能量守恒的余热焓损失计算以环境状态为基准，采用焓值公式 $Ex = m[(h-h_0) - T_0(s-s_0)]$ 逐项求解。对乏汽、循环水及烟气分别建立控制体模型，结合热平衡实测数据，可量化各环节焓损系数，定位主要能量退化节点。(3) 典型300MW级机组余热损耗分布显示：凝汽器循环水焓损约占燃料焓的12%~18%，烟气焓损约6%~10%，辅机冷却与散热损失约3%~5%。余热浪费特征表现为“高能低用、低温直排”，大量低品位热能未经利用即排放，具备显著回收潜力。

2 火力发电厂汽轮机余热回收核心技术与系统架构

2.1 主流余热回收关键技术

(1) 吸收式热泵余热回收技术以溴化锂-水或氨-水为工质对，利用高温驱动热源（如抽汽或烟气）产生制冷或制热效应，将循环水中的低品位热量提升至可利用温度水平。该技术适用于循环水温在30~50℃的场景，制热系数 (COP) 通常可达1.7~2.5，供热温度可提升至80~100℃，在集中供热改造项目中应用广泛。但需注意驱动热源品质要求较高，低负荷时性能衰减明显。

(2) 凝汽器改造低品位余热回收技术主要通过增设凝汽器内换热管束、优化管排布置或采用高效波纹管等方

式,增强循环水与乏汽之间的换热效率。同时可配套循环水旁路系统,将部分升温后的循环水直接引至热网加热器,实现对低品位热能的直接利用。该技术投资较低、改造成本可控,但受限于循环水出口温度偏低(通常 $\leq 45^{\circ}\text{C}$),利用半径受限^[2]。(3)热交换器高效余热捕获与传导技术包含烟气-水换热器、板式换热器、热管换热器等类型。其中热管换热器利用相变传热原理,具有等温性好、传热系数高(可达数千 $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$)、布置灵活等优点,适用于烟气余热深度回收。通过设置低温省煤器或烟气冷却器,可将排烟温度由 $140\sim 160^{\circ}\text{C}$ 降至 $90\sim 100^{\circ}\text{C}$,实现烟气显热有效捕获。

2.2 余热回收系统整体组成与运行机制

(1)余热回收系统核心设备配置包括余热捕获装置(如烟气换热器、凝汽器改造单元)、热量提升设备(吸收式或压缩式热泵)、热量输配管网(循环水泵、管道及保温层)、热量释放终端(热网加热器或工业用热设备)以及自动控制系统。各设备需根据余热品位与用热需求进行容量匹配选型。(2)系统热力匹配与参数调控逻辑基于“温度对口、梯级利用”原则,优先将高品位余热用于直接供热或预热给水,低品位余热经热泵提升后再行利用。调控逻辑实时监测排烟温度、循环水出入口温差及热网回水温度,通过调节热泵驱动蒸汽量、循环水旁通比例及换热器水侧流量,维持供热参数稳定,确保汽轮机背压不超限。(3)多设备协同运行工作流程为:烟气余热经低温省煤器捕获后加热凝结水,凝结水升温后进入热泵蒸发器释放热量;同时凝汽器循环水升温后部分进入热泵蒸发器,两者共同作为低温热源。热泵吸收热量后经冷凝器输出高温热水至热网,降温后的循环水返回凝汽器继续冷却乏汽,形成闭环热力协同链路^[3]。

2.3 不同回收技术优缺点对比分析

(1)各类技术的能源回收效率差异方面,吸收式热泵系统一次能源利用率可达 $1.3\sim 1.8$ (含驱动热源折算),凝汽器直接换热技术效率约 $0.9\sim 1.1$ (热量直接利用),烟气换热器效率约 $0.7\sim 0.85$ 。综合而言,热泵技术能效比最高,但受驱动热源限制;直接换热技术效率较低但过程简单。(2)设备投资、运维成本与工况适应性对比:吸收式热泵初始投资最高(约 $800\sim 1500$ 元/ kW),运维需定期维护工质纯度与真空度,负荷适应性中等;凝汽器改造投资较低(约 $300\sim 600$ 元/ kW),维护简便,工况适应性强;热管换热器投资居中(约 $500\sim 900$ 元/ kW),无运动部件、寿命长,但对烟气含尘量敏感,易发生积灰堵塞^[4]。(3)技术应用局限性与优化空间方

面,热泵技术受驱动蒸汽压力和温度制约,低负荷时制热能力下降;凝汽器直接换热受热网回水温度限制,回水温度过高时换热驱动力不足;热管换热器在变工况下工质充注量匹配难度大。未来优化方向包括耦合蓄热装置平抑波动、引入变频调控提升变工况适应性,以及开发耐腐蚀、防积灰的新型换热材料。

3 火力发电厂汽轮机余热综合利用途径与应用优化

3.1 余热梯级综合利用主要途径

(1)工业供暖与厂区生活热水供应利用是当前技术最成熟、应用最广泛的余热利用方向。依据“温度对口、梯级利用”原则,将凝汽器出口 $30\sim 45^{\circ}\text{C}$ 循环水直接或经吸收式热泵提升至 $80\sim 100^{\circ}\text{C}$ 后,接入厂区办公楼、职工宿舍供暖及浴室生活热水管网,同时可向周边工业园区、居民社区提供集中采暖热源。该方式热利用效率高、系统结构简洁,尤其适合北方大型火电厂,可有效替代燃煤锅炉供热,降低一次能源消耗。(2)余热发电与机组辅助动力补给主要利用中低温余热驱动有机朗肯循环(ORC)发电系统,以R245fa、甲苯等低沸点有机工质替代水蒸气,在 $100\sim 200^{\circ}\text{C}$ 的烟气或抽汽余热驱动下蒸发膨胀做功,带动发电机产生电力,所发电量用于给水泵、引风机等辅机供电,降低厂用电率。该技术在中品位余热回收中净发电效率可达 $6\%\sim 12\%$,应用前景良好。(3)工业制冷、脱硫脱硝辅助热源利用方面,余热可驱动溴化锂吸收式制冷机组制备 $7\sim 12^{\circ}\text{C}$ 冷冻水,满足配电间、电子设备间及控制室夏季制冷需求,替代电驱动压缩式制冷,节电显著。同时湿法脱硫系统为避免“石膏雨”需将净烟气加热至 80°C 以上,利用烟气余热或热泵输出的中温热水作为再热热源,可减少辅助蒸汽消耗,实现脱硫系统热自平衡。

3.2 余热利用系统优化改造方案

(1)机组冷端系统优化降低余热损耗包括凝汽器真空度精细调控、循环水泵变频改造及冷却塔配水升级等措施。增设在线胶球清洗装置保持管束清洁,降低传热热阻;优化循环水流量配比,确保凝汽器端差维持 $3\sim 5^{\circ}\text{C}$ 。改造冷却塔高效填料并优化布水,减少无效散热,最大限度回收乏汽凝结潜热。(2)多工况下余热利用参数动态优化调整基于负荷预测建立变工况调控模型。高负荷时增加循环水取热比例、提升热泵出力;低负荷时切换直接供热模式减少转换损失;调峰时段结合蓄热装置削峰填谷。调控参数涵盖取水温度、蒸发压力及回水温度等,通过实时寻优确定各工况最佳运行组合。(3)余热回收与利用系统集成改造设计将烟气回收、循环水取热、热泵提升及热网输配四子系统有机整

合,采用“并联取热+串联提升”架构。主设备按设计工况选型并预留10%~15%裕量;优化管路布置缩短输送距离、减少热损;设置中间蓄热水罐平抑供需波动,配套DCS平台实现全流程自动化协同运行^[5]。

3.3 工程应用效益分析

(1)能源利用效率提升节能效益方面,实施余热梯级利用后全厂热效率可由40%~45%提升至55%~70%(供热工况),供电煤耗降低6~15g/(kW·h)。以300MW机组年利用5000h计,年节约标煤0.9~2.2万吨,能源利用水平显著提高。(2)减少碳排放与热污染的环保效益显著。每节约1吨标煤可减排CO₂约2.6吨,上述机组年减排CO₂约2.3~5.7万吨,同时减少SO₂、NO_x等伴随排放。循环水排放温度由35~40℃降至25~30℃,减缓水体热污染;烟气余热回收降低排烟温度,环境友好性明显改善。(3)降低运营成本的经济效益方面,供热收入年增产值约500~1500万元(按供热面积100~300万m²);余热发电收益约200~500万元/年;减少燃煤采购成本约300~800万元/年。综合计算,系统静态投资回收期3~6年,全生命周期净收益可观。

3.4 技术应用现存问题与优化对策

(1)低负荷工况余热利用率偏低问题突出。深度调峰时排汽参数偏离设计工况,循环水温度与流量大幅下降,热泵蒸发侧热源不足、供热能力急剧衰减。对策包括增设电辅助或燃气补燃装置作为补充热源,配置大容量蓄热水罐(蓄热能力为设计热负荷的30%~50%),实现低负荷时段热能时间平移与供需匹配。(2)系统运维复杂、设备损耗较快问题体现在热泵工质泄漏与性能衰减、烟气换热器低温腐蚀与积灰堵塞、水泵轴承磨损等方面。烟气中SO₃在露点以下形成硫酸雾滴加剧腐蚀;含尘量大时换热面积灰严重,传热恶化。多子系统耦合

运行对运维人员技术水平要求较高,故障排查难度大。

(3)针对性技术优化与运维改进对策涵盖:建立数字孪生预测性维护体系,实时监测振动、温度及工质压力等参数,设定报警阈值实现早期预警;烟气换热器采用耐腐蚀ND钢或316L不锈钢,配置在线蒸汽吹灰装置;制定标准化检修计划,大修周期3~5年;引入机器学习建立负荷预测模型优化运行策略;筛选低GWP环保工质;强化运维人员培训,建立故障案例库与应急处理预案,全面提升系统长期稳定运行水平。

结束语

本文系统完成了汽轮机余热资源分析、核心技术梳理与应用优化研究,明确各类余热回收技术的适用场景与应用短板。通过梯级利用改造与动态工况优化,可显著提升火电厂能源利用率,降低能耗、碳排放与运维成本。针对低负荷适配差、设备腐蚀积灰等现存问题,提出智能化运维、设备升级、系统集成等改进对策,可为现役火电机组余热改造、能效提升及绿色低碳发展提供实操依据。

参考文献

- [1]林跃,李贵鹏,于海义,等.1000 MW机组机炉耦合烟气余热深度利用系统节能特性研究[J].洁净煤技术,2025,31(04):212-218.
- [2]邹道安,光旭.大型火电厂余热深度利用技术分析研究[J].电力勘测设计,2023,17(12):55-60.
- [3]周新乐,薛昊栋,周永钢.600 MW湿冷机组利用热泵回收余热供热措施优化[J].内蒙古电力技术,2022,40(06):89-93.
- [4]杨志伟.火电厂烟气余热再利用系统改造效果分析[J].价值工程,2024,43(14):162-164.
- [5]王亮.火电厂汽轮机低温余热梯级利用技术研究[J].热力发电,2024,53(07):102-108.