

DOI: 10.19666/j.rlfed.202501052

## 火电机组余热利用技术研究进展

刘伟奇<sup>1</sup>, 杨庆川<sup>1</sup>, 余小兵<sup>1</sup>, 马汀山<sup>1</sup>, 赵新山<sup>2</sup>, 周涛<sup>2</sup>,  
孙鹏<sup>3</sup>, 王东晔<sup>1</sup>, 薛晨晰<sup>1</sup>, 杨利<sup>1</sup>

(1.西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054;

2.华能聊城热电有限公司, 山东 聊城 252000;

3.华能山东发电有限公司, 山东 济南 250014)

**[摘要]** 火电机组作为传统电力供应的主要来源, 在发电过程中会产生大量废热, 这些热量如果得不到有效利用, 不仅造成能源浪费, 还会增加环境负担。如何高效回收并利用火电机组的余热, 成为提升能源利用率和降低碳排放的关键问题。深入挖掘火电机组各循环组件的节能降碳潜力, 基于参数匹配开展火电机组不同品位余热的高效综合利用, 对我国火电行业深度节能减排具有重大意义。首先, 介绍了火电机组余热的主要来源与特点; 其次, 分别阐述了低压缸排汽余热、锅炉排烟余热、锅炉定排和连排余热等多种余热的利用方法及其具体工艺原理, 并对不同余热利用方法的系统构型、应用现状、经济效益以及环境效益进行了探讨, 总结了各种余热利用方法的优势与不足; 最后, 对火电机组余热利用技术未来的应用前景及发展趋势进行了展望。

**[关键词]** 火电机组; 余热利用; 低压缸乏汽; 锅炉排烟

**[引用本文格式]** 刘伟奇, 杨庆川, 余小兵, 等. 火电机组余热利用技术研究进展[J]. 热力发电, 2025, 54(10): 51-62.  
LIU Weiqi, YANG Qingchuan, YU Xiaobing, et al. Research progress on waste heat utilization technology in thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(10): 51-62.

### Research progress on waste heat utilization technology in thermal power units

LIU Weiqi<sup>1</sup>, YANG Qingchuan<sup>1</sup>, YU Xiaobing<sup>1</sup>, MA Tingshan<sup>1</sup>, ZHAO Xinshan<sup>2</sup>, ZHOU Tao<sup>2</sup>,  
SUN Peng<sup>3</sup>, WANG Dongye<sup>1</sup>, XUE Chenxi<sup>1</sup>, YANG Li<sup>1</sup>

(1. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China;

2. Huaneng Liaocheng Thermal Power Co., Ltd., Liaocheng 252000, China;

3. Huaneng Shandong Power Generation Co., Ltd., Jinan 250014, China)

**Abstract:** Thermal power units, as a cornerstone of conventional electricity generation, release considerable quantities of waste heat during their operation. If not effectively harnessed, this waste heat will result in substantial energy inefficiency and exacerbate environmental challenges. Consequently, the efficient recovery and utilization of waste heat from thermal power units represents a pivotal strategy for optimizing energy use and mitigating carbon emissions. The energy-saving and carbon-reduction potential of various cycle components in thermal power units should be thoroughly explored. Conducting parameter matching to enable the efficient and comprehensive utilization of waste heat at different grades in thermal power units holds significant importance for achieving deep energy conservation and emission reductions in China's thermal power industry. A comprehensive examination of waste heat recovery in thermal power units is provided. It begins by identifying the primary sources and distinctive characteristics of waste heat. Subsequently, it delves into specific recovery methodologies and their technical principles, encompassing low-pressure turbine exhaust heat utilization, flue gas heat recovery, boiler blowdown and continuous blowdown heat recovery. For each method, the system configuration, current deployment status,

收稿日期: 2025-01-15 网络首发日期: 2025-07-08

基金项目: 国家重点研发计划项目(2022YFC3802402); 西安热工研究院有限公司科技项目(ZC-24-TZK53)

Supported by: National Key Research and Development Program (2022YFC3802402); Science and Technology Projects of Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd. (ZC-24-TZK53)

第一作者简介: 刘伟奇(1995), 男, 博士, 主要研究方向为热力系统节能及运行优化, 598667839@qq.com。

通信作者简介: 杨庆川(1995), 男, 博士, 主要研究方向为热力系统节能及运行优化, yangqc@yeah.net。

economic feasibility, and environmental benefits are analyzed in detail. The strengths and limitations of these approaches are critically evaluated. Finally, the future prospects and developmental trajectories of waste heat recovery technologies in the thermal power sector are thoroughly explored and anticipated.

**Key words:** thermal power units; waste heat utilization; low-pressure cylinder exhaust steam; boiler flue gas

截至 2023 年底, 全国火电装机容量达到 13.9 亿千瓦, 占全国发电总装机容量的 47.6%, 实际发电量约占全国总发电量的 66.3%<sup>[1]</sup>。然而, 当前我国火电机组的能源转换效率普遍低于国际先进水平, 亚临界机组净效率约 33%~38%, 超超临界机组为 40%~45%, 相较日本等国家同类型机组存在 3 百分点~5 百分点的效率差距<sup>[2]</sup>。这意味着 60% 左右的燃料化学能以烟气余热、汽轮机乏汽余热等形式散失, 相当于每年约 8.6 亿吨标准煤的热能未被有效利用<sup>[3]</sup>。

这种低效能源利用模式已造成显著的经济与环境挑战。从经济方面看, 我国火电行业年耗煤量约 22 亿吨, 其中因余热损失导致的额外煤炭消耗占比达 39%, 不仅加剧了煤炭进口依赖度, 更削弱了电力企业的市场竞争力<sup>[4]</sup>。同时, 余热排放与碳排放强度直接相关, 每浪费 1 GJ 热量即产生 94.6 kg CO<sub>2</sub> 当量排放, 据此推算我国火电行业因余热损失导致的年碳排放增量达 8.1 亿吨, 占全国能源活动碳排放总量的 8.3%<sup>[5]</sup>。

面对“双碳”目标约束与“三改联动”政策要求, 构建覆盖全温域、多形态的余热梯级利用体系, 既是破解火电生存困境的技术必选项, 更是实现电力行业低碳转型的核心路径。

## 1 火电机组余热来源与分类

火电机组的热损失主要包括低压缸排汽热损失、锅炉排烟热损失、锅炉定排和连排热损失、锅炉吹灰热损失、轴封溢流热损失、供热抽汽凝结水热损失。以某 300 MW 火电机组为例, 其各项热损失在机组总热损失中的占比如图 1 所示。

该 300 MW 火电机组热损失数据来源于作者所在单位针对某 300 MW 火电机组开展的性能试验, 并通过实际运行监测及理论计算相结合的方法获得了火电机组的各项热损失。采用的主要监测设备包括铂电阻、热电偶阵列、超声波流量计、电磁流量计、孔板流量计、烟气分析仪、红外热像仪、压力变送器等。由图 1 可知, 低压缸排汽热损失和锅炉排烟热损失是火电机组最主要的 2 项热损失, 这 2 项热损失分别占火电机组能量损失的 79.58% 和

12.38%, 而其他余热损失的总占比仅为 8.04%。下面对火电机组 3 项主要余热的特点进行分类探讨。

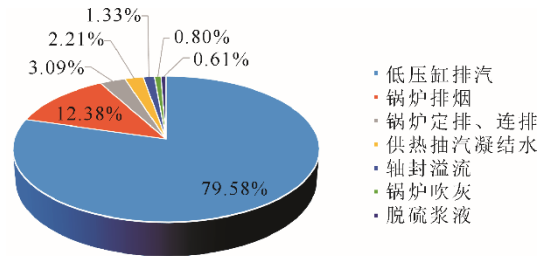


图 1 某 300 MW 火电机组的各项热损失占比  
Fig.1 Proportions of various heat losses in a 300 MW thermal power unit

### 1.1 低压缸排汽热损失

在冷凝器内, 来自低压缸的乏汽通过与循环冷却水或空气发生热交换, 实现乏汽余热向外界环境的排放。在冷凝器的工作过程中, 释放至外界环境中的乏汽潜热在输入燃料化学能中的占比超过了 40%。以一台湿冷百万机组为例 (表 1), 其循环冷却水流量高达 40 m<sup>3</sup>/s, 冷却水在冷凝过程中能够升温约 10 °C, 冷凝器向外界环境排放乏汽余热的功率达到约 1 500 MW。若以全年满负荷运行 5 000 h 计, 则冷凝器排放的余热资源量相当于 82 万吨标准煤。

表 1 典型容量机组的低压缸排汽余热对比  
Tab.1 Comparison of low-pressure cylinder exhaust waste heat in typical capacity units

机组类型	容量等级/MW	额定余热排放功率/MW	额定循环冷却水流量/(m <sup>3</sup> ·s <sup>-1</sup> )	每年排放余热的等效标煤量/万吨
湿冷机组	1 000	1 500	40	82
湿冷机组	600	1 030	27	55
湿冷机组	300	580	15	31

由表 1 还可以得知, 典型 300、600 MW 发电机组的额定余热排放功率分别达到了 1 030、580 MW, 每年排放余热的等效标煤量分别达到了 55 万吨和 31 万吨。而且, 机组余热排放功率与容量明显呈正相关。鉴于此, 有效回收并利用低压缸排汽余热, 对提升火力发电机组的整体效率具有重大意义。

## 1.2 锅炉排烟热损失

对于大型电站锅炉而言, 90%~96%的燃料化学能可被工作介质有效吸收并转化利用, 而剩余的 4%~10%则以热损失的形式散失至外界环境。在锅炉的各项热损失中, 排烟热损失占比最大。

电站锅炉每年所释放低温烟气余热量的等效标准煤量可由下式计算:

$$M_{b,ex} = \frac{Pt\alpha c_p \Delta T}{q} \quad (1)$$

式中:  $P$  为全国火电机组装机容量;  $t$  为火电机组的年平均利用小时数;  $\alpha$  为典型燃煤锅炉的烟气生成率;  $c_p$  为烟气比热容;  $\Delta T$  为锅炉排烟余热利用前后的排烟温差;  $q$  为标准煤热值。

按照 125~145 °C 的设计排烟温度范围, 全国电站锅炉每年所释放的低温烟气余热相当可观, 其能量等效值已达约 0.8 亿吨标准煤。按照火电机组目前的技术条件, 如果能将 20% 的锅炉烟气余热进行回收利用, 则每年可节省约 0.14 亿吨标准煤, 每年可节约的燃料费用将高达约 110 亿元。

综上所述, 烟气余热的有效利用不仅能够提高机组运行效率, 还能减少有害气体排放。

## 1.3 锅炉定排和连排热损失

电站锅炉的排污管理包括定期排污(定排)与连续排污(连排)2 大方面, 是确保锅炉水质达标与维持其安全高效运行的基本保证。

定期排污又称底部排污或间歇排污, 旨在移除锅炉底部累积的泥垢、水渣及软质沉淀, 防止这些沉积物影响锅炉热效率并引发安全事故。此过程通常在锅炉低负荷、水循环流量较小的时段执行, 以便更有效地聚集并排除沉积物, 迅速减轻底部沉积负担, 提升锅炉热传导效率与延长使用寿命。

相比之下, 连续排污则侧重锅炉水质的动态平衡, 避免炉水中盐分与碱度过度累积, 从而影响蒸汽质量。此过程具备自动调节功能, 依据给水负荷与水质状况灵活调整排污量, 维持稳定的排污比率。连续排污可抑制蒸汽夹带盐分、减轻汽轮机叶片积垢等, 是保障电站锅炉长期安全稳定运行的重要措施<sup>[6]</sup>。

## 2 不同种类余热回收利用方式及效果分析

工业余热回收技术将废弃热能转化为可用能源, 主要包括直接换热、热泵提质、发电及制冷等方

式。直接换热利用换热器将中高温余热直接用于预热空气、水或工艺流体, 具有结构简单、效率高的优势, 但受限于热源与用热端温差匹配, 无法提升热能品位。针对低温余热(30~60 °C), 电压缩式/吸收式热泵通过电力或废热驱动, 将余热温度提升至 50~90 °C, 扩展了供暖或工艺用热场景。高温余热(>300 °C)多通过蒸汽轮机发电, 中低温余热(80~300 °C)适用有机朗肯循环, 以低沸点工质实现高效转化。余热制冷通过吸收式系统将余热转化为冷能, 适合夏季冷电需求错峰的用户, 但能效较低。

### 2.1 低压缸排汽余热利用方式及效果分析

火电机组低压缸排汽余热具有能级低、总量大等特点, 其温度通常为 30~50 °C, 属于典型的低品位热能, 且排汽流量可达每小时数百吨, 蕴含大量可回收能量。传统冷凝排放方式导致能源浪费显著, 亟需通过高效回收技术实现“变废为宝”。当前工程应用中, 中低压连通管供热、低压缸零出力供热、高背压供热、电压缩式热泵供热及吸收式热泵供热是 5 种主流技术路线。

#### 2.1.1 中低压连通管供热

常规供热抽汽主要是从汽轮机中低压连通管抽出蒸汽, 经减压后进入热网加热器加热热网循环水, 凝结水回到除氧器、热井或低加中。为保证供热抽汽能力, 一般在中低压连通管中加装供热抽汽蝶阀, 通过改变蝶阀开度调整供热量, 中低压连通管供热系统如图 2 所示。

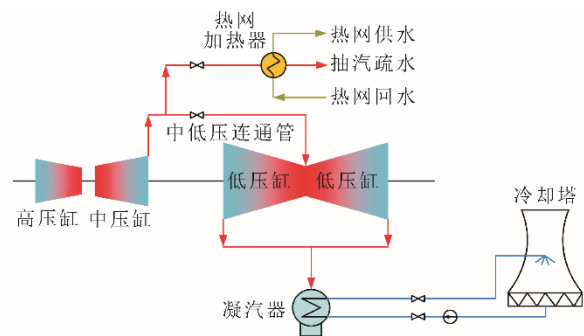


图 2 中低压连通管供热系统

Fig.2 Medium and low pressure interconnection pipe heating system

目前, 许多专家学者针对中低压连通管抽汽供热已经开展了大量的探索。徐享南<sup>[7]</sup>、梅玉占<sup>[8]</sup>、李洋<sup>[9]</sup>等学者针对多种不同类型的机组, 在多种运行工况下, 开展了中低压连通管抽汽供热改造研究, 显著降低了机组的耗煤量、二氧化碳排放量。

中低压连通管供热方案利用蒸汽直接供热, 系

统能耗低, 供热成本相对经济。在运行灵活性方面, 采用中低压连通管供热方式的机组调节范围较宽, 可根据热负荷需求灵活调节供热量, 而且对电网的适应性较强。在改造费用方面, 该方案投资相对较低, 只需增加联通管道和调节阀门, 工期较短。

### 2.1.2 低压缸零出力供热

低压缸零出力供热技术的原理为: 在低压缸维持高真空运行状态的前提下, 运用全密封阀门截断原有低压缸进汽管道的蒸汽供给, 并通过新建的旁路管道, 向低压缸通入少量冷却蒸汽, 旨在有效移除低压转子旋转所产生的鼓风热量。低压缸零出力供热的具体工艺如图 3 所示。

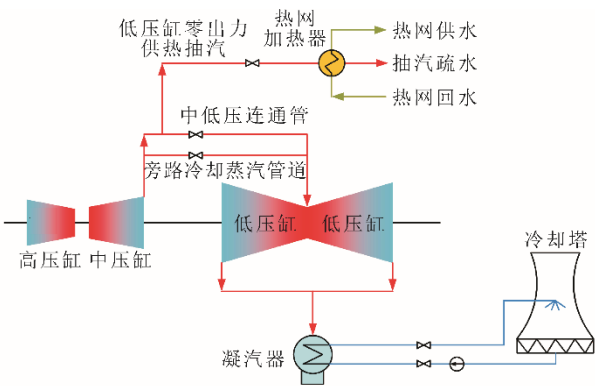


图 3 低压缸零出力供热系统

Fig.3 Low pressure cylinder zero output heating system

较于改造前, 该技术通过将原低压缸做功的蒸汽重新定向用于供热, 显著减少了冷端损失, 进而降低了系统煤耗率, 实现了供热成本的大幅削减。在保持锅炉热负荷不变的情况下, 该技术能够提升机组的额定供热功率; 反之, 在供热需求恒定的条件下, 其还能适度调低机组的发电功率, 达成深度调峰的目的。

戈志华<sup>[10]</sup>、谢昌亚<sup>[11]</sup>等采用 Ebsilon 软件开展了低压缸零出力仿真研究发现: 相比抽凝工况, 低压缸零出力改造后, 机组供热能力、电负荷调节能力明显增加, 同时煤耗率显著降低。王慧贤等<sup>[13]</sup>研究了某 350 MW 机组在低压缸微出力改造后的供热能力, 结果发现, 机组改造后, 当低压缸进汽量为 40 t/h 时, 最大供热负荷可提升 85 MW。针对某 650 MW 供热机组调峰灵活性较差的突出问题, 王建勋等<sup>[13]</sup>研究了该机组进行低压缸零出力改造后的调峰能力及经济性, 结果发现, 在额定工况下, 供热能力由改造前的 540.6 MW 提升至 821.95 MW, 发电煤耗由改造前的 238.2 g/(kW·h) 减小至 201.7 g/(kW·h)。

此外, 低压缸零出力供热技术的运用, 实现了供热机组在背压与抽凝 2 种模式间的灵活转换, 从而使得机组兼具抽凝机组运行灵活和背压式机组供热能力强的优势。在运行灵活性方面, 相比中低压连通管供热方式, 低压缸零出力供热机组的运行域更宽, 热电解耦特性更好。在改造费用方面, 与其他热电解耦改造技术相比, 低压缸零出力供热改造费用相对较小, 且运行维护费用也大幅降低。

### 2.1.3 高背压供热

高背压供热系统如图 4 所示。纯凝机组开展高背压供热改造后, 冷凝器作为采暖供热系统的基本加热组件, 冷端系统循环冷却水转变为供热系统的热煤介质, 在热网系统内实施闭式循环, 此举能有效回收并利用汽轮机乏汽凝结过程中释放的汽化潜热资源。若供热系统对供水温度有更高要求, 则可通过增设尖峰加热装置实施二级加热过程<sup>[14]</sup>。

张攀等<sup>[15]</sup>针对我国首台高背压改造空冷机组进行了深入的经济性研究, 发现机组供热经济性主要取决于背压和供热参数。戈志华等<sup>[16]</sup>以某 330 MW 空冷机组为例, 开发了高背压余热梯级供热系统的理论框架, 研究发现在回水温度较低且供热面积较大的区域, 高背压供热模式更具优势。高佳圣等<sup>[17]</sup>提出了一种耦合太阳能的高背压供热机组改造方案, 研究发现改造后的机组煤耗明显降低, 供热能力得到显著提升。栾晞麟等<sup>[18]</sup>以某 2×350 MW 供热机组为例, 开发了高背压余热供热系统模型, 探索了双抽背串联及双抽凝模式下的负荷分配方式, 研究发现相比抽凝机组, 高背压串联机组的平均发电煤耗减少了 92 g/(kW·h)。李健等<sup>[19]</sup>基于 Ebsilon 仿真平台, 开发了某 330 MW 高背压供热机组的全工况模型, 研究发现采用高背压乏汽余热供热方式可将机组的供热能力提升约 80 MW, 同时发电煤耗减少约 34 g/(kW·h)。

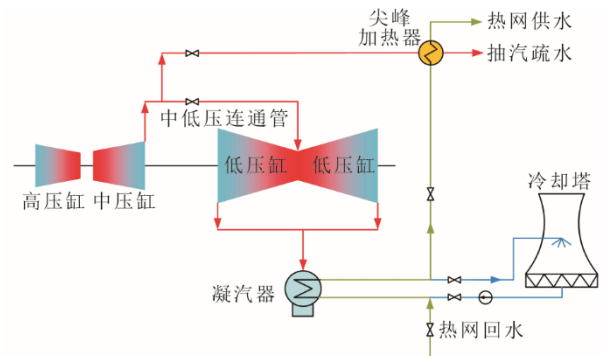


图 4 高背压供热系统

Fig.4 High back-pressure heating system

高背压机组直接利用低压缸排汽进行供热, 机组热效率大幅提升, 供热成本明显低于中低压连通管供热和低压缸零出力供热。由于高背压供热方式需要对低压缸原通流部分进行改造, 改造费用远高于中低压连通管供热和低压缸零出力供热; 而且, 每年需揭缸更换转子 2 次, 维护成本也高于中低压连通管供热和低压缸零出力供热。同时, 在运行灵活性方面, 高背压运行方式下机组热、电负荷相互制约, 机组电力调度和供热调节受到一定的限制。

#### 2.1.4 电压缩式热泵供热

电压缩式热泵供热系统如图 5 所示。在电厂内部集成部署电压缩热泵系统进行供热的原理是: 利用循环冷却水作为电压缩式热泵蒸发器的低温热源, 循环冷却水在热泵内释放热量并降温后, 回流至凝汽器, 由汽轮机排出的乏汽重新加热, 形成一个循环。一次热网回水依次流经电压缩热泵、尖峰加热器实现逐级升温, 然后输送至热网系统。这种集中式的热泵配置策略, 使汽轮机乏汽余热能够直接并入居民采暖管网, 无需额外构建管网设施, 从而减少资本投入并缩短建造周期。

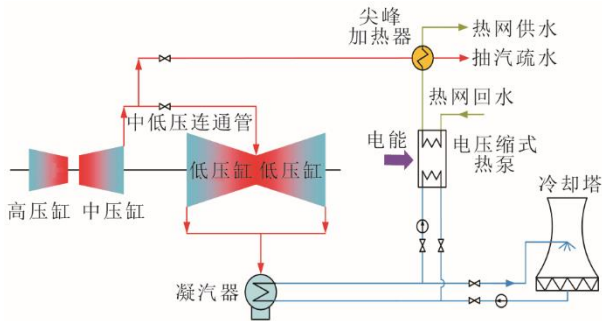


图 5 电压缩式热泵供热系统  
Fig.5 Electric compression heat pump heating system

一些学者从可实施性、经济性以及节能环保等方面, 对通过压缩式热泵提取电厂循环水余热的供热方法进行了论证。孙天宇等<sup>[20]</sup>、胡思科等<sup>[21]</sup>、Wu 等人<sup>[22]</sup>针对火电机组耦合电压缩式热泵进行余热回收的供热方案, 进行了深入的试验及仿真研究。机组改造后获得了高效的热电解耦能力。

#### 2.1.5 吸收式热泵供热

吸收式热泵供热系统如图 6 所示。集成吸收式热泵系统利用一部分原本用于供热的汽轮机抽汽作为其高温驱动热源, 同时将凝汽器出口的循环冷

却水作为低温热源加以回收利用<sup>[23-25]</sup>。

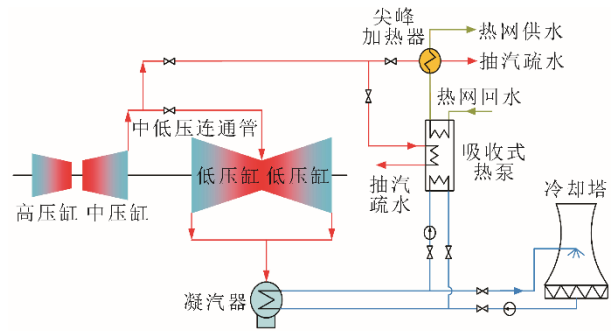


图 6 吸收式热泵供热系统  
Fig.6 Absorption heat pump heating system

在此过程中, 一次热网回水依次进入热泵的吸收器与冷凝器组件中, 实现梯级加热。通过对吸收式热泵与大型发电机组耦合特性的深入分析发现, 受限于吸收式热泵自身固有的物理特性, 其热网出水温度通常难以突破  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ <sup>[26]</sup>。因此, 为确保热网供水温度能够达到采暖用户需要的  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 仍需额外的汽轮机抽汽对其进一步加热。

为深度提取凝汽余热, 提高供热系统供热容量, 进一步改善机组效率, 众多学者针对吸收式热泵耦合方式、运行策略开展了大量的探索。付林等<sup>[27]</sup>开发了一种集成大温差吸收式换热机组的热电联产区域供热系统, 该系统通过降低热网回水温度, 显著提升了热电厂供热能力。Liu 等人<sup>[28]</sup>提出了一种耦合吸收式热泵的燃煤电厂集成系统, 冷凝器废热由汽轮机低压抽汽驱动的吸收式热泵回收, 与传统燃煤发电厂相比热效率提高了  $0.85\%$ 。许继东等<sup>[29]</sup>研究了某  $300\text{ MW}$  空冷机组耦合吸收式热泵后的供热能力、热电解耦能力, 与参考抽凝机组相比, 发电煤耗减少了  $22.7\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ , 供热能力增加了  $262\text{ MW}$ 。

#### 2.1.6 低压缸排汽余热不同利用方式对比

低压缸排汽余热回收技术通过热电解耦、品位提升或直接利用, 可显著提高火电机组综合能效。表 2 从多个维度对中低压连通管供热、低压缸零出力供热、高背压供热、电压缩式热泵供热、吸收式热泵供热等 5 种供热技术进行了对比分析。5 种技术中, 中低压连通管供热与低压缸零出力供热侧重热电协同优化, 高背压供热以牺牲部分发电量为代价换取供热收益, 而热泵技术则通过能量转移实现余热提质。

表 2 低压缸排汽余热回收利用技术对比  
Tab.2 Comparison of recycling technologies for low-pressure cylinder exhaust waste heat

技术类型	核心原理	优点	缺点	适用场景	投资成本
中低压连通管供热	通过改造中低压缸连通管,将部分中压缸排汽直接引出用于供热	系统简单,改造难度低,对机组负荷影响小	仅回收部分抽汽热量,余热利用率有限,供热能力受抽汽量限制	需要灵活调节供热量且兼顾发电负荷的场景	低
低压缸零出力供热	将原低压缸做功的大部分蒸汽用于供热,仅通过旁路管道向低压缸通入少量冷却蒸汽	供热能力大幅提升,冷源损失显著降低	机组发电能力下降,增加低压缸转子振动风险	冬季供暖需求大、电负荷低的场景	低
高背压供热	提高凝汽器背压,提升排汽温度,利用排汽加热热水直接供热	排汽热量全部回收,机组热效率高	无法参与调峰	回水温度较低、供热面积较大的基础负荷供热场景	中
电压缩式热泵供热	利用电能驱动压缩机,将低品位余热提升至高品位供热	能效比高,适应宽负荷用户需求,独立于机组运行	耗电量大,运行成本高,经济性受电价影响显著	电力资源丰富、电价低廉、余热温度低但需高品位供热的场景	高
吸收式热泵供热	以蒸汽为驱动热源,通过吸收式循环,将低品位余热提升至高品位供热	不消耗高品质电能、无运动部件、维护成本低	热源温度要求高,设备体积大,系统维护复杂	蒸汽资源丰富、需大规模余热回收的场景	高

## 2.2 锅炉排烟余热利用方式及效果分析

锅炉排烟余热作为火电机组主要能量损失源,具有显著的热能回收价值。其烟气温度多维持在 90~150 °C 的中低温区间,且烟气流量巨大,但受限于烟气中硫氧化物、水蒸气等成分导致的低温腐蚀风险,以及余热品位与工质参数的匹配难题,其高效回收利用面临特殊挑战。当前主流回收技术聚焦于能量梯级利用与系统集成创新,尤以低温省煤器加热凝结水、褐煤干燥提质、入炉冷空气预热、区域供热供冷等 4 种技术路线应用最为广泛。

### 2.2.1 利用低温省煤器加热凝结水

在火力发电领域,锅炉尾部烟气系统增设低温省煤器已成为一种普遍且高效的烟气余热回收方法<sup>[30]</sup>。低温省煤器工作原理类似于传统省煤器,但其水侧运行参数显著低于传统省煤器。该技术通过多样化的利用方式,如加热锅炉一次风和二次风、热网循环水以及凝结水等,有效回收了烟气中的余热资源。其中,加热凝结水是目前应用最为广泛的技术方案。低温省煤器加热凝结水工艺流程如图 7 所示。利用低温省煤器加热凝结水的具体工艺流程为:将凝结水从管路中特定位置引出,在低温省煤器中吸收排烟余热后再回流至凝结水管路。这一过程不仅提升了凝结水温度,还减少了汽轮机低压加热器的抽汽量,增加了汽轮机的输出功率,有效降低了机组发电煤耗<sup>[31]</sup>。

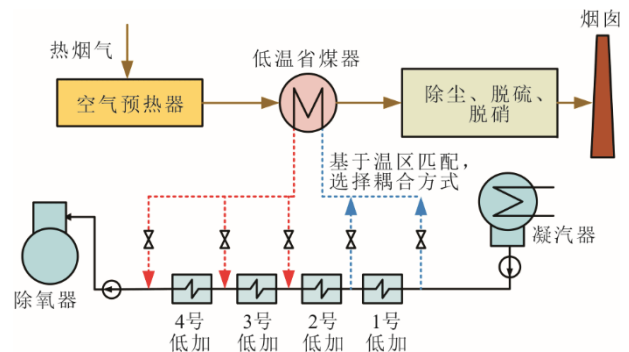


图 7 低温省煤器加热凝结水工艺流程  
Fig.7 Process flow diagram of low-temperature economizer heating condensate water

为了提升低温省煤器的节能收益,众多研究人员针对低温省煤器在火电机组中的集成方式进行了广泛的探索。林万超等<sup>[32-33]</sup>率先运用等效热降法,全面剖析了回热系统与低温省煤器不同耦合方式的优劣。针对某 35 万千瓦机组,张润盘等<sup>[34]</sup>设计了一种从轴封加热器引出部分凝结水至低温省煤器进行加热,再返回 6 号低压加热器的系统集成方案,将发电煤耗减少了 1.4 g/(kW·h)。针对某 350 MW 机组,董洪涛等<sup>[35]</sup>研究了该机组实施低温省煤器改造后的性能提升效果发现,改造后氮氧化物排放与发电煤耗均有所降低。关风一等<sup>[36]</sup>、宋刚<sup>[37]</sup>提出通过低温省煤器和暖风器并联运行回收烟气余热,显著增加了机组收益。刘炜<sup>[38]</sup>、蔡泽锋等<sup>[39]</sup>针对锅炉尾部加装热管式低温省煤器的节能改造方

案进行了深入分析,充分降低了锅炉排烟温度及煤耗率。

当前火电机组低温省煤器余热利用研究普遍聚焦回热系统优化与余热梯级利用,研究方法从传统热力学建模向智能算法、多系统联合仿真演进,推动优化维度从单一热效率扩展到经济-环保多目标协同。技术路线分化为 2 类: 1) 热力系统深度耦合,通过差异化引流位置实现余热品位匹配; 2) 烟气余热协同回收,结合暖风器并联减少低温腐蚀。余热利用技术当前挑战集中于动态负荷下系统调控适应性不足以及全生命周期内改造成本与长期收益的平衡优化。

### 2.2.2 干燥褐煤

褐煤水分含量高达 60% 以上,是干燥处理的重点对象。通过有效利用烟气余热对褐煤进行脱水处理,可以大幅度削减其水分含量,进而提升其燃烧后的最终释热量,并显著增加汽轮机的做功能力。据相关数据显示,若 300 MW 等级的发电机组采用褐煤干燥方案,预计可提升锅炉热效率超过 1%。

这一研究领域已经引起了国内外众多学者的浓厚兴趣。Liu 等人<sup>[40]</sup>从热力学视角出发,对烟气余热干燥褐煤的过程进行了全面且深入的分析。为了最大化褐煤干燥效果,Nikolopoulos 等人<sup>[41]</sup>指出必须精准调控烟气温度。Xu 等人<sup>[42]</sup>提出了一种两级预干燥系统,该系统使用抽汽和锅炉排烟作为热源,与仅使用抽汽作为热源的系统相比,机组净效率进一步提高了 0.4%。周云龙等<sup>[43]</sup>针对多种典型煤种开展了褐煤预干燥系统的技术经济性研究,发现机组煤耗率最多可降低 7 g/(kW·h),而且煤种水分越高,机组节能效果越显著。

国内某 300 MW 机组采用水平移动床褐煤干燥技术时,面临烟气低温腐蚀与干燥煤自燃问题。通过增设烟气旁路调温系统并采用氟塑料换热器,有效缓解了冷凝腐蚀;同时优化储仓通风设计,引入氮气惰化系统及在线水分监测,将褐煤最终水分稳定在 18%~20%,避免了自燃风险。改造后,锅炉热效率提升 1.2%,年节约标煤 1.8 万吨,投资回收期低于 3 年。在褐煤干燥技术的实际应用中,需重点关注以下要点: 1) 严格控制褐煤最终水分,过低易引发自燃,过高则削弱燃烧效益; 2) 针对褐煤黏结特性,需在干燥设备中配置机械刮板或气流扰动装置以防堵塞。

### 2.2.3 预热入炉冷空气

前置式空气预热器预热入炉冷空气工艺流程如图 8 所示。在主空气预热器前端耦合前置空气预热器,可有效回收锅炉排烟余热用来预热进入主空气预热器的外界低温空气。这一设计的核心理念在于通过增加换热级数,扩大预热空气的换热表面积,强化烟气与空气的热交换过程,提高进入炉膛空气的温度,减少锅炉冷源损失,促使更多高品位蒸汽在汽轮机内膨胀做功,进而提升了机组的整体热效率。

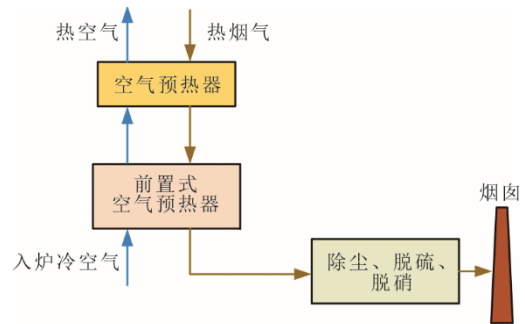


图 8 前置式空气预热器预热入炉冷空气工艺流程  
Fig.8 Process flow diagram of preheating cold inlet air via a front-mounted air preheater

前置式空气预热器已成功运用于我国电站锅炉余热利用领域,如锦州发电厂<sup>[44]</sup>、辽宁发电厂<sup>[45]</sup>等,实现了炉膛稳定燃烧与机组效率提升。顾伟<sup>[46]</sup>提出了一种集成前置式空气预热器与低温省煤器的开式烟气余热回收系统。研究发现,机组改造后的供电煤耗降低了 2.15 g/(kW·h)。德国某 712 MW 机组在脱硫塔入口处耦合了前置式空气预热器,用于预热进入空气预热器的冷空气<sup>[47]</sup>。此外,德国尼德豪森电厂的锅炉亦采用了类似的前置式空气预热器设计,通过利用低温烟气预热锅炉一、二次风,将机组煤耗减少了 7 g/(kW·h)<sup>[48]</sup>。这显示了前置式空气预热器在提升能源利用效率方面的潜力,也为火电机组的能效优化提供了宝贵经验。

### 2.2.4 供热与供冷

国内外学者针对回收烟气余热用于集中供冷与供热这一领域开展了较多的研究。Hebenstreit 等人<sup>[49]</sup>提出一种耦合压缩式热泵的供热系统,通过利用锅炉烟气余热,可为用户提供生活热水,机组运营成本相比传统机组下降了 2%~13%。为了增加区域供热系统的供热能力,Sun 等人<sup>[50]</sup>、陈鸥等<sup>[51]</sup>提出通过吸收式热泵回收烟气余热。邢晋等<sup>[52]</sup>针对

2×660 MW 超超临界燃煤机组，提出了耦合烟气余热装置的集中供热系统，设计供热工况下的发电煤耗可减少 9.3 g/(kW·h)。王海超等<sup>[53]</sup>提出了一种集成吸收式热泵和接触式换热器的烟气余热回收集中供热系统，当锅炉排烟温度从 50 °C 减小至 20 °C 时，机组余热回收能力增加 80%。

### 2.2.5 锅炉排烟余热不同利用方式对比

锅炉排烟余热回收利用技术的对比见表 3。在锅炉排烟余热回收技术中，低温省煤器加热凝结水、褐煤干燥、预热入炉冷空气以及供热与供冷 4 种技术各具特色，其应用价值与场景存在显著差异。低温省煤器技术通过加热凝结水直接提升热力循环效率，尤其适用于热电联产系统，可在不增加额外

能耗的前提下降低排烟温度至酸露点附近，节能效果显著但受水质与腐蚀风险制约。

褐煤干燥技术针对高水分褐煤的燃烧特性，利用烟气余热降低燃料含水率，提升锅炉燃烧效率与机组出力，经济效益突出但需配套干燥设备与防爆措施，地域适用性较强。预热入炉冷空气技术通过加热燃烧空气降低排烟热损失，具有系统简单、改造灵活的优势，但受环境温度波动影响较大，余热回收效率相对有限。供热与供冷技术则通过梯级利用余热实现能源多元化输出，既可为建筑供暖，也可驱动吸收式制冷机组供冷，综合能效比高且环境效益显著，但依赖热网或冷站基础设施，系统集成复杂度较高。

表 3 锅炉排烟余热回收利用技术对比  
Tab.3 Comparison of recycling technologies for boiler flue gas waste heat

技术	核心原理	优点	缺点	适用场景	投资成本
低温省煤器加热凝结水	利用锅炉尾部低温烟气余热加热汽轮机凝结水，提升回热系统效率	提高机组循环效率；降低煤耗；减少排烟热损失	需控制烟气酸露点腐蚀风险；系统复杂，需协调凝结水流量与温度	适用于中大型燃煤电厂，尤其是凝结水温度较低的机组	中等偏低
褐煤干燥	通过烟气余热干燥高水分褐煤，降低煤中水分，提升燃烧效率	提高锅炉燃烧效率；减少烟气体积，降低风机能耗；减少 NO <sub>x</sub> 生成	干燥设备体积大，需防爆设计；仅适用于褐煤等高水分燃料	适用于褐煤资源丰富地区的电厂	较高
预热入炉冷空气	利用烟气余热加热入炉冷空气，降低排烟温度，减少燃料消耗	改造难度低；降低排烟温度效果显著；提升锅炉效率	空气预热温度受限于烟气温度；可能加剧低温腐蚀	适用于各类燃煤锅炉，尤其是排烟温度较高的老旧机组	中等
供热与供冷	通过余热锅炉或吸收式热泵回收烟气余热，用于区域供热或吸收式制冷	余热综合利用，能源效率高；减少冷/热源生产成本	需配套供热/供冷管网；季节性需求波动影响系统利用率	周边有工业用热、城市集中供热或大型制冷需求的电站	高

### 2.3 锅炉连排和定排余热利用方式及效果分析

锅炉连排与定排余热兼具高能质与回收复杂性：连排污水温度通常为 140~180 °C，流量稳定但含盐量高；定排污水温度可达 150~300 °C，具有间歇性大流量排放特征。二者均蕴含大量显热与潜热，但受限于腐蚀性离子导致的设备结垢风险、热源波动性以及能质匹配难题，高效回收需针对性设计。当前主流的锅炉连排与定排余热回收技术主要包括集成换热器预热工质、热泵实现能量品位提升、闪蒸扩容及直接回用供热制冷 4 类。

#### 2.3.1 锅炉连排余热

随着我国火力发电技术的不断进步，火电机组正向更高参数与更大容量的方向迈进，锅炉连续排污废水量显著增加，且其焓值不断提升，余热回收潜力愈发显著。当前，锅炉连续排污余热回收方法主要包括 3 类。

第 1 类技术是集成换热器系统<sup>[54-55]</sup>。此类技术

通过过滤净化连排废水后，将其引入混合式或板式换热器，直接预热锅炉给水或软化水。关键技术包括多级换热器串联设计提升余热回收效率、在线水质监测与自动排污系统减少结垢风险，以及软化水箱与冷凝水箱的协同配置实现工质与余热同步回收。其核心优势在于系统简单可靠，适用于中低温余热场景。

第 2 类技术是采用能量转换设备。该技术通过吸收式制冷/热泵机组或相变储能装置，将连排废水余热转化为冷能<sup>[56]</sup>、热能或储存能量<sup>[57]</sup>。主要过程为废水驱动制冷机组供冷后，余热进一步用于生活供热，或通过高密度相变材料实现热能跨时空转移。关键技术涵盖热源温度与制冷机组性能匹配优化、相变材料循环稳定性强化，以及多能联供系统的动态调控策略。

第 3 类技术是直接回收利用技术<sup>[58-59]</sup>。此类技术将连排废水余热直接用于区域供暖或热网补水，

包括废水经耐腐蚀换热器提取热量后排放, 或通过多级闪蒸与净化工艺转化为合格补水。选择合适类型的换热器可减少高盐腐蚀、优化闪蒸压力并提升蒸汽产量, 保障热网设计供热稳定。

### 2.3.2 锅炉定排余热

在锅炉定排余热回收方面, 陈海平等<sup>[60]</sup>定量分析了不同排污方式对锅炉热经济性的影响。徐世明等<sup>[61]</sup>建立了锅炉排污回收系统的数学模型, 大幅降低了机组的发电煤耗率。张强等<sup>[62]</sup>提出采用低温凝结水回收利用定排乏汽余热, 每年可节约费用 44 万元。

上述回收锅炉连排及定排余热多种技术中, 集成换热器与闪蒸扩容凭借高回收率在中高温段余热转化占据优势, 而热泵与直接回用技术则主要用于低温余热转化。当前技术的制约因素集中于防腐材料成本及间歇排放的热源波动调控。

## 3 结 语

火电机组余热回收技术作为提高能源利用效率和减少碳排放的重要手段, 近年来取得了显著进展。从工艺路径来看, 锅炉排烟余热利用技术、低压缸排汽余热利用技术以及锅炉定排和连排余热利用技术均展现广阔的应用前景, 而且, 不同技术的耦合应用为进一步提升余热利用率提供了新思路。在实际工程中, 余热回收的应用效果不仅依赖于技术路线的选择, 还受限于热源特性、经济性分析及区域政策支持等多重因素。因此, 如何优化技术组合, 平衡投资成本与回收效益, 以及在不同区域推广适配的余热回收方案, 是未来研究与工程实践的重点。此外, 结合大数据、人工智能等新兴技术对余热资源进行实时监控与动态优化, 也将成为推动火电机组余热回收技术发展的重要方向。总体而言, 火电机组余热回收技术的发展具有重要的能源和环境意义, 其未来研究需进一步聚焦于提升效率、降低成本以及实现规模化应用, 从而为构建绿色、低碳的能源体系提供有力支撑。

### [参 考 文 献]

- [1] 王雪辰, 崔晓利. 我国电力发展与改革报告(2024)[R]. 北京: 中能传媒研究院, 2024: 1.  
WANG Xuechen, CUI Xiaoli. Report on China's power development and reform (2024)[R]. Beijing: China Energy Media Research Institute, 2024: 1.
- [2] ZHANG C, WANG Z. Comprehensive energy efficiency analysis of ultra-supercritical thermal power units[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 235: 121365.
- [3] REN F, LIU X, CHARLES V, et al. Integrated efficiency and influencing factors analysis of ESG and market performance in thermal power enterprises in China: a hybrid perspective based on parallel DEA and a benchmark model[J]. Energy Economics, 2025, 141: 108138.
- [4] ZHOU J, ZHANG W. Coal consumption prediction in thermal power units: a feature construction and selection method[J]. Energy, 2023, 273: 126996.
- [5] SHAN P, ZHANG L, JIANG S, et al. Which coal-fired power units in China should be prioritized for decommissioning?[J]. Energy, 2024, 308: 133059.
- [6] HE C, XU D, LUO C, et al. Review on wastewater treatment technology in coal-fired power plants towards zero liquid discharge in China[J]. Desalination, 2025, 601: 118520.
- [7] 徐享南. 350 MW 汽轮机组供热改造及运行监测和故障诊断[D]. 大连: 大连理工大学, 2017: 1.  
XU Xiangnan. Heating transformation, operation monitoring and fault diagnosis of 350 MW steam turbine unit[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2017: 1.
- [8] 梅玉占, 张其显, 张彦. 军粮城发电厂 200 MW 机组连通管抽汽供热改造的可行性研究[J]. 电力设备, 2008, 9(9): 75-77.  
MEI Yuzhan, ZHANG Qixian, ZHANG Yan. Feasibility study on the cogeneration retrofit of 200 MW steam turbine units to extract steam from inter-connecting pipe in Junliangcheng power plant[J]. Electrical Equipment, 2008, 9(9): 75-77.
- [9] 李洋. 凝汽式汽轮机供热改造经济性分析与试验研究[D]. 沈阳: 沈阳工程学院, 2016: 1.  
LI Yang. Economic analysis and experimental study on heating rebuilding of condensing turbine[D]. Shenyang: Shenyang Institute of Engineering, 2016: 1.
- [10] 戈志华, 张倩, 熊念, 等. 330 MW 供热机组低压缸近零出力热力性能分析[J]. 化工进展, 2020, 39(9): 3650-3657.  
GE Zhihua, ZHANG Qian, XIONG Nian, et al. Thermal performance analysis of 330 MW heating unit with low pressure cylinder near zero output[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2020, 39(9): 3650-3657.
- [11] 谢昌亚, 陈凯亮, 刘广会, 等. 350 MW 供热机组低压缸零出力试验及仿真研究[J]. 热能动力工程, 2022, 37(7): 1-9.  
XIE Changya, CHEN Kailiang, LIU Guanghui, et al. Zero output test and simulation research on LP cylinder of 350 MW heat supply unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(7): 1-9.
- [12] 王慧贤, 康志忠. 350 MW 机组低压缸微出力技术深度调峰性能研究[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(1): 166-172.  
WANG Huixian, KANG Zhizhong. Comprehensive analysis of deep peaking performance of micro output technology of low-pressure cylinder for 350 MW unit[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(1): 166-172.
- [13] 王建勋. 650 MW 超临界机组低压缸零出力技术的灵活性调峰能力及经济性分析[J]. 热能动力工程, 2021, 36(2): 18-23.  
WANG Jianxun. Analysis of flexible peak-load regulation capability and economy on the zero output technology of low-pressure cylinder for 650 MW supercritical unit[J].

- Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(2): 18-23.
- [14] 弓学敏, 崔后品, 徐承美, 等. 大型空冷机组高背压供热运行特性分析[J]. 热力发电, 2018, 47(8): 103-109.  
GONG Xuemin, CUI Houpin, XU Chengmei, et al. Analysis on operation characteristics of high back-pressure heating for large air-cooling units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(8): 103-109.
- [15] 张攀, 杨涛, 杜旭, 等. 直接空冷机组高背压供热技术经济性分析[J]. 汽轮机技术, 2014, 56(3): 209-212.  
ZHANG Pan, YANG Tao, DU Xu, et al. The economy analysis of the high back pressure heating technology on direct air-cooled unit[J]. Turbine Technology, 2014, 56(3): 209-212.
- [16] 戈志华, 孙诗梦, 万燕, 等. 大型汽轮机高背压供热改造适用性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3216-3222.  
GE Zhihua, SUN Shimeng, WAN Yan, et al. Applicability analysis of high back-pressure heating retrofit for large-scale steam turbine unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3216-3222.
- [17] 高佳圣, 徐浩东, 王万权, 等. 集成太阳能辅助供热的 600 MW 高背压热电联产机组的运行及优化[J]. 热能动力工程, 2023, 38(9): 158-165.  
GAO Jiasheng, XU Haodong, WANG Wanquan, et al. Operation and optimization of 600 MW high back pressure cogeneration unit with integrated solar assisted heating[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(9): 158-165.
- [18] 栾晞麟, 马剑龙, 聂深强, 等. 大型高背压热电联产机组供热季运行分析[J]. 热能动力工程, 2024, 39(9): 96-103.  
LUAN Xilin, MA Jianlong, NIE Shenqiang, et al. Operation analysis of large high back pressure cogeneration units in heating season[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(9): 96-103.
- [19] 李健, 丁维栋, 杨志平, 等. 330 MW 高背压热电联产机组运行优化分析[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(4): 101-111.  
LI Jian, DING Weidong, YANG Zhiping, et al. Operational and optimization analysis of 330 MW high back pressure cogeneration units[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(4): 101-111.
- [20] 孙天宇, 任建兴, 张健, 等. 水源热泵回收电厂循环水余热的经济性分析[J]. 热力发电, 2015, 44(7): 7-11.  
SUN Tianyu, REN Jianxing, ZHANG Jian, et al. Economic analysis on recovering circulating water waste heat from power plant by water source heat pumps[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(7): 7-11.
- [21] 胡思科, 刘如舟, 陈德, 等. 压缩式热泵回收电厂循环冷却水余热计算分析[J]. 东北电力大学学报, 2015, 35(4): 14-19.  
HU Sike, LIU Ruzhou, CHEN De, et al. Analysis of recycling after heat of circulating cooling water from thermal power plant by utilizing compression heat pump[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2015, 35(4): 14-19.
- [22] WU Y, FU L, ZHANG S, et al. Study on a novel co-operated heat and power system for improving energy efficiency and flexibility of cogeneration plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 163: 114429.
- [23] LI W, ZHAO J, FU L, et al. Energy efficiency analysis of condensed waste heat recovery ways in cogeneration plant[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 101: 616-625.
- [24] 李岩, 付林, 张淑彦. 凝汽余热利用对大型供热机组性能的影响[J]. 热力发电, 2015, 44(4): 6-10.  
LI Yan, FU Lin, ZHANG Shuyan. Exhaust heat utilization in large scale cogeneration units[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(4): 6-10.
- [25] 邱丽霞, 郝艳红. 电厂低温热与吸收式热泵耦合供热系统研究[J]. 热力发电, 2015, 44(10): 20-24.  
QIU Lixia, HAO Yanhong. Power plant heating system integrating low temperature heat and absorption heat pumps[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(10): 20-24.
- [26] LI Y, MI P, LI W, et al. Full operating conditions optimization study of new co-generation heating system based on waste heat utilization of exhausted steam[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 155: 91-99.
- [27] 付林, 江亿, 张世钢. 基于 Co-ah 循环的热电联产集中供热方法[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2008, 48(9): 1377-1380.  
FU Lin, JIANG Yi, ZHANG Shigang. Centralized heating method for cogeneration based on Co-ah cycle[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2008, 48(9): 1377-1380.
- [28] LIU W, HUANG Y, ZHANG X J, et al. Heat pump assisted sorption carbon capture with steam condenser heat recovery in a decarbonised coal-fired power plant[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 319: 118919.
- [29] 许继东, 董伟, 梅隆, 等. 300 MW 耦合吸收式热泵供热机组热力性能机理研究[J]. 电站系统工程, 2024, 40(2): 65-68.  
XU Jidong, DONG Wei, MEI long, et al. Study on thermodynamic performance mechanism of 300 MW coupled absorption heat pump heating unit[J]. Power System Engineering, 2024, 40(2): 65-68.
- [30] STEVANOVIĆ V D, PETROVIĆ M M, WALA T, et al. Efficiency and power upgrade at the aged lignite-fired power plant by flue gas waste heat utilization: High pressure versus low pressure economizer installation[J]. Energy, 2019, 187: 115980.
- [31] 刘军, 李洪波, 管洪军, 等. 低温省煤器在火力发电厂中的运用探讨[J]. 电力勘测设计, 2010(4): 32-38.  
LIU Jun, LI Hongbo, GUAN Hongjun, et al. Application of low temperature saving coal device in generate electricity power plant[J]. Electric Power Survey & Design, 2010(4): 32-38.
- [32] 徐永康, 林万超, 李笑乐, 等. 低压省煤器系统及其节能效益[J]. 电力技术, 1984(10): 21-24.  
XU Yongkang, LIN Wanchao, LI Xiaole, et al. The low pressure economizer system and its benefit of saving energy[J]. Electric Power Technology, 1984(10): 21-24.
- [33] 林万超, 孙实文, 陈国慧, 等. 火电厂热力系统节能技术及其应用[J]. 电力技术, 1991(9): 17-20.  
LIN Wanchao, SUN Shiwen, CHEN Guohui, et al. Energy-saving technologies for thermal power plant systems and their applications[J]. Electric Power Technology, 1991(9): 17-20.
- [34] 张润盘, 董丽娟, 辛建华, 等. 锅炉烟气余热利用方案研究[J]. 热力发电, 2013, 42(11): 107-109.  
ZHANG Runpan, DONG Lijuan, XIN Jianhua, et al. Flue gas waste heat utilization schemes for boilers[J]. Thermal Power Generation, 2013, 42(11): 107-109.
- [35] 董洪涛, 李永良, 王博磊. 基于超临界机组低温省煤

- 器改造后的效果分析[J]. 节能与环保, 2024(8): 53-61.  
DONG Hongtao, LI Yongliang, WANG Bolei. Based on the analysis of the effect of low-temperature economizer of supercritical unit after transformation[J]. Energy Conservation and Environmental Protection, 2024(8): 53-61.
- [36] 关风一, 丛日成, 冷杰, 等. 600 MW 超临界机组加装低温省煤器和暖风器联合系统可行性研究[J]. 沈阳工程学院学报(自然科学版), 2023, 19(2): 30-35.  
GUAN Fengyi, CONG Richeng, LENG Jie, et al. Feasibility research of retrofitted low temperature economizer and air heater combined system in 600 MW supercritical unit[J]. Journal of Shenyang Institute of Engineering (Natural Science Edition), 2023, 19(2): 30-35.
- [37] 宋刚. 300 MW 机组低温省煤器联合暖风器运行影响探究[J]. 煤炭科技, 2023, 44(6): 8-11.  
SONG Gang. Exploration of operation impact of low temperature economizer combined with air heater for 300 MW units[J]. Coal Science and Technology, 2023, 44(6): 8-11.
- [38] 刘炜. 热管式低温省煤器在锅炉节能减排方面的应用[J]. 能源与节能, 2022(8): 60-62.  
LIU Wei. Application of heat-pipe low-temperature economizer in boiler energy conservation and emission reduction[J]. Energy and Energy Conservation, 2022(8): 60-62.
- [39] 蔡泽锋, 余春生, 吴昊, 等. 660 MW 燃煤机组热管式低温省煤器的应用分析[J]. 资源节约与环保, 2024(12): 23-27.  
CAI Zefeng, YU Chunsheng, WU Hao, et al. Application analysis of heat pipe low-temperature economizer in 660 MW coal-fired units[J]. Resources Economization & Environmental Protection, 2024(12): 23-27.
- [40] LIU M, YAN J, CHONG D, et al. Thermodynamic analysis of pre-drying methods for pre-dried lignite-fired power plant[J]. Energy, 2013, 49: 107-118.
- [41] NIKOLOPOULOS N, VIOLIDAKIS I, KARAMPINIS E, et al. Report on comparison among current industrial scale lignite drying technologies (a critical review of current technologies)[J]. Fuel, 2015, 155: 86-114.
- [42] XU G, DONG W, XU C, et al. An integrated lignite pre-drying system using steam bleeds and exhaust flue gas in a 600 MW power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 107: 1145-1157.
- [43] 周云龙, 姚灏, 王迪, 等. 褐煤预干燥发电机组特性仿真对比及投资经济性分析[J]. 热能动力工程, 2021, 36(1): 100-107.  
ZHOU Yunlong, YAO Hao, WANG Di, et al. Simulation comparison and investment economy analysis of generation units with lignite pre-drying system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(1): 100-107.
- [44] 史明武, 陈柏军, 张福银. 锦州发电厂#2 空气预热器改造可行性研究[J]. 东北电力技术, 1996(5): 16-18.  
SHI Mingwu, CHEN Baijun, ZHANG Fuyin. Feasibility study on #2 air preheater retrofitting at Jinzhou Power Plant[J]. Northeast Electric Power Technology, 1996(5): 16-18.
- [45] 聂熙庆. 前置式热管空气预热器在 670 t/h 锅炉上的应用[J]. 中国电力, 1998(11): 54-57.  
NIE Xiqing. Application of front-located heat pipe air preheater in 670 t/h boilers[J]. Electric Power, 1998(11): 54-57.
- [46] 顾伟. 1 000 MW 电站锅炉烟气余热系统改造与运行优化[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2021: 1.  
GU Wei. Reconstruction and operation optimization of flue gas waste heat system of 1 000 MW power plant boiler[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2021: 1.
- [47] 刘彤, 李君, 徐钢, 等. 锅炉前置式空气预热器综合分析与优选[J]. 华东电力, 2013, 41(8): 1755-1759.  
LIU Tong, LI Jun, XU Gang, et al. Comprehensive analysis and optimal selection of front-loading air preheater in utility boiler[J]. East China Electric Power, 2013, 41(8): 1755-1759.
- [48] 叶勇健, 申松林. 欧洲高效燃煤电厂的特点及启示[J]. 电力建设, 2011, 32(1): 54-58.  
YE Yongjian, SHEN Songlin. Characteristics of European high-efficiency coal fired units and their implications for Chinese power plant[J]. Electric Power Construction, 2011, 32(1): 54-58.
- [49] HEBENSTREIT B, SCHNETZINGER R, OHNMACHT R, et al. Techno-economic study of a heat pump enhanced flue gas heat recovery for biomass boilers[J]. Biomass and Bioenergy, 2014, 71: 12-22.
- [50] SUN F, ZHAO J, FU L, et al. New district heating system based on natural gas-fired boilers with absorption heat exchangers[J]. Energy, 2017, 138: 405-418.
- [51] 陈鸥, 滕达, 路光杰, 等. 煤电饱和烟气余热集中供暖系统特性分析[J]. 热力发电, 2024, 53(12): 102-111.  
CHEN Ou, TENG Da, LU Guangjie, et al. Characteristics analysis for centralized heating system using saturated flue gas waste heat in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(12): 102-111.
- [52] 邢晋, 张建军, 栾志勇. 烟气余热能量的梯级增效机制在集中供热系统的技术研究[J]. 电力学报, 2021, 36(4): 349-354.  
XING Jin, ZHANG Jianjun, LUAN Zhiyong. Research on the mechanism of boiler waste heat energy replacement and cascade utilization in central heating system[J]. Journal of Electric Power, 2021, 36(4): 349-354.
- [53] 王海超, 刘哲毅, 李骥, 等. 热电厂烟气余热回收用于集中供热的系统形式及参数分析[J]. 东北电力大学学报, 2021, 41(2): 38-47.  
WANG Haichao, LIU Zheyi, LI Ji, et al. System configuration and parameter analysis on recovering the flue gas waste heat for district heating in a combined heat and power plant[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2021, 41(2): 38-47.
- [54] 石巍, 肖健民, 朱学庚, 等. 蒸汽锅炉连续排污热力回收工程实践与分析[J]. 管道技术与设备, 2012(3): 38-39.  
SHI Wei, XIAO Jianmin, ZHU Xuegeng, et al. Practice and analysis of steam boiler with continuous blowdown heat recovery system[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2012(3): 38-39.
- [55] 杨刚, 乔金增. 蒸汽锅炉排污余热再利用[J]. 山东工业技术, 2013(12): 1-6.  
YANG Gang, QIAO Jinzeng. Reuse of steam boiler blowdown waste heat[J]. Shandong Industrial Technology, 2013(12): 1-6.
- [56] 陈林养. 浅谈大中型火电厂锅炉连续排污余热利用方案[J]. 广东科技, 2012, 21(13): 84-85.  
CHEN Linyang. Discussion on continuous blowdown waste heat utilization schemes for large and medium-sized thermal power plants[J]. Guangdong Science & Technology, 2012, 21(13): 84-85.

- [57] 李志军, 董占斌, 张慕海, 等. 600 MW 机组锅炉连续排污系统废热回收改造及效益分析[J]. 内蒙古电力技术, 2011, 29(5): 63-64.  
LI Zhijun, DONG Zhanbin, ZHANG Muhai, et al. Retrofit and its benefit analysis of waste heat recovery in 600 MW units boiler continuous blowdown system[J]. Inner Mongolia Electric Power Technology, 2011, 29(5): 63-64.
- [58] 张宏祥, 段伦博, 蔡亮, 等. 热电厂锅炉连续排污水用于脱硫区域供暖的技术经济分析[J]. 暖通空调, 2008(7): 143-145.  
ZHANG Hongxiang, DUAN Lunbo, CAI Liang, et al. Technical and economic analysis on applying continuous extracting water of power plant boilers to desulfuration regions for heating[J]. Heating Ventilating & Air Conditioning, 2008(7): 143-145.
- [59] 朱振武, 谢国峰, 李建军, 等. 供热机组连续排污废水及废热利用研究[J]. 电力设备管理, 2020(12): 109-110.  
ZHU Zhenwu, XIE Guofeng, LI Jianjun, et al. Research on utilization of continuous blowdown wastewater and waste heat in heating units[J]. Electric Power Equipment Management, 2020(12): 109-110.
- [60] 陈海平, 石志云, 王忠平, 等. 锅炉不同排污方式的热经济性分析[J]. 热力发电, 2013, 42(2): 12-15.  
CHEN Haiping, SHI Zhiyun, WANG Zhongping, et al. Thermal economy analysis on different blowdown ways for boilers[J]. Thermal Power Generation, 2013, 42(2): 12-15.
- [61] 徐世明, 邹兵. 锅炉排污及除氧器排汽综合利用研究[J]. 电站辅机, 2015, 36(2): 19-22.  
XU Shiming, ZOU Bing. Study on the comprehensive utilization of boiler blowdown and deaerator exhaust steam[J]. Power Station Auxiliary Equipment, 2015, 36(2): 19-22.
- [62] 张强, 李明, 周超. 锅炉定排乏汽余热回收技术研究与应用[J]. 电力设备管理, 2020(9): 95-96.  
ZHANG Qiang, LI Ming, ZHOU Chao. Research and application of periodic blowdown exhaust steam waste heat recovery technology[J]. Electric Power Equipment Management, 2020(9): 95-96.

(责任编辑 邓玲惠)