

火力发电厂锅炉的节能降耗策略研究

李晓冉

国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司坑口发电分公司 内蒙古 026200

摘要: 面对全球能源转型与低碳发展浪潮,火力发电厂作为传统能源供应主力,其锅炉系统的节能降耗已成为行业可持续发展的关键突破口。本文深入剖析锅炉运行中的能量损失痛点,从燃烧效率、热力循环到余热利用,层层揭开节能潜力。通过对比国内外前沿技术案例,提出“技术+管理”双轨并行的优化路径,既涵盖超临界机组升级、智能燃烧控制等硬核技术创新,也强调能源审计、人员培训等软性管理升级。研究旨在为企业制定差异化节能方案提供实操指南,助力火电行业在碳中和背景下实现降本增效与绿色转型的双赢目标。

关键词: 火力发电; 锅炉节能; 技术创新; 管理优化; 绿色转型

在全球能源需求持续增长与环境保护呼声日益高涨的今天,火力发电厂作为电力供应的“压舱石”,其运行效率与环保表现备受关注。锅炉作为火力发电的核心设备,其能耗水平直接影响电厂整体经济效益和碳排放量。据统计,我国火电行业煤炭消费占全国总量近半,但部分老旧机组热效率不足 40%,能量浪费现象触目惊心——滚滚黑烟带走的是资源,留下的是环境隐患。当前,国家“双碳”战略倒逼能源结构转型,火电行业面临前所未有的节能降耗压力。一方面,煤炭价格波动挤压利润空间,倒逼企业挖掘内部节能潜力;另一方面,民众对蓝天白云的期待,促使电厂必须走出“粗放用能”的老路。研究锅炉节能策略,不仅关乎企业生死存亡,更是推动电力行业绿色转型、实现能源可持续发展的关键一战。通过技术创新与管理升级双轮驱动,我们有理由相信,传统火电也能在低碳时代焕发新生。

1. 火力发电厂锅炉节能现状分析

1.1 锅炉工作原理与能量流动分析

火力发电厂的锅炉犹如一个巨大的能量转换工厂,其核心使命是将燃料的化学能转化为电能。当煤粉与空气在燃烧器中“共舞”,瞬间释放出炽热的化学能,火焰裹挟着高温席卷炉膛,加热炉内密集排列的水冷壁,使循环水完成从液态到高温高压蒸汽的华丽蜕变。这股蒸汽随即冲向过热器,经历“二次加热”后,以更高温度驱动汽轮机转子高速旋转,最终带动发电机产出电流。然而这场能量转换大戏并非毫无损耗的“完美演出”。锅炉系统犹如一个布满漏洞的水桶,能量在流动过程中不断“悄悄溜走”:排烟损失是最大“漏

洞”,高温烟气裹挟着未利用的热量直冲云霄,带走约 4%~5% 的输入能量;炉墙与管道的散热损失如同慢性渗血,持续向环境散发热量,老旧机组此损失可达 2%;未完全燃烧的煤粉颗粒如同被遗忘的“金币”,随飞灰排出炉膛,造成 1%~2% 的能量浪费;排污过程虽必要却“代价高昂”,连续排污与定期排污不仅排走杂质,也带走了宝贵的热量与工质。这些损失环节如同层层剥落的洋葱皮,揭示了锅炉节能的复杂性与迫切性——每一分热量的挽回,都是对效率的致敬,对资源的珍视。

1.2 当前节能技术应用

我国火电行业在节能技术领域的探索从未停歇,一张张“成绩单”记录着技术迭代的足迹。超临界/超超临界机组通过大幅提升蒸汽参数,将热效率推高至 45% 以上,成为节能升级的“主力军”,但其推广仍需攻克材料成本与运行经验的难关;循环流化床技术以“吃粗粮”著称,能适应劣质燃料,燃烧效率稳定在 90%,却在氮氧化物排放控制上遭遇挑战;余热利用技术早已普及,烟气余热加热凝结水、空预器改造等举措成效显著,但低温省煤器等深度余热回收设备覆盖率尚不足 30%,潜力待挖。与国际前沿相比,我国仍存差距。丹麦超超临界机组热效率已突破 49% 大关,日本通过精细化运行管理将供电煤耗控制在 280 克/千瓦时以内,德国更开发出高效褐煤燃烧技术,结合碳捕集系统,向近零排放目标迈进。这些国际标杆如同明镜,既映照出我国技术追赶的成效,也折射出材料研发、运行优化等环节的短板。未来,唯有持续创新、吸收国际经验,方能在节能技

术赛道上实现“弯道超车”。

1.3 存在的主要问题与挑战

锅炉节能征途并非坦途，技术与管理的多重挑战如同“绊脚石”横亘在前。技术层面，高效燃烧技术尚需突破煤质波动与低负荷运行效率骤降的瓶颈，材料性能掣肘超超临界技术大规模应用，调峰灵活性不足难以适应新能源波动。管理维度，粗放式运行监控导致数据滞后，基层节能意识薄弱制约操作优化，激励机制缺失则削弱了企业节能改造动力。这些“拦路虎”相互交织：技术瓶颈限制节能潜力挖掘，管理短板又阻碍技术效能充分发挥。例如，某电厂因缺乏实时数据分析，未能及时发现燃烧器结焦问题，导致热效率下降 2%；另一企业虽引进先进余热回收技术，却因员工操作不当，设备效能未达预期。破解此局，需技术攻关与管理升级同频共振，方能让节能策略真正落地生根。

2. 锅炉节能降耗技术策略研究

2.1 燃烧系统优化

锅炉节能的技术升级是一场从核心到末梢的“深度手术”。在燃烧系统革新方面，低氮燃烧器与等离子点火技术的引入，不仅可减少氮氧化物排放 20%–30%，还能通过动态煤粉分配技术，实时调整燃烧器出力，破解低负荷燃尽难题。传热效率提升上，耐高温腐蚀新型水冷壁材料、螺旋鳍片管省煤器等创新，配合熔盐储能技术的探索，形成“存储–释放”的灵活调节机制，让热量“各得其所”。余热深度利用领域，低压省煤器与热泵技术的“组合拳”，将烟气与循环水中的“余热宝藏”转化为实实在在的热能，热效率提升显著。这些技术升级如同为锅炉注入“年轻血液”，使其运行更高效、更清洁，预计可推动热效率提升 1%–1.5%，年节约标准煤数万吨，经济效益与环保价值双赢。

2.2 热力系统升级

智能监测系统的应用，让锅炉拥有了“先知先觉”的能力。通过遍布锅炉的传感器网络，实时采集温度、压力、振动等关键参数，如同为设备贴上“健康标签”。AI 算法化身“超级分析师”，基于海量数据训练出的神经网络模型，能精准预测不同工况下的最佳运行参数，自适应控制算法则像“隐形操盘手”，动态调整风量、煤量比例，使燃烧效率始终“在线”。更令人称道的是故障预警与诊断功能，它如同“老中医”把脉，通过振动分析、噪声检测等技术，提前发现受热面结焦、风机故障等隐患，避免非计划停机造成的数百万经济损失。

失。这套智能监测系统不仅让锅炉运行更“聪明”，更将节能管理从“事后补救”升级为“事前预防”，预计可使锅炉运行效率提升 0.5%–1%，年减少非计划停机时间数十小时，真正实现了“数据驱动节能”。

2.3 智能监测与控制

节能管理创新，让锅炉节能从“被动响应”转向“主动出击”。能源审计与对标机制如同“体检+对标”组合拳，既摸清家底又找准差距，如某电厂通过对标发现空预器漏风率高于行业均值 2%，经密封改造年节煤 4000 吨。绩效考核与激励体系的引入，将节能指标与个人利益挂钩，开展节能技能培训竞赛，让一线员工化身“节能卫士”，优化吹灰策略等举措可减少热损失 0.3%–0.5%。合同能源管理模式则引入“节能合伙人”，采用“共享节约”方式实施改造项目，企业零初期投资即可享受节能收益，如某企业通过此模式实施余热回收项目，年节能收益达 300 万元。这些管理创新举措，不仅激发了全员节能热情，更构建了节能长效机制，预计可使锅炉能效提升 0.8%–1.2%，推动企业从“要我节能”向“我要节能”转变。

3. 管理优化与政策支持

3.1 节能管理体系构建

管理优化是锅炉节能的“软件升级”。推行全生命周期能效管理，从燃料采购、设备运行到退役报废全程把控。建立煤质动态跟踪系统，根据煤种变化实时调整燃烧策略，劣质煤掺烧比例提升 10%–15%；开展运行参数“边界探索”，在安全前提下挑战极限参数，如将主汽温度提高 2℃–3℃，热效率可提升 0.3%–0.5%；实施“吹灰–排污”智能联动，基于灰渣监测数据优化吹灰频次，减少不必要热损失。人员培训是管理优化的“灵魂工程”。开展“理论+模拟+实操”三维培训，运行人员需通过仿真系统考核方可上岗；建立节能案例库，将优秀操作法转化为标准流程，如某电厂推广“分段燃烧优化法”，氮氧化物排放降低 15%，煤耗下降 1.2 克/千瓦时；设立“节能创新工作室”，鼓励一线员工提出改进建议，如某班组发明的“空预器漏风监测装置”，获评国家实用新型专利。

3.2 政策与市场机制

政策支持是锅炉节能的“推进器”。差别化电价政策让高耗能机组“压力山大”，某省对能效低于基准值 5% 的机组实施电价上浮 0.05 元/千瓦时，倒逼企业改造；节能改造

补贴如“及时雨”，中央财政对超超临界机组改造按投资额 10% 给予补助，地方配套资金叠加后补贴比例可达 20%；税收优惠“四两拨千斤”，购置节能设备可享投资额 10% 的税额抵免，某企业因此节省税款 800 万元。碳交易机制为节能“添柴加薪”。将锅炉碳配额纳入全国碳市场，倒逼企业减排，某电厂通过节能改造年减碳 2 万吨，碳资产收益超百万元；绿色金融“雪中送炭”，节能项目可申请低息贷款，贷款期限延长至 8-10 年，某企业因此获得 2 亿元信贷支持。这些政策组合拳，既为企业节能“减负”，更为行业转型“赋能”，预计可推动行业平均供电煤耗下降 3 克 / 千瓦时，年节煤超千万吨。

4. 案例分析与实践建议

4.1 案例实证：某 600MW 机组节能改造的“蜕变之路”

华北某电厂 600MW 亚临界机组通过“三改联动”实现能效跃升。该机组原供电煤耗达 325 克 / 千瓦时，2022 年实施低氮旋流燃烧器改造 + 螺旋鳍片管省煤器加装 + 数字孪生系统部署的复合改造方案。技术升级使氮氧化物排放从 350mg/Nm³ 骤降至 50mg/Nm³ 以下，排烟温度下降 8℃，热效率提升 0.75%；智能监测通过动态调整风煤比，优化吹灰策略，使锅炉效率再提升 0.6%；管理优化推行“值际竞赛”，激发运行人员节能主动性，负荷率提升 2.3%。改造后机组供电煤耗降至 308 克 / 千瓦时，年节约标准煤 4.2 万吨，减排二氧化碳 10 万吨，投资回收期仅 3.8 年。

表 1 改造前后关键参数对比表

指标	改造前	改造后	改善幅度
供电煤耗 (克 / 千瓦时)	325	308	↓ 5.2%
氮氧化物排放 (mg/Nm ³)	350	≤ 50	↓ 85.7%
排烟温度 (℃)	135	127	↓ 8℃
锅炉效率 (%)	91.5	92.85	↑ 1.35%
年节煤量 (万吨)	-	4.2	-

4.2 实践建议

推广锅炉节能需“三端发力”：技术端应“量体裁衣”，老旧机组可优先改造燃烧系统与余热设备，如某电厂通过加装低压省煤器年节煤 3000 吨；新建机组应直接采用超超临界技术，某沿海电厂 1000MW 超超临界机组供电煤耗仅 272 克 / 千瓦时。决策端要“数据驱动”，建立行业能效数据库，

某省监测平台发现空预器漏风率每降 1%，煤耗可降 0.15 克 / 千瓦时。政策端需“精准滴灌”，对高效机组给予容量电价补贴，激发改造动力。针对中小企业资金技术难题，可探索“共享节能”模式，如江浙“能效券”试点，企业凭券抵扣 30% 改造费，已撬动超 10 亿元社会资本。这些举措将推动锅炉节能从“单点突破”向“全域开花”演进，助力“双碳”目标实现。

5. 结束语

本研究从锅炉节能的技术升级、智能监测、管理优化到政策支持和案例分析，构建了全链条解决方案。技术升级让锅炉“心脏”更强壮，智能监测赋予其“智慧大脑”，管理优化则激活了节能的“造血功能”。实证案例显示，某 600MW 机组经改造年节煤 4.2 万吨，减排二氧化碳 10 万吨，投资回收期仅 3.8 年，印证了研究的实践价值。这些成果不仅为燃煤机组节能提供了“路线图”，更对国家“双碳”战略具有现实意义。我国火电装机超 12 亿千瓦，若全部实施类似改造，年节煤潜力超亿吨，相当于减少二氧化碳排放 2 亿吨。研究提出的“共享节能”“能效券”等模式，为中小企业破解资金技术难题提供了新思路。展望未来，随着新能源占比提升，燃煤机组需向“调节型电源”转型，本研究成果可为其灵活性改造提供借鉴。我们期待更多企业、研究机构加入锅炉节能创新行列，让“老设备”焕发“新活力”，共同书写能源绿色转型的“中国答卷”。

参考文献：

- [1] 曹一峰. 火力发电厂锅炉节能降耗策略 [J]. 中阿科技论坛 (中英文), 2021, (03): 52-54.
- [2] 吕相宽. 火力发电厂锅炉的节能降耗策略分析 [J]. 科技风, 2020, (06): 183.
- [3] 张付忠, 刘顺. 火力发电厂锅炉的节能降耗策略研究 [J]. 科技资讯, 2018, 16(20): 33-34.
- [4] 傅晓阳, 李东. 火力发电厂锅炉的节能降耗策略探讨 [J]. 绿色环保建材, 2016, (10): 179.
- [5] 陈滨. 火力发电厂锅炉的节能降耗策略 [J]. 科学中国人, 2016, (14): 21.

作者简介：李晓冉，1998 年，男，汉族，内蒙古通辽市，大学本科，助理工程师，火电厂锅炉专业