火电厂节能技术改进方向

阳逵刚
云南华电昆明发电有限公司　云南　昆明　650308

摘　要：本文聚焦火电厂能耗偏高、节能提质难题，系统分析锅炉、汽轮机、辅机及余热利用的能耗构成，梳理设备老旧、调控粗放、技改碎片化等核心瓶颈。从核心系统优化、余热梯级利用、智能管控升级多维度，明确精细化技改关键方向，探讨节能技改效益与风险管控策略。同时结合双碳背景研判智能化、多能协同的节能发展趋势，为火电厂高效低碳运维改造提供参考。

关键词：火电厂；节能技术；改进方向

引言：双碳目标下，火电行业面临能效提升与低碳转型的双重压力，老旧机组能耗偏高、能源利用率不足问题凸显。当前火电厂普遍存在系统能耗损耗大、节能技改体系不完善、智能化水平不足等问题，制约行业绿色高质量发展。为破解节能瓶颈，本文立足火电厂全生产流程，剖析能耗现状与核心问题，探究针对性节能技改路径，梳理智能化节能创新方向，助力火电实现节能降本、提质增效与低碳转型。

1 火电厂能耗现状及节能瓶颈分析

1.1 火电厂主要能耗构成

（1）锅炉系统燃烧能耗与热损耗。锅炉热效率直接影响机组能耗，主要热损耗包括排烟热损失、化学与机械不完全燃烧热损失及散热损失，其中排烟热损占比最大，是降低锅炉效率的关键因素。（2）汽轮机及热力系统循环能耗。蒸汽热能转换中存有冷源损失，凝汽器冷却水带走大量汽化潜热，致能量梯级利用不充分；回热加热级数、给水温度等参数偏离设计值时，循环热效率进一步下降。（3）辅机设备运行厂用电损耗。风机、水泵、磨煤机等大型辅机多工频运行，存在“大马拉小车”现象，变频调速覆盖面有限，厂用电率偏高，挤占上网电量空间。（4）烟气、废水余热资源浪费能耗。大量中低温烟气余热及循环排污水余热未有效回收，直接排入环境，既浪费能源，又加重热污染[1]。

1.2 当前火电厂节能现存问题

（1）老旧设备参数落后，能源转化效率偏低。部分机组服役年限较长，主辅设备设计制造水平较低，通流效率、传热效率等关键指标与新型高效设备存在明显差距，机组供电煤耗偏高，难以满足现行能耗限额标准要求。（2）运行调控方式粗放，参数匹配精度不足。机组负荷调节仍以人工经验为主，运行参数整定依赖定期试验，缺乏实时动态优化机制。锅炉氧量、蒸汽参数、回热抽汽分配等关键变量之间的协同匹配不够精准，变负荷工况下能耗上升明显。（3）余热回收体系不完善，资源利用率低。电厂现有余热利用方式单一，大多仅设置低压省煤器回收部分烟气余热，缺乏梯级利用规划。不同温位热源未按“温度对口、梯级利用”原则进行系统整合，余热回收综合效益不突出。

1.3 节能技术改进核心瓶颈

（1）传统技改模式单一，系统性节能能力不足。当前技改多为单项设备替换或局部系统优化，缺乏从“锅炉—汽机—辅机—余热”全流程统筹角度的整体解决方案。单项技术节能潜力有限，技术叠加后边际效益递减，难以实现能效的协同提升。（2）智能化、数字化节能技术应用普及率低。智能燃烧优化、数字孪生、负荷预测与动态能效管理等信息物理融合技术尚处于试点示范阶段，现场传感测点布置不足、数据治理基础薄弱，制约了先进控制策略的落地推广。（3）节能技改成本与长效收益平衡难度较大。大型节能改造工程初始投入高、回收周期长，部分技改方案在经济性评价中不具备短期竞争力，叠加电价波动等因素，电厂技改决策趋于保守，影响了节能技术规模化推进节奏。

2 火电厂核心系统节能技术改进关键方向

2.1 锅炉系统节能技改优化

（1）精细化燃烧调整技术：煤粉细度、风煤配比、炉膛温度优化。基于煤质在线分析及飞灰含碳量实时监测，动态调整磨煤机分离器转速与碾磨压力，将煤粉细度（R90值）控制在设计值±2%范围内。采用多变量燃烧优化控制系统，协调一次风、二次风及燃尽风配比，合理控制炉膛出口氧量及火焰中心高度，使炉膛温度分布均匀，降低化学不完全燃烧与机械不完全燃烧双重损失。（2）锅炉受热面改造与防结焦、防腐蚀节能技术。针对炉膛水冷壁、过热器及再热器区域实施受热面结构优化，选用抗

高温氧化及抗腐蚀性能优良的TP347H等奥氏体不锈钢材料，结合合理的鳍片间距及管排布置，减少炉膛出口热偏差。配套智能吹灰系统，依据受热面壁温及积灰程度在线监测信号实现按需吹灰，防止结焦堵塞烟道，维持传热效率[2]。（3）低氮高效燃烧器升级与排烟余热回收改造。将传统燃烧器更换为低氮轴向分级燃烧器或双调风旋流燃烧器，通过空气分级及燃料分级相结合方式抑制热力型NO_x生成，同时优化着火区温度场提高煤粉燃尽率。在空预器后烟道增设烟气余热回收换热器，将排烟温度降至100℃以下，回收热量用于加热凝结水或热网补水，降低锅炉排烟热损，提升全炉热效率。

2.2 汽轮机及热力系统节能改进

（1）汽轮机通流部分改造，提升蒸汽做功效率。对高、中、低压缸通流叶片采用弯扭联合成型三维设计技术，配合自带冠围带及蜂窝汽封、刷式汽封等先进密封结构，减少级间漏汽损失。同时优化隔板导叶及动叶安装角，调整通流面积匹配性，使级效率提高3%~5%，热耗率下降80~120kJ/kWh。（2）冷端系统协同优化，凝汽器真空度精准调控。配置自动在线清洗装置保持凝汽器换热管清洁系数不低于0.85，增设抽真空系统蒸汽喷射器替代部分水环真空泵，降低抽气电耗。结合循环水泵变频调速与冷却塔风机优化运行，依据负荷、循环水入口温度及端差变化动态调整循环水流量，实现最优真空度目标，端差稳定控制在3~4℃之间。（3）回热系统优化与疏水、抽气系统节能改造。优化高加、低加疏水逐级自流管道布置，增设疏水冷却段以降低疏水温度至饱和温度以下。对抽气管道实施阻力排查及内径调整，根据负荷变化匹配各段抽气量分配比例，确保给水温度接近设计值。同时增设蒸汽冷却器提升回热循环效率，减少高压缸排汽过热度损失[3]。

2.3 辅机系统节能降耗技术升级

（1）水泵、风机变频调速改造，适配变负荷运行工况。对给水泵、循环水泵、引风机、送风机等大功率辅机加装高压变频装置，依据机组实际出力及系统阻力特性实时调节转速，替代传统挡板、阀门节流调节方式，变频工况下辅机节电率可达20%~30%。（2）磨煤机、输煤系统节能运维优化技术。定期检测磨煤机钢球装载量及级配状态，合理补球与筛选，降低磨煤单耗。输煤皮带采用永磁同步变频驱动替代传统异步电机驱动，配合煤流传感器实现皮带速度随煤量变化自动调节，减少空载及轻载运行时段损耗。（3）辅机集群联动调控优化，降低厂用电率。基于辅机设备历史运行数据及特性曲线，建立引风机、送风机、一次风机及磨煤机之间的多变量耦合优化模型，在机组变负荷过程中对各辅机转速及出力进行协同寻优，避免辅机间出力不匹配导致的能量冗余，厂用电率可降低0.3~0.5个百分点。

2.4 余热余能综合回收利用技术

（1）烟气余热深度回收与供暖、供汽耦合利用技术。在除尘器前及脱硫塔后分别设置两级烟气换热器，利用烟气余热加热热网循环水或对外供应低压蒸汽，实现与市政供暖系统及工业园区热力需求的耦合对接，全厂热效率提升2~3个百分点。（2）循环水余热回收与储热耦合节能技术。采用高温热泵提取凝汽器循环冷却水中40~50℃低位热量，制取80~90℃热水用于厂区供暖或预热锅炉给水。配置斜温层储热罐实现热电解耦，在低负荷时段储热、高负荷时段放热，提升机组调峰灵活性和综合经济效益[4]。（3）废汽、废水余能梯级利用改造方案。对锅炉连排水、定排水及汽轮机轴封漏汽按品位分级回收：高品位废汽直接引入除氧器利用，中品位废水作为热泵热源提取热量，低品位排水经净化处理后回用至循环水系统，实现全厂余热资源梯级复用，最大限度降低外排损失，综合能效提升效果显著。

3 火电厂智能化节能技术应用与行业发展趋势

3.1 数字化智能节能管控技术

（1）机组能耗在线监测与数据分析系统搭建。构建覆盖锅炉、汽机、辅机及余热系统全流程的能耗感知网络，基于工业互联网平台实现运行参数、煤耗指标及排放数据的实时采集、边缘计算与云端存储。运用大数据分析及机器学习算法，对供电煤耗、厂用电率等核心指标进行在线核算与偏差溯源，建立多维度能耗基准库，为节能决策提供精准数据支撑。（2）AI智能负荷调控与最优工况自动匹配技术。基于机组历史最优工况及实时运行数据，建立多目标寻优模型，利用深度强化学习算法自动匹配给定负荷下的最佳运行参数组合。通过智能控制系统实现锅炉燃烧、汽机调门及辅机出力的协同自动调节，使机组在全工况范围内逼近理论最优运行曲线，有效降低变负荷过程煤耗增量。（3）设备智能运维与预防性节能管控体系。依托设备健康管理平台，对受热面壁温、通流间隙、换热管清洁度等关键性能指标进行在线评估与趋势预测。建立基于数字孪生的设备能耗异常预警机制，在能效劣化发生前推送运维建议，实现从故障维修向预防性管控转变，降低非计划停机及低效运行带来的能耗损失。

3.2 灵活性改造耦合节能新技术

（1）深度调峰工况下机组节能优化技术。针对频繁调峰导致低负荷段能耗升高的问题，优化锅炉稳燃技

术及汽机滑压运行曲线，合理投用给水旁路及零号高加等快速响应措施，减少调峰过程节流损失。同步优化凝汽器及循环水泵运行方式，提升低负荷段真空系统经济性，使30%~50%负荷区间煤耗增幅得到有效控制。（2）储能系统耦合火电机组节能降损改造。在厂区配置电化学储能或熔盐储热装置，利用储能快速充放电特性平抑机组调频负荷波动，减少频繁变负荷带来的汽机热应力损耗及锅炉燃烧波动损失。储热系统可在低负荷时段储存多余热能，在高峰时段释放，降低综合供电成本[5]。（3）多能源互补协同运行节能模式构建。探索火电机组与光伏、风电等可再生能源联合调度模式，利用火电深度调峰能力消纳波动性绿电，降低基础负荷时段煤耗。通过智能能量管理系统优化不同电源间的出力分配，构建清洁火电与新能源协同共济的低碳运行新模式，提升整体能源利用效率。

3.3 节能技改效益与风险管控

（1）节能技改的能耗、经济、环境效益分析。建立涵盖供电煤耗降低量、厂用电节电量、投资回收期、内部收益率及年碳减排量等指标的“能耗—经济—环境”三维综合效益评价体系，对不同技改方案进行量化排序与优选决策。结合敏感性分析确定最优技改时机与组合策略，确保投资效益最大化。（2）技改实施过程中的技术风险、成本风险防控。技改前开展充分的技术成熟度评估与现场适应性分析，选择可靠性高、应用业绩优良的技术路线。实施过程中预留充足调试周期，制定详细应急预案，加强施工质量全过程管控，避免因系统不匹配或调试不当导致非停事故及成本超支。（3）节能技术长效落地的运维保障措施。建立技改后评价与持续优化机制，定期开展节能效果后评估，根据运行数据反馈进行参数再整定。编制专项节能运行操作导则，强化运维人员技术培训，将节能指标纳入日常考核体系，巩固技改成果，确保节能效益长期稳定释放。

3.4 火电节能技术未来发展趋势

（1）高参数、大容量机组高效节能升级方向。超超临界机组向700℃及以上高参数方向发展，配合二次再热及大容量单轴技术，持续突破供电煤耗极限。现役机组的通流改造、热端部件升级及控制系统换代将推动整体能效水平向世界领先标准迈进。（2）智能化、一体化系统性节能技术发展趋势。节能技术从单点优化走向全厂全局一体化协同控制，依托数字孪生与人工智能实现能流、物流、信息流深度融合，构建智慧电厂节能减排综合管控平台，支撑全生命周期能效持续改善。（3）低碳耦合、多能协同的绿色节能发展路径。火电加速与氢能、储能、碳捕集利用与封存等低碳技术深度耦合，推动煤电由主体电源向基础保障性和系统调节性电源转型。在保障电网安全前提下，实现清洁低碳、安全高效的能源发展新格局，助力碳达峰碳中和目标实现。

结束语

综上，火电厂节能改造是覆盖全系统、多维度的系统性工程，需突破单点技改局限，统筹核心设备优化、余热深度利用与智能管控升级。通过精细化运维、智能化赋能与多能协同改造，可有效降低机组煤耗与厂用电率，提升能源综合利用率。未来火电需持续耦合低碳技术，推进一体化节能体系建设，平衡技改效益与风险，稳步实现高效、低碳、灵活的现代化火电发展目标。

参考文献

[1]林跃,李贵鹏,于海义.1000MW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(S1):741-746.

[2]周浩宇.双碳目标下火电厂节能降碳技术改进路径研究[J].能源与节能,2024,13(08):56-59.

[3]王超,张伟,刘凯.火电机组低负荷运行节能优化技术研究进展[J].热力发电,2023,52(07):91-98.

[4]陈曦,杨冬,李军.火电厂辅机系统节能改造关键技术与应用[J].中国电力,2022,55(09):189-196.

[5]邓德兵.火电机组单列汽泵基于回滞函数控制逻辑优化的深度节能策略[J].电工技术,2026,21(03):89-92.