

Research on Energy-saving Measures for Boiler Operation in Thermal Power Plants

Ming Wu

Huaneng Gansu Energy Development Co., Ltd. 803rd Branch, Lanzhou, Gansu, 732850, China

Abstract

Against the backdrop of China's power structure still relying heavily on large-scale thermal power for supply assurance and regulation, boiler energy efficiency has evolved beyond mere fuel consumption control to become a comprehensive issue involving unit economic performance, environmental stability, peak load adaptability, and long-term operational capacity. Current challenges in boiler energy conservation primarily manifest in deviations from designed coal types, increased deep peak-shaving operations, aggravated heat transfer surface contamination, and intertwined issues of flue gas resistance and air leakage. Relying solely on single-parameter pressure drop often fails to achieve sustained results. To address this, the article examines common boiler operating scenarios in thermal power plants, systematically analyzes the energy-saving value and actionable measures, and conducts in-depth studies on fuel compatibility, pulverizer adjustment, combustion air distribution, ash blowing cleaning, and flue gas loss control, aiming to provide directly applicable technical insights for optimizing similar unit operations.

Keywords

Thermal power plant; Boiler; Operation; Energy-saving measures; Exploration

火电厂锅炉运行节能措施探究

吴明

华能甘肃能源开发有限公司八〇三分公司, 中国·甘肃 兰州 732850

摘要

在中国电力结构仍以大规模火电支撑保供和调节的现实背景下, 锅炉运行节能已不再只是单纯的燃料消耗控制问题, 而是关系到机组经济性、环保稳定性、调峰适应性和长周期运行能力的综合课题。当前锅炉节能工作的难点, 更多体现在实际燃煤偏离设计煤种、深度调峰工况增多、受热面污染加重以及尾部烟道阻力与漏风问题交织等方面。若仅依赖单项参数压降, 往往难以形成持续效果。基于此, 文章围绕火电厂常见锅炉运行场景, 对锅炉节能价值与可落地措施进行梳理, 并从燃料适配、制粉调整、燃烧配风、吹灰清洁和尾部损失控制等方面展开分析, 以期同类型机组运行优化提供可直接参考的技术思路。

关键词

火电厂; 锅炉; 运行; 节能措施; 探究

1 引言

近年国家持续推进煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造以及新一代煤电升级的政策趋向可以判断, 在新能源快速增长背景下, 煤电机组仍承担着较强的保供、调节和兜底作用。随着能源需求的不断增加和环保要求的日益严格, 火电厂在能源利用效率和环境保护方面面临着巨大的压力。在这种情况下, 其锅炉运行节能因此必须从“能发电”转向“在复杂工况下尽量少耗煤、少增阻、少失稳”。本文结合公开政策文件与相关文献资料研究, 重点讨论锅炉侧常用且易落地的运行节能措施。

2 火电厂锅炉运行节能价值

火电厂锅炉运行节能的现实价值, 首先体现在降煤耗和稳成本两个层面。锅炉是机组热量输入的起点, 入炉煤热值利用是否充分、排烟损失是否偏大、飞灰含碳量是否失控, 都会直接推高供电煤耗。其次, 锅炉节能具有明显的保设备作用。当前不少机组面临变煤种、低负荷、深调峰并行的运行环境, 如果锅炉侧长期存在结渣、积灰、漏风、氧量偏高和制粉不稳等问题, 受热面磨损、空预器堵塞、引风机负担加重等连锁后果会同步出现, 机组经济性与可靠性会一起下降^[1]。再次, 锅炉节能并非与环保分离, 燃烧组织合理、煤粉燃尽改善、尾部换热恢复正常后, 往往有利于降低无效热量和烟气量, 减轻后端环保系统运行负担。最后, 从国家层面看, 锅炉系统能效提升仍是节能降碳改造的重要潜力来

【作者简介】吴明(1988—), 男, 中国甘肃嘉峪关人, 工程师, 本科, 从事锅炉运行研究。

源, 锅炉运行节能越扎实, 机组越容易靠近基准水平并向标杆水平逼近。

3 火电厂锅炉运行节能措施探究

3.1 做好入炉煤质与配煤掺烧控制

锅炉运行节能中做好入炉煤质与配煤掺烧控制, 关键在于把煤质识别、掺配试验、上仓组织和经济核算连成同一条运行链。第一, 值长、燃运和集控岗位应按锅炉设计煤种、实时负荷和磨煤机可用状态共同确定日配煤单, 班中持续跟踪低位发热量、挥发分、全水分、灰分及灰熔点的偏离幅度, 对化验结果与入炉表现不一致的煤仓及时停并核对, 发现热值下探、挥发分走低或水分抬升后, 先修正给煤量、一次风率和制粉组合, 再决定是否换仓。研究表明, 入炉煤低位热值由设计 18.79MJ/kg 降至约 16MJ/kg、挥发分由 39.35% 降至 23%—28%、全水分升至 5.5%—10% 时, 着火和燃尽都会明显变差。第二, 非设计煤种掺烧不能直接按目标比例切换, 宜采用小比例试掺、稳态复核、同负荷再验证的顺序, 每次提比前都要连续核对磨煤机出力、炉膛火焰充满度、再热器减温水变化、飞灰含碳量和排烟氧量, 两轮稳态结果一致后再固化掺配值, 并同步记录一次风压、磨出口温度和炉膛负压的伴随变化, 若出现主再热汽温波动、炉膛出口烟温偏斜或 CO 抬头, 应立即回退上一掺比^[2]。第三, 煤场和集控应把高水分煤、高灰煤、低挥发分煤分仓堆放、分时上仓、分负荷消纳, 高水分煤优先进入干燥条件较好的磨组, 低负荷时少用难燃煤, 高负荷时避免多仓同时切换, 并把易结渣煤种后移, 减少对同层燃烧器热偏差和受热面结渣趋势的扰动。第四, 配煤评价不能只看到到厂单价, 而要把锅炉效率、排烟温度、飞灰含碳量、送引风机电耗、制粉单耗及受热面磨损一并折算, 按采购价、制粉代价、燃尽损失和磨损修复费用合并复算真实成本, 同时把异常结渣清焦、磨辊磨环加速损耗和启停助燃油等附加支出纳入台账, 经复算后仍能稳定燃尽、排烟温度不异常上抬的煤种组合, 方可作为常用配方固化执行。

3.2 优化制粉系统运行与煤粉细度

围绕锅炉运行节能进一步落到制粉侧时, 运行调整不能只看单台磨煤机电流, 而应把磨煤机组合、煤粉细度、一次风参数和炉内燃尽状态联动统筹。第一, 在磨煤机出力安排上, 应根据机组负荷台阶、煤种可磨性和入炉水分及时切换运行组合, 负荷下探或煤质变差时不宜长期让少数磨煤机高加载硬撑出力, 否则容易出现通风裕量变小、分离回粉增多和出口粉量波动, 反而推高制粉单耗; 结合实践来看, 制粉系统本身约消耗发电量的 0.5%—2%, 因此班组应把单台磨维持在稳定经济出力区间, 并结合给煤量、磨差压和石子煤排放变化判断是否需要增投或减投磨煤机。第二, 在煤粉细度控制上, 应坚持按煤种定细度, 不把细度调节简单理解为越细越好; 对挥发分偏低、着火偏迟的煤种, 应适当收

紧细度并结合飞灰含碳、炉膛着火点和排烟温度联查, 避免粗粉比例偏大造成燃尽恶化; 研究显示, R90 由 20% 升至 30% 时, 飞灰含碳可由约 3% 升至 6%, 因此现场宜按试验结果确定细度控制带, 同时关注同层粉管细度偏差。第三, 在参数操作上, 加载力、分离器挡板或转速、一次风量和磨煤机出口温度必须成组微调, 现场不能只追某一个细度值, 因为一次风速、挡板角度和液压加载力会同时影响分级效率与内部流场, 单独压低某项参数, 往往会把干燥能力、回粉量和料层稳定性一并破坏; 较稳妥的做法是每次小幅修正后连续校核出口温度、风煤比、振动和电流变化。第四, 在节能判据上, 应把单位制粉电耗与锅炉侧飞灰含碳、排烟温度、稳燃裕度一起考核, 优先寻找煤粉制备不过磨、锅炉燃烧不欠燃的运行点; 若仅追求低电流运行, 常会把粗粉和燃烧偏差转移到炉内, 最终使综合煤耗上升, 因此制粉侧调整结束后还应回看氧量、减温水量和炉膛出口烟温变化, 再决定是否固化当前运行方式。

3.3 精细调整燃烧配风与过量空气水平

为使锅炉燃烧由“能烧稳”转向“烧得省”, 配风与过量空气控制应当按煤质、负荷和炉内火焰位置同步细调, 而不能长期沿用固定风门与固定氧量的粗放值。第一, 运行人员在不同煤种切换和负荷升降过程中, 应先校正一次风率与一次风速, 再细分二次风及周界风开度, 使主燃区保持足够着火热和后期燃尽空气; 低挥发分煤或低负荷工况下, 一次风不宜过大, 否则煤粉升温慢、着火点后移, 火焰易发散, 上部受热面吸热反而加重, 现场通常要把下层二次风适度托住, 把燃尽风投入节奏放缓, 避免冷风直冲火焰根部, 同时结合磨出口温度和一次风压检查风粉输送是否偏稀^[3]。第二, 出口氧量不宜单独追求低值, 应以飞灰可燃物、CO 变化和炉膛出口温度分布一并校核, 在中高负荷阶段多通过燃烧优化试验确定经济氧量区间, 煤质变差、制粉偏粗或深调峰运行时再留出必要裕量; 若长期把氧量硬压在过低水平, 往往会出现飞灰含碳上升、局部缺氧和燃尽恶化, 反而把排烟损失以外的不完全燃烧损失放大, 部分机组在优化后仅靠锅炉运行调整即可取得约 0.5—1.5g/kWh 的供电煤耗改善。第三, 燃烧器摆角、上下层给粉量和磨煤机组合必须随负荷同步修正, 深调峰时尤其要避免磨煤机隔层运行和上层给粉偏重, 因为火焰中心一旦上飘, 煤粉在高温区停留时间缩短, 再热汽温、烟温偏差和炉膛结渣倾向都会随之恶化, 此时宜优先稳住下层主燃区热负荷, 再逐步校平各层风粉分配, 并把偏差较大的给粉机转速及时拉回。第四, 配风调整不能只订单个氧量测点, 应把火检闪烁、炉膛负压摆动、两侧烟温偏差和飞灰变化作为联动判据, 按“小步调整、短时观察、成组修正”的顺序处理; 每次调风后至少跨过一个燃烧响应周期再判断是否继续修正, 避免因连续大幅拨动风门引起氧量虚假波动和汽温反复。机组完成针对常用煤种和典型负荷的燃烧优化试验后, 通常可进一步压缩无效风量, 并形成班组可

直接执行的配风基准。

3.4 强化受热面清洁维护与吹灰节奏

受热面清洁维护要真正转化为锅炉节能量,关键不在多吹,而在识别灰污性质后把吹灰对象、时机和参数逐项卡准。第一,运行班组应把炉膛水冷壁结渣、屏过和高再的高温黏结灰、对流受热面的干松积灰以及空预器冷端黏附堵灰分开管理,结合实际燃煤的结渣沾污特性、飞灰可燃性和脏污分布重排吹灰流程,先处理换热恶化快、超温风险高的区域,再安排常规受热面,并把同煤种、同负荷条件下的积灰部位和吹后恢复幅度连续记录,避免全炉同频吹扫造成蒸汽空耗和局部过吹。第二,吹灰起点不能只看既定时钟,应把排烟温度、空预器差压、烟道阻力和减温水量变化作为现场判据,尤其当排烟温度连续抬升、减温水补偿增多时,要优先核对省煤器后至空预器段积灰,而不是反复依靠加风、压氧量或加大减温水去掩盖传热恶化;当排烟温度每升高 10°C ,锅炉效率通常会下降约 0.5% 至 0.7% ,空预器差压在相仿负荷下10天内可由 1.27kPa 升至 1.48kPa ,重侧可达 1.94kPa 。第三,蒸汽吹灰必须盯住母管压力、介质温度、疏水和执行机构全行程,开吹前先确认暖管和疏水完成,运行中核查推进、旋转、回退是否到位,并尽量按烟气流程组织炉膛吹灰、长吹受热面吹灰和空预器吹灰,发现压力不足、喷嘴磨损、阀门内漏或吹灰器卡涩时立即退出缺陷设备,并同步核对吹后壁温和烟温响应,防止形成灰未清除、受热面先受冲蚀的无效操作。第四,吹灰节奏宜按负荷和污染发展速度滚动修正,深调峰、变煤种和脱硝投运后空预器更易堵灰,此时应缩短重点区域复查间隔,但不机械加密全炉次数,可先处理差压异常侧和温升明显段,再根据吹后温差恢复、阻力回落和汽温偏差变化决定是否补吹,停机窗口还应同步检查长伸缩吹灰器喷嘴、疏水阀和空预器蓄热元件积灰硬化情况^[4]。

3.5 严控漏风并压降排烟热损失

围绕锅炉尾部热损失控制,现场应把漏风治理、空预器整治、排烟温度校核和运行联调作为同一条技术链同步收紧。第一,查漏不能等到炉膛负压异常后再处理,而应按炉膛水冷壁穿墙点、看火孔、人孔门、烟道膨胀节、灰斗与空预器进出口连接段逐点做风压试验和运行听漏,停机时重点复核外护板、保温层下钢板及密封焊缝,发现局部吸风后要同步修补内外两层密封,并复测修后漏风点前后

量与烟温,避免只补外表而漏点转移,对长期深调峰机组还要把炉侧负压、尾部烟道差压和引风机电流联在一起判断,形成班组可执行的查漏清单。第二,空预器治理要把径向、轴向和环向密封间隙一起管住,低负荷时尤其要盯紧出口氧量突升、两侧烟温偏差和压差增长,当机组在 600MW 工况下两侧空预器漏风率达 7.19% 和 4.73% , 300MW 时可升至 11.68% ,说明深调峰阶段更不能放松冷端密封、蓄热元件清灰、扇形板跟踪及旁路漏风检查。第三,排烟温度偏高时不要先靠加大送引风或压低氧量去掩盖,应先核对省煤器与空预器积灰、换热元件倒伏堵塞、磨煤机冷风门误开及烟道无组织漏风,公开资料显示受热面积灰清除后排烟温度可下降约 8°C ,而漏风量增大又会抬高引风机电流和系统阻力。第四,排烟温度控制应守住防低温腐蚀底线,高硫煤和SCR投运条件下要兼顾酸露点与硫酸氢铵黏附风险,冬季和低负荷运行应结合一次、二次风温、冷端壁温及吹灰效果确定下限,残氨处于 3 至 5ppm 并持续数月时空预器阻力就可能明显上升,因此不宜单纯追求低烟温,更不能在冷端堵灰未解时长期强压温度,同时要把磨煤机冷风掺入量和空预器前后温差一起纳入日常考核。

4 结语

火电厂锅炉运行节能不是依靠单一参数压降就能完成的工作,而是要把煤质适配、制粉状态、燃烧组织、受热面清洁和尾部漏风控制作为一条连续链条统筹处理。结合当前中国煤电机组保供与调节并重的运行环境,越是负荷波动大、煤质变化多的机组,越需要回到锅炉本体与运行工况本身做节能。只要坚持从热损失形成机理出发,逐项压缩排烟损失、不完全燃烧损失和无效风量,锅炉运行节能就能从经验操作转化为稳定、可复制、可考核的现场做法。

参考文献

- [1] 彭万勇.火电厂锅炉运行过程中的节能方法探讨[J].中国设备工程,2025(21):223-225.
- [2] 韩波.火力发电厂锅炉运行控制的节能措施研究[J].行车指南,2023(2):0088-0089.
- [3] 周兴平,罗智,张泽群.火电厂锅炉运行中的节能对策研究[J].工程研究与实用,2025(19).
- [4] 黄志武.火电厂锅炉运行优化与节能研究[J].能源新观察,2025(8):106-107.