

火电厂锅炉受热面管壁超温原因分析及检修工艺优化

张 纲

国能江苏电力工程技术有限公司 江苏 镇江 212000

摘 要：火电厂锅炉受热面管壁超温危害大，本文深入剖析其成因。从设计与制造缺陷、运行工况异常、磨损与腐蚀、检修维护不当及多因素耦合等方面分类分析超温原因。基于此提出检修工艺优化方案，涵盖超温区域精准定位、针对性检修、质量管控及效果评估。同时构建超温防控长效保障机制，包括风险监测预警、定期维护检修与人员培训考核，为保障锅炉安全稳定运行提供理论与技术支持。

关键词：火电厂；锅炉受热面；管壁超温；原因分析；检修工艺优化

引言：在火电厂运行中，锅炉受热面管壁超温问题不容忽视。其不仅影响锅炉热效率，降低机组运行经济性，更可能引发管壁爆破、受热面大面积失效等严重事故，威胁机组安全稳定运行，造成重大经济损失与安全隐患。因此，深入分析受热面管壁超温原因，优化检修工艺，构建长效防控机制，对提升火电厂运行安全性与可靠性，保障电力供应稳定具有重要意义。

1 火电厂锅炉受热面的结构特性与超温基础认知

1.1 受热面的结构组成与工作原理

火电厂锅炉受热面的结构组成围绕传热效率最大化与运行稳定性设计，核心组件分工明确且协同工作。水冷壁作为炉膛内壁的主要受热面，多采用膜式壁结构，由鳍片管拼接而成，既保证炉膛密封性，又通过辐射传热吸收炉膛内高温热量，防止炉墙结渣与过热；过热器与再热器布置于炉膛出口及对流烟道，采用蛇形管束结构，通过对流换热将饱和蒸汽加热至额定参数，其中过热器分为低温、高温段，再热器则对应汽轮机中压缸排汽的再加热需求；省煤器布置于烟道尾部，采用光管或鳍片管结构，利用烟气余热预热给水，提升锅炉热效率。各受热面通过工质循环与烟气流动形成传热体系，工质在管内流动吸热，管壁将热量传递给工质，维持温度平衡。

1.2 管壁超温的判定标准与危害分级

管壁超温的判定以材料额定温度与运行规范为核心依据，通常采用“额定温度+允许偏差”的双重标准。根据《火电厂锅炉安全技术监察规程》，碳钢、低合金钢、高合金钢等管材的额定使用温度分别不超过450℃、550℃、650℃，实际运行中管壁温度超过额定温度5℃以内为轻度超温，5-10℃为中度超温，超过10℃为重度超温；同时结合连续超温时长，短时间（1小时内）轻度超温可视为允许波动，连续2小时以上超温则判定为异常

[1]。超温危害按影响程度分为三级：一级危害为短期轻微损伤，表现为管壁材质硬度下降、氧化皮增厚，对运行影响较小；二级危害为中期性能劣化，出现管壁变薄、热疲劳裂纹，可能导致局部泄漏风险；三级危害为长期致命损伤，引发管壁爆破、受热面大面积失效，甚至造成锅炉停炉、机组停运，引发重大经济损失与安全隐患。

1.3 超温监测技术与数据应用

当前火电厂主流的超温监测技术形成了“多点监测+实时分析”的体系，核心技术包括热电偶测温、红外热成像监测与超声波测厚三种。热电偶测温通过在受热面关键部位（如过热器出口管段、水冷壁高温区）布置铠装热电偶，直接采集管壁温度数据，精度可达±1℃，数据实时传输至DCS控制系统；红外热成像监测利用红外摄像机对受热面整体扫描，生成温度场分布图，可快速识别局部热点与超温区域，适用于大面积排查；超声波测厚技术通过检测管壁厚度变化，间接判断超温导致的腐蚀减薄情况，弥补温度监测的局限性。监测数据主要应用于三个方面：一是实时预警，当温度超过阈值时触发DCS系统报警，提醒运行人员调整工况；二是趋势分析，通过历史数据拟合超温变化曲线，预判潜在风险；三是检修指导，结合超温区域、时长与厚度数据，制定针对性检修计划，为结构优化提供数据支撑。

2 火电厂锅炉受热面管壁超温原因分类分析

2.1 设计与制造缺陷导致的超温

设计与制造缺陷引发的超温具有先天性与隐蔽性特征，主要源于结构设计不合理与制造工艺不达标。在设计层面，常见问题包括受热面布置密度不均，导致局部烟气流速过高或过低，如过热器管束排列过密造成烟气滞留，局部热量积聚；管程设计不合理，出现工质流动死区，如U型管弯头处流道狭窄，工质流量不足，传热效率下降；材质选型与工作环境不匹配，如在高温区采用

低等级耐热钢,无法承受长期高温载荷。在制造层面,缺陷主要表现为管材质量不合格,如存在夹渣、气孔等内部缺陷,影响传热均匀性;焊接工艺不当导致焊缝处晶粒粗大,耐热性能下降;管屏组装偏差,造成相邻管壁间距过小,影响散热。

2.2 运行工况异常导致的超温

运行工况异常是导致管壁超温的最常见原因,主要源于工质侧与烟气侧的参数失衡。工质侧异常包括给水流量不足、蒸汽流速过低,如省煤器堵塞导致水冷壁供水减少,管壁得不到充分冷却;蒸汽品质超标,含杂质过多造成管内结垢,传热热阻增大,如过热器管内结垢厚度超过0.5mm,传热效率下降30%以上。烟气侧异常包括燃烧调整不当,如配风比例失衡导致火焰中心上移,过热器区域烟温升高;燃料品质波动,如煤质含硫量、灰分超标,燃烧后产生高温腐蚀性气体与飞灰磨损,间接加剧超温;炉膛结渣与烟道积灰,导致受热面换热面积减少,烟气热量无法有效传递,局部管壁温度升高。机组负荷骤升骤降、启停频繁等工况变化,也会造成管壁温度剧烈波动,引发间歇性超温。

2.3 磨损与腐蚀导致的超温

磨损与腐蚀通过破坏管壁结构完整性与传热性能,间接引发超温,其影响具有渐进性与不可逆性。磨损主要源于烟气中飞灰的冲击与冲刷,如锅炉尾部烟道的省煤器、空预器区域,烟气流速较高,飞灰颗粒对管壁造成持续磨损,导致管壁厚度减薄,传热面积减少,同时薄壁处热应力集中,易出现局部过热;另外,管屏振动导致相邻管壁相互摩擦,也会造成局部磨损。腐蚀分为高温腐蚀与低温腐蚀,高温腐蚀发生在过热器、再热器等高温区域,燃料中的硫、氯等元素燃烧后生成腐蚀性气体,与管壁反应形成腐蚀层,破坏金属结构,降低耐热性能;低温腐蚀则发生在省煤器等低温区域,烟气中的水蒸气与二氧化硫结合形成酸雾,腐蚀管壁,导致管内结垢与传热效率下降。

2.4 检修与维护不当导致的超温

检修与维护不当导致的超温属于后天性隐患,主要源于检修质量不达标与维护流程不规范。在检修环节,常见问题包括超温区域定位不准确,未对潜在风险点进行排查;更换的管材材质、规格与原设计不符,如用普通碳钢替代耐热合金钢;焊接质量不合格,焊缝未进行探伤检测,存在未焊透、裂纹等缺陷,导致局部传热不畅;管内清洗不彻底,残留结垢与杂质,影响工质流动与传热^[2]。在维护环节,主要表现为定期监测不到位,未按规定周期检查热电偶、红外监测设备的运行状

态,导致超温数据漏报、误报;备品备件管理混乱,使用过期或不合格的密封件、保温材料,影响受热面散热效果;维护记录不完整,未建立超温隐患台账,导致同类问题重复出现。这类问题导致的超温多在检修后短期内显现,直接影响锅炉运行稳定性。

2.5 多因素耦合超温的成因特征

多因素耦合超温是火电厂锅炉受热面超温的复杂形式,通常由2种及以上单一因素叠加作用形成,具有成因隐蔽、危害严重、防控难度大的特征。典型耦合模式包括“设计缺陷+运行异常”,如设计阶段受热面布置不合理,导致局部烟气流速偏高,叠加运行中燃烧调整不当,火焰中心偏移,形成局部高温区;“磨损腐蚀+检修不当”,如管壁长期受飞灰磨损与高温腐蚀,厚度减薄,而检修时未及时更换,仅进行简单修补,运行中工质流量波动即可引发超温;“运行异常+维护缺失”,如负荷骤升导致工质流量不足,同时维护环节未定期清洗管内结垢,传热效率进一步下降,超温程度加剧。多因素耦合超温的温度变化曲线多呈现“阶梯式上升”或“持续高位波动”特征,单一防控措施难以奏效,需从设计、运行、检修、维护全流程制定综合解决方案。

3 火电厂锅炉受热面管壁超温检修工艺优化方案

3.1 超温区域精准定位工艺优化

超温区域精准定位工艺优化聚焦“多技术融合+三维建模”,提升定位精度与效率。首先,优化监测点位布置,基于受热面结构特性与历史超温数据,采用“重点区域加密+一般区域常规布置”的原则,在过热器高温段、水冷壁拐角处等风险区域增加热电偶布置密度,间距由原来的1.5m缩短至0.8m;其次,融合红外热成像与超声波测厚技术,红外热成像快速扫描形成初步超温区域分布图,超声波测厚对疑似区域进行厚度检测,结合温度与厚度数据判断超温严重程度;最后,引入三维激光扫描技术,构建受热面三维模型,将监测数据与模型叠加,生成超温区域的空间坐标与几何形态,精准定位超温管段的具体位置、长度及相邻影响范围。优化后的定位工艺可将超温区域识别误差控制在 $\pm 5\text{cm}$ 以内,为针对性检修提供精确依据。

3.2 针对性检修工艺优化

针对性检修工艺优化根据不同超温成因制定差异化方案,确保治理精准有效。对于设计制造缺陷导致的超温,采用结构改造与材质升级相结合的方式,如调整受热面管束排列间距,增大烟气流道截面积;将低等级耐热钢更换为P91/P92高合金钢,提升耐高温性能。对于运行工况异常引发的超温,重点进行管内清洗与流道疏

通,采用高压水射流清洗技术清除管内结垢与杂质,清洗压力控制在30-50MPa,确保管内流通面积恢复至设计标准;同时检查并修复节流装置、阀门等部件,保障工质流量稳定。对于磨损腐蚀导致的超温,轻度磨损采用补焊修复,中度磨损更换管段,重度腐蚀区域采用防腐涂层(如NiCrAlY涂层)处理,增强管壁耐磨性与耐腐蚀性。对于检修维护不当引发的超温,重新核查管材规格与焊接质量,对不合格焊缝进行返工处理,完善管内清洗与保温层修复工艺。

3.3 检修质量管控体系优化

检修质量管控体系优化构建“全流程闭环管控”模式,涵盖检修前、检修中、检修后三个阶段。检修前,建立超温隐患台账,明确检修范围、技术标准与质量目标,对检修人员进行专项培训,考核合格后方可上岗;同时严格检验备品备件质量,核查管材材质证明、焊接材料合格证书等文件,确保材料符合设计要求。检修中,实行“三级检验”制度,班组自检、技术人员巡检、质量监督部门专检相结合,重点检查焊接工艺参数、管内清洗效果、涂层施工质量等关键环节,采用无损检测技术(如射线探伤、超声波探伤)对焊缝进行100%检测,及时发现并整改质量问题。检修后,进行整体密封性试验与热态调试,通过水压试验检验受热面密封性,热态调试时监测管壁温度分布,确保无超温现象,同时完善检修记录,建立质量追溯档案。

3.4 检修效果评估指标与方法

检修效果评估采用“定量指标+定性分析”相结合的方法,构建科学全面的评估体系。定量指标包括:超温消除率,即检修后超温管段数量占检修前的比例,目标值 $\geq 95\%$;管壁温度稳定性,热态运行时管壁温度波动幅度 $\leq \pm 3^\circ\text{C}$,连续运行72小时无超温报警;传热效率提升率,通过对比检修前后受热面进出口工质温差与烟气温度,计算传热效率提升幅度,目标值 $\geq 5\%$;管壁厚度达标率,检修后管壁厚度符合设计标准,减薄量 \leq 设计厚度的5%。定性分析包括:受热面外观质量,无明显磨损、腐蚀痕迹,焊缝平整、涂层均匀;运行工况适应性,机组在额定负荷及50%-110%负荷波动范围内,无超温隐患;维护便利性,检修后监测点位布置合理,便于

后续日常维护与数据采集。评估方法采用现场检测与数据分析相结合,通过DCS系统采集运行数据,结合红外热成像、超声波测厚等技术进行现场检测,综合判断检修效果。

4 火电厂锅炉受热面超温防控的长效保障机制

一是风险监测预警,构建全方位监测网络,在锅炉受热面关键部位布置高精度温度、压力及流量传感器,实时采集数据并传输至中央监控系统。利用大数据分析技术,结合历史运行数据与设备特性,设定科学合理的超温预警阈值。一旦监测数据接近或超过阈值,系统立即发出警报,为运维人员争取宝贵处理时间。二是定期维护检修,制定详细且严格的定期维护计划,依据设备运行时长与工况,对受热面进行全面检查。重点检查管壁磨损、腐蚀情况,及时更换老化部件。定期开展吹灰作业,防止积灰影响传热,降低超温风险^[3]。三是人员培训考核,定期组织运维人员参加专业培训,涵盖锅炉运行原理、受热面超温危害及防控措施等内容,提升其专业技能与应急处理能力。建立严格考核机制,将培训成果与绩效考核挂钩,激励员工主动学习,确保在实际工作中能准确判断、及时处理超温问题,保障锅炉安全稳定运行。

结束语

火电厂锅炉受热面管壁超温问题复杂且影响深远。通过对其成因的细致剖析,针对性地优化检修工艺,并构建长效保障机制,可有效降低超温风险,提升锅炉运行的安全性与稳定性。未来,随着技术不断进步,需持续完善防控体系,加强技术创新与应用,以更好地适应火电厂发展需求,为电力行业的可持续发展提供坚实保障。

参考文献

- [1]陈宏伟,胡高斌,刘洲,等.火电厂锅炉尾部受热面检修技术分析[J].电子技术,2022,51(12):162-163.
- [2]安宝宏.火电机组锅炉受热面泄漏原因及预防措施[J].化学工程与装备,2022,(10):199-200+183.
- [3]刘永杰.锅炉受热面管失效原因及防治措施[J].科学技术创新,2020(18):161-162.