

火电厂环保设施的优化及节能探讨

黄 亮

江投国华信丰发电有限责任公司 江西 赣州 341600

摘 要：现阶段国内火电厂除尘、脱硫脱硝及废水固废处理环保设施，普遍存在设备老化、排放稳定性不足、辅机能耗偏高、资源化利用率低、智能管控薄弱等问题。本文梳理设施运行现状与节能痛点，针对性提出烟气治理、废弃物处置、辅机系统改造方案，搭配余热回收、智能运维与管理优化策略。实践证实该方案可严控污染物排放，降低药剂与厂用电能耗，提升固废水资源利用率，为火电环保节能运维提供可行思路。

关键词：火电厂；环保设施；优化；节能

引言：在双碳战略与火电超低排放硬性要求下，火电厂环保设施运维、节能降耗成为行业发展重点。多数现役机组环保设备投产年限久，运维模式粗放，不仅难以稳定契合超低排放标准，还存在辅机冗余运行、余热浪费、药剂损耗过大等问题，叠加管控体系不完善，加剧电厂运营成本。基于此本文结合电厂实际工况，剖析环保设施缺陷，制定优化改造与节能管控方案，实现减污、节能、降本协同目标。

1 火电厂环保设施运行现状与节能现存问题

1.1 火电厂主流环保设施构成及运行原理

（1）烟气除尘设施：电除尘器利用高压静电吸附粉尘，布袋除尘器通过滤袋拦截颗粒物，两者协同可实现出口粉尘浓度低于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但老旧设备难以稳定满足超低排放要求。（2）烟气脱硫脱硝设施：SCR脱硝以液氨或尿素为还原剂，在催化剂作用下将 NO_x 还原为氮气；石灰石-石膏湿法脱硫通过喷淋浆液吸收 SO_2 ，生成石膏副产物。系统运行受烟气温度、流速影响较大。（3）固废、废水处理环保配套设施：脱硫废水经中和、絮凝、沉淀处理；粉煤灰通过气力输送至灰库，部分用于建材，但综合利用率偏低。

1.2 当前环保设施运行存在的环保达标短板

（1）老旧除尘设备粉尘脱除效率不足，超低排放适配性差：投产超10年的电除尘器振打系统老化、极板变形，导致二次扬尘严重，改造为电袋复合除尘的成本较高。（2）脱硫脱硝系统药剂损耗大、烟气处理稳定性不足：喷氨量精准控制难，过量氨逃逸率达 $3\text{--}5\text{ppm}$ ；脱硫浆液循环泵频繁启停，石灰石粉耗量超出设计值 $10\%\text{--}15\%$ ，负荷波动时排放易超标。（3）废水循环利用率低、粉煤灰固废资源化利用程度偏低：脱硫废水含重金属难以回用，直排比例约 30% ；粉煤灰仅 60% 用于水泥掺合料，其余露天堆放，环境风险突出^[1]。

1.3 环保设施配套节能缺陷与能耗痛点

（1）环保辅机设备冗余运行，厂用电能耗居高不下：除尘振打、脱硫循环泵等设备按最大工况常开，实际负荷匹配度低，环保设施电耗占厂用电 30% 以上。（2）系统余热、余压回收体系不完善，热能资源浪费严重：脱硫前烟气温度约 $120\text{--}150^\circ\text{C}$ ，直接喷淋降温损失大量低品位余热，未配置烟气换热器或有机朗肯循环回收装置。（3）运维模式粗放，设备老化加剧能耗与运维成本双增长：清灰、冲洗周期凭经验设定，布袋压差超 1500Pa 未及时处理，引风机功耗上升 $8\%\text{--}12\%$ ；浆液循环泵叶轮磨损后效率下降 20% ，检修频次增加。

1.4 环保节能管控现存管理问题

（1）智能化监测管控体系缺失，工况调控滞后：烟气排放连续监测系统仅用于环保考核，未与除尘、脱硫、脱硝控制系统闭环联动，人工调参响应慢 30 分钟以上。（2）节能环保绩效考核体系不完善，管控执行力不足：考核指标偏向排放浓度，未纳入单位发电量药剂消耗、环保电耗等能效指标，运行人员缺乏节能积极性。（3）人员专业素养不足，精细化运维落地难度大：一线操作员对脱硝催化剂活性管理、浆液密度优化等技能掌握不足，故障预判能力弱，导致非停事件年均 $2\text{--}3$ 次。

2 火电厂核心环保设施针对性优化改造方案

2.1 烟气除尘系统提质优化改造

（1）静电除尘器极板、极线结构优化，提升粉尘吸附效率：将传统平板极板更换为波形极板或鱼骨式极板，增大集尘面积 $15\%\text{--}20\%$ ；极线改用针刺线或螺旋线，提高电晕放电均匀性，减少反电晕现象。同时加装高频高压电源替代工频电源，脉冲供电可提升粉尘荷电效率，出口粉尘浓度由 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 降至 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下^[2]。（2）布袋除尘滤料材质升级、清灰系统智能化改造：采用PPS+PTFE复合针刺毡滤料，耐温耐腐蚀性能提升，滤袋

寿命由3年延长至5年。清灰系统加装压差传感器与脉冲时序优化控制器,根据滤袋压差自动调整喷吹频率和强度,避免过度清灰导致粉尘逃逸,压缩空气耗量降低20%-25%。(3)干湿除尘耦合系统优化,兼顾排放达标与能耗压降:在电除尘出口与布袋除尘入口之间增设预荷电装置或湿式电除尘器,对微细粉尘(PM_{2.5})二次捕集。耦合系统可实现粉尘排放 $< 5\text{mg}/\text{m}^3$,同时引风机阻力降低300-500Pa,综合电耗下降8%-10%。

2.2 脱硫、脱硝环保系统工艺优化

(1) SCR脱硝催化剂层级优化、流场重构,降低氨逃逸率:采用“2+1”或“3+1”模式,前两层使用高活性催化剂,第三层备用。通过CFD流场仿真优化导流板布置,使烟气速度偏差系数 $< 15\%$,氨氮摩尔比偏差 $< 5\%$,氨逃逸率由3-5ppm降至1.5ppm以下,液氨耗量降低8%-12%。(2)脱硫塔喷淋层、浆液循环系统优化,减少石灰石药剂消耗:将单层实心锥喷嘴改为双层双向空心锥喷嘴,覆盖率由150%提升至200%,液气比降低15%时仍维持95%以上脱硫效率。浆液循环泵加装永磁调速装置,根据入口SO₂浓度自动调节流量,石灰石耗量从设计值降低6%-8%^[3]。(3)低氮燃烧耦合前端脱硝优化,从源头削减污染物生成量:改造燃烧器为低氮分级燃烧型,控制主燃区过量空气系数0.8-0.9,还原区停留时间延长0.5秒,炉内NO_x生成量由400mg/m³降至250mg/m³以下,减轻SCR脱硝负荷,尿素耗量同步下降15%。

2.3 废水、固废环保处置设施优化

(1)工业废水深度处理+中水回用系统改造,实现水资源闭环利用:新建“软化澄清+超滤+反渗透”双膜法深度处理单元,脱硫废水经中和、絮凝、沉淀后进入膜系统,产水水质满足循环冷却水补充水标准(电导率 $< 200\mu\text{S}/\text{cm}$),回用率由70%提升至95%以上;浓水进入三效蒸发或烟道喷雾蒸发。改造后年取水量减少30万吨,废水实现近零排放。(2)粉煤灰、脱硫石膏分选提纯设施优化,提升固废资源化利用率:增设涡流空气分级机,对粉煤灰进行I、II级分选,细灰(45 μm 筛余 $< 12\%$)用于高性能混凝土掺合料,粗灰用于水泥混合材。脱硫石膏增加水洗及旋流分离工序,氯离子含量降至0.1%以下,满足纸面石膏板原料要求,综合利用率由60%提升至85%^[4]。(3)污泥浓缩脱水设备升级,降低固废处置能耗与堆放污染:将带式压滤机更换为高压隔膜板框压滤机,脱水后污泥含水率由80%降至60%以下,体积减少50%。配套低温余热干化系统,利用烟道废气余热进一步干化至含水率30%,可掺烧或制砖,处置能耗降低30%。

2.4 环保设施管路与辅机结构优化

(1)烟气管道、浆液管路阻力优化,减少风机输送能耗:对烟道弯头、变径、挡板门等局部阻力部件进行导流板及圆弧过渡改造,消除涡流区,局部阻力系数降低30%;浆液管路采用衬胶大半径弯头($R \geq 3D$)替换直角弯头,并定期采用高压水冲洗或化学清洗除垢,使循环泵扬程需求下降2~3米。引风机及浆液循环泵总电耗降低5%~7%,同时减少管路磨损和泄漏风险。(2)环保水泵、引风机变频改造,匹配负荷动态调节工况:为脱硫浆液循环泵、石膏排出发、废水输送泵及引风机等大功率辅机加装高压变频器(6kV/10kV),实时跟踪机组负荷(30%~100%区间)、烟气流量及污染物浓度信号,自动调节转速,取代入口导叶或阀门节流调节。变频改造后,平均节电率达25%~35%,年节约厂用电量约200万千瓦时(以300MW机组计),同时改善设备启动特性,延长机械寿命。

3 火电厂环保设施节能管控策略与落地保障措施

3.1 环保设施全工况精细化节能运行调控

(1)机组负荷联动环保设备调控,规避低负荷低效运行问题:建立负荷-设备联锁控制逻辑,当机组负荷低于40%时自动停运1-2台浆液循环泵、关闭部分除尘电场及振打装置;50%负荷以上逐级投运,同时引风机转速按负荷曲线调节,实测低负荷时段环保电耗降低18%-22%。(2)烟气温度、湿度参数精准调控,降低系统无效能耗:除尘器入口增设烟气冷却器,将烟温稳定控制在115-125℃,避免温度过高增大烟气体积流量、过低造成结露腐蚀;脱硫塔入口设置湿度调节旁路,控制含湿量在8%-10%,减少喷淋水蒸发耗能,引风机功耗下降5%-8%。(3)药剂配比、浆液浓度动态优化,实现药剂节能降耗:在线监测入口SO₂、NO_x浓度及烟气量,自动计算最优石灰石浆液流量与喷氨量,控制浆液pH值5.2-5.6、密度1100-1150kg/m³;氨氮摩尔比偏差 $< 3\%$ 。年石灰石耗量降低6%-9%,尿素耗量降低10%-12%^[5]。

3.2 余热余能回收节能技术融合应用

(1)脱硫烟气余热回收装置加装,辅助机组供暖与给水加热:在脱硫塔出口烟道布置耐腐蚀氟塑料换热器,回收45-55℃湿烟气余热,加热凝结水或热网循环水;300MW机组年回收热量折合标煤约1800吨,同时减少烟囱冒白烟及视觉污染。(2)脱硝系统废热耦合厂内辅汽系统,提升能源综合利用率:SCR反应器出口烟温约320-380℃,旁路加装蒸汽发生器,产生0.3-0.5MPa低压蒸汽并入厂区辅助蒸汽联箱,用于除氧器加热、暖通及燃油伴热,替代部分汽轮机一抽蒸汽,全厂热效率提

高1.2-1.5个百分点。(3)废水处理热能回收,降低水处理系统加热能耗:脱硫废水(15-25℃)进入膜处理前,与空预器出口130-150℃热烟气进行板式换热,预热至35-40℃,反渗透膜通量提升20%,冬季无需电加热或蒸汽伴热,年节约厂用电约12万千瓦时。

3.3 智能化运维体系搭建赋能节能增效

(1)搭建环保设施能耗、排放一体化在线监测平台:整合DCS、CEMS、电能计量及药剂流量计,构建实时数据中台,自动计算各单元吨硫脱除电耗、吨氮脱除氨耗等能效指标;超标时推送预警及操作建议,调度指令响应时间由30分钟缩短至5分钟。(2)设备故障预判、预防性运维体系搭建,减少检修能耗损耗:采集引风机轴承振动、浆液循环泵电流、布袋除尘压差等15类特征参数,基于随机森林算法建立寿命预测模型;提前10-15天预警劣化趋势,安排计划性检修,避免设备效率下降导致的额外电耗(如叶轮磨损后功耗上升15%),非停次数减少40%。(3)大数据算法优化设备运行参数,实现智能节能调控:采用深度Q网络学习历史数据,实时输出除尘二次电压/电流、喷氨量、浆液循环泵最优组合等设定值,系统自动闭环调节;在超低排放达标前提下,环保综合电耗降低8%-12%,药剂综合成本下降6%-8%。

3.4 节能环保长效管理与实施保障措施

(1)完善节能环保管理制度,细化岗位能耗考核指标:制定《环保设施节能运行管理标准》,将单位发电量环保电耗、吨石灰石脱除SO₂量、氨逃逸合格率等6项指标纳入值际竞赛,权重占比30%;按月考核、季度兑现,奖惩幅度达到绩效总额的10%-15%。(2)开展运维人员专项技术培训,提升精细化操作能力:每季度举

办“浆液循环泵经济组合优化”“除尘压差精准控制”等实操工作坊,联合高校或设备厂家开发VR仿真培训系统;年度考核合格率低于90%的值班人员需脱产复训,操作失误率预计降低50%以上。(3)结合行业环保政策,迭代优化设施改造与节能方案:成立节能环保技术工作组,每半年跟踪生态环境部超低排放、碳达峰最新政策动向;每两年开展一次全厂环保设施节能诊断,引入低温氧化脱硝、烟气余热深度回收等前沿技术,形成滚动改造计划,确保节能改造投资回收期控制在3年以内。

结束语

本次研究围绕火电厂各类环保设施完成工艺、设备、运维全方位优化,有效解决排放超标、能耗过高、固废废水利用不足等核心问题,大幅削减厂用电与药剂消耗,完善余热回收体系。同时搭建智能管控与考核机制,夯实节能落地保障。后续电厂需紧跟环保及低碳政策,持续迭代改造技术,落实精细化运维管理,深挖节能降碳潜力,推动火电行业绿色、低碳、长效化可持续发展。

参考文献

- [1]王嘉宇.火电厂环保设施节能改造方案探索[J].工程技术发展,2025,6(11):45-48.
- [2]王治会,谷文超,殷波.火电厂除尘、脱硫环保设施运维优化与节能增效研究[J].电工技术,2025,24(19):212-214.
- [3]杜晓楠,白如雪,桑鹏.燃煤机组烟气环保系统耦合优化及节能运行技术[J].煤炭学报,2023,48(7):262-269.
- [4]刘畅.双碳目标下火电厂脱硫脱硝设施提质优化与能耗管控措施[J].洁净煤技术,2024,30(4):189-194.
- [5]李建山,王淼,刘加根.燃煤电厂环保改造协同节能降碳技术路径[J].南方能源建设,2022,9(3):29-40.