

火电厂脱硫技术与环保措施探讨

季明惠

宁夏电投银川热电有限公司 宁夏 银川 750004

摘要：火电厂脱硫技术是控制二氧化硫排放、减轻酸雨危害的关键。当前主流技术包括湿法（如石灰石-石膏法、氨法、镁法）、干法（如循环流化床法、电子束辐照法）及半干法（如喷雾干燥法）。各技术脱硫效率、成本及适用性各异，需结合煤种、机组规模及环保要求选择。同时，通过优化吸收剂、提升设备性能、加强废水废气处理及引入智能化监控系统等环保措施，可进一步提升脱硫效率，降低运行成本，实现清洁生产。

关键词：火电厂；脱硫技术；环保措施

引言：在经济高速发展进程中，电力需求持续增长，火电厂作为重要的电力供应主体，发挥着不可替代的作用。然而，火电厂在燃烧煤炭发电时，会大量排放二氧化硫（SO₂），这不仅会引发酸雨等严重环境问题，危害生态平衡与人类健康，也与当下绿色可持续发展理念背道而驰。因此，深入探究火电厂脱硫技术，并采取切实有效的环保措施，降低二氧化硫排放，成为电力行业实现清洁生产、绿色发展的关键所在。

1 火电厂 SO₂ 排放来源与危害分析

1.1 SO₂生成机理

(1) 燃煤中硫的赋存形态主要分为四类：黄铁矿硫(FeS₂)、有机硫(CxHySz)、硫酸盐硫(如CaSO₄·H₂O)及少量元素硫。其中黄铁矿硫、有机硫和元素硫属可燃硫，占煤中硫分的90%以上；硫酸盐硫为不可燃硫，占比仅5%-10%，最终进入灰分。有机硫中硫茂(噻吩)占比达60%，结构最稳定，而硫醇、硫醚等侧链结构易分解。(2) 燃烧过程中硫的转化路径随气氛差异呈现不同特征：氧化性气氛下，黄铁矿硫直接氧化生成SO₂(4FeS₂+11O₂→2Fe₂O₃+8SO₂)，有机硫分解后全量氧化为SO₂；还原性气氛中，黄铁矿硫先分解为FeS，进一步生成H₂S、COS等中间体，遇氧后再转化为SO₂。最终约0.5%-2.0%的SO₂会在高温氧原子及飞灰催化作用下生成SO₃，且温度越低越易与水蒸气结合形成硫酸蒸气。

1.2 SO₂的环境与健康危害

(1) SO₂是酸雨形成的核心前体物，与大气中水分反应生成亚硫酸、硫酸，导致降水pH值降低。酸雨会酸化土壤，破坏微生物群落与养分循环；进入水体后影响鱼类繁殖；对古建筑、混凝土结构产生腐蚀，侵蚀石材中的碳酸钙成分。(2) SO₂可参与光化学反应生成臭氧，进而形成光化学烟雾。同时其颗粒物载体易成为PM2.5凝结核，通过呼吸道进入人体深部组织，引发哮喘、支气

管炎等疾病，长期暴露还会损伤肺功能。硫酸雾形成的酸性尘粒对黏膜的刺激作用更强，加剧健康风险^[1]。

1.3 排放现状与政策约束

(1) 我国火电厂SO₂排放呈现区域与机组差异：东部沿海及北方煤电集中区排放量较高，大容量机组因脱硫设施完善排放强度更低。典型电厂数据显示，2024年单厂SO₂年排放量约66-123吨，现役机组排放浓度普遍控制在35mg/m³以下。(2) 现行超低排放标准要求SO₂≤35mg/m³，改造后效果显著：某电厂监测显示SO₂达标率100%，排放浓度较改造前削减43.9%，排放速率下降43.7%，周边区域SO₂浓度贡献明显降低。海南乐东电厂等企业实测值仅17.9-18.1mg/m³，远低于限值要求。

2 火电厂主流脱硫技术原理与对比

2.1 湿法脱硫技术 (WFGD)

(1) 石灰石-石膏法是当前应用最广泛的湿法技术，工艺流程分为烟气预处理、吸收反应、石膏脱水三大环节：烟气经降温除尘后进入吸收塔，与石灰石浆液(CaCO₃)充分接触，反应原理为CaCO₃+SO₂+H₂O→CaSO₃·1/2H₂O+CO₂，生成的亚硫酸钙再经氧化生成石膏(CaSO₄·2H₂O)，最终通过真空皮带脱水机分离。该技术脱硫效率稳定在≥95%，部分优化工艺可达到98%以上，适用于各类煤种的火电机组^[2]。(2) 氨法脱硫以氨水或液氨为吸收剂，在高硫煤(硫分>3%)机组中优势显著。反应生成的亚硫酸铵经氧化后转化为硫酸铵，通过蒸发结晶可生产工业级或农业级硫酸铵化肥，实现“以废治废、资源化利用”。某2×600MW火电厂采用氨法脱硫，年回收硫酸铵约12万吨，年创收益超3000万元，同时脱硫效率保持在97%以上。(3) 镁法脱硫依托氧化镁资源循环特性降低成本：吸收剂氧化镁浆液与SO₂反应生成亚硫酸镁，经煅烧可重新分解为氧化镁和二氧化硫，氧化镁可循环用于脱硫系统，二氧化硫则可回收

制硫酸。该技术减少了吸收剂消耗，且副产物硫酸附加值高，在氧化镁资源丰富的地区（如辽宁、山东）应用前景广阔。（4）湿法脱硫整体优缺点明显：优点是脱硫效率高、技术成熟、适应煤种范围广；缺点是初期投资大（占电厂总投资的8%-12%），运行中易产生脱硫废水（含重金属、氯离子），且吸收塔出口烟气携带的液滴易形成“石膏雨”，需配套高效除雾器。

2.2 干法脱硫技术

（1）循环流化床法（CFB）以生石灰（CaO）或熟石灰（Ca(OH)₂）为脱硫剂，通过流化床内的剧烈扰动实现气固充分接触。脱硫剂与烟气中的SO₂反应生成亚硫酸钙和硫酸钙，未反应的脱硫剂随烟气进入分离器，分离后返回流化床循环利用。该技术适用于中低硫煤（硫分<2%）机组，脱硫效率通常在80%-88%，投资成本仅为湿法脱硫的60%-70%。（2）电子束辐照法利用高能电子束（能量为800-1000keV）照射烟气，使烟气中的O₂、H₂O等分子分解为活性自由基，进而将SO₂氧化为三氧化硫，三氧化硫与氨反应生成硫酸铵。国内某300MW火电厂示范工程采用该技术，脱硫效率达到85%以上，且无废水产生，但因设备投资高（约200元/kW）、运行能耗大，目前尚未大规模推广。（3）干法脱硫技术的核心优缺点：优点是无脱硫废水、设备占地面积小、后期维护简单；缺点是脱硫效率较低（普遍在70%-90%），对高硫煤适应性差，且副产物多为混合废渣，资源化利用难度较大^[3]。

2.3 半干法脱硫技术

（1）喷雾干燥法（SDA）通过高速雾化器将石灰浆液雾化成微小液滴（直径50-100μm），在吸收塔内与烟气接触，液滴中的Ca(OH)₂与SO₂反应生成亚硫酸钙，同时液滴快速蒸发，最终形成干粉状产物。该技术工艺特点是“反应与干燥同步进行”，脱硫效率在85%-90%，适用于中等硫分煤种（硫分1.5%-2.5%），且设备投资介于湿法与干法之间^[4]。（2）旋转喷雾干燥法是在SDA基础上的改进技术，重点优化雾化器结构，采用高速旋转雾化盘（转速10000-15000r/min）提升雾化效果，增加气固接触面积。同时通过调整吸收塔内烟气流速、温度分布，进一步提高脱硫效率，部分改进工艺可将效率提升至92%，但需加强雾化器耐磨性能，避免浆液中杂质对设备的磨损。（3）半干法脱硫的优缺点平衡：优点是兼顾湿法效率与干法无废水优势，设备投资适中；缺点是对吸收剂雾化效果要求高，设备（如雾化器、除尘器）耐磨性需持续优化，且脱硫效率受烟气温度、湿度影响较大，稳定性略低于湿法。

2.4 新兴脱硫技术

（1）生物脱硫利用微生物（如氧化亚铁硫杆菌、嗜酸硫氧化菌）的代谢作用氧化硫元素：微生物将烟气中的SO₂或煤中的有机硫转化为硫酸根，再通过沉淀或离子交换去除。该技术反应条件温和（常温常压）、能耗低，但目前工程化面临挑战，如微生物对烟气成分（如粉尘、重金属）耐受性差，反应速率慢，难以满足火电厂烟气量处理需求，仍处于实验室小试阶段。（2）复合脱硫技术通过“湿法+干法”联用实现优势互补，典型组合为WFGD（湿法）+CFB（干法）：前端湿法系统先将SO₂浓度降至100mg/m³以下，后端干法系统进一步深度脱硫，最终排放浓度可控制在35mg/m³以下，且干法系统可处理湿法出口烟气中的液滴和部分污染物，减少“石膏雨”风险。某2×1000MW火电厂采用该组合工艺，脱硫效率稳定在98.5%以上，同时降低了湿法系统的运行负荷，减少废水产生量。

3 火电厂脱硫环保措施优化策略

3.1 技术优化方向

（1）提高脱硫效率需从吸收剂与反应条件双管齐下：开发有机胺类新型吸收剂，如N-甲基二乙醇胺（MDEA），其对SO₂的选择性吸附能力比传统石灰石高3-5倍，在低温（40-60℃）环境下脱硫效率可提升至98%以上；优化反应条件方面，将湿法脱硫吸收塔pH值控制在5.5-6.0，既能避免设备腐蚀，又能维持亚硫酸钙氧化效率，同时通过烟气换热器调节入口温度至80-100℃，减少液滴蒸发损失，进一步提升反应速率。（2）降低运行成本的核心在于副产物资源化：对石灰石-石膏法产生的脱硫石膏，经净化、脱水处理后，可用于生产石膏板、水泥缓凝剂，某电厂年处理10万吨脱硫石膏，创造经济效益超800万元；氨法脱硫副产物硫酸铵，通过结晶提纯后纯度达99.2%，符合农业用化肥标准，周边农田施用后可减少化学肥料用量，形成“电厂-农业”循环经济模式。

（3）减少二次污染需针对性处理废水与废气：采用“预处理+膜分离+蒸发结晶”废水零排放技术，先通过混凝沉淀去除废水中悬浮物，再经超滤、反渗透截留重金属离子，最后通过蒸发结晶得到固体盐，实现废水100%回收利用；升级吸收塔除雾器，采用屋脊式+管式双层结构，将烟气液滴含量从75mg/m³降至20mg/m³以下，有效解决“石膏雨”问题。

3.2 管理措施强化

（1）建立全生命周期管理体系，覆盖脱硫设施从设计到退役全阶段：设计阶段需根据电厂燃煤硫分、机组容量确定脱硫技术路线，避免“大马拉小车”或“能力

不足”问题；运行阶段制定《脱硫系统操作规程》，明确吸收剂投加量、氧化空气量等关键参数控制范围；退役阶段需对脱硫塔、浆液罐等设备进行防腐层剥离、危废处置，防止残留污染物泄漏。（2）引入智能化监控系统，实现脱硫过程精准调控：在吸收塔出口、烟囱入口安装在线SO₂监测仪，数据每10秒更新一次，实时传输至中控系统；通过AI算法分析燃煤硫分、烟气量与SO₂排放浓度的关联关系，自动调整石灰石浆液泵频率、氧化风机转速，使脱硫剂投加量与实际需求匹配度提升至90%以上，减少药剂浪费^[5]。（3）完善环保考核机制，将脱硫效率与电价补贴直接挂钩：根据《火电厂大气污染物排放标准》，对脱硫效率稳定达到95%以上的电厂，给予每千瓦时0.01-0.02元的电价补贴；若月度脱硫效率低于90%，则扣减相应比例补贴，同时将考核结果纳入电厂年度环保评级，评级优秀的企业可优先获得新项目审批资格。

3.3 政策与经济激励

（1）碳交易市场通过“倒逼机制”推动脱硫技术升级：火电厂碳排放配额与污染物排放量挂钩，若SO₂排放超标，将额外扣减碳排放配额，企业需在碳市场购买配额弥补缺口，增加超标成本；而采用高效脱硫技术的电厂，因污染物排放减少，可节省碳排放配额支出，同时副产物资源化产生的收益可纳入碳资产核算，进一步提升企业环保改造积极性。（2）绿色金融为脱硫改造提供资金支持：银行针对火电厂脱硫项目推出低息贷款，年利率较普通工业贷款低1.5-2个百分点，贷款期限延长

至15年；税务部门对脱硫设备投资实行“税额抵免”政策，企业购买脱硫专用设备的投资额，可按10%比例抵免企业所得税，某600MW机组脱硫改造项目通过绿色金融支持，减少初期资金投入3000万元，投资回收期缩短2年。

结束语

火电厂脱硫技术与环保措施的探索与实践，对改善环境质量、推动电力行业绿色发展意义重大。通过不断优化湿法、干法、半干法及新兴脱硫技术，能提升脱硫效率、降低成本。同时，强化技术优化、管理提升及政策激励等环保举措，可保障脱硫系统稳定运行。未来，随着环保要求日益严格，需持续创新技术、完善管理，让火电厂在保障电力供应的同时，最大程度减少对环境的负面影响，实现经济与环境的和谐共生。

参考文献

- [1]刘欢.火电厂烟气脱硫脱硝技术的应用[J].化工管理,2021,(25):45-46.
- [2]王明,陈建国.SCR脱硝技术在火电厂中的应用与优化[J].电力环保,2020,36(4):48-49.
- [3]毛新宇.火电厂脱硫技术与环保措施探讨[J].大众标准化,2023,(20):40-42.
- [4]王维平,陈瑜,张贺.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保措施[J].广东化工,2021,48(11):300-301.
- [5]胥帅.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保措施[J].化学工程与装备,2021,(04):239-240.