

火力发电厂应用脱硫超低排放关键技术

陈 政

国家能源聊城发电有限公司 山东 聊城 252000

摘 要：火力发电厂作为能源供应的重要组成部分，其环保转型尤为关键。应用脱硫超低排放关键技术，如石灰石-石膏湿法、循环流化床脱硫以及高效的除尘技术，显著降低了二氧化硫等大气污染物的排放。这些技术通过精确控制脱硫工艺参数、提升设备运行效率，确保排放浓度远低于国家标准，有效改善了环境质量。同时，副产品的资源化利用也减少了固废处理压力，推动了火力发电厂的绿色、可持续发展。

关键词：火力发电厂应用；脱硫超低排放；关键技术

引言：火力发电厂作为能源供应的重要支柱，在推动经济发展的同时，也面临着严峻的环境保护挑战。随着环保意识的增强和排放标准的提高，脱硫超低排放技术成为火力发电厂转型升级的关键。该技术通过高效协同脱除集成系统，显著降低烟尘、二氧化硫、氮氧化物等污染物的排放浓度，实现清洁生产。本文旨在深入探讨火力发电厂脱硫超低排放技术的分类、原理、应用现状以及经济性与环境影响，为推动火电厂绿色发展提供理论支持和实践指导。

1 火力发电厂脱硫超低排放技术概述

1.1 脱硫技术分类

(1) 燃烧前脱硫技术：主要包括选煤技术、水煤浆技术、型煤技术和动力煤配煤技术等。选煤能依据煤炭颗粒与含硫化合物在密度等方面的差异，去除煤中无机硫，具有成本低、易工业化的特点，但无法去除有机硫。(2) 燃烧中脱硫技术：通过向燃烧过程中添加脱硫剂，如循环流化床燃烧技术，利用石灰石等脱硫剂在燃烧过程中与二氧化硫反应，实现脱硫。(3) 燃烧后脱硫技术（烟气脱硫技术）：常见的有石灰石-石膏法、氨法、海水法、烟气循环流化床法等。石灰石-石膏法因技术成熟、适用范围广，成为国内火电厂主流脱硫方法。

1.2 超低排放技术定义及标准

超低排放指火电厂燃煤锅炉运用多种污染物高效协同脱除集成系统技术，使大气污染物排放浓度基本符合燃气机组排放限值。即在基准含氧量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不超过5mg/m³、35mg/m³、50mg/m³，远低于《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中规定的燃煤锅炉重点地区特别排放限值。

1.3 脱硫超低排放技术在火力发电厂的应用现状

目前，石灰石-石膏法在火力发电厂中应用广泛，为

实现超低排放，常通过增加喷淋层喷嘴数量、设置高效BFI装置等方式提升脱硫效率。脱硫除尘一体化技术也逐渐兴起，可在一个吸收塔内同时实现高效脱硫与除尘，满足超低排放要求，且具有费用低、投资少等优势。部分电厂还采用了低低温电除尘、湿式电除尘等先进除尘技术，与脱硫技术协同，进一步降低污染物排放，提升电厂环保水平。

2 火力发电厂应用脱硫超低排放关键技术分析

2.1 石灰石-石膏湿法烟气脱硫技术

(1) 原理及工艺流程。该技术以石灰石（CaCO₃）为脱硫剂，通过将其制成浆液，在吸收塔内与含硫烟气充分接触。原理为：CaCO₃与烟气中的SO₂反应生成亚硫酸钙（CaSO₃），亚硫酸钙再经强制氧化生成石膏（CaSO₄·2H₂O）。工艺流程分为烟气系统、吸收系统、脱硫剂制备系统、石膏脱水系统四部分：含硫烟气经除尘后进入吸收塔，与石灰石浆液逆流接触完成脱硫；脱硫后的净烟气经除雾器除雾后排放；吸收塔内的浆液定期排出，经脱水系统处理得到石膏副产品。(2) 关键技术点分析。提高液气比是核心手段之一，增加浆液喷淋量可提升气液接触面积，一般将液气比控制在15-25L/m³，能使脱硫效率从85%提升至95%以上。优化吸收塔设置也至关重要，采用喷淋层分级布置（3-5层），搭配大孔径、高雾化喷嘴，确保浆液均匀覆盖；同时在吸收塔底部设置搅拌装置，防止浆液沉淀，维持反应稳定性。此外，控制吸收塔pH值（5.5-6.5）可平衡反应速率与石膏品质，pH值过低会降低脱硫效率，过高则易导致石灰石过饱和结垢^[1]。(3) 工程应用案例及效果评估。某300MW火电机组采用该技术，改造后液气比提升至22L/m³，吸收塔增设1层喷淋层。运行数据显示，SO₂排放浓度从改造前的200mg/m³降至25mg/m³，脱硫效率达92.5%，满足超低排放要求；石膏含水率稳定在10%以

下,年回收石膏约1.2万吨,实现资源循环利用,且系统连续运行率超98%,运维成本可控。

2.2 循环流化床锅炉脱硫技术

(1) 原理及工艺流程。原理是在循环流化床锅炉燃烧过程中,向炉内加入石灰石等脱硫剂,脱硫剂在850-950℃的高温下煅烧生成氧化钙(CaO),CaO与烟气中的SO₂反应生成CaSO₃和CaSO₄,从而实现脱硫。工艺流程为:脱硫剂经给料系统送入锅炉炉膛,与煤粒一同燃烧、循环;反应后的脱硫产物随灰渣排出,部分未反应的脱硫剂随烟气进入分离器,分离后返回炉膛二次利用,提高脱硫剂利用率。(2) 关键技术点分析。煅烧温度需严格控制在850-950℃,此温度区间下石灰石煅烧速率快,生成的CaO活性高,温度过高会导致CaO烧结失活,过低则煅烧不充分。钙硫比(Ca/S)通常控制在1.8-2.5,过高会增加脱硫剂消耗与灰渣量,过低则脱硫效率不足。脱硫剂种类优选高纯度、细粒径(80-120目)石灰石,部分电厂采用白云石混合脱硫剂,可提升脱硫剂抗烧结能力,进一步降低SO₂排放^[2]。(3) 工程应用案例及效果评估。某600MW超临界循环流化床机组应用该技术,将钙硫比设定为2.2,煅烧温度稳定在900℃左右,并采用细粒径石灰石脱硫剂。改造后,机组SO₂排放浓度从150mg/m³降至30mg/m³,脱硫效率达80%;脱硫剂利用率提升至75%,年减少石灰石消耗约8000吨,灰渣可作为建筑骨料回用,环保与经济效益显著,且锅炉热效率未受明显影响,维持在92%以上。

2.3 新型脱硫超低排放技术探讨

(1) 半干法脱硫工艺、干法脱硫工艺等。半干法脱硫工艺以旋转喷雾干燥法为代表,干法脱硫工艺以活性炭吸附法为典型,二者均无需大量水资源,是缺水地区火电厂的重要选择。(2) 原理、特点及适用范围分析。1) 半干法脱硫工艺:原理是将石灰石浆液通过高速旋转雾化器喷入吸收塔,浆液雾滴与含硫烟气接触,在反应的同时快速蒸发水分,最终生成干粉状脱硫产物。特点为耗水量仅为湿法的1/10,无废水排放,设备占地面积小,但脱硫效率相对较低(85%-90%),受烟气温度影响较大。适用范围:西北、华北等缺水地区,以及中小型火电机组(100-300MW)。2) 干法脱硫工艺:以活性炭吸附法为例,原理是利用活性炭的吸附性能吸附烟气中的SO₂,吸附饱和后通过加热解析回收SO₂,活性炭可循环使用。特点为脱硫效率高(95%以上),无废水、废渣排放,能同时脱除多种污染物(如NO_x、重金属),但设备投资高,运行能耗大。适用范围:对环保要求极高的地区(如长三角、珠三角),以及需要多污染物协同

脱除的大型火电机组^[3]。(3) 工程应用潜力及挑战。应用潜力方面,半干法在缺水地区市场需求持续增长,随着雾化器技术升级(如采用陶瓷材质雾化盘),其脱硫效率有望提升至92%以上;干法工艺契合“双碳”目标下多污染物协同治理趋势,在垃圾焚烧发电、工业锅炉等领域的应用也在拓展。挑战方面,半干法受烟气湿度、温度波动影响大,需配套精准的温控、湿度调节系统;干法工艺的活性炭再生设备投资占比超40%,再生过程能耗较高,后续需通过技术优化降低成本,同时解决活性炭磨损、失活等问题,提升系统稳定性。

3 脱硫超低排放技术经济性与环境影响分析

3.1 技术经济性评估

(1) 投资成本分析。不同技术投资差异显著。石灰石-石膏湿法投资集中在设备购置(占比约60%)与安装调试,300MW机组改造需1.2-1.8亿元,主要涵盖吸收塔、浆液循环泵、石膏脱水系统等;循环流化床锅炉脱硫技术因需适配炉膛结构,600MW机组投资约0.8-1.2亿元;新型干法(如活性炭吸附法)设备成本更高,投资达2.0-2.5亿元/台,再生系统占比超40%。安装调试费用通常占总投资15%-20%,需专业团队保障系统适配性。

(2) 运行成本分析。能耗是核心支出:湿法每处理1m³烟气耗电0.08-0.12kWh,年耗电费占运行成本30%-40%;干法因再生加热,能耗是湿法1.5倍。脱硫剂消耗方面,湿法石灰石耗量约3.5-4.0kg/t煤,干法活性炭年补充量占初始装填量15%-20%。维护费用中,湿法喷嘴、除雾器更换(年费用约200-300万元),干法活性炭吸附塔检修费用更高,年维护成本约300-500万元。(3) 经济效益分析。直接收益来自节能减排:按SO₂排污费1.2元/kg计算,300MW机组湿法改造后年减排SO₂约1200吨,年节省排污费144万元;同时可获绿色电力补贴(约0.005-0.01元/kWh),年增收益200-400万元。间接收益体现在资源循环,湿法年回收石膏1.2万吨,按200元/吨计,年增收240万元,整体回收期约5-8年。

3.2 环境影响评估

(1) 对大气环境的改善效果。技术推广后,火电厂SO₂排放浓度从200mg/m³以上降至35mg/m³以下,单厂年减排SO₂1000-2000吨,区域酸雨发生率下降15%-25%。协同除尘使烟尘排放<5mg/m³,可吸入颗粒物(PM_{2.5})贡献量降低30%,显著改善区域空气质量。(2) 对水体、土壤的潜在影响。湿法需定期排放废水(含悬浮物、盐分),若未经处理直排,可能导致水体盐度升高;脱硫剂运输泄漏可能污染土壤(如石灰石粉尘改变土壤pH)。但通过废水回用(如冲灰、绿化)、脱硫剂密封

运输,可将影响降至最低,实际监测显示,达标排放电厂周边水体、土壤指标无显著异常。(3)副产品处置与资源化利用方案。湿法副产品石膏可用于建材(占比80%),制成石膏板、水泥缓凝剂,年资源化率超90%;循环流化床脱硫灰渣可作为路基填料,利用率达75%以上。干法活性炭再生后可重复使用,失效活性炭经处理后可作为燃料或吸附剂,实现“零废”处置,降低固废填埋压力^[4]。

4 脱硫超低排放技术应用中存在的问题与对策

4.1 技术应用中存在的问题

(1)设备运行稳定性问题。湿法脱硫系统中,喷淋层喷嘴易因浆液磨损、结垢堵塞,导致喷淋不均;循环泵密封件易老化泄漏,平均每3个月需更换1次。干法活性炭吸附塔内,活性炭颗粒易磨损破碎,造成床层压降波动,每年因设备故障导致系统停运时间超15天,影响电厂连续发电。(2)脱硫效率波动及影响因素分析。效率受多因素影响:湿法中,烟气温度超80℃会降低SO₂溶解度,效率下降5%-8%;石灰石浆液纯度低于85%时,反应活性降低,效率波动3%-5%。循环流化床锅炉中,钙硫比低于1.8或煅烧温度偏离850-950℃区间,效率会从85%骤降至70%以下,难以稳定达标。(3)副产物处理及资源化利用难题。湿法石膏若含氯、氟超标(含量超0.1%),建材厂拒收,年堆存率超20%;干法失效活性炭因吸附重金属,处置需特殊工艺,成本达800元/吨,部分电厂选择填埋,造成资源浪费与二次污染。

4.2 解决对策与建议

(1)加强设备维护与管理。建立设备台账,对喷嘴、密封件等易损件制定月度检查计划;采用耐磨陶瓷喷嘴(寿命延长至1年)、机械密封循环泵(泄漏率降低

90%);引入在线监测系统,实时预警设备异常,将故障停运时间缩短至5天以内。(2)优化脱硫工艺参数。湿法控制烟气温度在60-70℃,选用纯度≥90%的石灰石,通过自动加药系统维持pH值5.5-6.5;循环流化床锅炉采用智能温控系统,精准调节二次风比例,将钙硫比稳定在2.0-2.2,确保效率波动≤3%。(3)推动副产品处置技术进步。研发石膏深度净化技术,通过水洗除杂将氯、氟含量降至0.05%以下;探索失效活性炭再生升级工艺,采用微波加热解析,再生率提升至90%,同时回收重金属;建立副产物供需平台,促进石膏、再生活性炭外销,资源化率达95%以上。

结束语

火力发电厂应用脱硫超低排放关键技术,不仅积极响应了国家节能减排的号召,还显著提升了电厂的环保水平和能源利用效率。通过不断创新与优化,这些技术有效降低了大气污染物排放,为改善区域环境质量做出了积极贡献。未来,随着技术的进一步升级与副产物资源化利用的深化,火力发电厂将朝着更加绿色、可持续发展的方向发展。我们期待在科技创新的引领下,火力发电与环境保护实现和谐共生,共创美好生态环境。

参考文献

- [1]王永刚.电厂超低排放改造后环保设备运行问题及优化建议[J].电力设备管理.2024,(13):124-126.
- [2]齐涛.龙电超低排放改造应用研究[J].石油石化物资采购.2024,(13):136-138.
- [3]张瑞山,柏建华.基于布谷鸟算法的火力发电厂经济调度与碳排放研究[J].制造业自动化.2023,(09):94-95.
- [4]李洪杰,陈亚若,陈智慧.火力发电厂循环流化床锅炉超低排放技术研究[J].科技与创新,2024,(10):98-100.