

燃煤电厂脱硫脱硝协同控制及环保设施运行管理

郭 清

中国电建集团四川工程有限公司 四川 成都 610051

【摘 要】：在“双碳”战略及超低排放政策持续推进背景下，燃煤电厂污染物治理水平对电力行业绿色转型具有重要意义。脱硫脱硝协同控制技术作为降低二氧化硫及氮氧化物排放的重要手段，其运行效果直接影响环保设施整体治理效率。文章结合燃煤电厂实际运行情况，对干法、湿法及半干法脱硫脱硝协同控制技术的原理与应用特点进行了分析，系统梳理当前环保设施运行管理中存在的设备稳定性不足、管理体系不完善、运维人员专业能力欠缺及运行成本偏高等问题，并针对性提出强化设备维护、完善管理机制、优化运行参数及推进协同管控等优化措施。研究表明，通过实施精细化运行管理与协同优化控制，可有效提升污染治理效率，降低系统运行能耗与环保风险，为燃煤电厂实现安全、稳定、绿色运行提供参考。

【关键词】：燃煤电厂；脱硫脱硝；协同控制；环保设施；运行优化

DOI:10.12417/2811-0722.26.08.036

1 引言

近年来，随着“双碳”目标持续推进以及火电行业超低排放标准不断提高，燃煤电厂环保治理要求日益严格。二氧化硫（SO₂）与氮氧化物（NO_x）作为燃煤机组主要大气污染物，不仅会加剧区域大气污染，还会对生态环境及人体健康造成不利影响。传统单一污染物治理模式已难以满足当前高标准环保要求，脱硫脱硝协同控制逐渐成为燃煤电厂污染治理的重要发展方向。同时，环保设施运行稳定性与精细化管理水平，也成为决定机组环保达标及经济运行的重要因素。

目前，我国燃煤电厂环保治理技术已经取得较大进展，脱硫脱硝设施基本实现全面覆盖，部分机组已达到超低排放标准。然而，在实际运行过程中，仍存在设备协同性不足、系统运行稳定性不高、运行能耗偏高以及智能化管理水平较低等问题，影响污染治理效果及企业经济效益。因此，深入研究燃煤电厂脱硫脱硝协同控制技术及环保设施运行优化策略，对提升污染治理效率、降低运行成本以及推动火电行业绿色低碳转型具有重要现实意义。

2 燃煤电厂脱硫脱硝协同控制核心技术及应用

脱硫脱硝协同控制技术的核心在于通过工艺优化与系统集成，实现二氧化硫与氮氧化物同步脱除。相比传统单一治理方式，协同控制技术具有效率高、能耗低、系统集成度高等优势，目前主要包括干法、湿法及半干法三类技术路线。

2.1 干法协同控制技术

干法协同控制技术无需大量水资源，具有系统运行成本低、设备腐蚀小等优点，适用于水资源相对匮乏地区。当前较具代表性的技术包括炭基催化法及等离子体法。

炭基催化法通过高效吸附材料实现二氧化硫与氮氧化物同步吸附脱除，并利用再生系统实现吸附剂循环利用。该技术在资源综合利用及污染物深度治理方面具有明显优势。国家能源集团辽宁大开厂干式炭基催化法脱硫脱硝示范工程已实现

脱硫效率 99%以上、再生效率 95%以上，形成了较成熟的国产化技术体系。

等离子体法则利用高能电子激发烟气中的氧分子与水蒸气，生成大量活性自由基，对污染物进行快速氧化分解。该技术反应速度快、脱除效率高，但存在设备投资大、运行控制复杂以及能耗偏高等问题，对运行参数控制要求较高。

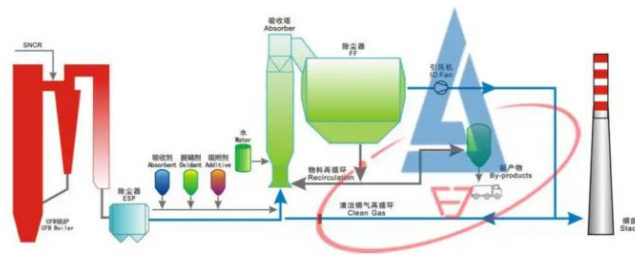


图 1 干式炭基催化法脱硫脱硝技术

2.2 湿法协同控制技术

湿法协同控制技术因脱除效率高、工艺成熟、适应负荷波动能力强，已成为大型燃煤电厂应用最广泛的技术路线。石灰石—石膏湿法工艺是目前主流的协同治理方式，其主要原理是利用石灰石浆液吸收烟气中的二氧化硫，同时配合脱硝系统实现污染物协同脱除。

在实际运行过程中，吸收塔浆液 pH 值、浆液循环量、氧化风量及石灰石品质等参数均会对系统运行效果产生直接影响。通过优化浆液循环泵与氧化风机运行组合，并采用智能化 pH 控制技术，可有效提升脱硫效率并降低系统能耗。

此外，部分电厂通过建立吸收塔内部三维流场模型，对喷淋系统进行优化设计，改善烟气流场均匀性。实践表明，优化喷嘴布置及导流结构后，脱硫效率可提升 8% 以上，同时有效降低循环泵运行功率，实现节能降耗目标。

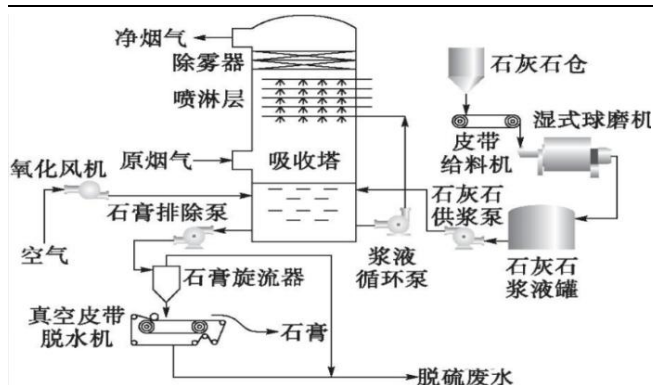


图2 石灰石-石膏湿法协同工艺

2.3 半干法协同控制技术

半干法协同控制技术融合了干法与湿法技术优势，采用石灰浆液作为吸收剂，通过喷雾干燥塔实现烟气与吸收剂充分接触，从而同步脱除二氧化硫与氮氧化物。

该技术具有耗水量低、无大量废水排放、系统投资适中等特点，适用于中小容量燃煤机组。运行过程中需重点控制吸收剂喷雾效果、烟气温度及反应时间，避免设备结垢及吸收剂浪费。通过优化运行参数，半干法协同控制技术脱硫效率可达到85%以上，脱硝效率可达到75%以上，能够满足当前超低排放要求。

综合来看，干法、湿法及半干法脱硫脱硝协同控制技术各具特点。其中，湿法技术因工艺成熟、脱除效率高，仍是大型燃煤机组的主流选择；干法技术在资源综合利用及缺水地区具有明显优势；半干法技术则兼顾投资与运行成本，在中小机组中具有较好的应用前景。未来，协同控制技术将进一步向高效化、低能耗及智能化方向发展。

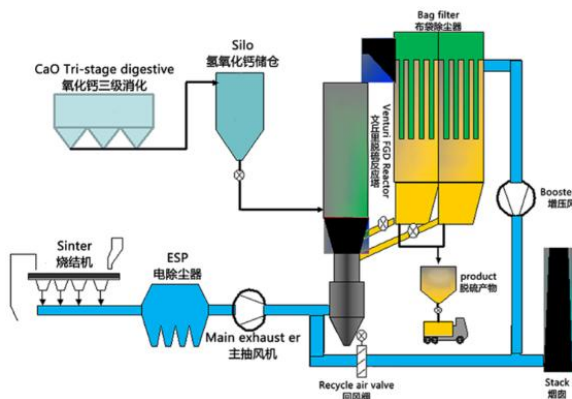


图3 半干法协同控制

3 燃煤电厂环保设施运行管理现状及存在的问题

脱硫脱硝设施、除尘设施、在线监测设施等一起构成了燃煤电厂环保设施体系，运行状况直接影响污染物排放是否达标。目前我国燃煤电厂环保设施运行管理水平不断提高，但是还存在着许多问题，影响了污染治理效能的充分发挥。

3.1 设施运行稳定性不足

部分燃煤电厂环保设施老化的程度比较高，尤其是运行时间比较长的脱硫脱硝设备，存在着部件磨损、腐蚀、泄漏等情况，造成设施运行的稳定性降低。以湿法脱硫为例，一级塔除雾器由于冲洗系统存在缺陷或者浆液品质出现异常时，容易发生堵塞，进而造成烟气排放不畅；吸收塔液位监测设备集成度高、故障率高，数据可靠性差，不能很好地掌握浆液液位的变化，从而影响到系统的优化运行。

另外一些电厂的脱硫脱硝系统设计不合理，设备选型与机组负荷不匹配，当机组负荷变化大时，容易造成脱除效率降低、污染物排放超标的状况。煤质波动大也会对环保设施运行效果造成影响，高硫煤的使用会加大脱硫系统的负荷，如果不及时调整运行参数，很容易造成二氧化硫排放超标。

3.2 运行管理体系不完善

部分燃煤电厂没有建立起完善的环保设施运行管理制度，缺少明确的岗位职责和操作规程，运行人员的操作不规范、巡检不到位，容易造成设施故障不能及时发现和处理。运行人员没有按照规程调节喷氨量，造成氨逃逸增大，引发空预器堵塞等一系列连锁反应；巡检中不能及时发现喷嘴堵塞、管道漏气等现象，使设施的运转效能下降。同时环保设施运行数据记录不全、不规范，缺少对数据的统计与分析，不能对设施运行状况及脱除效果做出准确评价，也无法给运行改善赋予科学支撑。部分电厂没有建立完善的应急处置机制，当环保设施发生故障的时候，处置不及时，容易造成污染物排放超标，受到环保处罚。

3.3 运维人员专业素养不足

环保设施运行管理要依靠专业的运维人员，要有很强的脱硫脱硝技术知识、设备操作技能和故障处理能力。目前一些燃煤电厂的运维人员缺少系统培训，对协同控制技术原理及设备运行参数的调整方法掌握不够熟练，不能很好地应对复杂的运行工况以及设备故障。另外一些运维人员责任心不强，存在敷衍了事、违规操作的现象，造成环保设施运行异常，影响到污染治理的效果。随着脱硫脱硝技术不断更新、改进，运维人员的知识储备严重不足，不能适应新型环保设施运行管理的要求，造成设施运行效率降低。

3.4 运行成本控制难度大

脱硫脱硝协同控制以及环保设施的运行要消耗大量的吸收剂、催化剂、电能等，运行成本高。由于一些燃煤电厂为了降低成本而减少吸收剂的用量、催化剂的更换不及时，而造成脱除效率降低，进而增大了环保风险以及后续的运维成本。同时环保设施运维费用投入少，设备维护保养不到位造成设施故障率高，维修费用上涨。另外，部分电厂缺少有效的节能优化措施，环保设施能耗偏高，又加重了运行成本，从而降低电

厂经济效益和环保投入的积极性。

4 燃煤电厂环保设施运行管理优化策略

4.1 强化设施维护保养, 提升运行稳定性

燃煤电厂应建立完善的设备维护保养制度, 根据设备运行周期及工况特点制定针对性检修计划, 定期开展脱硫、脱硝及除尘系统检查与维护, 及时更换磨损、腐蚀部件。

同时, 应积极推进环保设施智能化运维建设, 利用在线监测、故障诊断及数据分析技术, 实现设备运行状态实时监控与预测性维护, 降低突发故障发生率。针对老旧设备, 应加快技术改造与升级, 提高系统整体稳定性及运行效率。

4.2 完善运行管理体系, 规范管理流程

电厂应建立健全环保设施运行管理制度, 明确岗位职责及运行标准, 规范运行人员操作行为。针对喷氨量、浆液 pH 值、循环量等关键参数, 应制定标准化控制范围, 并严格按照运行规程执行。

同时, 应建立完善的数据管理平台, 对环保设施运行参数、污染物排放数据及设备运行状态进行实时采集与分析, 为系统优化提供数据支撑。此外, 还应完善环保设施故障应急预案, 定期组织应急演练, 提高突发故障处置能力。

4.3 加强运维人员培训, 提升专业素养

电厂应建立常态化培训机制, 定期组织运维人员开展脱硫脱硝技术、自动化控制及设备维护等方面培训, 提高专业技术水平。

同时, 应加强责任意识教育与绩效考核管理, 将污染物排放达标率、设备故障率及巡检质量等指标纳入绩效评价体系, 提高运维人员工作积极性与责任意识。针对智能化环保设施发展趋势, 还应加强大数据分析、智能控制等新技术培训, 提升人员综合能力。

4.4 优化运行参数, 降低运行成本

结合机组运行工况, 对锅炉燃烧系统及环保设施运行参数进行协同优化, 可有效降低污染物生成量及系统运行能耗。

例如, 可利用智能控制算法优化二次风配比、燃尽风风量及磨煤机组合方式, 减少 NO_x 生成量, 降低脱硝剂消耗。同时, 通过优化浆液循环泵及氧化风机运行方式, 合理控制浆液 pH 值及循环量, 提高脱硫效率并降低电耗。

此外, 还应加强吸收剂及催化剂全过程管理, 合理控制耗材质量与投加量, 避免资源浪费, 提高系统运行经济性。

4.5 强化协同管控, 提升污染治理效能

燃煤电厂应建立锅炉燃烧系统与脱硫脱硝系统协同控制机制, 通过优化燃烧工况降低污染物源头生成量, 为后续污染治理减轻负荷。

同时, 应加强环保设施与在线监测系统联动, 实现污染物排放实时监控, 并根据监测数据动态调整运行参数, 确保污染物持续稳定达标。此外, 还应推进脱硫、脱硝、除尘及废水处理系统协同优化, 实现多污染物协同治理, 全面提升环保治理水平。

5 结论

综上所述, 脱硫脱硝协同控制技术已成为燃煤电厂实现超低排放的重要技术路径, 环保设施运行管理水平则直接关系到污染治理效果及企业绿色发展能力。当前, 燃煤电厂在环保设施运行过程中仍存在设备稳定性不足、运行管理粗放及能耗偏高等问题。通过强化设备维护、完善运行管理体系、提升运维人员专业能力以及推进智能化协同控制, 可有效提高污染治理效率与系统运行稳定性, 降低运行成本与环保风险。

未来, 随着人工智能、数字化监测及智能控制技术不断发展, 燃煤电厂环保治理将逐步向智能化、低碳化和精细化方向迈进, 实现经济效益与环境效益协同提升, 为电力行业绿色低碳转型提供有力支撑。

参考文献:

- [1] 孙海龙, 吴明雨. 燃煤电厂烟气治理策略及脱硫脱硝综合治理技术研究[J]. 电力设备管理, 2026, (06): 268-270.
- [2] 钟祥, 杨立, 李博. 燃煤电厂烟气脱硫脱硝技术进展[J]. 煤化工, 2026, 54(01): 81-85.
- [3] 史佳鑫. 燃煤电厂烟气脱硫脱硝技术优化分析[J]. 当代化工研究, 2026, (01): 118-120.
- [4] 辛国. 基于智能控制的燃煤电厂“脱硫—脱硝—除尘”协同优化及超低排放技术研究[J]. 城市建设, 2025, (13): 45-47.
- [5] 夏诗洋, 徐玉刚. 燃煤电厂脱硫脱硝过程中能效分析与优化模型的构建与应用[J]. 电工技术, 2025, (S1): 524-526.