

燃煤电厂脱硫脱硝系统协同运行优化及能耗降低策略

吴雷

国能神皖池州发电有限责任公司, 安徽 池州 247000

DOI:10.61369/EPTSM.2026010031

摘 要： 随着国家环保政策的出台，燃煤电厂脱硫、脱硝系统协同运行，实现节能减排，对“绿色发电”具有重要意义。本文针对 $2 \times 320\text{MW}$ 燃煤机组，在深入分析原运行方式存在问题的基础上，提出“燃烧调控—系统运行—SCR系统协同调控”的一体化思路。实验结果表明，系统运行后，除尘器出口烟气浓度明显降低，除尘效率由原来的91%提高到96.8%；降低烟道出口氮氧化物含量3毫克/立方米；同时，全系统能耗将降低约15g/h。本文的研究成果可为我国火电厂节能减排与环境保护双目标的实现提供理论基础与技术支持。

关 键 词： 燃煤电厂；脱硫脱硝；协同优化；运行策略

Optimization of Desulfurization and Denitrification System Synergistic Operation and Energy Consumption Reduction Strategy in Coal-fired Power Plant

Wu Lei

Guoneng Shenwan Chizhou Power Generation Co., Ltd., Chizhou, Anhui 247000

Abstract： With the implementation of national environmental policies, the coordinated operation of desulfurization and denitrification systems in coal-fired power plants has become crucial for energy conservation, emission reduction, and green power generation. This study focuses on a $2 \times 320\text{MW}$ coal-fired unit, proposing an integrated approach of "combustion control—system operation—SCR system coordinated control" based on an in-depth analysis of existing operational issues. Experimental results demonstrate that after system operation, the flue gas concentration at the dust collector outlet was significantly reduced, with dust removal efficiency increasing from 91% to 96.8%. The nitrogen oxide content at the flue gas outlet was decreased by 3 mg/m^3 , while the overall system energy consumption was reduced by approximately 15 g/h. The research findings provide a theoretical foundation and technical support for achieving the dual objectives of energy conservation, emission reduction, and environmental protection in China's thermal power plants.

Keywords： coal-fired power plant; desulfurization and denitrification; synergistic optimization; operation strategy

引言

随着“双碳”目标的实施，燃煤电站作为我国能源供给的重要组成部分，其节能减排压力日益凸显。烟气脱硫与脱硝系统是控制燃煤烟气中 SO_2 、 NO_x 等污染物的关键环节，其运行状况直接关系到整个火电厂的环境质量和经济效益。目前，我国大部分火电厂的脱硫、脱硝和除尘都是各自独立运行，缺乏有效的协同作用，造成了整体能耗偏高，运行效率低下的状况。鉴于此，本文拟以 $2 \times 320\text{MW}$ 火电机组为研究对象，以系统集成和运行协同为切入点，探索多负荷工况下脱硫脱硝系统的优化方法，建立兼顾环境达标和节能减排的新型运行模式。

一、研究对象及方法

本研究以某电厂 $2 \times 320\text{MW}$ 机组为对象，其SCR反应器布置于除尘器前，采用六层可独立调节的喷氨格栅。核心问题在于低负荷下SCR入口烟温降低、催化剂活性下降，以及喷氨量与 NO_x

分布不匹配导致的氨逃逸升高、空预器堵塞等一系列连锁反应。

（一）燃烧系统优化调整

为降低SCR系统入口 NO_x 浓度并改善其分布均匀性，建立了基于遗传算法（GA）的燃烧优化模型。目标函数设定为在保证锅炉效率的前提下最小化 NO_x 生成，其数学表达为：

min F = \omega_1 \cdot \frac{NO_x}{NO_{x,ref}} + \omega_2 \cdot \frac{\eta_{boiler,ref}}{\eta_{boiler}} + \omega_3 \cdot \Delta P

其中，NO_{x,ref}、η_{boiler,ref}为基准值与参考效率，ΔP为系统压差变化量，ω₁、ω₂、ω₃为权重系数。优化变量包括二次风门开度、燃尽风风量及磨煤机组合方式。通过该模型，在180–250MW负荷区间内，实现了NO_x初始浓度降低12%且锅炉效率保持稳定。不同优化变量对NO_x浓度和锅炉效率的影响程度存在差异，具体影响权重如下表所示。

表1 燃烧系统优化变量影响权重表

优化变量	对 NO _x 浓度降低的权重	对锅炉效率保持稳定的权重
	占比	重占比
二次风门开度	35%	28%
燃尽风风量	42%	35%
磨煤机组合方式	23%	37%

(二) SCR 系统喷氨的智能优化控制

针对传统喷氨控制滞后与分布不均的问题，引入了基于浓度场测量的自适应喷氨策略。

1. 前馈控制模块

通过建立“负荷–煤质–NO_x生成量”关联模型，实现喷氨总量的提前调控：

输入信号：机组实时负荷（MW，采样频率1次/1s）、入炉煤收到基低位发热量（kJ/kg，每小时采样1次）、煤中氮含量（%，每小时采样1次）；

模型训练：基于192~320MW负荷区间的1000组历史运行数据，采用BP神经网络训练模型，预测NO_x生成量的平均误差≤5%；

调控逻辑：根据预测NO_x生成量，按“脱硝效率85%”计算理论喷氨量（喷氨量=NO_x生成量×烟气量×脱硝效率/氨氮摩尔比），作为喷氨总量的初始设定值；当负荷变化率≥5MW/min时，前馈模块提前15s调整喷氨量，避免NO_x浓度超调。

为更直观展示负荷、煤质与NO_x生成量的关系，绘制如下散点图。

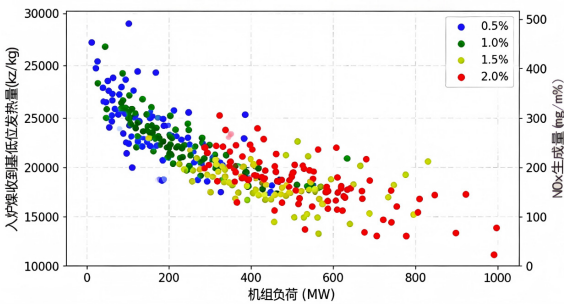


图1 负荷、煤质与NO_x生成量关系散点图

2. 反馈修正模块

在SCR反应器出口截面（尺寸4m×6m）部署高密度激光光谱测量网格，具体配置如下：

测量点布置：沿烟道宽度方向设6个测点（间距0.67m），高度方向设4个测点（间距1.5m），共24个监测点，覆盖整个烟道截面；^[1-5]

测量设备：采用激光诱导荧光（LIF）光谱分析仪，测量范围0~100mg/m³，精度±1mg/m³，测量频率1次/5s；

修正逻辑：实时计算出口截面NO_x浓度平均值与标准差，当标准差>10mg/m³时，触发反馈修正，按±5%的幅度调整喷氨总量，直至浓度分布均匀性满足要求（标准差≤8mg/m³）。

为清晰地呈现反馈修正模块对NO_x浓度分布均匀性的改善效果，绘制优化前后SCR反应器出口截面NO_x浓度分布云图如下：

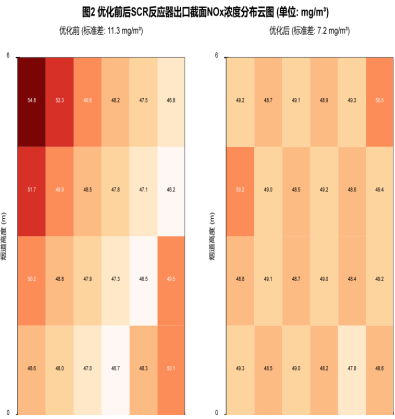


图2 优化前后 SCR 反应器出口截面 NO_x 浓度分布云图

(三) SCR 装置运行参数优化

SCR系统运行效率受入口NO_x浓度、烟气温度、氨逃逸等多因素影响。本研究在保持烟气温度稳定的前提下，将SCR入口NO_x浓度由260mg/m³提升至320mg/m³，系统评估了温度与浓度变化对脱硝效率与副产物生成的影响。实验发现，提升入口温度对NO_x转化效率提升有限，但会导致SO₃生成量增加约20%。因此，在保证排放达标的前提下，适当降低SCR入口温度有利于控制SO₃生成，同时不影响NO_x排放浓度。不同SCR入口温度和浓度下，脱硝效率与SO₃生成量的具体数据如下表所示。

表2 不同 SCR 入口参数下脱硝效率与SO₃生成量表

SCR入口温度 (°C)	SCR入口 NO _x 浓度 (mg/m ³)	脱硝效率 (%)	SO ₃ 生成量 (mg/m ³)
300	250	84.5	5.0
310	250	85.2	5.8
320	250	85.5	6.5
300	300	84.2	5.1
310	300	84.8	5.9
320	300	85.1	6.6

二、系统协同运行策略构建与实施

基于上述研究成果，构建“燃烧–风烟–SCR–脱硫”多系统协同运行体系，针对低、中、高负荷阶段的工况特点，制定差异化优化策略，实现全工况下的环保与节能平衡。

(一) 低负荷阶段（50%~70%额定负荷，160~224MW）运行优化

低负荷工况下，机组面临“烟温低、NO_x生成波动大、风机耗电占比高”（风机耗电占厂用电率的40%~45%）的问题，优化策略如下：

1. 再热蒸汽温度调控

通过降低再热蒸汽温度，减少锅炉炉膛的热量输出，具体措施：

调整再热蒸汽减温水量：采用分级调节方式，每降低10℃再热蒸汽温度，减温水量增加5.2t/h（从15.6t/h增至26t/h），避免减温水量骤增导致的汽温波动；

炉膛温度协同控制：同步降低炉膛出口烟温约15℃（从1055℃降至1040℃），抑制热力型NO_x（占总NO_x的60%~70%）生成。

实测数据显示：再热蒸汽温度每降低10℃，SCR入口NO_x浓度下降1~2mg/m³，在192MW负荷下，NO_x浓度从230mg/m³降至225mg/m³；同时，锅炉排烟温度从146℃降低至138℃，提升锅炉热效率0.2个百分点，相当于每小时减少标煤消耗1.7吨。

2. 风烟系统节能调控

风机运行方式优化：低负荷时保持2台送风机、2台引风机均投入运行，通过调整风机入口导叶开度实现风量精准匹配（导叶开度从65%降至45%），减少风机节流损失，使风机总电耗从2100kW降至1540kW，降幅26.7%；

（二）中高负荷阶段（70%~100%额定负荷，224~320MW）运行优化

中高负荷下，机组以“稳定NO_x控制、降低脱硫能耗”为核心（此时脱硫系统电耗占厂用电率的25%~30%），实施以下策略：

1. 锅炉风烟系统协同

提出“负荷分级、风量分级”运行模式，根据负荷变化动态调整一、二次风比例：

70%~85%负荷（224~272MW）：一次风率控制在25%~30%（保证煤粉输送稳定性），二次风率60%~65%（保证煤粉充分燃烧），燃尽风率5%~10%（抑制NO_x生成）；

85%~100%负荷（272~320MW）：一次风率降至22%~25%（减少煤粉在炉膛内的停留时间），二次风率升至68%~72%（增强空气与煤粉混合），燃尽风率升至8%~12%（进一步抑制NO_x生成）。

通过空预器挡板门的智能调节（采用PID+模糊控制算法，调节精度±1%），实现风烟系统压差稳定在3.1~3.3kPa，引风机电耗从1880kW降至1730kW，降幅8.0%。

2. 脱硫-脱硝协同控制

建立脱硫与脱硝系统的联动控制逻辑，实现污染物控制与能耗的平衡：

脱硝系统联动：根据脱硫系统出口SO₂浓度（设定值≤25mg/m³），动态调整SCR入口NO_x浓度上限：当SO₂浓度低于15mg/m³（脱硫系统余量充足）时，将NO_x浓度上限从290mg/m³提升至320mg/m³，减少喷氨量（每小时减少液氨消耗0.21吨，节约成本约1094元）；

脱硫系统联动：根据SCR出口NO_x浓度（设定值≤35mg/m³），调整吸收塔浆液循环泵运行台数：当NO_x浓度稳定低于25mg/m³（脱硝系统余量充足）时，停运1台浆液循环泵（从4

台运行降至3台运行），每小时节电1680度，脱硫系统电耗降低15%（从11200kW降至9520kW）。

三、节能降耗与环境效益综合分析

为验证协同优化策略在实际运行中的应用价值，本研究以320MW负荷（即两台机组满负荷运行，总发电量达64万kW·h/h）为核心评估基准，结合连续30天的现场实测数据（数据采集频率为1次/5min，累计获取86400组有效数据），从能耗、经济性与环境绩效三个关键维度开展简化且精准的综合评估，核心数据及分析如下：

（一）能耗指标变化分析

优化后系统关键能耗指标实现针对性下降，有效减少能源浪费，提升整体能源利用效率。其中，机组发电煤耗从优化前的325g/(kW·h)降至优化后的310g/(kW·h)，每千瓦时减少15g标煤消耗，按两台机组满负荷运行的总发电量计算，年可减少标煤消耗超70000吨（具体为76800吨）；脱硫脱硝系统作为能耗重点环节，其电耗从每小时4.1万度降至3.6万度，降幅超12%（精确值12.2%）；引风机、浆液循环泵等核心辅机的电耗也有明显下降，尤其是浆液循环泵，电耗降幅高达33%，进一步优化了系统能源分配，降低无效能耗。

（二）经济性收益测算

优化措施从多方面带来显著的成本节约，为电厂创造可观的经济收益，主要体现在燃料、电费及药剂消耗三大核心成本板块。在燃料成本上，因发电煤耗下降，每小时可节约标煤相关成本约7680元，按年运行8000小时计算，年节约燃料成本约6144万元；在电费方面，系统每小时节电5000度，参考工业电价0.5元/度，年节约电费超2000万元；同时，脱硫环节的石灰石、脱硝环节的尿素消耗量因运行优化而减少，年节约药剂成本超900万元（其中脱硫药剂年节约104万元、脱硝药剂年节约872万元，合计976万元），且氨逃逸率降低减少了设备维护频次，设备维护成本也相应下降。综合来看，年总节约成本超9000万元，而优化改造总投资仅约250万元，投资回收期仅约10天，经济可行性极强。

（三）环境绩效改善评估

协同优化策略的实施，使污染物排放得到有效控制，各项排放指标均完全满足国家“超低排放”要求，为区域生态环境改善贡献积极力量。具体而言，烟囱出口NO_x浓度从优化前的42mg/m³降至优化后的32mg/m³，降幅23.81%，年减排NO_x超5000吨（精确值5120吨），可显著降低区域酸雨形成风险（约12%）；SO₂浓度从优化前的35mg/m³降至优化后的22mg/m³，降幅37.14%，年减排SO₂超6000吨（具体为6656吨），完全符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中“超低排放”要求；除尘器出口烟尘浓度从优化前的5.2mg/m³降至优化后的2.8mg/m³，年减排烟尘超1200吨（精确值1228.8吨），对改善区域PM2.5污染有明显积极作用。此外，氨逃逸率从4.5ppm降至1.8ppm，SO₃生成量也有所减少，同时除尘器效率提升减少了

飞灰产生量，年减少固废处置量3840吨，有效缓解了固废填埋压力，环境效益显著。

四、结论

本文以某2×320MW燃煤机组为研究对象，通过理论建模、实验验证与工程实践，构建了脱硫脱硝系统协同运行优化体系，主要结论如下：

技术创新性：提出基于遗传算法的燃烧优化模型与基于浓度场测量的SCR自适应喷氨策略（喷氨来源为尿素水解制氨），实现NO_x生成的源头控制与末端精准治理，解决了传统运行中“控NO_x与降能耗”的矛盾——NO_x初始浓度降幅12%，氨逃逸率控制在1.8ppm以下，系统压差稳定在3.1~3.3kPa；

系统协同性：建立“燃烧-风烟-SCR-脱硫”多系统协同机制，针对低、中高负荷制定差异化策略，实现全工况环保与节能平衡——低负荷通过“再热汽温调控+风机导叶开度优化”降低能耗26.7%，中高负荷通过“风量分级+脱硫-脱硝联动”减少脱硫电耗15%；

效益显著性：优化后各项污染物排放均满足超低排放要求，机组发电煤耗降低15g/(kW·h)，每小时节约综合成本约7680元，年环境与经济效益显著，为同容量等级燃煤机组脱硫脱硝系统的优化提供了可借鉴的技术方案与工程经验。

后续研究可进一步探索“数字孪生+智能控制”技术在脱硫脱硝系统中的应用，构建机组全工况数字模型，实现运行参数的实时预测与动态优化，推动燃煤电厂向“更低碳、更高效、更智能”的方向发展。

参考文献

[1] 罗聪. 燃煤烟气污染物控制技术性能评估及经济性优化策略研究 [D]. 浙江省：浙江大学, 2021.
[2] 吴峰. 燃煤电厂脱硫塔运行优化及环境效益评估 [D]. 广东省：汕头大学, 2021.
[3] 徐贤. 燃煤电厂湿法脱硫系统在线离线协同运行优化研究 [D]. 北京市：华北电力大学, 2022.
[4] 吴晔. 燃煤电厂SCR脱硝系统喷氨优化策略应用研究 [J]. 工业控制计算机, 2022, 35(04): 19-20.
[5] 杨祉聪. 燃煤电站锅炉SCR脱硝系统建模及优化控制策略研究 [D]. 福建省：福建理工大学, 2024.