

脱硝反应器积灰分析与处理

孙明强 陈雪林 唐 勇

国家能源集团织金发电有限公司 贵州 毕节 552106

DOI:

【摘要】某发电有限公司#1锅炉脱硝SCR系统自投运来,反应器入口均流格栅、两层催化剂堵塞积灰严重。在煤质无法改变的情况下,对系统设备进行系列优化改造,通过将原蜂窝式催化剂更换为波纹板式催化剂、更改蒸汽吹灰汽源及优化疏水管线、移动二级声波吹灰器到反应器顶部、入口均流格栅前加装蒸汽扰流管等改造。改善了脱硝系统入口均流均流格栅层、催化剂层堵塞积灰状况,保证了 NO_x 达标排放,减缓或消除了氨逃逸对烟气流程设备的腐蚀和损坏以及 SO_2 超排等不利影响。

【关键词】SCR;声波吹灰器;蒸汽吹灰器;氨逃逸

0 引言

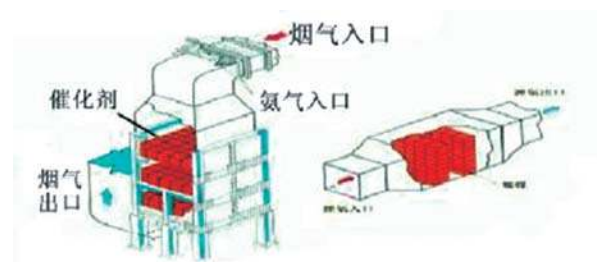
某发电有限公司#1锅炉脱硝SCR反应器采用高尘布置,位于省煤器与空预器之间。在设计煤种、锅炉最大工况(BMCR)处理100%烟气量条件下脱硝效率 $\leq 80\%$ 。脱硝SCR反应器设计为两层蜂窝式催化剂,吹灰方式为声波吹灰器+蒸汽吹灰器。声波吹灰器连续运行,防止飞灰在催化剂上沉积并堵塞孔道,每层催化剂上安装5台,A/B反应器共设吹灰器20台,气源采用压缩空气(0.6MPa)。蒸汽吹灰器定期运行,加强催化剂层积灰吹扫效果,每层催化剂上安装4台,A/B反应器共设吹灰器16台,汽源取自辅汽联箱(0.8MPa)。为防止烟气中的大颗粒飞灰在系统内积聚,脱硝系统A/B侧反应器入口共设置10个灰斗,灰斗下设输灰仓泵10台。

1 概述

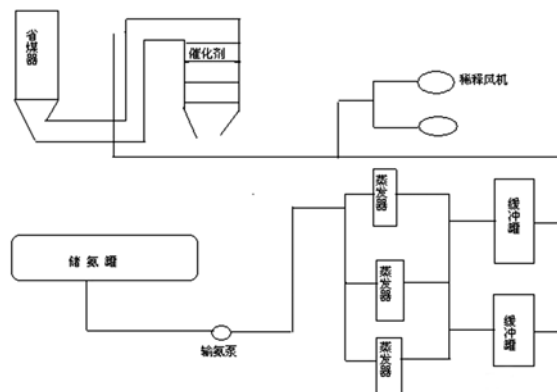
某发电有限公司#1锅炉为东方锅炉厂生产的型号DG2057/25.73-II12,型式超临界参数,W型火焰燃烧,一次中间再热,平衡通风,单炉膛,固态排渣,露天布置,全钢、全悬吊结构,尾部双烟道,低质量流速垂直管圈水冷壁,“Π”型变压直流炉。于2016年01月投入运行生产,设计燃用本地无烟煤种。

#1脱硝SCR系统同期投入运行,采用选择性催化还原工艺,纯氨(NH_3)作为反应剂,与炉膛排出的烟气混合后通过催化剂层,在催化剂的作用下将 NO_x 还原分解成无害的 N_2 和 H_2O 。脱硝SCR系统主要由烟道、反应器、催化剂、吹灰器、稀释空气系统、氨喷射系统、氨气供应及储存系统等组成。其核心装置是反应器,布置在锅炉尾部双烟道A/B空气

预热器前烟气温度的约 $300\sim 420^\circ\text{C}$ 的部位。烟气从锅炉尾部省煤器出口引出至SCR反应器内,经处理后的烟气从SCR引出至A/B回转式空气预热器、电除尘器以及脱硫吸收塔、AFT塔,由烟囱排出。每组反应器设2个催化剂层和1个催化剂备用层,不设旁路烟道。见图一,图二。



图一



图二

2 检查与分析

#1锅炉机组投运不久,两大环保指标 NO_x 和

SO₂ 均出现调整困难现象,特别是煤质和负荷变动时,将难保证达标排放。脱硝系统、脱硫系统及电除尘器都有异常状况和参数变动。主要表现为,脱硝 SCR 系统反应器差压偏大(设计值 $<0.8\text{KPa}$),处理效率降低(设计值 $\geq 80\%$),氨耗量某些时段高达 $10\sim 12\text{kg/万 kWh}$ (设计值 $<7\text{kg/万 kWh}$),运行时间稍长,反应器蒸汽前后墙吹灰器有卡死现象,对烟气流场进行检测,烟气流场发生改变;电除尘系统一、二电场故障率高,电除尘本体短路频发,除尘效率降低(正常除尘效率 $\geq 99.74\%$);脱硫浆液品质恶化频繁,浆液中硫酸根浓度高达 130000mg/L ,脱水车间、石膏库 SO₂ 和 NH₃ 气味浓,石膏库顶棚腐蚀严重,脱硫真空泵腐蚀严重运行周期短。

机组临修沿烟气流检查发现,省煤器出口至脱硝 SCR 水平烟道段积灰非常严重,烟道变窄,脱硝反应器入口均流格栅入口侧大量积灰,一、二层催化剂反应层内部边角及中间成规律的堆垛积灰严重,积灰中发现有部分板结灰块(见图三);在电除尘器内部检查发现,极线和极板间灰垢附着严重,附着物有粘性,难以清除(见图四)。

通过对煤质、灰样数据进行化验,结合运行异常参数、现象和停炉后检查结果综合分析,该地区煤质灰量偏大,收到基灰量平均值 $>40\%$,燃烧后灰量化验粘性大,脱硝蜂窝式催化剂孔径小,是引起脱硝入口均流格栅及第一、二层催化剂堵塞的首要原因;蒸汽吹灰器引用辅汽联箱汽源,蒸汽参数(压力、温度)低、过热度低,而且疏水管线布置不合理影响疏水排放,投用时蒸汽带水,灰块板结,是引起蜂窝式催化剂堵塞的次要原因。

3 脱硝系统堵塞的危害

脱硝系统堵塞,机组运行时,为控制 NO_x 排放正常,喷氨单耗增加,氨逃逸增大,氨气与烟气中 SO₂ 反应,达露点温度时生成液态硫酸氢氨,因极具附着性,经电除尘时附着在电除尘本体设备内部,达一定厚度时引起短路故障,电场跳闸,电除尘效率下降,进入脱硫系统的粉尘含量增加,造成吸收塔浆液粘稠,加大了亚硫酸根的氧化难度,浆液品质恶化频繁,为控制环保排放,机组带负荷能力受限;在石膏脱水过程中分解出大量 NH₃ 和 SO₂。其中 SO₂ 溶于水不强,被抽入真空泵并腐蚀真空泵(更换数量高达 7 台);同时机组负荷 $\geq 60\%$,吸收塔依靠增加供浆量提高浆液密度来保证 SO₂ $<200\text{mg/Nm}^3$ 达标排放,增加了除雾器堵塞的风险。



4 改造措施

根据分析结果,要改善脱硝积灰的程度,可从几个方面进行改进:一、输煤专业做好配煤工作,保证入炉煤煤质稳定;二、在省煤器出口至脱硝水平段烟道增设二级省煤器输灰,减少进入脱硝的灰量;三、更改蒸汽吹灰器汽源,治理吹灰蒸汽带水问题,优化吹灰顺序,减少操作带来积灰的可能;四、脱硝催化剂重新选型,增大通流孔径,适应煤质灰分。

4.1 首次改造

2017 年 7 月,针对 SCR 反应器格栅均流层、催化剂层大量积灰、板结堵塞的情况进行改造。一、更换蜂窝式催化剂为波纹板式催化剂以增强烟气流通,同时对流场进行整体优化,并在烟道内布置扰流元件,避免 SCR 反应器催化剂层局部大量积灰,同时提高喷氨均匀性,提高 NH₃ 与烟气中的 NO_x 混合效果。二、更改 SCR 反应器蒸汽吹灰器汽源和改进其疏水管线。蒸汽吹灰器汽源经论证,采用锅炉后屏吹灰器汽源更为合理(保证吹灰蒸汽有足够的过热度,避免蒸汽带水),整定工作压力 $1.2\sim 1.5\text{MPa}$;清查并重新布置疏水管线,避免使用直弯头和出现 U 型管段,保证疏水畅通不沉积。#1 锅炉 SCR 系统改造前后的参数变动及吹灰效果,见下表对照。

优化前		优化后	
远端疏水温度	160℃	远端疏水温度	240℃
近端疏水温度	170℃	近端疏水温度	260℃

表一 吹灰汽源、疏水线优化效果对比

喷氨支管	SCR—B 侧						中心	SCR—A 侧					
	阀 6	阀 5	阀 4	阀 3	阀 2	阀 1		阀 6	阀 5	阀 4	阀 3	阀 2	阀 1
开度	70°	75°	80°	80°	80°	75°		75°	70°	80°	90°	90°	90°

表二 喷氨支管优化后喷氨阀开度



表三 炉膛风量 1057t/h 工况下, A 侧 SCR 差压由 0.56KPa 降至 0.48, B 侧 SCR 差压由 0.58KPa 降至 0.50KPa

4.2 二次改造

2019 年 1 月 #1 锅炉临检, 对脱硝 SCR 系统 A/B 反应器声波吹灰器改移到反应器顶部, 并在格栅均流层前端加装扰流管加大对格栅均流层吹灰。

将脱硝 SCR 系统 A/B 反应器声波吹灰器移到反应器顶部, 主要考虑提高吹扫积灰效果。具体说, 就是将反应器原二级催化剂位置的声波吹灰器移位至反应器顶部, 安装位置为格栅均流层顶部前端, 声波吹灰器喇叭口与顶部箱体垂直向下, 吹扫作用在格栅均流层与脱硝入口烟气导向水平段交界位置附近。使用气源为原压缩空气气源, 从上层声波吹灰器母管接口, 并在 A/B 侧分设手动门, 顶部声波吹灰器沿用原二级催化剂控制线路和程序。A/B 反应器顶部安装声波吹灰器共计 10 台。

在脱硝 SCR 系统格栅均流层前端加装扰流管,

增加气流扰动, 以清除格栅均流层积灰。在 A/B 两侧格栅均流层与脱硝入口烟气导向水平段交界位置, 分别布置一根扰流管(管径 76×5mm, 长度 17m, 材质: 碳钢)。在扰流管的两侧交错钻孔(孔径 5mm, 孔距 500mm)。扰流管进汽汽源采用脱硝蒸汽吹灰汽源, 分别与 A/B 侧脱硝吹灰蒸汽管道连接, 并在 A/B 两侧格栅均流层人孔门处加装手动门及就地压力表, 便于运行中操作和观察。同时制定运行措施: 1 扰流管同蒸汽吹灰投用频次一致, 为 1 次/天; 2 因吹灰蒸汽汽源管道容量有限, 为保证蒸汽压力和温度, 故扰流管和脱硝蒸汽吹灰不能同时投用; 3 反应器 A/B 侧扰流管分别投用吹扫时间 15 分钟/次, 投运过程中及时做好记录, 发现异常及时汇报处理。

4.3 近期计划

根据 #1 锅炉尾部烟道省煤器后水平烟道与脱硝 SCR 系统进口竖烟道交汇处存在大量积灰, 影响烟气流通更使得大量飞灰进入反应器的情况, 预

备在该烟气流段增设灰斗和输灰仓泵。目前已得到批复,待改造后评价其效果。

5 效果

经过更换蜂窝式催化剂为波纹板式催化剂以增强烟气流通和更改 SCR 反应器蒸汽吹灰器汽源和改进其疏水管线后,分别在不同运行工况下测试,SCR 反应器格栅均流层压差有所降低,临检期间检查板结现象有好转。#1 脱硫系统同步启动,真空泵工作水 PH 基本恢复正常,吸收塔浆液密度可控(1150—1200),SO₂ 可达标排放;证实了电除尘器结垢、真空泵腐蚀等问题的疑问和分析,使其得到根本性的整治。对脱硝 SCR 系统 A/B 侧反应器声波吹灰器改移到反应器顶部,并在格栅均流层前端加装扰流管加大对格栅均流层吹灰;同时修订蒸汽吹灰技术措施,脱硝 SCR 系统 A/B 反应器蒸汽吹灰器按 1 到 8 顺序投运完成,现场开启扰流管两侧共 30min,然后再加投 SCR 系统 A/B 侧反应器 #1、#4、#5、#8 蒸汽吹灰器一次。全工况下,SCR 系统 A/B 侧反应器差压 $\nless 1000\text{Pa}$,A/B 侧喷氨调节效果均有提升,已恢复至 $\leq 7\text{kg/万 kWh}$ 范围。SCR 出口 NO_x 浓度和烟囱入口 NO_x 浓度尚可控制。

【参考文献】

- [1]杨国旗,郁翔. 电站锅炉脱硝技术及其应用现状综述[J]. 陕西电力,2012,40(1):82—85.
- [2]曹志勇,秦逸轩,陈聪. SCR 烟气脱硝催化剂失活机理综述[J]. 浙江电力,2010,29(12):35—37
- [3]张鹏,周俊杰. 火电厂 SCR 反应器脱硝性能数值模拟研究[J]. 工业技术创新,2016,0(1):13—18

6 总结

该地区煤质灰量偏大,收到基灰量平均值 $> 40\%$,燃烧后灰量化验粘性大,脱硝蜂窝式催化剂孔径小,是引起脱硝入口均流格栅及第一、二层催化剂堵塞的首要原因;蒸汽吹灰器引用辅汽联箱汽源,蒸汽参数(压力、温度)低、过热度低,而且疏水管线布置不合理影响疏水排放,投用时蒸汽带水,灰块板结,是引起蜂窝式催化剂堵塞的次要原因。

入炉煤质灰分高,燃烧后灰量多且粘性强,脱硝蜂窝式催化剂孔径小是导致脱硝 SCR 系统反应器积灰严重的主因,蒸汽吹灰汽源选用不合理,吹灰蒸汽带水是次要原因。根据锅炉机组负荷曲线,在源头上切实加强管控、配煤掺烧,无疑是我们日常生产工作的重点。适时检查反应器格栅均流层、催化剂层积灰分布情况,考虑对省煤器至脱硝 SCR 水平烟道段输灰系统、催化剂以及声波吹灰器+蒸汽吹灰器进行改造,在日常维护工作中加强监视各系统设备运行情况和调整各运行参数等手段,可有效改善脱硝 SCR 反应器格栅均流层、催化剂层积灰状况,可保证 NO_x 达标排放,减少或消除氨逃逸对电除尘器及脱硫系统的不利影响。