

某电厂余热锅炉氮氧化物排放超限的原因分析与处理

刘 洋

北京太阳宫燃气热电有限公司 北京 100028

摘 要: 针对某燃气-蒸汽联合循环电厂余热锅炉氮氧化物排放超限的问题进行了分析。采取了相应的措施, 制定了解决问题的建议与方案, 避免了电厂排放环保超标的情况, 为电厂安全稳定运行提供了有力保障。

关键词: 氮氧化物; 锅炉氮氧化物排放; 超限

Cause analysis and treatment of excess nox emission from waste heat boiler of a power plant

Yang Liu

Beijing Taiyanggong gas-fired Thermal Power Co., Ltd., Beijing 100028

Abstract: In this paper, the excessive emission of nitrogen oxides from the waste heat boiler of a gas-steam combined cycle power plant was analyzed. This paper takes the corresponding measures, formulates the suggestion and the scheme to solve the problem, avoids the situation that the power plant emission environmental protection exceeds the standard, and provides a strong guarantee for the safe and stable operation of the power plant.

Keywords: nitrogen oxide; boiler nitrogen oxide emissions; over limitation

氮氧化物(以下简称 NO_x)是火力发电厂排放的主要污染物之一, 随着国内环保指标控制要求的日益严格, 各发电厂对于烟气排放污染物指标控制也较为严格。以北京市为例, 按照《锅炉大气污染物排放标准》(DB11/139-2015)中的规定: “对于氮氧化物排放限值, 2017年4月1日起新建锅炉执行标准为不超过 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ”。燃气电厂排放的 NO_x 是形成光化学烟雾、酸雨污染及破坏臭氧层的主要物质。如何有效控制 NO_x 排放已成为当前环境保护中令人关注的重要课题^[1]。而在众多的脱硝技术中, 选择性催化还原法(SCR)以其无副产物、脱除效率高(可达90%以上)、装置简单、运行可靠、便于维护等优点, 已成为现阶段火电机组中应用最为广泛的烟气脱硝技术。

某电厂配备国内第一套燃气-蒸汽联合循环二拖一带供热机组。其配置为: 两台PG9351FA燃气轮机、两台燃气轮发电机、两台余热锅炉、一台蒸汽轮机和一台蒸汽轮发电机。

某电厂严格执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB11/139-2015)中的规定, 正常运行中控制锅炉 NO_x

排放指标低于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。2022年3月, 某电厂运行过程中出现锅炉排放 NO_x 数值超过 $15\text{mg}/\text{m}^3$ 以上的情况, 严重影响了机组环保方面的控制, 下面对造成该异常的原因进行分析。

1 锅炉SCR脱硝系统及其工作原理

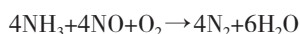
1.1 SCR脱硝系统简介

在余热锅炉中装有一套选择性催化还原法(SCR)脱硝系统, 利用氨水加催化剂方式来进一步降低燃气轮机排气中的 NO_x , 满足环保要求。SCR系统安装在卧式布置的9F级燃机余热锅炉中受热面高压省煤器3和中压过热器之间, 系统无旁路, 催化剂设计不设吹灰装置。选用氨水(20%wt)作为反应剂。脱硝系统 NO_x 脱除率不小于85%, 脱硝装置可用率不小于98%。

SCR系统主要由氨水供给单元、氨水蒸发器、喷氨栅格AIG和催化剂层组成。SCR系统主要设备由稀释风机(1用1备)、氨水蒸发器SPV、氨水储罐、喷氨栅格AIG、净烟气测量栅格、加氨泵(1用1备)、卸氨泵、废液泵和管道等组成。

1.2 SCR法烟气脱硝技术原理

SCR法烟气脱硝技术就是在烟气流过SCR催化剂时,让烟气中的NO_x与预先喷入的氨和O₂的混合物进行化学反应,排入大气前生成无污染的N₂和H₂O^[2],其主要的反应方程式如下:



其中脱硝还原剂NH₃可从无水液氨(NH₃)、氨水(NH₄OH)或尿素(CO(NH₂)₂)等原料中获取。SCR催化剂一般由TiO₂、V₂O₅、WO₃、MoO₃等氧化物组成。目前催化剂的型式一般有蜂窝式和板式两种,催化剂的最佳活性温度范围为320~400℃,过高或过低的温度都会导致催化剂无法起到正常的催化作用,致使脱硝效率降低。催化剂有一定的使用寿命,一般为2~3年,达到使用寿命的催化剂就必须进行更换,否则会影响脱硝效率。

2 原因分析

2.1 氨水纯度

由于氨水作为“选择性催化还原”脱硝的主要反应化学介质。氨水纯度,即氨水中的NH₃含量直接影响着脱硝效率。如果氨水浓度低,含水量较高,可能造成雾化蒸发器内因喷入水量增加,起到降温的副作用。经过化学抽取氨水样,化验后证明氨水浓度合格。所以排除氨水浓度变化的影响。

2.2 燃气轮机排烟NO_x

若燃气轮机排烟NO_x数值偏高,则在使用同样流量的氨水及同等条件的工况下,锅炉排放NO_x数值势必会有所升高。燃气轮机排烟NO_x数值主要与燃烧器工作状态及燃烧调整有关。某电厂经AGP改造后大小修周期均增长,近两年来燃烧器未进行大部分更换,故影响燃气轮机排烟NO_x的因素仍以燃烧调整为主。

燃烧调整一般以保证不同环境温度下燃烧稳定性为主,为保证运行中燃烧脉动数值不超限,有可能会造成燃气轮机排烟NO_x增长的情况。下面以#2燃气轮机为例,选取近几年燃气轮机排烟NO_x变化情况。

表 1

	时间	燃气轮机负荷	燃气轮机排放NO _x	锅炉脱硝后NO _x
1	2020.01	200MW	24.9m ³	5mg/m ³
2	2021.01	200MW	25mg/m ³	10.8mg/m ³
3	2021.11	200MW	22mg/m ³	10mg/m ³
4	2022.03	200MW	29mg/m ³	10mg/m ³

从表中数据不难看出,2020年及2021年的燃烧调整中燃气轮机排烟NO_x数值控制的较好,而2022年3月的

数据中,在同等负荷下明显燃气轮机排放数值偏高,这就使得在同样的工况下,需要更多的氨水去降低锅炉排烟中的NO_x。

因此来看,燃气轮机排烟NO_x偏高是造成锅炉排放NO_x数值超过限制值的主要因素之一。

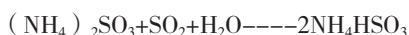
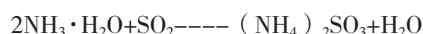
2.3 蒸发器内喷嘴堵塞

如果蒸发器内氨水雾化喷嘴损坏或堵塞,导致氨水雾化效果不好,可能造成蒸发器工作效率下降。2021年机组检修时曾对雾化蒸发器内部进行检查,并对加氨雾化喷嘴进行清理。发现雾化蒸发器内有黄色结晶物存在,经取样化验,验证为亚硫酸氢铵(NH₄HSO₄)结晶物。此结晶物为:白色斜方棱晶。密度2.03g/cm³。熔点150℃(在氮气中升华)。

亚硫酸氢铵形成主要有两方面原因:

1) SO₂/SO₃转化率偏高,当烟气温度降低到232℃以下,且有水蒸气存在时,SO₃会与喷入的NH₃反应生成硫酸氢铵,沉积在催化剂表面,造成催化剂堵塞^[3]。SCR装置中SO₂/SO₃转化率一般限制在1%以下。

2) 当SCR反应器内多余的未参加反应的NH₃与SO₃的体积浓度比超过2:1时,烟气中的SO₃与SCR脱硝系统中喷入过剩的NH₃产生反应,生成NH₄HSO₄和(NH₄)₂SO₄。催化剂的沉积物上含有这2种盐。



(NH₄)₂SO₄的沉积现象,可通过将温度提高到280℃以上来使亚硫酸氢铵结晶物彻底分解,但如果蒸发器内温度无法提高,反而下降,以至于更加重(NH₄)₂SO₄结晶物在喷嘴上的沉积,当喷嘴堵塞后氨水雾化效果差,烟气中氮氧化物催化还原率降低,造成NO_x排放量会上涨。

2.4 SCR催化剂效率

SCR反应温度对于催化剂的效率和活性都存在联系,催化剂的效率和活性随温度的变化规律一致,即均在200℃-400℃之间随温度增加而增加,在200-300温度范围区间的增长速度最快,活性和效率均在400℃时达到最大值。而温度大于400℃时,活性和效率均降低^[4]。

某电厂SCR反应区烟温均小于400℃,即此阶段下烟温越高,催化剂活性及效率越高。同时,燃气轮机在相同负荷下,一拖一运行或二拖一运行时SCR烟气温度差别较大。下面就对几种典型工况烟温变化情况进行整理汇总。

表2

	运行方式	燃机负荷	SCR烟气温度	氨水蒸发器后温度	脱硝后NO _x
1	一拖一	155MW	285℃	287℃	18mg/m ³
2	二拖一	155MW	305℃	289℃	10mg/m ³
3	二拖一	250MW	322℃	290℃	10mg/m ³

从表中数据不难看出,即使在同样负荷下,一拖一和二拖一工况相比烟气温度差别很大。烟气温度偏低时,一方面催化剂活性有所下降,另一方面蒸发器温度也受烟气温度低影响,氨水流量调门禁增,使得氨水流量不能匹配当前脱硝系统需求。综合因素导致脱硝后NO_x数值明显偏高。

下面就通过不同工况下的数据对比,分析燃机在负荷相同时,SCR烟气温度不同的原因。

表3

	运行方式	燃机负荷	SCR烟气温度	排烟温度	主汽流量	主汽压力	脱硝后NO _x
1	一拖一	155MW	285℃	627℃	230t/h	5.9MPa	18mg/m ³
2	二拖一	155MW	305℃	628℃	215t/h	8.9MPa	10mg/m ³

通过上述数据,燃气轮机在相同负荷时排烟温度基本一致。但二拖一运行时两台锅炉主汽并汽运行,压力较一拖一运行时明显偏高,压力高会导致主汽流量降低。从数据上看二拖一运行较一拖一运行下流量降低了约15t/h。流量降低意味着各锅炉换热面换热减少,从而导致烟气温度有所升高。从数据上来看,二拖一运行时各受热面模块的烟气温度相比一拖一运行来说也有所升高,进而使得SCR烟气温度也较一拖一运行时有所提高。

综上所述,由于运行方式的变化导致SCR烟气温度

产生变化,进而影响了催化剂效率,也是导致锅炉排放NO_x数值偏高的原因。

3 采取措施

1) 设备维护方面应定期清理喷氨格栅喷嘴、催化剂表面、雾化蒸发器内喷嘴以及清理雾化蒸发器底部,保持脱硝系统的清洁性。

2) 燃气轮机燃烧调整过程中,在确保机组燃烧稳定的前提下,尽量降低燃气轮机排烟NO_x排放量,更有利于在后续的正常运行中控制NO_x排放数值。

4 治理效果

2022年春季检修中,通过对余热锅炉脱硝系统的喷氨格栅喷嘴、催化剂表面、雾化蒸发器内喷嘴以及雾化蒸发器底部等重要部位进行一次全面的清理,并结合燃机轮机重新燃烧调整,最终控制锅炉在任何工况下排放NO_x数值均低于10mg/m³,完全满足环保方面的要求,为同类型机组解决锅炉排放超限的问题提供了良好的指导方向与思路。

参考文献:

- [1] 国家环保总局,国家质量监督检验检疫总局.GB13223-2011火电厂大气污染排放标准[S].北京:中国环境科学出版社,2011.
- [2] 徐旭.燃煤电厂选择性催化还原烟气脱硝系统的性能试验动力工程,2010,(2010)06-0439-05.
- [3] 孙克勤,钟秦.火电厂烟气脱硝技术及工程应用[M].北京:化学工业出版社,2007.
- [4] 张国军.余热锅炉排放数值超限原因探究[J].华北电力大学,2014(4).