

# 630 MW 机组脱硝改造后空预器差压大问题分析

金其森, 殷志龙

(江苏国信扬州发电有限责任公司, 江苏 扬州 225131)

**摘要:**介绍了国信扬州 630 MW 机组脱硝改造后锅炉空气预热器(简称空预器)差压大的原因,通过空预器几次冲洗过程分析,证明热态高压水冲洗是清除硫酸氢铵积灰,解决空预器堵灰的有效手段。提出冬季提高空预器冷端温度,控制氨逃逸率,定期进行空预器高负荷在线高压水冲洗等建议,为保障空预器安全运行提供参考。

**关键词:**空预器差压;硫酸氢铵;积灰;措施

**中图分类号:**TM621.8

**文献标志码:**B

**文章编号:**1009-0665(2014)03-0078-03

随着国家对环保要求的提高,各电厂在近几年均对燃煤机组进行了脱硝改造,增加脱硝系统无疑改变了空气预热器(简称空预器)的运行工况,但易造成空预器的堵灰、腐蚀,甚至会影响整个锅炉的安全经济运行。江苏国信扬州发电有限责任公司 630 MW 1 号机组于 2012 年 4 月大修期间,在锅炉尾部省煤器至空预器之间的烟道中增加了脱硝系统,机组运行半年来,空预器差压逐渐增大发生了堵灰现象。针对空预热器在运行中存在的问题,文中就其中原因作出简要的分析,并提出了几点预防措施以供参考。

## 1 锅炉设备概况及空预器改造情况

### 1.1 锅炉设备概况

该公司一期 2×630 MW 机组锅炉为美国 BABCOCK&WILCOX 公司生产,一次再热,自然循环,平衡通风,单汽包,半露天,固态排渣煤粉炉。锅炉采用正压直吹式制粉系统,前后墙对冲燃烧方式, EI-XCL 型低 NO<sub>x</sub> 煤粉燃烧器,配置 6 台 MPS-89G 型磨煤机。空预器采用 2 台美国 ABB 公司三分仓转子回转再生式空预器。

### 1.2 空预器改造情况

增加脱硝系统后,烟气流经脱硝系统产生的硫酸氢铵对空预器传热元件造成腐蚀、堵灰等,进而影响空预器的换热及机组的正常运行。另外脱硝装置使烟气系统的阻力增加,空预器入口负压随之增加 0.5~1.0 kPa,空预器热端压差(一次风与烟气压差、二次风与烟气压差)也相应增加 0.5~1.0 kPa,空预器漏风率在原有基础上增加 10%左右。现有的空预器漏风控制系统(LCS)密封系统已普遍老化,间隙监测装置时有故障发生,造成空预器漏风率偏大,因此在脱硝改造的同时对空预器也作了相应的改造。空预器改造内容主要有以下几个方面。

(1) 空预器 1A、1B 传热元件全部更换。冷端传

热元件改造更换为搪瓷材料元件,提高抗低温腐蚀性能,同时将原冷端元件抽取方式由侧抽改为垂直抽取,增加转子热端环向隔板。

(2) 空预器 1A、1B 吹灰器改造。将原有空预器吹灰器拆除后,在冷端和热端各布置 1 台吹灰器,其中冷端吹灰器为蒸汽和高压水双管路吹灰器。

(3) 空预器 1A、1B 吹灰汽源管路改造。在 1 号炉炉顶热再母管上开孔,接一路锅炉吹灰汽源母管至空预器吹灰器。

(4) 在空预器 1A 二次风进口挡板门东侧安装布置空预器高压冲洗水泵,高压冲洗水泵的进水管接口从锅炉房东侧工业水母管接入,水泵出口管路通往空预器冷端吹灰器。

(5) 更换空预器 1A、1B 所有密封片,其中冷端和热端径向密封片更换为柔性接触式密封,扇形板改造为固定式,原有 LCS 调节装置退出运行。同时,对空预器壳体磨损漏风的部位补焊修复,降低漏风率。

## 2 空预器堵灰情况及原因

### 2.1 空预器堵灰情况

2013 年 1 月 1 日前 1 号炉空预器差压一直相对稳定,满负荷基本稳定在 0.8 kPa 左右。1 月 1 日后机组负荷和环境温度都较低,空预器差压上升至 1.5 kPa 满量程,在保证中层 2 台磨煤机运行的基础上,优先保留上层磨煤机运行,负荷稳定在 500 MW 相对高负荷运行,以提高空预器冷端温度、空预器吹灰投循环方式、燃用低水、低硫、高热值煤,在确保烟囱入口 NO<sub>x</sub> 合格的前提下尽可能少喷氨等措施,空预器差压基本稳定在 1.5 kPa,但未见好转迹象。如表 1 所示。

### 2.2 空预器堵灰原因分析

#### 2.2.1 脱硝使烟气中 SO<sub>2</sub> 的转化率增加

脱硝催化剂中的活性成分 V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> 在催化降解 NO<sub>x</sub> 过程中,也会对 SO<sub>2</sub> 的氧化起一定催化作用,V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> 含量越高,脱硝效率越高,SO<sub>2</sub> 转化率也越高,烟气酸露点温

表 1 空预器差压比较

| 时间         | 负荷 /MW | 烟气侧电压 (A/B)/kPa | 二次风侧差 (A/B)/kPa |
|------------|--------|-----------------|-----------------|
| 2012-09-18 | 608    | 0.72/0.77       | 0.49/0.49       |
| 2012-12-12 | 630    | 0.88/0.82       | 0.61/0.62       |
| 2013-01-02 | 605    | 1.05/0.95       | 0.62/0.60       |
| 2013-01-03 | 600    | 1.05/1.05       | 0.63/0.63       |
| 2013-01-04 | 600    | 1.50/1.40       | 0.75/0.79       |

度随之升高,空预器的酸腐蚀和堵灰风险就越大。

### 2.2.2 氨逃逸率超标

选择性催化剂还原 (SCR) 脱硝系统中的逃逸氨 ( $\text{NH}_3$ ) 与烟气中的  $\text{SO}_3$  及水蒸汽生成硫酸氢铵,在一定温度范围内呈液态的硫酸氢铵中度酸性且具有很大的黏性,易沉积在空预器的换热元件表面上并吸捕烟气中的飞灰物,加剧换热元件的堵灰,而这一温度段正好在空预器的中低温段。研究发现逃逸  $\text{NH}_3$  为  $1\sim 2\ \mu\text{L/L}$  时堵塞程度较轻,逃逸  $\text{NH}_3$  为  $3\ \mu\text{L/L}$  时堵塞程度严重。

### 2.2.3 空预器烟气入口流场分布变化

SCR 烟气脱硝系统通常会导致空预器烟气入口流场分布发生不同程度的变化,由此影响空预器的传热、阻力等导致磨损、腐蚀和堵灰特性。

### 2.2.4 空预器冷端综合温度低

空预器最低冷端综合温度控制有时达不到设计值。冬季气温低,低负荷时炉排烟温度低,空预器冷端综合温度低于设计值。如表 2 所示。

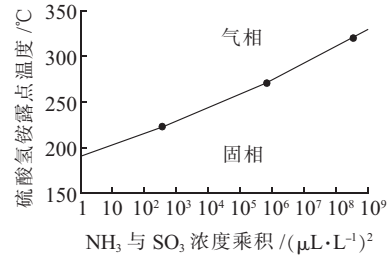
表 2 锅炉排烟温度

| 时间         | 负荷 /MW | 排烟温度 / $^{\circ}\text{C}$ |
|------------|--------|---------------------------|
| 2012-09-18 | 608    | 113/112                   |
| 2013-01-02 | 605    | 98/95                     |
| 2013-01-03 | 600    | 89/84                     |
| 2013-01-04 | 600    | 87/83                     |

硫酸氢铵在  $150\sim 200\ ^{\circ}\text{C}$  温度范围内为液态,与烟气中的飞灰粒子相结合,烟气流在空预器波纹蓄热元件上逐渐沉积,形成了粘结性极强的融盐状积灰。

### 2.2.5 煤质含氮及硫量过高

燃料型  $\text{NO}_x$  高,喷氨量增加,逃逸  $\text{NH}_3$  增加,逃逸  $\text{NH}_3$  与硫酸反应生成更多的硫酸氢铵或硫酸铵。影响硫酸氢铵形成的另一个重要因素是  $\text{NH}_3$  和  $\text{SO}_3$  浓度乘积,以往认为如果氨逃逸量在  $2\ \mu\text{L/L}$  以下将不会形成硫酸氢铵,然而事实上在足够高的  $\text{SO}_3$  烟气浓度下即使  $1\ \mu\text{L/L}$  的氨逃逸量仍可形成硫酸氢铵。硫酸氢铵的生成是  $\text{NH}_3$  和  $\text{SO}_3$  浓度乘积的函数<sup>[1]</sup>,它们之间的关系如图 1 所示。随着  $\text{NH}_3$  和  $\text{SO}_3$  浓度乘积的升高,硫酸氢铵的露点温度升高,导致生成更多的液态硫酸氢铵。

图 1  $\text{NH}_3$  和  $\text{SO}_3$  浓度乘积对硫酸氢铵露点的影响

### 2.2.6 低环境温度下机组长时间低负荷运行

2013 年 1 月 2 日至 4 日环境温度  $-5\ ^{\circ}\text{C}$ , 1 号机组长时间低负荷至 360 MW, 排烟温度低, 导致空预器冷端温度远低于设计值, 同时喷氨量过大, 氨逃逸量大,  $\text{NH}_3$  和  $\text{SO}_3$  浓度高, 生成了比正常多得多的硫酸氢铵或硫酸铵。又因为空预器冷端温度低, 硫酸氢铵在空预器中段呈液态, 液态硫酸氢铵与烟气中的飞灰粒子相结合形成了粘结性极强的融盐状积灰, 导致空预器大量堵灰, 差压 3 d 上升至 1.5 kPa。

## 3 空预器堵灰的危害

(1) 空预器堵灰及腐蚀时, 其出口一、二次风温降低, 排烟温度升高, 锅炉效率降低。

(2) 沉积在空预器蓄热元件上的硫酸氢铵、水蒸汽及  $\text{SO}_3$  腐蚀蓄热元件, 影响预热器的换热; 而空气预热器腐蚀时, 受热面光洁度严重恶化, 加重了空气预热器的积灰。

(3) 由于空预器差压升高, 烟气阻力增大, 将会引起引风机电耗上升且容易引发引风机失速。

(4) 空预器受热面腐蚀将缩短空预器使用寿命。

(5) 空预器堵灰使空预器差压增大, 漏风量增大, 同时空预器电流变大。

(6) 空预器积灰不均匀时发生局部碰磨, 严重时甚至引起一、二次风压、炉膛负压晃动而影响炉膛燃烧, 严重影响锅炉安全稳定运行。

## 4 空预器高压水冲洗情况

### 4.1 空预器 1A 冷态高压水冲洗

2013 年 2 月 2 日和 2 月 13 日 2 次隔离空预器 1A, 交流马达运行。微开烟气侧出口门, 待空预器 1A 进口烟气温度冷却至  $150\ ^{\circ}\text{C}$  后, 关闭空预器冷、热端吹灰器蒸汽源手动隔离门, 开启冷端吹灰器高压冲洗水手动隔离门, 启动高压冲洗水泵, 控制高压冲洗水母管压力  $20\sim 25\ \text{MPa}$ , 投用冷端吹灰器高压水冲洗程序, 离线高压水冲洗 6 h, 后微开二次风侧出口门, 烘干 1 h 后投运, 但效果不明显。冲洗前后差压如表 3 所示。

### 4.2 空预器 1A/1B 热态高压水冲洗

2013 年 2 月 17 日和 2 月 23 日分别隔离空预器

表 3 空预器冷态高压冲洗前后差压比较

| 项目           | 第一次冲洗 |      | 第二次冲洗 |       |
|--------------|-------|------|-------|-------|
|              | 冲洗前   | 冲洗后  | 冲洗前   | 冲洗后   |
| 负荷 /MW       | 460   | 458  | 504   | 503   |
| 烟气侧差压(A)/kPa | 1.3   | 1.23 | 1.5   | 1.37  |
| 二次风侧差(A)/kPa | 0.67  | 0.63 | 0.867 | 0.715 |

1A、1B,微开烟气侧出口门,空预器不冷却,关闭空预器冷、热端吹灰器蒸汽汽源手动隔离门,开启冷端吹灰器高压冲洗水手动隔离门,启动高压冲洗水泵,控制高压冲洗水母管压力 20~25 MPa,投用冷端吹灰器高压水冲洗程序,直接热态进行离线高压水冲洗,并且延长冲洗时间,空预器 1A、1B 分别冲洗了 24 h,微开二次风侧出口门,烘干 1 h 后投运。冲洗前后参数如表 4 所示,空预器差压明显下降,与空预器堵灰前差压相当,同时送风机和引风机电流亦明显下降,空预器一、二次风热风温度均有所升高,排烟温度下降,冲洗效果明显,解决了空预器堵灰的问题,降低了风烟系统的阻力,保障了锅炉的安全经济运行。

表 4 空预器冲洗前后参数比较

| 项目             | 冲洗前         | A 冲洗后       | B 冲洗后       |
|----------------|-------------|-------------|-------------|
| 负荷 /MW         | 520.2       | 516.5       | 521.1       |
| 烟气侧差压(A/B)/kPa | 1.50/1.48   | 0.98/1.24   | 0.99/1.11   |
| 烟气出口温(A/B)/℃   | 92.6/90.1   | 86.5/89.4   | 91.1/87.9   |
| 送风机电流(A/B)/A   | 131.7/133.8 | 121.1/129.0 | 125.9/128.4 |
| 引风机电流(A/B)/A   | 202.9/205.2 | 195.7/195.7 | 199.6/204.3 |

硫酸氢铵在 150~200 ℃ 处于液态,低于这个温度处于固态,这是空预器 1A 冷态高压水冲洗效果不佳的原因。而热态高压水冲洗时由于硫酸氢铵处于液态更易清除,所以冲洗效果明显,空预器差压明显下降。

## 5 防止空预器堵灰的措施

(1) 增加暖风器,冬季时提高空预器冷端温度,防止或减缓空预器低温腐蚀,减少空预器的硫酸氢铵型积灰。由于暖风器全年闲置时间较长,为避免暖风器堵灰造成送风机电耗上升甚至引起风机失速的问题,建

议 2 号机组采用旋转式暖风器,冬季结束停用暖风器后,无需停运风机即可通过手轮将暖风器组旋转 90° 竖立固定,降低送风机出口阻力,消除原有暖风器的差压,减少送风机电耗。

(2) 在满足 NO<sub>x</sub> 排放要求的前提下减少喷氨量,控制氨逃逸率,以减少空预器的硫酸氢铵型积灰。

(3) 加强入炉煤的掺烧,降低煤的氮、硫含量。

(4) 控制锅炉氧量,保持合适过量空气系数,优先运行中、下层磨组,降低 NO<sub>x</sub> 生成量,减少 SO<sub>3</sub> 生成。

(5) 避免长期低负荷运行。

(6) 必要时增加空预器吹灰次数,空预器差压 1.0 kPa 以上时采用连续吹灰。

(7) 定期进行空预器高负荷时在线高压水冲洗,以提高冲洗效果。冲洗时应投入空预器上部吹灰枪,使空预器得到及时干燥,防止受热面冲洗时粘灰。

(8) 利用停炉对空预器进行彻底水冲洗,并抽取受热面以检查冲洗效果。

(9) 加强 SCR 喷氨量、氨逃逸、烟囷入口 NO<sub>x</sub>、风机电流、空预器电流和空预器差压等参数的运行监视工作。

## 6 结束语

空预器堵灰不仅影响锅炉运行的安全性而且使锅炉效率显著降低,因此在运行中应加强监视、调整,制定出相应的技术措施,保证设备具备良好的状态,空气预热器发生堵灰现象。当空预器发生堵灰可通过空预器热态高压水冲洗清除硫酸氢铵积灰,从而确保机组的安全经济运行。

### 参考文献:

- [1] 马双忱,金鑫,孙云雪,等. SCR 烟气脱硝过程硫酸氢铵的生成机理与控制[J]. 热力发电,2010,39(8): 12-17.

### 作者简介:

金其森(1970),男,江苏高邮人,工程师,从事集控运行工作;  
殷志龙(1974),男,江苏泰兴人,高级工程师,从事发电运行技术管理工作。

## Large Pressure Difference of Air Preheater Observed after Denigration Transforming in 630 MW Power Unit

JIN Qisen, YIN Zhilong

(Jiangsu Guoxin Yangzhou Power Generation Co. Ltd., Yangzhou 225131, China)

**Abstract:** The large pressure difference of the air preheater observed after performing denigration transformation in the Guoxin Yangzhou 630 MW power unit is introduced in this paper. Through analyzing the flushing results, it is found that flushing processes employing high-temperature high-pressure water can effectively remove the ammonium bisulfate ash and thus solve the clogging problems frequently encountered in air preheaters. Besides, measures including increasing the cold-end temperature of the preheater in winter, controlling the ammonia escape rate, and regularly performing high-pressure flushing when the preheater is undergoing high load, are also proposed.

**Key words:** pressure difference of air preheater; ammonium bisulfate; ash deposition; measure