

# 华能金陵电厂 1030MW 燃煤机组脱硝系统的运行与维护

彭巧平

(华能金陵电厂, 南京市栖霞区经济开发区江乘大道 8# 2100034)

**摘 要:** 本文主要讲述了华能金陵电厂 1030MW 燃煤机组脱硝系统的运行与维护, 脱硝运行的原理就是利用氨 ( $\text{NH}_3$ ) 对  $\text{NO}_x$  的还原功能, 在催化剂的作用下将  $\text{NO}_x$  还原为对大气没有多大影响的  $\text{N}_2$  和水。华能金陵电厂脱硝系统就是利用这一原理来进行烟气脱硝的, 使烟气中的氮氧化物控制在 35ppm 限值以下, 即脱硝效率在 80% 左右。脱硝系统的运行与控制就是燃烧过程中控制和降低  $\text{NO}_x$  的生成量, 华能金陵电厂采用低  $\text{NO}_x$  燃烧器、锅炉的氧量、燃烧器优化、配风等措施来控制  $\text{NO}_x$  的含量, 脱硝系统的投运对锅炉的空预器也有很大的影响, 主要表现在空气预热器的受热面上引起积灰发生堵塞, 因此运行主要从氨的逃逸率、 $\text{NO}_x$  的排放量等指标上进行控制, 在安全上应认真做好了风险预控和组织相应的防爆、防毒等安全措施。

**关键词:** 金陵电厂; 脱硝; 运行; 维护

## 0 引言

火力发电厂不仅要安全、经济而且还努力向环保型方向发展, 这也是我国建设和谐社会的要求。华能金陵电厂二期工程建设两台 1030MW 国产超超临界燃煤发电机组, 同步建设有脱硫、脱硝工程, 由于脱硝在我国火电机组中运行的还不多, 本人主要想利用这一机会把自己在脱硝工作中的一些经验和教训总结出来供大家参考和交流。

## 1 华能金陵电厂锅炉系统简介

华能金陵电厂二期工程建设两台 1030MW 国产超超临界燃煤发电机组, 是华能集团公司和江苏省、南京市“十一五”期间重点建设的电源项目, 二期工程投产后将成为华东地区单机容量最大, 国内参数最高、技术水平最先进, 投产规模位居国内前列的火力发电厂。锅炉是由哈尔滨锅炉厂有限公司引进日本三菱重工业株式会社技术制造的超超临界变压运行直流锅炉, 型号为 HG-3100/27.46-YM3。采用  $\Pi$  型布置、单炉膛、低  $\text{NO}_x$  PM 主燃烧器和 MACT 燃烧技术、反向双切圆燃烧方式。锅炉采用平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构, 设计煤种为神府东胜煤, 校核煤种为混煤。制粉系统采用中速磨煤机直吹式制粉系统, 每台炉配 6 台磨煤机, 5 台运行, 1 台备用。煤粉细度为  $R_{90} = 22\%$ 。

烟气流程: 依次流经炉膛的屏过、过热器、高

再、尾部转烟室再进入分隔墙分成的前、后二个尾部烟道竖井, 在前竖井中烟气流经低再和前省煤器, 另一部分则流经低过和后省煤器, 在前、后二个分竖井出口布置了烟气分配挡板以调节流经前、后分竖井的烟气流, 烟气流经分配挡板后通过连接烟道到脱硝装置和回转式空预器排往电除尘器和引风机。

华能金陵电厂 1030MW 超超临界机组同步建设了脱硫、脱硝系统并与主体工程同步完工、同步投入使用。

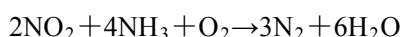
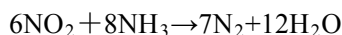
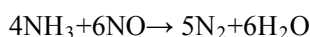
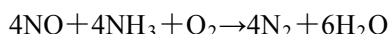
## 2 脱硝的原理

### 2.1 脱硝运行的原理

火电厂烟气脱硝工艺可以分为湿法和干法两大类, 湿法是指反应剂为液态的工艺方法, 干法是指反应剂为气态的工艺方法。无论是干法还是湿法, 依据脱硝反应的化学机理, 又可以分为还原法、分解法、吸附法、等离子体活化法和生化法等。目前较多使用的是干法中的有选择性催化还原法 (SCR)、选择性非催化还原法等 (SNCR) 两种。

选择性催化还原法是利用氨 ( $\text{NH}_3$ ) 对  $\text{NO}_x$  的还原功能, 在催化剂的作用下将  $\text{NO}_x$  还原为对大气没有多大影响的  $\text{N}_2$  和水。选择性催化还原 (SCR, Selective Catalytic Reduction) 技术是目前应用最多而且最有成效的烟气脱硝技术。SCR 技术是在金属催化剂作用下, 以  $\text{NH}_3$  作为还原剂, 将烟气中  $\text{NO}_x$

还原成 $N_2$ 和 $H_2O$ ，而 $NH_3$ 不和烟气中的残余的 $O_2$ 反应，相比起来，如果采用 $H_2$ 、 $CO$ 、 $CH_4$ 等作为还原剂，它们在还原 $NO_x$ 的同时会与 $O_2$ 作用，因此采用 $NH_3$ 还原 $NO_x$ 这种方法是“选择性”的。氨与烟气中的 $NO_x$ 在催化剂（如 $V_2O_5-TiO_2$ ）床层上进行如下的主要反应：



还原剂 $NH_3$ 与烟气均匀混合后一起通过一个由催化剂填充的脱氮反应器，反应器中的催化剂分上下多层（一般为 2-4 层）有序放置。在催化剂作用下， $NO_x$ 和 $NH_3$ 发生还原反应，生成 $N_2$ 和 $H_2O$ ，经过最后一层催化剂后，使烟气中的氮氧化物控制在排放限值以下。催化剂不同，反应所需温度也不一样。以二氧化钛的钒、铂催化剂，所需的反应温度为 300-400℃，如果不采用催化剂，上述反应进行温度需要在 900-1100℃左右，因此 $NH_3$ 需要在炉膛上部烟气中喷入，这种技术则称选择性非催化还原技术（即SNCR）。

SCR系统中，在 $NH_3/NO=1$ 的条件下，理论上可以得到 80%~90%的 $NO_x$ 脱除率。该技术成熟运行可靠， $NO_x$ 脱除率高，占地面积小、技术成熟、易于操作、可用率高，但SCR技术消耗 $NH_3$ 和催化剂，也存在运行费用高及设备投资大等缺点。

脱硝系统的一般工作原理：液氨区→加热气化→气氨储罐→与空气混合喷入烟道。见图 1。

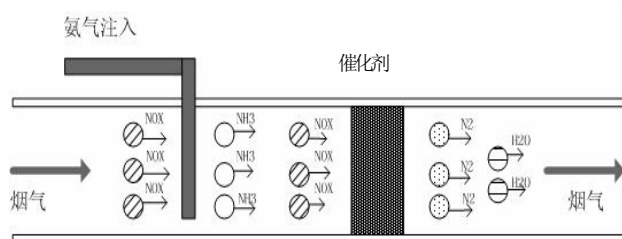


图 1 SCR 烟气脱硝工作原理图

## 2.2 华能金陵电厂脱硝系统的原理

脱硝系统采用的是干法中的有选择性催化还原法（SCR），也就是利用还原剂 $NH_3$ 与烟气均匀混合后一起通过一个由催化剂（ $TiO_2-V_2O_5-WO_3$ ）填充的脱氮反应器，反应器中的催化剂分上下两层有序放置。在催化剂的作用下， $NO_x$ 和 $NH_3$ 发生还原反应，生成 $N_2$ 和 $H_2O$ ，经过最后一层催化剂后，使烟

气中的氮氧化物控制在 35ppm 限值以下，即脱硝效率在 80%左右。

## 3 电厂脱硝系统简介

### 3.1 概况

金陵华能二期工程 2×1030MW 锅炉同步安装烟气脱硝装置，脱硝系统是由哈尔滨锅炉厂设计制造，采用选择性催化还原(SCR)工艺，还原剂为液氨。SCR 反应器布置在锅炉省煤器和空气预热器之间，即采用高含尘区布置方式，脱硝系统不设置烟气旁路系统。空预器采用拉出布置方式，脱硝装置布置在空预器上方的炉后烟道框架内。空预器的设计充分考虑防堵和防腐因素；SCR 反应器上游设置灰斗，SCR 设置足够数量的吹灰器以防止 SCR 堵灰。脱硝系统控制纳入机组 DCS 控制系统。

脱硝系统主要由两部分组成：液氨储存与供应系统、氨水喷射系统。

SCR反应器内设备包含催化剂层、吹灰器、烟气旁路系统、烟道过渡连接等设备，这部分设备是 SCR 烟气脱硝系统的核心。常用的SCR催化剂是 $TiO_2-V_2O_5-WO_3$ 系统，其中 $TiO_2$ 为基材， $V_2O_5$ 和 $WO_3$ 为活性物质。催化剂制作呈蜂窝状，放置在SCR反应器中。

SCR 反应器为 2 个宽 19.24m、深 12.01m、高 16.75m 的壳体。内部布置有导流板、整流栅格、碎灰装置、桁架、催化剂（2 层运行，1 层备用）、催化剂支撑梁、加强筋、起吊导轨、吹灰器等装置。

### 3.2 低 $NO_x$ 燃烧控制技术

#### 3.2.1 MACT(Mitsubishi Advanced Combustion Technology)燃烧技术

华能金陵电厂 1030MW超超临界锅炉采用了 MACT(Mitsubishi Advanced Combustion Technology)燃烧技术：在炉膛的主燃烧区燃料缺氧燃烧，炉膛过量空气系数为 0.85，但在燃烧器喷口附近，由于燃烧率较低，需要的氧量较少，因此在燃烧器喷口附近的区域内是氧化性气氛，燃料氮氧化后生成 $NO_x$ ，在炉膛中间的主燃烧区，燃烧的过程也是一个还原的过程，部分 $NO_x$ 被还原成为 $NH_3$ 、HCN。这样整个炉膛沿高度分成三个燃烧区域，即下部为主燃烧区，中部为还原区，上部为燃尽区，这种 MACT 分层燃烧系统可使 $NO_x$ 生成量减少 25%。

#### 3.2.2 PM 燃烧器

燃烧系统采用改进型 PM 型低 NO<sub>x</sub> 煤粉燃烧器,设计煤种为神府东胜煤,每小时的耗煤量约为 377t/h,燃烧器共分 6 层 8 角(列),每层设 8 只燃烧器,每层燃烧器由同一台磨煤机供给煤粉,每台锅炉共设有 48 只直流燃烧器,正常运行中一、二次风均可上下摆动,最大摆角为±30°。燃烧器进行摆动,可以改变火焰中心高度,作为锅炉尾部烟气挡板调节再热汽温的辅助手段。每列燃烧器设六层一次风喷口,三层油风室,一层燃尽风室、十层辅助风室和四层附加风室,整个燃烧器同水冷壁固定连接,并随水冷壁一起向下膨胀,燃烧器上方设置附加风,通过分级送风燃烧方式,进一步降低 NO<sub>x</sub> 排放。

PM 燃烧器是利用入口弯头的离心分离作用将煤粉气流分成上下浓淡两股,分别进入炉膛,浓相煤粉浓度高所需着火热量少,利于着火和稳燃;由淡相补充后期所需的空气,利于煤粉的燃尽,浓淡两相燃烧区域均偏离了 NO<sub>x</sub> 生成量高的化学当量,燃烧的初始阶段仅提供适量的空气以供稳定燃烧外,尽量维持一个较低氧量水平的区域,使燃料富集区呈弱还原性,同时控制燃料富集区域的温度和增加煤焦粒子在燃料富集区域的驻留时间,以减少煤焦粒子中氮氧化物释出形成 NO<sub>x</sub>。

这样就降低了单只燃烧器的输入热功率。由于采用反向双切圆燃烧,使煤粉燃烧器的只数增加到 2×24 只,因此大大降低了单台燃烧器的热功率。

因此,华能金陵电厂通过选取合理的燃烧器区域化学反应当量,如采用 PM 型主燃烧器,上部燃烬风(OFA)及 MACT 型附加风(AA),分级燃烧系统,不仅大大降低炉内 NO<sub>x</sub> 生成量。

3.3 燃烧器各层的布置(仅以一角为例)

燃烧器布置从下到上依次为 A、B、C、D、E、F 层,A 层燃烧器采用等离子点火方式。见图 2。

3.4 系统参数

系统参数见表 1。

3.5 脱硝系统性能保证值

3.5.1 NO<sub>x</sub>脱除率、氨的逃逸浓度、SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub>转化率

在 BMCR 工况下,燃用锅炉设计煤种,在性能考核试验时脱硝装置 NO<sub>x</sub> 脱除率不小于 80%,氨的逃逸浓度不大于 3ppm,SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub> 转化率小于 1%。

3.5.2 压力损失

(1)从脱硝系统入口到出口之间的系统压力损失在性能考核试验时不大于 780 Pa。

(3)化学寿命期内,对于 SCR 反应器内的每一层催化剂,压力损失保证增幅不超过 20 %。



前墙

图 2 各层燃烧器布置示意图

表 1 系统参数

| 序号 | 设备名称 | 项目  | 规范            |
|----|------|---|---------------|
| 1  | SCR  | 数量/(台/炉)  | 2             |
|    |      | 催化剂数量/(组/炉)                                     | 2×3           |
|    |      | 催化剂类型   | 蜂窝式           |
|    |      | 催化剂模块(长宽高)/mm                                   | 1342×1910×970 |
|    |      | 催化剂模块数/层 /个                                     | 75 (5×15)     |
|    |      | 烟气流量/(Nm <sup>3</sup> /h)                       | 2828158       |
|    |      | 烟气流速/(m/s)                                      | 4.87          |
|    |      | 烟气温度-℃  | 300-450       |
|    |      | 烟气温度/℃  | 378           |
|    |      | 反应器入口烟 SO <sub>2</sub> 浓度/(mg/Nm <sup>3</sup> ) | 1131          |
|    |      | NO <sub>x</sub> 浓度/(mg/Nm <sup>3</sup> )        | 300           |
|    |      | 烟尘浓度/(g/Nm <sup>3</sup> )                       | 12.5          |
| 2  | 稀释风机 | 数量/(台/炉)  | 3             |

3.5.3 脱硝装置可用率

从首次注氨开始直到最后的性能验收为止的质保期内,脱硝整套装置的可用率在最终验收前不低于 98%。可用率定义为

可用率 =  $\frac{A - B}{A} \times 100\%$

其中,A 为发电机组每年的总运行时间小时数;B 为每年因脱硝装置故障导致的停运时间小时数。

3.5.4 催化剂寿命

催化剂的化学寿命不低于 16,000 h;机械寿命

不少于 9 年。

### 3.5.5 系统连续运行温度

在满足NO<sub>x</sub>脱除率、氨的逃逸浓度及SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub>转化率的性能保证条件下, 保证SCR系统具有正常运行能力。最低连续运行烟温 300℃, 最高连续运行烟温 420℃

### 3.5.6 氨耗量

在BMCR 至 50% THA负荷时, 且原烟气中NO<sub>x</sub>含量为 300 mg/Nm<sup>3</sup>时, 保证系统氨耗量每台炉为 340 kg/h。

### 3.5.7 烟气温降

道进出口的烟气温度降不得大于 2℃。

## 4 华能金陵电厂脱硝系统的运行与控制

### 4.1 锅炉氮氧化物排放及其控制的意义

煤粉燃烧过程中生成的氮氧化物主要是NO及少量的NO<sub>2</sub>, 统称NO<sub>x</sub>。氮氧化物(NO<sub>x</sub>)是煤燃烧过程的气体副产品, 也是随燃烧烟气排入大气的主要污染物, NO特别是NO<sub>2</sub>有毒性, 对人体有害, 其可对环境产生显著的危害和影响。NO<sub>x</sub>不仅会产生光化学烟雾等危害人类的健康, 而且还增加地表大气臭氧浓度、形成酸雨、导致水系统酸化、破坏森林植被、降低大气能见度、形成大气颗粒物等, 影响和危害环境和生态系统。因此对NO<sub>x</sub>的排放控制是燃煤电厂大气污染物控制的主要内容之一。

目前锅炉NO<sub>x</sub>排放量控制技术有两大类。一类是燃烧过程中控制和降低NO<sub>x</sub>的生成量, 即在锅炉燃烧系统内部, 采用特殊的技术控制NO<sub>x</sub>生成和还原已生成的NO<sub>x</sub>, 包括采用低NO<sub>x</sub>燃烧器、燃烧器优化、空气分级、再燃、烟气再循环等。另一类是烟气脱硝技术, 即通过特殊的技术处理燃烧后烟气, 将烟气中已经生成的NO<sub>x</sub>还原成N<sub>2</sub>以降低NO<sub>x</sub>排放量, 代表性的技术包括选择性催化还原 (SCR)、选择性非催化还原 (SNCR) 等技术。

华能金陵二期 2×1030MW 超超临界机组上采用了这两类技术共同实现 NO<sub>x</sub> 的排放。NO<sub>x</sub> 的炉内燃烧控制采用的 PM 燃烧器和 MACT 燃烧系统都是先进的低 NO<sub>x</sub> 燃烧控制技术。

### 4.2 脱硝系统的投运对锅炉的影响

#### 4.2.1 氨逃逸的影响

在SCR系统中, 由于速度、温度、还原剂浓度等分布不均及反应物混合不均匀, NH<sub>3</sub>与NO<sub>x</sub>的不

完全反应, 会出现NH<sub>3</sub>过量, 因而会有少量的NH<sub>3</sub>随烟气一起逃逸出反应器。这种情况称之为氨逃逸。逃逸氨量随着NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub>比的增大和催化剂活性的降低而增大。它是影响催化剂设计的一个重要指标。一般说来, 催化剂是按逃逸氨量小于 5 ppm设计的。氨逃逸可产生:

1) SCR反应室中的过剩NH<sub>3</sub>和烟气中的SO<sub>3</sub>产生反应, 生成铵化合物(NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (NH<sub>4</sub>)HSO<sub>4</sub>。硫酸铵等会沉积在催化剂上而影响催化剂的性能, 也会沉积在空气预热器的受热面上引起积灰。

2) 造成烟气脱硫FGD系统的废水及空气预热器的清洗水中含NH<sub>3</sub>;

3) 飞灰中会吸附NH<sub>3</sub>, 影响飞灰的销售和综合利用。

#### 4.2.2 生成物SO<sub>3</sub>的影响

在SCR反应器中, 催化剂也可催化SO<sub>2</sub>的氧化反应而将SO<sub>2</sub>转化成SO<sub>3</sub>, 因此, 反应器下游的SO<sub>3</sub>会有明显的增加。SO<sub>3</sub>除可以和NH<sub>3</sub>生成硫酸铵等影响反应器和空气预热器性能外, 生成的硫酸蒸汽会在空气预热器凝结引起空气预热器的积灰和腐蚀。特别是在露点温度以下工作的FGD再热系统中会发生硫酸凝结, 这时烟气中的氢氯酸和氢氟酸也会溶解在热交换器表面的H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>水膜上, 然后与积灰形成坚硬的腐蚀垢层。

#### 4.2.3 系统阻力

由于系统的增加, 整个系统的阻力也相应的增加。对送、引风机特别是引风机就提出了更高的要求, 在提高环保标准的基础上也增加了电厂的厂用电。

### 4.3 华能金陵电厂脱硝系统的控制指标

投入脱硝系统后要控制好氨气在系统中的体积浓度(与稀释风的体积比)不超过 5%, 浓度如果达到 15-17%是最大可能爆燃的极限。两台稀释风机的合计出力应该在 10000 Nm<sup>3</sup>/h, 而如果每小时喷出 100kg的氨气, 应该是 130 Nm<sup>3</sup>/h, 这样的氨气浓度是 1.3%, 所以运行中就要控制好喷氨量不超过 200kg/h。

控制好氨气的逃逸量不超过 3ppm, 如果氨气的逃逸量大, 在尾部NH<sub>3</sub>与SO<sub>3</sub>、O<sub>2</sub>反应生成硫酸氨(NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>和硫酸氢氨NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub>, 这两种物质的露点大概在 170℃, 凝结成液态后粘性很强, 将灰沾在尾部烟道特别是空预器的金属受热面上, 更在

100℃时形成固态，造成空预器的堵塞，而且不容易清洗。

控制好 SCR 后 NO<sub>x</sub> 的浓度，在我厂一般控制 NO<sub>x</sub> 的浓度为 35ppm。

由于炉膛的燃烧对 NO<sub>x</sub> 的浓度有着重要的影响，一般来说含氧量与 NO<sub>x</sub> 的浓度是成正比的关系，因此要控制好氧量。一般在 2%-4%为佳。

此外，还应控制好 SCR 反应器前后的烟气温降，烟道进、出口的温降幅度不得大于 2℃为宜。

脱硝系统正常投运时，除了应当注意系统参数，如温度、NO<sub>x</sub>浓度等外，还应并控制好NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub>比。

#### 4.4 调整的方法

在锅炉实际运行的过程中，NO<sub>x</sub>生成量与煤质特性、燃烧方式、燃烧器及其布置、制粉系统类型、炉膛结构等有关。因此在运行中主要从这几个方面去调整。

(1) 燃烧的调整。由于采用了低 NO<sub>x</sub> 燃烧控制技术虽然在一定的程度上控制了 NO<sub>x</sub> 生成但在运行的燃烧调整方式上还是大有可为，在这方面我厂主要采用分级配煤、燃烧器摆角等。

从NO<sub>x</sub>生成的机理上我们可以知道，NO<sub>x</sub>生成与锅炉的含氧量是成正比关系的，也就是氧量大，NO<sub>x</sub>生成量也大；氧量少NO<sub>x</sub>生成量也小。因此在运行的过程中在保证锅炉燃烧稳定的前提下应当合理的控制住锅炉的氧量，防止富氧燃烧。合理的控制锅炉的含氧量，保持合理的风-煤比。氧量过多大大增加NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>排放量。理论与热效率试验证明当过氧量下降 1%时，整个机组热效率提高 0.3%，氧量值在高负荷时设定在 2%左右就能够获得优化的燃烧效果。而NO<sub>x</sub>产生量的多少与过氧量成正比关系，过氧量的降低直接导致NO<sub>x</sub>排放量的大幅下降，在锅炉燃烧优化系统之后，NO<sub>x</sub>的排放量能降低 25%-30%。

(2) 机组的负荷率对 NO<sub>x</sub> 生成的影响是成反比的，这主要表现在：负荷高时炉膛的温度也高，对燃烧的效果也好，燃烧也就越稳定，在保证燃烧完全的情况下此时就可以降低风量；当负荷较低时，炉膛的温度低为了保证燃烧的完全程度就必须提高风量。因此机组在运行的过程中应尽可能的提高机组的负荷。

(3) SCR 反应器布置在省煤器与空预器之间。

这里的烟气温度在 308~450℃ 范围内，是大多数催化剂的最佳反应温度区。当锅炉低负荷运行时反应器入口温度降低会影响 SCR 的脱硝效率，因此应当通过调整燃烧器的位置和燃烧器的摆角来提高炉膛出口的烟温，当高负荷时应当降低炉膛出口的烟温使得 SCR 反应器的烟气温度在 300~400℃ 范围内。

(5) NO<sub>x</sub> 在炉膛的生成量与炉膛的温度也有着直接的关系，大量的数据表明：当炉膛的温度达到 1480℃时，NO<sub>x</sub> 的生成成几何级数的增加，因此应当严格控制炉膛内的温度。

(6) 此外，由于我厂的燃烧器分层布置，在负荷发生改变时在保证燃烧稳定的情况下应当及时的投、停制粉系统。并且应当及时地调整二次风的分配使得燃烧器周围的热负荷最低，降低 NO<sub>x</sub> 的生成量。

(7) 加强脱硝系统的吹灰，减少 SCR 反应器的积灰量，增加 SCR 反应器的脱硝效率。

#### 4.5 脱硝系统在运行中经常容易出现的问题

由于脱硝系统的运行维护在我厂历来受到各级领导的重视，脱硝系统运行比较安全、可靠。脱硝效率也能得到保障，也受到各方的好评。在运行中也出现了一些小的故障，主要有以下一些：热工仪表的故障、氨发生器的故障以及喷氨流量调门的故障等。

### 5 脱硝系统运行的安全注意事项

(1) 供氨安全防护。由于脱硝反应还原剂氨是以液氨的形式储存的。由于液氨属于有毒易爆物质，与空气混合能形成爆炸混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸，对人体的皮肤、眼睛、粘膜有刺激和腐蚀性。因此针对氨供应区这个特别危险点，认真做好了风险预控和组织相应的防爆、防毒等安全措施，同时加强人员的培训，坚持持证上岗。

(2) 严格控制SO<sub>3</sub>的转化率及SCR出口的NH<sub>3</sub>的逃逸率。在SCR装置脱硝过程中，由于NH<sub>3</sub>的逃逸会与SO<sub>3</sub>形成硫酸氢氨，硫酸氢氨在不同的温度下分别呈现气态、液态、颗粒状。对于燃煤机组，烟气中飞灰含量较高，硫酸氢氨在 295F~405F温度范围内为液态。液态硫酸氢氨捕捉飞灰能力极强，会与烟气中的飞灰粒子相结合，附着于预热器传热元件上形成融盐状的积灰，造成预热器的腐蚀、堵

灰等, 进而影响预热器的换热及机组的正常运行。硫酸氢氨的反应速率主要与温度、烟气中的 $\text{NH}_3$ 、 $\text{SO}_3$ 及 $\text{H}_2\text{O}$ 浓度有关。为此, 应严格控制 $\text{SO}_2 \rightarrow \text{SO}_3$ 的转化率及SCR出口的 $\text{NH}_3$ 的逃逸率, 尤其是SCR出口 $\text{NH}_3$ 逃逸率尽量控制在 3ppm 以下。

(3) 认真做好防火、防爆、防毒的宣传和执行力度。脱硝系统的工具应使用铜质工具, 以防止发生火花; 必须使用钢质工具时, 应涂上黄油。

(4) 进行脱硝设备维护时, 手和衣服不应沾有油脂。脱硝系统发生缺陷时应及时联系检修处理。

(5) 在脱硝系统每次启动前必须全面检查, 不符合规定不能投入运行, 开启稀释风机, 确认稀释空气总流量超过  $9175\text{Nm}^3/\text{h}$ , 稀释空气压力 4-6 kPa。喷氨时, 若SCR出口 $\text{NO}_x$ 显示值无变化或明显不准, 则应及时联系处理, 暂停喷氨。

(6) 严密性防止氨气的泄漏和氨气与空气的混合造成爆炸是最关键的安全问题, 运行中如果发现稀释风机跳闸, 要立即投运备用风机, 调整好相应风门。

(7) 由于脱硝系统温度测量点位于SCR 反应器进口。SCR反应器操作温度为:  $308\sim 450^\circ\text{C}$ , 当烟气温度过高或过低时, 系统立即切断氨气供给。在SCR 进出口设置 $\text{NO}_x$ 、 $\text{O}_2$ 的在线分析仪, 在SCR 出口设置 $\text{NH}_3$ 在线分析仪。

(8) 在锅炉炉膛吹灰结束后应对 SCR 反应器

进行一次全面的吹灰, 在 SCR 反应器压差较大时应加强分析或增加吹灰。

## 6 结论

虽然脱硝系统在我国火电机组中运用时间不长, 经验不足, 但是在运行中完全是可控的, 经过广大运行人员的不断摸索和实践已总结出控制锅炉烟气  $\text{NO}_x$  的一些方法和经验。在选择合适的煤质、燃烧方式的调整、燃烧器的合理配置、制粉系统的调整、锅炉配风等方面都可以降低  $\text{NO}_x$  的排放。本文的一些观点和做法仅供运行人员参考, 不足之处欢迎批评和指正。

### 参考文献:

- [1] 华能金陵电厂. 主机运行规程第一版[Z].2009.
- [2] 华能金陵电厂. 脱硝系统运行规程第一版[Z].2009.
- [3] 王奎武,陈爱萍. 火电厂燃煤脱硝技术及其分析[J].江苏电机工程,1999,18 (3):20-23.
- [4] 李玉江,吴涛. 德国燃煤电厂氮氧化物的控制技术[J].环境科学研究,2000,13(4):47-49.

### 作者简介:

彭巧平(1968-), 男, 江苏南京人, 工程师, 从事电厂集控运行工作, 对燃煤机组的集控运行有着深入的研究,  
E-mail: nan\_0011@163.com。