

常熟电厂 330MW 机组脱硝改造后对运行的影响

吴建明

(江苏常熟发电有限公司, 江苏 常熟 215536)

摘 要: 分析了 330MW 机组脱硝改造后对机组运行的影响, 主要有: 主、再汽温低、SCR 进口烟温低、空预器易堵灰、飞灰含 C 量偏高、喷氨调门调节特性差等问题。

关键词: 330MW 机组; 脱硝改造; 机组运行影响

1 背景

常熟电厂 4 台 330MW 机组锅炉是上海锅炉厂有限公司生产的亚临界压力、一次中间再热控制循环汽包炉, 采用四角切圆摆动式直流燃烧器, 配直吹式制粉系统。为满足国家环保对 NO_x 排放的新要求, 2012 年底至 2014 年初 #1-#4 炉陆续进行脱硫、脱硝及电除尘改造, 空预器进口增加 2 套 SCR 装置, 从一年多的运行情况看, 脱硫、脱硝、除尘装置运行状况良好, 锅炉排放基本能满足环保新要求, 而且引风机、升压风机合并后解决了运行不匹配引起的不稳定, 脱硫改造后取消了 GGH, 避免了由于 GGH 堵引起引风机出力不足而使机组限出力, 但运行中仍有不少问题有待解决, 目前主要存在问题有: 1) 燃烧器改造后汽温特性差, 停运上层磨时汽温不能满足要求; 2) 低负荷时 SCR 进口烟温低, 200MW 以下 SCR 进口烟温低至极限值; 3) 空预器易堵灰; 4) 飞灰含 C 量偏高, 高负荷时达 4-5%; 5) #1、#2 炉喷氨调门调节特性差。

1 主、再汽温低

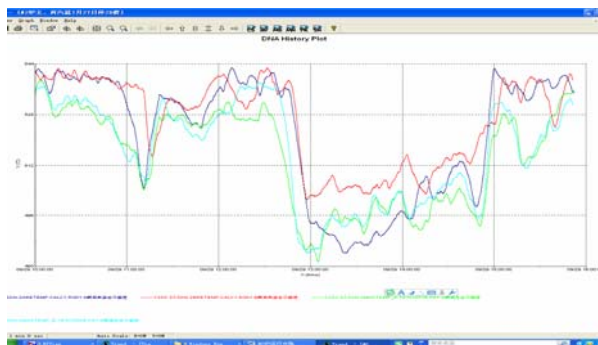


图 1 停 2E 磨时汽温曲线

本炉型最早从亚临界压力直流炉改造而来, 改

造后主、再汽温本来就没有很大的调节余地, 应该说属于先天不足, 但脱硝改造前汽温问题并没有这么突出, 现在运行下四层磨时低负荷已威胁到机组安全运行。图 1 是停 2E 磨时汽温曲线, 当时负荷 250MW 左右, 切换后汽温出现大幅降而不得不马上重启。

本次燃烧器改造由烟台龙源电力技术股份有限公司负责设计施工, 采用双尺度低 NO_x 燃烧技术, 在主燃烧器上方布置了一段 SOFA 燃烧器, 包含 4 层既可上下自动摆动, 又可水平手动摆动的 SOFA 风喷嘴。按设计主燃烧区的过量空气系数 0.77, 炉膛主燃烧器区域始终处于低氧状态, 供氧多少直接关系到 NO_x 的生成, 而且氧量对主、再汽温非常敏感, 因为供氧的多少控制着燃烧器火炬的长度, 也就是控制了火焰中心的高度, 减负荷时往往煤量大幅减少, 而风量没能及时减少, 这样打破了燃料与供氧的平衡, 燃烧器火炬的长度变短, 致使火焰中心下移, 在减负荷过程中往往出现主、再汽温突降, 因此氧量控制非常重要。

送风量投自动时, 风量根据负荷变化而变化, 同时通过氧量修正得于控制, 在确定风量曲线时, 我们经过多次试验, 不断修改、完善风量 PID 参数, 汽温有所改善, 但仍没有达到理想效果。氧量表计测量的正确性非常重要, 经多次核对发现测点位置不能真实反应炉内空气过剩量, 接下来准备更换测点位置, 同时作为氧量控制监测手段的补充, 已要求热工在烟囱进口增加 CO 在线监测仪。

主、再汽温高低跟煤种及负荷有关, 跟制粉系统运行方式有关, 运行上层四台磨煤机时问题不是太大, 运行下四层时火焰中心下移, 汽温往往低于 520℃ 且 NO_x 超标, 燃烧器厂家多次查找原因, 仍

不能解决。由于改造后锅炉结焦情况大大改善，应厂家要求锅炉吹灰周期适当延长，水冷壁吹灰从二天一周期改为四天一周期，带来的问题是塌灰、塌焦现象比以前频繁。

跟其它电厂机组运行情况不一样的是，开大 SOFA 风门主、再汽温不是升高而是降低，运行中往往采取关小 SOFA 风门来提高汽温，带来的后果是燃烧器出口 NOX 超过 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 。曾进行停 2D 磨试验，启动备用磨前关闭上三层 SOFA 门，开始主、再汽温问题不大，当停 2D 磨后主、再汽温慢慢下降，关小下层 SOFA 门至 30% 时主汽温稳定至 520°C 左右，再热汽温最低 505°C ，此时 NOx 高至 $680\text{m}^3/\text{h}$ 。

对此我们多次向厂家反映，设计单位在 #3 炉燃烧器设计时进行了改进，一、二次风夹角从 5 度增至 8 度，从运行情况来看，#3 炉在上层四台磨运行时汽温特性好于其他三台锅炉，但运行下四层磨煤机时仍不能满足经济性要求。目前为保证汽温长期运行上四台磨煤机，E 磨尽量不停。

2 SCR 进口烟温低

催化剂连续运行烟温为 318°C – 427°C ，按设计催化剂在低于 318°C 的烟温环境中，不得进行喷氨，以避免铵盐的形成，烟气中含有的水、三氧化硫和部分未反应的氨发生反应生成硫酸氢铵或者硫酸铵等铵盐，而硫酸氢铵具有粘性和腐蚀性，会沉积在催化剂内或下游的设备上，造成催化剂失活并腐蚀下游设备。

本公司实际运行中 220MW 左右 SCR 进口烟温低至 320°C ，200MW 负荷进口烟温已低至 315°C ，停止喷氨动作值已修改为 305°C ，但冬季 200MW 负荷以下仍不能满足最低运行温度要求。

3 空预器易堵灰

作为脱硝改造的配套项目本次大修对空预器进行了彻底改造，目的是防低温腐蚀，防空预器堵灰，从运行结果来看，四台机组都有不同程度的堵灰现象，往往连续运行半年就出现参数上的变化：空预器进、出口差压增加，一、二次风风温降低。主要措施是利用停炉机会对空预器进行高压水冲洗，运行中适当提高吹灰蒸汽压力，提高吹灰次数。从 #1 炉连续运行 400 天停炉后检查来看，空预器积灰面积很大，但相对以前不是很硬。空预器积灰与长时

间低负荷运行有关，跟氨盐的形成有关，运行中必须控制好氨逃逸率，但氨逃逸率表计往往不准，给运行带来调节上的困难，冬季低负荷时烟气温度较低，易生成铵盐粘结在空预器换热面上，正考虑在低温端加装暖风器。

4 飞灰含 C 量偏高

从低氮燃烧器设计原理上看改造后锅炉飞灰含 C 量肯定偏高，本公司四台机组飞灰含 C 量都明显偏大。从实际运行来看飞灰含 C 量跟煤种有很大的关系，跟机组负荷也密切相关，这也是直吹式制粉系统的特点，同时也跟运行习惯有关，高负荷时为提高磨煤机出力，防止磨煤机堵煤，运行中往往提高一次风压，过量的一次风既降低了炉膛温度，又推迟了煤粉着火，促使煤粉不能充分燃烧。另外为提高主再汽温，调大了磨煤机粗粉分离器折向挡板，增大了煤粉细度，这对完全燃烧产生不利影响。再一个由于没有 CO 检测仪，氧量控制不是太好，没有在最佳风量下运行，负荷变化时二次风小风门挡板没有及时调整，这些都要在运行调整中加以规范。

5 喷氨调门调节特性差

#1、#2 炉喷氨调门是球阀，虽然是进口阀门，但调节线性度很差，调节时流量变化很大，长期手动调节，特别是加、减负荷时给运行带来很多工作量，#3、#4 炉采用的是阀芯上、下移动的调节阀，调节特性较好，目前喷氨调门已在采购中，准备更换成跟 #3、#4 炉同型号的调门。

6 结束语

脱硝改造后锅炉排放能满足环保要求，于国于民都有利，但改造后给检修、运行人员增加了很大的工作量，同时带来了巨大的运行压力，在设备上还需不断改进、优化，在运行方式、调整方法上还需不断摸索。