

浅谈 330MW 机组锅炉烟气脱硝改造

施柏清

(江苏常熟发电有限公司, 江苏 常熟 215536)

摘 要: 为满足国家排放要求, 江苏常熟发电有限公司对现役 330MW 燃煤机组进行脱硝改造, 脱硝工艺采用 SCR 法, SCR 反应器设置在锅炉省煤器出口至空预器进口之间, 按锅炉最大工况 (BMCR) 处理 100% 烟气量、锅炉出口 NO_x 含量不大于 300 mg/m³ 条件下, 脱硝装置及设备能力按 NO_x 脱除率不小于 75% 进行可行性研究设计, 脱硝系统不设置烟气旁路系统。脱硝工程建成后大大减少了 NO_x 排放, 对推进常熟发电有限公司后续发展都非常有利。

关键词: 锅炉; 脱硝; SCR; 改造

1 设备概况

江苏常熟发电有限公司 (以下称常熟公司) 4 × 330MW 机组, 锅炉为亚临界压力一次再热控制循环锅炉, 采用中速磨正压直吹式制粉系统, 单炉膛倒 U 型露天布置, 后烟井双烟道, 四角切向燃烧, 再热汽温挡板调节, 平衡通风, 全钢架悬吊结构, 固态排渣, 燃用烟煤。配上海汽轮机厂生产的 N330-16.81-537/537 亚临界中间再热四缸四排汽凝汽式汽轮机组。锅炉再热蒸汽流量 865 t/h、出口压力 3.52MPa、温度 541℃。机组无脱硝装置。

2 存在的问题

苏环[2011]33 号文件《关于加强燃煤机组烟气脱硝设施建设和运行监督管理的通知》规定要求: 电力企业的脱硝设施建设必须在 2013 年前建设完成; 2011 年 7 月 29 日由国家环境保护部和国家质量监督检验检疫总局正式颁布的《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2011 规定: 2014 年 7 月 1 日起重点地区的现有火电厂锅炉氮氧化物 (以 NO_x 计) 排放限值为 100mg/m³。为此, 常熟公司需新建脱硝装置。

3 改造范围

3.1 桩基与建(构)筑工程

本工程桩基与建筑工程主要有: 脱硝钢结构基础桩基工程、钢结构基础工程、脱硝反应区 0m 地坪; 锅炉引风机基础改造工程等。

3.2 安装工程

(1) 工艺部分: 脱硝钢支架、平台扶梯、脱硝系统所有氨气管道、氨气/空气混合器、稀释风机及管道、氨喷射系统、烟道系统、SCR 反应器、吹灰系统; 空预器改造、低氮燃烧系统、引风机改造等。

(2) 电气部分: 脱硝供电系统设备、材料安装。

(3) 仪控部分: 烟气连续监测系统、氨的泄漏检测系统、控制系统等。

3.2.1 SCR 及锅炉附属设备

#3、#4 (2×330MW) 机组锅炉烟气脱硝工艺采用选择性催化还原法 (SCR), 还原剂为液氨, 在锅炉最大工况 (BMCR)、燃用设计煤种、处理 100% 烟气量的条件下, 脱硝效率不低于 75%, 催化剂层数按 2+1 模式布置, 初装 2 层预留 1 层, 单层脱硝效率不低于 50%。SCR 系统布置在省煤器后的高含尘区域, 反应器布置在锅炉钢架外侧新建柱网上, 脱硝装置不设旁路系统。

氨区与三期扩建工程新建氨区共用。液氨储罐及氨制备系统按 4×330MW+2×1000MW 六台机组的用量设计。液氨储罐及氨制备区域有降温水喷淋系统和稀水喷淋。本系统液氨储存规模: 3×110m³; 蒸发能力: 2×770kg/h(2×1000MW)、3×260kg/h(4×330MW)。

本脱硝工程采用 EPC 承包方式, 包括脱硝系统 (2 套脱硝装置) 及锅炉附属设备改造 (空预器及密封结构改造、引风机改造、低氮燃烧器改造) 的机械、电气、热工、化学、环保、土建、消防、通讯、通风空调、照明、防雷、接地、给排水等设备设施及相关系统。还包括对原有锅炉省煤器出口和

空预器入口烟道、原有空预器、送风机、一次风机检修钢构架和电除尘器入口烟道等设施的改造设计(含土建)、供货和施工;本工程的地质勘察;电除尘器入口烟道临时支撑;电除尘器旁综合管架原有钢柱基础的拆除、恢复和临时支撑;脱硝装置所有内外接口的设计、供货和施工;因空预器及引风机改造而引起的进出口烟风道改造、检修起吊及平台的设计、供货和施工;因增加脱硝系统而引起的电气、控制系统的设计、供货和施工。

3.2.2 土建工程

新建脱硝装置钢架基础;新建脱硝装置钢架;原有锅炉钢架改造;新建氨制备区至锅炉区管道支架;新建烟气监测小间;新建脱硝 MCC 配电间;SCR 区等地质详细勘查;由脱硝系统改造及锅炉附属设备(低氮燃烧器、空预器、引风机)改造引起的机组原有系统改造涉及的土建基础、钢架等及建构筑物改造等。

4 改造设备的特点及性能

4.1 SCR 系统

脱硝工艺采用选择性催化还原法(SCR),还原剂为液氨,在锅炉最大工况(BMCR)、燃用设计煤种、处理 100%烟气量的条件下,脱硝效率不低于 75%,催化剂层数按 2+1 模式布置,初装 2 层预留 1 层,单层脱硝效率不低于 50%。

脱硝工艺采用 SCR 法;脱硝装置设计效率为不小于 75%,催化剂层数按照 2+1 设置;不设置旁路系统;脱硝装置双反应器布置在省煤器和空预器之间,电除尘器入口烟道上方;脱硝设备年利用小时按 5500h 考虑;脱硝装置可用率不小于 98%;装置服务寿命为 30 年。

本工程烟气脱硝系统采用 SCR 法,一台锅炉两个反应器。主要工艺系统有:烟气系统;催化剂吹灰系统。

烟气系统是指从锅炉省煤器出口至 SCR 反应器本体入口、SCR 反应器本体出口至锅炉空预器进口之间的连接烟道。烟气系统主要由烟道、SCR 反应器、催化剂、氨/空气混合器及涡流混合器组成。催化剂吹灰装置设在反应器上部。在每层催化剂的上方分别设置 3 台吹灰装置。所以在本脱硝系统每台锅炉共 18 台吹灰装置。吹灰系统纳入 DCS 控制。

4.2 钢架

脱硝装置布置满足工艺的需要,有利施工安装、运行维护,并考虑交通运输和电厂整体美观和谐的需求。脱硝装置布置主要是脱硝 SCR 反应器区。脱硝采用高含尘的布置方式,即 SCR 反应器布置在锅炉省煤器出口和空气预热器之间,位于除尘器进口烟道支架上方,每台锅炉配置 2 台 SCR 反应器。脱硝用钢构架地面新起,与原锅炉钢架脱开。

脱硝 SCR 反应器布置在炉后电除尘入口水平烟道的上部。脱硝钢架在反应器以下设有两层,标高分别为 23.10m、29.00m;反应器以上部分在各催化剂安装层设有平台。其中在 23.10m 层布置有两台稀释风机、两个氨气/空气混合器、氨气管道及管道阀门段、CEMS 小间;34.00m 作为脱硝反应器生根层,脱硝反应器的荷载均作用在该层结构梁柱上。

反应器设计充分考虑与周围设备布置的协调性及美观性,SCR 反应器垂直布置,每个反应器本体设有 3 层钢梁用于放置和固定催化剂模块,标高分别为 37.30m、40.30m、43.30m,在每层催化剂设有安装门和催化剂模块更换平台,同时用于催化剂和吹灰器的维护检修。47.30m 层为催化剂吊车梁层,催化剂检修起吊梁布置在锅炉对称中心线,用于两台反应器各层催化剂的装卸。

4.3 低氮燃烧器

采用烟台龙源电力技术股份有限公司双尺度低 NO_x 燃烧技术。

对燃烧器进行低 NO_x 燃烧器综合改造,保留原主燃烧器大风箱等结构,维持原燃烧器一次风切圆对冲结构不变,只更换一次风、二次风喷口,拆除原有 SOFA 燃尽风,更换新的燃尽风组件,以增加高位燃尽风量;一次风喷口全部采用上下浓淡中间带稳燃钝体的燃烧器;二次风重新计算分配喷口面积,在湊燃尽风室两侧加装贴壁风;采用节点功能区技术,一组煤粉风室分别采用上淡下浓,上浓下淡的结构形式,用浓煤粉点燃淡煤粉。

下端部风及一次风入口方向不变,切圆不变;其它二次风改为与一次风小角度偏置,顺时针反向切入,形成横向空气分级。风量重新合理分配,并调整主燃烧器区一二次风喷口面积,使一次风速满足入炉煤种的燃烧特性要求,主燃烧器区的二次风量适当减小,形成纵向空气分级。燃烧器采用新的摆动机构,可以整体上下摆动。

拆除原来的一层分离燃尽风 SOFA，在原主燃烧器上方约 7m 处重新布置 4 层分离 SOFA 喷口，分配足量的 SOFA 燃尽风量，SOFA 喷口可同时做上下左右摆动。

适量的高位燃尽风量将对炉内火焰中心位置及炉膛出口烟温偏差带来影响,通过将燃尽风喷口设计成上下左右摆动燃烧器,可以同时实现炉膛出口温度及烟温偏差同时调整,还可强化飞灰可燃物燃尽。

保证改造后是在高效、稳燃、防渣防腐的基础上实现低 NO_x 排放,并充分考虑到由于改造而出现的新问题的解决措施。

燃用目前实际运行煤种, 40~100%BMCR 工况下省煤器出口 (SCR 入口) 小于 300mg/Nm³ (折算 O₂=6%); 锅炉效率不低于 92.65%。

4.4 引风机

锅炉引风机改造,采用“引风机与脱硫增压风机合并”方案,考虑脱硝改造后增加的反应器阻力、空预器及密封结构改造增加的阻力、电袋除尘器改造增加的阻力、脱硫系统阻力、以及湿烟囱的拔风能力和烟囱防腐改造后的通流面积等因素,统一核算系统烟气参数。引风机及驱动装置考虑最经济、最可靠,且布置合理、简洁。引风机采用上海鼓风机厂生产的动叶调节双级轴流风机。风机主要参数 (TB/100%BMCR): 全压 8300/10000Pa、流量 302.68/275.17m³/s、效率 88.14/87.88%、电机功率 3500Kw。

4.5 空预器

4.5.1 换热元件改造

改造后的换热元件为两层布置。为确保硫酸氢铵全部在冷端换热元件中沉积,且充分利用改造后的转子空间,冷端换热元件 (镀搪瓷) 的高度选为 900mm,改造后换热元件布置为:高温段换热元件高度 1150mm,厚度为 0.5mm;低温段换热元件高度 900mm,厚度为 0.75mm+约 0.3mm, (镀搪瓷换热元件)。

4.5.2 密封系统改造

SCR 脱硝系统投运后,空气预热器热端差压增加约 1000~1500Pa,漏风率也随之增大。为了降低漏风率,将烟气侧与风侧之间的双密封改造为三密封,同时将原有的可调式密封改造为 Howden VN 固定密封。

(1) 预先计算出扇形板和轴向密封板在冷态时的理想位置,使空气预热器在各种正常运行工况下,转子与静态密封件不发生异常卡磨的前提下,各向密封间隙达到最小,从而保证空气预热器的低漏风率和漏风的稳定性。

(2) 更换扇形板和轴向密封弧形板,同时将一次风、二次风与烟气侧间的扇形板和弧形板加宽至三密封,用新的静密封板将扇形板和轴向密封弧形板固定在一定的位置,以形成完整的密封结构。

(3) 径向、轴向密封:将原有的折角型密封片更换成豪顿直叶型密封片,以减小气流对元件的横向冲刷。

(4) 环向密封:改造原有内、外缘环向密封,外缘角钢根据现场实际情况进行调整更换。

(5) 中心筒密封:顶部中心筒密封改造为双密封布置:第一道为迷宫密封,以减少高温介质和灰尘的外泄;第二道为多层盘根密封,彻底防止高温介质和灰尘外泄。两道密封中间采用负压引流方式解决空气预热器中心筒漏灰漏风问题。底部中心筒密封改造为多层盘根密封。

(6) 对空气预热器壳体进行整体消漏处理,以保证改造后的密封效果。

(7) 改造后的漏风率,在 BMCR 工况下,运行一年内 ≤6%;在一个锅炉的大修期内,漏风率 ≤6.5%。

4.5.3 转子格仓改造

原空预器转子采用冷端侧抽结构,改造后冷端换热元件的高度有明显增长,不再适合使用侧抽结构,故将拆除换热元件支撑格栅,挡块将起到支撑换热元件的作用。改造后将封堵侧抽们。并延伸转子格仓的环向隔板至换热元件底端。

4.5.4 吹灰器改造

改造后热端、冷端同时增设高能量蒸汽吹灰器,以及时清理热端换热元件出现的氧化皮和积灰,改善热端堵灰的状况,同时还可以及时清理可能积聚的可燃物,防止空气预热器着火。

5 现场施工情况

2013 年 4 月 11 日,与中标单位北京国电龙源环保工程有限公司签定《#3、4 机组锅炉烟气脱硝改造工程 EPC 总承包技术协议》。

#4 机组脱硝土建工程于 2013 年 6 月 15 日开工,

2013 年 9 月 18 日机组停运 A 级检修, 11 月 30 日至 12 月 7 日完成 168h 试运行, 12 月 5 日通过性能试验。

#3 机组脱硝土建工程于 2016 年 6 月 15 日开工, 2013 年 12 月 24 日机组停运 A 级检修, 2014 年 3 月 12 日完成 168h 试运行, 4 月 12 日完成性能试验。

施工过程中总体情况良好, 需要在以下几个方面给与必要的重视:

(1) 妥善处理机组大修和改造的施工交叉和协调问题。

(2) 妥善处理 技改过程中废旧物资的处理, 本次公司对废旧物资处理采用业主处理方式, 在实际进行中在现场废旧物资清理方面进行了大量的协调工作, 建议有条件的可以考虑总包给 EPC 单位, 避免业主过多的协调工作。

(3) 后期调试过程中, 业主必须全面参与, 不能以包代管, 不能依赖监理, 运行与检修人员全面介入有利于后期设备运行的平稳过渡。

(4) 施工过程中除了有专业的监理进行过程监督, 常电公司还组织成立了内部的质量组和安全文明组, 现场每周一期安全文明生产简报, 严格控制现场的安全生产局面。质量验收三级保证, 施工方、监理方、业主方。为改造后机组全优打下了有利的基础。

(5) 对于现场隐蔽工程, 特别是风烟道焊缝的检查必须严格按照程序执行。

(6) 对于取消增压风机后, 吸风机的膨胀节及连接焊缝的处理质量尤其要重视, 目前常熟公司在吸风机膨胀节部位存在烟气轻微泄漏现象, 造成外护板腐蚀严重, 且在运行中无法消除。

(7) 改造后锅炉效率未能提高, 主要原因脱硝改造对低氮燃烧器同步进行改造, 改造后的炉膛出口 NO_x 含量 (不大于 300 mg/Nm^3) 与修前 ($450\text{--}500 \text{ mg/Nm}^3$) 相比有了大幅度下降, 由于燃烧控制方式的改变, 在 NO_x 含量下降同时锅炉飞灰含碳量与修前相比有了一定程度的提高, 制约了锅炉效率的提高, 且改造后 NO_x 低氧燃烧, 锅炉燃烧工况存在一定不足, 后续需要进行一定的试验和调整。

6 改造后效果

6.1 #4 锅炉

6.1.1 锅炉性能试验

2013 年 12 月 19 日, 江苏方天电力技术有限公司对 #4 锅炉进行了大修后性能试验及空预器漏风测试, 试验结果表明: 在 330MW 电负荷下, 实测锅炉热效率为 92.66%, 修正到设计条件下的热效率为 92.92%; A、B 侧空预器漏风率为 4.51/4.78%, 折算到 6% O_2 条件下锅炉 SCR 入口的 NO_x 排放浓度为 284.0 mg/m^3 ; 280MW 电负荷下, 实测锅炉热效率为 91.91%, 修正到设计条件下的热效率为 92.08%; A、B 侧空预器漏风率为 4.83/5.03%, 折算到 6% O_2 条件下锅炉 SCR 入口的 NO_x 排放浓度为 306.5 mg/m^3 。

6.1.2 环保性能试验

江苏省环境监测中心于 2013 年 12 月 5 日~6 日对 #4 SCR 脱硝系统进行了性能试验工作, 试验结果:

#4 机组脱硝系统出口 A、B 两侧的氮氧化物排放浓度分别为 $37 \text{ mg/m}^3 \sim 55 \text{ mg/m}^3$ 、 $41 \text{ mg/m}^3 \sim 53 \text{ mg/m}^3$, 两侧脱硝效率均为 78.2%~87.2%、77.4%~84.6%, 均满足《江苏省燃煤发电机组脱硝设施运行管理考核暂行规定》(苏环规[2012]1 号) 中的指标要求, A、B 两侧氨逃逸率分别为 0.55ppm~1.01ppm、0.55ppm~1.03ppm, 满足《江苏常熟发电有限公司 #4 (1×330MW) 机组烟气脱硝项目技术协议》中的技术规范要求;

#4 机组脱硝系统进、出口处氮氧化物、氧含量比对结果均符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》(HJ/T75-2007) 的技术规范要求。

6.2 #3 锅炉

6.2.1 锅炉性能试验

2014 年 4 月 11 日, 委托江苏方天电力技术有限公司对 #3 锅炉进行了大修后性能试验及空预器漏风测试, 试验结果表明: #3 锅炉在 320MW、300MW 电负荷工况下的锅炉性能试验, 试验期间工况参数及煤质稳定, 满足标准对试验的要求, 试验有效。

锅炉热效率试验表明: 在 320MW 电负荷工况下, 锅炉热效率实测值为 92.75%, 修正到设计条件下的锅炉热效率为 92.77%; 在 300MW 电负荷工况下, 锅炉热效率实测值为 93.18%, 修正到设计条件下的锅炉热效率为 93.20%。

空预器漏风率测试结果显示, 在 320MW 电负

荷工况下，A/B 空预器的漏风率分别为 4.30%/4.22%，在 300MW 电负荷工况下，A/B 空预器的漏风率分别为 4.45%/4.35%。

在 320MW 电负荷工况下，修正到 6%O₂ 下锅炉 SCR 进口 NO_x 排放浓度为 225.3 mg/m³；在 300MW 电负荷工况下，修正到 6% O₂ 下锅炉 SCR 进口 NO_x 排放浓度为 245.5mg/m³。

A 侧表盘显示排烟温度比空预器出口实测排烟温度平均值低约 8~9℃，B 侧表盘显示排烟温度比空预器出口实测排烟温度平均值低约 7~9℃。

SCR 进口 A 侧表盘显示氧量比实测氧量平均值低约 0.3%，B 侧表盘显示氧量比实测氧量平均值高约 0.2%。

6.2.2 环保性能试验

江苏省环境监测中心于 2014 年 3 月 18 日~24 日对#3SCR 脱硝系统进行了性能试验工作，试验结

果：

#3 机组脱硝系统出口 A、B 两侧的氮氧化物排放浓度分别为 42mg/m³~48mg/m³、43mg/m³~48mg/m³，两侧脱硝效率均为 78.3%~84.9%、78.8%~84.6%，均满足《江苏省燃煤发电机组脱硝设施运行管理考核暂行规定》（苏环规[2012]1 号）中的指标要求，A、B 两侧氨逃逸率最大值分别为 0.36ppm、1.59ppm，满足《江苏常熟发电有限公司 #3（1×330MW）机组烟气脱硝项目技术协议》中的技术规范要求；#3 机组脱硝系统进、出口处氮氧化物、氧含量比对结果均符合《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》（HJ/T75-2007）的技术规范要求。