

某厂1号炉SCR出口NO_x偏差大分析及整治

徐 琰

(扬州第二发电有限责任公司发电部,江苏扬州225131)

摘要:某厂于2012年5月1日锅炉A修期间进行了脱硝改造,2013年和2014年春节后均发生了空预器低温段硫酸氢氨积聚造成空预器烟气侧差压上升,通过配套的高压水冲洗系统冲洗后恢复正常。文中重点介绍1号炉脱硝系统投运后偏差大状况、处理、改进措施以及解决脱硝流场偏差大的经济性分析等,为实施脱硝改造的兄弟电厂提供参考。

关键词:SCR;NO_x偏差大;空预器差压

中图分类号:X701.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2016)06-0092-03

为响应国家脱硝减排的相关政策,某发电厂于2012年5月利用1号锅炉A修机会实施了脱硝改造。作为江苏省首台600MW级脱硝改造机组,由于对氨逃逸后的危害性认识不足,2013年和2014年春节后该厂空预器低温端换热面均发生了硫酸氢氨积聚导致空预器堵塞。

1 设备概况

某发电厂一期的2×600MW锅炉是美国BABCOCK&WILCOX公司制造的亚临界,一次再热,自然循环,平衡通风,单汽包,前后墙对冲,半露天煤粉炉。设计煤种是神府烟煤,校核煤种是晋北烟煤。该厂1号炉脱硝改造中标方是北京龙源公司,SCR及其辅助系统采用EPC总承包方式建造,龙源公司氨喷射系统采用自主专利的涡流混合技术。

脱硝改造配套的空预器换热面整体更换承包方是上海豪顿华,其热端换热面采用碳钢,波形为HS8;冷端换热面采用零碳钢镀搪瓷,波形为HC11e;空预器配套的水冲洗系统承包方是天津市通洁高压泵制造有限公司。

2 1号炉脱硝系统投运后偏差大状况及处理

2.1 各工况脱硝系统运行情况

(1) 1号炉性能试验烟气系统的主要试验测点和DCS表计位置如图1所示。

① 位置1:省煤器出口氧量(运行氧量监测点),每侧烟道4个氧化锆;

② 位置2:脱硝入口专用试验测点,用于测试烟气成分、烟温、静压测试;

③ 位置3:脱硝入口烟温、烟气成分DCS表计;

④ 位置4:脱硝出口烟温、烟气成分、静压测试、DCS表计。

(2) 600MW负荷烟温、氧量场标定。在600MW

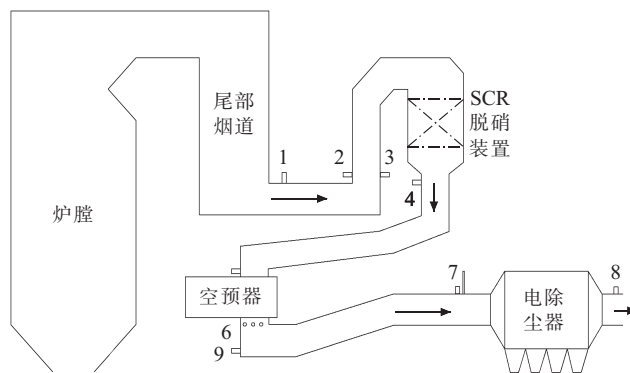


图1 锅炉烟气系统试验测点位置示意图

负荷下,按等截面网格法原则,逐点测量脱硝进口氧量、烟温和NO,空气预热器进出口氧量和烟温以及电除尘器进口氧量和烟温,获得各烟道截面处的氧量和烟温分布,选择具有代表性的氧量和烟温测点位置,正式试验时,以这些代表点处的氧量和烟温的平均值作为整个截面的平均值。各烟道截面烟温、氧量和NO标定结果如表1—6所示。其中测孔由A侧向B侧编号,测点由里向外编号。

表1 脱硝进口A侧氧量分布 %

位置	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
点1	3.10	3.39	3.46	3.31	2.87	2.82	1.83	1.89
点2	3.30	3.56	3.35	3.21	2.88	2.57	2.40	1.93
点3	3.35	3.36	3.37	3.17	2.76	2.83	2.41	1.72
点4	3.76	3.40	2.59	3.03	2.66	2.65	2.42	1.86
孔平均值	3.38	3.43	3.19	3.18	2.79	2.72	2.27	1.85

表2 脱硝进口A侧NO分布 (mg·m⁻³)

位置	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
点1	182	172	174	175	174	173	179	168
点2	185	173	177	173	176	173	177	166
点3	191	177	179	175	172	172	171	165
点4	185	175	174	178	181	180	186	176
孔平均值	186	174	176	175	176	175	178	169

由表1—6可以看出,600MW负荷下脱硝进口烟气成分和温度分布规律如下:

表 3 脱硝进口 A 侧烟温分布 ℃

位置	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
点 1	347.4	339.6	344.8	350.7	353.3	351.3	362.1	366.2
点 2	348.6	343.5	347.6	352.8	357.3	353.9	361.1	370.3
点 3	350.9	352.4	356.4	354.9	361.9	357.7	362.2	373.4
点 4	352.5	356.4	360.7	355.9	365.6	363.4	362.0	371.6
孔平均值	349.9	348.0	352.4	353.6	359.5	356.6	361.9	370.4

表 4 脱硝进口 B 侧氧量分布 %

位置	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
点 1	1.92	2.46	2.62	3.01	3.58	3.69	3.91	3.52
点 2	1.85	2.65	2.79	3.17	3.28	3.61	3.80	3.57
点 3	1.88	2.82	2.99	3.02	3.52	3.45	3.32	3.61
点 4	1.86	2.39	2.86	3.13	3.32	3.49	3.18	4.06
孔平均值	1.88	2.58	2.82	3.08	3.43	3.56	3.55	3.69

表 5 脱硝进口 B 侧 NO 分布 (mg·m⁻³)

位置	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
点 1	148	146	144	135	132	128	133	142
点 2	146	150	141	136	132	131	127	139
点 3	146	147	145	139	134	133	134	140
点 4	162	146	145	140	135	136	133	136
孔平均值	151	147	144	138	133	132	132	139

表 6 脱硝进口 B 侧烟温分布 ℃

位置	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
点 1	367.7	364.1	357.6	356.7	352.4	351.4	349.1	348.6
点 2	368.1	363.7	358.3	357.0	355.7	354.1	352.1	350.1
点 3	369.4	364.1	359.6	358.0	357.9	356.2	355.5	352.8
点 4	369.9	365.9	361.1	358.6	357.3	355.7	355.6	354.9
孔平均值	368.8	364.5	359.2	357.6	355.8	354.4	353.1	351.6

① 运行氧量两侧高(约 3.4%~3.7%),中间低(1.9%左右),说明炉膛中部缺风,可能会导致烟气中 CO 成分较高。

② 烟温两侧低(350~352 ℃),中间高(369~370 ℃),可能导致的原因主要包括缺风导致燃烧中心提高,烟温升高;粉量大,生成的烟量大。

③ 脱硝装置进口烟道内 NO 分布基本较为均匀。各单测孔内氧量、烟温、NO 分布都比较均匀,偏差较小。

2.2 处理方法

(1) 目前采用以 480 MW 负荷为基础确定各喷氨手动门开度。根据各负荷下的测试结果,对表盘氧量、空预器进出口烟气温度进行核对,如表 7 所示。

表 7 中,省煤器出口为图 1 中位置 1,DCS 表盘氧量;脱硝入口为图 1 中位置 3,DCS 脱硝系统入口氧量;实测为图 1 中位置 2。省煤器出口氧量表盘值(A 侧:10ATGF064,10ATGF065,10ATGF066,10ATGF067;B 侧:10ATGF091,10ATGF092,10ATGF093,10ATGF094)和脱硝入口表盘值(A 侧:10HSA11CQ002,10HSA12

表 7 脱硝入口氧量校核

项目	负荷 /MW	省煤器出口 /%	脱硝入口 /%	实测 /%	省煤器出口与实测差值 /%	脱硝入口与实测差值 /%
A 侧脱硝入口氧量	600	2.5	2.5	3.3	-0.8	-0.8
	480	2.7	2.6	3.3	-0.3	-0.7
	420	4.0	4.2	4.5	-0.5	-0.3
	300	6.1	5.7	6.4	-0.3	-0.7
	平均值	—	—	—	-0.55	-0.63
B 侧脱硝入口氧量	600	2.8	2.4	2.4	-0.4	0.0
	480	2.9	2.5	2.6	-0.3	-0.1
	420	3.5	3.1	3.2	-0.3	-0.1
	300	5.8	5.5	5.7	-0.1	-0.2
	平均值	—	—	—	-0.28	-0.10

CQ002)采用平均值计算。

脱硝入口 A 侧、B 侧氧量对比如图 2、图 3 所示。

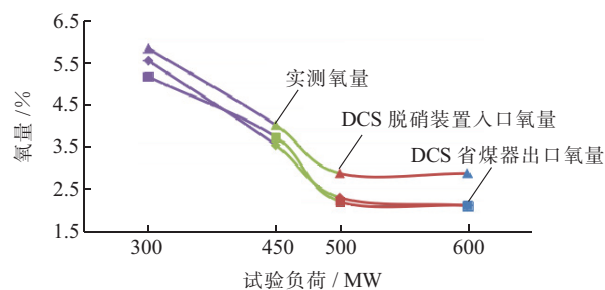


图 2 脱硝入口 A 侧氧量对比

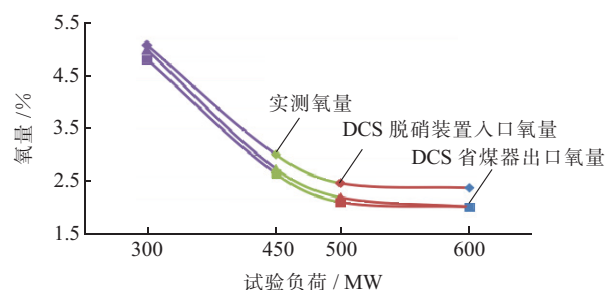


图 3 脱硝入口 B 侧氧量对比

从图 2、图 3 可以看出省煤器出口 A 侧表盘氧量比实测氧量低约 0.55%,脱硝入口氧量表盘值比实测值低约 0.63%;省煤器出口 B 侧表盘氧量比实测氧量高约 0.28%,脱硝入口氧量表盘值比实测值低约 0.1%。

如果仪表标定没有问题的话就跟 CEMS 仪表没有关系,主要是因为烟道断面 NO_x 浓度分布不均匀造成的,脱硝厂家在 168 h 后几乎没有做喷氨格栅调整的,要根据入口烟气流分布和 NO_x 浓度的分布来调整喷氨格栅各个支管的开度,原理很简单,过程很复杂。目前 1 号炉根据试验,确定 480 MW 负荷,流场均匀,目前以此为基础确定各手动门开度。

(2) SCR 出口 CEMS 两次移位。针对 1 号炉 SCR 出口 NO_x 偏差大,主要原因是 SCR 进口氧量测点(单点)没有代表性,该测点直接影响 NO_x 量计算,2013 年 2 号炉 SCR 改造,进口氧量测点偏高,将其由北面移

至南面,SCR 出口 NO_x 偏差有所改观。其后又将没有代表性的东西向 3 号、4 号测点进行数次对调。

3 1 号炉 B 修期间采取的改进措施

2015 年上半年 1 号炉 B 修期间将 SCR 出口 CEMS 取样口移至空预器进口水平段(见图 1, 锅炉烟气系统试验测点位置示意图中点 4 至点 5 中间位置), 由于测点位置靠后, 解决了测点代表性问题, 利于控制系统稳定, 目前偏差明显改善且喷氨自动控制品质得到了改善^[1]。1 号炉 B 修后的近期 SCR 运行参数如表 8 所示。

表 8 1 号炉 B 修后近期 SCR 运行参数

时间	负荷 /MW	A 侧喷氨量晃动范围 / ($\text{kg}\cdot\text{h}^{-1}$)	A 侧喷氨量晃动比值 / %	B 侧喷氨量晃动范围 / ($\text{kg}\cdot\text{h}^{-1}$)	B 侧喷氨量晃动比值 / %
2015-06-11 11:30~11:40	369	100~128	28	103~133	29.1
2015-06-20 14:25~14:35	371	72~87	20.8	78~94	20.5
2015-06-12 16:10~16:20	470	103~121	17.4	112~126	12.5
2015-06-22 18:30~18:40	495	58~72	20.6	72~85	18
2015-06-04 04:25~04:35	550	90~127	41.1	109~136	33.9
2015-06-05 15:25~15:35	610	109~149	36.7	120~156	30

时间	A 侧逃逸 / ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	B 侧逃逸 / ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	A 侧出口 NO_x / ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	B 侧出口 NO_x / ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	烟囱入口 NO_x / ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)
2015-06-11 11:30~11:40	0.22	0.25	64~73	63~75	42
2015-06-20 14:25~14:35	0.2	0.68	66	66	37~39
2015-06-12 16:10~16:20	0.2	0~0.5	46~49	51~54	35
2015-06-22 18:30~18:40	0.3~0.67	0.79	73	67	35
2015-06-04 04:25~04:35	0.28~0.5	0.24~0.8	69~78	79~93	30~32
2015-06-05 15:25~15:35	0.51	0.21~1.7	99~120	74~86	30~40

通过表 8 可以发现 480 MW 负荷, SCR 流场相对均匀, 控制方面 A 侧、B 侧晃动比值适当偏小, 喷氨过量的可能性较低。

高负荷情况下, 由于流场分布不均匀, 喷氨过量的可能性较高, 同时由于喷氨大, 喷氨调门经常全开, A 侧、B 侧晃动比值很大, 控制不是很稳定, 氨逃逸也比较高。

低负荷情况下, 喷氨针对相同煤种, 喷氨量会相对降低, 但是由于 SCR 内部流场分布不均匀, 喷氨量晃

动比值仍然较大, 同时喷氨量也会出现较高的波动, 从喷氨量晃动和 A 侧 B 侧的氨逃逸就可以看出。

测点的后移虽然解决了部分控制问题, 但是 SCR 内的烟气流场分布不均, 仍然没有得到改善, 有的地方浓度高, 有的地方浓度低, 喷氨过量的可能性也大, 氨逃逸也会偏高。

4 解决偏差大的安全经济性

(1) 安全性: 避免局部过喷氨对空预器低温段硫酸氢氨积聚, 特别是不均匀堵塞的影响, 空预器差压大, 炉膛负压晃动大。

(2) 经济性: 日常空预器堵塞影响, 差压上升 200 Pa, 按月度 75% 负荷率考虑影响厂用电约 0.1%; 另外减少空预器在线水冲洗费用, 按每两年减少一次考虑, 节省 15 万元/年; 氨逃逸率过高, 造成脱硝用量增大, 加大机组运行成本。

(3) 环保性: 尽管氨可以用于阻止 NO_x 的排放, 但是氨本身的排放并不环保, 若氨逃逸率大于 $10 \text{ mg}/\text{m}^3$, 则违反《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223—2011, 可能会影响机组环评验收。

5 结束语

电厂脱硝投运后, SCR 出口 NO_x 偏差大就不可避免, 如何防止 SCR 出口 NO_x 偏差大对空预器等下游设备造成危害成为迫切需要解决的课题。某发电厂 1 号锅炉在 2013 年发生空预器冷端因硫酸氢氨沉积造成空预器均匀堵塞和 2014 年发生空预器冷端因硫酸氢氨沉积造成空预器不均匀堵塞, 均严重威胁机组的安全生产。为给脱硝改造的同类机组提供借鉴, 彻底解决偏差大的问题, 且提出以下建议: (1) 每侧 SCR 出口增加 2 套 CEMS 仪表(合计每侧 3 只), 每侧喷氨手动门均改为调门, 实现自动控制, 确保所有工况下喷氨量精确, 避免局部过喷氨以及氨逃逸偏高等异常; 能够满足系统调整、控制以及环保需要。(2) 每侧喷氨手动门均改为调门, 根据脱硝性能试验各典型工况下的烟气量、喷氨量、喷氨调门开度以及同工况下不同磨组合下的烟气量、喷氨量、喷氨调门开度建立喷氨模型。机组正常运行期间, 由喷氨模型实现最佳喷氨组合, 最大可能避免局部过喷氨以及氨逃逸偏高等异常。

参考文献:

[1] 李波. 某超临界 630 MW 脱硝系统(SCR)运行问题及治理措施[J]. 江苏电机工程, 2012, 31(S2): 44-48.

作者简介:

徐 琰(1975), 男, 江苏扬州人, 助理工程师, 从事电厂发电部集控运行工作。

(下转第 97 页)

经营发电煤耗率 = $242\ 703.125/79\ 087.85 \times 100 = 306.88\ \text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$;

经营供电煤耗率 = $306.88/(1-0.040\ 8) = 319.93\ \text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$;

燃料损失率 = $3\ 224.928/242\ 703.125 = 0.013\ 3 = 1.33\%$ 。

从煤耗率计算结果来看,经营发电煤耗率比发电煤耗率大 $4.08\ \text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,此项是由燃料损失引起的。

从燃料损失计算结果来看,燃料损失率为 1.33% ,正常[笔者曾测算过,如按煤场存 10 天发电用煤、允许煤场存损率为 0.5% ,按入厂煤热值 $20\ 908\ \text{kJ}/\text{kg}$ 、允许入厂与入炉煤热值差为 $418\ \text{kJ}/\text{kg}$,则综合起来的燃煤损失率为 2.17%]。但如单纯从入厂与入炉煤热值差来看,本例为 $20\ 366-19\ 918=448\ \text{kJ}/\text{kg}$,已超标(要求小于 $418\ \text{kJ}/\text{kg}$),似乎热值管理有问题。其实不然,因为期初存煤热值较低,而期末存煤热值相对较高,如将表 1 左侧的数据(期初存煤和本期入厂煤)作为输入,将表 1 右侧的数据(期末存煤和本期入炉煤)作为输出,则本期输入的加权平均热值为 $20\ 159\ \text{kJ}/\text{kg}$,输出的加权平均热值为 $19\ 968\ \text{kJ}/\text{kg}$,实际综合加权热值差只有 $191\ \text{kJ}/\text{kg}$,正常;输入的天然煤量为 $448\ 615\ \text{t}$,输出的天然煤量为 $448\ 170\ \text{t}$,天然煤损失 $445\ \text{t}$,基本正常。

4 结束语

(1) 电厂经营煤耗率指标,汇集了机组经济指标和燃料管理指标,用于计算的入厂燃料数据、燃料盘点数据和关口电能数据可靠准确,可作为电厂经营层面的综合性能耗指标,用于统计分析和考核。

(2) 电厂燃料损失率指标,汇集了从入厂到入炉间的燃料数量和热值损失指标,可作为电厂燃料管理的综合性燃料损耗指标。建议在提高入炉煤数量和热值计量准确性的前提下,用燃料损失率 2.2% 替代现行的煤场存损率 0.5% 和入厂与入炉煤热值差 $418\ \text{kJ}/\text{kg}$ 的考核指标。

(3) 通常情况下,燃料损失率为 $1\% \sim 2\%$,由此将引起经营煤耗率比生产煤耗率(现行的煤耗率)高 $3 \sim 6\ \text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。因此,要降低经营煤耗率,就必须同时加强机组运行、检修管理和燃料管理。

参考文献:

[1] DL/T 904—2015 火力发电厂技术经济指标计算方法[S].

作者简介:

方超(1958),男,江苏通州人,高级工程师,从事电厂节能和设备可靠性管理工作。

Analysis and Application of Management-referenced Coal Consumption Rate in Thermal Power Plants

FANG Chao

(Huaneng Nantong Power Plant, Nantong 226003, China)

Abstract: Currently, the coal consumption rate and fuel loss rate of the coal-fired power plants were isolated and they also had some limitations. Based on the operation and management, this paper proposed a new indicator of coal consumption of power plants, including both the economic indicators and the fuel management indicators. According to the incoming fuel acceptance data, the fuel inventory data and electrical energy metering data, the obtained indicator is accurate and can be used as a comprehensive energy consumption indicator. Further, the resulting fuel loss could be used as a comprehensive fuel loss indicator for the fuel quantity and loss of heating value between incoming and incoming furnaces.

Key words: coal-fired power plant; business management; coal consumption rate; fuel loss

(上接第 94 页)

Analysis and Remediation on the Large Deviation of NO_x at the SCR Outlet in No.1 Boiler of One Power Plant

XU Yan

(Power Generation Department of Yangzhou No.2 Power Generation Co.Ltd., Yangzhou 225131, China)

Abstract: Denitration transformation was conducted in the No.1 boiler A of one power plant during May, 2012. Ammonium bisulfate was accumulated in the low temperature air preheater section after the spring festival of 2013 and 2014, resulting in the rising differential pressure in the gas-side of air preheater, and this problem was solved by washing of the supported high-pressure water flushing system. This paper focused on the situation of large deviation, improvement measures as well as the economic analysis of solving the large deviation of the denitration flow after running the denitrification system in No.1 boiler. Thus, the present study could provide a reference for the denitration transformation of other power plants.

Key words: SCR; large deviation of NO_x ; differential pressure of air preheater