

进口亚临界锅炉高温再热器长时过热原因与对策探讨

彭卫红

(巴蜀江油发电厂, 四川 江油 621709)

摘要:进口亚临界锅炉高温再热器在运行过程中因长时过热多次造成泄漏,影响机组的安全稳定运行。经过从烟气侧、蒸汽侧、锅炉高温再热器本体、运行检修维护等多方面查找原因进行分析和研究,制定措施。通过改善煤质、提高空气预热器效率、改变高温再热器材质、改进燃烧器摆角机构结构、调整炉膛负压设计值、治理炉膛吹灰器、加强检修运行管理等,进行了系统的综合治理应用,提高了锅炉高温再热器的安全性,保证了机组的安全经济运行。

关键词:进口亚临界锅炉;高温再热器;长时过热;原因与对策

Abstract: Through the analysis and research, the measures are proposed that is to improve the quality of coal and the efficiency of air preheater, change the material of high-temperature reheater, perfect the structure of burner tilt, adjust the design value of furnace draft, improve the soot blower of furnace, enhance the management of maintenance and operation etc, which will guarantee the safe and economic operation of the unit.

Key words: imported subcritical boiler; high-temperature reheater; long-time reheating; cause and countermeasure

中图分类号: TK227 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2010)06-0081-02

四川巴蜀江油发电厂 2×330 MW 机组配套的 1 004 t/h 锅炉系法国斯坦因工业公司制造的亚临界参数、强制循环、四角切圆、固态排渣、π 型布置的煤粉炉。两台锅炉分别于 1990 年和 1991 年投产,随着运行时间的增长,特别是 2005—2007 年,高温再热器管频繁泄漏。经过对爆口形状、金相实验、理化实验、运行数据等综合分析,每次的泄漏原因均为长时过热。再热器管泄漏严重影响了机组的安全、经济运行。

(国产 300 MW 等级机组一般配四套),设计裕度小。随着煤质的变差,单位时间锅炉燃料消耗量的增加,迫使制粉系统超出力运行,煤粉细度变粗,着火、燃烧、燃烬推迟,高温再热器区域烟温升高。

2)空气预热器的堵塞和漏风,使换热性能下降,一、二次热风温度下降。容克式空气预热器因换热元件腐蚀、积灰堵塞,使换热面积减小,风量不足。送粉的一次风温度从设计的 330℃ 降至 270℃,助燃的二次风温从设计的 312℃ 降为 260℃,一、二次热风温

1 锅炉高温再热器长时过热原因分析

高温再热器发生长时过热,通过对运行数据、锅炉设计、燃烧系统、汽水系统等的综合分析,造成高温再热器管长时过热的原因如下。

1)锅炉实际燃煤长期偏离设计煤种和煤粉细度超标。锅炉设计煤种为 60% 的渭北煤与 40% 的广旺煤(重量比)构成的混煤,其成分分析如表 1。

在实际运行过程中,锅炉实际燃煤主要为广旺煤。进入 2000 年以来,因广旺煤质量下降,热值低(13 000~14 000 kJ/kg 最低甚至不足 12 000 kJ/kg),挥发份低,灰分高(50%左右,最高达 60%)。为保证机组出力,单位时间锅炉燃料消耗量增加,高温再热器区域烟温升高。因一台锅炉配两套制粉系统

表 1 混煤成分分析

项目符号单位	数 据		
	设计煤种	渭北煤	广旺煤
收到基碳 Car /%	51.9	60.4	39.4
收到基氢 Har /%	2.9	3.2	2.3
收到基氧 Oar /%	3	2.6	3.7
收到基氮 Nar /%	1	0.8	1.4
收到基硫 Sar /%	1.8	2.6	0.5
收到基水份 War /%	7	6.5	7.8
收到基灰份 Aar /%	32.4	23.8	44.9
收到基挥发份 Var /%	13.4	14.7	11.6
高位发热量 Qgr ar /kJ/kg	20 352	23 713	15 316
低位发热量 Qnet ar /kJ/kg	19 542	22 835	14 605
哈氏可磨性系数 HGI	>80	>80	>80
灰的变形温度 DT /℃	1 260	1 320	1 160
熔融软化温度 ST /℃	1 544	1 540	1 475
特性溶化温度 FT /℃	1 560	1 544	1 480

度下降且风量不足造成着火热减少, 燃烧、燃烬推迟。这也是高温再热器区域烟温升高的原因之一。

3) 设计选材对温度的裕度较小。经检查, 高温再热器长时过热泄漏全部位于高温再热器中下部, TU10CD9-10 管段上, 金相分析表明珠光体球化达 4~5 级。而同标高的 Z10CDNBV9-2 未出现类似状况。高温再热器位于炉膛出口, 设计选材根据温度环境采用了多种材质, 在高温区采用高温性能较好的 Z10CDNBV9-2、TU10CD9-10 高合金材质、在高温再热器穿顶棚及以上至联箱的管段采用 TU15CD205 的低合金材质, 设计合理。但由于煤质变差、燃烧推后等原因, 高温再热器区域烟气温度高于设计值, 特别是高温再热器管屏中下部, 辐射、对流换热增加较多, 管壁温度易超过 TU10CD9-10 容许的温度上限 (Z10CD9-10 设计允许温度 $\leq 540^{\circ}\text{C}$), 使其长时过热失效。而 Z10CDNBV9-2 高温组织稳定性相对 Z10CD9-10 较高, 未出现失效现象。

4) 锅炉燃烧器无法正常摆动, 再热汽温调节困难。高温再热器位于炉膛出口, 设计上锅炉燃烧器可上下摆动 30° , 以调节再热汽温。由于摆动机构设计不合理, 转动部件卡涩、卡死, 造成摆动机构无法正常运行, 启停炉或煤质变化时无法及时调整而使高温再热器区域烟温超温。

5) 锅炉炉膛高度的设计加剧了高温再热器管的过热。锅炉设计选用的容积热负荷较高, 锅炉炉膛偏低。从水冷壁下联箱到顶棚管高差只有 49.7 m, 炉膛内燃烧停留时间短。高温再热器区域烟气流速经测试达 10.8 m, 热交换强。煤质的恶化加剧了高温再热器区域烟温的升高和热交换的增加。

6) 炉膛辐射受热面吸热的减少, 是高温再热器区域温度升高的原因之一。为保证炉膛内水冷壁吸热, 在锅炉标高 27 m 和 32 m 设计了二层共 24 只吹灰器。每 8 h 自动吹扫一次, 因吹灰器运行中的检查不及时和检修维护质量不高, 吹灰器故障较高, 吹灰不正常或无法投运, 最高时有 8 台不能正常工作。造成水冷壁吸热量减少, 低温再热器、高温再热器烟气温度增高。

7) 低温再热器减温水量不足。正常运行时喷水减温设计流量为 0 t/h, 但由于上述原因, 减温水阀即使全开, 也仅能勉强控制再热汽温在允许范围。加上减温水调节阀故障, 实际阀开度与远方显示不一致, 远方显示全开, 阀门实际开度仅 50%, 减温水量长期

不足, 31 号锅炉高温再热器入口温度高于设计值 415°C (平均高 $20\sim 30^{\circ}\text{C}$)。

8) 高温再热器进出口管设置壁温监测, 温度远传进入 DCS 但因测温元件损坏、虚焊、线路断裂等原因, 温度显示不正常, 不能给运行调节提供及时准确的数据。

9) 炉内空气动力场紊乱, 因配风不当, 各层燃烧器切圆有不同程度偏斜, 假想切圆偏大。火焰中心偏斜, 火焰中心上抬。

10) 运行控制和参数调整不当。特别是升停炉时偏离规定启停曲线, 热负荷变化过大, 使管壁承受附加温度应力和超温过热。

2 防止锅炉高温再热器长时过热对策

通过分析, 找出了高温再热器运行中长时间超温的原因, 针对原因采取对策。

1) 加强燃煤管理, 使锅炉实际燃用煤种接近设计煤种。①针对煤质是过热器过热的主因, 引进甘肃、青海、内蒙等地的优质燃煤。同时加强入厂煤管理, 严格控制劣质煤以次充好。②认真落实煤场管理: 根据来煤热值分类定置堆放, 根据锅炉燃烧及时调整取煤。③加强配煤工作: 通过筒仓、翻车机、煤场堆取料机、地下皮带等多种方式对火车煤、汽车煤、煤场煤进行有效地配煤, 保证入炉煤稳定。④建立入炉煤供应和锅炉燃烧控制的有效双向沟通机制: 燃料运行人员预先将上煤信息提供给锅炉运行人员以提前做好准备, 调节锅炉燃烧。锅炉运行人员根据燃烧情况及时通知燃料运行人员调整上煤。

2) 对空气预热器进行综合治理。①投巨资将空气预热器受热面换热元件换新, 已使用近十年的换热元件, 腐蚀、积灰严重, 换热能力严重不足, 通过更换, 提高了换热效率, 一、二次风温提高到 300°C 以上, 为着火和燃烧提供了良好的条件。②治理漏风: 进一步改进和完善了豪顿华公司密封系统, 对一次风扇形板结构、材质, 径向、周向密封等进行了技术改造, 把漏风率降低到 8% 以下。

3) 在高温再热器工况最恶劣的部位采用高温组织稳定性相对较高的材质, “好钢用在刀刃上”, 提高其可靠性。利用大修全部更换高温再热器中下部过热管段, 材质由 TU10CD9-10 改变为 Z10CDNBV9-2 规格不变。

(下转第 85 页)

电超速保护为两套并联的以测速发电机为测速元件的超速保护系统。在改造中,将测速发电机改为三个磁阻传感器转速信号进行三取中运算,因而超速保护只有一套,为响应原电力部颁发标准 DL/T 590—1996 中对汽轮机保护系统的要求以及“汽轮机应有两种独立的、不同原理的超速保护装置”的要求,在 31 号机增加了一套 Bently 3500 电涡流测速传感器的超速保护系统。

2) 手动打闸按钮串接在保护的出口继电器上

原 GSE 系统中,手动打闸按钮信号送至 GSE 中,经继电器逻辑运算后,再出口到保安电磁阀 GSEUY517/518 上。改造后,为提高手动打闸按钮的绝对可靠性,将手动打闸按钮串接在 ETS 的出口继电器上,直接断开保安电磁阀 GSEUY517/518 电源。

3) 保安电磁阀 GSEUY517/518 采用失电动作,即使厂用电中断,也可确保汽轮发电机组处于安全方式。

4) 所有跳闸信号的传输均采用硬接线,可以有效地避免因通讯故障所造成的不安全因素。

5) 为保证系统对转速信号的快速反应,DEH 系统用了一对冗余的 BRC300 处理器来进行转速信号

的处理,而且该对处理器只处理转速信号。经运行中实测,该处理器负荷率极低,保证了对转速信号的快速响应。

3 结束语

巴蜀江油电厂 31 号机组汽轮机电液调节系统 DEH 改造,机组改造工作量大、难度大,改造后,于 2009 年 11 月 18 日机组一次启动并网发电,使控制系统达到技术指标的要求,为机组安全稳定运行提供了重要保证。DEH 这次改造不只是控制系统,而且还有汽轮机本体主汽门、调门伺服阀和 EH 油站,特别把 ETS 纳入 DCS 中,采用同一硬件平台,要求更高,改造之所以取得成功,主要是设计周密、完善,施工组织有条不紊,领导高度重视,相关工作人员兢兢业业、一丝不苟。以上关于巴蜀江油发电厂 31 号机组 ALSTOM 控制系统的 DEH 改造的介绍,希望对将要进行 DEH 系统改造或将使用 Symphony 系统的人员有所帮助。

(收稿日期:2010-08-16)

(上接第 82 页)

4) 改进燃烧器摆动机构结构,保证再热汽温的正常调节。对上下共 8 组摆动机构全部进行改造,将钢轴承改为石墨轴承、高温专用油润滑改为石墨自润滑,高温单道密封改为多道密封,加装轴向定位环等。通过改造,燃烧器摆动机构投运正常。

5) 适当降低炉膛负压水平,经阿尔斯通设计部门确认,将炉膛负压从 150 Pa 降为 120 Pa 以弥补炉体高度不足,延长炉内燃烧时间。同时为防止改变负压水平对炉膛可能造成过大的正压冲击,将锅炉 MFT 动作后引风机挡板自动关闭后再开启延迟时间由 20 s 减少为 15 s

6) 加强吹灰器的检修管理;改进了提升阀结构;利用大小修时间,对所有炉膛吹灰器吹扫角度进行了调整,保证吹扫效果;调整备品储备;做好质量过程监督,提高检修质量。加强吹灰器的运行管理;明确运行巡检时间、检查项目、责任人等,对故障吹灰器加强巡检力度,确保吹灰器的正常投运。

7) 利用小修的机会对低温再热器减温水调节阀进行了更换,并通过试验确保减温水调节性能曲线达到设计值。

8) 利用大修,对高温再热器进出口管壁测温元件进行全面的检查,对损坏、虚焊、线路断裂等进行了处理,并试验合格。保证提供的数据全面、准确、及时。

9) 注重大修后的冷态空气动力场试验,保证炉内燃烧的可靠性、经济性。针对运行中一次风管节流圈等部件磨损后一次风管系统总阻力会发生变化,在每次小修后也做一次一次风调整试验,保证炉内最佳空气动力场。

10) 加强运行升停炉控制,严格按照规定启停曲线,减小热负荷变化,避免管壁承受附加温度应力和超温过热。

3 实施效果

1) 高温再热器管壁温度从普遍 535~570℃,最高 572℃ 降至 530℃ 以下,彻底消除了再热器管金属超限运行情况。

2) 喷水减温水从最高的 50 t/h 下降至 10 t/h 在锅炉正常运行时降低接近 0 t/h 基本达到设计值,机组经济性得到提高。

经过综合治理,进口亚临界机组 1 004 t/h 锅炉高温再热器的运行安全性得到了显著提高,2×330 MW 机组从 2008 年至今未发生一次因高温再热器泄漏造成的非计划停运,每年的金属专项检测数据显示正常。在避免亚临界锅炉承压部件泄漏、经济运行方面取得了明显效果。

(收稿日期:2010-09-15)