

1 000 MW 发电机组烟气余热换热器设计方案探讨

吴江

(江苏新海发电有限公司,江苏连云港 222023)

摘要:针对某 1 000 MW 燃煤发电机组锅炉排烟余热利用问题,介绍了采用低压省煤器的初步设计方案,定性分析了设计的基本要求,比较了不同方案的性能特点,并确定了一种方案作为推荐方案,利用锅炉设计数据计算分析了该方案的经济性,为大型电站锅炉综合利用排烟余热提供了一定参考。

关键词:燃煤机组;烟气余热;换热器;设计

中图分类号:TK172.4

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)01-0074-04

目前火电厂烟气脱硫已成为环保强制要求,其中以湿式石灰石-石膏烟气脱硫工艺最为常用,湿式石灰石-石膏脱硫烟气进入脱硫塔的温度约 80 °C,锅炉空气预热器出口的烟气经过喷淋减温或烟气换热器(GGH)后进入脱硫塔。其中回转式 GGH 由于存在漏烟、堵塞,影响脱硫效率等缺陷已较少采用。工程脱硫岛不设置 GGH,电除尘器出口烟气温度约 125 °C,如果采用喷水对烟气减温至 80 °C 进入脱硫塔,机组热耗率验收(THA)工况喷水量约 74 t/h,不仅耗水量较大,烟气量增加约 3%,而且还损失烟气减温的热量。文中参考日本 1 000 MW 机组烟气余热二级换热器,以及外高桥三期工程低温省煤器的设计思路,探讨工程烟气进脱硫塔之前与部分凝结水进行换热,从而降低脱硫烟气温度,并利用余热提高机组效率的可行性与经济性。

1 烟气余热换热器的应用现状

国外烟气余热换热器的应用较早。如德国黑泵(Schwaree Pumpe)电厂加热给水的烟气冷却器布置在电除尘器和脱硫装置之间,其设置类似于炉外布置的省煤器,烟气通过烟气冷却器从 170 °C 降到 130 °C 后进入脱硫装置^[1]。德国科隆 Nideraussem 电厂 1 000 MW 机组采用分隔烟道系统充分降低排烟温度,将低温省煤器加装在空气预热器的旁路烟道中,在烟气热量足够的前提下引入部分烟气到旁路烟道加热锅炉给水。日本常陆那柯电厂采用水煤方式的管式 GGH,烟气放热段的 GGH 布置在电除尘器上游,烟气被循环水冷却后进入低低温除尘器(烟气温度在 90~100 °C 左右),烟气加热段的 GGH 布置在烟窗入口,由循环水加热烟气。

国内第 1 台设置烟气余热换热器的电厂为西北院设计的龙口电厂(2×100 MW)。目前外高桥三期、营口热电厂也设置了烟气余热换热器,系统已经投入使

用,均为上海成套设计研究所设计,运行良好。由于国内烟气余热换热器投运机组不多,所以烟气余热换热器的系统方案设计、制造、运行和维护需要结合具体工程进行进一步研究。

2 烟气余热换热器的设计

2.1 材料选择

回收烟气热量,首先应考虑烟气余热换热器的低温腐蚀问题。其腐蚀有 2 种情况,一是由于烟气结露造成的低温腐蚀,另一是高温环境下的氧化腐蚀。对于换热器来说,第一种腐蚀是最主要的,其中对于烟气酸露点的确定是判断换热器低温腐蚀的重要依据。烟气露点温度与 SO₃ 浓度密切相关,SO₃ 的生成直接影响烟气露点的温度。对于烟气露点的计算,前人总结了很多方法,较常用的有下列 3 个公式,分别是前苏联 73 标准、98 标准推荐公式以及我国冯俊凯院士的计算公式^[2]。

$$t_{Dp} = t_{Dp,o} + \frac{125(S_{ar})^{1/3}}{1.05^{\alpha_{th} A_{ar}}} \quad (1)$$

$$t_{Dp} = t_{Dp,o} + \frac{200(S_{ar})^{1/3}}{1.05^{\alpha_{th} A_{ar}}} \quad (2)$$

$$t_{Dp} = t_{Dp,o} + \frac{\beta(0.42S_{ar})^{1/3}}{1.05^{0.42\alpha_{th} A_{ar}}} \quad (3)$$

式中: $t_{Dp,o}$ 为烟气中纯水露点温度; S_{ar} 为收到基折算硫份; α_{th} 为表征与飞灰含量对酸露点影响程度的系数,对于煤粉炉 α_{th} 取 0.8~0.9; A_{ar} 为收到基折算灰份; B 为与炉膛出口过剩空气系数有关参数,文中 β 取 121。根据工程燃用设计煤种空气预热器出口烟气的水蒸气和煤质资料,这 3 种公式计算结果分别为 92.4 °C, 88.4 °C, 82.1 °C。为保证机组及烟气余热换热器长期运行的安全可靠,建议换热器烟气侧出口温度不低于 3 种计算公式中露点温度最高的,因此工程烟气余热换热器烟气侧出口温度暂定为 95 °C。

采用有限腐蚀的烟气余热换热器系统,换热器壁

面温度最低点基本等同于换热器凝结水进口温度,因此该温度需要高于烟气中水蒸气饱和温度才能保证酸露腐蚀的影响尽量小。经研究金属壁温高于水蒸气露点温度 20 °C 以上时,钢材腐蚀速度为 0.1~0.25 mm/a。根据工程煤种特点,水蒸气露点为 42.6 °C,因此建议烟气换热器水侧温度不低于 70 °C 为宜。

参考已投入使用的烟气余热换热器运行状况,选用奥氏体不锈钢 TP316L、TP304L 或考登钢作为换热器材料,可保证烟气换热器长期安全使用。换热器采取何种材料还需根据工程煤质与制造厂商沟通后确定,烟气余热换热器暂按耐腐蚀的低合金碳钢考虑。

2.2 烟气余热换热器的选型

该换热器的介质是烟气和凝结水,工作特性类似于锅炉内的省煤器。可供选择的换热器型式有管式换热器和板式换热器 2 种。

管式换热器的优点是结构简单,易于检修,容易清理堵灰,制造技术成熟,可靠性高。管式换热器有光管和高频焊翅片管 2 种。翅片管的优点是换热效率较高,可减少换热器材料用量。光管的优点是制造工艺简单,抗磨损、堵灰性能较好。有关研究表明,在相同的换热条件下,翅片管的管壁温度较高,抗腐蚀能力强。引风机后的烟气含尘量已很低,选用翅片管基本没有磨损和堵灰的问题。管式换热器的缺点是占地面积大,检修维护不方便。

板式烟气-水换热器是近年来新开发的换热器。其优点是在相同的换热面积下,换热效率较高,节省占地面积,节省材料用量,可在线清洗或检修人员从检修口进入用高压水枪清洗。板片可抽出检修或更换。板式换热器的使用寿命优于管式换热器,检修周期长。

2 种换热器均可满足设计需要。营口热电厂、外高桥三期工程均采用管式换热器,板式换热器目前国内还无生产及投运经验,整套设备需进口,价格较高。因此,工程暂按管式换热器进行设计选型。

2.3 烟气系统布置和设置

2.3.1 烟气系统布置

工程如装设烟气余热换热器,有 2 种布置方案。方案一是将余热换热器布置在空气预热器出口之后,除尘器入口之前;方案二是将余热换热器布置在 2 台引风机出口烟道汇合之后,脱硫塔入口之前。

方案一。烟气在空气预热器出口之后就被减温至 80 °C,其体积流量也相应减少约 11.3%,可以减少除尘面积,减少除尘器的占地面积和用材。电除尘器的除尘效率随温度的降低而增高,但是烟气温度的降低增加了电除尘器防腐的难度,同时增加了除尘器内堵灰的可能性。考虑到国内电除尘器低温防腐技术尚无投运的实例,而除尘器又是烟气处理中不可缺少的环

节,一旦除尘器因堵灰或腐蚀严重需要检修可能影响整个机组的运行。而且余热换热器内的烟气含有大量飞灰,换热器低温侧将会面临较严重的磨蚀和堵灰问题。因此不采用这种布置方案。

方案二。将烟气换热器放置在引风机出口之后,脱硫塔入口之前,此处烟气中的绝大部分飞灰已被除尘器除去,对换热器来说基本不存在磨蚀和堵灰的问题,因此换热器内可以使用翅片管式或板式以提高传热系数,而且可以免去蒸汽吹扫装置。置于引风机之后可避免由于换热器一旦腐蚀泄漏后,凝结水漏入引风机的问题,引风机叶片也不需要考虑低温防腐。该布置方案的运行可靠性和维护成本都优于第一种方案,而且占用空间少,可取代常规脱硫岛的 GGH 的位置。

2.3.2 烟气系统设置

根据工程烟气系统的设计特点,结合烟气余热换热器有 1×100% 与 3×35% 容量 2 种方案可供选择。

方案一。烟气余热换热器采用 1×100% 容量换热器,烟气从 3 台引风机出口接出后汇成一路,进入烟气余热换热器与凝结水换热后,烟气进入吸收塔脱硫后排入烟卤。

方案二。烟气余热换热器采用 3×35% 容量换热器,烟气从 3 台引风机出口接出后分别进入各自独立的烟气余热换热器与凝结水换热后,烟气再汇成一路进入吸收塔脱硫后排入烟卤。

根据工程的烟风系统特点、主厂房布置情况,推荐采用方案二,主要理由有以下几点:(1) 3×35% 容量烟气余热换热器容量小,易于设计制造、安装检修,占地面积小。(2) 与 3×35% 风机系统相匹配,系统可靠性高,当 1 台烟气换热器停运时,只需切断相应烟气支路,即可进行检修维护,不会对机组负荷产生较大的波动。(3) 从工程主厂房炉后布置情况看,1×100% 方案换热器布置位置紧张,且换热器前后烟道直管段较短,烟气易产生旋流,降低换热效果,增加换热器磨损;而 3×35% 方案换热器前烟道有较长直管段,烟气流动均匀性也较好。

2.4 凝结水系统设置及换热器的热平衡计算

工程选用陕西彬长大佛寺烟煤作为设计煤种,晋北烟煤作为校核煤种。以下均按照工程 1 台机组燃用设计煤种的 THA 工况计算。装设烟气余热换热器之前的各级低压加热器部分热平衡如图 1 所示。

根据工程燃料热平衡计算书和汽机热平衡,换热器将电除尘器出口烟气温度 127 °C 降至 95 °C 进入脱硫塔。从图 1 可以看出,烟气余热换热器水侧进水从 6 号、7 号、8 号低加进口接出,水侧出水接入 6 号、7 号低加出口均是可行的。如上所述,金属壁温在 70 °C 以上可有效减缓低温腐蚀现象,工程换热器进口水温暂

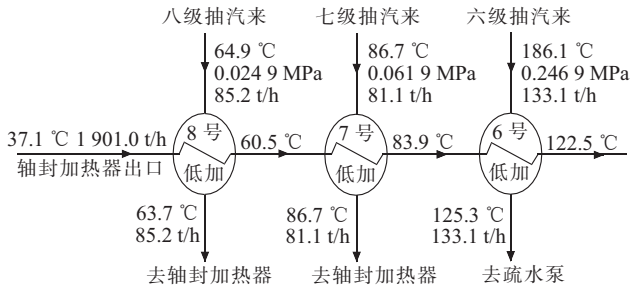


图1 装设烟气余热换热器前热平衡

按不低于 70 °C 考虑。因此,换热器进水从 7 号低加出口凝结水接出。

在换热器设计中,为了尽量减小换热器面积,获得更大的传热温差,保证换热的正常进行,换热器只能采取逆流模式^[3]。为了尽量利用烟气余热的热量,凝结水从高级加热器抽出,节省的抽汽品质越高,做功能力也越强。从 7 号低加出口分流部分凝结水至换热器,凝结水在换热器内从 83.9 °C 加热至 110 °C 后,通过加压泵加压返回 6 号低压加热器入口,其凝结水流量由热平衡计算确定。凝结水在换热器内吸收的热量抵消了在 6 号低压加热器内的吸热,6 级抽汽量相应减少,减少的抽气量使低压缸做功增加,从而提高了热量利用效率,凝结水系统流程如图 2。受影响的 6 级抽汽流量也由热平衡计算重新确定。装设了烟气换热器之后的热平衡见图 3。

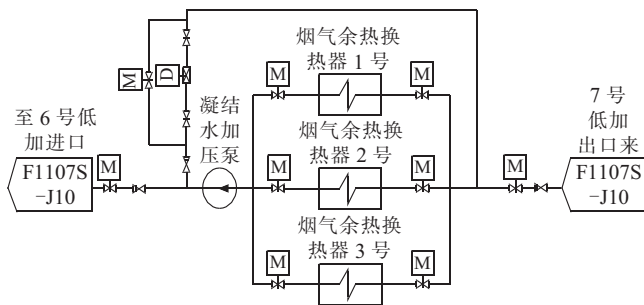


图2 凝结水系统流程

增设烟气余热换热器后,低压缸各级抽汽通过自我平衡达到新的平衡点,参数会有细微调整。由于抽汽量改变不大,各级抽汽焓的抽汽焓变化也不大。因此,为方便经济性计算,低压缸各级抽汽温度、压强按不变考虑,凝结水流经各级加热器的进出口温度也没有变化。根据余热换热器烟气侧的放热量计算出换热器的水侧流量,再根据热量平衡计算出各段低压抽气量流量。计算结果如表 1 所示。

考虑风机功率增加、排汽能耗增加和加压泵能耗增加的影响后,供电标煤耗可节省 1.67 g/kW·h,具体计算结果如表 2 所示。

2.5 换热管面的积灰

烟气余热换热器的换热面管可以采用光管、螺旋

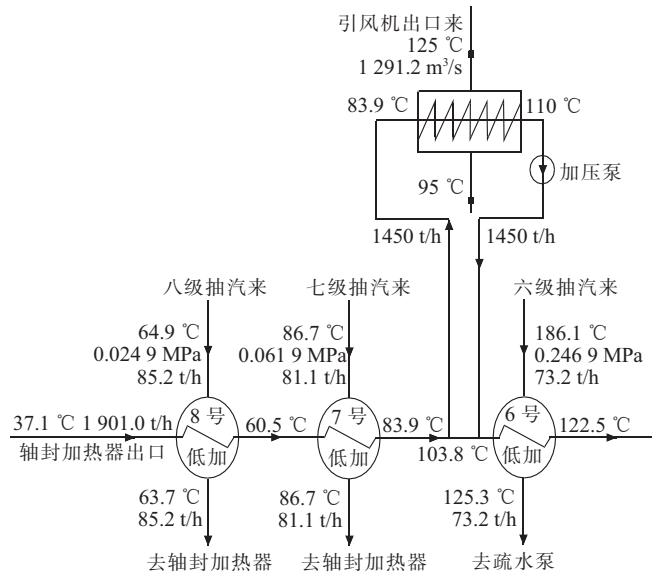


图3 装设烟气余热换热器后热平衡

表 1 烟气余热换热器工况计算结果

序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	发电标煤耗 / [g·(kW·h) ⁻¹]	270.2	12	低温省煤器进口烟气焓 / (kJ·kg ⁻¹)	1 847.2
2	烟气中 CO ₂ 质量分数	2.081	13	低温省煤器出口烟气焓 / (kJ·kg ⁻¹)	1 380.9
3	烟气中 SO ₂ 质量分数	0.010	14	凝结水进入省煤器流量 / (t·h ⁻¹)	1 450.0
4	烟气中 N ₂ 质量分数	7.453	15	凝结水进入低加流量 / (t·h ⁻¹)	541.0
5	烟气中 O ₂ 质量分数	0.567	16	6 号低加原抽汽量 / (t·h ⁻¹)	133.1
6	烟气中 H ₂ O 质量分数	0.519	17	6 号低加现抽汽量 / (t·h ⁻¹)	73.2
7	计算燃料消耗量 / (t·h ⁻¹)	363.2	18	6 号低加抽汽减少量 / (t·h ⁻¹)	59.9
8	烟气量 / (m ³ ·s ⁻¹)	1 291.2	19	6 号低加抽汽减少量增加的做功 / kW	7 594.5
9	凝结水流量 / (t·h ⁻¹)	1 901.0	20	汽机热效率降低值 / %	0.362
10	低温省煤器进口烟气温度 / °C	127	21	增加低温省煤器后发电标煤耗 / [g·(kW·h) ⁻¹]	268.27
11	低温省煤器出口烟气温度 / °C	95	22	发电标煤耗降低值 / [g·(kW·h) ⁻¹]	1.67

肋片管和高频焊翅片管。与普通光管相比,螺旋肋片管和高频焊翅片管传热性能好,在满足同样换热性能时,其换热面积比同种规格的光管要小。因此,采用螺旋肋片管或高频焊翅片管可有效降低烟气余热换热器的外形尺寸和管排数,减少烟气流动阻力。但是螺旋肋片管或高频焊翅片管易于积灰,在设计时可适当提高烟速,对于除尘器前布置烟气余热换热器,烟气流速推荐 10

表 2 烟气余热换热器节煤计算结果

序号	项目	数值
1	换热器烟气侧阻力+增加管道阻力 /Pa	1 200
2	风机增加电功率 /kW	900
3	排汽增加循环水泵电功率 /kW	75.2
4	加压泵增加电功率 * /kW	165.0
5	厂用电增加率 /%	0.198
6	原供电标煤耗 /[g·(kW·h) ⁻¹]	284.95
7	供电标煤耗降低值 /[g·(kW·h) ⁻¹]	1.67
8	现供电标煤耗 /[g·(kW·h) ⁻¹]	283.28

* 加压泵增加轴功率按扬程 50 m, 泵效率 86% 计算。

m/s 左右;对于除尘器后布置烟气余热换热器,烟气流速推荐 15 m/s 左右。螺旋肋片管或翅片管可选择合适的间距以减少换热器管壁积灰。

此外,在烟气余热换热器管排间需增设声波吹灰器或者蒸汽吹灰器,且采用可拆卸的型式,设置水清洗系统,利用机组停用检修阶段进行水清洗。

3 烟气余热换热器经济性分析

设置烟气余热换热器后,脱硫岛可减少喷水量 50 t/h,全年节约用水 25 万 t。考虑脱硫岛工业水制备、喷淋设备投用等综合成本,水价按 1 元 /t 计,每台机组每年可节省水费 25 万元。

设置烟气余热换热器所增加的静态投资费用包括:(1) 每台机组换热器本体造价在 1 300 万元左右(含吹灰装置);(2) 烟气余热换热器增加的进出口烟道长度以及支撑换热器和烟道所增加的土建基础费用总共约 100 万;(3) 引风机按 0.05 万 /kW 的造价估算,需要增加 45 万元引风机造价;(4) 增加 300 m 左右的凝结水管道和相关阀门,同时需要对其进行放水保温处理,增加费用约 75 万元;(5) 增设凝结水加压水泵及其基础费用约 20 万元;(6) 考虑烟气余热换热器后烟温降低,换热器后烟道采取防腐措施,根据布置情况炉后增加防腐面积约 1 700 m²,脱硫部分增加防腐面积约 2 000 m²,按防腐采用耐高温玻璃鳞片 500 元 /m² 计算,需增加防腐费用 185 万元;(7) 烟气换

热器冷段腐蚀,约每 8 年需要更换冷段受热面,每次更换需要费用约 400 万元;(8) 每年的安装运行维护费用按设备投资的 1.5% 计算,每年需要约 20 万元。

综上所述,设置烟气余热换热器需要增加静态投资 1 725 万元。每 8 年需要 400 万元更换冷段受热面,加上每年安装运行维护费用,折合至每年约需 70 万元运行维护费用。

烟气余热换热器经济性分析见表 3 所示。

表 3 烟气余热换热器经济性分析

序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	供电标煤耗降低值 / [g·(kW·h) ⁻¹]	1.67	6	年维护检修费用 / (万元·a ⁻¹)	70
2	发电标煤价 / (元·t ⁻¹)	686.1	7	年节约资金 / (万元·a ⁻¹)	446.35
3	发电时间 /h	4 200	8	初始投资 / 万元	1 725
4	按耗煤量节约资金 / (万元·a ⁻¹)	496.35	9	折现率 /%	0.07
5	年节水费用 / (万元·a ⁻¹)	25	10	投资回收年份 /a	4.66

4 结束语

综上所述,设置烟气余热换热器的方案有效降低了烟气进入脱硫塔的温度,并且回收了烟气的余热。设计方案充分考虑了尾部烟气腐蚀、磨损、堵灰的问题,可以安全稳定运行。烟气换热器投入运行每台机组每年每年可节省燃料费用 446.35 万元,节省脱硫岛用水 25 万 t,按初始投资 1 725 万元计算,4.66 年可收回动态投资。

参考文献:

- [1] VON MANDE L H, EURICH K, TIELSCH P. 德国黑泵电厂两台 800 MW 供热机组的设计及试运行验收情况简介[J]. 上海电力, 2001(9): 56-59.
- [2] 冯俊凯,沈幼庭. 锅炉原理及计算[M]. 北京: 科学出版社, 1992.
- [3] 杨世命,陶文铨. 传热学[M]. 北京: 高等教育出版社, 2005.

作者简介:

吴江(1970),男,江苏江阴人,高级工程师,从事电厂生产和基建管理方面工作。

On the Design of Waste Heat Recovery Exchanger in 1 000 MW Thermal Power Plant

WU Jiang

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co. Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In order to solve the waste heat recovery issues of the high temperature exhaust flue gas in one 1 000 MW coal-fired thermal power plant, this work firstly introduces the design scheme for the low pressure economizer, and then qualitatively analyzes the basic design requirements. After that, through comparing the features of different design schemes, an optimal scheme is finally recommended. By employing the boiler design data, the economy of the recommended scheme is also analyzed. This work can provide valuable reference for other plants facing similar issues.

Key words: coal-fired power plant; waste heat of flue gas; heat exchanger; design