

# 褐煤机组烟气余热利用方案分析

朱勇,吴斌,唐兆芳

(江苏省电力设计院,江苏南京 211102)

**摘要:**针对褐煤机组特点,以北方采暖供热机组为例,建议设置烟气余热换热器,回收烟气的余热。方案在采暖期及非采暖期利用烟气尾部余热分别加热热网水或凝结水,降低全厂热耗,提高机组效率,并且节省全厂用水。经计算,经济效益十分明显,不到2年即可回收初始投资,并有显著的节能减排效果。

**关键词:**褐煤;烟气余热利用;换热器;节能减排

**中图分类号:**TK229

**文献标识码:**B

**文章编号:**1009-0665(2011)04-0072-04

褐煤是我国主要动力煤种之一,其特点为挥发分、含水分高,发热量、磨损性、灰熔点低,主要分布在我国内蒙古东北部地区<sup>[1]</sup>。燃用褐煤的锅炉由于褐煤含水分量大,烟气露点温度高,并且褐煤燃烧时容易产生结渣和积灰问题,易使锅炉排烟温度高,一般在150℃左右。因此,燃烧褐煤机组的排烟热源损失高,对排烟余热进行利用可进一步降低机组热耗,提高机组效率。以北方某燃用褐煤电厂的330 MW亚临界供热机组为例,借鉴国外燃用褐煤机组以及国内已实施的烟气余热换热器的设计思路,探讨燃用褐煤机组烟气余热利用的可行性与经济性。

## 1 工程概况

该工程为北方某330 MW供热机组,燃用煤种为内蒙古白音华煤,煤种全水分含量32.4%,干燥基挥发分含量49.28%,低位发热量13.5 MJ/kg。锅炉采用亚临界、自然循环单炉膛、全钢架悬吊结构汽包炉。汽机采用一次中间再热、双抽凝汽式机组。工业抽汽压力0.784~1.69 MPa(a),额定流量80 t/h;采暖抽汽0.249~0.49 MPa(a),额定流量500 t/h。采暖供热管网供水温度130℃,回水温度70℃,管网流量约9400 t/h。

## 2 烟气余热换热器的选型

### 2.1 烟气余热换热器的布置

如装设烟气余热换热器,有2种布置方案。一种方案是将换热器布置在空气预热器和除尘器之间;另一种方案是将换热器布置在引风机出口之后,脱硫塔入口之前。

对于第一种方案,烟气在空气预热器出口就被减温<sup>[2]</sup>。烟气温度的降低增加了除尘器防腐的难度。最主要的是,换热器内通过的含有大量飞灰的

烟气,换热器的烟气侧将会面临较严重的磨损和堵灰问题。

第二种方案是把烟气换热器放置在引风机出口之后、脱硫塔入口之前,占用的空间可取代常规脱硫岛的GGH的位置。采用此方案,由于烟气中的绝大部分飞灰已被除尘器除去,换热器的磨损和堵灰很少,烟气换热器的换热结构可采用翅片管式或板式等先进的结构形式以提高传热系数。同时,置于引风机之后还可避免换热器腐蚀泄漏后水侧漏入引风机而带来的叶片防腐问题。因此,该布置方案的运行可靠性和维护成本都优于第一种方案。

### 2.2 烟气余热换热器的低温腐蚀和材料选择

由于烟气余热换热器在酸腐蚀的工况下运行,需要选用导热性能好、性价比高的耐腐蚀材料。从目前国内外设计的经验及已投用烟气余热换热器的运行情况看,可以考虑采用的材料主要有:耐腐蚀的低合金碳钢、不锈钢材料、复合钢管或者碳钢外表面镀瓷等。根据国内外投运业绩,本文烟气余热换热器暂按耐腐蚀的低合金碳钢考虑。

### 2.3 烟气余热换热器的选型和设计

本换热器的介质是烟气和凝结水(热网水),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<sup>[3]</sup>。

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。管式换热器的缺点是占地面积大,检修维护不方便。

板式换热器的优点是在相同的换热面积下,换热效率较高,体积紧凑,节地、节材。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,但检修周期长。2种换热器均可满足设计需要。目前国内普遍采用的余热换热器均为管式换热器,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,本文暂按管式换热器进行设计选型。

### 3 烟气余热换热器的系统设置

#### 3.1 烟气系统设置

该工程采用湿法脱硫工艺,取消旁路烟道。烟气余热换热器采用 $1\times 100\%$ 容量换热器,换热器与脱硫吸收塔串联布置。烟气由引风机出口进入烟气余热换热器与凝结水(或热网水)充分换热后,进入吸收塔脱硫后排入烟囱。

#### 3.2 凝结水及热网水系统设置

根据该工程为北方严寒地区供热电厂、热负荷大的设计特点,该工程建议在采暖期利用排烟烟气的尾部余热加热部分热网水;而在非采暖期,排烟烟气的尾部余热用于加热部分凝结水。由于在采暖期与非采暖期加热水来自不同的热源,因此,烟气换热器水侧系统需根据机组负荷性质的变化进行切换。根据这种热源切换,有2种水侧系统的设置方式。

##### 3.2.1 一次循环直接加热方式

凝结水、热网水与烟气换热器直接换热,凝结水与热网水间的切换采用阀门控制方式。当在采暖期时,利用烟气余热加热热网水;当在非采暖期时,先通过热网水侧排污阀将管道中热网水排放完毕后,再利用凝结水将管道冲洗合格直至管道内水质完全满足凝结水水质要求,再打开凝结水出口阀,投入凝结水加热系统。系统设置如图1所示。这种系统采用一次循环直接换热,其优点为换热效率高,设备投资小,系统控制简单。缺点为烟气换热器抗腐蚀、抗压要求高;热网水与凝结水切换时如操作不当,易污染凝结水水质,且前期冲洗需消耗部分凝结水;系统安全性一般。

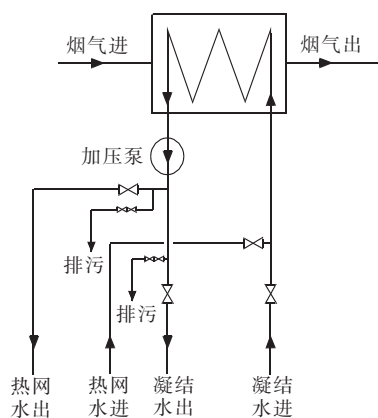


图1 换热器水侧系统流程图

##### 3.2.2 二次循环间接加热方式

凝结水、热网水与烟气换热器不直接接触,通过中间介质(除盐水)间接换热,凝结水、热网水采用各自独立的换热器。在采暖期与非采暖期的切换中,只需分别开启和关闭相应换热器的阀门即可。系统设置如图2所示。

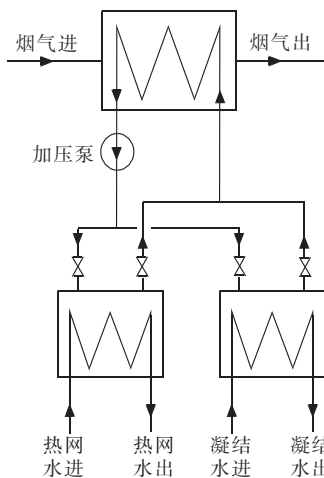


图2 换热器水侧系统流程图

这种系统采用二次循环间接换热,其优点为烟气换热器抗腐蚀、抗压要求低,系统检修维护方便,不同水质水源各自独立,系统安全性高。缺点则是由于采用二次换热,换热效率低,设备投资大,系统控制复杂。

2种系统设置方式各有利弊。由于烟气尾气排热已属于低品质热能,热能的利用及回收所需付出的经济代价与普通换热相比已较高,如再采用二次循环间接加热方式,初投资增加,换热效率大大下降。经过向有关厂家咨询,换热器设计在充分考虑烟气酸露对换热器腐蚀影响后,换热器可满足烟气与凝结水或热网水直接换热的设计要求。目前国内投运使用的烟气余热换热器均采用了直接换热方式。因此,该工程推荐采用一次循环直接换热方式,并以此为基础开展下列经济性比较。

### 4 烟气余热换热器的热平衡计算

#### 4.1 换热参数的选择

回收烟气热量,首先应考虑换热器的低温腐蚀问题。对于烟气余热换热器来说,烟气结露的腐蚀是最主要的。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。为保证安全可靠,建议换热器烟气侧出口温度不低于烟气酸露点温度。

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水侧的进口温度,因此该温度需要高于烟气中水露点温度才可以保证酸露腐蚀的影响尽量小。因此建议烟气换热器水侧温度比水露点温度高 $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 为宜<sup>[4,5]</sup>。

根据此设计原则,该工程烟气余热利用系统在任何工况下,建议换热器出口烟温不低于 $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,换热器进口水温不低于 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

#### 4.2 热网水系统的热平衡计算

以下均按照该工程1台机组燃用设计煤种的额

定抽汽工况计算。

在采暖期,为利用烟气尾部余热,将部分热网水从热网供水母管中抽出加压后送至烟气余热换热器,热网水由排烟气从 70 °C 加热至 130 °C,烟气温度由 150 °C 降至 105 °C 后进入脱硫塔脱硫后排入烟囱。换热器采取逆流换热方式。

部分热网水的通过利用烟气余热加热,减少了采暖抽汽的抽汽量,减少的采暖抽汽可通过汽轮机低压缸做功,增加了汽轮机的做功能力,降低了汽机热耗,从而整体提高机组热效率。装设烟气余热换热器后的热平衡图如图 3 所示。

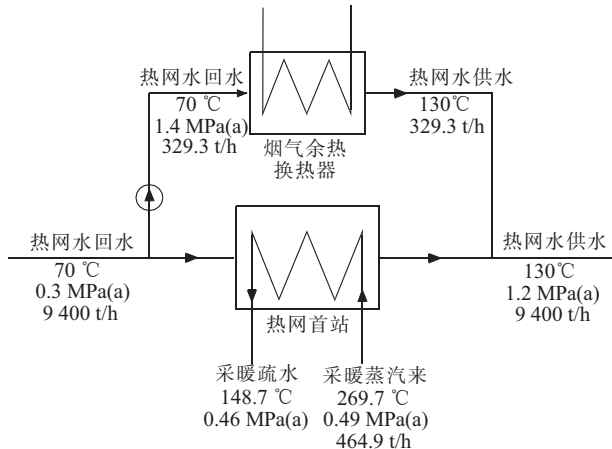


图 3 装设换热器后热网水系统流程图

经计算,热网水回收烟气余热后,机组发电功率增加 4 943.1 kW。

在装设烟气余热换热器后,烟气阻力约增加 800 Pa,引风机能耗将增加;低压缸排汽增加 35.1 t/h,增加的低压缸排汽将增加凝汽器循环水以及凝泵的能耗;换热器热网水加压泵也需要消耗能量。因此,考虑风机功率增加、排汽能耗增加和加压泵能耗增加的引起厂用电的增加影响后,供电标煤耗可节省 3.92 g/(kW·h)。

### 4.3 凝结水系统的热平衡计算

#### 4.3.1 THA 工况的计算

以下均按照该工程一台机组燃用设计煤种的热耗率验收工况(THA 工况)计算。

在非采暖期,利用烟气尾部余热加热部分凝结水,换热器将出口烟气温度 150 °C 降至 105 °C 进入脱硫塔。凝结水从 7 号低压加热器部分至换热器,凝结水在换热器内从 86.1 °C 加热至 117.5 °C 后,通过加压泵加压返回 5 号低压加热器入口,换热器的型式可采用管式逆流换热。换热器中的凝结水流量由热平衡计算确定<sup>[6]</sup>。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,减少的抽汽量使低压缸做功增加,从而提高了热量利用效率。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如图 4 所示。

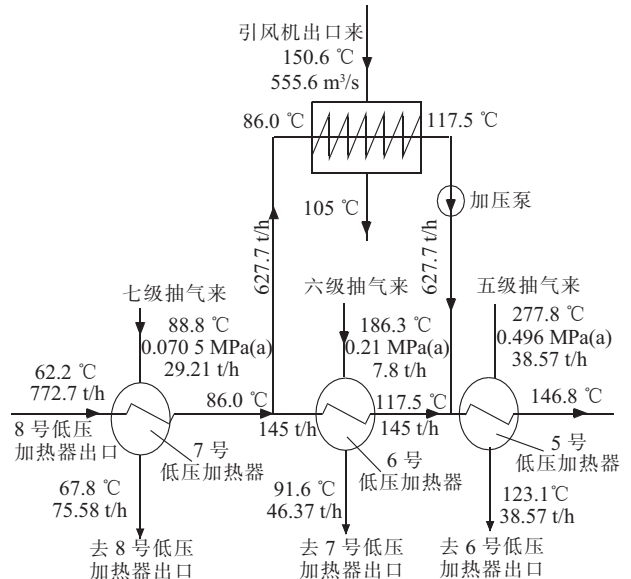


图 4 烟气余热换热器后热平衡图

经计算,凝结水回收烟气余热后,机组发电功率增加 3 777.6 kW。

在装设烟气余热换热器后,烟气阻力约增加 800 Pa,引风机能耗将增加;低压缸排汽增加 31.8 t/h,增加的低压缸排汽将增加凝汽器循环水的能耗;换热器凝结水加压泵也需要消耗能量。因此,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 2.81 g/(kW·h)。

#### 4.3.2 75%THA 工况的计算

根据目前国内机组的实际运行情况,该工程针对 75%THA 工况对烟气余热利用的效果也进行了效益分析。在 75%THA 工况时,排烟温度降至 134 °C,凝结水在换热器内从 78.0 °C 加热至 109.6 °C,凝结水流量为 575.1 t/h。

根据 75%THA 工况参数,采用同样方法可知凝结水回收烟气余热后,机组发电功率增加 1 705.5 kW,供电标煤耗可节省 1.2 g/(kW·h)。

## 5 烟气余热换热器经济性分析

设置烟气余热换热器后,综合考虑采暖期与非采暖期 2 种工况,脱硫岛可减少喷水量 34.1 t/h,全年节约用水约 22.26 万 t。除此之外,从环境保护角度考虑,应用烟气余热换热器技术也降低了二氧化碳和二氧化硫的排放。

设置烟气余热换热器所增加的静态投资费用包括以下几方面:

(1) 每台机组换热器本体造价在 400 万元左右(含壁温控制系统、吹灰装置);

(2) 换热器和烟道所增加的土建基础费用总共



约 40 万元;

(3) 引风机按 0.05 万元 /kW 的造价估算,需要增加 27.5 万元引风机造价;

(4) 增加的凝结水及热网水管道和相关阀门费用约 75 万元;

(5) 考虑到烟气换热器的冷端腐蚀,约每 8 年需要更换  $\frac{1}{3}$  冷端受热面,每次更换需要约 120 万元的费用;

(6) 每年的安装运行维护费用按设备投资的 1.5% 计算,每年约需 6 万元。

综上所述,设置烟气余热换热器需要增加静态投资 542.5 万元,每年折合需要大约 21 万元运行维护费用。根据采暖期与非采暖期全年运行时间的不同,烟气余热换热器总体经济性分析如表 1 所示。

表 1 烟气余热换热器经济性分析表

序号	项目	数值
1	发电标煤价 / (元·t <sup>-1</sup> )	501
2	采暖节约供电标煤 / [g·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	3.92
3	抽凝节约供电标煤 / [g·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	2.81
4	采暖时间 / h	4 080
5	采暖期发电额 / MW	247.04
6	非采暖时间 / h	2 446
7	非采暖期发电额 / MW	330
8	节省标煤耗 / (t·a <sup>-1</sup> )	6 222.1
9	按耗煤量节约资金 / (万元·a <sup>-1</sup> )	311.73
10	节水节约资金(水价按 1 元 / t 计) / (万元·a <sup>-1</sup> )	22.25
11	每年维护检修费用 / (万元·a <sup>-1</sup> )	21.00
12	初始总投资 / 万元	542.50
13	折现率 / %	0.07
14	投资回收年份 / a	1.91
15	二氧化碳减排量 / (t·a <sup>-1</sup> )	20 646.4
16	二氧化硫减排量 / (t·a <sup>-1</sup> )	125.7

通过计算可以看出,烟气换热器投入运行每台机组每年可节省燃料费用 311.73 万元,节省脱硫岛用水 22.26 万 t,按初始投资 542.5 万元计算,1.91 年可收回动态投资。每年并可减少二氧化碳排放量 20 646.4 t/a,二氧化硫排放量 125.7 t/a,环保效益十分明显。

## 6 结束语

综上所述,对于褐煤机组烟气余热利用有以下一些特点。

(1) 设置烟气余热换热器的方案可有效降低烟气进入脱硫塔的温度,减少脱硫用水,并且回收烟气的余热。

(2) 由于褐煤机组排烟温度高,烟气可利用余热大,余热利用效果显著。供电标煤耗可降低 3~4 g/(kW·h),在 75%THA 纯凝工况时仍可降低供电标煤耗 1.2 g/(kW·h),与燃用烟煤机组烟气余热利用标煤耗降低 1 g/(kW·h) 左右相比,节能效果更加明显。

(3) 方案针对北方采暖供热机组的特点,在采暖期及非采暖期利用烟气尾部余热分别加热热水或凝结水,降低全厂热耗,提高机组效率。

(4) 方案经济效益好,不到 2 年时间便可以回收初始投资,并有明显的节能减排作用,环保效益也十分显著。

### 参考文献:

- [1] 宋宝军,郝莉丽.浅谈大容量高效褐煤锅炉的发展现状及发展趋势[J].锅炉制造,2007(2):25-27.
- [2] 陈丽艳.燃用褐煤锅炉的电除尘器选型设计分析与应用[J].环境保护,2008(5):55-57.
- [3] 唐兆芳,王志斌,江蛟,等.锅炉烟气余热换热器设置方案浅析[C].2009 年度锅炉汽机专业技术交流大会论文集.
- [4] 张兴璞,林青.浅谈锅炉烟气余热回收的应用前景[J].建筑科学,2008(4):210-212.
- [5] 赵恩婵,张方炜,赵永红.火力发电厂烟气余热利用系统的研究设计[J].热力发电,2008(10):66-67.
- [6] 张存民,沈辉,弓振萍,等.电站锅炉排烟余热利用分析[J].湖北电力,2003(12):64-66.

### 作者简介:

朱 勇(1980-),男,江苏南京人,工程师,从事电厂设计咨询工作;

吴 斌(1973-),男,江苏姜堰人,高级工程师,从事电厂设计咨询工作;

唐兆芳(1966-),男,江苏东海人,高级工程师,从事电厂设计咨询工作。

## Analysis on Heat Recovery Projects for Lignite-fired Thermal Power Plants

ZHU Yong, WU Bin, TANG Zhao-fang

(Jiangsu Electrical Design Institute, Nanjing 211102, China)

**Abstract:** According to the actual characteristics of lignite, suggestions that flue gas heat recovery technology should be adopted especially for heat supply units in North China are proposed in the paper. In order to reduce the consumption of fuel as well as water, the exhaust gas is applied to heat the network steam and the condensation water, and significant economic benefits have already been achieved in the past two years.

**Key words:** lignite; heat recovery; exchanger; energy saving and emission reduction