

1 000 MW 机组锅炉余热利用方案对比

杨富鑫¹, 谭厚章¹, 张俊杰², 靖长财², 董 琨², 王顺森¹

(1. 西安交通大学 能源与动力工程学院, 陕西 西安 710049; 2. 神华国华(北京)电力研究院有限公司, 北京 100025)

摘要:基于低温省煤器可有效回收锅炉尾部的烟气余热,提高机组效率,以某电厂1 000 MW 机组为工程应用背景,根据能源梯级利用原则,优化烟气余热利用系统,提出了4种不同的余热利用方案。利用矩阵法,计算得到各方案的汽耗降低值。通过对比分析,相对于低温省煤器布置于空预器出口的传统方案,采用空预器烟气旁路的方案,可使得供电煤耗降低值由1.85 g/kWh提高至3.14 g/kWh,机组节能降耗效果显著。

关键词:电站锅炉;烟气余热利用;低温省煤器;节能降耗

中图分类号:TQ534;TK11 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-6772(2017)06-0124-05

Comparison of different systems for waste heat recovery from flue gas in a 1 000 MW power plant

YANG Fuxin¹, TAN Houzhang¹, ZHANG Junjie², JING Changcai², DONG Kun², WANG Shunsen¹

(1. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Shenhua Guohua (Beijing) Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100025, China)

Abstract:To recover the waste heat from flue gas and lower the temperature of the flue gas, four systems are proposed by using a low temperature economizer for energy saving based on the energy cascade utilization principle in a 1 000 MW power plant. The efficiencies of these systems are obtained by using the matrix method. Comparing the typical system of waste heat recovery that the economizer is located after the air preheater; the system of flue gas bypass of the air preheater has advantages and the standard coal consumption reduction is increased from 1.85 g/kWh to 3.14 g/kWh.

Key words:boiler; waste heat recovery; low temperature economizer; energy-saving and consumption-reducing

0 引 言

目前,我国电站锅炉的排烟温度在120~150℃,烟气余热损失占锅炉总热损失的60%~70%。因此,有效利用烟气余热、降低排烟温度、提高电站的经济性具有重要意义。在锅炉尾部烟道增设低压省煤器是利用烟气余热最为有效、节能效果最为显著的方式之一^[1-2]。在国外,德国黑泵电厂(Schwarze Pumpe)、德国科隆电厂(Niederaussem)和日本常陆那珂电厂等,都对烟气余热进行了有效利

用,带来了经济效益^[3-4]。在国内,西安交通大学、华北电力大学和山东大学等都在相关方面进行了研究^[5-9]。上海外高桥电厂三期1 000 MW 机组在脱硫塔前安装了汽水换热器,利用汽轮机的凝结水吸收烟气余热,将烟温降低至80~85℃,可以使得机组热耗降低0.7%^[10-11]。

目前,烟气余热利用系统方案较多,如低温省煤器可以设置于除尘器前、除尘器后等^[5,12-13]。本文将对几种常见的余热利用方案进行计算,同时提出空预器烟气旁路的方案,并对这几种方案进行对比。

收稿日期:2017-06-10;责任编辑:孙淑君 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.2017.06.023

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2016YFB0600605);国家自然科学基金资助项目(91544108)

作者简介:杨富鑫(1985—),男,广东茂名,讲师,博士,从事生物质能的利用及节能减排、热力学等方面的科研工作。E-mail: fxyang@xjtu.edu.cn。通讯作者:谭厚章,教授,博士,从事火电厂煤高效低氮燃烧、系统节能节水以及烟气多污染物脱除与控制等方面研究工作。E-mail: tanhz@xjtu.edu.cn

引用格式:杨富鑫,谭厚章,张俊杰,等.1 000 MW 机组锅炉余热利用方案对比[J].洁净煤技术,2017,23(6):124-128.

YANG Fuxin, TAN Houzhang, ZHANG Junjie, et al. Comparison of different systems for waste heat recovery from flue gas in a 1 000 MW power plant[J]. Clean Coal Technology, 2017, 23(6): 124-128.

1 烟气余热利用方式

1) 在常规电站机组系统中,利用烟气余热加热凝结水,可以排挤部分从汽轮机抽取的回热抽汽,相应地,被排挤的部分抽汽可以返回汽轮机继续膨胀做功。因此,在没有增加锅炉额外输入能量的情况下,增加了机组的总出力,提高了机组的经济性。

2) 在空预器前设置暖风机,可以利用温度较低的低品位烟气来加热进入空预器前的冷空气,即由空预器和暖风机共同加热冷空气,相应地减少空预器的换热量,使得空预器出口的排烟温度升高,减轻空预器的堵塞^[6]。

3) 德国科隆电厂发电机组在空预器设置烟气旁路,抽取部分的烟气加热高压给水,减少了高压加热器的抽气。

总之,只要遵循“温度对口,梯级利用”的原则,有效利用余热,就可以创造性地选取冷源,选择适宜的利用方案。

2 烟气余热利用方案

以某电厂 1 000 MW 机组为工程应用背景,提出在锅炉尾部烟道不同位置加装低温省煤器的方案,基于矩阵法,计算得到改造前后的汽耗,分析各个方案的经济性。该电站机组采用的是八级回热系统,设计煤种为神华准 2 煤,在设计工况下,锅炉的排烟温度 125.6 °C。该电站锅炉型号为 DG3033/26.25-III,为超超临界参数直流炉,前后墙对冲燃烧,一次中间再热,单炉膛平衡通风,固态排渣,尾部双烟道布置,锅炉的设计参数见表 1。

2.1 方案 1

设置一级低温省煤器。该方案将低温省煤器设置于静电除尘器入口处。拟分别从 7、8 号低压加热器入口分别引出凝结水,通过 1 号低温省煤器后,送至 6 号低压加热器入口。低温省煤器出口烟温为 90 °C;低温省煤器进口烟温 135.6 °C;7 号低加抽水量 636.2 t/h;8 号低加抽水量 348.4 t/h;汽轮机热耗 7 214.7 kJ/kWh;节约热耗 55.4 kJ/kWh;等价节约供电煤耗 1.85 g/kWh,其示意如图 1 所示。方案 1 可节约煤耗 1.85 g/kWh。

方案 1 的主要优点:易于实行,烟气温度降低后,烟气密度降低,相应的烟气流量减少,可以减少烟气比电阻;同时,电除尘器和引风机的用电量都将减少,节约厂用电。缺点:节能效果一般,省煤器布

表 1 锅炉主要设计参数

Table 1 Main design parameters of the boiler

参数	数值	
	设计煤种	校核煤种
过热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	3 033.0	3 033.0
过热器出口蒸汽压力/MPa	26.15	26.15
过热器出口蒸汽温度/°C	605	605
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	2 470.46	2 470.46
再热器进口蒸汽压力/MPa	4.89	4.89
再热器出口蒸汽压力/MPa	4.64	4.64
再热器进口蒸汽温度/°C	351	351
再热器出口蒸汽温度/°C	603	603
省煤器进口给水温度/°C	302.9	302.9
预热器出口一次风温度/°C	325	—
预热器出口二次风温度/°C	338	—
空预器出口(未修正)温度/°C	127	—
空预器出口(修正后)温度/°C	121	—
燃料消耗量/(t·h ⁻¹)	361.5	363.6
一次风率/%	21.28	—
省煤器出口过剩空气系数	1.15	1.15

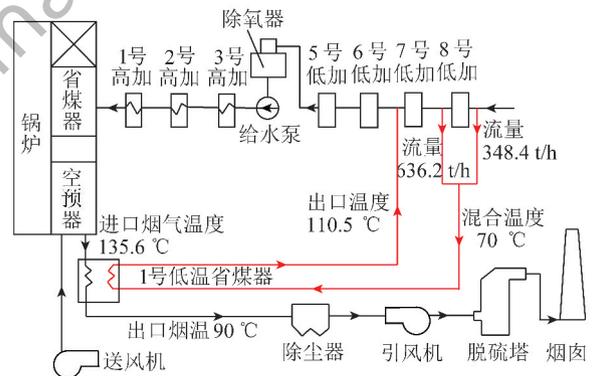


图 1 方案 1 烟气余热利用示意

Fig. 1 First proposed system for waste heat recovery from flue gas

置在除尘器之前,通过的烟气未经除尘,粉尘浓度较高,使得省煤器容易磨损、积灰和拥堵。因此需要对省煤器结构和布置进行合理的设计,以保证机组安全可靠的运行。

2.2 方案 2

设置 2 级低温省煤器。该方案将低温省煤器分别设置于静电除尘器入口和脱硫塔入口。拟分别从 7、8 号低压加热器入口分别引出凝结水,先后通过脱硫塔入口 2 号低温省煤器和除尘器入口 1 号低温省煤器后,送至 6 号低压加热器入口。低温省煤器

出口烟温为 90°C ;低温省煤器进口烟温 135.6°C ;7号低加抽水量为 748.3 t/h ;8号低加抽水量为 409.8 t/h ;汽轮机热耗 $7\ 205\text{ kJ/kWh}$;节约热耗 65.1 kJ/kWh ;等价节约供电煤耗 2.17 g/kWh ,其示意如图2所示。方案2利用了引风机的温升,这部分热量被利用到给水系统。但由于低温腐蚀和低温省煤器进口水温的限制,可节约煤耗 2.17 g/kWh 。

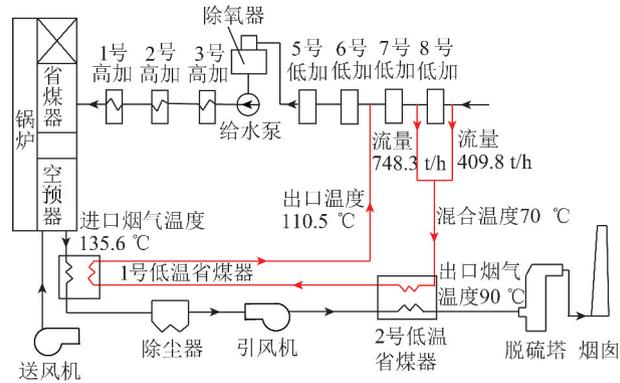


图2 方案2烟气余热利用示意

Fig. 2 Second proposed system for waste heat recovery
fram flue gas

方案2的优点:采用了2级布置方案,即一级布置在除尘器入口,另外一级布置在引风机出口,兼顾了方案1的优点,同时充分利用了引风机的温升($5\sim 8^{\circ}\text{C}$),并且引风机一般布置在地面,其出口烟道中心较低,便于余热利用管道的布置。缺点:省煤器布置在引风机出口处,使得引风机出口烟气阻力增大,同时,省煤器布置于脱硫塔之前,造成腐蚀及堵塞。

2.3 方案3

在除尘器进口处设置1、2号低温省煤器,设置3号低温省煤器用以加热进入锅炉空预器入口冷空气。拟从7号低压加热器入口引出凝结水,通过1号低温省煤器后,送至5号高压加热器入口。2、3号低温省煤器,采用冷却水中间介质吸收烟气余热,用以加热锅炉空预器入口冷空气,将冷空气温度提高至设计温度,相应的空预器出口排烟温度亦将提高。低温省煤器出口烟温为 90°C ;空预器出口烟温 161.8°C ;暖风器进口烟温 120.3°C ;二次风进口温度 80.0°C ;省煤器抽水量 767.8 t/h ;一次风出口温度 298.8°C ;二次风出口温度 298.6°C ;汽轮机热耗 $7\ 203.1\text{ kJ/kWh}$;节约热耗 67.0 kJ/kWh ;等价节约供电煤耗 2.23 g/kWh ,其示意如图3所示。方案3可节约煤耗 2.23 g/kWh 。

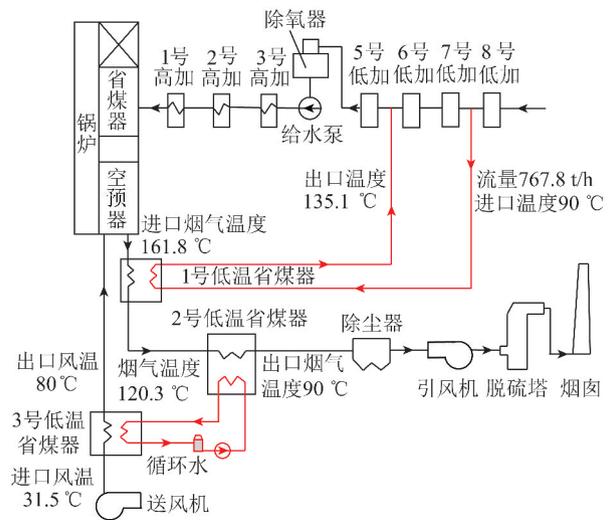


图3 方案3烟气余热利用示意

Fig. 3 Third proposed system for waste heat recovery
fram flue gas

方案3的优点:采用烟气温度加热冷空气,提高空预器入口风温,相应地提高空预器出口排烟温度,可以减轻空预器的堵灰等问题。缺点:多增加一台循环水泵,增加厂用电和运行费用。

2.4 方案4

方案1、2和3为传统的烟气余热利用方案,在空预器后增设省煤器。此外,德国科隆电厂采用在空预器烟气旁路的方案,利用旁路烟气加热高加凝结水和低加凝结水。传统的余热利用方案,节能效果有限;科隆电厂的方案中不考虑利用余热加热低加凝结水;国内学者提出的利用旁路烟气同时加热高加凝结水和低加凝结水,需要抽取的烟气量较多,容易造成流经空预器的烟气量不足,使得二次风温达不到设计温度,造成空预器出口温度较低。

针对此类问题,提出方案4,即利用旁路烟气加热高加凝结水,旁路与主烟气混合后再加热低加凝结水,有效利用烟气余热加热高加凝结水和低加凝结水,同时,避免改造后二次风温的变动,使其与改造前保持一致。

在计算过程中,为了避免改造后二次风温的变动,需要准确得到改造前后二次风温。因而,本文对三分仓空预器建立计算模型^[14]。

设置1~4号低温省煤器。该方案从省煤器出口抽8%的烟气量加热1号低温省煤器,然后抽取的8%烟气与主烟气混合后加热2号省煤器、3号省煤器。拟从3号高压加热器入口引出凝结水,

通过 1 号低温省煤器后,送至 1 号高压加热器出口;拟从 7 号低压加热器入口抽出凝结水,通过 2 号低温省煤器后,送至 6 号低压加热器出口;3、4 号低温省煤器,采用冷却水中间介质吸收烟气余热,用以加热锅炉空预器入口冷空气,将冷空气温度提高至设计温度,相应的空预器出口排烟温度亦将提高。低温省煤器出口烟温为 90 ℃;1 号省

煤器进口烟温 375.0 ℃;1 号省煤器出口烟温 240.0 ℃;2 号省煤器进口烟温 156.9 ℃;2 号省煤器出口烟温 120.2 ℃;1 号省煤器抽水量 87.4 t/h;2 号省煤器抽水量 684.0 t/h;汽轮机热耗 7 176.9 kJ/kWh;节约热耗 94.2 kJ/kWh;等价节约供电煤耗 3.14 g/kWh,其示意如图 4 所示。这个方案可节约煤耗 3.14 g/kWh。

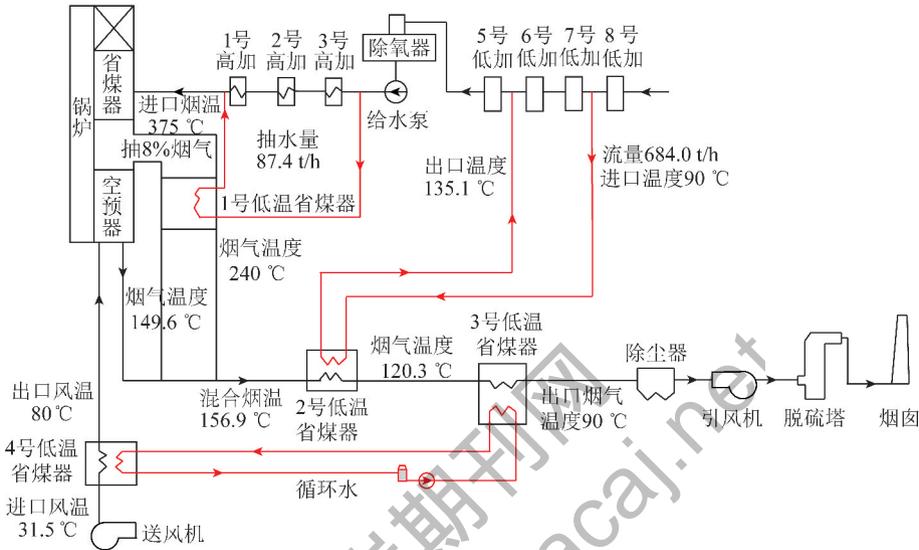


图 4 方案 4 烟气余热利用示意

Fig. 4 Fourth proposed system for waste heat recovery from flue gas

方案 4 的优点:兼顾了方案 3 的优点,同时抽取部分的高温烟气旁路用于加热高加抽取的凝结水,节能效果显著。缺点:改造初期投入费用较高,同时增加了循环水泵和冷却水,增加厂用电和运行费用。

在烟气余热利用过程中,应避免改造后二次风温的变动,使其与改造前保持一致。例如,在方案 4 中,8%旁路烟气是以保持二次风温不变为前提,通过三分仓计算模型,对比改造前后二次风温的变化(表 2)。如果抽取烟气量为总烟气量的 6% 时,二次风温为 300.8 ℃,高于改造前运行风温 298.9 ℃;如果抽取烟气量为总烟气量的 10% 时,二次风温为 297.2 ℃,低于改造前运行风温 298.9 ℃;二次风温高于或者低于改造前运行温度,都会影响锅炉的经济安全运行。

在 4 种改造利用方案中,方案 4 的效果最为显著,节省供电煤耗 3.14 g/kWh。方案 1 为传统的余热利用方案,仅能节省供电煤耗 1.85 g/kWh,这主要是由于传统低温省煤器所在位置的烟气温度范围较低,烟气的品味较差而造成的^[15]。因而,回收的烟气余热只能用于加热低加抽取的凝结水,节省了

表 2 方案 4 不同抽汽量及一、二次风温的变化

Table 2 Changes of the temperature for the primary and secondary air concerning the extracted steam on the fourth proposed system

抽取烟气量占 总烟气量/%	一次风出口温度/℃		二次风出口温度/℃	
	改造前	改造后	改造前	改造后
6	294.0	298.9	298.0	300.8
8	294.0	298.9	296.0	299.0
10	294.0	298.9	294.1	297.2
12	294.0	298.9	292.0	295.3

做功能力偏差的回热抽汽,使得节能效果不理想。方案 4 中,回收温度较高的烟气余热用于加热高加抽取的凝结水,高温的烟气为凝结水的焓升提供了高品位的热量,节省了做功能力较好的回热抽汽;低温的烟气余热用于预热温度较低的冷空气,遵循了“温度对口,梯级利用”的原则,使得节能效果显著。

3 结 论

1) 以某 1 000 MW 电厂机组为工程应用背景,根据“温度对口,梯级利用”的原则,增设低温省煤

器对烟气余热进行回收利用。

2)对4种不同的余热回收方案,通过矩阵法计算各方案的节能情况,发现空预器烟气旁路的方案效果显著,节省供电煤耗为3.14 g/kWh。

3)从能源利用过程来看,在保证机组安全运行的前提下,利用低温省煤器回收的烟气余热挤能级更高的抽汽时,能够获得更好的节能降耗效果。

参考文献(References):

- [1] 包伟伟,张伟,刘彦宝,等. 1 000 MW 超超临界机组烟气余热梯级利用设计思想[J]. 东方汽轮机,2016(4):8-11,29.
BAO Weiwei,ZHANG Wei,LIU Yanbao,et al. Flue gas waste heat echelon utilization design for 1 000 MW ultra-supercritical units [J]. Dongfang Turbine,2016(4):8-11,29.
- [2] 何川,孔德伟,马素霞,等. 600 MW 机组烟气余热利用技术综合分析[J]. 热力发电,2016,45(7):1-6.
HE Chuan,KONG Dewei,MA Suxia,et al. Technical and economic analysis of flue gas waste heat utilization in a 600 MW unit [J]. Thermal Power Generation,2016,45(7):1-6.
- [3] 梁著文. 烟气余热回收装置的利用[J]. 沿海企业与科技,2010(10):111-113.
- [4] 闫书群. 低温省煤器在电站锅炉节能减排中的应用研究[D]. 大连:大连理工大学,2015:5-6.
- [5] 陈晓文,杜文智,熊英莹,等. 电站烟气余热利用系统浅析[J]. 发电与空调,2014,35(4):10-13,74.
CHEN Xiaowen,DU Wenzhi,XIONG Yingying,et al. Initial analysis on flue gas waste heat utilization system in power plant [J]. Power Generation & Air Condition,2014,35(4):10-13,74.
- [6] 杨勇平,黄圣伟,徐钢,等. 电站锅炉烟气余热利用系统的热力学分析和优化[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2014,41(1):78-83.
YANG Yongping,HUANG Shengwei,XU Gang,et al. Thermodynamic analysis and optimization of the wasteheat recovery system for utility boiler [J]. Journal of North China Electric Power University (Nature Science),2014,41(1):78-83.
- [7] 徐钢,许诚,杨勇平,等. 电站锅炉余热深度利用及尾部受热面综合优化[J]. 中国电机工程学报,2013,33(14):1-8,15.
XU Gang,XU Cheng,YANG Yongping,et al. Deep utilization of

exhaust heat and comprehensive optimization of tailheating surfaces for utility boilers [J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(14):1-8,15.

- [8] 黄圣伟,徐钢,杨勇平,等. 电站锅炉烟气余热利用的热力学分析与优化设计原则[J]. 现代电力,2013,30(1):75-80.
HUANG Shengwei,XU Gang,YANG Yongping,et al. Thermodynamic analysis and optimum design principles of the heat recovery of utility boilers flue gas [J]. Modern Electric Power,2013,30(1):75-80.
- [9] 谢磊. 电站锅炉低压省煤器系统热经济性分析的数学模型 [D]. 济南:山东大学,2007:43-45.
- [10] 冯伟忠. 1 000 MW 超超临界机组的综合优化和技术创新——外高桥电厂三期工程的节能减排之路[J]. 上海电力,2007(5):441-446.
- [11] 史月涛,张翔宇,李飞,等. 工程酸露点——锅炉低温余热利用极限的新判据[J]. 科学通报,2014,59(28/29):2810-2816.
SHI Yuetao,ZHANG Xiangyu,LI Fei,et al. Engineering acid dew temperature: The limitation for flue gas heat recovery [J]. Chin. Sci. Bull.,2014,59(28/29):2810-2816.
- [12] 李光,刁利,吴思竹. 火力发电厂烟气余热利用技术方案与经济分析[J]. 华东电力,2014,42(11):2461-2465.
LI Guang,DIAO Li,WU Sizhu. Planning and economic analysis on flue gas heat utilization in thermal power plant [J]. East China Electric Power,2014,42(11):2461-2465.
- [13] 张润盘,董丽娟,辛建华,等. 锅炉烟气余热利用方案研究 [J]. 热力发电,2013,42(11):107-109.
ZHANG Runpan,DONG Lijuan,XIN Jianhua,et al. Flue gas waste heat utilization schemes for boilers [J]. Thermal Power Generation,2013,42(11):107-109.
- [14] 阎维平,李皓宇. 三分仓回转式空气预热器传热的数值解法 [J]. 动力工程,2009,29(9):841-845.
YAN Weiping,LI Haoyu. Numerical method on heat transfer in tri-sectional regenerative air heater [J]. Journal of Power Engineering,2009,29(9):841-845.
- [15] 宋景慧,阚伟民,许诚,等. 电站锅炉烟气余热利用与空气预热器综合优化[J]. 动力工程学报,2014,34(2):140-146.
SONG Jinghui,KAN Weimin,XU Cheng,et al. Comprehensive optimization of air preheater for boiler flue gas heat recovery [J]. Journal of Chinese Society of Power,2014,34(2):140-146.