

DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.18043

火电厂烟气余热利用现状与展望

李允超¹, 赵大周², 刘博², 张贺², 马洪涛², 田鑫²

(1. 浙江大学能源工程学院, 浙江省 杭州市 310030;

2. 华电电力科学技术研究院有限公司, 浙江省 杭州市 310030)

Status and Prospect of Waste Heat Utilization in Power Plant

LI Yunchao¹, ZHAO Dazhou², LIU Bo², ZHANG He², MA Hongtao², TIAN Xin²

(1. Collage of Energy Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310030, Zhejiang Province, China;

2. Huadian Electric Power Research Institute Co., Ltd., Hangzhou 310030, Zhejiang Province, China)

摘要: 火电厂烟气余热深度利用可有效提高电厂的热经济性。对国内外几种余热利用方式进行了综述, 包括常规余热利用方式和几种新型余热利用方案如换热器分级布置、旁路烟道技术和热泵技术等。对不同余热利用方式的节能效果进行了详尽对比分析, 认为常规低温省煤器烟气余热利用方案回收的热量较为有限, 分级余热利用可实现能量的梯级利用, 旁路烟道技术排挤了更高级别抽汽而更具经济性, 而热泵技术能进一步利用废热提升能量品质。

关键词: 火电厂; 余热利用; 旁路烟道; 热泵

ABSTRACT: The economy of the power plant could be effectively improved by the deep utilization of waste heat. Several types of waste heat utilization methods at home and abroad were reviewed, including the conventional waste heat utilization method and several new methods, such as heat ex-changer grading, bypass flue technology and heat pump technology. A detailed comparison of the energy-saving effects of different waste heat utilization methods was conducted. It is considered that the heat recovered from conventional low-temperature economizer flue gas is relatively limited. The graded waste heat utilization can be achieved by the hierarchical method. The bypass flue technology is more economical because of the displaces of extraction from higher-grade steam turbines. The energy quality can be further enhanced by the heat pump technology.

KEY WORDS: power plant; waste heat utilization; bypass flue; heat pump

0 引言

燃煤发电是我国电力生产的主要形式^[1]。近

年来, 随着技术的发展、参数的提高, 先进机组的电厂热效率可超过 45%^[2]。现有条件下进一步提高电厂热效率会存在一定的困难, 但仍可采用的技术有: 提高超超临界参数、汽轮机热力系统优化、锅炉热力系统优化、冷端参数优化、烟气余热利用等^[3]。其中烟气余热利用是提高火电厂热效率的有效方式之一, 这是由于当前国内燃煤机组排烟温度多在 120~140 ℃, 排烟温度较高, 烟气会携带较大热量, 损失较多, 排烟损失可达整个锅炉本体热损失的 3%~8%, 是影响锅炉热效率最主要的损失^[4]。一般认为, 锅炉的排烟温度每降低 10~15 ℃, 锅炉效率可提高 1 个百分点, 相应发电煤耗下降, 电厂效率也随之提高。因此, 降低排烟温度, 充分利用锅炉烟气余热, 对于锅炉效率的提高乃至整个电厂经济性的提升都至关重要。

通常, 锅炉尾部烟气的余热可被用来加热锅炉给水或凝结水、预热冷空气、加热热网水或用于干燥原煤等^[5]。其中, 烟气余热用来加热给水或凝结水和预热空气的情况较为普遍。本文概述了火电厂热经济性的评价方法, 对火电厂烟气余热利用的常规方式和几种新型方式进行综述, 对各自特点进行总结, 力求寻找出适合中国国情的烟气余热利用方式, 提高电厂整体热经济性。

1 热经济性评价方法

火电厂热经济性评价方法有很多, 从热力学

角度分析, 仅有2种基本分析方法, 第1种为基于热力学第一定律的热量法, 有热平衡法、效率法等; 第2种为基于热力学第二定律的熵方法或熵方法, 如做功能力法、可用能法(属熵方法)和做功能力损失、熵损(属熵方法)等。

1.1 热量法

热量法以能量转化的数量评定效果, 为有效利用热量和供给热量的比值。

$$\eta_t = \frac{w_a}{Q_1} = \frac{Q_1 - \sum_j Q_j}{Q_1} = 1 - \frac{\sum_j Q_j}{Q_1} = 1 - \sum_j \xi_j \quad (1)$$

式中: Q_1 为供给的热量, J ; w_a 为理想比内功(以热量计), J ; Q_j 为循环中各能量损失之和(以热量计), J ; ξ_j 为各能量损失系数之和。

1.2 熵方法

熵方法以能量的品质评定效果, 为有效利用可用能和供给可用能的比值。

$$\eta_t^e = \frac{w_a}{E_{\text{sup}}} = \frac{E_{\text{sup}} - \sum_j A_{ej}}{E_{\text{sup}}} = 1 - \frac{\sum_j A_{ej}}{E_{\text{sup}}} = 1 - \sum_j \xi_{ej} \quad (2)$$

式中: E_{sup} 为输入系统的可用能, J ; A_{ej} 为循环中各不可逆因素引起的各可用能损失之和, J ; ξ_{ej} 为各可用能损失系数之和。

2 烟气余热常规利用方式

2.1 常规布置方式

对于无烟气余热利用的电站锅炉, 烟气经空气预热器换热后, 先后经除尘器和脱硫塔去除飞灰和脱硫, 然后经烟囱排入到大气中。常规烟气余热利用是在空预器之后加装烟气余热利用装置(或称作低温省煤器), 用来加热回热系统中的凝结水。根据电厂实际烟道的分布状况、实际燃烧的煤种特性和引风机参数等不同情况, 烟气余热利用装置可有以下几种布置方式: 1) 布置在空气预热器之后, 除尘器之前, 如图1中位置①所示; 2) 布置在除尘器和引风机之间, 如图1中位置②所示; 3) 布置在引风机和脱硫塔之间, 如图1中位置③所示。

烟气余热利用装置和汽轮机回热系统有串联、并联和串并联3种形式, 图1给出了连接示意图。

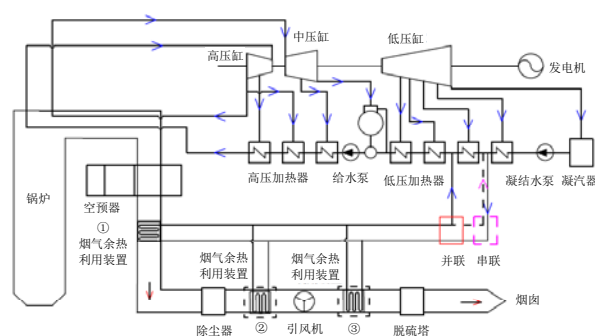


图1 烟气余热利用常规布置方式

Fig. 1 Conventional utilization of flue gas waste heat

2.2 常规布置节能效果

常规烟气余热利用装置的布置可用于加热部分凝结水, 减少部分汽轮机气缸抽汽, 这样会有更多的蒸汽在后续气缸中膨胀做功, 汽轮机做功增加, 系统经济性提高^[6]。上海外高桥第三发电厂1000MW机组采用“广义回热系统”, 加装烟气余热利用装置, 将排烟温度从原来的125℃降至85℃, 使锅炉效率和电厂热效率分别提升2%和0.8%~0.9%^[7]。国内开封电厂等也加装烟气换热器回收余热, 减少加热器抽汽^[8]。当然, 烟气余热也可以与热网供热系统进行耦合, 直接用烟气余热加热热网循环水供热, 减少供热抽汽。如前苏联为减少排烟热量损耗, 在锅炉对流竖井下部安装烟气余热利用装置用以加热水网水^[9]。

烟气余热利用换热器若布置在空气预热器之后, 除尘器之前, 换热使进入到除尘器的烟温降低。对于电除尘来说, 烟温的降低会降低飞灰的比电阻, 低比电阻有利于除尘效率的提升。同时, 由于换热器的布置, 烟道阻力会上升, 使引风机能耗增加, 而烟温的降低又会使得烟气体积流量减小, 这又缓解了引风机电耗的增量。对于换热器布置在引风机和脱硫塔之间这种形式, 其对除尘器的效率和引风机的电耗影响较小, 但烟风系统的阻力需要重新进行计算校核。

对于串并联连接方式效果, 文献[10]以某电厂600MW 8级回热(3高加、1除氧、4低加, 从高到低依次编号)超临界燃煤机组为例, 利用等效焓降法对几种低温省煤器与回热系统不同连接方式进行了计算, 结果参见表1。计算结果显示换热器和#6低压加热器并联的节能效果要优于和#7低加并联, 而与#6、#7低加同时并联效果要差

于单独与#6 低加并联,说明换热器替换更高级别的抽汽更有利于节能,而更多低级加热器的并入,节能效果会变差。文献[11]对比了烟气余热换热器串联与并联方式接入汽轮机回热系统对机组经济性的影响(见表 2),发现换热器与#7 低加并联节能效果与串联于#8、#7 低加之间效果一致,并认为在串联形式下,系统传热温差较大,这样有利于减少换热面积而节省投资。

表 1 不同并联方式经济性分析

Tab. 1 Economic differences in different parallel ways

序号	并联方式	凝结水流 量/(kg/s)	对数 温差/℃	机组效率 提高/%	降低标煤耗/ [g/(kW·h)]
1	与#7 低加 并联	276.89	38.28	0.51	1.53
2	与#6 低加 并联	372.17	12.19	0.71	2.12
3	与#6+#7 低 加并联	155.77	29.44	0.60	1.78

表 2 不同串、并联方式经济性分析

Tab. 2 Economic differences between series and parallel ways

序号	连接方式	凝结水流 量/(kg/s)	对数温 差/℃	机组效率 提高/%	降低标煤耗/ [g/(kW·h)]
1	与#8 低加并联	404.7	50.5	0.329	0.944
2	与#7 低加并联	466.4	31.8	0.573	1.642
3	串联于凝汽器 和#8 低加之间	574.5	62.9	0.329	0.944
4	串联于#8 低加 和#7 低加之间	574.5	32.8	0.573	1.642

然而,不管使用哪种连接方式,常规烟气余热利用方式受换热器入口烟温限制,能量品位不高。为防止低温腐蚀,经换热后的烟气出口温度一般不能低于 95℃,余热利用空间有限。同时烟水换热温差低,需大幅增加换热面积,增大工程投资成本。国内某 600 MW 超临界机组加装烟气余热利用装置,经测算烟气余热最高只能抵消部分#6 低压加热器(凝结水管路向上第 3 级加热器)抽汽,供电煤耗降低仅约 1.5 g/(kW·h),节能效果有限^[12]。

3 烟气余热新型布置方式

新型余热利用方式较传统余热利用方式,在

换热器的数量、管道的布置等方面有一定的变革和创新。同时,热泵的引入也使余热的利用变得更加多元化。

3.1 分级布置方案

为使烟气能量被充分利用,降低系统传热温差,可采用 2 级换热器布置方式,其较传统烟气余热利用方式更加复杂。一般首级高温段换热器会布置在空气预热器和除尘器之间,下一级低温段会布置在引风机和脱硫塔之间,实现温度梯级利用。分级布置的另一种方式是在常规省煤器后分别布置高温空气预热器、低温省煤器和低温空气预热器,如图 2 所示。也即烟气进高温空气预热器加热空气后,进入低温省煤器加热凝结水,再进入低温空气预热器加热冷风。这种布置方式有利于实现能量的梯级利用。文献[11]以某百万 kW 燃煤机组(超超临界)为例,估算余热分级利用系统的节能情况,其中锅炉设计效率为 94.08%,排烟温度为 130℃。系统具体为烟气经省煤器后首先进入高温空预器加热空气,而后烟气进入到低温省煤器,加热其中的凝结水,换热后烟气经除尘器后进入低温空预器。表 3 给出了系统余热分级利用情况与常规利用方式的对比。可以看出,案例的分级利用方案较常规余热利用方案,机组额外增加做功 7.6 MW,进一步节约标准煤耗 2.0 g/(kW·h)。

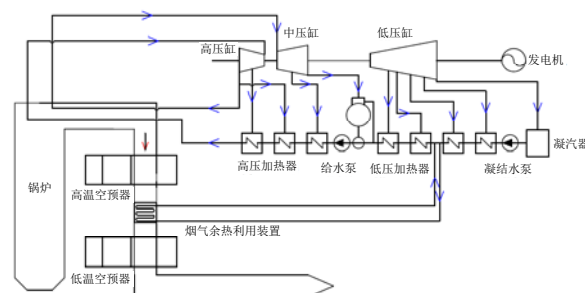


图 2 烟气余热分级利用示意图

Fig. 2 Graded utilization of flue gas waste heat

3.2 旁路烟道布置方案

烟气余热利用的另一种新形式为基于旁路烟道技术的余热利用方案。该方案原理是锅炉尾部烟气在进入到空气预热器之前,烟道被分为主烟道和旁路烟道 2 部分,其中主流烟气进入到空气预热器,旁路烟气不经空预器而进入旁路换热器中。旁路换热器设高压给水换热器与低压凝结水

表 3 分级余热利用与常规布置比较
Tab. 3 Comparison of grading utilization of waste heat and conventional utilization of waste heat

项目	分级利用系统	常规系统
入口烟气温度/℃	174.5	130
出口烟气温度/℃	130	85
入口水温/℃	115.7	62.8
出口水温/℃	135.5	83.6
凝结水流量/(kg/h)	651.6	574.5
节省抽汽流量/(kg/s)	22.0	24.2
节省抽汽焓值/(kJ/kg)	3 033.8	2 625.4
做功增加/MW	13.9	6.3
节约标煤量/[g/(kW·h)]	3.6	1.6

换热器用来加热锅炉给水和凝结水。主烟道和旁路烟道的 2 股烟气在出口处再行汇合，汇合后的烟道一般会再布置一个前置空预器，用以加热冷二次风，补充因旁路烟道的设置而使空气吸热不足，如图 3 所示。该方案尤为适合排烟温度偏高的系统，由于排挤了更高级别的汽轮机抽汽，进一步提高了汽轮机的做功蒸汽量，提高了系统的经济性。此种烟气旁路系统目前在国内电厂尚未见报道，而国外已有应用实例。德国 Niederaussem 电厂的 K 号机组在烟气余热利用时就是将系统分为 2 个部分：第 1 部分的主流烟气(约占 2/3)进入空预器，剩余约 1/3 的烟气不通过空预器，进入到旁路省煤器(由高压给水换热器和低压凝结水换热器构成)中。旁路烟气分别通过低压凝结水换热器加热凝结水和通过高压给水换热器加热给水。旁路烟道上的省煤器与主烟道上的回转式空预器并联布置。该 K 号机组因燃用褐煤，优化前排烟温度很高，采用烟道旁路技术后，系统供电煤耗大幅降低达 7 g/(kW·h)，机组效率随之提高约 1.4%，节能效果显著^[13]。

文献[10]以基准电站热力系统参数为参照，对常规系统和分旁路烟道系统方案进行核算对比，如表 4 所示。结果显示，使用烟道旁路技术后，机组全年平均供电煤耗降低值由常规方案(仅使用空气预热器出口烟气加热凝结水)的 1.78 g/(kW·h)提高至 5.76 g/(kW·h)，优势明显。文献[14]选取 330 MW 机组研究了烟气分旁路(省煤器出口烟气分流，汇合后预热冷空气)余热利用和附加省煤器(省煤器出口烟气进烟气高压加

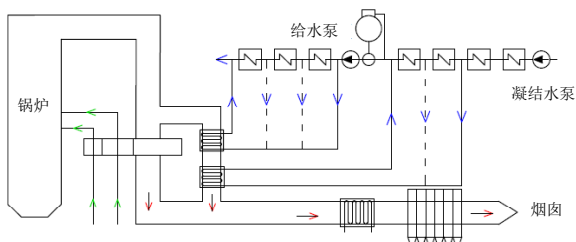


图 3 烟气余热旁路利用系统示意图

Fig. 3 Bypass utilization of flue gas waste heat

表 4 分旁路布置与常规布置比较
Tab. 4 Sub-bypass arrangement compared with conventional layout

项目	分旁路系统	常规系统
空气预热器传热量/MW	107.70	137.44
冷风预热器传热量/MW	29.74	—
烟气余热回收量/MW	29.74	29.74
机组效率相对提高值/%	1.92	0.6
热耗率降低值/[kJ/(kW·h)]	146.57	45.23
供电煤耗降低值/[g/(kW·h)]	5.67	1.78
年节约燃料成本/万元	2986.56	921.57

热器加热给水，烟气高压加热器与 1 号高加并联)烟气余热利用 2 种余热梯级利用设计方案，并与常规低压省煤器方案进行分析比较。结果表明，烟气分旁路方案和附加省煤器方案节能效果明显，均优于常规低温省煤器方案。当余热回收温度为 20 ℃时，2 种烟气余热梯级利用方案相对效率分别提高 1.08%和 1.21%，相应标准煤耗降低值分别为 3.47 g/(kW·h)和 3.89 g/(kW·h)。文献[15]参考德国 Niederaussem 电厂烟气余热利用方式，分析计算了分旁路烟气余热利用系统的节能效果，核算结果表明系统可降低发电标准煤耗 6 g/(kW·h)以上。文献[16]采用热平衡方法计算了某超超临界百万 kW 机组传统方案和分烟道旁路的节能效果，发现分旁路方案可降低供电煤耗 3.62 g/(kW·h)，节能效果是常规方案的 2 倍以上，并从焓分析法计算得出烟损降低了 5.4 MW，空预器烟效率提升了 6.7%。文献[17]利用数值模拟测算空预器旁路烟气余热利用与常规低温省煤器系统节能特性，发现前者节能效果约为后者 2 倍。

综上，分旁路系统方案优于常规余热方案在于，常规回收余热的烟气温度较低，只能替换较低级的低压加热器来加热凝结水，而旁路系统烟气温度较高，可替换更高级别抽汽，节能效果较

好。同时,二次风预热有利于减少空预器的传热温差,减少不可逆损失。

3.3 热泵结合方案

吸收式热泵以热能为动力来源,实现吸收低温物体的热量,并将其转移到高温热源上。吸收式热泵为热量提升装置,其按逆向卡诺循环原理工作。采用上述分级、分旁路余热利用方式后排烟温度仍在 95°C 以上,而进入烟囱排向大气的烟气余温仍可达 50°C ,进一步回收这些低品位热能存在困难,造成热损失和热污染。利用热泵技术正好能解决这一问题,其能从残余热量中进一步回收能量,用来加热凝结水或供热水,其特征为制取的热水水温比余热(驱动热源)的温度还要高。文献[18]将烟气换热器和热水型溴化锂热泵进行结合,进一步吸收烟气余温,使烟气出口温度降至 40°C ,而将用户端输入回水由 50°C 提升至供应的 70°C ,使烟气出口温度(40°C)低于用户端输入温度(50°C),实现低品位余热品质的提升,如图4所示。当然,排烟温度的降低可能会产生后续设备的低温腐蚀,相应的防腐处理或材料替换需予以考虑。

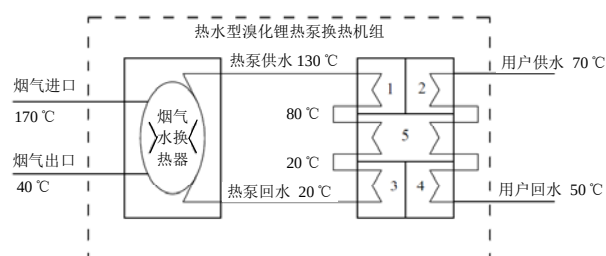


图4 烟气换热器与溴化锂热泵组合余热利用

Fig. 4 Waste heat utilization of flue gas heat exchanger and lithium bromide heat pump

4 结论

电站锅炉烟气余热回收利用对提高系统经济性具有重要作用。目前,余热利用方式多种多样,常规余热利用方式空预器出口布置低温省煤器加热凝结水,用以排挤低压加热器的部分汽轮机抽汽,具有一定的节能效果,但节能效果有限。新型余热利用中的换热器分级布置可有效利用阶梯热量。旁路烟道技术由于烟道旁路的布置,排挤了更高级别抽汽而更具经济性,同时后续前置空

预器的布置加热二次风,弥补因旁路烟道的设置而导致空气吸热的不足,减少了空预器的传热温差,减少不可逆损失,节能效果较好。热泵技术可实现低品位热量“质”的提升,对余热的进一步吸收利用具有一定的借鉴意义。

低品位能量的回收也需考虑综合成本问题,如换热器的额外布置、换热面的增大,以及热泵等新设备的投入等。此外,烟气余热利用需考虑烟气的低温腐蚀问题。未来烟气余热可在系统优化、换热器设计和热泵技术等方面开展进一步研究,在开发高效余热利用方法同时,需注意系统的安全性和经济性。

参考文献

- [1] 刘久斌,朱红霞,崔晓波. 我国电厂热工自动化的回顾、现状和展望[J]. 发电技术, 2018, 39(1): 18-22.
- [2] 龙辉,黄晶晶. “十三五”燃煤发电设计技术发展方向分析[J]. 发电技术, 2018, 39(1): 13-17.
- [3] BE R J M. High efficiency electric power generation: The environmental role[J]. Progress in Energy & Combustion Science, 2007, 33(2): 107-134.
- [4] 李慧君,刘聪,王妍飞,等. 基于多参数法电厂烟气余热回收节能检测[J]. 广东电力, 2016, 29(8): 27-31, 37.
- [5] 王迅,李宇曦,李想,等. 电厂燃煤锅炉烟气余热回收的优化利用[J]. 燃烧科学与技术, 2018, 24(1): 15-20.
- [6] 刘军,孟桂祥,王祝成,等. 国内外低温省煤器技术应用研究进展[J]. 热能动力工程, 2017, 32(11): 122-127.
- [7] 冯伟忠. 1000 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.
- [8] 苏萍. 开封火电厂 3 号锅炉综合性能技术改造研究[J]. 锅炉技术, 2002, 33(9): 22-25.
- [9] 刘鹤忠,连正权. 低温省煤器在火力发电厂中的运用探讨[J]. 电力勘测设计, 2010, 8(4): 32-38.
- [10] 邓健玲,黄圣伟,徐钢,等. 电站锅炉高效烟气余热回收系统[J]. 华东电力, 2013, 41(1): 200-204.
- [11] 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.
- [12] 朱安钰,路通畅,谷伟. 某厂 600 MW 超临界机组

- 增设低温省煤器系统及经济性分析[J]. 锅炉制造, 2017(3): 23-25.
- [13] 叶勇健, 申松林. 欧洲高效燃煤电厂的特点及启示[J]. 电力建设, 2011, 32(1): 54-58.
- [14] 徐民, 赵明, 梁俊宇, 等. 火电锅炉烟气余热利用研究[J]. 热能动力工程, 2015, 30(6): 880-884.
- [15] 孙杰, 尹金亮, 白炎武, 等. 一种锅炉烟气余热利用的高效循环系统分析[J]. 热力发电, 2013, 42(8): 22-33.
- [16] 宋晓娜, 韩宇, 张晨旭, 等. 电站余热利用方案的热力学对比分析[J]. 热力发电, 2014, 43(8): 14-18.
- [17] 谢天, 范庆伟, 房瑾, 等. 空气预热器旁路烟气余热利用系统热力特性数值模拟[J]. 热力发电, 2017, 46(10): 100-105.
- [18] 吴华新. 低位烟气余热深度回收利用状况述评(I)[J]. 热能动力工程, 2012, 27(3): 388-398.

收稿日期: 2018-05-14.

作者简介:



李允超

李允超(1987), 男, 博士, 工程师, 研究方向为火电厂节能减排与生物质能的开发利用, hustliyunchao@163.com。

(责任编辑 辛培裕)