

火力发电厂锅炉烟气余热利用应用方案探讨

李海阳

陕西德源府谷能源有限公司 陕西 榆林 719000

摘要: 火力发电厂作为能源供应的重要支柱,面临着节能减排的巨大压力。本文探讨了锅炉烟气余热梯级利用的应用方案,旨在降低供电煤耗,提高能源利用效率。方案通过旁路烟道设计,实现烟气余热的最大化回收,并通过优化热媒水循环系统,提高热效率。该方案具备抗磨损、可靠性高等特点,有效降低了改造成本和运行风险。应用结果表明,烟气余热梯级利用可显著降低供电煤耗,为火电行业的节能减排和可持续发展提供了有力支撑。

关键词: 火力发电厂; 锅炉烟气余热利用; 应用方案

引言:随着我国经济的发展,对能源的需求仍然迫切,火电作为电力来源的重要支柱,面临着节能减排的巨大压力。火电厂锅炉烟气余热利用成为节能降耗的关键手段。随着“3060”目标的提出,对煤炭清洁高效利用提出了更高要求,火电企业的节能降耗工作更加紧迫。火力发电厂锅炉排烟温度损失大,受多种因素影响排烟温度升高。早期低温省煤器存在的问题也影响了节能效果。因此,采用烟气余热梯级利用的应用方案,有助于降低排烟温度,减少机组能耗,对火电企业绿色低碳发展具有重要意义。

1 改造前基本情况

某电厂2号机组排烟温度高,实际运行100%THA负荷下锅炉效率为91.42%,供电煤耗为324.7g/(kWh)。目前2号锅炉安装的低温省煤器运行情况达不到设计要求,原低温省煤器排挤#7低加的抽汽,对应的汽轮机抽汽效率较低,节煤效果有限,经过实际测算,烟气温度从144℃降低至123℃,共有18.72MW的热量返回到汽机侧,供电煤耗只能降低1.22g/(kWh)。考虑到锅炉侧节能降耗仍有较大空间,可采取进一步降低锅炉排烟温度有效利用烟气余热优化改造措施,有效降低供电煤耗。

改造前运行情况

空预器出口至除尘器入口间的烟道内安装有低温省煤器系统,进水取自#7低加进出口的混水,回水返回到#6低加进口。设计参数下:BMCR工况下,低温省煤器将烟气温度从144℃降低至114℃,凝结水温度从70℃升高至105℃,共回收27.59MW的热量,共降低煤耗1.89g/kWh。

将低温省煤器的原设计参数、设计校核参数、实际运行参数等进行汇总对比,结果如下所示:(1)设计在BMCR工况下烟气温度从144℃降低至114℃,烟气共放出27.59MW的热量,能将680t/h的凝结水由70℃加热至105℃,降低供电煤耗1.89g/kWh,烟气流速10.5m/s,传

热系数42.1 w/(m²·℃)。(2)对设计参数进行校核计算发现,在100%THA工况下,烟气温度只能从144℃降低至117℃,烟气共放出22.93MW的热量,能将680t/h的凝结水由70℃加热至98.9℃,降低供电煤耗1.57g/kWh,烟气流速12.4m/s,传热系数29.5w/(m²·℃)BMCR工况下的参数更加无法达到设计值。(3)经过上述分析,低温省煤器实际设计能力达不到双方约定的性能,同时烟气流速远超过实际的12.5m/s,容易出现磨损的危险,煤耗比设计低了0.32g/kWh。(4)低省由于检修需要进行了封堵,4台低温省煤器共计624排,212排未恢复。(5)对现运行的低温省煤器进行100%THA工况的校核计算发现,烟气温度只能从145℃降低至124℃,烟气共放出17.83MW的热量,能将680t/h的凝结水由70℃加热至92.5℃,降低供电煤耗1.22g/kWh,烟气流速12.52m/s,传热系数29.51w/(m²·℃),流速偏高。

2 烟气余热梯级利用改造方案

2.1 方案系统流程

在SCR出口与空预器进口烟道之间增加空预器旁路烟道,旁路烟道与空预器出口主路烟道汇合。在旁路烟道内沿烟气流动方向依次安装给水换热器(以下简称“FGCA”)、凝结水换热器(以下简称“FGCB”),利用现有的低温省煤器进行优化后作为热媒水换热器(以下简称“FGC1”)。在一二次风机进口安装热媒水暖风器AH1,在一二次风机出口安装热媒水暖风器AH2。AH1和AH2独立运行。FGC1与AH组成闭式循环。在夏季环境温度较高时,FGC1和AH2组成闭式循环,保证风机进口温度不会由于过高而导致风机振动、电流升高的问题;在冬季环境温度较低时,FGC1和AH1组成闭式循环,保证风机进口温度大于0℃,保证风机不会由于进口温度过低而导致的运行安全事故。

烟气在SCR处经过脱硝处理后分为两路,其中大部分

烟气进入空预器进行换热，加热冷空气；另一部分进入旁路烟道。

旁路烟道内的烟气首先进入FGCA，烟气横向冲刷FGCA换热管束，并将热量传递给管内的给水。FGCA来水取自给水泵出口的给水管，在给水泵的作用下，经FGCA给水管进入FGCA进口集箱，通过集箱分流后进入蛇形管，在FGCA蛇形管内自后向前流动并与流经管外侧的烟气进行换热，最后汇合至出口集箱，经回水管返回至#1高加出口的给水管，与主路给水混合后进入省煤器。

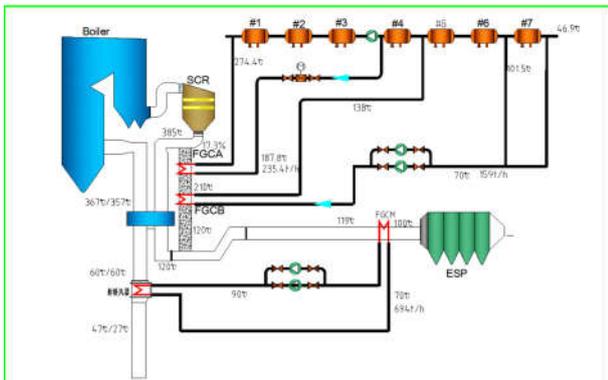
烟气从FGCA出来后进入FGCB，烟气横向冲刷FGCB换热管束，并将热量传递给管内的凝结水。FGCB来水取自#7低加进出口的混水，在升压泵的作用下，经FGCB的凝结水管进入FGCB进口集箱，通过集箱分流后进入蛇形管，在FGCB蛇形管内自后向前流动并与流经管外侧的烟气进行换热，最后汇合至出口集箱，经凝结水管返回至除氧器进口凝结水管。

空预器和旁路烟气混合后的烟气进入FGC1，烟气横向冲刷FGC1管束，并将热量传递给管内的闭式循环水。加热后的闭式循环水在增压泵的作用下进入AH。通过AH，闭式循环水将热量传递给冷空气，升温后的冷空气进入空预器，降温后的闭式循环水返回到FGC1继续吸热^[1]。

FGC1是在现有低温省煤器的基础上进行的优化改造。闭式循环水系统增加板式蒸汽辅助加热器，作为冬季极端工况下的启炉加热手段。

同时增加临炉热风系统，作为冬季极端工况下的调节手段。

对现有的蒸汽暖风器进行优化，减少其换热面积，降低阻力。优化后的暖风器作为极端工况的二次保证。



流程图

2.2 性能参数

FGCA可将烟气温度由385℃降低至210℃，FGCB换热器将烟气温度由210℃降低至120℃，旁路烟气（120℃）

与主路烟气（120℃）混合后进入FGCM（烟气温度119℃）。FGCM将烟气温度由119℃降低至100℃，暖风器将空预器进口空气温度由47℃/27℃提高至60℃。可降低供电煤耗4.75g/kwh（扣除现有低温省煤器节煤后）。

2.3 系统布置方式及特点

本方案布置包括四种类型的换热器和凝结水管道等。其中FGCA和FGCB布置于空预器旁路烟道内，FGCM布置于除尘器前烟道内，与现有低省布置相同。暖风器布置于一二次风的冷风道内。

2.3.1 换热器抗磨性能

该方案的安全性主要在于换热器的防磨性能。换热器共包括4种：FGCA、FGCB、FGCM、暖风器AH。其中，暖风器AH位于一二次风冷风道内，不存在磨损的风险。FGCM位于除尘器前，因此需要重点考虑FGCA、FGCB和FGCM的防磨性能。本方案中FGCA、FGCB和FGCM的磨损安全性能得到了极大的提高，主要原因如下：烟气流速更为合理。换热器位于旁路烟道内，烟道截面积可以扩展至较大的水平，烟气流速可以进行调整，在保证换热器不积灰的情况下降低了烟气流速，减轻了灰颗粒对管屏的冲击力度。同时，FGCB处的烟道进行变径处理，使FGCB处的烟气流速与FGCA处保持一致，避免了两级换热器间烟气流速变化带来的涡流问题。FGCM进行优化设计，烟气流速由原来的13m/s降低至10m/s左右，大大降低了其磨损的问题。换热器设计。在换热器设计方面，为了提高FGCA的抗磨损性能，采取四个方法：使用顺列方式布置换热器；使用厚壁管，增加了管屏的磨损余量；迎风面的管屏上加装抗磨合金防磨罩；在FGCA的迎风面加装了一排大管径的防磨假管。根据飞灰磨损速率，飞灰的磨损性能与烟气温度呈反比，温度越高，灰粒越软，磨损性能越轻^[2]。由于FGCA进口烟气为SCR出口烟气（366℃），烟气温度限制高于空预器出口，因此FGCA的抗磨损性能高于空预器之后的换热器。

2.3.2 换热器可靠性

热媒水换热器FGCM。对FGCM进行优化设计，降低了其烟气流速，降低了磨损的风险。FGCM换热器采用抗腐蚀性能更高的ND钢材质，具有较高的抗腐蚀性能。另外，FGCM为模块化结构，可用于事故状态的紧急切除。暖风器AH。暖风器AH位于空预器进口的冷风道内，风道内不存在磨损和积灰、腐蚀等风险。同时室内取风，暖风器进口风温有所保证，暖风器冻裂风险较低，在正常运行过程中做到及时疏水后，暖风器冻裂风险可避免。凝结水换热器FGCB。FGCB位于给水换热器FGCA的下游，烟气在经过FGCA的整流作用之后，在FGCB处达到

均流的状态。同时FGCB处的烟气流速与FGCA处的烟气流速保持一致,避免了烟气的扰动,大大缓解了FGCB换热器的磨损。同时,FGCB出口烟气温度为120℃,距离酸露点具有很高的余量,不存在腐蚀的风险。给水换热器FGCA。给水换热器FGCA位于旁路烟道内烟气流动路径的上游,其烟气温度、介质温度、烟道布置走向都与锅炉高温省煤器一致,同时FGCA换热器的设计、制造、安装等过程全部按照高温省煤器的规范进行,因此其抗磨损性能和高温省煤器一致。另外,在FGCA的进口布置烟气导流板和均流板,使进入FGCA的烟气尽可能的均匀。

2.4 系统对各级加热器的影响

系统正常运行后,与汽机各级加热器之间形成新的热平衡系统,系统平稳运行,通过对类似项目机组的调研可知,改造后汽机各级加热器运行正常。当系统发生安全性故障后,需要对系统中的各级换热器(FGCA、FGCB、FGCM)等进行逐渐切除隔离,逐渐调整汽机侧各级加热器的水量,使系统恢复到改前的状态。若FGCA发生故障,关闭旁路烟道进出口挡板门后,逐渐关小FGCA调节门的开度,使高压加热器回复到改造前的运行状态;若FGCB发生故障,关闭旁路烟道进出口挡板门后,逐渐降低FGCB增压泵的转速,从而逐渐减小进入FGCB的凝结水量,使B005低压加热器回复到改造前的运行状态。若FGCM发生故障,由于FGCM是与暖风器串联形成的闭式循环系统,不会对汽机侧换热器造成影响,只需进行隔离即可^[3]。

2.5 旁路烟道内的清灰

旁路烟道下部与主路烟道碰口的水平烟道较短,积灰量较少。同时,此处烟道截面积较小,烟气空壳流速在10m/s以上,烟道的自清灰能力较强。同时,该处烟道与目前锅炉SCR出口至空预器间的水平烟道类似(长度较

短,优于该处烟道),目前在SCR出口水平烟道下部安装有灰斗及仓泵,此处烟道截面积较小,烟气流速较高(经核算,空壳流速在12.3m/s),因此该处的灰斗和仓泵利用率较低,灰量较少。因此,不在旁路烟道下部增加灰斗和仓泵。

3 改造效果

烟气余热梯级利用系统改造前、后节能量为改造后系统投入降低供电煤耗与改造前投入低温省煤器系统降低的供电煤耗之差。经相关院所试验,烟气余热梯级利用系统投入后机组供电煤耗降低5.95g/(kw·h),改造前低温省煤器投入降低供电煤耗1.12g/(kw·h),因此,烟气余热系统改造后节能量为4.83g/(kw·h),节能效果显著。

目前锅炉烟气余热梯级利用系统在火电行业逐步在推广及更深入的应用,在经过一段时间的应用后通过发现问题、分析问题、解决问题,并且不断优化完善,进一步提高安全性和节能效果。

结束语

通过本文对火力发电厂锅炉烟气余热利用应用方案的探讨,我们认识到烟气余热的梯级利用是实现火电行业绿色发展的关键一环。通过巧妙的系统设计和优化,我们不仅能够显著提高能源利用效率,还能有效降低供电煤耗,减少环境污染。

参考文献

- [1]王鸿飞.火力发电厂锅炉尾部烟气余热利用技术探索[J].应用能源技术,2021(9):51-54.
- [2]张吉福.对火力发电厂锅炉设备检修及改造问题分析[J].化工管理,2019(3):22-23.
- [3]王代刚.火力发电厂锅炉尾部烟气余热利用技术[J].中国新技术新产品,2020(12):79-80.