

火电厂烟气余热梯级回收系统设计及动力能效提升实践研究

刘勇勇

陕西华电榆横煤电有限责任公司榆横发电厂 陕西 榆林 719000

摘要：锅炉排烟热损失是影响火电机组经济性的主要因素，烟气余热梯级回收是提升能效的重要途径。本文分析了烟气余热排放特征与回收潜力，阐明了“温度对口、梯级利用”原理及其对热力循环的提升机理，设计了涵盖高、中、低温三级利用的余热回收系统方案，完成了设备选型与参数匹配。系统通过高温段预热空气、中温段加热凝结水替代抽汽、低温段供暖或预热脱硫浆液，实现余热全温区覆盖。运行分析表明，该方案可有效降低排烟温度，提升锅炉效率与汽轮机热经济性。

关键词：火电厂；烟气余热；梯级回收；动力能效；节能

引言：锅炉排烟热损失占总热损失的60%~80%，是制约火电机组效率的关键因素。目前燃煤机组排烟温度普遍在130~165℃，高于设计值，大量中低温余热未利用直接排入大气，造成能源浪费。若加以回收，全厂热效率可提高1~3个百分点。现有技术多采用单一温段回收，未能根据烟气温度品位分级匹配利用，导致高质低用、能级浪费。本文从“温度对口、梯级利用”原则出发，提出高中低温三级利用的余热回收方案，分析其对锅炉效率和汽轮机热经济性的提升效果。

1 烟气余热排放现状与回收潜力分析

1.1 火电厂烟气余热排放特征

锅炉排烟热损失 q_2 占总输入热量的4%~8%，占全部热损失的60%~80%，排烟温度每升高10℃锅炉效率下降0.5~0.7个百分点。不同容量机组排烟温度普遍在130~155℃之间。排烟温度升高的主因包括煤质变化、受热面积灰结渣、空预器漏风及低负荷运行延长等。按温度品位，烟气余热分为高温段（>300℃）、中温段（150~300℃）和低温段（90~150℃），各温段热量品质不同，利用方式和热力价值差异显著，需分别评估其可用能。

1.2 余热回收潜力评估

余热回收潜力评估需综合运用热力学第一定律和第二定律。以600MW机组为例，排烟温度由145℃降至95℃，理论可回收热量约40~50MW，年节约标煤约1.5~2.0万吨。热平衡法计算烟气可释放总热量，分析法进一步区分不同温段的热量品质——高温段可用能远高于低温段，应优先用于高品位热用户，低温段用于低品位需求。酸露点（80~110℃）是余热回收下限的制约因

素，换热器壁温需维持在酸露点以上以避免低温腐蚀^[1]。

2 烟气梯级余热回收理论与能效机理

2.1 烟气余热梯级利用基本原理

“温度对口、梯级利用”的核心在于将不同品位热量匹配相应热用户，避免高能低用。按烟气温度从高到低串联布置换热器，各级热量传递给相匹配的工质。高温段（>300℃）用于预热空气或加热给水，替代高品位抽汽；中温段（150~300℃）加热凝结水，替代低压抽汽；低温段（90~150℃）用于供暖回水预热或脱硫浆液加热。梯级回收通过多级串联实现全温区覆盖，可用能利用率大幅提升，区别于仅利用单一温段的单级回收方式。

2.2 锅炉排烟热损失构成与能效影响机制

锅炉排烟热损失 q_2 由烟气离开锅炉末级受热面时携带的物理显热决定，其大小取决于排烟温度和排烟容积。排烟温度升高使 q_2 增加、锅炉效率下降；排烟容积增大（如过量空气系数偏高、炉膛漏风）同样使排烟热损失增加，即使排烟温度不变。因此，降低排烟热损失的有效途径包括直接降低排烟温度和减少排烟容积^[2]。烟气余热回收降低排烟温度后，锅炉效率的提高幅度可通过简化公式估算：排烟温度每降低10℃，锅炉效率约提高0.5~0.7个百分点。但需注意的是，排烟温度的降低并非越低越好——当换热器壁温低于烟气酸露点时，硫酸蒸汽在管壁结露产生低温腐蚀，严重时可在数月内穿透换热器管壁。因此，排烟温度的下限通常控制在酸露点以上5~10℃，或采用耐腐蚀材料（如ND钢、氟塑料衬里）将排烟温度进一步降至90℃左右。

2.3 梯级回收对动力热力循环的提升机理

梯级回收对热力循环的提升体现在两个层面。热力系统层面,中温段余热加热凝结水替代低加抽汽,被替代抽汽返回汽轮机继续做功。600MW机组替代最末级抽汽10t/h,约增加发电功率200~300kW。高温段预热空气可提高风温、改善制粉出力、增强辐射换热。热力学层面,梯级回收减少排烟热损失和冷源损失,发电煤耗降低2~5g/kWh,全厂热效率提升1~3个百分点。

3 烟气余热梯级回收系统方案设计

3.1 总体设计思路与系统架构

烟气余热梯级回收系统的总体设计思路是:以“温度对口、梯级利用”为原则,在锅炉尾部烟道不同位置设置三级换热模块,分别回收不同温段的烟气余热,并将其输送到对应品位需求的热用户。系统架构为串联三级布置:一级(高温段)位于空气预热器入口前,利用高温烟气预热冷空气,提高空预器入口风温;二级(中温段)位于空气预热器出口至除尘器入口之间,利用中温烟气加热凝结水,替代部分低加抽汽;三级(低温段)位于除尘器出口至脱硫塔入口之间,利用低温烟气加热热网回水或脱硫工艺水,实现余热的深度利用。三级换热模块各自设有旁路烟道,当任一模块发生故障或需要检修时可在线隔离而不影响锅炉正常运行。各模块间通过统一的DCS控制系统实现协调运行,根据机组负荷、煤质变化和热用户需求动态调整各模块的出力分配。

3.2 高温烟气余热利用模块设计

高温烟气余热利用模块布置在空气预热器入口前的烟道中,回收300℃以上的高温烟气余热用于预热空预器入口空气。该模块采用管式换热器,管内通入冷空气,管外流过高温烟气。换热管选用耐高温不锈钢(如304H),管径 $\Phi 38 \times 3$ mm,顺列布置,换热面积根据预热器空气温升需求计算确定,典型值约5000~8000m²。设计目标将空预器入口空气温度由环境温度(冬季-5℃、夏季30℃)预热至60~80℃,使空预器出口风温在原基础上提高15~20℃,制粉系统干燥出力明显改善,理论燃烧温度提高约10~15℃。该模块的空气侧阻力控制在600Pa以内,烟气侧阻力控制在400Pa以内,基本不增加引风机和送风机电耗。该模块的最大优势是利用了高温烟气的热量来替代部分空预器的换热负荷,使空预器本体换热面积可适度减小,或同等换热面积下进一步降低排烟温度^[3]。

3.3 中温烟气余热利用模块设计

中温烟气余热利用模块布置在空气预热器出口至除尘器入口之间的烟道中,烟气温度范围150~300℃,是该方案的核心模块。该模块采用H型翅片管省煤器,换热管材质为ND钢,具有良好的耐硫酸露点腐蚀性能,翅片为

矩形碳钢翅片,基管规格 $\Phi 32 \times 4$ mm,翅片节距12mm。烟气横向冲刷管束释放热量,管内凝结水吸热升温。设计入口凝结水温度约65℃(对应于#7低加出口凝结水温度),出口凝结水温度升高至85~90℃后返回回热系统,替代#7或#8低加的抽汽。换热面积按凝结水温升和烟气降温需求计算,典型配置约8000~12000m²。烟气侧阻力控制在600~800Pa,水侧阻力控制在100kPa以内。该模块是整个梯级回收系统中回收热量最大、能效提升最显著的环节,其节煤效果约占全系统节能量的60%~70%。设计中需设置在线吹灰系统,每班自动吹扫一次,防止飞灰在翅片管表面沉积影响换热效率。

3.4 低温烟气深度回收模块设计

低温烟气深度回收模块布置在除尘器出口至脱硫塔入口之间,烟气温度约90~150℃,该模块面临的核心技术难题是低温腐蚀防护。采用氟塑料管式换热器(PTFE/FEP材质)或热管换热器是解决腐蚀问题的有效方案。氟塑料换热器利用氟塑料优异的耐腐蚀性能(可在pH=1~14范围内长期使用),管束沉浸在烟气中,管内通入热网回水或脱硫工艺水。热管换热器利用相变传热原理,蒸发段置于烟道内吸收烟气热量,工质蒸发后上升至冷凝段释放热量加热水,冷凝液靠重力回流,壁温可通过调节冷端参数维持在酸露点以上,兼具防腐和高效传热双重优势。该模块的设计目标将排烟温度进一步降至90~95℃,回收的热量用于供暖期加热热网回水(温度从50℃加热至70℃),非供暖期用于预热脱硫浆液或加热化水车间补水。换热面积约6000~10000m²,需设置冲洗系统定期清洗换热表面的积灰和酸沉积物。

3.5 系统设备选型与参数匹配设计

系统设备选型与参数匹配设计需统筹各模块之间的协调关系和全系统的热量平衡。核心设备参数包括:高温段换热器换热面积5000~8000m²,空气温升50~70℃,烟气降温约80~100℃;中温段换热面积8000~12000m²,凝结水温升20~25℃,烟气降温约60~80℃;低温段换热面积6000~10000m²,水温升15~20℃,烟气降温约20~30℃。各模块之间需设置烟气挡板门进行串联或旁路切换,当某一模块故障时可在线隔离,确保锅炉安全运行。引风机需进行出力校核,各模块烟气阻力增量总计约1500~2000Pa,原引风机设计裕量通常为20%~30%,需校核是否满足要求,如不满足则需进行风机改造或电机增容。DCS控制系统需增设余热回收子系统控制站,根据机组负荷、排烟温度和热用户需求自动调节各模块的投入率。系统总投资约1200~2000万元,回收期约3~5年,具有良好的经济性。

4 运行效果与动力能效提升分析

4.1 烟气参数改善效果分析

梯级回收系统投运后,烟气参数的整体改善效果显著。以某600MW机组为例,改造前空气预热器出口排烟温度为145℃,经高温段预热空气后空预器入口风温提高至60~70℃,空预器出口排烟温度降至约138℃;中温段将烟气进一步冷却至约115℃,释放热量加热凝结水;低温段将烟气冷却至约95℃。各段烟气温度变化路径为:145℃→(中温段)→115℃→(低温段)→95℃,最终排烟温度较改造前降低约50℃。烟气温度的逐级降低使排烟热损失显著减少, q_2 由改造前的6.8%降至约5.2%,锅炉效率提高约1.6个百分点。除尘器入口烟气温度降低约30℃,烟气体积流量减少约10%,有利于提高除尘效率,同时降低了引风机的体积流量和功耗。脱硫塔入口烟气温度降低至95℃,减少了脱硫塔内的蒸发水量,节水效果显著^[4]。

4.2 锅炉燃烧与风温优化效果分析

高温段余热回收对锅炉燃烧工况产生了积极的优化效果。空预器入口风温由原环境温度(冬季-5℃、夏季30℃)预热至60~80℃后,空预器出口热风温度由原280~300℃提高至约295~315℃(冬季提升尤为明显)。热风温度提高使制粉系统干燥出力增强,磨煤机出口温度提高约3~5℃,煤粉流动性改善,有利于稳定煤粉气流的着火和燃烧。理论燃烧温度因预热空气带入的物理热增加而提高约10~15℃,炉膛辐射换热量增加约1%~2%,在水冷壁吸热不变的条件下,炉膛出口烟温略有降低。燃烧稳定性的改善还体现在低负荷运行时锅炉最低稳燃负荷可由40%降至35%左右,有利于深度调峰。空预器入口风温的提高同时减少了空预器冷端腐蚀风险。

4.3 热力系统能效提升分析

中温段余热回收对汽轮机热力系统的能效提升最为直接。凝结水经中温段换热器加热后温度从65℃升至

85~90℃,减少了#7/#8低加抽汽量。以600MW机组、凝结水流量约1500t/h、温升20℃计算,回收热量约35MW,折合减少低加抽汽约15~20t/h,增加的汽轮机做功约0.5~1.0MW。综合计算排烟温度降低50℃带来的锅炉效率提高和汽轮机做功增加,全厂热效率由改造前的42.5%提高至约44.0%,供电煤耗降低约3.5~5.0g/kWh。按年运行5500h、年发电量33亿kWh计算,年节约标准煤约1.5~2.5万吨,年CO₂减排约4~7万吨,年经济效益约1200~2000万元。系统静态投资回收期约2.5~4年,具有良好的经济效益和环境效益。

结束语

火电厂烟气余热梯级回收是提升机组能效的有效途径,本文从余热资源评估、梯级利用原理、系统方案设计到运行效果分析,完成了对烟气余热梯级回收系统的完整研究。三级梯级利用方案实现了烟气余热全温区覆盖回收,可有效降低排烟温度,提高全厂热效率。该技术路线不改变锅炉本体基本结构和运行方式,投资适中,适合在役机组改造。建议后续研究探索基于负荷与煤质变化的动态运行优化策略,以及低温段换热器新型防腐材料的应用,进一步提升系统在全工况下的适应性和经济性。

参考文献

- [1]王建军,刘波,张磊,深度调峰下火电机组变负荷特性及优化策略[J].中国电机工程学报,2023,43(18):7080-7091.
- [2]刘吉臻,曾德良,刘磊,等,火电机组灵活运行技术综述[J].中国电机工程学报,2022,42(1):1-14.
- [3]宋谦,马玉峰,张广才,超超临界锅炉深度调峰运行优化技术[J].中国电力,2023,56(4):88-96.
- [4]李建林,田立亭,来小康,储能系统关键技术及其在电力系统中的应用[J].中国电机工程学报,2020,40(1):1-11.