DOI: 10.19666/j.rlfd.202505070

双机回热燃煤机组烟气余热利用系统全负荷运行特性研究

李欣彤[1]，赵帅[1]，孟勇[1]，邢乐强[1]，蒋敏华[2]，吴俊波[3]
（1. 西安热工研究院有限公司，陕西 西安 710054；
2. 杭州通勤科技有限公司，浙江 杭州 311500；
3. 华能（浙江）能源开发有限公司玉环分公司，浙江 台州 317604）

［摘 要］【目的】针对燃煤机组全负荷运行及深度调峰时能效衰减与空气预热器冷端腐蚀等问题，本文研究了双机回热燃煤机组烟气余热利用系统的变工况运行特性，以期实现全负荷区间机组的高效安全运行。【方法】采用 Ebsilon 软件构建了 1 000 MW 双机回热燃煤机组仿真模型，全面评估了 20%~100%THA 负荷下空气预热器旁路烟气份额、空气预热器出口混合后烟温及暖风器出口风温等关键节点参数对机组经济性的影响并进行了协同寻优。【结果】结果表明，关键节点参数决定了烟气余热能量在“气载回热”和“水载回热”之间的分配比例，对机组运行经济性和安全性有较大影响。100%THA、80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 负荷下对应的最佳旁路烟气份额分别为 18%、16%、15%、12%、12%、11%、11%，空气预热器出口混合后烟温和暖风器出口风温最佳值分别为 132 ℃/85 ℃、134 ℃/87 ℃、135 ℃/90 ℃、137 ℃/92.5 ℃、138 ℃/95 ℃、140 ℃/97 ℃和 140 ℃/100 ℃，机组发电煤耗较无烟气余热利用时分别降低 2.88、2.66、2.63、2.36、2.17、2.04、1.93 g/(kW·h)。【结论】本研究可为双机回热燃煤机组烟气余热利用系统的设计和运行提供一定参考。

［关 键 词］燃煤机组；烟气余热利用；双机回热系统；深度调峰；协同优化

［引用本文格式］（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Research on full-load operating characteristics of the flue gas waste heat utilization system for dual-turbine regenerative coal-fired units

Li Xintong[1], Zhao Shuai[1], Meng Yong[1], Xing Leqiang[1], Jiang Minhua[2], Wu Junbo[3]
(1. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China;
2. Hangzhou Commuter Technology Co., Ltd., Hangzhou 311500, China;
3. Huaneng (Zhejiang) Energy Development Co., Ltd., Yuhuan Branch, Taizhou 317604, China)

Abstract: [Objective] Coal-fired power units are increasingly required to operate over a full load range and participate in deep peak regulation to accommodate renewable energy integration. However, under such variable conditions, issues such as efficiency deterioration and corrosion at the cold end of the air preheater become prominent. To address these challenges, this study investigates the off-design performance of the flue gas waste heat utilization system in a dual turbine regenerative coal-fired unit. The goal is to achieve efficient and safe operation across the entire load spectrum, from low to full load, by optimizing the allocation of waste heat recovery. [Methods] A detailed simulation model of a 1 000 MW dual turbine regenerative coal-fired power unit was developed using Ebsilon professional software. The model incorporates all major components of the power cycle, including the

收 稿 日 期：2026-05-20 修 回 日 期：2026-06-13 接 受 日 期：2026-06-17 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基金项目：中国华能集团有限公司总部科技项目（HNKJ25-H27）
Supported by: Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKJ25-H27)
第一作者简介：李欣彤（2000），女，硕士研究生，主要研究方向为热能动力工程，lixintong@tpri.com.cn。
通信作者简介：孟勇（1975），男，硕士，正高级工程师，主要研究方向为热能动力工程，mengyong@tpri.com.cn。

boiler, turbine, regenerative heaters, air preheater, flue gas bypass duct, and air heater. The simulation covers an entire range of loads, from 20% to 100% turbine heat acceptance (THA). Key parameters influencing the waste heat distribution and overall system efficiency were systematically evaluated. These parameters include: the bypass flue gas ratio (the fraction of flue gas diverted around the air preheater), the mixed flue gas temperature downstream of the air preheater (after mixing bypass and main streams), and the outlet air temperature from the air heater. A collaborative optimization approach was employed to identify the combination of these three parameters that minimizes the net coal consumption rate for power generation at each load level. [Results] The simulation results demonstrate that the three key parameters fundamentally determine how the recovered flue gas waste heat is partitioned between “air-side regenerative heating” and “water-side regenerative heating”. This partition strongly influences both the economic performance and operational safety. Specifically, the optimal bypass flue gas ratios were found to decrease as the unit load decreases: 18% at 100%THA, 16% at 80%THA, 15% at 75%THA, 12% at 60%THA, 12% at 50%THA, 11% at 40%THA, and 11% at 20%THA. The corresponding optimal values for the mixed flue gas temperature after the air preheater and the air heater outlet air temperature were determined as: 132 ℃/85 ℃(100%THA), 134 ℃/87 ℃(80%THA), 135 ℃/90 ℃(75%THA), 137 ℃/92.5 ℃(60%THA), 138 ℃/95 ℃(50%THA), 140 ℃/97 ℃(40%THA), and 140 ℃/100 ℃(20%THA). Compared to a reference configuration without flue gas waste heat utilization, the proposed optimized system reduces the gross coal consumption rate for power generation by 2.88, 2.66, 2.63, 2.36, 2.17, 2.04, and 1.93 g/(kW·h) at the respective load levels. [Conclusion] The off-design characteristics of the flue gas waste heat utilization system in a dual turbine regenerative coal-fired unit are highly dependent on the coordinated control of the air preheater bypass ratio, mixed flue gas temperature, and air heater outlet temperature. Properly matching these parameters to the unit load enables a balanced recovery of waste heat while maintaining the flue gas temperature above the acid dew point, thus mitigating low-temperature corrosion risks. The optimal parameter sets obtained in this study provide a practical reference for the design and variable-load operation of such waste heat recovery systems in large-scale coal-fired power plants aiming for higher flexibility and efficiency.

Key words: coal-fired unit; flue gas waste heat utilization; dual-turbine regenerative system; deep peak shaving; synergistic optimization

在“双碳”战略目标与新型电力系统建设背景下，燃煤机组正由承担基础负荷向提供调节服务的灵活性电源转型[1]。全负荷运行及深度调峰的常态化，对机组的热力经济性提出了严峻挑战[4]。现役锅炉排烟温度偏高，烟气热损失占锅炉总损失的80%以上[5-6]。研究全负荷范围内锅炉尾部烟气余热的梯级利用，是提高机组经济性的重要措施[7]。

目前的烟气余热利用技术主要有烟气冷却器系统、水媒式烟气-烟气冷却器（MGGH）系统、冷风加热器+烟气冷却器系统、冷风加热器+空气预热器旁路系统等典型系统[8]。国内学者采用不同方法，对燃煤电站增设不同类型余热回收装置后的热力性能进行了详细计算，推动了烟气余热的梯级利用。王华霆等[9]采用 Ebsilon 软件对低压省煤器、二级低温省煤器、旁路烟道和机-炉耦合这四种余热利用方案进行了比较评价。林跃等[10]采用有限差分法建立回转式空气预热器的热力特性模型，研究了旁路烟气份额、进口风温对锅炉效率的影响。王文焕等[11]以某 1 100 MW 超超临界燃煤机组为研究对象，采用㶲分析方法探究了烟气旁路的最佳参数配置。杨凯旋[12]、董伟[13]、胡广涛[14]、周新军[15]等利用等效焓降法对燃煤电站增设不同类型余热回收装置后的热力性能进行了详细计算。

上述研究成果多数集中在机组额定负荷的节能量计算，且在计算中多数仅考虑了烟气余热对汽轮机热耗的影响，对于配置了暖风器和空气预热器旁路的系统，并未考虑暖风器出口风温、空气预热器旁路烟气份额等参数对锅炉效率的影响，也缺少对烟气余热利用系统在中低负荷下的节能量及关键参数控制的研究，难以满足燃煤机组长时间处于变工况和深度调峰运行的需求。

双机回热系统能够更充分地实现抽汽能量的阶梯利用，近年来已应用于多个工程示范项目[16][18]。常规回热系统中，烟气余热用于加热凝结水，替代汽轮机的某段抽汽，抽汽被排挤回汽轮机继续膨胀做功，最终进入凝汽器，存在一定的排汽冷端损失。双机回热系统中，原多级高温回热抽汽改为从背压抽汽式汽轮机（Backpressure Extraction Steam Turbine，BEST）抽取，烟气余热排挤的抽汽继续在 BEST 小机中膨胀做功，最终进入低压加热器，无排汽冷端损失，烟气余热利用率高于常规回热系统。对于配置了平衡电机的双机回热系统的燃煤机组，烟气余热利用系统方面的研究目前仍显不足，已投产机组在日常运行过程中缺少必要的理论指

导，新建机组在设计时对关键节点参数的选取也存在一定的盲目性。

针对上述成果未评估全负荷下双机回热燃煤机组烟气余热利用系统运行特性的问题，本文以某配置了 BEST 和小发电机的 1 000 MW 一次再热燃煤机组为对象，采用 Ebsilon 软件建立了双机回热燃煤机组烟气余热利用系统模型，对空气预热器旁路烟气份额、空气预热器出口混合后烟温、暖风器出口风温等关键节点参数在 20%~100%THA 全负荷区间内对煤耗的影响规律进行了分析。

1 系统介绍

某 1 000 MW 超超临界一次再热机组采用 HG-3 138/36.65-YM6 型锅炉，单炉膛、四角切圆燃烧方式、固态排渣、全钢悬吊结构布置燃煤塔式锅炉，设计燃用煤质分析见表 1。汽轮机进汽参数为 34 MPa/650 ℃/650 ℃，四缸四排汽，凝汽式、双轴布置、十一级回热抽汽，采用双机回热系统。机组示意见图 1。

表 1 燃用煤质分析
Tab.1 Coal quality analysis for combustion

序号	名称	设计煤种
1	全水分 w_{ar}(M)/%	17.30
2	收到基灰分 w_{ar}(A)/%	11.99
3	干燥无灰基挥发分 w_{daf}(V)/%	38.29
4	收到基碳 w_{ar}(C)/%	56.02
5	收到基氢 w_{ar}(H)/%	3.50
6	收到基氮 w_{ar}(N)/%	0.81
7	收到基氧 w_{ar}(O)/%	9.88
8	收到基硫 w_{ar}(S)/%	0.50
9	收到基低位发热量 $Q_{net,ar}$/(MJ • kg^{-1})	21.12

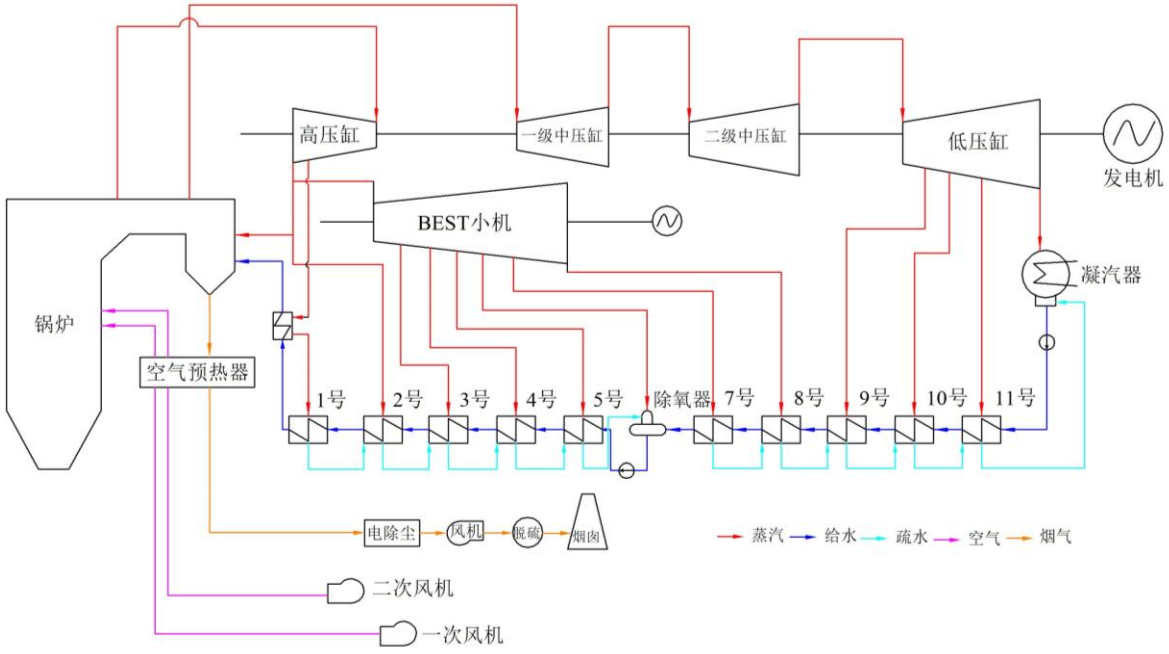


图 1 某 1 000 MW 超超临界一次再热机组系统示意
Fig.1 Schematic diagram of a 1 000 MW ultra supercritical single-reheat unit system

烟气余热利用系统见图 2。设置空气预热器旁路烟道，旁路内布置高压省煤器和低压省煤器，高温烟气热量分别用于加热给水和凝结水；电除尘器和脱硫塔进口分别布置一级和二级低温省煤器；空气预热器进口一、二次风风道内布置两级暖风器。一级和二级低温省煤器的热量大部分通过暖风器加热空气，提高锅炉热效率，其余热量送至汽轮机回热系统加热低温凝结水，排挤低压抽汽。

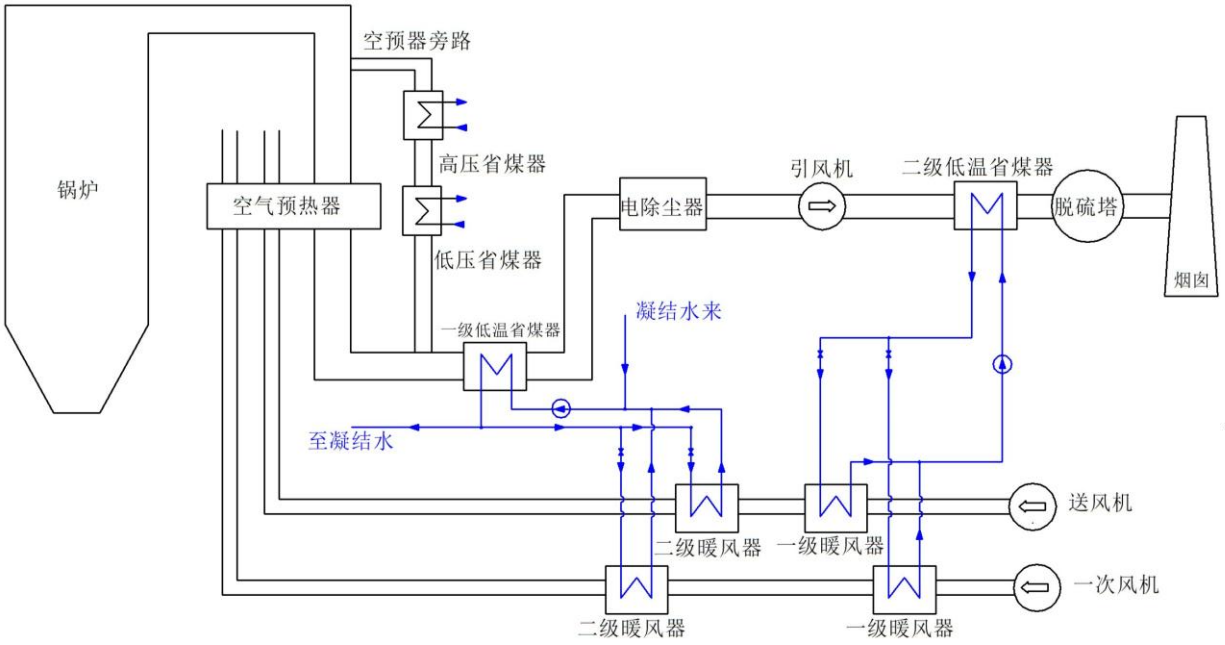


图 2 烟气余热深度利用系统示意

Fig.2 Schematic diagram of the flue gas waste heat deep utilization system

2 模型搭建

2.1 汽轮机建模

汽轮机热力系统建模的主要部件包括锅炉、汽轮机、BEST 小机、凝汽器、凝结水泵、除氧器、回热加热器、给水泵以及各种管道等。建模采用 THA 工况热平衡图的数值为基准，数据包括主蒸汽和一次再热蒸汽的温度、压力、流量，汽轮机 11 级抽汽的参数及各级抽汽压力损失、凝汽器压力、回热加热器的上下端差等[19]，模型见图 3。

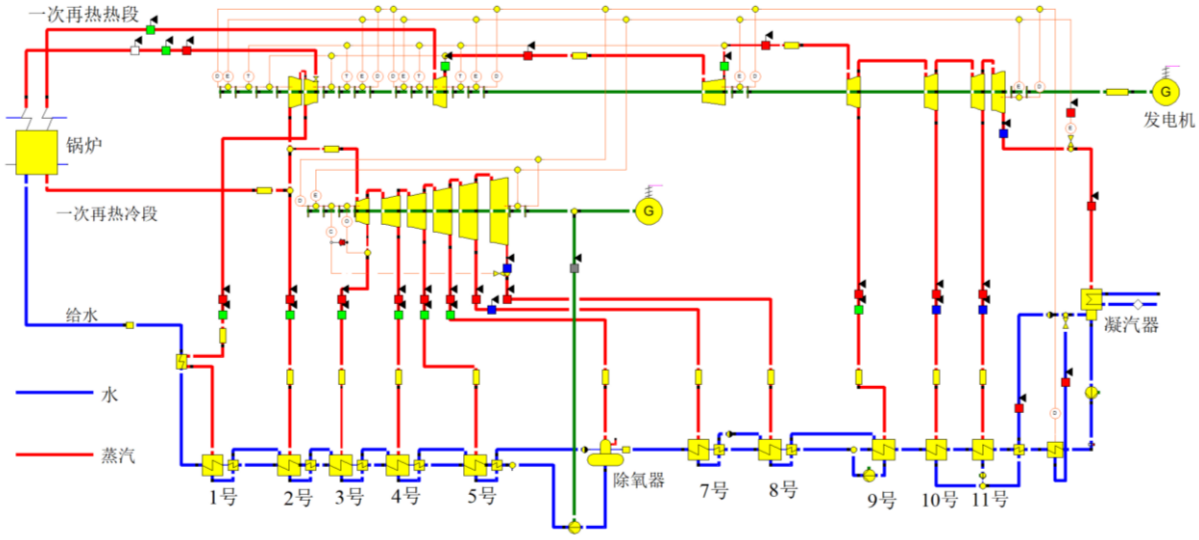


图 3 汽轮机热力系统模型

Fig.3 Thermodynamic system model of the steam turbine

2.2 锅炉余热利用系统简化建模

烟道余热利用系统简化模型见图 4。实际锅炉炉膛结构复杂，在此将主要部件（包括炉膛、水冷壁、过热器、再热器等）简化为一个组件[19]。

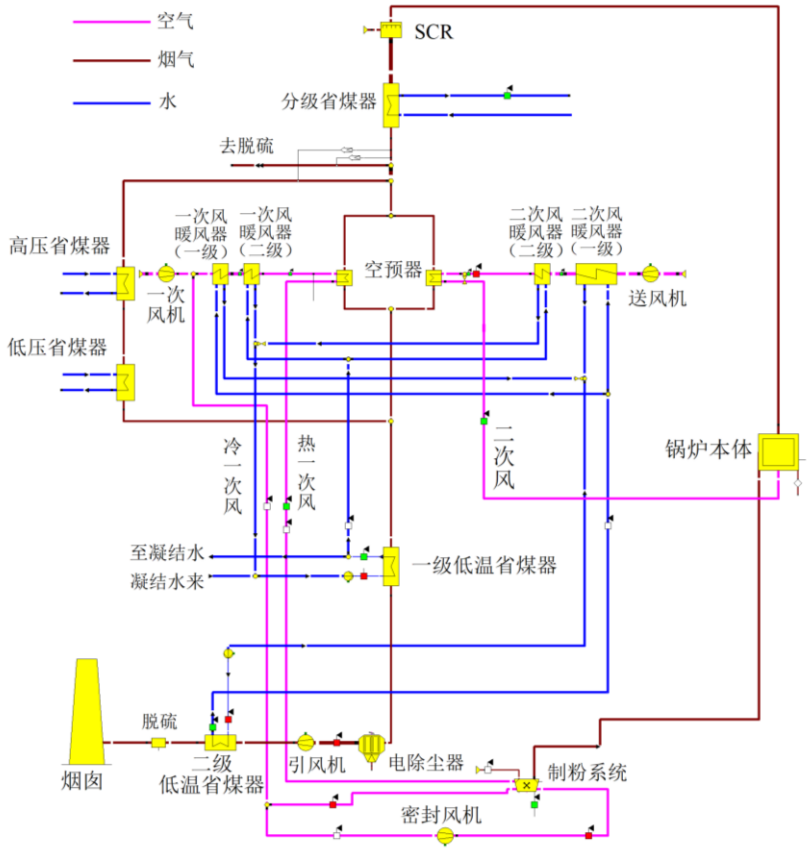


图 4 锅炉余热利用系统简化模型

Fig.4 Simplified model for the boiler waste heat utilization system

为避免换热器低温腐蚀和堵塞，一级低温省煤器材料高温段采用 20G，低温段采用 ND 钢，二级低温省煤器采用在聚四氟乙烯基础上填充石墨的新型复合材料。设置边界条件时参考常规低压省煤器设计原则[20]，二级低温省煤器出口烟温综合考虑了脱硫系统水平衡和烟气酸露点等因素确定。

模拟计算时各工况的边界条件：1）一级和二级低温省煤器出口烟温分别设定为 85 ℃和 75 ℃；2）一级低温省煤器入口水温由 11 号低加出口和 10 号低加出口凝结水混合至 70 ℃，二级低温省煤器入口热媒水温设定为 60 ℃；3）旁路高、低压省煤器入口给水和凝结水分别来自给水泵出口和 9 号低加出口；4）旁路高、低压省煤器加热的给水和凝结水分别从 1 号高加出口和 7 号低加出口引回系统。

2.3 方案整体模拟

将锅炉和汽轮机按照烟气余热深度利用方案连接耦合后的整体机组系统模型见图 5。建立 100%THA、80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 模型为主要分析对象。为准确评估系统的节能特性，采用汽机侧热耗率、锅炉热效率和发电标准煤耗率作为系统优化的性能指标。

模拟计算时，不同负荷下主汽轮机和 BEST 小机的背压均按照汽轮机厂家提供的热平衡图设置，主汽轮机背压保持不变，BEST 小机的背压随负荷变化。同一负荷不同参数优化计算时，为更准确的反映单一优化参数对机组性能指标的影响，BEST 小机的背压在一定范围内小幅变化，从而维持 BEST 小机进汽量不变。

3 模型验证

3.1 Ebsilon 模拟结果的收敛性

THA 设计工况计算收敛性见图 6。该工况模拟计算的焓值、流量、压力的残差均呈下降趋势，最终趋于稳定，经过 528 步迭代、718 ms 的运行计算结果收敛，说明该模型的计算结果稳定、收敛，可以作为后续其他工况计算的基础。

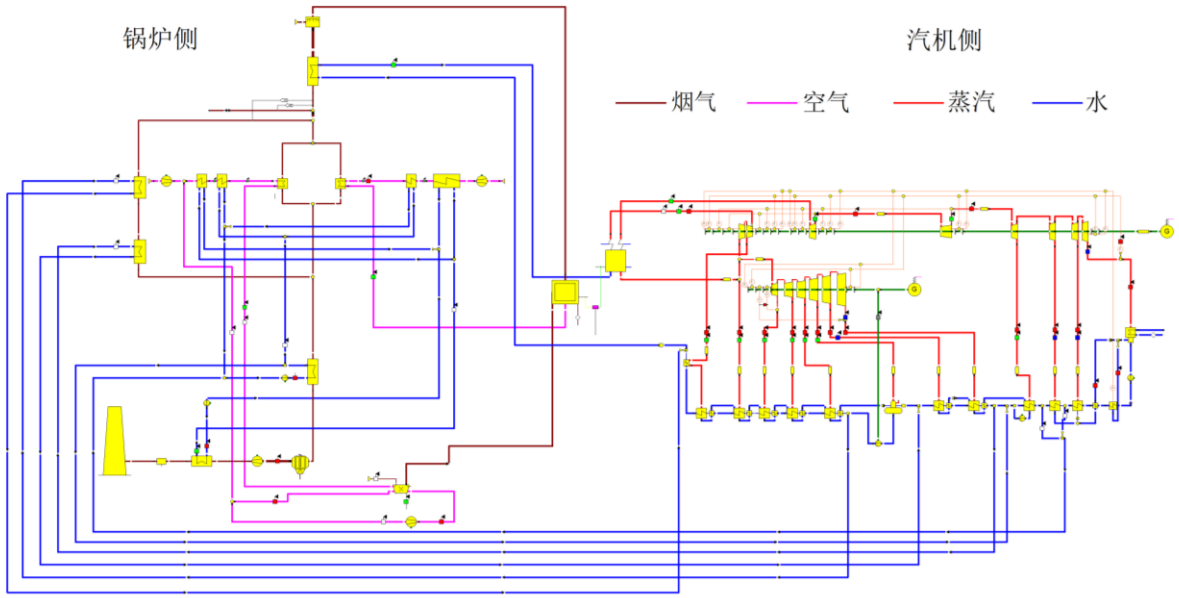


图 5 烟气余热利用方案整体模型
Fig.5 Overall model of the flue gas waste heat utilization scheme

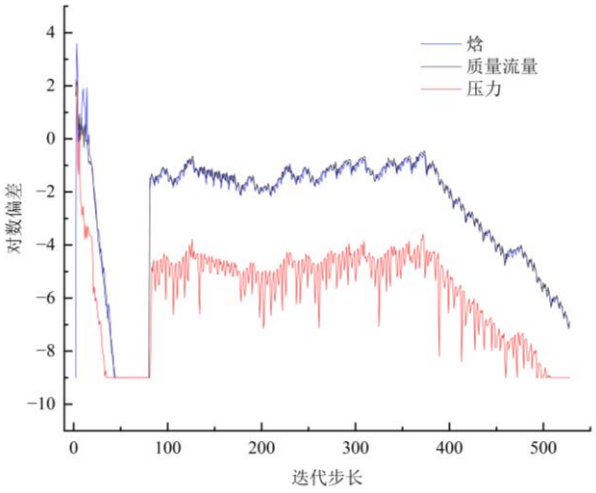


图 6 THA 基准工况的 Ebsilon 模拟收敛性
Fig.6 Ebsilon simulation convergence under THA benchmark operating conditions

3.2 误差分析

Ebsilon 软件在 THA 工况下的模拟值与设计值的误差见表 2，在 20%THA 工况下的模拟值与设计值的误差见表 3，最大相对误差在 2%以内，模型计算结果基本可靠，可用于后续研究[21]。

表 2 THA 工况模型检验
Tab.2 Model verification under THA condition

参数	设计值	模拟值	偏差
主蒸汽温度/℃	650.0	650.0	0
主蒸汽压力/MPa	33.13	33.13	0
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	2 947.9	2 947.9	0
再热蒸汽温度/℃	650.0	650.0	0
再热蒸汽压力/MPa	7.46	7.46	0
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 895.59	1 856.11	39.48
小机进汽流量/(t·h^{-1})	619.06	628.81	-9.75
一抽压力/MPa	11.40	11.40	0
二抽压力/MPa	7.46	7.46	0
三抽压力/MPa	5.19	5.19	0
四抽压力/MPa	3.85	3.85	0
五抽压力/MPa	2.71	2.71	0
六抽压力/MPa	1.58	1.58	0
七抽压力/MPa	1.04	1.04	0
八抽压力/MPa	0.54	0.54	0
九抽压力/MPa	0.15	0.15	0
十抽压力/MPa	0.07	0.07	0
十一抽压力/MPa	0.03	0.03	0
排汽压力/MPa	0.004	0.004	0
发电功率/MW	1 079.73	1 072.61	7.12
汽机热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	6 816.0	6 876.41	-60.41
空预器入口烟气温度/℃	361.0	361.133	-0.133
空预器入口烟气流量/(t·h^{-1})	2 753.17	2 786.51	-33.34
旁路高压省煤器进口水温/℃	206.0	205.88	0.12
旁路高压省煤器出口水温/℃	333.5	333.5	0
旁路低压省煤器进口水温/℃	109.0	108.92	0.08
旁路低压省煤器出口水温/℃	176.4	176.4	0
空预器出口空气温度/℃	322.0	322.0	0
低温省煤器入口烟温/℃	131.0	130.337	0.337
吸收塔前烟冷器入口烟温/℃	97.0	97.107	-0.107
一次风暖风器出口风温/℃	85.0	85.0	0
二次风暖风器出口风温/℃	85.0	85.0	0

参数	设计值	模拟值	偏差
锅炉效率/%	94.87	94.22	0.65

表 3 20%THA 工况模型检验
Tab.3 Model verification under 20%THA condition

参数	设计值	模拟值	偏差
主蒸汽温度/℃	650.0	650.0	0
主蒸汽压力/MPa	10.00	10.00	0
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	566.26	563.84	2.42
再热蒸汽温度/℃	650.0	650.0	0
再热蒸汽压力/MPa	1.52	1.53	-0.01
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	415.53	411.07	4.46
排汽压力/MPa	0.004	0.004	0
小机背压/MPa	0.27	0.27	0
发电功率/MW	218.29	216.10	2.19
汽机热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	8 157.0	8 141.22	15.78
锅炉效率/%	95.01	95.22	-0.21

4 计算结果与讨论

4.1 旁路烟气份额的影响

旁路烟气份额作为双回热系统[22]中的关键可调参数，直接决定了热量在锅炉侧与汽轮机侧的分配权重[23]，图 7 为 100%THA 工况下旁路烟气份额对汽机热耗率、锅炉效率及发电煤耗的影响规律。可见，随着旁路烟气份额的增加，旁路内高、低压省煤器的换热量增大，引回热力系统的能量增加，汽轮机热耗率不断降低，“水载回热”效应增强。流经空气预热器的烟气量相应锐减，入炉热风温度下降，“气载回热”削弱，锅炉效率逐渐下降。整体上，存在一个最佳旁路烟气份额，此时汽机侧取得的收益能够最大程度地弥补锅炉侧的热损失，发电煤耗最优。

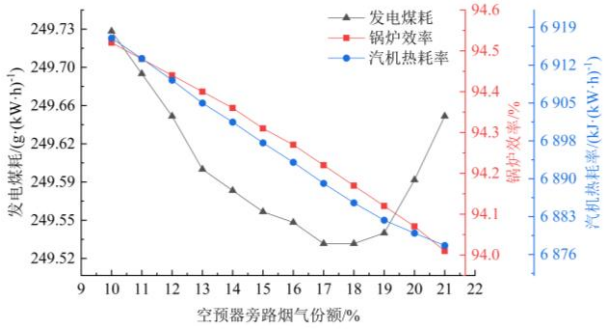


图 7 100%THA 工况下旁路烟气份额对汽机热耗率、锅炉效率及发电煤耗的影响
Fig.7 Effect of bypass flue gas ratio on turbine thermal efficiency, boiler efficiency, and coal consumption for power generation under 100%THA conditions

不同负荷下空气预热器旁路烟气份额对机组经济性的影响见图 8。各负荷下发电煤耗的比较基准均为相应负荷下无烟气余热利用时的煤耗。模型中旁路出口烟气温度和空气预热器出口烟气温度保持一致。可见，100%THA、80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 负荷下对应的最佳旁路烟气份额分别为 18%、16%、15%、12%、12%、11%、11%。机组负荷降低时，为避免尾部受热面发生低温腐蚀，须将有限的热量优先给予空气预热器，即强化气载回热，最佳旁路烟气份额逐渐减小。

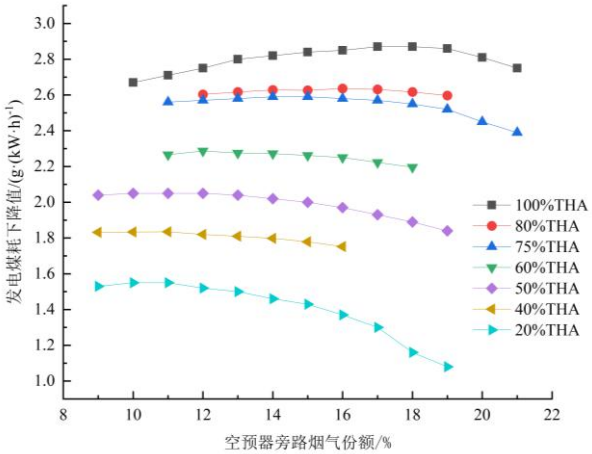


图 8 空气预热器旁路烟气份额对机组节煤量的影响
Fig.8 Effect of air preheater bypass flue gas ratio on coal saving in the unit

4.2 空气预热器出口混合后烟温的影响

100%THA 工况，保持暖风器出口风温 85 ℃、空气预热器旁路烟气份额 18%等参数不变，改变旁路低压省煤器水侧流量从而改变空气预热器出口混合烟温，机组发电煤耗变化规律见图 9。混合烟温由 130 ℃逐步升高至 136 ℃时，旁路低压省煤器水侧流量减小，低压省煤器换热量由 16.88 MW 逐步减小至 9.94 MW，7 号和 8 号低压加热器所需抽汽量增加，BEST 小机效率降低；但旁路高压省煤器换热量由 25.59 MW 逐步增加至 26.66 MW，1~5 号高压加热器所需抽汽量相应减小，有利于提高汽轮机和 BEST 小机的效率。100%THA 工况，最佳混合烟温为 132 ℃。

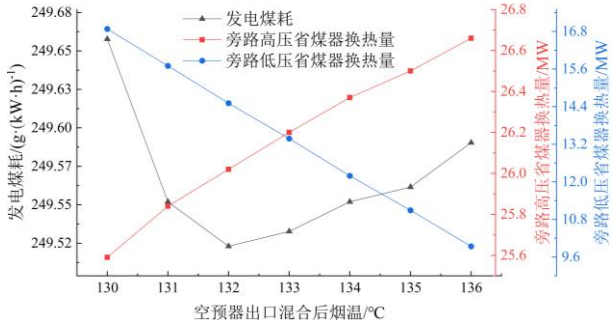


图 9 100%THA 工况下空气预热器出口混合后烟温对发电煤耗及旁路高、低省煤器换热量的影响

Fig.9 Effect of mixed flue gas temperature at the outlet of air preheater under 100%THA condition on coal consumption for power generation and heat exchange of bypass high and low economizers

4.3 暖风器出口风温的影响

100%THA 工况，保持空气预热器出口混合后烟温 132 ℃、空气预热器旁路烟气份额 18%等参数不变，改变暖风器出口风温，机组发电煤耗变化规律见图 10。随着暖风器出口风温的提高，一级低温省煤器的热量中更多地用于二级暖风器，“气载回热”加强，锅炉效率逐渐升高。暖风器出口风温提高的同时，空气预热器出口混合前烟温升高，为保持混合后烟温不变，旁路低压省煤器水侧流量增加，BEST 小机效率升高；同时，一级低温省煤器引回热力系统的凝结水流量减小，对汽轮机热耗率不利。100%THA 工况，暖风器出口最佳风温为 85 ℃时，汽机侧热耗率和发电煤耗均为最佳值。此时发电煤耗为 249.52 g/(kW·h)，较无烟气余热利用基准工况的发电煤耗 252.4 g/(kW·h)下降了 2.88 g/(kW·h)。

4.4 中低负荷烟气余热利用系统节能特性

80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 深调负荷下，分别保持空气预热器旁路烟气份额 16%、15%、12%、12%、11%、11%等参数不变，对空气预热器出口混合后烟温和暖风器出口风温进行优化后，有无烟气余热利用系统时的性能对比分别见表 4 和表 5。可见，80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 深调负荷，最佳混合后烟温和暖风器出口风温分别为 134 ℃/87 ℃、135 ℃/90 ℃、137 ℃/92.5 ℃、138 ℃/95 ℃、140 ℃/97 ℃和 140 ℃/100 ℃，机组发电煤耗较无烟气余热利用时分别降低 2.66 g/(kW·h)、2.63 g/(kW·h)、2.36 g/(kW·h)、2.17 g/(kW·h)、2.04 g/(kW·h)、1.93 g/(kW·h)。结果表明，烟气余热利用系统投运后，流经空气预热器的烟气量减小，进入空气预热器的冷风温度因暖风器的加热而提高，但空气预热器出口热风温度在中高负荷下均有不同程度的降低。而 50%THA 及深调负荷下，空气预热器出口热风温度有一定提高，机组的运行经济性和安全性均提高。

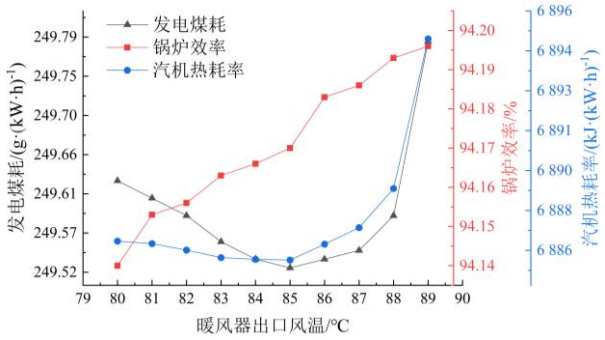


图 10 100%THA 工况下暖风器出口风温对汽机热耗率、锅炉效率及发电煤耗的影响

Fig.10 Effect of outlet air temperature of heater on steam turbine heat consumption rate, boiler efficiency and coal consumption for power generation under 100%THA operating conditions

表 4 基准工况（无烟气余热利用）的相关性能指标

Tab.4 Performance indicators under baseline conditions (without flue gas waste heat utilization)

参数	100%THA	80%THA	75%THA	60%THA	50%THA	40%THA	20%THA
空预器入口烟温/℃	360.57	347.72	343.69	333.96	321.70	307.23	264.91
空预器旁路烟气份额/%	0	0	0	0	0	0	0
空预器旁路高压省煤器换热量/MW	0	0	0	0	0	0	0
空预器旁路低压省煤器换热量/MW	0	0	0	0	0	0	0
空预器出口烟温/℃	114.85	111.41	108.93	103.57	101.72	101.52	90.72
暖风器出口风温/℃	23/30	23/30	23/30	23/30	23/30	23/30	23/30
空预器出口热一次风温/℃	335.17	319.31	316.37	305.86	289.38	270.52	234.48
空预器出口热二次风温/℃	333.84	318.37	315.50	306.60	288.78	270.77	230.92
电除尘器入口烟温/℃	114.85	111.41	108.93	103.57	101.72	101.52	90.72

参数	100%THA	80%THA	75%THA	60%THA	50%THA	40%THA	20%THA
吸收塔入口烟温/℃	128.42	123.19	120.18	113.84	110.95	109.92	98.30
锅炉效率/%	94.64	94.65	94.74	94.75	94.76	94.81	95.22
汽机热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	6 999.79	7 093.40	7 131.92	7 292.97	7 397.53	7 554.33	8 141.22
发电煤耗/(g·(kW·h)$^{-1}$)	252.40	255.75	256.89	263.09	266.40	271.90	291.75

表 5 优化后工况（有烟气余热利用）的相关性能指标

Tab.5 Performance indicators under optimized conditions (with flue gas waste heat utilization)

参数	100%THA	80%THA	75%THA	60%THA	50%THA	40%THA	20%THA
空预器入口烟温/℃	360.69	346.77	343.19	333.22	321.09	306.48	264.52
空预器旁路烟气份额/%	18	16	15	12	12	11	11
空预器旁路高压省煤器换热量/MW	26.02	18.04	15.55	11.27	8.40	6.25	3.09
空预器旁路低压省煤器换热量/MW	14.51	10.49	9.86	6.54	5.52	3.82	0.14
空预器出口烟温/℃	132	134	135	137	138	140	140
暖风器出口风温/℃	85	87	90	92.5	95	97	100
空预器出口热一次风温/℃	322.07	310.36	312.00	301.34	289.97	276.18	242.58
空预器出口热二次风温/℃	322.29	309.91	308.21	303.24	286.90	270.34	230.93
电除尘器入口烟温/℃	85.08	85.05	85.08	85.00	85.11	85.04	85.10
吸收塔入口烟温/℃	75.08	75.01	75.02	75.01	75.06	75.05	75.08
锅炉效率/%	94.17	94.36	94.49	94.63	94.73	94.89	95.29
汽机热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	6 885.88	6 998.31	7 040.47	7 217.67	7 334.57	7 503.93	8 092.96
发电煤耗/(g·(kW·h)$^{-1}$)	249.52	253.09	254.26	260.73	264.23	269.86	289.82
发电煤耗下降值/(g·(kW·h)$^{-1}$)	2.88	2.66	2.63	2.36	2.17	2.04	1.93

5 结论

1）空气预热器旁路烟气份额、空气预热器出口混合后烟温、暖风器出口风温等关键节点参数决定了烟气余热能量在“气载回热”和“水载回热”之间的分配比例，对机组运行经济性和安全性有较大影响，存在一个最佳值。最佳旁路烟气份额随着机组负荷的降低而减小，空气预热器出口混合后烟温和暖风器出口风温最佳值随着机组负荷的降低而升高，提高了空气预热器的冷端综合温度，缓解了空气预热器的冷端腐蚀问题。

2）对本案例配置了双机回热系统的 1 000 MW 超超临界一次再热机组，100%THA、80%THA、75%THA、60%THA、50%THA、40%THA 和 20%THA 负荷下对应的最佳旁路烟气份额分别为 18%、16%、15%、12%、12%、11%、11%，空气预热器出口混合后烟温和暖风器出口风温最佳值分别为 132 ℃/85 ℃、134 ℃/87 ℃、135 ℃/90 ℃、137 ℃/92.5 ℃、138 ℃/95 ℃、140 ℃/97 ℃和 140 ℃/100 ℃。机组发电煤耗较无烟气余热利用时分别降低 2.88 g/(kW·h)、2.66 g/(kW·h)、2.63 g/(kW·h)、2.36 g/(kW·h)、2.17 g/(kW·h)、2.04 g/(kW·h)、1.93 g/(kW·h)。在 50%THA 及深调负荷下，空气预热器出口热风温度有一定提高，机组的运行经济性和安全性均得到提高。

[参 考 文 献]

[1] 国家发展改革委. 新一代煤电升级专项行动实施方案(2025—2027 年)[R/OL]. 2025-03-26. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7018738.htm.
National Development and Reform Commission. Special action plan for upgrading new generation coal-fired power(2025—2027)[R/OL]. 2025-03-26. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7018738.htm.

[2] 牟春华, 居文平, 王洋, 等. “双碳”目标下清洁高效灵活煤电技术现状及煤电前景展望[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 1-10.
Mu C H, Ju W P, Wang Y, et al. Techniques status and perspective of efficient-flexible coal fired power generation under carbon peak and neutrality targets[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 1-10.

[3] 刘志强, 李建锋, 潘荔, 等. 中国煤电机组改造升级效果分析与展望[J]. 中国电力, 2024, 57(7): 1-11.
Liu Z Q, Li J F, Pan L, et al. Analysis and prospects of transformation and upgrading effects of coal-fired power units in China[J]. China Electric Power, 2024, 57(7): 1-11.

[4] 张延伍, 史纯子, 毛大成, 等. 煤电机组灵活性改造典型方案经济性分析研究[J]. 电力勘测设计, 2023(4):57.
Zhang Y W, Shi C Z, Mao D C, et al. Economic analysis of typical scheme for flexibility transformation of coal

fired power generation[J]. Electric Power Survey and Design, 2023(4): 57.
[5] 陈兵兵, 宁广飞, 李国元. 供热机组烟气余热利用系统研究[J]. 发电设备, 2020, 34(5): 347-351.
Chen B B, Ning G F, Li G Y. Research on flue gas waste utilization system of heating units[J]. Power Generation Equipment, 2020, 34(5): 347-351.
[6] 张国光, 隋艳. 排烟热损失对燃煤工业锅炉热效率的影响[J]. 洁净煤技术, 2015, 21(4): 77-79.
Zhang G G, Sui Y. Influence of heat loss from smoke exhaust on thermal efficiency of industrial coal fired boiler[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(4): 77-79.
[7] 杜晓楠, 白如雪, 桑鹏, 等.燃煤机组烟气余热利用系统优化运行研究[J]. 煤炭学报, 2023, 48(7): 2682-2690.
Du X N, Bai R X, Sang P, et al. Experimental and simulation study on optimal operation of flue gas waste heat utilization system of coal-fired unit[J]. Journal of Coal Industry, 2023, 48(7): 2682-2690.
[8] 王春昌, 马剑民, 张宇博, 等. 1 000 MW 机组锅炉空气预热器旁路余热利用系统节能效果分析[J]. 热力发电, 2019, 48(11): 56-61.
Wang C C, Ma J M, Zhang Y B, et al. Study on energy-saving effect of bypass waste heat utilization system of air preheater in a 1 000 MW unit boiler[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(11): 56-61.
[9] 王华霆, 陈衡, 徐钢, 等. 煤电升级改造背景下烟气余热利用节能效益对比评估[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 90-98.
Wang H T, Chen H, Xu G, et al. Comparative evaluation of energy-saving benefits of flue gas waste heat utilization under the background of coal power upgrading[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 90-98.
[10] 林跃, 李贵鹏, 于海义, 等. 1 000 MW 机组机炉耦合烟气余热深度利用系统节能特性研究[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(增刊 1): 741-746.
Lin Y, Li G P, Yu H Y, et al. Research on energy-saving characteristics of 1 000 MW unit-furnace coupling flue gas waste heat deep utilization system[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(S1): 741-746.
[11] 王文焕, 薛朝囡, 许朋江, 等. 650 ℃超超临界燃煤机组烟气余热梯级利用系统设计与优化[J]. 电力科技与环保, 2022, 38(6): 439-447.
Wang W H, Xue C N, Xu P J, et al. Design and optimization of flue gas waste heat cascade utilization system of 650 ℃ ultra - supercritical coal - fired unit[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2022, 38(6): 439-447.
[12] 杨凯旋, 封又琳, 刘明, 等. 燃煤机组烟气余热和水协同回收系统多参数优化及运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4566-4576.
Yang K X, Feng Y L, Liu M, et al. Multi-parameter optimization and operation strategy of flue gas waste heat and water co-recovery system for coal-fired power plants[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2021, 41(13): 4566-4576.
[13] 董伟, 许继东, 刘双白, 等. 燃煤电站两种烟气余热利用方式的对比分析[J]. 动力工程学报, 2022, 42(4): 367.
Dong W, Xu J D, Liu S B, et al. Comparative study on two utilization methods of flue gas waste heat in coal-fired power plants[J]. Journal of Power Engineering, 2022, 42 (4): 367.
[14] 胡广涛, 岳益锋. 降低锅炉排烟温度利用烟气余热的实践与理论研究[J]. 节能技术, 2012, 30(4): 295-298.
Hu G T, Yue Y F. Research and practice on recover boiler waste heat by reduce the exhaust gas temperature[J]. Energy saving Technology, 2012, 30(4): 295-298.
[15] 周新军, 房林铁, 张红方, 等. 330 MW 机组增装低压省煤器及经济性分析[J]. 节能, 2011, 30(6): 16-20.
Zhou X J, Fang L T, Zhang H F, et al. Installation of low pressure economizer in 330 MW unit and economic analysis[J]. Energy Conservation, 2011, 30(6): 16-20.
[16] 王坚. 双机回热系统抽背式小汽机技术路线研究[J]. 电力勘测设计, 2023(6): 50-55.
Wang J. Study on the technical route of back pressure extraction steam turbine with echelon cycle regenerative system[J]. Electric Power Survey and Design, 2023(6): 50-55.
[17] 郭永斌, 钟阁顺. 1 000 MW 二次再热机组双机回热系统应用研究[J]. 神华科技, 2019, 17(7): 44-46.
Guo Y B, Zhong G S. Study on the application of dual-machine heat regenerative system of 1 000 MW secondary reheat unit[J]. Shenhua Technology, 2019, 17(7): 44-46.
[18] 樊启祥, 蒋敏华, 许世森, 等. 碳中和目标下新一代超高参数煤电机组技术体系[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7167-7178.
Fan Q X, Jiang M H, Xu S S, et al. Technical system of advanced ultra-supercritical coal-fired power units under the carbon neutralization target[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2024, 44 (18): 7167-7178.
[19] 汪慧晨, 杨梦雪, 冯淼杰, 等.基于 Ebsilon 的烟气余热耦合循环水废热深度梯级利用方案研究[J]. 电力科技与环保, 2024, 40(5): 552-560.
Wang H C, Yang M X, Feng M J, et al. Research on the deep cascade utilization scheme of flue gas waste heat coupled with circulating water based on Ebsilon[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2024, 40(5): 552-560.
[20] 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.
Xie T, Fan Q W, Fang J, et al. Numerical simulation on thermodynamic characteristics of air preheater bypass flue gas waste heat utilization system[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46 (10): 100-105.
[21] 张伟, 李书慧, 王东雪, 等. 基于 EBSILON 的 1 050 MW 燃煤机组烟气余热利用系统运行优化[J]. 节能, 2025, 44(4): 46-51.
Zhang W, Li S H, Wang D X, et al. Operation optimization of flue gas waste heat utilization system of 1 050 MW coal-fired unit based on EBSILON[J]. Energy Conservation, 2025, 44 (4): 46-51.
[22] 蒋敏华, 朱松强, 马丽锦, 等. 燃煤发电机组双回热协同节能及灵活运行系统及构建方法: CN202510465048.8[P]. 2025-07-25.
Jiang M H, Zhu S Q, Ma L J, et al. Dual heat coordinated energy-saving and flexible operation system and construction method for coal-fired power generation units: CN202510465048.8[P]. 2025-07-25.
[23] Liu J Y, Gong X Y, Zhang W H, et al. Experimental study on a flue gas waste heat cascade recovery system under variable working conditions[J]. Energies, 2020, Vol.13(2): 324-343.

（责任编辑 XXX）