

火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统的优化

侯艳国

大唐国际托克托发电有限责任公司 内蒙古 呼和浩特 010010

摘要: 冷却系统是火电厂给水泵汽轮机中的重要组成部分,直接关系到汽轮机的运行效率与经济性。随着现代火电厂地不断发展,给水泵汽轮机功率逐渐提升,因而对冷却系统提出了更高的要求,为了确保冷却系统符合现代汽轮机运行要求,需要提升冷却系统体积、能耗等,使得整个火电厂运行成本大大增加。所以,为了确保给水泵汽轮机排气冷却效果符合要求的同时,加强对冷却系统体积与能耗的控制,则应对原有冷却系统进行优化。

关键词: 火电厂;给水泵;汽轮机;排气;冷却系统

在给水泵汽轮机排汽末端加装混合式冷却器,采用主机凝结水作为冷却介质,通过雾化喷嘴与排汽直接混合换热。同时将原排入凝汽器的疏水(如低压加热器疏水、轴封加热器疏水)引入混合式冷却器热井。减少低压加热器抽汽量,降低给水泵汽轮机进汽需求,减轻主机凝汽器热负荷,提升真空度。

1 火电厂排汽冷却系统的分类

1.1 按冷却介质分类。湿式冷却系统(水冷系统),直流式(开式)冷却系统:直接从江、河、湖、海或水库取水作为冷却水源,冷却后排回自然水体。适用于水资源丰富地区,但可能造成热污染。循环式(闭式)冷却系统:冷却水在凝汽器与冷却塔之间循环使用。通过冷却塔将热量释放到空气中,耗水量大(占全厂耗水量65%以上),适用于水资源紧缺地区。干式冷却系统(空冷系统),以空气为冷却介质,无需消耗水资源,适用于缺水地区:直接空冷系统(ACC):汽轮机排汽直接进入翅片管束,通过轴流风机强制通风冷却。结构紧凑,但背压控制难、噪声大、厂用电高。间接空冷系统(ISC):表面式凝汽器系统:通过中间冷却水循环换热,冷却水与锅炉给水隔离,水质可控。混合式凝汽器系统(海勒式):排汽与冷却水直接混合换热,需配备自然通风冷却塔。

1.2 按冷却设备结构分类。自然通风冷却塔,依靠空气密度差形成自然对流散热,塔体通常呈“细腰”双曲线形以增强抽力。机械通风冷却塔,利用风机强制通风,冷却效率高但能耗较大。冷却水池,大面积水体通过自然蒸发散热,成本低但对地形和水源要求高。

1.3 创新复合型系统。烟塔合一系统,将烟气排放与冷却塔结合,利用冷却塔热空气抬升烟气扩散,减少单独烟囱建设。干湿联合冷却系统,结合空冷与水冷优势,高温时段启用湿冷辅助,平衡节水与效率需求。三塔合一系统,集成脱硫塔、烟囱和冷却塔功能,大幅节省占地并降低排放浓度。

2 给水泵汽轮机排汽的特点

2.1 低参数与大焓降特性。低压低温状态,排汽压力远低于主汽轮机,通常处于真空或微正压状态(典型值 $\approx 6.8\text{kPa}$),排汽温度约 $35\sim 50^\circ\text{C}$,接近饱和蒸汽状态。高焓降输出,蒸汽从较高初参数(如 $0.9\sim 1.6\text{MPa}/350\sim 400^\circ\text{C}$)膨胀至低压排汽,实现大焓降转换,驱动泵组所需机械功。

2.2 热能品质低与利用难点。低品位热能,排汽携带的余热温度低($< 50^\circ\text{C}$),难以直接回收利用,需依赖凝汽设备强制冷却。冷源损失突出,未转化为机械功的热能比例高(占输入热能50%以上),是系统效率关键制约点。

2.3 结构适应性设计。紧凑型低压缸,采用短轴焊接低压缸或集成式排汽蜗壳,适应背压敏感工况,减少泄漏风险。末级抗蚀叶片,末两级动叶采用自带冠扭叶片及外包菌型叶根,抵抗湿蒸汽侵蚀与宽转速振动。

2.4 运行控制特殊性。背压高敏感性,排汽背压微小波动($\pm 1\text{kPa}$)可导致转速变化 $> 100\text{rpm}$,需快速响应调节系统。变工况频繁切换,随主机负荷变化,排汽量可在30%~130%范围内波动,要求冷却系统具备宽域适应能力。防汽蚀强制冷却,停机后需维持凝结水泵运行至排汽温度 $< 50^\circ\text{C}$,防止凝汽器管束热变形泄漏。

2.5 环境适应性挑战。空冷系统适配难题,在缺水地区采用直排空冷时,受环境温度影响显著,夏季背压可能骤升 $> 15\text{kPa}$,威胁给水泵出力。疏水系统复杂性,排汽凝结水需与主机凝结水系统耦合,存在多级疏水回收与水质控制要求。

3 火电厂排汽冷却系统的重要性

3.1 维持热力循环基础。工质回收关键环节,将汽轮机排出的低温低压蒸汽($\approx 6.8\text{kPa}$)凝结为液态水,实现工质闭式循环,保障锅炉持续供水,避免发电循环中断。真空环境创建,通过快速冷却排汽建立凝汽器高

真空（ $\approx 5\text{kPa}$ ），增大蒸汽可用焓降，提升循环热效率（常规机组约40%热耗源于冷端损失）。

3.2 节能增效核心作用。冷源损失控制，高效冷却系统可降低排汽温度 $8\sim 15^\circ\text{C}$ ，背压每降低 1kPa ，机组热耗率下降 $1.5\%\sim 2.5\%$ 。余热梯级利用，集成低温省煤器回收烟气余热，预加热凝结水，降低凝汽器负荷，减少冷却水消耗量20%以上。

3.3 设备安全与寿命保障。防关键部件损伤，维持稳定背压避免汽轮机末级叶片颤振，防止湿蒸汽侵蚀叶片（空冷系统夏季背压 $> 15\text{kPa}$ 将威胁叶片强度）。热应力控制，快速冷却停机后排汽（ $< 50^\circ\text{C}$ ），防止凝汽器铜管管变形泄漏，延长设备寿命3~5年。

3.4 环保与资源可持续性。水资源保护，循环冷却系统比直流式节水95%以上，空冷系统实现全工况零水耗，适应缺水地区需求。热污染防控，避免高温排水直接排放（湿冷系统排水温度比自然水体高 10°C ），减少水生生态系统破坏。排放协同治理，烟塔合一技术利用冷却塔热空气抬升烟气，提升污染物扩散效率，降低地面浓度30%以上。

4 火电厂给水泵汽轮机现有排汽冷却系统分析

4.1 主流冷却系统类型。排入主机凝汽器，常规设计将小机排汽通过真空蝶阀接入主凝汽器，利用主机冷却系统统一处理。优点是系统简单，但会增加主凝汽器15~20%热负荷，导致真空下降 $0.5\sim 1\text{kPa}$ ，影响主机效率。独立空冷系统，采用专用空冷岛（ACC）或间接空冷却塔（ISC），适用于缺水地区。直接空冷系统通过翅片管束和轴流风机强制散热，背压调节灵活但受环境温度影响显著（夏季背压可达 15kPa 以上）。间接空冷通过表面式换热器实现二次冷却，水质可控但效率较低。

4.2 关键性能短板。冷源损失突出，排汽焓值高达 $2516\sim 2637\text{kJ/kg}$ ，约50%热能通过冷却系统散失，是系统能效主要瓶颈。变工况适应性差，转速范围 $3000\sim 6000\text{r/min}$ 的宽幅波动导致排汽量变化达100%，传统系统难以稳定维持最佳真空。热力耦合问题，与主机凝汽器连接时，小机排汽会升高主凝汽器温度，每增加 10t/h 排汽量可使真空降低约 0.3kPa 。

4.3 技术优化方向。混合式冷却器，在排汽末端加装雾化喷嘴，用主机凝结水直接换热，可降低凝汽器热负荷8~12%，提升真空 $0.4\sim 0.7\text{kPa}$ 。余热梯级利用，将排汽引入低温省煤器预热锅炉给水，可实现5~8%的热能回收。智能背压控制，基于环境温度和负荷率动态调节风机转速，夏季工况下可降低背压波动幅度30%。当前系统升级需综合考虑水源条件（湿冷/空冷选择）、辅机匹配度（热力耦合影响）及智能化改造空间（如变频风机

群控）等核心因素。

5 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统优化方案

5.1 系统架构优化。混合式冷却器集成，在排汽末端加装雾化喷嘴，利用主机凝结水直接换热，可降低凝汽器热负荷8~12%，提升真空 $0.4\sim 0.7\text{kPa}$ 。该方案同步回收 $\text{No}8$ 低压加热器疏水，减少抽汽量3~5%。独立空冷系统改造，缺水地区可采用ACC空冷岛或ISC间接空冷塔，通过变频风机调节背压，但需应对夏季高温导致的背压波动（可达 15kPa 以上）。

5.2 能效提升技术。余热梯级利用，将排汽引入低温省煤器预热给水，可回收5~8%热能，降低烟气温度 $10\sim 15^\circ\text{C}$ 。智能背压控制，基于负荷与环境温度动态调节冷却参数，夏季工况可减少背压波动30%。

5.3 运行模式创新。变工况协同调节，采用“单台高速+单台低速”泵组组合，匹配不同季节负荷需求，循环水泵耗电量可降0.5%。冷端系统智慧化，部署物联网传感器与AI算法，实时计算最佳真空并优化循环水量，供电煤耗降低 1.2g/kWh 。

5.4 经济性验证。以600MW机组为例，混合式冷却器改造可使凝汽器热负荷降低15%，年节约标煤约1200吨；若结合余热回收，综合节能收益可达3~5%。

6 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统优化实施与效果

6.1 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统优化实施步骤。系统诊断与基准测试，热力性能评估，测量排汽焓值、温度及真空度，量化主凝汽器额外热负荷（通常增加15%~20%）。分析排汽量波动范围（ $3000\sim 6000\text{r/min}$ 转速下可达100%）对真空稳定性的影响。设备状态检测，检查凝汽器管束结垢厚度、循环水泵效率及冷却塔性能，建立冷端系统基准模型。优化方案设计与仿真，混合式冷却器集成，在排汽管道末端加装雾化喷嘴，采用主机凝结水直接接触换热，降低凝汽器热负荷8~12%。重构疏水系统：将 $\text{No}8$ 低压加热器疏水及轴封加热器疏水引入混合冷却器热井，减少抽汽量3~5%。余热梯级利用设计，耦合低温省煤器，用排汽余热预热锅炉给水（回收5~8%热能）。冬季接入供热管网，实现热电联产增效。智能控制系统架构，部署物联网传感器监测负荷、环境温度、循环水流量等参数。基于AI算法动态计算最佳背压目标值，联动调节风机频率。关键设备改造与安装，混合冷却系统施工，雾化喷嘴安装，选用耐高温合金喷嘴，垂直布置于排汽管道下游，确保雾化覆盖均匀。疏水管道改造，增设旁路管道将疏水引流至混合冷却器热井，加装逆止阀防止倒流。余热回收系统集成，低温省煤器安装，在烟道尾部加装鳍片管换热器，提升给水温度 $10\sim 15^\circ\text{C}$ 。热网接口预留，在排汽管道设置蒸汽抽取

阀,连接区域供热管网。智能调控硬件部署,DCS系统升级,增加真空调节闭环控制模块,实现毫秒级风机频率响应。变频器改造,循环水泵电机加装双速或变频驱动,支持五种运行模式切换(如单台低速/高速、双低速等)。调试与运行优化,分阶段投运验证,先投混合冷却器,验证凝汽器真空提升幅度(目标0.4~0.7kPa)。再投余热回收系统,监测给水温度升幅及煤耗降低值。智能算法调参,导入历史运行数据训练AI模型,优化背压控制逻辑。

6.2 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统优化实施后效果评估。核心能效提升效果,真空与热负荷优化,凝汽器真空提升:加装混合式冷却器后,排汽与主机凝结水直接接触换热,凝汽器真空提升0.4~0.7kPa,热负荷降低8~12%。排汽余热回收:通过低温省煤器预热锅炉给水,排汽温度降低10~15℃,热能回收率达5~8%。背压稳定性增强:AI动态调控循环水量及风机频率,夏季工况背压波动减少30%。厂用电率下降,循环水泵采用“单台高速+单台低速”组合或变频改造,耗电率降低0.5%~5%(视机组规模)。凝结水系统降压运行后,凝泵耗电率降至0.15%。运维成本优化,设备寿命延长:减少凝汽器结垢与氧腐蚀,大修周期延长至40年。智能运维降本:冷端系统实时监测结垢与传热效率,故障响应时间缩短60%。环保与资源效益,碳减排,空冷系统改造(ACC/ISC)实现近零水耗,1000MW机组年减排CO₂达5.41万吨。节水,空冷技术替代传统水冷,耗水量降低95%以上。协同减排,余热回收降低烟气温度10~15℃,减少脱硫系统能耗。风险控制效果,季节性适应能力,高寒地区启用泵组组合模式,防止冷却塔结冰,循环泵耗电率再降0.5%。缺水地区空冷岛配置变频风机群控,缓解夏季背压骤升(>15kPa)风险。水质管理,混合式冷却器增设防堵监控,定期清洗保障雾化效果。优化后系统通过能量梯级利用与智能调控,实现供电煤耗、厂用电率双降,兼具节水减排效益。需持续监控背压稳定性及防冻设计,以维持长期经济运行。

6.3 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统优化节能降耗效果量化。关键能效指标提升,煤耗降低,供电煤耗下降4~8g/kWh,600MW机组年节标煤达1200吨;1000MW超临界机组通过智能冷端系统改造,供电煤耗进一步降低1.2g/kWh。真空与热负荷优化,凝汽器真空提升0.4~0.7kPa,热负荷减少8~12%;排汽温度降低10~15℃,热能回收率5~8%。厂用电率下降,循环水泵变频改造后耗电率降低0.5%~5%(600MW机组年节约电约120万kWh);凝结水系统降压运行,凝泵耗电率降至0.15%。环保与资源效益,碳减排,空冷技术(ACC/ISC)改造后,1000MW机组年减排CO₂5.41万吨;节水,空冷系统替代水

冷,耗水量降低95%以上,年节水量超4300万吨(相当于120万人年用水量);协同效益,余热回收降低烟气温度10~15℃,减少脱硫系统能耗3%~5%。风险控制与运维优化,背压稳定性,AI动态调控使夏季背压波动降低30%,避免真空骤升至15kPa以上风险;设备寿命,减少凝汽器结垢与氧腐蚀,大修周期延长至40年;防冻与水质管理,寒区启用“单台高速+单台低速”泵组模式,循环泵耗电率再降0.5%;混合冷却器防堵监控保障雾化效率,维护成本降低10%~15%。优化后排汽能量梯级利用率达20%以上,热电联产模式下综合热效率提升显著。需持续监控背压稳定性及季节性工况适应性,确保长期经济运行。

6.4 火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统是否需要持续优化。火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统的持续优化是必要的,其必要性源于技术迭代、运行维护需求和经济效益提升等多重因素的综合驱动:技术迭代推动优化升级,热回收技术创新,混合式冷却器通过雾化喷嘴实现排汽与凝结水直接接触换热,可降低凝汽器热负荷8%~12%,真空提升0.4~0.7kPa。近年低温省煤器技术的应用进一步将排汽余热回收率提升至5%~8%,用于预热锅炉给水可降低煤耗。智能控制升级,基于AI的动态背压控制系统可实时响应负荷与环境变化,夏季背压波动降低30%;循环水泵变频改造结合“单高速+单低速”运行模式,使厂用电率再降0.5%。运行维护的持续性需求,设备老化与结垢控制,凝汽器管束结垢会导致传热端差上升0.8℃,供电煤耗增加0.5g/kWh。需定期清洗及水质监控,维持设计洁净系数0.8~0.9。季节性适应挑战,高寒地区需防冷却塔结冰,缺水区域需空冷岛变频调控缓解夏季背压骤升(>15kPa)风险;疏水阀门泄漏可能引发凝汽器热负荷增加10%,需强化检修隔离措施。优化瓶颈与突破方向,系统集成瓶颈,余热回收需协调回热系统(如No8低加疏水引入混合冷却器),抽汽量减少3%~5%的效益受制于管路阻力与阀门密封性。新材料与设计革新,超超临界机组(如27MPa/610℃参数)通过提升主汽压力1MPa可降热耗1%,但需突破材料耐温极限;塔式锅炉与单给水泵配置可进一步降低热耗,但需解决转子抖动等机械隐患。

总之,通过改造后,可降低整个火电机组的煤耗量,且能够在较短时间内将改造成本回收,有利于火电厂更好的发展。

参考文献

- [1]李海.火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统的优化分析.2023.
- [2]张小军,浅谈火电厂给水泵汽轮机排汽冷却系统的优化.2022.