

凝结水系统泄漏排查及系统优化降低机组煤耗应用研究

成朋飞

陕煤电力运城有限公司 山西 运城 044602

摘要：火电机组凝结水系统泄漏是加剧冷端损失、推高供电煤耗的核心诱因之一。本文剖析凝结水系统泄漏类型、成因及煤耗升高机理，摒弃传统检漏技术短板，构建氨质谱检漏、声发射与红外测温、多指标联动监测的高精度排查体系，精准定位21处漏点。针对性实施泄漏治理、设备改造与运行优化，有效提升系统运行稳定性，机组供电煤耗显著下降，节能降碳与经济效益突出，可为同类机组优化改造提供参考。

关键词：凝结水系统；泄漏排查；系统优化；降低机组煤耗；应用

引言：双碳目标下，火电机组节能降耗、提质增效是行业发展核心趋势。凝结水系统作为机组热力循环关键单元，其密封性能与运行状态直接决定冷端换热效率及机组煤耗水平。现场运行中，系统各类隐蔽泄漏频发，传统排查技术精度不足、漏点难以彻底根除，长期造成真空度偏低、工质损耗及能耗攀升。为解决上述问题，本文开展泄漏精准排查与系统优化研究，旨在探明泄漏致耗机理，制定高效整改方案，实现机组煤耗精准管控。

1 凝结水系统工作原理及泄漏致煤耗升高机理分析

1.1 凝结水系统组成与运行原理

(1) 系统核心设备构成：凝汽器、凝结水泵、管路阀门、真空系统、补水装置等，共同构成低品位热能回收与工质循环的关键通道。(2) 系统标准运行流程：汽轮机排汽经凝汽器冷却凝结为水，由凝结水泵升压，经精处理装置除盐净化后送入除氧器，完成工质循环。额定工况下，凝汽器压力通常维持于4.5~5.5kPa，凝结水温度约30~40℃，出口溶解氧含量控制在7μg/L以内，pH值维持于9.2~9.6^[1]。(3) 系统在机组发电流程中的能耗与换热核心作用：凝汽器承担排汽潜热释放任务，其换热效率直接影响冷端损失大小；凝结水泵功耗约占厂用电的0.8%~1.2%，系统运行参数偏离设计值时，不仅自身能耗上升，还将迫使锅炉增加燃料输入以补偿热力循环效率降低，是影响机组供电煤耗的关键环节之一。

1.2 凝结水系统主要泄漏类型及产生原因

(1) 硬件结构性泄漏：管路长期受冲刷腐蚀减薄、阀门密封件老化硬化、凝汽器管束振动磨损或应力腐蚀开裂、法兰垫片老化及螺栓预紧力松弛，均会形成贯穿性泄漏通道。(2) 运行工况性泄漏：机组频繁变负荷导致热膨胀不均，真空突变引发系统压力波动，压差超出密封设计范围时，原有密封结构出现瞬时或持续性间隙

泄漏。(3) 检修安装性泄漏：安装对中偏差、焊接工艺缺陷、检修时密封件更换不规范、密封材质与介质温度压力不匹配等，均会造成投运后密封失效。

1.3 系统泄漏影响机组煤耗的作用机理

(1) 泄漏导致真空度下降，汽轮机排汽压力与温度升高，排汽焓值相应增加，蒸汽有效焓降减少，循环热效率降低。真空每下降1kPa，300MW级机组煤耗约上升2.0~2.5g/(kW·h)。(2) 泄漏引入不凝结气体及杂质，凝结水水质恶化，精处理系统再生频次及水处理能耗增加。同时补水阀频繁开启，补充低温水进入热力循环，造成显热损失加剧，额外增加燃煤消耗。(3) 泄漏引发凝汽器热负荷分布不均，凝结水泵长期偏离高效区运行，泵组电流上升、能耗增加。上述因素叠加，间接推高机组供电煤耗，综合影响可达3~6g/(kW·h)。

2 凝结水系统泄漏精准排查技术与现场应用

2.1 传统泄漏排查技术及局限性分析

(1) 水质指标监测法：依托电导率、钠离子、硅含量等指标变化预判泄漏问题，当循环冷却水或外界杂质混入凝结水系统时，上述参数将呈现特征性上升响应。该方法可实现连续在线监测，对突发性大量泄漏具有预警价值。但其固有局限性在于：其一，响应滞后时间较长，从泄漏发生到指标参数明显漂移通常需要数十分钟至数小时；其二，仅能定性判断是否存在泄漏，无法给出漏点空间位置；其三，对微量泄漏的分辨能力不足，受制于仪表精度和背景噪声干扰，易出现漏报或误判。

(2) 常规检漏法：肥皂水检漏适用于正压状态下的管路法兰、阀门填料函、仪表接头等可视外露部位，操作简便、工具成本低廉，但对真空系统负压侧无法有效施检，且高温部件表面皂液快速蒸发导致检测窗口极短；烛光检漏依靠火焰偏移方向辅助判定较大漏点的大致方位，仅适用于压差显著、泄漏量较大的粗放型排查场

景,检测精度低且受现场气流扰动影响严重,目前已难以满足精细化检修的技术要求^[2]。(3)压力试验查漏法:通过向系统充入压缩空气或氮气至设定压力后关闭隔离阀,观察保压期间压力衰减速率来综合评判系统密封性能。操作流程较为规范成熟,但该方法仅能给出系统整体泄漏程度的宏观判断,无法将漏点定位至具体部件或管段。此外,保压时间长短、环境温度波动、介质溶解效应等因素均会对判定结果产生显著干扰,对于当量孔径小于0.1mm的微小漏点,压力衰减信号往往淹没于温度漂移等干扰噪声中,排查精度严重不足,容易造成隐蔽性漏点被遗漏。

2.2 高精度综合泄漏排查技术体系构建

(1)氦质谱查漏技术:利用氦气作为示踪气体,其分子直径小、穿透能力强且大气本底浓度极低,采用喷吹法(正压侧施检)或吸枪法(负压侧施检)对凝汽器管束胀口、真空系统密封面、埋地隐蔽管路等实施逐点扫描检测,最小可检漏率达到 $1.0 \times 10^{-6} \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 量级,能够实现对微米级贯通性缺陷的精准定位与泄漏率定量评估,是目前真空系统微小漏点检测的优选手段。(2)声发射检测与红外测温技术:声发射检测通过布置宽频带传感器采集泄漏激发的高频应力波信号,可在机组运行状态下对阀门密封、法兰连接等动态受力部位实施连续监测,捕捉萌芽期泄漏的特征信号;红外热成像则利用漏点两侧介质温差形成热特征异常区域,实现大范围快速筛查。两者均为非接触式检测手段,互不干扰、互为印证,有效弥补了传统方法无法在线施检的短板^[3]。

(3)多指标联动监测:将凝结水电导率、溶解氧、钠离子浓度等水质特征参数,与凝汽器端差、真空度波动、系统补水量、凝结水泵电流等运行参数进行多物理量耦合分析,建立泄漏工况下的特征参量关联变化图谱,形成“参数预警—趋势分析—定位复核”三阶段综合检漏判定方法,显著提升泄漏诊断的准确率与响应速度。

2.3 现场泄漏排查实施与问题统计

(1)排查方案制定与实施:结合系统管路三维布置图及历史运行数据,划定凝汽器水室、抽真空管路、低压加热器疏水系统、各仪表取样接口等7个重点检测区域;布置氦质谱检测点68处、声发射传感器14组、红外扫描路径10条,在机组计划停机检修窗口内按“先宏观筛查、后精确定位”的分级策略完成全部检测作业。

(2)漏点统计与分类梳理:累计排查确认各类泄漏点21处,其中凝汽器钛管胀口泄漏5处、法兰密封面失效7处、阀门盘根泄漏4处、管路焊缝微裂纹3处、仪表取样管接口泄漏2处。按泄漏等级划分:大漏($> 1.0 \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$)

2处,分别位于凝汽器喉部膨胀节和抽气管道法兰;中漏($0.1 \sim 1.0 \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$)8处;微漏($< 0.1 \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$)11处。(3)泄漏与煤耗对应关系分析:将漏点空间分布及泄漏率数据与机组供电煤耗异常时段进行逐项对照分析,发现真空区域2处大漏点导致凝汽器平均压力升高约0.92kPa,对应循环热效率下降约1.6%,折算煤耗上升约2.3g/(kW·h);8处中漏及11处微漏累积致使凝结水补水量增加约4.1t/h,精处理装置运行周期缩短约35%,水处理及补水热损失综合推高煤耗约1.9g/(kW·h)。两者叠加总影响约为4.2g/(kW·h),与机组检修前后煤耗实测偏差数据吻合度达92%以上,验证了排查结果的准确性及泄漏对能耗影响的定量关系。

3 凝结水系统优化方案及降低机组煤耗工程应用效果

3.1 泄漏隐患专项治理优化措施

(1)破损管束、老化密封件、故障阀门更换与标准化改造:对排查确认的凝汽器钛管胀口泄漏点实施补胀或管束更换,对法兰密封面及阀门盘根整体更换为耐高温氟橡胶密封圈及柔性石墨填料,同步制定密封件选型与安装工艺标准,明确螺栓扭矩控制范围,确保改造后部件满足大修周期内无泄漏运行要求。(2)薄弱部位密封工艺优化:对管路法兰、人孔门、仪表取样接口等部位采用金属缠绕垫片配合高温防咬合剂涂覆工艺,规范螺栓十字对称紧固顺序及分步加载力矩流程;对真空系统管道焊缝实施无损检测复查,缺陷部位进行打磨补焊及消应力处理,全面消除结构性漏点^[4]。(3)泄漏隐患台账与分级管控建立:按泄漏率大小将隐患划分为重大、一般、轻微三级,建立含漏点位置、发现时间、处理措施、验收结果的动态台账数据库;制定年度预防性维护计划,每季度开展真空严密性试验,每半年对重点密封部位实施专项检查,形成闭环管理长效机制。

3.2 系统运行工况与设备节能优化

(1)凝结水泵变频改造:将原有工频定速运行改为变频调速控制,增设压力闭环调节回路,根据除氧器水位需求自动调节泵组转速。改造后凝结水泵运行电流由185A降至142A,节电率约23%,年节约厂用电约128万kW·h,折合降低供电煤耗约0.36g/(kW·h)。(2)真空系统运行参数优化:重新整定真空泵抽气量及工作水温度控制范围,精细化调节循环水流量配比,维持凝汽器压力稳定于4.8~5.2kPa目标区间;调整轴封供汽压力,减少不凝结气体聚集,使凝汽器端差由4.5℃降至2.8℃,循环热效率提升约1.2%。(3)凝结水补水系统优化:将单一高位补水改造为多点雾化喷淋结构,增设两级除氧加热装置,使补入水温提升至接近凝结水温度,减少冷补

水显热损失；优化补水泵启停定值，补水量波动由 $\pm 5\text{t/h}$ 缩小至 $\pm 1.5\text{t/h}$ ，年均减少无效补水约800t，降低热量损耗折合标煤约65t/a。

3.3 优化方案工程实施过程

(1) 分阶段施工改造方案：将改造内容划分为三个阶段，第一阶段利用临时停机窗口完成凝汽器管束修复与真空泵参数整定，第二阶段结合计划检修完成管路法兰密封更换及凝结水泵变频改造，第三阶段在带负荷调试期间完成补水系统及控制逻辑优化，各阶段明确停运范围与工期节点，确保主体发电任务不受影响。(2) 改造过程质量管控要点：制定专项施工方案及质量验收标准卡，明确密封面清理粗糙度、螺栓紧固力矩、焊接工艺参数等质控指标；实施三级质量验收制度，每道工序经施工方自检、监理方复检、业主方终检合格后方可进入下一环节，有效规避二次泄漏隐患。(3) 改造后系统调试与试运行管控：完成冷态充水查漏、热态循环冲洗及动态带压试验，确认各密封接口在1.5倍额定压力下保压30min无压降；投入自动控制后连续试运行72h，每2h记录关键参数，逐项校准变送器及仪表偏差，确保各子系统协同运行平稳^[5]。

3.4 降煤耗效果验证与数据分析

(1) 优化前后关键参数对比：优化后凝汽器真空度由-94.2kPa提升至-95.6kPa，排汽温度下降约3.5℃；凝结水电导率由0.32 $\mu\text{S/cm}$ 降至0.18 $\mu\text{S/cm}$ ，溶解氧由9.6 $\mu\text{g/L}$ 降至5.2 $\mu\text{g/L}$ ；凝结水泵单耗由0.28 $\text{kW}\cdot\text{h/t}$ 降至0.21 $\text{kW}\cdot\text{h/t}$ ，冷端综合能耗降幅明显。(2) 供电煤耗与发电效率实测对比：相同负荷边界条件下，优化后机组供电煤耗由312.6g/($\text{kW}\cdot\text{h}$)降至307.9g/($\text{kW}\cdot\text{h}$)，绝对下降4.7g/

($\text{kW}\cdot\text{h}$)，其中泄漏治理贡献约2.8g/($\text{kW}\cdot\text{h}$)，运行工况优化贡献约1.5g/($\text{kW}\cdot\text{h}$)，设备节能改造贡献约0.4g/($\text{kW}\cdot\text{h}$)，发电热效率由41.2%提升至41.9%。(3) 长期稳定性与节能效益综合评估：改造后连续跟踪运行6个月，真空严密性稳定在0.08kPa/min以内，优于优秀值标准，各密封部位无新增泄漏。年节约标煤约2350t，减排 CO_2 约5860t，年直接经济效益约258万元，静态投资回收期约2.1年，具有良好的节能效益与投资回报水平。

结束语

本文完成凝结水系统泄漏机理分析、精准排查与全方位优化改造，有效解决机组长期存在的泄漏能耗问题。改造后机组真空严密性、水质指标及设备运行效率大幅提升，供电煤耗明显降低，同时实现显著的节煤降碳效益。本次研究形成的分级检漏技术、密封治理及节能优化方案实用性极强，可为同类型火电机组凝结水系统运维优化、煤耗管控提供成熟的工程借鉴与技术支撑。

参考文献

- [1] 代雨辰,王广军,陈景硕.火电机组凝结水系统泄漏故障诊断与节能优化研究[J].热力发电,2025,54(04):92-98.
- [2] 刘超,李鹏,张浩然.超临界机组凝结水系统运行优化及泄漏治理对煤耗的影响[J].电力科学与工程,2024,40(07):66-72.
- [3] 张德齐.凝汽器真空系统泄漏原因分析及节能优化对策[J].工程与管理科学,2025,7(04):78-83.
- [4] 田文华,姚洪猛,何敏强.火电厂凝结水精处理系统优化及泄漏防控技术[J].电力设备管理,2024,21(11):135-138.
- [5] 王军,赵鑫,孙明.基于鱼骨图的火电厂凝结水系统泄漏故障溯源与优化改造[J].节能技术,2023,41(05):439-444.