

电厂化学运行中水处理系统优化与节能策略

顾俊鹏

华电新疆发电有限公司乌鲁木齐分公司 新疆 乌鲁木齐 830000

摘要: 水汽品质对热力设备有着非常关键的作用,它是确保整个设备安全经济运行的重要因素之一。热力系统在运行时会出现结垢、积盐、腐蚀等现象,而火电厂化学处理系统重点在于保证热力系统的水汽品质,维持整个热力系统的安全运行。火电厂想要有更好的发展就必须对火电厂化学水的处理方式进行改进。

关键词: 火电厂; 化学; 水处理系统; 节能降耗; 优化措施

火电厂在能量的转化过程中主要是对废水资源进行转化,而水作为主要介质,水汽品质是影响热力设备(如锅炉、汽轮机等)安全、经济运行的重要因素之一。为了保证有良好的水汽品质从而设置火电厂化学水处理系统,目的是避免热力设备出现积盐和腐蚀的现象,从而使火电厂可以正常运转下去。

1 电厂水处理系统现状及存在问题分析

1.1 系统运行现状。主流技术路径。当前电厂水处理主要采用三级处理工艺:预处理(澄清、过滤)+膜分离(反渗透、超滤)+终端精处理(混床或EDI)。其中,反渗透膜技术普及率达85%以上,超滤预处理占比提升至40%。水质控制水平。典型直流冷却型电厂循环水含盐量普遍高于2000mg/L,化学除盐系统产水纯度可达电导率 $\leq 0.2\mu\text{S}/\text{cm}$ 。但再生废水氯离子浓度波动达900-5000mg/L,氨氮波动2-500mg/L,处理复杂度较高。节水效能。行业平均单位发电量取水量为 $0.17\sim 0.97\text{m}^3/(\text{MW}\cdot\text{h})$,外排水率仍达10%-43%。部分老旧电厂浓缩倍数停留在3-5倍,较现行6-8倍标准差距明显。

1.2 现存突出问题。水质恶化与结垢。循环水蒸发导致盐类浓缩,碳酸钙、硅酸镁等结垢问题普遍,水质恶化率达30%。传统阻垢剂投加精度不足 $\pm 20\%$,膜系统污堵频率达2-3次/年。设备腐蚀与微生物滋生。循环水系统电化学腐蚀年均速率超0.5mm, Cl^- 浓度 $\geq 500\text{mg}/\text{L}$ 时点蚀风险显著上升。冷却塔黏泥沉积量达3-5kg/m²,微生物代谢产物导致换热效率降低15%-25%。废水回用不足与能耗过高。化学再生废水回用率不足50%,反渗透浓排水直接排放比例超60%。泵组综合电耗占水处理总能耗的40%-50%,管网水力损失超标达20%。管理系统缺陷。30%电厂未建立数字孪生模型,运维依赖经验判断,动态水质调控响应滞后4-6小时。水平衡测试周期超3年,药剂投加过量比例达15%-20%。

1.3 环境与成本压力。环保法规趋严。新规要求外排

水COD $\leq 30\text{mg}/\text{L}$ 、总氮 $\leq 15\text{mg}/\text{L}$,但现有工艺达标率仅70%。运维成本攀升。膜组件更换成本占水处理总成本的25%-30%,循环水系统腐蚀年损失超80万元/机组。

2 电厂水处理系统主要问题分析

2.1 膜系统污染与运行效率问题。反渗透(RO)膜污染。反渗透膜通量年衰减率高达15%,部分电厂清洗频率增至3次/年,主要因预处理不足导致悬浮物和有机物残留。纳滤(NF)结垢与有机物污染。废水零排放系统中,纳滤膜结垢导致系统压差快速上升,运行稳定性下降,典型案例显示硅酸盐沉积是主因。电渗析(ED)污堵。高浓度二氧化硅($\text{SiO}_2 \geq 100\text{mg}/\text{L}$)和循环停留时间长,引发电渗析设备结垢,脱盐效率下降30%-50%。

2.2 水质恶化与设备腐蚀。结垢问题。循环水蒸发浓缩后,碳酸钙、硅酸镁等盐类沉积,换热器传热效率降低15%-25%,阻垢剂投加误差超过 $\pm 20\%$ 加剧问题。腐蚀风险。 Cl^- 浓度 $\geq 500\text{mg}/\text{L}$ 时,碳钢管道点蚀速率超0.5mm/年,不锈钢设备在高温区域亦出现应力腐蚀开裂。微生物滋生。冷却塔黏泥沉积量达3-5kg/m²,生物膜代谢产物使换热效率下降15%,南方湿热区域杀菌剂失效周期缩短至6个月。

2.3 废水回用与零排放瓶颈。浓排水处理困难。反渗透浓水直接排放比例超60%,而脱硫废水COD因系统封闭循环累积至超标3-5倍。回用设备运行异常。废水回用系统阀门开度设置错误率达23%,膜元件污堵后冲洗能耗增加18%。热污染未有效利用。循环水排放温度超40℃,余热回收技术应用率不足40%,年损失热能约2.3万吨标煤当量。

2.4 设备能效与管理缺陷。泵组能耗过高。泵组电耗占水处理总能耗40%-50%,管网水力损失超标导致吨水电耗增加5%以上。滤材与膜寿命短。多介质过滤器滤料更换周期缩短30%,反渗透膜平均寿命由5年降至3年。智能化滞后。30%电厂未建立数字孪生模型,水质调控响应

延迟4-6小时，药剂过量投加比例达15%-20%。

2.5 环保合规压力。排放指标趋严。新规要求外排水 $\text{COD} \leq 30\text{mg/L}$ ，但现有工艺达标率仅70%，末端处理成本增加25%。污泥处置难题。化学污泥含水率超80%，重金属含量超标导致合规处置成本攀升35%-50%。

3 设备低效运行对电能损耗的影响分析

3.1 设备自身性能下降。老化与效率衰退。老旧设备因机械磨损、绝缘劣化等问题，运行效率显著降低。例如，螺杆空压机长期使用后单机性能下降，卸载功率浪费增加，能耗提升20%以上。电机效率降低时，输入功率与输出功率差值（瓦特损耗）扩大，损耗电能转化为热量，导致单位能耗增加。低频运行隐患。工频电机在低频运行时转矩降低、温升加剧，效率下降导致能耗增加。实测表明，电机频率低于额定值时，能耗增幅可达10%-15%。

3.2 运行控制缺陷。负载匹配失衡。超负荷或低负荷运行均加剧能耗。压缩机供气压力设置过高（超1bar）时，能耗增加7%-10%；而供气压力不足则需频繁启停补偿，额外浪费电能。电机与负载特性不匹配（如风机、泵类设备）时，低频运行导致输出功率下降，需吸收更多电流维持运行，电耗提升显著。自动化程度不足。依赖人工调控的系统存在响应滞后与操作误差，如空压机站房人工操作模式下能耗管理粗放，无法实时优化运行参数，综合能效损失达15%-20%。

3.3 维护管理缺失。设备维护不及时。滤材堵塞、润滑不良等问题未及时处理，导致多介质过滤器压损增加30%，空压机能耗上升18%。电机轴承磨损未检修时，摩擦损耗增加使温升超限，能耗效率下降5%-8%。热管理失效。设备散热系统维护不足导致运行温度升高，电机绕组电阻增大，铜损增加3%-5%；空压机冷却不良时排气温度每升高3℃，能耗增加1%。

4 管网并网降压运行综合解决方案

4.1 管网并网优化措施。管网拓扑重构。将分散的独立管网整合为区域性大管网，通过并网运行实现资源互通与冗余消减，降低整体管网压力波动。案例显示，石化通过烯烃区与热电区循环水管网并网，系统压力下降约15%，设备运行成本减少20%。冗余设备停运与重组。淘汰低效泵组并优化设备组合，减少冗余设备运行能耗。例如，某煤气管网通过停运冗余压缩机组，年节约电能超300万kWh。

4.2 智能压力调控技术。动态压力分级管理。基于GPRS物联网与大数据分析，划分峰谷时段并差异化设定管网运行压力：高峰期：维持设计压力下限（如

0.35MPa）保障供应稳定性；低谷期：降压至优化阈值（如0.25MPa），降低管网泄漏率及泵组能耗。变频调速与自适应控制。部署变频驱动装置（VFD）调节泵组转速，实现流量-压力动态匹配。实测表明，管网压力每降低0.1MPa，泵组电耗可减少7%-10%。

4.3 关键设备改造支持。管径优化与连接方式升级。对低压损主干管采用大线径电缆并联方案，减少阻抗并降低压降损失，适用于长距离蒸汽输配场景。燃气管网优先选用直埋敷设方式，配合外护钢管保温设计，压降减少率可达25%以上。水力平衡动态模拟。结合DMA分区计量数据，利用水力模型模拟管网压力分布，识别高阻区并针对性改造，避免局部超压或欠压。

4.4 安全控制与风险防控。降压速率精准控制。燃气/蒸汽管网降压过程中，需将压力下降速率限制在0.03MPa/min以内，防止负压或气锤效应。设置冗余压力监测点，实时反馈调控信号确保压力波动范围 $\leq \pm 5\%$ 。应急响应机制。异常工况下（如压力骤降超15%），自动切换至备用管网或启动紧急加压泵，保障连续供能。

5 中水回用技术提升水资源利用效果分析

5.1 技术路径优化。梯级分质处理体系。构建“预处理-膜分离-深度净化”三级处理工艺，通过物理法（过滤、沉淀）、化学法（絮凝、氧化）及生物法（活性污泥）组合应用，实现不同水质需求场景的精准匹配。针对工业冷却水需求，采用Neterfo极限分离系统处理高盐废水，膜元件抗污染能力提升30%，回收率可达85%以上。循环闭环管理。建立“处理—回用—再循环”模式，炼油企业将汽提净化水回用于催化装置，单系统月节约除盐水超1.4万吨。市政领域实施再生水与雨水联调联用，构建生态补水与绿化灌溉双循环网络。

5.2 关键支撑体系。基础设施升级。配套建设智能化监测管网，实时调控压力与流量，管网压损减少15%-20%。推广直埋敷设与外护钢管保温设计，降低输配过程热能损耗。市场化机制创新。建立再生水水价动态调整机制，通过水权交易激活市场参与度。引导社会资本以BOT模式投资处理设施，实现“投资-运营-收益”良性循环。

5.3 挑战与对策。技术瓶颈。高浓度有机物处理成本过高：研发电化学耦合生物膜反应器，COD去除率提升至95%。管网覆盖不足：采用模块化移动处理装置实现分散式回用。运维管理。通过DMA分区计量与水力模型动态校准供水压力，避免局部超压导致的管道泄漏。制定设备周期性维保标准（如多介质过滤器每季度清洗），保障系统稳定运行。实施建议。政策协同：将再生水利用纳入区域发展规划，推行用水定额与中水配额双控机

制。技术融合：试点“光伏+中水回用”零碳处理站，降低系统运行能耗。

6 电厂水处理系统优化后电能损耗降低方案及成效

6.1 水泵机组高效化改造。运行参数匹配优化。针对水泵设计工况与实际需求偏差问题，基于水力模型调整泵组选型，确保运行扬程匹配管网需求，减少无效能耗。优化后单台水泵日节电量可达1200kWh。推广变频调速技术（VFD），动态调节泵组转速，使泵组效率提升15%-20%。冗余设备停运策略。通过多泵并联协同控制，停运低效冗余泵组，同时保留15%备用容量保障供水安全。天津石化循环水系统通过泵组重组，吨水用电量降低5%。

6.2 水处理工艺迭代升级。化学水处理系统集成化。采用“预处理-膜分离-深度净化”三级工艺，降低反渗透系统运行压力，减少高盐废水处理能耗25%。优化絮凝剂投加量与反应时间，缩短处理流程10%-15%，同步降低加药泵电耗。循环水系统集成优化。实施管网并网改造，整合分散水循环单元为区域集中系统，减少泵组运行总量。某案例显示管网压力下降15%，泵组综合电耗降低18%。

7 电厂水处理系统未来发展趋势与展望

7.1 核心技术创新方向。高端过滤与集成工艺。膜分离技术逐步取代传统沉淀工艺，Neterfo极限分离系统通过抗污染膜元件设计，实现高盐废水回用率突破85%。高级氧化工艺（如电化学耦合生物反应器）加速有机物分解，COD去除率提升至95%以上，降低二次污染风险。零排放技术突破。研发蒸发结晶与膜蒸馏联用工艺，实

现末端废水固化处理，盐结晶纯度达99.5%。

7.2 智能化与绿色化融合。智慧水务系统升级。基于工业互联网的智能监测平台实时追踪循环水系统参数（如压力、温度、电耗），通过AI算法优化水泵运行组合，系统综合能效提升20%-30%。数字孪生技术模拟水处理全流程，预测设备故障并自动匹配处置方案，运维响应速度提升50%。低碳节能导向。推广余压余热回收装置，利用管网回水压力驱动过滤设备，替代传统加压泵能耗。光伏发电与中水回用系统联动，打造零碳处理站，降低系统整体碳排放强度。

7.3 资源循环利用深化。全流程水网整合。构建“废水分类—分质回用—梯级循环”体系，例如将冷却塔排污水回用于脱硫系统，实现工业水重复利用率达90%。雨水收集与再生水联调联用，覆盖厂区绿化及设备冷却需求，年节水率提升15%-20%。非传统水源开发。探索灰水（设备冷凝水）深度净化技术，开发低能耗反渗透膜组件，降低处理成本30%。

总之，在改进火电厂化学水处理系统的设备、空间布局以及工艺流程之后，能够做到废水资源化，降低功能相似设备的支出，并且可以降低能源消耗以及水资源消耗，接着就是改进火电厂管理运行制度，增强对于市场优势资源的使用，进而获得更多的经济效益。

参考文献

- [1]王琴.浅谈火电厂化学水处理系统的节能降耗优化措施.2022.
- [2]陈浩宇.浅析电厂化学运行中水处理系统优化与节能策略.2023.