

火电厂厂用电系统节能优化策略与实施

范俊杰

国家电投集团贵州金元黔西中水发电有限公司 贵州省毕节市 551500

摘要: 随着能源需求增长与环保压力加剧,火电厂厂用电系统的节能优化成为提升发电效率、降低运营成本的关键。本文针对火电厂厂用电系统高能耗问题,提出设备升级与高效化改造、无功补偿与电压优化、厂用电系统架构优化以及冷端系统协同优化等管理创新等措施。通过实施上述策略后,可显著改善火电厂用电量,实现效能的提升,其研究结果表明,技术改造与精细化管理相结合是实现厂用电系统深度节能的有效路径,对推动火电行业绿色转型具有实践指导意义。

关键词: 火电厂; 用电系统; 节能优化

火电厂作为我国电力供应的主力军,其厂用电系统(涵盖风机、水泵、磨煤机等辅机设备)的能耗占发电总量的5%~10%,是制约机组经济运行的核心环节。在“双碳”目标背景下,传统高能耗、低效率的厂用电模式已难以适应新型电力系统建设需求。当前,火电厂厂用电系统存在设备老化、控制策略粗放、能效管理手段滞后等问题,导致厂用电率居高不下,不仅增加发电成本,还加剧碳排放压力。因此,开展厂用电系统节能优化研究,通过技术创新与管理升级实现能效提升,既是企业降本增效的内在需求,也是火电行业低碳转型的必然选择。

1. 节能优化技术策略

1.1 设备升级与高效化改造

在火电厂厂用电系统节能优化过程中,针对设备进行改造升级时,首先,高效电机替代是优化厂用电系统能效的基础性举措。传统低效电机(如IE2/IE3级)在长期运行中存在效率衰减快、损耗占比高的问题,而采用IE4/IE5超高效电机可显著降低铁损、铜损及杂散损耗。以某600MW机组为例,将引风机、给水泵电机全面升级为IE5级后,单机效率提升3~5个百分点,年节电量可达200万千瓦时以上,投资回收期约3~4年^[1]。其次,变频调速技术是风机、水泵等变负载设备节能的关键手段,传统工频运行下,风机/水泵通过挡板或阀门调节流量,导致大量节流损耗。采用高压变频器(如H级绝缘变频器)实现全覆盖改造后,可通过转速调节动态匹配负荷需求,消除节流损失。此外,永磁直驱技术为重载设备(如磨煤机、给水泵)提供了高效驱动方案,传统减速机驱动存在机械传动损耗大、维护成本高等问

题,而永磁同步电机与负载直接耦合,可消除齿轮箱损耗,效率提升5~8%。以中速磨煤机为例,采用永磁直驱系统后,启动电流降低40%,振动噪声显著下降,年节电量约120万千瓦时。该技术尤其适用于频繁启停、负载冲击大的场景,但需解决电机散热、电磁兼容性及初期投资较高等问题,建议通过合同能源管理模式(EMC)分摊成本,降低企业资金压力。

1.2 无功补偿与电压优化

无功补偿与电压优化是提升火电厂厂用电系统能效、降低线损及设备损耗的核心环节。SVG动态无功补偿技术可有效解决电压波动与功率因数不达标问题,传统固定电容器组(FC)响应速度慢、补偿容量固定,难以适应厂用电负荷的快速波动(如磨煤机启停、循环水泵变频调速引发的冲击性无功需求)。SVG(静止无功发生器)基于IGBT全控型器件,可实现毫秒级无功功率双向调节,动态补偿范围宽(感性至容性连续可调),尤其适用于电压闪变敏感区域。而将智能电容器组通过负荷预测实现动态投切,可优化无功补偿精细度,传统电容器组依赖人工设定投切阈值,易导致过补或欠补,而智能电容器组集成边缘计算模块,结合厂用电负荷曲线、环境温度等数据,通过LSTM神经网络预测未来15分钟无功需求,并基于模糊控制算法动态调整投切策略^[2]。此外,变压器经济运行需统筹分接头优化与负载率动态平衡,主变压器分接头档位不合理会导致厂用电母线电压偏移,增加电机铁损;而负载率长期偏离经济运行区间(通常为50%~70%)则加剧铜损。通过安装有载调压开关(OLTC)并接入智能电压无功控制系统(AVQC),可基于负荷预测

数据（如日峰谷差 $\geq 30\%$ 时）自动调整分接头档位，使电压偏差率控制在 $\pm 2\%$ 以内。同时，通过负荷转移策略（如将部分非关键负荷切换至低负载率变压器）实现多台变压器负载率均衡，避免“大马拉小车”或过载运行。

1.3 智能控制与系统协同

智能控制与系统协同是火电厂突破传统能效瓶颈、实现厂用电系统全局优化的关键方向。基于 LSTM/Transformer 的 AI 负荷预测技术可显著提升厂用电短时预测精度，支撑精细化调度，传统负荷预测依赖历史数据简单加权或物理建模，难以捕捉机组启停、煤质波动、环境温湿度等复杂因素的非线性关联。而 LSTM（长短期记忆网络）通过门控机制记忆历史负荷特征，Transformer 架构则利用自注意力机制提取多变量（如发电功率、循环水温度、风机频率）的时空耦合关系，实现分钟级至小时级负荷精准预测。而实际应用中，则需融合 SCADA 实时数据与气象信息，通过联邦学习框架实现多机组数据协同训练，并开发轻量化边缘计算模块（如 NVIDIA Jetson AGX），保障预测系统在厂级 DCS 中的实时响应能力。此外，虚拟电厂（VPP）技术推动厂用电系统与外部电网的柔性互动，能释放需求侧响应潜力，火电厂可通过聚合厂内可调资源（如储能电池、电动给水泵、电解制氢装置），构建具备“源-网-荷-储”四维调节能力的虚拟电厂。一方面，参与电网调峰辅助服务，在低谷时段充电/储能、高峰时段放电/增发，获取峰谷价差收益。另一方面，通过动态调整厂用电负荷曲线，配合电网频率/电压调节指令，获取备用容量补偿。

2. 系统级节能优化策略

2.1 厂用电系统架构优化

针对火电厂厂用电系统架构优化时，系统级架构优化通过重构厂用电拓扑结构与能源耦合方式，可实现从单一设备节能向全系统能效跃升的跨越。传统单母线或单母线分段结构在母线故障时易引发全厂失电，而采用双母线三分段（或四分段）设计，通过母联开关灵活配置与快速保护装置（如差动保护、弧光保护），可将故障隔离时间压缩至毫秒级，避免单点故障扩散至全厂^[3]。而微电网技术通过构建“分布式光伏+储能+厂用电负荷”自治系统，可实现厂内清洁能源就地消纳与能效闭环。在厂房屋顶、空冷岛支架等区域部署高效单晶硅光伏组件（转换效率 $\geq 23\%$ ），配套锂电池/液流电池储能系统，形成“光储荷”协同单元。通过微

电网能量管理系统（MEMS）实时监测光伏出力、负荷需求及电价信号，动态调整储能充放电时，在光照充足时优先消纳光伏电力，余电存储或向电网反向供电，在夜间或阴雨天调用储能补充负荷，减少厂用电从主网取电比例。此外，直流配电系统在特定场景下可显著降低交流环节损耗，提升系统能效，针对数据机房、电解制氢站、高压变频器室等直流负荷占比高的区域，采用 $\pm 375\text{V}/\pm 750\text{V}$ 直流母线替代传统交流配电，可消除整流/逆变过程中的交直转换损耗（约 $5\%-8\%$ ）。

2.2 冷端系统协同优化

冷端系统在火电厂厂用电消耗中占比达 $15\%\sim 20\%$ ，其协同优化可显著提升机组能效与运行经济性。首先，循环水泵双速/变频改造通过构建“真空-厂用电率”双目标优化模型，实现冷端系统动态能效寻优。传统循环水泵多采用定速运行或单速切换模式，难以匹配机组负荷、环境温度及凝汽器脏污程度的实时变化，导致真空度与厂用电率相互掣肘。基于多物理场仿真（CFD+热力学模型）与历史运行数据，可绘制“真空-厂用电率”特性曲线簇，揭示不同工况下的最优运行区间。例如，将 600MW 机组将循环水泵升级为“双速电机+高压变频器”组合后，通过模糊 PID 控制器实时跟踪特性曲线，环境温度 $<15^\circ\text{C}$ 且负荷率 $<70\%$ 时，切换至低速模式降低流量，当真空度低于 -92kPa 且负荷率 $>85\%$ 时，自动提升转速至经济流速点。改造后，真空度提升 0.8kPa ，厂用电率下降 0.17% ，年节电量超 130 万千瓦时。需配套安装循环水入口温度、凝汽器端差等在线监测装置，并开发基于数字孪生的动态仿真平台，用于验证控制策略在极端工况（如循环水系统泄漏、滤网堵塞）下的鲁棒性^[4]。而空冷岛智能喷淋技术通过融合环境温湿度、风机群耗电及机组背压数据，可实现间歇性精准喷淋控制。传统空冷岛喷淋系统依赖人工设定温度阈值（如 35°C 启动喷淋），易导致水资源浪费与风机能耗增加。智能喷淋系统采用分布式温湿度传感器阵列（间隔 $\leq 50\text{m}$ ）与红外热成像仪，结合气象预报数据（未来 6 小时湿度、风速），通过强化学习算法（如 DQN）生成分区喷淋策略。当环境干球温度 $>32^\circ\text{C}$ 且相对湿度 $<40\%$ 时，仅对迎风面翅片管束启动脉冲式喷淋，喷淋强度与风机频率反向联动（喷淋时风机降频 10% ），当环境湿度 $>60\%$ 时，完全关闭喷淋并提升风机转速以强化自然通风。

2.3 热电联产与余热回收

热电联产与余热回收通过梯级利用能源流,能够实现火电厂从单一发电向综合能源服务转型,显著降低厂用电系统对外购电依赖及综合能耗。首先,汽轮机抽汽优化需构建“供热-发电-厂用电”三维动态平衡模型,突破传统“以热定电”或“以电定热”的单一模式^[5]。传统抽汽策略依赖人工经验或固定阈值(如供热季强制开启中压缸抽汽),易导致机组偏离经济运行区间,如抽汽量过大引发低压缸效率骤降,或抽汽不足导致尖峰供热时启动尖峰锅炉(厂用电率增加5%~8%)。优化策略基于热力学仿真与历史负荷数据,绘制“抽汽流量-发电功率-厂用电率”动态响应曲面,并集成气象预测(未来72h室外温度)与工业热用户弹性需求(如化工园区蒸汽用量波动 $\pm 15\%$),采用模型预测控制(MPC)算法实时调整抽汽参数。其次,烟气余热深度利用通过有机朗肯循环(ORC)技术将低温烟气热能转化为电能,形成厂用电系统的“负耗电”模块。传统烟气余热回收多采用低压省煤器加热凝结水,但受限于换热端差(通常 $>15^{\circ}\text{C}$),仍有30%~40%的余热未被利用。ORC系统采用R245fa、戊烷等低沸点有机工质,通过透平膨胀机将80~150 $^{\circ}\text{C}$ 烟气余热转化为机械能,直接驱动发电机或耦合厂用辅机(如替代部分电动给水泵驱动电机)。例如,某660MW机组在脱硫塔前加装ORC装置后,烟气余热回收效率提升至68%,年发电量达1200万千瓦时,相当于降低厂用电率0.45%。需解决ORC系统与主机的热匹配难题,开发宽负荷自适应调节的工质泵(流量调节比 $\geq 10:1$)与双螺杆膨胀机(等熵效率 $\geq 75\%$),并配置防腐蚀换热器(316L不锈钢+搪瓷涂层)以应对烟气中的 SO_3 、HCl腐蚀。此外,可探索ORC与厂区供暖/制冷系统的能量梯级利用,如通过吸收式热泵将ORC冷凝热升级为高温热水,进一步提升

综合能效。

结束语:火电厂厂用电系统节能优化是一项系统性工程,需以技术创新为驱动、以管理升级为保障、以全生命周期效益为目标。本文提出的设备升级与高效化改造、无功补偿与电压优化、厂用电系统架构优化以及冷端系统协同优化等管理创新策略,通过技术改造与精细化管理相结合,可实现厂用电系统能效的显著提升。实践表明,节能优化不仅可直接降低发电成本、提高经济效益,还可减少污染物排放,助力火电厂绿色低碳发展。而随着新能源占比提升与电力市场改革深化,火电厂需进一步探索厂用电系统与可再生能源的协同优化路径,构建智能化、柔性化的新型厂用电架构,为构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系贡献力量。火电行业应以此为契机,推动节能技术迭代升级,实现经济效益与环境效益的双赢。

参考文献:

- [1] 马子龙. 火电厂继电保护的分析和应用[J]. 现代工业经济和信息化,2025,15(02):128-130.
- [2] 王磊. 火电厂低压厂用电单相接地越级跳闸故障分析及治理[J]. 现代工业经济和信息化,2025,15(02):270-271+276.
- [3] 肖乃康. 火电厂的能源利用与节能技术改造措施[J]. 工程建设与设计,2025,(02):34-36.
- [4] 王会宝. 火电厂电气运行优化与节能降耗的技术探索[J]. 工程与建设,2024,38(04):938-940.
- [5] 王浩,王永红. 大型火力发电厂厂用电系统的微电网技术[J]. 科学技术创新,2024,(09):213-216.

作者简介: 范俊杰; 性别: 男; 出生日期: 1995年2月; 民族: 汉族; 籍贯: 贵州毕节; 学历: 大学本科; 职称: 助理工程师; 研究方向: 火力发电厂系统研究与应用