

600 MW火电机组对标管理及优化运行

师伟超

汕头华电发电有限公司 广东 汕头 515132

摘要：对标管理的主要思想是树立标杆，以行业中领先的水准作为参考，寻找自身差距，通过改进使自己接近行业中领先水准。火电厂运行经济性是每个厂的管理人员都十分关注的问题，引入对标管理到生产活动中来，可以对火电厂运行经济性进行有效地管控。600 MW火电机组的对标管理及优化运行是提升机组能效与经济性的关键手段，通过近年行业实践已形成系统化方法。

关键词：火电机组；对标管理；优化

火电机组对标管理是指火电厂持续将自身设备运行指标、管理实践与行业标杆进行对比分析，通过识别差距、借鉴最佳实践并实施改进，实现能效提升和综合管理水平优化的系统性管理方法。其核心是通过动态监测关键指标（如供电煤耗、厂用电率、可靠性等），明确自身在行业中的定位，设定科学目标并持续优化运行策略。

1 火电机组对标管理的定义及重要性

（1）定义要点。标杆参照，选取行业内领先机组或公认标准作为参照系，涵盖技术指标（如煤耗）、管理流程及环保绩效等维度。闭环管理，包含“指标监测→差距分析→制定方案→实施改进→效果评估”的动态循环过程。多维度对标，覆盖经济性（煤耗、厂用电率）、可靠性（非停次数）、环保（排放指标）及技术监督（设备投入率）等综合指标。

（2）行业价值。在电力市场化改革及“双碳”目标驱动下，对标管理已成为火电企业核心竞争工具：政策响应：满足中电联能效竞赛要求，争取行业评级与政策支持；技术迭代：推动机组滑压优化、冷端治理等关键技术升级，实现煤耗下降达 $8\sim 27\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ；持续改进：通过“小指标竞赛”等激励机制，形成全员参与的节能文化。

2 600MW 火电机组节能降耗目标设定方法

600MW火电机组节能降耗目标设定需结合机组特性、政策要求及技术潜力，采用分级量化方法，

（1）基准能耗对标。历史数据分析，采集机组1年运行数据（供电煤耗、厂用电率、负荷率），建立基准模型（如供电煤耗 $305\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ）。对照《火力发电厂节约能源规定》要求，明确亚临界/超临界机组行业标杆值（如超临界 $\leq 298\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ）。能耗损失诊断，采用耗差分析法，识别锅炉排烟损失（占比40%）、汽轮机热耗偏差（ $\geq 5\%$ ）等关键瓶颈。

（2）分系统目标。热力系统，通流改造降煤耗 $\geq 2.5\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ；冷端优化后端差 $\leq 3.5^\circ\text{C}$ 。辅机系统，变频改造后厂用电率下降0.15%；熔盐储热实现30%深度调峰能力。

（3）动态修正机制。负荷适应性调整，分负荷段设定目标（如50%负荷时煤耗允许上浮5%）。技术迭代更新，每2年评估新技术潜力（如数字孪生预测转子寿命损耗）。政策合规性校核，同步《2024-2025节能降碳行动方案》要求（年降耗2.5%）。

（4）目标落地保障。经济效益验证，按煤价800元/吨测算：煤耗每降 $1\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ，年收益220万元。PDCA循环管理，月度对标行业标杆值，偏差超5%启动整改。示例：某超临界机组通过分级目标管理（基准值 305g →目标值 292g ），投资回收期 < 4 年。关键原则：亚临界机组优先聚焦辅机变频/燃烧优化（回收期 < 2 年）；超临界机组需强化热力系统集成优化（如滑压曲线+通流协同）。

3 如何选择 600MW 火电机组对标对象

（1）核心筛选维度。机组类型匹配，区分超临界、亚临界、空冷等类型，优先选择同技术路线的标杆机组。例如亚临界湿冷机组应参照同类型优胜机组（如电厂#3机组）。运行条件相似性，地域气候：北方空冷机组需对标同气候带机组，避免温差影响冷端效率；负荷特性：调峰机组应参照相似负荷率的标杆（如50%-80%负荷区间）。行业权威数据来源，采用中电联发布的年度能效对标结果（如2024年600MW级优胜机组名单）及竞赛数据，确保数据公信力。

（2）关键数据验证。指标完整性，对标对象需提供供电煤耗、厂用电率、非停次数等核心指标，避免单一指标误导。技术参数可比性，核查锅炉效率、汽机热耗率等设计参数差异，必要时进行归一化修正。示例：若对标机组采用超低排放改造，需折算其煤耗增加影响值。

(3) 动态调整机制。定期更新：每年依据中电联新发布榜单刷新对标对象；异常剔除：排除因特殊工况（如长期备用）导致数据失真的机组。

(4) 典型错误规避。忽略机组年龄差异（如10年老机组对标新投产机组）；未区分供热机组与纯凝机组能耗结构差异；直接套用国外机组数据（因煤质、环保标准不同）。最佳实践：华电能源采用“三阶对标法”：先内部对标→再区域对标→最终瞄准行业Top3机组，实现哈三电厂600MW机组连续五年获奖。

4 600MW 火电机组优化运行定义及目标

(1) 优化运行定义要点。多系统协同控制，涵盖锅炉燃烧调整、汽机滑压运行、冷端治理等环节的集成优化，例如通过神经网络算法动态修正主蒸汽压力和温度设定值。全工况适应能力，覆盖高负荷稳燃至深度调峰（最低20%负荷）的运行区间，需解决低负荷稳燃、汽温波动等技术难点。数字化赋能，利用大数据平台实时分析128+运行参数，建立LSTM负荷预测模型指导动态调整。

(2) 典型优化路径。热力系统升级，锅炉侧：飞灰含碳量控制至 $\leq 3.2\%$ （燃烧配风优化），汽机侧：滑压曲线修正降低阀门节流损失，冷端效能提升，凝汽器端差控制在 $\leq 4^{\circ}\text{C}$ ，循环水温升优化提升真空度0.5kPa。智能控制系统，建立三维气动模型指导变工况操作，误操作率降低70%。实践案例：榆横电厂通过燃烧优化+冷端治理+数字监控，实现600MW机组供电煤耗284g/(kW·h)，获AAAAA级优胜机组认证。

5 600MW 火电机组大数据平台监测能耗方法

(1) 监测系统架构。数据采集层，全域感知：部署振动监测、激光气体分析仪等5000+传感器，覆盖锅炉、汽机、辅机系统，采集温度/压力/流量等128项参数。边缘计算节点：在设备侧部署智能网关，预过滤无效数据，降低云端负荷。平台支撑层，基于Hadoop+Spark构建分布式存储计算平台，支持PB级数据处理。建立PI实时数据库与能耗分析模型库，实现秒级数据读写。应用层，可视化看板动态展示供电煤耗、厂用电率等核心指标，支持多维度钻取分析。

(2) 关键技术应用。数据治理，采用小波变换消除信号噪声，数据有效率达99.7%；基于灰色关联度分析筛选出影响煤耗的20个主因子（如主汽压力、排烟温度等）。智能预警，建立设备健康度评价模型，提前3天预测异常能耗（如空预器堵塞导致排烟温度骤升）。优化决策，聚类分析历史数据生成全工况能耗目标曲线，指导滑压运行参数调整；吹灰系统改造后，通过蒸汽压力监测实现吹灰周期动态优化，年节约标煤3800吨。典型

案例：某电厂应用大数据平台后，实现600MW机组供电煤耗从305g/(kW·h)降至292g/(kW·h)，年节能效益超2600万元。

6 600MW 火电机组设备全寿命周期管理实施

600MW火电机组设备全寿命周期管理实施需贯穿设备规划、采购、运维至退役全过程，形成技术经济闭环管理。

(1) 前期规划阶段。技术选型与可行性论证，结合机组设计寿命（通常30年），对比超临界/亚临界等技术路线的煤耗、环保及成本差异。建立设备选型数据库，纳入制造商资质、维修支持能力等维度评估。全周期成本建模，量化初始投资与30年运维成本（含燃料、检修、环保投入），采用净现值法优选方案。

(2) 采购与安装阶段。供应链协同管理签订合同时明确设备可再制造条款，要求供应商提供备件终身供应承诺。安装质量闭环控制，基于三维模型校核关键设备（如锅炉四管）安装精度，生成数字化移交档案。

(3) 运维阶段。智能监测体系构建，部署5000+传感器实时采集振动、温度等数据，构建设备健康度评估模型。应用数字孪生技术动态追踪高温部件（如汽轮机转子）蠕变寿命损耗。预测性维护实施，利用LSTM算法分析运行数据，提前7天预警空预器堵塞等故障。建立“三检三保”制度：班前查润滑/制动，周检结构件，月验安全装置。

(4) 延寿与报废阶段。延寿技术评估，机组运行25年后开展金属检测（如超声波测厚），结合历史数据评估剩余寿命。绿色报废管理，拆解过程分离有害物质（如变压器油），可再利用部件再制造率需 $\geq 30\%$ 。关键控制点：数据贯通：建立覆盖30年周期的设备电子档案，关联设计参数、检修记录及故障库；标准落地：执行《电站锅炉压力容器检验规程》（DL647）等强制性技术规范；效益验证：某电厂应用智能化状态检修系统后，检修费用降低23%，非停次数下降40%。全周期管理需匹配机组定期工作标准（如锅炉每日吹灰、月度安全阀校验）以确保执行落地。

7 600MW 火电机组技术改造与提升措施

(1) 热力系统优化。汽轮机通流改造，采用布萊登汽封技术降低热耗率160kJ/kWh，煤耗下降2.5g/(kW·h)。滑压运行优化，修正主蒸汽压力曲线，减少节流损失，煤耗降低2.0g/(kW·h)。

(2) 环保升级。燃烧系统改造，应用激光气体分析+二次风动态控制，使NO_x排放 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ 。余热回收利用，熔盐储热技术实现5%深度调峰，调峰负荷可降至

30MW。

(3) 智能化升级。大数据平台应用, 实时监测128+参数, LSTM模型预测设备故障, 降低非停次数40%。数字孪生技术, 追踪汽轮机转子蠕变损耗, 延长关键部件寿命30%。

(4) 辅助系统改进。循环水泵变频改造, 电机16级改18级, 年节电890万kWh。厂用电互联, 电缆互联6kV母线, 减少停机电量外购成本。案例: 某电厂通过通流改造+熔盐储热, 供电煤耗从305g/(kW·h)降至284g/(kW·h)。

8 600MW 火电机组节能降耗措施

(1) 热力系统优化。汽轮机通流改造, 采用布莱登汽封技术降低漏汽损失, 结合通流间隙调整, 可降低煤耗2.5-5.0g/(kW·h)。滑压运行优化, 修正主蒸汽压力-负荷曲线, 减少节流损失, 供电煤耗降低1.5-2.0g/(kW·h)。冷端系统增效, 优化真空度与循环水温升关联模型, 凝汽器端差每降低1℃, 煤耗下降0.5g/(kW·h)。

(2) 燃烧与环保协同。燃烧精准控制, 激光气体分析仪实时监测飞灰含碳量, 动态调整风煤比, 锅炉效率提升0.8-1.2%。低氮燃烧改造, W型火焰锅炉采用“低氮燃烧+SNCR+SCR”组合技术, NO_x排放 ≤ 35mg/m³。智能吹灰优化, 基于排烟温度动态调整吹灰周期, 年节约标煤3800吨。

(3) 辅机系统升级。变频节能改造, 循环水泵/凝结水泵电机实施变频, 单台年节电890万kWh。厂用电互联, 6kV母线电缆互联, 减少停机备用电源外购成本。疏水系统重构, 优化疏水管道布局, 减少高温工质浪费。

(4) 智慧化控制。智能协调控制, iFOC系统实现汽温、脱硝精准调控, 供电煤耗降低3-5g/(kW·h)。故障预测预警, LSTM模型提前7天预警空预器堵塞, 非停次数下降40%。技术路径需结合机组参数(亚临界/超临界)及燃料特性定制, 燃烧优化、辅机变频等“短平快”措施优先实施。

(5) 600MW火电机组节能降耗措施实施步骤。以下是600MW火电机组节能降耗措施的系统化实施步骤, 结合技术优化与管理协同, 确保措施有效落地: 诊断分析与规划阶段。能耗基线建模, 采集机组3个月运行数据(负荷率、主蒸汽参数、厂用电率), 建立供电煤耗基准模型(如305g/(kW·h))。通过热力试验确定主要损失点: 锅炉排烟损失(占比40%)、汽轮机热耗偏差

(≥ 5%)等。技术路线制定, 优先实施“短平快”项目: 燃烧优化、辅机变频改造(投资回收期 < 2年)。长期规划通流改造、冷端优化等系统性工程(回收期3-5年)。核心改造实施阶段。热力系统优化, 汽轮机通流改造, 更换高效叶片, 调整通流间隙, 布莱登汽封安装精度控制±0.05mm。滑压曲线修正, 在50%-100%负荷区间实测节流损失, 重新拟合主蒸汽压力-负荷曲线。冷端增效, 清洗凝汽器管束, 优化循环水流量控制逻辑, 端差控制目标 ≤ 3.5℃。燃烧与环保协同, 智能燃烧控制, 加装激光气体分析仪, 动态调节风煤比使飞灰含碳量 ≤ 3.5%。吹灰系统升级, 基于排烟温度变化设定吹灰阈值, 减少无效吹灰频次30%。辅机节能改造, 变频改造实施, 凝结水泵/循环水泵加装高压变频器(如利德华福HARSVERT-VS系列)。调试阶段实测电机转速-流量曲线, 避免低转速汽蚀风险。疏水系统重构, 合并冗余疏水管道, 加装疏水罐回收高温工质。调试与验证阶段, 72小时试运行, 对比改造前后数据: 凝泵变频后单泵电流从280A降至190A; 通流改造后热耗降低 ≥ 300kJ/kWh。经济效益核算, 按煤价800元/吨、年运行5500小时计算: 煤耗每降1g/(kW·h), 年节约220万元。长效管理机制, 数字化监控平台, 集成SIS系统实时监测128+参数, LSTM模型预警设备异常。动态对标管理, 每月对比设计值/行业标杆值(如厂用电率 ≤ 4.2%), 偏差超5%启动PDCA整改。典型案例: 某超临界机组通过通流改造+凝结水泵变频, 供电煤耗从305g/(kW·h)降至292g/(kW·h), 年收益超2600万元。执行关键点: 改造前需进行应力计算(如汽轮机转子寿命损耗评估); 冷端优化与变频改造需协同调试, 避免真空度与循环水量冲突; W型火焰锅炉优先实施低氮燃烧+SNCR脱硝, 保障NO_x ≤ 50mg/m³。

总之, 600 MW机组的火力发电厂, 电厂管理人员可以通过厂与厂之间的对标管理, 挑选一个或多个机组情况相似、运行经济性更优的火电厂作为标杆对本厂主要运行参数进行经济性分析, 以便从中找到造成本厂机组煤耗较高, 运行经济性较差的主要影响因素。结合实际设备情况分析出导致运行参数产生偏差的设备原因, 就能够为技改工作提供思路, 指明方向。

参考文献

- [1]刘丽.对标管理破解企业发展难题.2021.
- [2]张永源.600 MW火电机组对标管理及优化运行探讨.2023.