

低碳经济背景下火电厂集控运行 节能降耗技术研究

赵 祥

(大唐吉林发电有限公司珲春热电分公司, 吉林 延边 133300)

摘要 在“双碳”目标驱动下, 我国低碳经济转型进入攻坚阶段。火电厂作为能源供给核心主体, 其集控运行的节能降耗水平直接关乎低碳战略落地成效与行业转型进程。本文立足低碳经济视角, 系统剖析火电厂集控运行节能降耗的现实需求, 明确系统性、实用性、经济性三大基本原则, 进而针对锅炉、汽轮机、电气及辅机四大核心系统, 构建靶向性节能降耗技术方案, 细化技术路径与实操要点, 以期为火电厂实现低碳转型提供技术参考。

关键词 “双碳”目标; 低碳经济; 火电厂; 集控运行; 节能降耗

中图分类号: TM621

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.35.023

0 引言

面对全球气候变化与国内生态环境治理的双重压力, 发展低碳经济已成为我国能源领域的战略共识, 火电厂作为碳排放重点源, 其节能降耗改造是实现“双碳”目标的关键抓手。当前, 我国火电厂普遍采用集控运行模式, 但在实际生产中, 多环节存在能耗损失问题, 导致综合能耗与碳排放量远超管控标准, 制约了行业绿色转型进程。在此背景下, 依托技术创新对集控运行体系进行全方位节能降耗升级, 既是火电厂规避政策风险、提升市场竞争力的现实需求, 也是推动电力行业高质量发展的核心路径。

1 低碳经济背景下的火电厂集控运行节能降耗现实需求

1.1 政策合规

为加速实现“双碳”目标, 在短时间内改善生态环境持续恶化局势, 我国颁布相关政策, 对火电厂碳排放规模、综合能耗水平、排放标准进行严格限定, 如果违反政策要求, 将面临碳配额不足风险, 并遭受环保处罚。从火电厂自身经营生产角度来看, 对集控运行系统进行节能降耗改造, 是规避政策合规风险的核心举措, 必须将单位发电量碳排放量限制在 $750 \text{ g CO}_2 / (\text{kW} \cdot \text{h})$ 以内, 300 MW 亚临界机组与 600 MW 超临界机组的供电煤耗量分别限制在 $310 \text{ g / (kW} \cdot \text{h})$ 以内和 $280 \text{ g / (kW} \cdot \text{h})$ 以内, 脱硝效率不低于 85%, 氮逃逸量限制在 8 mg/Nm^3 以内^[1]。

1.2 市场竞争

随着用电需求的持续扩张, 我国电力行业实现快速发展, 电力市场化改革亦稳步推进并成效显著。然

而, 火电厂自身不仅面临日趋激烈的市场竞争, 还受煤炭价格波动等因素影响, 经营压力不断加大。对集控运行系统进行节能改造, 虽然短时间内会投入大量成本费用, 但后续通过降低综合能耗、免受环保罚款, 创造额外经济效益, 额外效益足以覆盖前期改造成本, 明显降低实际发电成本, 依托成本优势, 火电厂从激烈市场竞争中脱颖而出。

1.3 行业转型

集控运行节能降耗成果高度适配电力行业转型发展需求, 节能改造期间不会遇到过多阻力, 而是获得政策扶持等多重助力。从宏观角度来看, 行业转型需求包括数字化适配、多能源协同和低碳减排。一是数字化适配。推行数字化运行管理模式, 以大数据、人工智能等新一代信息技术作为管理工具, 实时采集、处理海量数据, 精准调控火电厂集控运行过程。二是多能源协同。在集控运行系统内预留接口, 火电厂和外部能源系统联动调度, 以低能耗运行作为协同调度目标。三是低碳减排。通过优化机组运行状态和采取多项脱碳技术, 满足火电生产需求的前提下, 严格控制碳排放量^[2]。

2 火电厂集控运行节能降耗基本原则

2.1 系统性

火电厂集控运行模式下, 主机设备和辅机设备并非作为孤立存在的管理对象, 而是保持紧密衔接, 构成有机整体结构, 各设备和生产环节相互影响。集控运行系统节能降耗升级改造期间, 工作人员必须遵循系统性原则, 将全部设备列为改造对象, 以整体效能最大化或是整体能耗最低为目标, 从全局角度出发,

科学制定改造方案，禁止盲目追求单体设备能耗最低而导致系统失衡。

2.2 实用性

实用性原则强调集控运行节能降耗技术方案具备落地应用条件，无需投入过多人力物力资源与消耗大量时间成本即可实现预期目标，如果方案内容过于繁杂、脱离实际情况，将导致后期改造效果偏离预期方向。一方面，尽量简化集控运行系统操作流程，或是编写自动化控制程序，确保集控运行过程和节能降耗效果免受人为操作因素影响。另一方面，主动适配现有设备型号和DCS系统来制定节能降耗方案，非必要情况下，不得全面升级火力发电设备和重新开发控制系统，尽量减少改造工作量。

2.3 经济性

在低碳经济背景下，降低综合能耗水平与实际发电成本，是火电厂集控运行系统节能降耗升级改造的核心目标。从火电厂经营角度来看，其也是动力来源，预期取得经济效益越高，火电厂升级改造意愿越强烈。因此，工作人员必须遵循经济性原则，即为经济适用原则，在保障火电厂生产安全和实现预期节能降耗目标的前提下，优先选择投资成本较低、投资回报周期较短的技术方案，同时满足火电厂成本控制要求。

3 火电厂集控运行节能降耗技术措施

3.1 锅炉系统

锅炉系统是火电厂项目最为核心的生产设备，也是能耗与碳排放核心环节，锅炉运行效率和集控机组整体节能效果密切相关。结合往期运行数据来看，锅炉系统当前主要存在燃烧不充分、余热资源浪费、脱硝系统能耗超标三项问题，针对性采取燃烧优化、余热回收、脱硝节能三项技术措施，实现方法如下。

第一，燃烧优化。以煤质适配和燃烧参数调控作为优化措施，锅炉燃烧效率提升%，即可减少3~5 g/(kW·h)不等的供电煤耗。煤质适配是在输煤机上部署煤质分析仪，按照预设频率，定时测量发热量、水分和灰分，测量数据提交给集控室，精准调整煤粉细度，优质煤的煤粉细度保持在18%~20%区间，低质煤的煤粉细度保持在15%~17%区间，燃烧器给煤量误差小于±3%。燃烧参数调控是把配风量和炉膛温度作为调控对象，一次风温稳定保持在280~320℃、一次风速保持在22~25 m/s，二次风采取分级配风模式，炉膛过量空气系数维持在1.2~1.25，要求炉膛中心温度处于1200~1300℃区间，两侧温差值小于50℃^[3]。

第二，余热回收。主动回收锅炉排烟热量，排烟

温度降低10℃可以带动机组热效率提升0.5%~0.8%。对于当地采取集中供暖模式的火电厂项目，推荐采取烟气余热供暖技术，锅炉尾部设置低压省煤器，接入城市供暖管网，引导锅炉排烟加热循环水，实际排烟温度约为110~130℃，可以把供暖水温维持在45~60℃。夏季无供暖需求，关闭低压省煤器旁路，确保锅炉运行状态免受影响。

第三，脱硝节能。以脱硝系统风机作为节能改造对象，采取变频调控技术，送风机和引风机上加装变频装置，变频范围设定为30~50 Hz，基于锅炉负荷规模，动态调节脱硝风机转速值，联动逻辑为锅炉负荷变动10%，风机转速调整5~8 Hz。全程跟踪监控脱硝风机运行状态，要求实际电流低于85%额定值，风压值不超过3 kPa。

3.2 汽轮机系统

火电厂集控运行体系内，汽轮机组以能量转换为功能定位，热效率是决定综合能耗水平的核心因素。理论上，汽轮机热效率越高，集控运行系统整体能耗水平越低。从现实层面来看，必须贴合汽轮机组负荷特性和设备状态来提升热效率，组合采取优化滑压运行曲线、通流部件维护、回热优化、提升真空度四项技术措施。

第一，优化滑压运行曲线。结合历史运行数据，绘制负荷—主蒸汽压力关联曲线，着手设定多种负荷工况下的主蒸汽压力标准值，通过传感器实时监测整齐压力变化情况，DCS系统自行下达纠偏调控指令。如果负荷变化速率超过5%/min，则采取“先稳压、后滑压”控制策略，避免因直接滑压调节而引发参数突变问题^[4]。

第二，通流部件维护。通流部件工作状态和汽轮机组热效率密切相关，建立长效化维护保养机制，工作人员定期清理通流部件表面污垢和积盐，调整汽封间隙，并开展相关测试，检验有效通流面积和漏汽率是否合格。汽轮机组运行期间，实时监测排汽温度、排汽压力两项参数，如果排汽温度超出55℃，或是排汽压力剧烈波动，迅速检查通流部件是否堵塞。

第三，回热优化。调整加热器运行方式，尽量保持高压/低压加热器100%投运状态，以机组负荷作为控制依据，精准调节各段抽汽压力和温度参数，要求加热器端差值小于5℃，疏水水位始终处于正常区间。

第四，提升真空度。汽轮机真空度和热效率呈现正比例关系，根据历史运行数据来看，提升1 kPa真空度，大致可提升0.3%~0.5%热效率，进而减少供电煤耗量，具体以真空泵变频改造作为实现方法。现有汽轮机组内加装变频装置，实时测量真空度和调整真空泵转速，真空度高于和低于-92 kPa的工况下，真空泵转速分别保持在30 Hz和35~40 Hz区间^[5]。

3.3 电气系统

在火电厂项目中，电气系统向火电实际运行能耗高于理论值，部分环节存在能源浪费现象，总体能源利用效率偏低，核心问题包括用电负荷分配不合理、电气设备运行效率低下。其中，用电负荷分配不合理是由于采取固定投运模式，未能根据峰谷电价变化、火电机组负荷变化进行调整，长期保持高负荷运行工况，存在“大马拉小车”现象。电气设备运行效率低下是由于运行方式不当、性能劣化而导致实际运行效率低于正常水准，需消耗更多电能才能满足使用需求，以变压器为例，问题在于运行状态失衡，实际负荷率不足 40% 和超出 85% 时的损耗剧增。因此，在电气系统节能降耗改造期间，必须围绕问题症结，针对性采取负荷分配优化、单体设备节能运行两项措施。

第一，负荷分配优化。由动态分配机制取代静态分配机制，DCS 系统实施监控所有车间用电负荷情况，每隔 5~10 min 全面统计火电厂能耗数据。根据历史运行数据，着手绘制机组负荷—设备效率关联曲线，基于实际负荷工况，精准切换相应负荷分配方案，并在电网谷段检修清洗设备，峰段降低非必要辅机电耗，以此来节省实际用电成本^[6]。

第二，单体设备节能运行。科学诊断各类电气设备能耗超标原因，量身制定节能运行方案，以变压器为例，其作为电气系统的核心设备，可采取优化投运、调整分接头等节能运行措施。优化运行是基于火电厂用电负荷情况，动态调整变压器投运台数，负荷比例超出与不足 70% 工况下，分别投运 2 台变压器和 1 台变压器。调整分接头是把外部电网电压波动情况作为控制依据，确认电网电压波动幅度超过 $\pm 5\%$ 后，DCS 系统同步调整变压器分接头位置，把二次侧电压实际波动量限制在 $\pm 2\%$ 额定值以内^[7]。

3.4 辅机系统

辅机系统包含风机、水泵、压缩机等设备，负责支撑集控运行系统平稳运转，改善运行条件，还能提高整体运行效率。在早期火电厂项目，辅机系统在节能层面的核心问题在于固定运行策略和单机独立运行，无法有效提升整体效能。对此，在火电厂节能降耗升级改造期间，辅机系统应采取变频调控、联动控制两项技术措施。

第一，变频调控。全部辅助设备都能采取变频调控策略，加装变频装置，根据实际工况，动态调节运行参数，预计降低 20%~40% 不等的运行能耗。以风机变频调控方案为例，基于风机运行负荷和额定功率来选择变频器型号，要求风机电压等级和变频器电压等级保持一致，实际变频范围普遍为 30~50 Hz。DCS

系统内设定机组负荷—风机转速两项参数的联动逻辑关系，跟随锅炉负荷变化，调整过滤送给风机转速，调整比例为负荷变动 10%，风机转速调节 6~8 Hz，风机能耗预计降低 30%~35%^[8]。

第二，联动控制。以提升集控运行系统整体效能为目标，联动控制多台辅机设备协同运行，控制对象包括锅炉辅机系统和汽机辅机系统。以锅炉辅机联动控制策略为例，联动控制锅炉系统全部辅机设备运行参数，包括送风机、磨煤机、排粉机等，提前设定不同工况条件下的控制规则，并在确认辅机设备故障失效后，同步降低锅炉运行负荷和启动备用辅机，避免因局部故障快速演变成整体故障，致使锅炉系统瘫痪^[9]。以负荷响应机制为例，锅炉负荷上升工况下，初步提高引风机转速来提升炉膛负压值，继续提高送风机转速来增加有效风量，最终以增加磨煤机出力和给煤量作为控制指令。

4 结束语

在低碳经济背景下，火电厂集控运行节能降耗是实现绿色转型的必由之路，更是践行“双碳”目标的重要举措。火电厂需以政策合规、市场竞争与行业转型需求为导向，严格遵循系统性、实用性、经济性原则，聚焦锅炉、汽轮机、电气及辅机四大核心系统，精准落地各项节能降耗技术措施。未来，随着数字化、智能化技术与火电生产的深度融合，火电厂应持续深化技术创新与管理优化，进一步挖掘节能潜力，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供坚实的支撑。

参考文献：

- [1] 刘洋. 低碳经济背景下火电厂集控运行节能降耗技术研究[J]. 电力设备管理, 2025(17):220-222.
- [2] 韩彦廷. 基于自动化技术的火电厂集控运行节能降耗系统设计探析[J]. 模具制造, 2025, 25(08):210-212, 215.
- [3] 李阳. 火电厂集控运行节能降耗技术研究[J]. 电力设备管理, 2025(13):236-238.
- [4] 张鸣立. 火电厂集控运行中节能降耗技术探析[J]. 电力设备管理, 2025(18):267-269.
- [5] 王庆黎. 火电厂集控运行节能降耗技术策略与应用[J]. 中国高新科技, 2024(22):80-82.
- [6] 付业东. 基于自动化技术的火电厂集控运行节能降耗系统设计[J]. 自动化应用, 2025, 66(01):206-208.
- [7] 邵长军. 新时期火电厂集控运行节能降耗策略研究[J]. 电子元器件与信息技术, 2024, 08(06):181-183.
- [8] 胡海亮. 发电厂集控运行系统的节能降耗技术分析[J]. 集成电路应用, 2024, 41(06):332-334.
- [9] 徐亮亮. 火电厂集控运行节能降耗技术探讨[J]. 节能与环保, 2023(09):53-55.