

燃煤发电厂燃煤监督管理的思考与探索实践

马 莉

华电内蒙古能源有限公司包头发电分公司 内蒙古 包头 014013

摘 要：近年来，随着煤炭价格的不断上涨，电力市场的供求关系变得越来越紧张，面对着这种情况，火力发电厂必须坚持严格的监管思想，做好监管工作。唯有如此，火力发电厂在激烈的市场竞争中，才能保证其健康发展。燃煤发电厂的监督管理需以制度为基、技术为翼、风险为靶，通过多维度协同提升管理效能。未来可进一步深化数字化监管工具应用，探索与新能源融合的新型管理模式，同时强化政策适配性，推动行业可持续发展。

关键词：燃煤发电厂；燃煤；监督管理；思考；探索运用

随着人类的生产力越来越高，各个行业也越来越发达。火力发电厂在发展过程中，对用煤的质量提出了更高的要求，而目前对用煤的监管还不够完善。就燃煤电厂的煤炭监管问题进行了较为全面的探讨和研究，同时也给出了相应的对策，为有关部门的工作人员提供了一些借鉴。

1 燃煤发电厂燃煤监督管理的重要性

1.1 保障发电经济性与成本控制。燃料成本占比高。燃煤成本占火电厂总成本的70%以上，通过精准采购计划、优化煤种区域选择及掺配掺烧方案，可有效降低入厂标煤单价，提升发电边际贡献。例如，电厂通过动态分析市场行情和库存需求，实现采购量与生产需求精准匹配，日均进煤量超1万吨，库存稳步提升。减少损耗与浪费。实施“烧旧存新”策略、动态分区存放燃煤，并加强接卸设备缺陷管理（如采样机、衡器24小时消缺机制），可降低燃料场损，确保颗粒归仓。

1.2 确保机组安全稳定运行。煤质管控与燃烧适配性。建立煤质数据库和精准配煤模型，结合机组负荷需求动态调整煤种配比，可避免因煤质波动导致的锅炉结焦、出力不足等问题，保障燃烧效率与设备安全。例如，电厂通过掺配合格率统计与最优方案筛选，实现安全性与经济性平衡。全流程质量监督。入厂煤需经驻矿员监督采样、第三方复检等多层把关，入炉煤则通过标准化检测与掺配管理，确保硫分、热值等指标符合机组设计要求，降低设备故障风险。

1.3 支撑环保合规与低碳转型。减排责任落实。强化煤质抽检（如突击性抽查、第三方机构检测），可减少燃煤硫分、灰分超标导致的污染物排放，助力火电厂满足国家大气污染防治要求。某市通过煤质内控制度与抽检覆盖，有效降低散煤污染。低碳技术应用基础。规范燃煤管理可为燃煤机组灵活性改造、CCUS技术推广提供

数据支撑，例如通过掺烧高硫煤与低碳燃料，降低单位发电碳排放强度。

1.4 维护电力系统安全保供能力。库存与应急保障。动态监测存煤结构与可用天数（如要求电煤库存保持15天以上），确保极端天气或电力缺口时能快速响应调峰需求，避免非计划停机。政策与市场适应性。通过合规采购、掺配优化及数据统计分析，火电厂可适应碳市场交易、绿电协同等新型监管模式，例如云南推动绿电交易扩容与跨区域能源互联，实现清洁能源占比超90%。燃煤监督管理是火电厂平衡“安全、经济、环保”目标的核心抓手，需通过制度创新（如“大监督”体系）、技术赋能（如信息化系统）及风险防控（如廉洁档案）实现全流程闭环管理，为电力系统稳定与低碳转型提供基础支撑。

2 燃煤发电厂现状分析

2.1 产业地位与供需格局。发电量主导地位。截至2024年6月，我国煤电装机容量为11.7亿千瓦，占电力总装机的38.1%，但发电量占比仍高达61.9%，短期内仍是电力安全保供的核心支撑。全球范围内，煤电发电量占比约35%，发展中国家对煤电依赖度更高。高效燃煤发电技术（如超超临界机组）成为行业升级重点，预计2025年中国高效煤电装机容量将达1050GW，发电量4500TWh；到2030年装机或增至1200GW，产量达5200TWh。供需矛盾与区域差异。中国富煤省份推进“煤电+CCUS”项目，探索近零排放路径；电力需求大省通过保留高效机组作为备用电源，平衡保供与减排压力。国际市场中，印度、东南亚等地区新建煤电项目超临界技术占比超60%，而欧盟通过碳边境调节机制倒逼煤电低碳化。

2.2 政策驱动与技术迭代。政策约束与转型方向。中国实施“增量严控、存量优化”策略，2025年前全面

淘汰亚临界机组，要求新建机组供电煤耗低于270克/千瓦时，并完成2亿千瓦存量机组灵活性改造。全球范围内，美国对燃煤+CCUS项目提供税收抵免，欧盟通过补贴推动煤电低碳化，中国全国碳市场煤电行业履约率达98%，碳价稳定于60-80元/吨。技术升级路径。高效燃烧技术：超超临界机组（600℃/620℃蒸汽参数）供电效率达45%-48%，先进超超临界技术（700℃级材料）效率突破50%。减排技术：循环流化床（CFB）燃用劣质煤时排放优于燃气机组，富氧燃烧与IGCC技术降低碳捕集能耗30%。智能化管理：数字化控制系统与煤质数据库应用提升掺配精度，动态调整燃烧方案以平衡经济性与环保要求。

2.3 市场挑战与风险应对核心挑战。成本压力：燃煤价格上涨叠加环保设备投入增加，火电厂运营成本攀升；30万千瓦以下机组面临政策淘汰风险，部分亚临界机组因设备老化需延寿或改造。新能源竞争：可再生能源装机规模扩大挤压煤电市场空间，预计2030年我国煤电发电量占比或降至45%。应对策略。灵活性改造：提升机组调峰能力，适应电力市场峰谷需求变化；探索与绿电协同的“风光火储”一体化模式。低碳转型：试点碳捕集封存（CCUS）技术，山西、内蒙古等地示范项目已实现捕集能耗降低与资源化利用。

2.4 未来趋势与行业展望。短期定位：煤电仍为电力系统“压舱石”，尤其在极端天气与新能源出力波动时承担保供兜底责任。中期转型：高效机组通过技术改造与政策支持保持竞争力，小容量低效机组加速退出市场。长期融合：煤电与新能源互补发展，通过智慧发电系统与多能联供模式实现低碳化、综合化转型。燃煤发电行业正处于“保供与减排”双重压力下的深度调整期，技术升级与政策适配是破局关键。未来需以高效化、灵活性、低碳化为核心，构建与新型电力系统相协调的发展路径。

3 燃煤发电厂燃煤监督管理的策略

3.1 创建燃煤监督体制。在燃煤管理工作中，最为重要的因素是人。在激烈严峻的燃煤供应态势之下，一些供煤部门应用诸多违反法律规定的方式，赚取经济利益，实施诸多不良方式对燃煤工作者进行利益拉拢、威胁等。就此较为严峻的市场形式，对于诸多利益的诱惑，不能单单凭借思想工作，务必实施严格的监督体制进行监督，因此，需要创建“大监督”体制，对燃煤发电厂实施监督与管理。

3.2 理顺燃煤管理制度，实施有效监督管理。（1）国家治理体系高效一致，机构完善。任命总经理作为组

长、副组长为纪委书记，相关厂领导需要创建小组，对燃煤发电厂的燃煤绩效进行监督与审核，其具体的职能是进行监督与针对性的技术指导。领导小组之下创建办公室，由纪检检查单位进行实施工作与组织工作。譬如：某公司体系燃煤发电厂首先实行燃煤管理制度，把燃煤厂内管理、燃煤采购供应、燃煤监督进行了分离，完成了燃煤全体管理的“三权分立”，全面展现出互相监督、制约的管理理念，在经过改革后的燃煤电厂，其工作者可以各司其职，做好自身的本职工作。（2）不间断改进，健全制度。为创建燃煤监督体制，全面展现燃煤管理的诸多监督工作，在燃煤管理监督体制涉及的诸多工作中，每项工作都要朝制度化、规范化发展。只有这样，才能够促使燃煤发电厂燃煤监督管理工作有序进行。

4 燃煤发电厂燃煤监督管理实践案例

4.1 采购优化与库存动态管理。电厂：精准采购与接卸管理。市场动态分析：通过收集区域煤矿生产信息、市场趋势及库存数据，制定精准采购计划，以发电边际贡献为原则筛选煤种与采购区域，降低入厂标煤单价。接卸设备保障：对采样机、衡器等设备实施“三类缺陷”管理，要求24小时内闭环消缺，并通过“进煤量竞赛方案”激励员工，日均进煤量超1万吨，库存稳步提升。动态分区存放：将煤场分区存放不同煤种，结合“烧旧存新”策略优化存煤结构，建立《精准配煤掺烧管理办法》，通过每日跟踪掺配合格率优化方案，降低场损并提升燃烧效率。智慧电厂建设：通过数字化燃料集中管控平台对采样、制样、化验等关键环节实时监控，提升管理透明度，并自主开发防腐工艺节约成本，供电煤耗降至273克/千瓦时，成为煤电节能标杆。

4.2 技术赋能与全流程监控。“三化一体”管理模式。标准化与智能化融合：引入无人送样车和智能化验收系统，实现入厂煤验收的实物流与信息流同步，减少人为干预风险；搭建数字化燃料管控平台，对采样、制样等环节24小时监控。廉洁风险防控：通过技术手段替代人工操作（如机器制样），降低关键环节的廉洁风险，同时建立燃料管理数据库支撑动态配煤决策。绿电交易与跨区域能源协同。通过完善市场规则与绿电交易扩容，推动煤电与清洁能源协同发展，实现燃煤掺配优化与碳排放强度降低，助力清洁能源占比超90%。

4.3 风险防控与合规实践。廉洁教育与监督机制。纪委通过剖析违法违纪案例（如供应商未登记进入制样区域），梳理燃煤管理薄弱环节，建立从业人员廉洁档案，强化“亲清”企商关系，防范采购、验收环节的腐败风险。

4.4 柔性执法与民生兼顾。某区散煤燃用整改案例。针对禁燃区违规使用燃煤锅炉问题,执法人员通过普法劝导替代强制处罚,监督拆除设施并引导采用清洁能源供暖,平衡环保要求与民生需求。燃煤监督管理实践需结合技术升级(如数字化平台)、制度创新(如动态采购策略)与风险防控(如廉洁教育),典型案例表明:经济性:精准配煤与库存优化可降低标煤单价,提升边际贡献;安全性:全流程监控与设备缺陷管理避免非计划停机;合规性:柔性执法与廉洁机制保障政策落地。

5 燃煤发电厂未来发展趋势与挑战

5.1 发展趋势。(1) 低碳化转型加速。技术升级:超超临界机组、生物质掺烧及燃煤+CCUS技术成为主流,新建机组供电煤耗需低于270克/千瓦时,2027年前完成存量机组灵活性改造与超低排放升级。政策驱动:中国实施《煤电低碳化改造建设行动方案(2024~2027年)》,要求煤电机组具备掺烧10%以上生物质燃料的能力,推动碳排放强度下降。全球协同:欧盟通过碳边境调节机制倒逼煤电低碳化,美国对煤电+CCUS项目提供税收抵免,中国全国碳市场煤电行业履约率达98%,碳价稳定于60-80元/吨。(2) 灵活性调峰能力提升。调峰需求激增:新能源装机占比扩大导致电网波动性增强,煤电机组需深度调峰至30%-40%负荷,通过灵活性改造提升响应速度与运行效率。经济性优化:火电厂探索“风光火储”一体化模式,利用煤电调峰能力支撑新能源消纳,例如云南绿电交易推动清洁能源占比超90%。(3) 多能互补与综合能源服务。生物质掺烧:推广燃煤耦合生物质发电技术,2025年示范项目覆盖主要煤电基地,降低单位发电碳排放强度。热电联供:余热利用、工业蒸汽联供等模式提高综合能效,部分电厂能源利用效率提升至80%以上。

5.2 核心挑战。(1) 环保与减排压力。排放标准趋严:煤电需实现二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别低于35mg/m³、50mg/m³,环保改造成本增加,部分老旧机

组面临淘汰风险。碳成本制约:全国碳市场逐步收紧配额,煤电企业需额外支付碳成本,预计2030年碳价或突破150元/吨,挤压盈利空间。(2) 经济性与市场机制矛盾。“煤电顶牛”难题:市场煤价波动与计划电价机制脱节,2024年火电企业亏损面仍达35%,需完善容量电价与辅助服务补偿机制。新能源竞争:可再生能源发电成本持续下降,2025年风光平价上网占比超60%,煤电发电量占比或从61.9%降至45%。(3) 技术瓶颈与资源约束。CCUS推广受限:碳捕集能耗高(约15%-25%发电量损失)、成本超300元/吨CO₂,仅少数示范项目具备商业化条件。燃料竞争加剧:生物质掺烧政策引发与农林生物质发电企业的原料争夺,部分区域生物质燃料价格涨幅超20%。(4) 区域供需矛盾与保供责任。极端天气考验:2024年全球气温异常推高制冷用电需求,煤电仍需承担电力系统“压舱石”功能,库存需维持15天以上以应对突发缺口。区域失衡:东部发达地区煤电加速退出,但中西部富煤省份仍需新建高效机组保障工业用电,区域间能源调配压力增大。

5.3 未来展望。短期定位(2025-2030年):煤电仍是电力安全核心支撑,通过灵活性改造与低碳技术维持60%以上发电量占比,支撑新能源消纳。中长期转型(2030年后):煤电逐步转向调峰备用与应急保供,高效机组与CCUS技术规模化应用,发电量占比降至30%以下,与绿电形成互补。

总之,燃煤发电厂未来将围绕“低碳化、灵活性、综合化”主线转型,但需破解环保成本、市场机制与资源约束等多重挑战,技术迭代与政策适配将是破局关键。

参考文献

[1]王寅彪,浅谈燃煤发电厂燃煤监督管理的思考与探索.2023.

[2]刘艳丽.燃煤发电厂内控制度存在的问题及对策探索.2022.