

燃煤火电厂长效运行机制研究

王海龙 周润琦 江怡诺 朱禹东 于 朔
华能国际电力股份有限公司丹东电厂 辽宁 丹东 118300

摘要：燃煤火电厂长效运行机制研究聚焦技术、经济与政策协同优化。通过设备延寿、灵活性改造及智能化运维提升技术可靠性；构建全周期成本分摊模型与电力市场参与策略保障经济可行性；设计退役补偿、环保税动态调整等政策工具强化政策适应性。机制实施需突破高温材料、CCUS技术瓶颈，推动火电与新能源耦合发展，实现安全稳定、绿色高效、可持续的电力供应模式。

关键词：燃煤；火电厂；长效运行机制

引言：在“双碳”目标与能源转型背景下，燃煤火电厂面临设备老化、环保约束趋紧及新能源替代压力，其长效运行成为保障能源安全与行业可持续发展的关键。现有研究多聚焦单一技术改进或短期经济性分析，缺乏对技术-经济-政策协同机制的系统性探索。本文从全生命周期管理视角出发，构建涵盖技术保障、经济优化与政策协同的长效运行框架，提出关键技术攻关路径与配套政策工具，为燃煤火电厂适应新型电力系统要求提供理论支撑与实践参考。

1 燃煤火电厂长效运行的理论基础

1.1 核心概念界定

(1) 长效运行机制的定义：指燃煤火电厂在长期运营中，兼顾技术可靠性、经济可行性与政策适应性的系统性运行模式。技术可靠性聚焦设备稳定运行与故障防控，保障电力持续供应；经济可行性强调全周期成本管控与收益平衡，提升运营效益；政策适应性要求主动契合环保、能源等政策导向，实现合规运营。(2) 与短期运行、应急运行的区别：短期运行侧重阶段性产能达标，忽视长期成本与设备损耗；应急运行针对突发电力缺口，以快速响应为核心，不计短期经济成本。长效运行则以长期稳定为目标，统筹技术、经济、政策要素，实现可持续运营。

1.2 关键理论支撑

(1) 全生命周期管理理论(LCC)：覆盖电厂规划、建设、运营、退役全阶段，通过全周期成本核算与风险管控，优化设备维护、能耗控制策略，为长效运行提供全流程管理依据。(2) 技术经济学中的成本效益分析：通过量化技术改造、环保投入等举措的成本与收益，评估不同运行方案的经济性，为设备更新、工艺升级等决策提供科学支撑，保障长效运行的经济可行性。(3) 能源政策协同理论：聚焦电力市场、碳市场、环保

政策的交叉影响，指导电厂适配政策变化，如参与电力市场化交易、落实碳减排要求，实现政策合规与运营效益的协同统一。

1.3 长效运行的约束条件

(1) 设备老化与剩余寿命评估：燃煤机组长期高负荷运行易导致设备老化，剩余寿命评估的精准性直接影响维护策略制定，若评估偏差可能引发故障风险或过度维护，制约长效运行。(2) 环保标准升级压力：超低排放、碳捕集等环保要求不断提高，电厂需持续加大环保投入，技术改造与运维成本攀升，对经济可行性构成挑战，影响长效运行稳定性。(3) 新能源替代下的市场空间压缩：风电、光伏等新能源快速发展挤压火电市场份额，燃煤电厂发电小时数下降、上网电价波动，导致收益不确定性增加，成为长效运行的重要约束^[1]。

2 燃煤火电厂长效运行的关键机制分析

2.1 技术保障机制

(1) 设备延寿技术：核心在于通过精准的金属监督与科学的寿命评估实现机组服役周期延长。金属监督聚焦高温高压部件，通过定期无损检测、材质性能跟踪等手段，实时掌握部件腐蚀、蠕变等损耗状态，及时排查安全隐患；寿命评估模型则为延寿决策提供量化依据，其中Larson-Miller参数法应用广泛，通过整合温度、应力等关键参数构建寿命预测模型，精准测算设备剩余服役年限，避免过度维护造成的成本浪费，同时防止因寿命评估不足引发的运行风险，为设备全生命周期高效运行提供技术支撑。(2) 灵活性改造技术：是适配新能源并网、提升火电市场竞争力的核心举措，主要涵盖深度调峰、热电解耦与储能耦合三大方向。深度调峰通过优化燃烧系统、改造汽轮机等技术，降低机组最小稳定出力，提升对电网负荷波动的响应能力，适配新能源出力的间歇性特征；热电解耦技术打破传统“以热定电”模

式,通过余热利用、电锅炉辅助供热等方式,实现热负荷与电负荷的独立调节,保障供暖期机组电出力的灵活性;储能耦合则通过配套锂电池、飞轮等储能设备,平抑机组出力波动,提升电能质量,同时为电网提供调峰调频服务,拓展火电盈利空间^[2]。(3)智能化运维:依托数字技术实现运维模式的转型升级,核心技术包括数字孪生、预测性维护与AI优化控制。数字孪生技术通过构建电厂虚拟镜像,实现物理实体与虚拟模型的实时映射,可对机组运行状态进行模拟仿真与故障推演,为运维决策提供直观依据;预测性维护基于大数据分析传感技术,实时监测设备运行参数,精准预判潜在故障,将传统“事后维修”转变为“事前预警”,降低故障停机时间与维护成本;AI优化控制则通过算法模型对机组燃烧、脱硫脱硝等工艺进行实时优化,提升运行效率,降低能耗与污染物排放,全方位提升运维的精准性与高效性。

2.2 经济性优化机制

(1)成本分摊模型:核心目标是实现技改投资与运行成本的动态平衡,保障电厂长期盈利。通过构建全周期成本分摊体系,将设备改造、环保升级等一次性投资,按照设备服役年限、产能贡献度等维度合理分摊至各运营周期;同时建立动态成本监测机制,实时跟踪燃料消耗、运维费用等变动成本,结合发电量、上网电价等收益数据,动态调整成本分摊比例与技改投入节奏。通过该模型可精准核算不同技改方案的成本效益,避免盲目投资,确保资金高效利用,维持电厂经济运行的稳定性^[3]。(2)电力市场参与策略:聚焦辅助服务收益与容量电价机制两大核心,提升市场竞争力。在辅助服务市场,依托灵活性改造后的技术优势,积极参与调峰、调频、备用等服务,通过精准的负荷响应与出力调节,获取额外辅助服务收益;在容量电价机制下,合理申报容量电价,争取稳定的容量补偿收入,对冲电量电价波动风险。同时,结合电力市场交易规则,优化发电计划,在用电高峰时段提升出力获取高额电量收益,低谷时段合理降负荷减少成本损耗,通过多元化市场参与策略,拓展收益渠道,提升经济抗风险能力。(3)碳交易下的成本规避路径:核心在于通过CCUS技术经济性分析,实现碳成本的有效管控。开展CCUS技术全周期成本核算,包括碳捕集、运输、封存各环节的设备投资、能耗成本与运维费用,结合碳市场碳价波动趋势,评估CCUS技术的应用效益;对于碳减排压力较大的电厂,优先采用低成本的CCUS技术改造,通过碳配额交易获取收益,或抵扣碳排放超标带来的罚款成本;同时探索CCUS

与碳汇项目的协同模式,进一步降低碳成本。通过科学的成本规避路径,缓解碳交易对电厂经济性的冲击,实现绿色转型与经济收益的协同。

2.3 政策协同机制

(1)退役补偿与延寿激励政策设计:为电厂长效运行提供政策保障。退役补偿政策需明确补偿标准与流程,结合机组服役年限、环保改造投入、剩余产能等因素,对提前退役机组给予合理经济补偿,降低电厂退出成本;延寿激励政策则针对符合环保与安全标准的机组,通过税收减免、财政补贴等方式,鼓励电厂开展设备延寿技术改造,同时简化延寿审批流程,降低政策合规成本。通过差异化政策设计,引导电厂根据自身实际选择退役或延寿路径,实现火电行业的有序转型。(2)环保税与补贴的动态调整机制:实现环保约束与政策激励的协同。建立环保税动态调整体系,根据区域环境质量目标、行业环保水平,差异化设定环保税税率,对超低排放机组给予税收减免,对超标排放机组加大征税力度,倒逼电厂提升环保治理水平;同时优化环保补贴政策,将补贴与减排效果、技术先进性挂钩,对采用CCUS等先进环保技术的电厂给予专项补贴,且根据技术成熟度与成本变化动态调整补贴额度,避免过度补贴造成的财政压力,引导电厂主动开展环保升级^[4]。(3)区域能源规划中的火电角色定位:明确火电在能源转型中的核心价值,尤其是作为基荷电源的必要性。在区域能源规划中,结合新能源资源禀赋、电网承载能力,合理规划火电装机规模,发挥火电出力稳定、调节能力强的优势,弥补新能源间歇性缺陷,保障区域能源供应安全;同时推动火电与新能源、储能的协同规划,明确火电在调峰调频、应急备用等方面的功能定位,避免新能源快速发展导致火电无序退出,实现能源系统的平稳转型与高效运行。

3 燃煤火电厂长效运行的保障策略

3.1 技术创新路径

(1)关键技术攻关方向:聚焦高温材料与智能诊断系统两大核心领域突破。高温材料方面,重点研发适配超临界、超超临界机组的耐高压、抗蠕变高温合金材料,提升锅炉、汽轮机等核心部件的耐高温性能与服役寿命,降低设备老化损耗;智能诊断系统研发需整合多源传感、大数据分析AI算法,构建覆盖全机组的故障诊断平台,实现对设备微小缺陷的精准识别、故障溯源与趋势预判,突破传统诊断技术的滞后性与局限性。同时,兼顾CCUS技术的低成本化攻关,优化碳捕集溶剂配方与封存技术,提升减排效率的同时降低运维成本,

为火电绿色转型提供技术支撑。(2)产学研合作模式创新:构建“企业主导、高校支撑、科研院所赋能”的协同创新体系。企业发挥市场与需求导向优势,明确技术攻关痛点,投入研发资金与试验平台;高校依托学科优势,开展基础材料、算法模型等前沿理论研究,培养专业技术人才;科研院所聚焦技术转化,推动实验室成果向工业化应用落地。创新合作机制方面,建立联合研发中心、共建中试基地,实行知识产权共享与利益分成制度,缩短技术研发周期;开展订单式人才培养,精准匹配电厂技术升级需求,形成“研发-转化-应用-迭代”的闭环体系,提升技术创新的针对性与实效性^[5]。

3.2 政策优化建议

(1)建立火电寿命动态评估与退出预警机制:由政府主导、行业协会牵头,制定统一的寿命评估标准与流程,整合设备运行数据、环保检测结果等多维度信息,构建动态评估数据库。定期对机组进行寿命核查,结合区域能源规划、环保目标,对接近服役年限或环保不达标机组发出退出预警;同时配套差异化激励政策,对提前退出且完成转型的电厂给予财政补贴,对符合延寿条件的机组简化审批流程,引导火电行业有序迭代。(2)完善容量电价与辅助服务市场规则:优化容量电价定价机制,结合机组调峰能力、容量贡献度等因素实行差异化定价,保障火电基荷电源的稳定收益;健全辅助服务市场交易规则,扩大调峰、调频等服务的覆盖范围,细化收益核算标准,提升火电参与辅助服务的积极性。同时,建立市场价格波动调节机制,对冲燃料成本上涨带来的经营压力,维持市场公平性与稳定性。(3)推动碳市场与电力市场联动机制设计:打通两大市场数据壁垒,将火电企业碳排放数据纳入电力市场交易评估体系,实行“碳价+电价”协同调节;建立碳排放配额与电力交易电量的挂钩机制,对低碳排放机组给予电力交易优先权或额外收益补贴,对高碳排放机组增加交易约束。通过联动机制,倒逼电厂提升减排水平,实现环保目标与市场效益的协同统一。

3.3 行业协同机制

(1)火电与新能源的耦合发展模式:大力推广“火

电+风光储一体化”项目建设,发挥火电出力稳定的优势,为风光发电提供调峰兜底保障,缓解新能源间歇性对电网的冲击;通过储能设备存储新能源富余电量,在用电高峰时段与火电协同供电,提升能源供应的稳定性与经济性。同时,推动火电与新能源项目在规划、建设、运营阶段的深度协同,实现资源共享、成本共摊、收益共赢,构建多元互补的能源供应体系。(2)区域电网中火电的调峰价值量化与补偿:建立科学的调峰价值评估模型,综合考虑火电调峰幅度、响应速度、持续时间等因素,量化其在保障电网安全、吸纳新能源中的价值贡献;完善调峰补偿机制,由电网企业、新能源企业共同承担调峰成本,按照调峰价值占比合理分配补偿资金,保障火电调峰服务的收益回报。同时,建立区域间调峰协同机制,统筹跨区域火电与新能源资源,提升电网整体调峰能力与资源配置效率。

结束语

燃煤火电厂长效运行机制研究揭示,技术升级、经济优化与政策协同是保障其可持续发展的核心路径。通过设备延寿、智能化改造提升运行可靠性,依托全周期成本管控与电力市场参与增强经济韧性,借助政策激励与动态调整机制实现绿色转型。未来需进一步突破关键技术瓶颈,完善市场与政策联动体系,推动火电与新能源深度融合,构建安全、高效、低碳的能源供应格局,助力能源行业高质量转型。

参考文献

- [1]余艳明.优化燃煤火电厂运行方式[J].电力系统及自动化,2022,(12):79-81.
- [2]胡海军.燃煤火电厂循环水泵运行方式的优化[J].建筑技术科学,2024,(05):61-63.
- [3]高明,孙宁.基于大数据技术的燃煤火电厂智慧电厂运行优化研究[J].中国电力与能源,2023,(07):127-128.
- [4]殷虎.燃煤火电厂长效运行机制研究[J].电力系统及自动化,2022,(04):35-36.
- [5]雷振.600MW燃煤火电厂集控运行存在问题研究[J].电力系统及自动化,2023,(02):50-52.