

# 面向电力保供的燃煤发电成本预测研究

赵斯韦

国网上海市电力公司青浦供电公司 上海 201700

**摘要:** 在电力需求持续攀升的背景下,本研究聚焦面向电力保供的燃煤发电成本预测。通过构建涵盖固定、可变及隐性成本的多层次分解模型,深入剖析成本构成。运用LSTM神经网络精准预测电煤价格时序走向,以模糊综合评价法量化保供强度,同时借助系统动力学模型模拟政策变量影响。经多维度融合,实现对燃煤发电成本的精准预测,误差控制在合理范围,有效为电力保供决策提供可靠、科学的量化依据,助力电力行业稳定发展。

**关键词:** 电力保供; 燃煤发电; 成本预测

引言: 随着经济社会持续发展,电力需求呈稳步增长态势,电力保供成为保障社会稳定运行的关键。燃煤发电作为我国电力供应的“主力军”,其成本受煤价波动、机组调峰、政策调控等多因素影响,复杂且动态变化。精准预测燃煤发电成本,对于合理安排发电计划、优化资源配置、制定保供策略意义重大。然而,现有研究多侧重单一因素分析,难以全面反映复杂场景下的成本特征。基于此,本研究聚焦电力保供,探索构建多因素耦合的成本预测模型,为科学保供提供有力支撑。

## 1 燃煤发电成本构成及保供约束分析

### 1.1 燃煤发电成本

燃煤发电成本是指发电企业生产一度电所需要的成本,主要包括燃料成、基建投资、电网和输电成本、人工成本、政府管理费用、环保设备安装以及生态补偿等,其中可变成本:燃料费占总成本60%-70%,是最大可成本项,煤价波动直接影响发电成本与利润。还有火力发电厂的基础设施建设和设备购置需要大量投资,设备的更新以及维护等方面的费用,虽然是一次性投入但对企业来说是必不可少的成本。发电企业需要将电力输到用户手中,因此要考虑电网和建设维护费用,如电网的扩建、升级以及输电线路、变电站等设备投资和运营成本,政府对发电企业的管理和环保设备安装以及生态补偿等成本也会对火力发电的成本产生影响。

### 1.2 电力保供对成本的影响机制

电力保供是政府或电网企业为应对用电高峰(如夏季制冷、冬季采暖期)、突发事件(如极端天气、机组故

障)而采取的保障措施,其通过调度优化、机制调整、支持发电企业等方式影响成本。例如,用电高峰时调度电厂满负荷运行,可能导致机组偏离最优运行工况,增加燃料消耗与设备损耗,推高度电成本;为保障供应,政府可能出台临时补贴政策,虽短期降低企业成本,但长期可能增加财政负担;电网企业为提升供电可靠性,需加强电网巡检与应急储备,额外投入人力、物力成本,最终部分转嫁至发电企业<sup>[1]</sup>。

### 1.3 关键影响因素识别

煤炭价格波动直接决定燃料成本高低,是影响发电成本最关键外部因素。电力需求弹性影响电厂发电负荷率,需求波动大时,电厂难以维持稳定高效运行,增加成本。碳税政策增加电厂碳排放成本,促使其改进减排技术或购买配额,影响发电总成本。内部因素:机组效率高可降低单位发电量燃料消耗,减少燃料成本。负荷率高使设备运行更稳定高效,分摊固定成本,降低度电成本。保供响应速度快的电厂,能更好应对电力需求变化,减少应急启动等额外成本。

## 2 多因素耦合的燃煤发电成本预测模型

### 2.1 模型架构设计

基础成本层聚焦燃煤发电核心支出,以历史数据为支撑,纳入设备折旧、人员薪酬、燃料消耗量等刚性成本项,其中设备折旧按机组使用年限与残值率核算,人员薪酬参考行业人均工资标准,燃料消耗量结合机组效率与发电量,通过多元线性回归建立基础成本测算公式,确保覆盖常规运营场景下80%以上的成本构成。保供附加层针对保供任务产生的额外成本,设置储备容量成本、应急启停成本、调峰损耗成本三个子模块,其中储备容量成本按预留装机容量×单位容量成本计算,应急启停成本依据机组启停次数与单次启停能耗,调峰损耗成本根据深度调峰幅度与煤耗增量系数,通过引入保供强度指

## 作者简介:

姓名: 赵斯韦 出生年月: 1991年11月 性别: 男 民族: 汉籍贯: 上海市松江区 学历: 本科 职称: 中级工程师 研究方向: 用电检查、客户服务、电力保供。

数实现成本动态调整。政策修正层衔接外部政策影响,将碳交易成本、环保改造支出、电价补贴等变量转化为修正系数,其中碳交易成本按碳排放配额单价 $\times$ 实际排放量计算,环保改造支出按环保标准升级要求核算设备更新费用,电价补贴参考政策文件中的补贴标准,叠加至基础成本与保供附加成本结果中,形成最终预测值<sup>[2]</sup>。数据驱动与机理模型融合思路。采用“机理定框架、数据补精度”的融合策略:在基础成本层,依据热力学原理确定机组效率与煤耗的理论关系,同时引入近3年实际运行数据优化模型参数,如不同负荷下的煤耗曲线,降低理论值与实际值的偏差;在保供附加层,通过系统动力学梳理保供强度与成本的因果关系,结合历史保供事件中的成本波动数据训练数据模型,如2022年夏季保供期的应急支出,提升对特殊场景的适配性;在政策修正层,基于政策文件明确变量影响方向,利用政策实施前后的成本对比数据校准修正系数,如碳交易政策落地前后的成本变化,确保政策影响量化的准确性。

## 2.2 核心方法选择

针对燃煤发电成本受煤价、发电量等时序变量影响的特性,采用LSTM神经网络构建预测模型。选取近5年的月度数据作为训练集,输出未来1-3个月的成本预测值。模型通过Adam优化器迭代更新参数,采用均方根误差评估预测精度,经测试,对基础成本的预测误差可控制在5%以内,优于传统ARIMA模型,传统ARIMA模型误差约8%。保供强度量化:模糊综合评价法构建指数。从需求侧、供给侧、资源侧三个维度选取6个评价指标,其中需求侧指标为用电负荷缺口率,供给侧指标为机组可用率,资源侧指标为煤炭库存可用天数,如负荷缺口率 $\geq 10\%$ 为高风险、机组可用率 $\leq 85\%$ 为低保供能力,采用层次分析法确定各指标权重,需求侧权重0.4、供给侧0.3、资源侧0.3,通过模糊隶属度函数将指标实际值转化为模糊评价矩阵,最终计算得到0-1区间的保供强度指数,指数 $\geq 0.6$ 为高强度保供、0.3-0.6为中强度、 $\leq 0.3$ 为低强度,为保供附加成本测算提供量化依据<sup>[3]</sup>。政策影响模拟:系统动力学模型分析政策变量。搭建系统动力学模型梳理政策变量与成本的反馈关系,以碳税政策为例,构建“碳税税率 $\rightarrow$ 碳排放成本 $\rightarrow$ 燃料结构调整 $\rightarrow$ 煤耗量 $\rightarrow$ 总成本”的因果回路,通过Vensim软件模拟不同税率场景下的成本变化趋势,如每吨CO<sub>2</sub>征收30元、60元、90元,输出政策实施后1-5年的成本预测曲线。模型可动态展示政策变量的滞后效应,如环保标准升级后,环保改造支出对成本的短期冲击与长期节能收益的平衡,为政策制定提供可视化参考。

## 2.3 模型验证与优化

选取2021-2023年期间3个典型保供压力期(2021年冬季、2022年夏季、2023年春节)的实际数据进行回测。以2022年夏季保供期为例,模型预测的月度平均成本为385元/兆瓦时,实际成本为392元/兆瓦时,误差率1.8%;其中保供附加成本预测值为42元/兆瓦时,实际值为45元/兆瓦时,误差率6.7%,满足保供场景下的成本测算精度要求。针对误差较高的应急启停成本模块,补充近2年的机组启停详细数据(如单次启停的燃料消耗、设备损耗)优化模型,使后续回测误差降至5%以内。敏感性分析。设置多组敏感性测试场景:在煤炭价格场景中,当煤价较基准值上涨20%时,模型预测总成本上升12.3%(其中基础成本上升15.1%、保供附加成本上升8.7%);下跌20%时,总成本下降11.8%,验证燃料成本对总成本的核心影响。在碳价变动场景中,碳价从60元/吨升至120元/吨时,政策修正层的成本附加率从3.2%升至6.5%,体现碳政策对成本的边际影响。通过敏感性分析识别关键变量(煤炭价格权重35%、保供强度指数权重25%),为后续模型优化提供重点方向,如增加煤价预测的数据源,提升变量精度。

## 3 电力保供视角的成本优化策略

### 3.1 基于预测结果的电厂运营优化

基于预测结果电厂运营优化是指利用数据分析、机器学习和人工智能等技术,对电厂运行中的关键变量,如,负荷、设备状态、市场价格等,当模型预判1-2个月内煤价涨幅超10%且保供强度指数 $\geq 0.6$ 时,将库存从常规20天提升至30天,通过提前锁价减少高价采购损失;若预测煤价下跌且保供强度指数 $\leq 0.4$ ,库存降至15天,降低资金占用成本(按每吨煤800元计算,100万千瓦电厂可减少资金占用约1200万元)。同时,联合区域内3-5家电厂建立库存共享平台,实时互通库存数据,余缺电厂通过短期调拨(调拨周期 $\leq 3$ 天)替代应急补库,2023年某区域电厂通过该方式,单厂应急采购成本降低25%。机组组合优化以降低保供成本:依据模型输出的机组效率-成本关联数据,实行“分层调度”策略。保供期间,优先调度热效率 $\geq 45\%$ 的超临界机组承担基础负荷(占总负荷的70%-80%),单位煤耗可降低5-8克/千瓦时;将热效率38%-42%但启停时间 $< 2$ 小时的机组作为调峰备用,仅在负荷缺口 $> 10\%$ 时启动。2022年夏季保供期,某电厂采用该策略,度电保供附加成本减少0.01元,月度成本节约18万元,机组启停损耗率下降12%<sup>[4]</sup>。

### 3.2 政策建议

在全球能源结构转型与电力需求持续增长的背景下,

电力保供与成本优化之间的平衡成为政策制定与行业实践的关键,尤其是在光伏、电采暖、电网招标等关键领域,如何确保电力系统安全、稳定、可持续运行的前提下,实现全生命周期内的成本最优,已成为政策研究与产业实践的焦点,通过深入研究电力市场动态、电价机制、设备价格波动等,制定灵活的投资与运营策略,以降低电力保供过程中的不确定性成本,通过技术手段提升系统效率、降低建设与运维成本,尤其在分布式光伏、电网接入、电采暖系统设计中体现为精细化工程设计与设备配置。从设备采购、安装、运行、维护到退役的全生命周期角度出发,综合评估电力项目或设备的总成本,以实现长期效益最大化。

### 3.3 研究局限性及未来方向

在“双碳”目标与新型电力系统建设背景下,电力保供与成本优化的协同成为关键议题。当前研究多聚焦单一维度,但在统筹安全、绿色与经济三重目标时,仍存在理论与实践脱节、系统集成不足等深层局限性。从角度出发、梳理现状、揭示瓶颈、未来的突破方向,首先在确保电力系统安全可靠运行的前提下,通过制度设计、技术手段和管理创新实现全社会用电成本的系统性下降,国家强调“统筹电力安全保供和绿色低碳撰写”,成本优化不再仅依赖电价让利,而是“全过程用能效率提升+模式创”演进。短期内,燃煤发电仍是能源

保供“压舱石”,智能化与能效提升是必由之路,长期需与新能源深度协同、构建安全、高效、低碳的电力供应体系。

### 结束语

本文围绕面向电力保供的燃煤发电成本预测展开深入探索,构建了多层次成本分解与多方法融合的预测模型,有效整合了影响成本的复杂因素,实现了较为精准的成本预测。研究结果为电力保供决策提供了关键量化依据,有助于合理规划发电资源、优化成本结构。但电力市场与政策环境动态多变,未来研究可进一步纳入更多新兴变量,持续提升模型适应性。同时,加强成果在实际保供场景中的应用与反馈,推动燃煤发电保供工作朝着更科学、高效的方向发展。

### 参考文献

- [1]刘永.新时期燃煤电厂隐性成本管理与探究[J].现代经济信息,2021,(08):92-93.
- [2]郝亮.论发电企业燃料管理及成本控制策略[J].商讯,2020,(14):109-110.
- [3]梁诗莹.火力发电企业燃煤成本管理问题研究[J].财富生活,2020,(22):121-122.
- [4]沈超,张斌钢.浅谈电厂燃煤管理与降低发电成本[J].内蒙古煤炭经济,2022,(13):87-89.