

电厂燃料采购管理的难点与措施探究

杨俊杰

包头东华热电有限公司 内蒙古 包头 014040

摘要: 本文主要针对电厂燃料采购管理中存在的困难进行深入的探讨和详细的研究,希望结合多年的实际工作经验,就这些问题的不足之处提出一些建设性的建议和意见,同时也给出具体的可能的对策。希望为行业工作者提供有效的参考,促进行业的不断发展和优化,为电厂的燃料采购管理提供更科学合理的解决方案。

关键词: 电厂燃料; 采购管理; 应用策略

当前电厂燃料采购管理正经历从“保供降本”向“敏捷响应、绿色低碳”的转型,未来需通过市场化机制、数字化工具及供应链协同创新,构建兼具经济性与可持续性的新型采购体系^[1]。

1 电厂燃料采购管理现状

1.1 政策与市场双重压力。当前电厂面临电价市场化改革与环保政策收紧的双重挑战。煤电容量电价机制虽通过固定成本回收缓解了企业经营压力,但电煤采购仍需在长协煤与现货煤之间动态平衡,以应对价格波动。此外,环保政策要求燃料清洁化转型,传统化石能源采购需兼顾减排目标。

1.2 采购策略结构性调整。长协煤主导: 国家要求电煤中长期合同占比达80%以上,通过“基准+浮动”机制锁定基础成本,但需灵活补充现货煤以应对季节性需求变化(如夏季用电高峰)。供应链多元化: 沿海电厂拓展进口煤源(如印尼煤)以分散国内煤价风险,同时优化物流与库存管理(如铁路直达运输降低中转费用)。

1.3 成本控制与技术升级。高效燃烧技术(如超超临界机组)和煤电低碳化改造直接降低单位煤耗,压缩燃料成本。数字化平台应用提升库存周转率,但部分企业仍存在采购流程不规范、供应商管理粗放等问题,导致隐性成本增加。

1.4 资金与市场风险。燃料价格上涨与采购资金短缺矛盾突出,供应商结算周期压力导致现金流紧张,叠加新能源发电占比提升,火电出力空间受限,进一步加剧库存积压风险。

2 电厂燃料采购管理难点

电厂燃料采购管理面临的核心难点及其内在逻辑可归纳如下:

2.1 市场价格波动与成本控制压力。电煤价格倒挂与刚性需求矛盾,电力市场定价机制与煤炭市场化价格形成冲突,长协煤基准价与现货市场价格差异显著,特别

是高卡煤因发电效率优势形成刚性需求支撑,导致采购成本持续承压。同时进口煤价格倒挂加剧(如印尼煤倒挂30元/吨),削弱了跨国采购的灵活性。政策与市场机制叠加影响,容量电价机制虽提供固定成本回收保障,但工商业用户分摊电费政策增加了需求侧的不确定性,叠加电力现货市场电价波动,进一步压缩成本控制空间。

2.2 供应链协同与库存管理复杂度。煤源多元化布局困境,国内高热值煤结构性短缺与进口煤价格倒挂的矛盾,迫使企业需平衡国内长协煤保供与进口煤补充的关系,而区域煤种价格分化(如蒙西高热值煤与西北低卡煤价差)加剧了采购决策难度。库存动态调节挑战,电力需求季节性波动(如夏季高峰)要求建立灵敏的库存预警机制,但港口库存分化(曹妃甸降库与京唐港累库并存)、疏港成本上升及贸易商投机行为,导致库存周转效率难以提升。

2.3 供应商管理与资金链风险。供应商评估体系缺失,传统采购模式对供应商资质、履约能力的动态评估不足,尤其在煤质稳定性(如灰分、硫分指标)和运输可靠性方面缺乏量化考核标准,易引发供应中断风险。资金周转压力,燃料成本占电厂运营成本60%-70%,而煤炭预付账款制度与电费结算周期错配,叠加汇率波动对进口煤采购的影响,导致现金流管理难度陡增。

2.4 电厂燃料采购计划策划与执行难题。(1) 采购计划策划阶段的难点,供需预测精度不足,电力需求受季节、经济周期及新能源波动影响显著,而燃料价格与供应链稳定性存在高度不确定性,导致需求预测与采购计划匹配难度大。例如夏季用电高峰与冬季供暖需求差异显著,需提前预判库存增减节奏。煤源与成本动态平衡难题,长协煤基准价锁定与现货市场价格波动形成矛盾,需在固定成本分摊(容量电价机制)与现货煤价风险对冲间权衡。供应链多目标协调复杂度高,需统筹国内长协煤履约率、进口煤价格倒挂(如印尼煤倒挂30元

/吨)及物流成本优化,同时兼顾环保政策对煤质(硫分、灰分)的要求,形成多维约束条件下的采购决策模型。(2)采购计划执行阶段的痛点,供应链中断风险,极端天气、国际局势或运输瓶颈可能导致煤源交付延迟,例如铁路运力紧张或港口疏港效率下降,直接影响库存安全阈值。库存动态调节困境,季节性需求波动要求精准控制库存周期,但过量囤积会导致资金占用(燃料成本占运营成本60%-70%),而低库存面临突发性断供风险,尤其在煤价剧烈波动期。政策与市场响应滞后,容量电价机制要求提升机组调峰能力,但燃料采购灵活性受限于电力现货市场价格波动。例如光伏出力高峰时段需减少煤电负荷,导致高价采购时段与发电收益时段错位。

2.5 电厂燃料采购质量保证难点。煤质指标与锅炉设计匹配度不足,电厂锅炉设计通常基于特定煤种参数(如发热量、挥发分、硫分),但实际采购中受市场供应限制,常需混配不同煤种,导致灰熔点异常、结焦风险增加,甚至影响机组运行效率。部分供应商为降低成本,存在掺矸石、劣质煤等行为,进一步加剧煤质波动。检测技术手段滞后,传统人工采样和实验室检测存在时效性差、误差率高等问题,难以实时监控入厂煤质量。例如灰分检测需耗时2-3小时,无法满足大批量燃料快速验收需求。存储过程质量损耗,煤炭长期露天堆放易因氧化导致热值损失(通常每年降低1%-3%),极端天气可能引发自燃,同时不同煤种混堆可能产生交叉污染。环保政策倒逼采购标准提升,超低排放改造要求燃煤硫分 $\leq 0.8\%$ 、灰分 $\leq 25\%$,但低硫低灰煤种市场溢价显著(部分区域溢价达50-80元/吨),且优质煤源供应紧张。成本控制与质量要求矛盾,高热值煤采购成本过高(如5500大卡动力煤现货价超长协基准价15%-20%),而低热值煤虽价格低,但需额外投入环保设施运维费用,综合成本反升。

2.6 技术应用与管理能力瓶颈。数字化工具应用滞后,部分企业尚未构建煤价预测模型和采购决策支持系统,难以实现电力需求预测、煤价波动分析与库存周期的动态匹配。环保约束下的成本叠加,超低排放改造要求(如脱硫脱硝设备升级)推高燃煤质量门槛,低硫低灰煤种采购溢价显著,而环保设施运维成本尚未完全通过电价机制传导。这些难点共同构成了燃料采购管理的多维度挑战,需通过策略组合实现系统性突破^[2]。

3 电厂燃料采购管理应对策略

3.1 采购策略优化。长协煤与现货煤动态搭配,将长协煤占比提升至80%以上,利用“基准+浮动”定价机制

锁定基础成本,同时保留20%灵活采购空间,在现货煤价低谷期(如2025年初市场价下行期)加大采购比例以降低综合成本。建立电力需求与煤价波动联动模型,结合夏季用电高峰、冬季供暖等季节性规律动态调整库存周期,规避旺季高价采购风险。煤源多元化布局,沿海电厂布局印尼、澳大利亚进口煤源(如印尼中低卡煤单卡成本优势显著),分散国内煤价波动风险;区域电厂联合建立战略储备库,通过集中采购协议增强议价能力,同步锁定铁路直达运输资源降低物流成本。

3.2 供应链协同管理。供应链数字化升级,部署燃料采购管理系统(FPMS),集成电力需求预测、煤价波动分析及库存预警模块,实现采购计划与机组负荷的智能匹配(库存周转率提升15%以上);应用区块链技术构建煤质溯源体系,完整记录燃料来源、质检、运输等数据,降低掺假风险。物流与库存优化,推行“封闭式煤场+惰性气体保护”存储模式,减少氧化热值损耗(年损耗率 $\leq 0.5\%$);建立三维温度监控网络预判自燃风险点,联动数字化平台实现库存动态调节,避免过量囤积导致的资金占用。

3.3 技术驱动与成本控制。高效燃烧与环保技术应用,推广超超临界机组改造,降低供电煤耗(单位煤耗减少8-10克/千瓦时);部署烟气脱硫脱硝智能化运维系统,降低环保设施单位运营成本,缓解低硫煤采购溢价压力。全生命周期成本模型,构建覆盖采购、运输、储存、环保处置的全环节成本模型,重点量化劣质煤掺烧的经济性(如灰分每升高1%对设备磨损成本的影响)。

3.4 风险对冲与政策响应。金融工具与市场联动,探索煤炭期货、期权交易,对冲50%以上价格波动风险;结合电力现货市场电价波动规律,优化机组出力时段(如光伏高峰时段降低煤电负荷),提升高价时段发电收益。政策红利利用,通过容量电价机制回收固定成本(如折旧、人工),聚焦机组调峰能力考核指标优化,争取容量电费全额补偿;参与碳排放权交易,将煤质碳含量纳入采购决策因子,降低单位供电碳排放强度^[3]。

3.5 供应商管理体系。动态评估与分级管理,建立供应商信用评级体系,量化煤质稳定性指标(硫分偏差 $\leq 0.2\%$ 、热值波动 $\leq 5\%$),实施“质量保证金+履约奖惩”机制;推行“核心供应商+战略合作煤矿”模式,通过长期协议锁定优质煤源供应。实施优先级建议,短期(1-3个月),完成长协煤合同谈判,签约量占比 $\geq 80\%$;部署煤质在线检测设备,覆盖主要入厂煤流线。中期(4-12个月),上线数字化配煤优化平台,联动机组DCS系统实现燃烧参数自动校准;开展煤炭期货试点交

易,覆盖10%–15%年度采购量。长期(1–3年),构建区域电厂采购联盟,协同参与进口煤招标;推进氢氨混燃技术研发,降低对高热值煤的依赖性。通过上述策略组合,电厂可构建“成本可控—供应稳定—技术驱动”三位一体的燃料采购管理体系,综合成本预计降低8%–12%。

4 电厂燃料采购管理核心技巧

4.1 动态采购策略优化。长协煤与现货煤协同管理,提升长协煤签约占比至80%以上,利用“基准+浮动”定价机制锁定基础成本,同时保留20%灵活空间,在现货煤价低谷期(如市场价下行阶段)加大采购比例,降低综合成本。区域电厂联合建立战略储备库,通过集中采购协议增强议价能力,同步优化铁路直达运输网络降低物流成本。

4.2 供应商全周期管理。供应商动态评估与分级,建立信用评级体系,量化煤质稳定性指标(硫分偏差 $\leq 0.2\%$ 、热值波动 $\leq 5\%$),实施“质量保证金+履约奖惩”机制;推行“核心供应商+战略合作煤矿”模式,通过长期协议锁定优质煤源供应,减少掺假风险。合同精细化管理,合同中明确煤种、质量、交付周期等关键条款,同步约定违约责任与纠纷解决机制;引入第三方质检机构进行煤质抽检,确保入厂燃料符合锅炉设计指标^[4]。

4.3 数字化技术深度应用。智能化决策支持,部署燃料采购管理系统(FPMS),集成需求预测、煤价波动分析及库存预警模块,实现采购计划与机组负荷的智能匹配(库存周转率提升15%以上);应用区块链技术构建煤质溯源体系,完整记录燃料来源、质检、运输等数据链,降低掺假风险。库存与物流优化,采用封闭式煤场+惰性气体保护存储模式,减少氧化热值损耗(年损耗率 $\leq 0.5\%$);建立三维温度监控网络预判自燃风险点,联动数字化平台动态调节库存规模,避免过量囤积占用资金。

4.4 成本与风险对冲机制。全生命周期成本控制,

构建覆盖采购、运输、储存、环保处置的全环节成本模型,量化劣质煤掺烧经济性(如灰分每升高1%对设备磨损成本的影响);推广超超临界机组改造,降低供电煤耗(单位煤耗减少8–10克/千瓦时),直接压缩燃料需求总量。金融工具与政策响应,探索煤炭期货、期权交易,对冲50%以上价格波动风险;通过容量电价机制回收固定成本(如折旧、人工),重点优化机组调峰能力以获取全额补偿。

4.5 环保合规性管理。低碳采购策略,优先采购低硫($\leq 0.8\%$)、低灰($\leq 25\%$)煤种,参与碳排放权交易,将煤质碳含量纳入采购决策因子;部署烟气脱硫脱硝智能化运维系统,降低环保设施单位运营成本,缓解低硫煤溢价压力。

综上所述,由于日益紧张煤炭资源,其电煤价格继续上涨。在此背景下,对燃煤电厂的采购管理也提出了新的要求^[5]。在新的挑战和新的形式的背景下,采购人员必须科学地协调和整合上述策略,找到适合电厂企业实际情况的最佳采购管理方案,并在此基础上实现企业的利润最大化。

参考文献

- [1]李晶.电厂燃料采购管理的难点与应对策略[J].内蒙古煤炭经济,2020(13):67–68.
- [2]史璧.新形势下电厂燃料采购管理[J].科技风,2022(29):175,194.
- [3]谷瑞.浅析新形势下电厂燃料采购管理[J].科技风,2022(21):171.
- [4]刘燕.浅析新形势下电厂燃料采购管理[J].大科技,2022(3):107–107,108.
- [5]刘穆.新形势下电厂燃料采购管理分析[J].商品与质量,2022(38):194,196.