

燃气厂站经济生命周期成本分析

赵 宁

青海中油燃气工程有限公司

摘 要：针对燃气厂站运营成本控制与投资决策难题，建立科学技术经济评价方法。构建全生命周期成本核算模型，运用净现值法及敏感性分析量化风险，以A燃气厂站与B天然气LNG接收站这两个案例来开展对比验证工作。零碳化方案在25年生命周期里净现值能提升1200万元，数字化方案可使全员劳动生产率达到1 453万元/人，不同技术路线的厂站成本结构存在显著差异。全生命周期成本分析方法能够有效识别成本控制关键点，可为燃气厂站的经济运营提供决策依据。

关 键 词：燃气厂站；全生命周期成本；净现值法；经济分析；成本控制

1 引言

燃气厂站作为城市能源基础设施正面临运营成本上升、环保要求提升以及数字化转型等多重挑战，传统成本管理方法主要关注设备采购与当期运营费用，却忽略了设备折旧、技术更新、环境治理等长期成本因素，这就致使投资决策缺乏系统性。目前零碳化改造与数字化转型已成为燃气厂站发展的两大主要方向，这两种技术路线在投资规模、收益模式、风险特征等方面各有特色，如何科学评估其经济性并选择适合的发展路径，已成为燃气企业面临的重要决策问题。全生命周期成本分析方法能够综合考虑项目全过程的成本支出与收益获得，可为燃气厂站改造决策提供科学依据，因此，迫切需要建立系统性的经济评价体系来指导行业转型升级。

2 燃气厂站设备概述

燃气厂站的核心设备主要包含LNG储罐、压缩机

组、流量计量设备、调压设备以及安全保护设备等，这些各类设备在天然气储运配送系统当中承担着不同的功能。储存设备主要是以LNG低温储罐为主，其核心技术指标为储存容量、绝热性能以及结构强度，加压设备包含离心式压缩机、螺杆式压缩机等，不同压缩机技术在能耗水平、维护成本方面存在着差异，计量设备涵盖涡轮流量计、超声波流量计等精密仪表，测量精度与环境适应性是其关键参数。随着技术进步与环保要求的不断提升，燃气厂站正朝着智能化、数字化、零碳化的方向发展，不同技术路线在投资成本、运营费用与收益结构方面呈现出显著差异，需要通过生命周期成本分析来科学评估其经济性^[1]。

3 全生命周期成本核算模型构建

3.1 生命周期成本构成要素识别

燃气厂站设备全生命周期成本包含从规划设计直至报废处置整个过程的费用支出，按照时间序列能够细分为初始投资成本、运行维护成本、更新改造成本

[第一作者简介] 赵宁，燃气设计岗，助理工程师，从事燃气设计工作。

以及处置成本这4大类别（如图1所示）。初始投资成本涵盖设备采购费用、运输安装费用、配套设施建设费用以及工程建设期间的资金成本，这部分成本在项目建设期内集中发生且金额较大；而运行维护成本贯穿设备整个使用期间，主要由能源消耗费用、人工操作费用、备品备件费用、定期检修费用以及保险费用等构成，呈现出周期性与渐增性特征；更新改造成本源于技术进步推动的设备升级需求以及监管政策变化引发的合规性改造要求，具有一定的不可预测性；处置成本发生在设备生命周期末期，包括拆除费用、环境治理费用以及废料处理费用等支出^[2]。

3.2 成本核算的时间价值处理

生命周期成本分析需要充分考虑资金时间价值效应，要把不同时间发生的成本费用折算到同一基准时点去做比较分析，而贴现率的选择会直接影响经济评价结果的准确性与可靠性。社会贴现率一般是采用长期国债收益率加风险溢价的方式来确定，企业内部贴现率则是根据加权平均资本成本或内部收益率要求来设定。净现值计算公式如式（1）所示：

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

式中： NPV 为净现值（万元）； C_t 为第 t 年现金流量（万元）； r 为贴现率（%）； n 为项目计算期（年）； t 为时间变量（年）。引入通胀因子能够更准确地反映长期成本变化趋势，特别是在能源价格、人工费用等关键成本要素有明显上涨预期的情况下，需要依据历史数据及宏观经济预测合理设定通胀率参数，以此确保成本预测的科学性与准确性^[3]。

3.3 基于净现值的经济评价模型

净现值法是国际上通行的投资项目经济评价方法，能综合反映项目盈利能力与资金使用效率，可为设备选型决策提供量化经济指标支撑，当净现值大于零就表明项目具备经济可行性，净现值越大项目经济效益就越好，多个备选方案比较时应优先选净现值最大的方案。内部收益率计算公式如式（2）所示：

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2)$$

式中： IRR 为内部收益率（%）； C_t 为第 t 年现金流量（万元）； n 为项目计算期（年）； t 为时间变量（年）。投资回收期与效益成本比等辅助指标与净现值法相结合，可从不同角度评估项目经济性能，增强决策结果的稳健性，动态评价指标相比静态指标能更好反映资金时间价值与项目风险特征，特别适用于投资规模大运营期长的燃气T站设备选型决策，可提高投资决策的科学性^[4]。

3.4 不确定性风险评估方法

燃气厂站设备生命周期成本会被技术变化、市场波动、政策调整等多种不确定性因素影响，风险评估的目的是量化这些不确定性给经济评价结果带来的潜在冲击程度。敏感性分析是通过改变关键参数的取值范围，来观察净现值等经济指标的变化幅度，进而识别出对项目经济性影响最为显著的敏感因素。蒙特卡洛模拟方法是以概率分布理论为基础，对不确定性参数进行随机抽样计算，生成大量可能的经济评价结果并形成风险概率分布曲线。情景分析法是通过设定乐观、基准、悲观这3种典型情景，来评估不同外部环境条件

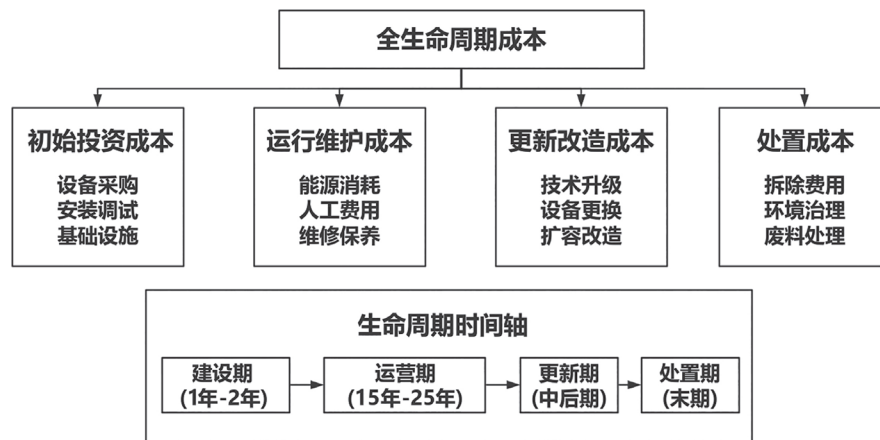


图1 燃气厂站设备全生命周期成本构成分解图

下项目经济表现的差异。风险调整贴现率法是在基准贴现率基础上增加风险溢价，把项目风险直接纳入经济评价计算过程，虽简化了风险处理程序但可能掩盖风险来源具体特征，需要结合其他方法综合应用^[9]。

4 案例分析与优化决策实践

4.1 典型燃气厂站设备配置方案对比

A燃气厂站零碳化改造项目与B天然气LNG接收站数字化转型项目，为燃气厂站成本效益分析给出典型对比案例。两个项目在技术路线、投资规模以及运营效果方面，存在着十分显著的差异（如表1所示）。A燃气厂站主要借助引入670.68kWp分布式光伏系统与30kW/138kWh储能系统来构建零碳化能源供应体系，年均发电量能够达到70万kWh，用电量削减幅度达77.7%，碳排放减少比例为83.6%。B天然气接收站通过部署5G双域专网、AI算法以及智能机器人等数字化技术，提升安全管控水平，引入20套移动智能终端与200个固定摄像头，实现作业违规识别率达到100%，员工劳动强度降低了60%，工作效率提升幅度为70%。该接收站在2023年全员劳动生产率达到了1 453万元/人，净资产收益率达到33%，体现出数字化改造带来的显著经济效益。这两种不同的技术路线为燃气厂站改造提供重要的对比参考。

4.2 不同厂站成本结构对比分析

A燃气厂站与B天然气接收站在成本构成方面存在明显差异（如图2所示），A燃气厂站零碳化改造成本重点集中于光伏储能设备初始投资，约占总投资

7成，运营期靠电费节约与碳交易收益实现盈利。B天然气接收站数字化改造成本主要体现在5G网络建设、智能设备采购与系统集成方面，运营期通过人力成本节约、效率提升与安全事故减少获取收益。从投资结构来分析，零碳化改造属于资本密集型投资，前期投入大但运营成本相对较低，数字化改造属于技术密集型投资，系统复杂但见效速度较快；从收益模式去看，零碳化改造主要依靠能源成本节约，受电价波动与碳价政策影响比较大，数字化改造主要依靠运营效率提升，收益情况相对更为稳定；在规模效应方面，B天然气接收站作为大型LNG接收站，数字化改造的规模经济效应更为明显，单位投资成本更低，A燃气厂站零碳化改造在中小型场站里具有较好复制性，适合在光照条件良好、电价较高地区推广应用。

4.3 全生命周期成本敏感性分析

根据A燃气厂站实际运营数据开展的敏感性分析，揭示出影响设备选型经济性的关键因素以及它们的影响程度，为优化投资决策提供重要参考依据。光伏系统投资成本每降低10%，会让项目净现值增加大约180万元，这表明光伏技术成本下降对项目经济性有显著正向推动作用，电价水平变化对项目收益的影响极为敏感，当电价上涨20%时项目净现值将增加约300万元，反映出能源价格上涨趋势对新能源项目有有利影响。设备运营寿命延长对经济效益的改善效果明显，光伏系统使用寿命从20年延长至25年可使净现值增加约150万元，碳交易价格上涨会进一步增强项目的经济吸引力，当碳价达到80元/t时项目年均碳收益可增加约12万元。

表1 不同技术路线燃气厂站改造项目技术经济参数对比分析

业务指标	A燃气厂站	B天然气接收站	对比差异
改造技术路线	零碳化（光伏+储能）	数字化（5G+AI+机器人）	技术方向不同
年均用电量（万kWh）	28.0	-	零碳化显著降低用电
全员劳动生产率（万元/人）	-	1 453	数字化效率优势明显
投资回收期（年）	8.2	约5-7	数字化回收期更短
员工劳动强度降低（%）	-	60	人工智能替代效应
工作效率提升（%）	-	70	自动化作业提升
年均碳排放量（t CO ₂ ）	83.69	约800	零碳化减排效果显著
净资产收益率（%）	-	33	数字化盈利能力强
营业现金比率（%）	-	72.3	现金流状况良好

注：基于行业平均水平估算

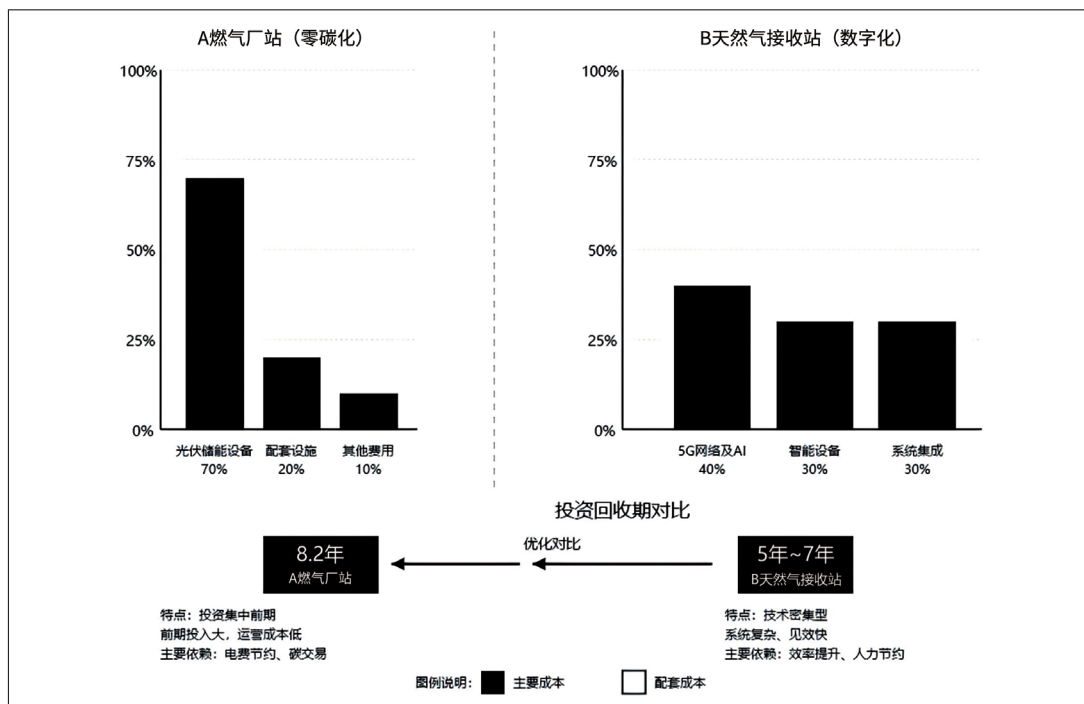


图2 不同技术路线厂站成本结构对比图

4.4 基于生命周期成本的技术路线选择建议

综合技术经济分析的结果来看，燃气厂站改造需依据自身条件选合适技术路线，针对不同类型的燃气厂站而言，都应选择与之相匹配的适宜技术路线。对于中小型的燃气厂站来讲，零碳化改造能带来较好的投资回报，特别是在电价较高且光照条件良好的地区。对于大型的燃气接收站来说，数字化改造的规模经济效益会更加突出，可通过提升运营效率快速收回投资，这两种技术路线也能够结合起来应用，在实现零碳化目标的同时提升智能化管控水平，进而形成协同效应。在改造的决策过程当中要充分考虑政策支持力度、技术发展趋势以及市场价格变化等外部因素，建立动态调整机制以适应不断变化的外部环境，通过精细化管理来降低运营成本并延长设备使用寿命，实现经济效益与环境效益的双重优化。

5 结语

本研究构建的生命周期成本分析方法，为燃气厂站经济运营提供系统性方法论支撑，有效解决长期成本预测与控制方面难题。A燃气厂站与B天然气接收站案例对比显示，零碳化改造在长期运营里有显著环

境效益与经济效益，数字化改造在提升运营效率与安全管控上效果突出。敏感性分析揭示关键成本因素的影响机制，增强决策方案的稳健性。未来燃气厂站发展要统筹考虑技术先进性、经济合理性与环境友好性，通过优化配置实现运营成本最小化与环境效益最大化，推动燃气行业朝着清洁低碳方向转型升级。

参考文献

- [1]祁正阳.燃气运营中的智能化技术应用研究[J].石化技术,2025,32(07):172-174.
- [2]李梦玲,李爽,杨舟洲,等.燃气企业市场开拓及企业经营管理角度下燃气特许经营权理解与适用——以四川省某市为例[J].产品可靠性报告,2025,(06):32-36.
- [3]黄大为,陈柄运,于娜,等.基于顶点子图分解合并原理的综合能源站设备选型及容量优化配置[J].中国电机工程学报,2025,45(08):3031-3046.
- [4]钱文斌,赵金萍,聂廷哲.燃气企业全生命周期技术标准体系的实施及其价值分析——以中燃集团技术标准体系为例[J].城市燃气,2023,(11):1-5.
- [5]吴静.大型燃气-蒸汽联合循环机组主机选型及配置探讨[J].发电设备,2023,37(03):166-170.