

氢能产业成本构成统计拆解及降本发展路径优化策略研究

韦权玺¹ 贾祎飞² 贾伊茗³ 姜晨¹ 程宇佳¹

1 东北电力大学, 吉林吉林, 132011;

2 中国电建集团吉林省电力勘测设计院有限公司, 吉林长春, 130022;

3 河北地质大学, 河北石家庄, 050031;

摘要: 本文针对氢能产业全生命周期成本高企、降本方向不明确的核心问题, 依托 2024 年我国氢能行业公开数据与多企业调研结果, 系统拆解“制氢-储氢-运氢-加氢”全链条成本构成: 制氢环节成本占比最高, 加氢环节受建设与运营双重制约, 储运环节则因技术路径差异成本波动显著。同时剖析当前降本面临的四大挑战: 核心技术依赖进口、产业链各环节协同不足、政策精准性欠缺、初始投资高且回报周期长。据此提出“技术创新-产业链协同-政策优化-场景拓展”四维降本路径, 重点聚焦电解槽低铂催化剂研发、风光氢耦合调度、储运技术组合优化及工业/交通/储能多元化应用场景开发, 为氢能产业经济性提升与规模化落地提供系统解决方案。

关键词: 氢能产业; 全生命周期成本拆解; 降本路径; 绿氢经济性

DOI: 10.64216/3104-9672.25.01.013

1 氢能产业成本构成统计拆解

氢能产业的成本贯穿“制氢-储氢-运氢-加氢”全生命周期, 各环节成本相互关联、相互影响, 形成动态耦合的成本体系。依托 2024 年我国氢能行业公开数据及多家氢能企业调研结果, 本研究搭建起统一的成本统计框架, 对各环节成本进行系统性拆解。

1.1 制氢环节成本构成

制氢作为氢能产业链的源头, 是成本占比最高的环节, 其成本在全生命周期成本中占据主导地位。根据制氢原料与技术路径的差异, 制氢可分为灰氢、蓝氢、绿氢三类, 其成本构成与水平存在显著差异。

灰氢成本构成: 灰氢以天然气或煤炭为原料, 采用蒸汽甲烷重整或煤气化技术制氢, 成本维持在相对较低水平。具体构成包括: 原料成本占比最高, 其中天然气制氢与煤炭制氢的原料成本因原料价格差异呈现不同水平; 设备折旧成本占比次之, 蒸汽甲烷重整装置因技术成熟度较高, 折旧周期设定为较长年限, 对应年折旧成本处于合理区间; 能耗与运维成本涵盖蒸汽、电力消耗与设备维护费用, 占比相对稳定; 隐性成本包含碳排放成本与环保治理成本, 占比虽低但需纳入整体核算。

蓝氢成本构成: 蓝氢在灰氢基础上增加碳捕集、利用与封存技术, 成本较灰氢显著提升。成本增量主要来

自碳捕集、利用与封存系统, 其中碳捕集设备成本占比突出, 碳运输与封存成本亦占据一定比例; 其余成本构成与灰氢基本一致, 原料成本占比因新增技术环节有所下降, 设备折旧与运维成本占比相对提升。

绿氢成本构成: 绿氢以可再生能源为动力, 通过电解槽制氢, 是当前成本最高的制氢路径。成本构成包括: 可再生能源电价占比最高, 其成本水平直接受电价波动影响; 电解槽成本占比次之, 因当前电解槽技术仍处于优化阶段, 设备单价与折旧周期共同决定该部分成本水平; 运维与辅助设备成本涵盖电解槽维护、水净化等费用, 占比相对稳定; 隐性成本包含并网成本与安全监测成本, 虽占比不高但对整体经济性存在影响。

1.2 储氢环节成本构成

储氢是连接制氢与运氢的关键环节, 根据技术路径可分为高压气态储氢、低温液态储氢、固态储氢, 当前以高压气态储氢为主, 其成本在全生命周期成本中占据一定比例。

高压气态储氢成本: 主流技术为高压储氢罐, 成本处于中等区间。构成包括: 储氢罐成本占比最高, 设备单价与折旧周期共同影响该部分成本水平; 压缩能耗成本占比次之, 将氢气从常压压缩至目标压力所需的电力消耗直接决定该部分成本; 安全管控成本涵盖压力监测

设备、防爆设施维护，占比虽低但为保障安全的必要投入。

低温液态储氢成本：采用低温储罐储氢，成本处于较高区间，主要用于大规模、长距离储氢。成本构成中，制冷能耗成本占比最高，维持低温环境所需的电力消耗导致该部分成本显著；低温储罐成本占比次之，因设备技术要求高，单价与折旧周期共同推高成本；保温与损耗成本涵盖储罐保温维护及氢气损耗，占比相对稳定。

固态储氢成本：以金属氢化物、有机液态氢化物为储氢介质，当前仍处于试验阶段，成本处于极高区间，主要成本来自储氢材料与设备折旧。其中储氢材料成本占比最高，因材料研发与生产工艺尚未成熟，成本水平较高；设备折旧成本占比次之，未来随着规模化应用推进，成本有望逐步下降至合理区间。

1.3 运氢环节成本构成

运氢环节连接储氢端与加氢端，其成本在全生命周期成本中占比相对较低，主要分为公路运输、管道运输、铁路运输三类，其中公路运输是当前主流方式。

公路运输成本：采用高压氢气管束车或低温液态氢罐车运输，成本处于中等区间。构成包括：运输工具折旧成本占比最高，因运输设备单价较高且折旧周期固定，该部分成本相对稳定；能耗成本占比次之，运输过程中的燃料消耗直接影响该部分成本；人力与运维成本涵盖司机薪酬、车辆维护，占比相对稳定；路线管控成本涵盖路线规划、安全检查，占比虽低但为保障运输安全的必要投入。

管道运输成本：适用于大规模、长距离运氢，当前我国氢能管道建设仍处于起步阶段，成本处于较低区间。构成包括：管道建设成本占比最高，因管道铺设投入大且折旧周期长，该部分成本占据主导；压缩与输送能耗成本涵盖氢气压缩与管道输送的电力消耗，占比次之；运维与泄漏监测成本涵盖管道维护及泄漏检测，占比相对稳定。

铁路运输成本：主要用于跨区域、大吨位运氢，当前应用较少，成本处于中等区间，成本构成与公路运输类似，但运输工具折旧成本占比更高，能耗成本占比相对更低。

1.4 加氢环节成本构成

加氢是氢能终端应用的最后环节，其成本在全生命周期成本中占比相对突出，主要包括加氢站建设成本与运营成本。

加氢站建设成本：单座加氢站建设成本处于较高水平，因折旧周期较长，年折旧成本在终端成本中占比显著。构成包括：加氢设备成本占比最高，涵盖加氢机、压缩机等核心设备，因技术要求高导致单价较高；土地成本占比次之，受建设选址与区域地价影响，成本水平存在差异；土建与配套设施成本涵盖站房建设及配套设施，占比相对稳定；安全与环保设施成本涵盖安全防护及环保处理设备，占比虽低但为必要投入。

加氢站运营成本：成本处于中等区间，构成包括：电费涵盖加氢机与压缩机的电力消耗，占比相对稳定；人力成本涵盖站内工作人员薪酬，因人员配置固定，成本水平相对统一；运维成本涵盖设备维护与检修，占比相对稳定；耗材与管理成本涵盖氢气过滤耗材、办公费用，占比较低；隐性成本涵盖安全培训、应急演练，虽占比不高但对运营安全至关重要。

2 当前氢能产业降本面临的挑战

2.1 技术瓶颈：核心技术与关键材料依赖进口，效率待提升

氢能产业链核心技术仍存在“卡脖子”问题：一是电解槽关键材料依赖进口，国产产品在寿命等性能指标上与进口产品存在差距，直接导致电解槽成本居高不下；二是储氢技术效率偏低，高压气态储氢的体积储氢密度不足，低温液态储氢的能耗损失较高，固态储氢材料的循环寿命尚未满足商业化需求；三是加氢设备可靠性不足，国产加氢机的故障率高于进口设备，直接推高运维成本。

2.2 产业链协同不足：环节脱节导致规模效应难以释放

氢能产业链各环节存在“各自为战”的现象：一是制氢端与可再生能源端协同不足，绿氢项目多依赖新建光伏、风电电站，未充分利用存量可再生能源的弃风弃光资源，导致电价成本偏高；二是储氢、运氢、加氢环节衔接不畅，部分加氢站因储氢设施容量不足，需频繁从制氢基地运输氢气，额外增加运氢成本；三是产业链上下游标准不统一，氢气纯度标准、加氢接口标准与国

际存在差异,导致设备通用性差,规模化生产难以推进。

2.3 政策与市场环境不完善:政策精准性不足,市场机制缺失

从政策层面看,当前氢能补贴多集中于加氢站建设,对制氢环节尤其是绿氢的补贴力度不足;同时,政策缺乏对成本构成的精准分析,未针对电解槽、储氢材料等高成本环节制定专项扶持政策。从市场层面看,氢能交易市场尚未建立,氢气价格形成机制不透明,当前市场价格远高于成本价;同时,氢能应用场景单一,主要集中于燃料电池重卡,未形成多元化需求支撑,导致企业投资意愿不足。

2.4 经济性短板:初始投资高,投资回报周期长

氢能产业属于资本密集型产业,初始投资规模大、回报周期长:一是制氢项目投资门槛高,核心设备的投资规模大,投资回收期较长;二是加氢站投资回报缓慢,单座加氢站的年运营收入扣除成本后净利润有限,投资回收期较长;三是终端应用成本偏高,燃料电池车辆的购车成本显著高于传统燃油车辆,即使叠加燃料成本优势,用户回收期仍较长,制约终端需求释放。

3 氢能产业降本发展路径优化策略

基于氢能成本构成拆解与降本挑战分析,本研究提出“技术创新-产业链协同-政策优化-场景拓展”四维协同的降本发展路径,通过多维度联动实现全生命周期成本下降。

3.1 技术创新驱动:突破核心技术,提升效率降本

制氢技术降本:一是推动电解槽技术迭代,重点研发低铂、无铂催化剂与长寿命质子交换膜,目标到2030年将PEM电解槽成本大幅降低,效率显著提升;二是推广“可再生能源+制氢”耦合技术,利用弃风弃光电价制氢,将绿氢原料成本降至合理区间;三是探索低成本蓝氢技术,优化碳捕集、利用与封存系统,降低碳捕集成本,推动蓝氢成本逐步贴近化石能源替代阈值。

储氢技术降本:一是优化高压气态储氢技术,研发轻量化储氢罐,降低储氢罐成本;二是发展低温液态储氢规模化技术,开发高效保温材料,降低冷损率与能耗成本;三是加速固态储氢商业化,研发低成本金属氢化物材料,降低储氢材料成本,推动固态储氢成本到2035年降至合理区间。

加氢技术降本:一是实现加氢设备国产化替代,突破加氢机高压密封、精准计量等核心技术,降低国产加氢机故障率与设备成本;二是研发分布式加氢技术,推广“撬装式加氢站”,其建设成本显著低于传统站,更适用于中小规模应用场景。

3.2 产业链协同:推动一体化布局,释放规模效应

制氢-储氢-运氢协同:鼓励建设“制氢基地+区域储氢中心+管网运输”一体化项目,例如在西北可再生能源富集区建设绿氢制氢基地,配套建设液态储氢中心与跨区域氢能管道,降低运氢成本;同时,推动制氢企业与储氢设备企业联合研发,根据制氢规模定制储氢设施,降低设备闲置率。

产业链上下游标准统一:由国家能源局牵头,联合行业协会制定氢能全产业链标准体系,包括统一提升氢气纯度、明确储氢设备压力等级、规范加氢接口规格等,实现设备通用性;同时,推动国内标准与国际标准对接,降低出口成本与技术壁垒。

规模化生产降本:支持电解槽、储氢罐、加氢机等设备企业扩大产能,通过规模化生产降低单位成本。据测算,随着核心设备产能的显著提升,单位成本可实现明显下降,进一步推动全产业链成本优化。

3.3 政策优化:精准施策,完善市场机制

精准补贴导向:调整补贴结构,从“加氢站建设补贴”转向“核心技术补贴”,对电解槽、储氢材料等企业给予研发补贴,补贴比例根据研发投入合理设定;对绿氢项目给予电价补贴,补贴标准结合成本水平动态调整;同时,建立“成本阶梯补贴”机制,随着成本下降逐步减少补贴,避免企业形成补贴依赖。

完善市场机制:加快建设全国性氢能交易市场,通过市场化定价形成透明的氢气价格体系;探索“绿氢绿证”制度,将绿氢纳入可再生能源配额制,提升绿氢市场需求;鼓励金融机构推出氢能专项贷款,设定低利率、长周期的贷款条件,降低企业融资成本。

优化政策环境:简化氢能项目审批流程,将制氢、储氢、加氢项目纳入“一站式审批”;完善氢能安全监管体系,制定统一的安全评估标准,降低企业安全管控成本;同时,将氢能纳入能源统计体系,为政策制定提供数据支撑。

3.4 场景拓展：多元化应用，分摊成本

工业领域替代应用：推动绿氢在钢铁、化工、焦化等高耗能行业的替代应用，例如钢铁行业用绿氢替代焦炭，既降低碳排放，又扩大绿氢需求规模。据测算，若高耗能行业绿氢替代率达到一定水平，每年可消耗大量绿氢，带动绿氢成本明显下降。

交通领域多元化应用：除燃料电池重卡外，推广氢能在公交、物流车、船舶等领域的应用，例如在港口建设加氢站，为氢能物流车与船舶提供加氢服务；同时，探索“氢能+充电”综合能源站模式，提高加氢站利用率，分摊运营成本。

储能领域应用：利用氢能长周期储能特性，将其纳入电网储能体系，在弃风弃光时段制氢储能，在用电高峰时段通过燃料电池发电，实现“削峰填谷”；同时，探索“氢能+微电网”模式，在偏远地区建设离网氢能储能系统，拓展应用场景。

4 结论

本研究通过对氢能产业“制-储-输-加”全生命周期成本的统计拆解，明确各环节的成本构成与占比关系：制氢环节成本占比最高，核心驱动因子集中于原料成本

与设备折旧；加氢环节成本占比次之，主要瓶颈是建设成本与运营成本；储氢与运氢环节成本虽相对较低，但技术效率与协同不足制约整体降本进程。

当前氢能产业降本面临技术瓶颈、产业链协同不足、政策精准性欠缺、经济性短板四大挑战。为此，本研究提出“技术创新-产业链协同-政策优化-场景拓展”四维协同的降本路径：通过技术迭代突破核心成本壁垒，通过产业链一体化释放规模效应，通过政策精准施策引导资源配置，通过多元化场景拓展分摊成本。

参考文献

- [1] 陈峰, 刘敏. 氢能产业链协同模式对成本下降的驱动效应[J]. 中国能源, 2025, 47(5): 42-50.
- [2] 马明, 董杰. 电解槽关键材料国产化对绿氢成本的影响实证[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4568-4577.
- [3] 吴鸣, 张晓. 氢能储运技术成本梯度优化研究[J]. 化工学报, 2024, 75(5): 2103-2112.
- [4] 黄丽, 张伟. 工业领域绿氢替代应用的成本分摊机制研究[J]. 环境工程, 2024, 42(3): 201-208.
- [5] 刘建国. 氢能政策工具对成本下降的边际效应分析[J]. 中国软科学, 2023, (6): 89-101.