引用格式：万燕鸣，张岩，缪慧颖，等. 基于液氢的氢能产业链的平准化成本分析[J]. 技术经济，2025，44(10)：128-138.

Wan Yanming，Zhang Yan，Miao Huiying，et al. Levelized cost analysis of hydrogen energy chain based on liquid hydrogen[J]. Journal of Technology Economics，2025，44(10)：128-138.

基于液氢的氢能产业链的平准化成本分析

万燕鸣[1]，张 岩[1]，缪慧颖[2]，于 琨[2]，程子睿[2]，余亚东[2]

（1.北京国氢中联氢能科技研究院有限公司，北京 100007；2.华东理工大学商学院，上海 200237）

摘 要：氢能产业发展受规模化的低成本制氢与长距离储运技术制约，而液氢则有望成为氢的低成本高效储运关键技术。本文采用平准化成本模型，测算液氢产业链制氢、液化、储运、加注四大核心环节成本，结合敏感性分析明确各环节成本关键影响因素，并依据地区资源禀赋，以多组典型区域场景，分析不同技术路线下的产业链成本差异。研究结果表明，不同制氢方式成本差距显著，其中焦炉煤气制氢成本较低，可再生能源电解水制氢成本相对较高；液化环节需消耗大量电能，电价与设备成本是制约液化成本的关键，技术进步也对成本降低有显著作用；储运环节呈现“运输距离越长，单位运输成本越低”的特征，液氢槽车更适合长距离运输，人工与车辆购置成本占比突出；加注环节中，相同规模下高压气氢加氢站成本高于液氢加氢站，土地价格与设备成本对加注成本影响较大。最后，本文从制氢、液化、储运、加注各环节提出针对性建议，旨在降低液氢全产业链成本，推动氢能产业发展。

关键词：液氢；技术经济分析；平准化成本；碳中和

中图分类号：F426；TQ116.2 **文献标志码**：A **文章编号**：1002-980X(2025)10-0128-11

DOI：10.12404/j.issn.1002-980X.J24020204

一、引言

氢既是重要的工业原料也是支撑未来能源系统清洁转型的重要二次能源。随着碳达峰、碳中和目标的提出，氢能产业迎来快速发展机遇。然而，氢能产业化发展面临诸多关键问题，其中的规模化低成本制取和长距离输运等一直是氢能应用的瓶颈问题。例如，氢气储运技术主要采用的是高压气态储氢技术，成本高且效率低。相较之下，低温液态储供模式具有储氢密度大、运输成本低、汽化纯度高、储运压力低和使用安全性高等优势，能够有效控制综合成本，且运输过程中不涉及复杂的不安全因素。尽管现阶段液氢相关技术面临液化工厂投资大、能耗相对较高、储运过程中存在蒸发损失等问题，但液氢在制、储、运方面的优势更加适用于氢能的规模化、商业化供应。事实上，在美国、日本等氢能产业发展较好的国家，液氢技术相对成熟，其液氢的储运成本仅为高压气氢的1/8左右，其加氢站约1/3为液氢供氢加氢站。因此对中国而言，在尚未具备大规模管道输氢的技术背景下，液氢技术有望成为氢的低成本高效储运的最优技术路线。

国内外对氢能各个技术环节及其产业链成本都进行了测算分析，取得了丰富的成果。例如，在制氢技术方面，周天等[1]采用技术经济分析方法对煤制氢过程和生物质制氢进行分析；Yang等[2]用自下而上的技术经济评价对电解水制氢中三种电解槽技术进行了分析和比较；Li等[3]对比分析了有无碳捕集和封存技术的煤制氢成本。在氢能储运方面，研究主要集中在不同储运方式的成本对比上。例如，Abdin等[4]计算了当前主导和未来储氢技术（高压、液氢、盐穴、金属氢化物、有机液态氢、氨、甲醇）的日常和长期储存的平准化

收稿日期：2024-02-02

基金项目：中国氢能联盟2022政研项目“液氢储输应用技术及市场研究”（CHA2022RP003）

作者简介：万燕鸣（1985—），博士，北京国氢中联氢能科技研究院有限公司，研究方向：能源经济，氢能；张岩（1990—），博士，北京国氢中联氢能科技研究院有限公司，研究方向：能源经济，氢能；缪慧颖（1999—），华东理工大学商学院硕士研究生，研究方向：能源经济与环境管理；于琨（1999—），华东理工大学商学院硕士研究生，研究方向：能源经济与环境管理；程子睿（2000—），华东理工大学商学院硕士研究生，研究方向：能源经济与环境管理；（通信作者）余亚东（1986—），博士，华东理工大学商学院教授，研究方向：能源环境系统工程。

成本；丁锶等[5]建立了将氢气从制氢点运输到加氢站的成本计算模型，对高压气态储氢、低温液态储氢和固态储氢三种典型的储氢技术进行了分析。对加氢站的研究主要在加氢成本。例如，滕欣余等[6]考虑氢气来源、储运距离、应用端市场规模等现实条件，计算了张家口、郑州、盐城、佛山典型加氢站的氢气成本；Mayer等[7]对以气氢拖车和液氢槽车供应氢气的加氢站，以及对现场制氢站的能耗和成本进行了分析。在氢能产业链方面的研究，如张轩等[8]从制氢-高压气氢运输-加氢的产业链角度分析了用氢成本过高的原因。

然而，这些研究主要针对较为成熟的气氢储运技术，目前较少研究考虑未来具有重要前景的液氢技术。其中一些代表性的文献包括：吕翠等[9]从压缩能耗、液化能耗、运输能耗、总能耗4个方面进行高压氢与液氢的能耗对比，在运输里程达到500千米以上时，液氢的总运输能耗低于高压气氢；张振扬和解辉[10]对液氢技术路线在加注终端前的经济性进行了分析，在长距离输运情况下，液氢技术路线的综合成本低于高压气态储氢技术路线。事实上，从国外发展路径和天然气的发展过程来看，氢能的大规模发展更适合走液氢路径[11]。目前而言，关于中国液氢产业链成本的研究报道相对较少，而面向未来各类应用场景的液氢产业链成本系统测算的分析研究，尚有较大研究空间。

鉴于此，本文将梳理液氢产业链“制氢”“液化”“储运”和“加注”环节的关键技术，运用平准化成本模型，测算各个环节的平准化成本，对影响液氢成本的主要因素进行分析，并提出液氢不同应用场景下的应用模式和适用地区。另外，本文利用技术学习曲线，预测液氢生产技术的成本随着产量的增加而下降的趋势，为国内液氢规模化发展提供参考。

二、相关技术介绍

中国已成为世界上最大的氢气生产国和消费国[3]。目前，氢气的制备技术主要包括化石燃料制氢、工业副产氢和电解水制氢。其中，化石燃料制氢技术路线已经相对成熟且广泛应用，如天然气制氢[12]、煤制氢等[13]。为解决化石燃料制氢导致的大量碳排放，可以利用碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）技术，将二氧化碳捕集并长期或永久地封存在地下。与化石燃料制氢不同，工业副产氢气既能提高资源利用效率和经济效益，又能在一定程度上减少大气污染，改善环境质量。目前，工业副产氢气的来源主要包括焦炉煤气制氢、氯碱制氢和丙烷脱氢。另外，可再生能源电解水制氢具有绿色环保、生产灵活、纯度高等特点[14]，具有广阔的应用前景。

氢气在制备后需要进行有效的储存和运输。然而，由于氢气的体积密度很低（0.09千克/立方米），在常温常压下其流动性受到限制，所以通常将氢气压缩成高压气态或液态进行储存和输送以提高效率。气态氢可以通过管道和高压长管拖车在陆地上进行运输。通过管道运输可以分为两种方式：一是纯氢的管道运输，适用于大规模的工业应用但对输送管道有较高的要求；二是天然气中掺氢的运输，可以利用现有的天然气管道，特别适用于民用建筑。通过拖车运输是目前技术上最成熟的输氢方法之一，具有成本较低、氢气充放电速度快的优点，适合市内运输等短距离氢气运输场景[15]。而通过液化，氢气的体积密度可大幅提高，使拖车可装载的液氢比气态氢多10倍[16]。液氢储运可以大幅提高储运效率，降低储运成本。液氢可以实现氢能的中远距离运输，从而进一步提高一定区域内氢能的资源共享和应用水平。

液氢加注是将液氢运输至加氢站后，通过一系列处理步骤将其转化为气态氢或液态氢，然后输送至车载储氢罐的过程。目前，液氢加注技术主要分为三种方法，即高压气氢加氢技术、高压低温加氢技术和液氢直接加注技术。高压气氢加氢技术涉及液氢的汽化，其后通过压缩机加压为高压气氢再进行加注[17]。高压低温加氢技术使用液氢泵对液氢进行加压和汽化，无须压缩将其直接加注[18]。液氢直接加注可以通过液氢储罐和车载氢罐之间的压差或液氢泵压送，直接将液氢加注至车辆中[19]。不同的液氢加注技术为满足不同加注需求提供了灵活性，具体选择哪种技术取决于特定的应用场景和设备。

本文旨在立足力争实现双碳目标的背景，对蓝氢和绿氢制备技术及氢气的储运方式进行分析。本文所涵盖的制氢技术包括使用化石燃料并结合CCS制氢、工业副产氢和可再生能源电解水制氢，通过液氢槽车运输，加注技术采用高压气氢加注。在分析中，化石燃料涵盖了煤和天然气，工业废气采用焦炉煤气。图1详细展示了液氢产业链。

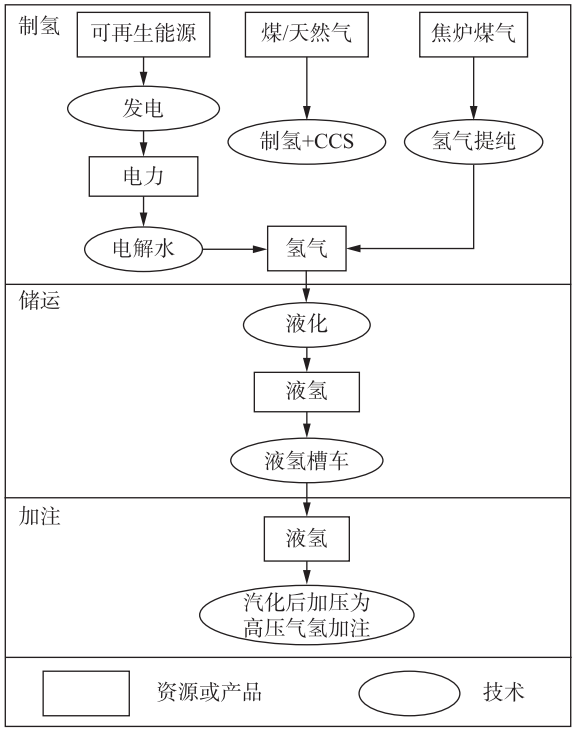


图 1　液氢产业链示意图

三、方法和数据

(一)平准化成本模型

平准化成本可以定量地衡量某项技术的经济可行性,是从成本的角度评价技术经济效益和竞争力的有效指标,常被用作评价不同发电技术的成本。与平准化成本的概念类似,平准化氢能成本(levelized cost of liquid hydrogen, LCOH)是指每单位氢气的成本。LCOH 是衡量不同制氢工艺的经济性和竞争力的有效指标。本文采用平准化成本对液氢产业链的各环节进行技术经济分析,对比液氢产业链各环节不同技术的平准化成本,并对影响因素进行敏感性测算,分析液氢规模化发展的经济可行性。参照,Xiang 等[20]的研究,LCOH 计算公式如式(1)和式(2)所示。

$$LCC = C_i + \sum_{n=1}^{N} \frac{C_o + C_{CCS}}{(1+r)^n} - \frac{V}{(1+r)^N} \tag{1}$$

$$LCOH = \frac{LCC}{\sum_{n=1}^{N} \frac{A}{(1+r)^n}} \tag{2}$$

其中:LCC 为全生命周期成本;C_i 为初始投资成本,包括设备购置费、安装费、施工费及其他费用等;C_o 为运营成本,包括运行成本、维护成本、原材料成本等;C_{CCS} 为进行碳捕集与封存的成本;V 为项目的回收残值;r 为折现率;N 为项目的寿命;A 为年产量;n 为设备运行的第 n 年。

在平准化制氢成本方面,制氢技术的成本存在结构差异。煤制氢和天然气制氢成本中包含了 CCS 成本。CCS 的总成本可分为 CCS 的固定资本成本和运行维护成本,或根据碳捕集过程分解为捕集成本、运输成本和封存成本。因此,CCS 的成本需要通过捕集成本、运输成本和封存成本来估算。参照 Fan 等[21]的研究,计算方法如式(3)所示。

$$C_{CCS} = (C_C + C_S + C_t L_{CCS}) Q\mu \tag{3}$$

其中:C_C、C_S 和 C_t 分别为 CO_2 的捕集成本、存储成本和运输成本;L_{CCS} 为 CO_2 的运输距离;Q 为制氢过程中的 CO_2 排放量;μ 为 CO_2 的捕集率。

（二）学习曲线

根据经验观察，每当产量或产能翻倍时，技术的单位成本就会以固定的速度下降。从数学上描述一项技术的成本降低趋势与其累积产量或产能之间关系的工具称为学习或经验曲线，参考 Li 等[22]的研究计算方式如式（4）所示。

$$y = aX^{-b} \tag{4}$$

其中：y 为技术的当前成本；a 为技术的初始成本；X 为技术的累积产量；b 为学习效率。若技术的累积产量翻倍，技术成本相应减少的百分比为 $1-2^{-b}$，该百分比通常被界定为技术学习率。学习曲线的方程表明，一项技术的成本趋势不仅取决于累积产量，还取决于学习率。

（三）数据说明

各项成本参数及在技术经济分析需要的参数见表 1～表 5。其中，制氢、液化环节及 CCS 的数据来源于文献调研，储输和加注的数据来源于中国氢能联盟研究院内部文件，通过专家咨询获得。具体包括可再生能源电解水制氢、煤制氢[23]、天然气制氢[23]和焦炉煤气制氢[24]的经济成本参数，CCS 的成本参数[21]，大型氢液化设备相关参数[10]及加氢站成本参数。

表 1　制氢环节的经济成本参数

项目及单位	电解水制氢	煤制氢	天然气制氢	焦炉煤气制氢
电耗（千瓦时/千克）	61.49	0.477	0.397	7.08
电价（元/千瓦时）	0.373	0.56	0.56	0.56
水耗（千克/千克）	11.2	125.14	69.52	26.63
水价（元/千克）	0.004	0.004	0.004	0.004
煤炭消耗（千克/千克）		8.404		
煤炭价格（元/吨）		450		
天然气消耗（立方米/千克）			3.729	
天然气价格（元/立方米）			2.5	
焦炉煤气消耗（立方米/千克）				29.54
焦炉煤气价格（元/立方米）				0.55
氧气单价（元/立方米）		0.5		
氧气消耗（立方米/千克）		4.672		
产量（立方米/小时）	2000	90000	90000	10000
建设成本（万元）	4415.76	124000	60000	22270.95
运维成本（元/年）	289872	22896000	22896000	5000000
使用寿命（年）	20	20	20	20

表 2　CCS 过程的各种成本数据

项目及单位	数值	CCS	数值
单位 CO_2 捕集（元/吨）	161	天然气制氢的 CO_2 排放量（吨/吨 H_2）	10
单位 CO_2 运输［元/（吨·千米）］	1.1	运输距离（千米）	200
单位 CO_2 存储（元/吨）	60	使用寿命（年）	20
煤制氢的 CO_2 排放量（吨/吨 H_2）	16.39		

表 3　大型氢液化设备相关参数

项目及单位	参数值	备注	项目及单位	参数值	备注
年产能（吨）	10000	年运行时间 8000 小时	运营性支出（万元/年）	1500	水电、人工、维护等
综合能耗（千瓦时/千克）	10		使用寿命（年）	10	
资本性支出（万元）	75000	固定资产按照 20 年折旧			

表 4　槽罐车液氢运输成本参数

项目及单位	成本构成	数值
固定成本（万元）	车辆购置成本	250
	人工成本	65
可变成本（元/千米）	燃油费	1.95
	通行费、停车费等	1.3
	保险保养等	0.56
使用寿命（年）		10

表 5 加氢站成本参数

项目及单位	35/70 兆帕高压气氢加氢站		35/70 兆帕液氢加氢站	
	500 千克/天	2000 千克/天	500 千克/天	2000 千克/天
固定设备投资(万元)	507	1961	430	230
土地及建设投资(万元)	243	1385	1186	866
使用寿命(年)	15	15	15	15

四、研究结果

(一)液氢产业链各环节成本分析

液氢产业链涉及多个环节,包括制氢、液化、运输和加注,每个环节都有其特定的成本构成和影响因素。因此,对液氢产业链各环节的成本进行分析,可以更好地理解液氢产业的运行机制,为相关政策制定和企业发展提供参考依据。液氢各环节的成本结构见表 6。

本文考虑了不同的制氢方式,包括可再生能源电解水制氢、煤炭制氢、天然气制氢及工业副产氢。其中,工业副产氢以焦炉煤气副产氢为例,且在成本中扣除解析气的收益进行测算。根据计算,目前可再生能源电解水制氢成本约为 32.38 元/千克,煤制氢成本为 17.07 元/千克,天然气制氢成本为 17.58 元/千克,焦炉煤气制氢成本为 12.13 元/千克。现阶段,焦炉煤气制氢成本<煤制氢成本<天然气制氢成本<可再生能源电解水制氢成本,不同制氢方式的平准化成本如图 2 所示。

不同氢气生产方法在成本结构上存在显著的差异。可再生能源电解水制氢的成本结构中,原料成本占最大比例,约为总成本的 70.99%,其次是建设成本(27.13%)和运维成本(1.89%)。煤制氢的成本中原料成本占最大比例,约占总成本的 40.34%,建设成本为 15.27%,运维成本为 6.28%,CCS 成本也占据较大比例,为 38.11%。天然气制氢的原料成本占 55.87%,建设成本占 15.46%,运维成本为 6.10%,而 CCS 成本占比为 22.58%。焦炉煤气制氢的成本结构中,原料成本占比最高,达 84.49%,建设成本为 12.59%,运维成本为 2.92%。

表 6 液氢产业链各环节的成本结构

环节	项目	说明
制氢	建设成本	生产氢气所需的设备、机器和工具的购置费用,以及建造生产设施和工厂所需的建筑费用
	运维成本	设备的日常维护和运营所需的费用等
	原料成本	生产过程中所需要的各种原材料,如水、电、氧气、煤、天然气等
	CCS 成本	碳捕集和运输成本
液化	建设成本	建造液化设施所需的费用
	运维成本	运行和维护液化设备所需的费用
	耗电成本	液化设备的运行所需的电力消耗成本
运输	固定成本	车辆购置成本、人工成本
	可变成本	燃油费、通行费、停车费、保险保养等
加注	设备成本	购买用于加注设备和机器的费用
	人工成本	用于加注站运营和管理的人工费用
	土建成本	建设用于加注站的土地和建筑物的费用
	维修及维护成本	用于设备和建筑物维修和维护的费用
	能耗成本	加注站运行过程中所消耗的能源成本

氢气液化过程的成本如图 3 所示,组成包括建设成本、耗电成本和运维成本。由于液化过程需要大量电力以维持极低的温度,液化设备电耗可达约 10 千瓦时/千克,电价对液化成本产生极大影响。当电价为 0.56 元/千瓦时时,每千克氢气的液化成本为 10.85 元。其中,每千克液氢的电能消耗成本为 5.60 元,占据液化成本的 51.61%;建设成本约为 3.75 元,占液化成本的 34.56%;

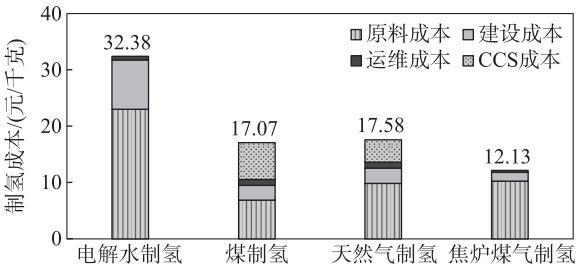


图 2 不同制氢方式下的平准化成本

运维成本为 1.61 元/千克，占总液化成本的 14.83%。

关于储运环节，本文以灵活便捷的公路运输（即液氢槽车）为例进行成本测算。在具体的运输过程中，每次槽车可以装载约 40 立方米的液氢，而液氢的密度为 70.8 千克/立方米。槽罐车每次充卸液氢需要大约 6.5 小时。当行驶速度为 50 千米/小时，不同运输距离下运输成本的估算结果如图 4 所示。从图 4 中可以看出，随着运输距离的增加，单位运输成本递减。当运输距离为 10 千米时，运输成本为 48.71 元/吨千米，当运输距离增加至 50 千米时，运输成本显著下降至 14.03 元/吨·千米。这是由于液氢槽车运输涉及车辆的购置和维护成本，这些成本在短距离运输中相对较高，而在长距离运输中分摊得更广，从而降低了每千克液氢的运输成本。因此，液氢槽车运输氢气更适合用于长距离输氢。人工成本在运输成本中占有相当大的比重，特别是在短距离运输中。因此，在液氢运输方案中需要考虑的人力资源管理和成本优化的重要性。

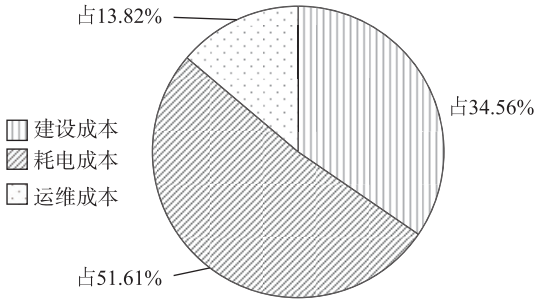


图 3　液化过程的成本结构

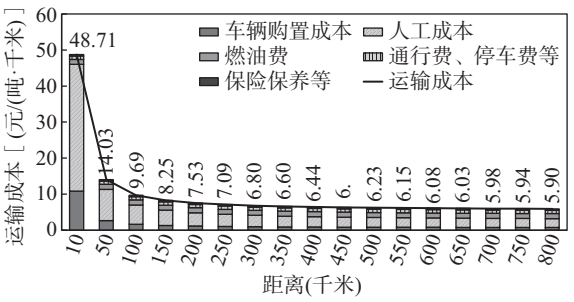


图 4　不同运输距离下液氢槽车的运输单位成本

关于加注环节，本文计算了当前 35/70 兆帕固定式高压气氢加氢站和 35/70 兆帕固定式液氢加氢站不同规模（500 千克/天和 2000 千克/天）的加氢成本，成本结构如图 5 所示。加氢站成本主要包括设备成本、人工成本、土建成本、维修及维护成本、能耗成本。当前，500 千克/天和 2000 千克/天的 35/70 兆帕高压气氢加氢站单位加氢成本分别为 14.97 元/千克和 9.87 元/千克，500 千克/天和 2000 千克/天的 35/70 兆帕液氢加氢站单位加氢成本分别为 12.36 元/千克和 5.56 元/千克。

从设备方面来看，对于高压气氢加氢站，设备成本在不同规模中都相对较高，分别为 6.66 元/千克和 4.73 元/千克。而对于液氢加氢站，设备成本在相同规模下则更低，分别为 5.62 元/千克和 2.84 元/千克。这表明高压气氢加氢站在设备投资上更为昂贵。在运维成本方面，高压气氢加氢站的运维成本明显高于液氢加氢站。土建成本在高压气氢加氢站和液氢加氢站中也有明显差异。对于高压气氢加氢站，土建成本较高，特别是在更大的规模下，而液氢加氢站土建成本相对较低。在能耗和工资成本方面，高压气氢加氢站的能耗和工资成本略高于液氢加氢站。

（二）各环节的敏感性分析

在制氢环节中，原料成本占比最大，为了深入了解其影响，本文分析了可再生能源电解水制氢的电价、煤制氢的煤炭价格、天然气制氢的天然气价格及焦炉煤气制氢的焦炉煤气价格在−50%～50%的变化幅度下对制氢成本的影响，结果如图 6 所示。

研究对各原料价格在−50%～50%的范围内变化时，其所对应的制氢技术成本进行了分析。以各原料成本上升情景为例，电价上涨 10%，可再生能源电解水制氢的制氢成本将增加约 2.29 元/千克；煤炭价格上涨 10%，将使煤制氢的成本增加约 0.38 元/千克；天然气价格上涨 10%，天然气制氢的成本增加 0.93 元/千克；焦炉煤气价格上涨 10%，工业副产氢的成本增加 1.62 元/千克。

在液化环节，需要消耗大量电能将液氢维持低温状态以便存储。随着电价的波动，液化成本有可能发生相当大的变化，对液氢生产的经济可行性和市场竞争力产生影响。因此，本文对液化过程的电价进行敏感性分析，初始电价设定为 0.3 元/千瓦时，变化范围为−50%～50%，计算结果如图 7 所示。结果表明，电价对液化成本具有显著的影响。当电价下降 50%时，耗电成本减少到 1.5 元/千克，液化成本也随之降低。相反，当电价上升 50%时，耗电成本增加到 4.5 元/千克，液化成本增加。

另外,液化过程的建设成本高,随着时间的推移,液化工厂建设成本可能随技术逐渐成熟而降低。因此本文考虑了液氢工厂建设的技术学习效应。假设建设周期为两年,液化技术的改进速度目前尚不清楚,因此本文考虑了低、中和高三种不同的技术学习率(*LR*),分别是 10%、15%和 20%。不同技术学习率下单位质量氢气的液化成本变化如图 8 所示。从图 8 中可以看出,在 10%的技术学习率下,液化成本从 2022—2038 年逐年下降,表明技术的渐进改进对成本有积极作用。而当技术学习率提高,成本降低速度逐渐增快,高技术学习率对提高液化过程的经济效益有显著作用。

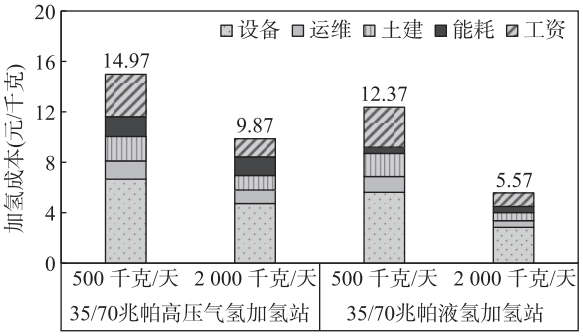


图 5　不同规模加氢站的成本结构

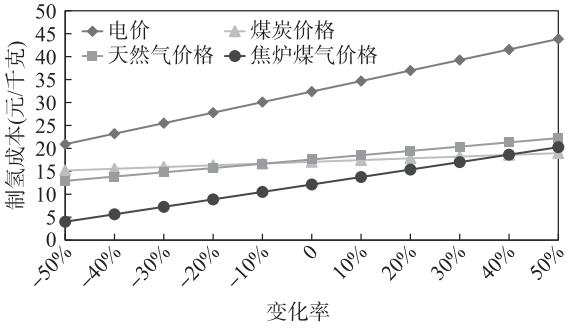


图 6　不同制氢方式下对主要原材料价格的敏感性

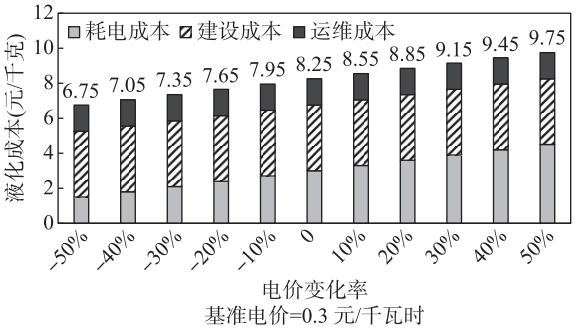


图 7　电价变化对液化成本的影响

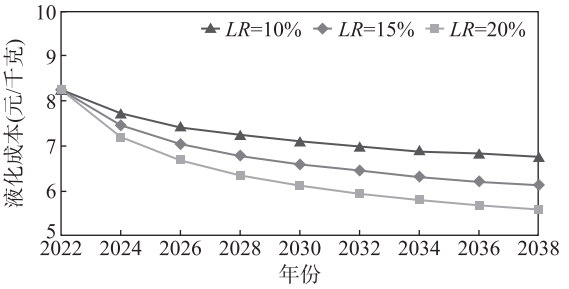


图 8　不同技术学习率下单位质量氢气的液化成本

在运输过程中,车辆行驶速度(*v*)在液氢槽车运输过程中直接影响了运输里程和运输成本,因此本文测算了不同行驶速度下的运输成本,结果如图 9(a)所示。可以看出,随着车辆行驶速度的增加,运输成本逐渐降低。以 100 千米为例,当行驶速度为 60 千米/小时,运输成本最低,为 9.64 元/(吨·千米);而当行驶速度降至 40 千米/小时,成本最高,为 10.81 元/(吨·千米)。这表明车辆以更高的速度运输可以更经济高效地将液氢送达目的地,单位距离上的成本随着速度的增加而减少。

人工成本(*LC*)和车辆购置成本(*VAC*)在运输成本中占相当大的比重。因此,对人工成本和车辆购置成本进行敏感性分析,结果如图 9(b)和图 9(c)所示。从图 9(b)可以看出,运输距离为 100 千米,当人工成本为 65 万元/年,运输成本为 10.11 元/(吨·千米)。随着人工成本逐渐降低,单位运输成本呈递减趋势。当人工成本降至 45 万元/年,单位运输成本为 8.46

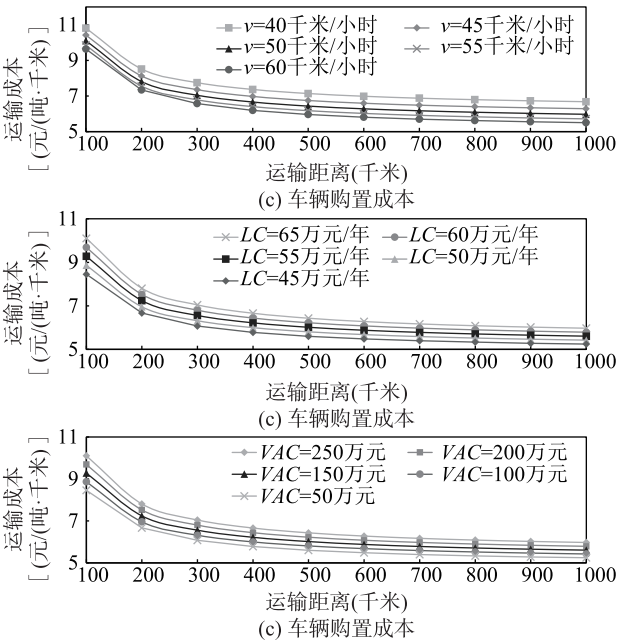


图 9　行驶速度、人工成本和车辆购置成本对运输成本的影响

元/(吨·千米)。从图 9(c)可以看出,运输距离为 100 千米,当初始车辆购置成本为 250 万元,单位运输成本为 10.11 元/吨千米。随着初始购置成本的逐渐减小,运输成本呈递减趋势,当初始购置成本降至 50 万元,单位运输成本为 8.46 元/吨千米。结果表明人工成本和车辆购置成本对液氢槽车运输经济性有关键作用,降低人工成本和车辆购置成本能够有效降低运输成本。

在加注环节,加氢站通常需要相对大面积的土地,如果位于城市或人口密集区域,土地成本会更高。高土地成本可能会使加氢站提供的氢气价格较高,从而影响其竞争地位。因此,本文对土地成本进行了敏感性分析,当土地成本在-100%~100%变化时,不同规模的高压气氢加氢站和液氢加氢站的加注成本变化如图 10 所示。从图 10 中可以看出,对于不同规模和类型的加氢站,土地成本的变化会直接影响其加氢成本,土地成本增加,加注成本随之增加。相较于液氢加氢站,高压气氢加氢站的加注成本对土地成本变化的敏感性更高。

另外,由于加注过程需要高压、低温等条件,加氢站对设备要求较高,这使得设备设计、制造和维护成本相对较高。因此,设备成本对加注成本也有较大影响。未来随着规模化建设或加油、加氢、加气站合建,单位加注成本有望下降。假设技术学习率为 20%,加氢站的建设期为两年,加注成本的变化如图 11 所示。从图 11 中可以看出,对于相同规模的站点,高压气氢加氢站的加注成本通常较高。技术学习率在不同规模和类型的加氢站中都有望降低加注成本,随着时间的推移,无论是高压气氢加氢站还是液氢加氢站,都有望在未来几年内降低加注成本,从而提高氢能的市场竞争力。

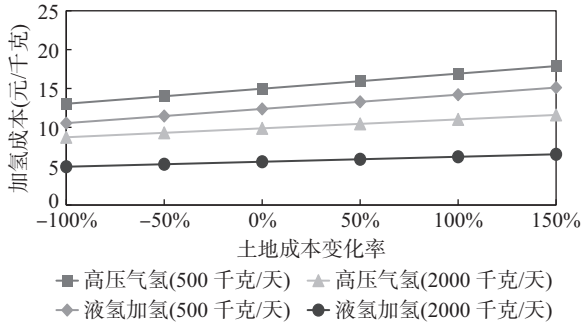


图 10　土地价格对加注成本的影响

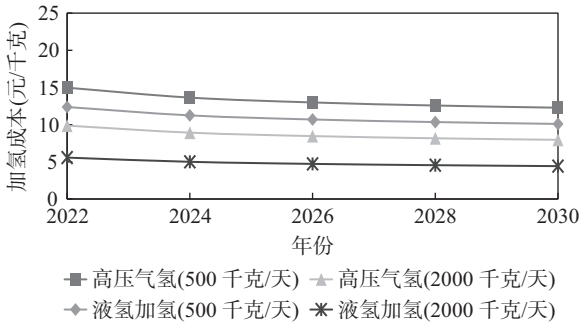


图 11　技术学习率为 20%时 35/70 兆帕加氢站的加注成本

(三)液氢产业链总成本分析

中国用氢市场主要聚集在东部沿海经济发达城市地区,而西北地区自然资源丰富,大规模的可再生能源制氢和煤制氢大多在西北地区。工业副产氢存在地域性分布差异的特点,如丙烷脱氢及乙烷裂解主要分布在华东及沿海地区,氯碱厂主要分布在新疆、山东、内蒙古、上海、河北等省份,焦化厂主要在华北、华东等地区,而合成氨醇企业主要在山东、山西、河南等省份,可就近布局液氢产业链。资源和需求的空间分布错位,需要进行长距离输送氢来满足东部城市的需求,而在长距离运输方面,液氢更具优势。因此,应该结合资源禀赋特点和产业布局,因地制宜选择技术路线,逐步推动构建清洁化、低碳化、低成本的多元液氢利用体系。基于此,本文考虑不同地区的资源禀赋,以宜昌-上海(可再生能源电解水制氢)、鄂尔多斯-北京(煤制氢)、鄂尔多斯-北京(天然气制氢)、济南-北京(工业副产氢)的液氢产业链为例进行成本测算,为液氢产业布局提供参考,不同的液氢技术路径概况见表 7。其中,加注环节采用 500 千克/天的高压气氢加氢站,图 12(a)和图 12(b)分别为液氢产业链的各环节成本和成本结构。

表 7　不同液氢技术路径概况

路径	主要利用资源	生产技术	运输方式	运输距离(千米)
路径 1	可再生能源发电、水	电解水	液氢槽船	1900
路径 2	煤	煤气化制氢、CCS	液氢槽车	700
路径 3	天然气	催化重整、CCS	液氢槽车	700
路径 4	焦炉煤气	PSA 制氢	液氢槽车	400

1. 宜昌-上海的氢气平准化成本

三峡电力上网电价平均为 250.00 元/兆瓦时，宜昌市氢气制取的平准化成本约为 24.81 元/千克，液化成本约为 7.75 元/千克。1000 千米或更远距离的海上运输的供应链平均运输成本为 1.01 美元/（吨·千米）[25]，宜昌到上海的水运距离约为 1900 千米，运输成本约为 1.84 元/千克。加注成本约为 14.97 元/千克，总成本为 49.37 元/千克。从图 12 中可以看出，影响液氢价格的主要环节是制氢，占液氢总成本的 50.26%，产业链中耗电成本占据了较大比重，占总产业链成本的 37.1%。

2. 鄂尔多斯-北京的氢气平准化成本

内蒙古自治区鄂尔多斯市煤、气资源丰富，分别占全国总储量的 1/6 和 1/8。煤制氢成本约为 10.50 元/千克，CCS 成本为 6.51 元/千克。天然气制氢成本约为 13.56 元/千克，CCS 成本为 3.97 元/千克。液化成本为 9.55 元/千克，鄂尔多斯距离北京 700 多千米，液氢槽车的运输成本约为 4.32 元/千克，加注成本为 14.97 元/千克，煤制氢产业链总成本为 45.85 元/千克，天然气制氢产业链总成本为 46.37 元/千克。从图 12 中可以看出，煤制氢路径下影响液氢价格的主要环节是加注，占液氢总成本的 32.65%，运维成本占比较大，占 38.17%。天然气制氢路径下，加注环节占比最高，为 32.28%，成本结构中建设成本占比最高，为 49.19%。

3. 济南-北京的氢气平准化成本

山东省作为中国的大型化工省，副产氢资源极为丰富，如东营市氯碱企业副产氢、青岛市炼化企业副产氢、济南市焦炉煤气副产氢等。利用这些副产氢，经进一步提纯之后进行氢能液化储输，具有较高的经济性。用焦炉煤气制氢的平准化成本约为 12.13 元/千克，液化成本约为 10.85 元/千克。济南市距离北京市约 400 千米，液氢槽车运输成本约为 2.66 元/千克，加注成本约为 14.97 元/千克，总成本为 40.62 元/千克。从图 12 中可以看出，影响液氢价格的主要阶段是加注和制氢，分别占液氢总成本的 36.86%和 29.87%。除了建设成本和运维成本，耗电成本在总成本中也占据较大比重。

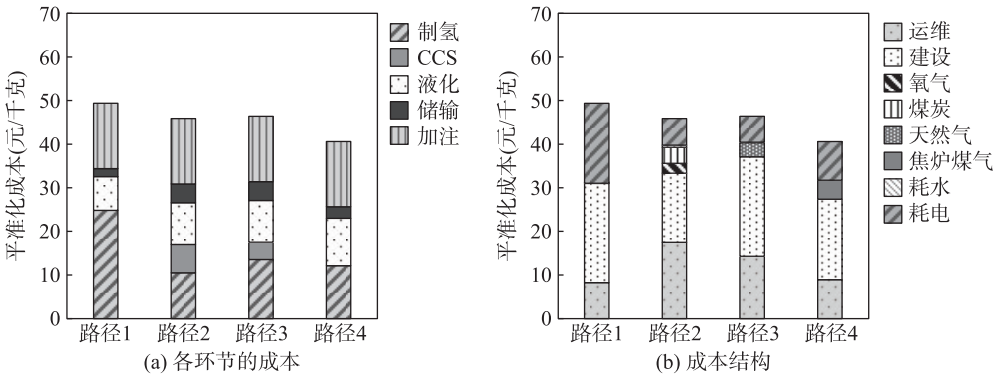


图 12　不同制氢路径下液氢产业链各环节成本及成本结构

五、研究结论

随着碳达峰、碳中和目标的提出，氢能产业正迎来蓬勃发展的机遇。然而，规模化、低成本制取和长距离输送仍然是氢能产业发展面临的关键挑战。本文利用平准化成本模型对液氢产业链各环节的成本进行了详细计算，并分析了各环节的成本结构。同时，通过敏感性分析，探讨了各个成本因素对氢气生产、液化、储运和加注成本的影响。另外，本文还考虑了资源的地区分布，以包头-北京（可再生能源电解水制氢）、鄂尔多斯-北京（煤和天然气制氢）、济南-北京（工业副产氢）的液氢产业链为例，进一步分析了液氢产业链典型场景的用氢总成本。

研究发现，原料成本、电价、技术学习率及人工成本和设备成本都对液氢产业链的成本产生显著影响。在制氢环节，在考虑 CCS 中，假设二氧化碳的运输距离为 200 千米时，焦炉煤气制氢成本<煤制氢成本<天然气制氢成本<可再生能源电解水制氢成本。可再生能源电解水制氢的成本较高，为 32.38 元/千克，而焦炉

煤气制氢的成本较低，为 12.13 元/千克。其中，原料成本是影响制氢成本的主要因素。在液化环节，液氢的制备过程需要消耗大量电能，氢气液化设备的电耗约为 10 千瓦时/千克。当电价为 0.56 元/千瓦时时，平准化液化成本为 10.85 元/千克。电价是影响液化成本的关键因素，技术学习率也对液化成本有显著影响，技术的改进可以降低液化成本。在储运环节，随着运输距离的增加，单位运输成本递减。液氢槽车运输更适合长距离输氢，人工成本和车辆购置成本在运输成本中占较大比重。在加注环节，相同规模下，高压气氢加氢站的成本比液氢加氢站高。无论是高压气氢加氢站还是液氢加氢站，加注成本受土地价格和设备成本的影响较大，技术进步都可以降低加注成本。

基于上述结果，本文提出了一些建议，以降低液氢生产、液化、储运和加注环节的成本，提高经济可行性，推动氢能产业的可持续发展。

第一，在制氢环节，不同制氢技术应根据其成本构成考虑相应的影响因素。例如，对于可再生能源电解水制氢，需要密切关注电价波动的影响；在煤制氢和天然气制氢方案中，应考虑燃料价格的波动。可再生能源电解水制氢对于碳中和目标是一个有前景的选择，但目前成本较高。在煤炭或天然气资源丰富的地区，考虑使用这些资源进行制氢，可以更经济高效。在产业布局时应根据地区的资源和需求，选择最适合的制氢技术路线。

第二，液化成本分析中，电价是液化成本的主要因素，因此应密切关注电价波动。可以考虑使用可再生能源电力供应以减少液化成本。同时，液化技术改进和设备更新可以提高能源效率，也是降低成本的有效途径。

第三，储运成本分析中，长距离液氢槽车运输更为经济，因此在规划长距离氢气运输路线时应优先考虑。优化人工成本和车辆购置成本，包括人力资源管理和采用更经济的车辆，可以有效降低运输成本；降低液氢槽车运输过程中的燃油费、通行费等非人力成本，也可以进一步降低运输成本。

第四，在加注成本分析中，选择合适的土地选址对于降低土地成本至关重要，尤其是在城市或人口密集区域。此外，氢气加注设备的技术改进和设备更新可以提高效率和降低设备成本。在长期规划中，通过规模化建设加氢站或加油、加氢、加气站合建，可以降低加注成本。

参考文献

[1] 周天，赵叶静，刘志强，等. 生物质制氢与煤制氢过程的技术经济分析与生命周期评价[J]. 中南大学学报(自然科学版)，2022，53(7)：2733-2745.

[2] YANG B，ZHANG R，SHAO Z，et al. The economic analysis for hydrogen production cost towards electrolyzer technologies：Current and future competitiveness[J]. International Journal of Hydrogen Energy，2023，48(37)：13767-13779.

[3] LI J，WEI Y M，LIU L，et al. The carbon footprint and cost of coal-based hydrogen production with and without carbon capture and storage technology in China[J]. Journal of Cleaner Production，2022，362：132514.

[4] ABDIN Z，KHALILPOUR K，CATCHPOLE K. Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications[J]. Energy Conversion and Management，2022，270：116241.

[5] 丁锳，唐涛，王耀萱，等. 氢储运技术研究进展与发展趋势[J]. 天然气化工—C1 化学与化工，2022，47(2)：35-40.

[6] 滕欣余，张国华，胡辰树，等. 中国典型城市氢能经济性和低成本氢源探索分析[J]. 化工进展，2022，41(12)：6295-6301.

[7] MAYER T，SEMMEL M，GUERRERO MORALES M A，et al. Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy，2019，44(47)：25809-25833.

[8] 张轩，樊昕晔，吴振宇，等. 氢能供应链成本分析及建议[J]. 化工进展，2022，41(5)：2364-2371.

[9] 吕翠，王金阵，朱伟平，等. 氢液化技术研究进展及能耗分析[J]. 低温与超导，2019，47(7)：11-18.

[10] 张振扬，解辉. 液氢的制，储，运技术现状及分析[J]. 可再生能源，2023，41(3)：298-305.

[11] 张震，解辉，苏嘉南，等. “碳中和”背景下的液氢发展之路探讨[J]. 天然气工业，2022，42(4)：187-193.

[12] PAROLIN F，COLBERTALDO P，CAMPANARI S. Development of a multi-modality hydrogen delivery infrastructure：An optimization model for design and operation[J]. Energy Conversion and Management，2022，266：115650.

[13] IEA. Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China [R]. Paris：International Energy Agency，2022.

[14] SHIN H，JANG D，LEE S，et al. Techno-economic evaluation of green hydrogen production with low-temperature water electrolysis technologies directly coupled with renewable power sources[J]. Energy Conversion and Management，2023，286：117083.

[15] MENG X，CHEN M，GU A，et al. China's hydrogen development strategy in the context of double carbon targets[J]. Natural Gas Industry B，2022，9(6)：521-547.

[16] CHENG W, CHENG Y F. A techno-economic study of the strategy for hydrogen transport by pipelines in Canada[J]. Journal of Pipeline Science and Engineering, 2023, 3(3): 100112.
[17] 冼静江, 林梓荣, 赖永鑫, 等. 加氢站工艺和运行安全[J]. 煤气与热力, 2017, 37(9): 51-56.
[18] 朱琴君, 祝俊宗. 国内液氢加氢站的发展与前景[J]. 煤气与热力, 2020, 40(7): 15-19, 45.
[19] 赵青松, 郝蕴华, 胡周海. 液氢汽化加氢加气合建站工艺设计方案[J]. 分布式能源, 2022, 7(4): 64-73.
[20] XIANG P, JIANG K, WANG J, et al. Evaluation of LCOH of conventional technology, energy storage coupled solar PV electrolysis, and HTGR in China[J]. Applied Energy, 2024, 353: 122086.
[21] FAN J L, YU P, LI K, et al. A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China[J]. Energy, 2022, 242: 123003.
[22] LI S, ZHANG X, GAO L, et al. Learning rates and future cost curves for fossil fuel energy systems with CO_2 capture: Methodology and case studies[J]. Applied Energy, 2012, 93: 348-356.
[23] 张彩丽. 煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J]. 石油炼制与化工, 2018, 49(1): 94-98.
[24] 郭建刚, 刘伟言. 焦炉煤气制氢成本效益及敏感性分析[J]. 冶金财会, 2022, 41(9): 51-54.
[25] AL GHAFRI S Z S, MUNRO S, CARDELLA U, et al. Hydrogen liquefaction: A review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities[J]. Energy & Environmental Science, 2022, 15(7): 2690-2731.

Levelized Cost Analysis of Hydrogen Energy Chain Based on Liquid Hydrogen

Wan Yanming[1], Zhang Yan[1], Miao Huiying[2], Yu Kun[2], Chen Zirui[2], Yu Yadong[2]
(1. China Hydrogen Alliance Research Institute Co., Ltd, Beijing 100007, China; 2. School of Business, East China University of Science and Technology, Shanghai 200237, China)

Abstract: The hydrogen energy industry is constrained by large-scale, low-cost hydrogen production and long-distance storage-transport technologies, while liquid hydrogen is expected to be a key technology for low-cost, efficient hydrogen storage and transportation. A levelized cost model was employed to calculate the costs of the four core processes in the liquid hydrogen industry chain, namely hydrogen production, liquefaction, storage and transportation, and refueling. Combined with sensitivity analysis, it identifies the key factors influencing costs in each process. Furthermore, based on regional resource endowments, the cost differences of the industrial chain was analyzed under different technical routes through multiple sets of typical regional scenarios. Results show significant cost gaps between hydrogen production methods: coke oven gas-based production has lower costs, while renewable energy-powered electrolytic production is relatively higher. Liquefaction consumes substantial electricity, with electricity prices and equipment costs as key constraints, and technological progress aiding cost reduction. For storage and transport process, longer distance lowers unit cost; liquid hydrogen tankers suit long-distance transport, with labor and vehicle purchase costs accounting for a large share. In the refueling process, high-pressure gaseous hydrogen stations cost more than liquid hydrogen ones at the same scale, with land and equipment prices impacting costs significantly. Finally, targeted suggestions for each process are proposed to reduce the overall cost of liquid hydrogen industrial chain and promote the development of the hydrogen energy industry.

Keywords: liquid hydrogen; techno-economic analysis; levelized cost; carbon neutrality