

基于全生命周期评价的中国制氢路线能效、碳排放及经济性研究

郑励行^{1,2} 赵黛青^{1,2} 漆小玲¹ 陈毓暑^{1,2}

(1. 中国科学院广州能源研究所, 广州 510640

2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要 氢能作为一种清洁的二次能源, 发展氢能目的在于推动能源结构的低碳转型。目前基于中国本土数据的制氢路线生命周期评估工作比较少, 对“原料 → 制氢 → 氢气”链缺乏多指标体系评价与对比分析。本文运用全生命周期方法核算并评价了煤气化制氢、天然气重整制氢、丙烷脱氢副产氢、风电制氢和光伏制氢的能耗、能量转换效率、碳排放和成本。研究表明, 如不可再生能源视为能源投入, 可再生能源(风、光)发电制氢能耗、碳排放最低, 丙烷脱氢副产氢的能耗、碳排放次之, 煤气化制氢和天然气重整制氢的能耗、碳排放最高。原料价格和当地电价是丙烷脱氢、煤气化制氢、天然气重整制氢成本的主要影响因素, 而风电制氢、光伏制氢的成本受可再生能源电价的影响, 成本仍处于高位, 未来随着可再生资源的开发及技术突破, 可再生能源电力制氢将成为我国大规模制氢的重要路线。

关键词 LCA; 制氢; 效率; 碳排放; 成本

中图分类号: TK91

文献标识码: A

文章编号: 0253-231X(2022)09-2305-13

Research on Energy Efficiency, Carbon Emission and Economy of Hydrogen Production Routes in China Based on Life Cycle Assessment Method

ZHENG Lixing^{1,2} ZHAO Daiqing^{1,2} QI Xiaoling¹ CHEN Yushu^{1,2}

(1. Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract Hydrogen energy, as a clean secondary energy, is to promote the low-carbon transformation of the energy structure. At present, there are few hydrogen production route life cycle assessments based on local data in China, and there is a lack of multi-indicator system evaluation and comparative analysis of the "feedstock-hydrogen production-hydrogen" chain. This paper calculates and evaluates the energy consumption, energy conversion efficiency, carbon emission and cost of hydrogen production from coal gasification, hydrogen production from natural gas reforming, byproduct hydrogen production from propane dehydrogenation, wind power and photovoltaic by life cycle method. If renewable energy is not considered an energy input, the research shows that the energy consumption and carbon emission of hydrogen generation from renewable energy (wind and solar) are the lowest. The energy consumption and carbon emission of hydrogen byproduct from propane dehydrogenation are the second, hydrogen production from coal gasification and natural gas reforming have the highest energy consumption and carbon emissions. Raw material prices and the local electricity price are the main influence factors of propane dehydrogenation, and hydrogen production from coal gasification and natural gas reforming. The cost of hydrogen production from wind, solar hydrogen production are affected by renewable energy electricity price, which cost remains high at present. In the future, with the development of renewable resources and technological breakthroughs, hydrogen production from renewable power will become the important route of large-scale hydrogen production in China.

Key words life-cycle assessment; hydrogen production; efficiency; carbon emissions; cost

收稿日期: 2021-10-15; 修订日期: 2022-08-22

基金项目: 中国工程院院地合作项目 (No.2020-GD-8); 广东省省级科技计划项目“新能源产业颠覆性技术的识别与产业发展政策建议” (No.2019A101002043)

作者简介: 郑励行 (1994-), 男, 博士研究生, 主要从事新能源技术评估和政策研究。通信作者: 赵黛青, 研究员, zhaodq@ms.giec.ac.cn。

0 引言

随着全球经济发展和生活水平提升,人类对于能源的需求与日俱增。人类长期以来对化石能源的利用导致了资源枯竭、全球变暖、生物多样性下降等全球问题,世界各国在应对气候变化压力下都在积极制定能源可持续发展路线图。氢气作为一种能源载体,可通过化石能源、可再生能源以及工业副产物等多种渠道制取,在使用的过程中无二氧化碳排放,成为各国降低化石能源依赖、提高可再生能源利用、减少碳排放的重要路径。从氢气生产的来源上看,目前全球 71.27% 的氢由天然气制取, 27.26% 由煤制取, 0.73% 由石油制取, 0.74% 由可再生能源制取^[1],化石能源制氢仍然是当前制氢的最主要方式。

关于制氢全生命周期 (Life-cycle assessment, LCA) 的研究,国内外已有不少成果。例如, Koroneos 等^[2]运用 LCA 方法研究了不同制氢方法对环境的影响,结果表明,风能、水电和太阳能与天然气重整相比环境负荷较小。Cetinkaya 等^[3]运用 LCA 方法研究了加拿大多伦多的制氢案例,发现煤制氢、天然气重整制氢的每日制氢量比可再生能源制氢大,但是碳排放却很高。Ibrahim Dincer^[4]评估了 19 种制氢技术的效率、效率、环境负荷(温室气体和酸化效应)、碳社会成本等指标,发现光伏发电制氢技术是最环保的制氢技术;但是光伏发电制氢技术并不成熟,能耗以及制氢成本指标较差。Farid Safari 对七种制氢技术进行了评价比较,发现天然气重整制氢技术能效最高且成本最低,尽管其 GWP 指标较高,依然是目前全球市场最主要的制氢方式;Farid Safari^[5]认为基于核的 Cu-Cl 热化学循环制氢技术更加清洁且可持续,具有大规模制氢的应用前景,但是目前该技术成本与天然气重整制氢相比不具有竞争力。陈轶篙等^[6]对天然气重整制氢技术、甲醇催化裂解技术、电解水法和氨裂解法进行了 LCA 评估,发现电解水法的化石能源资源消耗、环境负荷最大;程婉静等^[7]从对煤气化制氢和煤热解制氢经济性研究中发现尽管煤制氢经济性上有优势,但是环境负荷带来的外部成本不可忽视。

根据以上文献综述可见,当前基于中国本土数据的制氢过程评估工作较少,不同研究之间制氢路线的边界划分不统一,研究结果的可比性较差,而且,评价中没有考虑各区域原料及能源价格不同对于制氢成本的影响变化。同时,丙烷脱氢作为工业副产氢的主要路线,以往的研究均未予以关注。本文对氢能供应进行多指标体系评价研究具有学术价

值。当前,国内各省份都在积极推进氢能战略,广东省氢能产业发展在全国具领先地位。本文以广东为典型区域进行生命周期测算,再与全国其它省份进行对比,具研究应用价值。通过对不同制氢技术的特点及利弊展开分析,有助于深入探讨如何因地制宜选择制氢路线。

本文基于国内制氢过程数据,运用 LCA 测算方法,从能耗、能量转换效率、碳排放及经济性角度对煤气化制氢、天然气重整制氢、丙烷脱氢、风电制氢、光伏制氢五种制氢路线进行 LCA 评估,基于 LCA 经济性分析建立了五种制氢方式的全生命周期制氢成本估值式,并分析了未来的制氢路线发展,以此推动我国制氢工业的科学发展。

1 制氢技术全生命周期评价边界

本文选择针对煤气化制氢、天然气重整制氢、丙烷脱氢、风电制氢、光伏制氢五种制氢路线进行 LCA 评价是基于如下几点考虑。煤气化制氢技术成熟度较高,在中国,煤气化制氢技术是最主要的制氢技术;天然气重整制氢具有较长的发展历史,技术成熟度较高,国内一些省份的天然气资源丰富,天然气价格较低,因此该制氢方式有望成为近期国内规模化制氢的方式之一;丙烷脱氢技术属于工业副产氢制氢技术,利用丙烷制取丙烯及可燃气体的工艺,将脱出的副产氢收集输送到用氢终端,是目前广东、福建、山东等省份重要的氢源供应方式;风电、光伏制氢均属于可再生能源发电制氢,该技术可以利用取之不竭的可再生能源,且电解水制氢反应过程中无碳排放,是绿色环保、可持续的制氢路线。2018 年 12 月,国家发改委与国家能源局在《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》中提出,“探索可再生能源富余电力转化为热能、冷能、氢能,实现可再生能源多途径就近高效利用”^[8]。

LCA 是评估每生产单位功能产品的投入成本及环境负荷的方法学,包含评估范围界定、清单分析、影响评价以及解释讨论四个部分。本文以生产 1 kg H₂(25°C, 20 MPa) 为核算对象,对其全生命周期的能量消耗 Q(MJ/kgH₂)、能量转换效率 E_η(%) 和 CO₂ 排放量 (kg(CO₂)/kg(H₂)) 进行分析和评估,不同制氢路线的核算边界如图 1 所示。

能源转换效率计算公式为:

$$E_{\eta} = \frac{Q_{out}}{Q_{in}} \quad (1)$$

其中: Q_{in} 是流入的能量,包含每生产 1 功能单位产品 (1 kg H₂ (25°C, 20 MPa)) 全生命周期过程总能源投入量, Q_{out} 是流出的能量,即 1 kg H₂(25°C,

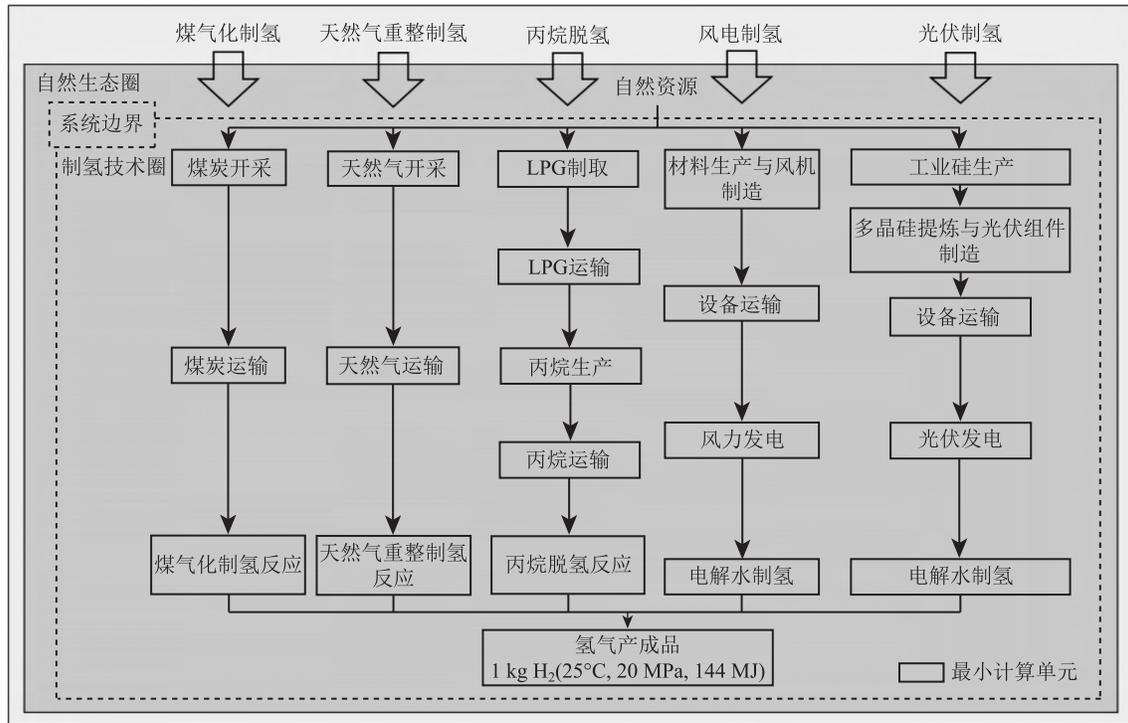


图 1 本研究所包含制氢技术路线及系统评价边界

Fig. 1 Hydrogen production technology route and system evaluation boundary included in this study

表 1 广东省能源价格计算基数 (2021 年 1 月)

Table 1 Calculation base of energy price in Guangdong Province (January 2021)

能源	煤炭/CNY·t ⁻¹	天然气/CNY·m ⁻³	柴油/CNY·L ⁻¹	甲醇/CNY·L ⁻¹	电/CNY·kWh ⁻¹	LPG/CNY·kg ⁻¹
价格	1100	3.45	5.5	2.8	0.3	3.8

表 2 煤气化制氢全生命周期清单

Table 2 Life cycle list of hydrogen production from coal gasification

阶段	能耗/MJ·kg ⁻¹ (H ₂)	能量转换效率/%	碳排放/kg (CO ₂)	成本/CNY
煤炭开采	2.1	N.A	0.13	0.08
煤炭运输	0.17	42	0.01	0.03
煤气化制氢反应	268.7	53.6	26	12.17
总计	271.0	53.1	26.1	12.3

注: N.A 表示数据未知

20 MPa) 的能量: 144 MJ。

风电制氢和光伏制氢的生命周期边界考虑了发电设备部分。因制氢设备相关数据折算到 1 kg H₂(25°C, 20 MPa) 功能单位后, 测算指标占比可忽略不计, 因此煤气化制氢、天然气重整制氢、丙烷脱氢未将制氢设备相关数据纳入生命周期评估。

2 制氢路线描述及清单核算

2.1 煤气化制氢

煤气化制氢包括煤炭开采、煤炭运输和煤气化制氢反应三个阶段, 其全生命周期能耗、能量转换

效率、碳排放及成本清单如表 2 所示。

从煤矿中开采煤矿, 每生产 1 kg 氢气需要消耗 2.1 MJ 煤炭, 煤炭的 CO₂ 排放因子为 1.9 kg (CO₂)/kg(煤炭), 本阶段 CO₂ 排放量为 0.13 kg CO₂^[9]。

煤炭采用铁路运输, 将煤炭运输到距离煤矿 200 km 的煤气化制氢工厂, 运输过程消耗柴油 0.17 MJ^[10], 柴油的 CO₂ 排放因子为 72600 kg (CO₂)/TJ, 本阶段 CO₂ 排放量为 0.01 kg (CO₂)。

将运输来的煤炭经过输煤系统、棒磨机、煤浆泵等设备磨制成水煤浆, 送入气化过程, 发生主要反应为:



本过程需消耗 223.9 MJ 煤炭, 3.8 MJ 电力和 7.1 MJ 燃料气^[11], 将 CO 气体引入转换单元, 发生 CO 转换反应:

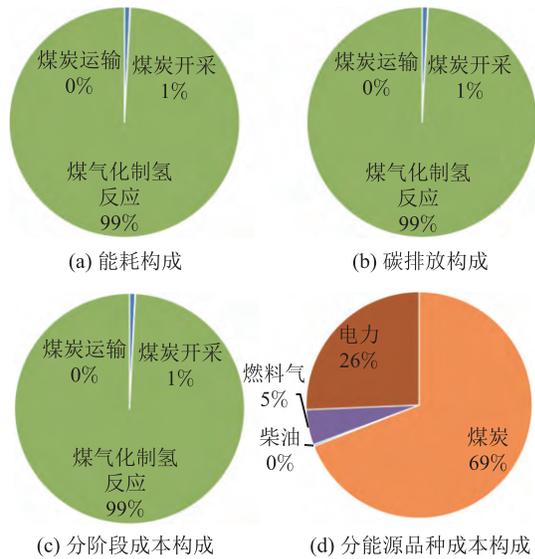
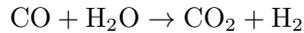


图 2 煤气化制氢评价

Fig. 2 Evaluation of hydrogen production from coal gasification

CO 转换单元直接碳排放为 18.4 kg CO₂^[12]。经过甲醇洗工艺分离出氢气中的酸性气体 (CO₂、SO₂、H₂S) 等, 并经过变压吸附工艺 (PSA) 进行氢气提纯, 得到高纯度的氢气, 本过程需消耗 3.12 kWh 电, 碳排放为 2.5 kg CO₂; 最后将氢气经过往复式压缩机压缩至 20 MPa, 在常温 (25°C) 状态下注入储氢瓶储存, 本过程消耗 6.3 kWh 电, 碳排放

为 5.1 kg (CO₂)。

煤气化制氢的能耗、碳排放及成本 99% 都来自于煤气化制氢反应过程。其中, 碳排放的 71% 来自于煤气化制氢反应中的气化单元和 CO 转化单元, 其它的碳排放来自于电力中的隐含碳。从成本构成来看, 煤炭价格和电价是影响制氢成本的主要因素。广东省能源价格计算基数如表 1 所示。

根据分品种能源消耗量统计, 得到煤气化制氢全生命周期制氢成本估值式如下:

$$c_{h-p} = 7.7c_c + 0.2c_n + 10.5c_e \quad (2)$$

其中: c_{h-p} 是制氢生命周期成本, CNY/kg; c_c 是煤炭价格, CNY/kg; c_n 是天然气价格, CNY/m³; c_e 是电价, 单位: CNY/kWh。

在几种影响制氢价格的能源品种中, 煤炭价格、电价和天然气价格存在地域差异性, 其中煤炭对于煤气化制氢成本影响程度最高, 故根据煤炭价格从低到高, 选择内蒙古、山东、河北、广东地区进行计算。除了广东以外, 其余三个省份都属于煤矿资源较为丰富的城市, 广东省属于能源消费型省份, 能够代表一线城市的制氢情况。根据文献 [1] 煤气化制氢成本数据, 并结合式 (2) 进行计算, 得到国际上代表性国家或区域的制氢成本, 并形成如图 3 所示各区域煤气化制氢全生命周期成本。

广东省的煤炭价格在全国范围偏高的, 因此在国内几个省份对比中, 煤气化制氢成本是最高的, 因此在广东发展煤气化制氢工艺缺乏经济性。内蒙古、山东、河北等省份都拥有丰富的煤资源, 煤气化制氢价格相对较低。综合来看, 我国煤气化制氢全生命周期成本在 7~12 CNY/kg H₂ 左右, 与全球各区域相比具有经济优势。

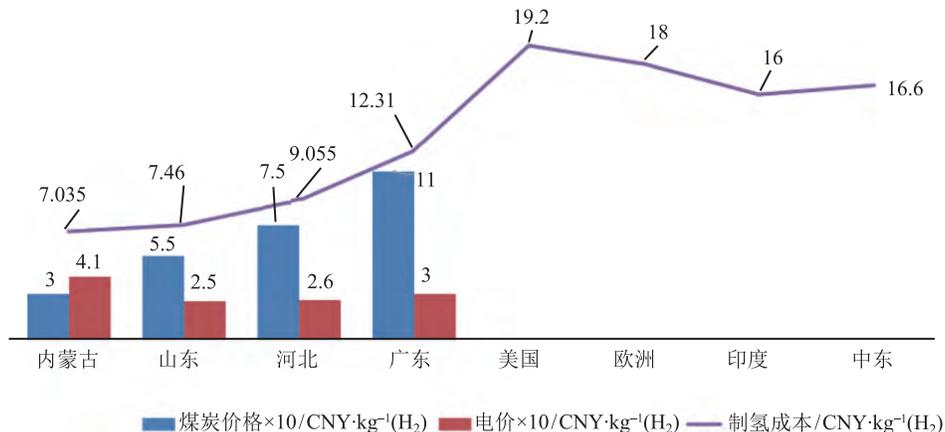


图 3 各区域煤气化制氢全生命周期成本分布

Fig. 3 Life cycle cost distribution of hydrogen production from coal gasification in each region

2.2 天然气重整制氢

天然气重整制氢包括天然气开采、天然气运输和天然气重整制氢反应三个阶段, 其全生命周期能耗、能量转换效率、碳排放及成本清单如表 3 所示。

表 3 天然气重整制氢全生命周期清单
Table 3 Life cycle list of hydrogen production from natural gas reforming

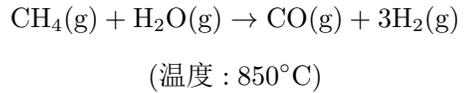
阶段	能耗/ MJ·kg ⁻¹ (H ₂)	能量转换 效率/%	碳排放/ kg CO ₂	成本/ CNY
天然气开采	78	N.A	4.95	10.9
天然气运输	2	N.A	0.46	0.17
天然气重整 制氢反应	258	55.8	13.5	8.1
总计	338	42.6	18.9	19.1

天然气开采企业从纯气田中获得天然气 [13], 每生产 1 kg 氢气需要消耗 67.8 MJ 柴油、0.2 kg 甲醇(用于天然气水合物抑制剂) 和 0.23 MJ 电力, 南方电网电力边际排放因子为 0.808 t CO₂e/MWh [14], 本阶段 CO₂ 排放量为 4.95 kg (CO₂)。

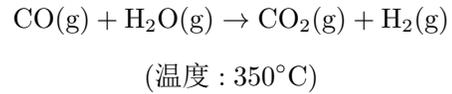
采集后的天然气经输送管道运输 2000 km 至天然气重整制氢工厂 [15], 忽略天然气管道运输过程中散逸的天然气 [16], 本阶段只算输送动力耗电, 每生产 1kg 氢气需要输送 4 kg 天然气, 消耗电力

2.05 MJ, CO₂ 排放量为 0.46 kg CO₂。

在天然气重整制氢反应过程中, 将原料气注入离心式压缩机, 将气体压缩到大约 2.5 MPa, 送入转化炉预热至 360°C~380°C [17], 本过程需消耗 2.1 MJ 电力和 2.6 MJ 瓦斯(主要成分是天然气), CO₂ 排放量为 0.47 kg (CO₂); 将甲烷气体与水蒸气按比例混合, 发生重整反应:



本过程需消耗 19 MJ 瓦斯气, 碳排放忽略不计; 重整反应后的气体经过换热器冷却至 350°C, 发生转化反应:



通过转化炉排放 5.9 kg CO₂ [18]; 将反应后的气体通过变压吸附工艺 (PSA), 得到高纯度的氢气, 本过程需消耗 3.12 kWh 电, 碳排放为 2.5 kg (CO₂); 最后将氢气经过往复式压缩机压缩至 20 MPa, 在常温 (25°C) 状态下注入储氢瓶储存, 本过程消耗 6.3 kWh 电, 碳排放为 5.09 kg (CO₂)。

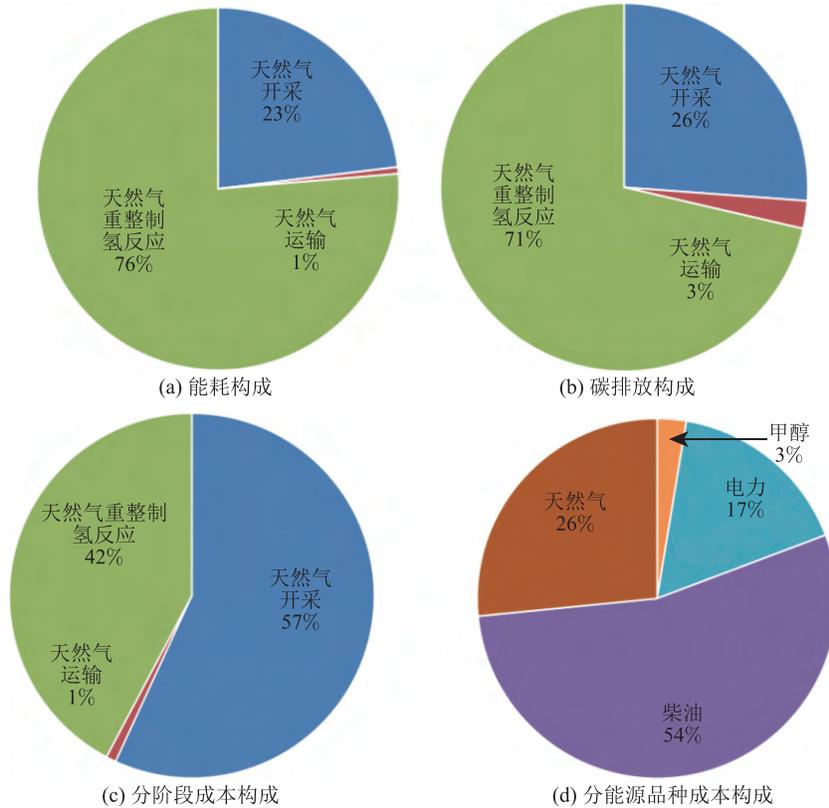


图 4 天然气重整制氢评价
Fig. 4 Evaluation of hydrogen production from natural gas reforming

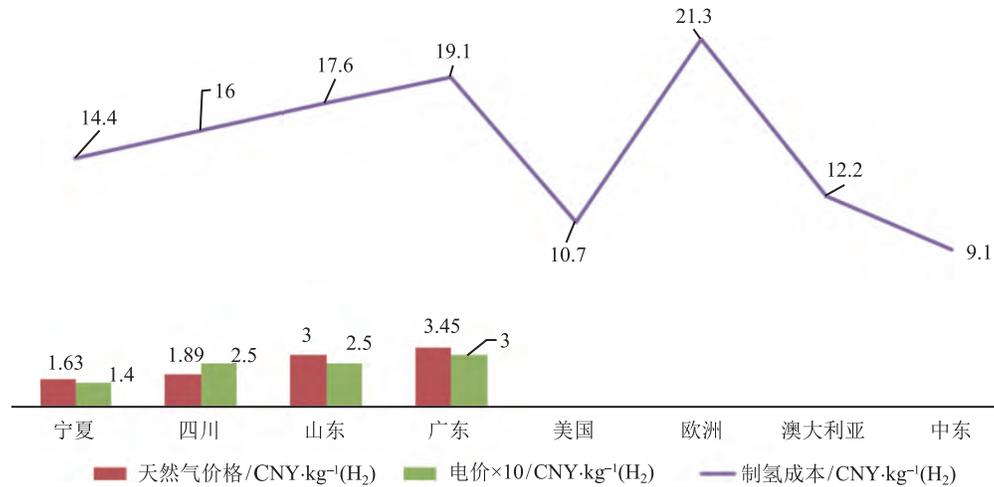


图5 各区域天然气重整制氢全生命周期成本分布

Fig. 5 Life cycle cost distribution of hydrogen production from natural gas reforming in each region

天然气重整制氢能耗的 76% 发生在天然气重整制氢反应阶段, 这是因为重整反应阶段需要 850°C 的高温环境, 且天然压缩机、氢气压缩机以及 PSA 设备都需消耗大量电能; 碳排放的 72% 是由天然气重整制氢反应阶段产生的, CO 转化反应是造成 CO₂ 排放的主要因素, 天然气重整制氢反应阶段中电力含有的碳是间接因素; 从成本构成来看, 天然气重整制氢的成本主要来自天然气开采和天然气重整制氢反应两个阶段, 柴油价格、天然气价格和电价是影响制氢成本的主要因素。

根据分品种能源消耗量统计, 天然气重整制氢全生命周期制氢成本估值式如下:

$$c_{h-p} = 1.9c_d + 1.5c_n + 10.7c_e \quad (3)$$

其中: c_{h-p} 是制氢生命周期成本, CNY/kg; c_d 是柴油价格, CNY/L; c_n 是天然气价格, CNY/m³; c_e 是电价, CNY/kWh。

在几种影响制氢价格的能源品种中, 柴油在全国各省份价格比较接近, 而天然气价格和电价在各省份的数值存在差异性, 根据天然气价格、电价由低到高, 选择宁夏、四川、山东及广东地区进行计算。其中宁夏属于可再生能源发达的省份, 四川省天然气资源发达, 山东省化石能源储量较高, 且具有发展可再生能源的基础, 广东省属于能源消费型省份, 能够代表一线城市的制氢情况。根据文献 [1] 天然气重整制氢成本数据, 并结合式 (3), 得到全球的制氢成本, 并形成如图 5 所示各区域天然气重整制氢全生命周期成本。

广东省的天然气价格和电价在全国范围都是最高的, 因此天然气重整制氢成本也是最高的, 若天然

气价格仍然维持较高价位, 在广东发展天然气重整制氢工艺是缺乏经济性的。四川、宁夏属于中国天然气资源勘探及利用最丰富的地区, 天然气资源更加丰富, 比较适合发展天然气重整制氢工艺。我国天然气重整制氢全生命周期成本在 14~19 CNY/kg(H₂) 左右, 略低于欧洲, 但与美国、澳大利亚及中东相比不具有竞争优势, 在宁夏、四川等省份的天然气重整制氢成本略接近于澳大利亚水平。

2.3 丙烷脱氢

丙烷脱氢包括 LPG 制取、LPG 运输、丙烷生产、丙烷脱氢反应五个阶段, 其全生命周期能耗、能量转换效率、碳排放及成本清单如表 4 所示。

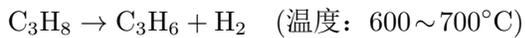
表 4 丙烷脱氢全生命周期清单

Table 4 Life cycle list of propane dehydrogenation

阶段	能耗/ MJ·kg ⁻¹ (H ₂)	能量转换 效率/%	碳排放/ kg (CO ₂)	成本/ CNY
LPG 制取	76	84.5	4	11.5
LPG 运输	1.2	42	0.1	0.2
丙烷生产	33.6	80	7.5	2.8
丙烷运输	1.9	42	0.2	0.3
丙烷脱氢反应	138.3	82.4	1.1	0.3
总计	251	57.4	12.9	15.1

在炼油厂中将石油和燃料油加工为成品油, LPG 占成品油的 5.2%^[19], 每生产 1 kg 氢气需要消耗燃料油 22.8 MJ, 燃料气 41.4 MJ, 电 12.2 MJ, 碳排放为 4 kg (CO₂); 将制取的 LPG 使用运输罐车送至生产丙烷的工厂, 运输距离为 100 km, 取百公里油耗为 17~20 L, 运输 10 t LPG, 以 1 kg

H₂ 为功能单位进行生命周期折算, 得到消耗柴油 1.2 MJ, 碳排放为 0.1 kg (CO₂); 将 LPG 冷凝至 0~5°C 以下, 通过吸附器得到丙烷 [20]; 使用柴油运输车将丙烷送至丙烷脱氢工厂, 运输距离为 100 km, 取百公里油耗为 17~20 L, 运输 10 t 丙烷, 运输过程中使用 55 kW 活塞式压缩机压缩丙烷, 以 1kg H₂ 为功能单位进行生命周期折算, 得到消耗柴油 1.9 MJ, 消耗电力 0.06 MJ, 碳排放为 0.2 kg (CO₂); 将丙烷送至脱丙烷塔进行预处理, LPG 中丁烷的组分从脱丙烷塔的底部排出 [21], 再将脱丙烷塔顶送到 Oleflex 单元发生 Oleflex 丙烷脱氢反应。Oleflex 工艺是 UOP 公司开发的技术, 铂氧化铝基催化剂可以回收利用, 成本较低, 环境足迹少 [22], 其主反应式为:



产生富含丙烯的液体产物和富氢的气体产物, 将富氢气体经过变压吸附作用和氢气压缩机, 压缩到 20 MPa, 注入储氢瓶储存, 该阶段消耗丙烷 133

MJ, 电 4.6 MJ 和天然气 1 MJ, 排放 1.1 kg (CO₂)。

丙烷脱氢的能耗主要来自丙烷脱氢反应和 LPG 制取阶段, 而碳排放最多的阶段为丙烷生产 (LPG 制丙烷)LPG 制取阶段, 而丙烷脱氢的 Oleflex 主反应并无 CO₂ 产生, 其余的碳储存在丙烯、燃料油和 C4+(主要成分是异丁烷) 中, 丙烷脱氢反应中的碳排放来自电中的碳。丙烷脱氢的成本主要来自 LPG 制取、丙烷生产两个阶段, 从分能源品种构成来看, LPG 价格、电力价格是影响丙烷脱氢反应的最大因素。

根据分品种能源消耗量统计, 丙烷脱氢全生命周期制氢成本估值式如下:

$$c_{h-p} = 3c_l + 10.3c_e \quad (4)$$

其中: c_{h-p} 是制氢生命周期成本, CNY/kg; c_l 是 LPG 价格, CNY/kg; c_e 是电价, CNY/kWh

根据式 (4), 选择宁夏、四川、山东及广东地区进行计算, 得到丙烷脱氢全生命周期成本分布结果如图 7 所示。

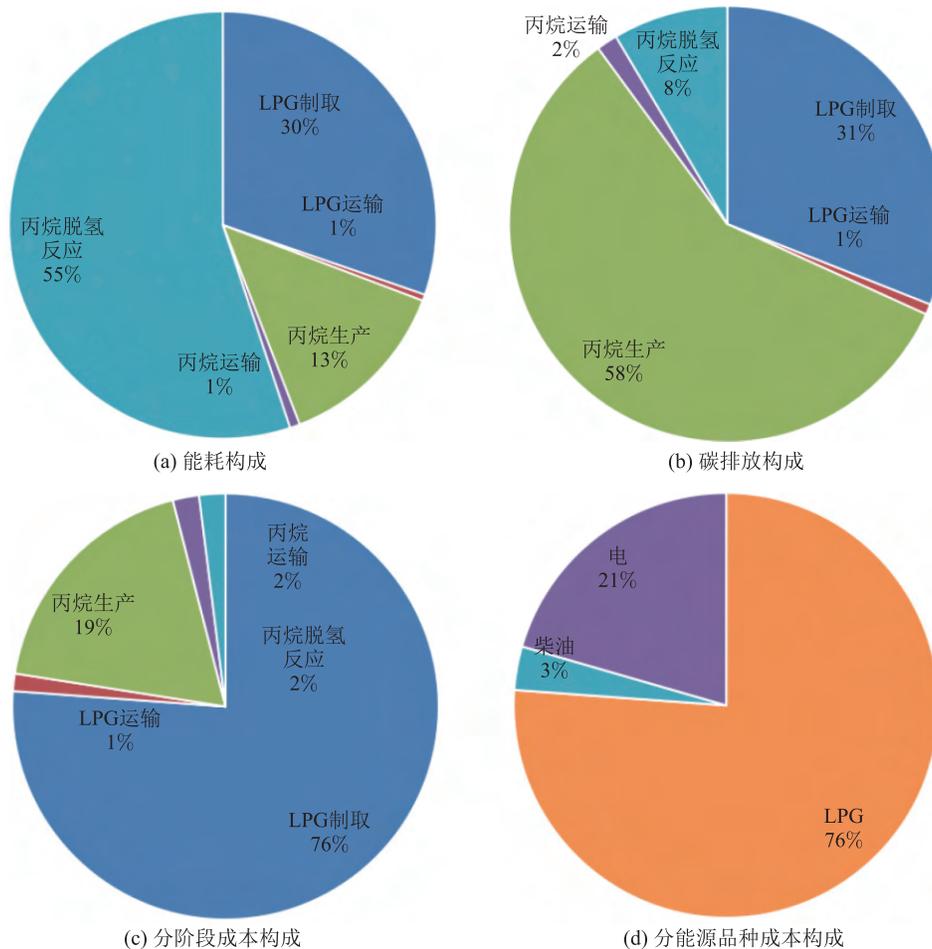


图 6 丙烷脱氢制氢评价

Fig. 6 Evaluation of hydrogen production from propane dehydrogenation

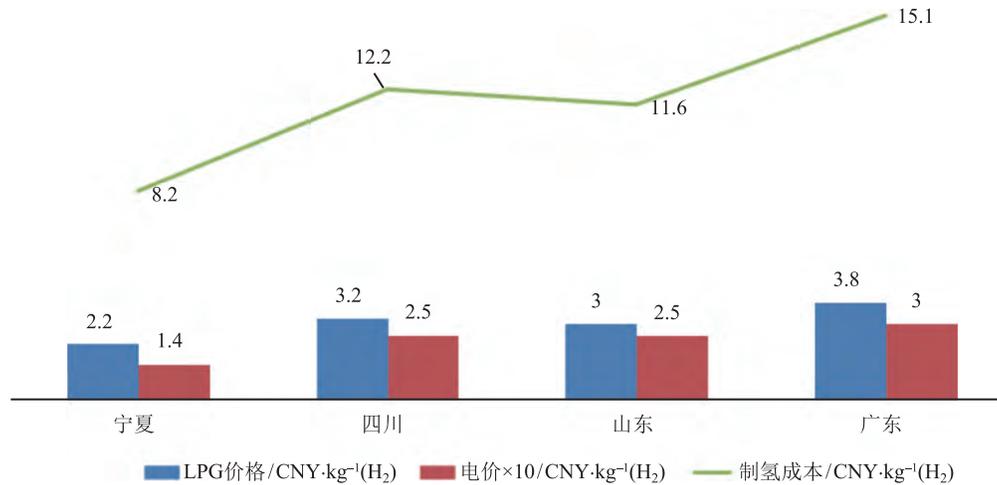


图7 中国各省份丙烷脱氢全生命周期成本分布

Fig. 7 Life cycle cost distribution of hydrogen production from propane dehydrogenation in China's provinces

发现目前广东丙烷脱氢全生命周期成本在全国也处于较高的水平,在控制电价的基础上降低LPG的原料价格,能够进一步推动丙烷脱氢工艺的应用。

2.4 风电制氢

风电制氢包括材料生产与风机制造、设备运输、风力发电和电解水制氢四个阶段,其全生命周期能耗、能量转换效率、碳排放及成本清单如表5所示。

表5 风电制氢全生命周期清单

Table 5 Life cycle list of wind power hydrogen production

阶段	能耗/ MJ·kg ⁻¹ (H ₂)	能量转换 效率/%	碳排放/ kg (CO ₂)	成本/ CNY
材料生产与 风机制造	4.74	84	0.4	0.4
设备运输	0.05	42	0.05	0.01
风力发电	515	38.5	0	0
电解水制氢	198	72.7	0	32.5
总计	520	28	0.45	33

在材料生产与风机制造阶段,工厂制造风力发电机的组件(机舱、转子、塔架和基础^[23]),该阶段主要使用电能,碳排放为0.4 kg (CO₂);取30%的汽车和70%的火车的交通方式来运输风力发电设备,运输距离为700 km,使用的燃料是柴油,碳排放为0.05 kg (CO₂);运行风力发电机组进行风力发电,该阶段的能耗形式是电能,无碳排放;在离网的情况下将风电输送至碱性水电解槽进行电解水制氢,将产生的氢进行二级冷却储存^[24],再输送至氢气压缩机,压缩到20 MPa,注入储氢瓶储存,该阶段消耗55 kWh电能,无碳排放。

风电制氢的能耗主要是风力发电和电解水制氢

阶段。水电解技术目前选择的是技术成熟度更高的碱性水电解技术(能效:72.7%),如使用PEM水电解技术,能量转换上线可达90%(GenHY系列^[25]),风电制氢能效可达到53%,风电制氢的能耗可减少248 MJ/kgH₂^[26]。风电制氢碳排放主要来自材料生产与风机制造,设备运输阶段,总计0.45 kg (CO₂)。目前广东省风电上网电价为0.61 CNY/kWh,风电制氢的成本几乎全部来自电解水制氢单元。

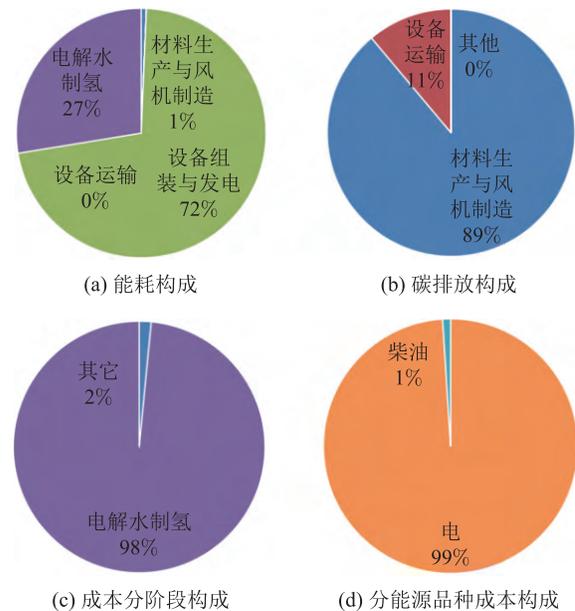


图8 风电制氢评价

Fig. 8 Evaluation of wind power hydrogen production

根据分品种能源消耗量统计,风电制氢全生命周期制氢成本估值式为:

$$c_{h-p} = 55c_e \quad (5)$$

其中: c_{h-p} 是制氢生命周期成本, CNY/kg; c_e 是电价, 单位: CNY/kWh

根据我国对风能资源区的界定, 采用四类风能资源区的指导上网电价^[27]进行风电制氢全生命周期成本比较:

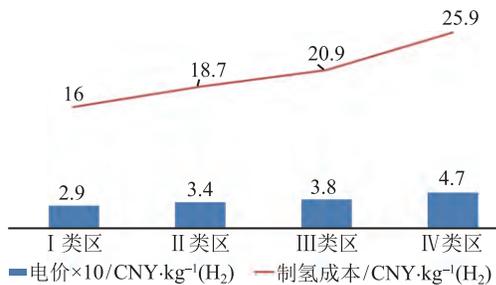


图9 中国各省份风电制氢全生命周期成本分布

Fig. 9 Life cycle cost distribution of hydrogen production from wind power in China's provinces

广东属于风能IV类资源区, 但是电价比指导电价高, 随着海上风电项目执行, 广东海上风能资源将得到大规模的开发, 风电制氢成本可望有所下降。

2.5 光伏制氢

光伏制氢包括工业硅生产、多晶硅提炼与光伏组件制造、设备运输、光伏发电、电解水制氢五个阶段, 其全生命周期能耗、能量转换效率、碳排放及成本清单如表6所示。

表6 光伏制氢全生命周期清单

Table 6 Life cycle list of photovoltaic hydrogen production

阶段	能耗/ MJ·kg ⁻¹ (H ₂)	能量转换 效率/%	碳排放/ kg (CO ₂)	成本/ CNY
工业硅生产	4.4	90	0.4	0.1
多晶硅提炼与 光伏组件制造	86.9	N.A	4.6	1.7
设备运输	0.02	42	0.02	0.1
光伏发电	1077	18.5	0	0
电解水制氢	198	72.7	0	25
总计	1168	12.3	5	27

工业硅生产阶段采用碳热还原法, 将二氧化硅在电弧炉中, 与碳发生还原反应: $\text{SiO}_2 + 2\text{C} \rightarrow \text{Si} + 2\text{CO}$, 该阶段使用的燃料形式是电, 碳排放为 0.4 kg CO₂; 采用改良西门子法, 将 99% 纯度的冶金级硅提纯为 99.9999% 以上的高纯太阳能级多晶硅^[28], 该阶段使用的燃料形式是

电, 碳排放为 2.7 kg (CO₂), 将高纯多晶硅置入铸锭炉, 经过融化和定向固化工艺制成多晶硅锭, 该阶段消耗的能源形式是电, 碳排放为 1.1 kg (CO₂), 将多晶硅锭经过切方、平磨倒角、切片等加工过程制作成多晶硅片, 再使用扩散剂制成多晶硅电池, 该阶段消耗的能源是电, 碳排放为 0.2 kg (CO₂), 多晶硅电池经过电池检测、焊接、串联、敷设、层压等工艺制成光伏组件, 该阶段消耗的能源形式包括电、油品、天然气, 碳排放为 0.6 kg (CO₂); 假设光伏组件和电气设施需运输至 100 km 的太阳能发电厂, 该阶段使用的能源形式是柴油, 碳排放为 0.02 kg (CO₂); 运行光伏发电设施, 该阶段消耗的能源形式为光伏电力, 无碳排放; 在离网的情况下将光伏发的电输送至碱性水电解槽进行电解水制氢, 将产生的氢进行二级冷却储存, 再输送至氢气压缩机, 压缩到 20 MPa, 注入储氢瓶储存, 该阶段耗电 55 kWh, 无碳排放。

光伏制氢的能耗主要来自光伏发电、电解水制氢阶段; 碳排放主要来自工业硅生产、多晶硅提炼与光伏组件制造阶段, 碳排放总计为 5 kg (CO₂)。广东省属于光资源较少的?类区域, 光伏上网电价为 0.49 CNY/kWh^[29], 光伏制氢的成本基本全部来自电解水制氢阶段的电力。根据分品种能源消耗量统计, 光伏制氢全生命周期制氢成本估值式为:

$$c_{h-p} = 55c_e \quad (6)$$

其中: c_{h-p} 是制氢生命周期成本, CNY/kg; c_e 是电价, CNY/kWh

根据我国对光伏资源区的界定, 采用三类风能资源区的指导上网电价进行风电制氢全生命周期成本比较:

比较图9和图11的中国各省份制氢全生命周期成本发现, 我国光伏制氢成本高于风电制氢, 尤其I类区光伏制氢成本依然接近 20 CNY/kg(H₂)。

2.6 不同制氢路线的综合比较

由图12(a)所示, 如果将可再生能源计入能源消耗的部分, 那么能耗最高的是光伏制氢, 其次是风电制氢。丙烷脱氢的能耗最低。由图12(b)所示, 如将可再生能源不作为能源消耗的部分, 那么风电、光伏制氢的能耗最低的。可再生能源(风、光)发电制氢的能耗主要在发电转换单元, 目前国内主要使用的电解槽方案是碱性水电解槽, 该技术成熟度较高, 但是转换效率为 70% 左右, PEM 电解槽的转换效率可达 82%^[30], 且对可再生能源的波动功率响应速度更快, 随着 PEM 水电解技术的开发及大规模应用, 可再生能源电解水制氢能效会进一步提升。

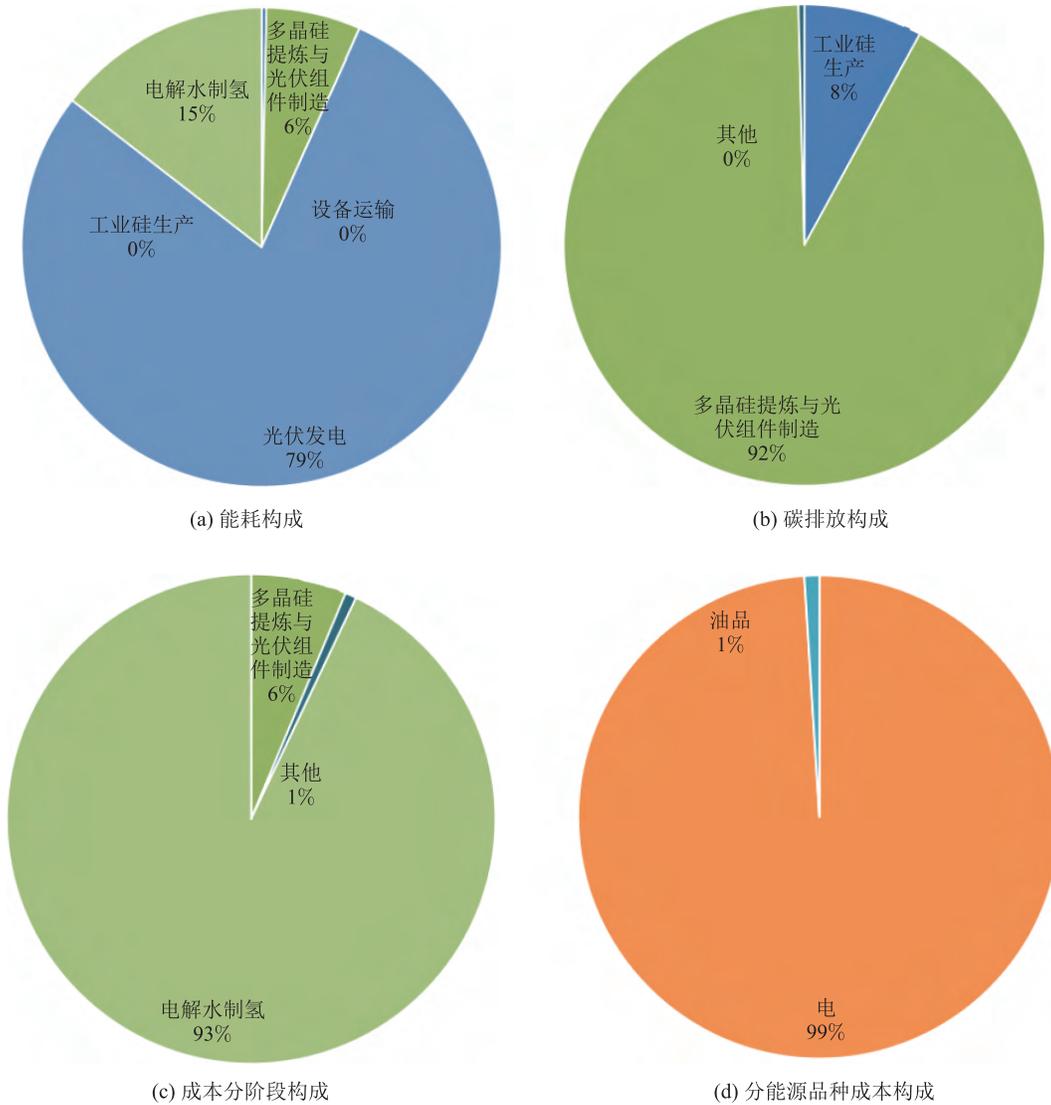


图 10 光伏制氢评价

Fig. 10 Evaluation of photovoltaic hydrogen production

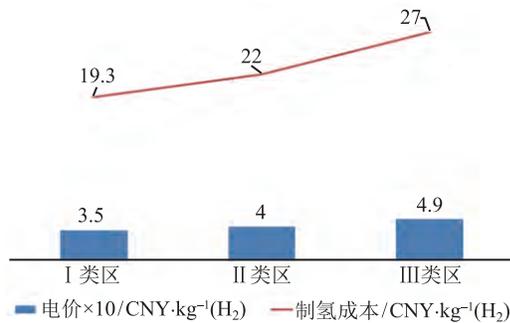


图 11 中国各省份光伏制氢全生命周期成本分布

Fig. 11 Life cycle cost distribution of hydrogen production from PV in China's provinces

由图 12(c) 所示, 风电、光伏制氢的碳排放是最低的。说明从能耗和碳排放角度, 可再生能源制氢具有竞争优势, 其次是丙烷脱氢, 煤气化制氢的

碳排放最高。

由图 12(d) 所示, 从成本来看, 目前广东煤气化制氢成本最低, 其次是丙烷脱氢, 天然气重整制氢成本高于丙烷脱氢, 低于风电、光伏制氢。风电制氢和光伏制氢的成本都为 30 CNY/kg (H₂) 左右。

煤气化制氢成本主要来自于煤气化制氢反应单元, 煤炭价格和电价是影响煤气化制氢成本的主要因素, 广东省煤炭价格在全国范围偏高, 但是与其它路线相比, 煤气化制氢具有显著的成本优势; 天然气重整制氢的成本主要来自天然气开采、天然气重整制氢反应两个阶段, 柴油价格、天然气价格和电价是影响天然气重整制氢成本的主要因素, 其中柴油价格在全国范围变化幅度较小, 而广东的天然气价格和电价在全国范围是最高的, 因此目前广东发展天然气重整制氢成本最高; 丙烷脱氢的成本主

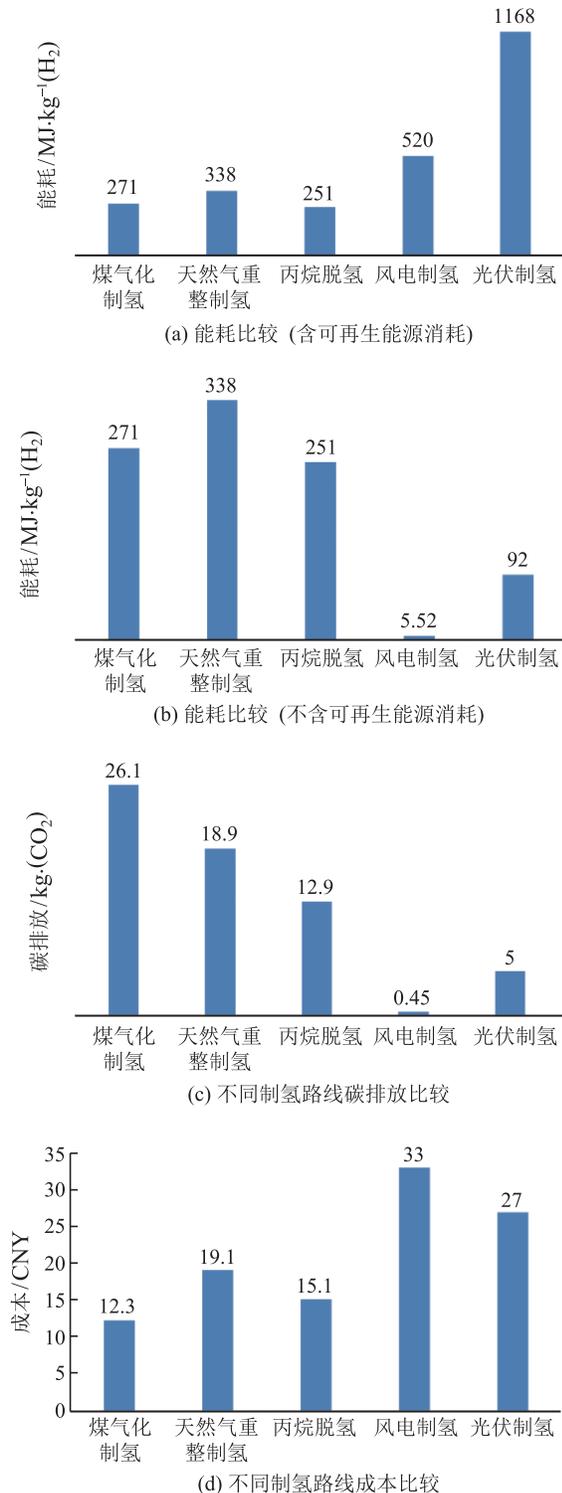


图 12 不同制氢路线综合比较

Fig. 12 Comprehensive comparison of different hydrogen production routes

要来自 LPG 制取、丙烷生产两个阶段, 从分品种构成来看, LPG 价格、电力价格是影响丙烷脱氢反应的最大因素, 广东的 LPG 价格偏高, 所以丙烷脱氢成本偏高, 但是与其它四种制氢方式相比, 丙

烷脱氢的能耗、碳排放水平适中; 目前, 从全国范围内, 广东属于风资源和光伏资源较差的地区, 因此风电和光伏上网电价过高, 制约了可再生电力大规模制氢的应用, 光伏制氢成本整体上高于其它几种制氢方式。未来随着风电和光电的成本下降, 可再生能源的制氢成本仍有下调空间。

3 结 论

本文运用全生命周期方法评估了煤气化制氢、天然气重整制氢、丙烷脱氢、风电制氢和光伏制氢的生命周期能耗、能效率、碳排放、经济性, 得到以下结论。

从全生命周期能耗和碳排放角度, 如不计可再生消耗, 发现天然气重整制氢的能耗最高, 煤气化制氢的碳排放最高。因此天然气重整制氢和煤气化制氢属于高耗能、高碳排放的制氢方式。丙烷脱氢的能耗和碳排放适中。风电制氢能耗和碳排放最低, 是最节能减排的制氢路线, 能耗仅为天然气重整制氢的 1.6%, 碳排放为煤气化制氢的 1.7%。

从经济性的角度, 本文基于 LCA 分析, 构建了五种全生命周期制氢成本估值式。发现国内煤气化制氢成本在 7~12 CNY/kg (H₂) 范围, 影响煤气化制氢成本的主要因素是煤炭价格和电价; 天然气重整制氢的成本在 14~19 CNY/kg (H₂) 范围, 影响天然气重整制氢成本的主要因素是天然气价格和电价; 国内丙烷脱氢的成本在 8~15 CNY, 影响丙烷制氢成本的主要因素 LPG 价格和电价。可再生能源发电制氢成本主要来自发电转换单元, 与可再生电力价格有关。

综合来看, 目前可再生电力制氢在能耗和碳排放方面具有优势, 是制氢技术的发展方向, 但是制氢价格太高, 未来随着风、光资源得到大规模的开发和利用, 及可再生能源发电技术得到突破, 风电、光伏制氢将得到大规模应用。

参 考 文 献

- [1] Report prepared by the IEA for the G20, The Future of Hydrogen; Seizing Today's Opportunities [R]. Japan: International Energy Agency, 2019: 38-42
- [2] Koroneos C, Dompros A, Roumbas G, et al. Life Cycle Assessment of Hydrogen Fuel Production Process [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2004, 29(14): 1443-1450
- [3] E. Cetinkaya., I. Dincer, G.F. Naterer. Life Cycle Assessment of Various Hydrogen Production Methods [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2012, 37(3): 2071-2080
- [4] I. Dincer and C. Acar, Review and Evaluation of Hydrogen Production Methods for Better Sustainability [J]. Interna-

- tional Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(34): 11094–11111
- [5] Dincer I, Safari F. A Review and Comparative Evaluation of Thermochemical Water Splitting Cycles for Hydrogen Production [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205(11): 21–82
- [6] 陈轶嵩, 丁振森, 王文君, 刘佳慧. 氢燃料电池汽车不同制氢方案的全生命周期评价及情景模拟研究 [J]. 中国公路学报, 2019, 32(5): 172–180
Chen Yisong, Ding Zhensen, Wang Wenjun, Liu Jiahui. Life Cycle Evaluation and Scenario Simulation of Different Hydrogen Production Schemes for Hydrogen Fuel Cell Vehicle [J]. China Journal of Highway and Transport, 2019, 32(5): 172–180
- [7] 程婉静, 李俊杰, 刘欢, 田亚峻. 两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析 [J]. 煤炭经济研究, 2020, 40(3): 4–11
Cheng Wanjing, Li Junjie, Liu Huan, Tian Yajun. Analysis of Life Cycle Cost of Coal to Hydrogen Production Industry Chain with Two Technical Routes [J]. Coal Economic Research, 2020, 40(3): 4–11
- [8] 国家发展改革委, 国家能源局. 清洁能源消纳行动计划(2018–2020 年)[EB/OL]. [2018-12-10]. <http://www.china-nengyuan.com/news/132690.html>
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Clean energy consumption action plan (2018–2020) [EB/OL]. [2018-12-10]. <http://www.china-nengyuan.com/news/132690.html>
- [9] 崔亚蕾, 孙仁金, 赵亚南. 煤制天然气全生命周期碳排放核算研究 [J]. 资源与产业, 2018, 20(6): 52–60
Cui Yalei, Sun Renjin, Zhao Ya'nan. Carbon Emission Accounting Study on Entire Life Circle of Coal-made Gas [J]. Resources & Industries, 2018, 20(6): 52–60
- [10] 张孝存. 绿色建筑结构体系碳排放计量方法与对比研究 [D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2014
Zhang Xiaocun. Carbon Emission Measurement Method and Comparative Study of Green Building Structure System [D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2014
- [11] 程婉静, 李俊杰, 刘欢. 两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析 [J]. 煤炭经济研究, 2020, 40(3): 8–15
Cheng Wanjing, Li Junjie, Liu Huan. Analysis of Life Cycle Cost of Coal Hydrogen Production Chain Based on Two Technical Routes [J]. Coal Economic Research, 2020, 40(3): 8–15
- [12] 于盼望. 面向可持续发展的制氢过程多目标流程优化 [D]. 杭州: 浙江工业大学, 2020
Yu, Hope. Multi-objective Process Optimization of Hydrogen Production Process for Sustainable Development [D]. Hangzhou: Zhejiang University of Technology, 2020
- [13] 陕西省生态环境厅. 长庆油田分公司第一采气厂 17.8 亿立方米产能弥补工程 [EB/OL]. [2020-12-7]. http://www.yuyang.gov.cn/upload/2020/12/07/20201207_1542488104.pdf
Department of Ecology and Environment of Shaanxi Province. Changqing Oilfield Company's First Gas Production Plant Production Capacity of 1.78 Billion Cubic Meters to Make up the Project [EB/OL]. [2020-12-7]. http://www.yuyang.gov.cn/upload/2020/12/07/20201207_1542488104.pdf
- [14] 生态环境部. 2019 年度中国区域电网二氧化碳基准线排放因子 OM. [EB/OL]. [2020-12-22]. <http://www.mee.gov.cn/ywgz/ycqhbh/wsqtkz/202012/W020201229610353816665.pdf>
Ministry of Ecology and Environment. 2019 China Regional Power Grid Carbon Dioxide Baseline Emission Factor OM. [EB/OL]. [2020-12-22]. <http://www.mee.gov.cn/ywgz/ycqhbh/wsqtkz/202012/W020201229610353816665.pdf>
- [15] 刘为清, 杨春鹏, 宋昭峰. 天然气不同用途的全生命周期评价分析 [J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2017, 31(1): 32–37
Liu Weiqing, Yang Chunpeng, Song Zhaozheng. Journal of Shengli College, China University of Petroleum, 2017, 31(1): 32–37
- [16] 黄昀, 刘禧, 刘洪. 长输天然气管道输差分析与控制 [EB/OL]. [2020-7-21]. http://www.guandaobaohuchina.com/htm/20207/33_2724.htm
Huang Yun, Liu Xi, Liu Hong. Analysis and Control of Transmission Differences in Long-distance Natural Gas Pipelines [EB/OL]. [2020-7-21]. http://www.guandaobaohuchina.com/htm/20207/33_2724.htm
- [17] 陈锦芳, 葛文字, 王治道. 天然气制氢工艺介绍及成本分析 [J]. 煤气与热力, 2017, 37(12): 8–11
Chen Jinfang, Ge Wenyu, Wang Zhidao. Introduction and Cost Analysis of Natural Gas Hydrogen Production Process [J]. Coal Gas & Heat, 2017, 37(12): 8–11
- [18] 安徽省化工研究院. 安徽省创联新能源有限公司天然气制氢项目环境影响报告书 [EB/OL]. [2019-7-10]. <https://max.book118.com/html/2019/0710/8050000043002034.shtml>
Anhui Chemical Industry Research Institute. Environmental Impact Report of Natural Gas Hydrogen Production Project of Anhui Chuanglian New Energy Co., Ltd.[EB/OL]. [2019-7-10]. <https://max.book118.com/html/2019/0710/8050000043002034.shtml>
- [19] 酆白珂. 地方炼油企业炼油项目生命周期成本研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016
Li Baike. Study on Life Cycle Cost of Local Refiners [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016
- [20] 江苏润环环境科技有限公司. 中国石化扬子石油化工有限公司 30 万吨/年烷基化装置及配套工程项目环境影响报告书 [EB/OL]. [2017-8-14]
Jiangsu Runhuan Environmental Science and Technology Co., Ltd. Environmental Impact Report of 300,000 tons/year Alkylation Plant and Matching Project of Sinopec Yangzi Petrochemical Co., Ltd.[EB/OL]. [2017-8-14]. <http://hb.jnanjing.gov.cn/njshjbhj/201810/P020181020802840984739.pdf>
- [21] 山东海美依项目咨询有限公司. 淄博齐翔腾达化工股份有限公司 70 万吨/年丙烷脱氢项目环境影响报告书 [EB/OL]. [2019-6-28]. <https://jz.docin.com/p-2221103529.html>
Shandong Haimeinong Project Consulting Co, Ltd. Zibo Qixiang Tengda Chemical Co, Ltd. Environmental Impact Report of 700,000-tpa Propane Dehydrogenation Project [EB/OL]. [2019-6-28]. <https://jz.docin.com/p-2221103529.html>
- [22] 晁念杰, 李博, 李长明, 等. 丙烷催化脱氢制丙烯工艺及催化剂的研究进展 [J]. 当代化工, 2019, 48(8): 1806–1810
Chao Nianjie, Li Bo, LI Changming, et al. Progress in Catalytic Dehydrogenation of Propane to Propylene and Catalytic Progress of Catalyst [J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 48(8): 1806–1810
- [23] 高成康, 董家华, 祝伟光, 等. 基于 LCA 对风力发电机的环境负荷分析 [J]. 东北大学学报(自然科学版), 2012, 33(7): 1034–1037
Gao Chengkang, Dong Jiahua, Zhu Weiguang, et al. Environmental Load Analysis of Wind Turbine Based on LCA [J]. Journal of Northeastern University (Natural Science),

- 2012, 33(7): 1034–1037
- [24] 郭梦婕, 严正, 周云, 等. 含风电制氢装置的综合能源系统优化运行 [J]. 中国电力, 2020, 53(1): 115–123
Guo Mengjie, Yan Zheng, Zhou Yun, et al. Optimal Operation of Integrated Energy System with Wind Power Hydrogen Generation Unit. *China Electric Power*, 2020, 53(1): 115–123
- [25] B, Camille Cany A, et al. Adapting the French Nuclear Fleet to Integrate Variable Renewable Energies via the Production of Hydrogen: Towards Massive Production of Low Carbon Hydrogen [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(19): 13339–13356
- [26] BETZ A, Theoretical Limit for Best Utilization of Wind by Wind-motors [J]. *Magazine for the Entire Turbine System*, 1920, 20(1): 307–309
- [27] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知 [EB/OL]. [2019-5-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201905/t20190524_962453_ext.html
National Development and Reform Commission, PRC. Notice of the National Development and Reform Commission on Improving the Policy on the Feed-in Tariff of Wind Power [EB/OL]. [2019-5-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201905/t20190524_962453_ext.html
- [28] 谢泽琼, 马晓茜, 黄泽浩, 廖艳芬. 太阳能光伏发电全生命周期评价 [J]. 环境污染与防治, 2013, 35(12): 106–110
Xie Zeqiong, Ma Xiaoxi, Huang Zehao, Liao Yanfen. Full Life Cycle Evaluation of Solar Photovoltaic Power Generation [J]. *Environmental Pollution and Prevention*, 2013, 35(12): 106–110
- [29] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 国家发展改革委关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知 [EB/OL]. [2020-4-2]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202004/t20200402_1225031_ext.html
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. Notice of the National Development and Reform Commission on the Policy of the Feed-in Tariff of PV Power Generation in 2020 [EB/OL]. [2020-4-2]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202004/t20200402_1225031_ext.html
- [30] Chi J, Yu H. Water Electrolysis Based on Renewable Energy for Hydrogen Production [J]. *Chinese Journal of Catalysis*, 2018, 39(3): 390–394
- [31] 俞红梅, 衣宝廉. 电解制氢与氢储能 [J]. 中国工程科学, 2018, 20(3): 58–65
Yu Hongmei, Yi Baolian. Electrolysis of Hydrogen Production and Hydrogen Storage [J]. *Engineering Science*, 2018, 20(3): 58–65
- [32] 王志伟. 唐山市在用重型柴油车排放清单研究 [J]. 中国环保产业, 2020, 42(6): 52–56
Wang Zhiwei. Study on Emission Inventory of Heavy Diesel Vehicles in Service in Tangshan City [J]. *China Environmental Protection Industry*, 2020, 42(6): 52–56
- [33] Millet P, Dragoie D, Grigoriev S, et al. GenHyPEM: a Research program on PEM Water Electrolysis Supported by the European Commission [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009, 34(11): 4974–4982
- [34] Mohan S V, Pandey A. Sustainable Hydrogen Production [J]. *Biohydrogen (Second Edition)*, 2019, 2(2): 1–23
- [35] Holladay J D, Hu J, King D L, Wang Y. An Overview of Hydrogen Production Technologies [J]. *Catalysis Today*, 2009, 139(4): 244–260