

可再生能源制氢技术经济性评述及其在东盟地区应用评估

李彦斐^{1,3}, 江涵^{2*}, Farhad Taghizadeh-Hesary⁴, 郭炜²

(1. 东盟与东亚经济研究院, 印度尼西亚 雅加达 10270; 2. 全球能源互联网发展合作组织, 北京市 西城区 100031;
3. 湖南工商大学, 湖南省 长沙市 410205; 4. 东海大学, 日本 神奈川 2591292)

Review on the Economics of Hydrogen Production Technology from Renewable Energy and Its Application Evaluation in ASEAN

LI Yanfei^{1,3}, JIANG Han^{2*}, Farhad Taghizadeh-Hesary⁴, WU Wei²

(1. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA), Jakarta 10270, Indonesia;
2. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Xicheng District, Beijing 100031, China;
3. Hunan University of Technology and Business, Changsha 410205, Hunan Province, China;
4. Tokai University, Kanagawa 2591292, Japan)

Abstract: Hydrogen production by electrolysis can convert fluctuating and intermittent renewable energy into hydrogen energy. Hydrogen, as a clean and efficient energy carrier, has attracted increasing attention and is one of the keys to solving global warming and realizing energy transition. An increasing number of major economies globally regard hydrogen energy as their future strategic energy technology, and numerous large enterprises are also promoting hydrogen-related industry development. This study reviewed research progress on hydrogen economics for renewable energy storage integrated in power grids, small island energy system applications, and fuel cell vehicles. This is followed by a critical review of major demonstration projects globally. Based on cost evaluation models, this study further explored the economics and feasibility of using hydrogen as renewable energy storage in ASEAN countries. Studies have shown that the transportation and production of hydrogen energy are both important cost drivers, and they may be competitive in long-term energy storage scenarios. Finally, in view of the primary obstacles facing hydrogen energy development, the corresponding policy recommendations were proposed.

Keywords: hydrogen; renewable energy; fuel cell; ASEAN

摘要: 可再生能源电解制氢能够将波动性、间歇性的风能、光伏转化为氢能,使氢作为清洁、高效的能源载体,近年来逐渐受到重视,成为解决全球变暖、实现能源转型的关键技术之一。越来越多的世界主要经济体将制氢作为未来战略性能源技术,诸多大型企业也正在推动氢产业链的发展。从经济性角度,重点分析了可再生能源制氢在电网储能、小岛屿能源系统、燃料电池汽车等领域的研究进展,并回顾了当前国际上标志性的示范工程应用。根据成本评估模型,进一步探讨了东盟国家使用氢储存利用可再生能源的经济性和可行性。研究表明,氢能的运输和生产同为重要的成本驱动因素,在长时间储能场景已经具备一定的竞争力。最后,针对氢能发展面临的主要障碍,提出了相应政策建议。

关键词: 氢能; 可再生能源; 燃料电池; 东盟

0 引言

氢能正日益成为重要的能源品种,世界主要经济体都十分重视氢能发展。在欧洲国家、美国、日本和韩国履行《巴黎协定》的承诺中,氢能被列为促进低碳甚至零排放能源体系的关键支柱^[1]。这意味着氢相关技术和产业将加快发展,相关基础设施的大规模建设有望加速进行,逐渐形成经济竞争力。《东盟2016—2025年能源合作行动计划》中提出,到2025年将可再生能源在东盟能源消费中的份额提高到23%,其面临的一个关键问题是风、光等可再生能源的间歇

基金项目: 东盟与东亚经济研究院项目 (RE-1-1-909); 全球能源互联网集团有限公司科技项目 (524500180014)。

Fund of Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (RE-1-1-909); Science and Technology Foundation of Global Energy Interconnection Group Co., Ltd. (524500180014).

性。储能技术是能源电力系统当前关注的重点之一,能够有效消纳可再生能源,避免弃风弃光带来的投资损失。抽水蓄能是一种成熟的储能解决方案,但其潜力受地质条件局限。另一种解决方案是大规模电池存储,但电池寿命短(5~7 a),且对于季节性等长时间大容量应用场景受到限制^[2]。

氢是一种清洁、高效的二次能源,可以通过各种物理和化学过程来生产并用于提供能量。氢作为能源载体时,消耗后仅产生纯水,特别是如果由可再生能源生产,则生命周期中都不带来碳排放。因此,氢能的利用有望助力解决人类对化石燃料的依赖,大幅降低温室气体排放。氢作为能量载体有许多优点:①质量能量密度高于汽油,5 kg氢可为一辆客车提供500 km的动力;②燃料填充可以像汽油和柴油一样迅速,以上2个优点使氢特别适合长途或重型运输,例如城际公共汽车和货运卡车;③氢可以由清洁的本地能源生产,如可再生能源、核能、生物质和生物燃料,这对于高度依赖化石燃料进口的国家能源安全至关重要;④制氢的规模和位置具有很高的灵活性,同时氢可以通过集中或分布多种方式储存,然后使用现有的基础设施(如公路或铁路)进行交付;⑤当间歇性可再生能源的渗透率较高时,使用氢储能可以降低弃风弃光,平衡电力供需^[3]。因此,研究将氢作为能源载体的潜力及其应用具有重要价值。特别是对于东盟地区来说,氢能的发展与应用具有重要意义。东盟与东亚经济研究院2019年的研究指出,到2040年,东盟地区的氢能需求有望接近2500万t标油^[4]。

本文首先综述了氢能用于电网、小岛屿能源系统、燃料电池汽车(fuel cell electric vehicle, FCEV)的经济性研究进展。从长期来看,可再生能源制氢已被证明是一种经济上可行的方法。然而,由于相关技术、产业链以及基础设施目前还没有完全成熟,很多障碍有待解决。根据主流的评估模型,本文进一步探讨了东盟国家使用氢储存利用可再生能源的经济性和可行性,并与其他能源利用形式进行了比较。最后给出了相应的发展策略与政策建议。

1 可再生能源制氢技术经济性

氢能作为新型能源载体,具有多种应用场景。本章主要从技术经济性的角度总结电网储能、岛屿能源系统、交通系统等可再生能源制氢主要应用场景的技术经济性研究进展。

1.1 氢能用于电网储能

氢能被认为是电网中可再生能源储能的主要可行技术之一^[5-7]。文献[8]证明储氢是解决可再生能源盈余问题的一种有效、环保和经济的方法。从具体的生产成本角度,文献[9]开展了风电制氢的研究,结果表明非负荷高峰期,风电价格为0.07美元/kWh时,制氢成本可低至3.83美元/kg。如果按0.16美元/kWh的电价,则制氢成本为9.10美元/kg。文献[10]以加拿大一座563 MW风电-氢能联合场站为例,如果将风电场的投资计入总成本,制氢成本为9.00加元/kg(8.19美元/kg),如果不计风电场投资,制氢成本为3.37加元/kg(3.07美元/kg)。

需要指出的是,目前由可再生能源生产的氢仍然比由天然气、水电等生产的氢昂贵许多。亚太能源研究中心(Asia Pacific Energy Research Centre, APERC)研究^[11]表明,可再生能源制氢的成本相当于从化石燃料制氢并结合碳捕集、封存(CCS)成本的2倍(约0.07~0.23美元/m³,指标准大气压下,后同)。文献[12]估计,日本从可再生能源中生产的氢由于其高成本而没有竞争力。文献[13]认为受整体效率的约束,风电电解制氢成本远高于配有CCS的甲烷蒸汽重整制氢,当前不具备经济竞争力。文献[14]则建议工业发电厂将多余的能源转化为热能,而不是通过氢能储存起来。文献[15]认为当前基于电解水制氢的氢基产业还不具备经济竞争力,未来随着电解水和光伏发电的技术进步和设备成本下降,中国的氢基产业将向太阳能资源富集和低成本地区转移。

由于并网的电解制氢和储氢需要考虑可再生能源发电的波动性与间歇性特征,文献[16]对碱性电解槽、质子交换膜电解槽以及固体氧化物电解槽3类主流技术路线的技术经济性相关研究做了综述和对比,考虑了运行负载区间、部分负载产出效率变化、瞬时负载变化响应速度、冷启动与热启动条件以及待机损耗等特性。这些特性不但关系到制氢的能源转换效率和电解设备的使用寿命,还关系到制氢设施对电网波动的响应速度以及能够多大程度上对电网的削峰填谷作出贡献。文献[17]回顾了各类针对可再生能源和氢能通过电网进行整合及优化的模型和算法。

总之,评估储氢的经济可行性仍然是非常复杂的问题,各种制氢技术的成本差异很大^[11, 18],同时相关技术的经济性和效率日新月异。当前,最具发展潜力的前沿储存技术是有机氢化物储氢(liquid organic

hydrogen carriers, LOHC)^[19-20]、循环氢载体(circular hydrogen carriers)^[21]和金属氢化物储氢^[22]。

1.2 氢能用于岛屿能源系统

东盟地区岛屿众多,此类地区的能源供应一直是一个挑战^[23],许多岛屿当前完全依赖化石燃料^[24]。随着气候变化问题加剧和风电、光伏的竞争力不断提高,可再生能源有望发挥更大作用。然而,岛屿地区能源系统容量小,可再生能源的季节性、间歇性等问题影响更大^[25-26],部分地区已经将氢作为潜在解决方案。

一种解决方案是直接进口氢能。从技术上看,可以使用船舶等方式运输其他地区可再生能源生产的氢能。文献[19]指出,远距离液氢海上运输将成为未来重要的运输形式。但是,由于重量百分比低,且不适用于普通船舶运输,当前不具有吸引力。由于与柴油特性类似,LOHC是另一种可行的运输方案。LOHC的成本在短距离内较低,但在5000 km以上仍然很高,氢的运输成本约0.221欧元/kg。文献[27]提出管道运输是氢的首选运输方式。与船舶相比,管道运输价格为0.10~1.00美元/kg,而船舶运费则高达1.80~2.00美元/kg,且采用液氢时,氢的沸腾损失(boil-off losses)更为显著^[19]。

另一种解决方案是直接岛屿上使用光伏或风能等可再生能源发电,并利用储氢和燃料电池匹配负荷曲线并补偿季节差异。如欧洲若干岛屿已经开展了燃料电池-储氢联合系统试验^[28],验证了100%可再生能源系统在技术和经济上的可行性。文献[29]在中国香港某岛屿建立了一个离网的太阳能-风能-燃料电池混合系统,该系统可以良好运行。地中海地区的一些岛屿试验,也证明可以利用储氢和燃料电池汽车来减少化石燃料消耗^[25]。克罗地亚的Korcula岛基于储氢技术可以完全依赖可再生能源发电^[24]。然而,上述研究都在成熟经济体的岛屿开展,这些地区拥有利于氢开发的能源和环境立法^[28],在经济欠发达地区进行这类试验的可行性仍有待探讨。

1.3 氢能用于燃料电池汽车

氢能的另一个主要用途是直接作为车辆燃料。交通运输行业由化石燃料向氢燃料转型可带来显著的社会效益,如提高能源安全、减少污染和减少温室气体排放^[30]。IEA报告指出,交通运输行业的能源转型将带来大量基础设施投资。到2050年,假设售出1.5亿

辆燃料电池汽车,则每辆车平均需要氢能基础设施投资900~1900美元。文献[31]进行了总拥有成本(total cost of ownership, TCO)分析,将生命周期评估框架应用于燃料电池客车,以2012—2014年为基准年,与澳大利亚的柴油、压缩天然气和混合动力客车进行了比较。研究发现,在目前的资本和运营成本水平以及技术成熟度下,燃料电池客车的TCO是传统柴油客车的2.6倍。文献[32]指出,在实现美国能源部对于燃料电池客车的初始投资和运维成本长期目标的情况下,柴油客车与燃料电池汽车的TCO之间仍存在40万澳元(28.8万美元)的缺口。若采用小型基地直接制氢,则氢气的成本在20.90~22.40澳元/kg(15.00~16.10美元/kg)之间,燃料电池客车无法与混合动力或压缩天然气客车竞争。但是,如果柴油价格从目前的1.39澳元/L(1.00美元/L)升至4.50澳元/L(3.24美元/L),则燃料电池客车的TCO将与柴油客车持平。文献[33]指出,如果质子交换膜电解槽的允许投资回报年限超过10 a,碱性电解槽的允许投资回报年限超过5 a,氢能单位成本可低于汽油。

当前,氢燃料电池汽车发展面临的主要障碍是许多学者提出的“Chicken and Egg Dilemma (CED)”困境^[30]。文献[34]指出FCEV应用缓慢的主要原因是缺乏加氢网络。文献[30]则认为,尽管存在商业规模的制氢,但分销网络依赖氢燃料电池汽车的销售。正如几项研究所强调的那样^[35-37],加氢站本身的高成本,导致了对FCEV的投放量高度敏感,必须具有一定规模的FCEV才能使加氢网络具有经济可行性。文献[38]提出了发展加氢网络的6个主要障碍:初始投资成本高、融资渠道有限、储氢技术不成熟、输氢技术不健全、缺乏标准以及补贴机制不完善。文献[12]以日本为例指出,虽然政府为开发燃料电池车辆提供了大量补贴,但严格的法规限制了基础设施成本的降低,导致日本加氢站的成本是欧洲的2~3倍。文献[39-40]则提出缺乏长期融资、回报率低、存在各种风险和市场参与者问题是FCEV发展面临的主要挑战,并为填补绿色融资缺口提供了切实可行的解决方案,包括提高公共金融机构和非银行金融机构(养老基金和保险公司)在绿色投资中的作用,利用溢出税提高绿色项目的回报率,制定绿色信贷担保计划以减少信贷风险,建立基于社区的信托基金,并通过金融和政策来减轻绿色投资风险。对于加氢站的融资和运营,文献[37]介绍了4种融资和运营的商业模式,即BOT(build-operation-transfer)模式、TOT(transfer-operate-

transfer) 模式、PPP (public-private-partnership) 模式以及ABS (asset-backed securitization) 模式, 并确定了评价标准。

总体上看, 通过补贴并利用电解槽和储氢设备的规模经济性, 可以降低FCEV成本。缺乏基础设施和财政资源也曾是化石燃料商业应用开始时的一个问题^[27], 因此, 可以在政府和国家补贴的支持下克服^[34]。政府补贴将大大降低氢技术的成本, 有效增加可再生能源制氢的份额^[33]。

2 可再生能源制氢及远距离储运示范工程

欧洲各国及日本的可再生能源制氢应用走在世界前列。对于化石能源资源十分匮乏的地区, 利用氢能是增强能源供应安全性并实现低碳发展的有效手段。

作为“欧洲绿色协议”的一部分, 欧盟于2020年宣布了“欧洲氢能战略”^[41]。其中包括到2024年达到6 GW可再生能源电解制氢能力, 并在2030年扩大到不低于40 GW。该战略指出氢能未来将在最难以减排的能源应用部门扮演重要角色, 在这些部门中大约50%的减排将来自于氢能^[42]。

始于2013年的德国WindGas项目是世界上第一个MW级的可再生能源制氢项目。该项目包括一个2 MW的碱性电解槽用于风电制氢, 随后通过一条1.6 km长的纯氢管道注入天然气管网, 将掺氢天然气用于发电、制热及其他工业用途^[43]。

NortH2是目前欧洲最大的可再生能源制氢项目。该项目位于荷兰Groningen港口, 在2030年前利用北海地区的海上风电建设4 GW的电解制氢能力, 并预期到2040年达到10 GW^[44]。

区域合作与低碳氢技术示范项目 (Regional Cooperation and Low-carbon Hydrogen Technology Demonstration Project) 于2015年由日本环境部批准, 神奈川、横滨和川崎等多个日本地方政府, 以及东芝、丰田等企业共同实施。该项目利用东京湾沿线设施中可再生能源生产的氢来驱动物流车 (forklifts), 于2017年7月开始运作。该项目使用一个2 MW风力发电设施, 以10 m³/h的功率生产氢气, 由压缩氢气方式运输, 供12辆燃料电池物流车使用。系统实际运行中, 燃料电池货车的加氢时间短于电动货车充电时间, 使用更加灵活。2018年5月, 东芝能源等公司在北海道启动示范项目。该项目由小水电制氢, 使用一台200 kW小型水力发电机, 电解氢气效率为35 m³/h。

氢气由压缩氢气卡车运输, 以支持一个福利中心、一个游泳池及多辆燃料电池汽车使用。

对于氢的远距离传输, 日本正在尝试2条技术路线。千代田公司正在领导一个联盟, 开展大规模液态甲基环己烷 (methylcyclohexane, MCH) 运输技术实验。该技术利用甲苯和氢气生产MCH, 在室温和大气压力下可以保持液态, 适合以液态进行运输。千代田与三菱等公司于2020年启动了世界上第一个全球氢供应链示范项目, 在文莱Sungai Liang Industrial Park (SPARK) 的氢化 (hydrogenation) 工厂将经天然气重整制得的氢气转化为MCH, 并通过海运到日本。该项目的初步目标是建成后每年供应210 t氢, 相当于40 000辆燃料电池车的需求。川崎重工及其合作伙伴开展了另一条技术路线——液化氢运输, 在澳大利亚拉特罗布 (Latrobe) 进行一个试验项目, 氢气来源于当地煤制氢, 未来将发展为煤制氢结合CCS。该项目计划2020—2021年实现液化氢从澳大利亚到日本的海上运输^[45]。

3 经济性评估模型

可再生能源制氢及其在能源、交通行业应用的基本流程如图1所示。首先, 由风、光等可再生能源或从电网获取电能, 经过电解水产生氢气, 再通过多种方式运输至消费侧, 通过燃料电池、燃气轮机等方式实现再利用。

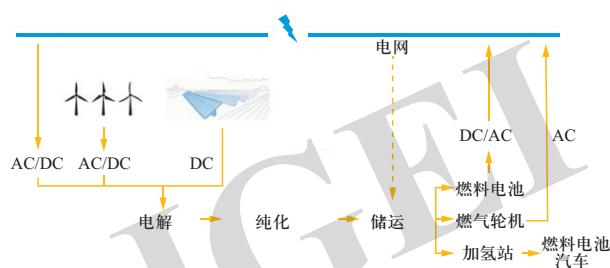


图1 可再生能源制氢流程

Fig. 1 Flow of hydrogen production based on renewable energy

综合当前主流技术^[46-47], 该流程的井轮 (well-to-wheels, WTW) 模型如图2所示, 包括生产、运输与储存、再利用3个主要环节。

生产环节: 该环节考虑的主要设备是交流-直流转换器和电解槽。模型中涵盖了2种电解槽: 碱性和质子交换膜。电解产生氢后, 氢将被净化到99.7%以上的纯度。

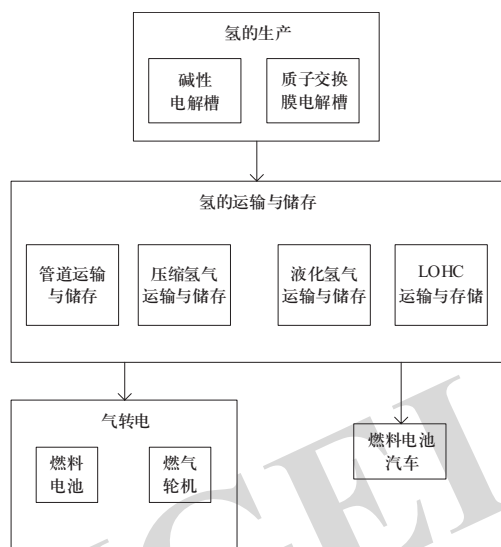


图2 可再生能源制氢及再利用过程的关键环节
Fig. 2 Key processes of hydrogen production based on renewable energy and the utility

运输与储存环节：该环节模型主要覆盖4种技术路线，包括管道、压缩氢气、液化氢和LOHC。管道方式指以管道运输氢气；压缩氢气方式指采用压缩氢气船或卡车，经短途或长途运输氢气；液化氢方式指通过液氢船或卡车，经短途或长途运输氢气；有机氢化物方式指通过LOHC方式储氢，并通过船车运输。

再利用环节：该环节主要包括燃料电池、燃气轮机2种技术路线。

4 东盟地区经济性评价

4.1 主要参数设置

根据第3章分析模型，本章以东南亚地区为例开展经济性评价，并与锂电池储能进行了对比。主要参数设置如下。

以光伏为例，光伏电站容量为1000~4000 MW，设定容量系数（capacity factor）为20%。相关能源成本假设及其依据见附录A，计算方法见附录B。关键设备投资成本和固定运营成本方面，本研究的主要假设见附录C^[48-49]。

假设氢储能时长为7 d。运输距离分为2种场景：就地消纳（0 km）、跨国运输（2000 km）。燃料电池电站系统成本约5000美元/kW，燃气轮机电站系统成本约1000美元/kW。综合考虑，锂电池储能度电成本约为0.2美元/kWh^[49-50]。

各国之间的对比则仅考虑其生产电价、成品油价格以及能源和车辆相关的税收和补贴政策的不同。考

虑东盟市场的高度一体化，假设各国各项设备成本保持一致。

4.2 电网储能应用情景

情景1：光伏电站装机容量为1000 MW，考虑管道等多种运输方式，再利用方式为燃料电池，运输距离为跨国运输。各种运输方式下发电成本结果如图3所示，液化氢船舶运输最为昂贵，其次是管道运输，原因是这2种运输方式的初始投资较高。压缩氢气卡车运输是所有供氢方式中最为经济的，然而最终发电成本仍然是锂电池储能成本的2倍左右。

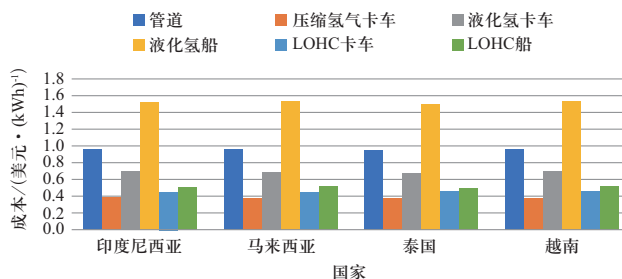


图3 情景1发电成本

Fig. 3 Production cost in Scenario 1

情景2：光伏电站容量和氢运输距离与情景1相同，再利用方式为燃气轮机。由于燃气轮机的初始投资较燃料电池低，情景2的发电成本整体低于情景1，如图4所示。

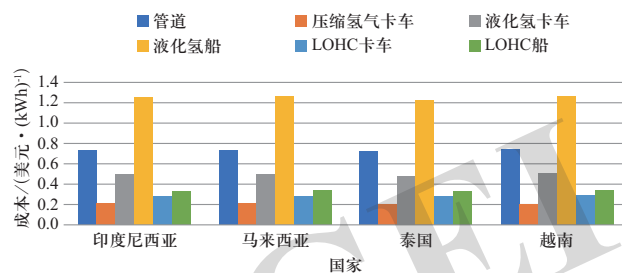


图4 情景2发电成本

Fig. 4 Production cost in Scenario 2

情景3：保持其他设置与情景2相同，进一步扩大光伏电站的规模至4000 MW，图5给出了最终的发电成本。

情景3与情景2对比可以看出，规模效应非常明显，特别是资本更加密集的液化氢和管道运输方式。情景3的氢能发电成本相比锂电池储能已具备一定竞争力。

值得指出的是，当前液化氢技术成本高昂，因为分析所依赖的案例中氢气生产和运输规模较小。川

崎重工等企业认为^[45]，液化氢成本变化类似液化天然气，将会快速下降。这也符合模型中观察到的氢能供应链的规模经济性。如当可再生能源装机规模由1000 MW增长到4000 MW时，液化氢成本降低了50%~70%。

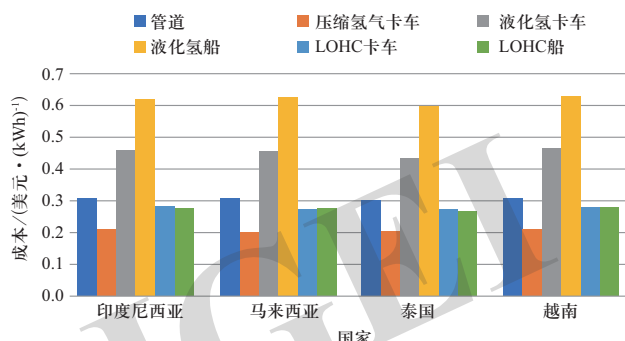


图5 情景3发电成本

Fig. 5 Production cost in Scenario 3

4.3 交通运输业应用情景

首先分析运输至加氢站的氢能成本，情景设置为：使用4000 MW光伏电站制氢，运输场景为跨国运输，结果如图6所示。

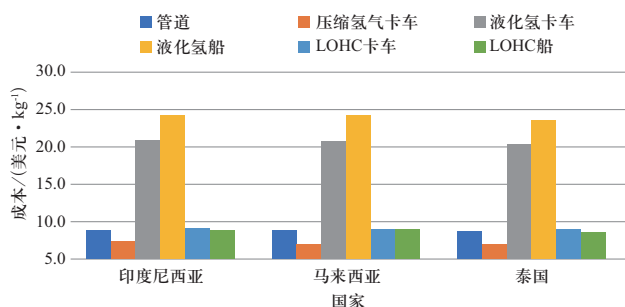


图6 运输至加氢站的氢能交付价格

Fig. 6 Price of hydrogen in the fueling station

将上述模型的最低价格结果作为输入，应用于燃料电池汽车TCO模型^[51]，表1显示燃料电池汽车TCO价格可达到1.89~2.20美元/km。因此，当前与其他动力系统技术相比（TCO价格约0.80~0.90美元/km）^[31-32]，以可再生能源制氢作为动力的汽车仍不具备竞争力。

表1 典型国家汽车TCO值

Table 1 TCO of vehicles in typical countries

国家	TCO/(美元·km ⁻¹)
印度尼西亚	2.20
马来西亚	1.99
泰国	1.89

这种结果是由可再生能源制氢的高成本和燃料电池汽车本身较高的初始投资造成的。从氢成本比较，目前的氢供应成本是美国能源部建议目标价格的2倍以上。从初始投资比较，燃料电池汽车的初始投资至少是内燃机汽车的3倍。

5 结论

可再生能源制氢是氢能生产的必然发展趋势，主要应用场景为电网储能、岛屿能源系统、车辆燃料等。氢的运输和生产同为重要的成本驱动因素。在多种氢能储运技术路线中，液化氢最为昂贵，而压缩氢气和LOHC较为便宜。

储氢并通过燃料电池转换为电能的成本是锂电池储能成本的2~3倍。然而，利用成熟的燃气轮机技术将氢转化为电能，结合压缩氢气和管道等储运途径则有望与锂电池储能竞争。

在交通运输应用场景中，从可再生能源中制氢并通过各种途径供应给燃料电池汽车的成本通常是6~7美元/kg，再考虑燃料电池车辆本身较高的初始投资，当前并没有竞争力。然而，本研究暂时没有计入氢作为储能所提供的电网辅助服务所带来的收益，也没有考虑其碳减排所能带来额外收入。

当前，氢能的经济竞争力及其在电力和交通运输等下游应用的现状类似光伏、风电和电动汽车发展初期。因此，有理由相信支持性政策可以帮助氢能及其相关应用完善基础设施，加速供应链成熟，并实现规模经济，从而大大降低氢能的成本。建议政策制定时重点考虑以下方面：①促进氢的规模经济性，加快打造供应链，特别是基于可再生能源的供应链；②降低氢供应链和燃料电池汽车的初始投资成本；③构建新的能源市场机制，扩展可再生能源制氢的收益，如平抑电网波动、减少碳排放等，为氢能项目带来额外效益。

参考文献

- [1] IEA. The future of hydrogen: seizing today's opportunities[R]. Paris: IEA, 2019.
- [2] SIAVASH K, EETU R, DMITRII B, et al. Global transportation demand development with impacts on the energy demand and greenhouse gas emissions in a climate-constrained world[J]. Energies, 2019, 12(20): 3870.
- [3] LI Y. Hydrogen as a clean fuel for transportation[EB/OL].

- (2021)[2021-1-21]. <https://theaseanpost.com/article/hydrogen-clean-fuel-transportation>.
- [4] KIMURA S, LI Y. Demand and supply potential of hydrogen energy in East Asia[R]. Jakarta: ERIA, 2018.
- [5] SEYYEDEH-BARHAGH S, MAJIDI M, NOJAVAN S, et al. Optimal scheduling of hydrogen storage under economic and environmental priorities in the presence of renewable units and demand response[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2019, 46: 101406.
- [6] KHOSRAVI A, KOURY R N N, MACHADO L, et al. Energy, exergy and economic analysis of a hybrid renewable energy with hydrogen storage system[J]. *Energy*, 2018, 148: 1087-1102.
- [7] 李佳蓉, 林今, 肖晋宇, 等. 面向可再生能源消纳的电化工(P2X)技术分析及其能耗水平对比[J]. *全球能源互联网*, 2020, 3(1): 86-96.
- LI Jiarong, LIN Jin, XIAO Jinyu, et al. Technical and energy consumption comparison of power-to-chemicals (P2X) technologies for renewable energy integration[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2020, 3(1): 86-96(in Chinese).
- [8] YAN X H, GU C H, LI F R, et al. Cost-benefit comparison of different techniques for addressing wind curtailment[J]. *Energy Procedia*, 2017, 142: 1759-1764.
- [9] RAHIL A, GAMMON R. Dispatchable hydrogen production at the forecourt for electricity demand shaping[J]. *Sustainability*, 2017, 9(10):1785.
- [10] DE OLATEJU B, KUMAR A, SECANELL M. A techno-economic assessment of large scale wind-hydrogen production with energy storage in Western Canada[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(21): 8755-8776.
- [11] APERC. Perspectives on hydrogen in the APEC region[R]. Tokyo: Asia Pacific Energy Research Centre, 2018.
- [12] NAGASHIMA M. Japan's hydrogen strategy and its economic and geopolitical implications[R]. Paris: Etudes de l'IFRI, 2018.
- [13] LOISEL R, BARANGER L, CHEMOURI N, et al. Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(21): 6727-6739.
- [14] EYPASCH M, SCHIMPE M, KANWAR A, et al. Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on liquid organic hydrogen carriers[J]. *Applied Energy*, 2017, 185: 320-330.
- [15] 姜克隽, 向翩翩, 贺晨旻, 等. 零碳电力对中国工业部门布局影响分析[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(1): 5-11.
- JIANG Kejun, XIANG Pianpian, HE Chenmin, et al. Impact analysis of zero carbon emission power generation on China's industrial sector distribution[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(1): 5-11(in Chinese).
- [16] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 2440-2454.
- [17] ERIKSSON E L V, GRAY E M. Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems-a critical review[J]. *Applied Energy*, 2017, 202: 348-364.
- [18] MENANTEAU P, QUÉMÉRÉ M M, LE DUGOU A, et al. An economic analysis of the production of hydrogen from wind-generated electricity for use in transport applications[J]. *Energy Policy*, 2011, 39(5): 2957-2965.
- [19] TEICHMANN D, ARLT W, WASSERSCHIED P. Liquid organic hydrogen carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(23): 18118-18132.
- [20] REUB M, GRUBE T, ROBINIUS M, et al. Seasonal storage and alternative carriers: a flexible hydrogen supply chain model[J]. *Applied Energy*, 2017, 200: 290-302.
- [21] AAKKO-SAKSA P T, COOK C, KIVIAHO J, et al. Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy-review and discussion[J]. *Journal of Power Sources*, 2018, 396: 803-823.
- [22] ABE J O, POPOOLA A P I, AJENIFUJA E, et al. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(29): 15072-15086.
- [23] YOUNG D C, MILL G A, WALL R. Feasibility of renewable energy storage using hydrogen in remote communities in Bhutan[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007, 32(8): 997-1009.
- [24] DOROTIĆ H, DORAČIĆ B, DOBRAVEC V, et al. Integration of transport and energy sectors in island communities with 100% intermittent renewable energy sources[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 99: 109-124.
- [25] GROPPI D, DE ASTIASO GARCIA D, LO BASSO G, et al. Analysing economic and environmental sustainability related to the use of battery and hydrogen energy storages for increasing the energy independence of small islands[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 177: 64-76.
- [26] CABRERA P, LUND H, CARTA J A. Smart renewable energy penetration strategies on islands: the case of Gran Canaria[J]. *Energy*, 2018, 162: 421-443.
- [27] SINGH S, JAIN S, PS V, et al. Hydrogen: a sustainable fuel for future of the transport sector[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 51: 623-633.
- [28] CHEN F Z, DUIC N, MANUEL ALVES L, et al. Renewislands—Renewable energy solutions for islands[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007, 11(8): 1888-1902.
- [29] MA T, YANG H X, LU L. A feasibility study of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island[J]. *Applied Energy*, 2014, 121: 149-158.
- [30] SOUTHALL G D, KHARE A. The feasibility of distributed hydrogen production from renewable energy sources and the

- financial contribution from UK motorists on environmental grounds[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2016, 26: 134-149.
- [31] ALLY J, PRYOR T. Life cycle costing of diesel, natural gas, hybrid and hydrogen fuel cell bus systems: an Australian case study[J]. *Energy Policy*, 2016, 94: 285-294.
- [32] SPENDELOW J, PAPAGEORGIOPOULOS D. Fuel cell bus targets, fuel cell technologies program record[R]. Washington D.C.: U.S. Department of Energy, 2012.
- [33] NISTOR S, DAVE S, FAN Z, et al. Technical and economic analysis of hydrogen refuelling[J]. *Applied Energy*, 2016, 167: 211-220.
- [34] CAMPÍÑEZ-ROMERO S, COLMENAR-SANTOS A, PÉREZ-MOLINA C, et al. A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out[J]. *Energy*, 2018, 148: 1018-1031.
- [35] FRANK E D, ELGOWAINY A, KHALID Y S, et al. Refueling-station costs for metal hydride storage tanks on board hydrogen fuel cell vehicles[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(57): 29849-29861.
- [36] APOSTOLOU D, XYDIS G. A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 113: 109292.
- [37] BAI W, ZHANG L. How to finance for establishing hydrogen refueling stations in China? An analysis based on Fuzzy AHP and PROMETHEE[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(59): 34354-34370.
- [38] XU C B, WU Y N, DAI S Y. What are the critical barriers to the development of hydrogen refueling stations in China? A modified fuzzy DEMATEL approach[J]. *Energy Policy*, 2020, 142: 111495.
- [39] TAGHIZADEH-HESARY F, YOSHINO N. Sustainable solutions for green financing and investment in renewable energy projects[J]. *Energies*, 2020, 13(4): 788.
- [40] TAGHIZADEH-HESARY F, YOSHINO N. The way to induce private participation in green finance and investment[J]. *Finance Research Letters*, 2019, 31: 98-103.
- [41] European Commission. A hydrogen strategy for a climate neutral Europe[R/OL]. (2018)[2021-1-21]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_1296.
- [42] FCHJU. Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition[R]. Brussels: FCHJU, 2019.
- [43] Hydrogen Europe. Project WindGas Falkenhagen[EB/OL]. (2020)[2021-01-21]. <https://hydrogeneurope.eu/project/windgas-falkenhagen>.
- [44] Hydrogen Europe. Kickstarting the green hydrogen economy[EB/OL]. (2016)[2021-01-21]. <https://hydrogeneurope.eu>.
- [45] Hystra. Hydrogen energy supply chain pilot project between Australia and Japan[EB/OL]. (2020)[2021-01-21]. <http://www.hystra.or.jp/en/project/>.
- [46] RUTH M, LAFFEN M, TIMBARIO T A. Hydrogen pathways: cost, well-to-wheels energy use, and emissions for the current technology status of seven hydrogen production, delivery, and distribution scenarios[R]. Denver: National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [47] NGUYEN, TIEN, WARD, et al. Well-to-wheels greenhouse gas emissions and petroleum use for mid-size light-duty vehicles, offices of bioenergy technologies. Fuel cell technologies & vehicle technologies[R]. Washington D.C.: U.S. Department of Energy, 2013.
- [48] HASSAN A, PATEL M K, PARRA D. An assessment of the impacts of renewable and conventional electricity supply on the cost and value of power-to-gas[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(19): 9577-9593.
- [49] PARRA D, VALVERDE L, PINO F J, et al. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 101: 279-294.
- [50] LAZARD. Lazard's levelized cost of storage analysis - version 6.0[R]. New York: LAZARD, 2020.
- [51] LI Y F, KIMURA S. Economic competitiveness and environmental implications of hydrogen energy and fuel cell electric vehicles in ASEAN countries: the current and future scenarios[J]. *Energy Policy*, 2021, 148: 111980.

附录A 能源成本假设参数

表 A1 东盟地区部分国家能源成本
Table A1 Energy cost of ASEAN countries

国家	电网电价/(美元·(kWh) ⁻¹)	光伏上网电价/(美元·(kWh) ⁻¹)	柴油/(美元·L ⁻¹)	汽油/(美元·L ⁻¹)
印度尼西亚	0.082	0.040	0.86	0.71
马来西亚	0.087	0.040	0.52	0.50
泰国	0.068	0.038	0.86	1.17
越南	0.086	0.041	0.71	0.88

数据来源: APERC于2018年6月在日本东京发布的Perspectives on hydrogen in the APEC Region; globalpetroprice.com。

附录B 氢能的供应计算

本文主要参照美国能源部及其下属实验室开发的GREET、H2A以及HDSAM等模型中的核心构成部分,即井轮(well-to-wheels, WTW)模型、氢能平准化成本(levelized cost of hydrogen, LCOH)模型以及用户全拥车成本(total cost of ownership, TCO)模型对氢能及氢燃料电池车的成本、排放分别进行估算^[44]。

基于LCOH计算氢能的供应成本公式为

$$C_{\text{LCOH}} = \frac{\sum_i (r_{\text{crf}}^{(i)} \cdot C_{\text{CAPEX}}^{(i)} + C_{\text{fixed}}^{(i)} + C_{\text{variable}}^{(i)} + C_{\text{fuel}}^{(i)})}{H} \quad (\text{B1})$$

式中: r_{crf} 为资本回收系数; C_{CAPEX} 为基础设施的投资成本; C_{fixed} 为该设施的固定运营成本; C_{variable} 为该设施的可变运营成本; C_{fuel} 为燃料成本; i 为氢能供应链的各环节; H 为年供氢量。

氢能的再利用分为电力和交通2种方式。对于电

力系统,氢能通过燃料电池和燃气轮机2种方式注入电网,氢能发电的平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)为

$$C_{\text{LCOE}} = \frac{r_{\text{crf}} \cdot C_{\text{CAPEX}} + C_{\text{fixed}} + C_{\text{variable}} + C_{\text{fuel}}}{E} \quad (\text{B2})$$

式中: E 为年发电量。

对于交通系统应用,采用车辆TCO模型^[31-32]开展分析:

$$C_{\text{TCO}} = \frac{P_v + \sum_t \frac{C_{\text{fuel}}^{(t)} + C_{\text{O\&M}}^{(t)}}{(1+r)^{t-1}} - \frac{R_v}{(1+r)^{T-1}}}{D} \quad (\text{B3})$$

式中: P_v 为购车成本; C_{fuel} 为车辆燃料费用; $C_{\text{O\&M}}$ 为车辆维护成本和其他使用费用; r 为折现率; t 为年份; T 为车辆预期使用寿命; R_v 为 T 期车辆残值; D 为总行驶里程。

附录C 关键设备投资成本与固定运营成本假设

表C1 关键设备投资成本与固定运营成本假设^[48-49]

Table C1 Assumptions of investment and fixed cost of key equipments

设备	初始投资成本	固定运营成本/%	寿命
碱性电解槽	1102 美元/kW	4.7	140 000 h
质子交换膜电解槽	1808 美元/kW	4.6	140 000 h
压缩氢气罐	1100 美元/kg	1.5	30 a
液化氢罐	27 美元/kg	1.0	30 a
氢气管道	39.9 万美元/km	8.0	50 a
燃料电池电站	3729 美元/kW	1.8	50 000 h
燃气轮机电站	978 美元/kW	1.1	20 a

收稿日期: 2021-02-03; 修回日期: 2021-03-31。



李彦斐

作者简介:

李彦斐(1983), 男, 博士, 副教授, 研究方向为区域能源市场, 能源政策, 产业经济与技术经济, E-mail: yanfei.li@eria.org。

江涵(1984), 男, 博士, 研究方向为能源互联网规划及分析。通信作者, E-mail: han-jiang@geidco.org。

Farhad Taghizadeh-Hesary (1985), 男, 博士, 副教授, 研究方向为能源金融。

邬炜(1977), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划, E-mail: wei-wu@geidco.org。

(责任编辑 李锡)