

“双碳”目标下电解制氢关键技术及其应用进展

赵雪莹*, 李根蒂, 孙晓彤, 宋洁, 梁丹曦, 徐桂芝, 邓占锋

(全球能源互联网研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209)

Key Technology and Application Progress of Hydrogen Production by Electrolysis Under Peaking Carbon Dioxide Emissions and Carbon Neutrality Targets

ZHAO Xueying*, LI Gendi, SUN Xiaotong, SONG Jie, LIANG Danxi, XU Guizhi, DENG Zhanfeng

(Global Energy Interconnection Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China)

Abstract: Hydrogen energy is a clean, pollution-free, long-term storage of secondary energy. Under the background of peaking carbon dioxide emissions and carbon neutrality targets, it plays a pivotal role in the energy system dominated by renewable energy. The production of green hydrogen is a prerequisite for decarbonization. Therefore, key technologies for the production of green hydrogen are reviewed. In addition, advanced cases of green hydrogen production in Europe and Japan are summarized. The cost composition of water electrolysis and ways to reduce costs are analyzed. Compared with the reduction in equipment cost, a low electricity price has a greater impact on the cost of green hydrogen. The electrode and diaphragm account for the highest proportion of the cost of the alkaline electrolyzer, whereas the bipolar plate accounts for the highest proportion of the cost of the PEM electrolyzer. Finally, it summarizes the future development direction of green hydrogen production technology in China: research on the impact of new energy input on electrolyzers and hydrogen production systems, thereby improving the reliability and durability of electrolyzers and systems as well as enhancing the independent research and development level of key materials and core components of electrolyzers.

Keywords: carbon emission reduction; hydrogen production by electrolysis of water; demonstration of hydrogen production from renewable energy; cost analysis

摘要: 氢能是一种清洁无污染、可长期存储的二次能源,在碳达峰、碳中和目标背景下,将在可再生能源占主导地位的能源体系中扮演举足轻重的角色。氢能的绿色制取是实现脱碳的必要前提,综述了氢能绿色制取的关键技术进展。此外,总结了欧洲、日本等地在绿氢制取方面的先进案例,分析电解制氢技术的成本组成以及降低成本的途径。相比于设

备成本的降低,低电价对于绿氢成本的影响更大。电极和膜片在碱性电解槽成本中占比最高,而双极板在质子交换膜电解槽成本中占比最高。最后总结了未来中国氢能绿色制取技术发展方向:研究新能源输入对电解槽及制氢系统影响;提高电解槽和系统可靠性与耐久性;提升电解槽关键材料与核心部件自主化研发水平。

关键词: 碳减排; 电解水制氢; 可再生能源制氢示范; 成本分析

0 引言

2016年12月,国家发展改革委、能源局印发的《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》中明确提出中国能源转型的战略目标:到2030年,非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到50%。2020年9月,中国在第七十五届联合国大会上宣布,二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和。

实现碳达峰、碳中和目标,成为中国能源结构发展与转型的指导方针。在“双碳”目标的驱使下,绿色低碳之路成为必然选择。具有清洁无污染、可长期存储、应用场景丰富等优点的氢能^[1],有助于减少交通和工业部门的碳排放,将在世界能源转型中发挥重要作用。加快发展氢能产业,是各国应对全球气候变化、保障能源安全和实现经济社会高质量发展的战略选择。

中国在氢能技术方面已开展许多研究,涵盖制氢、燃料电池及储运氢技术^[2-5]等领域,并在张家口、佛山、白城、兰州、宁夏等多地开展氢能示范项目^[6-10],氢能能源结构转型方面的作用受到越来越多的关注^[11-12]。本文介绍氢能对实现“双碳”目标的重要作

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(4000-202058313A-0-0-00)。

Science and Technology Foundation of SGCC (4000-202058313A-0-0-00).

用, 并对其关键技术进行分析。总结欧洲、日本等地逐步转向绿氢制取的典型案例, 讨论绿氢制取现阶段成本组成以及降低成本的途径。最后, 提出氢能绿色制取技术未来的研究重点和发展方向。

1 氢能对实现“双碳”目标的重要作用

在积极应对气候变化背景下, 为确保21世纪末实现2 °C甚至1.5 °C温升控制目标, 全球能源供需体系正在向低碳化、无碳化加快转型。自21世纪初以来, 太阳能和风能一直是增长最快的发电能源, 在2013—2020年期间, 全球可再生能源发电量增长45%, 预计到2040年将达到总发电量的40%^[13]。但与传统的发电技术相比, 使用可再生能源发电的主要问题是其具有很强的波动性和随机性, 与之伴随的转动惯量、电压支撑、电力电子化等问题日益凸显, 给电网安全稳定运行带来了重大挑战, 也对电力系统运行灵活性提出了更高要求。

氢气作为一种价值丰富的商品气体和化学原料, 可以成为可再生能源转换的能量储存载体。将电解水技术与可再生能源发电相结合, 可将多余的电能以化学能的方式储存在氢气中, 平抑可再生能源波动, 提高消纳水平, 推进能源清洁化替代。利用可再生能源制取的“绿氢”还可直接应用于工业、交通、建筑等多种脱碳领域, 为实现深度碳减排提供有效途径。当下氢气主要来自化石能源, 全球只有不到4%的氢气是基于电解过程产生的。为了减少二氧化碳的排放, 来自可再生能源的“绿氢”产量需显著增加。因此, 利用可再生能源生产的氢气被认为是未来实现可持续发展的重要能源载体。

近些年来, 全球主要国家高度重视氢能的发展, 中国、美国、日本、德国已将氢能发展上升至国家战略高度, 不断加大氢能研发和产业化的扶持力度。国际氢能委员会 (Hydrogen Council) 预计, 到2050年氢能将占全球能源消耗总量的18%。目前, 在全球范围内, 以燃料电池为主要应用的氢能产业链已初步实现商业化, 预计在未来5年氢能产业将迎来爆发式增长。

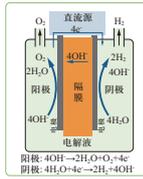
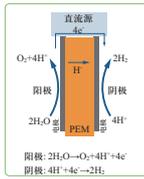
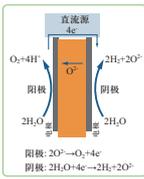
2 氢能绿色制取技术

电解水的电化学反应包括发生在带负电荷阴极的还原反应与发生在带正电荷阳极的氧化反应。该过程被认为是完全清洁的产氢过程, 无二氧化碳

排放。根据电解液的不同, 当前被认为可大规模推广的电解制氢技术主要分为3种: 液体电解液—碱性电解 (alkaline water electrolysis, AWE); 酸离子环境中的电解—质子交换膜 (proton exchange membrane, PEM) 电解; 固体氧化物电解 (solid oxide electrolysis, SOEC) 液—高温电解。表1总结了3种技术的重要特征、规格、优缺点。

表1 三种类型的水电解质的特征^[14]

Table 1 Characterisation of the three types of water electrolyzers

制氢技术	碱性 电解制氢	质子交换膜 电解制氢	固体氧化物 电解制氢
工作原理			
电解质	NaOH/KOH (液体)	质子交换膜 (固体)	YSZ (固体)
操作温度/°C	70~90	50~80	500~1000
操作压力/MPa	<3	<7	0.1
阳极催化剂	Ni	Pt, Ir, Ru	LSM, CaTiO ₃
阴极催化剂	Ni合金	Pt, Pt/C	Ni/YSZ
电极面积/cm ²	10 000~30 000	1500	200
单堆规模	1 MW	1 MW	5 kW
电解槽直流电耗 (氢气体积按0 °C、标准大气压下计) / (kWh·m ⁻³)	4.3~6	4.3~6	3.2~4.5
系统直流电耗 (氢气体积按0 °C、标准大气压下计) / (kWh·m ⁻³)	4.5~7.1	4.5~7.5	3.6~4.5
电解槽寿命/h	60 000	50 000~80 000	<20 000
系统寿命/a	20~30	10~20	—
启动时间/min	>20	<10	<60
运行范围/%	15~100	5~120	30~125
系统投资成本 / (元·kW ⁻¹)	6500	10 000	—
优点	成本低、长期稳定性好、单堆规模大、非贵金属材料	设计简单、结构紧凑、体积小、快速反应、高电流密度	高能量效率、可构成可逆电解池、非金属材料
缺点	腐蚀性电解液、动态响应速度慢、低电流密度	贵金属材料、双极板成本高、耐久性差、酸性环境	电极材料不稳定、存在密封问题、设计复杂、陶瓷材料有脆性

注: LSM为(La_{1-x}Sr_x)_{1-y}MnO₃; YSZ为Y (钇) 稳定的ZrO₂。

2.1 碱性电解水制氢

Troostwijk和Diemann在1789年首次发现了电解现象^[15-16]。碱性电解(AWE)制氢技术是目前最成熟、商业化程度最高的电解制氢技术^[17], MW级规模的电解装置已实现商业化应用。AWE电解槽使用NaOH或KOH水溶液作为电解液, 在阳极水氧化产生氧气, 在阴极水还原产生氢气, 具有操作简单、生产成本较低等优点, 但是其存在体积和重量大、碱液有腐蚀性等问题。

隔膜是碱性电解池的关键部件之一, 将产品气体隔开, 避免氢氧混合。以石棉为基础的多孔隔膜被使用了几十年, 直到20世纪70年代中期, 因为其有毒且气体渗透性较高而被禁止。随后, 各类隔膜替代材料得到发展, 例如Hydrogenics公司的HySTAT™模块化电解槽使用无机离子交换膜IMET®^[18], 生产的氢气纯度>99.999%。NEL(挪威)、MacPhy(法国)、ErreDue(意大利)、Enapter(意大利)等公司也在开发和生产碱性电解槽。

传统AWE有一些操作上的局限性, 尤其是最大电流密度通常限制在 0.45 A/cm^2 以内(一般为 $0.2\sim 0.4 \text{ A/cm}^2$)。因为在较高的电流密度下, 产生的气泡在重力作用下会沿电极表面向上流动, 从而在整个电极表面形成一层连续的非导电膜。在新型AWE电解槽中, 多孔网格构成的电极压在隔膜上, 以减少间隔距离来降低欧姆电阻。这种零间隙配置可提高电解效率^[19]。通过使用这种新型工艺, AWE系统的电流密度可提升至 2 A/cm^2 ^[20-21]。

水蒸气电解槽也可以避免“气泡演变问题”, 如俄罗斯公司的产品Centrotech^[16]。在该电解槽中水蒸气被电解, 产生的氢气跟随水蒸气一同被带出, 氢/水蒸气混合物在该电解槽中形成动态循环, 因而不存在气泡问题。具有高热稳定性的阴离子交换膜(特别是基于聚乙烯醇的阴离子交换膜)可用于水蒸气电解^[22]。然而, 这种系统的水平衡控制非常复杂, 水蒸气电解槽若要实现商品化, 尤其需要在传感器和控制系统上进行改进^[23]。

可再生能源电力的间歇性波动会增加阴极处Ni的溶解, 在阴极上涂一层较薄的稳定活性材料, 可减轻这一问题, 因而AWE一般可在额定功率的15%~100%之间运行。但AWE的启动时间较长, 停机后需要30~60 min才能重新启动^[24]。因此, 碱性电解槽与具有快速波动特性的可再生能源配合性能相对较差。

目前, 中国碱性电解水制氢技术已经十分成熟, 装置的安装总量为1500~2000套, 多数用于电厂冷却用氢的制备, 国产设备单槽规模已达国际领先水平, 国内设备最大可达 $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ (指 0°C 、标准大气压下的氢气体积, 后同), 代表企业有苏州竞立制氢设备有限公司、天津市大陆制氢设备有限公司等。但在电流密度、直流电耗等技术指标上与国外仍存在一定差距^[25]。

2.2 质子交换膜电解水制氢

1966年, 在美国太空计划框架的支持下, 通用公司开发出第一个基于固体聚合物电解质(固体磺化聚苯乙烯膜)概念的电解槽, 克服了碱性电解槽碱液腐蚀、污染的缺点^[18]。固体聚合物膜也称为质子交换膜, 可提供高导电性, 允许紧凑化设计和高压操作。薄膜厚度低($90\sim 300 \mu\text{m}$)是质子交换膜有诸多优点的原因之一。目前常用的商业化质子交换膜品牌有: Nafion®、Fumapem®、Flemion®和Aciplex®等。

图1展示了一个PEM水电解槽的截面^[26]。PEM单电池结构非常紧凑, 主要由阴阳极端板、阴阳极扩散层、阴阳极催化层、质子交换膜等构成, 一般厚度为 $5\sim 7 \text{ mm}$, 每个单电池用两端的Ti端板分隔。催化层可以直接涂敷在膜上, 或涂敷多孔传输层(3-3')上, 以均衡电流分布^[27]。液态水通过阳极流道(4')泵送, 为反应提供原料, 并排出反应过程中产生的多余热量。

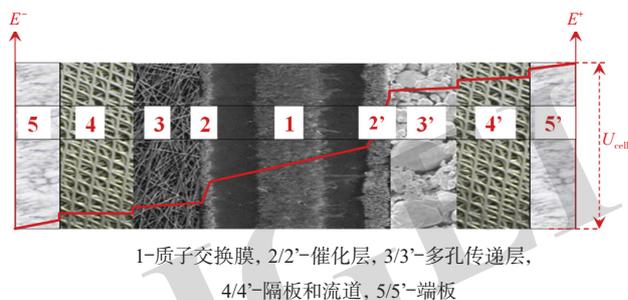


图1 PEM电解槽的截面示意图

Fig. 1 Schematic representation (cross-sectional view) of a PEM water electrolysis cell

在AWE和PEM水电解槽中, 电解槽隔板(隔膜和聚合物膜)不能完全隔离气体。一方面, 这样会导致氢气从阴极扩散到阳极, 根据Fick方程, 气体扩散速率与气体的分压成正比, 因而操作压力会直接影响交叉渗透与产品气体纯度; 另一方面, 氢(氧)在水中的溶解度会随着压力的增加而增加, 则通过膜/隔膜的氢(氧)气运输量增加。这种传输将明显降低电流

效率和/或气体纯度^[18], 尤其当运行在几百mA/cm²电流密度或频繁启动-停止循环时(即使用可再生能源电力)。

理想的PEM电解水催化剂应具备高电子传导率、小气泡效应、高比表面积与孔隙率、长期机械与电化学稳定性、无毒等条件。满足以上条件的催化剂主要是Ir、Ru等贵金属/氧化物, 以及以它们为基的二元、三元合金/混合氧化物^[25]。Ir、Ru的价格昂贵且资源稀缺, 因而迫切需要减少其用量^[25], 或用非贵金属取代含铂族金属(PGMs)催化剂。虽然目前PGMs在系统层面上的成本占比不足10%, 但在能源转型的框架下电解制氢技术的大规模部署终将需要使用成本更低的材料。在PEM燃料电池技术的快速发展下, 产生了具有优异活性的碳载铂纳米颗粒, 其可直接用于PEM水电解电池的阴极。近年来, 在对过渡金属(如Ni、Co、Fe和Mn)的氢氧化物作为析氧反应电催化剂的研究中发现, 钴基催化剂具有高活性和相对低廉的价格, 是一种很有前景的替代品。

与其他电解水技术相比, PEM电解制氢技术已被证明具有以下关键优势: 高电流密度(一般2~3 A/cm², 也可高达10 A/cm²)、高产氢纯度(可达99.999 9%)、高负载灵活性(运行范围可达5%~120%)以及提供电网平衡服务的能力^[28]。例如, 由西门子公司开发的Silyzer 300系统在0~100%的负载动态内可调, 响应速率可达每秒10%额定功率。此外, 由于其快速启动/停止(min级)和控制响应能力, PEM水电解制氢对波动性能源的适应性较好。PEM电解还可在高达35 MPa的自加压电解堆中直接产生加压的氢气、氧气, 避免压缩存储或运输过程, 降低了资本和运营成本, 例如, 由俄罗斯库尔恰托夫研究所开发的高压电解堆(如图2所示)可用于给标准气瓶充气。

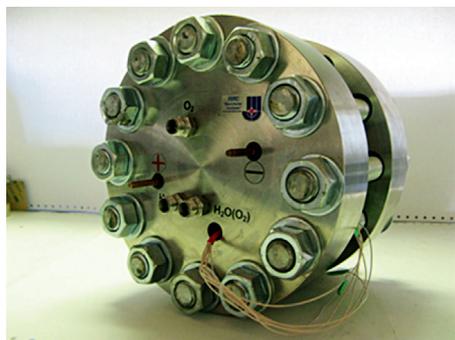


图2 俄罗斯库尔恰托夫研究所研制的高压PEM电解堆(压力高达20 MPa)

Fig. 2 PEM electrolysis stack with operating pressure up to 20 MPa

PEM电解是目前电制氢技术发展应用热点, 美国Proton、加拿大康明斯等公司均已研制出MW级设备, 百kW级单槽已商业化, 并应用到德国、英国、挪威等多个风电制氢场中。国际上PEM电解水制氢技术快速发展, 但国内起步较晚, 国内外差距明显。中国科学院大连化学物理研究所、全球能源互联网研究院、赛克赛斯等单位也已研制出百kW级PEM电解制氢装置, 但在功率规模、电流密度、效率、可靠性等方面与国外差距较大。

2.3 固体氧化物电解水制氢

20世纪80年代, Dönitz和Erdle首次报道固体氧化物电解(SOEC)池的研究结果。在此次报道中, 该SOEC单电池在0.3 A/cm²电流密度下的电解电压低至1.07 V, 实现了100%法拉第效率^[29]。水分解反应的热力学分析表明, 当反应温度升高时, 反应的吉布斯自由能变化减小, 平衡电压也随之减小, 即出现了反电动势。因而只有在高温下, 才出现低于可逆电压的平衡电压值。

通常SOEC操作温度在500 °C以上, 高温条件有利于提高化学反应速率, 因而可使用相对便宜的Ni电极; 同时, 部分电能可通过热能提供, 因而表现效率可高于100%^[30]。SOEC目前仍处于发展阶段, 但研究在过去10 a中呈指数型增长, 世界各地的公司、研究中心和大学都对这一领域表现出了兴趣, 例如德国的欧洲能源研究所、丹麦的Risø国家实验室、意大利陶瓷科学技术研究所、德国Sunfire公司、美国Idaho国家实验室等, 主要研究活动是寻找新的电解质(氧和质子导体, 甚至具有混合离子/电子电导率的电解质)和电极材料, 探索电解液薄膜和电极层的新技术。

传统的SOEC系统采用Y(钇)稳定的ZrO₂作为氧离子导体。近年来, 各种陶瓷质子导体被引入。在中温范围(500~700 °C)蒸汽电解中使用的陶瓷质子导体比氧离子导体具有更高的效率和更好的离子导电性, 因此这些材料得到了广泛的关注^[31]。人们做了很多尝试去实现在较低温度下工作的SOEC电解槽, 但迄今为止没有真正成功。

与AWE与PEM技术相比, SOEC的技术成熟度较低, 尚处于实验室研发阶段, 还未实现商业化, 单槽仅kW级的规模水平, 在美国能源部的报告中技术成熟度被定义为5级^[32-33]。尽管存在效率高的显著优点, 但也有一系列限制市场应用的缺点。其中常见问题就是, 由于组件热膨胀系数的差异, 开启和关闭过程很

长,而且高温会使得电解槽结构材料发生腐蚀,进而产生毒害作用,因而其性能衰减速率很快(超过1000 h即可衰减数个百分点)^[32]。如果能解决关键材料在高温和长期运行下的耐久性问题,SOEC技术在未来的大规模氢气生产中具有巨大的潜力。

在SOEC研究应用方面国内外差距较大,美国Idaho国家实验室的项目SOEC电堆功率达到15 kW,德国Sunfire公司已研制出全球最大的720 kW电堆,预计到2022年底,该电解槽可生产100 t绿氢。国内的中国科学院大连化学物理研究所、清华大学、中国科学技术大学在固体氧化物燃料电池研究的基础上,开展了SOEC的初步探索。清华大学已搭建kW级可逆固体氧化物电池测试平台^[30]。

3 全球绿氢生产发展现状

近年来国际上电解制氢项目数量和规模呈指数型增长,2010年前后的多数电解制氢项目规模低于0.5 MW,而2017—2019年的项目规模基本为1~5 MW,如图3所示^[34]。

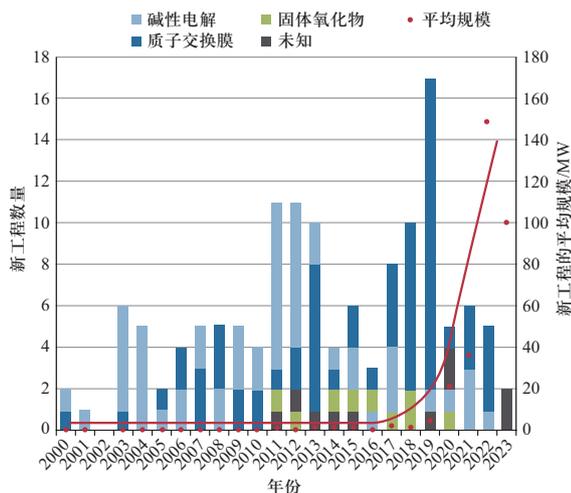


图3 各国电解制氢项目时间及项目规模变化图

Fig. 3 Time and scale change chart of electrolytic hydrogen production projects

德国对于氢气绿色制取尤为重视。自2017年以来,德国美因茨能源区域项目中的6 MW电解槽一直在运行,该项目前端连接了市政公司的中压电网及其所属的4个风电场,利用“过剩”风电通过PEM电解槽(3台Silyzer 200电解槽)将水分解成氢气与氧气,其中一部分氢气由长管拖车运送至加氢站,另一部分注入天然气管网用于供暖或发电。项目总投资1700万

欧元,年产氢气200 t,2018年已实现盈利^[35]。

德国可再生能源电解制氢的“Power to Gas”项目运行时间超过10 a。德国输电运营商Amprion公司和天然气运营商OGE公司合作提出100 MW电解槽和专用输氢管道的投资计划,专用输氢管道预计2023年投运。VNG、Uniper、Terrawatt和DBI公司计划在德国的某化工厂附近建造一个带有电解设备的40 MW风力发电厂,预计到2030年可能扩大至200 MW。在英国ITM财团的支持下,壳牌计划在Wesseling炼油厂上线10 MW的PEM电解装置。2019年7月,德国政府批准了11个电解制氢相关示范项目。除德国外,其他欧洲国家以及中国、日本等国也在电解制氢示范项目规模上进一步提升。

英国Hydrogen Mini Grid项目于2015年9月完成。该项目位于谢菲尔德,包括风能制氢、高压储氢、加氢站及燃料电池汽车。其中风力发电机225 kW、集装箱式PEM电解槽180 kW、产氢量37 m³/h、高压储氢容量2247 m³、加氢站氢气压力35 MPa、燃料电池汽车15辆,示范了从新能源制氢到氢能利用的产业链,验证了PEM电解槽快速响应波动性新能源发电技术。

法国于2011年11月在科西嘉岛完成了MYRTE项目。科西嘉是独立岛屿,与主电网连接较弱,需要建立光伏供电来满足岛上负荷。该项目为使光伏电站能够在夜间持续工作,配备了储能容量100 kW/1.75 MWh的氢能利用系统,该系统采用高压储氢技术,系统应用了余热回收技术,综合效率为70%~80%。

日本东芝公司在福岛县启动FH2R项目,配备20 MW的光伏发电系统以及10 MW的电解槽装置,产氢量可达1200 m³/h(额定功率运行),是世界上最大的单堆制氢系统。2020年2月底完成10 MW级制氢装置建设并试运营,2020年3月已对外供应氢气,每年可提供900 t氢气。此外,日本的氢能示范部署还包括山梨县的燃料电池谷,其中包括一个1.5 MW PEM电解装置和21 MW的太阳能光伏系统^[27]。

加拿大魁北克省于2019年进行了20 MW PEM电解制氢装置的应用,该装置由Hydrogenics公司提供,采用4×5 MW电解制氢方案。方案占地面积462 m²,制氢能力为8000 kg/d。该电解制氢应用与当地电网公司联合开展,利用其调节能力,参与电网调节,在PEM电解制氢与电网的结合应用上进行了一些探索。

中国在碱性电解槽上已具有较高的成本竞争力,其中天津市大陆制氢设备有限公司是世界领先的碱性电解槽供应商,自1994年以来已交付超过400个生

产工厂。中国最有代表性的可再生能源制氢工程是河北建投新能源有限公司投资的沽源风电制氢项目(4 MW), 总投资20.3亿元, 与德国McPhy、Encon等公司进行技术合作, 示范工程包括200 MW容量风电场、10 MW电解水制氢系统(一期4 MW, 二期6 MW)以及氢气综合利用系统三部分, 目前已全部并网发电。依照河北省总体氢能产业规划, 一部分氢气用于工业生产, 降低煤炭、天然气等化石能源消耗量; 另一部分用于建设配套加氢站网络, 支持河北省清洁能源动力汽车的发展。

总体而言, 越来越多的国家在可再生能源电解制氢方面开展试点和商业初期项目, 尤其关注规模以及电力系统交互性能方面的提升。相关项目的应用规模已发展至MW级, 但是为大幅降低成本, 还需进一步研究、扩大生产规模以及在实践中不断创新。

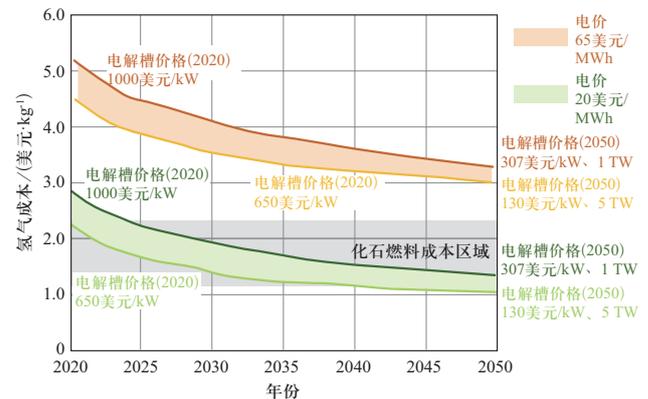
4 绿氢成本分析

与化石能源制氢相比, PEM和AWE制氢技术在生产运行成本与设备投资成本上仍然是相对昂贵的。但考虑到技术快速进步、相应零部件供应增加、巨大氢能市场需求和能源战略部署等因素, 这两项电解制氢技术在降低成本方面极具发展潜力。而对于固体氧化物以及阴离子交换膜电解技术而言, 成本降低相对困难, 因为只有少数家公司在其商业化方面努力。此外, 其许多组件仍停留于实验室规模的水平, 没有原始制造商开展生产和商业化。与AWE或PEM电解制氢相比, 固体氧化物以及阴离子交换膜电解技术发展任重道远。

4.1 成本组成

电解水制氢成本一般包括: ①设备成本; ②能源成本(电力); ③其他运营费用; ④原料费用(水)。其中, 能源成本即电力成本占比最大, 一般为40%~60%(AWE/PEM)^[36-38], 甚至可达80%^[39], 该部分主要由能源转化效率(即电解制氢效率)因素驱动, 设备成本占比次之。如图5所示, 依据国际可再生能源署IRENA(2020)的测算结果^[40], 相比于电价65美元/MWh(0.42元/kWh)时, 当电价为20美元/MWh(0.13元/kWh)时制氢成本大幅下降, 且下降幅度明显高于由于电解槽设备成本降低(由1000美元/kW降至650美元/kW)带来的成本下降幅度, 即设备成本的降低不能弥补高电价带来的影响。

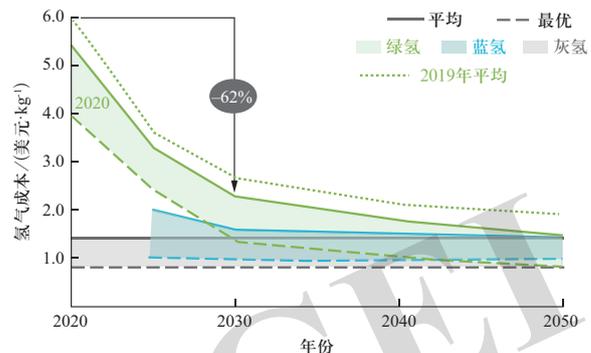
对于中国市场而言, 当制氢成本降至20元/kg以下时, 相比于化石能源制氢, 电解制氢才具有一定的竞争优势, 此时可再生能源电价需降低至0.3元/kWh以下(分析详见附录A)^[11,37,41]。据IRENA与Hydrogen Council预测^[40,42], 到2050年可再生能源制氢成本将降至1美元/kg(6.5元/kg), 如图4和图5所示。



计算假设: 2020年产氢能耗51.2 kWh/kg, 2050年产氢能耗43.8 kWh/kg, 折旧率8%, 电解槽寿命80 000 h, 2020年电解槽设备成本为650~1000美元/kW, 2050年成本为130~307美元/kW, 且部署容量为1~5 TW。

图4 2020—2050年期间绿氢成本变化趋势^[40]

Fig. 4 Cost of green hydrogen production as a function of electrolyser deployment over the period 2020-2050



计算假设: 天然气价格2.5~6.4美元/GJ, 平准化电力成本25~73美元/MWh(2020年)、13~37美元/MWh(2030年)、7~25美元/MWh(2050年)。

图5 不同生产路径氢气成本变化趋势^[42]

Fig. 5 Hydrogen production costs by production pathway

如图6所示^[40], 对于碱性电解槽而言, 设备成本主要由电极、膜片等核心部件的成本驱动。在碱性电解槽电解电堆的成本组成中, 超过50%的成本与电极和膜片有关, 相比之下, PEM电解槽电解电堆中膜电极成本占比为24%。在碱性电解槽中双极板只占电解电堆成本的一小部分, 而PEM电解电堆中的成本占比则超过50%, 这是由于碱性电解槽的双极板设计

更简单，制造更简单，材料更便宜（镀镍钢）^[43]，重新设计电极和膜片可降低成本。碱性电解制氢系统的辅机部分，碱液循环以及氢气后处理对成本降低较为重要。

如图7所示^[40]，对于PEM电解槽而言，电解电堆设备成本主要由双极板等核心部件的成本驱动。在PEM电解槽电解电堆中双极板成本占比约53%，主要因为其通常需要使用Au或Pt涂层。技术创新在双极板的性能和耐久性增强以及成本降低方面发挥重要作用。目前正在研究价格更低廉的替代材料，如使用Ti涂层来保持其功能特性不受影响，同时降低成本。稀有金属Ir是膜电极材料的重要组成部分，在实际应用中，虽然Ir在整个PEM电解系统中成本占比不到10%，

但由于供应严重不足，可能成为后期PEM电解槽生产的瓶颈。PEM电解制氢系统辅机组成中的水循环和氢气后处理也是降低成本的重要领域。

4.2 成本降低途径

降低绿氢成本不仅需要政府在可再生能源电力上的政策倾斜与激励，还需要科研人员在关键材料研制上的进步与突破，以扩大生产规模，从而降低设备成本。

电解制氢设备成本可从两个方面减少。一是从电解槽设计与单电池材料入手，使用较少的关键材料，尤其是Pt、Ir等成本较高的贵金属材料，或用非金属材料（Ni、Fe等）取代。重新设计电解槽以实现更高的效率（更低的电力成本）、更高的耐久性（更长

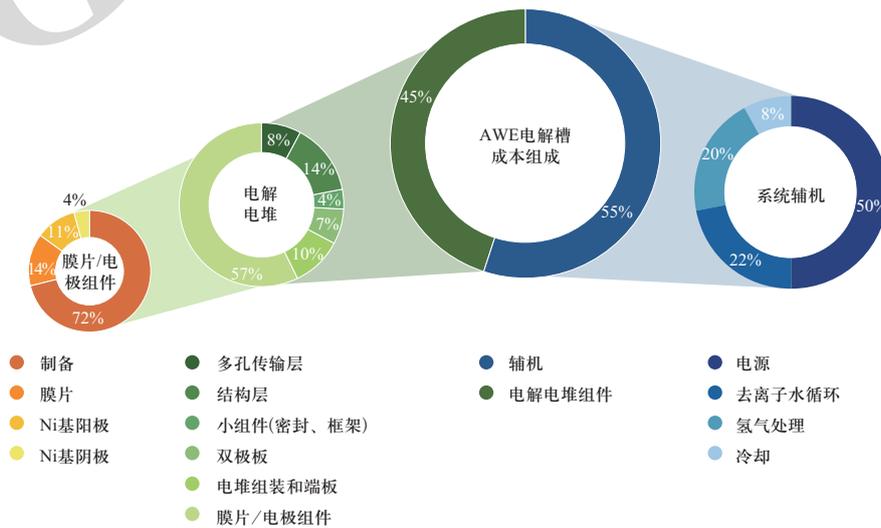


图6 1 MW碱性电解槽的成本组成^[40]

Fig. 6 Cost breakdown for a 1 MW alkaline electrolyser

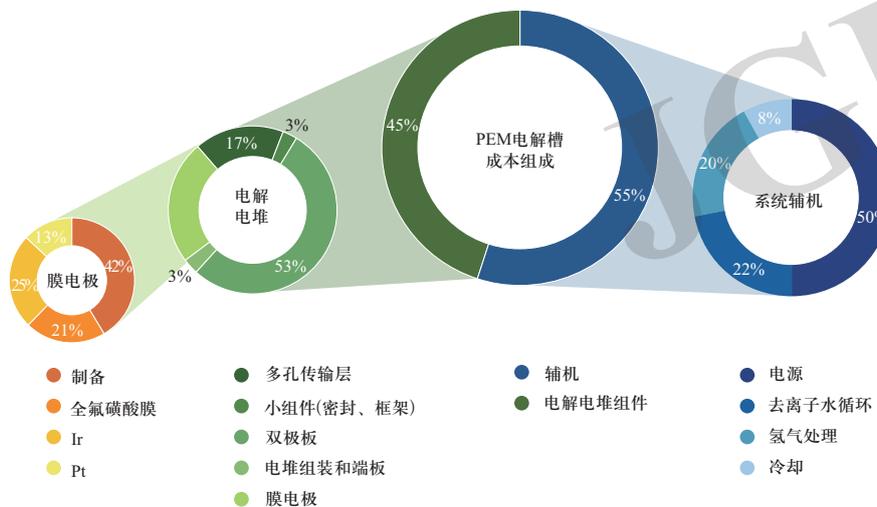


图7 1 MW PEM电解槽的成本组成^[40]

Fig. 7 Cost breakdown for a 1 MW PEM electrolyser

的寿命)以及更高的电流密度,可通过优化膜厚度来降低欧姆电阻(同时还需兼顾气体渗透问题),以提升电解效率,对多孔层传输层(PTL)、双极板流道等关键部件的结构优化,如优化孔隙率、孔径、厚度等PTL结构参数,采用三维网格结构流场等,以提升电解槽性能与寿命。

二是从增加单槽和工厂生产的规模来提升应用经济性,通过执行高通量、自动化的制造工艺,降低每个组件的成本。提升单槽规模可以带来规模经济效益^[39-40],尽管由于泄漏、大型组件制造限制、大型组件机械不稳定、电池最大面积限制等问题,单槽规模的提升范围有限,但仍旧可产生强大的经济效应。

德国PlanDelyKad的研究发现,100 MW碱性电解槽(成本520欧元/kW)比5 MW电解槽(成本1070欧元/kW)的成本降低了约50%^[44]。但是,当超过10~20 MW时,增加容量带来的成本降低幅度将大大减弱,如图8所示^[40]。

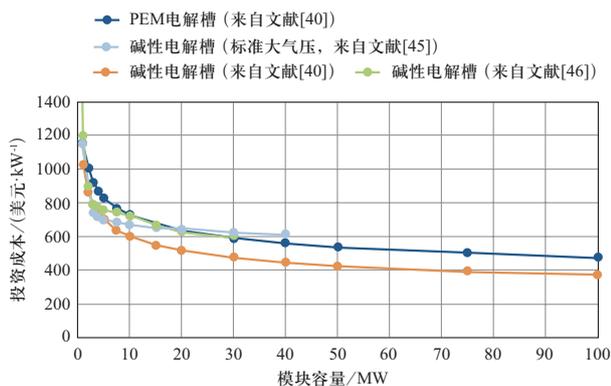


图 8 电解槽投资成本与模块容量的关系^[40]

Fig. 8 Electrolyser investment cost as a function of module size for various technologies

5 未来技术发展方向

中国已成为世界第一产氢大国,工业氢气产量领跑全球。根据相关测算,预计中国2060年部署电解制氢装机容量约500 GW^[47]。中国在未来的氢能源市场中不仅是产氢大国,更是用氢大国。预计到2060年,氢能在交通运输、储能、工业、建筑等领域广泛使用,中国的氢需求量由目前3000多万t提升至约1.3亿t,提升300%以上^[47]。

未来氢能有望打通可再生能源电力在交通、工业和建筑领域终端应用的渗透路径,逐步降低化石能源在这些终端领域的消费比重。随着材料和部件制备、

系统集成等技术的突破,氢能绿色制取技术将朝着延长运行寿命、提升单体功率、降低安全风险和成本等方向发展,关键部件材料实现国产化,制氢单体功率将提升至10 MW级,系统单位能耗不高于4 kWh/m³。实现氢能的规模化应用,还需在以下方面进行深入研究。

1) 研究新能源输入对电解槽及制氢系统影响,解决可再生能源高比例并网问题。

在新能源随机性、波动性输入下,制氢系统变工况及频繁启停运行特性引起的氢氧浓度、压力变化,对设备安全、稳定运行提出新要求。目前国际上对以上方面研究较少,新能源输入对电解槽及制氢系统影响的微观分析和实验研究数据尚且不足,电解设备与波动电源之间的匹配性与兼容性有待提高。因此,近期需要对新能源输入对电解槽及制氢系统(以AWE和PEM为主)的影响进行深入研究,以推动可再生能源电解制氢的大型示范应用。

2) 提高电解槽和系统可靠性与耐久性。

目前,中国电解槽和系统在全工况下的可靠性与耐久性等与国际先进水平仍存在差距。电解槽系统可靠性与寿命不仅与电解电堆相关,还依赖于配套的辅机设备。因此,需进一步加强电解槽产品的可靠性与耐久性研究,促进电解制氢技术参与电网调峰调频,增加与电网互动。

3) 提升电解槽关键材料与核心部件自主化研发水平。

由绿氢成本分析可知,电极、膜片、双极板等成本占比较高,但目前中国在关键材料、核心部件上的研发水平与国外差距较大,且严重依赖国外进口,不具备批量生产的能力,这严重制约了中国电解制氢产业的规模化发展。因此,亟待加强关键材料核心部件的自主化研发水平,加快形成具有完全自主知识产权的批量制备方法,全面实现关键材料与核心部件的国产化。

6 结论

氢能作为一种清洁无污染、可长期存储的二次能源,在工业、交通、建筑等多种领域可助力实现深度脱碳。尤其是可再生能源电力比例不断提高的当下,将电解制氢技术与可再生能源相结合,可最大限度地提升可再生能源消纳量并平抑其波动,保障电网安全稳定运行。因而,利用可再生能源电解制氢,实现可持续发展具有光明前景。

越来越多的国家正在转向绿电制氢，欧洲国家、日本、加拿大等在可再生能源电解制氢方面已开展试点和商业初期项目，相关项目的应用规模已发展至MW级，尤其关注规模以及电力系统交互性能方面的提升。中国在氢能产业的发展需要在关键技术上深入研究、不断创新。中国电解制氢项目主要利用AWE制氢技术，PEM示范工程较少，应用于电力系统中的制氢示范以及SOEC示范工程更为罕见。高温高效的特点使得SOEC适合与同时提供电能、热能的一次能源耦合，若能解决其材料耐高温与耐久性问题，长远来看SOEC在实现氢能大规模高效制备上具有较大潜力，可加大投入研发支持。

然而，与化石能源制氢相比，绿氢制取成本仍旧较高。相比于AWE和PEM，SOEC距离商业化较远，未对其进行成本分析。对于AWE和PEM而言，电价的影响最为重要，需要政府在可再生能源电力上的政策支持与倾斜。在设备成本方面，对于AWE电解槽而言，电极和膜片占比最高，对于PEM电解槽而言，双极板占比最高。可通过电解槽设计、改善关键材料以及增加电解槽生产规模来降低电解制氢成本。

参考文献

- [1] WANG M, WANG G, SUN Z, et al. Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation[J]. *Global Energy Interconnection*, 2019, 2(5): 437-444.
- [2] 杜升飞, 余军, 吴青. SPE水电解催化剂研究进展[J]. *电源技术*, 2014, 38(9): 1771-1773.
DU Shengfei, YU Jun, WU Qing. Progress of SPE water electrolysis catalyst technology[J]. *Chinese Journal of Power Sources*, 2014, 38(9): 1771-1773(in Chinese).
- [3] 张景新, 孟嘉乐, 吕坤键, 等. 我国氢应用发展现状及趋势展望[J]. *新材料产业*, 2021(1): 36-39.
- [4] 邢学韬, 林今, 宋永华, 等. 基于高温电解的大规模电力储能技术[J]. *全球能源互联网*, 2018, 1(3): 303-312.
XING Xuetao, LIN Jin, SONG Yonghua, et al. Large scale energy storage technology based on high-temperature electrolysis[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2018, 1(3): 303-312(in Chinese).
- [5] 常进法, 肖瑶, 罗兆艳, 等. 水电解制氢非贵金属催化剂的研究进展[J]. *物理化学学报*, 2016, 32(7): 1556-1592.
CHANG Jinfa, XIAO Yao, LUO Zhaoyan, et al. Recent progress of non-noble metal catalysts in water electrolysis for hydrogen production[J]. *Acta Physico-Chimica Sinica*, 2016, 32(7): 1556-1592(in Chinese).
- [6] 马明明, 尹旭光. 张家口海珀尔制氢加氢项目将于年底投产[EB/OL]. (2019-09-17) [2021-08-03]. http://zjk.hebnews.cn/2019-09/17/content_7469957.htm.
- [7] 宋世伟. 佛山市首个制氢加氢加气一体化站试运行[N/OL]. *佛山日报*, 2021-07-29[2021-08-03]. http://epaper.fsonline.com.cn/fsrb/html/2021-07/29/content_39675_198020.htm.
- [8] 吉林省商务信息中心. 白城市太阳能制氢项目[EB/OL]. (2021-02-03) [2021-08-03]. http://www.jl.gov.cn/szfzt/tzj/zdxm/fwyjqt/202102/t20210203_7934294.html.
- [9] 孙理. 甘肃兰州: 首个光伏制氢工程落地[EB/OL]. (2020-01-02) [2021-08-03]. <https://chuneng.bjx.com.cn/news/20200102/1033411.shtml>.
- [10] 经济参考报. 全球最大电解水制氢绿氢项目[EB/OL]. (2021-04-23) [2021-08-03]. <https://energy.huanqiu.com/article/42pq5pgXGA3>.
- [11] 徐靖, 赵霞, 罗映红. 氢燃料电池并入微电网的改进虚拟同步机控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(22): 165-172.
XU Jing, ZHAO Xia, LUO Yinghong. Improved virtual synchronous generator control for hydrogen fuel cell integration into a microgrid[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(22): 165-172(in Chinese).
- [12] 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).
- [13] 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.
- [14] EL-EMAM R S, ÖZCAN H. Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 220: 593-609.
- [15] SCHALENBACH M. A perspective on low-temperature water electrolysis – challenges in alkaline and acidic technology[J]. *International Journal of Electrochemical Science*, 2018: 1173-1226.
- [16] BALAT M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33(15): 4013-4029.
- [17] MARKANDYA A, WILKINSON P. Electricity generation and health[J]. *The Lancet*, 2007, 370(9591): 979-990.
- [18] TRINKE P, BENSMANN B, HANKE-RAUSCHENBACH R. Current density effect on hydrogen permeation in PEM water electrolyzers[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(21): 14355-14366.
- [19] KULESHOV V N, KULESHOV N V, GRIGORIEV S A, et al. Development and characterization of new nickel coatings for application in alkaline water electrolysis[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(1): 36-45.
- [20] SCHALENBACH M, KASIAN O, MAYRHOFER K J J. An alkaline water electrolyzer with nickel electrodes enables

- efficient high current density operation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(27): 11932-11938.
- [21] KULESHOV N V, KULESHOV V N, DOVBYSH S A, et al. Development and performances of a 0.5 kW high-pressure alkaline water electrolyser[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(56): 29441-29449.
- [22] KONDRATYEV D G, STIKHIN A S, MATRENIN V I. Hydrogen generator based on electrolysis of the alkaline element with a dynamic water flow[C]//*Proceedings of the Fifth all Russian Conference with International Participation. Fuel cells and power plants based on them. Suzdal, Russia, June 17-21, 2018: 73-75.*
- [23] VINCENT I, BESSARABOV D. Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81: 1690-1704.
- [24] ULLEBERG Ø, NAKKEN T, ETÉ A. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(5): 1841-1852.
- [25] 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. Hydrogen for energy storage and hydrogen production from electrolysis[J]. *Engineering Science*, 2018, 20(3): 58-65(in Chinese).
- [26] CARMO M, FRITZ D L, MERGEL J, et al. A comprehensive review on PEM water electrolysis[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013, 38(12): 4901-4934.
- [27] BÜHLER M, HOLZAPFEL P, MCLAUGHLIN D, et al. From catalyst coated membranes to porous transport electrode based configurations in PEM water electrolyzers[J]. *Journal of the Electrochemical Society*, 2019, 166(14): F1070-F1078.
- [28] BABAR P T, PAWAR B S, LOKHANDE A C, et al. Annealing temperature dependent catalytic water oxidation activity of iron oxyhydroxide thin films[J]. *Journal of Energy Chemistry*, 2017, 26(4): 757-761.
- [29] DÖNITZ W, ERDLE E. High-temperature electrolysis of water vapor—status of development and perspectives for application[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1985, 10(5): 291-295.
- [30] 牟树君, 林今, 邢学韬, 等. 高温固体氧化物电解水制氢储能技术及应用展望[J]. *电网技术*, 2017, 41(10): 3385-3391.
MU Shujun, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology and application prospect of high-temperature solid oxide electrolysis cell[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(10): 3385-3391(in Chinese).
- [31] HOUAIJIA A, ROEB M, MONNERIE N, et al. Solar power tower as heat and electricity source for a solid oxide electrolyzer: a case study[J]. *International Journal of Energy Research*, 2015, 39(8): 1120-1130.
- [32] CHEN K F, JIANG S P. Review—materials degradation of solid oxide electrolysis cells[J]. *Journal of the Electrochemical Society*, 2016, 163(11): F3070-F3083.
- [33] 张文强, 于波. 高温固体氧化物电解制氢技术发展现状与展望[J]. *电化学*, 2020, 26(2): 212-229.
ZHANG Wenqiang, YU Bo. Development status and prospects of hydrogen production by high temperature solid oxide electrolysis[J]. *Journal of Electrochemistry*, 2020, 26(2): 212-229(in Chinese).
- [34] IRENA. Hydrogen: a renewable energy perspective[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.
- [35] 雷超, 李韬. 碳中和背景下氢能利用关键技术及发展现状[J]. *发电技术*, 2021, 42(2): 207-217.
LEI Chao, LI Tao. Key technologies and development status of hydrogen energy utilization under the background of carbon neutrality[J]. *Power Generation Technology*, 2021, 42(2): 207-217(in Chinese).
- [36] 郭秀盈, 李先明, 许壮, 等. 可再生能源电解制氢成本分析[J]. *储能科学与技术*, 2020, 9(3): 688-695.
GUO Xiuying, LI Xianming, XU Zhuang, et al. Cost analysis of hydrogen production by electrolysis of renewable energy[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2020, 9(3): 688-695(in Chinese).
- [37] 胡大麟. SIEMENS energy Power-to-X solution[R]. 上海: 2021可再生能源制氢论坛, 2021.
- [38] 张轩, 樊昕晔, 吴振宇, 等. 氢能供应链成本分析及建议[J/OL]. *化工进展*, 2021-01-10[2021-08-04]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLA&filename=HGJZ20210616004&v=F9EOajhkPuGkE0f1hIaFy%25mmd2BDNORK6xEvhUrNooyPvHK354Pak6G2LIGUgiGZORVe4>.
- [39] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业手册[R]. 北京: 中国氢能联盟, 2020.
- [40] IRENA. Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- [41] 王彦哲, 周胜, 周湘文, 等. 中国不同制氢方式的成本分析[J]. *中国能源*, 2021, 43(5): 29-37.
WANG Yanzhe, ZHOU Sheng, ZHOU Xiangwen, et al. Cost analysis of different hydrogen production methods in China[J]. *Energy of China*, 2021, 43(5): 29-37(in Chinese).
- [42] Hydrogen Council, McKinsey & Company. Hydrogen insights: a perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness[R]. 2021.
- [43] BRAUNS J, TUREK T. Alkaline water electrolysis powered by renewable energy: a review[J]. *Processes*, 2020, 8(2): 248.
- [44] PROOST J. Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(35): 17067-17075.
- [45] SABA S M, MÜLLER M, ROBINIUS M, et al. The

investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(3): 1209-1223.

[46] PROOST J. Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen[J].

International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(35): 17067-17075.

[47] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书[R]. 北京: 中国氢能联盟, 2020.

附录A 电价对制氢成本的影响

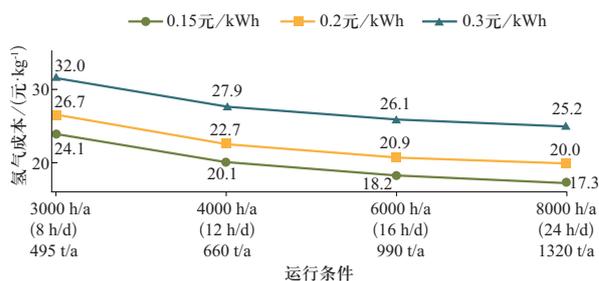
图A1为西门子基于Silyzer 300 PEM电解槽中国地区应用情况的不同电价下电解制氢成本曲线图^[37], 测算条件如表A1所示。由图A1可知, 当电价为0.2元/kWh时, 若每年运行8000 h, 则氢气成本为20.0元/kg, 当电价为0.1元/kWh时, 则降至17.3元/kg, 与化石能源制氢成本接近。

表 A1 西门子Silyzer 300制氢成本计算条件

Table A1 Cost calculation conditions of hydrogen production by Siemens Silyzer 300

核心参数	耗电量	52 kWh/kg
	制氢效率	75%
	产氢量	165 kg/h
	额定功率	8.75 MW
关键假设	制氢系统	PEM制氢设备进口+国产辅机
	安装费用	设备成本5%
	维护费用	每年设备成本2%
	贷款比例	贷款70%, 年利率5%

图A2为中国氢能联盟计算的电解制氢成本曲线图^[47]。由图A2可知, 电价低于0.3元/kWh时, 氢气价格可低于20元/kg。



注: ①不含容量电费; ②包含安装建设费用、设备维护费用、利息支出、其他运营支出等。

图 A1 不同电价下制氢成本测算 (基于西门子中国项目)
Fig. A1 Calculation of hydrogen production cost under different electricity prices (based on Siemens China project)

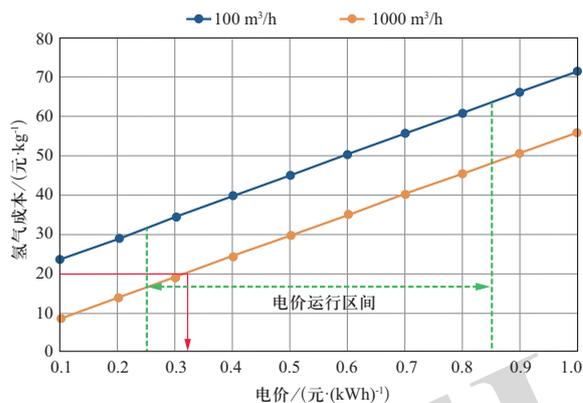


图 A2 电解水制氢成本

Fig. A2 Cost of hydrogen production by electrolysis

收稿日期: 2021-05-28; 修回日期: 2021-08-06。



赵雪莹

作者简介:

赵雪莹 (1994), 女, 硕士, 主要研究方向为新型储能与能源转化技术。通信作者, E-mail: tjuzxy@163.com。

李根蒂 (1995), 男, 硕士, 主要研究方向为新型储能与能源转化技术, E-mail: gendiwd@163.com。

孙晓彤 (1992), 女, 硕士, 主要

研究方向为新型储能与能源转化技术, E-mail: 1075134303@qq.com。

宋洁 (1982), 女, 高级工程师, 主要研究方向为新型储能与能源转化技术, E-mail: songjie@geiri.sgcc.com.cn。

梁丹曦 (1992), 女, 工程师, 主要研究方向为新型储能与能源转化技术, E-mail: liangdanxi@sina.com。

徐桂芝 (1976), 女, 教授级高工, 全球能源互联网研究院电力电子所副所长, 主要研究方向为新型储能与能源转化、柔性输电技术, E-mail: xuguizhi@geiri.sgcc.com.cn。

邓占锋 (1976), 男, 教授级高工, 全球能源互联网研究院电力电子所所长, 主要研究方向为新型储能与能源转化、柔性输电技术, E-mail: dengzhanfeng@geiri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 李锡)