

不同场景海上风电制氢及 储运技术经济性分析

宋鹏飞*, 张超, 侯建国, 肖立, 王修康, 扬帆, 王秀林
(中海石油气电集团技术研发中心, 北京 100028)

摘要:通过对适合海上风电的电解制氢技术和氢气储运技术的对比分析,以粤东某海上风电场为案例,研究了 4 种不同模式的经济性:海上风电高压交流输电上网、海上风电陆上集中制氢、海上集中制氢+海底氢气管道输送、海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送。研究表明,海上风电的度电成本对离岸距离极为敏感。当离岸距离小于 150 km 时,直接输电上网的模式最具竞争力;离岸距离超过 180 km 时,项目盈利困难,不适合开展制氢。在氢气基准售价为 25 元/kg 的情况下,离岸距离小于 80 km 时,海上风电陆上集中制氢更具优势;离岸距离超过 80 km 时,海上集中制氢+海底氢气管道输送成本更低;离岸距离超过 150 km 时,海上集中制氢+海底氢气管道输送优于传统高压交流输电上网模式。然而,在基准氢气售价下,各制氢模式的经济性均较差。

关键词:氢能;海上风电;制氢;氢管道;有机物储氢

中图分类号:TK91

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2025)06-0252-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2025.06.043

Technical and economic analysis on offshore wind power-driven hydrogen production, storage and transportation technologies in different scenarios

SONG Peng-fei*, ZHANG Chao, HOU Jian-guo, XIAO Li, WANG Xiu-kang,
YANG Fan, WANG Xiu-lin

(Technology R&D Center, CNOOC Gas & Power Group, Beijing 100028, China)

Abstract:The water electrolysis hydrogen production, hydrogen storage and hydrogen transportation technologies suitable for offshore wind power are compared and analyzed, and the economic feasibility of four different scenarios is studied through taking an offshore wind farm in eastern Guangdong, China as a case. The scenarios include offshore wind power high-voltage AC transmission to the grid, onshore centralized hydrogen production by offshore wind power, offshore centralized hydrogen production with submarine hydrogen pipeline transportation, and offshore centralized hydrogen production with LOHC-FPSO and ship transportation. The study results indicate that the levelized cost of electricity (LCOE) for offshore wind power is highly sensitive to the distance from shore. Direct transmission to the grid is the most competitive option when the offshore distance is less than 150 km. If the distance from shore exceeds 180 km, project profitability becomes challenging, making hydrogen production less viable. At a benchmark hydrogen price of RMB25 per kg, onshore centralized hydrogen production driven by offshore wind power is more advantageous for the distance from shore less than 80 km; while offshore centralized hydrogen production combining with submarine pipeline transportation becomes more cost-effective for a distance from shore exceeding 80 km. As for a distance from shore over 150 km, offshore centralized hydrogen production combining with submarine pipeline transportation outperforms traditional high-voltage AC transmission to the grid. However, at a benchmark hydrogen price, the economic viability of all hydrogen production modes remains poor.

Key words: hydrogen energy; offshore wind power; hydrogen production; hydrogen pipeline; organic hydrogen carriers

风能是一种清洁、可靠的可再生能源。海上风电具有资源丰富、发电利用效率高、不占用土地资源、适宜大规模开发等优点,在全球能源低碳化转型中扮演着重要角色^[1]。截至 2023 年,我国风电装机容量约 441.34 GW,占全国累计发电装机容量的 15%,其中海上风电累计装机容量达 36.5 GW^[2]。随着浮式风机、单机风机大型化等技术的突破,以及近海风电资源的接近饱和,海上风电将呈现深远海

化、基地化和规模化发展趋势。

风能具有随机性、间歇性的特点,大规模海上风电的并网和消纳是巨大的挑战,传统集输、升压/换流、通过海底电缆输电的送出方式成本高,难以适用于深远海,需要探索把大规模海上风能生成的电能转化为易于海上储存、运输和下游利用的新方式。海上风电制氢及液态氢基化学品可能是解决方案之一,进一步延伸了价值链,下游能在交通、化工、

收稿日期:2024-06-25;修回日期:2025-04-07

基金项目:中国海洋石油集团有限公司“十四五”新能源重大科技项目(CNOOC-KJZX-2022-12-XNY-0705)

作者简介:宋鹏飞(1985-),男,本科,高级工程师,主要从事氢能与新能源技术研究,通讯联系人,894245404@qq.com。

发电、建筑和工业等领域多元化利用,助力深度脱碳^[3-4]。

1 海上风电制氢系统的关键技术路线分析

海上风电制氢系统由海上风机组、电解槽和氢气储运等环节组成。海上风电制氢的经济性和竞争力是关键,需要甄选全链条关键环节的技术和经济性,寻找出适合于海上风电制氢场景的技术路线。

1.1 海上风电电解制氢技术

海上风电制氢场景下,尤其是在海上平台上原位制氢,对制氢的技术、设备性能、环境条件、经济性以及新技术的应用等有特殊要求。海上平台空间有限,对安全可靠要求高,电解制氢设备需要尽量紧凑,具备抗盐雾腐蚀、抗风浪晃动,较高的自动化和

智能化水平。海水中含有多种微量元素,直接使用海水电解会产生氯气等有害气体,影响制氢过程的安全性和效率。需要采用海水淡化或直接电解海水制氢技术,海水淡化技术较为成熟,电解海水技术尚处于试验示范阶段。另外,海上风电功率波动较大,需要选择能够负荷适用范围宽,更适应于不稳定电力、与风电机组的兼容性好的电解制氢技术。

电解水制氢技术主要包括碱性电解(AEL)、质子交换膜电解(PEM)、高温固态氧化物电解(SOEC)和阴离子交换膜电解(AEM)4种。按照技术成熟度排序为AEL>PEM>AEM>SOEC。2023年全球电解槽装机量2~3 GW,其中AEL和PEM分别约占60%和30%。

4种电解水制氢技术的对比见表1^[5-10]。

表1 电解水制氢技术对比

项目	AEL	PEM	SOEC	AEM
电流密度/(A·cm ⁻²)	<0.8	1~10	0.2~0.4	1~2.5
工作电压/V	1.8~2.4	1.8~2.2	0.9~1.3	1.6~2.2
电解质隔膜	石棉布	质子交换膜	固体氧化物	阴离子交换膜
运行温度/℃	60~80	50~80	900~1000	40~60
工作压力/MPa	0.1~3.0	<4.0	<3.5	<4.0
工作效率/%	70~80	80~85	—	70~85
产氢纯度/%	>99.80	>99.99	—	>99.99
能耗/(kWh·m ⁻³)	4.5~5.6	4.4~5.0	2.6~3.6	4.2~4.5
阳极催化剂	镀镍穿孔不锈钢	氧化铱	高表面镍	钙钛矿
阳极反应	$2\text{H}_2\text{O}+2\text{e}^- \longrightarrow \text{H}_2+2\text{OH}^-$	$\text{H}_2\text{O}-2\text{e}^- \longrightarrow 0.5\text{O}_2+2\text{H}^+$	$\text{O}_2-2\text{e}^- \longrightarrow 0.5\text{O}_2$	$4\text{OH}^- - 4\text{e}^- \longrightarrow 2\text{H}_2\text{O}+\text{O}_2$
阴极催化剂	镀镍穿孔不锈钢	铂纳米颗粒	泡沫镍	镍/氧化钴
阴极反应	$2\text{OH}^- - 2\text{e}^- \longrightarrow 0.5\text{O}_2+\text{H}_2\text{O}$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \longrightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O}+2\text{e}^- \longrightarrow \text{O}_2+\text{H}_2$	$2\text{H}_2\text{O}+4\text{e}^- \longrightarrow 2\text{H}_2+4\text{OH}^-$
商业化程度	成熟商业化	商业化初期	MW级示范阶段	MW级示范阶段
冷启动时间	分钟级	秒级	小时级	分钟级
负荷范围/%	30~100	5~100	10~100	5~100
优点	技术成熟,不含贵金属,成本低,单机规模大	动态响应快,系统紧凑,氢气纯度高,低温操作	制氢效率高	操作温度低、更灵活
缺点	响应速率慢,制氢效率偏低,能耗大,碱液有腐蚀性,有环保风险	成本高,水质要求高,系统长期稳定性有待提升	响应速率慢,关键材料高温下易老化	技术不成熟,成本高,稳定性,寿命需提升

PEM和AEM更适合于海上风电原位制氢场景,AEL更适合海上风电到岸后在陆上大规模制氢。近中期选择海水淡化制氢,远期直接电解海水富有前景^[11]。

1.2 适合于海上风电制氢的氢气储运技术

氢气储运是影响海上风电制氢可行性和经济性的关键,决定因素是不同储运方式的体积能量密度^[12-14]。陆上氢气的储运目前主要依靠高压,

70 MPa的氢气密度仅40.0 kg/m³,体积能量密度仅有5 637.4 MJ/m³^[15-16]。高压储氢的安全性、储氢密度和成本都无法满足大规模海上风电制氢场景,需要能够在较高体积能量密度下便捷储存和消纳的方式^[17]。

适合于海上风电制氢场景的大规模、低成本储运方式主要包括:①基于已有海底天然气管道掺氢输送或建造海底氢气管道输送;②采用液体有机物

(LOHC) 储氢, 通过海底原油管道或 LOHC-FPSO 实现大规模储运; ③把氢气转化为甲醇、氨和油品等液态燃料。

2 不同海上风电制氢及储运模式下的经济性分析

2.1 案例假设

以粤东海域离岸 70 km 某 300 MW 海上风电场为研究对象, 年均发电 4 000 h, 案例假设详见表 2^[18-23]。项目考虑 2 a 建设期, 项目设计运行年限 25 a, 为简化计算, 制氢设备寿命均选择 12.5 a, 即项目运营期中期更换一次制氢设备。

表 2 案例假设

项目	参数
规模/MW	300
海上风电单位投资/(万元·kW ⁻¹)	1.4
年均发电小时/h	4000
年发电量/10 ⁸ kWh	12
海上升压站(220 kV)造价/(万元·MW ⁻¹)	90
海上升压站(220 kV)年维护费率/%	2.5
交流海缆造价(包含无功补偿)/(万元·km ⁻¹)	900
交流海缆年维护费率/%	1.2
陆上升压、换流站造价/(万元·MW ⁻¹)	240
陆上换流站年维护费率/%	2
建设期/a	2
运营期/a	25
定员/个	40
年人均工资及福利/万元	16
海域使用费/万元	385
基准上网电价(参考同期燃煤发电基准价)/(元·kWh ⁻¹)	0.453
交流电缆损耗/(MW·km ⁻¹)	0.289
海上换流站(35 kV)造价/(万元·MW ⁻¹)	270
氢气压缩电耗/(kWh·kg ⁻¹)	1
氢气压缩机/(万元·台 ⁻¹)	300
海底输氢管道造价/(万元·km ⁻¹)	600
基准氢气售价/(元·kg ⁻¹)	25

表 2 中各项目造价包含设备费和安装费。交流海底电缆的损耗按照 0.28 MW/km^[24]。海底输氢

管道参考海底天然气管道和陆上氢气管道造价, 按照 830 万元/km^[25]。仅考虑到岸后氢气的成本, 不考虑氢气增压、储存、配送等成本, 不同制氢方式的成本和消耗见表 3。

表 3 不同制氢方式的成本和消耗

制氢方式	电解槽成本/(万元·MW ⁻¹)	设备寿命/a	电耗/(kWh·kg ⁻¹)	水耗/(kg·kg ⁻¹)
AEL	230(陆上)	12.5	55	9.9
PEM	920(海上)	12.5	48	9.9

平准化制氢成本以此模型进行计算^[26-27]:

$$LCOH = \{ [C_T - V_R / (1+i)^M] +$$

$$\sum_{m=1}^M [(A_m + P_m) / (1+i)^m] \} / [\sum_{m=1}^M H_m / (1+i)^m] \quad (1)$$

式中, $LCOH$ 为平准化制氢成本, 元/kg; C_T 为初始投资(包括海上风电场、电解槽等投入), 元; V_R 为固定资产残值, 元; A_m 为第 m 年的运营成本, 元; P_m 为第 m 年的利息成本, 元, 不考虑融资成本, 计算取值为 0; M 为项目运营时间, a, 计算取值 25 a; i 为折现率, 取值 5%; H_m 为第 m 年的制氢量, t。

$$H_m = (P_h \times M_h) / \theta \quad (2)$$

式中, P_h 为电解槽装机容量, MW, 计算按照与海上风电装机容量一致, 即 300 MW; M_h 为电解槽年平均利用小时数, h, 计算按照与海上风电年平均发电小时数一致, 即 4000 h; θ 为电解制氢电耗, kWh/kg, AEL 制氢按照 55 kWh/kg, PEM 制氢按照 48 kWh/kg。

2.2 几种海上风电制氢及储运模式

2.2.1 模式一: 海上风电高压交流输电上网

海上风电场的输电方式有高压交流输电(HVAC)和高压直流输电(HVDC)2 大类。本文中以 HVAC 输电作为对比模式进行分析。典型的 HVAC 系统(图 1)中, 集电系统把风机群经过 AC/DC 变换器整流、DC/AC 变换器逆变后汇集, 经变压器升压至 35 kV 后通过中压海底电缆汇流至海上升压站, 升压至 220 kV 后再通过高压海底电缆输送至陆上集控站并接入陆上交流电网。

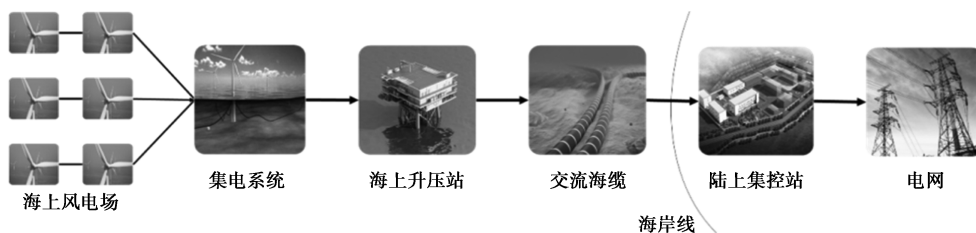


图 1 海上高压交流输电系统

2.2.2 模式二:海上风电陆上集中制氢

基于 HVAC 的海上风电陆上集中制氢系统见图 2。集电系统把风电场的风机组群汇集, 升压至 35 kV 后通过中压海底电缆汇流至海上升压站, 升

压至 220 kV 后通过高压海底电缆输送至陆上, 经过换流站 AC/DC 变换后在陆地上集中制氢^[28-29]。制氢技术推荐选择 AEL 制氢或 AEL 与 PEM 结合的制氢方式。

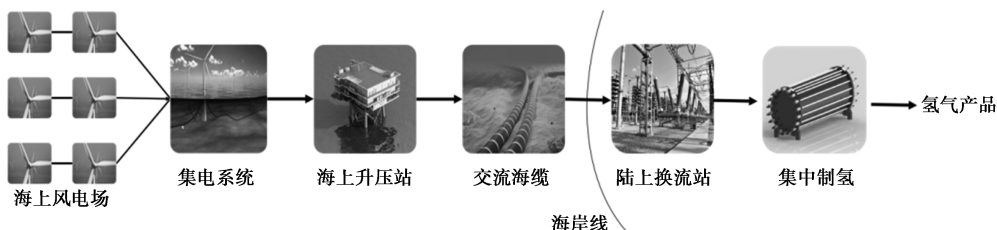


图 2 海上风电陆上集中制氢场景

2.2.3 模式三:海上集中制氢+海底氢气管道输送

集电系统把风电场的风机组群汇集, 升压至 35 kV 后通过中压海底电缆汇流至海上制氢站, AC/

DC 变换后进行电解制氢, 氢气经过海底输氢管道送至登陆终端, 再输送至下游用户(图 3)。制氢技术推荐选择 PEM 制氢。

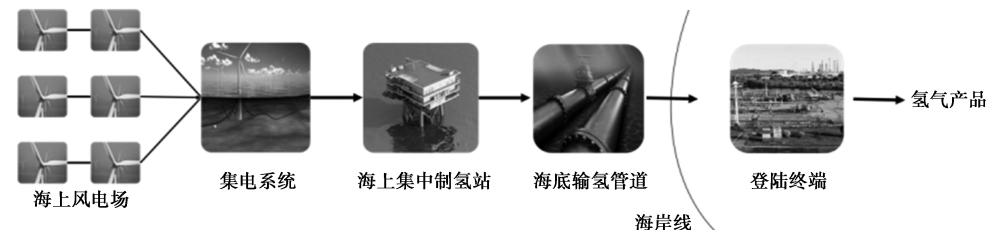


图 3 海上集中制氢+海底氢气管道输送场景

2.2.4 模式四:海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送

模式四中, 集电系统把风电场的风机组群汇集, 升压至 35 kV 后通过中压海底电缆汇流至海上集中制氢站, AC/DC 变换后进行电解制氢, 氢气在 LO-

HC-FPSO 上通过化学反应加载到 LOHC 中, 并在 FPSO 上储存, 经运输船送至接收站, 再经过化学反应释放氢气后输送至下游用户(图 4)。制氢技术推荐选择 PEM 制氢。

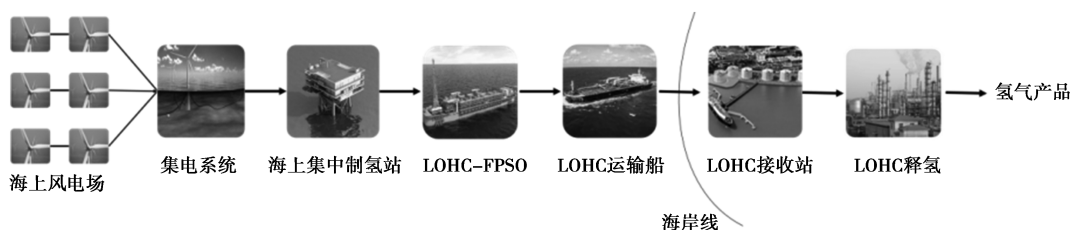


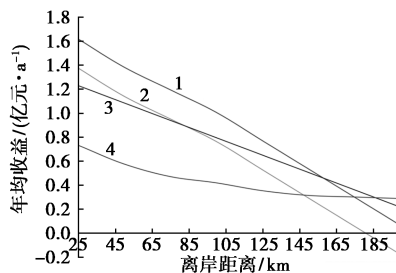
图 4 海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送场景

2.3 经济性分析

2.3.1 不同离岸距离、不同模式的年均收益分析

考虑每种模式 25 a 项目全生命周期的投资和费用支出, 不考虑项目内部收益率, 基准电价和氢气售价分别为 0.453 元/kWh 和 25 元/kg 情况下, 考察不同离岸距离下每种模式的年均收益(亿元), 见图 5。通过对 4 种模式的经济性分析, 本文中考察了不同离岸距离对各模式年均收益的影响。研究结果表明, 随着离岸距离的增加, 模式一(直接输电上网)、模式二(陆上集中制氢)和模式三(海上集中制

氢+海底氢气管道输送)的收益率显著下降, 主要由



1—模式一; 2—模式二; 3—模式三; 4—模式四

图 5 不同离岸距离、不同模式的年均收益分析

于海底电缆的高投资和维护成本。相比之下,模式四(海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送)的收益对离岸距离的敏感性较低,下降趋势较为平缓。

当离岸距离小于 150 km 时,模式一的经济性最为优越,年均收益显著高于其他模式。然而,当离岸距离超过 180 km 时,模式一的度电成本显著上升,项目盈利性大幅下降,导致其不再具备经济可行性。对于制氢模式,离岸距离小于 80 km 时,模式二(陆上集中制氢)的经济性最佳;离岸距离超过 80 km 时,模式三(海上集中制氢+海底氢气管道输送)的成本优势逐渐显现;当离岸距离超过 150 km 时,模式三的经济性优于模式一。此外,模式四在离岸距离超过 145 km 时,年均收益优于模式二,表明其在深远海风电制氢场景中具有潜在的经济优势。未来有机物储氢能与已有的海上石油工业基础设施、工业废热等融合,成本有望大幅度降低。

2.3.2 不同离岸距离模式一的度电成本

不同离岸距离下模式一的度电成本见图 6。模式一的度电成本对离岸距离极为敏感,主要由于海底电缆的高投资和维护成本。随着离岸距离的增加,度电成本呈非线性上升趋势。当离岸距离超过 180 km 时,度电成本显著增加,导致项目盈利性大幅下降。这一现象表明,深远海风电项目的经济性面临巨大挑战,尤其是在当前技术条件下,海底电缆的成本难以显著降低。未来,若采用浮式风电等成本更低的技术,或通过技术创新降低海底电缆的建设和维护成本,深远海风电项目的经济性有望得到改善。

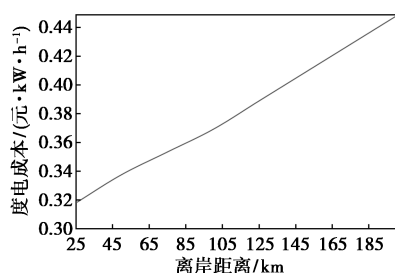
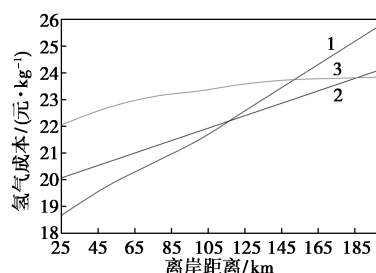


图 6 不同离岸距离模式一的度电成本

2.3.3 不同离岸距离 3 种模式的氢气成本

图 7 中显示,在离岸距离 120 km 以内,模式二的氢气成本最低,主要得益于其较低的电解槽成本和较低的电力传输损耗。然而,随着离岸距离的增加,模式二的成本优势逐渐减弱。在离岸距离 120~180 km 区间内,模式三的氢气成本更具优势,主要由于海底氢气管道的输送成本相对较低。当离岸距

离超过 180 km 时,模式四的氢气成本最低,表明其在深远海风电制氢场景中具有潜在的经济优势。



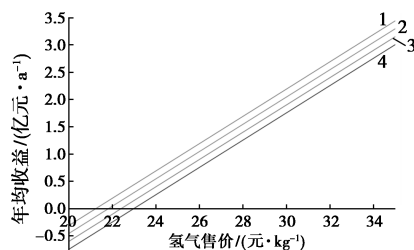
1—模式二;2—模式三;3—模式四

图 7 不同离岸距离 3 种模式的氢气成本

然而,在基准氢气售价为 25 元/kg 的情况下,所有模式的氢气成本均较高,难以与灰氢竞争。海上风电制氢的经济性不仅依赖于技术进步和成本降低,还需要通过碳交易等机制体现“绿色溢价”,以提升市场竞争力。

2.3.4 不同基准氢气售价下模式三的年均收益分析

以离岸 75、100、125、150 km 的情况为典型,不同基准氢气售价下不同模式的年均收益见图 8。离岸距离越近,氢气成本越低,年均收益越高。当氢气售价低于 25 元/kg 时,项目盈利能力较差。考虑到广东地区灰氢的平均售价为 23~25 元/kg,海上风电制氢的绿氢需通过碳交易等机制体现“绿色溢价”,才能在与灰氢的竞争中占据优势。



1—模式一;2—模式二;3—模式三;4—模式四

图 8 不同基准氢气售价下不同模式年均收益分析

3 结论

海上风电的上网和消纳是限制产业发展的瓶颈,制氢是解决这一难题的路径之一。经过对适合于海上风电的制氢技术、储运技术的分析,以粤东某海上风电场为例,设想了 3 种制氢模式,与传统高压交流输电上网进行对比,主要结论如下。

(1) 海上风电的度电成本对离岸距离非常敏

感,随着离岸距离的增大快速升高,项目收益快速下降。离岸距离小于150 km,直接输电上网的方式相比各制氢模式都更具竞争力,在电网允许情况下应优先选择上网。离岸距离超过约180 km时,海上风电度电成本已高达0.43元/kWh,项目盈利较为困难,更不适合开展制氢。

(2)制氢模式中,离岸距离小于80 km时,海上风电陆上集中制氢更具优势;当离岸距离超过约80 km时,海上集中制氢+海底氢气管道输送成本更低;当离岸距离超过约150 km时,海上集中制氢+海底氢气管道输送将优于传统高压交流输电上网模式。

(3)海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送的方式的年度收益对离岸距离不敏感,更适合离岸距离超过150 km的深远海海上风电制氢场景,相比海底氢气管道输送和输电的成本都更低,未来如果利用已有的油品基础设施,成本有望大幅降低。

(4)离岸距离120 km内,海上风电陆上集中制氢的氢气成本最低,120~180 km区间内,海上集中制氢+海底氢气管道输送的氢气成本更具优势,超过180 km后,海上集中制氢+LOHC-FPSO+船舶输送的氢气成本更低。在基准氢气售价25元/kg的情况下,各制氢模式的经济性都较差,不考虑碳减排收益情况下,难以和灰氢竞争,对下游的利用和消纳的竞争力带来了巨大的挑战。需要进一步研究全技术链降低成本,并通过碳交易体现绿氢的绿色价值。

参考文献

- [1] 刘玉新,郭越,黄超.中外海上风电发展形势和政策比较研究[J].科技管理研究,2023,43(8):65-70.
- [2] 中国海油集团能源经济研究院.中国海洋能源发展报告2023[R].北京:中国海油集团能源经济研究院,2023.
- [3] 李梓丘,乔颖,鲁宗相.海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化[J].电力系统自动化,2022,46(8):104-112.
- [4] 杨源,陈亮,王小虎,等.海上风电-氢能综合能源监控系统设计[J].南方能源建设,2020,7(2):35-40.
- [5] 邓甜音,何广利,廖平.不同应用场景的电解水制氢成本分析[J].能源化工,2020,41(6):1-5.
- [6] 丛琳,王楠,李志远,等.电解水制氢储能技术现状与展望[J].电器与能效管理技术,2021,(7):1-7.
- [7] 鲁宇,张大弛,韩思雨,等.高渗透率可再生能源情景下氢能发展分析[J].湖北电力,2021,45(1):53-59.
- [8] 徐滨,王锐,苏伟,等.质子交换膜电解水技术关键材料的研究进展与展望[J].储能科学与技术,2022,11(11):3510-3520.
- [9] 曹军文,张文强,李一帆,等.中国制氢技术的发展现状[J].化学进展,2021,33(12):2215-2244.
- [10] 郭丹丹,俞红梅,迟军,等.自支撑 NiFe LDHs@Co-OH-CO₃ 纳米棒阵列电极用于碱性阴离子交换膜电解水[J].电化学,2022,28(9):77-93.
- [11] Xie H,Zhang Z,Wu Y, et al. A membrane-based seawater electrolyser for hydrogen generation[J]. Nature,2022,612:673-678.
- [12] Andersson J,Gronkvist,Stefan.Large-scale storage of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2019,44(23):11901-11919.
- [13] Kojima,Yoshitsugu. Hydrogen storage materials for hydrogen and energy carriers[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2019,44(33):18179-18192.
- [14] Makepeace J W,He T,Weidenthaler C, et al. Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: Recent progress[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2019,44(15):7746-7767.
- [15] 宋鹏飞.“双碳”背景下煤制天然气与LNG产业及可再生能源协同发展路径的思考[J].油气与新能源,2022,34(2):88-93.
- [16] 宋鹏飞,张超,肖立,等.对天然气产业与氢能产业融合发展的战略思考[J].油气与新能源,2023,35(2):37-45.
- [17] 邹才能,李建明,张茜,等.氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J].天然气工业,2022,42(4):1-20.
- [18] 徐政,程斌杰.不同电压等级直流输电的适用性研究[J].电力建设,2015,36(9):22-29.
- [19] 曾丹,姚建国,杨胜春,等.柔性直流输电不同电压等级的经济性比较[J].电力系统自动化,2011,35(20):98-102.
- [20] 程斌杰,徐政,宣耀伟,等.海底交直流电缆输电系统经济性比较[J].电力建设,2014,35(12):131-136.
- [21] 黄明煌,王秀丽,刘沈全,等.分频输电应用于深远海风电并网的技术经济性分析[J].电力系统自动化,2019,43(5):167-174.
- [22] 李振福,尤雪,王文雅,等.北极东北航线集装箱运输的经济性分析[J].集美大学学报:哲学社会科学版,2015,18(1):34-40.
- [23] 王新友.我国海上风电发展现状与效益提升分析[J].甘肃广播电视大学学报,2019,29(3):83-86.
- [24] 田甜,李怡雪,黄磊,等.海上风电制氢技术经济性对比分析[J].电力建设,2021,42(12):136-145.
- [25] 黄宣旭,练继建,沈威,等.中国规模化氢能供应链的经济性分析[J].南方能源建设,2020,7(2):1-13.
- [26] Scolaro M,Kittner N.Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2022,47(10):6478-6493.
- [27] 张岑,魏华,庄妍,等.海上风电制氢经济评价模型及关键影响因素[J].天然气工业,2023,43(2):146-154.
- [28] 黄伟捷,江岳文.远海风电输电和制氢经济可行性分析[J].中国电力,2022,55(1):91-100.
- [29] 宋鹏飞,张超,肖立,等.海上风电非上网消纳及制醇氨技术综述[J].中外能源,2023,28(11):16-24. ■