

工业技术

深远海风光互补能源岛绿氢系统建模与多场景对比研究

葛昶¹,余晓钟^{1*},辜穗²,罗霞³,刘梦薇¹,吕园园¹

- (1.西南石油大学经济管理学院,四川 成都 610500;
2.中国石油西南油气田分公司天然气经济研究所,四川 成都 610056;
3.成都工业学院经济与管理学院,四川 成都 611730)

摘要:以海南深远海漂浮式风电与陆上光伏互补系统为研究背景,构建了适用于多场景的能源岛绿氢生产系统建模框架,包括风电-光伏-海水淡化-电解制氢耦合架构,并引入运行约束(如最小负荷率、爬坡速率)。在系统综述深远海风光互补制氢的发展进展基础上,对比了“单一风电驱动”与“风光混合驱动”2类典型场景的氢气产出、效率和经济性。结果表明,风光互补模式能够显著提升氢气产量、改善电解槽运行稳定性,并降低单位制氢成本(LCOH);通过容量比例敏感性分析,进一步验证了风光配置比例对系统性能的影响。研究结论对于深远海能源岛的规划设计、容量配置与经济性优化具有参考价值,为我国沿海地区绿氢发展提供理论支持。

关键词:风光互补;能源岛;绿氢系统建模;多场景对比

中图分类号:F426.2;TK91

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2026)07-0221-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.07.038

Modeling and multi-scenario comparative study of green hydrogen systems on deep-sea wind-solar complementary energy islands

GE Chang¹, YU Xiao-zhong^{1*}, GU Sui², LUO Xia³, LIU Mengwei¹, LV Yuan-yuan¹

- (1.School of Economics and Management, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2.Natural Gas Economic Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610056, China;
3.School of Management Engineering, Chengdu Technological University, Chengdu 611730, China)

Abstract: Taking the floating offshore wind power and onshore photovoltaic complementary system in Hainan as the research background, this study develops a multi-scenario modeling framework for green hydrogen production on energy islands, incorporating a wind-PV-seawater desalination-electrolysis coupling architecture and introducing operational constraints such as minimum load rate and ramping rate. Based on a systematic review of the development progress of offshore wind-solar complementary hydrogen production, this study compares two representative scenarios: “wind-only” and “wind-solar hybrid.” The results indicate that the hybrid mode can significantly increase hydrogen production, improve the operational stability of electrolyzers, and reduce the levelized cost of hydrogen (LCOH). Through sensitivity analysis of the capacity ratios, the impact of the configuration ratio of wind and solar power on system performance was further verified. The findings provide valuable references for the planning, capacity allocation, and economic optimization of deep-sea energy islands, offering theoretical support for green hydrogen development in China's coastal regions.

Key words: wind-solar complementarity; energy island; green hydrogen system modeling; multi-scenario comparison

2024年12月30日,自然资源部印发《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》,提出加快深水远岸风电布局,推动海洋资源高效利用与绿色低碳发展^[1]。海南作为全国唯一的热带岛屿省份,正在构建500亿级海上风电产业链,为可再生能源发展奠定基础^[2]。然而,深远海风电在快速发展

的同时,也面临电力消纳与输电成本高等瓶颈^[3]。

为提高新能源利用效率,风光互补与氢电耦合成为突破方向。在此背景下,“海上风电+绿氢”模式受到广泛关注,氢能因零碳排放、高能量密度与多样化应用场景,被视为推动工业与交通等领域脱碳的重要抓手^[4-6]。现有研究虽涉及海上制氢经济

收稿日期:2025-09-11;修回日期:2026-04-28

基金项目:2024年国家社会科学基金西部项目(24XGJ002);2025年国家重点研发计划项目(2025YFE0212900);中国石油天然气集团有限公司软科学研究课题(20250102-1);资源型城市发展研究中心项目(ZYXZ-YB-2506);四川石油天然气发展研究中心重点项目(2024SY002)

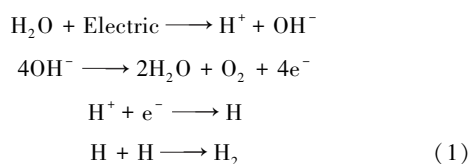
作者简介:葛昶(1994-),男,博士生,研究方向为能源管理,648984612@qq.com;余晓钟(1961-),男,硕士,教授,博士生导师,研究方向为能源管理,通讯联系人,2637415033@qq.com。

性^[7],但普遍忽略风光互补运行约束、容量配置优化及波动适应成本^[5]。

因此,本文中以海南深远海海域规划项目为对象,聚焦风光互补能源岛制氢,构建多场景对比模型,引入耦合约束与容量敏感性分析,以揭示风光波动下的系统运行特性与规划优化路径。

1 绿色制氢中的电解工艺与可再生能源协同机制

氢气在化肥、炼油和冶金等行业中应用广泛,但目前制氢仍以化石能源为主,电解水制氢占比不足 5%,碳排放较高。绿色氢,即利用可再生能源电解水生产的氢气,被视为实现能源脱碳的关键路径。其中,水电解是核心环节,通过向水中施加电流将其分解为氢气和氧气,是零碳氢气供应的重要技术。本研究采用质子交换膜(PEM)电解工艺,基本反应如式(1)所示。考虑到风光出力的波动性,需通过优化算法实现电解效率与输入电能的匹配,以提升系统整体性能。



电解制氢主要包括碱性电解、质子交换膜电解、聚合物电解和固体氧化物电解等技术路径^[8]。随着海水淡化与净化技术进步,利用海水电解被认为是未来可持续制氢的重要方向。能源供给方面,海上风电因资源稳定、规模可观,被视为绿色制氢的理想基础。将其与光伏等可再生能源系统协同运行,可在降低初期投资压力的同时,增强系统可靠性与经济性,进一步推动绿色氢的大规模应用。

2 风光协同绿氢系统模型设计

2.1 案例选择

在确定适合海上风能与太阳能开发的区域时,海南因广阔的大陆架、充足日照和有利的海岸地形,具备混合式海上风电与光伏开发的显著优势。然而,海上风电与陆上风电在部署方式上存在差异,前者对选址条件要求更高,且初始建设成本较大,因此科学选址对降低投资和提升效益至关重要。基于此,本文中选取海南省“十四五”海上风电规划中的漂浮式风电示范项目 PFS-1(表 1)作为案例,以探索区域绿色氢能发展的可行性与路径。

表 1 海南省“十四五”海上风电项目基本情况表

编号	装机规模/ 万 kW	平均水深/ m	场址面积/ km ²	离岸距离/ km
CZ1-1	60	10	96.0	25
示范项目	120	14	192.0	26
CZ3-1	60	18	96.0	27
CZ3-2	60	18	96.0	27
CZ4-1	60	25	96.0	36
CZ4-2	60	25	96.0	36
CZ5-1	60	36	92.5	36
CZ5-2	60	36	92.5	36
CZ6-1	60	35	92.5	47
CZ6-2	60	35	92.5	47
示范项目	150	20	195.0	36
CZ8	50	10	80.0	10
示范项目	150	20	240.0	28
CZ10-1	60	42	92.5	39
CZ10-2	60	42	92.5	39
PFS-1	50	90	80.0	33
PFS-2	50	90	80.0	33
综合	1230	10~90	1902.0	10~47

2.2 海上风电场设计

根据已选定的案例区域,首先对该地的海上风电潜力进行评估。风力资源的数据来自靠近目标区域的沿海风速测量站。随着海上风电技术的不断进步,风电机组可安装于更深水域。但从成本控制与运营可行性角度出发,风电场选址应避开军事禁区、海底天然气管道等敏感区域。同时,应尽量减少对鸟类和海洋生态的影响,远离住宅区和高密度旅游区,以确保项目的可持续性和社会接受度。当前海上风电机组平均高度已达 100 m,必须将案例地区风力站测量的风力数据(通常在 10~12 m 测量)转换为 100 m 高度的数据。使用如下风速换算公式(2)进行计算:

$$V = V_r(h/h_r)^\alpha \quad (2)$$

式中, V_r 为 100 m 高度的风速; $h=100$ m; $h_r=10$ m; α 为粗糙度指数,取值 0.12。根据文献[9],案例区域海域的年平均风速为 6.02 m/s。同时,随着海水深度的增加,风电基础结构安装的复杂度也随之上升,从而增加建设成本^[10]。因此,在海上风电场设计中,需合理选择风机和基础形式。本研究使用公

式(3)估算风电机组功率输出:

$$P(MW) = k \times \rho \times A \times v^3 \tag{3}$$

式中, k 为功率系数,取值 0.25; ρ 为空气密度; A 为风电涡轮机掠面积; D 为叶轮直径; V 为平均风速。

考虑案例采用漂浮式风机,结合国内主流产品性能,本文中选用 MySE-16.0-242 型号风机,额定功率为 16 MW,叶轮直径为 242 m,代表当前全球最大漂浮式风电设备。假设在目标区域布设 32 台该型风机,形成总装机容量为 51.2 万 kW 的风

电场,考虑系统损耗后,可满足 50 万 kW 的设计容量需求。

2.3 太阳能发电厂设计

海南全年日照充足,具备优越的太阳能开发条件(图 1、图 2)。根据太阳辐射分布图,海南全岛普遍拥有较高的直接法向辐射(DNI),为太阳能发电创造了良好环境。结合沿海区位优势,利用太阳能驱动电解装置进行海水制氢,可有效实现可再生能源与氢能系统的耦合,契合国家“双碳”战略。

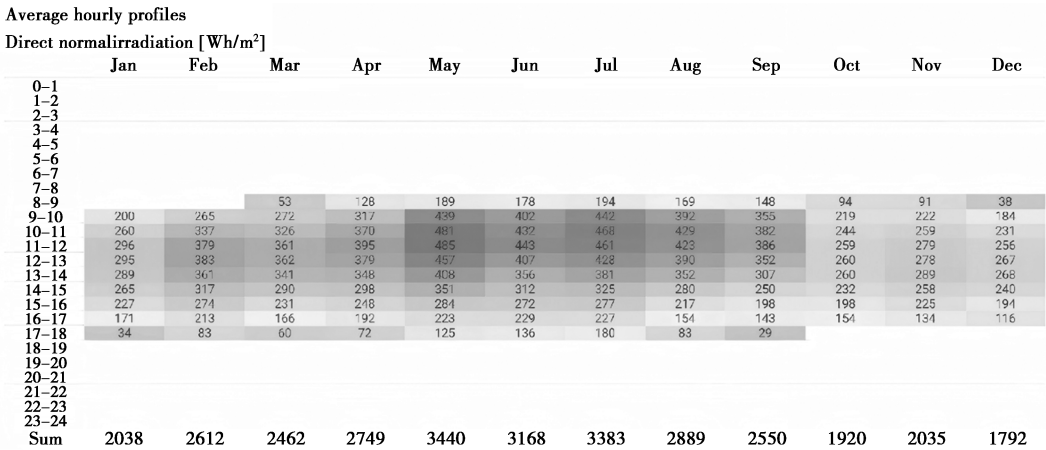


图 1 海南直接正常照射(平均小时剖面)(来源:ESMAP)

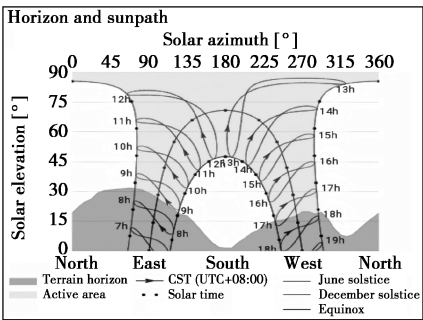


图 2 海南地平线及太阳路径分析
(来源:ESMAP)

同时,太阳能发电与海上风电互补,可提高系统整体稳定性与可靠性。基于案例项目规划,本文中设定风电系统总装机容量为 51.2 万 kW,其中 25.6 万 kW 由太阳能提供,因此在研究区域建设一座 25.6 万 kW 规模的太阳能发电厂(场景 2)。光伏配置基于海南风光互补性(风速夜间高、光照白天强),优化目标为最小化氢气平准化成本(LCOH)。图 1 展示了海南地区逐月 DNI 变化趋势,表明全年光照分布均衡,有利于光伏稳定输出。结合图示数据和式(4),光伏转换效率取 20%(基于 ESMAP 数据),年等效利用率为 83.33%。

$$u_2 = (H_f/H_s) \times 100\% \tag{4}$$

2.4 海水淡化装置选取

目前反渗透海水淡化系统(RODS)是效率较高的海水净化技术^[11],其小孔径可有效去除高浓度无机与有机污染物,保证水的纯净度和系统效率。结合案例区域海水中含有较高浓度的有机物、氮化合物、硝酸盐及钙、镁、钠、硫酸盐等复杂成分,采用反渗透技术具有合理性。本项目拟选用一台“斯威斯特”海水反渗透淡化装置(产地青岛),处理能力为 2~30 m³/h,能够提供满足电解制氢所需纯度的水源,并具备供水与储水功能。系统能耗按照文献标准估算,每生产 1 m³ 淡水约需 6.25 kW 电能。

2.5 电解装置选取

目前,电解制氢技术主要包括 4 种类型:固体氧化物电解(solid oxide electrolyzer cell, SOEC)、质子交换膜电解(proton exchange membrane, PEM)、碱性电解(alkaline electrolyzer, AE)以及阴离子交换膜电解(anion exchange membrane, AEM)。在电解过程中,催化剂能够提高反应电流密度,加快反应速率,从而提升整体性能。但多数电解装置对水质纯净度要求较高,因此需先进行反渗透脱盐处理。

本研究从能效、成本、适应水质和运行稳定性等维度对上述 4 类电解技术进行了比较(表 2)^[12-15]。

目前 AEM 和 SOEC 仍处于产业化初期,稳定应用尚需突破。AE 技术因成熟度较高而被广泛采用,但能

效仅约 70%,且装置体积较大、响应速度较慢,难以匹配间歇性可再生能源。

表 2 电解装置 4 种技术比较评估表

技术参数	AE	PEM	AEM	SOEC
工作原理	碱性溶液中水分解为 H ₂ 和 O ₂	质子 (H ⁺) 通过质子交换膜传导	氢氧根 (OH ⁻) 通过阴离子交换膜传导	高温下水蒸气直接电解为 H ₂ 和 O ₂
工作温度/℃	70~90	60~90	50~80	700~1000
效率/%	60~70	70~80	65~75	85~95
电解液/电解质	液态碱性溶液	固态质子交换膜	固态阴离子交换膜	固态氧化物陶瓷
催化剂	镍基催化剂	铂、铱等贵金属	非贵金属	镍基陶瓷
电流密度/(A·cm ⁻²)	0.2~0.4	1~2	0.5~1	0.3~1
寿命/h	60000~90000	40000~60000	30000~50000	10000~20000
主要优点	成本低、技术成熟、寿命长	效率高、响应快、体积紧凑	兼顾碱性低成本和 PEM 高效率潜力	效率极高、可利用工业废热
主要缺点	效率低、腐蚀性电解液、需隔膜分离气体	贵金属依赖、膜成本高	膜稳定性差、技术未商业化	高温材料老化、启动慢、系统复杂

因此,综合效率、可持续性与系统集成能力等因素,PEM 电解技术因能效更高、体积功率密度大、动态响应快、运行稳定且维护需求低,最适合应用于太阳能与海上风电混合供能的制氢场景。本研究最终选用 PEM 作为绿色制氢系统的核心电解技术(表 3)。

表 3 AEM 与 PEM 技术缺点的对比表

技术缺点	AEM	PEM
安装空间需求	需要更大的安装空间,系统体积庞大	结构紧凑,占地面积小
可再生能源适应性	负载波动下产氢量显著减少(响应慢,效率降低)	动态响应快,适应波动性电源(如风电/光伏),产氢稳定
启动时间	启动时间长(需预热和稳定负载)	启动时间短(秒级响应)
整体效率	效率较低(60%~70%)	效率较高(70%~80%)
运行条件限制	需稳定负载,避免频繁启停;腐蚀性电解液维护复杂	可在高压、高动态负载等苛刻条件下运行,系统更稳定

2.6 系统耦合机制与运行约束

在本模型中,风电与光伏出力首先进入能量调度模块,该模块对实时功率进行分配:优先满足海水淡化负荷,剩余电力进入 PEM 电解槽^[16]。若风光出力不足,则电解槽降载运行;若出力超过额定功率,则部分电能弃用。其核心耦合关系可由式(5)描述:

$$P_{in}(t) = P_{wind}(t) + P_{solar}(t) - P_{RO}(t) \quad (5)$$

式中, $P_{in}(t)$ 为电解槽输入功率(时间 t 下的功率,kW 或 MW); $P_{wind}(t)$ 为风电实时出力; $P_{solar}(t)$ 为光伏实时出力; $P_{RO}(t)$ 为海水淡化装置的实时负荷。受限于最大负荷率与爬坡速率约束,电解槽输入功率 $P_{in}(t)$ 需满足最大负荷率约束,如式(6)所示。

$$0.3P_{rated} \leq P_{in}(t) \leq P_{rated} \quad (6)$$

式中, P_{rated} 为电解槽的额定功率; $0.3P_{rated}$ 为电解槽的最小运行功率(30%的额定功率); P_{rated} 为电解槽的最大运行功率。电解槽输入功率 $P_{in}(t)$ 变化率受限于最大爬坡速率 r_{max} ,如式(7)所示。

$$|\Delta P_{in}/\Delta t| \leq r_{max} \quad (7)$$

式中, ΔP_{in} 为电解槽输入功率的变化量; Δt 为时间间隔; r_{max} 为最大爬坡速率,kW/s 或 MW/min。

该模型的运行逻辑是优先满足海水淡化负荷, $P_{RO}(t)$ 优先从 $P_{wind}(t)+P_{solar}(t)$ 中扣除,剩余功率分配给电解槽。当出力不足时,若 $P_{wind}(t)+P_{solar}(t)<P_{RO}(t)+0.3P_{rated}$,电解槽降载运行,保持在最小负荷率 $0.3P_{rated}$ 或停机;当出力过剩时,若 $P_{wind}(t)>P_{rated}$,多余电能被弃用[即 $P_{in}(t)$ 被限制为 P_{rated}],此时爬坡约束功率变化速率 $\Delta P_{in}/\Delta t$ 不得超过 r_{max} ,以确保系统稳定运行。

3 场景分析

3.1 场景 1:单一海上风电驱动

本场景计算基于南海 CCMP 再分析风场数据(平均风速 6.02 m/s)和 IRENA 报告 PEM 能耗

(51.2 kWh/kg), 结合海南 PFS-1 项目实际参数。在第一种情况下, 考虑的情况是, 所产生的用于绿色制氢设备的所有电力都由海上风电发电厂提供。海上风电生产的所有电力都用于绿色制氢工厂。因此, 其目的是了解绿色制氢工厂的发展如何随着时间的推移而在生产和经济方面发生变化。使用式(8)计算绿色制氢设施的估计小时制氢量。另外, 取 PEM 电解槽每生产 1 kg 氢气所消耗的能量为 51.2 kWh^[17], 此数据为根据 IRENA 在 2021 年发布的报告中的数据选择^[18]。

$$[OTP/(n \times RTP + PTP)] \times \mu \times \mu_1 = THP \quad (8)$$

式中, OTP 为 PEM 电解槽每小时耗电量, 全部由 OWP 厂提供; RTP 为 RODS 装置净化 1 L 水所消耗的电量, kWh/kg, 该数据约为 0.006 25 kWh; PTP 为 PEM 单元产生 1 kg 氢气所消耗的电能, kWh/kg。变量 n 为电解装置生产 1 kg 氢气所需的水量, 设定为 22。变量 μ 为 PEM 组件的总效率, 取值为 0.7^[19]。变量 μ_1 为 OWP 的效率, 根据式(9)计算; THP 为每小产氢量, kg。

3.2 场景 2: 风光互补驱动

在第二种情况下, 考虑的情况是, 所产生的用于绿色制氢设备的所有电力, 25.6 万 kW 海上风力发电厂和 25.6 万 kW 太阳能发电厂的组合。在场景 2 计算时, 式(2)~式(8)的参数不变。

$$\mu_1 = P(MW)/P(OWP) \quad (9)$$

式中, μ_1 为海上风电的效率, 是反映工作模拟真实情况的重要参数; $P(MW)$ 为风电机组功率, 见式(3); $P(OWP)$ 为海上风电机组规模台数, 取值 16。

$$\{[OTP1/(n \times RTP + PTP)] \times \mu_1 + [OTP2/(n \times RTP + PTP)] \times \mu_2 \times \mu_3\} \times \mu = THP \quad (10)$$

式中, $OTP1$ 为海上风力发电电站提供的每小时发电量; $OTP2$ 为太阳能设施提供的每小时发电量。其中 μ_2 为太阳能电站的转换效率系数 83.33%, μ_3 为表示太阳能电站白天日照时数的变量(介于 0~1 之间)。而 μ_3 一般取值为 0.5。这里, μ_2 在第一步计算为 0.63(参见 3.1 节)。由式(10)可知, 该混合制氢装置的每小时绿色制氢能力估计为 2 117.65 kg。

敏感性分析: 为考虑季节性和天气变化的影响, 进一步分析不同季节光照时长对混合制氢量的影响。假设夏季日均日照时间为 8 h, 冬季为 4 h, 其他参数不变。原假设日照时间折算系数 μ_3 取值 0.5, 对应日均等效 6 h 光照, 使用式(11)则推算出冬季 μ_3 取值 0.6, 夏季 μ_3 取值 0.3。

$$\mu_3 = \text{实际日均日照时长} / 12 \text{ h} \quad (11)$$

将调整后的 μ_3 代入式(10), 分季节计算 THP 冬小时制氢量为 1 892.5 kg, 较场景 1 提升 42.7%; THP 夏小时制氢量为 2 256.8 kg, 较场景 1 提升 70.1%。结果表明混合模式在光照资源丰富季节优势更加显著, 但仍需结合储氢技术以缓解季节性波动。风速季节性: 夏季平均 7 m/s (THP 升 15%), 冬季 5 m/s (THP 降 10%)。结合光照, 夏季协同优势大(增 70%), 冬季需储能辅助。

4 场景模拟结果分析

4.1 产能与产量差异

单一海上风电驱动模式下, 所有电力依赖海上风电场输出, 按 PEM 电解能耗与系统效率计算, 每小时制氢量约 1 326.43 kg。由于风能本质的波动性, 低风速时段会直接影响制氢产能峰值; 同时, 风电场在极大风速(超设计机制)或停机维护时也可能出现弃风。相比之下, 风光互补模式引入 25.6 万 kW 光伏装机, 在日照高峰期实现与风电的能量叠加, 使得系统每小时制氢量提升至 2 117.65 kg, 增长 59.67%。该增幅既源于新增光伏电力的直接贡献, 也得益于光伏补偿风电低谷、延长平均可用小时数的协同效果, 见表 4。

表 4 2 种不同场景结果分析

指标	场景 1: 单一海上风电驱动	场景 2: 风光互补驱动
供电来源	51.2 万 kW 海上风电	25.6 万 kW 海上风电 + 25.6 万 kW 太阳能
装机容量合计/万 kW	51.2	51.2
日均可用小时数/h	24(全天风电)	约 30 等效(24 h 风电 + 6 h 日照)
小时制氢量/(kg·h ⁻¹)	1326.43	2117.65(提升 59.67%)
波动性适应	中等(仅风速波动)	高(风电与光伏互补, 平抑波动)
能源利用率	较低(存在弃风情况)	较高(白天双源输出, 提高可用电量)
设备利用率	依赖峰谷风速	多时段协同, 利用率更均衡
单位氢气成本趋势	相对较高	较低(产量提升, 固定成本分摊更优)

4.2 系统稳定性与调度弹性

海上风电场在夜间与低风季节可能出现功率急剧下降, 导致制氢系统需快速调节电解槽负载以维

持产氢稳定,增加设备启动/停机次数,对电解槽寿命与响应性能提出更高要求。而在风光互补模式下,日照时段光伏发电可以填补白天风电低谷,夜间依赖风电保持产氢,全天候可用小时数等效提高至约 30 h,显著平抑了可再生能源出力的短期波动,使系统响应频率降低、电解槽运行更平稳,从而延长设备寿命并减少维护成本。

单一风电模式下,风电场在风速过高或电网消纳受限情况下往往产生弃风,直接损失可用电能;同时,制氢工厂也只能在风能充足时段运行,整体能量利用率偏低。混合模式通过风电与光伏的互补,光照良好时段能够最大限度地消纳电站出力,减少弃能;夜间和阴雨天则由风电支撑制氢,避免光伏零输出导致的停工。实质上,风光协同能够提升可再生能源消纳率,优化电-氢转换链条的电能利用效率,并减少能源浪费。

4.3 经济性与成本分摊

为评估 2 种场景的经济性,采用平准化制氢成本($LCOH$)作为指标,计算公式如下:

$$LCOH = (C_{cap} + C_{O\&M}) / Q_H \quad (12)$$

式中, $LCOH$ 为平准化制氢成本,元/kg; C_{cap} 为系统全生命周期的资本支出,包括海上风电 1.2 万元/kW、光伏 0.8 万元/kW、PEM 电解槽 0.5 万元/kW; $C_{O\&M}$ 为系统全生命周期的运行与维护成本,取初始投资的 5%; Q_H 为系统全生命周期内生产的氢气总量,kg^[20]。

虽然风光互补模式在前期需增加 25.6 万 kW 光伏装机投资,但因小时制氢量提升 59.67%,设备利用率更高,单位氢气成本降幅约 40% 以上,见式(12)。此外,系统调度简化、电解槽运行波动减少,有助于降低维护及运维成本。计算得出场景 1 成本为 28.6 元/kg,场景 2 为 16.9 元/kg,降幅达 40.9%,与 IRENA 报告中风光互补可降低绿氢成本 30%~50% 的结论一致。在中长期运营中,能源投资回收期缩短,综合经济效益显著优于单一风电模式。

综合来看,场景 2(风光互补驱动)在小时制氢产能、系统运行稳定性、能源利用效率和经济性等方

表 5 系统成本占比

组件	占比/%	成本/(元·kW ⁻¹)
风电	40	12000
光伏	25	8000
PEM	20	4000
淡化及其他	15	可变

面均优于场景 1。对于追求大规模、持续可靠的海上绿氢生产,采用风光协同供能方案能够充分发挥海南区域风能与太阳能资源优势,实现更高效、更经济的绿色氢气供应(表 5)。

5 结论

针对海南深远海风光协同能源岛,构建了风电、光伏、海水淡化与 PEM 电解槽耦合的多环节模型,引入运行约束与容量敏感性分析,通过“单一风电驱动”与“风光协同驱动”多场景对比,验证了系统性能。结果表明,风光协同模式显著提升产氢效率 59.67%(小时产氢量从 1 326.43 kg 增至 2 117.65 kg),降低 $LCOH$ 40.9%,并通过能量利用率 EUE(达 85%,较单一风电提升 70%)和产氢波动率 HRV(降低 30%)验证了动态稳定性。相较现有研究,本文中的创新在于约束下的动态仿真与容量优化路径,为沿海绿氢产业提供可操作性参考。未来可通过引入海上储能与氢能下游衍生物一体化方案,进一步提升系统调度弹性与经济效益,探索能源岛群集协同调度机制与产业链一体化路径,推动我国海上清洁能源与氢能产业的协同发展。

参考文献

- [1] 中国自然资源部.自然资源部发文要求进一步加强海上风电项目用海管理[J].资源与人居环境,2025,(1):12.
- [2] 海南省发展和改革委员会.海南省海上风电场工程规划环境影响报告书(征求意见稿)[Z].2024.https://plan.hainan.gov.cn/sfgw/zjdc/202406/61883bd5e70a44b78dd27c0b962272b5.shtml?ddtab=true.
- [3] 王立忠,王立林,洪义,等.海上风电技术发展趋势[J].能源工程,2024,44(6):3-12.
- [4] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.海南氢能产业发展研究[J].现代化工,2025,45(S1):12-16.
- [5] 刘钟淇,刘耀,侯金鸣.以深远海风电为核心的能源岛能源外送经济性分析[J].中国电力,2024,57(9):94-102.
- [6] 冯凌冲,马鹏楠,刘华清,等.海上能源岛风光储氢醇项目系统容量优化配置研究[J].能源工程,2025,45(1):1-9.
- [7] 王江涛,仇德朋,吴桐,等.风光氢一体站的绿氢存储与外输技术策略研究[J].现代化工,2025,45(4):12-17.
- [8] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.我国海水制氢技术发展现状分析[J].现代化工,2025,45(4):8-11.
- [9] 丁杰,吴国伟,陈家庆,等.基于 CCMP 再分析风场资料的南海海洋风能资源评估研究[J].海洋技术学报,2022,41(5):83-90.
- [10] 罗宇洁,李楠.绿氢制备成本趋势分析[J].中外能源,2025,30(2):30-37.

(下转第 232 页)

参考文献

- [1] 花卉,唐琼英,吐尔孙那依·比哈孜.重整拔头油生产戊烷发泡剂的研究[J].石油化工应用,2012,31(9):77-80.
- [2] 彭珂.环戊烷分离隔壁精馏塔的设计与优化[D].大连:大连理工大学,2021.
- [3] 邓春,陆炫彤.具有中间再沸器和中间冷凝器的二元精馏塔操作线斜率分析和理论板数计算[J].山东化工,2020,(7):245-250.
- [4] 汪文健,孟园,孙国江,等.热泵精馏技术在碳五混合烷烃分离过程中的应用[J].辽宁化工,2022,51(1):89-91,95.
- [5] 余栋梁,李芳,张荣莉,等.多效精馏的模拟与优化[J].广东化工,2019,46(7):20-21,41.
- [6] 李爱国,彭华忠,李楠,等.热耦合精馏技术研究与应用进展[J].当代化工研究,2025,(5):24-26.
- [7] 孙诗瑞,杨傲,石涛,等.特殊精馏热耦合强化技术研究进展[J].化工学报,2020,71(10):4575-4589.
- [8] Di Pretoro A, Fedeli M, Ciranna F, *et al.* Flexibility and environmental assessment of process-intensified design solutions: A DWC case study [J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2022, 159: 107663.
- [9] Zhu J, Jing C, Hao L, *et al.* Insight into controllability and operation of extractive dividing-wall column [J]. *Separation and Purification Technology*, 2021, 263: 118362.
- [10] 孙兰义,李军,李青松.隔壁塔技术进展[J].现代化工,2008,(9):38-41,43.
- [11] 范丽佳,许腾强,李佳佳,等.三元混合物分壁塔精馏分离的研究[J].天津化工,2013,27(5):17-19.
- [12] 余超.隔壁塔在环己酮装置醇酮精馏中的模拟与优化[J].化工与医药工程,2021,42(4):10-15.
- [13] 邵圣娟,甄烁,蔡斌鑫,等.隔壁塔萃取精馏及共沸精馏分离异丙醇-水体系的模拟与优化[J].石油化工,2024,53(3):330-338.
- [14] Hu Y, Gao Y, Liu X, *et al.* Dividing wall column-salting-out-pervaporation intensified process for low-carbon alcohols separation [J]. *Separation and Purification Technology*, 2025, 358(PA): 130080.
- [15] 刁晶晶.戊烷分离装置的过程模拟研究[J].化工管理,2019,(22):64-66.
- [16] 栾国颜,高维平,姚平经,等.轻烃生产己烷油分离方案的研究与应用[J].石油炼制与化工,2003,34(10):33-37.
- [17] 彭桂林.戊烷油精馏设计优化[J].山东化工,2011,40(6):21-23.
- [18] Tedder D W, Rudd D F. Parametric studies in industrial distillation: Part I design comparisons [J]. *AIChE J*, 1978, 24(1): 303.
- [19] 周怡,苏成利.基于改进NSGA-II算法的氯乙烯精馏过程多目标优化[J].辽宁石油化工大学学报,2016,36(2):52-59.
- [20] 叶启亮,徐超洋,王丽涛,等.隔壁精馏塔分离氯丙烯工艺模拟优化[J].化学工程,2024,52(10):52-57.
- [21] 刘亲浓,易争明,颜大维,等.反应精馏分解过氧化氢异丙苯的工艺设计及经济优化[J].辽宁石油化工大学学报,2023,43(5):1-6.
- [22] 李剑锐.探索芳烃精馏塔系最小回流比操作降耗增效[J].化工设计通讯,2016,42(4):95-96,120.■
- (上接第226页)
- [11] 宋鹏飞,张超,侯建国,等.不同场景海上风电制氢及储运技术经济性分析[J].现代化工,2025,45(6):252-257.
- [12] 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.
- [13] 赵特,朱文君,詹宏伟,等.电解海水制氢发展现状与展望[J].现代化工,2024,44(8):16-21.
- [14] 张正,宋凌璐.电解水制氢技术:进展、挑战与未来展望[J].工程科学学报,2025,47(2):282-295.
- [15] Saba S, 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.
- [16] Joris P. 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.
- [17] 胡鹏,李志川,李子航,等.深远海原位电解海水制氢的战略及技术研究[J].太阳能学报,2024,45(8):63-70.
- [18] IRENA. Making the Breakthrough: Green Hydrogen Policies and Technology Costs [R/OL]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf
- [19] Vincent I, Bessarabov D. Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review [J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81(pt.2): 1690-1704.
- [20] 孙旭东,成雪蕾,王树萌,等.我国新能源风光发电制氢成本动态测算[J].洁净煤技术,2023,29(6):1-10.■