深远海风电制氢-液化-储运一体化供应链关键技术研究

宋鹏飞*,王秀林,聂锁府,侯建国,王修康,张 瑜,周树辉
(中海石油气电集团技术研发中心,北京 100028)

摘要:针对中国深远海风电大规模开发面临的电力传输受限与就地消纳难题,结合日韩两国巨大的清洁氢能进口需求及地缘区位优势,构建“深远海风电制氢-液化-船运出口”的一体化供应链。分析了供应链构建的必要性,重点对适合深远海环境的离网型风电电解制氢、低能耗大型氢气液化工艺及液氢远洋储运等关键技术进行了综述与对比。结合液氢运输船与接收站的商业化示范进展,探讨了建造浮式制氢储氢平台(H_2-FPSO)、浮式液氢船 FLH_2 和海上综合能源岛的技术与工程可行性。研究表明,该供应链在技术路径上具备可行性,通过“港-船-岛”一体化系统集成,有望成为推动我国海上风电高质量发展、解决深远海海上风电消纳的创新路径。

关键词:深远海风电;绿氢;氢气液化;液氢储运
中图分类号:TQ116.2;TK91 **文献标志码**:A **文章编号**:0253-4320(2026)11-0007-05
DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.11.002

Research on key technologies of an integrated supply chain for hydrogen production-liquefaction-storage and transportation from deep-sea wind power

*SONG Peng-fei**, *WANG Xiu-lin*, *NIE Suo-fu*, *HOU Jian-guo*, *WANG Xiu-kang*, *ZHANG Yu*, *ZHOU Shu-hui*
(Research & Development Center, CNOOC Gas & Power Group, Beijing 100028, China)

Abstract: To address the challenges of limited power transmission capacity and local consumption for large-scale deep-sea wind farms in China, this paper proposes an integrated supply chain encompassing on-site hydrogen production, liquefaction, storage, and marine transportation targeting the substantial clean hydrogen demand in Japan and South Korea as well as the geographical location advantages. The study systematically analyzes the necessity of this supply chain, with a focus on key technologies: off-grid wind power electrolytic hydrogen production adapted for deep-sea environments, large-scale hydrogen liquefaction processes with low energy consumption, and liquid hydrogen (LH2) storage and transportation systems. Considering the commercial demonstration progress of LH2 carriers and receiving terminals, the engineering feasibility of constructing floating hydrogen production and storage platforms (H_2-FPSO), floating liquid hydrogen ships (FLH_2), and offshore integrated energy islands was discussed. The results indicate that the supply chain is technically viable, and the integration of “port-vessel-island” systems, it is expected to become an innovative pathway for promoting the high-quality development of China's offshore wind power and solving the consumption problem of deep-sea offshore wind power.

Key words: deep-sea wind power; green hydrogen; hydrogen liquefaction; liquid hydrogen storage and transportation

海上风电作为高端装备制造产业和技术密集型产业,已然成为各国竞争的新高地。全球风能理事会(GWEC)数据[1],截至2025年底,全球海上风电累计装机容量预计超过101 GW,其中中国累计装机47.17 GW,占比47%。我国近海可开发风电资源已日趋紧张,与近海航运、渔业养殖、生态保护之间的矛盾日益凸显[2],向深远海进军不仅是资源开发的必然选择,也是产业自身实现可持续发展的内在要求[3-4]。另外,风机单机容量向20 MW以上迈进[5]、漂浮式基础技术的商业化突破[6]以及柔性直流输电等技术的突破,也驱动不断向深远海拓展。

大规模深远海风电面临电力传输成本高与本地电网消纳难的挑战。海底电缆成本随着离岸距离和水深的增加急剧上升,制约项目的经济性。一座典型的GW级深远海风电项目的VSC-HVDC送出工程,单位千瓦投资可达近岸海上风电项目的2~3倍以上[7-8]。长距离海底电缆的敷设工程难度大、维

收稿日期:2026-05-15;**修回日期**:2026-09-08
基金项目:中海石油气电集团有限责任公司科研基金(QDKY-2023-YFZX-37)
作者简介:宋鹏飞(1985-),男,本科,高级工程师,研究方向为氢能与新能源技术,通讯联系人,894245404@qq.com。

护成本高,还存在故障定位难、修复周期长等风险[9]。把无法上网的海风弃电转化为易于储存、运输和消纳的能源载体,是解决深远海风电消纳难题的重要路径之一[10-12]。

日本和韩国是典型的能源资源匮乏型发达工业国,能源自给率极低,高度依赖能源进口实现能源转型[13]。日本计划到2030年氢气年供应量达到300万t,到2050年达到2 000万t,其中绝大部分需要进口。日本积极在全球布局氢能供应链,已完成从文莱和澳大利亚进口氢气的示范项目,并在九州、关西等地区规划了大型液氢接收站[14-15]。韩国目标到2030年实现年供氢526 t,到2050年达到2 790万t,成为全球最大的氢进口国和消费国。韩国重点推动掺氢及纯氢发电、氢冶金和交通领域的应用。浦项、蔚山、仁川等大型工业港口已被指定为氢能枢纽,并已规划了液氢接收站[16]。

中国山东、江苏、浙江等东北部沿海拥有丰富的深远海风能资源,海上风电制氢后出口日本九州地区如长崎、福冈港口或韩国东南部如浦项、蔚山港口,航程相较于日本从澳大利亚、中东等地进口具有明显区位优势。根据运输规模,可采用专用液氢运输船或液氢罐箱进行点对点运输,初期可采用液氢罐箱或1万~2万m^3的中小型船舶,中长期则需要8万~20万m^3的超大型液氢运输船(VLH_2)以摊薄运输成本。

1　深远海海风余电制氢并液化出口至日韩的供应链

1.1　深远海海上风电原位制氢技术

深远海环境对制氢技术提出了更加苛刻的要求,需要高可靠性以应对高盐雾、高湿度、台风、波浪载荷等恶劣海洋环境,高适应性以匹配海上风电的强波动性和间歇性,高紧凑性与模块化以降低海上平台的建设、安装和维护成本。海水中含有多种微量元素,直接电解海水会产生氯气等有害气体,制约制氢的安全性和效率。

目前主流的适配于可再生能源电解水的制氢技术主要有碱性电解(ALK)、质子交换膜电解(PEM)和阴离子交换膜电解(AEM)。3种电解水制氢技术的对比见表1。

基于深远海风电离网/弱联型制氢场景的特性,近期单一技术路线难以兼顾经济性与适应性。推荐采用“ALK+AEM”组合方案:以ALK电解槽承担基荷,利用其技术成熟、成本低、单机规模大的优势,满足大规模稳定制氢需求;以AEM电解槽承担波动负荷,凭借其对风电强波动性的高适应性,高效消纳风电间歇功率,减少对储能设备的依赖。该组合方案既发挥了ALK的低成本优势,又利用了AEM的灵活调节能力,在保障制氢系统可靠性的同时,优化了全生命周期经济性。

表1　3种电解水制氢技术对比[17-18]

项目	ALK	PEM	AEM
电流密度/($A\cdot cm^{-2}$)	<0.8	1~10	1~2.5
工作电压/V	1.8~2.4	1.8~2.2	1.8~2.2
电解质隔膜	石棉布	质子交换膜	阴离子交换膜
运行温度/℃	60~80	50~80	60~80
工作压力/MPa	0.1~3.0	<4.0	<4.0
工作效率/%	70~80	80~85	70~85
产氢纯度/%	>99.80	>99.99	>99.99
能耗/($kW\cdot h\cdot m^{-3}$)	4.5~5.6	4.4~5.0	4.2~4.5
阳极催化剂	镀镍穿孔不锈钢	氧化铱	NiFe-LDH
阳极反应	$2H_2O+2e^-\longrightarrow H_2+2OH^-$	$H_2O-2e^-\longrightarrow 0.5O_2+2H^+$	$4OH^--4e^-\longrightarrow 2H_2O+O_2$
阴极催化剂	镀镍穿孔不锈钢	铂纳米颗粒	镍钼
阴极反应	$2OH^--2e^-\longrightarrow 0.5O_2+H_2O$	$2H^++2e^-\longrightarrow H_2$	$2H_2O+4e^-\longrightarrow 2H_2+4OH^-$
商业化程度	成熟商业化	商业化初期	MW级示范阶段
冷启动时间	分钟级	秒级	分钟级
负荷范围/%	30~100	5~100	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	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,有一定环保风险	依赖贵金属、成本高,水质要求高,系统长期稳定性有待提升	商业化前期,成本有待下降,稳定性和寿命有待提升

近年来我国海水直接电解制氢技术取得了一些重要突破,正加速从实验室走向工程示范[19]。四川大学谢和平院士团队海水直接制氢技术是在海水和电解液之间设置一层特殊的“膜”,利用物理力学原理,只允许水分子通过进入电解液参与反应,同时有效隔绝了海水中的氯离子等腐蚀性杂质,解决了海

水对电极腐蚀的难题。2023 年至今,该团队与东方电气集团在福建兴化湾海上风电场建造漂浮式海上制氢平台“东福一号”进行了示范,从 1.2 Nm^3/h、10 Nm^3/h 到 110 Nm^3/h 逐级放大制氢规模,连续稳定运行超过 1 000 h。

1.2　氢气液化技术

液氢密度 70.8 kg/m^3,是标准状态下气态氢(~0.09 kg/m^3)的近 800 倍,可极大提高储运效率,是实现氢能大规模、远距离、经济储运的重要方式[20]。氢液化通常采用多级冷却与节流或膨胀循环相结合的方式,根据制冷方法不同主要分为 L-H 循环、氦膨胀制冷循环和氢膨胀制冷循环 3 类。目前大型氢气液化工厂普遍采用基于氦或氢作为制冷剂的膨胀制冷循环[21]。

全球有 30 余座在运行的液氢工厂,产量约 500 t/d[22]。美国空气产品公司、查特工业等企业已掌握日产数十吨级的大型氢液化能力,广泛应用于航天、能源等领域。日立、川崎重工等公司致力于开发更高效、更大规模的液化装置,并在神户等地建成示范工厂,推动液氢在能源进口中的应用。林德公司也拥有先进的大型低温液化技术,能耗降低至 11.9 kWh/kg LH_2。相比之下,中国近年来在该领域取得显著突破。中科富海、北京航天试验技术研究所、国富氢能、中集安瑞科等单位已成功研制出日产 1~5 t 的氢液化装置,并在核心设备国产化方面取得进展。

液化能耗是决定液氢经济性的核心因素。当前大型装置的比电耗约为 10~13 kWh/kg LH_2,相当于氢气低热值的 30%~40%,能耗占比极高[23]。降低液化能耗成为技术发展的重点方向。

1.3　液氢储存技术

液氢储运是构建高效、经济、安全氢能供应链的核心环节,核心在于最大限度地隔绝外界热量传入,控制蒸发损失,确保在复杂工况下的结构安全与密封可靠性,主要包括大型固定储罐与罐式集装箱等。

1.3.1　液氢储罐

大型液氢储罐是实现大规模、长时间液氢储存的关键基础设施,形状有圆柱形、球形等,包括支撑结构、内胆、绝热层、外胆等部分,其中内胆由具备优良低温韧性的材料如奥氏体不锈钢或 9%镍钢制造,以承受液氢的极低温环境;外罐则采用碳钢,起结构支撑与安全防护作用[24-25]。液氢储罐的研究方向主要是通过材料和结构优化降低日蒸发率,目标低于 0.05%。

液氢球罐凭借球形结构在同等容积下最小的表面积优势,成为容积>200 m^3 大型固定式液氢储存的首选方案,能有效降低外界热侵入。其设计核心在于耐低温材料选择与高性能绝热结构[26]。

1.3.2　液氢罐箱

液氢罐箱与液化天然气罐箱类似,作为标准化、模块化的移动式储运单元,是连接固定设施与终端用户的重要纽带,具备灵活调度、多式联运的优势。其结构通常采用双层真空绝热设计,内胆为奥氏体不锈钢,外壳为碳钢或铝合金,夹层填充多层绝热材料并抽真空,整体结构紧凑、热性能稳定。罐箱遵循国际标准尺寸,可适配公路拖车、铁路平车及集装箱船。在加氢站、备用电源、偏远地区供氢等场景中,液氢罐箱可显著提升物流效率,降低基础设施投资门槛。液氢罐箱正朝着轻量化、长时低蒸发、智能化监测等方向发展,未来将成为构建分布式氢能网络的重要支撑[27]。

1.3.3　液氢船舶

液氢船舶是实现跨洋、长距离氢能输送的载体,其技术发展路径在借鉴液化天然气(LNG)船经验的基础上,针对液氢的物性特点进行了深度优化。与 LNG 运输船相比,液氢的密度仅为其六分之一,这一物理特性导致船舶重心分布更为敏感,耐波性显著降低,其横摇运动响应约为传统 LNG 船的 2 倍,极大地增加了船体结构设计难度。此外,储罐内液体晃动会显著加剧液氢蒸发,迫使储罐设计压力进一步提升,从而对绝热系统的完整性及支撑结构的强度提出了严苛要求。相同储罐容积与绝热层厚度条件下,液氢的日蒸发率(BOR)高达 LNG 的 9 倍[27]。

当前主流的液货舱技术分为独立 C 型舱与薄膜型围护系统。C 型舱为自支撑结构,多呈圆筒或棱柱形,由 9%镍钢或铝合金制造,自身具备承压能力,通过支座与船体连接,绝热系统布置于舱体外部[28]。相比之下,薄膜型围护系统采用薄层低温屏障与绝缘层组合,依靠船体结构提供强度,具有空间利用率高、蒸发率低等优势,被视为未来超大型液氢运输船的发展方向。然而,其面临氢脆风险、材料低温相容性与密封性等挑战,尚需系统性验证。在系统集成方面,船舶需配备高效的 BOG 管理系统,可通过再液化、作为燃料供能或安全燃烧等方式处理蒸发气。结合氢燃料发动机或燃料电池推进系统,可实现“零碳航行”,相关动力技术仍处于研发与示范阶段。

日本正加速推进液氢海运的商业化落地。2026 年 1 月,川崎重工与日本氢能公司签署建造合同,将在香川县坂出工场建造一艘约 40 000 m^3 的液化氢运输船,该船将成为全球最大液氢运输船之一(图 1),与川崎市扇岛在建的液氢接收终端共同构成日本 2030 年液氢进口供应链的核心基础设施[29]。新船总长约 250 m,采用电力推进与“氢/油双燃料发电机组”,可利用货舱蒸发的 BOG 作为推进燃料以降低碳排放。



图 1 全球最大液氢(LH_2)运输船概念图

1.4 液氢接收站

液氢接收站承担液氢卸载、储存、气化及外输功能,其工艺系统与 LNG 接收站类似,涵盖卸料系统、保冷循环系统、储存系统、低压外输系统、蒸发气体(BOG)处理系统、气化外输系统及火炬放空系统等,通过多系统协同实现液氢从船舶到用户终端的安全高效流转[27]。

日本正加速推进液氢接收站建设,于 2020 年在神户建成了全球首座液氢接收站,成功完成了世界首例液氢海上运输航线示范,把澳大利亚褐煤制氢后液化运输至日本。该接收站关键设备包括 1 座双壳真空保温结构的 2 500 m^3 球形液氢储罐,双层金属软管液氢装卸臂、BOG 压缩机、自增压器、BOG 储罐等。川崎扇岛液氢接收站是全球首个商业规模液氢处理终端,配置全球最大的 50 000 m^3 球形液氢储罐,并集成海运装卸、氢液化、氢气供应及液氢槽车发运等功能。该终端将与 40 000 m^3 级液氢运输船协同,构成“港—船”一体化进口基础设施,计划 2030 年前完成装卸示范与远洋工况验证。

中国液氢接收终端建设尚处空白,但可依托成熟的 LNG 接收站技术实现快速突破。通过改造现有 LNG 接收站的卸料、储存及气化系统,可大幅降低建设成本与技术风险。未来需重点突破大型液氢储罐绝热材料、低温阀门、BOG 再液化设备等核心装备,并加快制定液氢接收站设计、建造及运营标准。

2 工程方案设想

2.1 方案 1:集中式海上制氢、液化和储氢一体化的平台

在深远海海上风电场内区域建设包含海上制氢、液化和液氢储存的一体化海上浮式制氢储氢平台(H_2-FPSO),集成电解槽阵列、海水淡化设备、纯水处理系统、电力转换与控制系统、氢气初步纯化与增压设备、氢液化设备、液氢储存等。平台也可同时作为风电场的升压换流站(图 2)。

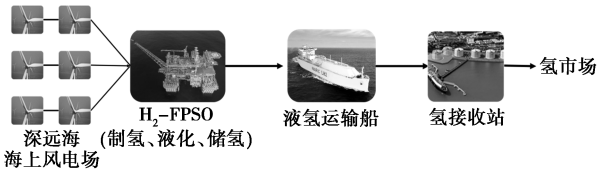


图 2 深远海海上风电制氢 H_2-FPSO 液化外输示意图

与此设想类似的一体化平台已经有设计[30]和工程案例。2025 年,我国首个半潜式氢氨醇一体化平台在山东烟台建设完工[31],正式进入调试阶段,也是国内首个离网型海上氢能制-储-输-用全链条实证示范项目(图 3)。平台电源采用平台周边的漂浮式光伏,平台上部布置了电化学储能、制氢、合成氨、合成甲醇和海水淡化及公用工程等设备设施,其中电解水装置包括 1 套直接电解海水设备和 2 台 PEM 制氢设备。



图 3 我国首个半潜式氢氨醇一体化平台

2.2 方案 2:分布式大型风机塔筒集成制氢+浮式氢液化船

在大型或漂浮式风机塔筒内部放置高度集成的模块化制氢单元,如集装箱式 AEM 电解制氢系统,匹配海水淡化装置,并考虑装置的抗振、防腐、防爆。单个风机就是一个制氢平台,构成分布式制氢网络。国内已有企业正在开展相关的研究。

浮式氢气液化船(FLH_2)是一个集氢气接收、大规模液化、超低温储存和海上运输/输出于一体的移

动式海上工厂,既是集电枢纽、升压站,又作为集氢枢纽。各风机塔筒内制备的氢气通过抗腐蚀的柔性复合管道汇集输送至 FLH_2,经过船上的氢气液化装置液化后储存在 FLH_2 中。将风电场各风机产生的低压氢气汇集并增压,在船上通过多级压缩、预冷和膨胀制冷,将氢气液化并储存。把氢气液化工厂集成到动荡、空间有限、环境恶劣的海上浮动平台上还存在很多技术和工程挑战,相关安全法规、标准规范等尚处于空白。全球范围内尚无运营的 FLH_2,仍处于概念设计和早期研究阶段。

与之类似的 FLNG 已经从示范到成熟,步入新发展阶段,可以为 FLH_2 提供工程经验。FLNG 已成为全球天然气开发,特别是偏远、深海及边际气田的关键解决方案。近年来 FLNG 技术从马来西亚国家石油公司的 120 万 t/a 液化能力的“PFLNG Satu”和 150 万 t/a 液化能力的“PFLNG Dua”,到壳牌长达 488 m 的船体和 360 万 t/a 的液化能力的“Prelude FLNG”,已经完成了示范和工程验证。目前全球运营和在建的 FLNG 已超过 10 艘,规模从中小型到超大型不等,技术方案包括传统船型、驳船型、利旧 LNG 船改造等,应用场景从开发海上气田,扩展到作为海上液化接收站、再气化装置或电力枢纽,为岛屿或沿海地区供应天然气。

2.3　方案 3:海上集中式制氢、氢液化与绿色燃料综合能源岛

依托天然或人工岛屿,集大规模绿氢生产、液化、储存,绿色燃料转化、加注与贸易于一体,打造深远海能源基地和综合能源岛,成为依托深远绿色能源转换与贸易枢纽,把间歇性的深远海可再生能源转化为可稳定储存、全球交易的绿色甲醇和绿氨等绿色燃料。通过高压直流输电技术汇集周边海上风电和光伏,搭配储能设施对波动的风电进行平滑与优化调度,形成能够为下游连续化工生产过程提供稳定、可靠电力的稳定微电网,为后续连续生产提供“绿电”保障。采用吉瓦级模块化、阵列化的电解水制氢槽大规模制氢,在岛上建设大型氢液化装置和液氢储罐。

配套建设绿氢合成绿色甲醇和绿氨装置,根据市场需求调节液氢、绿甲醇、绿氨的产出比例,形成多元化的绿色燃料产品组合。建设配备液氢、甲醇、氨的装卸设施的码头,兼具出口终端和国际航运绿色燃料加注中心的双重功能。如果在关键的国际航运通道附近或战略性海域建设此类能源岛,可塑造区域绿色能源贸易格局,打造国际航运绿色燃料加注中心。同时,能源岛可作为附近海域海上风电场的运维母港、电力调度中心,极大降低风电场的运维成本。其生产的氧气、余热等副产品也可就地综合利用,提升整体资源利用效率。

3　结论与建议

构建中国深远海风电制氢并出口日韩的供应链在技术和工程上是可行的。通过“ALK+AEM”组合制氢方案,可兼顾经济性与对风电波动的适应性;依托大型氢气液化工艺与液氢储运技术,结合日本在 4 万 m^3 级液氢运输船及 5 万 m^3 级接收终端的商业化进展,能够有效解决深远海电力传输受限与消纳难题。该模式通过“港-船-岛”一体化系统集成,有望为我国海上风电高质量发展、服务东亚区域能源低碳转型提供新路径。

建议依托山东、浙江等海上风电基地,在借鉴 FLNG 及海上油气工程经验的基础上,开展离网制氢、氢液化出口及海上综合能源岛与浮式制氢储氢平台(H_2-FPSO)示范项目,并通过持续攻关氢气液化能耗降低、液氢储罐与液氢船等关键设备国产化以及海水直接电解与 AEM 电解槽规模化降本等核心技术,系统性降低液氢成本、提升供应链整体经济性与竞争力,同时加强与日韩在液氢储运技术、安全认证及贸易规则方面的对接与合作,推动海上氢能产业链的示范应用与国际化协同发展。

参考文献

[1] 全球风能理事会(GWEC).2025 全球风能报告[R].布鲁塞尔:全球风能理事会,2025.

[2] 陈海航,胡恒,岳奇,等.中国深远海海上风电用海管理问题分析与对策[J].科技导报,2025,43(24):111-115.

[3] 李海波.深远海海上风电制氨场景及技术分析[J].天然气化工—C1 化学与化工,2024,2(49):115-124.

[4] 林玉鑫,张京业.海上风电的发展现状与前景展望[J].分布式能源,2023,8(2):1-10.

[5] 丁怡婷.风力发电更聪明更可靠(向新向优的中国产业)[N/OL].人民日报,2026-02-03(01)[2026-05-08].https://www.nea.gov.cn/20260206/210cdafb08984268a11cdc003fe95dd1/c.html.

[6] 孟慧雯,刘永前,田德,等.新型多立柱基础的 15 MW 漂浮式风电机组动态响应研究[J].太阳能学报,2025,46(12):662-670.

[7] 高悦,陈衡,王政伟,等.海上风电高压直流输电汇集升压方式对比分析[J].湖南电力,2025,45(1):54-60.

[8] 蔡希鹏,邹常跃,彭发喜,等.超大规模海上风电海陆一体直流输电技术探讨[J].电网技术,2024,48(7):2895-2901.

[9] 黄阳,陶永政,孔志达,等.海上风电柔性低频输电系统的技术经济分析[J].电网技术,2024,48(12):4865-4875.

(下转第 17 页)

参考文献

[1] 中国石油和化学工业联合会化工新材料专委会.中国化工新材料产业发展报告(2024)[M].北京:化学工业出版社,2025.

[2] 李世卿,林吉超,孙明,等.聚烯烃弹性体生产技术及应用新进展[J].弹性体,2025,35(6):96-100.

[3] 詹小燕,李维.聚烯烃弹性体的工业化现状与发展趋势[J].现代化工,2026,46(3):7-12.

[4] 韩书亮,潘亚男.聚烯烃弹性体极具发展前景[J].中国石化,2024,(8):57-59.

[5] 谭捷.我国聚烯烃弹性体应用研究进展[J].精细与专用化学品,2023,31(10):35-38.

[6] 崔宇超,吴薇,王文燕,等.聚烯烃弹性体的结构与性能[J].合成树脂及塑料,2025,42(6):50-54.

[7] 王帅,乔冰,樊星,等.聚烯烃弹性体行业发展现状与展望[J].化学工业,2024,42(4):1-13.

[8] 袁学玲,曹中琦.我国 POE 行业发展现状及应用前景展望[J].当代石油石化,2023,31(7):23-29.

[9] 耿亮先,刘蓉.我国聚烯烃弹性体生产现状及发展前景分析[J].合成技术及应用,2025,40(4):53-57.

[10] 徐双凤,宋昊,李晶晶,等.聚烯烃弹性体在我国高分子材料领域的应用研究进展[J].合成技术及应用,2025,53(S2):143-146.

[11] 谭捷.聚烯烃弹性体生产现状及发展前景[J].精细与专用化学品,2023,31(11):10-12.

[12] 吴薇,贾珺博,王文燕,等.聚烯烃弹性体研究进展[J].弹性体,2022,32(4):90-94.

[13] 马师.聚烯烃弹性体 POE 工艺开发的难点分析[J].化工管理,2024,(35):158-160.

[14] 陶怡,王强,邬一凡,等.我国高端聚烯烃产业发展现状分析[J].现代化工,2024,44(2):9-15.

[15] 刘明,杨小俊,陈风涛,等.长链支化聚烯烃弹性体的合成、结构与性能研究[J].高分子学报,2025,56(9):1480-1489.

[16] 宋艳萍,陈伟,陈慧敏,等.中国聚烯烃高端化产品发展现状及前景分析[J].油气与新能源,2022,34(4):12-20.

[17] 金栋,崔小明.POE 增韧改性研究进展[J].塑料助剂,2018,(6):11-13.

[18] 张瑞,王立娟.国内外 POE 市场分析及预测[J].合成树脂及塑料,2023,40(4):76-81.

[19] 赵燕,徐典宏,李楠,等.聚烯烃弹性体技术研究与应用进展[J].合成橡胶工业,2020,43(6):514-520.

[20] 郭鹏,吕明福,徐耀辉,等.聚烯烃弹性体发泡材料[J].石油化工,2023,52(9):1283-1290.

[21] 于明伟,张连红,文婕,等.聚烯烃弹性体在树脂改性中的应用进展[J].广州化工,2022,50(8):18-20.

[22] 万正一,韩书亮,宋文波.聚烯烃弹性体在树脂改性中的应用研究进展[J].石油化工,2025,54(2):262-268.

[23] 程嘉猷,高念,李洪泊.聚烯烃弹性体的现状及研究进展[J].合成树脂及塑料,2020,37(4):77-84.■

(上接第 11 页)

[10] 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):16-23.

[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] 黄海龙,宋鹏飞.海上风电制氢成本研究——以粤东管输至大湾区为例[J].油气与新能源,2024,36(6):84-90.

[13] 郭庆方.日韩发展氢能汽车带来哪些启示[J].中国石化,2024,(5):45-47.

[14] 霍宇同,亓硕,白裕.日本氢能战略及其国际环境治理影响研究[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(3):107-109.

[15] 林云蕾,卞曙光,程竹静,等.日本氢能发展战略及其对中国的启示[J].全球科技经济瞭望,2023,38(11):1-9.

[16] 孟思芹.新制度主义视角下韩国氢能产业政策研究[D].大连:大连外国语大学.

[17] 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.

[18] Xie H,Zhao Z,Wu Y,*et al*.A membrane-based seawater electrolyser for hydrogen generation[J].Nature,2022,612(7491):673-678.

[19] 刘东艺,孙苗婷,于洋,等.电解海水制氢工艺及系统研究现状及未来趋势[J].化学进展,2025,37(12):1877-1901.

[20] 王昊成,杨敬瑶,董学强,等.氢液化与低温高压储氢技术发展现状[J].洁净煤技术,2023,29(3):102-113.

[21] 孙恒,徐嘉明,王超,等.LNG 预冷的新型氢液化工艺设计与优化[J].低碳化学与化工,2023,48(6):134-141.

[22] 孙潇,朱光涛,裴爱国.氢液化装置产业化与研究进展[J].化工进展,2023,42(3):1103-1117.

[23] 陈明钿.大规模氢液化方法与装置的研究进展[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(18):105-107.

[24] 张春伟,张首蕤,郭嘉翔,等.液氢储罐内增压过程温度场演化实验测试[J].低温工程,2025,(1):1-11.

[25] 刘磊,海航,赵林.关于液氢储罐安全阀泄放量的计算及校核[J].中国化工装备,2024,26(2):28-33.

[26] 邱一男,刘锣汉,马兴龙,等.液氢储罐支撑结构关键技术与展望[J].太阳能学报,2025,46(9):419-425.

[27] 王鑫,陈叔平,朱鸣.液氢储运技术发展现状与展望[J].太阳能学报,2024,45(1):500-514.

[28] 刘晓鹏,金燕子,何新,等.全球液氢运输船专利技术分析及发展建议[J].科技导报,2025,43(7):92-99.

[29] 信德海事.世界最大液氢(LH_2)运输船,签约![EB/OL].(2026-01-19)[2026-04-01].https://baijiahao.baidu.com/s?id=1854755665632040629.

[30] 陶安,贾献林,张磊,等.海上风电制氢工艺系统及关键装备的研究现状及展望[J].太阳能,2025,6(6):13-22.

[31] 国家能源投资集团有限责任公司.我国首个海洋氢氨醇一体化项目建设完工[EB/OL].(2025-04-01)[2026-04-01].http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c33149634/content.html.■