

全国首单保税LNG罐箱国际转运业务落地

海南加速打造亚洲LNG转运和贸易中心

■本报记者 梁沛然

近日,在海南洋浦国际集装箱码头,20个满载保税液化天然气(LNG)的罐式集装箱完成船边直装作业,随着香港籍船舶“永盛99”轮缓缓离港,全国首单保税LNG罐箱国际转运业务正式落地。

LNG罐箱和保税仓库并非新鲜事物,但将两者以“保税+罐箱+国际转运”的方式贯通,在国内尚属首次,这拓宽了自贸港LNG跨境贸易通道。国家管网集团液化天然气公司将其定义为“服务国际清洁能源市场方面迈出关键一步”。

■打通仓储到码头通道

LNG罐箱属于超低温危险货物,转运流程复杂、安全标准极为严苛。过去,国内LNG接收站虽具备充装能力,但罐箱从充装到集港再到国际运输,各环节之间缺乏制度化的衔接通道。保税监管如何落实、罐箱充装由谁核准、码头作业如何衔接、船舶运输如何保障,每个节点都需要“无缝衔接”。

此次转运完成,关键在于海南LNG接

收站依托已有的LNG保税仓库资质和成熟作业能力,逐项打通从仓储、充装、集港到国际运输的全链条。洋浦海事局在前期环节严格审核货申报材料,逐项核验罐箱资质、货物参数及运输方案,并现场指导充装监装作业;装船期间落实全过程现场监管,科学核定罐箱积载位置与安全间距。洋浦海事局相关负责人表示,此次转运为辖区超低温危货罐箱转运常态化、规范化开展积累了经验。

业务落地不仅是技术层面“破题”。“传统LNG贸易高度依赖造价高昂的专用运输船,点对点大进大出有余,但灵活应变不足。而罐箱模式巧妙借用全球密集的集装箱航运网络,用现成的船跑新的货,省去漫长的造船周期和巨额资本投入。”一位LNG资深行业人士说,“保税制度的引入,则为这套灵活的运输方案配上高效的制度引擎,让流转真正畅快起来。”

■暂缓关税激活灵活流转

保税LNG业务为何持续升温?

保税仓库内的LNG资源既可以复运出境销售至其他国家,也可以缴纳税费后出仓在国内流通使用。这种灵活性的释放,让海南LNG接收站从一个单纯的进口接收终端,开始具备“国际能源中转站”的功能属性。

传统模式下,LNG从进口到转口需经历完整的进口通关和退税手续,流程冗长、资金占压严重。而在此次业务中,保税LNG罐箱在海关监管下以保税状态完成国际转运,避免进口通关和退税的复杂手续。此次罐箱转运业务的落地,意味着这些保税仓储能力终于找到一个高效出口,将罐箱中的保税LNG以罐箱形式灵活分拨至东南亚市场,为后续更多LNG罐箱国际转运业务提供可复制的操作模板和制度参考。此外,托运商还可以利用不同时间段的价格差,采取“低储高抛”模式,利用保税罐进行长周期仓储后待价格合适再转售。

隆众资讯天然气分析师刘蓓表示,货物有保障、时间周期长,对资源而言具备较强吸引力,这是目前LNG接收站保

税业务热度攀升背后的原因。“LNG保税仓可以实现沿海或内河转运、国际转口贸易、国际船舶燃料加注等重要作用,将对调配国内外气源、建成东北亚气源调配中心、发展我国国际海运事业发挥重要助推作用。”

■牵动区域能源格局

对这批储罐的目的地东南亚市场而言,当地对LNG有需求,但现有接收和分销能力尚不足以支撑大规模专用船运输,罐箱成为切入市场的理想载体。

海南打造亚洲LNG转运和贸易中心的构想,早在2019年海南LNG保税仓库投用之际就已开始。当地明确提出,通过开展LNG保税仓库业务,可以更方便地实现LNG返装出口,同时可以将LNG销售到国外开展转口贸易,进入东南亚等国际交易市场,有利于在海南打造亚洲LNG转运和贸易中心。

据了解,海南LNG接收站二期工程于2024年12月开工建设,预计2027年建

成投产,届时海南LNG罐容总量可达98万立方米。更大的储罐容量,意味着更强的保税仓储能力和更灵活的转口贸易空间。国家管网集团LNG公司也表示,未来将持续完善仓储、转运、配送、贸易等综合服务能力,让更多清洁能源从LNG接收站出发,走向世界。

除保税LNG业务持续升温外,全球LNG罐式集装箱市场也正处于上升通道。市场研究数据显示,2025年全球LNG ISO罐式集装箱收入规模已达13.18亿元,预计2032年将攀升至16.45亿元。全球LNG集装箱行业今年进入规模化商业应用加速期,预计全年LNG罐式集装箱运输量达85万标准箱。

“在这个快速增长的市场中,谁先跑通模式、建立标准、积累实操经验,谁就占据了先发优势。”上述LNG资深行业人士说,“虽然洋浦港的转运规模不算大,但它验证了路径可行性。未来,更加灵活、高效、包容的LNG贸易新格局正在南海之滨加速形成。”

(本报实习生李欣芮对本文亦有贡献)

我国自主300兆瓦级F级重型燃机示范电站获核准

本报讯 近日,广东省发改委发布《关于中国重燃自主研制300MW级F级重型燃气轮机首台套示范电站项目核准的批复》。

批复明确,为推动我国自主研制重型燃气轮机国产化发展形成良好的示范效应和产业基础,同时保障东莞市电力供应,正式核准国家电投集团中国重燃自主研制300兆瓦级F级重型燃气轮机首台套示范电站项目建设,项目单位为国家电投集团广东公司东莞热电。项目落地于东莞市东城街道东城科技工业园,规划建设1×453兆瓦级(9F级)燃气—蒸汽联合循环机组及配套设施,核心设备采用我国自主研制的300兆瓦级F级重型燃气轮机。批复同时对项目建设安全、环保节能、风险防控、招投标管理、手续办理、开工时限等相关事项作出明确规范要求。

300兆瓦级F级重型燃气轮机是我国首次自主研发的最大功率、最高技术等级重型燃气轮机,技术指标与国际主流F级重型燃气轮机基本相当。(安宁)

湖南连续3年“零停电”



图片新闻

近日发布的《湖南省能源发展报告2026》显示,湖南已连续3年实现“电力零停电、煤油气零短供、民生零断供”。湖南电网用电负荷7月中旬冲上4809万千瓦,创历史新高。用电高峰期,湖南全省电力供应充足,电网运行安全平稳。图为湖南“十五五”时期首个投运的500千伏变电站工程——长沙县500千伏变电站新建工程。 肖权一/摄

全球氢能产业平稳增长 中国绿氢产能占比过半

■本报记者 张胜杰

国家能源局8月11日发布《中国氢能发展报告(2026)》(以下简称《报告》),总结全球氢能产业的发展形势,复盘2025年我国氢能“制储输用”全链条的增长实绩,更深刻研判产业从政策驱动转向市场驱动换挡的关键拐点。

从试点探索到规模化破局,中国氢能产业这盘大棋的产业拐点将如何落子?

■66个国家和地区布局氢能

“截至2025年底,全球发布氢能发展战略的国家和地区达到66个,占全球生产总值90%以上。”《报告》显示,主要国家和地区将氢能作为推动用能终端脱碳和保障能源安全的重要支撑,陆续更新完善战略规划、优化调整发展目标,务实推动技术迭代和产业发展。

具体看,美国明确调整氢能支持政策,

短期产业布局确定性提升;欧盟引领政策规范和管理机制设计,并持续推动培育关键场景;日本全面推动氢及其衍生品多领域规模化应用,配套专项资金支持产业基础设施建设。

《报告》指出,全球氢能产业保持平稳增长态势。2025年全球氢气生产消费规模约1.09亿吨,同比增长约3%。当前,制氢结构仍以化石能源制氢为主,占比约84%;其中天然气制氢占比约61%,主要分布在北美、中东和欧洲,煤制氢占比约23%,主要分布在中国。消费端集中于合成氨、合成甲醇、炼化和冶金、供热等领域,消费量分别约3260万吨、2080万吨、4400万吨和1160万吨。

分应用领域看,工业、交通和电力等领域氢能应用场景持续拓展,项目投产规模稳步提升。

交通领域,多场景协同突破,航运绿色

燃料探索推广。截至2025年底,全球在营加氢站近1300座,同比增长约5%;主要国家燃料电池汽车保有量超10万辆,同比增长超10%。全球具备绿甲醇加注能力的港口达18个,主要港口实现甲醇燃料加注量约5万吨;氢基绿色燃料船舶投用超110艘,订单超330艘,约占替代燃料船舶总订单量的17%。

工业领域,化工、冶金领域实现清洁低碳氢规模替代。德国年产0.8万吨绿氢工厂投用,用于替代原有化工用氢源。日本投用16兆瓦绿氢生产设施为工厂供热。印度完成可再生能源制氢向直接还原铁工厂供应。

电力领域,氢能分布式发电与长时储能项目持续探索。德国兆瓦级100%氢能发动机热电联产装置投用,可为港口、工业园区和数据中心等提供零碳电力。美国配套氢燃料电池和锂电池混合长时储能的微电网项目投运,具备8.5兆瓦峰值输出能

力,可持续提供48小时备用电力。

■中国氢能生产消费规模全球领先

当前,我国氢能生产、消费规模全球领先,可再生能源制氢产能占全球比重超50%,绿氢、绿甲醇发展路径加速探索,多环节技术装备实现自主化突破,国际合作取得积极进展。

根据全国氢能信息平台统计,截至2025年年底,我国建成及在建可再生能源制氢产能规模超过100万吨/年,其中建成投运超25万吨/年,较2024年底增长超1倍;在建超90万吨/年,电解水制氢为主要路线。

值得注意的是,绿色氢氨醇等氢能规模化开发模式加快探索。截至2025年年底,绿氢、绿甲醇建成投运产能规模分别达70万吨/年、38万吨/年。绿氢方面,内蒙古赤峰、吉林大安、吉林松原等地项目陆续投运。绿甲醇方面,广东湛江等地生物质气化制绿色甲醇项目投运,山东烟台海上新能源制氢合成甲醇示范项目建成,电制路线和生物质路线并行推进。

2025年,氢能基础设施加快多元化探索,清洁化、规模化水平和储运效率稳步提升。试点投用30兆帕氢气运输管束车,单车运氢成本降低约30%;52兆帕IV型储氢瓶及管束集装箱研制成功,单车可充氢超1000公斤。

与此同时,氢能加注基础设施支撑终端应用能力不断提升。《报告》显示,截至2025年年底,全国累计建成加氢站超590座,上海、天津、大连等6个港口具备绿氢或绿甲醇加注能力,2025年国内绿氢绿甲醇累计加注量超3万吨。

氢能市场价格稳步下降。中国氢能价格指数显示,2025年年底,全国氢能生产侧平均价格26.2元/公斤,燃料电池汽车示范城市群和非燃料电池汽车示范城市群平均价格分别为25.1元/公斤和27.2元/公斤。

■“十五五”强化试点探索

客观看,我国氢能产业仍处于发展初期,高质量发展还面临诸多挑战:电氢协同适配性仍有待提高,氢能终端需求培育较为缓慢,规模化、产业化、市场化发展模式仍需探索,有些技术仍处于并跑和跟跑阶段,产业链韧性与质量标准有待提升等。

今年是“十五五”开局之年,也是氢能产业抢抓发展机遇的重要窗口期。《报告》明确,“十五五”时期,我国要加强氢能发展统筹谋划布局,稳步推动氢能产业由政策驱动逐步迈向市场驱动新阶段。

首先,加强规划统筹,推动氢能各类能源系统集成。加快研究制定氢能产业发展实施方案,明确“十五五”时期产业发展思路 and 重点任务。在能源“十五五”各项规划中,统筹推动氢能技术创新与产业发展布局。重点在“风光”开发潜力大、生物质和水资源丰富地区,布局可再生能源制氢(氨醇)一体化项目,推动氢能规模化生产。

其次,加快资源协同,推动区域基础设施谋划布局。密切衔接“十五五”氢能产业发展目标任务,一体化谋划氢能基础设施建设。以绿电制氢基地、工业园区、产业园区、沿江沿海港口为核心,探索布局中短距离纯氢管道储运网络,提升氢能区域内运输效率。依托现有铁路、航运、管道等基础设施,以及中长距离输氢管道建设布局,逐步探索绿氢、绿甲醇跨区域运输通道建设模式。

再次,强化试点探索,完善氢能管理体制和市场机制。加强综合区域试点,推动各地区结合资源禀赋、产业基础和应用场景,发挥重大工程、重大项目、重大载体引领作用,依托“两重”、政策性金融工具等支持重点区域应用场景构建和商业模式创新。

最后,深化国际合作,务实推进国际氢能市场探索。以构建新发展格局为统领,统筹用好国内国际两个市场、两种资源,积极融入全球氢能产业分工与治理体系。加强氢能国际复合型人才培养与引进,通过政策交流、技术创新、项目落地协同发力,构建开放共赢的国际氢能产业合作生态。



图为电投绿能氢洲·大安绿氢示范项目液氨储罐。