

北方港口首次完成国际航行船舶的保税绿色甲醇加注

中国绿色船燃迈出关键步伐

■本报记者 采沛然

7月15日,中国石油大庆炼化公司生产的500吨保税绿色甲醇,经子公司及合资企业中国船燃,在大连港为国内首艘甲醇双燃料集装箱船“中远海运洋浦”轮成功加注。这是中国北方港口首次完成国际航行船舶的保税绿色甲醇加注,填补了区域空白,更实现了东北亚绿色船燃供应链的全线贯通。

一周后,香港中华煤气有限公司与荷兰皇家孚宝集团合作,将5000吨绿色甲醇从天津大沽口港区孚宝渤海码头装船发往新加坡,这一行动则彰显了中国绿色甲醇在国际市场的流通能力,推动亚太地区绿色燃料“制—储—运—用”产业链得到完善。

中国绿色甲醇在航运领域接连取得突破性进展,不仅实现了国内港口保税加注与国际运输的双向突破,更标志着中国在绿色船燃全产业链布局与全球航运脱碳进程中迈出关键步伐。

■不断向商业化迈进

从技术与认证来看,中国绿色甲醇已具备国际竞争力。

据了解,大庆炼化公司利用黑龙江农业废弃物发酵生成的生物质天然气,生产出减碳率超100%的绿色甲醇,通过合资企

业中国船燃为万箱级集装箱船“中远海运洋浦”轮加注500吨燃料。此举贯通了“农业废液—绿色化工—船舶燃料”的东北亚供应链闭环。

香港中华煤气有限公司与荷兰皇家孚宝集团合作利用废弃物转化技术及ISCC EU/PLUS双认证资质,在内蒙古生产基地产出5000吨绿色甲醇,经由荷兰孚宝集团在天津大沽口港区的30万立方米专业仓储枢纽装船,发往新加坡用于船舶加注。

国际认证的加持,不仅确保了中国绿色甲醇符合全球航运脱碳标准,更使其在减碳效能上展现出显著优势,促进了循环经济模式与地方产业协同。比如大庆炼化此次加注的绿色甲醇碳减排比例超100%,远超传统燃料,为全球航运业提供了高效脱碳方案。

这些突破的背后,是全球航运脱碳的迫切需求。根据国际海事组织(IMO)的统计,全球航运业每年的温室气体排放量约为10亿吨。对于航运业而言,仅依靠节能减排与航速降低,难以实现“双碳”目标,必须通过绿色甲醇、绿氨等绿色航运燃料替代传统化石燃料,才是可行路径。

从船舶吨位来看,今年1—5月,全球新船订单总量达2970万吨,其中替代燃料

船舶订单占1720万吨,占比高达58%,这一比例已超过去年全年47%的水平。回溯至2016年,该占比仅为8.2%。替代燃料船舶在新船订单中的占比持续攀升,清晰展现出全球航运业正加速推进动力能源的转型升级。

■系列难题待解

中国石化有机原料科技情报中心站数据显示,近年来,随着新能源产业迅速发展以及绿色甲醇在船用燃料、燃料电池和绿色化工制造等领域的应用前景和需求潜力,已在国内外规划多个绿色甲醇项目。

尽管取得显著进展,中国绿色甲醇产业要实现大规模商业化发展,仍需打破一系列瓶颈。一方面,成本竞争力仍是核心障碍。其中,生物质原料,尤其是秸秆的收集、运输、储存和预处理成本高,规模化供应体系尚未建立,导致生物质甲醇成本缺乏竞争力。此外,技术成熟度与集成优化有待提升。“主要是风光电的波动性与电解制氢、甲醇合成的稳定运行要求之间存在矛盾,需要更先进的柔性运行控制策略、大规模储能和系统集成优化技术。现有示范项目规模仍相对较小,大规模工程化放大后的效率、可靠性和经济性需要实践检验。”某从事绿色燃料企业相关人士说。

“生物质气化的焦油处理、合成气净化、催化剂抗中毒能力以及适用于中国多样化学原料的高效预处理技术也需要持续攻关。”上述业内人士补充说。

另一方面,跨行业壁垒显著。绿色甲醇涉及能源、化工、环保、交通航运等多个行业,跨部门、跨行业的政策协调、标准统一和商业合作机制尚不健全,存在“各自为战”现象。产业链协同深度与广度不足放缓甲醇实现大规模商业化发展的脚步。

中国国际可持续交通创新和知识中心主任郭杰指出,尽管绿色甲醇规划产能达411万吨,但实际落地不足20%,核心问题在于70%产能集中在东北、内蒙古,而需求集中在东南沿海,物流成本占售价30%。加之生物质原料收储运体系缺失,导致内蒙古某10万吨项目因秸秆供应不足,长期低负荷运行。

■多措并举破局

中国绿色甲醇产业正处于从技术示范迈向商业化的关键转折点,亟须系统性、协同性推进策略,提升产业经济竞争力。

业内人士表示,要大幅降低绿电成本,这需要在可再生能源富集区(如西北)大力推进大型风光基地建设,并配套发展经济高效的储能技术和智能电网,确保稳

定低价的绿电供应。另外,要加速电解水制氢技术的迭代降本,同时优化系统集成和运维,使绿氢成本尽快具有市场竞争力。对于生物质和CCU路径,则需着力构建高效的原料供应链和挖掘利用低成本、高浓度的二氧化碳源,并通过催化剂和工艺创新持续提升转化效率、降低能耗。

“绿色甲醇横跨能源、化工、交通、环保等多个领域,需要前所未有的跨行业协作。必须打破行业壁垒,构建深度融合、高效协同的产业链生态。”上述业内人士说。

郭杰建议,应建立绿电—绿醇的跨省交易机制,允许风光资源富集区向沿海港口定向供应。此外,将甲醇加注站纳入新基建补贴范围,对改造加油站给予10万元/站专项补助。同时,推动欧盟ISCC认证与国内碳市场衔接,允许绿醇生产企业通过出售碳配额平衡成本。

运达股份董事长陈棋此前表示,全球航运业脱碳需求正驱动绿色甲醇爆发。多位业内人士表示,绿色甲醇产业正从技术验证转向商业化攻坚阶段,政策协同、供应链整合与标准体系建设成为破局关键。随着航运业2025年碳税落地,具备成本控制能力和全产业链布局的企业将率先受益。

多地加力零碳园区建设

■本报记者 林水静

企业生产状况复杂也是一大难题。“园区内企业众多,若用同一个减碳标准作要求,企业都会阐明自身特殊性;若根据某个或某类企业调整减碳标准,企业之间相互比较,会选择最有利于自己的诉求,展开利益博弈。此外,对于企业的碳管理能力要求高,一方面需要培养碳排放统计、核算、监测等业务人员,建立健全工作机制;另一方面要建立健全跨部门联动机制,保证企业碳排放数据信息的一致性和完整性。”白卫国说。

管理与技术层面的创新或为破局关键,“要坚持统筹协调、科学系统、梯队培育的原则,有序推动零碳工业园区试点建设。同时,要强化政策资金支持,综合运用税收减免、土地优惠、项目补贴等财税工具,激励企业建设绿色低碳改造、设备更新、智改数转等技术改造项目,通过政策红利为零碳园区建设注入动能。”孙传旺说。

在技术方面,孙传旺认为,要推动清洁能源规模利用,发展“绿电直供”模式,强化园区与周边光伏、风电、水电等电力资源匹配对接,规模化应用锂电池、钒液流电池、氢能等先进储能技术,大力发展绿色智能微电网,保障零碳园区的绿色能源稳定供应。推动园区内清洁能源基础设施共享、能源梯级管理利用,着力打造零碳园区低碳循环、上下协同的供应链与能源资源利用体系。

■推动产业转型

“未来,零碳园区建设将有利于锻造优势产业增长板。有助于发展绿色化工、‘水风光氢储’、绿电产业、氢能产业、资源循环利用产业等新兴产业,推广建设源网荷储、光解水制氢、全钒液流电池等项目,形成‘以绿制绿’新路径和绿色产业新生态。同时,也有助于夯实绿色转型发展基础。有益于拓宽资源化、能源化、低碳化和智慧化的应用场景,推动绿色价值链重塑过程中的科技创新、数字化转型和制造升级,通过强链补链打造绿色产业集群高地。”孙传旺认为。

推动传统产业转型升级方面,孙传旺表示,要持续优化产品结构与用能结构。建立“新三样”产品全生命周期能碳基础数据库,提升产品绿色价值链地位,突破国际绿色贸易壁垒。推进化石能源消费替代与清洁能源消纳升级,构建水、风、光多能互补的能源开发格局,推动终端用能电气化。同时,深入调整原料结构与工艺流程。基于余热回收利用、大规模设备更新、清洁能源等项目实现传统产业深度脱碳,在钢铁、电力、石化等重点末端市场推广清洁低碳生产技术,梯次有序推动物流长流程产能淘汰置换,增强产业绿色竞争力。

上下游方面,白卫国表示,要开展碳足迹管理体系,进行碳足迹认证,以链主企业为核心推进绿色供应链建设,带动上下游企业低碳发展,推动零碳车间、零碳工厂、零碳企业、碳中和供应链的发展。

“还应大力培育绿色低碳优势产业集群,鼓励龙头企业联合行业企业开展协同降碳,重点发挥‘链主’企业示范引领作用,借助上下游订单筛选与前端供需匹配渠道,推动产业内企业开展绿色低碳改造,构建首尾相连、互为供需的绿色产业链。”孙传旺建议。

■管理技术双管齐下

零碳园区在落地过程中仍面临不少挑战。白卫国表示:“从双方目标来看,园区运营考虑零碳目标能否如期实现,而企业考虑成本最小化达标即可。路径选择也各不相同,园区运营以行政手段为主,单一僵化;而企业产品的品种和产量受市场需求变化影响,产生波动,导致能源消耗不确定,使得步伐不一致。”

中国社会科学院大学教授朱彤:

零碳园区亟待解决能源体制机制问题

■本报记者 张胜杰

“部分园区通过购买碳信用抵销了碳排放,就声称实现了‘零碳’,甚至完成了第三方认证。”“在核算种类方面,主要纳入了二氧化碳,对非二氧化碳温室气体排放考虑不足。”“许多重点项目因缺乏资金支持难以落地实施。”近期,零碳园区迎来布局热潮之下,也暴露出不少问题。

“零碳园区真正落地,面临传统的、集中式大能源系统和逐渐出现的分布式能源系统之间的利益冲突问题。”中国社会科学院工业经济研究所研究员、中国社会科学院大学教授朱彤直指零碳园区发展的症结。他打了个比喻,基于RE分布式能源(DERs)和零碳园区成长起来的分布式能源系统犹如在用户侧纵向给大能源系统打入一个“楔子”,围绕传统大能源系统形成的相关机制无法协调两者之间的利益冲突,从而阻碍零碳园区良性发展。

■分布式能源系统基本单元

“零碳园区的本质就是分布式能源系统。”朱彤向记者介绍,目前,我国能源转型进入新阶段——系统转型成为优先项。在他看来,零碳园区是分布式能源系统的基本单元。从系统转型的角度,未来的能源系统的架构应该是什么样的?

“它应是以分布式能源(电力)系统为主,集中式系统为辅的智慧能源系统。”朱彤说,分布式能源系统中,家庭、建筑、社区、工商企业园区分布式智慧能源系统都是其基本单元。其中,每个基本单元的智慧能源管理系统是分布式能源系统最重要的软件。

传统大能源系统体制机制有何特点?据朱彤介绍,大电网和大热力管网通过监管确保用户公平接入,网络固定成本主要是基于销售量价格回收,凡是减少能源“销量”的新应用场景或创新都会导致“销量”承担的部分网络固定成本无法回收。所以,零碳园区会导致相当一部分大能源系统的“销量”成为园区内部的“自产自销”。

■建设条件日趋成熟

尽管全球尚无“零碳园区”的官方定义,但德、英等国的路径已呈现共性。“核心目标都是通过能效提升、可再生能源利用、碳捕集与封存(CCS)以及碳汇等多种手段,使园区的温室气体净排放量达到零。”朱彤说。

比如,德国会要求新建和改造建筑达到高能效水平;英国“净零碳”国家目标中对园区标准日益细化。强调园区内分布式可再生能源发电和智能电网集成。

我国零碳园区建设的条件日趋成熟。表现之一就是零碳能源生产成本大幅下降。根据伍德麦

肯兹咨询公司的数据,2014—2024年,我国太阳能光伏发电全国平均平准化度电从0.90元/kWh下降至0.2元/kWh左右,降幅为78%;陆上风电全国平均平准化度电成本从0.55元/kWh下降至0.18元/kWh左右,下降67%。自2021年开始,我国光伏发电和陆上风电平准化度电成本已低于燃煤发电基准价。

“从上面的几组对比数据,可以看出光伏和风电成本快速下降,已远低于煤电。煤电成本受限于燃料和碳排放费用,竞争力下降。”朱彤说。

■需把握住低碳转型大机遇

“十五五”时期,零碳园区建设将成为各地推动园区低碳转型的主要抓手和着力点。

“地方政府是当仁不让的改革主体。”朱彤分析称,这不仅因为零碳园区具有地方“特色”,而且因为相关的机制改革大多属于地方政府的职责权限。更重要的是,零碳园区给地方提供了一次通过构建本地分布式能源系统,以零碳能源系统转型推动工业园区低碳转型,形成低碳能源、产业与经济聚合优势的机遇。

对此,朱彤建议,可从以下方面发力:

首先,要彻底转变观念,用“能源系统转型思维”来理解零碳园区建设,避免仅用传统的“项目思维”理解零碳园区建设。具体地说,就是把零碳园区建设作为碳中和目标约束下分布式能源系统的技术架构与机制构建过程,进而准确把握零碳园区的关键问题在于改革和创新平衡现有的“纵向大能源系统”与零碳园区作为(横向)分布式能源系统之间的利益矛盾的机制。

其次,要将能源系统转型逻辑融入我国电力体制相关改革之中,改革和创新相关电力价格和费用机制,主要包括电价改革适度增加电价结构中固定电费的比重,减少收入对销售电量的依赖;在合理确定园区内电力用户系统平衡责任等基础上确定合理系统服务费率;充分挖掘零碳园区内的分布式能源和分布式灵活资源对电力系统提供“系统服务”的价值,减轻大电力系统的平衡压力和平衡成本等。

最后,要基于电力系统转型逻辑加快供热体制改革。零碳园区内实现零碳热力供应完全自给的技术与经济可行性比电力大得多,由此导致对传统的热力公用事业商业模式的影响几乎是颠覆性的。要推动零碳园区热力系统向零碳分布式系统转型,最终成为零碳园区良性发展的强大助力。

“总之,零碳园区机制改革和创新的思路虽然简洁清晰,但要在能源转型进程中能源‘大系统’与‘小系统’的利益冲突中寻求一个恰当平衡点,高度考验作为相关机制改革主体的地方政府智慧。”朱彤说。

