

有利于发挥我国能源禀赋优势

# CCUS 叩开化石能源低碳化制氢之门

■ 本报实习记者 仲蕊

## 核心阅读

在天然气制氢、煤化工制氢以及化工副产氢的生产过程中融入 CCUS 技术,是低碳制氢的主要技术路径。制氢项目与 CCUS 技术的结合,将是未来实现低碳化制氢的重要方向。

在日前举办的“通过 CCUS 技术协同实现低碳化石能源制氢”线上研讨会上,与会专家指出,目前国内煤制氢、天然气重整制氢等技术已趋于成熟,而低碳化制氢尚待进一步发展。而 CCUS (即碳捕获、利用与封存)技术的推广应用,有望为低碳化制氢打开一扇“门”。

据介绍,CCUS 是目前应对全球气候变化的关键技术之一,但在产业化和利用率方面还存在一定困难,专家表示,随着技术进步和成本降低,CCUS 技术未来在制氢领域潜力巨大。

## 融入 CCUS 技术

是实现低碳化制氢的重要途径

与会专家介绍,CCUS 是把生产过程中排放的二氧化碳进行提纯,继而投入到新的生产过程中,循环再利用,以此产生更多经济效益,具有现实操作性。

国电新能源技术研究院有限公司能源新技术中心副主任徐冬表示:“通过 CCUS 技术协同实现低碳化的化石能源制氢,有利于实现规模化‘蓝氢’生产,事实上,‘蓝氢’的生产与使用在未来一段时间内对我国能源转型意义重大。”

在氢能领域,最为清洁的是零碳“绿氢”,指从制备到使用完全无排放的氢能,如可再生能源电解水制氢;通过煤炭、天然气等化石燃料制取的氢气是“灰氢”,其制备过程仍有一定的碳排放;而如果将其生产过程中的“碳”捕捉封存起来,获得的氢即可成为“蓝氢”。

徐冬指出,按现在的发展趋势,全球碳排放仍将持续增长,向低碳化能源和可持续能源转型是大势所趋,这需要提高能效,提升可再生能源比例和增加 CCUS 技术应用。

与会专家强调,在天然气制氢、煤化工制氢以及化工副产氢的生产过程中融入 CCUS 技术,是未来低碳制氢的主要技术



路径,制氢项目与 CCUS 技术的结合,将是未来实现低碳化制氢的重要方向。

## 善用煤炭资源禀赋

中国低碳化制氢潜力巨大

与会专家强调,我国煤炭资源丰富,且一直致力于推进煤的清洁化利用,随着中国氢能产业的广泛布局与规模化发展,采用煤制氢既可以得到大量氢源,又能实现资源的有效利用,是在可再生能源制氢等“绿氢”成熟之前、过渡阶段的必要选择。因此,对于中国而言,未来一段时间内,“煤制氢+CCUS”技术是实现低碳氢能的重要途径。

全球能源转型委员会预测,目前,中国氢能结构以副产氢和煤制氢为主,到 2050 年,可再生能源电解水制氢将达 50%，“煤制氢+CCUS”制氢占比将达 1/3。

徐冬表示:“由于目前可再生能源制氢

技术尚不成熟,当电解水制氢的电来自于燃气或燃煤电厂,整个过程对应的二氧化碳排放量将是煤制氢的两倍。”

需要注意的是,目前,煤制氢、天然气重整制氢、工业副产氢技术已趋于成熟,但 CCUS 技术的应用十分有限。徐冬表示,CCUS 技术在国内应用不普遍的原因在于效益和工业问题,而非技术本身,因为采用 CCUS 技术,在一定程度上提高了电价成本,对很多制氢厂商而言需要进行经济性权衡。

## 建立 CCUS 集成中心

加强耦合与协同作用

化石原料制氢面临严峻的二氧化碳排放问题,因此,优化煤制氢工艺,配备二氧化碳捕集装置是未来的重要发展方向。

如何增强低碳制氢与 CCUS 技术的

耦合?徐冬强调,CCUS 应用的关键问题不是技术问题,而是成本问题。碳的捕集成本高低取决于二氧化碳浓度,煤制氢过程中二氧化碳浓度高,对 CCUS 而言是很好的低成本碳源,对实现 CCUS 技术有很好的带动作用。

据介绍,相比于简单地封存二氧化碳,把生产过程中排放的二氧化碳进行资源化利用,更有利于降低技术应用成本。事实上,在全球范围内还可利用二氧化碳驱油,并最终存储在矿物岩石中,既能提升石油开采量,也实现了二氧化碳的封存。

“CCUS 技术还可通过建立 CCUS 集成中心实现,即在同一区域中,建设二氧化碳运输管道,形成集成中心,实现二氧化碳规模化应用,这将使 CCUS 技术的应用成本降低 1/3-1/2。”徐冬进一步补充称,“CCUS 技术的应用也需要结合国家政策与法规,推动碳税、碳市场的形成将有利于该技术大规模推广。”

## 全球日加氢量最大示范站落地北京大兴

本报讯 8月8日,在“北京中日国际合作产业园暨大兴国际氢能示范区发布会”上,北京市大兴区人民政府与清华工研院、示范区建设各单位集中签约。国家发改委与北京市共同倡议,在大兴区打造北京中日国际合作产业园。

据介绍,大兴国际氢能示范区一期拟建设日加氢 3.6 吨全球日加氢量最大的示范站。今年年底前完成加氢示范站和体验展厅建设,明年 6 月底前完成氢能产业园区的总体改造。

同时,依托现有厂房改造成集氢能社会、氢能成果、企业产品以及氢能发展史、临展区、多功能厅等设施于一体的氢能科技体验展厅,并建集成研发、测试、生产、生活等功能于一体的“氢之泉”主题科技园。

下一步,为抓住北京市争创全国燃料电池汽车示范推广城市的机遇,将加快工程建设,今年年底前完成加氢示范站和体验展厅建设,明年 6 月底前完成氢能产业园区的总体改造。

同时,联合清华工研院、中国氢能工程中心(重点实验室)等,建设氢能产业创新中心。借助北京大兴国际机场和京东“亚洲一号”物流基地等应用场景,探索燃料电池汽车在机场巴士、城市物流等领域的商业化应用,积极推进氢燃料电池汽车在公交、环卫等公共服务领域应用。

(刘刚勋)

## 南方电网首个氢能领域研究中心成立

本报讯 日前,广东电网公司广州供电局直属机构氢能研究中心正式成立。

该中心是南方电网公司首个氢能领域研究中心,主要负责开展氢能产业关键技术研发、推动成立高级别联合实验室,储备自主知识产权,构建推动建设贯穿氢能全产业链的示范项目,建立和完善氢能设备网评价、技术标准、运维体系等配套制度,孵化氢能产业相关产品等。

目前,广州供电局氢能研究项目已成功获批国家重点研发计划,下一步,氢能研究中心将加快推动各项业务运作,在氢能核心技术研发、示范项目建设、标准体系修编等方面尽快取得成果。

(吴海涛)

助力清洁能源转型 开拓新兴产业蓝海

# 浙能集团加快氢能产业布局

■ 邹建锋 朱将云 陈夏

节能降耗是经济社会发展的刚性约束指标,即便是 5G、云计算等人们公认的战略新兴产业,也因为耗能大而难免受到用能指标的掣肘。同时,在一些产业园区,因为能耗“红线”不得不放弃一些十亿级、百亿级大项目的憾事时有发生。

“作为清洁能源转型的重要抓手,氢能产业发展起来之后,好项目、大项目因为能耗指标落户难的问题有望解决。而氢能产业本身也是世界各国都在争先机器的新兴产业。”浙江省能源集团氢能技术引进和应用办公室主任王惠挺说。

据悉,作为“两山”理论的发源地以及创建国家清洁能源示范省的先锋,浙江省高度重视在氢能领域谋篇布局,全省已形成氢能全产业链联动发展的雏形,2019 年发布的《浙江省加快培育氢能产业发展的指导意见》(以下简称《意见》)更是提出了打造国内氢能产业高地的目标。

作为浙江省能源供应保障的主力军,浙能集团积极把握氢能发展重要机遇,依托与中国航天科技集团深度合作成果——氢能技术研究中心及氢能技术有限公司,共同推进浙江氢能技术研发和工程推广应用,成为浙江省氢能保供主要平台。

## 航天技术造福于民

国内首座民用氢液化工厂即将建成

日前,笔者随王惠挺、中国航天科技集团北京航天试验技术研究所(航天 101 所)副总工程师刘玉涛等专家来到嘉兴港区,实地探访利用氢能工业副产氢建设的国内首座民用 1.5 吨/天的氢液化工厂的进展情况。而就在 8 月 3 日,浙能集团相关领导和专家专程赴 101 所检查 1m<sup>3</sup>/h 氢液化系统的冷箱集成进展情况,并参观了 101 所的液氢技术验证站——液氢储氢加氢站。

2018 年以来,浙能集团积极探索氢能,积极引进航天液氢技术,开展液氢全产业链应用示范,在明确液氢储运、加注技术路线,确保氢能储运和应用充分安全的基础上,通过深入做好液氢技术研究,加强液氢核心技术攻关,持续推进氢能技术创新,布局浙江省加氢网络,形成高效、安全、国产化的氢能供应体系和储运体系,保障省内乃至长三角地区交通领域的氢能供应。

经过持续技术攻关,凝聚氢液化系统关键技术和撬装核心设备的冷箱集成工作将于 8 月底在航天 101 所内完成。相关设备测试和调试完成之后,将运抵嘉兴港区的厂区内安装。

按照计划,利用氢能工业副产氢建设的国内首座民用 1.5 吨/天的氢液化工厂将在年内产出合格液氢。该氢液化工厂的建设是浙能集团《大型国产氢气液化系统关键技术和装备研究》科技项目的重要组成部分,也是 2020 年度浙江省重点科研项目。

据介绍,液氢是通过预冷和膨胀节流等工艺,把氢气降温到-253℃从而变成液体,密度可达普通氢气的 800 倍,使得氢可以高效地储存和运输,所以,液氢是氢能储运的重要方向。但是在很长一个时期,液氢设备的核心技术都控制在欧美少数企业手中。

《意见》提出,要加快培育制氢、储(输)氢、加氢装备产业,围绕产业链缺失薄弱环节,发展石化装置副产氢装置、天然气制氢和纯化装置、电解水制氢装置、太阳能光解制氢和热分解制氢装置,70Mpa 以上高压存储材料与储氢罐设备、高压氢气和液态氢的存储、运输装备,现场制氢、储氢、加注一体化装置及系统等装备。

“生产企业和科研院所的无缝对接,有助于氢能技术研究成果的转化,加快应用推广。浙能集团一直积极努力地推动适合我国国情的液氢成套装备国产化、应用市场化创造条件。”浙能集团党委书记、董事长董亚辉表示。而随着浙能氢液化工厂的建设和即将投产,意味着浙能和国家级科研院所强强联手成功完成国内首个具有自主知识产权的液氢设备研制,打破液氢生产设备长期被国外垄断的局面,实现氢液化设备国产化的目标越来越近。同时,这也为今后液氢大规模应用奠定基础,在全国具有重大的示范意义。

## 省内率先示范

首个加氢供能服务站满负荷运行

在浙江省首座具备加氢功能的综合供能服务站——浙能集团旗下浙石油嘉兴善客运中心东综合供能服务站,只见六七辆氢燃料电池公交车正井然有序地排队加氢。大约 20 分钟,一辆完成加注的公交车驶出供能服务站,来到客运中心的上客点迎接在此候车的乘客。

据浙石油综合能源销售有限公司嘉兴分公司总经理戴中林介绍,该站于 2019 年 10 月 15 日正式投运,站内布置两台充电功率 60 千瓦的分体式充电桩和 1 台双枪单计量加氢机,另配建一套氢气增压加注机及配套的卸车、站控、仪表及吹扫气回流排等设施,日加氢能力可达 500 千克,可满足 25 辆氢能源公交车的正常行驶。

自投运以来,该站持续为嘉兴市嘉善县 4 条氢能源公交线路共 18 辆公交车提供稳定的加氢服务,



日加氢量约 160 千克,累计加氢量已超过 16 吨,成为浙江省能源清洁转型的一大亮点。

据该站负责人介绍,目前在站加注氢能的公交车已经达到 21 辆,加上新开发的车辆,总数已经超过 25 辆的设计能力,供能服务站实现满负荷运行。

《意见》提出,到 2022 年,氢燃料电池及整车产业环节取得突破,氢能产业总产值规模超百亿元;氢能供给基础设施网络加快布局,建成加氢站(含加氢功能的综合供能站)30 座以上;试点示范工作取得初步成效,氢燃料电池汽车在公交、物流等领域形成示范推广,累计推广氢燃料电池汽车 1000 辆。

据悉,嘉兴市是浙江省氢能产业发展的首个试点城市,而毗邻上海的嘉善县则是长三角生态绿色一体化发展示范区和 G60 科创走廊的重要组成部分。作为践行“绿水青山就是金山银山”理论的样板,嘉善县计划今年继续投入 50 辆氢能源公交车。到 2022 年,该县将建成加氢站或综合能源站 3 至 5 座,燃料电池公交车占新能源公交车总保有量的 50%。

## 纳入终端能源体系

开拓 10 万亿元级新兴产业蓝海

刘玉涛介绍说,氢的能量密度是煤炭的 6.8 倍、汽油的 3.3 倍、天然气的 3.4 倍。氢能是理想的清洁二次能源,用可再生能源制氢,用储氢材料储氢,用氢燃料电池发电,将构成“零排放”可持续利用的氢能系统,成为可再生能源之外实现“深度脱碳”的重要路径。

氢能的应用场景非常广泛,除了目前已经开始试点的氢能源公共汽车之外,氢能还可以广泛用于钢铁、水泥、化工等重化工绿色转型,远洋船舶、列

车、重载卡车,民用建筑各个领域。而氢能的来源也非常广泛,除了传统的石化燃料,风力、水力等可再生能源都能够转化成氢能。

近年来,欧美、日、韩等经济体纷纷将氢能产业提到重要议事日程,我国也积极推动氢能产业布局。2019 年氢能被正式写入政府工作报告。随着氢能纳入我国终端能源体系,有望带动形成 10 万亿元级的新兴产业。

《意见》要求,到 2025 年,浙江基本形成完备的氢能装备和核心零部件产业体系;加氢设施网络较为完善,氢能在汽车、船舶、分布式能源等应用领域量化推广,成为国内氢能产业高地。

浙能集团近年来围绕氢能产业积极开展了战略规划和人才储备、技术开发等全方位的探索。面向未来,浙能集团将以提升氢能供应保障能力为主线,着力完善氢储运、加氢等基础支撑体系布局,强化氢能技术研发、装备制造和工程服务产业培育,加快氢能在交通、能源、工业、社会消费等领域的推广应用,构建创新能力强、配套设施完善、产业支撑有力、示范应用领先的氢能创新产业体系。

基于现阶段的液氢技术研发攻关成果,浙能集团计划在“十四五”期间加快推进加氢站、氢液化工厂和液氢接收站等氢能“新基建”建设。计划到 2022 年建成 30 座加氢站,到 2025 年建成 100 座加氢站,基本实现浙江全省氢能应用主要市、县(市、区)全覆盖,大幅降低氢能供应成本,形成与现有汽柴油供应“无差别”的加氢网络;依托发电厂综合能源供应优势,建设 5 至 6 座液化工厂,为交通、港口物流和杭州亚运会的氢能应用示范提供保障。

“紧紧抓住战略机遇期,加快建设氢能技术研发应用的创新平台,推动能源变革带动区域经济社会的高质量发展。”董亚辉说。