

我国氢能技术正向商业化过渡

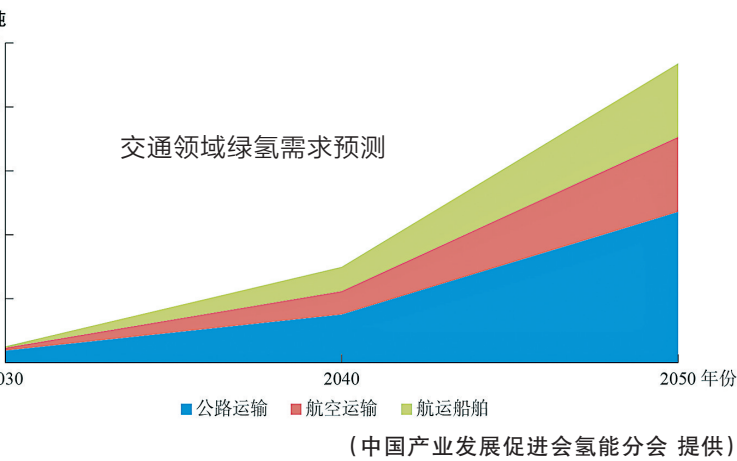
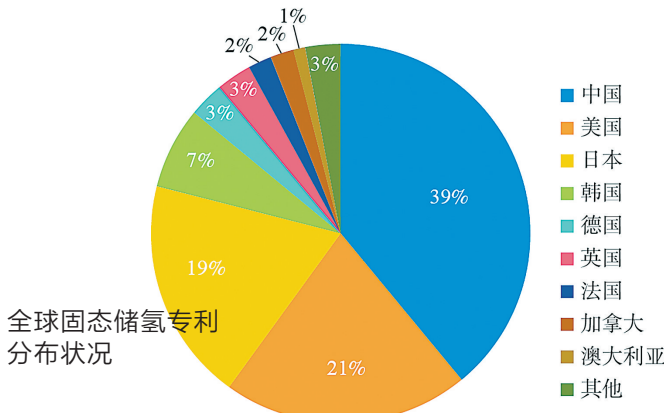
编者按

近日,中国经济出版社出版发行的《中国氢能技术发展研究报告2024》发布,指出随着我国风力、光伏等新能源发电进入高占比阶段,绿氢正在成为破解可再生能源消纳难题和实现用能终端深度脱碳的关键路径,由此推动基于可再生电力的水电解制氢技术及绿氢应用技术成为氢能产业发展的主要方向。本版摘录书中部分内容,敬请关注。

文字由 本报记者 马玲 整理

氢能产业具有技术密集度高、产业链条长、覆盖领域广和带动作用强的特征。我国作为唯一拥有全部工业门类的国家,氢能产业发展基础扎实、优势明显,积极发展氢能产业已成为我国发展新质生产力、培育新产业、创新新模式、形成新动能、塑造新优势的重要举措。在政策的积极引导与大力支持下,我国氢能产业发展已从推动关键环节技术攻关和交通领域先导示范向开展全产业链技术突破和多领域规模化应用全面转变,产业链各环节技术研究也从整机制造向核心材料研发与基础研究逐步深入。

总体来看,我国氢能产业链技术整体已进入工程化向商业化过渡的关键阶段,产业链各环节关键工艺与技术已基本完成突破或处于突破前夕。核心装备及材料在性能方面与国际先进水平的差距正在快速缩小,部分领域已达到国际先进水平。



链接



《中国氢能技术发展研究报告2024》

由中国产业发展促进会氢能分会联合30余家氢能产业龙头企业及科研院所共同编写。该书着眼于我国氢能全产业链技术发展现状与趋势,围绕氢能“制储输用”各关键环节,从技术与产业发展现状、不同技术路线对比、核心技术与发展趋势等方面进行了全面分析,同时立足全球氢能前沿技术研究方向,为我国氢能产业发展需要,对氢能全产业链各环节技术发展方向提出了科学建议。

企业动态

湖南郴州石油
单日销量不断刷新纪录

本报讯 自4月中旬开业以来,湖南郴州宜章西服务区加能站LNG(液化天然气)单日销量不断刷新纪录,日销量从不足10吨提升到80吨,增长了8倍。每天下午4时到次日2时,等待加气的货车排成长龙,许多新能源货车司机得知中国石化在许广高速上开了这座加能站,专程前来补给。河北大兴物流公司彭师傅是常客,他说:“每次路过总要进来补气,中国石化质量服务有保障,让我放心。”

LNG凭借安全、清洁、经济、灵活的优势成为新能源货运车的首选燃料。宜章西服务区的火爆场景,正是中国石化积极布局清洁能源补给网络、服务绿色物流的生动缩影。

(谢小玲 谷建英 刘敬权)

广西钦州石油 新能源业务实现快速增长

本报讯 上半年,广西钦州石油积极布局新能源市场,完善充电基础设施建设,加快拓展售电业务,充电业务迎来爆发式增长,充电量同比增长347.8%。

钦州石油主动“走出去”,开展新能源充电桩市场调研,精准选址扩大充电网络,上半年新投营充电站6座,其中包括4座重卡充电站,覆盖钦州港区、县城乡镇及主要

物流干线,成功签约10家重卡物流企业为定点充电客户。他们建立智能运维体系,充电设备故障平均修复时长缩短30%。

此外,该公司通过摸排辖区客户用电需求与电价敏感度,制定个性化售电方案,与5家工业及商业用户成功签订售电合同。

(周子椿 翟恒芳)

云南玉溪石油 首座站外超充站投入运营

本报讯 近日,云南玉溪石油首座站外超充站——金筑时代超充站投入运营。作为在综合能源服务领域的创新实践,该项目的落地填补了玉溪市大功率充电基础设施的空白,是推进“站内+站外”充电网络布局的重要举措,标志着该公司在充电网络布局和能源转型战略中迈出关键一步。

该超充站位于玉溪市金筑时代高端住宅区停车场,周边居民、商户及过往新能源车车主充电需求旺

盛。在选址建站时,他们充分考虑周边交通车流量、电力承载力、后续运维管理等因素,配备12个充电车位,包括10个快充和两个华为全液冷超充车位,总功率达720千瓦,支持功率柔性分配。其中,华为超充最快10分钟可完成充电,真正实现“充电像加油一样快”的“油电同速”高效补能体验。此外,站点提供24小时自助充电、在线支付等便捷服务,全面提升客户充电体验。

(代泽万 解明斌)

氢能“制储输用”各关键环节技术发展现状

整体来看仍存在一定差距。

在AEM(阴离子交换膜水电解制氢)方面,AEM技术整体仍处于工程化初期阶段,2024年以来呈现加速发展态势。德国是全球AEM技术的领导者之一。我国在电堆集成和系统能耗等方面与国际先进水平保持同步,但在产品寿命和可靠性等方面仍有待验证。

在氢储运环节,伴随氢能应用场景的不断拓展,氢储运技术呈现多元化发展态势。

目前形成了高压气态储氢、地下储氢、管道输氢、低温液态储氢、有机液体储氢、液氢储氢、配位氢化物储氢、吸附储氢等十余种技术路线。总体来看,高压气态储氢仍是当前技术成熟度最高、应用最广的储氢技术。

在管道输氢方面,美国是全球纯氢输氢管道技术研究与应用领域的领跑者,在墨西哥湾沿岸建成了全球最大的氢气供应管网。在天然气管道掺氢方面,欧盟、美国、日本和加拿大是先行者。目前全球已开展50余个示范项目,天然气掺氢比例为5%~30%,多数国家的最高掺氢比例为20%。

在液氢储氢方面,美国、欧盟和日本处于领先地位,其中美国氢液化能力超200吨/日,约为全球氢液化产能的40%。在液氢储运装备方面,美国同样保持技术领先。在有机液体储氢方面,日本较早开展甲苯路线有机液体储氢技术研究,德国甲苯路线处于

全球领先地位,我国在甲苯基苯路线和呋喃路线均有布局,相关研究和应用达到国际先进水平。在固态储氢方面,中国、美国、日本对固态储供氢材料与应用技术开展了大量研究,保持技术领先地位。

在氢应用环节,全球氢能应用仍以合成氨、合成甲醇、石油炼化等传统工业为主。近年来,交通、能源、冶金等新兴领域氢能应用技术不断进步,应用规模稳步扩大。交通是氢能技术应用的先导领域,氢能乘用车和商用车产品快速迭代,全球已形成相对完整的产品矩阵,氢能汽车应用规模持续扩大,但相较2023年,2024年氢能交通领域,尤其是燃料电池汽车推广增速有所放缓。PEMFC(质子交换膜燃料电池)作为氢能交通领域应用的核心装备,成为全球氢能技术研究的重点领域。

从系统集成方面来看,我国多家企业均已完成300千瓦级PEMFC系统开发,达到国际领先水平。在质子交换膜、催化剂等核心材料方面,日本、美国和欧洲仍然保持技术领先。与燃料电池汽车技术推广增速放缓不同,2023年以来随着氢及氢基衍生物动力技术成熟,氢及氢基衍生物在航运领域的应用需求快速增长。其中,甲醇燃料船舶多为集装箱船,氢燃料船舶以散货船和油轮等液货船为主,氢燃料船舶多为拖船、游轮、渡轮等小型船舶。航空领域氢能应用技术以可持

航空燃料(SAF)掺混应用为主。

在能源领域,氢能的主要应用技术包括燃料电池热电联供、氢燃气轮机和氨煤电机组。目前燃料电池热电联供技术以PEMFC和SOFC为主,我国PEMFC技术处于国际先进水平,氢电转化效率达68%;美国、日本、欧洲等在SOFC技术研发与应用方面处于领先地位,SOFC发电效率在60%以上,热电联产综合效率在90%以上。

在氢燃气轮机方面,美国、日本和欧洲凭借技术优势,在氢燃气轮机研发制造方面保持领先。在煤电机组掺氢方面,中国和日本技术发展较快。在化工领域,以清洁替代应用为主。在冶金领域,目前氢冶金技术包括富氢高炉冶金、氢基直接还原冶金、富氢熔融还原冶金三大技术路线。

交通运输作为当前氢应用技术成熟度和商业化程度最高的领域,用氢需求预计在2025~2035年率先进入爆发式增长阶段;电力及储能领域氢应用技术快速成熟,预计于2030年后进入大规模商业化应用阶段,并保持10年以上的快速增长;冶金领域氢能替代潜力巨大,虽然改造周期较长,但仍将是未来全球氢气需求增长的主要动力之一;相对于交通运输,电力储能及冶金等新兴领域用氢需求,化工领域氢应用技术相对成熟,更偏重用绿氢替代现有灰氢进行化学品生产加工。

我国氢能产业链发展建议

据监测体系,以碳价值激励氢基能源产业规模化发展。

二是明确绿氢及绿色氢基能源认证标准,推动国内外标准兼容。加快构建氢基能源认证标准体系,明确绿氢、绿氨、绿醇、绿色航煤等氢基能源定义,确定绿色化学品与绿色燃料的制备、生产场景,明确各个产品认证对应的温室气体排放阈值。加强与国际组织的合作,大力推动绿色氢基能源全生命周期碳排放核算方法学及认证体系与国际标准接轨和互认,主动应对氢能产业贸易壁垒,积极参与国际氢能贸易标准规则制定,提升国际影响力。

加强对外交流合作,增强国际产业链分工主导权

一是在人才引进、技术研发、标准制定与产业投资等领域积极开展国际合作。吸纳国际先进经验和人才,培育氢能领域的国际先进企业,建立国际合作与创新平台,鼓励实施氢能国际大科学计划和工程,实现技术引进吸收再创新,推动我国氢能产业国际化发展。

二是提升我国国际氢能产业链分工的主导权。发挥“一带一路”国际合作纽带作用,鼓励企业积极开展国际投资。加强对中东等未来潜力巨大、当前基础设施与技术水平相对薄弱、投资成本相对较低、现阶段氢能发展相对滞后地区的投资,将有助于我国进一步强化区域合作,建立稳固的合作伙伴关系,在全球氢能贸易格局构建中占据产业链和供应链的有利地位。同时,积极鼓励企业布局海外氢能资产,包括甲醇和氨贸易港口,抢占贸易节点,强化风险抵抗能力,提高国际贸易话语权,推动我国从氢能

大国向氢能强国转变。

加强先进技术示范引领,推动一批试点项目落地

加强先进技术应用场景供给保障,优先在重点领域开展一批试点示范项目,探索具有可借鉴、可推广的经验 and 模式。

在氢制取方面,优先支持高性能兆瓦级国产PEM制氢装备及ALK与PEM耦合大规模离网制氢等先进装备和重点技术示范应用。将可再生能源离网制氢技术与深远海资源开发相结合,研究开展规模化海上风电离网制氢技术实证。

在氢储运方面,优先支持符合条件的企业开展高压纯氢管道建设与示范运营。加快开展主干天然气管道掺氢输送可行性研究,规划1~2个实证项目。

在氢加注方面,积极开展液氢加注站建设与示范运营。支持内河水上加氢站建设,开展船-船同步加氢技术研究,谋划1~2条氢能内河航道。

在氢应用方面,加快在副产氢聚集区推动一批化工、能源、冶金、交通领域示范应用项目建设。积极开展海上氢能应用示范项目,在山东、海南、福建等有条件地区,选取海上风电制氢、海上输氢、海上加氢、海上能源岛等海洋氢能典型场景开展试点示范。以大型港口及沿海工业园区等应用场景,打造1~2个氢基燃料基地。

在煤电锅炉掺氢方面,建立国家级氢基融合燃烧实验平台,鼓励优先对服役年限较长的煤电机组进行评估和改造,推动一批煤电锅炉掺氢混燃改造商业化运营示范项目落地。

河南油田 节能技术成功用于江汉油田

□本报记者 常换芳 通讯员 单朝玉

“这个技术节能降耗效果不错。”近日,在江汉油田广斜77井场,江汉油田双碳行动部负责人称赞,从河南油田引进的“光热+”多能互补储罐加热技术解决了大问题。

江汉油田广斜77井场有两台50立方米的储油罐,主要储存3口井的来液。收油车收油时,需要把储油罐内的电加热器运行8小时以上,罐内原油只有充分流动,才能正常拉卸。单个储罐加热每次电能消耗在320千瓦时以上,年耗电量13万千瓦时。

去年底,本着互通有无、技术共享的原则,河南油田与江汉油田加强技术交流,根据江汉油田对“光热+”多能互补储罐加热技术的需求,安排热力专家到江汉

油田考察高能耗采油现场能耗情况,制定了多能互补储罐加热实施方案。

“光热+”多能互补储罐加热技术能发挥光热、套管气、谷电协同供能优势,新增了储罐原油循环换热系统,能快速地多能互补储罐的热量传输至原油储罐,提高加热效率。

经过双方共同努力,近日,江汉油田在广斜77井成功应用“光热+”多能互补储罐加热技术,储罐加热时间由8小时缩短为2小时,一次加热用电能耗由320千瓦时降为30千瓦时,节电降耗效果显著。

“光热+”多能互补储罐加热技术应用于储罐系统加热是一次新尝试,不仅为江汉油田单井储罐加热开辟了节能降耗新路径,也为河南油田类似生产场景和小型原油站库绿能替代、降本减费提供了有益借鉴。