



氢能储运:制氢与用氢的桥梁

编者按:近日,以“新质加速 氢动全球”为主题的2025国际氢能储存运输产业技术创新大会在河北廊坊举行。大会由中国石油管道局工程有限公司主办,来自氢能储运领域的国内外专家聚焦氢能储运的“卡脖子”难题,共同探讨氢能储运技术的最新进展和产业趋势,旨在打造氢能“制储输运”一体化平台,引领行业持续健康发展。

□本报记者 马 玲

当前,全球能源结构正经历大变革。氢能作为清洁、高效、可再生的二次能源,成为推动全球能源低碳化和构建新型能源体系的关键一环。我国氢能产业化发展虽已初具雏形,在制氢与用氢关键技术上取得突破,实现了小规模应用示范,但氢能大规模储运技术与发达国家相比还有较大差距。氢能储运作为制氢与用氢之间的桥梁和纽带,其能力不足是制约氢能产业规模化的重要因素,对稳步构建氢能储运体系、促进氢能产业持续健康发展至关重要。

地下空间储氢是大规模和长期储氢的最佳选择

盐穴、枯竭油气藏和含水层储氢是我国今后实施大规模储氢的发展方向

随着氢能的不断发展和普及,地下储氢库作为一种具有潜力的储存方式,可以满足未来对氢气大规模使用的需求,实现持续稳定的氢气供应。地下储氢库可作为氢能与其他能源之间的桥梁,平衡能源供需之间的时间差,实现能源高效利用。

我国风能、太阳能等可再生资源丰富,但存在分布不均、利用率低等问题。北京碳中和学会副秘书长冯武军认为,未来氢能可解决弃风弃电问题。氢的长距离储运将以天然气管道掺氢或新建纯氢管道输氢为主,充分利用汽柴油炼化区域的油气管网网络推进有机液态储运氢,中短距离氢储运则以多种储运技术结合,并因地制宜发展。

储氢需要较大储存空间,具有体积大、可承受高压等优点的深部地下空间是储氢的理想场所。大规模储氢的介质主要分为地上储罐和地下储氢库,地上储罐通常适合小规模和短期储存;地下储氢库具有安全性高、储存空间大、建造运营成本低等优点,地下空间储氢(UHS)是大规模和长期储存氢气的最佳选择。根据氢气的含量可分为掺氢地下储存和纯氢地下储存。根据储氢库的地质结构,可分为盐穴、枯竭油气藏和含水层储氢库。

中国石油大学(华东)教授、山东省油气与新能源储运安全省级重点实验室主任李玉星认为,我国在深部地下空间储能方面积累了丰富的经验,但地下储氢技术还处于初步阶段,在流体力学、地质力学及地球化学等方面存在亟须解决的问题。东部沿海地区的油气藏多为规模小、构造缺陷大的油气藏,利用其枯竭油气藏进行地下储氢无法满足大规模储氢的需求,而利用地下盐穴和含水层储氢较为可行。以我国内陆西北地区为例,其沉积盆地众多,面积在1000平方千米以上的盆地有65个,含油气盆地资源丰富,油气成藏条件优越,利用其枯竭油气藏进行地下储氢更为可行。

地下储氢机制涉及氢气在地下岩层中的储存和释放过程,主要依赖地质结构的物理和化学特性,通过结构捕获、残余捕获、溶解捕获、矿物捕获和吸附等机制实现氢气在岩层中的储层与释放。

李玉星认为,目前关于地下空间大规模储氢仍存在许多难题,对地下储氢需要全面分析和深入研究,从微观、介观和宏观不同角度进行总结,推进地下储氢技术创新。

管道输氢是未来大规模输送氢能的首选

管道输氢是点对点规模输送成本最低的输运方式,并能降低道路资源占用

氢气的运输方式主要有车辆运输、管道运输和航海运输,氢能储运是连接上游制氢和下游用氢的桥梁,目前,运输成本占氢能终端售价的比例为40%~50%,是制约绿氢大范围应用的最后一公里。相比其他方式,管道输氢因覆盖范围最广,具有经济性、安全性和可靠性,成为氢能大规模输送的首选。管道输氢分为两种,一种是将氢气提纯后用于燃料电池等的纯氢输送;另一种是掺氢输送,利用现有或新建天然气管道,掺入一定比例的氢气,从而实现氢气的大规模、长距离输送。

我国氢气输送系统建设滞后于国外,现有氢气输送管道总里程仅约400千米,已建项目以化工园区应用为主。2021年以来,随着氢能规模扩大,我国输氢管道建设速度不断加快,现有输氢管道里程接近1000千米,预计到2030年,高压氢气长输管道建设里程将达到3000千米。目前,我国已将天然气管道掺氢纳入氢能产业发展中长期规划,支持开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范,稳步构建氢能储运体系。

管道输送虽然前期投入费用较高,但从长远看,能显著降低氢能运输成本,提高输送效率和安全性。冯武军认为,管道是气基能源规模化发展的核心基础设施,管道输送是点对点规模输送成本最低的输运方式,并能降低道路资源占用,最具经济性。纯氢管道通过控制输送环境,可有效避免氢气污染和泄漏等问题,确保输送的氢气质量稳定可靠,输氢经济性有望达到天然气输送成本水平。



原巴陵-长岭输氢管道,2024年因己内酰胺装置厂区搬迁升级为湖南石化厂际管线。

彭展 摄

绿氢的主要来源是风光等电解水制氢,但风光的波动性与下游市场供应的连续性需求相矛盾。中国石油天然气管道工程有限公司(管道设计院)副总经理李国辉认为,对大规模连续输送而言,长距离管道运输相较长管拖车和液氢槽车运输优势明显,可以解决资源与市场的空间错配问题,但对下游冶金、化工、电子等行业连续性需求不能完全满足,需要在电源侧和储运侧进行调峰设置。

氢气长输管道的造价约为天然气管道的2~3倍,改造现有管道所需投资约为建造1条新管道的10%~30%,将氢气掺入现有天然气管道输送能大幅降低输氢成本。目前,全球纯氢管道主要分布在欧洲和美国。根据欧洲氢气骨干网络(EHB)规划,欧洲将建设覆盖28个欧盟国家的氢气管网,构建形成五大氢能供应走廊,预计总长在2030年达到2.8万千米,到2040年达到5.3万千米,其中60%由现有的天然气管道改造,40%为新建的纯氢管道。在主干线配备压缩系统下,EHB网络能充分满足欧洲2050年约6800万吨的氢能需求。

全球天然气管道总里程约135万千米,我国天然气管道总长约12.4万千米,基本形成贯穿全国的天然气输送系统。2030年,我国氢气管道将达到3000千米。国际上,荷兰、德国、法国等先后开展了系列掺氢天然气管道输送系统应用示范项目,我国天然气掺氢尚处在示范研究阶段。

中国石油天然气管道工程有限公司(管道设计院)工艺专业总工何绍军认为,管道输氢的成本远低于其他方式,基于目前输氢管道的现状及面临的主要问题,应尽快建立输氢管道标准体系,对部分关键问题持续开展研究,并支撑标准持续更新。氢能储运产业发展要在行业龙头带领下,联合高等院校、科研院所、上下游企业和关键设备制造商等聚焦行业“卡脖子”问题,攻关核心技术与关键装备研发,加快完善氢气管输标准体系,战略性统筹规划氢气长输管道建设,大力推动技术创新和工程示范,助力氢经济时代到来。

国家管网集团工程储氢技术创新有限公司新能源工程技术创新中心主任喻斌认为,我国开展天然气掺氢管道输送研究较晚,虽进行了城燃管道或试验平台掺氢示范应用,但尚未实现天然气长输管道掺氢的实际应用,干线管道掺氢输送评价及改造、掺氢气体分离提纯、管道安全等技术成熟度与国外相比存在差距。我国天然气管道中高钢级管道占比高,干线天然气管道掺氢涉及各类终端用气设备,安全的掺氢比例亟待进行深入系统研究。管道公司应通过企业联盟或联合项目,提出纯氢管网顶层规划,改造管道与新建管道共同构成干线管道主体,加速向大口径、高压、大输量方向发展。

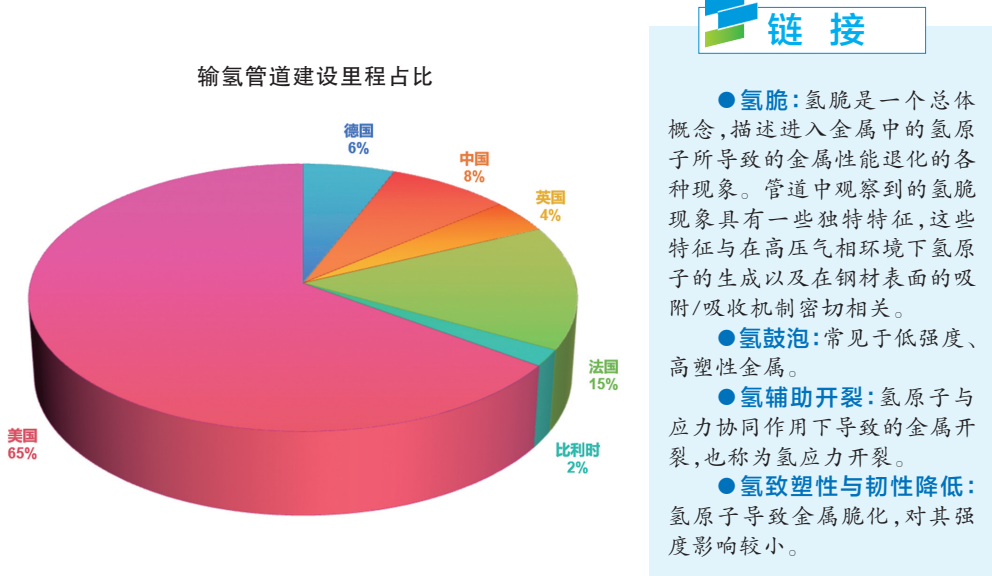
安全可靠的储运是氢能发展的关键

氢能储运面临长距离输氢成本高、材料与装备国产化率不足等挑战

与天然气相比,氢气具有分子量小、点火能低、燃烧和爆炸极限范围宽、扩散快、燃烧快等特点,在制取、存储、运输及使用过程中,存在性质不稳定易发生泄漏等风险。

中国能源研究会副秘书长宋畅表示,氢能储运面临长距离输氢成本高、材料与装备国产化率不足、国际标准体系尚未统一等挑战,应以开放促创新,构建全球技术协作网络,推动跨学科、跨领域融合,攻克“卡脖子”难题;以标准促联通,与相关机构携手共同制定储运技术国际标准与安全规范,探索建立跨国氢能贸易基础设施网络,为氢能跨境流动提供制度保障;以场景促应用,加速氢能工业、交通、储能等领域的多场景示范,形成“技术突破—市场驱动—产业升级”的良性循环。

目前,全世界的氢气管道约4500千米,其中美国的输氢管道2600千米,已运行超过25年,已有氢气管道均未发生因氢脆导致的失效事故。加拿大皇家科学院院士、加拿大工程院院士、中国科学院宁波材料技术与工程研究所



海洋关键材料全国重点实验室首席科学家程玉峰认为,氢脆是一个总体概念,描述进入金属中的氢原子所导致的金属性能退化的各种现象。氢脆现象具有的独特特征,与在高压气相环境下氢原子的生成及在钢材表面的吸附/吸收机制密切相关。理论上,输氢管道在高压氢气环境中会发生气相氢脆,现实中,氢气管道的一些运行状况可抑制或迟滞气相氢脆发生。

何绍军建议研究纯氢、掺氢天然气对我国典型管线钢材料和关键输送设备产生氢脆和氢腐蚀的影响机理,综合分析掺氢天然气

与现役管道及设备的相容性;不同掺氢比下,天然气管道及关键设施设备泄漏、积聚、扩散规律,掺氢比对管道安全事故的影响;纯氢、掺氢智能监测和应急修复等保障技术,管道输送风险定量评估、安全性和可靠性评价方法;掺氢天然气管道输送相应设施设备、输送工艺,制定掺氢天然气管道输送技术相关标准规范和安全运行技术体系,出台相应法律法规和政策。

喻斌认为,输送工艺差别较大,亟待研究符合我国国情的高压纯氢及掺氢天然气管道设计技术体系,打通氢能储运的关键环节,促

我国长距离输氢管道建设情况

纯氢管道(已建)

▼济源—洛阳输氢管道

2015年8月建成,全长25千米,年输氢10.04万吨,起自河南济源工业园区氢气首站,止于洛阳吉利区洛阳石化末站,主要功能是为石化行业加氢反应器提供氢气原料。

▼巴陵—长岭输氢管道

2014年建成,全长42千米,年输氢4.4万吨,设计压力4兆帕,最大管径457毫米,主要输送纯度为99.5%的氢气,已安全运行多年。

▼金陵—扬子输氢管道

2008年建成,全长32千米,年输氢4万吨,管径325毫米,其中17千米在南京化工园区内架空敷设,钢管材质为20号石油裂化钢管。

▼玉门油田水电厂输氢管道

2022年8月建成,全长5.5千米,设计压力2.5兆帕,温度40摄氏度,管道直径200毫米,年输氢7000吨,是中国石油首条绿氢输送管道,是玉门油田160兆瓦可再生能源制氢示范项目重要配套工程,也是我国首个绿氢输送管道。

▼宝钢无取向硅钢产品结构优化标段三项目输氢管道

2022年11月贯通,全长3.97千米,年输氢5040吨,是全球首个完全面向新能源汽车行业的高等级无取向硅钢专业生产线。

掺氢管道(已建、在建)

▼乌海—银川焦炉煤气管道

2012年建成,管径610毫米,全长217.5千米,设计压力3兆帕,氢气含量68%,采用L245直缝双面埋弧焊钢管。

▼义马—郑州输氢管道工程

2001年建成,全长194千米,设计压力2.5兆帕,输送介质为煤气,其中氢气比例为60%~63%,管径426毫米。

▼辽宁朝阳示范项目

2019年建成,是国内首个“绿氢”掺入天然气输送应用示范项目,将可再生能源电解水制取的“绿氢”与天然气掺混后供燃气锅炉使用,掺氢比例为10%。

▼宁夏宁东掺氢中试平台

2022年8月中试主体完工,项目包括7.4千米的输氢主管线及一个燃气管网掺氢试验平台,掺氢比例达到24%。

▼包头—临河输氢管道工程

2023年3月开工,全长258千米,项目位于内蒙古巴彦淖尔市,其中干线管道235千米、支线管道23千米,管道设计压力6.3兆帕,全线共建设10座阀室和3座场站,最大输气能力可达12亿立方米/年,掺氢比例达到10%。

氢能技术发展及成本路线图

	到2025年	到2035年	到2050年
◆氢能储运技术(预测)	20万吨/年输送能力储运技术成熟	50万吨/年输送能力储运技术成熟	100万吨/年以上级输送能力储运技术成熟
◆制氢成本	灰氢10~15元/千克; 绿氢22~28元/千克	绿氢成本将降为约13元/千克	绿氢成本将降为6.8元/千克
◆储运成本	4.0兆帕,管径D508毫米,年输量20万吨,百公里运氢成本为2元/千克	6.3~8.0兆帕,管径D813毫米,年输量50万吨,百公里运氢成本为1元/千克	10.0兆帕,管径D1016毫米,年输量150万吨,百公里运氢成本为0.7元/千克
◆用氢成本	500千克/日,建设成本为1000万~1200万元/座,运营成本15元/千克	规模化利用带来成本下降,500千克/日,建设成本为900万元/座,运营成本9元/千克	500千克/日,建设成本为600万元/座,运营成本6元/千克
◆销售成本/加氢成本	500公里以内管道运输的灰氢销售25元/千克以内;绿氢加氢成本42~50元/千克(区域内500公里以内管道运输带加氢站)	管道直供销售成本降低为20元/千克左右;绿氢加氢成本33元/千克(区域内500公里以内管道运输带加氢站)	千公里以内管道运输的绿氢销售成本降至15元/千克以内;千公里内加氢成本20元/千克以内,完全替代柴油重卡及物流车