



因为管道输氢示意图。

应尽快解决管道输氢掣肘问题

核心阅读

管道输氢是降低氢能储运成本、推动氢能规模化应用的重要途径。在“双碳”目标推动下,当前正是开展管道输氢示范的大好时机。不过,总体规划缺失、标准体系尚未建立、天然气掺氢技术有待突破,以及试点示范缺乏顶层设计等问题亟待解决。

■ 景春梅 王成仁

2022年3月,国家发改委、国家能源局印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》(以下简称《规划》),明确氢能战略定位,部署产业发展重点任务,提出构建“1+N”政策体系。一年多来,产业发展按下快进键,管道输氢研究示范不断提速。近期,中石化乌兰察布到燕山石化全长400公里“西氢东送”纯氢管道示范工程纳入《石油天然气“全国一张网”建设实施方案》。中石油宁东天然气掺氢管道示范项目实现24%掺氢比例,且运行安全稳定。住建部委托中国城市燃气协会近期完成的重大课题“天然气管道掺氢输送及终端利用可行性研究”也表明,无论从技术可行性还是经济可行性看,天然气掺氢技术均具备规模化推广应用条件,可有效解决氢能的规模化储运问题,助力行业绿色低碳排放。

管道输氢是氢能规模化发展的关键之一

与我国其他能源相似,氢气的生产和消费也存在空间错配问题。氢气产地,特别是绿氢的潜在产地主要分布在“三北”地区,但氢气的负荷中心主要位于东部和东南沿海。目前,储运成本在氢气终端售价中的比重高达40%-50%,成为氢能规模化发展的掣肘。打通行业堵点,关键要加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络,通过开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范,构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

氢气有望成为重要能源品种。IEA发

布的《全球氢能回顾2021》认为,未来十年,氢能将在全球清洁能源转型中的重要地位。预计到2030年,氢能在全世界能源消费中的比重为2%,2050年将进一步升至10%,达到5.3亿吨。《中国氢能及燃料电池产业白皮书2020》预测,在2060年碳中和情景下,我国氢气年需求量将达1.3亿吨左右,在终端能源消费中的占比约为20%。《规划》首次明确了氢气的能源属性,作为一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源,氢能将在交通、储能、发电、工业等领域逐步实现多元化应用,为助力我国实现“双碳”目标发挥重要作用。

管道输氢是降低氢能储运成本、推动氢能规模化应用的重要途径。目前,国内氢能储运主要通过高压长管拖车解决,规模小、效率低,单车载氢量为300-400公斤,经济半径在150-200公里以内。液氢主要用于航天,受液化成本、能耗等限制较大,民用暂不具备商业化条件。管道输氢是大幅降低氢能成本、支撑氢能大规模和多场景应用的必然选择。《规划》发布后,氢能项目加快落地,一些示范城市已出现缺氢现象。管道输氢在产业链中扮演着承上启下的重要角色,如能形成类似天然气那样的多点供应氢气管网,不仅可解示范城市氢源之困,还能通过规模化输送摊薄储运成本。同时,也有利于形成统一的氢能价格体系,推动氢能产业整体降本提效和推广应用。

国内外管道输氢已有较多实践,管道输氢已有80余年历史。近几年,主要发达国家开始加快对输氢管网的布局,预计欧洲2040年将建成4万公里输氢管道。目前全球输氢管道总长度为5000多公里,以纯氢为主,90%以上在美国和欧洲,主要为封闭

的供应系统,由大型氢气公司供应大型工业中心。同时,欧美国家加快推进天然气管道掺氢。荷兰2008年开展了“可持续的埃姆兰”项目,在低热量天然气中注入20%的氢。法国GRHYD项目于2018年开始向天然气管网掺入6%的氢气,2019年掺混率达到了20%。英国《国家氢能战略》提出,将于2022年开始建设点对点输氢管道;2025年开始建设小型集群管网;2030年代中期以后形成区域或国家网络。我国长度为25公里的济源-洛阳线、长度为42公里的巴陵-长岭线均属纯氢管道。掺氢管道方面,长度为223.8公里的乌海-银川管道曾实现正常输送焦炉煤气(含氢10%-60%),后因上游炼焦厂环保问题(非技术原因)停运。

管道输氢仍面临政策和技术障碍

一方面,管道输氢总体规划缺失。虽然《规划》提出要开展掺氢天然气管道、纯氢管道试点示范,但国家层面对管道输氢仍缺乏统筹安排。“双碳”目标背景下,可再生能源制氢成本降不下去,下游大规模应用承担不起,中游大规模、低成本管道输送方式发展不起来,陷入死循环。管道建设投资大、回收周期长、对气量要求高,需要国家加强统筹,适时地推进试点示范,破解可再生能源制氢规模化应用困局。

另一方面,管道输氢标准体系尚未建立。在管道建设标准方面,国内尚无氢气长输管道相关设计规范。现有氢气管道的规划和建设主要参照国外规范以及适用于输送天然气和煤气的《输气管道工程设计规范》等。例如,济源至洛阳纯氢管道的路由选线参照了美国机械工程师学会发布的《氢气管输和管线标准》。

此外,天然气管道掺氢技术亟待突破。目前,纯氢管道技术相对成熟,选择合适的管材可有效应对氢脆等问题。天然气管道掺氢输送仍面临材料、安全监测和设备等技术问题。一是掺氢管道基体和焊接材料

出现氢渗透、氢脆等管道失效问题的作用机理和规律尚待进一步研究,特别是高钢级管道长期掺氢运行的影响仍需实验论证。二是如何搭建可及时防范、发现和应对掺氢后管道失效问题的安全监测系统尚待研究。三是用于天然气掺氢的混气撬、压缩机组等专用设备还需进一步研发。

宜尽快开展管道输氢试点示范

“双碳”目标背景下,氢能的重要性日益凸显,国际上日益关注中国氢能发展,领先国家已着手加强对我国的“规锁”,我国宜尽快开展管道输氢试点示范,破解储运瓶颈,加快氢能规模化发展步伐,不断提升产业链安全水平和国际竞争力。

首先,统筹做好顶层设计,分阶段分区域推动管道输氢试点示范。建议遵循“纯掺同步、由低到高、由短到长、由点及面”的推进思路,支持有条件的地方和企业开展输氢管道项目试点示范。2022-2025年,优先开展中低压纯氢管道试点,在适宜地区建设短距离点到点示范管线,同时开展干线管道掺氢研究论证。在低压城市燃气管道进行掺氢试验研发以及前期论证。2026-2030年,推动建设多条长距离纯氢管道,逐步形成纯氢管网,拓展城市燃气管道掺氢范围,稳步推进中高压干线天然气管道掺氢输送。2030年以后,推动纯氢管道由线到网规模化发展,同时推动天然气管道掺氢在全国范围内布局。稳步推进气态、液态等多种管道输氢技术路线,鼓励各地积极探索经济、高效的输氢模式,条件成熟的进行试点示范。近期,可在保障安全前提下,选择钢级较低、压力不高的长输管道开展试验论证,兼顾上游氢源、下游用户掺氢等因素,适时开展管道输氢示范。同时,探索将液氢或甲醇作为储氢介质,直接利用现有油气管道输氢,将管道利用效率最大化,大幅降低管道改造和新建成本。发展合成氨与氨脱氢、合成甲醇与甲醇脱氢等新型工艺和技术,适时推动试点示范。

其次,选择制用规模大、有管道建设条

件的示范场景。管道输氢衔接供需,疏通制用两端,需要量的支撑。在氢气制备端,要衔接氢气资源充足的地区,尤其是大规模可再生能源制氢基地、工业副产氢等氢资源优势地区;在应用端,要连接钢铁、化工、冶金、高品位热源等工业领域,重卡、物流、航运等交通领域,以及居民供暖、储能、调峰等建筑和发电领域,拓展应用场景。具体来说,一是开展“工业副产氢+钢铁化工基地”试点示范。结合碳捕获、利用与封存技术(CCUS)的工业副产氢作为过渡氢源已初具经济性,钢铁、化工基地用氢量大且较为集中,可将工业副产氢作为短期重要氢源,开拓工业脱碳应用场景,率先开展示范。二是开展“可再生能源制氢+母站”试点示范。将规模化可再生能源制氢基地作为氢源,利用管道将可再生能源制取的氢气集中输送至“母站”,再通过长管拖车分送至“子站”,以满足周边分散的交通物流、居民供暖、储能等用氢需求,有效降低终端应用成本。

再次,加强氢气管道技术攻关、工艺设备研发与标准体系建设。在技术研发方面,重点围绕管道输氢安全及监测技术、氢气与天然气管道相容发展技术、掺氢天然气低浓度氢气高效提纯技术、管道焊接技术、管道改造及检测技术等,开展系统深入研究。在工艺设备方面,集中开展专用掺氢设备、储输材料、氢泄漏及氢燃爆危险检测设备等研发,完善氢气输送工艺、设备材料选型等。在标准建设方面,尽快填补国内氢气长输管道领域标准体系空白,完善管道输氢安全检测标准以及掺氢比例、运行参数安全边界等标准,组织研发纯氢及掺氢燃气管道评估软件等。

此外,要加强政策保障及支持。建议国家尽快确定一批管道输氢试点示范工程项目,配套出台支持政策,促进管道输氢技术攻关,降低企业运营成本,推动商业化应用。加大技术创新支持力度,鼓励地方政府、大型企业、地方企业、科研机构等产学研协同开展天然气管道掺氢技术研发和运营探索。强化财税优惠政策扶持,参考现有天然气管道政策,对输氢管道建设采取较宽松的折旧政策、更灵活便利的负荷率等,并提供一定的财政补贴和信贷优惠政策,推动管道输氢的规模化发展和可持续运营。

(两位作者均供职于中国国际经济交流中心能源政策研究部。该中心刘梦、何七番对本文亦有贡献)

莫让稀有金属卡住可再生能源“脖子”

■ 魏亿钢 朱荣琦

在碳达峰碳中和目标驱动下,我国能源系统向清洁化、低碳化和智能化转型已是大势所趋。稀有金属作为可再生能源产业技术装备的核心原料,在新能源领域具有不可替代的作用。例如,钴、镍、铜、镓、锰等是太阳能光伏和聚光太阳能技术的关键超导材料;钕、镝、镱等是风力发电机的磁性原料;镍、钴、锂等则是新能源汽车和燃料电池的电极材料。目前,稀有金属已成为可再生能源产业的基础要素和战略性资源。确保相关矿产的供应安全,解除“稀有金属的紧箍咒”,成为保障我国中长期能源安全的重要因素。

对相关稀有金属的需求将呈爆发式增长

我国是稀有金属供应大国和消费大国,拥有主导全球可再生能源产业链发展的优势地位。根据相关统计,2021年,我国向全球供应了97.67%的镓、47.83%的锗(金属产量)、57.6%的铟、83%的钨、65%的碲和67.4%的钽,涵盖了大部分低碳与新能源技术所需的稀有金属。此外,凭借庞大的资源储备和先进的冶炼加工能力,我国逐渐成为全球可再生能源设备制造中心。同时,我国也是全球最大的太阳能电池板、风机、电池与电动汽车的生产国、出口国、消费国和存量国。同时,随着“双碳”目标实现进程的稳步推进,可再生能源技术进入发展快车道,我国对相关稀有金属的需求将呈爆发式增长。预计到2050年,仅光伏产业的需

求量就将增至2000年的20-137倍,风力发电的需求量更是将达到230-312倍。

部分矿产资源存在随时断供的风险

首先,部分矿产资源在我国储量贫乏且分布较为分散,对外依存度持续攀高,存在随时断供的风险。

在全球范围内,钴、锂、镍等稀有金属资源的储量分布较为集中。以动力电池的核心原料钴为例,其主要分布于刚果和澳大利亚,占世界储量的49%和16.8%。我国钴储量仅有80万吨,不足世界的1%,且钴矿产地分散于24个省的150余处。我国约有84%-99%的镍、钴、锂及锰资源依赖进口,极易受到地缘政治风险和宏观经济博弈等外部因素冲击,进而加剧我国稀有金属供应链被阻断的风险。

同时,一些矿产仍存在找矿效率不高、资源回收率低下的问题。许多稀有金属是共、伴生矿产,元素组合复杂,选冶难度大,且中低端产品过剩,低水平竞争现象严重。

其次,部分稀有金属价格持续上涨,我国在相关产业链中缺乏话语权。

目前,海外锂矿、钴矿、镍矿资源被头部跨国矿业集团所垄断的现象比较严重。例如,在钴矿产量中,嘉能可、欧亚资源等头部跨国矿业企业的市场占有率达40%。我国承担了高溢价,且难以形成稳定的供应价格,这就容易导致下游市场产品出现供应长期紧缺的问题。

再次,长期的矿产资源开采会引发一系列生态环境问题,对居民健康和行业发

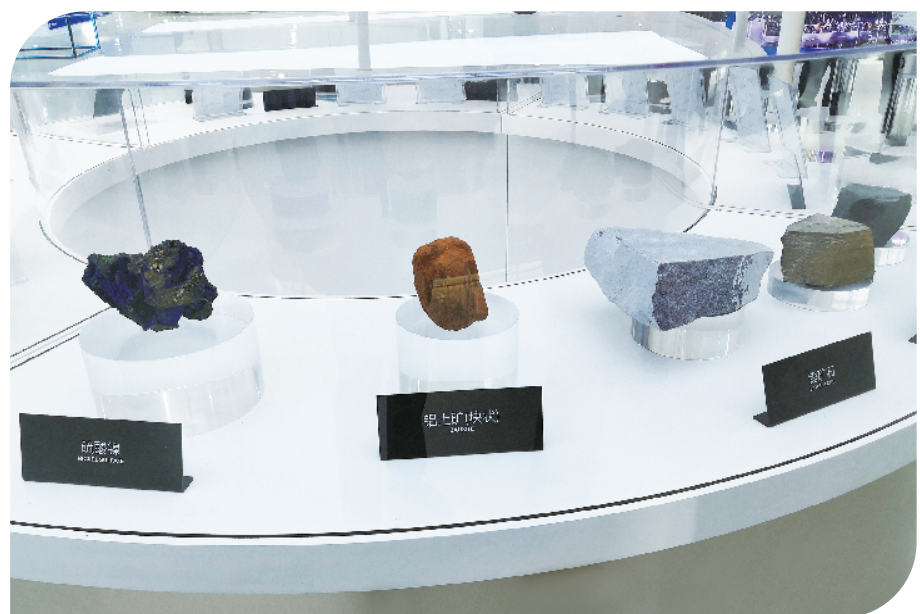
展造成严重威胁。由于缺乏国际公认的稀有金属生产过程环境影响及其成本评估历史数据和技术检验方法,我国所承担的环境损失和生态风险亟需引起重视。

三措并举提升稀有金属供应安全

面对以上问题,建议采取以下措施,保障相关稀有金属供应安全:

一是要充分认识稀有金属在可再生能源产业发展中的重要作用,构建覆盖产品全生命周期的管理流程。依据我国可再生能源产业发展规划与矿产资源战略布局,摸清自身稀有金属需求量、国内储量、循环回收潜力等方面的家底,完善数据统计工作。同时,建立稀有金属供应风险监测、预测、预警机制以及稀有金属资源保障长效机制,及时开展稀有金属供应风险动态评估和模拟平台建设。建设关键资源战略储备体系,量化战略储备对象和需求,强化对稀有金属的管控能力,积极应对外部环境变化对稀有金属供应造成的潜在影响。

二是在近中期内加快稀有金属矿产布局,重视国际合作,打造全球产业链。一方面,可通过构建国际产业联盟、资源贸易协议等方式,建立稳定的稀有金属和能源供应机制,防范可再生能源发展带来的地缘政治风险。另一方面,可充分利用我国在资源、技术和产业上的天然优势,积极参与并主导可再生能源和稀有金属的区域合作和全球治理。同时,应鼓励相关企业加大境外矿产资源勘探、开发力度,通过并购、联合投资等多种方式获取境外权益矿产资源,



因为广汽集团在今年上海国际车展上展出的相关矿石样品。秦淑文/摄

增强海外原料获取能力。此外,还应秉持开放共享理念,支持企业走出去开展经营合作,在全球范围内优化资源配置,提升市场竞争力和影响力,打造全球产业链。

三是从长远来看,要加强前沿技术的研究,确保国家能源安全。首先,强化对稀有金属溯源、利用效率和可持续发展能力的监测工作,尤其要识别资源流失途径,提升稀有金属的资源利用率。其次,加大稀有金属探矿、高效冶金、清洁生产、循环回收、高效利用及减量化技术的研发和推广力度,着力突破一批核心关键技术和

共性基础技术,并注重创新成果转化和应用推广。再次,深化可再生能源和稀有金属之间的关联研究和协同管理工作,构建稀有金属生产过程环境影响评估体系,研判稀有金属对发展低碳技术的支撑和限制作用。最后,还要引导产业向集约化和规模化方向发展,强化对战略资源的掌控度,统筹协调资源开发利用,形成规模化经济优势,尽快提高可再生能源战略资源方面的竞争力。

(作者均供职于北京航空航天大学经济管理学院)