



 中国氢能联盟研究院
CHINA HYDROGEN ALLIANCE RESEARCH INSTITUTE

氢能产业观察

HYDROGEN OBSERVATION

— 2024 年 1 月刊 —

1 氢能数据速递 / 1

- 氢能新闻数据 / 1
- 氢能政策数据 / 2
- 可再生氢数据 / 3
- 加氢站数据 / 4
- 燃料电池应用数据 / 5
- 氢价指数数据 / 6
- 氢气成本数据 / 7

2 热点事件追踪 / 8

- 政策解析 / 8
- 项目示范 / 10
- 技术研发 / 12
- 企业动态 / 15

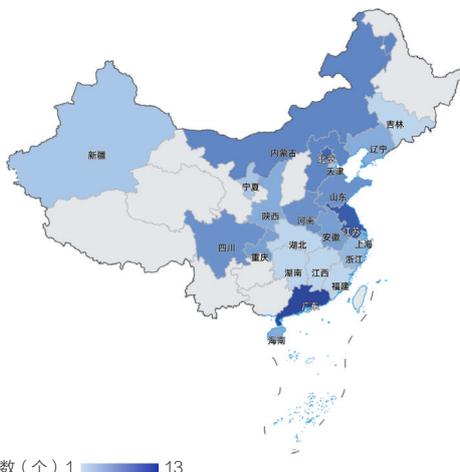
3 专题深度解读 / 16

- 天然气管道掺氢输送及终端利用分析 / 16

责任编辑：张 岩
编 辑：林汉辰 赵燕菲 周佳琦

1 氢能数据速递

氢能新闻数据



事件数 (个) 1 ————— 13

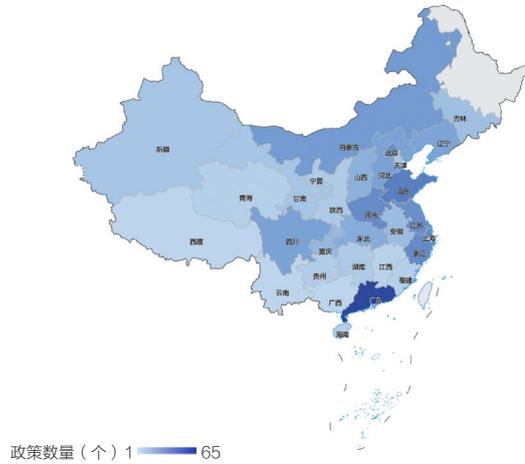
图表 全国重要新闻分布图

西北地区15项	华南地区17项	东北地区5项	华北地区19项
<ul style="list-style-type: none"> 龙门钢铁首批氢燃料电池重卡投运 陕西氢能双翼煤制氢储氢示范项目启动 陕西榆林市人民政府签订煤炭超临界水气制氢发电多联产项目 陕煤榆林化学绿氢耦合煤化工项目获批 	<ul style="list-style-type: none"> 东莞印发《东莞市全面推行清洁生产若干措施（2023—2025年）》 东莞理工学院“水到氢成”项目组成功研发出ZnxCd1-xS系列催化剂 中山市发布《中山市推动氢能产业高质量发展行动方案（2024—2026年）》 云铝氢能燃料电池发动机系统获IATF16949汽车行业质量管理体系认证 	<ul style="list-style-type: none"> 中国一汽申请氢燃料电池车专利 关于组织2023年加氢站运营费用申报工作的通知 大连化物所章福祥研究员团队实现宽光谱捕光催化剂高效全分解水制氢 科隆股份自研碱性电解槽电极最新进展公布 	<ul style="list-style-type: none"> 未势能源船用燃料电池系统获得中国船级社（CCS）资质认可 河北邯郸百万吨绿色甲醇制备示范项目签约 河钢首座商业化氢油综合站投入试运营 石化机械中标燕山石化万方级供氢中心用22MPa氢气隔膜压缩机项目
华东地区31项	华中地区8项	西南地区11项	
<ul style="list-style-type: none"> 嘉康创新实验室高效电解水制氢装备即将实现量产 浙江嘉兴市市场监管局答复《关于加快氢能新型电力系统领域标准化建设建议》 浙江永康印发《永康市新能源发展规划（2023—2025）》 远程商用车与多家单位签署《共同发展新能源产业》战略合作协议 	<ul style="list-style-type: none"> 全国首个深地储氢科研中试基地项目开工 关于组织郑州市燃料电池汽车示范应用第二年度中央奖励资金申报工作的通知 时代电气取得制氢电源控制系统专利 河南洛阳氢能产业联盟成立 	<ul style="list-style-type: none"> 东方氢能自主研发的船用燃料电池发电系统获得中国船级社认证 博世氢动力与天津港保税区签署合作协议 川威集团、中冶赛迪集团氢冶金项目正式开工 成都市经信局印发《成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展政策措施实施细则（试行）》 	

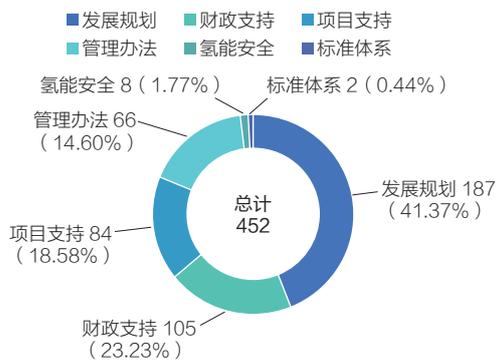
图表 全国各区域重点新闻

1月，“氢界”一氢能产业大数据平台共收录氢能产业事件超100个。华东、华北与华南地区氢能市场较为活跃。政策标准方面，海南省发改委等8部门联合印发《氢能产业发展中长期规划（2023—2035年）》，中山市人民政府发布《推动氢能产业高质量发展行动方案（2024—2026年）》。企业动态方面，中国钢研纯氢多稳态竖炉示范工程在山东临沂投入运行；北京氢能供热示范项目投用，有机液体储氢技术得到应用；湖北大冶深地储氢科研中试基地项目开工，将开展地质储氢示范；成都新都区氢能移动应急电源投入使用；跨国企业积极开展在华业务，彼欧蓝能、庄信万丰在沪项目开工。

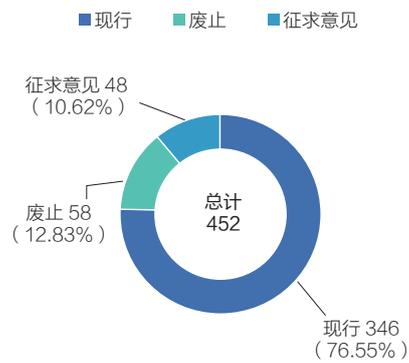
氢能政策数据



图表 全国政策分布图



图表 政策类型

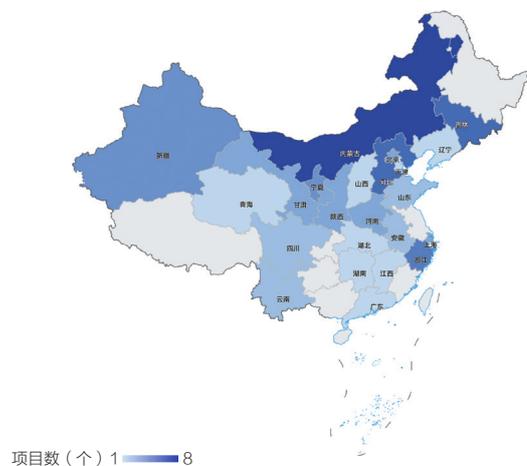


图表 政策状态

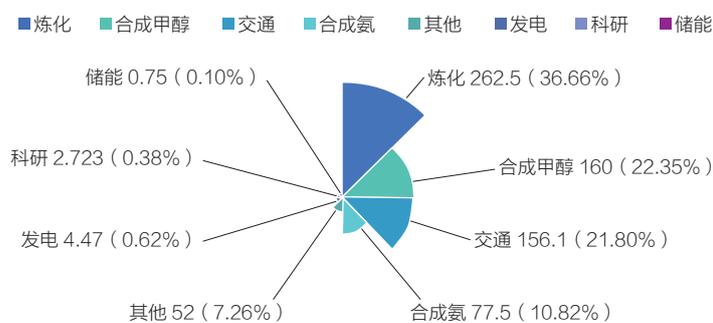
我国地方氢能政策按类型主要可分为发展规划类、财政支持类、项目支持类、管理办法类、氢能安全类与标准体系类。按级别主要可分为省级政策，市县级政策。

截至 2024 年 1 月，“氢界”共收录地方氢能政策 452 项，其中，发展规划类 187 项，财政支持类 105 项，项目支持类 84 项，管理办法类 66 项，氢能安全类 8 项，标准体系类 2 项；省级政策 116 项，市县级政策 336 项；现行政策 346 项，征求意见 48 项。

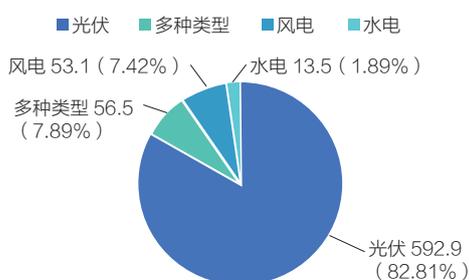
可再生氢数据



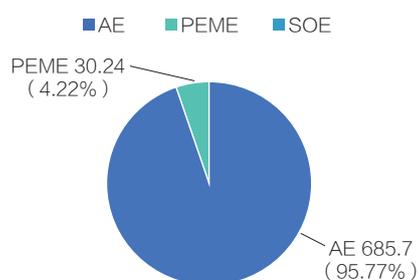
图表 全国可再生氢产能分布图



图表 应用方向



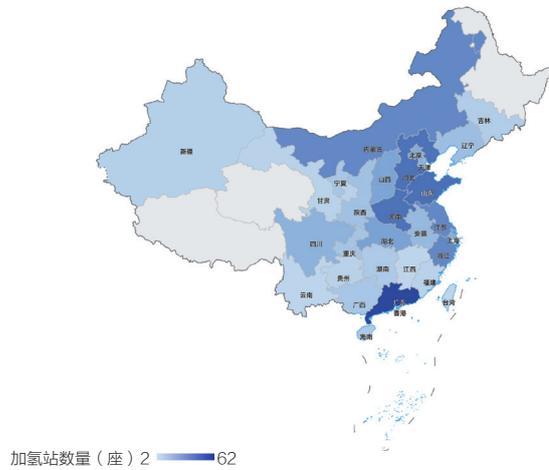
图表 电力来源



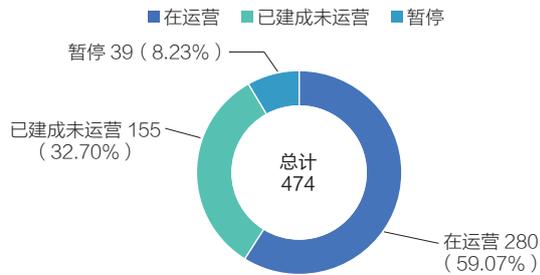
图表 技术路线

截至 2024 年 1 月，“氢界”共收录可再生能源制氢项目 64 个，合计项目规模 716 兆瓦，覆盖 23 个省（直辖市，自治区），涉及 55 家企业。技术路线以碱性电解水制氢（AE）为主，项目规模达到 685.7 兆瓦，占比 95.8%；电力来源主要来源于光伏，项目规模达到 592.9 兆瓦，占比 82.8%；应用方向以炼化为主，项目规模达到 262.5 兆瓦，占比 36.7%。

加氢站数据



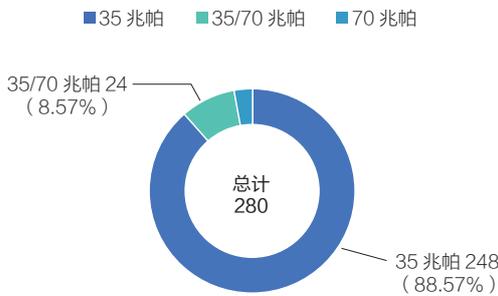
图表 全国加氢站分布图



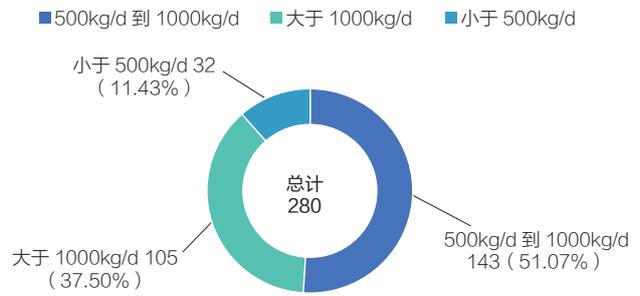
图表 已建成加氢站状态



图表 在运营加氢站类型



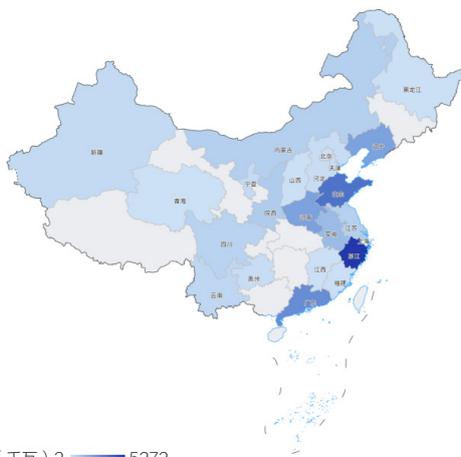
图表 在运营加氢站压力等级



图表 在运营加氢站供给能力

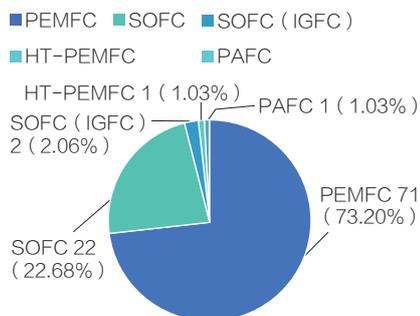
截至 2024 年 1 月，“氢界”收录建成运营加氢站 474 座，已覆盖 30 个省市自治区，其中排名前五的省份分别为广东省、山东省、河北省、河南省、内蒙古自治区，合计占比 45.8%。已建成加氢站中，在运营加氢站 280 座，占比 59.1%，累计供给能力达到 21.45 万千克 / 天。在运营加氢站中，固定站 173 座，占比 61.8%；从加氢站压力等级来看，35 兆帕加氢站 248 座，占比 88.6%。

燃料电池应用数据

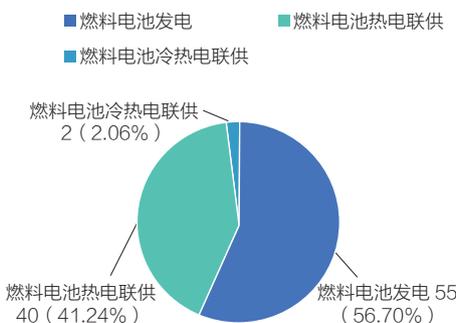


项目规模 (千瓦) 2 — 5272

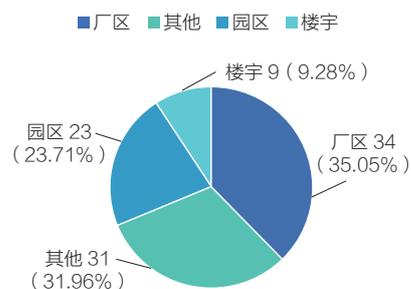
图表 全国热电联产/发电规模分布图



图表 燃料电池类型



图表 功能场景

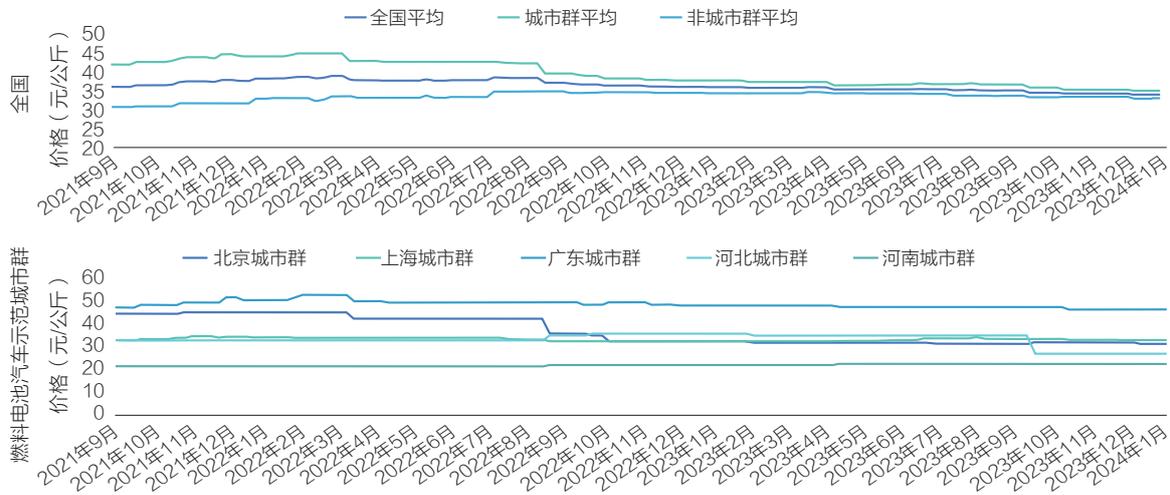


图表 应用场所

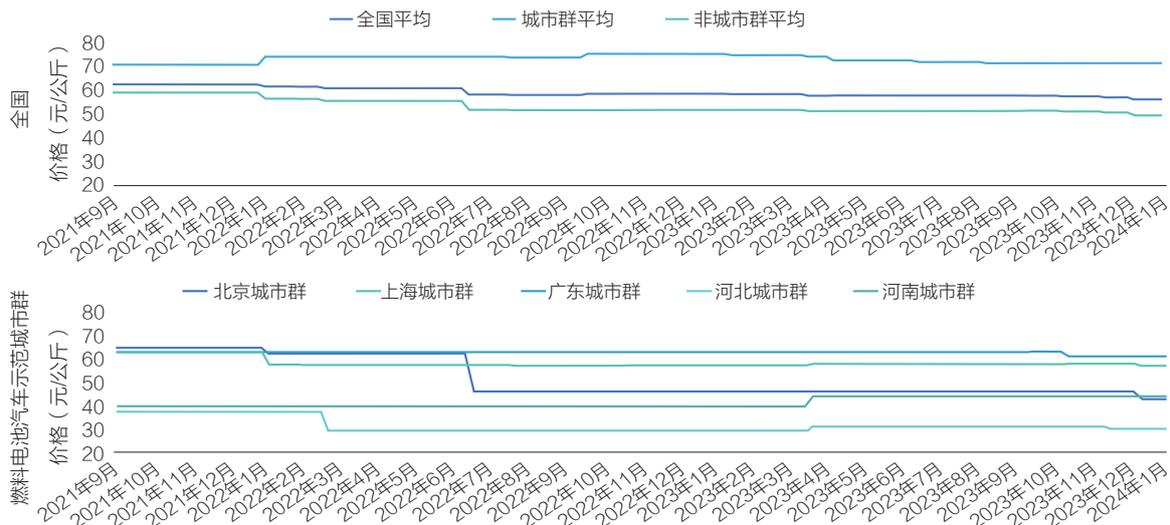
截至 2024 年 1 月，“氢界”收录建成运营燃料电池热电联产与发电项目 97 个，覆盖 23 个省（直辖市，自治区），合计规模 20.5 兆瓦，相关设备由 50 家企业提供。项目所用燃料电池类型以质子交换膜燃料电池（PEMFC）为主，占比 73.2%；功能场景以燃料电池发电为主，占比 56.7%；应用场所以厂区为主，占比 35.1%。

氢价指数数据

中国氢价指数（生产侧）



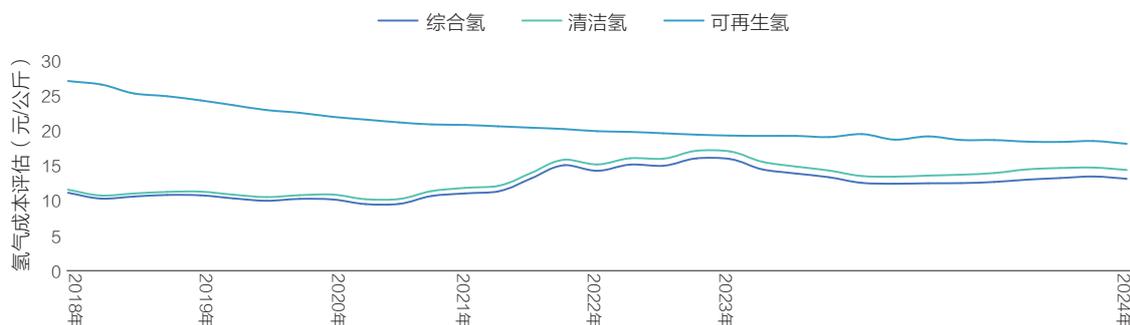
中国氢价指数（消费侧）



2024年1月，中国氢价指数^①生产侧指数和消费侧指数均有所下降。生产侧指数全国平均水平从上月的33.3元/公斤下降至33.0元/公斤，其中燃料电池城市群价格由上月的34.0元/公斤下降至33.8元/公斤，非燃料电池汽车示范城市群价格由上月的32.8元/公斤下降至32.4元/公斤。消费侧指数全国平均水平从上月的56.9元/公斤下降至56.4元/公斤，其中燃料电池城市群价格由上月的51.0元/公斤下降至50.3元/公斤，非燃料电池汽车示范城市群价格保持不变，为70.3元/公斤。

^① “中国氢价指数”由中国氢能联盟研究院提出，通过对氢能全产业链“生产侧”和“消费侧”超50个城市、200个样本点进行评估统计跟踪，发掘氢能作为大宗商品的交易价值，全面、客观、及时地呈现全国及各区域氢能价格变化趋势。

氢气成本数据



图表 全国氢气成本评估^②



图表 各区域可再生氢竞争力

2024年1月，全国综合氢、清洁氢和可再生氢评估成本分别约13.36、14.63和18.41元/公斤。国内煤炭和天然气市场价格均呈下跌趋势，综合氢和清洁氢指数整体小幅下降。光伏投资价格持续走低，风电投资价格转涨为跌，可再生氢成本呈现下降趋势。

全国煤炭、天然气供应稳定，产量保持高位水平，电力等部分终端消费行业能源库存整体较为充足，化石能源价格以震荡下跌为主，各区域可再生氢竞争力涨跌互现。

② “中国氢气成本评估”体系包括全国7大区域以及综合氢、清洁氢和可再生氢3个氢能品类，通过采集各技术路线下制氢工程造价、装备价格、运行及销售数据，各省煤炭、天然气、可再生能源电力等原料价格数据，工程建设周期、工程生命周期、单位容量建设期利息、碳排放成本、利用率等重要因素，综合测算评估各技术路线制氢成本，并根据制氢规模潜力、实际产能等进行加权，计算全国及区域的综合氢、清洁氢及可再生氢成本。“中国氢气成本评估”体系反映了我国氢能相关装备制造、能源价格、碳市场等因素的综合影响，以加快推动不同品类氢能供需协调和规模化发展。

2 热点事件追踪

政策解析

海南省发改委等 8 部门联合印发《海南省氢能产业发展中长期规划（2023—2035 年）》

1 月 8 日，海南省发改委、工信厅等 8 部门联合印发《海南省氢能产业发展中长期规划（2023—2035 年）》。文件指出，海南省氢能发展将分为氢能产业培育孵化期（至 2025 年）、氢能产业试点示范期（至 2030 年）及氢能产业应用推广期（至 2035 年）。其中，在孵化期，氢能产业发展的政策体系逐步建立，氢能产业关键技术取得突破性进展，氢能在交通、航天、化工、能源等领域的示范应用取得积极成效，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池汽车保有量约 200 辆，部署建设加氢站 6 座。可再生能源制氢量达到 10 万吨 / 年，主要用于船用绿色甲醇生产制造，满足 2-3 艘甲醇动力集装箱船舶使用。实现二氧化碳减排 100 万吨 / 年。

索引号: 00817382-X/2024-12131	主题分类:
发文机关: 省发展和改革委员会	成文日期: 2023-12-28 15:13
标 题: 海南省发展和改革委员会等部门关于印发《海南省氢能产业发展中长期规划（2023-2035年）》的通知	发布日期: 2024-01-08 15:13
文 号: 琼发改高技〔2023〕1183号	
时 效 性: 有效	

海南省发展和改革委员会等部门
关于印发《海南省氢能产业发展中长期规划
（2023-2035年）》的通知

各市、县、自治县人民政府，省政府直属各单位：

《海南省氢能产业发展中长期规划（2023-2035年）》已经省政府同意，现印发给你们，请认真组织实施。

点评 海南省发展氢能产业具备显著的资源、政策、应用场景和区位优势。从绿氢资源看，海南省风能、太阳能、海洋能等可再生能源资源丰富，至 2030 年可再生氢产量预计可达到 40 万吨 / 年；从政策标准看，海南自贸港拥有立法权可为氢能技术创新提供先行探索，为船舶、汽车、航天、化工、能源等应用场景提供先行试验，为氢能产业标准制定提供先行发布机会；从应用场景看，海南省独特的环岛公路以及对外港口为氢动力车辆、氢基能源船舶提供规模应用市场，文昌航天发射场可为“绿氢 + 航天”场景应用提供全国先行示范；区

位战略合作方面，作为经济特区、自由贸易试验区，海南省自贸港可依托丰富的绿氢资源面向东盟、联手日韩，支撑 21 世纪海上丝绸之路的战略支点建设，作为对外贸易窗口，为绿色氢基能源产业标准制定、贸易通道建设等方面提供有利环境。《海南省氢能产业发展中长期规划（2023—2035 年）》的发布为海南氢能发展提供顶层规划支持，也为国家生态文明试验区建设、中国式现代化海南新篇章提供氢能贡献。

中山市人民政府发布《中山市推动氢能产业高质量发展行动方案（2024—2026 年）》

2023 年 12 月 20 日，中山市人民政府发布《中山市推动氢能产业高质量发展行动方案（2024—2026 年）》（以下简称《行动方案》）。根据《行动方案》，到 2026 年，中山市将实施一批重大产业化项目，培育和引进重点领域拥有自主核心技术的优质企业 50 家以上，组建省级以上创新平台 5 家以上，推广燃料电池汽车 620 辆以上，建成加氢站 15 座以上，大力推进氢能船舶技术应用，打造多场景氢能应用示范基地，在制氢、氢储运和燃料电池关键材料及零部件技术领域实现明显突破，打造高质量的氢能关键材料、零部件及装备研制特色产业集聚区。

点评 中山市是粤港澳大湾区重点节点城市、珠三角沿海经济带的重要枢纽，同时位于“广州—深圳、广州—珠海”氢能运输走廊的几何中心，氢能及燃料电池产业发展基础良好。2022 年 10 月，中山市发展和改革局印发《中山市氢能产业发展规划（2022—2025 年）》，规划“一核、两带”创新发展高地，推动打造氢能装备产业基地、氢燃料电池（汽车）产业基地、氢能关键技术研发创新中心、氢能船舶制造和示范应用基地。目前中山市拥有包括中山先进低温技术研究院、中国石化广东石油分公司、明阳智慧能源集团有限公司、中科富海（中山）低温装备制造有限公司、中山大洋电机股份有限公司、喜马拉雅氢能科技有限公司、江龙船艇科技股份有限公司等在内的众多科研单位和行业龙头企业，涉及氢能装备制造、技术研发、示范应用、绿色金融等领域，基本涵盖了氢能产业制储运加用全链条。

项目示范

中国钢研纯氢多稳态竖炉示范工程在山东临沂投入运行

1月17日，中国钢研科技集团有限公司自主研发和建设的纯氢多稳态竖炉示范工程在山东临沂运行。该示范工程设备国产化率达到100%，为保证氢气利用率，采用自主研发的专用材料和加热系统，可以将氢气温度稳定保持在1000℃，目前产能为5万吨，已顺利运行300小时，金属化率93%以上，达到稳态运行各项指标。目前，中国钢研已经具备50万吨产能的工程设计和实施能力，具有多稳态、模块化、高效率等优势。通过集成示范，形成全自主研发的纯氢冶金整体工程技术，目前已拥有近百项国内外相关专利。



点评 钢铁行业碳排放密集程度较高、脱碳压力较大，碳排放约占全球排放总量的7.2%；从全球范围看，平均每生产1吨钢会产生1.8吨二氧化碳，主要集中在碳还原反应环节，若氢还原能完全替代碳还原，理论上可降低碳排放约34~62%。2023年我国的粗钢产量位列世界第一，产量达到了10.13亿吨，氢能规模化应用潜力巨大，受到技术和成本限制，现阶段国内氢气炼钢的发展以富氢还原为主，且多为灰氢氢源，纯氢冶金尤其是绿氢作为还原剂，可实现过程零碳排放，助力钢铁行业深度脱碳。目前包括中国、德国在内的多个国家和地区均在积极开展纯氢冶金研究工作，并持续深耕氢能直接还原炼铁、氢能熔融还原炼铁等清洁冶炼技术。

北京市热力集团氢能供热示范项目投用

1月16日，由北京市热力集团有限责任公司投资的氢能供热示范项目在北京市石景山区投用。该项目总供热面积12.48万平方米，以居民供热为主，目前采用燃气锅炉供热，选配2台85千瓦的氢能供热机组，利用有机液体储运氢技术，用于加热二次管网回水，作为补充热源与原有燃气锅炉联合工作，系统综合能效比为1.5。脱氢系统用催化方式将氢从含氢有机液中释放出，以氢能为驱动能源，可同时利用氢燃料电池产生的电能和热能。整个过程无氢气存储，无特种设备，安全高效。



点评 现阶段我国居民供暖以燃煤为主，比重约占70%~80%，年碳排放量可达10亿吨；随着国内建筑供暖面积持续增长，供暖行业减排面临较大挑战。氢能替代煤、天然气供热是实现供热系统低碳转型的重要方向。近年来，国内外积极开展氢能供热项目布局：2023年陕西西安采用西安新港分布式能源有限公司研发的氢能热电联产综合能源供能系统用于市政集中供热系统；英国早在2020年启动海上风电制氢用于家庭供热；韩国、日本、美国等加速氢燃料电池热电联供技术和项目布局。此外，有机液体储运技术可破除氢气作为危化品运输的制约，更加安全高效、绿色可持续，在氢能供热系统、加氢站供氢等方面具备较大的应用前景。

技术研发

湖北大冶深地储氢科研中试基地项目开工

1月21日，湖北大冶深地储氢科研中试基地项目签约开工。该项目是湖北大冶绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设项目重要组成部分，由中冶武勘工程技术有限公司投资建设，联合中国科学院武汉岩土力学研究所、华中科技大学、武汉科技大学共同打造岩洞储氢和地下分布式储氢的科研中试基地。项目研究领域包括岩洞储氢基础理论、关键临氢材料、核心建造工艺、智慧管控平台等内容，同步开展光伏、制氢、输氢、储氢至加氢的氢能全产业链条的工程化应用创新。



点评 高压气态储氢、低温液态储氢、固态储氢及有机液体储氢是目前主要的储氢技术，其中以高压气态储氢技术应用较多。从长远来看，管道、储罐等地面储氢方式的储氢规模有限（可保证数天时间的供应），而地下储氢方式可满足数月规模能源储存供应，拥有较为广阔的应用前景；同时，地下储氢具有消纳额外能源电力、电网削峰填谷、跨季节存储、平衡氢能供需等优势，可满足未来风光氢等可再生能源的规模化存储、应用以及灵活性调节需求。但国内在地下储氢方面还未有试验项目的先例。从技术成熟度看，国际上较为领先的地下储氢技术已达到工业示范及以上水平，美国是运行地下盐穴储氢最多的国家，在德克萨斯州有3个盐穴储氢库；德国是开展地下储氢研究项目最多的国家。而国内地下

储氢技术尚处于基础研究阶段，仍需在地质评价、抗氢脆材料研究、测腔技术等方面加快研发，大冶地下岩穴储氢项目有望带动地下储氢规模化示范研究加速发展。

新研氢能氢燃料电池移动应急电源在成都新都区投入使用

1月22日，由新研氢能自主研发生产的氢燃料电池移动应急电源落户四川成都新都现代交通产业功能区石板滩片区。该氢燃料电池移动应急电源以氢为能源，旨在攻破启动速率，整机寿命等核心关键技术问题，相比较传统的应急电源，可实现100%绿色低碳用能，集成了储氢系统、供氢模块、燃料电池发动机系统、储电模块、热能输出模块、电力转换模块系等多种原件。储氢系统满氢情况在200千瓦额定发电功率下持续供电4小时以上。电站内控温系统可使其适用不同的工作环境。



点评 相比于同类的应急电源，如锂电池应急电源充电时间较长，使用次数寿命较短，在低温和高温环境中存在启动慢、具有爆炸风险等问题，氢燃料电池应急电源可将燃料电池发动机产生的热能以及水进行收集再利用，实现恶劣条件下电力、热力以及饮用水全链条无污染的供应。氢燃料电池技术在交通、电力等行业已处于工业示范或商业应用阶段，整体接近国际先进水平，目前我国氢燃料

电池装备技术性能参数明显提升，核心关键部件自主化替代显著，产品功率已超过 200 千瓦，部分产品达到 250~300 千瓦以上，使用寿命大于 20,000 小时；氢燃料电池作为应急电源、分布式发电 / 调峰电源等在能源、交通、工业场景中逐步实现多元应用。

企业动态

两家氢能外企在沪项目开工

1月17日，彼欧蓝能IV型储氢瓶量产工厂开工。项目预计总投资7.7亿元，工期18个月，其中IV型高压储氢容器第一条生产线将于2025年投产，超级工厂计划于2026年投入运营，可年产6万支IV型高压储氢瓶。1月22日，庄信万丰工厂项目在上海嘉定启动桩基施工。该项目总投资约6.7亿元，采用政府定建、企业承租的模式建设，占地2.2万平方米，预计2025年建成投入使用，每年可生产35万平方米精密催化剂涂覆膜。



点评 截至2023年底，全球已有近100家跨国企业在华布局氢能业务，涉足产品及设备供应、股权投资、工厂及产线设立、检测服务等。从国家看，德国在华布局氢能产业的企业最多，达20家；其次为日本，达18家。从布局（部分企业有多个布局方向）看，跨国企业在华主要聚焦应用领域，占比48%，其次为氢能制备领域，占比19%。在全球加快能源绿色转型的背景下，氢能产业在全球能源领域投资增速较快。据相关资料显示，至2030年全球氢能直接投资额预计可达3200亿美元。中国是全球最大的氢气生产与消费国，将在氢能多元应用模式引领下推动万亿级市场的递进增长。

更多新闻，详见“氢界”—氢能产业大数据平台

3 专题深度解读

天然气管道掺氢输送及终端利用分析

天然气掺氢是《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》中提到的重要发展领域，有利于氢能长距离、低成本输运和大规模储存，对降低终端用能碳排放和缓解天然气供应压力具有重要意义，更是在氢能产业发展起步阶段快速扩大绿氢规模的重要措施。根据 IEA 数据，全球自 2013 年以来，全球天然气掺氢规模增长了 7 倍，2020 年天然气管道掺氢规模达到了约 3,500 吨。我国天然气掺氢发展较发达国家存在一定滞后，一系列掣肘和困难亟待克服解决。

一、天然气掺氢发展的关键因素

天然气掺氢技术按照掺氢管道类型不同可分为长距离管道掺氢、城市燃气管网掺氢和用户侧掺氢三类，按照终端利用方式的区别可分为掺氢天然气直接燃烧利用和再提纯利用两类。

安全性方面，天然气管网根据掺氢管道类型不同可接受的最大安全掺氢比例约在 0%~25%，长输管道低于 25%，城市燃气管网低于 25%，用户侧低于 20%。长输管道掺氢主要面临氢脆与爆炸问题，我国天然气干线管道的输气压力为 4~12 兆帕，材质一般为金属材料 X60~X80。在 4 兆帕以上的工作压力下，氢气有可能渗入到管道中产生氢脆的影响，但由于掺氢体积比较低（ $\leq 10\%$ ），氢气的分压也低（ < 1 兆帕），氢脆现象并不明显。城市天然气管网中的人工煤气中含有 30%~60% 的氢气，香港的城燃管网中氢气比例达 50%（其余为约 30%CH₄、约 20%CO₂ 以及少量 CO、O₂ 以及其它含碳气体残留物），且已安全运行近 50 年，在富氢燃气生产、运营方面积累了丰富的经验。用户侧掺氢在 5%~20% 范围内不会对终端设备的安全和操作产生重大影响。用户侧掺氢主要面临燃烧高温导致部件过热问题（掺氢比超过 20%）与高比例掺氢存在回火风险（掺氢比超过 25%）两大安全问题，此外还存在 NO_x 排放控制问题。传统内燃机可接受 20% 的掺氢比，无需设备进行任何调整，但掺氢比超过 20% 的需要发动机修整到低涡流进气才能达到最佳运行状态。现有燃气轮机的控制系统和密封无法适应高比

例的氢气，掺氢比例需低于 5%。

图表 1 不同管材可接受掺氢比例适应性

管材类型		掺氢比例				
		2%	5%	10%	20%	30%
碳钢	低强度，API 5L 级别 A, B, X42, X46, X52	可接受	可接受	可接受	不可接受	不可接受
	中强度，API 5L 级别 X56, X60, X65, X70	可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受
	高强度，API 级别 X80 及更高	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受
不锈钢	奥氏体	可接受	可接受	可接受	可接受	可接受
	铁素体	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受
	马氏体	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受
	双相	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受
	沉淀硬化	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受	不可接受

■ 可接受掺氢气体
 ■ 低压下可接受掺氢气体
 ■ 不可接受掺氢气体

数据来源：中国氢能联盟研究院统计、中石油天然气管道工程公司

可行性方面，掺氢天然气直接燃烧利用是“氢进万家”的主要实施途径，再提纯利用是未来大规模氢能储运的有效途径。通过较低比例的掺氢（低于 20%），传统终端天然气用户如居民居民和商业用户（燃气灶、壁挂炉等）、工业用户（内燃机、燃气轮机、工业锅炉等）可在不进行装置调整的情况下实现燃烧利用。规模化的天然气掺氢经过纯化技术将氢气进行提纯，再应用于燃料电池汽车、SOFC 发电和化工等终端应用领域，可以与纯氢管道、高压气氢、液氢等运输方式联合构建形成氢能储运基础设施网络。目前纯化技术主要包括低温分离法、变压吸附法、膜分离法、电化学分离等方法将氢气从掺氢天然气中提纯，根据国家标准 GBT 19773—2005《变压吸附提纯氢系统技术要求》，采用变压吸附提纯氢系统的原料气中的氢气体积宜大于 25%。

经济性方面，天然气掺氢气体直接燃烧经济性亟需优化，而再提纯利用需加强技术攻关提高经济性水平。天然气掺氢直接燃烧导致终端热值下降对商业化应用的经济性提出更高要求，交接计量如果按照体积热值衡量，以 10% 掺氢量计算，混合气体高位热值降低约 7%，终端用能等热值计量的氢气理论价格应为天然气价格的 1/3，而当前天然气门站价格 2~5 元 / 标方，氢气价格应为 6~15 元 / 公斤，

远低于现阶段氢气价格，天然气掺氢直接燃烧尚不具有商业化应用经济可行性，需要挖掘多元化的应用场景并积极探索获利机制。目前再提纯利用所采用的低温分离法、变压吸附法、膜分离法、电化学分离等方法均存在氢气分离效率低，分离成本高的问题。其中，低温分离需要配置液化设备，投资成本高。变压吸附、膜分离法均需较高比例（大于 25%）的氢气浓度，多次变压吸附会降效增本，电化学分离需要额外增加持续供电成本。

二、国内外试点示范进展

欧美等多个国家已开展广泛了天然气管道掺氢输送应用基础研究、试验平台测试及超过 30 个示范项目，在役管道最高掺氢比例高达 20%，大多数国家和地区设置掺氢比例不超过 2%，少数国家和地区设定为 4% 到 6% 之间，德国虽然规定上限为 10%，但如果压缩天然气加气站连接到网络，则该比例大幅下调到 2% 以下。欧盟、德国、法国、美国等发达国家和地区发布的氢能战略均提及天然气管道掺氢输送，认为将天然气基础设施改造为氢能基础设施是打破氢能运输瓶颈、促进氢能经济发展的重要举措，并积极展开示范应用。

示范项目方面，国际上从 2000 年初开始相关的应用示范研究，欧盟、美国、日本、加拿大等均开展了掺氢示范。截止 2022 年底，全球共 50 多个示范工程，天然气掺氢比例一般为 5% 至 30%，以不显著改变管道和终端燃烧设备为前提，20% 是多数国家接受天然气管网最高掺氢比。

图表 2 部分国际天然气掺氢项目

国家	年份	项目名称或负责单位	最高掺氢比例 (%)	概述
美国	2020	HyBlend	30	针对天然气管道掺氢输送的技术瓶颈环节，开展长期使用条件下天然气管材和操作对氢气的相容性评估
	2023	Dominion Energy	5	以 5% 的比例将氢气混合入犹他州三角洲市的天然气管网中，供应 1,800 用户
欧盟	2004	NATURALHY	20	大范围实验研究了工业用和家用加级天然气的气体溢出和爆炸行为

(续)

国家	年份	项目名称或负责单位	最高掺氢比例 (%)	概述
德国	2022	Hyflexpower	30	该项目的目的是证明可以通过可再生电力生产和存储氢气，然后将 100% 的氢气添加至目前热电联产工厂的天然气中混合使用。为此，将对现有的西门子 SGT-400 工业燃气轮机进行升级，以将存储的氢气转化为电能和热能
荷兰	2008	Araeland	12	开展了有关将氢掺入当地天然气管网的研究，其中 2010 年年均气掺入体积分数高达 12%
法国	2014	GRHYD	20	约 200 户的新住宅区约 0.92 吨 / 年 (氢气)
意大利	2019	Snam	10	若区域内管网全部掺氢，预计 62.3 万吨 / 年 (氢气)
英国	2020	HyDeploy	20	668 户居民、1 所学校和区域内部分小企业约 3.68 吨 / 年 (氢气)
	2023	Centrica	20	该掺氢试点项目实施周期为 12 个月，启动初期天然气掺氢率 3%，项目开展后将逐步提高到 20%，最终目标是实现 100% 使用氢气
澳大利亚	2021	JGN	10	250 户居民约 0.47 吨 / 年 (氢气)
日本	2021	JERA	30	日本东京电力公司 (JERA) 宣布在日本新能源产业技术综合开发机构 (NEDO) 资助下，实施大规模液化天然气 (LNG) 电厂掺混 30% 氢燃料的燃烧示范项目
俄罗斯	2021	Gazprom	20	俄气公司开展天然气管网掺氢试点项目，向欧洲输送掺氢比例最高达 20% 的富氢天然气

数据来源：中国氢能联盟研究院统计、中国城市燃气协会

我国能源革命重大需求为牵引，系统布局了掺氢天然气高效利用技术研发，围绕掺氢天然气输配体系及“氢进万家”综合示范等技术方向，贯通基础前瞻、共性关键、工程应用和评估规范环节。2021年12月，国家能源局、科学技术部发布《“十四五”能源领域科技创新规划》，提出开展纯氢/掺氢天然气管道及输送关键设备安全可靠、经济性、适应性和完整性评价，开展天然气管道掺氢示范应用。2021年山东省潍坊市明确了掺氢天然气的发展定位和示范项目建设补贴（按掺混站设备投资额30%进行补贴，单个掺混站补贴≤200万元），以推进掺氢应用的规模化及生产体系建设。

示范项目方面，我国示范项目以 10% 为主要掺氢比例，规模化掺氢输送最高达 24%，多数项目处于设计规划阶段。国内处于施工阶段和运营阶段的掺氢示范性项目不超过 10 个，处于设计、可研、规划阶段的示范性项目超 15 个，掺氢示范项目设计规模可达到 20 万吨氢气 / 年以上。

图表 3 我国部分天然气掺氢项目情况

类型	主体单位	地点	项目阶段	(计划)投产时间	设计掺氢比例	掺氢规模	氢气来源
城燃	国家电投集团有限公司	辽宁朝阳	运行	2019.9	10%	100Nm ³ /h (掺氢)	电解水制氢
城燃	山西铭石煤层气利用股份有限公司	山西晋城	运行	2019.1	10%	600Nm ³ /h (掺氢)	煤制氢
长输+城燃	宁国运集团	宁夏	详细设计	2021.12	6-20%	—	—
长输	国家石油天然气管网集团科学研究总院分公司	榆林	规划	2023	一期 3%	600Nm ³ /h (掺氢)	电解水制氢
城燃	乌海凯洁燃气有限责任公司	乌海	施工	2022.4	5-20%	30000Nm ³ /h (掺氢)	工业副产氢
城燃	张家口鸿华清洁能源科技有限公司	河北张家口	设计	2021.11	0-20%	440 万 Nm ³ /年 (氢气)	—
城燃	上海飞奥燃气设备有限公司	上海浦东唐镇	设计	2022.6	5-20%	—	—
城燃	中国石油天然气管道工程有限公司	广东湛江	可研	2024	15.50%	470000Nm ³ /h (掺氢)	电解水制氢
城燃	内蒙古科技厅	通辽	启动	—	5-20%	—	工业副产氢
长输	盟行署与昆仑氢能有限公司、兴安盟吉通天然气有限公司	内蒙古扎鲁特旗	规划		6%-20%		
长输	内蒙古西部天然气股份有限公司	内蒙古包头巴彦淖尔	规划	2023		3.93 亿标方 / 年	电解水制氢
城燃	四川博能燃气	青白江	规划	2022	5-20%	—	—

(续)

类型	主体单位	地点	项目阶段	(计划)投产时间	设计掺氢比例	掺氢规模	氢气来源
城燃	深圳燃气	深圳	规划	—	5-20%	80~500Nm ³ /天(氢气)	光伏制氢
HCNG	长岭县长润风电有限公司	长岭县龙凤湖	施工	2021.1	5-20%	1500Nm ³ /h(氢气)	风电制氢
—	中国石油工程建设有限公司西南分公司、浙江能源天然气集团有限公司	浙江	规划	—	—	—	—
燃气轮机	中国联合重型燃气轮机技术有限公司	湖北荆门	施工	2021.12	15-30%	—	—
	陕煤掺氢可行性示范项目	陕西	规划	—	5%	—	—
	宁东天然气掺氢管道示范平台	宁夏宁东	试验	2023.4.17	24%	—	电解水制氢
城燃	浙江省能源集团有限公司	浙江平湖	运行	2023.9.12	30	—	—

数据来源：中国氢能联盟研究院统计、中国城市燃气协会

总体而言，国内的天然气掺氢项目较少，基本处于示范验证阶段，缺乏系统性的技术成果，管道掺氢比的安全范围仍不明晰，但人工煤气中含有高比例氢气能够长期安全运行，可为天然气掺氢的应用提供借鉴。

三、未来发展展望

(一) 发展展望

天然气消费缺口较大区域优先示范，低比例掺烧终端应用（低于20%）先试先行。我国整体天然气消费集中在以广东、江苏为主的东南沿海地区，通过在HCNG、掺氢锅炉、小型燃机、家用燃气灶等无需进行设备改造的终端应用领域开展低比例掺烧应用可有效缓解天然气供应压力。结合化工副产氢气生产成本和中石油以及延长石油等上游供气企业对非居民用气门站价格情况，以现行的供气销售合同模式，具备商业价值。

在灵活性资源缺口较大的高比例可再生能源接入省份，重型燃气轮机掺氢发电

调峰有望提升电网灵活性与整体能源利用效率。在青海、新疆等灵活性资源需求较高且可再生能源制氢资源丰富区域，可通过天然气掺氢燃烧大幅减少存量天然气用量需求：所置换天然气配额发展掺氢燃气轮机可通过白天停机、晚上发电，大幅消纳新能源和保证夜间用电负荷。目前外网购电价格高于 0.4 元 / 千瓦时若通过掺氢燃烧供电平均电价低于 0.4 元 / 千瓦时，即可具备较强经济性。

西部依托优势的制氢成本通过天然气管网掺氢输送至东部消费中心可加速实现我国氢能供应链网络建设，变压吸附与膜分离将成为大规模天然气掺氢再提纯利用主要工艺，变压吸附与膜分离的耦合系统凭借其高氢气回收率、高纯度与较优的经济性将成为掺氢气体提纯的重要发展趋势。发展实施终端提纯、液化等氢纯化储运技术，把天然气掺氢作为一种应急储备能源或者大型储运基地，分装后可向周边不具备管网输送条件的任一区域以液化 / 压缩槽车方式运输，将会使氢的使用更加便捷和灵活。经济性方面，较高经济性的原料氢（如工业副产氢）通过掺氢天然气管网变压吸附技术供应加氢站在经济性方面具备经济与技术可行性^③，在 CNG 车用气市场面临全面萎缩背景下，利用现有 CNG 加气站的土地设施和客户源优势，转型布局 HCNG 合建站将成为未来天然气掺氢再交通领域发展的重要趋势。根据清华大学汽车安全与节能国家重点实验室研究发现：在 CNG 汽车燃料中掺氢可以增加燃料性能和稳定性，当掺氢比为 20% 时效果最佳。

未来，终端分离提纯或制氢改建加氢合建站，全面升级换代服务于交通领域的氢燃料电池车和拓展化工、SOFC 发电等多个行业应用将成为天然气掺氢发展的重要趋势。

（二）面临的问题

随着天然气掺氢发展加速，天然气管道掺氢标准缺失的问题日益突出，而且天然气管道掺氢标准体系与现行的天然气标准体系、氢能标准体系的关系仍不明确。国际上尚未形成天然气管道掺氢相关的标准。目前国际上示范工程设计主要参考的是 ASME B31. 12-2019、AIGA 033/14-2006、CGA G 5.6:2005 等标准。欧洲标

^③ Burgers I, Dehdari L, Xiao P, Li KG, Goetheer E, Webley P. Techno-economic analysis of PSA separation for hydrogen/natural gas mixtures at hydrogen refuelling stations. International Journal of Hydrogen Energy 2022; 47: 36163–74. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.175>.

准 EIGAIGC Doc 121-2014《氢气管道系统》(Hydrogen Pipeline Systems) 提出输送氢气混合物金属管道的相关要求, 并指出 X52 及以下钢级管材可以用于输氢管道。ASME B31.12-2019《氢用管道系统和管道》(Hydrogen Piping and Pipelines) 适用范围为掺氢比例高于 10% 的管道输送系统。ISO 26142—2010《氢气检测装置—固定式应用》(Hydrogen detection apparatus—Stationary applications) 指出氢气监测设备的相关要求。国家标准计划《变压吸附提纯氢气系统安全要求》处于正在批准阶段, 现行标准 GB/T37124—2018《进入天然气长输管道的气体质量要求》规定了天然气中氢气含量高限为 3%, GB/T34537—2017《车用压缩氢气天然气混合燃气》规定了车用压缩氢气天然气混合燃气的最高掺氢比为 25%。GB/T13612-2006《人工煤气》未详细规定氢气含量, 规定了人工煤气的热值要求、燃烧特性指数波动范围、杂质(焦油和灰尘、硫化氢、氨)的限定值、氧的限值和一氧化碳的限值。除了已发布的中国标准化协会标准《天然气掺氢混气站技术规程》T/CAS 590-2022, 规定城市燃气掺氢比例不高于 20%, 掺氢压力不高于 4 兆帕, 我国还在编制《锅炉用氢气天然气混合燃气》、《富氢天然气家用燃气具》等团体标准。

高于 25% 掺氢比例的管网技术的安全性和兼容性验证仍需进一步明确。我国长输管网多采用 X60~X80 管材, 安全的掺氢比例应在 20%, 这与现行国家标准 GB/T 19773—2005《变压吸附提纯氢系统技术要求》对变压吸附提纯富氢气体的大于 25% 相矛盾, 通过天然气管网直接掺氢再提纯利用需要进一步论证可行性。此外, 由于氢气与天然气在密度、热值、扩散特性、燃烧特性等方面的物性差异, 天然气掺氢在管网方面存在材料相容性、管道完整性等风险, 在终端燃烧器方面存在燃料互换性、安全性等影响。

天然气掺氢安全监管体系尚不完善, 配套标准法规和支持政策尚不健全, 导致产业化应用和市场化推广受到限制, 相关政策体系需要进一步健全。天然气掺氢涉及到制氢、混氢、输氢和掺氢天然气利用等环节, 涉及发改、科技、工信、财政、能源、住建等诸多部门, 需建立专职机构保障推进速度。价格机制方面, 能量计价与体积计价的适用性尚不明确, 价格机制如何确定是天然气掺氢发展需要解决的核心问题。地方示范项目不断先试先行, 区域间门站价格差异需要各地因地

制宜探索形成价格机制。同时，天然气掺氢价格机制涉及发改、能源、财政等多个部门，具体应由相关部门牵头建立部际价格协调机制，加快对天然气掺氢价格机制的顶层设计，还是首先在地方先试先行探索价格机制，仍需不断探索。

四、结论与建议

天然气掺氢实现安全经济运行，保证关键技术自主可控是未来产业发展的关键，推动天然气掺氢在盈利模式、技术可行性、标准体系和检测能力等领域积极发展是未来发展领域。

深入厘清发电、油气、管网、制氢企业的发展定位，深挖合作模式。我国不同区域制氢成本的巨大差异，管网输送的经济性与终端利用模式息息相关，探索可盈利的商业应用模式是当前发展天然气掺氢发展的重点。此外，当前示范项目多为央企单独自建探索示范，未来大规模天然气掺氢更需多领域央企通力合作，建立相关企业牵头和协调机制、合作平台建设模式、引导性基金等推动方式都可以积极实践，探索有效的推广机制。

验证管道掺氢 / 纯化等技术指标与关键装备的性能要求。进一步验证多种管道在掺氢比例大于 25% 时进一步纯化在部分中长距离场景下的可行性和适用场景。此外，不同掺氢比例对应的提纯分离技术指标和不同距离和规模下长输管道高钢级管材的性能指标仍需要结合我国主要天然气管道分析长输管道掺氢技术可行性。

建立健全包含站点、管道、终端等天然气掺氢全链条安全、运维、改造等多方面的标准体系。建立天然气掺氢混气站技术规程、掺氢天然气管道管材性能指标体系、掺氢输送过程安全及运维标准体系、建立天然气掺氢利用燃气具、工业锅炉及燃气轮机改造标准体系。

加强对掺氢管材氢渗透性测试、服役老化测试、氢脆敏感性测试等方面的检测测试能力。依托天然气掺氢示范工程，开展对不同掺氢比的管材和其他关键输送设备的典型材料力学性能基础研究，加强对掺氢管材氢渗透性测试、服役老化测试、氢脆敏感性测试等方面的检测测试能力，同步搭建关键技术装备检测中试平台。

联盟成员单位



氢能在中国

HYDROGEN IN CHINA



《氢界》官方服务号



《氢界》APP

联系我们



VIP 商务合作 葛女士: 18810542089

产业咨询 林先生: 18217041093

媒体合作 卢女士: 13651072613