

中国氢能产业发展 蓝皮书 (2023)

北京金正纵横信息咨询有限公司
能源战略研究中心

序言

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一。氢能产业链较长（图1），氢能产业的快速发展有望带动全球就业、促进经济发展、减少二氧化碳排放、保障国家能源安全等。根据国际氢能委员会（Hydrogen Council）预测，到2050年，氢能产业将创造3000万个工作岗位，减少60亿吨二氧化碳排放，创造2.5万亿美元产值，在全球能源中所占比重有望达到18%。



图1 氢能产业链示意图^[1]

近年来，氢能在世界各国国家战略布局中的地位日益凸显，以日本、韩国、欧盟、美国为代表的世界发达国家和地区都开展了氢能战略布局，纷纷制定氢能发展政策，积极探索氢气制备、储运及应用的全产业链技术路线，致力于建设“氢能社会”，助力国家实现能源转型、节能减排、保障国家能源安全以及刺激经济增长。

氢能是我国实现“双碳”战略目标的重要抓手，近年来，随着国家政策的密集出台，我国氢能产业呈现出快速发展的趋势，但是相较于日本、欧洲、美国等国家，我国氢能产业仍存在政策引导不够、统筹协调不足、关键零部件未完全自给、基础设施建设不充分、产业经济性较差等方面的挑战^[2]。如何应对这些挑战，是我国政府、企业、学者需要持续思考和探索的问题。本报告基于全球氢能产业发展现状及趋势的分析，重点梳理了我国氢能“制、储、运、用”产业链发展中存在问题，并提出针对性的建议，以期对我国氢能产业的可持续发展提供参考。

目 录

1、全球氢能产业发展现状及趋势	1
1.1 全球氢能产业政策及规划现状	1
1.2 全球氢能需求、应用现状	2
1.3 全球氢能项目、投资现状	4
1.4 全球氢能产业技术发展现状	6
1.5 全球氢能产业总体发展趋势	8
2、我国氢能产业发展现状及存在问题	9
2.1 我国氢能产业发展现状	9
2.1.1 国家及地方政策	9
2.1.2 制氢：我国是世界最大产氢国，氢源以煤炭为主，电解水制氢占比小	19
2.1.3 储氢：以 III 型储氢瓶高压气态储氢方式为主，储氢技术及设备与国外差距较大	25
2.1.4 运氢：以 20MPa 高压气氢拖车运输为主，正在逐步探索管道掺氢输送方式	27
2.1.5 应用：主要应用于能源及石化、化工领域，其他领域处于试验或小规模应用阶段	29
2.2 我国氢能产业发展存在的问题	30
2.2.1 各地方政策规划同质化严重，缺乏统筹协调，全国统一大市场尚未形成	30
2.2.2 技术创新不足，产业链各环节部分关键技术水平与国外差距较大	31
2.2.3 基础设施建设不足，影响氢能应用场景的推广	32
2.2.4 氢能产业处在培育初期，产业链各环节成本较高，商业化推广困难	32
2.2.5 标准规范建设尚未形成完整体系，储运、加氢、安全等领域的标准规范仍不健全	33
3、我国氢能产业发展政策建议	33
3.1 加强政策引导，统筹氢能产业发展布局	33
3.2 实施龙头企业保链稳链工程，以技术创新为价值引领，加强关键技术的研发攻关	33
3.3 依托我国成熟的加油站布局及管道建设基础，加快推进氢能基础设施建设	35
3.4 加强财政扶持及企业间合作，创新运营模式、加强示范应用，提升氢能经济性	35
3.5 加强国际合作，依托氢能制储输用示范工程，建立完善氢能产业标准体系	35
附表一 我国氢能相关的国家标准	36
附表二 我国氢能相关的行业标准	38

1、全球氢能产业发展现状及趋势

1.1 全球氢能产业政策与规划现状

目前全球已有 30 多个国家推出氢战略、制定了氢能发展路线图。日本早在 2017 年就推出了《基本氢能战略》，计划在 2030 年形成 30 万吨/年的供应能力，建设加氢站 900 座。之后，韩国、欧洲国家以及美国也已相继推出氢战略/氢能发展路线图，支持氢能产业的发展。以欧洲为例，2020 年 4 月，荷兰正式发布国家级氢能政策，计划到 2025 年建设 50 个加氢站、投放 15000 辆燃料电池汽车和 3000 辆重型汽车，到 2030 年投放 30 万辆燃料电池汽车。2020 年 6 月，德国政府正式通过了国家氢能源战略，为清洁能源未来的生产、运输、使用和相关创新、投资制定了行动框架。2020 年 7 月，欧盟发布了《欧盟氢能战略》和《欧盟能源系统整合策略》，希望借此为欧盟设置新的清洁能源投资议程，以达成在 2050 年实现碳中和的目标，同时在相关领域创造就业，进一步刺激欧盟在新冠疫情后的经济复苏。

我国在 2022 年 3 月推出了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》^[3]，明确了氢能的战略定位，并提出氢能产业 2030 年和 2035 年发展目标，为加快推动能源革命、科技革命和产业变革注入了新动能。

表 1 全球典型国家氢能战略/规划

时间	国家	战略/规划	关键内容
2017 年	日本	《基本氢能战略》	2030 年形成 30 万吨/年的供应能力，加氢站 900 座；燃料电池轿车 80 万辆；燃料电池公共汽车 1200 辆；燃料电池叉车 1000 辆；2050 年目标，形成 500-1000 万吨/年的供应能力，主要用于氢能发电；加氢站取代加气站；燃料电池汽车取代传统汽油燃料车；引入大型燃料电池车。
2019 年	韩国	《氢经济发展路线图》	在 2030 年进入氢能社会，率先成为世界氢经济领导者。政府计划到 2040 年氢燃料电池汽车累计产量增至 620 万辆，加氢站增至 1200 个，燃料电池产能扩大至 15GW，氢气价格约为 3000 韩元/kg（约 17.6 元/公斤）。韩国计划五年内投资 2.6 万亿韩元（约 152 亿元人民币），加大氢燃料电池汽车的推广普及。
2020 年	荷兰	《国家氢能战略》	计划到 2025 年建设 50 个加氢站、投放 15000 辆燃料电池汽车和 3000 辆重型汽车，到 2030 年投放 30 万辆燃料电池汽车。
2020 年	德国	《国家氢能战略》	为清洁能源未来的生产、运输、使用和相关创新、投资制定了行动框架。第一阶段为 2020~2023 年，国内氢能市场打好基础，第二阶段为 2024~2030 年，稳固国内市场，加强欧洲与国际市场，服务德国经济。同时，德国政府任命了一个国家氢能源委员会，由多领域产学研专业人士组成，并将在现有基础上投入 70 亿欧元用于氢能源市场推广、

时间	国家	战略/规划	关键内容
			20 亿欧元用于相关国际合作。
2020 年	欧盟	《欧盟氢能战略》	把绿氢作为未来发展的重点，主要依靠风能、太阳能生产氢，并制定了三大阶段性目标。第一阶段为 2020-2024 年，在欧盟境内建成装机容量为 6GW 的电解槽（单槽功率达 100MW），可再生氢能年产量超过 100 万吨。第二阶段为 2025~2030 年，建成多个地区性制氢产业中心，电解槽装机容量提升至 40GW 及以上，可再生氢能年产量达到 1000 万吨。第三阶段为 2030~2050 年，重点是氢能能源密集产业的大规模应用，典型代表是钢铁和物流行业。
2020 年	美国	《氢能项目计划 2020》 ^[4]	为美国的氢能研究、开发和示范活动提供战略框架。其中一些关键的美国氢能项目目标如下：氢气生产成本降至 2 美元/公斤、输配成本 2 美元/公斤；工业和固定发电部门用氢价格降至 1 美元/公斤；用于长途运输的重型卡车的燃料电池成本降至 80 美元/千瓦，运行寿命达到 25000 小时；车载氢气存储成本降至 8 美元/千瓦时、2.2 千瓦时/公斤、1.7 千瓦时/升；电解槽成本降至 300 美元/千瓦，运行寿命达到 80000 小时，转换效率 65%；用于燃料适应性固定高温燃料电池系统的燃料电池系统成本 900 美元/千瓦，40000 小时稳定运行寿命。
2022 年	美国	《国家清洁氢战略与路线图（草案）》	该草案确定了清洁氢的关键战略方向，以及近、中、长期行动时间表。2030 年将清洁氢产量从目前的几乎为零增加到每年 1000 万吨，到 2040 年增加到每年 2000 万吨，2050 年增加到 5000 万吨。
2022 年	中国	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》	到 2025 年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年；到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现；到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

1.2 全球氢能需求、应用现状

国际能源署发布的《全球氢能回顾 2022》报告显示，全球氢能需求正在增长，关键应用领域需求正在提升。2021 年，全球氢能需求增长 5%，达到 9400 万吨，超过新冠疫情前的水平（2019 年为 9100 万吨），约占全球终端能源消费总量的 2.5%。

全球氢气需求的增长主要来自炼油和工业等传统应用领域。2021 年随着全球经济复苏，

精炼石油产品需求恢复，炼油行业氢气需求快速恢复，需求量约 4000 万吨，同比增长 5.3%。与此同时，氢气的应用场景不断拓宽，在新兴领域的应用飞速发展。例如，氢燃料电池已经不局限于应用在车辆上，在航运领域、民用无人机领域都有成熟应用。随着氢能各种技术成本的下降，国际氢能委员会预计到 2030 年，氢气可能成为在 20 多种应用场景中最具竞争力的低碳解决方案，主要包括长途卡车运输、航运、炼油和钢铁冶金等。

据国际能源署统计，2021 年，全球新兴应用领域的氢能需求增长 60%，至约 4 万吨。在首个纯氢还原铁示范项目开工仅一年后，全球多个新项目迅速发布公告，第一批氢燃料电池列车已在德国开始运营，还有 100 多个氢及氢基燃料用于航运的试点和示范项目；在电力领域，氢和氨的使用受到越来越多的关注，根据已公布项目统计，到 2030 年氢和氨发电规模将达到近 3.5 吉瓦。

氢能下游应用场景的拓宽为提振氢气需求起到了重要作用。截至 2021 年底，全球燃料电池汽车存量已经超过了 5.1 万辆，较 2020 年底的 3.3 万辆增长超过 50%，创下了历史最高纪录。交通已经成为氢能应用扩张最为迅速的产业。自 2020 年起，交通部门对氢能需求已增长 60%。

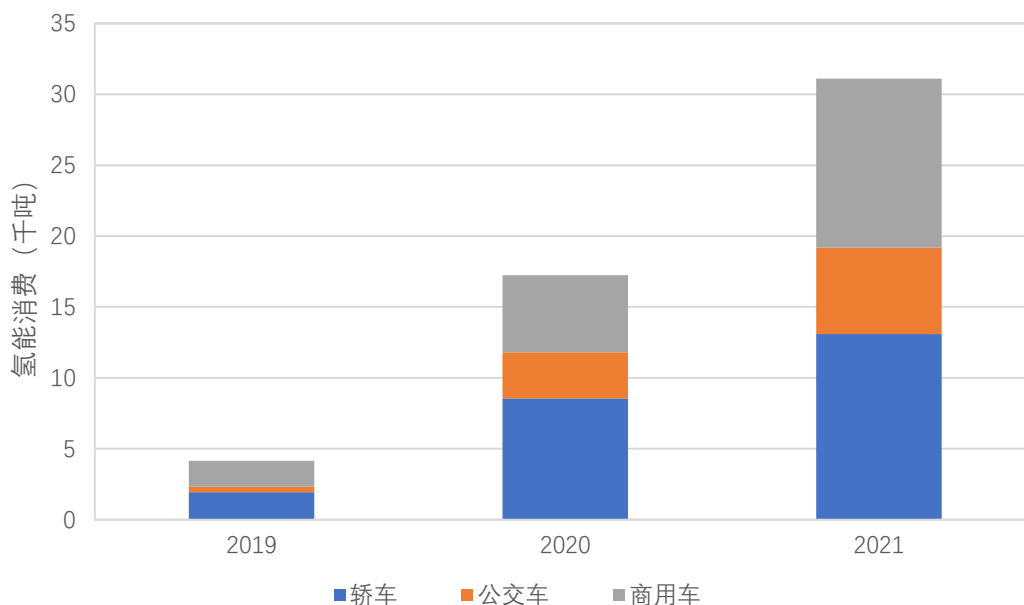


图 2 2019-2021 年交通领域的氢能消费（按车辆部分划分）

中国是全球最大的氢消费国，2021 年氢需求量约为 2800 万吨，比 2020 年增长 5%；其次是美国和中东，都在 1200 万吨左右，同比分别增长 8%和 11%。在 IEA 既定政策情景¹

¹ 既定政策情景代表了一条根据政府迄今为止实际实施的能源和气候措施，以及正在制定的具体政策举措而设想的路径。

（STEPS）下，预计到 2030 年全球氢需求将达到 1.15 亿吨，但新兴应用领域的氢需求不到 200 万吨。如果要达到各国政府作出的气候承诺目标，根据 IEA 承诺目标情景（APS）²，全球氢需求需要达到 1.3 亿吨（其中 25% 来自新兴应用领域）；而要实现 2050 年净零排放目标，则 2030 年氢需求要达到 2 亿吨。

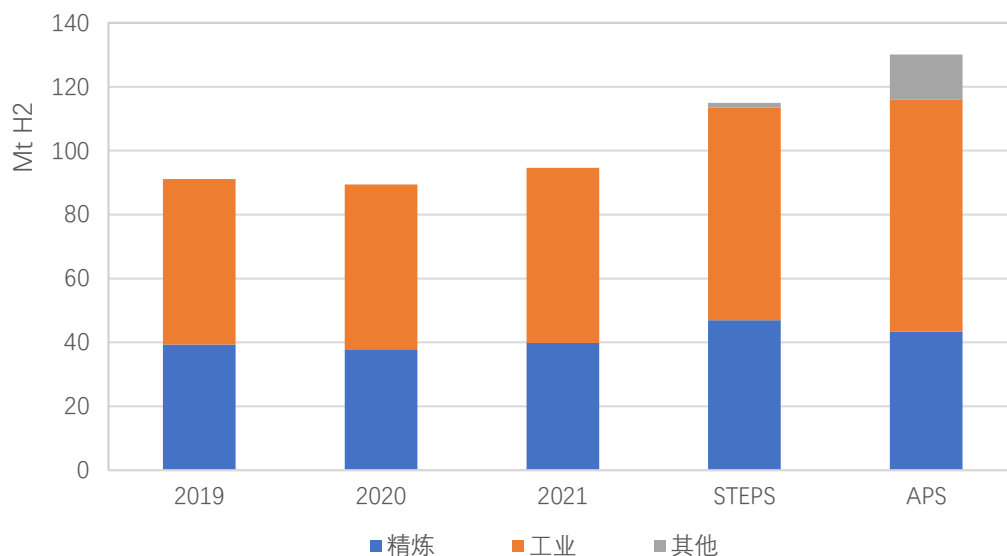


图 3 2019-2030 年既定政策情景（STEPS）和承诺目标情景（APS）中按部门划分的全球氢能需求（单位：百万吨）

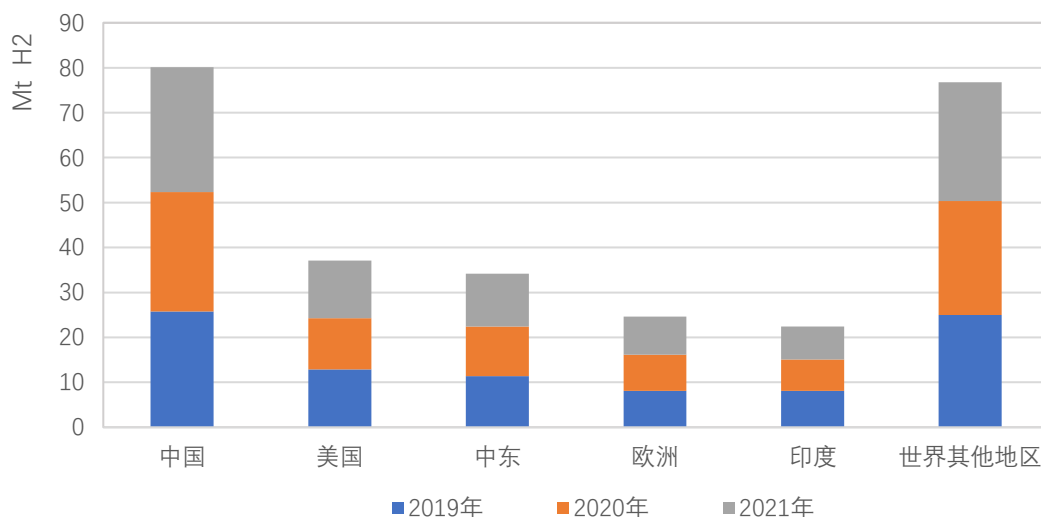


图 4 2019-2021 年按地区划分的全球氢能需求（单位：百万吨）

1.3 全球氢能项目、投资现状

根据国际氢能委员会（Hydrogen Council）研究发布的报告显示^[5]，截至 2021 年，氢能

² 承诺目标情景是指假设政府宣布的各项目标都按时足额实现，包括长期净零排放目标和能源普及目标。

产业链上不同国家共宣布了 228 个大型氢能项目。其中 126 个位于欧洲，46 个位于亚洲，占比共达到了 75%（图 5）。欧洲宣布的氢能项目在数量上领先全球，其次是澳大利亚、日本、韩国、中国和美国。在项目类型上，规模化工业利用的氢能项目最多，共 90 个，占比达 40%；其次是氢能源运输项目，共 53 个；大型制氢项目（即每年超过 1 千兆瓦的可再生能源发电和超过 20 万吨的低碳氢项目）有 17 个，主要位于欧洲、澳大利亚、中东和智利。国际氢能委员会预计，如果这 228 个项目全部实施，预计到 2030 年氢能产业链总投资将超过 3000 亿美元。



图 5 氢能源项目地理位置分布区域及项目类型分布图

资料来源：国际氢能委员会发布的《氢产业洞察报告 2021》

全球规划的低排放制氢项目不断增加，但达到最终投资决定阶段的极少。2021 年，全球氢需求的大部分增长由化石燃料制氢满足；低排放氢产量不到 100 万吨，而且几乎全部来自于配备碳捕集、利用与封存（CCUS）的化石燃料制氢。当前，低排放制氢项目规划正以惊人的速度增长，根据目前规划项目推算，到 2030 年全球低排放氢产量将达到 1600-2400 万吨/年，其中基于电解水制氢产量为 900-1400 万吨/年，电解槽装机容量将达到 134-240 吉瓦，基于化石燃料制氢结合 CCUS 的氢产量为 700-1000 万吨/年。在世界各国的承诺目标情景下，到 2030 年低排放氢产量需将达到 3400 万吨/年，要实现 2050 年净零排放目标则需要 2030 年低排放氢产量达到 1 亿吨/年。目前，很大一部分低排放制氢项目处于高级规划阶段，只有少数（4%）项目正在建设中或已达成最终投资决定（FID），主要原因包括需求不确定性、缺乏监管框架以及向最终用户输送氢的可用基础设施不足等^[6]。

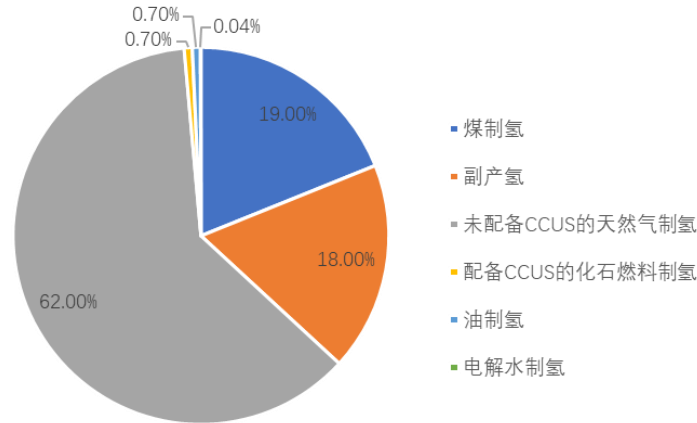


图6 2020和2021年全球氢气生产来源（单位：百万吨）

欧洲和澳大利亚是电解水制氢项目的领跑者。根据目前的项目统计，到2030年欧洲电解制氢产量可能接近500万吨，其中德国和西班牙合计有140万吨。澳大利亚由于其良好的光伏和风力发电资源条件，已成为电解制氢项目的热门地区，到2030年该国可再生能源电力制氢产量可能达到300万吨，电解槽装机容量将接近50吉瓦。预计到2030年拉丁美洲、中东和非洲电解制氢产量也将超过400万吨，通常用于向欧洲和亚洲出口。我国2021年公布了几个电解槽项目，但是2022年3月之后宣布项目有所减少，可能与我国的疫情封控以及我国3月新出台的氢能发展规划有关。

1.4 全球氢能产业技术发展现状^[7]

氢能产业链包括制、储、运、用等环节，其涉及到的技术种类繁多。据智慧牙专利数据库统计，目前全球氢能相关的授权专利多达130万件，从专利申请年份来看，自2003年开始爆发性增长，2013-2016年专利申请达到顶峰，2016年之后逐年下降。氢能产业链各环节的技术经过了20余年的重点研发，虽然取得了一定的成就，但是目前仍然存在多方面的挑战。

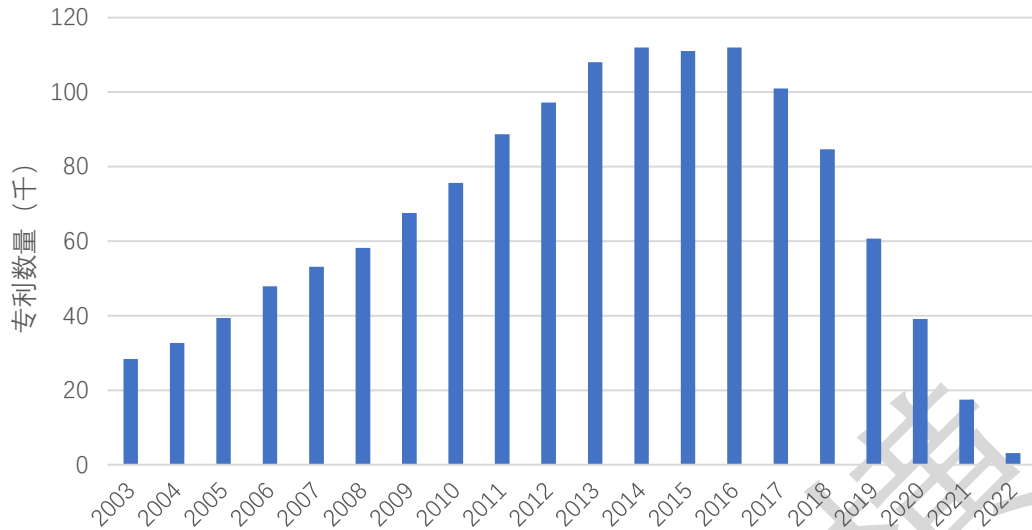


图 7 近 20 年全球氢能相关专利申请年份分布

在制氢领域，化石能源制氢以及工业副产制氢技术已经成熟，目前全球约有占比 90%以上的氢是基于化石能源制氢和工业副产氢这两种技术路线生产而来。但是，工业副产氢的产能有限，化石能源制氢则存在较大的碳排放。改进现有制氢工艺，或者开发全新的绿色制氢工艺以减少碳排放，是氢气规模化应用面临的主要挑战。其主要的解决途径包括：（1）将常规制氢与 CCUS 相结合，这是当前低碳制氢的主要途径，但是当前还并没有成熟的常规制氢+CCUS 商用项目，其经济型有待进一步探索和验证；（2）利用可再生能源（太阳能、风能等）电解水制氢，但是当前全球可再生能源制氢成本大大高于常规能源制氢，目前尚不能实现盈亏平衡。绿氢经济性受到制氢方式、应用场景、运输距离和储运方式等多因素的影响，因此，未来应当提升各种技术的技术经济性并平衡好环境效应，因地制宜使用。^[8]

在氢能储运环节，高压气态和高压液态氢储运技术相对成熟，是现阶段主要的储运方式。而固态储运因其是以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等作为储氢载体，具有储氢密度高、安全性好、氢气纯度高优势，是未来热门的研究方向之一，但目前国内外均仍处于研究开发阶段。长时且大量的氢气可以被储存到盐穴、枯竭油气层或含水层中，其中盐穴储存具备相对成本较低、污染较小的优势，最适合大规模储氢，但是盐穴储氢技术还存在一定的难点技术问题亟待解决，例如盐穴储氢库的选址、造穴、排卤、泄露监测等^[9]。

管道输氢被视为未来氢气运输的主要方式，包括纯氢管道输送以及天然气掺氢输送，其特点是面向大规模长距离输送，其运营成本低，管道使用寿命可达 40~80 年，但是输氢管道建设成本高，安全维护要求高。目前管道输氢技术在国外相对较为成熟，但是全球输氢管道建设里程不足，短期内也难以实现快速新建大量氢气运输管网。

在应用环节，由于燃料电池汽车具备长续航里程、快速加注、高功率密度、低温自启动等技术特点。因此，氢燃料电池汽车是新能源汽车的最具发展前景的技术路线之一。但整体而言，氢燃料电池仍处于起步阶段，产业化进程尚需时日。在传统石化、化工领域，例如炼油化工加氢、化工合成氨、尿素、甲醇等，这些领域技术路线成熟，目前面临的主要挑战为，在碳排放约束下，如何改进工艺，降低能耗及碳排放，降低成本。在其他领域，例如绿氢化工、钢铁冶金、储能、建筑、发电、天然气掺氢等领域的应用仍处于初级阶段，目前技术仍不成熟。

1.5 全球氢能产业总体发展趋势

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，近年来，在“能源安全、降低碳排放以及实现经济增长”等关键因素的驱动下，全球氢能产业展现出蓬勃发展的态势。

（1）氢能在国家战略布局中的地位日益凸显。2020年以来，世界经历百年未遇之大变局：地缘政治冲突导致国际不稳定因素增加，能源安全成为欧洲各国乃至世界各国共同关注的重点；疫情的冲击导致全球经济衰退，急需寻找新的经济增长点；全球气候变暖驱动世界各国发展绿色能源，节能减排，碳中和战略逐渐成为国际共识和大多数国家的普遍行动。氢能作为一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，在世界各国战略布局中的地位日益凸显，日本、韩国、欧洲、美国等发达国家和地区纷纷制定氢能发展政策，积极探索氢气制备、储运、加注及应用的全产业链技术路线，致力于建成“氢能社会”，实现能源转型、节能减排、保障国家能源安全以及刺激经济增长。

（2）可再生能源制氢是最终方向。由于资源禀赋各异、发展定位不同，各国制备氢气的技术路线也各有侧重。如欧洲国家长期致力于可再生能源制氢，澳大利亚采取可再生氢优先的战略兼具发展化石燃料制氢，而日本更多依赖海外氢能供应体系。但毋庸置疑的是，可再生能源制氢将是未来氢源的核心方向，也是开展国际合作的重要领域。但是当前，全球可再生能源制氢成本大大高于常规能源制氢，目前尚不能实现盈亏平衡，其经济性受到制氢方式、应用场景、运输距离和储运方式等多因素的影响。但是随着可再生能源发电项目的大规模布局、电解槽等相关设备供应链的扩大以及氢能利用水平的提高，国际氢能委员会预测，到2030年可再生能源制氢成本与2020年相比将降低60%，制氢成本可能在1.4美元-2.3美元/千克之间。对于灰氢和蓝氢而言，由于制氢过程产生CO₂排放，碳排放成本极大地影响了其经济性，但是目前全球低碳制氢的势头非常强劲，成本也在持续下降。随着碳捕获、利用与封存（CCUS）技术的成熟和CO₂储存和运输基础设施的规模化建设，如果每吨CO₂当

量成本为 35-50 美元，那么预计最早可在 2028 年实现盈亏平衡。

（3）应用场景逐步走向多元^[10]。主要国家氢能应用场景主要聚焦在交通领域，目前也开始往发电、储能和工业脱碳领域拓展。如日本运用氢与氨掺烧的方式来探索发电脱碳化和工业部门脱碳化，德国在氢能冶金、泛欧加氢网络等方面均有示范项目持续推进。随着俄乌冲突带来的地缘政治影响，氢能加速发展的时间窗口或将会提前。可以预见，未来围绕氢能领域的技术、标准、产业、市场等方面的竞争将会更加激烈，国际合作的空间也会更加广阔。

2、我国氢能产业发展现状及存在问题

2.1 我国氢能产业发展现状

2.1.1 国家及地方政策：产业发展政策密集发布，为氢能产业发展注入动力

在减少碳排放、能源安全、促进经济增长等因素的驱动下，我国紧跟国际步伐，制定并发布了一系列氢能产业政策。早在 2006 年，我国《“十一五”科学技术发展规划》将氢能与燃料电池技术列入超前部署的前沿技术，并开展重点研究。之后，在“十二五”、“十三五”《国家战略性新兴产业发展规划》中多次提出将可再生能源制氢、燃料电池技术创新发展作为重点发展内容^[11]。2019 年两会期间，氢能首次写入《政府工作报告》。随后氢能产业政策密集出台，工信部、国务院、发改委等多部门陆续发布支持、规范氢能产业的发展政策。

2020 年 9 月，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》（以下简称《通知》），决定将燃料电池汽车的购置补贴政策调整为燃料电池汽车示范应用支持政策，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励，争取用 4 年左右时间，逐步实现关键核心技术突破，构建完整的燃料电池汽车产业链，为燃料电池汽车规模化产业化发展奠定坚实基础。

根据《通知》，中央财政通过对新技术示范应用以及关键核心技术产业化应用给予奖励，加快带动相关基础材料、关键零部件和整车核心技术研发创新。奖励资金由地方和企业统筹用于燃料电池汽车关键核心技术产业化，人才引进及团队建设，以及新车型、新技术的示范应用等，不得用于支持燃料电池汽车整车生产投资项目和加氢基础设施建设。中央财政将采取“后补助”方式，以结果为导向，依据验收评估和绩效评价结果核定并拨付奖励资金。牵头城市要组织确定中央财政奖励资金在示范城市间的分配方案。对工作进度慢、未按进度完成任务的示范城市群，经专家委员会审定，将视情况采取调整实施方案、扣减或暂停拨付奖



励资金、暂停或取消示范资格等措施。

2022年3月，国家能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确氢的能源属性，提出氢能产业发展基本原则、氢能产业发展各阶段目标，部署推动氢能产业高质量发展的重要举措等，为氢能产业及氢燃料电池汽车的发展注入动力。

此外，双碳目标下，氢能作为清洁能源的未来，已被30多个省市写入了“十四五”发展规划中。北京、河北、四川、辽宁等省份还纷纷出台了氢能产业发展实施方案（表2），一场关于氢能产业的“万亿争夺战”悄然打响。

表 2 我国主要省市氢能战略/规划目标及关键内容

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
北京市	《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》	2023年前力争建成37座加氢站，推广燃料电池汽车3000辆；2025年前，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模1000亿元以上，力争完成新增37座加氢站建设，实现燃料电池汽车累计推广量突破1万辆。	<p>以冬奥会和冬残奥会重大示范工程为依托，2023年前，实现氢能技术创新“从1到10”的跨越，培育5-8家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业。推广加氢站及加油加氢合建站等灵活建设模式，在京津冀区域开展氢能与可再生能源耦合示范项目，推动在商业中心、数据中心、医院等场景分布式供电/热电联供的示范应用；开展绿氢、液氢、固态储供氢等前沿技术攻关，实现质子交换膜、压缩机等氢能产业链关键技术突破，全面降低终端应用成本超过30%。</p> <p>2025年前，培育10-15家具有国际影响力的产业链龙头企业，形成氢能产业关键部件与装备制造产业集群，建成3-4家国际一流的产业研发创新平台。在京津冀范围探索更多应用场景供电、供热的商业化模式，建设“氢进万家”智慧能源示范社区，累计推广分布式发电系统装机规模10MW以上；建设绿氢、液氢、固态储供氢等应用示范项目，实现氢能全产业链关键材料及部件自主可控。</p>
天津市	《天津市科技创新“十四五”规划》	扩大锂离子电池产业优势，壮大风电产业规模，强化太阳能产业集成，加快氢能产业布局。到2025年，产业规模达到1200亿元，年均增长8%。	<p>研发高效低成本电解制氢、综合供能燃料电池、副产氢高纯化及应用、规模化氢能储存与快速输配技术装备，研究氢能“制—储—运—加”规模化集成技术。</p> <p>依托滨海新区临港、空港片区，以提升氢能应用示范和产业创新为核心，打造氢能应用先行区、京津冀氢能供给集散枢纽、燃料电池集成创新基地。</p>
辽宁省	《辽宁省氢能产业发展规划（2021-2025年）》	到2025年，全省氢能产业实现产值600亿元，集聚100家以上氢能产业相关企业，培育10家左右具有核心竞争力和影响力的知名企业；全省燃料电池车辆保有量达到2000辆以上，燃料电池叉车保有量达到1000辆以上，燃料电池船舶保有量达到50艘以上，燃料电池轨道交通车辆保有量达到10辆以上，分布式发电系统、备用电源、热电联供系统装机容量达到100兆瓦，加氢站30座以上。	<p>根据辽宁省现有氢能产业发展基础，以“合理集聚、产业协同、政企联动、互为支撑”为原则进行空间布局和优化，着力构建“一核、一城、五区”的氢能产业空间发展格局。</p> <p>以现有化工、钢铁企业的工业副产氢资源为基础，发展氢气提纯，挖掘高纯氢气产能；同时积极开展风电、光伏、核能等清洁能源电解水制氢试点示范，推动规模化、绿色化、低成本的清洁能源制氢技术突破；发展50兆帕以上高压气态储氢装备和低温液态储氢装备，同时开展有机液态储氢、合金固态储氢等储氢材料的研发和生产；发展氢气压缩机、超高压阀门、减压阀门、调节阀门、气动阀门、安全阀门、气体增压泵、压力传感器、加氢枪等加氢站关键零部件；重点发展低成本、大功率的燃料电池电堆及规模化生产；推动发展燃料电池汽车、船舶、轨道交通等领域的应用。</p>

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
吉林	《“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035年）》	到2025年底，打造吉林西部国家级可再生能源制氢规模化供应基地、长春氢能装备研发制造应用基地，逐步开展横向“白城-长春-延边”氢能走廊建设。开展可再生能源制氢示范，形成可再生能源制氢产能达6-8万吨/年。2025年氢能产业产值达到100亿元。	<p>1、实施风光消纳规模制氢工程：加快推进可再生能源制氢项目建设，提高氢源保障。加快推进长春、白城、松原可再生能源电解水制氢项目建设，保障重点示范项目氢气需求。鼓励大型能源企业布局风光氢储一体化示范项目，推动一批基地项目开工。</p> <p>2、实施工业领域规模用氢工程：开展可再生能源制氢合成氨示范，初步打造绿色化工产业。有效结合白城、松原化工园区环境容量、资源承载力、产业基础、社会经济效益等情况以及可再生能源制氢资源优势，推动可再生能源制氢合成氨一体化示范项目建设。</p> <p>3、实施多元应用生态构建工程：推动交通领域氢能应用、推动加氢服务网络建设、推动能源领域氢能应用。</p>
河北	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	以雄安为核心、张家口为先导，到2025年建成100座加氢站、燃料电池汽车规模达到1万辆、氢能产业链年产值达到500亿元。	<p>产业格局：重点实施八大工程，谋划布局128个氢能项目，构建“一区、一核、两带”产业格局。一区：打造张家口氢能全产业发展先导区。一核：以雄安新区为核心打造氢能产业研发创新高地。两带：一是氢能装备制造产业带。二是沿海氢能应用示范带。</p> <p>充分发挥张家口、承德地区风电、光伏可再生资源丰富的优势，大力推动绿氢制备工程建设，打造国内规模和技术领先的绿氢基地。“十四五”期间，规划布局可再生能源电解水制氢和工业副产氢提纯项目36个，总投资317亿元。储运方面，重点采用高压气态储氢和长管拖车方式，逐步将氢能储运成本控制在百公里8元/公斤以内。</p> <p>探索加氢站、加油站、加气站、充电站多站合一模式布局。探索新型高效加氢站运营模式，鼓励配套智能化运营管理系统。“十四五”期间，规划布局加氢站项目100座，总投资约50亿元。</p>
河南	《河南省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）》	到2025年，氢能产业关键技术和设备制造领域取得突破，产业链基本完备，产业链相关企业达到100家以上，氢能产业年产值突破1000亿元。发挥基础设施引领作用，适度超前布局建设一批加氢站。	<p>抢抓黄河流域生态保护和高质量发展战略机遇，紧紧围绕省委、省政府前瞻布局未来产业、提升我省战略位势的安排部署，立足我省氢能产业发展基础和各地氢能产业发展定位，加强顶层设计，优化产业布局，“十四五”期间，重点打造“一轴带、五节点、三基地”的郑汴洛濮氢走廊，形成辐射全省和连通陕西“氢能产业集群”、山东“鲁氢经济带”的黄河中下游氢能产业发展格局。远期，在现有空间布局基础上沿京港澳高速、连霍高速进行延伸，构建“十字形”发展轴，形成可持续发展和良性循环的产业链、生态链、价值链，在全国氢能发展格局中承接东西、贯通南北的枢纽作用更加凸显。</p>

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	2025年，加氢站数量达到100座，实现产值规模1000亿元。	<p>健全完善制氢、储（运）氢、加氢、用氢全产业链氢能体系，加快形成“中国氢谷”“东方氢岛”两大高地，打造山东半岛“氢动走廊”。</p> <p>实施“氢进万家”科技示范工程，大力发展工业副产氢纯化技术，积极推进可再生能源制氢和低谷电力制氢试点示范，培育风光+氢储能一体化应用模式。加快发展高压气态储氢和长管拖车运输，探索推进高效、智能氢气输送管网的建设和运营。</p> <p>加快氢能多领域多场景应用，开展加油、加气、充电和加氢站合建模式试点。在通信基站、数据中心等场所推进氢能应急电源示范，在海岛、园区等特定区域开展以氢为核心的能源综合利用试点。</p>
山东 青岛	《青岛市氢能产业发展规划（2020-2030年）》	<p>2025年，培育超过10家氢能相关企业，氢能产业年产值达到200亿元。</p> <p>2030年，培育超过20家氢能相关企业，氢能产业年产值达到约500亿元，累计建成50座以上加氢站。</p>	<p>谋划实施“三区”协同发展，以建设氢能技术创新核心区、氢能创新发展试验区、燃料电池汽车产业集聚区为抓手，利用好青岛市在新能源汽车、石化化工、轨道交通、港口航运、智能制造等方面的产业基础，探索氢能纳入区域能源体系及多种能源协调发展的策略，加大氢能基础设施建设力度，形成氢能制—储—运—用相关产业集群，完善氢能产业链体系，将青岛市打造成国际知名的氢能城市。</p>
山西	《山西省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）》	<p>到2025年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，协同创新能力进入全国前列，基本构建较为完备的产业链体系。氢能示范应用取得明显成效。燃料电池汽车保有量达到1万辆以上，部署建设一批加氢站，应用规模全国领先。可再生能源制氢量显著增长，成为新增氢能的重要组成部分，有力推动二氧化碳减排。</p>	<p>围绕氢能高质量发展重大需求，推动省内创新资源与国内外知名机构、龙头企业联合布局建设一批创新平台，强化基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，建立更加协同高效的创新体系。统筹全省氢能产业布局，适度超前有序推进氢能基础设施建设，构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。充分发挥山西省氢源富集、应用场景丰富和整车制造优势，科学规划布局，有序推进氢能在交通、储能、工业等领域规模化应用，加快形成符合山西特色、多能互补的氢能产业商业化路径。加快推动制、储、运、加等相关装备产业发展，着力提升燃料电池装备水平，积极推动燃料电池汽车等装备产业发展，贯通上下游产业链条，形成制造业核心竞争力，抢占发展制高点。加快构建“1+N”政策和制度保障体系，坚持以规划为引领，聚焦氢能产业发展的关键环节和重大问题，建立健全氢能标准体系，加强基础设施建设运营审批、财税支持等方面制度供给，有效发挥政策引导规范作用。</p>
安徽	《安徽省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）》	<p>到2025年，力争燃料电池系统产能达到10000台/年，燃料电池整车产能达到5000辆/年，加氢站数量达到30座，氢能产业总产值达到500亿元。</p>	<p>根据氢能产业特性，分阶段明确氢制备、氢储运、氢加注、氢应用等领域的技术路径。在省内率先形成氢能及燃料电池产业示范城市群，重点开展氢能及燃料电池产业技术研发、装备制造以及示范应用。同时，充分发挥示范城市群引领及示范作用，带动、促进两翼地区氢能产业协同发展，积极融入“长三角”氢走廊的建设。</p>

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
湖北	《湖北省氢能产业发展规划（2021-2035年）》	到 2025 年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。	<ol style="list-style-type: none"> 1、持续提升关键核心技术水平：加快推进质子交换膜燃料电池技术创新，开发关键材料，提高主要性能指标和批量化生产能力，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性； 2、着力打造产业创新支撑平台聚焦氢能重点领域和关键环节，构建多层次、多元化创新平台，加快集聚人才、技术、资金等创新要素。支持高校、科研院所、企业加快建设重点实验室、前沿交叉研究平台，开展氢能应用基础研究和前沿技术研究； 3、推动建设氢能专业人才队伍以氢能技术创新需求为导向，支持引进和培育高端人才，提升氢能基础前沿技术研发能力。加快培育氢能技术及装备专业人才队伍，夯实氢能产业发展的创新基础； 4、积极开展氢能技术创新国际合作鼓励开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链关键核心技术、材料和装备创新合作，积极构建国际氢能创新链、产业链。
湖南	《湖南省氢能产业发展规划》	2022-2025 年为全省氢能产业培育期，形成氢源和燃料电池整车双轮驱动、100 家以上氢能产业相关企业全面发展格局，氢能全产业链初具规模。建成加氢站 10 座，推广应用氢燃料电池汽车 500 辆，氢能基础设施逐步完善。	<ol style="list-style-type: none"> 1、加大氢能技术攻关力度：围绕氢能产业高质量发展需求，聚焦氢能技术未来发展方向，加大氢能技术攻关力度，实现核心技术突破，抢占战略制高点； 2、搭建氢能产业创新平台：依托企业、高校及研究机构，围绕省内氢能重点技术攻关领域，打造氢能产业创新平台，为氢能技术创新提供支撑； 3、建设氢能专业人才队伍：以氢能技术创新需求为导向，瞄准人才制高点，加大引才、聚才、育才、留才力度，不断强化省内氢能专业人才队伍。
江苏	《江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动规划》	至 2025 年，基本建立完整的氢燃料电池汽车产业体系，力争全省整车产量突破 1 万辆，建设加氢站 50 座以上，基本形成布局合理的加氢网络，产业整体技术水平与国际同步，成为我国氢燃料电池汽车发展的重要创新策源地。	<ol style="list-style-type: none"> 1、着力培育产业集群：优化产业布局、研制优势整车产品、做强关键零部件； 2、打造坚强产业链条：制氢储运及成套装备产业链、氢燃料电池动力系统产业链、氢燃料电池整车集成与控制产业链； 3、推进产业示范引领：推动试点示范、完善基础设施、加大推广力度、创新商业模式； 4、建设完善标准体系：实施标准领航计划、推动重点产品标准制定、完善加氢站审批建设管理规范； 5、推动产业技术进步：加快突破关键核心技术、建设产业创新平台、加强新技术推广应用； 6、加快加氢站的建设：强化规划设计、创新发展模式、提升建设水平； 7、促进国际交流合作推进国际技术合作、积极引进高端人才、支持全球布局。

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	到 2025 年推广氢燃料电池汽车 1000 辆以上。	<p>探索发展氢燃料电池发电装备，推动氢燃料电池热电联供系统在用户侧的应用，推动氢燃料电池汽车在城市公交、港口物流等领域应用。</p> <p>强化氢能产业链上游制氢优势，培育可再生能源制氢产业，加快氢能储运核心装备研发，加大整机产品、核心部件及制造设备的创新力度，培育壮大氢燃料电池汽车及零部件产业。重点突破高比功率车用氢燃料电池电堆、质子交换膜、储氢罐制备技术等一批关键共性技术，加速科技创新成果转化应用。</p> <p>探索海上风电制氢，研发发电、热、冷、储、氢等多能流运行的区域能源管理系统，开展智慧综合能源服务示范。</p>
上海	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》	到 2025 年，产业创新能力总体达到国内领先水平。建设各类加氢站 70 座左右，培育 5-10 家具有国际影响力的独角兽企业，建成 3-5 家国际一流的创新研发平台，燃料电池汽车保有量突破 1 万辆，氢能产业链产业规模突破 1000 亿元，在交通领域带动二氧化碳减排 5-10 万吨/年。	<p>强化关键核心技术攻关，依托上海汽车产业基础，提高催化剂、质子交换膜、碳纸等关键材料的可靠性、稳定性和耐久性，提升电堆设计、系统集成的工艺技术水平，形成全链条关键技术的自主化和产业化，打造具有综合竞争力的燃料电池整车品牌。</p> <p>加强产业创新能力建设，发挥复旦大学、上海交通大学、同济大学、华东理工大学、上海大学以及中科院应用物理研究所和硅酸盐研究所等高校和科研院所在基础研究方面的优势，持续加强基础研究，强化颠覆性技术的前瞻布局。</p> <p>培育壮大行业领军企业，建立产业标准及检测体系，加强产业人才队伍建设；持续推进中长期供氢“绿色化”，逐步推动氢能输运“网络化”，有序推动加氢站“普及化”；加快在交通、能源领域的商业应用；积极推动工业领域的替代应用；打造上海氢能产业城市群，支撑长三角一体化发展，推动国际开放创新合作。</p>
福建	《福建省氢能产业发展行动计划（2022—2025 年）》	到 2025 年，氢能产业发展初具规模，特色氢能产业集群初步构建，核心技术实现阶段性突破，达到国内领先水平，形成一批具有较强市场竞争力的氢能核心产品和符合我省产业结构、具备技术优势的氢能产业技术路线，氢燃料电池汽车初步实现规模化商业应用。	<p>围绕氢能“制备-存储-运输-加注-应用”全产业链，发挥产业基础、资源禀赋和市场空间等优势，补短板、抢机遇，鼓励传统发电、石化、油气输配企业和氢冶金企业等开展制氢、用氢、氢储运、氢储能等业务，加快推进氢能产业高质量可持续发展，在全省范围内打造若干氢能产业集聚区和特色产业集群，形成辐射全省的氢气制备、储运、供应体系。</p>

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	利用低温氢燃料电池产业区域先发优势，形成广州-深圳-佛山-环大湾区核心区燃料电池产业集群；建设多个氢燃料电池产业集群。	打造氢能产业发展高地、多渠道扩大氢能应用市场。聚焦氢能核心技术研发和先进设备制造，加快培育氢气制储、加运、燃料电池电堆、关键零部件和动力系统集成的全产业链、布局电解水制氢、天然气制氢、工业副产氢提纯装备制造产业、推进高密度储氢装备制造、短期加强高压气态储氢建设、长期布局低温液氢、低压固态储氢产业、利用低温氢燃料电池产业区域先发优势，形成广州-深圳-佛山-环大湾区核心区燃料电池产业集群、基于在 SOFC（固体氧化物燃料电池）电解质隔膜片等核心零部件制造方面全球领先的优势、发展 SOFC 及其分布式发电成套装备、推广高温燃料电池冷热电三联供应用示范，支持建设大型民用液氢示范工程、推进佛山（云浮）产业转移、广州开发区、佛山南海仙湖氢谷、佛山高明等氢燃料电池产业园建设，建立广深高温燃料电池及系统研发制造基地、建立广州、佛山、东莞、云浮氢能高端装备产业集聚区和惠州、茂名、东莞、湛江氢能制储运产业集聚区。
江西	《江西省氢能产业发展中长期规划（2023-2035年）》	当前到 2025 年，全省氢能产业制度政策环境逐步完善。氢能产业发展基础日益夯实，产业发展跟进战略取得积极成效。氢能技术研发领军人才及专业化团队加快积聚，产业创新能力逐步提高。可再生能源制氢量达到 1000 吨/年，成为新增氢能消费和新增可再生能源消纳的重要组成部分。全省氢能产业总产值规模突破 300 亿元。	结合省情实际，我省氢能产业一方面在制、储、输、用环节实施整体跟进，以逐步扩大氢能供给、提升储运便利性、降低用氢成本、保障用氢安全。另一方面，结合省内能源资源禀赋、产业结构和区位条件，从具有比较优势的领域入手实施局部突破。一是依托稀土等矿产资源优势，大力发展储氢新材料产业，实现重点细分领域突破。二是把握好重要区域发展战略机遇，积极壮大氢能一般装备制造业，实现氢能产业规模突破。三是结合关联产业特点，积极拓展氢能产业化应用场景，实现氢能应用模式突破。
四川	《四川省氢能产业发展规划（2021-2025年）》	到 2025 年，燃料电池汽车达 6000 辆，加氢站 60 座；建设氢能分布式能源站和备用电源项目 5 座，氢储能电站 2 座。	空间格局：围绕成渝地区双城经济圈建设的战略部署，按照省委“一干多支、五区协同”发展要求，以各地自然资源禀赋及现有氢能相关产业为基础，遵循合理配置、重点突出、有序协同、互联互通的原则，形成“一轴、一港、一区、三路”的“1113”发展格局。 到 2025 年，逐渐健全强化氢能产业链，培育国内领先企业 25 家，覆盖制氢、储运氢、加氢、氢能利用等领域。其中核心原材料企业 2 家，制氢企业 7 家，储运和加氢企业 6 家，燃料电池及整车制造企业 10 家。

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
重庆	《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025年）》	建设成渝氢走廊，开展氢能在交通领域示范应用，推广应用氢燃料电池汽车，到2025年规模达到1500辆，建设多种类型加氢站30座。	围绕中国西部（重庆）氢谷、成渝氢走廊建设，稳步提升制氢能力，并探索优化储运方式，适度超前建设加氢基础设施网络。以两江新区、九龙坡区、西部科学城重庆高新区为龙头，积极打造氢燃料电池及核心零部件产业集群，推动氢气制备、储运、终端供应全产业链发展。大力发展动力电池单体及电池系统、正负极材料、驱动电机及控制器、整车控制系统等新能源汽车技术。依托太阳能薄膜项目和航空发动机项目，力争在光伏发电设备、燃气轮机等领域有所突破。
陕西	《陕西省“十四五”氢能产业发展规划》	到2025年，氢能发展的政策环境体系基本形成，氢燃料电池实现本省研发生产，示范应用取得显著效果，初步建立较为完整的供应链和产业体系。	以支撑实现碳达峰、碳中和目标为出发点，以培育壮大氢能产业链为着力点，以技术突破和产业培育为主攻方向，通过资源优势吸引企业聚集，打造氢能运力运营平台，推动氢燃料、氢原料应用协同发展，构建陕西特色氢能产业生态。氢气制取方面健全氢气供应能力，打造榆林、渭南、咸阳等省级氢气供应枢纽。储运加注方面按照“整体规划、合理布局、分步实施、急需急建”原则，围绕示范应用配套建设储运及加注基础设施。氢能应用方面积极引进燃料电池行业头部企业，培育本地关键材料、零部件、系统集成、检测技术等配套产业，做大做强整车产业。
青海	《青海省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）》	到2025年，绿氢生产能力达4万吨左右，建设绿电制氢示范项目不少于5个，燃料电池车运营数量不少于150辆，矿区氢能重卡不少于100辆，建设3-4座加氢示范站。在化工、冶金、能源等领域开展绿氢示范应用。	<p>以上游绿氢资源推动下游市场需求，先期通过新能源电站“离网制氢”等方式开展电解水制氢，后续依托高比例可再生能源和电网支撑能力，探索建立电网制氢模式下的合理市场交易机制，逐步形成具有价格优势的绿氢供给，驱动下游多元化应用，逐步培育用户、形成市场、扩大规模。</p> <p>以基础设施先行推动终端推广应用着力破解基础设施配套不足问题，结合不同地区、不同领域的氢能需求，做好基础设施建设整体规划，科学确定规模和空间布局，适度超前布局氢能储运、加氢站等基础设施，探索大规模、长距离专用输氢管道建设，构建安全高效的运氢、加氢服务网络，为终端推广应用提供支撑。</p> <p>以多点示范带动产业规模化发展，加快氢能在我省化工、冶金、交通、能源等多领域、多场景示范推广应用，通过示范运营扩大市场需求，以不断增长的市场需求和市场空间为牵引，坚持“内研、外引、集聚、壮大”发展路径，强化招商引资，提升产业链韧劲，带动氢能产业规模化发展。</p> <p>以绿电制氢促进产业融合发展，依托我省可再生能源资源优势，结合电解水制氢技术，着力打造绿电制氢综合示范基地，促进可再生能源在省内的大规模就地消纳，实现可再生能源与氢能互补协同发展。</p>

省市	战略/规划	关键内容	关键内容/具体路径
内蒙古	《内蒙古自治区促进氢能产业发展若干政策（试行）》（征求意见稿）	到 2025 年，绿氢制取能力达到 50 万吨/年，建成加氢站 100 座，累计推广燃料电池汽车 10000 辆以上，氢能产业总产值力争达到 1000 亿元。	<p>实施“风光氢储”多能互补，推进风光等可再生能源大规模电解水制氢，提高工业副产氢利用规模，建立绿色、安全、高效的氢能供应体系，打造国内重要的绿氢生产、应用、输出基地。</p> <p>优先在矿山、物流、短驳等领域推广燃料电池汽车，推进氢能在钢铁冶炼等领域应用；推动氢能与煤化工深度融合，对煤化工产生的副产氢实行能源化利用，通过电解水制氢结合碳捕集利用，实现化工产业碳中和，替代化石能源生产化工产品；推动氢作为一二次能源介质，在大规模储能及分布式发电、备用电源、移动式电源、家用热电联供系统等领域取得应用突破；推动在应用条件较好的地区开展天然气管网掺氢应用等。</p>
甘肃	《甘肃省“十四五”能源发展规划》	要有序推动制氢产业基础设施建设，谋划制氢、氢存储、氢运输、加氢站、氢燃料电池“五位一体”的氢能产业园；推动高温制氢装备、加氢催化制精细化学品相关产业	<p>“十四五”时期要大力发展分散式风电、分布式光伏发电，形成分布式与集中式相互融合的新能源发展格局；加强能源储备与应急能力建设，提高石油储备能力，完善调峰储气设施，加大绿色能源消费，积极推进充电桩、新能源汽车、能源大数据、云计算、互联网、人工智能等产业，推动能源与科技、经济、产业深度融合，重点发展新一代储能设备、氢燃料电池等技术及产业化应用，加大全产业链氢能技术研发，推动氢能技术利用场景示范。白银市、定西市、临夏州、甘南州要围绕黄河流域生态保护和高质量发展战略，坚持生态优先，积极推进黄河上游抽水蓄能电站建设，稳步推进风光电项目建设，打造风光水储综合能源基地。</p>
宁夏回族自治区	《宁夏回族自治区氢能产业发展规划（征求意见稿）》	到 2025 年，可再生能源制氢量达到 8 万吨以上，布局建设加氢站 10 座以上，氢燃料电池重卡保有量 500 辆以上，完成国家氢燃料电池汽车示范城市群创建任务；到 2030 年，可再生能源制氢量达到 30 万吨以上。	<p>依托宁夏丰富的太阳能和风电资源，以宁东、银川、石嘴山、吴忠等地区为重点，引导氢能产业发展要素向重点区域聚集，推动产业链互补、应用链互联、科技链条互促，着力构建“一核示范、多点支撑”的产业发展格局，走出一条以绿能开发、绿氢生产、绿色发展为主的能源转型发展之路，加快构建清洁低碳安全高效的现代能源体系。</p>

2.1.2 制氢：我国是世界最大产氢国，氢源以煤炭为主，电解水制氢占比小

2.1.2.1 制氢技术路线

氢按照制取过程及碳排放可以分为“灰氢”“蓝氢”和“绿氢”。“灰氢”指采用化石燃料制取的氢气，如石油、天然气、煤炭制氢等，制氢过程中有大量的碳排放。“蓝氢”指采用化石燃料制取，但过程中采用了碳捕捉及封存技术（CCS）的氢气。“绿氢”指采用可再生能源（如风电、水电、太阳能等）通过电解制氢，制氢过程完全没有碳排放。

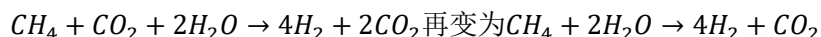
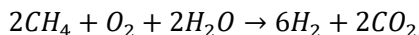
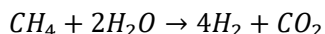
目前，氢的制取主要有以下三种较为成熟的技术路线：一是以煤炭、天然气为代表的化石能源制氢；二是以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的工业副产气制氢；三是以碱性电解水、酸性质子交换膜电解水为代表的电解水制氢。其他制氢方式，例如微生物直接制氢和太阳能光催化分解水制氢等，仍处于实验和开发阶段，尚未达到工业规模制氢要求。

（1）煤制氢

以煤为原料制取 H_2 的方法主要有两种：一是煤的焦化（或称高温干馏），二是煤的气化。焦化是指煤在隔绝空气条件下，在 $900\sim 1000^\circ C$ 制取焦炭，副产品为焦炉煤气。焦炉煤气组成中含 H_2 55%~60%（体积分数）、甲烷 23%~27%、一氧化碳 6%~8%等。每吨煤可得煤气 $300\sim 350m^3$ ，可作为城市煤气，亦是制取 H_2 的原料。煤的气化是指煤在高温常压或加压下，与气化剂反应转化成气体产物。气化剂为水蒸气或氧气（空气），气体产物中含有 H_2 等组分，其含量随不同气化方法而异。气化的目的是制取化工原料或城市煤气。煤制氢需要大型的气化设备，装置投资成本较高，只有规模化生产才具有经济效益，因此，煤制氢不适合分布式制氢，适合于中央工厂集中制氢。

（2）天然气制氢

天然气制氢是通过 CH_4 和水蒸气、氧气介质在高温下反应，生成合成气，再经过化学转化与分离，制备氢气。其总反应方程式为：



蒸汽重整制氢（SMR）在天然气制氢技术中发展较为成熟、应用较为广泛。其生产过程需要将原料气的硫含量降至 1ppm 以下，以防止重整催化剂的中毒，因此制得氢气的杂质浓度相对较低。中国天然气资源供给有限且含硫量较高，预处理工艺复杂，导致国内天然气制氢的经济性远低于国外。

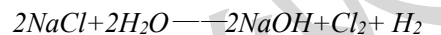
（3）工业副产氢



工业副产氢是指在生产化工产品的同时得到的氢气，主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用（丙烷脱氢、乙烷裂解）、合成氨合成甲醇等工业的副产氢。

1) 焦炉气 (COG) 是炼焦工业中的副产品，主要成分为氢气（含量介于 55%~60%）、甲烷（含量介于 23%~27%）和少量 CO、CO₂ 等。通常每吨干煤可生产 300~350m³ 焦炉气，是副产氢的重要来源之一。当前焦炉气制氢技术已具有相当的规模，可产氢 1000m³/h。我国副产煤气可提供 811×10⁴t/a 的氢产能，氢源占比为 20.0%。焦炉气直接分离氢气成本相对较低，利用焦炉气转化的甲烷制氢亦能实现有效利用，焦炉气副产氢比天然气和煤炭制氢等方式更具经济优势。焦炉气制氢应用发展的关键在于氢气提纯技术的发展和炼焦行业下游综合配套设施的健全。

2) 在氯碱工业中，通过电解饱和 NaCl 溶液的方法制取烧碱和氯气，同时得到副产品氢气，可通过 PSA 技术进行纯化分离。每制取 1t 烧碱便会产生大约 280m³（质量约为 25kg）的副产氢气。其反应式如下：



氯碱产氢反应的化学原理和生产过程与电解水制氢类似，氢气纯度可达 98.5%，其中主要杂质为反应过程中混入的氯气、氧气、氯化氢、氮气以及水蒸气等，一般通过 PSA 技术进行纯化分离获得高纯度氢气。氯碱副产氢具有产品纯度高、原料丰富、技术成熟、减排效益高以及开发空间大等优势。

3) 轻烃利用的副产氢主要是丙烷脱氢、乙烷裂解两类。丙烷催化脱氢生产丙烯 (PDH) 技术是指在高温催化条件下，丙烷分子上相邻两个 C 原子的 C—H 键发生断裂，脱除一个氢气分子得到丙烯的过程。该过程原料来源广泛、反应选择性高、产物易分离，副产气体中的氢气占比高、杂质含量少，具有重要的收集利用价值，越来越受到人们的青睐。预期到 2023 年，国内的丙烷脱氢副产氢规模可达 44.54 万吨/年^[12]。

乙烷裂解目前的国内项目基本处于在建或在规划的状态，暂未释放氢气供应的潜力。乙烷裂解制乙烯工艺以项目投资低、原料成本低、乙烯收率高、乙烯纯度高优势引起国内炼化企业的关注。用乙烷裂解方法生产乙烯，每生产 1 吨乙烯大约产生 107.25kg 氢气，乙烷裂解产生的氢气纯度为 95%以上，采用 PSA 提纯后可满足燃料电池用氢标准的要求。^[13]

4) 合成氨与合成甲醇是传统煤化工产品。目前，用于合成氨、合成甲醇的氢气消耗量在中国氢气消耗结构中占比共计可达 50%以上，煤、天然气与焦炉煤气是生产氢气的主要原料。合成氨和合成甲醇生产过程会有合成放空气及驰放气排出，其中氢气含量在 18%~55%

之间。合成氨醇企业可通过回收利用现有合成放空气及驰放气、调整下游产品结构等途径实现氢气的外供。

（4）电解水制氢

电解水制氢是在直流电作用下将水进行分解进而产生氢气和氧气的一项技术，该技术可以采用可再生能源电力，不会产生 CO₂ 和其他有毒有害物质的排放，从而获得真正意义上的“绿氢”。电解水理论转化效率高、获得的氢气纯度高。电解水制氢技术主要分为碱性电解水（ALK）、酸性质子交换膜电解水（PEM）、高温固体氧化物电解水（SOEC）以及其他电解水技术。

表 3 为几种电解水方式的主要参数与区别。其中，固体氧化物电解水需在 800°C 以上进行，高温反应需要热源以维持反应的进行，并且材料的耐受性仍需进一步探索，因此目前仍处于研究阶段。碱性电解水和质子交换膜电解水工艺的操作温度较低，但质子膜电解水工艺采用的膜成本较高且需要贵金属催化剂，因而制氢成本较高，碱性电解水可采用非贵金属催化剂从而降低制氢成本。综上所述，碱性电解水的操作条件易实现、投资费用低、使用寿命长、维护费用也更低，因此，也是目前工业应用化最多的一种技术。但同时碱性电解水也存在电解效率低，需要使用具有强腐蚀性的碱液等缺点，也亟需进一步优化解决。

表 3 不同种类电解水的参数

参数类型	碱性电解水	质子交换膜电解水	高温固体氧化物电解水
电解质/隔膜	30%KOH/石棉膜	纯水/质子交换膜	固体氧化物（YSZ）
工作温度/°C	<90	<80	>800
电流密度/（A cm ⁻² ）	1~2	1~10	0.2~0.4
工作效率/（kWhm ⁻³ ）	4.5~5.5	<4.0	100%（理论）
产氢纯度/%	99.8	>99.99	>99.99
产业化程度	成熟	较成熟	未产业化
电解槽成本/（元 kW ⁻¹ ）	2600~4000	6500~9800	~13000

目前国内碱性电解水制氢成本在各电解水制氢技术路线中最具经济性，碱性电解槽基本实现国产化，但是质子交换膜电解水 PEM 电解槽、质子交换膜等关键材料与技术仍需依赖进口。此外，碱性电解槽单槽产能已达到 1000m³/h，国内已有兆瓦级制氢应用，规模化使其在设备折旧、土建折旧、运维成本上低于 PEM 电解。

（5）各种制氢工艺的优缺点



从各制氢路径的特点来看，传统制氢工业中以煤、天然气等化石能源为原料，制氢过程产生 CO₂ 排放，制得氢气中普遍含有硫、磷等危害燃料电池的杂质，对提纯及碳捕获有着较高的要求。焦炉煤气、氯碱尾气等工业副产提纯制氢，能够避免尾气中的氢气浪费，实现氢气的高效利用，但从长远看无法作为大规模集中化的氢能供应来源；电解水制氢纯度等级高，杂质气体少，易与可再生能源结合，被认为是未来最有发展潜力的绿色氢能供应方式。

各制氢方式优劣势对比情况如表 4 所示：

表 4 主要制氢路径及其优缺点

制氢方式	原料	优点	缺点	碳排放（每 1kg 氢气）	未来趋势
化石能源制氢	煤	技术成熟，成本低；来源广泛；适合大规模制取。	制氢过程存在碳排放问题，须提纯及去除杂质。	19-29kg	当前主流，未来结合 CCS 技术可实现低排放，在化石燃料储量丰富的国家将持续占据重要地位
	天然气	技术成熟，来源广泛；适合大规模制取。		10.86-12.49kg	
工业副产氢	轻烃利用	将富含氢气的工业尾气作为原料，回收提纯制氢，所获氢气在成本和减排方面有显著优势。测算工业副产制氢的成本可控制在 3.36-16.8 元/kg，优于其他所有制氢工艺。	须提纯及杂质去除，无法作为大规模集中化的氢能供应源。	<5kgCO ₂	短中期看，化工副产氢气最适合大规模推广，成为燃料电池的主要供氢来源，将过往浪费的副产氢气充分利用；但从长远看，化工副产氢气受限于主产品的产能限制，未来必然会遭遇产能瓶颈。
	焦炉煤气				
	氯碱			3.29~3.85kgCO ₂	
	合成氨合成甲醇				
电解水制氢	电、水	工艺过程简单，制氢过程不存在碳排放	尚未实现规模化应用，成本较高。	无排放	结合可再生能源开发利用，电解水制氢在实现技术突破后有望后来居上，成为长期供氢的主流来源。

资料来源：依据《中国氢能产业发展报告 2020》修改。

2.1.2.2 我国制氢现状

中国是世界上最大的制氢国，2022年我国氢气产能约为4100万吨/年，产量为3781万吨/年。预测在2030年碳达峰愿景下，我国氢气的产量预期将超过5000万吨/年。目前我国氢制取几乎都来自化石能源制氢和工业副产氢，这两种制氢路径技术成熟、产量大且产能分布广、成本低，但是大多属于碳基能源制取的灰氢，其碳排放比较高^{[14][15]}。根据国际能源署汇总数据，在中国生产氢气各种不同技术路径的成本、碳强度如图8所示。煤制氢成本最低，但是排放很高，可再生能源制氢无碳排放，其成本是煤制氢的三倍。

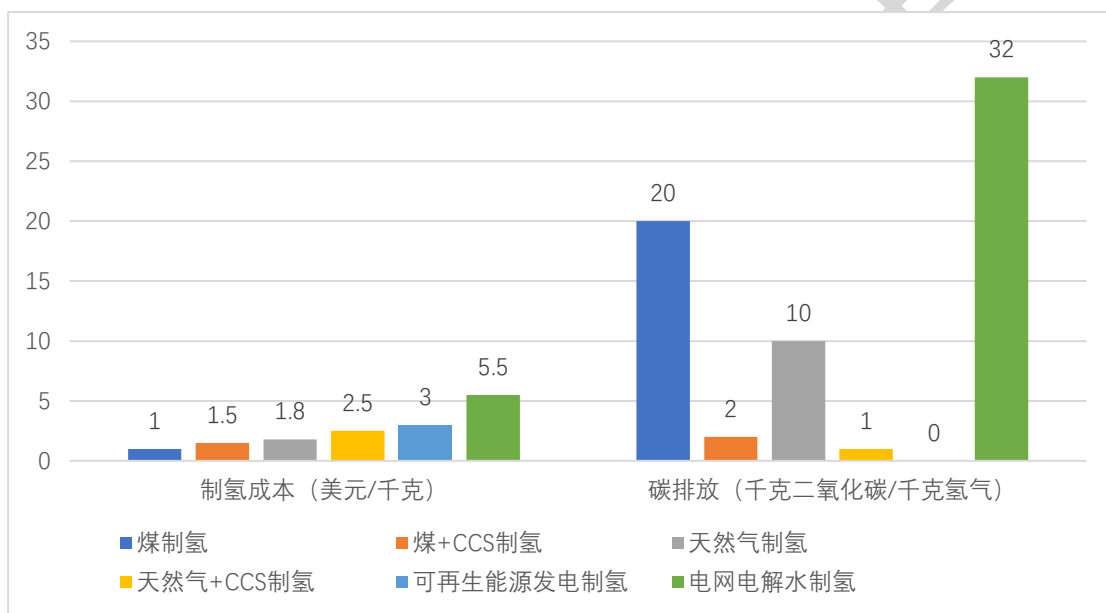


图8 中国不同路径制氢成本及碳排放情况

数据来源：据国际能源署数据修改

(2) 我国氢源以煤炭为主，可再生能源电解水制氢受成本过高的制约，占比很小

当前，我国的氢源结构与世界氢源结构差距较大。从全球的氢源结构来看，氢气有48%来源于天然气、30%来自于副产氢、18%来源于煤炭，而我国目前仍是以煤制氢为主，占比达62%，天然气制氢占比19%，石油制氢、工业副产气制氢占比18%，而电解水制氢仅占1%（图9）。我国的氢源结构与“富煤、缺油、少气”的资源禀赋有关，但可再生能源电解水制氢占比小，主要限制因素是成本过高，其中电价占总成本的60%~70%。虽然近年来，我国风光发电成本出现了较大幅度的下降，部分地区已经实现了平价上网，但是目前可再生能源电解水制氢的综合成本仍然约是煤制氢的三倍（图8），是煤制氢+CCS综合成本的二倍，因此，短期内，电解水制氢仍无法完全替代化石燃料制氢。

■ 煤制氢 ■ 天然气制氢 ■ 副产氢 ■ 电解水制氢 ■ 煤制氢 ■ 天然气制氢 ■ 副产氢 ■ 电解水制氢

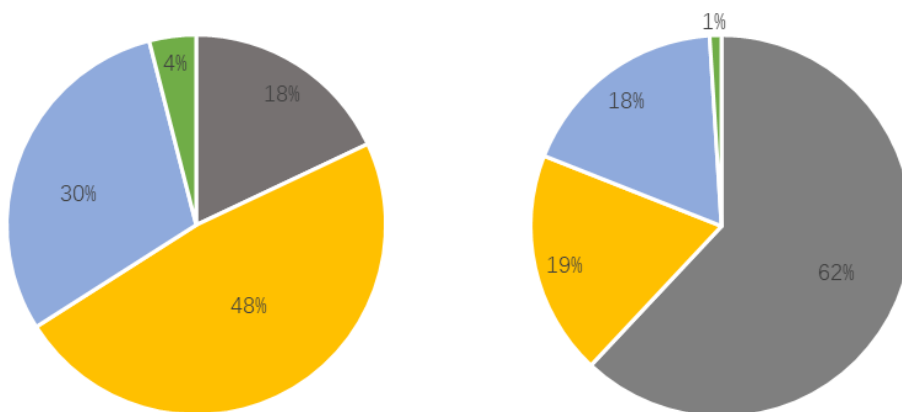


图9 全球（左）与中国（右）氢源结构对比图^[16]

2.1.3 储氢：以 III 型储氢瓶高压气态储氢方式为主，储氢技术及设备与国外差距较大

由于氢在常温常压下为气态，密度仅为空气的 1/14，所以提高氢的储运效率是产业发展的关键。根据氢的物理特性与储存行为特点，可将各类储氢方式分为：压缩气态储氢、低温液态储氢、有机液态储氢和固态储氢等。

(1) 高压气态储氢以气罐为储存容器，其优点是成本低、能耗相对小，可以通过减压阀调节氢气的释放速度，充放气速度快，动态响应好，能在瞬间开关氢气。现阶段，我国推广的氢燃料电池车大多采用公称工作压力为 35MPa 的 III 型车载储氢瓶，70 MPa III 型储氢瓶已开始逐渐推广，但是受制于高端碳纤维技术不够成熟，我国目前采用的 III 型高压储氢瓶，其储氢压力、密度与国外的 IV 型瓶有一定差距（表 5），并且关键零部件仍依赖进口。IV 型储氢气瓶因其内胆为塑料，质量相对较小，具有轻量化的潜力，比较适合乘用车使用，目前丰田公司的燃料电池汽车 Miria 已经采用了 IV 型气瓶的技术，并且正在积极研发全复合材料的无内胆储罐（V 型）储氢瓶。V 型储氢瓶是指不含任何内胆、完全采用复合材料加工而成的压力容器，长期以来 V 型压力容器一直被认为是压力容器行业产品和技术的制高点。V 型瓶的技术目前市场上尚在起步阶段，各行业都在密切关注 V 型瓶的技术的发展和机会。而我国目前 IV 型储氢瓶还处于初步量产水平，与国际先进水平差距较大。

表 5 国内外储氢瓶技术参数对比（据文献^[17]修改）

公司名称	型号	容积 (L)	工作压力	储氢密度	重量 (kg)	储氢量 (kg)
Hexagon Lincoln Inc	IV	64	70MPa 以上	48.8	43	2.6
丰田 Mirai	IV	60	70MPa 以上	48.8	42.8	2.45
国内储氢瓶	III	52	30-70MPa	40.4	52	2.1

(2) 液氢是一种高能、低温的液态燃料，沸点为 -252.65°C ，密度为 0.07 g/cm^3 ，其密度是气态氢的 845 倍。通常，低温液态储氢是将氢气压缩后冷却到 -252°C 以下，使之液化并存放在绝热真空储存器中。与高压气态储氢相比，低温液态储氢的储氢质量和体积储氢能量密度都有大幅度提高。仅从质量和体积储氢密度分析，低温液态储氢是比较理想的储氢技术，是未来重要的发展方向，它的运输能力是氢气运输的十倍以上，可配合大规模风电、水电、光电或核电电解水制氢储运。但是，液态储氢技术成本高、易挥发、存在运行安全隐患等问题，商业化难度大，还需向着低成本、低挥发、质量稳定的方向发展。我国液氢技术主要应用在航天领域，民用领域尚处于起步阶段，氢液化系统的核心设备仍然依赖于进口^[18]。

(3) 液态氢化物储氢是通过不饱和烃类（如苯、甲苯、萘类等）和对应的饱和烃类（如环己烷、甲基环己烷、四氢或十氢萘等）与氢气发生可逆反应（加氢与脱氢反应）来实现储放氢气。该技术先将液体有机氢能载体催化加氢储能，再将加氢后的液体输送至各站点分发，最后输入脱氢反应装置中发生催化脱氢反应，将释放的氢气供应给用户。相比其他储氢方式，该技术储氢量大、能量密度高，且在常温常压下即可稳定存在，储存设备简单，同时还具有多次循环使用等优点。但目前还存在着脱氢能耗大、高效低成本脱氢催化剂技术等瓶颈有待于突破。

液氨储运氢：氨作为富氢分子，用它作为能量载体，是氢气运输的另一种方式。氨可以在 -33°C 的温度下进行液化，也可以在 20°C 环境温度和约 0.9 MPa 的压力下液化。在常规的氨运输中，通常选择冷却和加压存储的组合。液氨的氢体积密度是液化氢本身的 1.5 倍。因此较之于液氢，同等体积的氨可以输送更多的氢。目前海上运输或管道进行工业级的氨运输已经发展得很成熟，在全球大约有 120 个港口设有氨进出口设施^[19]，如美国的 NuStar 氨系统管道，全长约 3 200 km；俄罗斯的 Togliatti-Odessa 氨管道，全长约 2 000 km。但氨是有毒的化学物质，皮肤摄入、吸入或接触后，即使剂量很小，也具有破坏性或致死性。氨用作氢载体时，其总转化效率比其他技术路线要低，因为氢必须首先经化学转换为氨，并在使用地点重新转化为氢。两次转化过程的总体效率约为 35%，与液化氢 30%~33%的转化效率基本接近^[20]。

(4) 固态储氢是一种通过吸附作用将氢气加注到固体材料中的方法，储氢密度约是同等条件下气态储氢方法的 1000 倍，而且吸氢、放氢速度稳定，可以保证储氢过程的稳定性。与高压气态储氢和液态储氢相比，固体储氢技术储氢密度高、安全性好，应用前景良好，但这种储氢方式的发展和应用需要依赖储氢材料的开发和利用，我国仍然处于试验阶段。

表 6 不同储氢技术

分类	技术原理	优点	缺点	技术成熟度	国内技术水平
压缩 气态 储氢	将氢气压缩于高压容器中，储氢密度与储存压力、储存容器类型相关。	技术成熟、充放氢速率可调。	体积储氢密度低、容器耐压要求高。	发展成熟，广泛应用于车用氢能领域。	关键零部件仍依赖进口，储氢密度较国外低。
低温 液态 储氢	低温（20K）条件下对氢气进行液化。	体积储氢密度高、液态氢纯度高。	液化过程能耗高、容器绝热性能要求高、成本高。	国外约 70% 使用液氢运输，安全运输问题验证充分。	民用技术处于起步阶段，与国外先进水平存在差距。
液态 氢化 物储 氢	通过液态有机物与氢气发生可逆反应（加氢与脱氢反应）来实现储放氢气。	储氢密度高、安全性较好、储运方便。	涉及化学反应、技术操作复杂、含杂质气体、往返效率相对较低，释放条件较为苛刻等。	距离商业化大规模使用尚远。	处于攻克研发阶段。
固体 储氢	利用金属合金、碳质材料、有机液体材料、金属框架物等对氢的吸附储氢和释放的可逆反应实现。	储氢体积密度高，能耗低，安全性好。	普遍存在价格高、寿命短或者储存、释放条件苛刻等问题。	大多处于研发试验阶段。	与国际先进水平存在较大差距。

2.1.4 运氢：以 20MPa 高压气氢拖车运输为主，正在逐步探索管道掺氢输送方式

在氢能运输方面，适用于大规模氢能运输的技术方案主要有高压气氢拖车、液氢槽车、管道输氢三种方式。我国目前主要采取高压气氢拖车运输的方式，液氢槽车运输方式相较于高压气氢拖车，可使单车储运量提高约九倍，还能提高氢气纯度，但是氢气液化过程的能耗和固定投资较大，液化过程的成本占到整个液氢储运环节的 90% 以上，还不适合应用于我国民用市场。管道输氢方式，包括纯氢（气氢和液氢）管道输送和天然气掺氢管道输送。目前我国氢气输送管网建设里程不足，仅仅只有 400km^[9]，尚未建成完善的氢气管道输送体系。天然气掺氢管道输送方面，目前还处于探索示范阶段，2019 年，国家电投在辽宁省朝阳市开始实施首个电解制氢掺入天然气示范项目，2020 年，国家电投中央研究院在河北张家口启动“天然气掺氢关键技术研发及应用示范”项目，预计每年可向张家口市市区输送氢气 440 万立方米^[2]。

从经济性角度考虑，采用管网大规模、长距离输送氢气比高压气氢拖车、液氢槽车输送氢气更显优势，但是在技术层面上，管道输氢还面临管材评价、安全运行、工艺方案及标准

体系等方面诸多关键难题亟待解决，未来还需展开大量研究工作。

表 7 氢储运的方式及特点

分类	年输氢可用量 ^a	适用场景	特点
20MPa 高压气氢拖车	78.8-100.8 吨/辆	规模较小、运输距离较短	单车装载量约 350kg，装卸时间各需 4-8h，技术及产品成熟，前期投资小
液氢槽车	1047.6 吨/辆	规模较大、长距离运输	单车装载量约 3000kg，装卸时间 1-2h，液化成本高，未来采用混合工质预冷等方案降低液化成本
管道气氢	9.2 万吨	大规模用氢、应用多领域	可解决氢气资源与应用市场空间分布不均问题，前期投资大，存在氢脆等技术难点。

a: 按运输距离 100km、单日 1 次（气氢与液氢公路运输）往返计算。受安全要求限制，气氢拖车单车实际可运氢量一般为装载量的 60-80%不等。该测算只基于单车或管道的氢气技术可运输量，不考虑由于商业运营等带来的运输效率降低。

表 8 中国纯氢管道统计表

管道名称	长度	管径	概况
扬子—仪征氢气管道工程	40.4km，其中埋地 29km，架空 11.4km。	325mm、150mm，其中管径 150mm 段 2.4km。	2013 年建成投入使用，首站设计压力 4MPa，设计温度 60℃，输送能力 4×10 ⁴ t/a。
巴陵—长岭氢气管道工程	42km，其中埋地 24.2km。	406mm	2014 年建成投入使用，是迄今中国已建最长氢气管道，采用 20 号无缝钢管，壁厚 11mm，设计压力 5MPa，设计输量 7×10 ⁴ m ³ /h。
济源—洛阳氢气管道工程	25km	508mm	2015 年建成投入使用，是迄今中国已建管径最大、压力最高、输量最大氢气管道，采用 L245 无缝钢管，壁厚 11.1mm 或 11.9mm，采用常温型三层 PE 外防腐层，设计压力 4MPa，输气能力 10.04×10 ⁴ t/a。
扬子石化—金城化学氢气管道工程	2.5km	100mm	2019 年建成投入使用，年输送工业氢气 3000t，输量 5000m ³ /h。
定州—高碑店氢气管道工程	164.7km	508mm	是迄今中国规划建设距离最长、输量最高、第一条燃料电池级氢气管道项目，采用 L245 钢管，设计压力 4MPa，最大输量约 10×10 ⁴ t/a。
通辽纯氢示范应用项目	7.8km	400mm	设计输量约 10×10 ⁴ t/a。

2.1.5 应用：主要应用于能源及石化、化工领域，其他领域处于试验或小规模应用阶段

氢气目前主要应用于能源及石化、化工领域^[21]，但随着技术的发展，应用场景逐渐扩展到钢铁冶金、储能、建筑、发电、天然气掺氢等领域。

（1）在能源领域，氢燃料电池汽车发展迅速，但加氢站布局分散，建设成本较高

在能源领域，氢气主要以氢燃料电池为载体应用于交通领域，近年来发展迅速。氢燃料电池具有能量密度高、能量转化效率高、零碳排放等优点，主要包括质子交换膜燃料电池（PEMFC）和固体氧化物燃料电池（SOFC）两大类^[21]。近年来我国氢燃料电池装机规模屡创历史新高，数据显示，2021 年全年累计装机量 173.4 兆瓦，同比增长 119%，2022 年累计装机量 506 兆瓦，同比增长 191.7%。我国氢燃料汽车销量及保有量呈增长态势，据中国汽车工业协会统计，2016-2019 年中国氢燃料电池汽车销量快速上升，2019 年达 2737 辆，2020 年受疫情影响，销量下滑至 1177 辆，但 2021-2022 年销量开始反弹，分别销售 1586 辆、3744 辆，截至 2022 年底，氢燃料汽车累计保有量达到 12682 辆（图 10）。

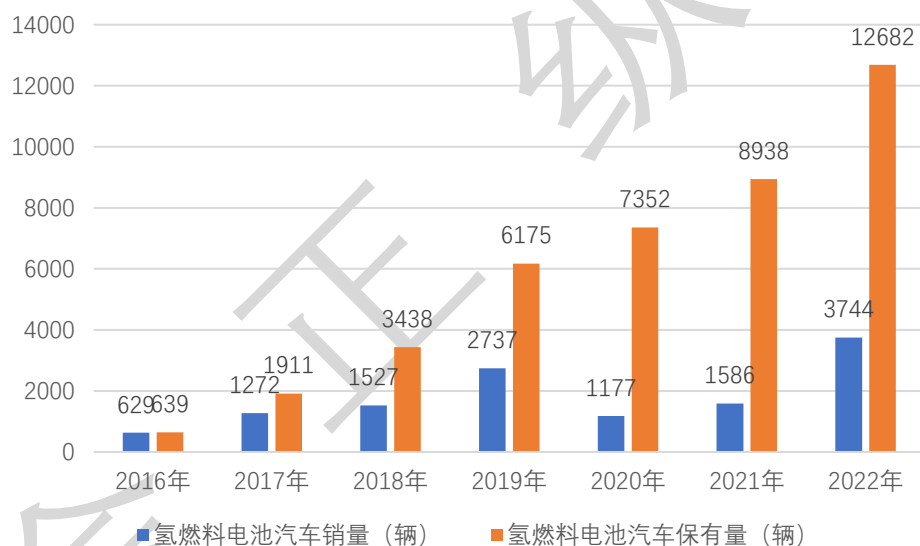


图 10 2016-2021 年中国氢燃料电池汽车销量及保有量

数据来源：金正纵横《世界与中国能源转型发展研究报告 2022》

加氢站作为氢能源产业、氢能源下游应用发展的重要基础设施，是氢能产业建设布局的重点。据中国氢能联盟统计，截至 2022 年，我国已建成加氢站共 310 座。随着燃料电池汽车保有量的不断增加，以及中石化、中石油等能源央企的入局，国内加氢站数量明显增加，远期目标建设 10000 座加氢站，供应包含 500 万辆燃料汽车在内的需求。目前我国加氢站建设布局比较分散，分布于 20 多个省份。其中广东省建设规模最大，至 2022 年 8 月累计建成了 39 座，但整体建设仍不能满足氢燃料电池汽车发展的需求。此外，由于我国加氢站中的

压缩机、加氢机等关键设备部件（如阀门、垫圈等）主要依赖进口，设备购置费成本较高，加氢站的建设成本远高于加油站和加气站。

（2）氢气在传统石化、化工领域已有成熟应用，但绿氢化工仍处于探索示范阶段

在传统石化、化工领域，氢气已经有长期、大量的应用，应用场景包括炼油化工加氢、化工合成氨、尿素、甲醇等。这些领域技术路线成熟，目前面临的主要挑战为，在碳排放约束下，如何改进工艺，降低能耗及碳排放，降低成本^{[1][21]}。绿氢化工是实现石化、化工行业脱碳的重要途径，壳牌公司在 2018 年就推动了绿氢对灰氢的减量替代行动，其在德国莱茵州的炼化厂建设 10 兆瓦的 PEM 电解制氢装置，绿氢年产量达到 1300 吨，氢气产能可完全满足精炼厂全面使用需求^[1]。2020 年 1 月，我国首个太阳能燃料生产示范工程——“太阳能甲醇”示范项目在兰州新区精细化工园区落地，该项目由光伏发电、电解水制氢、二氧化碳加氢合成甲醇三大系统单元组成，年产甲醇约 1440 吨，该示范项目重点研究高效电解水制氢以及固溶体催化剂催化二氧化碳加氢合成甲醇技术。2021 年 11 月，中国石化新疆库车绿氢示范项目启动建设，项目将新建装机容量 300 兆瓦、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站，年产能 2 万吨的电解水制氢厂，所产氢气将由管道输送至塔河炼化公司用于炼油装置生产。这些示范项目的启动建设，标志着我国绿氢化工产业已迈出了重要一步，但是该产业还面临技术、经济效益等方面的挑战，未来还需继续研究和探索。

（3）氢气在钢铁冶金、储能、建筑、发电、天然气掺氢等领域的应用仍处于初级阶段

在钢铁冶金、储能、建筑、发电、天然气掺氢等领域，我国目前主要处于试验阶段或者小规模应用阶段。以钢铁冶金为例，用氢气代替焦炭作为还原剂进行钢铁冶金是钢铁行业实现深度脱碳目标的重要路径，但是目前受制于成本较高，全球仅有瑞典、德国等少数国家发布了氢冶金技术案例。我国的钢铁企业从 2019 年开始，也在积极探索氢能冶金，主要参与者包括宝武集团、河钢集团和中国钢研等企业，但目前项目尚处于工业性试验阶段，其基础设施不完善、相关标准空白、成本较高、安全用氢等问题依然存在^[2]。

2.2 我国氢能产业发展存在的问题

2.2.1 各地方政策规划同质化严重，缺乏统筹协调，全国统一大市场尚未形成

首先，我国氢能产业政策规划呈现“自下而上”的特点，地方政府积极性很高，在 2019-2021 年就纷纷制定相应规划和政策多达 40 余项。例如，《广州市氢能产业发展规划（2019-2030 年）》《青岛市氢能产业发展规划（2020-2030 年）》《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025 年）》等，但国家层面的氢能发展规划至 2022 年 3 月才正式发布。这就导致各地氢能

产业布局同质化严重，例如，在青岛和北京市的发展规划中，对于氢能制取、加注、燃料电池等重点领域，都布局了相似的研发方向，同时将燃料电池汽车列入重点发展任务。由于各地政府竞相布局，缺乏国家层面的统筹协调，造成了资源浪费，也可能导致无序竞争，不利于形成全国统一的大市场。

其次，市场预期目标高于国家层面的规划目标，2016年中国标准化研究院和氢能标准化技术委员会联合发布了《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》^[22]、2020年中国汽车百人会发布了《中国氢能产业发展报告 2020》^[1]以及兴业证券等众多投资机构^[23]发布的专题报告均预测 2025 年我国燃料电池车辆保有量将达到 10 万辆，但是 2022 年国家出台的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，提出 2025 年我国燃料电池车辆保有量约 5 万辆的规划目标。国家规划目标低于行业协会、投资机构市场预期目标，体现了国家对氢能产业“稳慎”的发展思路，但由此可能影响氢能产业的投资热情。

2.2.2 技术创新不足，产业链各环节部分关键技术水平与国外差距较大

目前我国氢能产业技术与装备已经取得了很大进步，煤制氢、工业副产气制氢、20MPa 高压气态储氢、加氢技术等均已成熟，但与日本、韩国、欧美等氢能产业前沿国家相比，我国氢能产业各环节中仍然有很多关键技术存在瓶颈，与国外技术水平差距较大^[1]（表 9）。

表 9 我国氢能产业链中与国外差距较大的关键技术

资料来源：金正纵横《世界与中国能源转型发展研究报告 2022》

产业链	关键技术及难点问题
制氢	<p>在可再生能源电解水制氢领域：</p> <p>（1）碱性电解水制氢技术和 PEM 协同与可再生能源发电的适配性还有待于进一步提升；</p> <p>（2）酸性质子交换膜制氢技术需要的电催化剂和质子交换膜材料，长期被美国和日本等企业垄断，对外依存度高。目前美国杜邦公司的 Nafion 全氟磺酸膜在全球市场具有超过 90% 占有率，技术突破难度大。</p>
储运	<p>（1）气态储氢： III 型高压储氢瓶关键零部件仍依赖进口，IV 型瓶初步具备量产水平，70MPa 高压储氢技术方面还处于试验阶段；</p> <p>（2）液态储氢方式在民用领域尚处于起步阶段，氢液化系统的核心设备依赖进口；固体储氢方式还处于研发试验阶段；</p>

产业链	关键技术及难点问题
	(3) 管道输送氢：管材氢脆问题研究与评价技术、氢的泄漏与全程监测技术、氢气压缩技术等关键技术亟待研究突破。
加注	(1) 加氢站中的压缩机、加氢机等核心设备中的阀门、垫圈等关键部件目前主要依赖进口； (2) 70MPa 气态加氢站处于试验阶段，目前没有液氢储运加氢站。
应用	(1) 燃料电池：氢燃料电池发动机系统功率密度多项指标已达国际先进水平，但基础材料和核心零部件依赖于国外供应商，亟待解决国产化开发问题； (2) 其他领域，例如钢铁冶金领域，国内正在探索试验，主要依赖与外企的合作；天然气掺氢等高位热领域，已有示范区，但是技术水平与国外存在差距；在建筑领域，美国和日本微型热电联供国外已经商业化，我国处于初步研发阶段。

2.2.3 基础设施建设不足，影响氢能应用场景的推广^[24]

城市加氢站、输氢管道等基础设施建设不足是影响中国氢能产业发展的重要因素。在加氢站方面，截止 2022 年底累计建成 310 座加氢站，距离 2025 年至少 1000 座的建设目标还相差甚远。此外，加氢站建设还存在布局分散、建设成本高、建设审批流程复杂、归口管理不明确等问题^[25]，这些因素也严重影响了加氢站的建设速度及燃料电池汽车的应用推广。在输氢管道方面，我国目前仅有 400 千米的输氢管道，与美国 2500 千米、欧洲 1569 千米相比差距很大，极大地制约了氢能储运业务发展。同时，输氢管道建设也面临着设计建造标准不明^[26]、建设成本过高等问题，成为氢能基础设施发展的另一个重要障碍^[27]。

2.2.4 氢能产业处在培育初期，产业链各环节成本较高，商业化推广困难

我国氢能产业处在产业化培育初期，在未来很长一段时期内，成本高将是制约企业布局氢能产业的关键因素^[28]。首先，在碳排放约束下，化石能源制氢成本大幅度提高，而可再生能源制氢成本在短期内还很难降低；其次，我国还未建立完善的氢储运管道体系，且主要能源供应区域和主要能源消费城市之间在地理空间上不匹配，进一步加大了氢储运成本；最后，在应用端，与先进国家相比，总体在产业规模、产品性能、核心技术研发、材料制造及成本、标准体系、应用场景等方面均有一定差距。此外，我国氢能仍处于产业培育初期，商业模式创新不足，市场应用场景及规模还有限，也影响了氢能的经济效益。当前用氢端需求关注的方向主要集中在氢燃料电池及其交通工具方面，而钢铁冶金、发电、储能、天然气掺

氢等应用场景目前成熟度偏低、规模不大。

2.2.5 标准规范建设尚未形成完整体系，储运、加氢、安全等领域的标准规范仍不健全

目前我国已经制定了与氢气/氢能相关的标准规范 100 余项（见附表一、二），其中国标 80 项，行业标准 24 项，企业标准若干。按照制氢、储运氢、加氢、燃料电池等不同领域进行细分，其中 63 条标准是关于燃料电池领域，制氢标准 19 条，氢能储运和加氢标准分别为 8 条和 10 条。整体而言，涉及氢品质、储运、加氢站和安全等内容的技术标准较少，行业标准较少^[21]，例如在可再生能源制氢、液态储氢、工业用绿氢等新型氢能领域的技术工艺、装置设备及生产运营环节，急需一套健全的国际、国家或行业标准，以此来规范氢能行业市场健康发展。

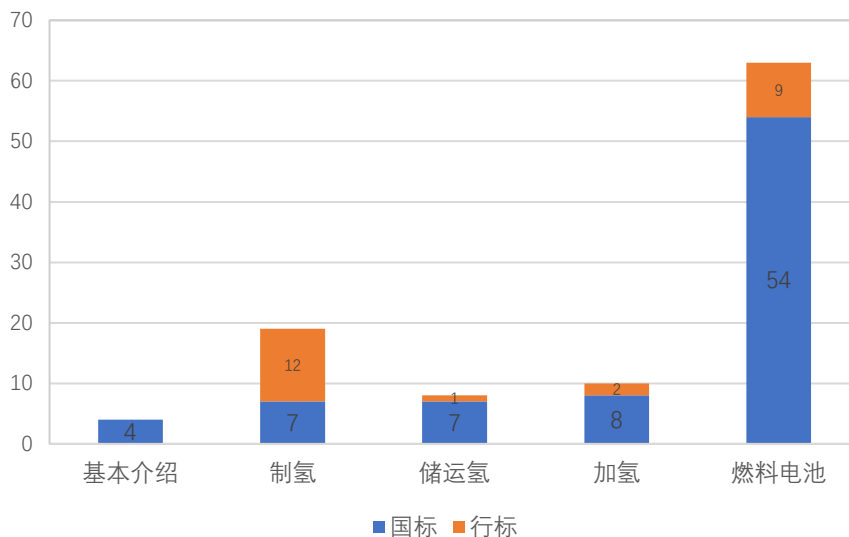


图 11 我国发布的氢气/氢能相关标准情况

3、我国氢能产业发展政策建议^{[29][30]}

3.1 加强政策引导，统筹氢能产业发展布局

结合我国氢能产业发展实际，需要进一步加强政策的引导，在氢能产业发展战略规划的指引下，统筹各省、市、地方企业氢能产业布局、区域布局、技术布局，避免资源浪费及无序竞争，以推动氢能和其他能源协同发展。同时，还需要加强引导各省市扶持政策的出台力度，加快构建针对性强、协同性高的产业政策体系^[31]。

3.2 实施龙头企业保链稳链工程，以技术创新为价值引领，加强关键技术、材料的研发攻关

2022 年，我国政府工作报告明确提出“要增强制造业核心竞争力，加强原材料、关键零部件等供给保障，实施龙头企业保链稳链工程，维护产业链、供应链安全稳定”。氢能是我

国实现绿色低碳转型的重要载体，面对当前氢能产业链环节的技术瓶颈，要充分发挥龙头企业的创新引领作用，依托龙头企业整合行业优质创新资源，布局产业创新中心、工程研究中心、技术创新中心、制造业创新中心等创新平台，加快攻克低成本制氢、氢能储运、燃料电池等关键核心技术，努力消除“卡脖子”隐忧。本研究对氢能产业链各环节的技术发展方向进行了预判，提出了氢能产业技术研发重点方向^[32]，见表 10。

表 10 氢能产业技术发展预判及技术研发方向

资料来源：金正纵横《世界与中国能源转型发展研究报告 2022》

产业链	技术发展趋势预判	技术研发方向
制氢	短期： 化石能源制氢+CCUS 技术； 中长期： 可再生能源电解水制氢技术。	氢气提纯技术、CCUS 技术；研发降低铂系金属载量的新型催化剂、质子交换膜等材料、高效大功率碱水电解槽设备；发展生物制氢和太阳能光解水制氢技术。
储运氢	短期： 高压气态储氢； 中长期： 低温液态储氢；固体储氢；有机液体储氢；复合储氢技术。	研究方向为：提高储氢密度、降低能耗成本、提高有机液体储氢脱氢效率。研发 70MPa 高压储罐、氢气压缩机、液氢泵、氢气液化装备；碳纤维和碳纳米管等碳质储氢材料；发展有机氢化物储氢技术，探索复合储氢技术。
	短期： 高压气氢拖车 中长期： 管道输氢、有机液体管道输氢。	研究高性能的管材，发展管材评价技术、氢的泄漏与全程监测技术、氢气压缩技术等。
加氢	短期： 35MPa 加氢站； 中长期： 70MPa 加氢站，液氢加注站。	研发高压压缩机、加氢枪等设备，提高设备的稳定性与精度等；加强在加注安全、计量、过程控制、设备、建站设计及标准等方面的研究。
应用	短期： 石化、化工、燃料电池、钢铁冶金； 中长期： 天然气掺氢、储能、建筑、发	改进优化氢化工（石油化工加氢、合成氨、尿素、合成甲醇）技术，降低能耗、碳排放；研发氢冶金技术、天然气掺氢技术、高效储能技术；研发燃料电池轨道交通产品，分布式发电产品，微型热电联供系统等。



	电等。	
--	-----	--

注：表中短期指 2022-2025 年，中长期指 2025-2035，2035-2050 年。

3.3 依托我国成熟的加油站点布局及管道建设基础，加快推进氢能基础设施建设

油气企业在推进氢能基础设施建设上有巨大的优势。在加氢站建设上，我国油气企业在全国各地都有成熟的加油站点网络布局，依托加油站建设加氢站有地理位置优势，审批也更快捷。目前我国已有超过 12 万座加油站，在现有加油站的基础上，增设储氢、加氢设施，建设油/氢合建站，可节约 20%~30%投资，并可依托现有强大的油品物流配送体系，建立氢能物流体系等。在输氢管道建设方面，目前长输管道建设由国家管网公司统一规划建设，我国已经建成 11 万千米以上的天然气管道，管道网络覆盖面非常广，可依托现有的天然气管道，逐步展开天然气掺氢示范。此外，可依托化工园区管道建设需求，建立输氢管道示范工程，发展氢气输运管道设计、建造技术以及相关核心装备的制造技术。

3.4 加强财政扶持及企业间合作，创新运营模式、加强示范应用，提升氢能经济性

要依靠政府扶持、企业间合作^[33]、创新运营模式、加强示范应用等多种手段的持续运行，逐步降低成本。在政府扶持方面，国家及地方政府可提供优惠的土地使用、税费支持以及氢能示范项目在融资、贷款准入、期限、利率等方面的支持；在企业间合作方面，产业链各环节的企业间加强对接交流，洽谈合作，获取技术支持，拓宽资金渠道，分散投资风险；在运营模式方面，可探索“干线门站模式和城市氢气分输”相结合的方式，实现大规模低成本的制氢、储氢和输氢^[34]，同时可借助数字化转型的契机，探索自动化加氢站的运营模式，降低运营成本；在示范应用方面，因地制宜推动氢能在交通、储能、发电、工业等领域的示范应用，拓展应用场景，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。

3.5 加强国际合作，依托氢能制储输用示范工程，建立完善氢能产业标准体系

要进一步推动氢能产业发展标准化管理，加快完善氢能标准顶层设计和标准体系。充分依托我国氢能“制储输用”等示范工程项目，积极探索并建立完善氢能标准体系，支撑氢能全产业链发展。重点围绕氢能质量、氢安全等基础标准，制氢、储运氢装置、加氢站等基础设施标准，交通、储能等氢能应用标准，增加标准有效供给。鼓励龙头企业积极参与各类标准研制工作，支持有条件的社会团体制定发布相关标准，加强企业间的交流与合作，提升标准的等级和影响力。要进一步加强氢安全、氢贸易、检测认证、标准规范等方面的国际交流与合作，吸收国外氢能核心标准建设经验，例如在车用氢能安全标准体系，可参考借鉴日本的标准及法律法规体系，典型的有《高压气体保安法》《消防法》《建筑基准法》《加氢站安

全检查标准》等。此外，可充分发挥我国属于 ISO P 成员国的重要地位和影响力，积极参与氢能国际化标准的制定。

第一，增加行业标准数量，发挥其对标准体系的补充、完善作用，为此需赋予中国氢能产业联盟制定行业标准的权限；第二，优化中国氢能技术标准分布，提高氢储运与加注和氢能应用等技术类别的覆盖度，以保障氢能产业从定点示范运营到城市群大规模推广的顺利升级。

附表一 我国氢能相关的国家标准

序号	分类	标准号	标准中文名称	发布日期	实施日期
1	基本术语	GB/T 24499-2009	氢气、氢能与氢能系统术语	2009/10/30	2010/5/1
2		GB/T 3634.1-2006	氢气 第1部分：工业氢	2006/1/23	2006/11/1
3		GB/T 3634.2-2011	氢气 第2部分：纯氢、高纯氢和超纯氢	2011/12/30	2012/10/1
4		GB/T 40045-2021	氢能汽车用燃料 液氢	2021/4/30	2021/11/1
5	制氢	GB/T 19774-2005	水电解制氢系统技术要求	2005/5/25	2005/11/1
6		GB/T 37563-2019	压力型水电解制氢系统安全要求	2019/6/4	2019/10/1
7		GB/T 37562-2019	压力型水电解制氢系统技术条件	2019/6/4	2020/1/1
8		GB/T 34540-2017	甲醇转化变压吸附制氢系统技术要求	2017/10/14	2018/5/1
9		GB 32311-2015	水电解制氢系统能效限值及能效等级	2015/12/10	2017/1/1
10		GB/T 39359-2020	积分球法测量悬浮式液固光催化制氢反应	2020/11/19	2021/6/1
11		GB/T 26915-2011	太阳能光催化分解水制氢体系的能量转化效率与量子产率计算	2011/7/19	2012/3/1
12	储氢	GB/T 35544-2017	车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶	2017/12/29	2018/7/1
13		GB/T 34542.1-2017	氢气储存输送系统 第1部分：通用要求	2017/10/14	2018/5/1
14		GB/T 34542.2-2018	氢气储存输送系统 第2部分：金属材料与氢环境相容性试验方法	2018/5/14	2018/12/1
15		GB/T 34542.3-2018	氢气储存输送系统 第3部分：金属材料氢脆敏感度试验方法	2018/5/14	2018/12/1
16		GB/T 33292-2016	燃料电池备用电源用金属氢化物储氢系统	2016/12/13	2017/7/1
17		GB/T 26466-2011	固定式高压储氢用钢带错绕式容器	2011/5/12	2011/12/1
18		GB/T 34544-2017	小型燃料电池车用低压储氢装置安全试验方法	2017/10/14	2018/5/1
19	加氢	GB/T 34584-2017	加氢站安全技术规范	2017/10/14	2018/5/1
20		GB/T 34583-2017	加氢站用储氢装置安全技术要求	2017/10/14	2018/5/1
21		GB/T 31138-2022	加氢机	2022/10/12	2022/10/12
22		GB/T 26779-2021	燃料电池电动汽车加氢口	2021/3/9	2021/10/1
23		GB/T 34425-2017	燃料电池电动汽车 加氢枪	2017/10/14	2018/5/1
24		GB/T 31139-2014	移动式加氢设施安全技术规范	2014/9/3	2015/1/1
25		GB/Z 34541-2017	氢能车辆加氢设施安全运行管理规程	2017/10/14	2018/5/1
26		GB/T 34583-2017	加氢站用储氢装置安全技术要求	2017/10/14	2018/5/1

序号	分类	标准号	标准中文名称	发布日期	实施日期
27	燃料电池	GB/T 36288-2018	燃料电池电动汽车 燃料电池堆安全要求	2018/6/7	2019/1/1
28		GB/T 27748.4-2017	固定式燃料电池发电系统 第4部分：小型燃料电池发电系统性能试验方法	2017/7/12	2018/2/1
29		GB/T 28816-2020	燃料电池 术语	2020/6/2	2020/12/1
30		GB/T 29838-2013	燃料电池 模块	2013/11/12	2014/3/7
31		GB/T 24548-2009	燃料电池电动汽车 术语	2009/10/30	2010/7/1
32		GB/T 26779-2021	燃料电池电动汽车加氢口	2021/3/9	2021/10/1
33		GB/T 24549-2020	燃料电池电动汽车 安全要求	2020/9/29	2021/4/1
34		GB/T 34425-2017	燃料电池电动汽车 加氢枪	2017/10/14	2018/5/1
35		GB/T 30084-2013	便携式燃料电池发电系统-安全	2013/12/17	2014/4/9
36		GB/T 39132-2020	燃料电池电动汽车定型试验规程	2020/10/11	2021/5/1
37		GB/T 24554-2009	燃料电池发动机性能试验方法	2009/10/30	2010/7/1
38		GB/T 38954-2020	无人机用氢燃料电池发电系统	2020/6/2	2020/12/1
39		GB/T 37244-2018	质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气	2018/12/28	2019/7/1
40		GB/T 34593-2017	燃料电池发动机氢气排放测试方法	2017/10/14	2018/5/1
41		GB/T 33978-2017	道路车辆用质子交换膜燃料电池模块	2017/7/12	2018/2/1
42		GB/T 31036-2014	质子交换膜燃料电池备用电源系统 安全	2014/12/5	2015/7/1
43		GB/T 28183-2011	客车用燃料电池发电系统测试方法	2011/12/30	2012/6/1
44		GB/T 25319-2010	汽车用燃料电池发电系统 技术条件	2010/11/10	2011/5/1
45		GB/Z 21742-2008	便携式质子交换膜燃料电池发电系统	2008/5/20	2009/1/1
46		GB/T 37154-2018	燃料电池电动汽车 整车氢气排放测试方法	2018/12/28	2019/7/1
47		GB/T 29124-2012	氢燃料电池电动汽车示范运行配套设施规范	2012/12/31	2013/7/1
48		GB/T 26990-2011	燃料电池电动汽车 车载氢系统 技术条件	2011/7/19	2012/3/1
49		GB/T 28817-2022	聚合物电解质燃料电池单电池测试方法	2022/3/9	2022/10/1
50		GB/T 35178-2017	燃料电池电动汽车 氢气消耗量 测量方法	2017/12/29	2018/7/1
51		GB/T 34872-2017	质子交换膜燃料电池供氢系统技术要求	2017/11/1	2018/5/1
52		GB/T 29123-2012	示范运行氢燃料电池电动汽车技术规范	2012/12/31	2013/7/1
53		GB/T 29126-2012	燃料电池电动汽车 车载氢系统 试验方法	2012/12/31	2013/7/1
54		GB/T 26991-2011	燃料电池电动汽车 最高车速试验方法	2011/7/19	2012/3/1
55		GB/T 23645-2009	乘用车用燃料电池发电系统测试方法	2009/4/21	2009/11/1
56		GB/T 36544-2018	变电站用质子交换膜燃料电池供电系统	2018/7/13	2019/2/1
57		GB/T 33983.1-2017	直接甲醇燃料电池系统 第1部分：安全	2017/7/31	2018/2/1
58		GB/T 20042.1-2017	质子交换膜燃料电池 第1部分：术语	2017/5/12	2017/12/1
59		GB/T 23751.1-2009	微型燃料电池发电系统 第1部分：安全	2009/5/6	2009/11/1
60		GB/T 38914-2020	车用质子交换膜燃料电池堆使用寿命测试评价方法	2020/6/2	2020/12/1
61		GB/T 27748.3-2017	固定式燃料电池发电系统 第3部分：安装	2017/9/7	2018/4/1
62		GB/T 27748.1-2017	固定式燃料电池发电系统 第1部分：安全	2017/7/31	2018/2/1
63		GB/T 33979-2017	质子交换膜燃料电池发电系统低温特性测试方法	2017/7/12	2018/2/1



序号	分类	标准号	标准中文名称	发布日期	实施日期
64		GB/T 31035-2014	质子交换膜燃料电池电堆低温特性试验方法	2014/12/5	2015/7/1
65		GB/T 34582-2017	固体氧化物燃料电池单电池和电池堆性能试验方法	2017/9/29	2018/4/1
66		GB/T 20042.2-2008	质子交换膜燃料电池 电池堆通用技术条件	2008/5/20	2009/1/1
67		GB/T 27748.2-2022	固定式燃料电池发电系统 第2部分：性能试验方法	2022/3/9	2022/10/1
68		GB/T 41134.1-2021	电驱动工业车辆用燃料电池发电系统 第1部分：安全	2021/12/31	2022/7/1
69		GB/T 23751.2-2017	微型燃料电池发电系统 第2部分：性能试验方法	2017/7/12	2018/2/1
70		GB/T 33983.2-2017	直接甲醇燃料电池系统 第2部分：性能试验方法	2017/7/12	2018/2/1
71		GB/T 31037.1-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第1部分：安全	2014/12/5	2015/7/1
72		GB/Z 23751.3-2013	微型燃料电池发电系统 第3部分：燃料容器互换性	2013/7/19	2013/12/2
73		GB/Z 27753-2011	质子交换膜燃料电池膜电极工况适应性测试方法	2011/12/30	2012/5/1
74		GB/T 20042.4-2009	质子交换膜燃料电池 第4部分：电催化剂测试方法	2009/4/21	2009/11/1
75		GB/T 20042.5-2009	质子交换膜燃料电池 第5部分：膜电极测试方法	2009/4/21	2009/11/1
76		GB/T 20042.3-2022	质子交换膜燃料电池 第3部分：质子交换膜测试方法	2022/3/9	2022/10/1
77		GB/T 31037.2-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第2部分：技术条件	2014/12/5	2015/7/1
78		GB/T 20042.7-2014	质子交换膜燃料电池 第7部分：炭纸特性测试方法	2014/12/5	2015/7/1
79		GB/T 20042.6-2011	质子交换膜燃料电池 第6部分：双极板特性测试方法	2011/12/30	2012/5/1
80		GB/T 41134.2-2021	电驱动工业车辆用燃料电池发电系统 第2部分：性能试验方法	2021/12/31	2022/7/1
81		GB/T 31886.1-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第1部分：空气中杂质	2015/9/11	2016/4/1
82		GB/T 31886.2-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第2部分：氢气中杂质	2015/9/11	2016/4/1

附表二 我国氢能相关的行业标准

序号	分类	标准号	标准名称	行业领域	实施日期
1	制氢	NB/T 10617-2021	制氢转化炉炉管寿命评估及更换导则	能源	2021/8/26
2		QX/T 643—2022	气象用水电解制氢设备操作规范	气象	2022/4/1

序号	分类	标准号	标准名称	行业领域	实施日期	
3		HG/T 5770-2020	氨裂解制氢催化剂	化工	2021/4/1	
4		HG/T 5529-2019	甲醇制氢催化剂	化工	2020/1/1	
5		YB/T 4594-2016	焦炉煤气制氢站安全运行规范	黑色冶金	2017/7/1	
6		QX/T 420-2018	气象用固定式水电解制氢系统	气象	2018/8/1	
7		QX/T 248-2014	固定式水电解制氢设备监测系统技术要求	气象	2015/3/1	
8		JB 5903-1992	水电解制氢设备型式与基本参数	机械	1992/10/1	
9		QX/T 9-2002	GX-2 型水电解制氢设备	气象	2002/12/1	
10		JB/T 5903-1996	水电解制氢设备	机械	1997/7/1	
11		CB 3521-1993	水电解制氢装置通用技术条件	船舶	1994/5/1	
12		JB/T 9082-1999	水电解制氢设备 术语	机械	2000/1/1	
13		储氢	YS/T 484-2005	金属氢化物 镍电池负极用储氢合金 比容量的测定	有色金属	2005/12/1
14		加氢	QC/T 816-2009	加氢车技术条件	汽车	2010/4/1
15	JB/T 11484-2013		高压加氢装置用阀门 技术规范	机械	2013/9/1	
16	燃料电池	NB/T 10671-2021	固体氧化物燃料电池 模块 通用安全技术导则	能源	2021/7/26	
17		NB/T 10670-2021	固体氧化物燃料电池电解质膜测试方法 第1部分：自支撑膜	能源	2021/7/26	
18		NB/T 10822-2021	固体氧化物燃料电池 小型固定式发电系统通用安全技术导则	能源	2022/2/16	
19		NB/T 10821-2021	固体氧化物燃料电池 电池堆测试方法	能源	2022/2/16	
20		NB/T 10820-2021	固体氧化物燃料电池 单电池测试方法	能源	2022/2/16	
21		YS/T 1515-2021	铝-空燃料电池用铝合金电极材料	有色金属	2022/4/1	
22		JT/T 1342—2020	燃料电池客车技术规范	交通	2021/2/1	
23		NB/T 10193-2019	固体氧化物燃料电池 术语	能源	2019/10/1	
24	YD/T 3425-2018	通信用氢燃料电池供电系统维护技术要求	通信	2019/4/1		

参考文献

- [1] 中国电动汽车百人会. 中国氢能产业发展报告 2020[R].
- [2] 孙德强, 张俊武, 吴小梅, 郑晓芳, 孙冰梅. 我国氢能产业发展现状、挑战及对策[J]. 中国能源, 2022, 44(9):27-35.
- [3] 国家能源局. 氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）[R].
- [4] McQueen S, Stanford J, Satyapal S, et al. Department of energy hydrogen program plan[R]. US Department of Energy (USDOE), Washington DC (United States), 2020.
- [5] Hydrogen Council. HYDROGEN INSIGHTS 2022[R].
- [6] 周子扬. 氢能源国际市场地区发展和规划一览[J]. 国际工程与劳务, 2022(9):4.
- [7] 何盛宝, 李庆勋, 王奕然, 等. 世界氢能产业与技术发展现状及趋势分析[J]. 石油科技论坛, 2020, 39(3): 17-24.
- [8] 舟丹. 国外氢能产业化发展现状[J]. 中外能源, 2022, 27(11):1.
- [9] 刘坚, 景春梅, 王心楠. 氢储能成全球氢能发展新方向[J]. 中国石化, 2022(6):3.
- [10] 刘尚泽于青管健. 氢能利用与产业发展现状及展望[J]. 能源与节能, 2022(11):18-21.
- [11] 2022 年中国氢能行业技术发展洞察报告[R].智慧牙, 科创板日报联合发布.
- [12] 邹才能, 李建明, 张茜, 等. 氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J]. 天然气工业, 2022, 42(4): 1-20.
- [13] 北京金正纵横信息咨询有限公司. 世界与中国能源转型发展研究报告[R]
- [14] 陈英杰. 天然气制氢技术进展及发展趋势[J]. 煤炭与化工, 2020, v.43;No.295(11):138-141.
- [15] 郝世超, 梁鹏飞, 吴伟. 可再生能源制氢技术及应用综述[J]. 上海节能, 2019(5):325-328.
- [16] 兴业证券. 能源新势力、双碳主力军——氢能专题报告[R].
- [17] 张志芸, 张国强, 刘艳秋, 康启平. 车载储氢技术研究现状及发展方向[J]. 油气储运, 2018, 37(11):1207-1212.
- [18] 刘翠伟 裴业斌 韩辉等. 氢能产业链及储运技术研究现状及发展趋势[J]. 油气储运, 2022.
- [19] ALFA LAVAL H, HALDOR TOPSOE V, GAMESA S. Ammon-fuel—an industrial view of ammonia as a marine fuel[R/OL]. (2020-08-04)[2021-05-04]. <https://info.topsoe.com/ammonfuel>.
- [20] AZIZ M, ODA T, KASHIWAGI T. Comparison of liquid hydro-gen,

methylcyclohexane and ammonia on energy efficiency and economy[J]. Energy Procedia, 2019, 158: 4086-4091.

[21] 邹才能,李建明,张茜,等.氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J].天然气工业, 2022, 42(4): 1-20.

[22] 中国标准化研究院.《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》[R].

[23] 兴业证券. 能源新势力、双碳主力军——氢能专题报告[R].

[24] 熊亚林,许壮,王雪颖,等.我国加氢基础设施关键技术及发展趋势分析[J].储能科学与技术, 2022, 11(10): 3391.

[25] 王坤华.加氢站建设及运营研究[C].2020年燃气安全交流研讨会.

[26] 郭浩然.双碳目标下的标准化对氢能产业作用分析[C].第十八届中国标准化论坛论文集,2021.

[27] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等.“双碳”目标下中国氢能发展战略[J].天然气工业, 2022, 42(4): 156-179.

[28] 徐东,刘岩,李志勇,等.氢能开发利用经济性研究综述[J].油气与新能源, 2021.

[29] 张智,赵苑瑾,蔡楠.中国氢能产业技术发展现状及未来展望[J].天然气工业, 2022, 42(5): 156-165.

[30] 李勋来,鲁汇智.我国氢能产业的发展现状及对策建议[J].江淮论坛, 2022.

[31] 刘进亮.氢能产业分析及发展对策[J].一重技术, 2022, 1: 68-72.

[32] 杜廷召,刘欣,叶昆等.对“双碳”目标下石油公司发展氢能的思考和建议[J].国际石油经济, 2022, 2(30): 33-38.

[33] 刘玮,万燕鸣,王雪颖,等.国内外氢能产业合作新模式分析与展望[J].能源科技, 2022.

[34]黄宣旭,练继建,沈威,等.中国规模化氢能供应链的经济性分析[J].南方能源建设, 2020, 7(2):13.



北京金正纵横信息咨询有限公司

地址：北京市丰台区南三环西路16号

网址：www.jzoilgas.com

邮箱：jzzh@jzoilgas.com

电话：010-63307508