

氢气储运及利用

发展现状、关键挑战 与战略机遇研究

**HYDROGEN STORAGE,
TRANSPORTATION AND UTILIZATION:**
DEVELOPMENT STATUS, KEY CHALLENGES
AND STRATEGIC OPPORTUNITIES

作者：

王 菊 国际氢能燃料电池协会

赵康宁 国际氢能燃料电池协会

邹 薇 国际氢能燃料电池协会

冉 泽 美国环保协会北京代表处

李蕴洁 美国环保协会北京代表处



目录

前言	2
1. 发展格局	4
1.1 宏观战略地位不断增强、规模扩张与结构转型并存	5
1.2 氢气生产现状:传统主导与“脱碳”导向下的技术迭代	5
1.3 氢气储运现状:气态储运为主,技术多元化发展	6
1.4 氢气利用现状:以工业为主导,多元应用场景并进	7
2. 氢能区域发展格局与产业链上下游衔接	9
3. 案例	11
3.1 “西氢东送”输氢管道示范工程.....	12
3.2 中国石化新疆库车2万吨/年绿氢示范项目	13
3.3 吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	14
4. 主要挑战	15
4.1 区域发展不平衡,产业链协同度不足	16
4.2 应用场景单一化,难以规模化落地	16
4.3 氢气泄漏的安全和气候风险	16
4.4 储运技术成本高,氢能利用经济性不足	16
4.5 标准覆盖不完整与监管体系职责	17
5. 前景展望与建议	18
5.1 优先绿氢本地消纳,推动产业链一体化发展	19
5.2 培育多场景示范应用,推动产业规模化落地	19
5.3 重视氢气排放风险 确保氢能安全并最大化气候效益	19
5.4 推动储运技术降本,提升用氢经济性	19
5.5 构建协同高效监管体系,强化标准实施保障力度	20

前言



随着全球去碳化的深入推进，氢能作为零碳、灵活、可再生的新型能源，正逐步迈向规模化应用。国际能源署、国际可再生能源署等机构预测，到2050年氢能将满足全球12%-20%的终端能源需求，其中储运与利用环节正是决定氢能从“技术可行”走向“经济可用”的关键。

作为全球最大的氢气生产国与消费国，2024年中国氢气生产与消费规模已超3650万吨，庞大的市场基数与“双碳”目标导向，为氢能全产业链发展创造了广阔机遇。与此同时，中国氢气储运体系建设仍相对滞后，基础设施覆盖率低、技术经济性不足等问题，已成为制约区域氢能供需平衡、提升终端利用效率的关键瓶颈。

本报告聚焦氢气的储存、运输及终端利用环节，系统梳理了当前主要技术路径与应用场景，深入评估了各类技术的成熟度、经济性及未来发展趋势。结合中国氢能产业的供需结构与示范实践，重点剖析了产业发展面临的核心挑战，如经济性不足、储运效率偏低、标准法规体系不完善，以及氢气泄漏引发的安全与气候风险等。通过对中国氢能储运与利用体系的全面研究，为相关政策制定与产业有序发展提供系统性参考与战略支撑。



3650 万吨

2024年中国氢气生产与消费规模已超3650万吨，庞大的市场基数与“双碳”目标导向，为氢能全产业链发展创造了广阔机遇。

¹ 国际能源署(IEA)预测基于净零排放情境 (net zero scenario)，国际再生能源总署(IRENA)预测基于达成1.5°C目标情境。

发展格局

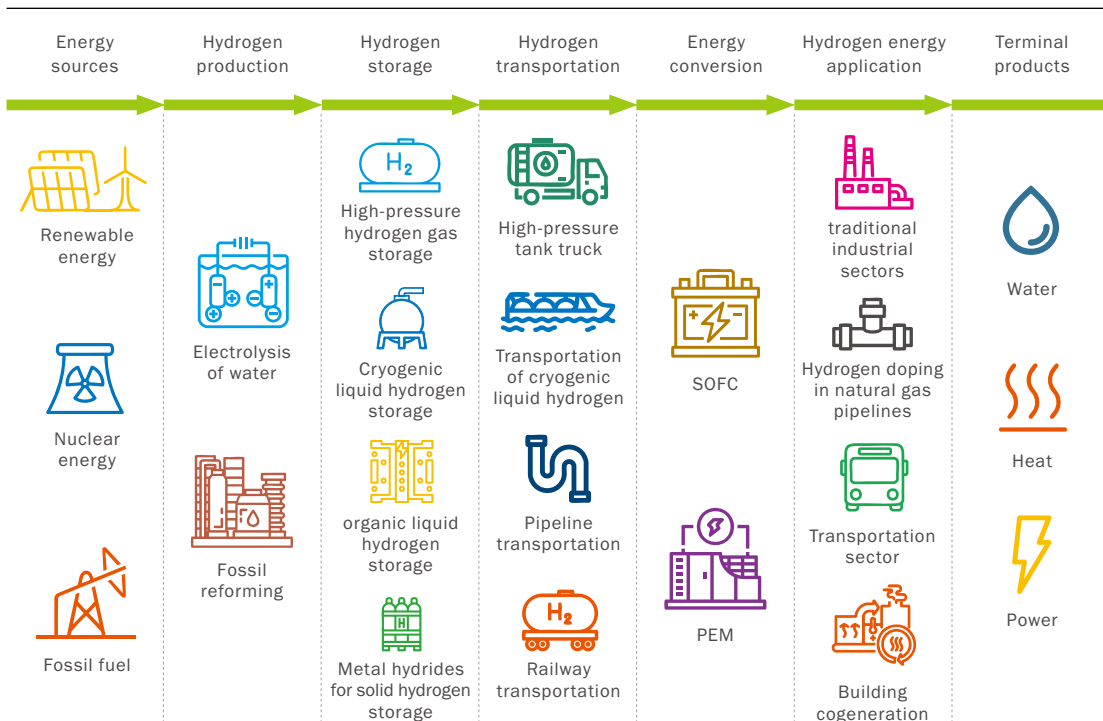


1

1.1 宏观战略地位不断增强、规模扩张与结构转型并存

氢能作为全球能源转型的关键抓手，在中国“双碳”战略推动下已形成全产业链发展格局。中国氢能产业链可大致分为上游制氢（以煤制氢、天然气制氢和工业副产氢为主）、中游储运（包括各类储氢方式、运输手段与加氢基础设施）、以及下游利用（涵盖工业应用、交通运输和电力系统等）。当前产业正处于从试点示范向规模化应用过渡的关键阶段，呈现出“上游产能庞大但结构待优化、中游技术多元突破但瓶颈尚存、下游应用场景逐步拓宽但规模有限”的鲜明特征。

图 1 | 氢能产业链示意图²



1.2 氢气生产现状:传统主导与“脱碳”导向下的技术迭代

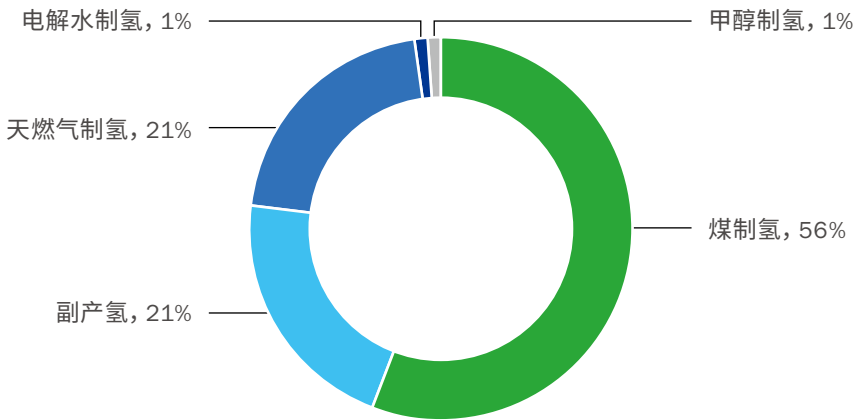
中国氢能产业上游呈现典型的“化石燃料制氢为主、工业副产氢补充、可再生能源制氢加速”的供给结构，2024年全年生产消费规模超3650万吨³，其中化石能源制氢仍占主导地位，煤制氢产能约2800万吨/年，产量2070万吨；天然气制氢产能1080万吨/年，产量760万吨；工业副产氢作为重要补充，产能达1070万吨/年，产量770万吨；绿氢生产实现突破性增长，成为产业转型核心亮点。2024年电解水制氢产能约50万吨/年，产量32万吨，其中，可再生能源电解水制氢已建成产能达12.5万吨/年，占全球总量的50%以上⁴。

² Luo, Z.; Hu, Y.; Xu, H.; Gao, D.; Li, W. Cost-Economic Analysis of Hydrogen for China's Fuel Cell Transportation Field. *Energies* 2020, 13, 6522. <https://doi.org/10.3390/en13246522>

³ <https://www.nea.gov.cn/20250530/a2ec7c8861f14df993ad4b1857bf82b9/c.html>

⁴ 中国氢能发展报告2025，国家能源局

图 2 | 2024年中国氢源结构



1.3 氢气储运现状:气态储运为主,技术多元化发展

目前中国氢气储运体系以高压气态储氢与长管拖车运输为主,广泛应用于加氢站及工业燃料供应。但受制于储氢密度低、运输半径有限、高压设备成本与安全风险等因素,该模式难以支撑大规模、远距离氢能调配。液态氢储运技术尚处起步阶段,主要集中于航天、科研领域,尚未实现产业化扩展;液态有机氢载体 (LOHC) 和固态储氢材料多处于示范验证或实验室阶段,尚未形成商业闭环。

- **高压气态储运氢:** 将氢气压缩到一定的压力下,以高密度气态形式储存到一个耐高压的容器或气瓶里,具有能耗低、易脱氢、工作条件较宽、成本低,是目前发展最成熟、最常用的储氢技术。高压气态储氢还需向轻量化、高压化、低成本化、不断提升体积储氢密度的方向发展。
- **管道输氢:** 管道运输是实现氢气大规模、长距离输送的重要方式,具有输氢量大、能耗低的优点,但是前期建造投资较大,氢气专输管道单位长度投资约是天然气管道的3倍。
- **低温液态储氢:** 将氢气冷却到-253℃进行液化,然后将其储存在低温绝热容器中,具有热值高、体积储氢密度大、占用空间体积较小等优点。但液氢易挥发,液化消耗能量较大,且对储罐材料的绝热性能有着极高要求。
- **固态储氢:** 以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等作为储氢载体,通过化学吸附和物理吸附的方式实现氢的存储。固态储氢具有体积储氢密度高、不需高压容器、可得到高纯度氢、安全性好、灵活性强等优势,但储氢材料的技术成熟度、材料性能、系统控制管理和能耗问题有待进一步解决。
- **液态有机氢载体 (LOHC):** 利用不饱和有机物与氢气进行可逆加氢和脱氢反应,实现氢的储存。有机液体储氢量大、储氢密度高、性能稳定、安全性高,适合长距离氢能运输,但存在脱氢反应温度较高、脱氢效率较低,以及催化剂等问题。

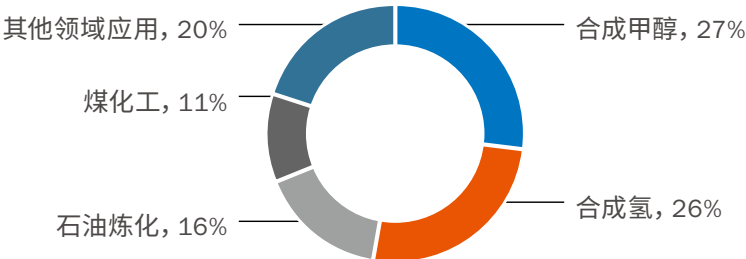
表 1 | 各类主要储运方式特点

储氢技术	高压气态 20MPa	高压气态 35/70MPa	管道输氢	低温液态	有机液态 (以甲基环己烷为例)	稀土系/钛铁系 合金/镁基固态
技术原理	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		-	低温(20K)条件下对氢气进行液化	一定条件下与氢气结合,并通过改变反应条件实现氢的释放	利用金属合金与氢的吸附储存和释放的可逆反应实现
储氢质量分数 (%)	1.35	3.0/5.5	-	>5.7	6.1	1.5/1.8/<7.6
体积储氢密度 (kg/立方米)	16.5	23.5/5.5	-	70	47	104/96/94-110
应用场景及情况	长管拖车运输	车载储氢装置	管道运输	专用特种槽车、驳船,目前仅用于航天及军事领域	处于示范阶段。主要用于商用车,氢能船舶,路机车和加氢站等	固态储氢自行车,特种车辆等/固态储运氢气,氢储能等
装载量 (kg/车)	300	11/6.3	-	360-4300	-	-/-/<1200
优势	充、放氢速率快,中国加氢站目前多采用此方案	储氢容量大,运输稳定	大规模运输时单位能耗较低	体积比容量大,运输装载量大,氢纯度高	体积比容量大,运输方便,循环寿命长	放氢平台更低,动力学性能好

1.4 氢气利用现状:以工业为主导,多元应用场景并进

截至2024年底,中国氢气终端消费结构依然以工业原料为主,尤其集中于合成甲醇、合成氨、炼化和煤化工等传统重化工业。数据显示,合成甲醇和合成氨两大化工领域合计消费氢气1945万吨,炼化和煤化工领域分别消费氢气约600万吨和405万吨,这四个领域合计占全国氢能消费的80%⁵,凸显了氢能作为基础工业原料的核心地位。与此同时,氢气在交通运输、电力储能与冶金等其他领域的终端应用也正加速拓展,形成“以工业为主导、多元场景并进”的格局。

图 3 | 2024年中国氢能终端利用结构



⁵ 中国氢能发展报告2025, 国家能源局

- **甲醇：**甲醇作为一种基础化工原料和燃料替代品，其生产过程高度依赖氢气。目前，中国甲醇产量超8000万吨/年，其中约65%来自煤制工艺，副产氢与重整氢并用，年氢气需求量超990万吨，占全国总氢气消费量的27%。
- **合成氨：**合成氨是氢气消费结构中另一大支柱领域。在传统工业体系中，氨主要通过哈伯-博施法由氢气与氮气合成而成，用于制造尿素、硝酸铵等氮肥产品。在我国，氨产能稳定在5000万吨/年左右，氢气需求量超过950万吨，占全国氢气消费总量的26%左右。
- **炼化和煤化工：**石油炼制、煤气化、甲醇制烯烃（MTO）等煤化工及石化下游过程，广泛使用氢气作为反应原料和加氢手段。在炼化环节，氢气被用于催化裂化、加氢脱硫等过程以提高成品油质量；在煤化工中，氢气用于气化调和、合成环节等。2024年，中国炼化与煤化工环节用氢量分别约为600万吨和405万吨，合计占全国氢气消费的约27%。
- **交通运输：**氢能在燃料电池汽车（FCEV）领域，尤其在中重型物流车、港口牵引车、城市公交、轨道交通等能耗高、续航要求长的工作场景下具备优势。截至2024年，全国已推广燃料电池汽车超2.8万辆⁶，其中重卡占比快速上升，已成为主力方向。
- **钢铁冶金：**氢冶金是钢铁行业脱碳的重要路径之一，主要包括高炉富氢冶炼、氢能直接还原炼钢、氢能熔融还原冶炼等，但目前技术成熟度较低，设备改造成本较高，相关示范工程仍属于工业级试验阶段，短期内炼钢行业实现绿氢替代挑战较大。
- **电力储能：**随着风光可再生电力渗透率上升，氢能在储能与调峰中的角色愈加关键，能够实现大规模、长周期的能量储存，在缓解新能源消纳、保障电网稳定、实现碳中和目标方面具有巨大潜力。

⁶ 《氢能汽车蓝皮书：中国车用氢能产业发展报告(2024)》，中国汽车技术研究中心

氢能区域发展 格局与产业链 上下游衔接



三北地区：资源丰富，有望规模化低成本供氢

三北（西北、华北、东北）地区具有丰富的可再生能源资源，绿电成本较低，具有规模化制取绿氢的潜力。然而，这些地区的氢能本地需求市场相对有限，如何提高绿氢就近消纳以及加强储运设施建设以促进氢气外输，是行业发展面临的一个重要问题。

东部沿海地区：产业链体系较完备，是氢基产品的重要需求市场

东部沿海地区经济发达、产业链完善，具有丰富的工业基础和巨大的潜在市场需求，尤其在工业、交通、建筑等方面具有广泛的氢基产品应用潜力。此外，这些地区在科技创新、金融支持、政策环境等方面有较为显著的优势，能够有效促进氢能产业的快速发展。该地区交通发达，适合氢能基础设施布局，尤其是沿海港口城市，有可能发展成为氢能贸易和跨国合作的重要枢纽。

中部及西部地区：灰氢资源丰富，从灰氢向绿氢转型面临挑战

中部和部分西部地区的能源结构多以煤炭、天然气为主，煤化工和钢铁等产业较为发达，灰氢和副产氢资源丰富，氢能的生产成本相对较低，但存在较大转型压力。该地区地处连通我国东西部的交通枢纽地带，可在未来的氢气储运和区域性氢能中心建设中发挥重要作用。

案例



3

3.1 “西氢东送”输氢管道示范工程

项目介绍：

项目起于内蒙古自治区乌兰察布市，终点为北京市的燕山石化，途经3省（市）9个县区，全长400多公里，是我国首条跨省区、大规模、长距离的纯氢输送管道。管道一期运力10万吨/年，预留50万吨/年的远期提升潜力。同时，将在沿线多地预留端口，便于接入潜在氢源。管道建成后，将用于替代京津冀地区现有的化石能源制氢，大幅缓解中国氢供需错配的问题，对今后跨区域氢气输送管网建设具有战略性的示范引领作用，助力能源转型升级。

项目意义：

“西氢东送”能够破解绿氢跨区域运输瓶颈，推动西部绿氢规模化应用，打破长管拖车运输成本高、效率低的瓶颈，通过管道输氢实现大规模、长距离输送，降低终端用氢成本，推动绿氢产业商业化。同时，中国石化完成企业标准《氢气输送管道工程技术规范》编制，填补国内在该领域标准的空白。

图 4 | “西氢东送”输氢管道示范工程



3.2 中国石化新疆库车2万吨/年绿氢示范项目

项目介绍：

项目位于新疆阿克苏地区库车市，综合当地丰富的太阳能资源和中石化塔河炼化用氢需求，建设一体化绿氢炼化系统。项目投资30亿元，采用太阳能发电结合碱性电解水技术生产绿氢的技术路线，光伏发电装机容量300MW，制氢规模2万吨/年，储氢规模21万Nm³，所产氢气全部经由管道输送至塔河炼化公司用于炼油装置生产，替代原有的天然气制氢。

项目意义：

创新形成多项规模化绿氢技术。探索了贯通波动可再生新能源规模化制氢全流程的多项关键设计、控制、集成方案，并成功应用于项目中，解决了可再生波动电源条件下制氢的多项技术难题，推动了绿氢规模化应用技术的发展。

形成绿氢炼化的新模式。项目开展了光伏发电-绿电制氢-绿氢耦合炼油的全流程示范，验证了绿电制绿氢规模化工业应用路径的可行性，形成了可复制和推广的绿氢炼化模式。

图 5 | 中国石化新疆库车2万吨/年绿氢示范项目



3.3 吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

项目介绍:

该项目是全球最大绿氨项目，规划建设风电装机容量700MW、光伏发电装机容量100MW、升压站220kV，配套40MW/80MWh储能、新建46000Nm³/h混合制氢(50套PEM制氢系统，39套碱性电解水制氢系统)、60000Nm³储氢及18万吨合成氨装置、预计减少CO₂排放65万吨/年。

项目意义:

项目采用“源网荷储一体化”模式，实现合成氨生产“智慧协同、荷随源动”，所发绿电“轻度上网”，是对中国构建新型电力系统的积极探索，为富集新能源区域解决消纳难题拓展了新思路，为中国新能源多元化发展开辟了新路径。针对氢能产业输运难题，项目打通绿电-绿氢-绿氨产业链，打造一体化解决方案，不仅突破了氢能产业输运瓶颈，更为现阶段实现绿氢应用提供了全新思路，为中国电氢体系建设和工业领域深度脱碳降碳探索了全新方向。

图 5 | 吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目



主要挑战



4

4.1 区域发展不平衡, 产业链协同度不足

总体来看, 中国氢能产业仍处于发展初期, 产业发展形态和发展路径处于探索阶段。在构建新型零碳能源体系的背景下, 绿氢产能集中于风光资源丰富的“三北”地区, 而主要消费市场位于东部沿海, 供需空间错配导致现有储运方式难以经济高效地实现跨区域输送; 中部传统工业区虽副产氢丰富, 却面临绿氢转型成本高、本地应用场景有限的双重压力。氢能产业链初具规模, 但是产业链各环节呈现“孤岛式”发展, 制、储、运、用脱节-示范项目多聚焦单一环节, 缺乏一体化协同; 储运基础设施不足且终端布局零散, 出现“有氢送不出、有用供不上”的困境, 进一步阻碍了氢能要素的跨区域流动与全链条高效协同。

4.2 应用场景单一化, 难以规模化落地

当前氢能产业的示范应用存在场景相对单一、难以快速形成规模效应的问题。尽管在交通领域(如燃料电池汽车)的示范已取得初步进展, 但这一场景的终端市场规模培育和基础设施建设周期长、初始投资大, 导致短期内难以支撑氢能产量的快速规模化消纳。而其他潜力巨大的应用场景, 如工业领域(钢铁、化工、冶金)的深度脱碳、能源领域的长时储能与发电等, 因其技术集成复杂度高、改造投资成本大、缺乏成熟商业模式以及明确的碳排放成本约束机制, 其商业化示范和推广进度相对滞后。这不仅限制了市场需求, 也无法通过多元化的规模效应来降低整个产业链的成本, 从而形成了“成本高导致应用少, 应用少无法带动规模化和成本降低”的负向循环, 构成了产业规模化落地的核心瓶颈。

4.3 氢气泄漏的安全和气候风险

氢气分子直径小, 能快速渗透过储氢罐密封件、管道接口的微小缝隙, 在储运过程中易产生泄漏, 带来安全和气候风险。氢气泄漏无色无味, 不易察觉, 且点火能量低, 爆炸极限范围为4.0%-75.6%, 意味着稍有泄漏就可能形成危险环境, 带来爆炸燃烧的风险。在高压环境下, 氢气还会扩散至金属内部, 与晶格中的碳、氮等元素反应, 形成氢化物或造成晶格畸变, 导致材料韧性下降、脆性增加, 产生“氢脆”现象。此外, 泄漏到大气中的氢气会发生一系列化学反应, 延长甲烷在大气中的寿命, 增加对流层臭氧和平流层水蒸气的浓度。研究表明, 氢气在20年尺度的全球增温潜势约为二氧化碳的37倍, 100年尺度下仍达12倍。这意味着, 氢能产业链中的氢气排放可能严重削弱其气候效益。

4.4 储运技术成本高, 氢能利用经济性不足

当前氢能储运以高压气态储氢与长管拖车为主, 储氢密度低、运输半径有限, 随着氢能多场景应用规模的扩大, 迫切需求高效、稳定、经济的氢能输运网络。适合规模转运的输氢管道建设投资高, 液态槽罐车及液态有机物氢储运路径涉及氢的多相转变, 整体装备技术要求高、能耗高, 导致储运成本占终端氢气售价的30%, 降低了用氢的经济性。当前可再生能源制氢的成本为传统化石能源制氢的2~4倍, 终端应用场景商业化程度低, 经济竞争力不足, 尽管交通、冶金、储能等领域已开展示范, 但多数用氢场景仍依赖财政补贴或政策驱动, 缺乏内生盈利模式。

4.5 标准覆盖不完整与监管体系职责

氢能储运及利用相关技术装备存在短板、应用场景开发示范不足等因素导致中国氢能产业标准体系建设仍不完善，在纯氢管道运输技术、低温液氢、液态材料储氢技术、氢直接还原铁等技术，标准尚处于摸索、试验或地方规范阶段，缺乏全国统一技术规范，氢能类别标准认定、氢能产品检测认证、氢安全风险评估等方面仍然缺乏系统、科学的标准规范，对推动产业发展和技术迭代造成了一定阻碍。在监管方面，企业开展制氢、储运、加氢等业务，面临着多个部门协调和归属模糊、责任交叉的问题等问题，阻碍项目进程，影响了氢能产业的整体发展效率和安全性。

前景展望 与建议



5

氢能作为未来国家能源体系重要组成部分、用能终端绿色低碳转型重要载体、前沿新兴产业重点发展方向的战略定位，发展大规模氢气储运技术是保障大规模用氢必要条件，结合新时期的发展形势，以氢能产业高质量发展为目标，以降碳需求为引领，本研究提出了以下产业发展建议：

5.1 优先绿氢本地消纳，推动产业链一体化发展

根据各地区的资源优势和市场需求，合理规划布局，形成各有侧重、优势互补的发展格局。西部地区充分发挥风光资源优势，建设“风光氢氨醇”一体化项目，将绿氢直接用于合成氨、甲醇等化工领域，推动绿氢就近消纳；东部沿海地区依托工业基础，重点发展氢能应用与终端消费；中部工业区结合本地副产氢资源，探索绿氢与传统工业的融合应用。借鉴新疆库车项目示范，建立“制-储-用”协同平台，实现氢能供给消纳一体化，缩短氢能流通环节，实现商业闭环。

5.2 培育多场景示范应用，推动产业规模化落地

结合各地资源与产业基础，引导氢能产业园走专业化、差异化路线，避免低水平重复建设，加强区域协作与产业链整合以培育高水平集群，优先推进绿氢就地消纳，推动设施共享，构建高效协同的储运网络。以长途货运为突破口，加快燃料电池汽车的商业化示范。推进储运技术进一步降本增效，积极拓展氢能在钢铁、化工、能源储存等多元场景的应用，打造可复制、可推广的示范链条，结合行业发展阶段与减排需求，梯次提出清洁低碳氢利用比例要求，突破单一交通应用局限，释放规模化用氢需求。

5.3 重视氢气排放风险 确保氢能安全并最大化气候效益

为应对氢气泄漏带来的安全与气候挑战，应当在氢能产业的全链条中最小化氢气的泄漏与排放。首先，应当加强材料科学与安全设计规范研究，重点攻关抗氢脆材料、高效密封技术以及本质安全型设备的设计与制造，从源头预防泄漏与排放。其次，应当建立最小化氢气排放的最佳实践标准，如回收放空、吹扫的氢气，制定泄漏维修计划。此外，还可以建立氢气排放监测体系，部署高灵敏度、快速响应的传感器，实现对制氢工厂、储运设施及加氢站等关键节点的实时监测，确保氢能全链条的安全性与气候效益。

5.4 推动储运技术降本，提升用氢经济性

聚焦高压气态、液态、固态储氢及管道输氢等关键技术，以安全可控为前提，积极推进材料、结构和技术工艺创新，支持开展多种储运方式的探索和实践。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、液体材料等储运方式应用。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

5.5 构建协同高效监管体系, 强化标准实施保障力度

制定并完善氢能产业的政策法规体系, 包括技术标准、产业准入门槛、市场监管机制等, 为氢能的多元化应用试点示范项目提供政策支持和保障。聚焦液氢储运、关键设备及材料等标准空白领域, 组建产学研协同工作组, 优先制定标准, 建立“技术预研-标准立项-快速修订”联动机制。充分发挥企业、高校、协会等各方在标准制定中的作用, 强化政府监管。围绕国家发展和改革委员会、国家能源局、国务院国有资产监督管理委员会等组织的示范工程、重大项目, 开展氢能标准化试点。





美国环保协会北京代表处

中国北京市东城区安定门东大街28号C501室, 100007

+86-10-64097088

www.edf.org | www.cet.net.cn