

氢能

2025

行业简析报告

THE BRIEF MARKET ANALYSIS REPORT ON HYDROGEN ENERGY

MICR



01. 行业定义：氢能是清洁且能量密度大的二次能源

- 从能源基本形态分类看，一次能源（如煤炭、石油、天然气）指自然界原始存在的资源，而二次能源（如煤气、汽油、氢能）需通过加工转换获得；氢能作为典型的二次能源，本质上是连接一次能源与终端应用的关键载体。当前能源转型的核心挑战在于传统化石类二次能源（如汽油）使用过程中持续产生碳排放与污染物，亟需发展低碳高效的替代性能源载体。
- 氢能凭借两大核心优势成为与锂电互补的战略选择：其一，零碳清洁性——其燃烧或电化学反应仅生成水，彻底规避应用端碳排放；其二，超高能量密度——质量能量密度达142MJ/kg，相当于汽油的3倍、酒精的3.9倍及焦炭的4.5倍，特别适用于重载运输、工业供能等高能耗减排场景，为碳中和目标提供关键技术路径。

能源的分类

	一次能源	二次能源
定义/特点	在自然界现成存在的、未经加工转换的能源。	由一次能源经过加工转换后得到的能源产品。是联系一次能源和能源用户的中间纽带。
主要能源产品	煤、石油、天然气、太阳能、风能、水能、核燃料等	煤气、汽油、柴油、电力、氢能、锂电池储存的电能等

氢能与传统化石能源对比



氢能 (H₂)



传统化石燃料 (如汽油)

能量密度	142 MJ/kg	~47 MJ/kg
燃烧反应物	水 (H ₂ O)	二氧化碳 (CO ₂)、污染物 (如 NO _x , PM)

02. 行业发展：目前我国主要以灰氢为主，绿氢是未来的主要发展方向

- 基于制取工艺的碳排放差异，氢能可划分为三类：采用工业副产或化石燃料制取的灰氢；在灰氢基础上叠加碳捕集利用与封存（CCUS）技术实现减碳的蓝氢；以及完全依赖可再生能源（如风电、光伏）电解水生产的绿氢。当前我国氢源结构仍以高碳路线为主导：据中国氢能联盟2023年统计，全国氢气产量逾3500万吨，其中煤化工制氢占比达62%，工业副产氢占19%，天然气制氢占18.1%，而真正零碳的电解水绿氢产量仅占0.7%。从全生命周期碳足迹看，灰氢排放强度最高，绿氢趋近于零，其能效优势显著。随着电解槽技术迭代与可再生能源成本持续下降，绿氢正加速从示范阶段迈向产业化，将成为重塑氢能供给格局的核心路径。

氢能的种类

灰氢

通过化石燃料(煤或天然气)或者工业生产产生的副产物重整制取且未配置碳捕集与封存(CCS)技术的氢气，生产过程中会排放大量二氧化碳，碳排放最高。

蓝氢

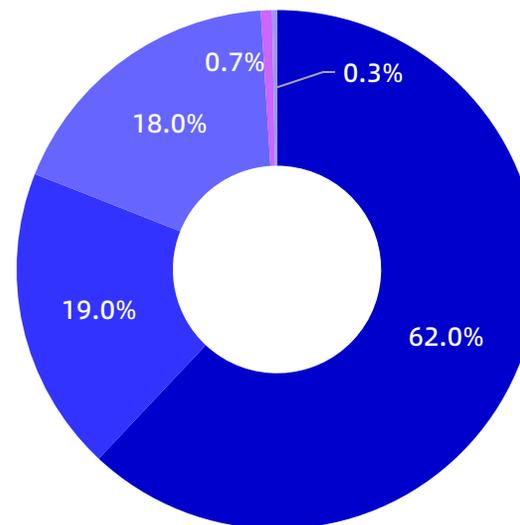
通过化石燃料(主要是天然气)制取但配套碳捕集与封存(CCS)技术的氢气，大幅降低全生命周期的碳排放，碳排放低于灰氢。

绿氢

利用可再生能源(如风电、光伏)电解水制取的氢气，全过程近乎零碳排放，是清洁氢能的最理想形态。

目前国内各类制氢方式占比

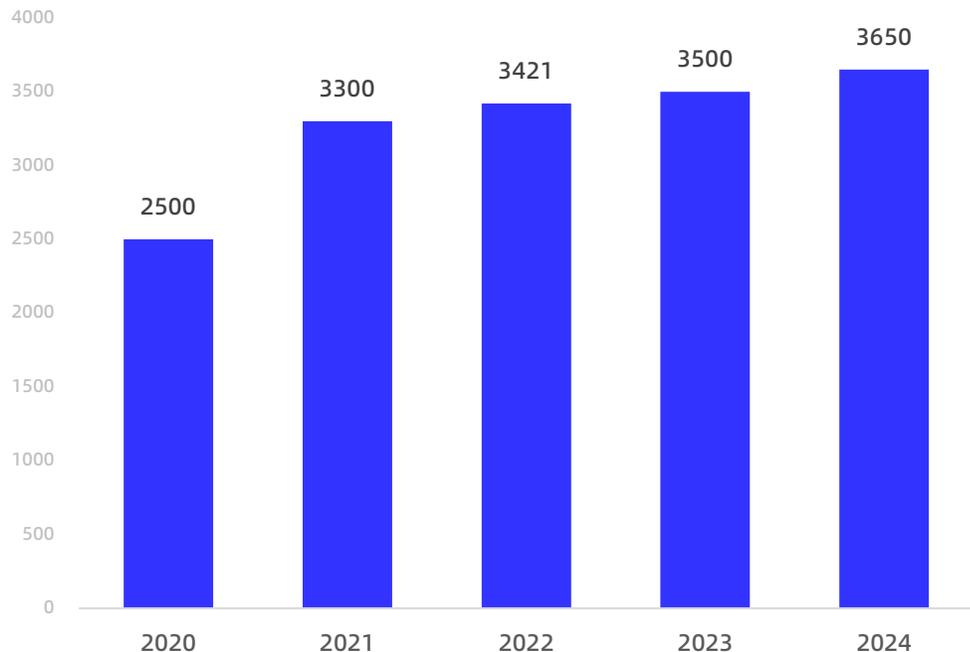
■ 煤制氢 ■ 工业副产氢 ■ 天然气制氢 ■ 电解水制氢 ■ 其他



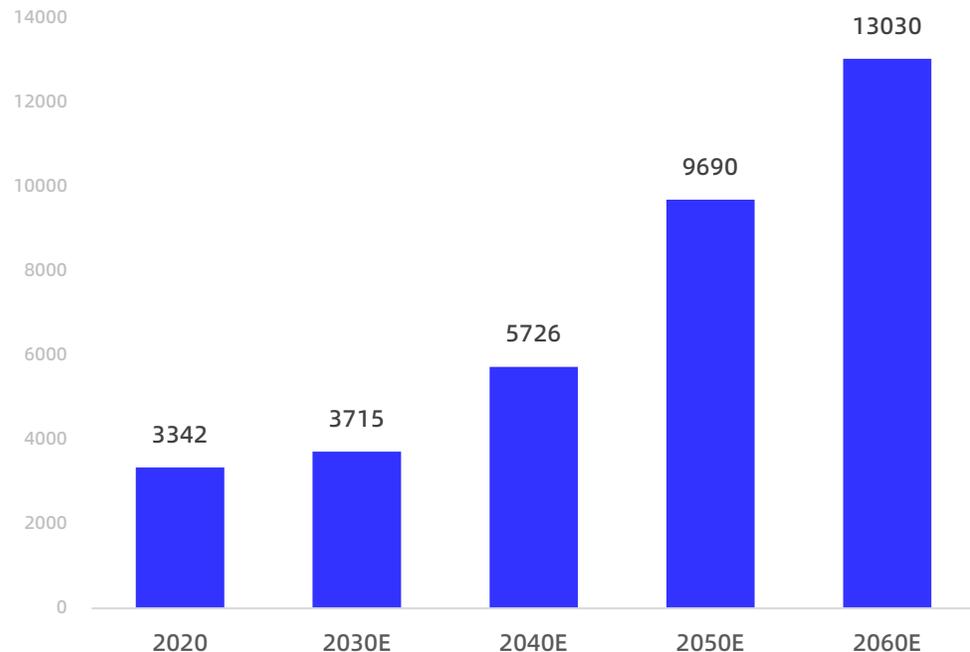
03. 行业前景：未来氢能需求巨大，当前供给远远不足

- 随着氢能技术迭代与应用场景拓宽，市场需求持续攀升。据行业研究显示，现阶段我国氢气年消费量约3342万吨，供需处于紧平衡状态。但在碳中和目标驱动下，需求结构将发生根本性变革，预测到2030年，氢气年需求量将攀升至3715万吨，占终端能源消费总量的5%；至2060年将进一步跃升至1.3亿吨，占比达20%。当前3400万吨级的供给能力与未来二十年的指数级增长需求形成鲜明对比，2060年预期需求量已达现阶段的3.8倍，凸显出氢能产业巨大的成长空间与发展动能。这一增长轨迹表明，氢能正从辅助能源加速转向主力清洁能源载体，产业链扩张与技术创新将迎来长期机遇期。

2020-2024年中国氢能产量（万吨）



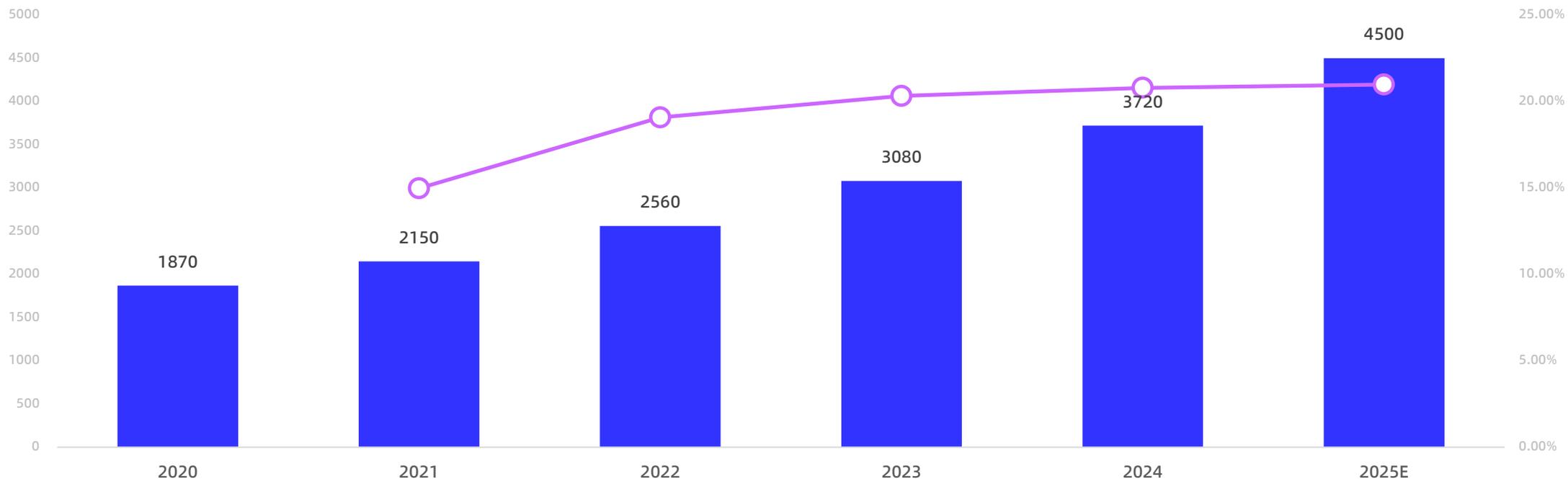
2020-2060年中国氢能需求量预测（万吨）



04. 行业规模：规模持续扩大，增长有望持续提速

- 2020-2025年中国氢能产业规模呈现强劲增长态势。行业从2020年1870亿元起步，以年均超13%的复合增长率持续扩张，至2024年达3720亿元。且呈现逐步提速的态势，2022、2023年增速上升至20.3%以上，氢能产业化逐步完善叠加政策驱动，产业发展加速。随着技术降本与政策支持持续深化，2025年有望维持持续增长，市场规模跃升至4500亿元，同比增速21%。未来在绿氢制备、储运设施及燃料电池应用等领域高需求推动下有望带动行业持续高增。

2020-2025氢能行业规模及增速（亿；%）



05. 行业政策：政策大力扶持，驱动产业快速发展

- 我国已将氢能正式纳入国家能源战略体系，政策支持力度持续升级。2022年3月由国家发改委、能源局联合发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》首次从顶层设计层面确立氢能的战略新兴能源地位，明确构建制储输用全产业链发展框架，并设定2025/2030/2035三阶段产业化目标。该纲领性文件的出台标志着氢能产业进入国家战略驱动新周期，为技术攻关、基础设施建设和商业模式创新提供系统性政策保障。

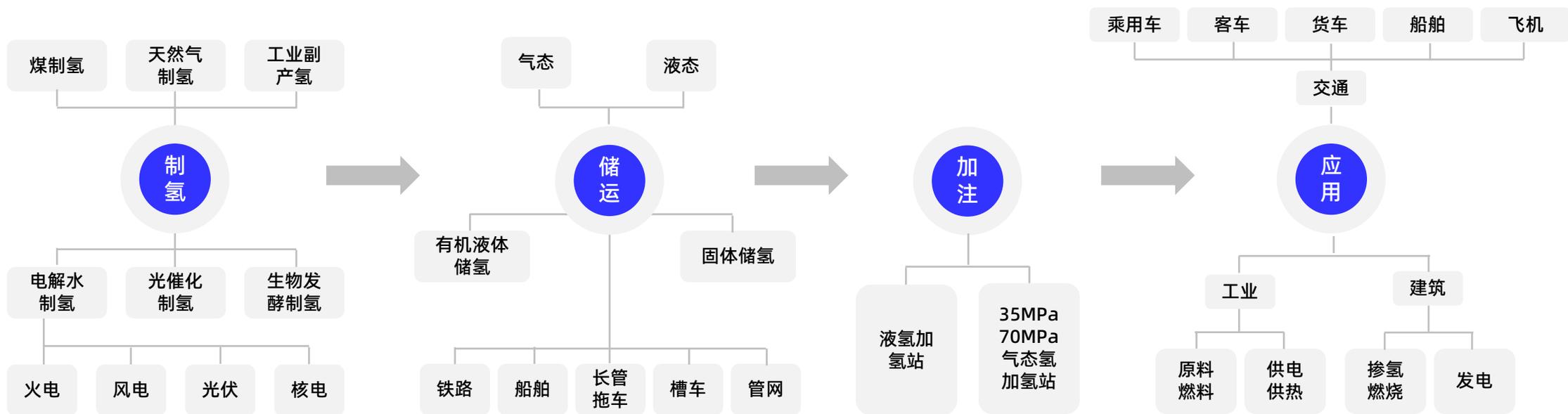
近年出台的国内氢能行业相关政策

时间	政策来源	战略要点与技术导向
2024.03	国家能源工作指导文件	探索大机组掺氢/氨技术；编制氢能产业高质量发展路线图；重点发展绿氢制备与应用场景；推进氢能技术国家研发计划；深化中东清洁能源合作（氢能专项）
2023.07	产业结构调整目录（征）	将绿氢制备、多元储氢（固态/气态/液态）、管道输氢、加氢站纳入鼓励类产业目录
2023.01	新型电力系统规划（征）	推动氢燃料电池车、氢储能应用；规划电-氢二次能源系统深度融合
2022.03	氢能产业中长期规划	战略锚定：确立氢能战略新兴能源地位 阶段目标：2025年绿氢年产能10-20万吨，减排100-200万吨；燃料电池车保有量达5万辆级；加氢站网络初成
2021.12	工业绿色发展规划	加速氢能技术创新与基建布局，推动多场景应用
2021.11	工业绿色发展指导意见	引导氢能替代化石燃料；推进加氢站等基础设施规模化建设
2021.1	碳达峰行动方案	支持氢能在交通、化工、储能等场景应用；加强专业人才培养
2019.03	国务院年度工作报告	历史突破：首次将氢能写入国家工作报告；明确加氢设施建设任务

06. 行业产业链：制氢、储运、加注、行业应用构成全产业链

- 氢能产业链涵盖制氢-储运-加注-应用全链条。
- 上游制氢环节主要包括化石能源重整、工业副产提纯及可再生能源电解三类技术路线制取氢气；
- 中游储运环节需根据氢能形态差异适配基础设施——气态、液态、固体吸附及有机液体储氢构成四大技术体系，对应衍生出长管拖车（短途）、液氢槽车（中程）、管道（干线）、船舶/铁路（跨域）五类运输模式；加注环节通过加氢站实现终端供给，按储氢状态分为液氢加注站与高压气态加氢站两类基础设施。
- 下游应用呈现双轨并行特征：交通领域（燃料电池车/船舶）依赖加氢站网络；非交通领域则通过点对点氢能输送系统直供终端，其中工业场景（化工原料/冶金燃料/热电联供）与建筑供能（掺氢燃烧/分布式发电）已形成规模化应用路径，凸显氢能作为多元能源载体的系统价值。

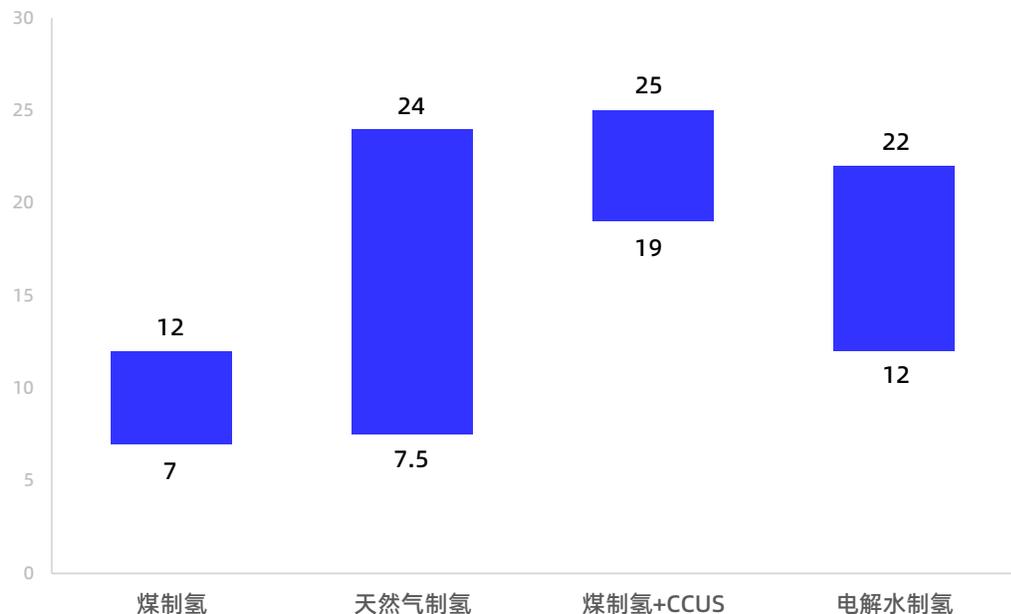
氢能产业链示意图



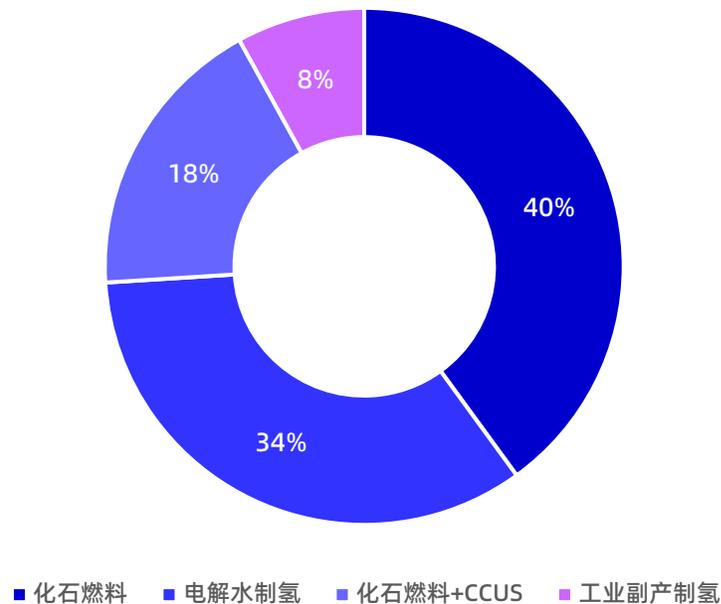
07. 上游：制氢端是氢能核心来源，电解水制氢未来将成主流

- 制氢作为氢能产业链的源头环节，当前主流技术路线包括煤制氢（灰氢）、天然气制氢（灰氢）、煤制氢+CCUS（蓝氢）及电解水制氢（绿氢），其成本结构呈现显著差异。经济性现状：煤制氢凭借原料优势成本最低（6.8-12.1元/kg），叠加CCUS技术后蓝氢成本升至19.1-24.5元/kg（碳捕集增量约12.3元/kg），而绿氢受制于电力成本占比超80%，综合成本达21.6-31.7元/kg。
- 成本演进趋势：现阶段绿氢在低电价区已接近蓝氢水平，但与灰氢仍有差距；伴随碱性电解槽设备单价中期降至1500元/kw、远期降至1000元/kw，且电价分别下探至0.20元/度、0.15元/度时，绿氢成本将大幅降至12元/kg（中期）与7.89元/kg（远期），实现与工业副产氢及煤制氢的平价。经济性突破叠加零碳属性，将驱动电解水制氢成为主流。IEA预测2030年其占比将跃升至34%，仅次于化石燃料制氢（66%），未来氢能供给体系将以电解水制氢为主导。

0.2元/kwh制氢成本对比



2030年预计氢气制备方式分布



08. 中游：储运是产业链的核心环节，产业价值高

- 氢能储运环节是平衡脱碳效益与安全风险的关键枢纽，承担着连接生产端（西部/北部资源富集区）与消费端（东南沿海负荷中心）的核心职能。受制于供需地理错配带来的长距离输送需求，叠加氢能自身易燃易爆、易扩散等物性挑战，储运成本在终端氢价中占比高达40%-50%，成为制约产业规模化发展的瓶颈。
- 当前主流储氢技术分为物理法与化学法两类，其中物理储氢因产业化成熟度优势占据主导地位，高压气氢应用超百年历史（尤其医疗领域），技术成熟度最高，是目前商业化储运主力；低温液氢：虽具高密度（70g/L以上）和低压优势，但液化能耗高（>13kWh/kg），规模化应用仍受限；固态储氢：依托金属氢化物实现安全储运，单位质量储氢密度优异，但材料成本与释氢动力学瓶颈尚待突破，处于工程验证阶段。短期内高压气态储运仍是支撑氢能网络建设的现实路径，而液氢与固态储氢需通过技术降本突破经济性阈值。

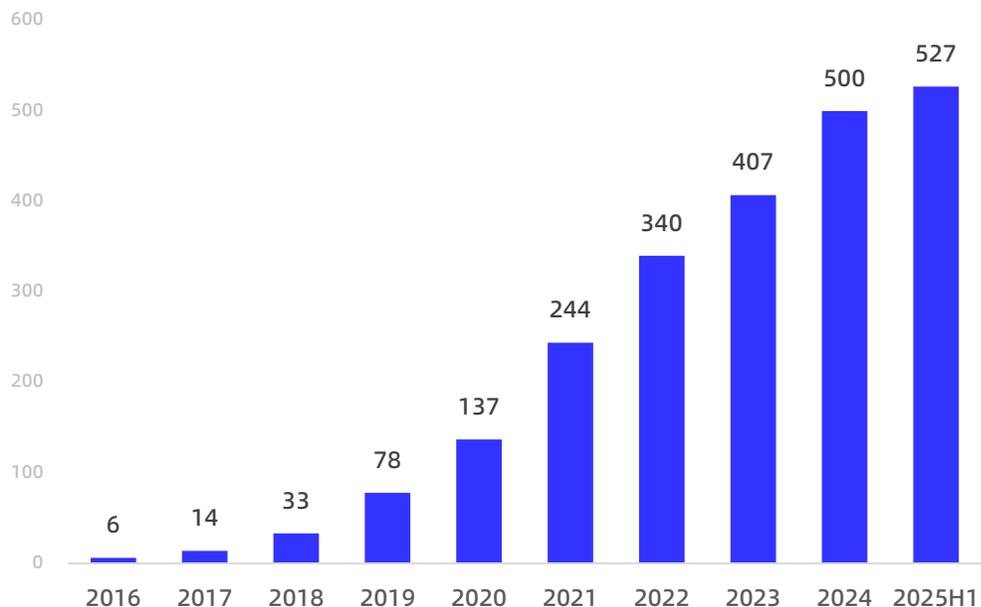
各种储氢方式对比

对比指标	高压气态储氢	有机液态储氢	低温液态储氢	固态储氢
压力(Mpa)	20-80	常压	0.6	4
储氢密度 (kg/m ³)	20-40	20-50	40-70	10-150
安全性	安全系数相对高	安全系数相对高	存储安全隐患大	安全系数相对高
工艺成熟度	百年商业化应用	实验室研究阶段，尚未量产	小规模试产	材料开发及试验阶段
用氢成本 (元/kg)	2	15	12.2	/

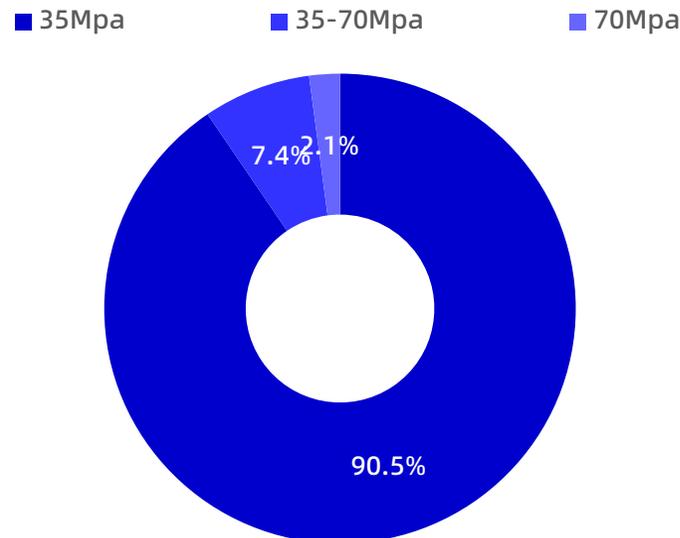
09. 加注：加氢站处于扩建期，高压加氢驱动产品升级

- 加氢站作为燃料电池汽车能源补给的核心基础设施，其建设规模直接影响氢能交通商业化进程。我国加氢网络正经历高速扩张，2015-2022年间年均复合增长率突破55%。截至2025年6月，全国累计建成加氢站527座，但距《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》设定的2025年千座目标仍存在473座的增量空间，预示未来需加速建设。
- 技术结构层面，国内现役加氢站中35MPa压力等级占比近90%，高压气态储氢技术路线占据绝对主导。对比国际主流市场（欧美70MPa气氢站与液氢站占比超60%），我国在加注压力等级与储氢形态上存在显著代差。随着燃料电池汽车续航里程需求升级，车载储氢系统正从35MPa向70MPa迭代，这一趋势将驱动加氢站技术形态同步革新，70MPa高压气氢站及液氢加注站建设提速，为加氢设备制造商创造系统升级与部件替代的双重机遇。

2016-2025H1加氢站累计建成数量



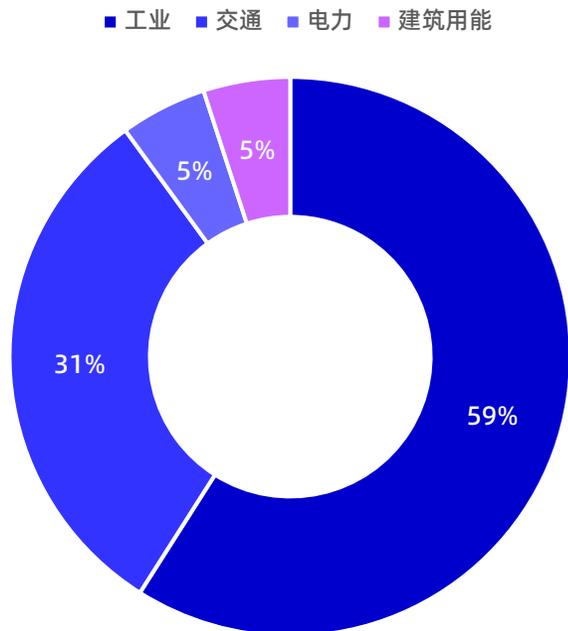
2023年加氢站压力等级分布



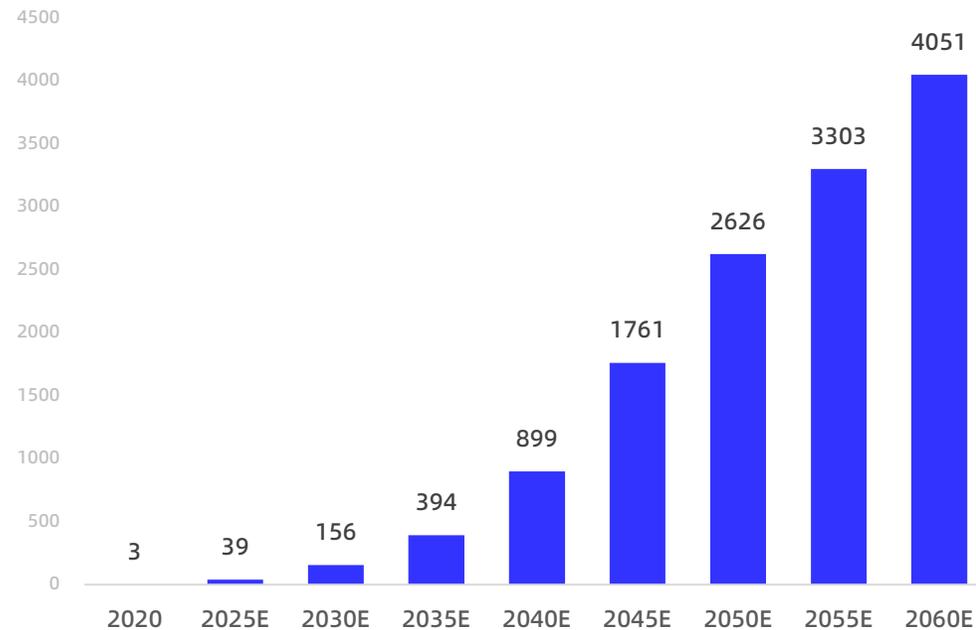
10. 下游：短期工业应用为先，中长期交通应用将发展

- 全球氢能消费集中于化工与炼油领域，工业部门是绿氢替代灰氢实现深度脱碳的核心场景。IEA预测，2030年全球工业氢需求将达1亿吨，2050年增至1.4亿吨。中国工业用氢长期主导需求结构，2060年工业领域用氢规模达7794万吨。
- 交通领域用量低于工业，但产业链带动效应显著，是增长潜力突破口。交通碳中和需锂电与氢能技术互补，氢能在重载运输及长续航场景不可替代。现阶段氢能交通以燃料电池商用车为主，未来船舶燃料绿氨化、航空液氢发动机等应用将加速产业化。

2060年我国用氢需求分布



交通部门氢能需求量预测（万吨）



11. 阳光氢能：逆变器龙头布局制氢电解槽

- 阳光电源是国内光伏、储能设备龙头企业，主营产品为光伏和储能逆变器，逆变器市占率国内第一。阳光电源是国内最早布局氢能领域的新能源企业，设立子公司阳光氢能，阳光氢能主要产品有碱性电解槽和PEM电解槽，拥有PWM制氢电源、ALK和PEM电解槽、电解槽数字化管理系统、气液分离与纯化设备、智慧氢能管理系统等一体化系统设备的研发制造和交付能力，并开发了离网、并网、微网多模式下制氢系统解决方案。2023年开始已成为氢能制氢设备行业龙头，出货量行业第一，2023年净利润已实现1.13亿，发展较为迅速。

阳光氢能主要产品

产品	图片	简介
PWM直流变换电源		利用IGBT全控型功率型器件和PWM控制技术，将风电和光伏不稳定电源转换为电解槽所需直流电，适应风光离网直接制氢场景。
碱性水电解制氢设备		利用直流电将碱性水溶液电解为氢气和氧气，经过气液分离与纯化设备后得到高纯度成品氢气。由碱性水电解槽，气液分离与纯化设备、公用工程设备组成。
2000+Nm ³ 系列大型碱性水电解槽		采用高活性催化剂、耐反向电流新型电极，具备高电密、低能耗、耐启停、灵活性强的特性；配备SMS系统，具备安全管理、状态分析、运行优化三大功能，提高制氢效率，降低运行衰减，更适用于波动工况。
PEM电解水制氢设备		利用直流电将纯水电解为氢气和氧气，经过气液分离与纯化设备后得到高纯度成品氢气。由PEM电解槽，气液分离与纯化设备、公用工程设备组成。
智慧氢能管理系统		可再生能源柔性制氢系统的“大脑”，实现多套制氢系统之间，制氢系统与多种能量来源之间的协调控制，具备运行监测、分析诊断、协调控制、运营管理四大功能，实现系统高效、智慧、安全。

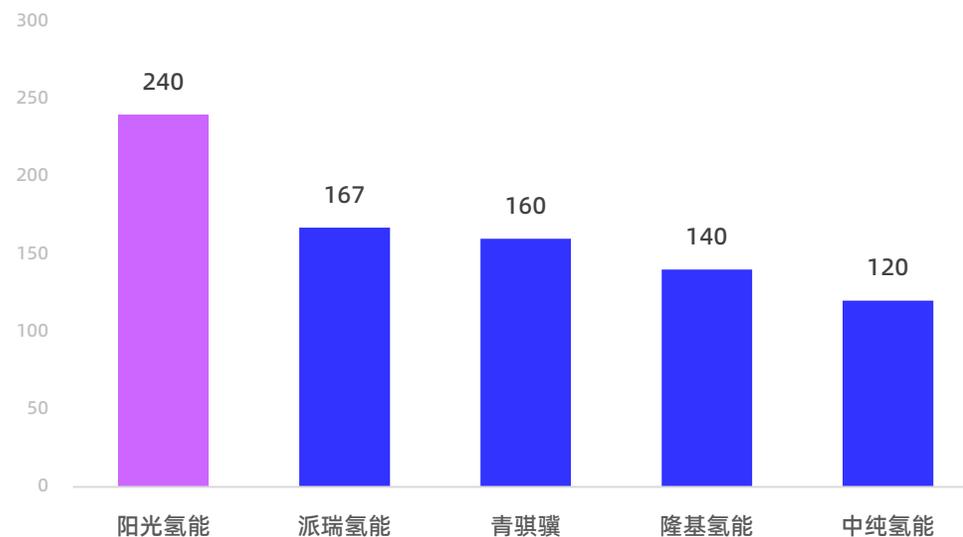
12. 阳光氢能：制氢设备市占率第一，重大项目案例及产品技术领先

- 2024 年，根据势银（TrendBank）统计，阳光氢能签约市占率位居行业第一，成功签约中能建松原绿色氢氨醇一体化、大唐多伦 15 万千瓦风光制氢一体化、辽源天楹风光储氢氨醇一体化等多个大型绿氢示范项目。2024 年 6 月、8 月，阳光氢能中标全球最大规模绿色氢氨醇一体化项目——中能建松原氢能产业园示范项目，荣占该项目最大标段，且成为业内唯一一家制氢电源与电解槽双双中标的企业。
- 阳光氢能的柔性制氢系统适用于能源电力、工业、交通多种应用场景，已在吉林、宁夏、内蒙古、甘肃、湖北等多地风光水可再生能源制氢项目中得到广泛应用。公司发布2000+Nm³/h系列大型碱性水电解槽，创新开发SMS1000电解槽数字化管理系统，引领电解槽产业进入数智化新时代；发布300Nm³/h PEM电解槽，性能、产氢量，寿命均大幅提升；持续升级智慧氢能管理系统，开展新能源交流/直流耦合制氢系统实证，夯实柔性制氢技术。其中，1000Nm³/h ALK电解槽、250Nm³/h PEM电解槽获得“CE”国际认证。

阳光氢能绿氢制备案例



2024年国内电解水制氢设备招投标订单TOP5（兆瓦）



13. 氢能行业未来发展的主要挑战

经济性瓶颈

绿氢成本较煤制氢溢价超100%，电解设备进口依赖（质子交换膜电解槽国产化率较低）及可再生能源电价占比高；储运环节占终端氢价40%-50%，高压气氢运输成本达8-12元/吨·百公里，液氢储运更因-253℃深冷能(>13kWh/kg)使成本倍增。

01

基础设施不足

加氢网络稀疏，截至2025年6月国内仅527座加氢站，70MPa高压站占比不足10%，距2025年千座目标缺口较大，难以满足交通应用的配套需求。

02

行业标准缺失

法规标准滞后：氢气作为能源管理的法规尚未出台，储氢容器认证周期超18个月（较LNG设备长2倍）；生产标准缺失：化工副产氢提纯燃料标准缺失，限制灰氢低碳化利用。

03

安全应用风险大

氢气爆炸极限宽，扩散系数为汽油的数倍以上，现有传感器响应速度难满足泄漏实时控制，安全事故发生难以及时预警阻止。氢气储运主流采用的长管拖车运输事故率较LNG高，液氢储罐真空失效风险概率大。

04

14. 氢能行业未来发展的主要趋势

市场规模大，行业处于提速阶段

中国氢能产业近5年复合增速超过18%，且增长处于提速阶段，23/24增速均超过20%，2024年市场规模突破3700亿，预计2025年在政策驱动下有望维持高增，市场规模突破4500亿。行业持续扩容，规模突破数千亿，行业发展空间巨大。

01

政策驱动行业成长

氢能产业已上升为国家能源战略核心组成部分，政策驱动将成为未来三年行业爆发式增长的关键引擎。在《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》明确氢能战略性新兴产业定位的背景下，中央与地方政策协同发力，通过财政补贴、应用场景创造（7大燃料电池汽车示范城市群）及制度破壁三维政策工具包，持续推动产业未来的高速增长。

03

氢能作为清洁且高效能源，未来需求缺口大

在全球碳中和的目标下，氢能作为无碳的清洁能源，其能源密度也超过了传统的化石燃料，是21世纪理想的能源。未来各个高排放的行业将需要通过氢能替代传统的化石能源，从需求端预测，2050年氢能需求将接近1亿吨，目前的产能远远不足，未来有巨大的需求缺口。

02

产业链存在巨大发展机遇

上游制氢端，清洁度最高的绿氢占比较小，随着电解水制氢技术成熟且成本降低，绿氢有望平价从而替代灰氢、蓝氢，预计2050年占比接近34%，未来发展空间巨大。下游应用侧，交通应用方兴未艾，燃料电池汽车在汽车占比极低，且在氢能应用也不足5%，预计未来随着加氢站基础设施完善，燃料电池成本下探，有望推动交通侧氢气应用快速爆发，预计2050年交通应用将占据31%，发展空间巨大。

04

版权说明

本报告为简版报告，内容为嘉世咨询研究员通过桌面研究整理撰写。如有深度调研需求，请联系：
mcr@chinamcr.com或021-52987060；

本报告中的所有内容，包括但不限于文字报道、照片、影像、插图、图表等素材，均受《中华人民共和国著作权法》、《中华人民共和国著作权法实施细则》及国际著作权公约的保护。

本报告的著作权属于上海嘉世营销咨询有限公司所有，如需转发、转载、引用必须在显著位置标注出处，并且不得对转载内容进行任何更改。

