

## 技术

## 氢能综合应用试点推动绿氢规模化替代提速

氢能产业“讲故事、炒概念、靠补贴”的粗放发展时代已经过去，正迈入“拼技术、拼成本、拼场景、拼商业闭环”高质量发展新阶段

中国石化经济技术研究院 李雪

3月16日，工业和信息化部、财政部、国家发展改革委联合印发《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，拟采用“揭榜挂帅”方式遴选5个城市群开展为期4年的应用试点，中央财政采用“以奖代补”方式给予总额80亿元的资金支持，以多场景规模化应用带动成本降低，助力氢能技术装备创新突破，推动氢能产业高质量发展。该试点方案是对《加快工业领域绿色低碳氢能应用实施方案》的落地承接、场景扩容与机制深化，二者同属落实《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》的政策闭环，共同构建起“顶层定方向—试点破路径—全链促协同”的清晰递进关系。

氢能综合应用试点的落地，标志着我国氢能产业“讲故事、炒概念、靠补贴”的粗放发展时代已经过去，正迈入“拼技术、拼成本、拼场景、拼商业闭环”的高质量发展新阶段。相关企业若能在“十五五”期间抓住城市群试点机遇，聚焦绿氢应用、深耕工业消纳、打通储运闭环、做实商业落地，有望在氢能产业大发展浪潮中抢占先机、掌握主动，助力氢能产业真正从“政策驱动”走向“市场驱动”、从“试点示范”走向“规模商用”。

## 试点方案发布正逢其时，将助力氢能产业加速闭环

“十四五”以来，我国氢能产业实现了“从0到1”的突破，已初步构建起较为完整的产业链，具备了开展规模化试点的基础条件，步入跨越经济性拐点的阶段。2025年，我国氢能生产与消费规模达3700万吨，稳居世界第一；绿氢产能突破25万吨/年，实现翻倍增长。目前，万吨级绿氢制备、十万吨级绿醇合成、百万吨级绿氢冶金等项目相继投产，炼化、煤化工等领域已开展部分绿氢替代，产业发展进入跨越技术经济拐点、迈向快速规模化的关键时期。在关键技术装备方面，氢燃料电池、电解槽、储运设备等环节持续取得突破，其中电解槽产能已占全球近60%，为氢能规模化应用提供了有力支撑。

2020年9月，财政部等五部委联合发文开展燃料电池汽车示范应用，推动氢能交通进入快速发展阶段。氢燃料电池汽车实现规模化推广与多场景拓展。截至2025年底，全国氢燃料电池汽车累计销量近4万辆，其中五大示范城市群推广量超过2.4万辆，占总量的60%以上。车辆应用场景全面拓展至城市物流、渣土运输、牵引拖拽、矿场运输、市政环卫，以及出租车、网约车等多元领域。加氢基础设施同步完善，累计建成加氢站592座，加氢能力与站点数量均位居全球第一，年用氢量突破两万吨。在政策支持下，车用氢气终端价格持续下降，示范城市气枪口价（含补贴）普遍降至35元/千克以下，较示范前下降约30%。关键技术材料与自主化突破，膜电极、双极板、氢气循环系统等核心部件国产化率从不足10%提升至90%以上。此外，“氢能高速”等新模式逐步兴起，山东、四川、河南等10余省份已出台高速通行费减免政策，推动煤炭运输、大宗物资配送、港口物流等长途重载场景的商业化探索。

然而，氢能产业尚未形成完全的内生动力，仍面临成本与储运两大核心挑战。我国绿氢制备成本在18~25元/千克，短期内仍难以与化石能源制氢竞争。储运方面，当前以高压气态拖车为主，百公里运输成本8~12元/千克。而工业领域对成本高度敏感，且当前碳排放绿色溢价有限，导致绿氢大规模替代应用进展缓慢。在供给方面，我国氢能存在显著“供需错配”问题：约90%的绿氢产能集中在风光资源丰富的“三北”地区，而约70%以上的氢能消费需求集中在长三角、珠三角、京津冀等东部工业密集区。现有管道无法满足跨区域运输需求，储运环节结构性薄弱导致产销脱节，绿氢项目有气送不出、消费区需用不上，制约产业链的融合发展。

“十五五”期间启动综合应用试点并非简单的扩大示范，而是一场“应用牵引”的系统攻坚。通过用氢场景拓展，将政策红利由下游向上游传导，以消纳侧需求扩大拉动产业链规模化降本，通过工业领域规模用氢带动储运设施升级，培育可持续盈利的商业模式，推动氢能产业“制储运用”加速闭环。

## 应用场景多元拓展，扩消纳拉动产业链规模化降本

此次试点方案，锚定构建“1+N+X”氢能应用生态，在城市群内实现上下游链条贯通的前提下，聚焦应用端支持，降低氢能成本和终端产品价格，将氢能应用由燃料电池汽车向交通、工业等具备条件的多元领域拓展，为绿色低碳氢的规模化发展开辟路径。

“1”，即燃料电池汽车这一基本盘，重点推广中重型商用车，并布局氢能高速与

河南石油新乡南二环路氢电合建站员工巡检加氢设备。  
薛宝泉摄

走廊，聚焦中长途、中重载、长续航的货运场景。考核上，车辆推广将依据运营规模积分，要求单车累计运行里程超过3万公里，确保实际使用。加氢站则综合考核建设数量、加注量和绿氢使用比例，并通过额外积分奖励，引导氢能高速网络建设和绿氢加注。其中，绿氢加注最高可获4.4元/千克补贴，凸显了“绿氢优先”与基础设施网络化的导向。该方案在延续上一轮示范的基础上，进一步强化了真实运营的考核约束，旨在杜绝车辆“只买不用”、加氢站“只建不营”的套利行为。目前，在氢气资源丰富地区，中重型卡车及冷链物流等场景已初步显现经济性，可与纯电动汽车形成互补，共同增强我国新能源汽车产业的韧性与安全性。

N个工业领域应用场景是本次试点的最大增量，覆盖绿色氨醇、氢基化工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧四大领域，是绿氢规模化消纳的核心领域，可通过规模效益带动氢气成本快速下降。绿色氨醇不只是化工产品，更是氢能高效安全的储运载体，兼具突出的能源属性，本次试点方案对其给予最大力度补贴（最高4元/千克），与国家能源局将其提升至国家能源安全战略高度的定位契合。“实际产量不低于设计产能的60%”这一指标，直指下游真实消纳。氢基化工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧等领域绿氢积分奖励力度相同，逐年退坡，最高为3.2元/千克。氢基化工原料替代场景对绿氢应用比例设置了逐年提升的刚性要求，氢冶金项目也要求入炉还原气氢含量不低于50%，杜绝形式主义，明确了氢能是传统炼化、钢铁等高耗能高碳排放行业的重要转型路径。预计在政策带动下，“十五五”末国内绿氢年需求将增至120万吨，占氢气总消费比例有望从2025年的不足1%提升至约3%。

X个创新场景意在探索细分高附加值赛道。这些场景目前还处于小范围示范验证阶段，但技术创新性强、具备一定发展潜力，是未来氢能应用的重要方向。如在船舶、轨道交通、矿卡等大载重、高耗能应用场景中，纯电技术难以满足需求，氢能或将成为零碳转型的核心解决方案；电子、制药等行业对高纯氢有刚性需求，且对价格承受力较高，可打破一味追求降价的逻辑；在数据中心、备用电源、热电联供等场景中，氢能的长时、大容量、稳定供能特性将发挥重要作用。拓展这些创新场景，将为氢能产业开辟差异化、低竞争的新空间。

## 产业目标瞄准平价替代，但尚不足以实现市场化商业化

试点方案仅提出了用氢价格和氢车保有量两个总体指标，“到2030年，城市群氢能在多元领域实现规模化应用，终端用氢平均价格降至25元/千克以下（部分优势地区力争降至15元/千克），全国燃料电池汽车保有量较2025年翻一番，力争达到10万辆，推动氢能技术装备迭代升级”。

从推广规模看，只有氢能汽车有具体量化的规模目标，但4年不到7万辆的力

推广目标，规模十分有限，距离市场化、商业化规模有较远距离。这与中国汽车工程学会发布的《节能与新能源汽车技术路线图3.0》提出的2030年燃料电池汽车保有量达到50万辆以上，相距甚大。50万辆是基于技术线性进步和补贴持续加码的理想情景，代表产业界的远期愿景，而试点方案的10万辆，是财政可承受、场景可落地、经济可持续的现实约束下的最低可行规模。上述差异，反映了政策从“技术验证与规模扩张”向“商业闭环与高价值应用”的战略重心调整，体现从“产业愿景”向“财政约束下的可行路径”的理性回归。

从氢气价格看，25元/千克终端用氢价格是市场能接受、产业能盈利的底线，在此价格下，氢能重卡全生命周期成本可低于柴油车，显现市场竞争力。而15元/千克的终端用氢价格可使氢能重卡经济性基本平等于电动车，在重卡、冷链物流等领域具备全面市场化潜力。在工业用氢领域，绿氢的经济性临界点清晰明确：当价格降至15元/千克，即可开始替代灰氢；若进一步降至7元/千克，则具备与化石能源全面竞争的能力。据此理解，本轮试点目标的核心在于，力争用4年时间，使绿氢在部分优势地区率先实现对灰氢的经济性替代，以工业应用为突破口，推动氢能产业迈出商业化第一步。

## 城市群试点渐成“星星之火”，助推全国氢能产业形成“燎原之势”

根据试点方案通知要求，申报城市群应按照“地域联动、产业协同、生态闭环”原则，自愿组合。城市群需“拥有清晰的氢能应用场景、较强的清洁低碳氢资源保障能力、良好的产业链基础、较好的政策制度环境和比较成熟的氢能应用经验”。将燃料电池汽车应用作为通用场景，并根据各地产业基础和特色因地制宜确定应用场景，形成各场景协同联动、互补发展的应用生态”。这些要求意味着申报城市群必须有实质性产业基础和“1+N+X”的多元场景布局能力。

方案对于申报试点城市群氢能产业基础设定了明确量化门槛。如在燃料电池汽车场景，申报城市群必须已推广1500辆以上燃料电池汽车、建成10座以上加氢站，且氢气终端售价不高于35元/千克；绿色氨醇场景则要求有1个及以上建成或在建的项目，且绿氢产能不低于10万吨/年，绿醇产能不低于5万吨/年，并配套可再生能源制氢产能分别不低于2万吨/年和1万吨/年；氢基化工场景要求有已投产的项目；氢冶金及创新场景要求有建成或在建的项目等。在申报条件方面，技术指标要求多数已经实现，基本可以认为没有技术门槛。

结合各区域产业基础、资源禀赋及已有布局，以下区域在试点申报中具备较强竞争力：

一是京津冀城市群。作为上一轮燃料电池汽车示范城市群的标杆，京津冀累

推广燃料电池汽车5322辆、建成加氢站50座，全面超额完成示范任务，已形成完整的氢能产业链。氢源保障方面，依托丰富的工业副产氢资源及“三北”地区绿氢资源，可将用氢成本控制在较低水平；工业场景拓展上，京津冀及周边钢铁、化工产业集聚，具备绿氢、氢基化工原料替代等规模化应用潜力。在燃料电池汽车和绿氢加注场景申报中优势显著。

二是上海及长三角城市群。长三角是我国氢能产业技术最密集的区域，且港口物流、城际货运需求旺盛，可依托“氢能高速公路”模式推动燃料电池中重卡规模化应用。在燃料电池汽车和绿氢加注场景申报中具有优势。

三是广东及珠三角城市群。广东在上一轮示范工作中展现出较强的市场化运作能力，佛山、广州、深圳等地已探索出跨省氢能推广、加氢站建设方面走在全国前列。珠三角城市群氢能产业链完整、应用场景多元，且毗邻港澳，在氢能船舶、跨境物流等创新场景中拥有独特优势。

四是成渝城市群。作为西部氢能产业的重要增长极，成渝地区已探索出跨省氢能廊道运营经验，打通“重庆—成都—雅安”等氢能运输线路，在氢能船舶、跨境物流、该区域在氢能重卡跨省物流、绿色氨醇等场景中具备独特优势。

五是湖北城市群。“武汉都市圈氢能区域试点”是国家能源局首批名单中中部地区唯一入选区域，在中部崛起和长江经济带战略中具有不可替代的地位。目前，东风、绿动氢能、众宇动力、海亿新能等一批龙头企业集聚于此，“制储运加用”全产业链基本贯通，将重点推进交通、工业、储能等领域的氢能示范应用，竞争力突出。

六是山东城市群。山东工业副产氢资源丰富，制氢成本可低至8元/千克，同时率先推出氢能高速通行费减免政策，打造了全国首个纯商业化运营的跨省氢能重卡干线，是工业副产氢利用与“氢能高速”建设的先行者。目前，青岛、淄博等地已布局氢能产业园，产业链日趋完整，具备氢基化工原料替代的规模化应用条件，有望申报燃料电池汽车和氢基化工原料替代场景。

此外，内蒙古城市群风光资源丰富，绿氢制取成本全国最低，已布局“干双环四出口”绿氢管网，在绿氢规模化生产方面具有不可替代的优势，或将重点申报绿色氨醇场景。福建正围绕嘉庚实验室、古雷绿氢中试基地，推进氢能交通、海洋、智能电网等领域的探索，在海洋氢能应用上具有特色优势，具备申报创新应用场景的潜力。

氢能试点城市群将在绿氢低成本制取、规模化储运、多场景工业消纳、商业化闭环运营、跨区域协同等关键环节率先突破，形成可复制、可推广的经验、政策与标准体系，成为我国氢能产业发展的“探路者”和“试验田”。未来，我国氢能产业将逐步构建全域协同、多元支撑、全国布局的大产业格局。

周“油”列国  
油事精彩

## 中国石化氢能制储运用全链条实践

## 制氢

## 广州石化



●核心模式：依托炼厂工业副产氢资源，打造低成本、高纯度氢能供应基地，是中国石化在粤港澳大湾区首个高纯氢生产基地，也是华南地区规模最大的燃料电池用氢供体。

●关键亮点：建成华南最大氢燃料电池供氢中心，供氢能力达5100吨/年，氢气纯度99.999%，满足燃料电池严苛标准；通过副产氢提纯利用，实现“变废为宝”，直供大湾区公交、物流重卡，并实现氢能供港，覆盖境内外终端场景，形成稳定高效的区域氢能供体体系。

## 储氢

## 石化机械



●核心模式：聚焦氢能存储装备研发与工程化应用，主攻地下岩洞储氢、高压储氢及氢气增压核心装备。

●关键亮点：承建国内首个岩洞储氢科研中试基地，探索大规模、长周期、低成本储氢技术路线；自主研发高压大排量氢气压缩机等关键装备，实现储氢核心设备国产化替代，为氢能大规模存储与安全运营提供技术支撑。

## 运氢

## 燕山石化



●核心模式：以高压氢气管束车为核心，构建高效、低成本的氢能陆路运输网络，打通“制氢厂—加氢站”终端配送链路。

●关键亮点：全国首台30兆帕氢气管束车投运示范单位，单车充装量达650千克，实际卸氢量约450千克，较传统20兆帕车型提升约一倍、运输成本降低约30%；配套33兆帕大排量氢气充装压缩机，首创30兆帕、20兆帕并行加注方案，适配国内主流加氢站需求；作为华北最大燃料电池氢生产基地，已常态化为北京、天津等地加氢站提供稳定高纯氢运输保障。

## 用氢

## 销售公司



●核心模式：以加氢站网络为载体，全面布局氢能交通终端应用，推动“油气氢电服”综合加能站建设。

●关键亮点：运营全球规模领先的加氢站网络，建成150座加氢站，覆盖全国主要氢能示范城市群，构建8条城际氢能走廊；重点服务氢能重卡、公交、乘用车等，提供稳定加氢保障，助力氢能交通规模化、商业化运营。

(黄敬清 卢鹏支咪咪 吕云提供)

## 新闻链接

## 国家能源局召开能源领域氢能区域试点工作推进会

4月10日，国家能源局召开能源领域氢能区域试点工作推进会，全面梳理试点开展情况，聚焦难点问题，部署下一阶段重点任务，加快培育氢能未来产业。

会议认为，国家能源局组织实施9个能源领域氢能区域试点，立足各地资源禀赋、产业基础，形成差异化发展格局，整体平稳起步，将为探索氢能产业多元化发展路径、破解跨部门跨领域协同难题、完善全国氢能

产业管理体系提供重要的实践支撑。

会议指出，要深刻认识发展氢能产业的重大战略意义。氢能是全球能源技术革命和产业变革的重要方向，是我国构建现代化产业体系、培育新质生产力的关键赛道，更是保障国家能源安全、推动能源绿色低碳转型的战略抓手。国家发展改革委、国家能源局深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，持续完善顶层设计，配套出台实施方案、技

术创新、标准规范、示范应用等一系列政策举措，推动我国氢能产业逐步迈入规模化、产业化发展关键阶段。

会议强调，氢能区域试点是破解氢能产业发展难题、推动产业高质量发展的关键抓手。一是要锚定“十五五”发展目标和能源强国建设，坚持因地制宜、统筹施策，加大力度推动试点走深走实。二是要强化科技创新，推动先进技术成果转化与首台（套）装

备示范应用。三是要加速制度改革，大胆推进氢能交易、绿色认证等机制创新。四是要加大政策支持，强化要素保障。五是要加强试点协同联动，树立“一盘棋”思想，压实各方责任，凝聚发展合力。以氢能区域试点扎实成效，为保障国家能源安全、推动能源绿色低碳转型、加快建设现代化产业体系提供有力支撑。

(来源：国家能源局网站)