



零排放货运行动
Zero Emission Freight Initiative

氢燃料重卡的应用进展 和推广建议研究报告

零排放货运行动秘书处

北京市朝阳区望京悠乐汇 E 座 909

电话：010-84766376

网址：<https://www.smartfreightcentre.org/en/smart-freight-centre-china-sfcc/>

邮箱：infochina@smartfreightcentre.org



2025 年 05 月

目录 Contents

关于零排放货运行动

零排放货运行动（英文名称：Zero Emission Freight Initiative, 缩写：ZEFI）是一个集合智库机构、研究机构、主机厂、关键设备以及零部件生产和供应商、能源生产和供应商、货主企业、物流运输企业、相关行业协会等各个零排放货运利益相关方，共同参与聚焦道路货运实现零排放的非政府、非营利、自愿性公益平台。ZEFI 的愿景是推动中国交通实现碳中和，支持道路货运实现零排放。

在愿景的指引下，ZEFI 将主要致力于推动利益相关方建立货运零排放的共识，加快零排放货运车辆（特别是中重型货车）和补能基础设施的推广，支持零排放货运相关标准和规范的研制与实施，支持创造更好的零排放货运政策和市场环境，推动零排放货运试点示范，为政府和企业提供技术支撑。ZEFI 秘书处设在智慧货运中心，由能源基金会提供支持。

© 零排放货运行动 , 2024

如用于教育或非营利目的，本出版物的全部或部分内容可以任何形式复制，而无需获得版权持有人的特别许可，但须注明来源。零排放货运行动欢迎收到任何使用该报告作为参考资料的出版物。未经事先书面许可，本出版物不得作转售或作任何其他商业用途。

致谢

本报告是零排放货运行动的研究成果，由智慧货运中心和北京智慧绿行科技有限公司承担基础研究工作。零排放货运行动在此感谢能源基金会对报告的大力支持，感谢零排放货运行动深度研讨会参与机构和专家所提供的数据支持、文字支持及宝贵建议。

免责声明

该报告由能源基金会提供资助支持，报告所表述的发现、解释和结论基于零排放货运行动秘书处通过可靠渠道所搜集的信息，并尽可能保证可靠、准确和完整。报告内容不代表资助方观点，不对使用此文件而导致的损失负责。

氢燃料重卡的应用进展和推广建议研究报告 2

Research Report on the Application Progress and Promotion Suggestions of Hydrogen Fuel Heavy Trucks

1 氢能重卡市场与技术现状	2
1.1 氢能重卡市场现状	2
1.2 氢能重卡技术现状	4
2 氢能重卡基础设施现状	6
2.1 建设现状	6
2.2 技术现状	8
2.3 运营现状	8
3 氢能重卡的经济性评估	9
3.1 车及燃料电池系统成本现状	9
3.2 氢气价格现状与发展趋势	9
3.3 氢能重卡的经济可行场景	10
4 案例	11
4.1 京津冀城市群	12
4.2 郑州城市群	14
4.3 广东城市群	15
4.4 小结	16
5 问题及建议	17
5.1 问题	17
5.2 建议	18



摘要：本报告系统梳理了氢燃料重卡在低碳物流中的应用进展，重点围绕其在交通领域减碳背景下的技术与市场发展、基础设施现状、经济性水平及试点实践展开分析，并给出了推广面临的主要障碍和建议。分析结果表明，氢能重卡技术和部件已实现约80%国产化，成本大幅度下降，但受到氢气价格高昂、基础设施布局不足的影响，市场渗透率和增速仍滞后于纯电动重卡。基础设施方面，中国加氢站规模全球领先，但高压技术国产化滞后、区域供需错配及运营效率低下等问题仍制约其规模化应用。经济性评估显示，在购车补贴、道路通行费用减免等政策的支持下，氢能重卡在工业副产氢就近利用与高频短倒运输场景中已接近柴油车平价，但干线物流应用还需进一步探索，主要受购置成本、氢气价格、加氢站布局等影响。报告根据京津冀、郑州、广东的案例进一步梳理了燃料电池示范城市群的氢能重卡应用进展。报告建议提升政策科学性和灵活性，并确保政策实施的连续性；通过技术攻关、产业链国产化、规模效应全面推动氢能重卡降本；推动区域供需协同、通行减免、商业模式创新，提升氢能重卡经济性及可持续发展能力；拓宽氢能应用场景与产业，探索氢能在轨道、航空、海运等更多交通领域的可用性及适用性。

氢燃料重卡的应用进展 和推广建议研究报告

Research Report on the Application Progress and Promotion Suggestions of Hydrogen Fuel Heavy Trucks

1 氢能重卡市场与技术现状

1.1 氢能重卡市场现状

2024年1—12月，氢能重卡累计销量达到4,460辆，相比2023年同期的3,653辆，同比增长22.1%，占新能源重卡市场份额的5.4%。但同期新能源重卡市场整体增速达到140%，明显

高于氢能重卡的增长水平。氢能重卡的市场占比由2023年的10.6%下降至5.4%，同比下降5.2个百分点，亦低于2022年的9.8%。市场份额下降的主要原因在于纯电动重卡技术迅速成熟，市场接受度和认可度持续提高，挤占了氢能重卡的市场空间。同时，氢能重卡在加氢基础设施布局

不足、车辆购置成本高、运营费用偏高等问题上的制约尚未得到有效缓解，进一步削弱了其市场竞争力。

2024年，氢能重卡市场结构进一步向牵引车

型集中。全年牵引车（含半挂牵引车）销量占氢能重卡总销量的75%以上，在各类车型中占据绝对主导地位，凸显其在干线物流等典型应用场景中的显著优势。相比之下，自卸车和普通载货

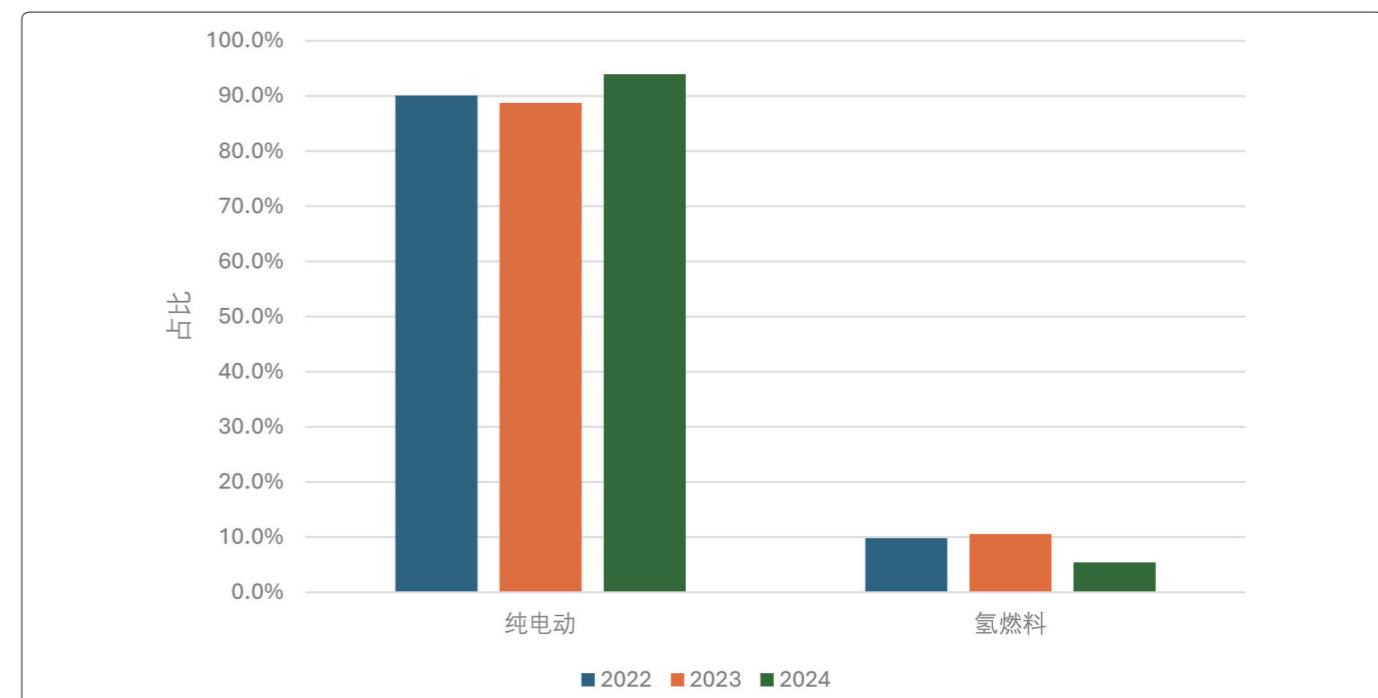


图1 2022—2024年新能源重卡燃料种类对比

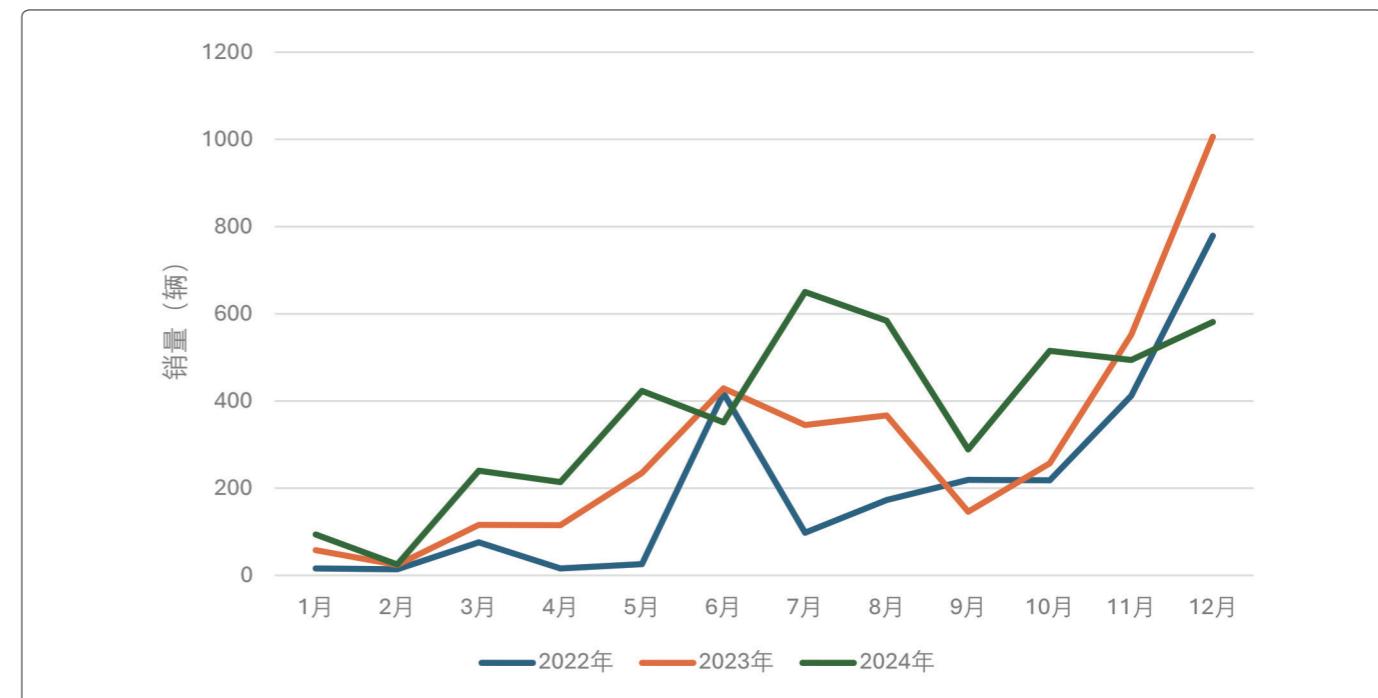


图2 2022—2024年国内氢能重卡销量月度走势图

车的市场渗透显著受限，占比分别仅为 5.9% 和 3.8%，同比降幅均超过 40%，在当前市场的接受度偏低、推广难度较大。搅拌车和其他专用车型则在特定细分领域实现一定增长，占比分别达到 2.3% 和 12.3%，显示出氢能重卡在特定应用场景中仍具备一定拓展空间。整体来看，2024 年氢能重卡车型结构呈现出高度集中的发展格局，牵引车型持续领跑市场，而其他车型则面临市场应用基础薄弱、适配场景有限等现实挑战，短期内难以实现规模化突破。

1.2 氢能重卡技术现状

从技术层面看，氢能重卡关键性能指标已全面达到《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》中 2020 年的技术目标，并在多个方面提前实现了 2025 年目标。其中，燃料电池系统额定功率已达到 110 千瓦，质量比功率为 541 瓦 / 千克，最高系统效率达 62%，实验室寿命约为 1.5 万个小时，

整体性能处于国际先进水平。在整车应用方面，当前主流燃料电池重卡续航普遍超过 400 公里，加氢时间控制在 20 分钟以内，显著优于续航约 200 公里、充电时间超过 1 小时的纯电重卡。东风、福田等头部车企已实现续航超 1,000 公里的燃料电池重卡量产，长城汽车研发的液氢重卡加氢时间更缩短至 10 分钟以内。为提升续航能力，整车普遍采用 6—8 支 210 升储氢瓶组，形成标准化供氢系统配置。

与整车技术同步推进的还有产业链配套能力的持续提升。截至 2024 年，国内已有超过 300 家关键零部件企业实现装车配套，行业规模持续扩大，系统集成前十大企业集中度达到近 80%。在电堆、空气压缩机、膜电极、氢气循环系统等核心部件领域，国产化率均超过 90%，双极板也达到近 85%，整体供应链体系初具规模，技术自立能力显著增强。然而，在质子交换膜、催化剂、碳纸等核心材料环节，国产化率仍较低，质子交换膜国产化

率不足 15%，催化剂不足 20%，碳纸约为 5%，核心基础材料技术仍是当前制约氢能重卡高质量发展的关键瓶颈，亟需在基础材料研发与工艺创新方面实现新的突破。

在新发布氢能重卡的续驶里程趋势方面，2020 年至 2024 年，工信部公告重型燃料电池货车续驶里程整体呈现出先升后降的变化态势。由于工信部公告数据中仅包含车辆的整备质量信息，未提供总质量参数，而公安部对轻型、中型和重型货车的分类标准是基于总质量的，因此为识别并筛选出公告车型中的氢燃料电池重卡进行分析，笔者参考零排放货车的历史销售车辆参数数据，梳理并归纳了重卡整备质量与总质量之间的对应关系。依据公安部对重型货车的定义（总质量大于等于 12 吨），推算得出对应的整备质量分类区间（整备质量大于等于 8 吨），据此从公告车型中筛选出氢燃料电池重卡开展后续分析。

分析结果显示，2020—2022 年间，燃料电池中重型货车的续驶里程中位数呈现稳步上升趋

势，从 2020 年的约 420 公里增长至 2022 年的约 500 公里，达到阶段性高点，体现出当年行业逐步向中高续航车型方向的集中探索。此后，2023 年略有回落至约 480 公里，2024 年则大幅下降至约 390 公里。从车型续驶里程分布上看，2023 年燃料电池中重型货车的里程主要集中于 390—540 公里区间，峰值出现在 440—450 公里段。然而，2024 年分布整体明显左移，车型密集分布于 300—410 公里区间，特别是 300—310 公里段车型数量显著多于其他区间，形成新的集中趋势。

这一变化反映出当前燃料电池中重型货车续驶能力向短续航段集中的趋势。这一趋势可能并非技术倒退，而是氢能重卡在高频短倒运输场景下率先实现经济性所致。相比追求高续航能力，短途、定线、高频运营场景（如钢厂、港口、矿区物流等）更容易在现有加氢基础设施条件下形成可持续商业闭环，因此也更容易带动整车企业有针对性地推出适配产品，进而形成公告车型的集中发布。

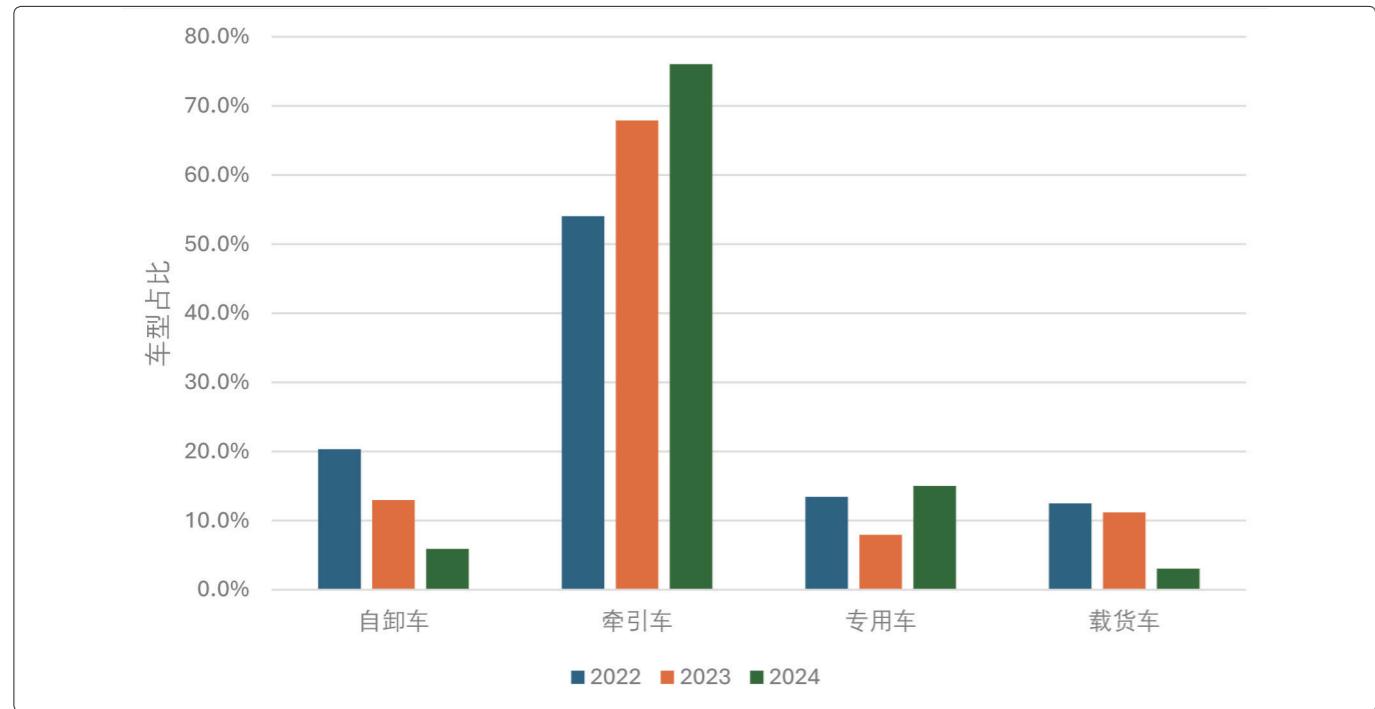


图 13 2022—2024 年氢燃料电池重卡细分车型占比

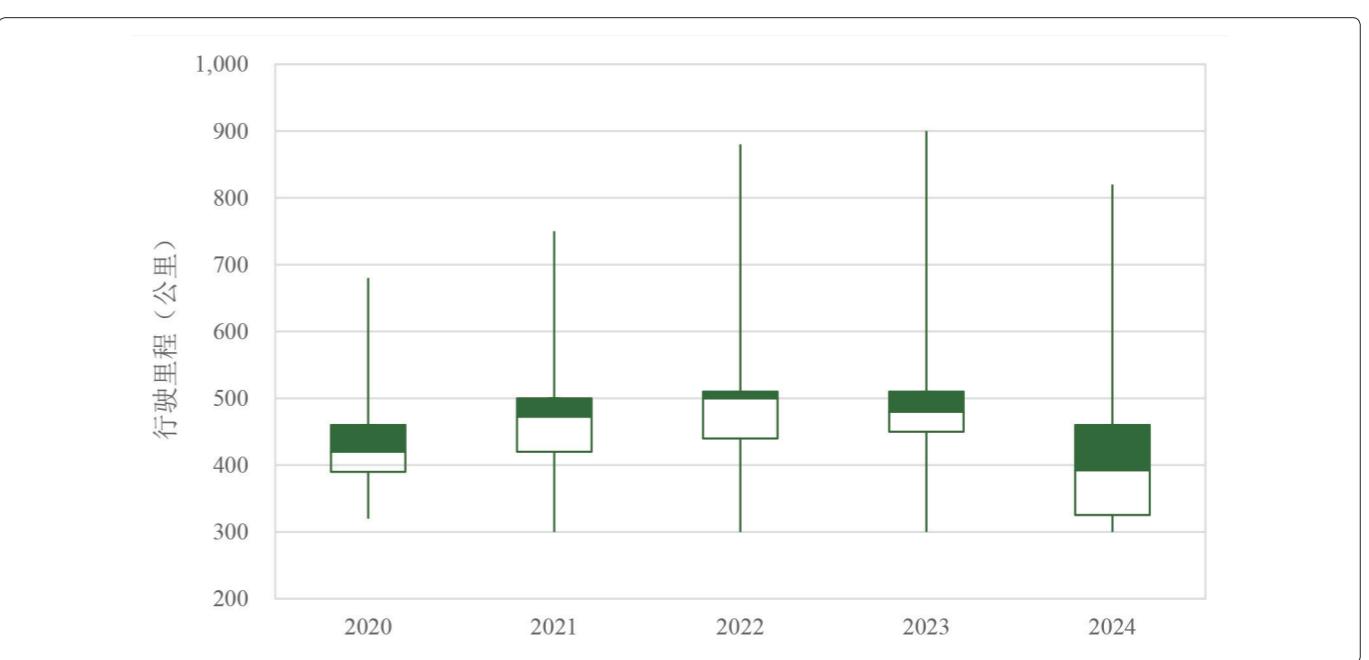


图 14 2020—2024 年整备质量大于等于 8 吨的燃料电池货车公告车型里程

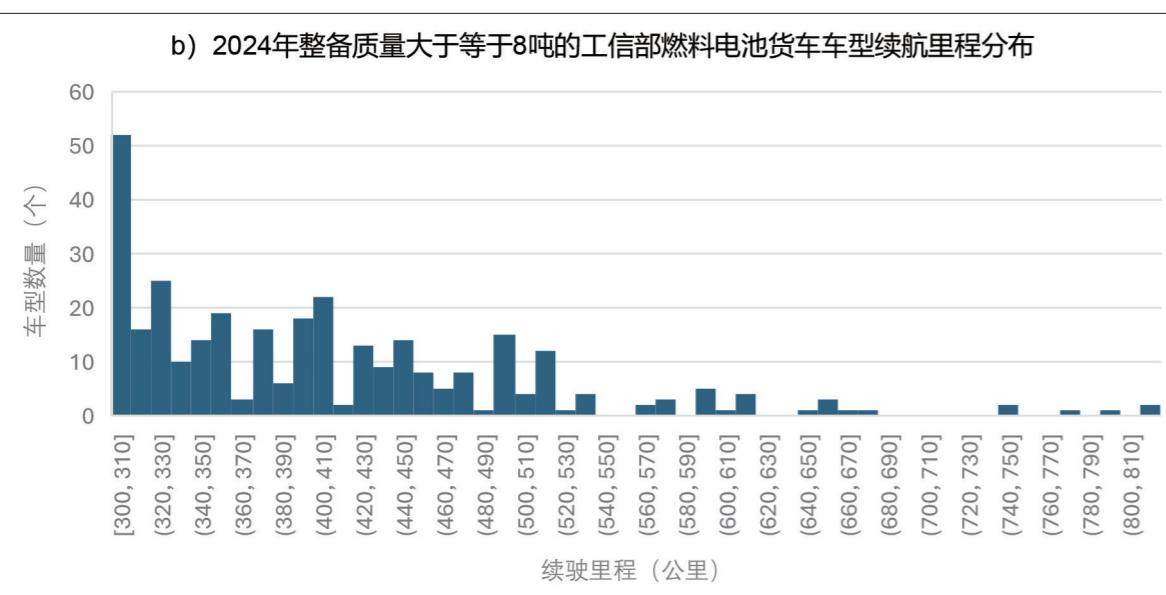
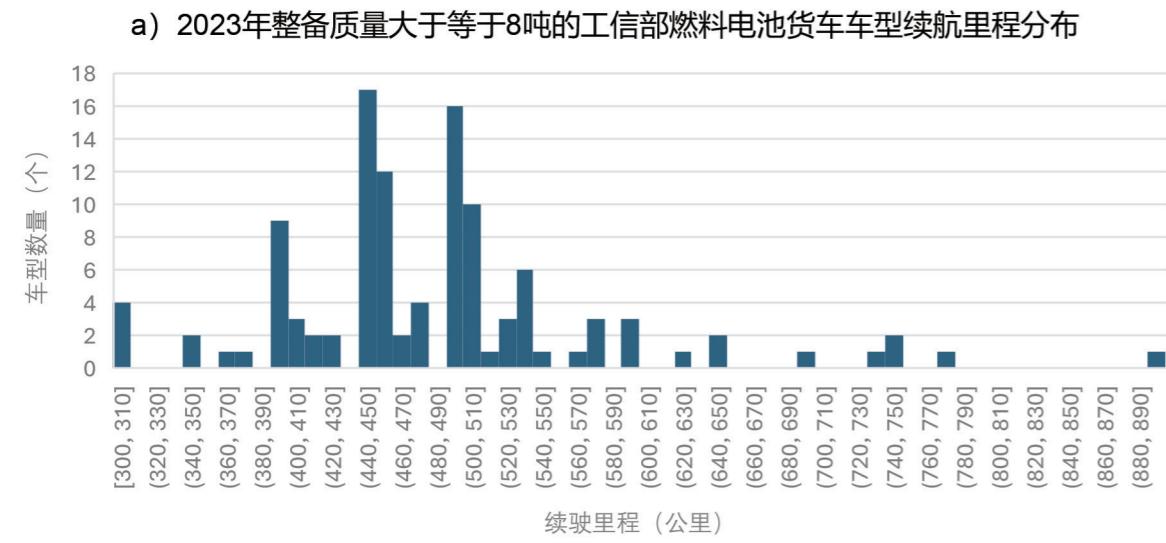


图 15 a) 2023 年整备质量大于等于 8 吨的燃料电池货车行驶里程分布

b) 2024 年整备质量大于等于 8 吨的燃料电池货车行驶里程分布

2 氢能重卡基础设施现状

2.1 建设现状

近年来，我国加快推进加氢基础设施建设，2024 年加氢站数量实现显著增长，展现出行业快速发展的良好态势。根据氢能产业大数据平台统计，2024 年全国新建加氢站 114 座，新投入运营 117 座，截至年底累计建成加氢站 542 座。其中，在运营加氢站 391 座，占比达 72.1%，较 2023 年提升 8.1 个百分点。与 2019 年相比，在运营加氢站数量增

长近七倍，较 2023 年增长 42.7%。中国已在加氢站建设总量、运营规模和新增数量方面位居全球首位。区域布局方面，全国已有 31 个省份建成加氢站，新增青海省后省域覆盖率达到 91.2%，其中广东、河北、山东、江苏和湖北五省合计占全国加氢站总量的 46.7%。当前加氢站布局以五大城市群示范区为核心，超过 50% 的站点分布于示范应用城市群，其余多布局于高速公路沿线和具备产业基础、政策支持较强的区域，建站方式多依托原有加油 / 加气

站体系，以降低成本并提升建站效率。西藏自治区与黑龙江省尚未建成加氢站，仍具有较大发展空间。

(数据来源：氢界)

我国绿氢项目建设主要集中于三北地区，内蒙、新疆、吉林三省区绿氢产量共占比近 80%。已建成

的 3 个万吨级绿氢项目分布在新疆（中石化库车）、宁夏（宝丰能源）和内蒙古（三峡纳日松）。在建及规划项目中，约 55% 位于内蒙古，绿氢项目地区与燃料电池汽车应用示范群地区形成供需错配。

(资料参考：高工氢电产业研究所)

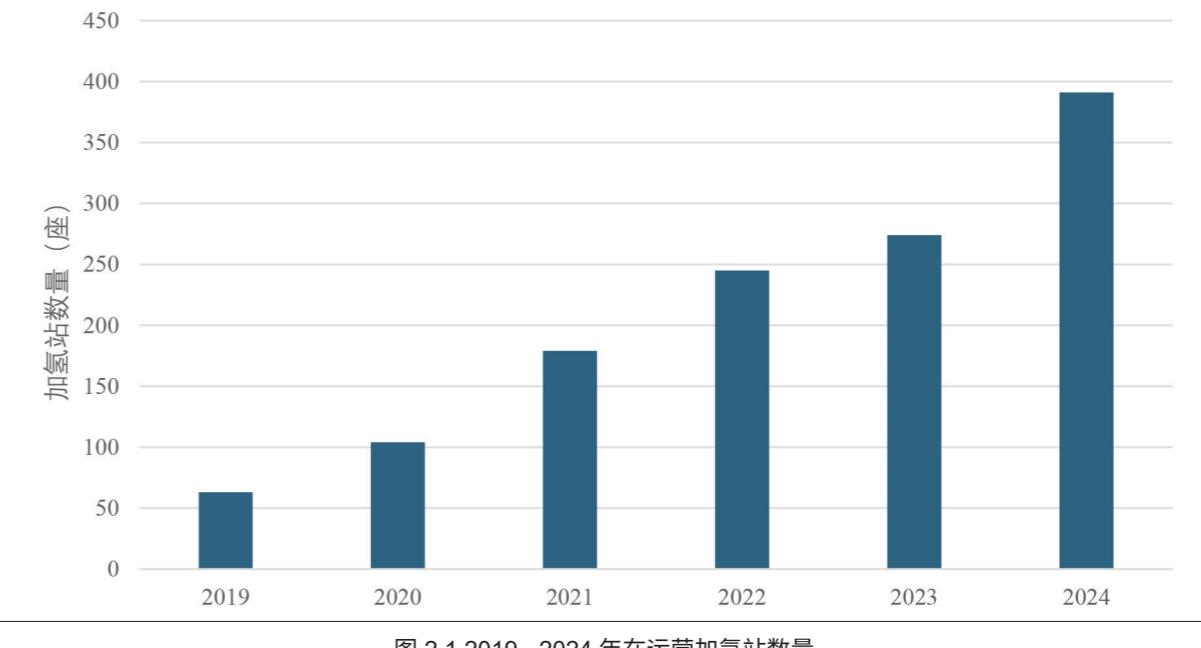


图 21 2019—2024 年在运营加氢站数量

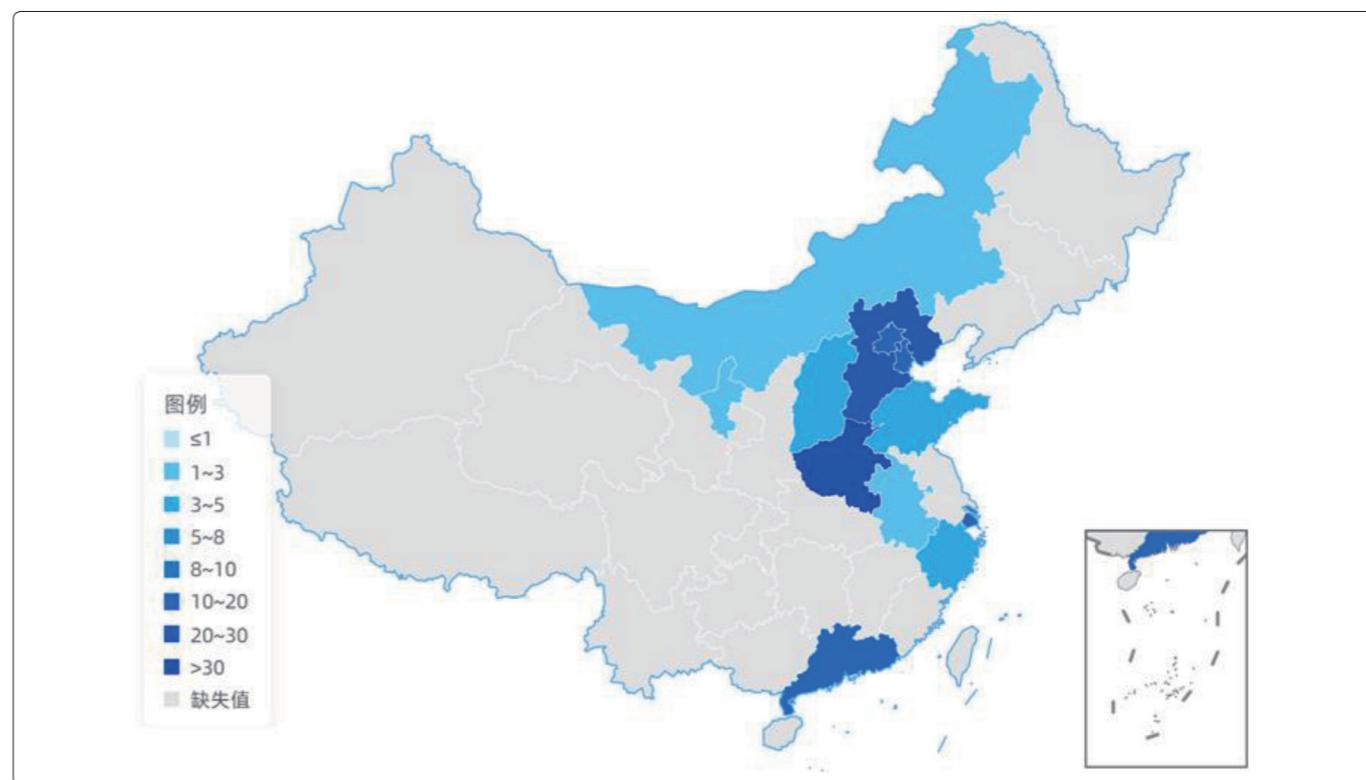


图 22 示范城市加氢站分布热力图（图片来源：零排放货运行动会议资料）

2.2 技术现状

当前我国加氢基础设施呈现以固定式加氢站为主导、撬装式加氢站为补充的格局。2024年运营中的固定站达252座，占比64.5%，较2023年提升1.4%；撬装站为139座，占比35.5%。固定站占比提升反映出该技术路线在政策支持与产业需求双重驱动下的发展优势。政府通过城市规划引导和补贴倾斜等政策工具，推动选址科学、储氢能力强、服务周期长的固定站建设，旨在构建可持续发展的氢能网络。这类站点凭借大容量储氢系统和规模化加注能力，有效支撑了路线较为固定的城市公交、园区与港口运输等氢能车辆的运营需求。撬装式加氢站虽占比相对较小，但其模块化设计带来的建设周期短、部署灵活等特点在特定场景中具有潜力。这类站点主要服务于临时性活动保障、偏远地区补氢网络延伸，以及新技术的试点验证等领域。尽管受限于供氢规模和持续运营成本，但其在填补基础设施空白、促进氢能应用场景创新方面仍具有重要

意义。（数据参考：中国氢能联盟）

从加注压力看，国内运营加氢站仍以35兆帕为主，占比从2023年的86.5%升至90.3%；35/70兆帕占7.7%，70兆帕仅占2.0%。欧盟2024年70兆帕加氢站占比达到约58%，远远高于国内。国产化方面，35兆帕站所需压缩机设备已实现较高国产率，整机及核心部件验证充分，自产率超90%；但70兆帕及以上高压压缩机国产化程度仍较低，膜片等关键部件依赖进口，缺乏系统验证，制约了高压站发展。高端氢气压缩机对外依赖亦抬高了建站成本，自主研发高性能压缩设备已成为加氢基础设施发展的关键方向。

2.3 运营现状

我国加氢站网络持续扩建，但运营端面临“增速放缓、利用不足”的问题。部分站点陷入“投资大、回报低”的困境，实际运营率不高。以广东为例，运营中的加氢站不足1/3，且约1/3站点日加注量

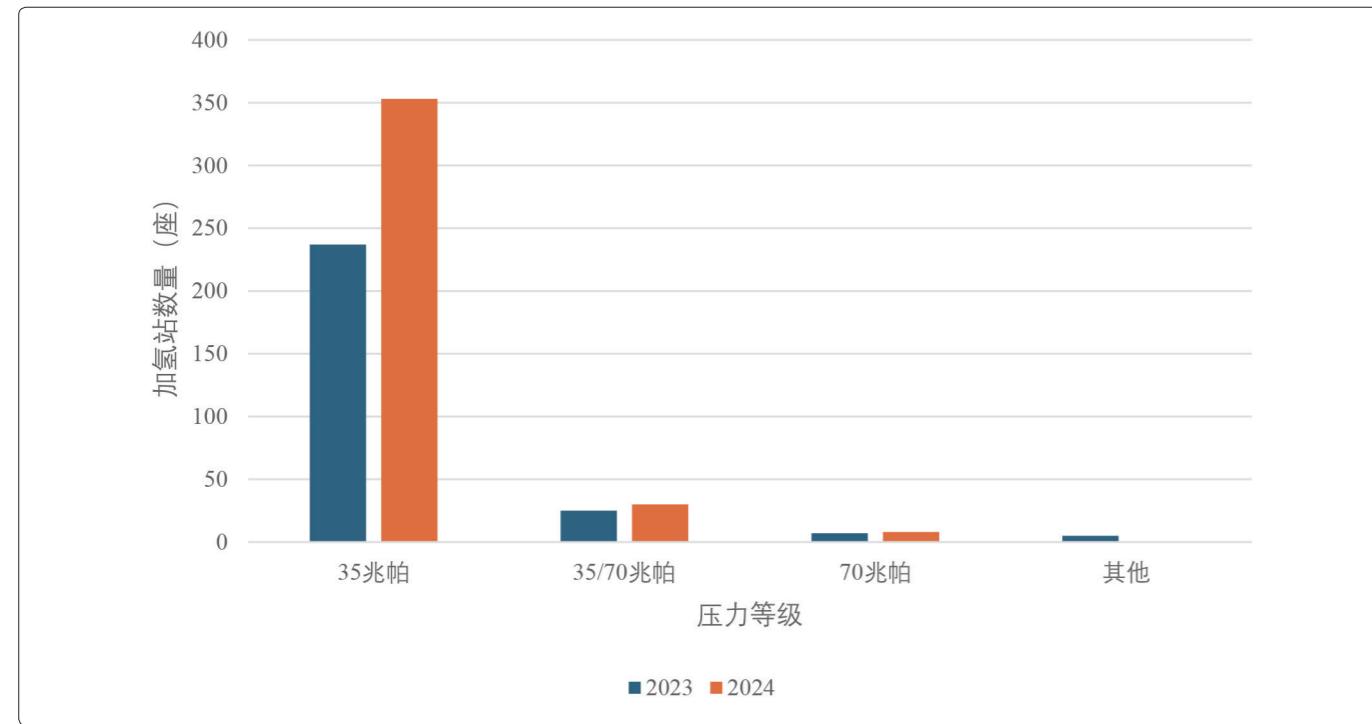


图 2 3 2023—2024 年在运营加氢站压力等级分布

低于设计能力的30%，部分甚至不足百公斤，多数站点处于亏损状态。造成该现象的主要原因包括燃料电池车保有量不足、氢价居高不下，导致氢能源运营缺乏经济性，进一步压缩加氢需求。此外，高昂的氢气运输成本（占终端售价的20%—50%）也加大了盈利压力。广东多依赖副产氢及沼气制氢，再加上管束车运输，部分站点氢价高达55元/公斤，盈利空间有限。

3 氢能重卡的经济性评估

3.1 车及燃料电池系统成本现状

2020—2024年期间，我国燃料电池系统成本呈现持续下降趋势，当前已降至2,500元/千瓦左右。这一成本水平的显著降低，直接推动氢能重卡整车价格进入80万元区间，极大提升了氢能重卡的市场竞争力。燃料电池系统的持续下降，主要得益于关键材料技术国产化、制造工艺提升以及产业规模化效应的显现。

具体而言，燃料电池系统成本降低在于关键零部件的价格优化。燃料电池系统成本占整车成本的60%以上，八大零部件中，电堆、空气压缩机、膜电极、氢气循环系统、双极板五大零部件国产化率已超80%，占燃料电池系统成本的75%以上。其中，膜电极成本降幅超过50%，成为推动整体成本下降的重要因素之一；石墨双极板与质子交换膜的成本降幅更为明显，分别达到约60%和66%，反映了技术成熟与制造效率的不断提高。此外，气体扩散层的成本也实现了约53%的降幅；催化剂成本虽相对稳定，仅下降约7%，但仍显示出持续优化的趋势。各关键零部件的协同降本为氢能重卡市场化应用奠定了坚实基础。未来随着技术进一步突破和产业规模扩大，燃料电池系统经济性有望继续提升。

3.2 氢气价格现状与发展趋势

与传统柴油车相比，氢能重卡在单位燃料热值

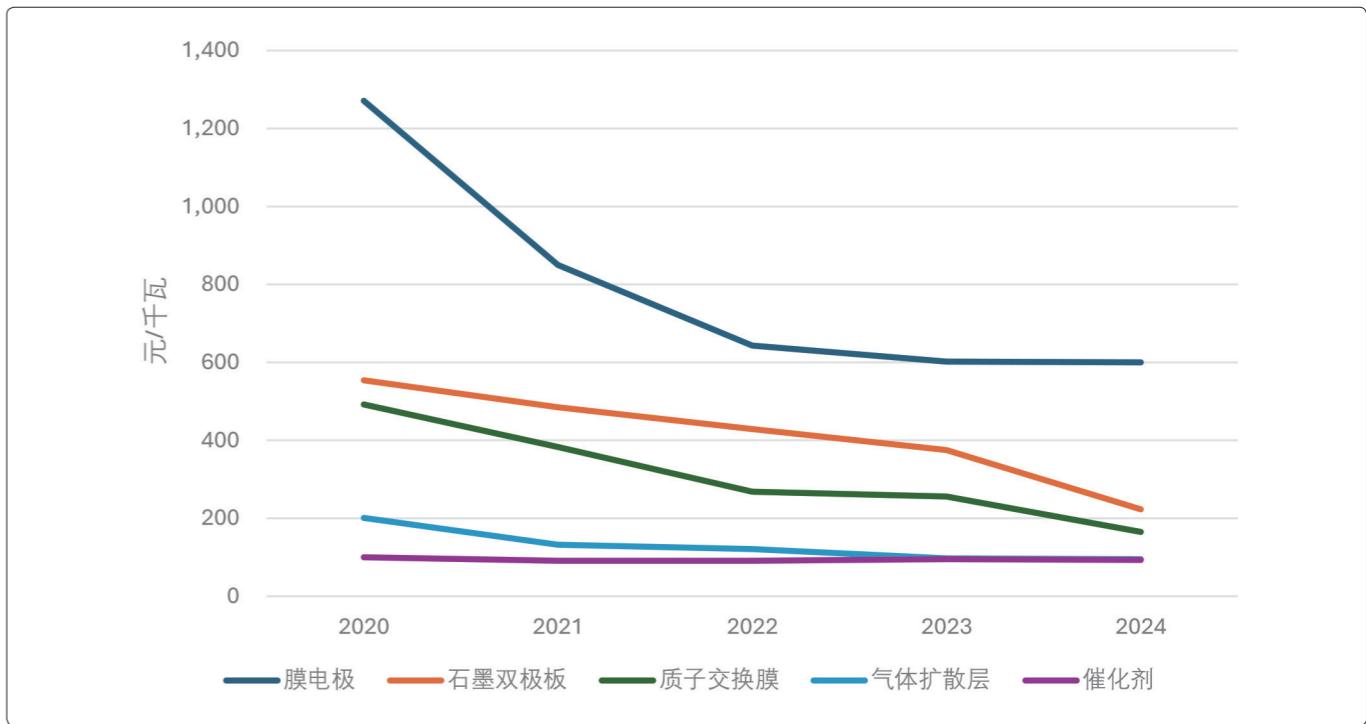


图 3 1 2020—2024 年中国燃料电池系统零部件市场价格

成本上的优势尚未充分显现，对氢价的敏感度更高。因此，氢气价格水平及其波动趋势不仅关系到整车运营主体的盈利预期，也直接影响产业链上下游的投资信心与推广节奏。

当前氢气终端加注价格呈现出较为明显的结构性分布特征。根据示范运营数据，主流加注价格集中在30—40元/千克区间，成为市场成交的主要价格带。同时，仍有部分价格聚集于50—60元/千克。氢气零售市场呈现出“两极分化”现象。总体来看，随着加氢基础设施的完善和氢源布局的优化，价格差距正逐步收敛，行业进入从“示范补贴支撑”向“成本驱动优化”的过渡阶段。

从价格演变趋势来看，自2021年我国启动燃料电池汽车示范应用城市群项目以来，示范城市群消费测氢气价格呈现出持续下行态势，由将近60元/千克下降至45元/千克左右，全国平均氢气价格也已降至50元/千克以下。这一趋势的形成主要受益于政策推动下的技术进步、氢源成本降低、运输效率提升以及站端运营效率的不断优

化。目前，绿氢在应用比例上仅有1%左右且价格较高，未来想要提升绿氢的应用比例需进一步降低制备成本，提升技术成熟度。（数据参考：中国氢能联盟）

3.3 氢能重卡的经济可行场景

在常规应用场景下，氢燃料电池重卡的经济性仍面临较大挑战，主要受制于较高的车辆购置成本和氢气能源成本，使其与传统柴油重卡相比存在明显成本差距。然而，在某些特定场景中，氢能重卡的经济性劣势正在逐步缩小，展现出向平价靠拢的趋势。

其中一类具有成本优化潜力的场景是工业副产氢的就近利用。在钢铁、化工等大型工业企业周边，生产过程中产生的富余氢气可作为氢能重卡的燃料来源。由于氢气供给距离短、储运环节简化，终端用氢成本相比市场化供氢显著降低。虽然氢能重卡的初始购置成本仍然较高，但燃料费用的大幅下降使其全生命周期成本与传统柴油车的差距明显收窄，为特定工业场景下氢能重卡的商业化应用提

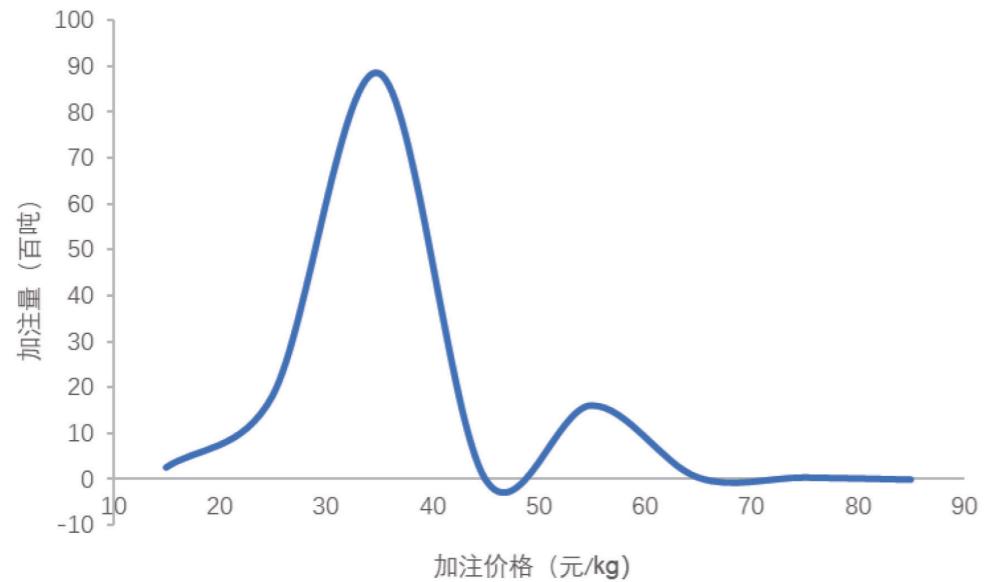


图 3.2 氢气价格分布情况



图 3.3 氢气价格变化（图片来源：氢界）

供了可能。

另一类具备经济性提升空间的场景是高频次、固定线路的短途运输业务。在港口、矿区等封闭运营环境中，氢能重卡通过集约化管理和高强度使用，有效摊薄了车辆购置成本。固定线路运营不仅优化了加氢基础设施的利用率，还因稳定的行驶工况降低了氢耗水平。这种模式通过提升整体运营效率，使得氢能重卡的总拥有成本逐步接近柴油车型，为特定物流场景下的规模化应用奠定了基础。

总体而言，无论是依托工业副产氢的场景，还是以固定线路高强度运作为特征的短倒运输场景，都表明在特定条件下氢燃料电池重卡的经济性已大幅提升。在副产氢场景中，能源供应模式的优化直接降低了运营成本；而在短倒运输场景中，运营组织与使用强度的优化有效平抑了成本。两种场景均体现出通过针对性措施实现氢能重卡TCO平价的可行性，为氢燃料电池重卡的规模化应用提供了宝贵的经验。当然，需要强调的是这些趋于平价成果是在特定前提下取得的，未来仍需进一步优化车辆成本、氢气制取及基础设施投入，才能在更广泛的运输领域实现真正全面的TCO平价。

4 案例

在氢能产业发展前期，我国政策聚焦燃料电池汽车的推广和补贴，并借此带动氢能全产业链的布局与发展。2020年以前，政策主要为对燃料电池汽车的直接购置补贴。2020年9月，财政部等五部门联合印发《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，将对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，示范期为四年，针对示范期间的城市群，财政部等部门将采取“以奖代补”方式，依据目标完成情况给予奖励。该政策要求申报城市打破行政区域限制，在全国范围内选择产业链上优秀企业所在城市进行联合，形成产业链条各环节环环相扣、强强联合态势，协同推进关键核心技术研发和产业化。2021年，五部门批复了京津冀、上海、广东、郑州、河北等五个城市群共41个示范城市启动示范工作，形成了“3+2”的示范格局。

在示范期中，五部委将根据燃料电池汽车推广应用、关键零部件研发产业化和氢能供应三部分对示范应用进行积分考核，并以考核结果进行“奖惩扣罚”。其中，每1积分等于10万元国家奖励，单个城市群整车及关键零部件应用可获得最多

15,000 积分，加氢站及基础设施可获得最多 2,000 积分，合计 17,000 积分，中央奖励资金池共计 17 亿元。对于超额完成任务的城市，奖励资金可最多上浮 10%。在为期四年的示范期（即 2021 年至 2025 年）内，五大城市群计划推广燃料电池汽车超 3.5 万辆，建设加氢站超 500 座。

不同城市群根据各自区域与产业发展特点进行不同的路径设置与场景探索。京津冀城市群借助冬奥会、冬残奥会快速完善了加氢站等基础配套设施，燃料电池汽车产业链响应快速，探索包车客运、建筑垃圾、生产原料等九大场景。上海城市群拓展网约车等乘用车运营场景、积极探索重型运输、物流货运、公共交通、市政环卫、渣土清运、网约租赁等应用场景。河北和河南城市群凭借本地的钢铁等工业产业基础及副产氢资源，形成了以大企业引领的商业模式，探索北方寒冷地区燃料电池公交车运

营模式及城市间重载物流运输。

截至 2025 年 1 月，我国燃料电池汽车累计推广量已超 2.8 万辆，示范城市群推广燃料电池汽车数量达 1.6 万辆，示范成效显著。氢能及燃料电池汽车示范评价平台显示，示范城市群已建成加氢站 173 座，日加氢能力 192 吨，总加氢量已达到 26,104 吨。从地域分布来看，我国加氢站的建设呈现出以示范城市为核心，向非示范城市扩散的态势。

（数据来源：氢高速）

4.1 京津冀城市群

京津冀三地在氢能技术研发、产业布局和示范应用方面都走在了全国前列。北京聚集了大量氢能研发机构和创新资源，交通领域的应用场景丰富；天津则在氢能检验检测和港口物流运输方面具有优势；河北省的可再生能源资源丰富，绿氢

制取潜力巨大。三地携手打造“一核、两链、四区”的产业发展格局，并已在推动绿色冬奥氢能示范应用和燃料电池汽车城市群建设中形成了良好的协同基础。

截至 2024 年 12 月底，京津冀燃料电池汽车示范城市群已推广氢燃料电池汽车超 4,400 辆，车辆应用场景持续完善丰富。在第一年度打造形成的冬奥赛事客运服务、大宗物资运输、渣土运输、城市物流配送和通勤客运五大应用场景的基础上，优化扩展形成涵盖城市公交、包车客运、普货物资、冷链物资、生产原料、建筑垃圾、工业制品、混凝土搅拌、市政环卫的九大应用场景，同时持续开拓包括厢式货车、栏板车、自卸车、冷藏车、牵引车、

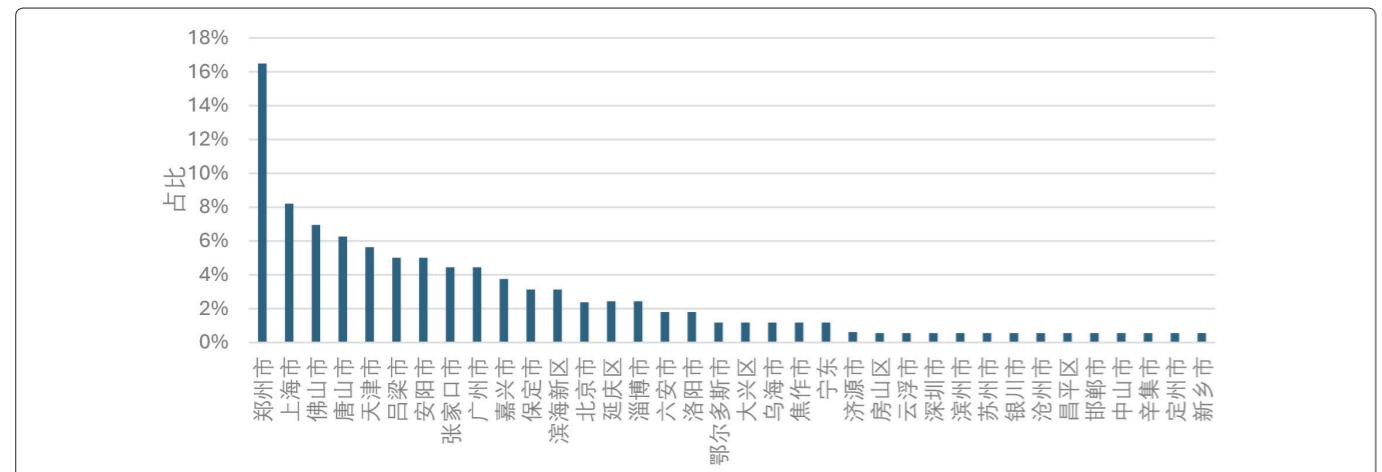
混凝土搅拌车、公交车、大型客车、洗扫车、清洗车 10 种车型的有序应用。车型主要集中在 49 吨重型半挂牵引车、12 米大型普通客车和 4.5 吨轻型厢式货车。京津冀城市群已构建以工业副产氢提纯制氢为主，涵盖天然气重整制氢、电解水制氢的多元制氢体系，氢气产能突破 7 万吨 / 年，累计建成投运加氢站 33 座，加氢价格为 30—40 元 / 千克（含补贴）。

在北京已落地的场景中，城市客运和城市（港口、矿山等区域）内重型货运场景推广效果较好，技术已经稳定适配场景需求并已初具应用规模；长距离货运和城市冷链物流配送场景下，目前氢燃料电池车辆显示出来的竞争优势较大，虽然技术也已适配场景需求，但要进一步形成规模化应用链条仍需政策扶持；在城市普通货物及物资运输、市政环卫场景下，氢燃料电池车辆的技术、成本均缺乏竞争力，技术发展路线与场景需求并不匹配。

京津冀氢能货运廊道方面，目前已落地的路线共 5 条，主要围绕北京和天津展开，运送的货物包括宜家家居产品、商品车、快递、煤炭和钢铁。以北京—天津外贸集装箱运输场景为例，该线路应用 49 吨氢燃料电池重卡，为宜家提供从天津港或分拨中心至北京宜家门店的家具运输服务。该线路单程运距 180 公里，每日往返 1 次，途经京津高速与京津塘高速。

表 4.1 五大燃料电池汽车示范城市群目标

	京津冀城市群	上海城市群	广东城市群	郑州城市群	河北城市群
牵头	北京市、北京市大兴区	上海市	佛山市	郑州市	张家口市
目标	8 项核心零部件取得技术突破和产业化，推广车辆不少于 5,300 辆，新建加氢站不少于 49 座。	规划建设加氢站 73 座，推广燃料电池汽车 5,000 辆。	推广超过 10,000 辆燃料电池汽车，建成 200 座以上加氢站。	2025 年，推广氢燃料电池汽车超过 4,295 辆，建成加氢站 76 个以上。	到 2025 年，累计建成加氢站 86 座，燃料电池汽车规模 7,710 辆。



该示范项目自启动以来一直稳定运行，车辆规模由最初的 20 辆增长至 50 辆。未来，京津冀城市群还会逐步落地更多的货运氢能廊道。

在政府补贴的情况下，京津冀地区运营的 49 吨氢燃料电池重卡已经可以实现与柴油重卡平价。
(内容参考：中和新兴能源科技研究院)

京津冀城市群通过政府引导的协同发展机制，构建了覆盖全产业链的氢能生态体系。三地基于资源禀赋的差异化分工形成产业协同效应，依托冬奥会等重大事件加速基础设施布局，通过场景矩阵式扩展（从五大场景拓展至九大场景）验证技术适配性。此外，在财政补贴的基础上，该地区已实现 49 吨氢能重卡与柴油车平价运营。未来，三地的进一步协同发展与氢能廊道的逐步落地将会进一步加速京津冀地区的氢能产业发展进程。

4.2 郑州城市群

郑州城市群由郑州市牵头，新乡、安阳、焦作、开封、洛阳五个城市主要起到氢能供给、产业培育

表 4.2 京津冀地区在运营 49 吨氢能重卡与 49 吨柴油重卡 TCO

环节	指标	细项 (万元)	49 吨柴油车	49 吨氢车
车辆购置	车辆购置成本	购置价格	35	129
		购置税	3.1	0
		国市区补贴	0	101.64
车辆购置成本小计		38.1	27.36	
车辆运营	车辆补能	63.08	89.71	
	车辆通行	38.4	31.2	
	人工成本	57.6	60.48	
	运营补贴	0	8	
车辆运营成本小计		161.96	173.4	
其他	维修费	7.2	5.28	
	保养费	6	3.6	
	保险费	12	18	
	车辆残值	-5.25	-12.9	
其他小计		19.95	13.98	
TCO 全生命周期成本		220.01	214.74	

和示范应用的作用，同时协同张家口、保定、烟台等其他国内产业链优势城市协同推动技术攻关与氢能技术产业化应用进程。

截至 2024 年 8 月，郑州城市群已推广燃料电池汽车超 1,700 辆，建设加氢站 39 座。郑州城市群围绕城市公交、景区客运、市政环卫、冷链物流、渣土搅拌、重型牵引等场景开展示范应用。在挑选示范路线时，郑州城市群优先路线相对固定、氢气资源丰富、运行非波谷电价时段、运输半径较大或呈增大趋势、环保压力大等特点的场景和路线进行氢燃料电池车辆的推广。

目前，郑州示范群在财政支持下，在重载短倒和标载高速场景中，氢燃料电池车辆均可实现盈利，并且盈利水平略高于油车。在重载短倒场景下，影响氢燃料电池车辆经济性的主要因素包括购置价格、绿通政策以及氢气价格。而标载高速场景下，还需额外考虑高速通行费用。购置价格方面，中央加河南省市补贴可将氢燃料电池车辆购置成本降至 40 万—60 万区间，大大缩减了柴油车和氢燃料电池

池车购置成本的差距。通行政策方面，河南省的绿通政策可以免除氢能车辆装卸货阶段的排队时间，提升运输效率，增加运营趟数以提升盈利水平。需要注意的是，在高速场景下，运营趟数的增加涉及双班司机的配置设置，故该场景下司机费用翻倍。氢气价格方面，河南省氢气价格颇具竞争力，在不含补贴情况下，城市群内氢气价格可控制在 35 元 / 千克以内，含补贴的情况下，站端氢气价格可控制在 20—25 元 / 千克，车用氢气经济性在全国处于领先地位。高速通行费用方面，河南省已于 2024 年宣布免除氢能货车的高速公路通行费，降低氢能货车的运营成本，显著提升了高速场景下氢燃料电池车辆的运营经济性，现已成功打造“长治—安阳—聊城”“郑州—安阳”“巩义—济源”等三条氢能高速示范线，未来将继续向省外加速拓展，建设跨省氢能高速路线。

颇具竞争力的氢气价格是郑州城市群氢能车辆实现盈利的重要原因。河南省内有数十亿标方低成本工业副产氢（灰氢），可满足数万辆燃料电池汽车使用；利用秸秆、禽畜固废物等生物质制氢是河南的特色优势。同时，河南也适宜发展风电就地规模化制取绿氢。郑州市作为城市群的牵头城市，应用场景丰富，但没有工业副产氢，周边焦作、洛阳、平顶山、许昌、开封等地是主要供氢城市。示范前两年，郑州市应用场景以短倒为主，氢气由周边城市供应，拖运成本高，但由于郑州市的省市级补贴标准比省内其他示范城市高一倍，达到 16 元 / 千克，故终端用户实际用氢价格仍能保持在 20—25 元 / 千克区间。而在省内其他示范城市，虽然氢气省市级补贴标准只有 8 元 / 千克，但氢燃料电池汽车的应用场景与路线主要设置于氢源附近，省去了氢气的运输费用，

故终端用户实际用氢价格仍较具竞争力，也在 20—25 元 / 千克区间。

郑州城市群结合本地工业副产氢优势与省级补贴政策，打造了成本控制能力突出的运营体系，重载短倒与标载高速等典型路线已基本具备商业化条件。该城市群突出体现了“能源端 + 政策端 + 应用端”协同推进的成效，为中部地区氢能交通推广提供了切实可行的路径参考。

4.3 广东城市群

广东城市群在氢能产业链发展上有较好的基础，在示范期之前就已推广超过 2,000 辆氢燃料电池车，加氢站数量在国内也名列前茅。但目前示范进展较为滞后，车辆推广数量、加氢站建设、氢气价格都与示范目标有一定差距。本章以牵头城市佛山为例来阐述广东城市群的示范进展。

佛山市在示范期前两年表现较好，依靠政策的大力扶持和较为雄厚的氢能产业链基础，吸引了大批氢能产业链上中下游企业落地佛山。截至 2023 年 7 月，佛山已有氢能公交车约 1,500 辆，物流车约 400 辆，市政环卫车约 70 辆。截至 2023 年底，全市共建加氢站 38 座，可基本覆盖市域内加氢需求。物流配送和市政环卫车以中型卡车（18 吨）为主，少量重型卡车（31 吨）主要为渣土车，行驶范围可覆盖佛山全市，每天运行里程最高可达 200—300 公里。但始终位于高位的氢气价格放缓了氢燃料电池汽车的推广进程，部分车辆由于高昂的运行成本出现闲置的情况。

佛山的氢气价格居高不下主要是由于佛山本地氢源较少，且附近的副产氢市场较为火热，氢气市场价格高。除了佛山本地的华特气体、佛燃能源等供氢企业外，佛山的氢气主要来自粤港澳大湾区内

其他供氢企业，以广州石化、巨正源等石化企业的副产氢为主，并通过车辆运输至佛山市进行加注。受到当地化工原料价格、制氢技术路线和当地氢气供需关系的影响，氢气的出厂价格已经接近30元/千克。氢气运输到佛山的储运成本为8—12元/千克。佛山加氢站的加注成本为12—14元/千克，故终端客户使用的氢气价格为50—75元/千克（终端售价未达到政府补贴门槛，故无补贴）。

广东城市群拥有较完整的氢能产业链基础，但由于氢源本地化不足、氢价较高，影响了车辆推广与运营成效。佛山案例说明，产业链完备并不意味着应用端自然成熟，氢源获取能力和成本控制机制仍是影响推广效果的关键因素。

4.4 小结

从京津冀、郑州与广东三大城市群的实践来看，经济性是氢燃料电池重卡推广的关键影响因素，北



图 4-3 佛山市氢气供应情况

京、郑州城市群在有财政支持的条件下，部分场景已实现氢能重卡和柴油重卡平价。在这一整体框架下，不同区域财政在购置、运营及加氢环节支持力度的差异直接影响了燃料电池重卡的经济性水平，北京市、郑州市、广东省对燃料电池推广各方面的财政支持力度如下表。

表 4-3 燃料电池汽车购置补贴对比

车辆购置推广 补贴	北京市 / 郑州市				广东省
	车型	车辆类型	市级奖励标准（万元）		
			第一年	第二年	第三年
物流车	4.5 吨轻型物流（大于等于 80 千瓦）	20.8	19.2	17.6	14.4
冷藏车	8 吨冷链物流（大于等于 80 千瓦）	20.8	19.2	17.6	14.4
牵引车	12—25（含）吨牵引车（大于等于 110 千瓦）	40	37	33.9	27.7
	25—31（含）吨牵引车（大于等于 110 千瓦）	47.3	43.7	40	32.8
	31 吨以上牵引车（大于等于 110 千瓦）	54.6	50.4	46.2	37.8
自卸车	12—25（含）吨自卸车（大于等于 110 千瓦）	40	37	33.9	27.7
	25—31（含）吨自卸车（大于等于 110 千瓦）	47.3	43.7	40	32.8
	31 吨以上自卸车（大于等于 110 千瓦）	54.6	50.4	46.2	37.8
旅游 通勤	9.5 米（大于等于 80 千瓦）	20.8	19.2	17.6	14.4
	11—12 米（100 千瓦）	32.5	30	27.5	22.5
	11—12 米（大于等于 110 千瓦）	36.4	33.6	30.8	25.2

表 4-4 燃料电池汽车运营补贴对比

车辆 运营 补贴	车型	北京市		广东省		郑州市	
		运营补贴 (元/公里)	年运营补贴 上限(万元)	运营补贴 (元/公里)	年运营补贴 上限(万元)	车型	年运营补贴 上限(万元)
	轻型氢能车辆（小于 4.5 吨）	0.3	1.8	0.5	2	12 吨及以下	0.5
	中型氢能车辆 (4.5 吨及以上，小于 12 吨)	1.0	6	1.0	4	12—31 吨（含）	1
	重型氢能车辆 (12 吨及以上)				2.5	10	超过 31 吨

表 4-5 燃料电池汽车加氢运营补贴对比

加氢 运营 补贴	北京市		广东省		郑州市	
	补贴门槛	补贴金额	补贴门槛	补贴金额	补贴门槛	补贴金额
	终端销售价格不 高于 30 元/千克	10 元/千克	售价 2024 年底前低于 30 元/千克的、终端售价 2025 年底前低于 28 元/ 千克的、终端售价 2026 年底前低于 26 元/	15 元/千克	终端销售价格不高 于 20 元/千克	2020 年 8 元/千克、 2021 年 7 元/千克、 2022 年 5 元/千克、 2023 年 4 元/千克

氢能重卡的推广需根据氢气来源、使用场景与成本差异因地制宜推进。同时，也应进一步推进氢能车辆的零部件国产化和降本进程、氢气成本优化、场景经济性验证与跨环节协同机制的建立，以推动从“示范应用”向“规模推广”的过渡。

5 问题及建议

5.1 问题

政策设定较为理想化，实际落地面临挑战。

部分地区在氢能重卡推广政策设计上预期过高，导致实际落地过程中面临挑战。氢燃料电池车辆的推广及氢能全产业链的发展在政策层面得到了高度支持。然而，在制定氢能重卡推广政策时，部分地区由于本地产业链基础较为完善（如现有氢能车辆规模、加氢站布局、氢能产业链覆盖率等），对市场化进程的推进预期过于乐观。因此，政策设计中对车辆端和氢气供给端的补贴力度较低，期望市场能在初期补贴的引导下快速形成规模化，从而

提升经济性。然而，实际推行过程中，氢能重卡的初期运营仍然高度依赖政策支持，较低的补贴水平使得前期投入的企业面临较大资金压力，盈利能力受限。此外，运营阶段氢气价格居高不下，也可能导致已投运车辆的使用率降低。这些因素共同影响了后续投资和推广进度，从而使政策目标的达成面临挑战。

氢能重卡适用场景与预期存在偏差，长途干线仍需突破。

氢能重卡最初被普遍认为在“中重载、长距离”的干线运输领域更具优势，因为其相对于纯电动重卡续航能力更强、补能时间较短。然而，在实际推广中，短途倒运（如港口、矿区、钢铁）场景反而更受青睐，并优先显现出经济性。氢能重卡加氢时间比电动重卡充电时间短很多，更匹配高频次短倒运输需求，且港口、矿区等短途场景中往往加氢补能条件更稳定。此外，钢铁等工业场景下的短途运输往往可以利用厂区自身的工业副产氢作为能源，

制取成本低且省去运输费用。但干线运输的推广仍主要受限于长续航里程。氢能重卡研发仍处于初期、加氢网络密度不足（全国仅百余座加氢站）和氢气长距离运输成本高（氢气作为危化品运输条件严苛、液氢储运技术尚未普及），导致实际应用仍以区域性短途为主。

氢能技术发展迅速但仍与国际有差距，成本太高，和其他技术路线相比市场竞争力较低。

中国氢能技术发展迅速，基本具备制氢、储运、加注、应用等各环节的装备制造能力，但在全产业链中尚未形成协同突破，成本较高，与国际相比创新水平仍需提升。

上游制氢环节，氢能重卡可用的氢气来源仍以工业副产氢与灰氢为主，绿氢的制备成本仍较高，质子交换膜电解水制氢等绿氢技术的核心材料进口依赖度高且设备成本高，国内外技术差距大，部分制氢技术的效率和稳定性尚不满足商业化需求。

中游运输加注环节，国内氢气运输成本较高，难以支撑远距离氢能供应，高压储运、液氢运输仍面临技术瓶颈。加注方面，加氢站的建设和运营成本均较高。目前，我国加氢站仍以35兆帕为主，而欧美国家已普遍采用70兆帕技术，可有效提高燃料电池车的续航里程。此外，我国加氢枪、阀门、低温金属材料、高效冷绝缘材料等仍依赖进口，高压加氢技术尚不成熟，液氢加氢站设备也处在研发试验阶段。

应用环节，氢能重卡购置成本仍然较高，燃料电池系统价格虽然逐步降低但幅度不及预期。此外，关键零部件可靠性和耐用性仍与国际水平存在差距，且实际应用验证相对较少，质子交换膜处于产业化应用初期，催化剂产品处于小规模应用阶段，

实现产业全面国产化仍需努力。与电动重卡的发展路径相比，电动重卡最初的突破点在于动力电池技术的进步以及规模化生产的实现，而氢能领域尚未出现类似的突破口。

在多技术路线的市场竞争格局下，政策补贴、基础设施场地、研发投入等资源皆有限，难以同时支持多个技术路线协同发展。在部分氢能重卡具备潜力的应用场景中，市场已被其他技术路线率先占领，尤其是电动重卡凭借更低的成本、更快的商业化速度以及较完善的配套基础设施快速抢占市场。尽管氢能重卡在续航、补能效率等方面具备一定技术优势，但由于仍处于初期发展阶段，可能面临“具备适应性却不具竞争力”的局面，导致推广应用前景空间被不断压缩。

加氢站运营率低，供需错配与成本压力形成恶性循环。

加氢站的实际运营率未能达到预期，主要受早期规划与当前氢能重卡应用需求不匹配以及高昂的运营成本影响。政策推动下，部分加氢站在建设初期快速铺开，但规划时未充分考虑氢能重卡的具体运营场景和线路需求，导致部分站点无法有效覆盖当前的补能需求，进而影响正常运营。同时，加氢站前期投资成本高，原本需要通过稳定的加氢量来逐步回收成本，但高昂的氢气供应价格叠加运营成本，导致终端氢价过高。这进一步提高了氢能重卡的使用成本，导致运营企业为避免亏损而减少车辆运营，进而影响加氢站的加氢量，使其更难摊薄成本，形成恶性循环，阻碍氢能重卡的推广与规模化发展。

5.2 建议

增强政策制定的科学预测能力，确立实施过程

中的灵活调整机制，确保政策连续性。

在氢能重卡相关政策的制定过程中，应注重建立在充分调研和科学预测基础上的目标设定，确保政策设计与实际产业发展水平相匹配，避免因预期过高或判断失准造成实施难度大、推进受阻等问题。同时，政策实施过程中应引入更强的灵活性和应变机制。一旦出现与原有预期偏差较大的情况，相关部门应及时对政策目标或执行路径进行动态调整，避免“政策落地难”或“执行停滞”现象的出现。可通过设置政策回顾机制，每2年评估政策实施效果及行业接受度，并根据评估结果主动优化政策方向与实施细节，持续提升政策的适应性与有效性，推动氢能重卡产业稳步发展。

目前，示范城市群政策接近尾声，应尽快明确燃料电池汽车支持政策的后续安排，保持财政补贴等支持机制的连续性和稳定性，为企业发展提供清晰预期，推动氢能重卡产业链有序发展。

深化技术—产业—市场三链融合，构建氢能重卡系统性降本路径。

车辆购置方面，需要技术进步、国产化、规模效应共同发力促进氢能重卡降本。首先，需强化核心技术攻关与集成创新。针对燃料电池系统、电堆、储氢装置等关键高成本部件，应聚焦提升核心零部件的技术成熟度，通过推进能效提升、使用寿命延长与系统集成优化等，持续降低单位功率成本。同时，鼓励企业探索低铂催化剂、新型膜电极、轻量化储氢材料等前沿方向，加快成果转化，奠定整车降本的技术基础。

其次，应加速构建自主可控的产业链生态。目前氢能重卡的多个关键零部件依赖进口，价格高、周期长，制约了整车制造的灵活性与成本控制能力。

应鼓励本土企业突破核心零部件国产替代瓶颈，重点支持膜电极、空压机、氢循环系统、储氢瓶等环节的国产化升级。通过制定鼓励目录、强化政策激励等方式，鼓励产业链上下游企业协同创新，在保障产品可靠性的前提下逐步提升国产化率，有效降低进口依赖带来的附加成本。

最后，应推动氢能重卡的规模化应用，利用规模效应降低整体成本。当前氢能重卡仍处于市场导入期，整车产销量较低，难以形成制造环节的批量化效益。可以进一步加大在交通运输、城市环卫、港口短倒、工业园区物流等特定应用场景中开展氢能重卡集中推广试点的力度，通过统一车型采购、整合运营线路、定向布局基础设施等方式，在局部区域先行形成氢能重卡使用高密度场景，提升车企订单稳定性，带动生产制造端实现标准化和规模化。

推动氢能区域性供需平衡，因地制宜发展制氢路径。

氢能重卡的经济性不仅受到整车成本影响，氢气的制备与供应同样是决定其可持续发展的关键因素。为提升整体效益，应推动氢气供给与车辆应用场景的区域协同布局，实现“制—储—用”一体化，最大限度降低储运成本，缩短产业链条。

在资源禀赋条件较好的地区，可以因地制宜开展制氢路径选择与重卡运营方案的统筹。一方面，对于氢气来源为工业副产氢的地区，应优先在工业园区内或周边开展氢能重卡示范，规划固定运营线路，实现氢气就地利用，降低储运及调配成本。已有案例显示，此类模式下的氢能重卡经济性表现较优。另一方面，对于以风光资源为主的绿氢制备模式，应聚焦内蒙古、新疆、宁夏等绿氢产能集中的区域，优先开展交通运输等终端应用示范，提升绿

氢本地消纳比例，减少长距离跨区运输带来的额外成本。

推动氢能重卡通行费用减免政策全国化，提升干线运输经济性。

在干线运输等典型重卡应用场景中，通行成本是影响整体运营经济性的重要因素。据中国汽车战略与政策研究中心测算，以49吨重卡为例，氢燃料电池汽车的单位运输成本约为同类燃油车的1.2倍；若减免全部高速公路通行费用，其运输成本有望降低约25%，对提升车辆运营经济性具有显著作用。

目前，已有个别地区试点对氢能车辆实行高速通行免费政策，在降低成本、激发市场活力方面初见成效。但由于政策实施范围有限，易造成区域壁垒与市场割裂，不利于全国范围内的示范推广。建议在已有试点基础上，推动氢能重卡高速通行费减免政策在更大范围复制推广，逐步实现全国统一或联动实施，带动氢能重卡在干线运输领域的规模化发展。

构建多元可持续的氢能重卡商业模式，推动市场化运营机制建立。

氢能重卡的商业模式建设亟需突破依赖财政补贴的路径，向更加市场化、可持续的方向转型。引入多样化的金融工具，结合上下游不同场景的特点，建立灵活、可持续的商业运行体系，可有效助力氢能重卡产业链的良性发展。

上游制氢环节需要从依赖政策补贴向市场化定价过渡，尤其对于绿氢生产，有必要开拓可持续的商业模式，可考虑引入期货、期权等金融衍生品工具，降低制氢成本波动风险，提升市场预期稳定性。也可以考虑结合可再生电力交易市场，把“绿电+绿氢”串联起来，提高整体经济性。

中游储运和加氢环节，可以鼓励金融机构为加氢站建设提供专项贷款和融资支持，以及通过基础设施REITs（不动产投资信托基金）、PPP（政府和社会资本合作）、BOT（建设—经营—转让）等模式吸引社会资本参与。储运方面，目前主要的管道运输也属于重资产投入领域，同样可借鉴加氢站等基础设施投资的金融化经验，实现资产证券化，提高资本流动性与投资回报预期，从而带动社会资本参与意愿，提升氢能产业中游发展的可持续性。

下游氢能重卡应用环节，可依托碳市场将氢能减碳环节价值化、金融化。基于车辆运输里程与碳减排量进行折算，通过碳积分或碳资产的方式，引导融资机构开展基于氢能车辆的绿色金融服务。当前国家碳市场与自愿减排市场(CCER)正在逐步重启，应重点推动将氢能重卡纳入减排核算体系，并探索通过碳金融平台实现减排效益的价值化。

在具体应用场景中，商业模式也应因地制宜、因业施策。干线物流、港口运输等高频高载场景，可采用融资租赁模式，由运营商或金融机构购入车辆后提供长期租赁或按里程计费服务，减轻企业初期购车压力。快递和城际运输场景，氢燃料成本占比高，可考虑探索“氢电分离”模式，将车辆与燃料所有权分离，用户仅租用车辆或购买燃料，有助于分摊成本、提升资金利用效率。矿区、钢铁厂区等工业场景，运输路径较为稳定、用氢量可预测，适合推行订阅式用氢(Hydrogen-as-a-Service, HaaS)模式，企业按月或按量支付固定费用以享受稳定可靠的供氢服务。

拓展氢能交通应用场景，积极探索轨道交通、航空、海运等领域。

鉴于当前氢能重卡在技术、经济性、基础设施等方面尚不具备与其他技术路线充分竞争的优势，可考虑适时调整应用方向，将氢能交通推广从道路运输适度转向轨道交通、航空、海运等领域。相较于道路重卡，这些领域对能源密度、续航能力的要求更高，氢能具备天然优势，且相关技术尚处起步阶段，商业化尚未成型，具备较强的引领与先发机会。通过培育轨道交通、航空、船运等新场景的氢能应用，可拓宽产业发展空间，带动氢能全产业链的突破。