

A STUDY ON THE HYDROGEN VALUE CHAIN AND GREEN HYDROGEN OUTLOOK OF SHENZHEN

深圳市氢气供应链及未来 绿氢产业发展研究报告

2022/12



编写单位 深圳国家高技术产业创新中心 深圳市氢能与燃料电池协会 壳牌（中国）有限公司

作者

本项目由深圳国家高技术产业创新中心、深圳市氢能及燃料电池协会、壳牌（中国）有限公司联合开展，旨在通过系统梳理氢能产业链的上游制氢技术、中游储运加能力、下游应用消纳潜力，分析适宜深圳发展的电解水制氢技术路径，挖掘适合氢能推广的应用示范场景，加快低碳、可再生能源制氢的发展，推动绿氢资源在终端能源消费中的利用。

鸣谢

向课题项目开展中为我们提供专业信息、行业动向、专项数据以及发展经验与建议的各位行业专家、机构和企业代表表示最诚挚的感谢。本报告涉及信息主要来源于数据检索、实地调研、公开信息、合作伙伴提供的素材等，若有疑问、纰漏或偏差，欢迎联系咨询或指正。

课题组成员

李林军、左新兵、吴志伟、卢思宇、谭艳、谢跃煌（深圳国家高技术产业创新中心）
张祎莹、刘春阳（深圳市氢能及燃料电池协会）
及壳牌中国氢能专家团队

研究成果归属于联合课题组，引用请注明出处，如需转载，请联系深圳市氢能及燃料电池协会秘书处，
邮箱：info@szhfca.com。



摘要

在全球气候变化形势日益严峻，碳达峰、碳中和目标与路径日渐清晰的情况下，全球迎来新一轮以可再生能源为依托、以氢能为载体、以多元化产业化应用为重要推动力的能源转型发展。我国从国家到地方层面陆续出台相关政策以推动氢能产业链发展。粤港澳大湾区无论在产业核心技术、应用场景都有良好基础，但目前面临氢气供应量低于预期、氢源主要来自工业副产氢的现状，未来为加速氢能的推广应用以及实现其减排效益，必须在满足日益增长的氢能需求的基础上，逐步提高绿氢在终端能源消费中的比重，充分发挥氢能在能源绿色低碳转型中的重要支撑作用。

本报告通过系统梳理氢能产业链的上游制氢技术、中游储运加能力、下游应用消纳潜力，分析适宜深圳发展的电解水制氢技术路径，挖掘适合氢能推广的应用示范场景，加快可再生能源制氢产业发展，推动绿氢资源在终端能源消费中的利用。

制氢技术方面，目前已在碱性电解水制氢领域实现产业化落地，并在质子交换膜和阴离子交换膜电解水设备领域取得突破。**氢气供应方面**，近期以碱性电解水制氢配合周边工业副产氢为主，中远期将依托海上风电、光伏发电、绿电交易等方式提高绿电制氢比例。**加氢站建设方面**，将以制氢加氢一体站和油气氢电的综合能源一体站为主，在有条件的加油或者加气站进行改造建设。**下游消纳方面**，近期将以港口、物流、客运等中重型长距离交通以及船舶应用为主，中远期将随着供氢成本的下降，扩大应用至工业、建筑领域。

目录

一、项目研究背景	01
1.1 国际氢能发展概述	02
1.2 国家双碳目标与氢能产业发展顶层设计	03
1.3 绿氢在未来氢能供应体系的重要性	05
1.4 深圳发展绿氢产业的必要性	06
二、深圳市氢能产业发展现状	07
2.1 深圳市氢能产业发展概况	08
2.2 深圳氢能产业发展相关政策及规划	08
2.3 深圳市内及周边氢源情况	13
2.4 深圳发展绿氢产业的优势	14
三、深圳市制氢技术路径分析	16
3.1 碱性电解水制氢技术（AWE）与产业发展	19
3.2 质子交换膜电解水技术（PEM）突破与产业化进展	20
3.3 固体氧化物电解水制氢技术（SOEC）研发现状	22
3.4 碱性固体阴离子交换膜（AEM）电解水技术研发	23
3.5 生物质制氢技术研发	24
3.6 本章小结	26

四、深圳氢能主要消纳场景分析	27
4.1 交通及创新场景应用	28
4.2 固定式发电、热电联供、备用电源	31
4.3 管道掺氢	31
4.4 食品加工	32
4.5 电厂冷却	32
4.6 电子工业	32
4.7 本章小结	33
五、深圳电解水制氢供应的解决路径	34
5.1 可再生能源资源	35
5.2 核电制氢	38
5.3 电解水制氢路径	39
5.4 气态氢储运	41
5.5 经济性分析	42
5.6 深圳市制氢加氢项目建设现状	47
5.7 所需政策支持	48
5.8 本章小结	49
六、国内外典型氢能示范项目	50
6.1 可再生能源制氢	51
6.2 （绿）氢能交通领域消纳项目	55
七、深圳绿氢产业发展实施建议	58
7.1 明确制氢、加氢审批管理流程，推动加氢设施建设	59
7.2 鼓励优惠电价开展现场制氢，保障本地氢源供应	59
7.3 出台氢能补贴政策，降低下游用氢成本	59
7.4 开展应用示范试点，因地制宜布局加氢配套设施	59
7.5 引进龙头企业和高端人才团队，带动产业创新聚集	60
7.6 标准引领规范先行，构建产业安全管理体系	60
7.7 创新合作机制，促进氢能电力产业协同发展	60
7.8 开展氢能科普宣传，加快产业示范落地	60

一、项目研究背景

随着全球气候变化应对压力增大及能源安全保障需求迫切程度提高，世界各国均高度重视能源多样化战略，加大清洁能源开发力度，制定更加积极的低碳政策，发展氢能，尤其是含绿氢在内的低碳氢产业，推动深度脱碳，已成为全球能源布局共识。深圳作为我国社会主义先行示范区、粤港澳大湾区重要对外窗口、国家第一批低碳试点城市、以及首批国家燃料电池汽车示范城市群核心城市，如何定位、规划布局、实施（绿）氢供应，将对其氢能产业、绿色低碳经济、能源转型发展起到重要推动作用。

1.1 国际氢能发展概述

全球目前氢能供应以化石燃料制氢为主。根据国际能源署的统计，氢能需求主要由化石燃料制氢满足。天然气制氢占比约为 60%，煤制氢占比约为 19%；低碳制氢占比极小，其中电解水制氢约 3 万吨，占比约 0.03%，配备碳捕捉的化石燃料制氢约 70 万吨，占比约 0.7%。2020 年全球氢能消费需求达 9000 万吨，主要用于工业（近 5000 万吨）和炼油（近 4000 万吨），交通领域的需求不到 2 万吨，仅占全球氢能需求的 0.02%，到 2050 年实现净零排放需要加大推动氢能在交通领域的应用。

全球 20 多个国家已经将氢能提升至国家战略高度，将氢能作为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择，并围绕氢能产业的公共服务、技术标准、财政补贴、示范应用等方面出台系列配套扶持政策。日本在 2013 年推出《日本再复兴战略》把发展氢能源提升为国家战略，重点推进氢燃料电池汽车的生产和相关配套设施的建设，先后投入数千亿日元进行氢能及燃料电池技术的研究和推广，并对加氢基础设施建设和终端应用进行补贴。美国在 2002 年发布《国家氢能发展战略》将美国氢能产业由构想转入行动阶段。2020 年美国能源部发布《氢能计划发展规划》提出了氢能计划的主要技术经济目标。2021 年签署了《基础设施投资和就业法案》，拨款 80 亿美元用于区域氢能中心建设，15 亿美元用于电解槽和氢能全产业链的研发和示范。欧洲在 2020 年发布《欧盟氢能战略》预计总投资超过 4500 亿欧元来降低可再生能源成本并加速发展相关技术，推动可再生能源制氢在所有难以去碳化领域进行大规模应用。

发达国家氢能产业发展走在前列。日本方面，2021 年氢能利用和专利拥有数方面居全球第一位，加氢站累计投入运营 159 座，占全球比例为 23.2%，丰田 Mirai 和本田 Clarity 乘用车累计全球销量为 12679 辆，处于全球领先地位。美国方面，由英美资源集团、液化空气集团、康明斯、现代、林德、壳牌和丰田等在内 11 家公司宣布合作组建 Hydrogen Forward 联盟推进氢能发展。欧洲方面，氢能产业投资 1350 亿美元，占全球比重约 45%；已公布 126 个氢能项目，占全球比重 55.2%，其中氢气生产 105 个，处于全球领先地位。

1.2 国家双碳目标与氢能产业发展顶层设计

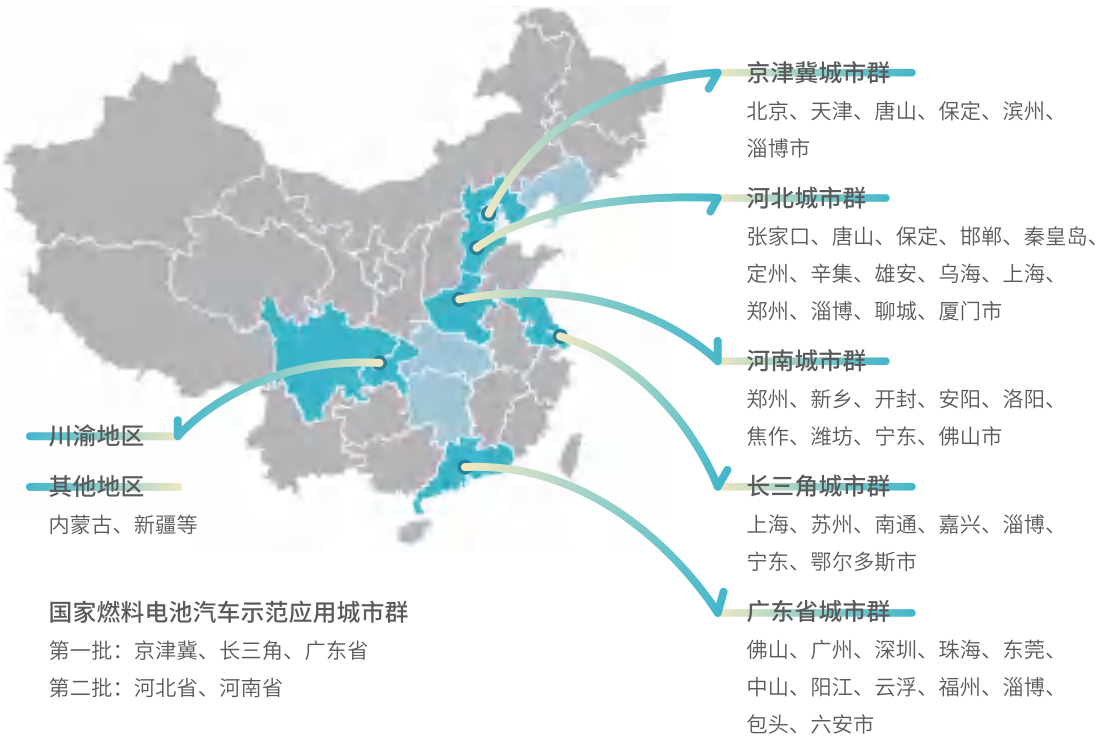
我国积极履行国际责任，主动承担起大国责任，为实现人类社会的健康发展做出努力。2015 年 6 月，中国向公约秘书处提交了《强化应对气候变化行动 - 中国国家自主贡献》文件，确定了二氧化碳排放在 2030 年左右达到峰值。2016 年，中国率先签署《巴黎协定》。2020 年 9 月，习近平主席在第七十五届联合国大会上宣布，中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。同年 12 月习近平主席进一步宣布到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

中国实施“化石能源转型行动”，积极推行清洁能源来减少化石能源占比。我国经济的飞速发展面临着不断增长的能源需求问题，而我国能源结构以化石能源为主，大量的化石燃料使用造成碳排放持续增加。氢能作为一种高热值、零污染的能源，是一种理想的化石替代能源，其应用场景广泛且可与多种能源互补，在促进经济脱碳特别是在工业、交通、建筑等难减排领域的深度脱碳上发挥关键性的替代作用。

近年国家陆续出台政策推动氢能产业发展。2021 年《关于做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》均对氢能产业发展做出明确部署，要求统筹推进氢能“制储输用”全链条发展，推动加氢站建设，推进可再生能源制氢等低碳前沿技术攻关，加强氢能生产、储存、应用关键技术研发和示范，并探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。2022 年，国家颁布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，该规划明确了氢能的能源属性，确认氢是未来国家能源体系的组成部分，是用能终端和高耗能、高排放行业实现绿色低碳转型的重要载体。作为碳达峰、碳中和“1+N”政策体系之一，该规划为碳达峰、碳中和目标实现提供了有力支撑。

2020 年财政部等五部门联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，并于 2021 年 8 月和 12 月批准包括上海、北京、广东、河南、河北五大燃料汽车试点城市群，如今全国形成“3+2”的燃料电池汽车示范格局。多个其它省份和城市也根据自身产业发展优势进行氢能与燃料电池产业的布局和发展。

图 1: 我国燃料电池汽车示范应用“3+2”城市群分布



1.3 绿氢在未来氢能供应体系的重要性

绿氢指的是相关温室气体排放强度（基于生命周期评价方法）低于规定阈值的可再生能源制氢。2020 年 12 月，由中国氢能联盟提出的《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》正式发布实施。该标准运用生命周期评价方法建立了低碳氢、清洁氢和可再生能源氢的量化标准及评价体系，从源头出发推动氢能全产业链绿色发展。标准指出，在单位制氢碳排放量方面，低碳氢的阈值为 14.51kgCO₂e/kgH₂，清洁氢和可再生能源氢的阈值为 4.9kgCO₂e/kgH₂，可再生能源氢同时要求制氢能源为可再生能源。

氢能是一种来源广泛的“无碳”能源，常见的制氢方式有化石能源重整制氢、工业副产氢、电解水制氢。氢能具有高效、清洁、利用形式多样的优点，因此被称为“21 世纪的终极能源”。

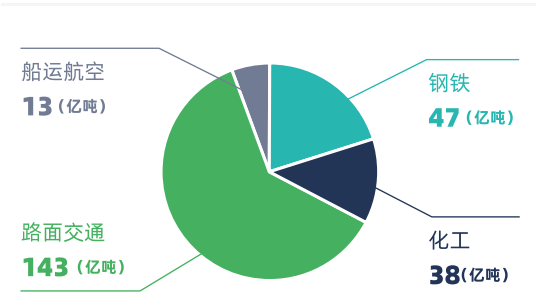
作为一种用途广泛的二次能源，氢能可以在多个生产和消费环节作为替代能源进行使用，在重工业、交通、建筑、电力行业中均有不同的应用场景，主要分为中重型火车、航运、航空、发电等领域的燃料用氢，钢铁和化工等领域的原料用氢，以及电力储能领域的储能用氢三类。中国氢能联盟预测，到 2030 年氢能在中国能源供应体系中的占比将至少达到 5%。

2021 年我国氢气总产量约 3300 万吨，居全球第一，但我国氢能超过 80% 来源于化石能源重整制氢，生产 1 公斤的氢，通常要伴生 5.5 公斤到 11 公斤的二氧化碳。未来即使实现氢能大规模应用，而制氢

模式转型不成功，氢能也将成为高碳排放行业导致无法达到深度脱碳的目标，这与发展清洁能源的初衷相悖，因此发展绿氢是推动能源结构调整、产业转型升级和实现可持续发展的关键之一。中国氢能联盟与落基山研究院的研究¹指出，在 2020-2060 年间通过应用氢能有望实现约 240 亿吨的累计减排量，其中交通行业累计减排量最大，约为 156 亿吨，钢铁行业累计减排量约为 47 亿吨，化工行业累计减排量约为 38 亿吨。可再生能源氢将在交通、钢铁、化工等领域成为主要的零碳原料，并在重工业等领域对化石能源进行替代，从而推动氢能的大规模推广应用，最终实现碳中和的宏伟目标。

我国氢气由包括电力、煤炭、天然气在内的来源和生产途径制得，所对应的碳强度各有不同，因此选择低碳氢对在氢能利用推广过程中的减排效应和潜力影响巨大。国家《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》提出重点发展由可再生能源电力电解制氢生产的绿氢生产，到 2025 年可再生能源制氢量达到 10-20 万吨 / 年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨 / 年，绿氢产业有望迎来快速发展。

图 2: 2020-2060 年我国各行业应用氢能预计减排量



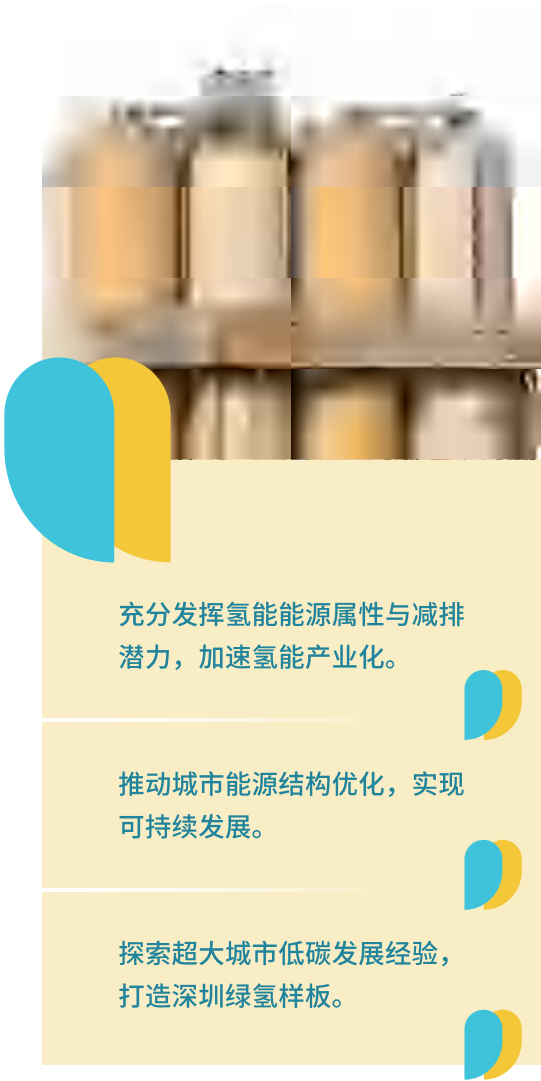
¹ [《开启绿色氢能新时代之匙：中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》]

1.4 深圳发展绿氢产业的必要性

充分发挥氢能能源属性与减排潜力，加速氢能产业化。鼓励发展以光伏、风电、水电为代表的可再生能源制氢路线，结合城市用电模式与经验，探索绿证、绿电等协议和购买，实现未来氢能源的绿色发展，一方面可以解决可再生能源时空分布不均的缺点，另一方面可以提升氢能应用的减排效应，为缺氢地区提供氢源供应思路，加快下游的规模化应用，助力氢能产业的落地与市场化进程。

推动城市能源结构优化，实现可持续发展。绿氢作为一种绿色二次能源，其大规模应用可以实现零碳排放，推动深圳现有能源系统向更新型、更优化的方向转型。借助自身在科技、人才等方面的优势发展绿氢产业，积极探索海上风电制氢、富余核电电解水制氢、光伏制氢、以绿证绿电购买电解水制氢等绿色制氢方式，不仅可以助推深圳氢能产业发展，也可以助力大湾区早日达成“双碳”任务。此外，积极开展“风光氢储”一体化融合发展，通过可再生能源发电制取绿氢，不仅有助于解决“弃风、弃光”等现象，又有助于解决新能源消纳及并网稳定性问题，实现环境可持续发展。

探索超大城市低碳发展经验，打造深圳绿氢样板。习近平总书记在深圳经济特区建立 40 周年庆祝大会上的讲话中，对深圳市提出了“建设好中国特色社会主义先行示范区，创建社会主义现代化强国的城市范例”的历史使命，对深圳市“十四五”推动生态文明建设提出了更高要求。《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预测，到 2050 年氢能在中国能源供应体系中的占比约为 10%，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体。但目前电解水制取的绿氢仅占氢气总产能的 1%，推动制氢模式转型是



氢能大规模推广应用亟需解决的问题。深圳作为国家第一批低碳试点城市，可以通过综合施策积极应对气候变化和推动低碳发展，探索氢能产业低碳发展模式，为我国在推动应对气候变化及低碳发展方面积累有益经验。

二、深圳市氢能产业发展现状

深圳市从 2021 年陆续发布氢能产业发展相关政策规划与支持办法，目前已有超过 130 家本地氢能产业相关企事业单位、科研院所、机构平台，已具备完整产业链条，部分技术国内领先及相关产品市场占有率较高，应用场景丰富，但周边氢源供应近期较为紧张，整体以本地现场制氢加氢一体站为未来氢源供应方向。深圳计划到 2025 年建设成为氢能产业技术策源地、先进制造集聚高地、多场景应用示范基地，实现氢能商业化应用。

2.1 深圳市氢能产业发展概况

深圳市现有超过百家氢能与燃料电池产业相关创新企业，已具备完整产业链条，涵盖整车、系统、电堆、膜电极、双极板、催化剂、碳纸等关键核心零部件及高端装备制造等环节，企业主要分布在南山区、龙华区和宝安区。同时，还聚集了一批科研院校、行业组织及相关科技创新平台，初步形成了全国领先的以行业领军企业为主，产学研深度合作的科研研发和技术创新优势。在深圳氢能与燃料电池产业链的企业中，有近 1/2 在燃料电池电堆与系统相关环节进行布局，超过 1/3 企业在氢气供应端开展业务，包括氢气的制备、储运以及加氢站的建设运营，同时，在原有新能源汽车深耕的成熟企业也在燃料电池领域布局，如直流变换器（DCDC）、装备设备、制造工艺等环节。

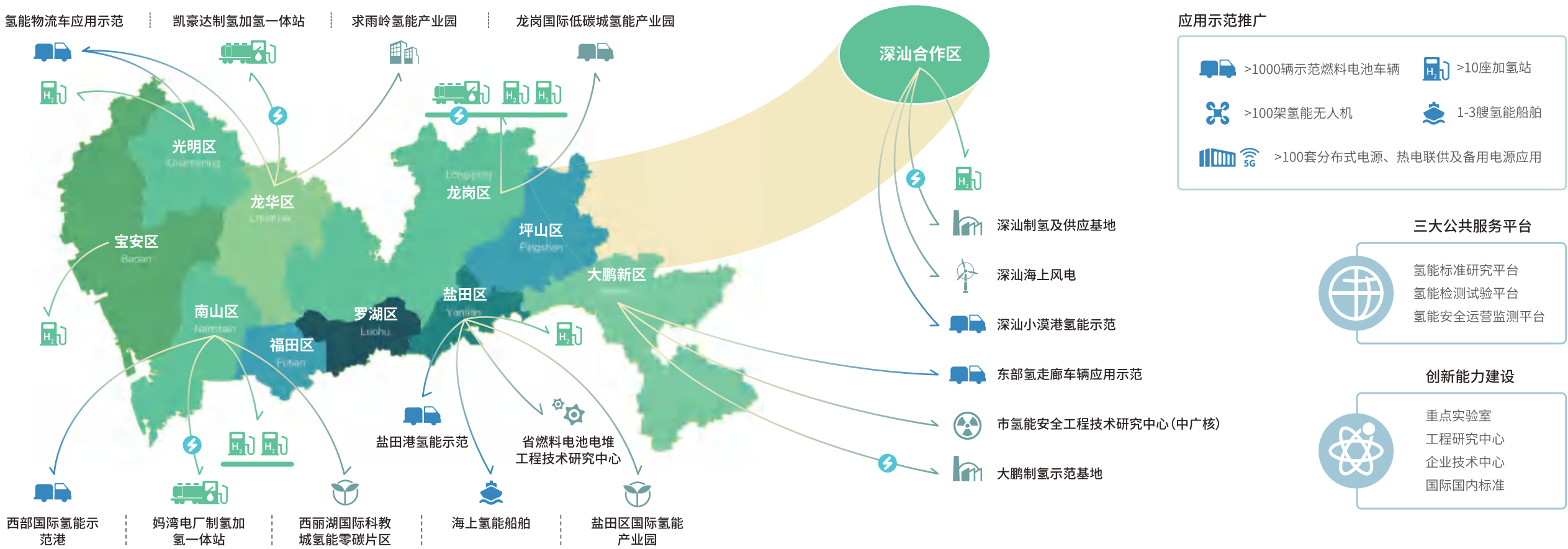
总体而言，深圳市氢能与燃料电池产业链布局与发展较为完善，研发、产业化水平较高，部分企业在技术水平、市场占有率处于国内领先地位，近两年核心企业融资情况良好，与深圳市定位成为氢能产业技术策源地、先进制造集聚高地、多场景应用示范基地的发展目标相符。

2.2 深圳氢能产业发展相关政策及规划

2021 年 6 月深圳市人民政府发布《深圳市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，其中提到将氢能与燃料电池作为战略性新兴产业重点领域进行布局发展；开展包括电解水制氢、固态储氢等在内的关键技术攻关，积极构建氢能产业创新体系，推进实施未来产业引领计划，以构建未来产业策源地；同时推进货运车辆电动化清洁化，推动加氢、充换电、加注 LNG 等交通设施建设。2022 年 6 月，《深圳市人民政府关于发展壮大战略性新兴产业集群和培育发展未来产业的意见》发布，重点提出将充分发挥产业集群效应，布局 20 个战略性新兴产业集群和 8 个未来产业重点发展方向。新能源产业集群由深圳市发改委、市科创委、市工信局、市规自局共同编制发布了《深圳市培育发展新能源产业集群行动计划（2022-2025 年）》，其中提出氢能作为新能源产业集群重要组成部分，将重点部署氢能产业培育工程。《深圳市综合交通“十四五”规划》要求开展全市综合能源补给站（油、气、电、氢）布局规划研究，重点提升高速公路服务区充换电、加气、加氢等综合服务能力，率先在工业园区、港口码头等试点建设加氢站，探索在公务船舶、港口码头、仓储物流、城际客运等领域开展氢燃料电池应用。

在专项支持方面，广东省发改委在 2021 年 9 月正式公告，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批复由以佛山市牵头，联合广州市、深圳市、珠海市、东莞市、中山市、阳江市、云浮市以及福建省福州市、山东省淄博市、安徽省六安市、内蒙古自治区包头市组成的广东城市群，成为首批燃料电池汽车示范应用城市群。

图 5: 深圳市氢能产业发展规划主要布局



在**示范场景**方面，深圳将建设氢能多场景应用示范基地，广泛应用于工程车辆、公共交通领域、无人机、热电联供、船舶、数据中心和后备电源供电等方向，并将在未来探索氢能与风电、核能耦合发展，推动可再生能源制氢、富余核电电解水制氢，提高能源综合利用效率；探索城市天然气管道掺氢、试点燃气发电站轮机燃料用氢，探索多能互补耦合发展，逐步提升绿色能源供给水平。

在**空间布局**上，将分别在南山和盐田港进行东西部港口的氢能示范应用；在深汕合作区、大鹏新区等区域谋划建设制氢示范基地；在龙华区（求雨岭）、龙岗区（国际低碳城）和盐田区规划建设氢能产业园；在西丽湖国际科教城等区域探索建设氢能与可再生能源融合供能的零碳片区；在深汕合作区、国际低碳城、公明物流园、东部氢能走廊、城市垃圾处理、海上应急指挥救援、数据中心、5G 基站、无人机等场景推动各类氢燃料电池车辆、船舶、设备的应用落地，以点带面，全面布局。

在**氢源保障**方面，深圳市将依托周边地市氢源，结合本地分布式能源现场制氢，构建多元、安全、高效、低成本的氢气输运分配系统，逐步提高绿氢比例；基础设施方面，参照已有建设和管理经验，科学布局制氢加氢一体站建设，探索油、氢、气、电之间的混合建站模式；同时布局探索管道掺氢、燃气发电站轮机燃料用氢，氢能与风电、光伏、核能的耦合与协调利用，探索推广绿证、绿电购买机制等路径，以提升深圳的绿色能源供给水平。

2022 年 9 月，市发改委组织实施深圳市 2022 年氢能产业发展扶持计划，主要围绕市级工程研究中心和高技术产业化进行支持。随后《深圳市氢能产业创新发展行动计划（2022-2025 年）》，进一步对创新能力建设、产业生态体系优化、应用示范落地进行明确支持。目前部分区政府也在制定出台依托自身产业优势和特色应用场景的氢能产业相关行动计划和扶持政策，形成产业差异化、区域协同合作、链条互补的良好发展态势。

2.3 深圳市内及周边氢源情况

全省近期氢源可供应量远低于预期，深圳周边氢源供给紧张且以工业副产氢为主。广东省石化企业主要分布于茂名、湛江等区域，氢能长距离运输成本高导致难以运输到珠三角等用氢密集区。除化石能源制氢外，氢气主要来源为工业副产氢和电解水制氢。工业副产氢方面，目前广东省大型炼厂基本实现氢气平衡，在满足生产需求的前提下，炼厂现有工业副产氢资源已大部分予以利用，暂未开发富余氢气至氢能产业使用。此外，广东省规划产能部分因受制于土地、审批、建设等周期，包括东莞巨正源、珠海长炼、中山中科富海等在内的供应源头，都较难在短期（1-2 年）内达产。价格方面，广东省工业副产氢由于可供应量低于需求，叠加运输距离、运输效率等因素，造成整体到站价格偏高。

深圳目前主要依赖于东莞、珠海、广州、惠州、阳江、中山等附近地区的氢源供给。省内气源供应整体目前由于各项审批流程、建设周期、经济运输半径等因素制约，均无法以合理价格稳定供应到深圳，未来需要按应用场景需求、氢气运输路径、综合经济成本进行开发利用。通过调研统计，在目前高压气态氢经济运输半径内（<200km）²能供应到深圳核心用氢场景的氢气来源只有约 0.62 万吨 / 年，不到全省规划供应量的 1.5%，而这部分氢气大部分已被就近城市消纳，结合深圳现有制氢加氢一体站建设规模，近期深圳氢源保障量不到 0.1 万吨 / 年。

深圳氢气供应规模有限。基于城市产业结构与发展基础，深圳市内缺乏化工园区制氢的条件，同时受制于广东省现有供应源，在氢气运输经济半径内缺乏廉价的工业副产氢资源获取渠道。

随着广东燃料电池汽车示范城市群以及深圳市氢能规划的推进实施，深圳市近 - 中期随着交通等终端应用的落地，将面临氢气供应紧缺、下游市场应用受限的困境。如今在双碳目标下，深圳市政策端对化石能源 / 非低碳制氢路径有较严格限制，目前深圳市主要氢气来源为电解水制氢。深圳市内仅有少量电解水制氢规模，主要提供给市内科研机构及小型化工企业作为试剂或原料使用。凯豪达在龙华区建有碱性电解水制氢加氢集装箱站，电解槽为 50 Nm³/h，占地面积 1200 平米，已加注约 15 吨氢气，后期拟在此基础上扩建为 1000kg/ 天的加氢站，但目前尚未对外公开营业。妈湾电厂在深圳南山区建成碱性水电解制氢加氢一体化站，电解槽 2*500 Nm³/h，具备 1000 kg/ 天的制氢和加氢能力。目前深圳在深汕合作区、大鹏新区等区域也在布局建设电解水制氢示范基地，以进一步丰富市内氢源供给渠道。

2.4 深圳发展绿氢产业的优势

深圳经济特区作为我国改革开放的“试验田”和“窗口”，是国家自主创新示范区、全国经济中心城市、国家首批低碳试点城市，拥有突出的政策优势、强大的产业基础以及广泛的应用示范场景。

深圳作为国家先行示范区，政策优势突出。国务院在《关于支持深圳建设中国特色社会主义先行示范区的意见》中对深圳提出可持续发展先锋等五大战略定位，明确加快建立绿色低碳循环发展的经济体系，为落实联合国 2030 年可持续发展议程提供中国经验。《深圳市可持续发展规划》提出推动绿色低碳循环发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系。《深圳市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出前瞻布局前沿技术创新领域，开展电解水制氢等领域技术攻关，积极构建氢能产业创新体系。发展绿氢产业是实现可持续发展、建立绿色低碳经济体系的重要抓手。《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025）》在氢能标准体系建设、科技创新能力建设、关键核心技术攻关、氢源保障体系建设等内容中均提及绿色制氢的相关内容，在政策保障上推动电解水制氢电价优惠政策措施落地。深圳政策的前瞻性布局有助于推动绿氢产业领域取得突破。



深圳作为国家先行示范区，政策优势突出。

深圳作为国家中心城市，研发实力雄厚，产业链初具雏形。

深圳作为国家低碳试点城市，氢能应用示范场景丰富。

² [统计氢源主要来自广州、东莞、佛山、云浮、惠州、珠海、江门、深汕合作区等。]

深圳作为国家中心城市，研发实力雄厚，产业链独具雏形。燃料电池系统企业氢蓝时代、氢时代、深圳雄韬等企业牵头，分别在深圳西部港口、盐田港、大鹏新区、坪山区开拓应用市场；以通用氢能、众为氢能、长盈精密等企业为龙头，在气体扩散层、质子交换膜、膜电极、双极板、电堆、增湿器等领域加速关键材料技术的自主化和产业化；佳华利道、中集安瑞科、凯豪达等企业率先布局制氢链条与技术；三环电子、斗山创新（深圳）、氢蓝时代等企业在燃料电池固定式供电发电、热电联供、无人机、船舶等新型应用领域进行探索；欣锐科技、福瑞电气、世椿装备等装备制造、新能源汽车配件企业已获得较高市占率与盈利能力；同时，深圳能源、深圳燃气、华润电力、中石化、中石油等大型能源企业也相继落子深圳氢能基础设施和供应板块。



深圳能源集团妈湾电厂制氢加氢一体站

深圳作为国家低碳试点城市，氢能应用示范场景丰富。深圳是全国电子信息、新能源汽车等产业集聚基地，拥有港口、物流、园区、城际交通、船舶、民用便携式设备等广阔的市场资源。深圳通过加快氢能应用示范，推动绿氢产业与深圳经济社会发展深度融合，探索可复制、可推广的超大型城市可持续发展路径，可为中国乃至世界的其他城市提供示范标杆。《规划》提出，到 2025 年实现氢能交通运输、分布式发电、前沿新兴及交叉等领域的应用示范，其中示范燃料电池车辆不少于 1000 辆，建设加氢站不少于 10 座，分布式能源、热电联供及备用电源应用不少于 100 套、氢能船舶 1-3 艘、氢能无人机不少于 100 架。截至 2022 年 7 月，深圳已建成制氢加氢一体站 2 座，油氢合建站 1 座，加氢站基础设施建设有望提速；截至 2022 年 12 月深圳市共累计注册登记近 800 辆氢燃料电池汽车，主要为中型箱式货车和港口氢燃料电池牵引车。斗山创新（深圳）与深圳科卫泰等无人机公司，已联合开发投运系列燃料电池无人机产品，获得了国内外订单。未来，在深圳市降低二氧化碳排放与控制能耗总量的目标下，氢能应用端快速增长将大力带动深圳市绿氢供应的需求。



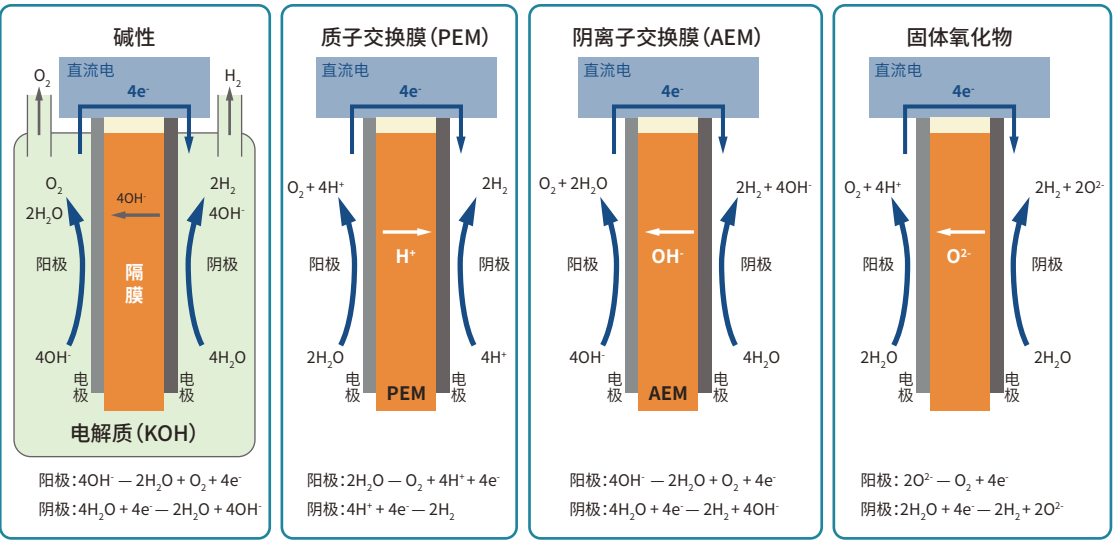
三、深圳市制氢技术路径分析



绿氢的制备主要来自可再生能源电解水制氢，深圳在碱性电解水 (AWE) 制氢、质子交换膜 (PEM) 电解水制氢、固态氧化物电解水 (SOEC) 制氢和阴离子交换膜 (AEM) 电解水制氢等技术路线均有科研院校、企业布局，尤其在碱性和质子交换膜电解水方向取得较好技术与市场化进展。



图 6：碱性、质子交换膜、阴离子交换膜、固体氧化物电解（从左至右）工作原理



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

全球电解水制氢主要分为碱性电解水（AWE）制氢、质子交换膜（PEM）电解水制氢、固态氧化物电解水制氢和阴离子交换膜（AEM）电解水制氢四种技术路线。

其中，碱性电解水制氢技术成熟度最高，约占全球装机总量 61%（2021 年全球装机容量超 290 MW）；成本最低，约 2000 元 / 千瓦。质子交换膜电解水制氢已实现商业化，约占全球装机总量 31%，成本约 5000-9000 元 / 千瓦，其启动迅速、响应时间短的优势提高了在电网调峰和储能方面应用的灵活性。固态氧化物电解水制氢效率高，工作温度高，目前建立了一些示范应用，装机容量为 0.8 MW。阴离子交换膜电解水制氢结合了碱性电解水制氢和质子交换膜电解水制氢的优点，成本较低，且能很好地适应波动性电源，该技术目前处于产业化初期，生产规模受到限制。电解水制氢技术特性如表格 1。

在以电网谷电电解水制氢的低成本，对响应速度要求较低的情况下，深圳制氢在短期内仍以碱性电解水制氢为主。为进一步提高绿氢比例，未来在深圳市电网谷电电解水模式中，可结合电力市场绿证、绿电交易模式，降低电解水制氢的碳排放。



📍 凯豪达制氢加氢一体站

表格 1：电解水制氢技术特性

技术	AWE	PEM	AEM	SOEC
电解质隔膜	30%KOH 非石棉膜	质子交换膜	阴离子交换膜	固体氧化物
电流密度 ($A \cdot cm^{-2}$)	<0.8	1~4	1~2	0.2~0.4
电耗效率 (kWh/Nm^3)	4.5~5.5	4.0~5.0	—	预期效率约为 100%
工作温度 / $^{\circ}C$	≤ 90	≤ 80	≤ 60	≥ 800
相对设备体积	1	1/3	—	—
操作特征	控制压差，产气需脱碱	快速启停，仅水蒸气	快速启停，仅水蒸气	启停不便，仅水蒸气
可维护性	强碱腐蚀强	无腐蚀性介质	无腐蚀性介质	—
环保性	需定期更换碱液，碱液为危险废物	无污染	无污染	—
技术成熟度	充分产业化	商业化	初期	示范
单机规模 (Nm^3/h)	≤ 1500	≤ 500	—	—
适用场景	电网电解制氢	土地有限的大城市、临时场所、独立的产业园区	离网或备用应急供热供电	高温、高压蒸汽的光热发电等系统
深圳代表企业	凯豪达、瑞麟科技、图灵科创	氢辉能源、绿航星际	稳石氢能	三环、中广核

3.1 碱性电解水制氢技术 (AWE) 与产业发展

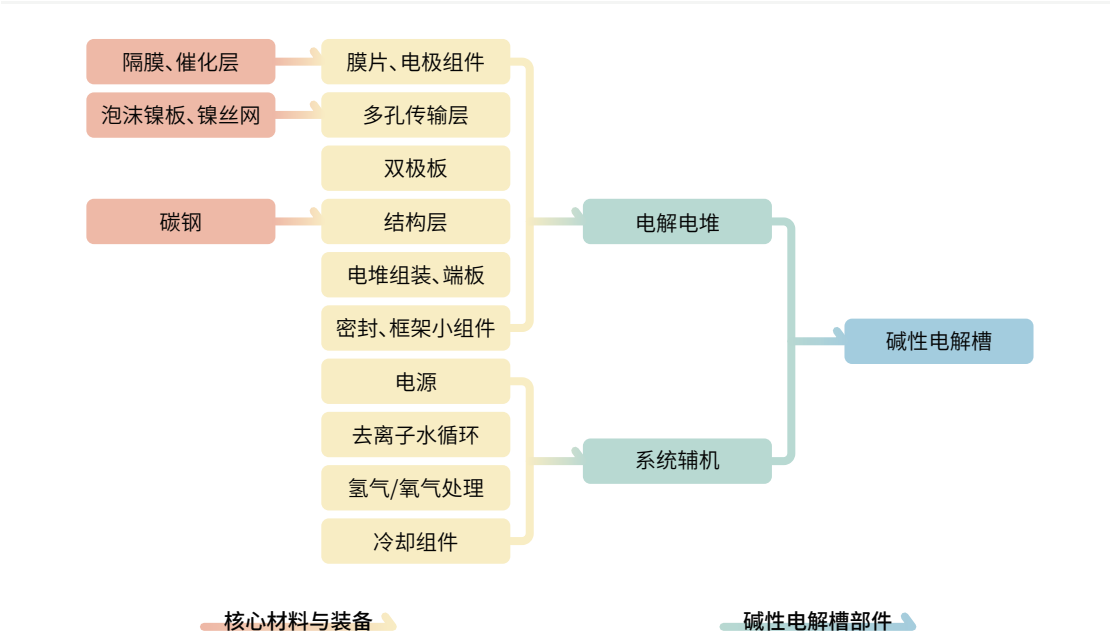
AWE 主要往大型化、隔膜优化、集约化方向发展。

AWE 已有数十年工业化应用经验，存在电解效率较好（70%-80%）、催化剂成本低、使用寿命长（10-15 年）等优点。但 AWE 在发展过程中存在电解产气纯度不足、电解性能低、电解响应速度慢等问题，制约了 AWE 的推广应用。通过发展无接触电阻电解，为设备大型化提供基础；采用国产化的非石棉隔膜，降低国外技术依赖、增强风险可控能力；实现 AWE 的一键启停和远程控制，加宽设备的调节范围，使其更好地适应波动性较大的可再生能源。

AWE 产业发展相对成熟。

我国 AWE 装置的安装总量为 1500-2000 套，早期多数用于电厂冷却用氢的制备，近几年碱性电解槽已经在工业领域广泛应用，现已有 1000 -1500Nm³/h 国产设备投入使用。碱性电解水制氢技术在国内的代表性企业有中国船舶集团有限公司第七一八研究所、苏州竞立制氢设备有限公司、天津市大陆制氢设备有限公司、深圳凯豪达氢能源有限公司等。产业化方面，目前凯豪达在深圳妈湾电厂的 2 套 500Nm³/h 电解槽已完成调试，于 2022 年投入使用；在东莞市规划建设了占地面积约 1.3 万平方米的制氢设备生产基地，年产 100-150 套 1000Nm³/h 电解槽。产品获得市场广泛认可，中标佛山 30 套 1000Nm³/h 电解水制氢设备，下游市场需求充足。此外，深圳图灵科创已进一步开展碱性电解海水制氢设备的研发。

图 7: 碱性电解槽产业链图谱



3.2 质子交换膜电解水技术（PEM）突破与产业化进展

PEM 电解槽主要部件由内到外依次是质子交换膜、阴阳极催化层、阴阳极气体扩散层和阴阳极端板。其中扩散层、催化层与质子交换膜组成膜电极，是整个电解槽物料传输以及电化学反应的主场所，膜电极特性与结构直接影响 PEM 水电解槽的性能和寿命。当前 PEM 的大规模推广仍受限于投资和运行成本。降低交换膜成本和阴阳极催化剂上的贵金属载量，是推动 PEM 电解水制氢技术研发与产业化应用的发展重点。

在质子交换膜上，目前电解水制氢所用质子交换膜多为全氟磺酸膜，如科慕 Nafion™系列膜、陶氏 XUS-B204 膜、旭硝子 Flemion® 膜等。其中科慕 Nafion™系列膜是目前电解水制氢选用最多的质子交换膜。目前全氟磺酸 PEM 应用最广泛，但仍存在成本较高、尺寸稳定性较差、高温传导性差的缺点。为降低膜成本，提高膜性能，国内外重点攻关改性全氟磺酸质子交换膜、有机 / 无机纳米复合质子交换膜和无氟质子交换膜。Ballard 公司开发出部分氟化磺酸型质子交换膜 BAM3G，热稳定性、化学稳定性、机械强度等指标性能与 Nafion™系列膜接近，但价格明显下降，在未来有替代 Nafion™膜的可能。另外选用聚芳醚酮和聚砜等廉价材料制备无氟质子交换膜，也是未来质子交换膜的发展趋势。

表格 2：深圳市 PEM 电解水技术产业发展情况

类型	2022 年指标	2025 年指标	国际指标对比（2022）
单台制氢设备产氢能力	单槽 5Nm³/h 最大系统 20 Nm³/h	单槽 200Nm³/h 最大系统 1000 Nm³/h	单槽 200 Nm³/h 最大系统 1200 Nm³/h
设备价格	500-900 万 /MW	300-400 万 /MW	900-1200 万 /MW
设备产能（套 / 年）	10	100	100
氢气出厂价格（电价 + 价格）	0.3 元 /kWh+80 元 /kg	0.2 元 /kWh+30 元 /kg	0.2 元 /kWh+30 元 /kg
供氢能力	暂无产业化	500kg/ 天	2500kg/ 天

在催化剂负载量上，商业化的析氢催化剂 Pt 载量为 0.4-0.6 mg/cm²，催化剂成本高昂，为此降低贵金属 Pt、Pd 载量，开发适应酸性环境的非贵金属析氢催化剂来降低成本成为研究热点。阴极材料上，利用石墨烯负载或将 Pt 与过渡金属复合在降低 Pt 载量上展现一定潜力。阳极材料上，复合氧化物催化剂、合金类催化剂和载体支撑型催化剂是析氧催化剂的研究热点，其中 PtIr 和 PtRu 合金是应用较多的合金类析氧电催化剂。稳定性良好的过渡金属氧化物以及改性的过渡金属氧化物也受到科研关注。

全球产业化规模扩大，我国逐渐步入产业化阶段，我市积极开展技术研发。全球范围看，目前正加速推进可再生能源 PEM 电解水制氢示范项目建设，PEM 电解水制氢已迈入 10 MW 级别应用阶段，100 MW 级别的 PEM 电解槽正在开发，项目数量和单体规模呈现逐年扩大的趋势。NEL-Proton 公司是世界上 PEM 制氢的首要装置供应商，为全球 72 个国家提供 2000 多套 PEM 装置，单台产氢量 30 Nm³/h，主要用于加氢站。从我国来看，PEM 电解水制氢技术正在经历从实验室研发向市场化、规模化应用的阶段转化，逐步开展示范工程建设。如在建的河北沽源 10 MW 风电制氢是国内最大的风电制氢示范项目，氢气产品将用于工业生产和加氢站。我市绿航星际、氢辉能源正开展 PEM 电解水制氢设备的研发和产业化，预期在 2025 年实现单槽产氢能力 200 Nm³/h，供氢能力达到 500kg/ 天。

3.3 固体氧化物电解水制氢技术（SOEC）研发现状

固体氧化物电解池的核心组成部分包括：电解质、阴极、阳极、密封材料、连接体等。SOEC 采用陶瓷作为电解质，因此材料成本较低。在高温环境下，其工作效率高达 79%~84%，核能、太阳能热、地热以及工业余热都可作为 SOEC 的热源。

SOEC 技术发展面临关键材料研发、电堆及控制技术及长期运行性能衰减问题。氧化锆基电解质材料仍是 SOEC 制氢的首要选择，对电解质的薄膜化技术可以进一步减少电解的欧姆损失，提升电解水制氢性能。Ni/YSZ 复合电极材料由于其内在的氧化 / 还原循环稳定性差的问题，科研团队正在开展混合离子 - 电子电导的钙钛矿类材料研究以实现当前电极材料的替代。电堆控制技术中，保障高温电解制氢回路中的 H₂O 组成稳定、与一次能源的耦合方式和控制策略是 SOEC 系统测控中需要重点解决的难题。材料的结构和组成在长期高温运行环境下保持稳定也是实现 SOEC 性能稳定的关键。

国内外高温 SOEC 制氢技术逐步走入规模化示范应用阶段。欧洲燃料电池和氢能联合组织在 SOEC 领域先后资助高温 SOEC 制氢和高温共电解项目，开展了多个 SOEC 的示范工程项目。荷兰正在开发 2.6 MW 的 SOEC 制氢系统，丹麦计划在 2023 年前启动 500 MW 的 SOEC 制氢工厂项目。清华大学核研院在 SOEC 材料研发领域取得一系列进展，自主开发设计了高温 SOEC 电堆及 kW 级高温蒸汽电解制氢系统。

深圳大学、哈尔滨工业大学（深圳）、三环集团、深圳燃气、中广核均正在开展 SOEC 相关研究与示范，预期在 2025 年实现设备使用寿命突破 20000 h。

表格 3：深圳市 SOEC 电解水技术产业发展情况

类型	技术指标	2025 年指标	国际指标对比
单台制氢系统功率	25kw	1000kW	1500kW
制氢能耗	系 统 交 流 能 耗 4.0 kW.h/ N.m ³	系 统 交 流 能 耗 3.7 kW.h/ N.m ³	3.7 kW.h/N.m ³
使用寿命	≥ 5000h	≥ 20000h	≥ 20000h
工质	150℃ 水蒸气	150℃ 水蒸气	150℃ 水蒸气
设备造价	3 万元 /kW	6000 元 /kW	当前无数据， 预计产能达百兆瓦时， ≤ 5800 元 /kW



3.4 碱性固体阴离子交换膜（AEM）电解水技术研发

阴离子交换膜电解槽结合了碱性水电解和质子交换膜电解槽的优点，仅使用过渡金属催化剂（CeO₂-La₂O），并不需要铂金属。阴离子交换膜为固态电解质，避免了在碱性电解水中使用的腐蚀性电解质。尽管阴离子交换膜电解水具备低成本、高效率、便捷性优势，然而高 OH⁻ 离子电导率和强耐碱的阴离子交换膜的研究开发不足导致产品使用寿命较短，限制了 AEM 技术的推广应用。为了满足 AEM 技术的发展，亟需发展高效催化剂、聚合物膜、膜电极等关键材料。

催化活性物质直接原位生长在导电基底上的自支撑催化电极成为研究热点，更多的活性位点、长期稳定、形貌易调等特点使其更接近商业化需求。常见的自支撑催化剂制备方法有水热法 / 溶剂热法、电化学沉积法、化学气相沉积法、化学溶液法以及通过上述方法组合制备。

阴离子交换膜早期发展思路是通过对现有的工程塑料进行接枝改性，包括聚苯醚、聚醚砜、聚醚醚酮等。然而此类聚合物中醚键在高温、强碱性环境下受到 OH⁻ 进攻发生断裂导致分子量降低以及膜破裂。近期科研人员针对阴离子交换膜的研究中发展了大量从单体结构和聚合反应的角度进行设计的无醚键主链，其在高温、强碱性的环境下能够长时间维持稳定电解。

阳离子基团方面，针对三甲基季铵盐等功能基团在高温碱性环境下容易变性使阴离子交换膜降解失活的问题，近年来的研究工作也对稳定阳离子基团的结构作出了大量理论设计和验证，并开发出包括芳香类季铵盐、非芳香环胺型盐、金属中心阳离子等

多种化学结构稳定的功能基团。将阳离子基团密度提升有利于提高膜的离子传导率。通过引入和调节多种分子间的作用力，能够促进功能基团自发组装和排列，并构成聚合物内部的微相分离，使膜内的离子基团进行更加有效的定向排列，形成一定的离子通道，从而获得 OH⁻ 传导率更高的阴离子交换膜材料。

膜电极组件（MEA）是零间隙型电解槽的核心部件，是电解水过程中电化学反应和传质的场所，是决定电解性能和稳定性的重要因素。使用阴离子交换膜取代多孔隔膜，通过减少阴离子交换膜两侧的两个多孔电极来发展零间隙碱性电解槽，有效提高了电解槽的能量转化效率。通过开发膜电极组件（MEA）表面图案化技术，设计和优化离子、电子的传质界面，有望进一步降低电能转化与储能过程的能量损耗。

目前欧洲已有较成熟的 kW 级模块设备以及 MW 级产品，主要有意大利 Enapter 和英国 ITM Power，其中 Enapter 现有 2.4kW 单模块电解水产品，预计 2023 年交付由 420 个模块化组成的 MW 级产品。深圳稳石氢能已联合美国特拉华大学、杜邦开展阴离子交换膜产业化合作，并将在国内开展膜电极系统开发，并于 2023-2025 年建成吉瓦级工厂。



3.5 生物质制氢技术研发

目前光解水和生物质气化制氢等技术路线仍处于实验和开发阶段，相关技术难以突破，尚未达到规模化制氢的需求。但生物制氢还可以利用高浓度有机废水、工农业废弃物，以及市政垃圾等为原料，有利于废物回收利用，因此围绕生物质利用展开的制氢技术研发也因其环保、低碳、可持续性受到许多城市和企业的重视。

生物质制氢按工艺区分可以分为通过热化学处理的化学法和利用微生物代谢进行制氢的生物法。化学法又细分为气化法、热解重整法、超临界水转化法以及其他化学转化方法。生物法可细分为光解水制氢、光发酵制氢、暗发酵制氢以及光暗耦合发酵制氢。

图 8：生物质制氢工艺

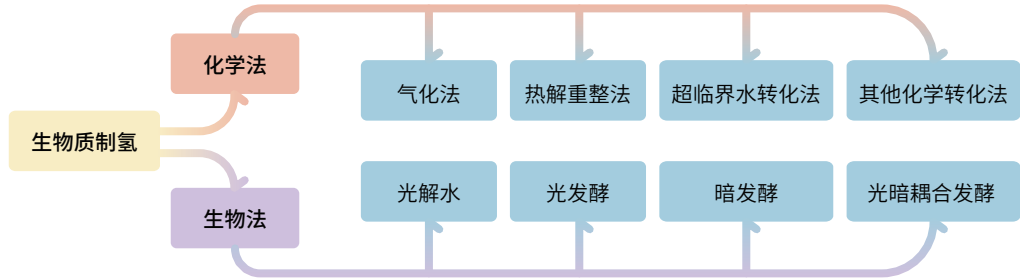
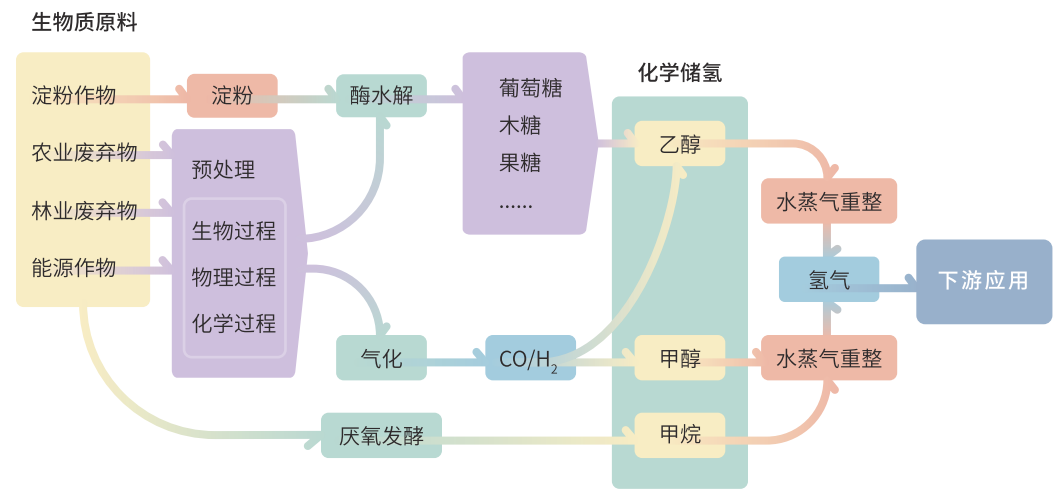


图 9：生物质制氢路线图





目前，垃圾处理方式主要是填埋或者焚烧发电，我国城镇生活垃圾焚烧最主要的技术是炉排炉和循环流化床炉焚烧，这类设备具有投资大、运行成本高的特点，多用于规模较大的城镇生活垃圾处理。而垃圾发电耦合制氢，可以选择在处理垃圾的过程中，直接对其进行热解气化，获得氢气，可以有效降低化合物生成量并减少飞灰排放量，有机物分解为简单的气体分子形成一氧化碳和氢气，用作燃料或化工原料，实现生活垃圾处理的无害化、减量化和资源化。当形成规模效应后，垃圾热解气化制氢的成本有望降到 20 元 / 千克以下，与天然气等化石能源制氢技术成本相当。

另外一种是通过“焚烧+”的模式，利用餐厨垃圾发酵制备氢气，同时兼具经济性及减碳性。按估算，1 吨餐厨垃圾平均产生 69 立方米沼气，按 65% 甲烷含量计算，对应约 45 立方米甲烷，再利用甲烷重整技术转化为 90 立方米氢气。目前湖北襄阳、佛山南海均正在开展相关项目。

垃圾制氢是利用现有能源、固废等产业的协同进行创新，将固废处理和制氢、加氢、本地车氢能化运营等产业环节打通，目前深圳能源集团下属的环保公司正在研究利用自有电厂开展相关示范应用。



3.6 本章小结

我市在“十四五”期间将以碱性电解水制氢技术路径为主，PEM、AEM 技术在“十五五”期间有望进入市场竞争。一是技术方面，AWE 技术路线相对成熟，在直流电耗、设备规模、使用寿命具有更好的技术优势，启停时间长、环境污染等短板经企业技术研发也已逐步弥补。PEM 在质子交换膜上尚面临尺寸稳定性差、高温传导性差、使用寿命较短等技术短板，贵金属催化剂负载量仍然较高，成本高居不下。SOEC 在高温下的材料稳定仍有待研发，与核电耦合后的电堆控制系统有待优化。AEM

在催化剂、聚合物膜、膜电极等关键材料上开发不足，电解水制氢性能亟需优化。二是产业化方面，碱性电解槽单位千瓦价格为 PEM 的 22%-40%，深圳以凯豪达为代表的碱性电解槽设备企业已经初步打开下游市场。PEM 在国外虽已产业化发展，但在国内尚不具备经济性，技术优势并不明显。AEM、SOEC 等技术尚未产业化，仍面临较长时间的研究开发。生物质制氢在国内外已开展示范，但技术的应用场景相对受限，在未来的一段时间内难以成为主流的制氢技术路径。



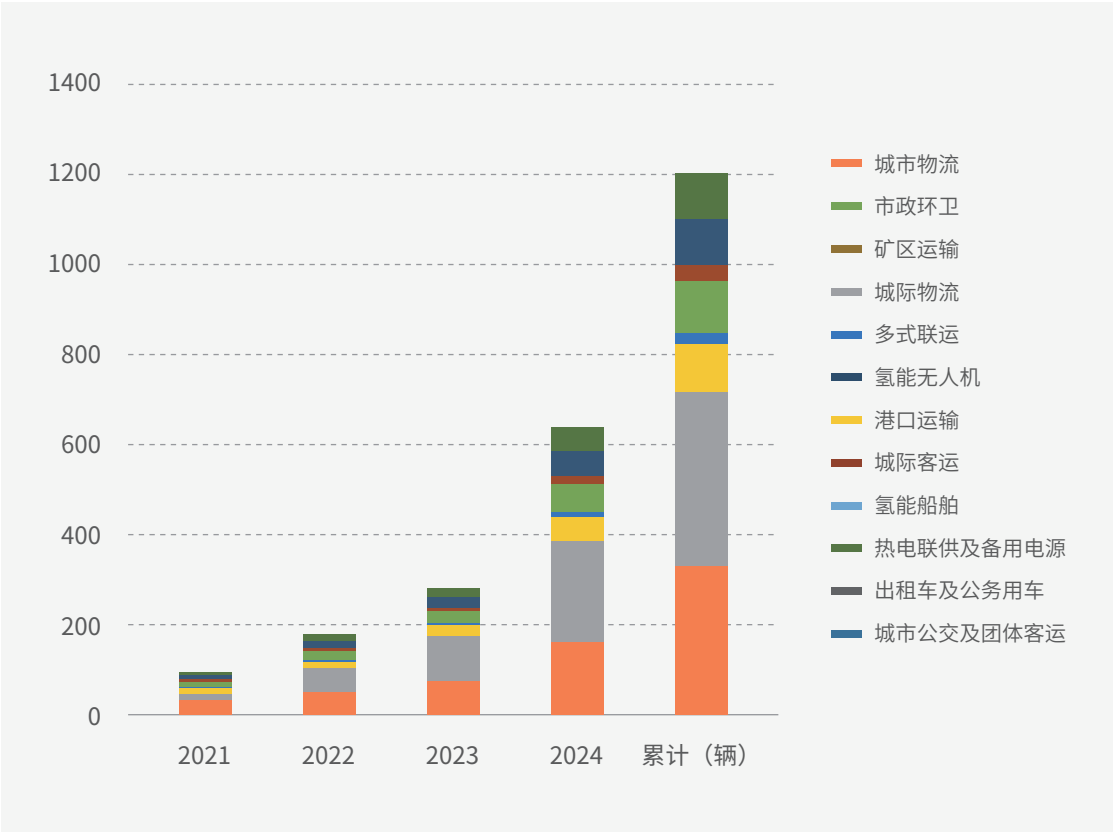
四、深圳氢能主要消纳场景分析

深圳市氢能主要有交通领域、分布式发电、电子工业、食品加工企业、燃煤火电厂等应用消纳场景，其中交通领域消耗量最大，其次在中、远期将在分布式发电领域布局应用，工业等领域用量较小。在交通领域除了港口、物流、客运、船舶等传统场景以外，在无人机等创新场景上也逐步得到应用。

4.1 交通及创新场景应用

按《广东省燃料电池汽车示范应用城市群实施方案（修改稿）》预计深圳在示范期年度推广车辆数分别为 80、150、240、530 辆，合计推广 1000 辆氢燃料汽车，各年度占城市示范群推广氢燃料车的比重分别为 6.3%、5.3%、6.3%、11.0%。《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025 年）》提出分布式能源、热电联供及备用电源应用不少于 100 套、氢能船舶 1-3 艘、氢能无人机不少于 100 架。在两个规划政策体系基础上，预测深圳市氢能下游车辆消纳场景如图 10 所示。

图 10：深圳氢能消纳场景预测³



³ [深圳出租车、城市公交已全面电动化，暂无替代需求；深圳市暂无矿区运输需求。]

4.1.1 港口重卡

深圳港可以分为西部港区 and 东部港区，主要拥有蛇口码头、福永码头、盐田码头、赤湾码头、妈湾码头、内河码头、东角头码头、下桐沙渔涌码头、大铲湾码头。《规划》提出依托赤湾、妈湾、盐田港区开展氢能拖车及叉车等应用示范。

4.1.2 货运物流

《深圳市综合交通“十四五”规划》提出构建服务国内国际双循环的物流枢纽体系，加快东部宝龙、中部观澜黎光（兼顾铁路货运）、西部松岗三处公路物流枢纽建设。公明街道物流为我市西部公路枢纽节点，主要满足电子信息高端制造业、生物医药等时效性高的货物为主的物流需求。《规划》提出依托公明街道物流产业基础开展氢能物流车应用示范。

4.1.3 交通客运

《深圳市综合交通“十四五”规划》提出形成支撑要素便捷流通的路网体系，增强公路道路对外辐射带动作用，加快深汕第二高速公路建设，实施深汕高速扩容改造等。2021 年，深圳市常规公交客流量 10.9 亿人次，同比增长 3.47%。《规划》提出在深圳-深汕特别合作区开展氢能城际客车场景应用示范；在国际低碳城开展氢能公交示范应用。

在规划情景下，深圳预计在示范期年度港口运输氢能车辆数累计推广 12、27、52、106 辆，港口车辆示范期内各年度耗氢量为 9.0 吨 / 年、21.3 吨 / 年、40.2 吨 / 年、82.4 吨 / 年⁴。

在规划场景下，深圳预计在示范期年度城际物流氢能车累计推广数为 14、65、163、387 辆，城际物流各年度氢能消纳为 100.2 吨 / 年、471.5 吨 / 年、1177.1 吨 / 年、2789.2 吨 / 年⁵。城市物流氢能车累计推广数预计为 36、89、167、331 辆，氢能消纳为 98.1 吨 / 年、240.7 吨 / 年、450.2 吨 / 年、894.2 吨 / 年⁶。

在规划场景下，深圳城际客运氢能车示范期累计推广数预计为 7、14、22、38 辆，各年度氢能消纳为 28.7 吨 / 年、57.2 吨 / 年、91.5 吨 / 年、155.9 吨 / 年⁷。

4.1.4 市政环卫

2022 年深圳有下坪环境园 1 座垃圾填埋场，南山、盐田、宝安、龙岗能源生态园 4 座垃圾焚烧厂，罗湖区餐厨垃圾收运处理项目、南山区餐厨垃圾收运处理项目、龙岗区中心城环卫综合处理厂垃圾分类处理项目和深圳市城市生物质垃圾处置工程 BOT 项目等 4 座大型餐厨垃圾处理厂。《规划》提出围绕城市垃圾处理开展氢能垃圾收运车辆应用示范。

在规划场景下，深圳市政环卫氢能车示范期内累计推广数预计为 10、28、53、114 辆，各年度氢能消纳为 17.4 吨 / 年、49.7 吨 / 年、95.8 吨 / 年、206.0 吨 / 年⁸。



4.1.5 船舶及无人机

《规划》提出围绕海上应急指挥救援率先开展氢能船舶应用示范。

在规划场景下，深圳氢能船舶示范期累计推广数预计分别为 0、1、2、3 辆，氢能消纳为 0 吨 / 年、30 吨 / 年、60 吨 / 年、90 吨 / 年⁹。《规划》提出在公安消防、电力线路巡检、工业测绘、海事巡逻等领域开展氢能无人机应用示范。深圳氢能无人机示范期累计推广数预计为 8、23、45、100 辆，氢能消纳为 4.0 吨 / 年、11.5 吨 / 年、22.5 吨 / 年、50 吨 / 年¹⁰。

⁴ [按 6 万公里 / 年，百公里氢耗 13 公斤计算。]

⁵ [按 9 万公里 / 年，百公里氢耗 8 公斤计。]

⁶ [按 9 万公里 / 年，百公里氢耗 3 公斤计。]

⁷ [按行驶 8.25 万公里 / 年，百公里氢耗 5 公斤计。]

⁸ [按行驶里程 3 万公里 / 年，百公里氢耗 6 公斤计。]

⁹ [按执法船行驶里程 3 万公里 / 年，氢耗 100 kg/ 天计。]

¹⁰ [按飞行时间 912.5 时 / 年，氢耗 10.2 L/min 计。]

4.2 固定式发电、热电联供、备用电源

《规划》提出结合公交综合场站、绿色建筑、产业园区、大型数据中心等用能需求，开展氢燃料电池分布式发电应用示范，支持在龙华区开展 SOFC 商业运营示范。鼓励在 5G 通讯基站、数据中心、发电厂、车载应急供电系统等应用领域开展质子交换膜燃料电池备用电源应用示范。在中广核核电基地开展氢能巴士与移动式氢能应急备用电源联合应用示范。在规划场景下，深圳热电联供示范期内累计推广数预计为 8、23、45、100 套，氢能消纳为 11.7 吨 / 年、33.7 吨 / 年、66.0 吨 / 年、146.7 吨 / 年¹¹。

4.3 管道掺氢

天然气管道掺氢可以降低碳排放，有利于解决氢气的大规模运输问题，降低氢气的储运成本。该技术将氢气以一定比例掺入天然气，利用新建管网或在役天然气管网输送至用户终端、加气站和储气库等。目前深圳能源已开展管道天然气掺氢相关研究和技术储备，并申报国家有关专项研究计划，推动管道天然气掺氢试点工作。在近期示范阶段，约有 1 吨 / 年的氢气需求量，该场景下氢气作为燃料组分进行燃烧，其纯度要求不高，主要控制氧气的浓度不超过 3%。未来随着相关研究和项目的推进，预计氢气需求会有持续增长。

¹¹ [按运营 1642.5 时 / 年，氢耗 10 Nm³/h 计。]

4.4 食品加工

许多天然食用油具有不饱和性，经氢化处理后可稳定贮存，并能抵抗细菌的生长，提高油的黏度。氢化过程是将氢引入到液体脂肪或植物油的组成中，使不饱和脂肪酸中的双键与氢原子结合，成为不饱和程度较低的脂肪酸。植物油加氢氢化所用的氢气，纯度要求都很高，一般需严格提纯后方可使用。食用油加氢的产品可加工成人造奶油和食用蛋白质等，非食用油加氢可得到生产肥皂和畜牧业饲料的原料。

深圳目前除了南海油脂工业（赤湾）有限公司（益海嘉里金龙鱼粮油食品股份有限公司全资子公司）外，深圳没有规模化应用氢气需求的粮油生产企业。南海油脂用氢量为 300kg / 天，该氢气纯度要求 99.99% 以及食品级证明。原来主要由气体公司供应，2021 年价格超过 40 元 / kg（含运费，不含槽车、设备租赁费用）。

4.5 电厂冷却

在电力生产过程中，当发电机运转把机械能转变成电能时，不可避免地会产生能量损耗，这些损耗的能量最后都变成热能，将使发电机的转子、定子等各部件温度升高。为了将这部分热量导出，往往对发电机进行强制冷却。常用的冷却方式有空冷却、水冷却和氢气冷却。由于氢气热传导率是空气的 7 倍，氢气冷却效率较空冷和水冷都高，所以电厂发电机组采用了水氢组合冷却方式，即定子绕组水内冷、转子绕组氢内冷，铁芯及端部结构件氢外冷。氢气的导热能力很强。发电厂电力充足，而用氢量不太大，一般是用电解水制氢，氢气纯度要求 95% 以上。深圳（含深汕合作区）目前共有火电厂 2 座，其氢气需求均低于 10 标方 / 天。

4.6 电子工业

在石英玻璃光导纤维、非晶硅薄膜半导体太阳能电池等产品的制造过程中，需要用到纯度很高的氢气。例如，电子材料（晶体）的生长与衬底的制备、氧化工艺、外延工艺中以及化学气相淀积（CVD）技术中，需要采用氢气作为反应气、还原气或保护气进行操作。尤其在半导体集成电路生产中，对气体纯度要求极高，微量杂质的“掺入”，将会改变半导体的表面特性，甚至使产品成品率降低或造成废品。为了获取达到半导体需求的纯度的硅，需要用氯化氢生成三氯化硅（SiHCl₃）后，经分馏工艺分离，并在高温下用氢还原：SiHCl₃+H₂--Si+3HCl，该过程中对氢气的纯度要求很高。氢气中含有微量的一氧化碳和二氧化碳杂质会使衬底氧化，生成多晶硅。电解水制氢所产绿氢能达到半导体行业对氢气的纯度要求。

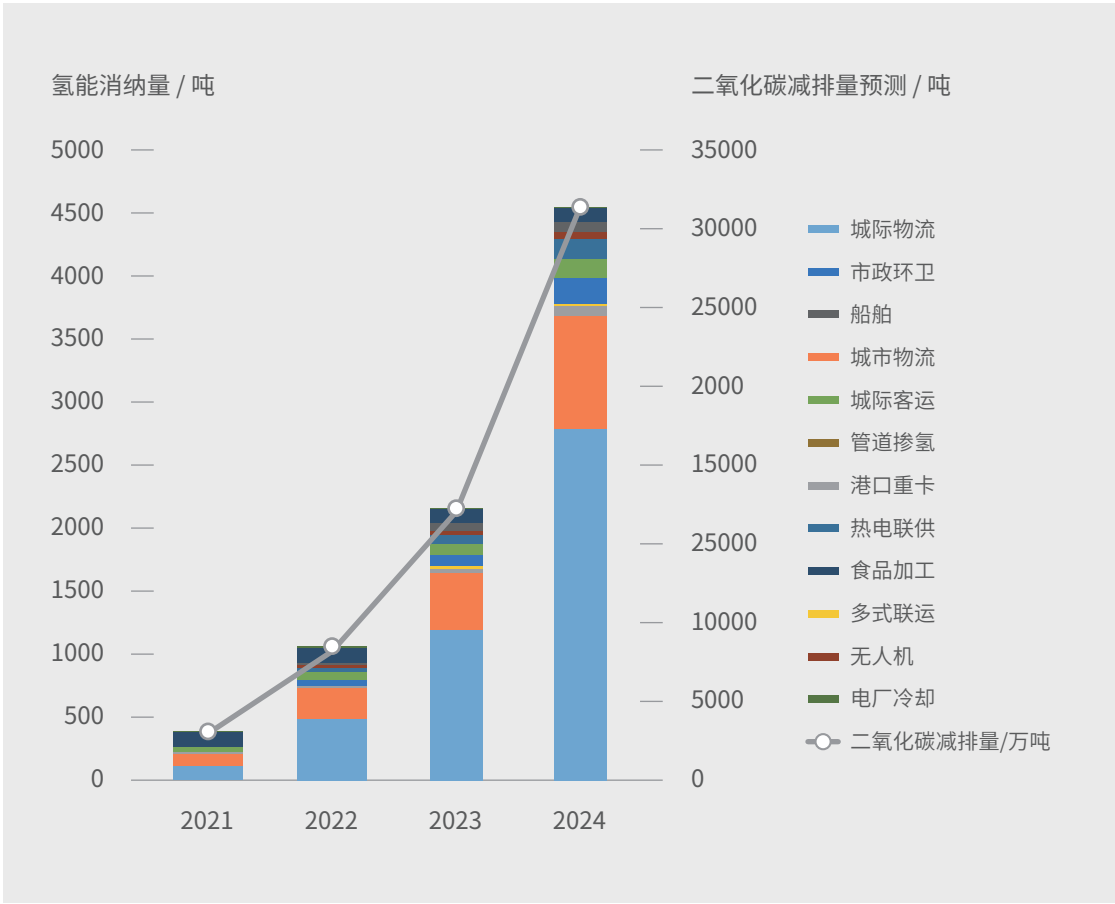
目前，深圳电子工业制造基地基本上不在本地，氢气需求量较低，但随着深汕合作区先进制造城半导体产业的发展，预计会带动氢气需求。



4.7 本章小结

交通领域是深圳市主要的氢能消纳场景，占比超过 98%。深圳不同应用场景下的氢能消纳结果如图 11 所示。在示范期内，全市氢能消纳预计分别达到 379.6 吨、1030.1 吨、2123.7 吨、4543.0 吨，氢能的消纳将会使二氧化碳减排量分别达 0.26 万吨、0.73 万吨、1.48 万吨、3.13 万吨。在交通领域中，城际物流在示范期末氢能消纳预计达到 2789.1 吨 / 年，约占示范期第四年度氢能消纳量比重超过 37%，预测未来成为深圳市主要的氢能消纳场景。

图 11：深圳各应用场景年氢气消纳及二氧化碳减排量预测 / 吨



五、深圳电解水制氢供应的解决路径



深圳能源集团妈湾电厂制氢加氢一体站

近期深圳市可再生能源制氢受资源、安全、成本等因素难以有效扩大制氢规模，在制氢、加氢相关政策逐步有所支持前提下，深圳将利用蓄冷电价机制，逐步发展分布式制氢加氢一体站的氢气供应模式，以降低制氢、运输乃至终端用氢成本，并逐步降低氢气使用的碳排放强度，以更好发挥氢能在我市绿色低碳转型中的角色。

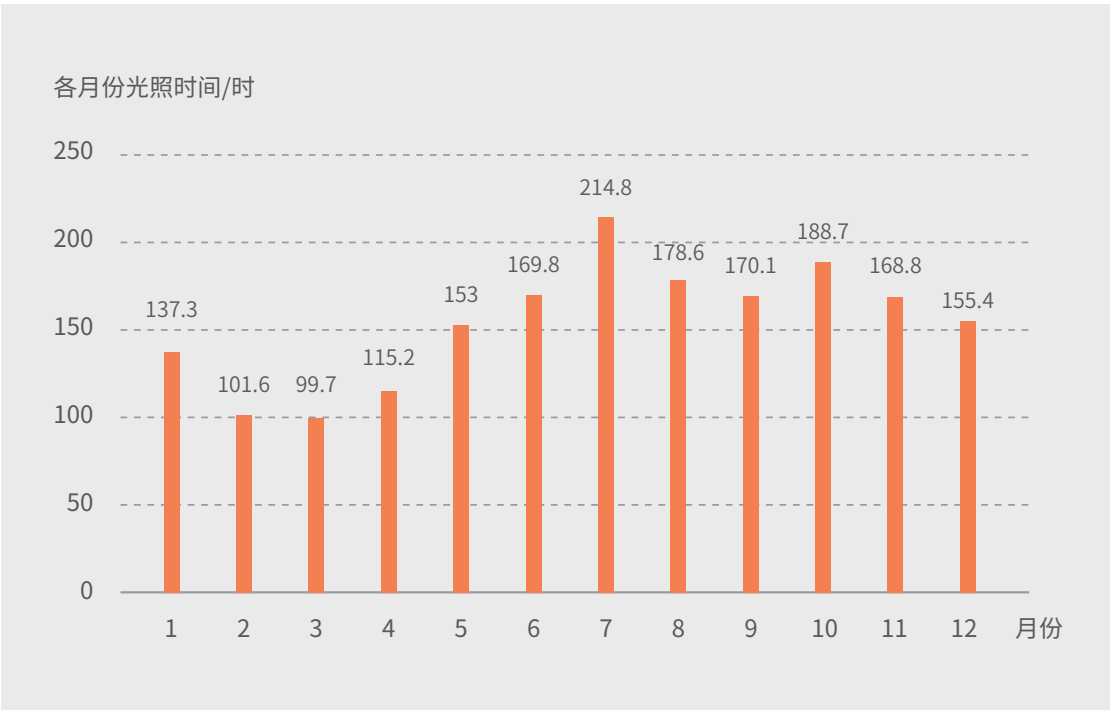
5.1 可再生能源资源

5.1.1 太阳能资源

深圳光伏等效利用小时数为 1000 h/ 年。平地地区年太阳辐射总量在 4759-5116 MJ/m² 之间；山地南坡年太阳辐射总量在 4027-4759 MJ/m² 之间；山地北坡年太阳辐射总量在 3135-4223 MJ/m² 之间。

深圳光伏资源受限。与东部沿海城市类似，深圳受到城市空间的限制，无法采取与中西部地区同样的模式集中建设大型光伏电站。2020 年深圳光伏装机规模仅 0.17GW，年发电量 1.5 亿度，与北京（0.61GW）、上海（1.37GW）、广州（0.75GW）等城市相比，总装机规模相对较小。深汕特别合作区华润海丰电厂已初步建成 4.2MW 光伏发电项目，按照每年有效光照时间为 1000 h 计算，预计可以提供 420 万度电，氢气产能约 75 吨/ 年。

图 12: 深圳市 1991-2020 年各月平均日照累计平均值¹²

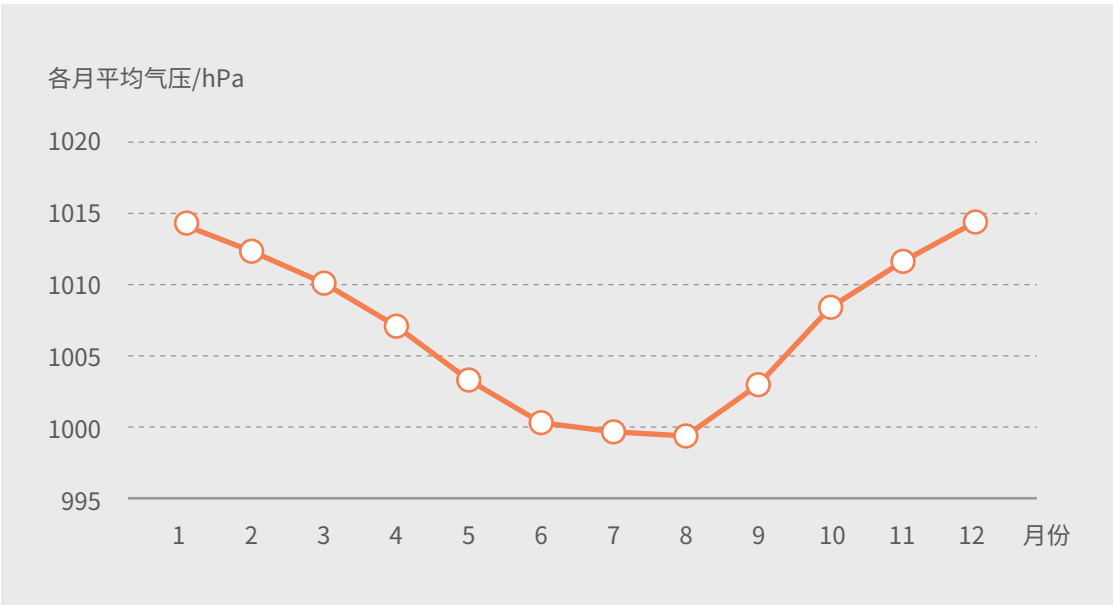


¹² [数据来源于深圳气象局。]

5.1.2 风能资源

深圳地处广东省南部，属热带海洋性季风气候。根据深圳市排牙山、笔架山和七娘山的测风结果，测风塔 55 米高度处年平均风速约 5.60-5.88 米 / 秒，相应风功率密度为 216-220 瓦 / 平方米；70 米高度处 3-25 米 / 秒风速段年平均有效风功率密度为 262-276 瓦 / 平方米。按照《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002) 风功率密度评判标准，陆上风电场功率等级为 2 级。在海上风电方面，年平均功率密度不到 400 瓦 / 平方米，可等效利用小时为 3000 h。

图 13: 深圳市 1991-2020 年各月气压累计平均值¹³



陆上风能资源不足，海上风电具发展前景。深圳市属于风能可利用地区，但风能的空间分布不均匀，东部梧桐山至大鹏半岛一带的海岸和山区风能相对丰富，其余地区风能相对贫乏。与陆地相比，海面上可开发利用的风能相对较丰富。但深圳西部海域面向珠江口，航道密集复杂且年平均风功率密度不足 400 瓦 / 平方米，东部海域与香港相连，附近有珊瑚生态保留地、核电站建设补偿生态保护区及锚地，不具备建设海上风电场的条件，暂时无法开发利用。目前只有深汕合作区附近海域有可开发的海上风电潜力，现阶段正在规划建设规模为 2GW 的海上风电项目。

¹³ [数据来源于深圳气象局。]

根据广东电网公司电力调度控制中心，2021 年广东全省累计有三峡阳江沙扒一至五期、华电阳江青洲三等 21 个海上风电项目实现机组接入并网，全年新增海上风电并网容量约 550 万千瓦，全省海上风电累计并网总容量突破 650 万千瓦。

海上风电电价成本相对较高。当前广东省海上风电平准化度电成本（LCoE）约为 0.7 元 /kWh，平均单位装机投资约为 1.7 万元 /kW，高于全国平均水平（约为 1.55 万元 /kW）。与燃煤发电（0.455 元 /kWh）、陆上风电（0.37 元 /kWh）和光伏发电（0.34 元 /kWh）相比，广东省海上风电平均 LCoE 偏高。

海上风电受限于技术难题短期难以进行制氢。据调研，海上风电制氢存在三种技术路线，分别是海上风电到岸制氢、海上风电现场制氢及船舶运氢、海上风电现场制氢及管道运输。其中海上风电现场制氢及船舶运氢虽离岸距离增大，等年值费用变化不大，在海上风电逐渐向深海发展的趋势下，或为较理想的方案。但目前受限于海水提纯等技术难题及风电与氢的量能匹配性差的问题难以大规模推广。



5.1.3 水电资源

深圳市多年平均降水量 1830 毫米，空间分布不均，东南多，西北少，呈自东向西递减的现象，东部地区约为 2000 毫米，中部地区为 1700-2000 毫米，西部地区约为 1700 毫米；全市降水时间分布亦不均匀，降水主要集中在汛期 4-10 月份，约占全年降水量的 85%。由于降水时空分布不均，干旱和洪涝常交替出现。深圳抽水蓄能电站位于深圳市东北部的盐田区和龙岗区境内。电站安装 4 台 300MW 的立轴单级可逆混流式机组，总装机容量 1200MW，2018 至 2020 年，电站 4 台机组运行时间均已超过 4700h；电站 4 台机组累计发电量 30.98 亿 kWh，抽水电量 38.49 亿 kWh，机组循环效率 80.49%。

5.2 核电制氢

大湾区有大亚湾核电站、岭澳核电一期、岭澳核电站二期共六台百万千瓦级核电机组，年发电能力超过 450 亿千瓦时。大亚湾核电站拥有两台装机容量为 98.4 万千瓦的压水堆核电机组，年发电能力近 150 亿千瓦时，80% 电量输往香港，20% 输往广东。岭澳核电站一期拥有两台装机容量为 99 万千瓦的压水堆核电机组，年发电能力约 150 亿千瓦时，全部输往南方电网。岭澳核电站二期有两台百万千瓦级压水堆核电机组，年发电能力约 150 亿千瓦时。

从电力成本来看，核电制氢具有一定价格优势。我国核电度电成本约为 0.26-0.28 元左右，综合出售电价约 0.4 元左右，无论是按生产成本还是综合出售电价，对应制氢成本与甲醇制氢相当。同时，考虑核电运营具有固定周期换料的特性，在配合电网调峰，要求减载运行的情况下，具有零边际成本效应。利用核电零边际成本优势，既能解决核电机组调峰、弃电问题，又能为市场提供零碳排放的清洁能源，进而缓解核电企业自身运营压力。因此，在国家日益重视环境保护的大背景下，核电制氢具有一定发展前景。

但结合深圳实际，综合考虑售电价格、安全、技术因素，核电制氢近期在深圳进行推广应用难度较大。

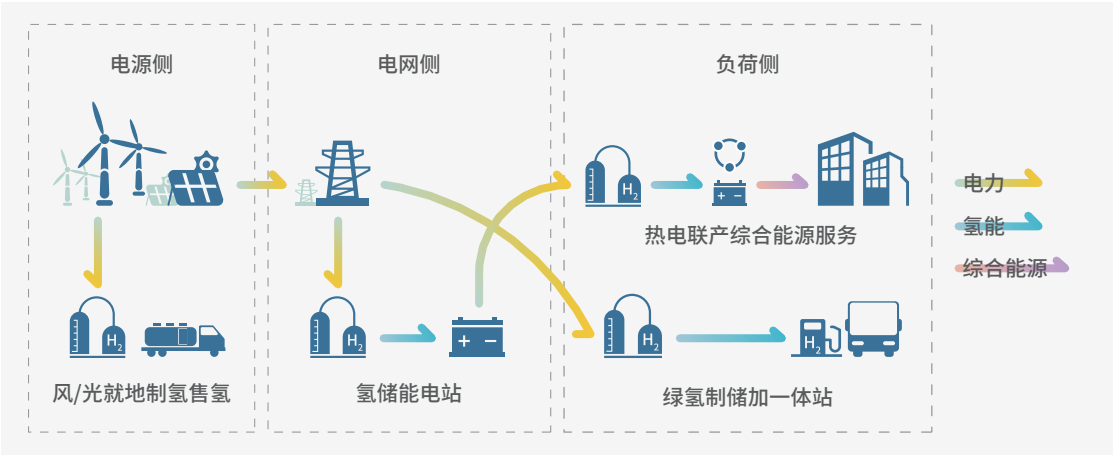


5.3 电解水制氢路径

5.3.1 陆上集中式电解水制氢

国家发改委在《“十四五”现代能源体系规划》提出“氢能在可再生能源消纳、电网调峰等场景示范应用。氢能、电能、热能等异质能源互联互通示范”。氢能作为连接气、电、热等不同能源形式的桥梁，未来将在制、用等环节与电力系统产生更多的耦合关系。将太阳能、风能、核能等清洁能源发出的电能或用电低谷期的富余电能制氢存储，不仅可大大提升新能源消纳水平，同时可再生能源制氢可实现对可再生能源发电上网的调峰调频，提高电力系统的安全性、可靠性、灵活性。《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025年）》提到“探索氢能与风电耦合发展，利用氢能作为长周期、大容量能源介质的优势，在深汕特别合作区试点海上风电制氢，探索构建可再生能源制氢、储氢及用氢融合发展的综合能源系统”。

图 14：氢能在新型电力系统源、网、荷各环节耦合应用示意图



在可再生能源集中地区利用氢气作为储能载体，需要进行集中式制氢，但按中国现行法规要求所有制氢设施建在化工园区内，这项法规限制了部分地区新建制氢项目，并且该制氢模式往往需要开展氢气远距离运输。

在运输环节，在我国目前有机液体、固态金属储氢等新型氢气储运技术未产业化、大规模液氢储运未落地、管道氢气输送未推广，基本只能采用气态氢气运输。中国现行法规只允许采用 20 MPa 长管拖车运输气态氢，对氢气运输压力的规定限制了长管拖车的储氢容量，增加了氢运输和车辆加注的成本。

5.3.2 分布式制氢加氢一体站

分布式加氢站内制氢、供氢可以利用加氢站现有的储氢基础设施和水、电等公用工程条件，不需要为制氢建造新的基础设施，有利于减少建设成本，降低氢气销售价格，也可以减少因氢气运输增加的成本和安全风险。分布式电解水制氢过程的电耗成本占氢气总成本的 75%-85%，而且电价越高，其占比越高，因此从公共电网取电进行电解水制氢因电价高而不利于降低供氢的价格，**对有条件的加氢站自建风力发电装置和光伏发电装置，就地发电制氢，只将电网取电作为辅助，能够进一步降低制氢成本。**

深圳谷电调频经济性显著。谷电制氢可实现对谷电资源的有效利用，同时提高电网“安全性”及“电能质量”。据调研统计，深圳燃煤机组电厂主要为妈湾电厂及华润海丰电厂，其中妈湾电厂装机容量为 196 万千瓦，华润海丰电厂为 210 万千瓦。按（5-1）公式计算可知 2021 年深圳市火电谷电资源量为 26.8 亿 kWh，折算为制氢资源量，谷电解水制氢的氢源潜力为 5.35 亿 Nm³/年¹⁴。

加氢站规划。当前深圳已建成三座加氢站，分别是妈湾电厂制氢加氢一体站、龙珠源加油加氢一体站建设项目、凯豪达示范加氢站。按照 2025 年深圳氢能源车辆保有量 1800 辆测算，（5-2）、（5-3）计算可知深圳 2025 年日加氢需求量为 23.8 吨/天，仍需建设加氢站不少于 24 座¹⁵。

《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025 年）》提到“探索氢能与清洁能源多能互补。支持龙岗国际低碳城、龙华求雨岭、西丽湖国际科教城等重点区域开展大规模光伏制氢、分布式发电、热电联供等新型供能模式”。通过电氢转换，实现电力、供热、燃料等多种能源网络的互联互通和协同优化，推动分布式能源发展，提升终端能源利用效率。

(5-1)

深圳市火电谷电制氢资源量 = 火电装机容量 * (峰电机组负荷率 - 谷电机组负荷率) * 发电利用小时数 * 谷电时段占比

(5-2)

每日加氢需求量 = 车辆保有量 * 日行驶里程 * 单位氢耗 * 加氢站氢气余量因子

(5-3)

加氢站数量 = 每日加氢需求量 / 加氢站加氢能力

¹⁴ [深圳本地火电装机容量 406 万 kW 峰谷机组负荷率相差 50%，发电利用小时取 4400 时，谷电取 8 时，制氢电耗取 5 kWh/Nm³。]

¹⁵ [按日行驶里程 150 公里，氢耗 8 公斤/百公里，氢燃料车保有量 1800 辆，余量因子 1.1，加氢站加氢能力 1000 kg/天计，各数据均根据深圳市示范车型与数量取均值。]

5.4 气态氢储运

20 MPa 长管拖车运氢仍是目前我市氢气运输的主要方式。20 MPa 储存容器是 6-10 只大容积无缝高压钢瓶，目前拖车上主要是装载量约 370 — 392 kg 的 I 型普通钢瓶，若是提升到 II 型瓶可达 600kg。典型管式拖车长 10.0-11.4m，高 2.5m，宽 2.0-2.3m，盛装的氢气压力在 16-21 MPa 之间，质量在 280kg 左右。但由于氢气密度很小，而储氢容器自重大，所运输氢气的重量只占总运输重量的 1-2%，实际运输效率一般仅为 1% 左右，因此长管拖车运氢只适用于运输距离较近（运输半径 200km 以内）和输送量较低的场景。

部分城市群出台政策推动 30MPa 高压氢气运输示范，高压氢气运输压力有望放宽。《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025）》重点突破高压气态等技术与装备。《上海燃料电池汽车产业创新发展实施方案》提出采用 45 MPa 高压瓶组等技术提高氢气存储密度和输运效率，实施储氢容器设备监测、制定储氢瓶检验评价标准。《辽宁省氢能产业发展规划（2021-2025 年）》提出开展 30 兆帕和 50 兆帕的氢气长管拖车储运、低温液氢运输、合金固态储运和天然气掺氢运输技术研究与示范，以完善氢气储运体系建设。2022 年深圳国氢、中科富海、佳华利道等企业力争实现 30 MPa 运输车、45 MPa 容器瓶组、瓶阀、压缩机等设备国产化。

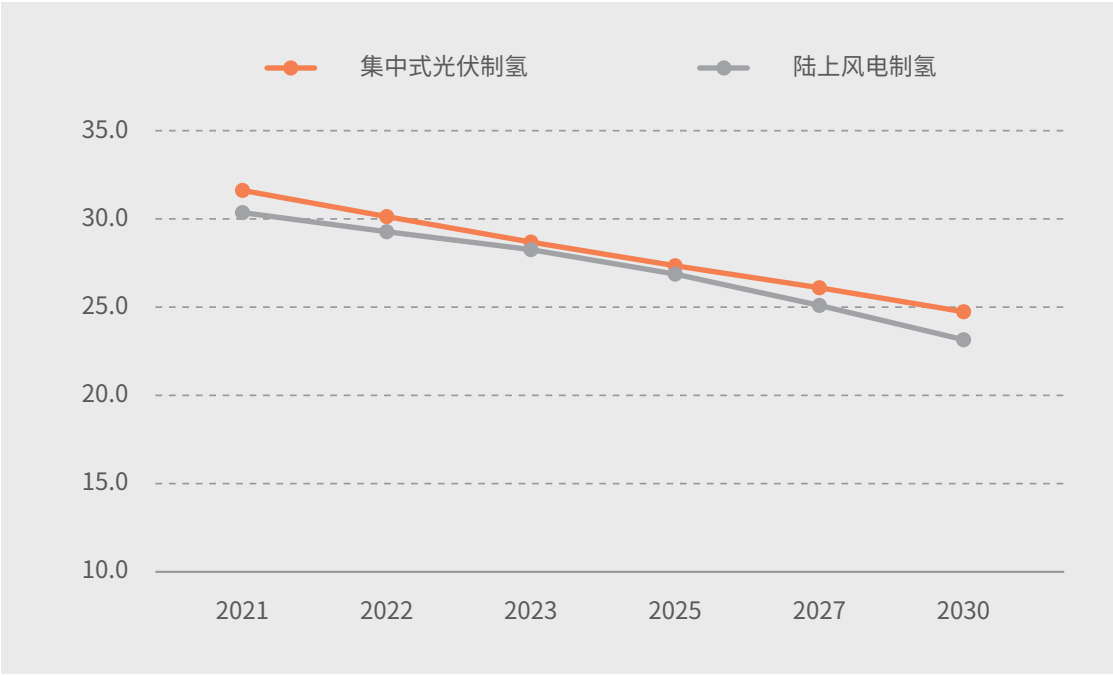
50 MPa 可显著提高氢气运输经济性，但气态运输短期内不具备放开潜力，中远期有望得到应用。2021 年武汉市政协在“推进氢能产业发展”协商会议上提出将氢气运输管束车的压力标准从现有的 20 MPa 标准提高至 50 MPa。壳牌开发了一种基于 IV 型储氢瓶的长管拖车系统，可将单车储氢量从 200-300 kg 提高到 1-1.2 t。与使用 I 型 20 MPa 长管拖车相比，采用 IV 型 50 MPa 长管拖车运输氢气可使运输成本降低 55%，从而大大提高氢气运输效率。目前我国在 50 MPa 运输上仍存在技术、政策上的不足，短期内不具备推行条件，但随着相关立法的完善及国外企业的技术引进，该新型储运系统未来有望在中国得到运用。

5.5 经济性分析

5.5.1 集中式电解水制氢成本

集中式电解水制氢成本可以分为制氢成本、运输成本、站内成本。

图 15：陆上风电或光伏发电制氢成本预测元 /kg



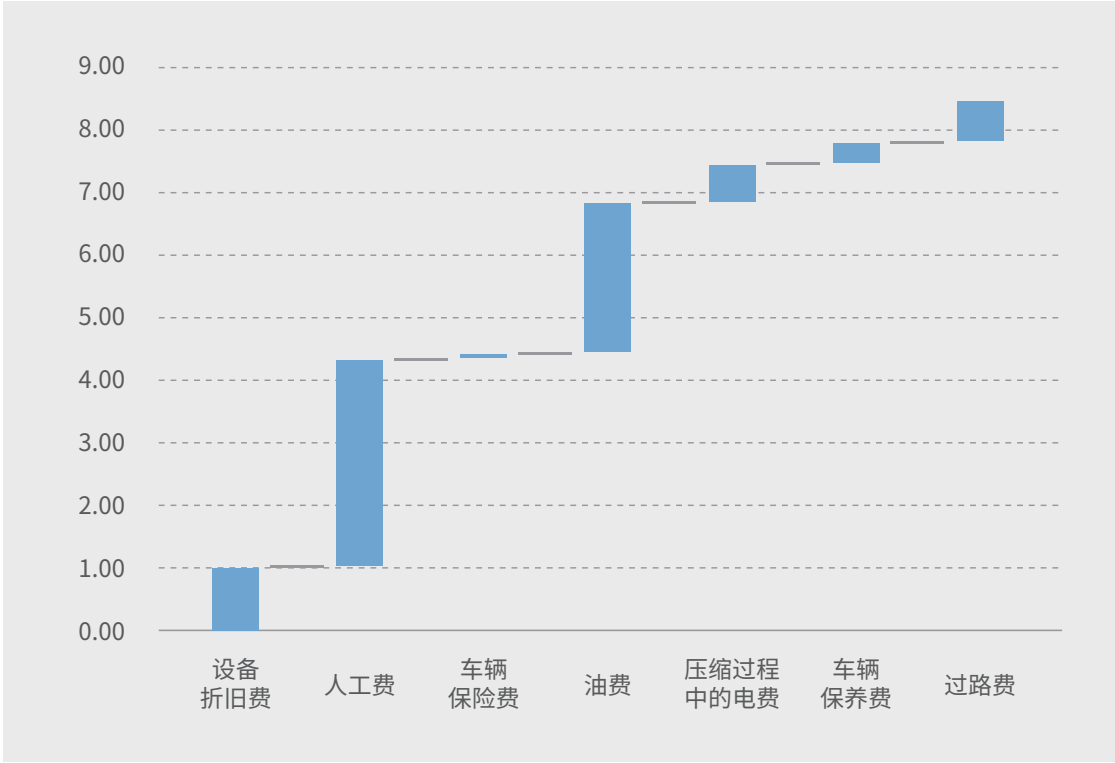
预计在“十五五”期间，光伏或风电制氢与天然气制氢成本区间重叠。可再生能源制氢成本可分为电价、设备费用、人工费用、维护费用、土建费用、水费等。电价取陆上风电电价¹⁶或光伏电价¹⁷，得 2021-2030 年绿氢制备成本如图 16。据未来智库，考虑碳捕集情况下，当煤炭价格在 200-1000 元 / 吨时，煤制氢成本介于 14.27-21.04 元 /kg。天然气价格在 1-5 元 /m³ 时，天然气制氢成本介于 11.2-29.1 元 /kg。政府补贴是推动绿氢制备产业发展的关键。

¹⁶ [按彭博新能源财经，创新中心整理，陆上风力发电 LCOE 成本为 0.331（2021）、0.32（2022）、0.31（2023）、0.288（2025）、0.266（2027）、0.234 元 /kWh（2030）。]

¹⁷ [按《中国光伏产业发展路线图（2021 年）》，创新中心整理，集中式光伏 1000 h 等效利用小时的 LCOE 成本为 0.37（2021）、0.35（2022）、0.33（2023）、0.32（2025）、0.31（2027）、0.3 元 /kWh（2030）。]

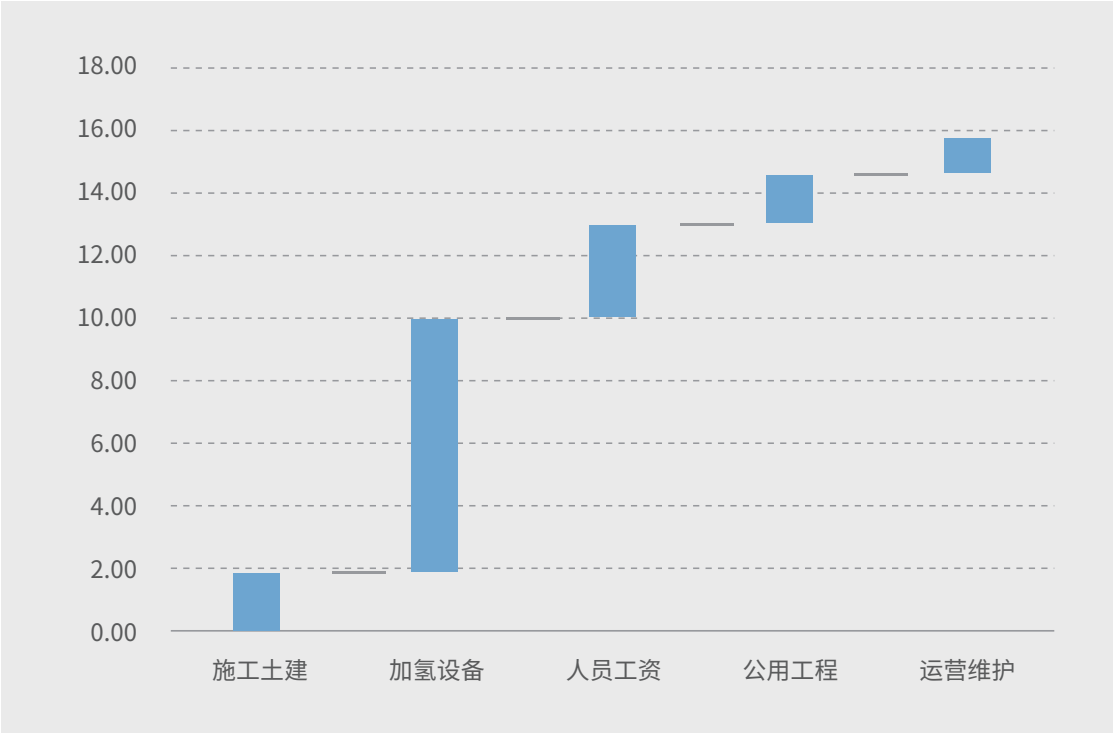
运输压力的放宽可使运输成本从 8.55 元 /kg 下降至约 6.5 元 /kg。运输成本指从氢源点通过管束车运送到加氢站产生的成本。通常包括固定成本和变动成本，其中固定成本分为设备折旧费、人工费、车辆保险费，变动成本分为油费、压缩过程电费、车辆保养费、过路费等。在 20 MPa 运输压力下，运输成本为 8.55 元 /kg，其中人工费和燃油费成为主要的支出成本，分别为 3.34 元 /kg，2.43 元 /kg。随着气态氢运输压力的政策放宽，在 30 MPa 运输氢气压力下，车载氢量有望提升至 500-550 公斤，氢气运输成本有望下降至 7.1-6.5 元 /kg 左右（忽略管束设备成本变化）。

图 16：20MPa 气态氢运输成本分析



加氢站设备成本及负荷率是影响加氢成本的主要因素。以一个典型的 500kg/d 加注能力、投资总额约为 1500 万元的站为例，站内成本主要包括：人工成本，公用工程成本、运营维护成本及固定资产折旧等。在投资规模一定的情况下，降低站内成本的途径主要在于提高运营负荷率。在 50%¹⁸ 的负荷率情况下，加氢站的加氢成本为 16 元 /kg，设备约占全部成本的 51.3%。在负荷率为 60%、70%、80%、100% 的情况下，加氢站成本可分别下降 17%、28.8%、37.5%。

图 17：加氢站加注成本结构分析



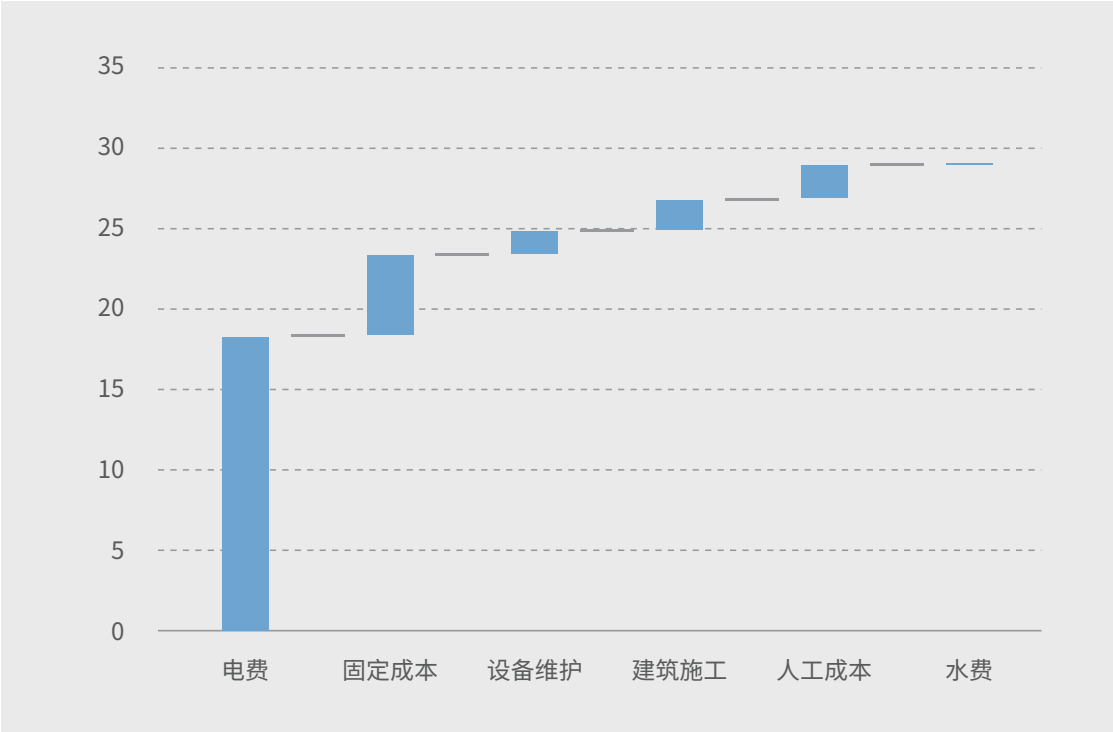
据计算，当前集中式制备的氢气对外终端成本在 55.6-57.0 元 /kg。2030 年在陆上风能发电制氢、30 MPa 运输压力放宽、加氢站负荷率提升到 100% 的情况下，绿电制氢成本有望下降到 40 元 /kg 以下，其中制氢、运输、加注环节分别占比 61.7%、17.1%、21.1%。可以发现，绿氢成本在 2030 年仍然难以达到各交通场景下的氢气容忍价格，政策补贴在推动制氢成本下降、氢气终端售价降低上对于推动氢能产业发展具有重要作用。

¹⁸ [据北极星氢能网，中国加氢站平均设计加注量 536kg/d，平均日加注量 240kg/d。]

5.5.2 分布式电解水制氢成本

分布式制氢加氢一体站成本在储运环节优势明显，加氢站分布式制氢站内供氢，没有运输费用负担。深圳分布式制氢主要以能源企业、电解槽设备制造商投资主导，主要以碱性电解水制氢加氢一体站为代表，如妈湾电厂加氢制氢一体站、凯豪达制氢加氢一体示范站。以碱性电解水制氢 1000kg/d 为例，费用主要包括电价、固定成本、设备维护、水费等。**制氢加氢一体站氢气成本约为 30 元 /kg，在蓄冷电价下电费仍然为主要的制氢成本，其占比超过 63%。**

图 18: 碱性电解槽制氢加氢一体站成本分析



5.5.3 燃料电池汽车示范城市群项目建设对氢气供应成本的影响¹⁹

我国交通部门的脱碳情况影响着我国整个碳中和进程。国内针对氢气或低碳氢利用的政策和扶持主要来自于中央财政部等五部委在 2020 年联合启动的燃料电池汽车示范城市群项目。燃料氢的碳强度（CI）是该项目主要评价标准之一。针对燃料氢的碳强度要求分为准入要求和奖励要求。准入要求指每个城市群车用燃料氢碳强度需至少满足低于 15kgCO₂/kgH₂（约等于 125gCO₂/MJ），才能获得国家相应资金拨付。而奖励要求是示范城市群项目使用的燃料氢的碳强度需要低于清洁氢的标准 5 kgCO₂/kgH₂（相当于 41.7 gCO₂/MJ），以获得额外的奖励。结合燃料氢 200km 运输半径内奖励，示范期内共可获得 12-8 元 /kgH₂ 的支持（逐年递减）。同时，广东省和深圳市也计划为加氢站运营和氢气使用提供额外的支持。

然而目前该奖励办法的执行仍然存在不确定性与落实难度，主要包括：一是**缺乏氢气碳排放的核算、认证和审核体系**，且目前碳排放边界未确定，暂未覆盖氢气生产全生命周期，也并未包括除了二氧化碳以外的温室气体排放；二是**碳强度目标与欧美差距较大**，欧盟对交通运输部门使用的燃料氢碳排放为 3.5kgCO₂ 当量/kgH₂；三是**早期对低碳氢的政策、财政支持均小于燃料电池汽车环节**，三者造成示范期前期氢气供应、低碳氢的制取、加氢站建设和运营、绿氢的认定、氢气使用实际所产生的气候效应评估的推动都造成阻碍。

未来，深圳市将结合国家、省、市燃料电池示范城市群的奖励政策、碳排放交易市场与氢能减排效应的协同、国家核证自愿碳减排量（CCER）与氢交易的探索，进一步降低绿氢的生产和使用成本，加速绿氢供应和发展，推动落实氢能利用所能达到的减排效果与气候效应。



妈湾电厂制氢加氢一体站氢能重卡加氢试验

¹⁹[周圆融、张真、黎妍，2022 年国际清洁交通委员会（iCCT）、中国电动汽车百人会研究报告《从燃料氢全生命周期温室气体排放视角看中国燃料电池汽车示范城市群建设》，协会梳理]

5.6 深圳市制氢加氢项目建设现状

我国现行法规要求所有制氢设施建在化工园区内，这项法规使得远离化工园区的用户用氢成本更高，同时也限制了深圳市氢气供应的可选方案。

深圳市现阶段加氢站主要类型为制氢加氢一体站和加油加氢合建站。制氢加氢一体站要求对制氢环节、加氢环节进行审批。据调研结果，在燃煤电厂区域内，制氢设施通常能以电厂辅助设施存在，但也会存在土地用地规划变更等证件无法办理等因素，导致暂无法对外经营。

无论是制氢加氢一体站还是加油加氢合建站，其加氢站环节在审批流程均面临限制。加氢站审批流程主要分为用地规划许可、工程建设许可、施工许可、竣工验收、投入运营五个阶段。目前加氢站建设和管理主要存在以下瓶颈：一是**用地性质**。土地性质需为工业用地而非商业用地，否则将提升氢气价格成本，减缓氢气平价的到来；同时部分原有企业土地性质变更受限。二是**建设工程规划许可**办理，我市加氢站大多由加油站改建或在自有土地上建设，由于建设加氢站不涉及新增建筑面积，难以办理建设工程规划许可证。三是办理以建设工程规划许可证作为前置申请条件的**气瓶充装许可证**。四是营运许可证办理。在目前省、市加氢站建设、运营、管理办法暂未正式出台，未明确落实管理部门和责任单位的背景下，我市妈湾电厂制氢加氢一体站、中石化龙珠源油氢混建站建设完成后，暂时未能获得充装及经营许可等证照，故无法正式开展运营业务。

图 19: 加氢站建设审批流程



5.7 所需政策支持

制氢环节，可再生能源制氢、制氢加氢一体站有望成为突破“制氢入园”的途径。在加氢站现场制氢可以降低氢气运输的风险和成本，可再生能源发电厂周边建电解水制氢设施可更为经济地消纳可再生能源。

随着中国在技术方案层面取得的进展，对于相关已出台较久的法规，其适用性可能需要重新评估，需要在充分论证的前提下适当放宽，以提供在化工园区以外建设制氢设施的选项。截至目前，全国范围内包括河北²⁰、山东²¹省份以及上海临港²²、唐山²³、武汉²⁴等地均已发布政策助推突破制氢场所限制，如河北省针对风力发电配套制氢项目可不进化工园区。2022 年 10 月，广东省住房和城乡建设厅发布《广东省燃料电池汽车加氢站管理暂行办法》（征求意见稿），对制氢加氢一体站的选址、建设、要求均做出了突破，其中提出允许制氢规模不超过 3000kg/d，储氢罐总容量不超过 3000kg 的制氢加氢一体站在非化工园区进行建设。

在**储运环节**，中国储氢瓶可参照 ISO 标准和符合中国国情的标准进行设计、生产和测试，在不增加运输或引发事故风险的前提下，放宽相关运输限制。例如，近年来在美国没有出现过与长管拖车工作压

力过高有关的重大氢气运输事故。在放宽长管拖车的工作压力限制以及允许使用 IV 型长管拖车运输氢气后，可提高目前气态氢气运输车单车运氢量，提高运输效率，进而显著提高用氢的经济性，有助于氢能产业发展和市场化的推动。

围绕加氢站建设和运营管理，深圳市相关部门目前正在加快研究制定出台加氢站建设和管理相关办法，包括确立审批流程，明确建设审批、验收主管部门、报建程序、规划选址、建设要求、安全监管等内容。



📍 中石化深圳龙珠源加氢站

²⁰ [2019 年印发《关于调整化工建设项目备案权限的通知》提出风力发电配套制氢等不适合入园。]

²¹ [2022 年《2022 年“稳中求进”高质量发展政策清单（第二批）的通知》提出探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展。]

²² [2021 年《中国（上海）自由贸易试验区临港新片区关于加快氢能和燃料电池汽车产业发展及示范应用的若干措施》提出探索在非化工园区现场制氢、制储加一体化加氢站等领域改革创新。]

²³ [2022 年《唐山市燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法（征求意见稿）》提出支持在非化工园区建立光伏制氢、风电制氢项目，并依托开展制氢工厂加氢站一体的制氢加氢项目。]

²⁴ [2022 年《关于支持氢能产业发展的意见》提出探索在非化工园区满足安全生产条件的区域开展能源型氢气制取项目。]

5.8 本章小结

近期深圳市可再生能源制氢受资源、安全、成本等因素影响难以有效扩大制氢规模。可再生能源方面，光伏、陆上风能资源不佳，且受限于城市空间影响难以开展集中式发电制氢。海上风能资源相对充足，深汕拟建设 2GW 海上风电项目，华润电力拟接收 60MW 海上风电上网。但海上风电仍受限于海水提纯等技术和成本限制。火力谷电资源方面，深圳拥有妈湾、华润电力两座燃煤电厂，火力谷电制氢潜力 5.35 亿 Nm^3 /年。核能方面，核能装机量超六百万千瓦，电力成本具有一定优势，但受限于机会成本、技术先进性、安全因素考虑短期难以开展。

配套产业上，20 MPa 气态氢储运仍为主要的氢气运输方式，30 MPa 政策在示范期内有望逐步放开，但深圳道路相对狭窄且存在较多的隧道，高压氢气管道运输安全隐患较大。深圳在下游氢能消纳规划完全落地的情况下，加氢站数量有快速提升的潜力，落地加氢站主要以油氢混建、制氢加氢一体站为主。

在广东省相关政策基础上，**深圳正加快制定出台加氢站建设和管理办法**，有望突破我市“制氢入园”限制，并明确审批流程，明确建设审批、验收主管部门、报建程序、规划选址、建设要求、安全监管等内容。

成本方面，**以分布式制氢加氢一体站为主的发展方向，氢气价格有望降至 30 元 /kg 以下**，并逐步降低氢气碳强度。集中式电解水氢气受运输成本影响，对外终端价格为 55.6-57.0 元 /kg。目前分布式光伏制氢加氢一体站在深汕合作区、宝安机场等地具有开展前景。妈湾电厂、凯豪达、华润电力等企业正



近期深圳市可再生能源制氢受资源、安全、成本等因素影响难以有效扩大制氢规模。

深圳正加快制定出台加氢站建设和管理办法，有望突破我市“制氢入园”限制。

以分布式制氢加氢一体站为主的发展方向，氢气价格有望降至 30 元 /kg 以下。

逐步开展制氢加氢一体站建设。在享受蓄冷电价机制上，除去运输成本，终端价格可降至 30 元 /kg 或以下，结合城市群相关氢气补贴，分布式电解水制氢成本将低于集中式电解水制氢成本，近期有望成为深圳主推的氢气供应方式，未来还将逐步提高绿氢占比，以更好发挥氢能在我市能源绿色低碳转型中的重要作用。

六、国内外典型氢能示范项目



本章节选取国内外绿氢在交通、能源、工业的领先应用案例，包括荷兰海上风电制氢、新疆库车光伏制氢、兰州绿色甲醇、北京 - 张家口绿色冬奥、加州港口氢能应用项目，从绿氢的制备、区域合作、产业链协同、创新应用模式进行介绍。

6.1 可再生能源制氢

6.1.1 海上风电制氢 - 荷兰 NorthH₂、HH1 项目

NorthH₂ 项目由壳牌公司、荷兰天然气网运营商 Gasunie 和格罗宁根港联合开发，在荷兰北部沿海城市埃姆斯哈文（Eemshaven）建造一座大型电解制氢站，计划于 2027 年在北海通过海上风力首

次送电，达到 1GW 电解产能。2022 年，能源公司 Eneco 和全球氢产品生产商和分销商 OCI N.V 已经作为合作伙伴加入了该项目。

图 20: 荷兰海上风电效果一览图



该项目在当地政府的支持下，利用产业链各环节优势企业，引入上、中、下游合作伙伴，以联合体（联盟）形势开展项目，结合丰富海上风电资源，创新突破了地域、产业限制，大大提高了项目整体合力与效率，通过工业等大型下游需求方解决了绿氢消纳问题。

与此项目所打造的绿氢产业链类似，2022 年 7 月 6 日，壳牌发布公告称，其子公司壳牌荷兰公司和壳牌海外投资公司已作出对“荷兰氢能一号”项目 (Holland Hydrogen I) 的最终投资决定。该项目拟在荷兰鹿特丹港建设一座 200MW 电解水制氢厂，每天可以生产多达 6 万公斤的可再生氢，电解设备所需的电力将由位于荷兰北海的海上风电场 Hoallandse Kust(Noord) 提供。“荷兰氢能一号”生产的可再生氢气将通过 HyTransPort 管道供应鹿特丹壳牌能源化工园区，以取代通过燃烧化石燃料生产的灰氢，降低该工厂生产汽油、柴油和航空燃料等能源产品的碳足迹。此外，随着氢动力燃料重型卡车的推广和氢燃料补给网络的发展，该可再生氢供应也可以直接用于帮助商业道路运输领域脱碳。该项目计划于 2025 年投入运营，届时将成为欧洲最大的可再生氢工厂。



6.1.2 光伏制氢 - 中石化新疆库车项目

中国石化新疆库车绿氢示范项目位于新疆库车经济技术开发区，是全球在建最大光伏制氢生产项目，目前已完成投资 8.8 亿元，计划于 2022 年 10 月第一条生产线产氢。

图 21: 中国石化新疆库车绿氢示范项目启动仪式



库车绿氢示范项目占地面积约 500 亩，总投资约 30 亿元。一期新建内容主要包括 300 兆瓦装机容量、年均发电量 6.18 亿千瓦时光伏电站；配备 52 台碱性电解槽的电解水制氢厂，产能 2 万吨 / 年，单槽制氢能力 1000Nm³/h，配套建设 13 组电解水气液分离设施和 7 组氢气纯化设施；约 210000Nm³ 储氢设备²⁵，配置 10 台 2000m³ 1.5MPa 氢气储存球罐，3 台（2 用 1 备）氢气外输压缩机，出口压力 3.2MPa；产品氢气通过厂界管网直接外输至塔河炼化，输氢能力为 2.8 万标准立方米 / 小时的输氢管道，长度约 1km。

项目预计在 2023 年 6 月建成，年产绿氢 2 万吨，将代替现有天然气化石能源制氢供应中国石化塔河炼化，主要用于其百万吨级乙烯项目；副产氧气 16 万吨 / 年，因附近无合适用户，考虑直排大气。项目将降低碳排放量约 50 万吨，将为当地 GDP 年均贡献 1.3 亿元、创造税收 1800 余万元。

该项目重大设备机械、核心材料将全部实现国产化，包括项目所用的光伏组件、电解水制氢“心脏”电解槽、储氢罐、输氢管线等重大设备机械及核心材料，对促进国内制氢设备产业快速发展具有重大意义。

该项目是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢的项目，也是我国首个万吨级光伏绿氢示范项目，由大型能源企业中石化牵头，利用新疆地区丰富的光伏资源，从下游炼化端利用绿氢进行化石能源制氢的替代，为典型可再生能源发电制氢进行工业用氢替代项目。

6.1.3 绿色甲醇 - 兰州“液态阳光”项目

兰州“液态阳光”项目是国内太阳能燃料生产示范工程，由中国科学院李灿院士团队主导，于 2019 年 12 月在甘肃兰州新区精细化工园区落地，2020 年 1 月正式投料。

“液态阳光”项目是以绿色氢气和二氧化碳合成甲醇为代表的液态燃料，本质是利用太阳能等可再生能源分解水制氢，再和空气中捕获的二氧化碳通过催化转化为甲醇。在减少向空气中排放二氧化碳的情况下，产生新的燃料。

图 22: 太阳能分解水制氢与二氧化碳资源化利用的耦合

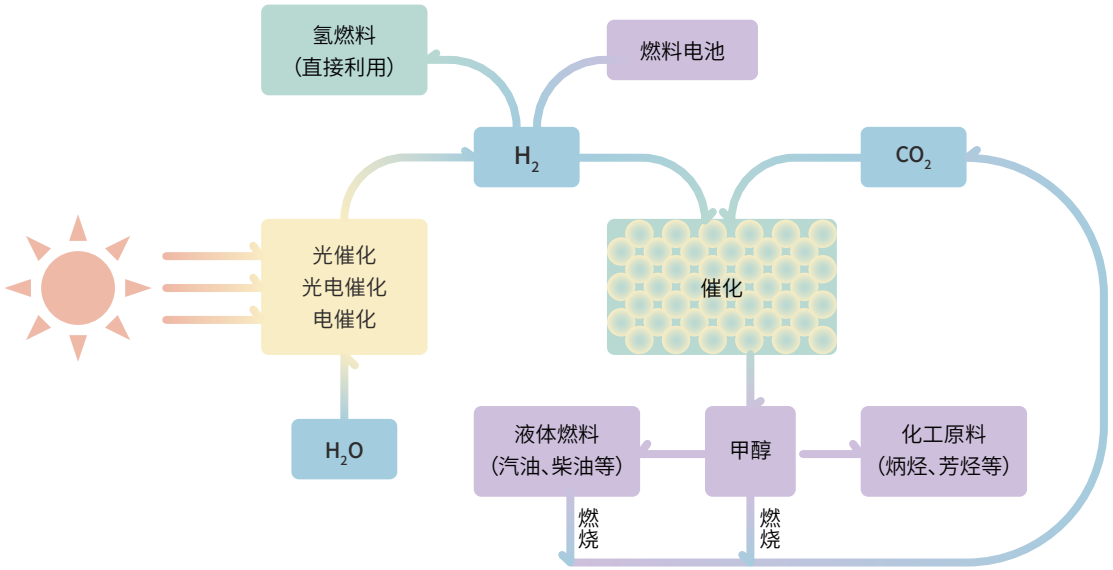


图 23: 兰州新区“液态阳光”千吨级甲醇合成项目



兰州“液态阳光”项目主要有三个单元构成：光伏发电，电解水制氢，二氧化碳加氢制甲醇，总占地约 300 亩，总投资约 1.4 亿元。光伏电解水制氢发电装机容量为 10.4MW。

该项目为国内首个大型绿氢制工业产品项目，未来有望放大实现 10 万吨级甚至 100 万吨级的工业化生产，是氢气在工业领域具有示范效应的应用之一，对有效利用可再生能源、解决可再生能源存储，以及规模化减排二氧化碳等都具有重要意义。

²⁵ [根据上游制氢装置运行时间和运行负荷变化情况以及下游塔河炼化加氢精制装置全年 8400 小时稳定供氢的要求]

6.2（绿）氢能交通领域消纳项目

6.2.1 北京 - 张家口 2022 冬奥绿氢示范项目

张家口 2022 冬奥绿氢示范项目于 2020 年由张家口市交通建设投资控股集团有限公司和壳牌（中国）有限公司成立的合资公司“张家口市交投壳牌新能源有限公司”投资建设，包括 20 兆瓦可再生能源电解水制氢和加氢设施，以支持张家口市和京津冀地区氢能等清洁能源产业的发展。

图 24：北京 - 张家口 2022 冬奥绿氢示范项目



该项目建设总投资约 5.8 亿元，总占地面积 100 亩，建设内容包括 1 个制氢厂、3 个加氢站，作为壳牌在中国的第一个商业化氢能项目，其建成仅用时 13 个月，生命周期预计为 20 年。该项目将张家口丰富的可再生电力通过电解制备成绿色氢气，一期年产量近 3000 吨，初期为冬季奥运会期间张家口赛区的 600 多辆氢燃料电池汽车供应绿氢，为 2022 年冬奥会提供有力能源保障，此后项目生产的氢气将用于供应京津冀地区的公共和商业运输。未来还可在短期扩展至 50-100 兆瓦规模，以服务快速增长的京津冀区域市场，支持该地区的清洁能源产业发展。

张家口 2022 冬奥绿氢示范项目已成为张家口市乃至国内氢能产业发展中绿氢生产与利用的一个里程碑，其利用冬奥会的展示契机，结合本地可再生资源优势，由政府通过加强招商引资和重大项目招引，与企业共同打造绿氢的制备和使用闭环，如今通过冬奥会绿氢示范项目，张家口在氢能产业链上的聚集效应逐步显现。

图 25: 北京冬奥会氢能保供企业一览²⁶

序号	所在地区	项目名称	类别	规模（标方 / 时）
1	北京房山区	中石化燕山石化氢能项目	蓝氢	2000
2	河北任丘	中石油华北石化燃料电池氢撬装项目	蓝氢	500
3	天津滨海	中石化天津石化炼油部加氢母站	蓝氢	933
4	河北张家口	国华（赤城）风氢储多能互补制氢项目	绿氢	2000
5	北京延庆区	中国电力氢能产业园冬奥会配套制氢项目	绿氢	200
6	河北张家口	海珀尔制氢项目	绿氢	1500
7	河北张家口	河北建投沽源制氢项目	绿氢	800
8	河北张家口	河北建投崇礼大规模风光储互补制氢项目	绿氢	400
9	河北张家口	绿色氢能一体化示范基地项目	绿氢	4000
10	北京房山区	北京环宇景辉京城气体冬奥会气体保供项目	蓝氢	800
11	北京房山区	北京环宇景辉京城气体冬奥会气体保供项目	绿氢	500

²⁶ [来源中国氢能联盟。]

6.2.2 美国加州长滩港港口应用示范项目

美国加州长滩港港口从 2015 年开始与壳牌、丰田等合作探索氢燃料电池车辆在港口物流的应用，加州长滩与洛杉矶港口是世界上最大和最繁忙的两个航运港口。

截至 2022 年 5 月，加州已建成 3 座重卡加氢站，以服务港口运输车辆的运营。另有 9 座于 2020 年获得加州能源委员会批复，正在筹建中。车辆方面，车队主要由丰田基于 Kenworth T680 平台的新型 8 级氢燃料电池卡车组成，负责将货物从洛杉矶和加利福尼亚长滩港的特定码头运送到装卸场和附近的仓库，这些卡车是丰田在拖运（又称短途卡车运输）方面功效延长试验的一部分，也是专门为“零与近零排放货运推动”项目打造，该项目获得了加州空气资源委员会（CARB）和加州气候投资公司 4100 万美元的资助。

图 26: 丰田 8 级氢燃料电池卡车



港口作为核心应用场景，在推动氢能应用示范落地有着得天独厚的枢纽优势：一是港口内部专用车辆以及海运对清洁燃料的需求巨大，氢能利用有助于改善港口的大气污染和降低整体碳排放；二是港口半封闭式运营场景便于集中布局加氢设施；三是港口内部多为氢燃料电池优势应用的重载车辆，加上较单一的路况和作业为氢燃料电池车辆提供稳定工况环境条件，有利于前期示范运营和产品测试与技术更新迭代；四是部分港口附近的化工厂或海上风电可以提供低成本的氢源。

七、深圳绿氢产业发展 实施建议

为抢抓氢能产业发展机遇，培育经济增长新动能，构建清洁低碳、安全高效的现代能源产业体系，助力实现碳达峰、碳中和目标，结合深圳发展实际，提出构建绿氢供应路径探索，推动氢能产业发展的建议。

7.1 明确制氢、加氢审批管理流程，推动加氢设施建设

加快制定出台制氢、加氢建设审批管理文件，明确制氢、加氢规划、建设、运营与安全管理的职能部门，推动深圳市氢能产业基础设施建设。鼓励支持小规模制氢加氢一体站在非化工园区开展试点示范。针对氢能源专用制氢设施设立制氢专区保障氢气供给、在工业用地上按规划按需建设及经营加氢站。

7.2 鼓励优惠电价开展现场制氢，保障本地氢源供应

以“资源化利用、商业化运行”为原则，对于注册的可再生能源制氢企业，按照谷电电价给予不高于0.211元/千瓦时的优惠电价。鼓励在火电、光伏电场周边，建设电解水制氢、光电耦合制氢以及制加一体加氢站建设。同时推动氢能与风电、光伏、核能的耦合与协调利用，推广绿证、绿电购买机制等路径，强化落实氢气碳强度核算、认证和审核机制，以提升深圳的绿氢供给水平。

7.3 出台氢能补贴政策，降低下游用氢成本

加大对氢能产业及其上下游产业链的制造业企业、研发机构政策支持力度。研究完善全市氢能产业发展奖补政策，设立氢能产业发展专项扶持资金，用于扶持我市从事氢能产业科技创新、加氢站建设和运营、氢燃料电池车辆购置和运营的企业、单位或个人。结合气候融资、绿色产业、产业集群等政策，鼓励金融机构对氢能与燃料电池产业项目提供资金、担保等支持，推动政产学研的相互融合与赋能。

7.4 开展应用示范试点，因地制宜布局加氢配套设施

充分发挥燃料电池加氢时间短、续航里程长的优势，在港口、物流、城际交通、市政环卫、海事巡逻、大型数据中心等多种应用场景，开展重卡、冷链货运、公交车、特种车辆、无人机、应急救援船、热电联供等方面的应用示范。对氢燃料车辆开放中心城区禁行路段，实行不限行优惠政策。优化配置加氢基础设施建设，构建氢能基础设施网络。按照“功能集成化、资源集约化、运行商业化”的原则，鼓励在龙华、龙岗、深汕、宝安、坪山、盐田等区将现有加油站、加气站扩建为油氢合建、气氢合建等混合能源站点，保障氢燃料电池产品在我市顺利开展应用示范的需求，助力产业安全、健康、稳步发展。

7.5 引进龙头企业和高端人才团队，带动产业创新聚集

着重引进一批具有国际竞争力的氢能领域龙头企业和核心人才团队。积极引进国内外知名氢能企业如壳牌、巴拉德等，到深圳市开展技术研发、联合攻关、成果转化，并参考相关国际先进项目运营经验，联合开展氢能基础设施的建设和运维。通过国家、省、市级重大科技项目计划，重点引进核心关键技术开发的高端专业人才；依托南方科技大学、深圳大学、清华深圳研究生院、哈尔滨工业大学（深圳）等本地院校，加强与国内外知名高校和研究机构开展绿氢制备相关合作，加快本地人才培养。

7.6 标准引领规范先行，构建产业安全管理体系

鼓励行业协会、高校、企业等机构，研究建立包括氢气制备、储运、加注、燃料电池、下游应用等氢能产业标准体系。研究制定全产业链相关安全管理体系和相关规范，定期开展安全性能检测，加强日常消防安全检查及管理，及时消除安全隐患。

7.7 创新合作机制，促进氢能电力产业协同发展

支持发展微电网和制氢工厂共建，探索“政府部门+电网企业+可再生能源发电企业+用户企业”为基础构建的长效合作机制，以零碳方式满足用户对电、氢、热多种能源的需求，实现与电网灵活互动，提升系统调节能力。支持探索氢电双向转换和储能一体化，实现富余电量的错峰转移和光伏发电利用。依托海上风电、光伏资源在风电、光电消纳示范区及有条件地区开展电解水制氢，储氢用氢综合项目，探索可再生能源电解水制氢加氢一体站运营新模式。

7.8 开展氢能科普宣传，加快产业示范落地

政府相关部门牵头，依托科研机构、行业协会、媒体等平台制定科普宣传计划，开展加强氢能相关发展政策、建设进程、产业环境的宣传，推广国内外重点示范项目及经验，提高公众对氢能的认知度和接受度，营造产业发展良好氛围，推动示范运营项目顺利实施，助力我市氢能产业健康发展。



深圳市氢气供应链 及未来绿氢产业发展 研究报告



SHFCA



www.szhfca.com

