

CHINA HYDROGEN ENERGY AND FUEL CELL
INDUSTRY DEVELOPMENT REPORT

2020

中国氢能源及燃料电池产业发展报告
碳中和战略下的低碳清洁供氢体系

 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟©编著

人民日报出版社

目 录

第一章 低碳清洁氢分类、驱动力及发展趋势	01
一、低碳氢、清洁氢与可再生氢	03
二、脱碳成为全球氢能发展的第一驱动力	05
三、全球氢能产业发展趋势	08
第二章 碳中和情景下我国低碳清洁氢能发展展望	15
一、我国氢气生产与消费统计	17
二、碳中和情景下氢能需求预测	20
三、低碳清洁氢供给结构展望	26
第三章 碳达峰目标下低碳清洁氢制取关键技术	31
一、电解水制氢技术	34
二、碳捕集、利用与封存技术 (CCUS)	39
三、氢气纯化技术	41
第四章 政策及投融资建议	45
一、完善低碳清洁氢政策体系	47
二、加强低碳清洁氢市场建设	48
三、提升低碳清洁氢制取技术自主化水平	48
四、建设多元化多层次综合服务平台	49
五、全方位加强低碳清洁氢能国际合作	49
参考文献	50

第一章

低碳清洁氢分类、驱动力及发展趋势

近年来，在欧盟、日本、韩国、中国等主要经济体的积极推动下，氢能逐渐成为国际议程的新焦点，并获得快速发展。仅 2020 年，就有欧盟、德国、西班牙、加拿大等 11 个国家或区域发布氢能发展战略。截至 2020 年底，占全球 GDP 总量 52% 的 27 个国家中，16 个已制定全面的国家氢能战略，还有 11 个国家正在制定国家氢能战略。氢能应用场景日渐丰富，交通领域应用规模稳步提升，工业、建筑等领域应用方兴未艾。随着全球应对气候变化行动的深入以及后疫情时代绿色经济复苏的加速，打造低碳清洁氢能供应体系逐步成为全球共识，我国于 2020 年 12 月率先发布《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》。

一、低碳氢、清洁氢与可再生氢

氢气可以采用多种工艺和能源制取，为表述方便，业界经常以颜色进行区分，诸如灰氢、蓝氢、绿氢等。但是，上述分类方法难以对所有制氢工艺进行明确量化的区分，即使针对同一制氢工艺（如电解水制氢）也很难体现为一种颜色。因此，随着各国碳中和目标的提出，基于生命周期温室气体（GHG）排放方法客观量化定义不同制氢方式逐步为业界所认可。

从降低温室气体排放原则出发，低碳清洁氢的系统边界和核算方法也不尽相同。从系统边界看，“出厂点”计算无需考虑储存、运输、装卸等下游排放以及因燃料泄漏造成的损失，可操作性更高；“消费点”计算的系统边界更广，可更准确地估计特定路径的排放量，但管理成本高昂。此外，对于氢气的纯度、压力、状态、碳核算基准等底层基础也不一而同。

欧盟 CertifHy 项目应用时间最长，且探索推出了 GO 绿氢认证。该项目以生命周期温室气体排放评价方法为基础，对于出厂的氢气产品要求纯度 $\geq 99\%$ ，压力 $\geq 30\text{Bar}$ ，如不符合要求需要将提纯或加压过程的碳排放量计入。碳排放基准值则选取欧洲最有代表性的蒸汽甲烷重整制氢工艺（生命周期温室气体排放值为 $91\text{gCO}_2\text{eq/MJH}_2$ ），并结合欧盟可再生能源法令中的 2020 年减排要求进一步明确“绿氢”阈值为 $36.4\text{gCO}_2\text{eq/MJH}_2$ 。由此，氢

气被分为非低碳氢和低碳氢。其中，同时满足低碳氢的温室气体排放阈值且制备能源为可再生能源，则该氢气可定义为“绿氢”。

图表 1 全球范围内主要的氢气量化标准规范

组织	政策目标	基准碳排放强度	减排阈值	制氢来源	系统边界
AFHYAC (法国)	促进可再生能源发展	无	100% 可再生	所有可再生能源	出厂点
BEIS (英国)	减少二氧化碳排放	待定	待定，根据终端使用场景给定不同的阈值	无	出厂点
California Low Carbon Fuel Standard	减少空气污染和二氧化碳	“从油井到车轮 (Well to Wheel)” 的石油消费排放强度	温室气体降低 30%、氮氧化物排放降低 50%	可再生电解水、生物甲烷催化重整、生物质热解	消费点
CERTIFYH (欧盟)	可再生能源发展 / 减少温室气体排放	蒸汽甲烷重整制氢的碳排放强度	碳排放强度降低 60% ~ 65%	所有可再生能源	出厂点
低碳氢、清洁氢与可再生氢标准及评价	推动氢能全产业链绿色发展	煤气化制氢的碳排放强度	碳排放强度降低 50% ~ 60%	化石能源制氢 + CCUS、可再生能源	出厂点

数据来源：英国伦敦大学可持续资源研究所，中国氢能联盟研究院

2020 年 12 月，中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟（简称中国氢能联盟）提出的团体标准《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》正式发布。这是全球首次从标准角度对氢的温室气体排放进行量化。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，在单位氢气温室气体排放量方面，低碳氢的阈值为 $14.51\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ ，清洁氢和可再生氢的阈值为 $4.9\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ ，可再生氢同时要求制备能源为可再生能源。

图表 2 中国低碳氢、清洁氢与可再生氢标准

项目名称	指标		
	低碳氢	清洁氢	可再生氢
单位氢气碳排放量 ($\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$) \leq	14.51	4.9	4.9
制氢所消耗的能源必须为可再生能源 ^①	否	否	是

数据来源：中国氢能联盟研究院

^① 可再生能源是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。低碳氢、清洁氢与可再生氢应依据 GB/T 24040 和 GB/T 24044 的生命周期评价方法学框架、总体要求结合《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》进行分析和认定。

简单来讲，可再生氢与清洁氢与通俗意义上的“绿氢”大体相当，低碳氢与“蓝氢”大体相当。本书中的绿氢等同于可再生氢。以电解水制氢为例，如果电力来源是可再生能源则为可再生氢，如果要达到清洁氢的标准则需要单位电力的温室气体排放不高于 $87.5\text{gCO}_2\text{eq/kwh}$ ，如果要达到低碳氢的标准则需要单位电力的温室气体排放不高于 $259\text{gCO}_2\text{eq/kwh}$ 。因此，从温室气体排放角度对氢进行量化分类，一方面有助于厘定氢作为低碳甚至零碳能源的属性，另一方面有助于打通碳市场和氢市场，引导高碳排放制氢工艺向绿色制氢工艺转变。

二、脱碳成为全球氢能发展的第一驱动力

2020 年是全球氢能发展加速之年。本轮氢能发展浪潮的三个重要驱动力是能源转型、经济增长和脱碳发展，分别对应能源、经济和社会三大维度。2019 年底，在西班牙举行的联合国气候变化框架公约缔约方大会（COP25）上，77 个国家承诺 2050 年实现净零碳排放。2020 年中国国家主席习近平在第 75 届联合国大会期间提出，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。应对气候变化的脱碳愿景逐步成为全球氢能大规模部署的最重要驱动力，低碳清洁氢则是实现碳中和路径的重要抓手。与此同时，氢能与燃料电池产业技术的逐步成熟与可再生能源发电成本的降低，则为氢能产业的规模化部署提供了有力支撑。

专栏 1. 碳达峰、碳中和愿景及行动

碳达峰是指在某一个时点，二氧化碳的排放不再增长达到峰值，之后逐步回落。

碳中和是指企业、团体或个人测算在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量，通过植树造林、节能减排等形式，以抵消自身产生的二氧化碳排放量，实现二氧化碳“零排放”。

截至 2020 年底，全球共有 44 个国家和经济体正式宣布了碳中和目标。其中，2 个国家已经实现碳中和目标，英国等 6 个国家已立法，欧盟等 6 个国家和地区正在履行立法程序，11 个国家和地区写入政策文件，19 个国家和地区已正式提出碳中和目标。预计到 2021 年，占全球二氧化碳排放量 65% 以上、占全球经济总量 70% 以上的国家将对碳中和做出承诺^①。

^① UN Secretary General Antonio Guterres in his State of the Planet speech, Dec 2020 <https://www.un.org/sg/en/content/sg/speeches/2020-12-02/address-columbia-university-the-state-of-the-planet>

在已正式发布国家氢能战略的 16 个国家中，以德国为代表的欧洲 10 国将氢能视为深度脱碳以及实现清洁能源转型的重要途径，着力大规模部署电解槽，扩大低碳清洁氢能在工业、建筑等领域的应用，推动经济绿色发展。以日本、韩国和加拿大为代表的国家则更关注氢能对于保障能源安全和实现经济增长的推动作用，着力打造海外低碳清洁氢能供应链，通过燃料电池技术以及燃料电池汽车全球输出以打造新的经济增长点。以澳大利亚、智利、新西兰与俄罗斯等国为代表的资源国，着力打造低碳清洁氢气供应基地，通过氢能出口以实现能源和经济的转型。

图表 3 全球代表性国家氢源选择

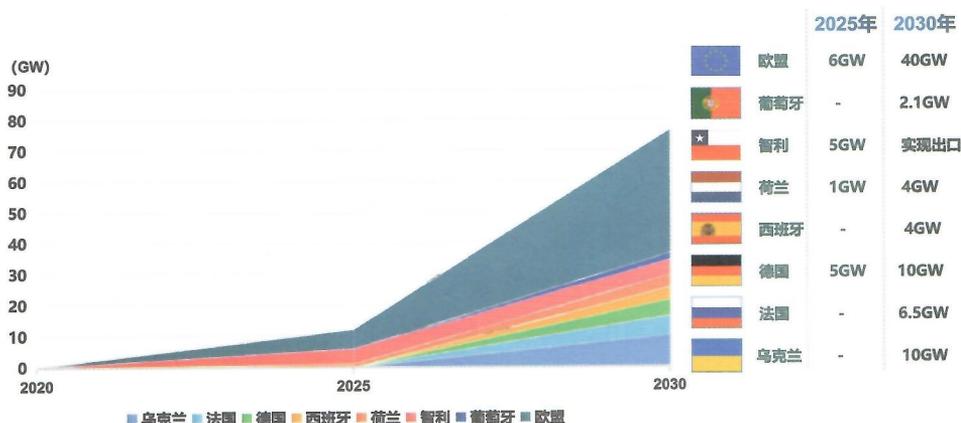


数据来源：中国氢能联盟研究院

对比全球已发布的国家氢能战略，虽然实现净零碳排放的技术路线稍有差异，但远期均以绿氢为主。从中期（2030 年）来看，以脱碳为主要发展驱动力的欧洲各国，普遍确立了绿氢的优势地位。以保障能源安全为主要发展驱动力的日韩，则注重经济效益高的低碳氢，并未过度强调绿氢。谋求氢资源出口的澳大利亚、俄罗斯与智利等，则根据本国资源情况，分别采取技术中立或绿氢优先的战略。从远期（2050 年）来看，几乎所有国家都认可绿氢的重要性，许多国家甚至认为“绿氢”是唯一选择。

2020年，欧洲提出300亿欧元的2*40GW绿氢行动计划，在欧洲和北非开展大规模氢能示范。澳大利亚计划2050年绿氢产能达到3,000万吨/年，其配备碳捕集利用与封存（CCUS）的煤制氢示范项目2020年投入运行，所生产氢气液化后出口日本。仅2020年，我国公布规划的可再生能源制氢项目就达28个。据测算，到2030年，全球电解水制氢装备的市场规模有望超过3,000亿元，绿氢市场贸易规模有望突破千亿元。

图表4 典型区域的电解槽装机容量目标



数据来源：中国氢能联盟研究院

共建清洁美丽的世界需要脚踏实地的行动，低碳清洁氢能将为各国合作带来更多空间和机遇。尽快推动形成全球低碳清洁氢气标准将为国际氢气贸易奠定合作基础。欧盟和中国分别基于蒸汽甲烷重整制氢工艺和煤气化制氢工艺提出了各自的“绿氢”标准，充分体现了“和而不同”的系统思维——碳排放计算方法、氢气品质和系统边界一致，但又充分尊重本地主流制氢工艺与碳中和目标，加快了全球低碳清洁氢指标一致的步伐。

专栏 2. 氢能推动碳中和战略的路径

从“碳”的角度出发，氢能通过以下三个方面推动碳中和战略实施：

第一是脱碳，借助可再生能源电解水制氢技术、CCUS技术制取的清洁氢和低碳氢，通过燃料电池、燃氢轮机以及氢冶金等方式实现交通、工业、建筑与发电部门

的脱碳。正在研发中的光解水技术和天然气催化裂解技术则可更直接实现脱碳进程。

第二是固碳，利用从化石能源使用过程或大气中捕捉的二氧化碳，通过加氢生产合成燃料（甲烷、甲醇等），实现二氧化碳循环再利用。

第三是负碳，通过生物质制氢与 CCUS 技术结合生产负碳氢气或是通过捕捉排放的二氧化碳并将其转化为溶解的矿物碳酸氢盐，借助可再生能源电解盐水制得负碳氢气。

此外，氢作为长周期大规模储能方式，通过支撑高比例可再生能源发展以及配合 CCUS 推动化石能源清洁利用也可间接支持碳中和战略。

三、全球氢能产业发展趋势

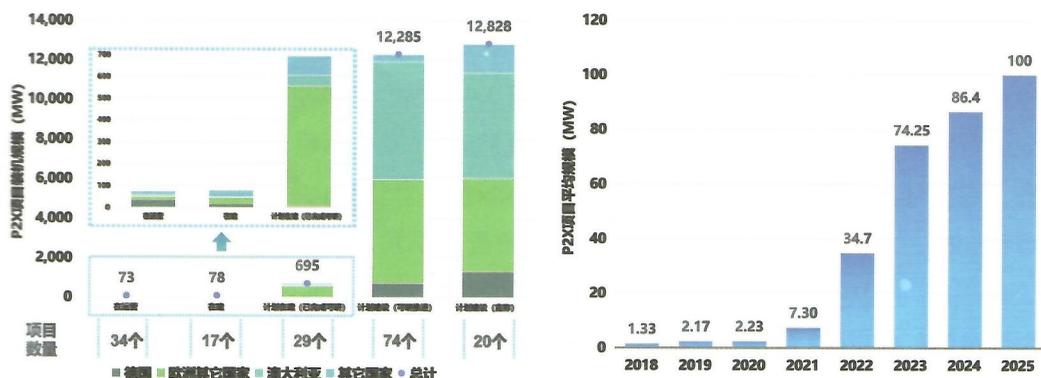
（一）化石能源制氢为主，低碳清洁制氢项目快速部署

根据国际能源署（IEA）的统计，全球氢气需求量约 11,500 万吨/年^①，几乎全部来自于化石能源。以配套碳捕集利用与封存（CCUS）的化石能源制氢和可再生能源制氢方式生产的低碳清洁氢占比不足 3%。

可再生能源电解水制氢方面，全球在营/在建装机容量较小，但规划建设项目规模迅速增长。根据 IHS 统计，全球在营/在建可再生能源制氢项目约 51 个，装机 151MW，其中 65% 位于欧洲；规划建设项目规模迅速增长，达到 25.8GW，主要位于欧洲和澳大利亚；单个项目规模也呈现从兆瓦到百兆瓦级的跨越。从技术路径看，近 5 年选择质子交换膜电解水（PEME）技术路线的示范项目逐渐增多，在营/在建项目由 PEME 技术和碱性电解水（AE）技术共同主导市场，装机分别为 93MW 和 51MW。固体氧化物电解水（SOE）制氢项目 2019 年新增示范项目 4 个，但规模较小，最大仅 0.18MW。值得注意的是，计划建设的大型项目以 AE 为主。从终端应用看，在营/在建的项目主要用于工业领域和天然气掺氢，分别占 37% 和 35%，其次为交通，占比 11%，而计划建设的项目主要用于出口。

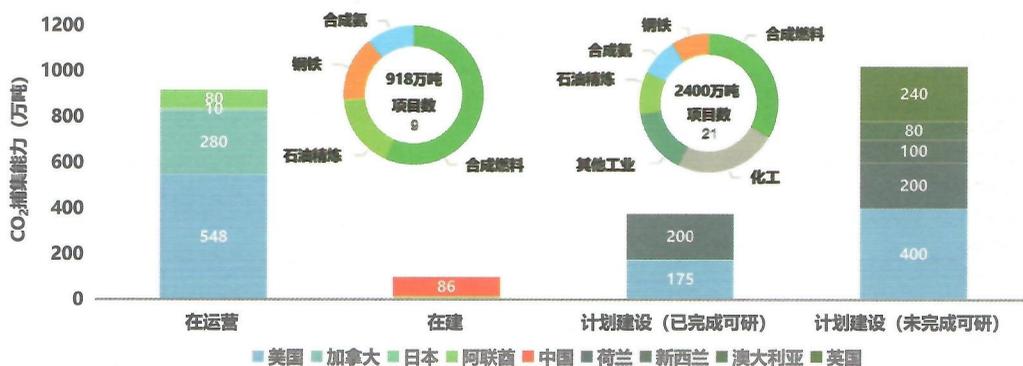
^① 根据国际能源署（IEA）的统计，全球氢气需求量约 11,500 万吨/年，其中“纯氢”的消费量约为 7,000 万吨/年，含氢混合气体的氢消费量约为 4,500 万吨/年。

图表 5 全球 P2X 项目装机情况与平均装机规模



数据来源: IHS, 中国氢能联盟研究院整理

图表 6 化石能源制氢+CCUS 项目与终端应用情况



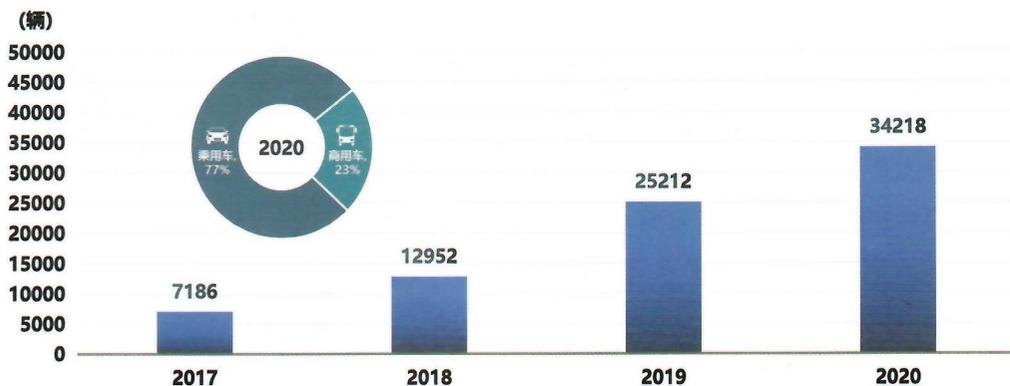
数据来源: IHS, 中国氢能联盟研究院整理

配套碳捕捉、利用与封存设施的化石能源制氢方面,多个国家以试点项目形式开展探索。截至目前,全球在营项目9个,二氧化碳捕集能力918万吨/年,低碳氢产能约50万吨/年。其中,美国部署4个项目,规模占比61%;加拿大部署3个项目,规模占比31%。在建或计划建设项目共11个,主要用于合成燃料、合成氨和石油炼化等工业领域,大多数位于欧洲和中国。

（二）交通领域应用稳步推进，加氢设施快速部署

近两年，全球氢燃料电池汽车（FCV）保有量和销售量稳步增长，美国、中国、日本和韩国发展较为活跃。2019 年全球燃料电池汽车新增 12,350 辆，是 2018 年的 2 倍；2020 年受疫情影响新增 9,006 辆，保有量突破 3.4 万辆，发展步入快车道。但其较 2020 年全球新能源汽车 324 万销量，占比仍不到 0.3%，耗氢更不足氢需求量的 0.1%。分地区看，韩国超过美国成为全球最大的氢燃料电池汽车市场，2020 年销售 5,823 辆，同比增长 39%，占当年全球销量的 65%；美国销量不及预期，2020 年销量达 937 辆，较 2019 年下降约 55%；中国也出现了大比例下滑，同比减少 57%，但仍以 1,177 辆的销量成为全球第二大市场。从车型来看，国内仍以商用车为主，而国外以乘用车为主，并同步开展商用车示范。目前，全球拥有氢燃料电池乘用车 26,348 辆，商用车 7,870 辆，几乎所有的商用车都在中国，欧洲、美国、韩国与日本也相继推出燃料电池商用车示范项目，或计划开发部署相关车型。

图表 7 2017-2020 年全球氢燃料电池汽车数量



数据来源：中国氢能联盟研究院

图 8 2015-2020 年中国氢燃料电池汽车数量

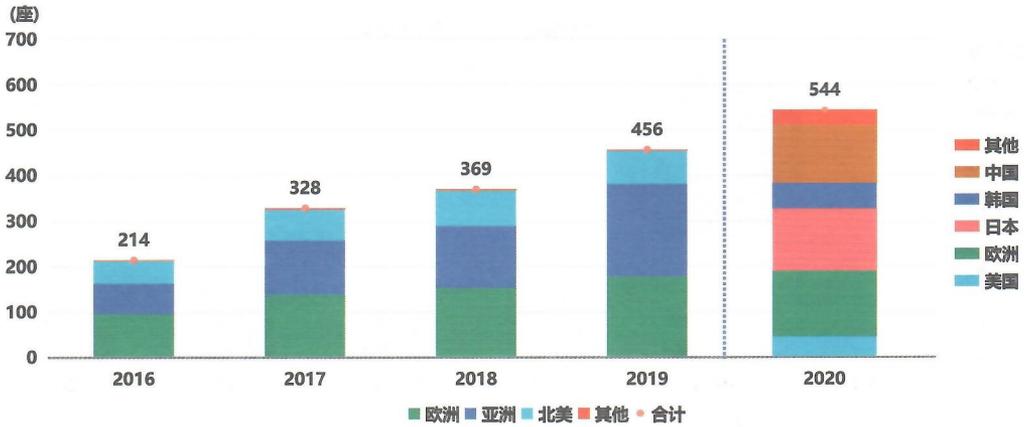


数据来源：中国氢能联盟研究院

氢动力列车也开始推广部署，在难以实现电气化铁路的国家和地区推动交通部门用能的清洁替代。目前，全球已有 10 个国家开展氢动力列车示范应用。德国是全球最早实现氢动力列车商业化运营的国家，目前 2 列 Coradia iLint 示范列车已运行超过 14 万公里，2021 年将有 14 列交付，订单累计已达 41 列。英国、法国、荷兰等国家也陆续与阿尔斯通签订合作协议，部署氢动力列车。中国首列氢动力有轨电车于 2019 年在佛山上线运行。

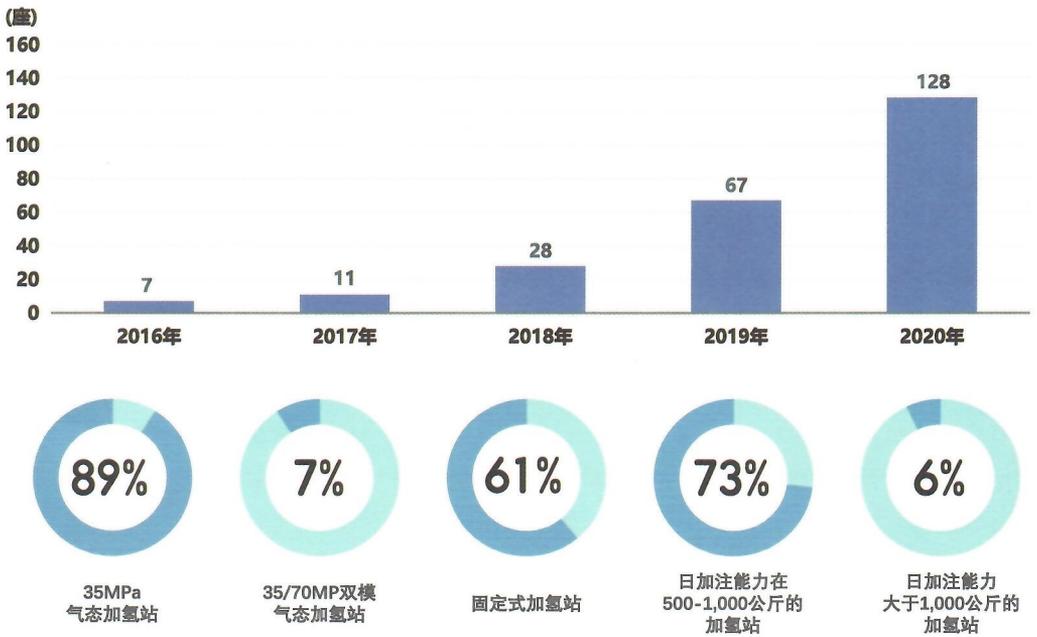
全球加氢站建设稳步推进，日本保有量最高，中国跃居第二。截至 2020 年底，全球共有 544 座加氢站投入运营，较 2019 年增长 19.3%。其中，日本拥有 137 座加氢站；中国 2020 年新建成加氢站数量 61 座，拥有 128 座，同比增长 91%，新增数量连续第二年排名全球第一；德国、韩国和美国加氢站数量紧随其后，分别为 92 座、56 座和 45 座。

图表 9 2016-2020 年全球加氢站数量



数据来源：2016-2019 年数据来自 LBST；2020 年数据由中国氢能联盟研究院整理统计

图表 10 2016-2020 年中国加氢站数量



数据来源：中国氢能联盟研究院

我国加氢站单站规模大，但 70MPa 高压气态加氢站占比小，液氢加氢站、制氢加氢一体站建设和运营经验不足。这与我国氢能交通以商用车为突破口密切相关。从全球看，加氢站以 70MPa 高压气态加氢站为主，占比超过 70%，固定式加氢站占比超过 80%，美国和德国开展液氢加氢站较为成熟；制氢加氢一体站也被国外视为一种重要模式开展建设，占比约 15%。从国内看，我国加氢站以商用车 35MPa 为主，占比 91%，其余为 35/70MPa 双模加注。日加注能力在 500 公斤 ~ 1,000 公斤的加氢站占比 73%，大于 1,000 公斤的占比 7%。

（三）工业、建筑等领域试点逐步展开，传统能源基础设施受到重视

以工业、发电、建筑等为代表的非交通部门是减排的重要领域，占全球碳排放的比重分别为 23.2%、41.7%、6%。在这些难以完全脱碳的领域，低碳清洁氢具有极大的应用潜力。

在工业领域，生产环节 CCUS 技术正加快探索，应用环节氢冶金等新型项目也逐步推进，以实现全面脱碳。目前来看，石油化工、合成氨和钢铁等行业首当其冲。在一些大型项目中，CCUS 技术已开始被应用于降低化石燃料制氢过程的碳排放，如壳牌 Quest 项目以及国家能源集团鄂尔多斯煤制油项目。多个百兆瓦级大型工业项目也于 2019 年建，并预计近年投入运营，其中大部分涉及炼油或甲醇和氨的生产。德国、瑞典已在氢冶金领域开展试点项目，探索在不对现有直接还原铁的还原炉进行重大改造的情况下使用氢气逐步替代天然气。中国钢研科技集团、河钢集团、日照钢铁也于 2020 年纷纷启动氢冶金及高端材料制造项目。

在建筑领域，主要形成了以欧洲为代表的天然气掺氢燃烧和以日本为代表的小型热电联产两种脱碳技术路线。欧洲通过将一定比例的氢气混入现有天然气管网，实现建筑和工业供热领域脱碳，在不对锅炉和燃气灶等最终使用设备进行改造的情况下，最高掺氢比例可达 20%。目前，全球天然气掺氢项目约 40 个，每年约 2,900 吨氢气进入天然气管网。小型热电联产方面，日本已部署户用燃料电池热电联供系统 ENE-FARM 总数超 30 万台，欧洲也有小型热电联产示范项目，已经部署了大约 1 万套。

在发电领域，主要包括燃料电池发电、掺氢或纯氢燃烧发电。燃料电池发电方面，全球累计装机约 1.5GW，主要分布在美国、韩国和日本。氢燃烧发电方面，在作为燃料的天然气中掺入一定比例的氢气，用于已有的重型燃气轮机发电，受到美国、欧洲和日本的重视，也是国际主要燃气轮机厂商的研发重点，并开发了多个示范项目。

第二章

碳中和情景下我国低碳清洁氢能发展展望

实现碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。为实现 2060 年碳中和目标，我国氢气的年需求量将从目前的 3,342 万吨增加至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中占比达到 20%。随着深度脱碳的需求增加和低碳清洁氢经济性的提升，氢将在工业、交通、建筑与发电等领域逐步渗透，供给结构从化石能源为主的非低碳氢逐步过渡到以可再生能源为主的清洁氢，并将提供 80% 氢能需求，电解槽装机有望达到 500GW 以上。2060 年，低碳清洁供氢体系 CO₂ 减排量约 17 亿吨 / 年，约占当前我国能源活动二氧化碳总排放量的 17%。

一、我国氢气生产与消费统计

当前，我国氢气生产主要在化工和钢铁等领域，具体分布在石化、化工、焦化等行业。氢气多作为原料用于生产甲醇、合成氨等化工产品，少量作为工业燃料使用。

根据中国氢能联盟研究院与石油和化学工业规划院的统计，当前我国氢气产能约 4,100 万吨 / 年，产量约 3,342 万吨。其中，纯度达到 $\geq 99\%$ 的工业氢气质量标准的产量约为 1,270 万吨 / 年。

专栏 2. 调查统计方法简介

本次氢气资源调查与统计研究主要针对石化、化工和焦化行业，包括炼油、石化、合成氨（氮肥）、甲醇、现代煤化工（煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇）、氯碱的中间氢气原料，以及焦化和兰炭（兰焦）行业的副产氢气，合计占全行业总产能的 95% 以上。此外，根据我国电解槽装备销量，对电解水制氢产能也进行了估计。

基于全行业生产企业负荷情况的统计和对生产工艺的掌握，我国 2019 年氢

气生产与消费采用“统计+分析”方法。

1) 以具体项目为单位, 分别统计涉氢企业主体产品产能情况, 例如合成氨企业统计其合成氨产能, 甲醇企业统计其甲醇产能等;

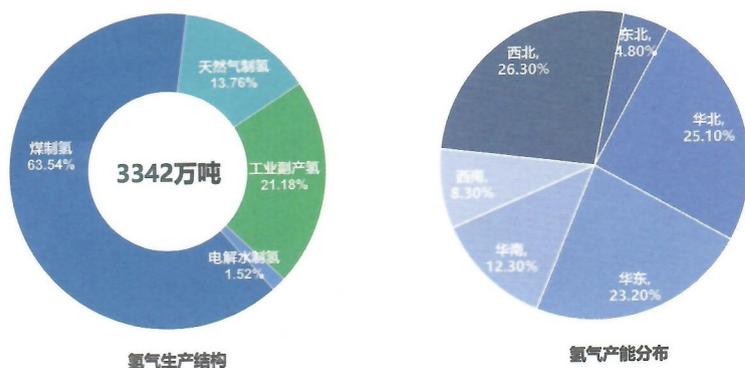
2) 根据全行业生产技术工艺和负荷水平, 按用氢平均值进行含氢合成气的产量折算;

3) 按照初始原料路线(煤、天然气、甲醇、焦化副产、兰炭副产、烧碱副产、丙烷脱氢或乙烷裂解副产、电解水)、用途(制合成氨、甲醇、合成油、合成天然气、乙二醇、炼厂氢能)、区域分布(华北、东北、华东、中南、西南、西北)进行分类统计汇总。

从生产原料看, 主要包括煤炭、天然气等化石能源以及工业副产气。其中, 煤制氢产量最大, 达到 2,124 万吨, 占比 63.54%; 其次为工业副产氢和天然气制氢, 产量分别为 708 万吨和 460 万吨, 电解水制氢产量约 50 万吨。

从区域分布看, 我国氢气产能主要集中在西北、华北和华东地区, 合计占比 75%。其中, 西北地区产能为 1,067 万吨/年, 华北地区产能为 1,021 万吨/年, 华东地区产能为 940 万吨/年; 华南地区产能为 499 万吨/年, 西南地区 and 东北地区产能分别为 335 万吨/年和 195 万吨/年, 占比分别为 12.3%、8.3% 和 4.8%。

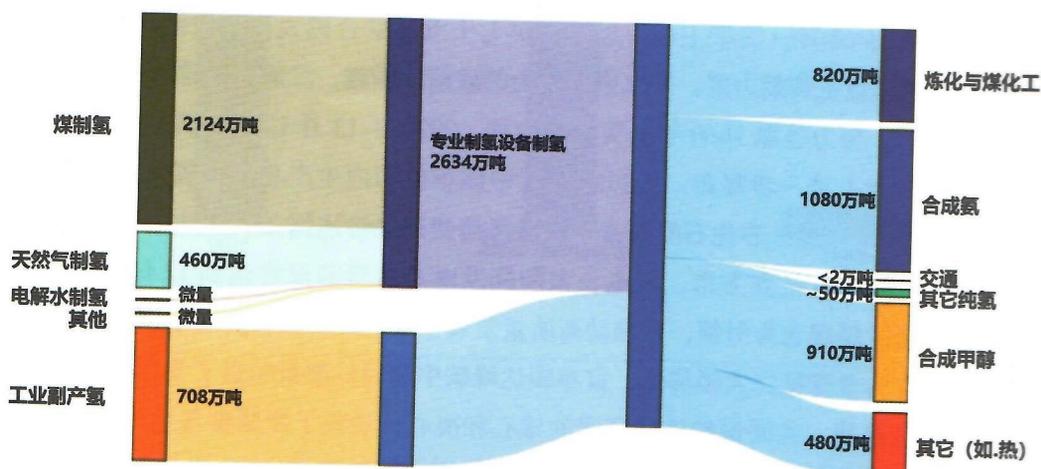
图表 11 2019 年中国氢气生产结构与产能分布



数据来源: 中国氢能联盟研究院

从终端消费看，氢气消费领域集中在合成氨、甲醇等产品，而现有电解水制氢则主要用于浮法玻璃、电子等产业。其中，合成氨对氢气需求量最大，约 1,080 万吨，占比 32.3%；甲醇对氢气需求量为 910 万吨/年，占比 27.2%；炼厂用氢与现代煤化工对氢气需求量为 820 万吨/年，占比 24.5%。通过电解水用于浮法玻璃、电子等行业的氢气量约为 50 万吨。

图表 12 2019 年中国氢气生产与消费（氢流图）



数据来源：中国氢能联盟研究院

图表 13 我国工业氢气品质要求

项目名称		指标		
		优等品	一等品	合格品
H ₂ 的体积分数 /10 ⁻²	≥	99.95	99.50	99.00
O ₂ 的体积分数 /10 ⁻²	≤	0.01	0.20	0.40
N ₂ +Ar 的体积分数 /10 ⁻²	≤	0.04	0.30	0.60
露点 /℃	≤	-43	--	--
游离水 / (mL/40L 瓶)		--	无游离水	≤100

数据来源：《氢气 第一部分 工业氢》(GB/T 3634.1-2006)，管道输送以及其他包装形式的合格品工业氢的水分指标由供需双方商定



当前，我国满足纯度达到 $\geq 99\%$ 的工业氢气产量约为 1,270 万吨/年，主要集中在合成氨与石油炼化行业，具体可分为炼厂制氢装置（炼厂煤制氢、天然气和干气制氢、甲醇制氢），煤直接液化工厂的制氢装置，合成氨工厂部分产能（煤气流床加压气化制合成氨）、甲醇工厂部分产能（甲醇合成尾气回收 PSA 制氢）、焦化焦炉气提氢、兰炭煤气提氢、丙烷脱氢副产氢、氯碱副产氢、电解水制氢等。

二、碳中和情景下氢能需求预测

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布：中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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。2020 年 12 月 12 日，国家主席习近平在气候雄心峰会上进一步宣布：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。这为我国以新发展理念为引领，在推动高质量发展中促进经济社会发展全面绿色转型指明了方向。作为全球第二大经济体，宣布碳达峰碳中和目标愿景彰显了我国携手各国积极应对全球性挑战、共同保护地球家园的雄心和决心，展现了我国参与全球气候治理、坚持多边主义、构建人类命运共同体的大国担当。

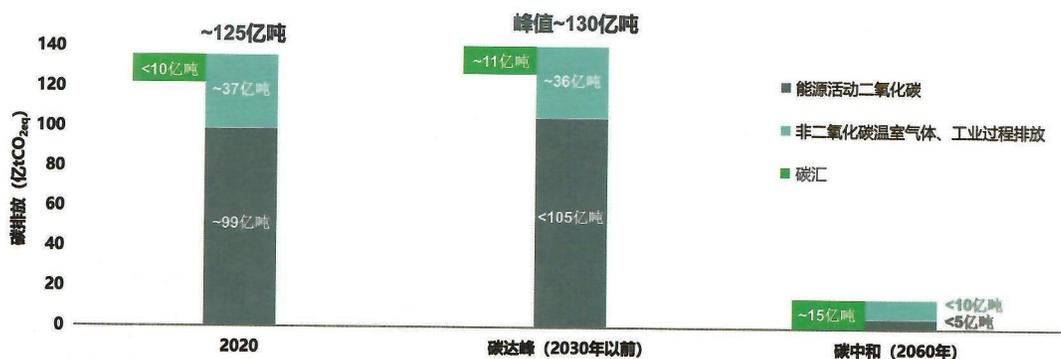
（一）碳中和情景下的测算边界

改革开放以来，我国经济持续发展，2020 年人均 GDP 连续第二年超过 1 万美元，脱贫攻坚战取得了全面胜利。作为负责任大国，我国一直积极参与应对气候变化工作。2019 年与 2005 年相比，我国单位国内生产总值二氧化碳排放下降 48.1%，提前超额完成对国际社会承诺的单位国内生产总值二氧化碳排放 2020 年比 2005 年下降 40% ~ 45% 的目标。碳达峰碳中和目标的提出，意味着我国要用不到 10 年时间实现碳达峰、用不到 30 年时间完成从碳达峰向碳中和过渡。美国和欧洲从碳达峰向碳中和过渡的计划周期分别是 43 年和 71 年。与之相比，我国碳达峰碳中和的速度更快、力度更大、任务更艰巨。我国要实现碳达峰碳中和的目标，能源领域的绿色转型起着至关重要的作用。

2020 年，我国的温室气体排放量约 125 亿吨，其中二氧化碳排放量约 112 亿吨。能源活动二氧化碳排放约占我国二氧化碳排放总量的 80%。根据科技部中国 21 世纪议程管理中心研究，预计我国将于“十五五”中期实现碳达峰，温室气体排放峰值不超过 130 亿吨，能源活动二氧化碳排放峰值不超过 105 亿吨，碳汇约 11 亿吨；2060 年实现碳

中和时，我国的温室气体排放量不超过 15 亿吨，碳汇约 15 亿吨，其中，能源活动二氧化碳排放量约 5 亿吨。

图表 14 碳达峰碳中和目标的实现路径



数据来源：科技部中国 21 世纪议程管理中心

建设清洁低碳、安全高效的能源体系，是实现碳达峰碳中和的必由之路。国务院《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》明确指出，要完善能源消费总量和强度双控制度，提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。预计 2030 年和 2060 年中国单位 GDP 能耗分别降至 2020 年的 63% 和 17%；2025 年煤炭消费实现零增长，电力生产碳排放率先达峰；2030 年，非化石能源占一次能源消费比重有望达到 30%，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦 ~ 20 亿千瓦，电能占我国终端能源消费比重约 35%；2050 年交通行业力争实现净零排放，2060 年电能占我国终端能源消费比重将达到 70%。

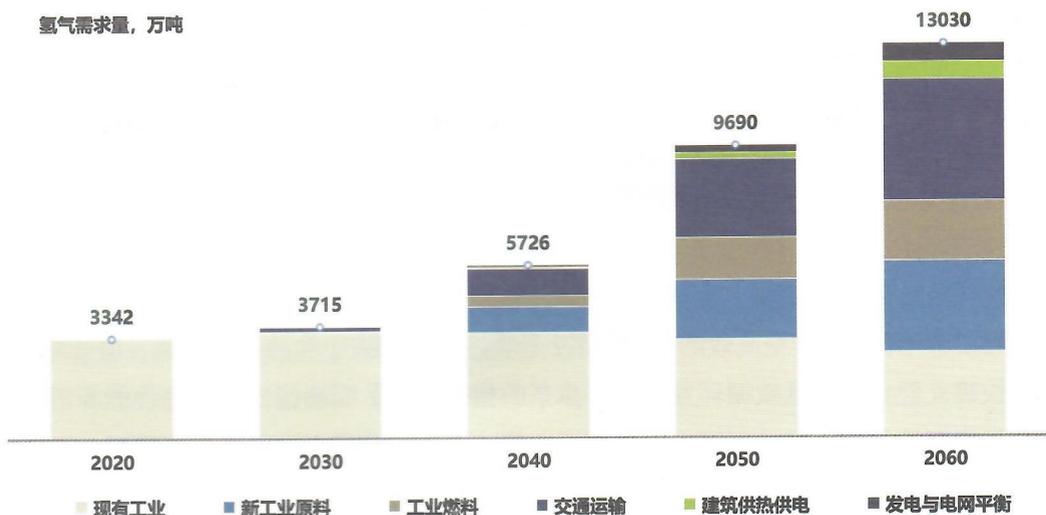
2021 年 3 月 15 日，中央财经委员会第九次会议提出要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，要构建以新能源为主体的新型电力系统。电力将在碳达峰碳中和过程中扮演最重要的角色，可以直接使用，也可以用来生产氢气或其他合成燃料。氢则通过与电协同，推动高比例可再生能源发展，并实现终端部门的深度脱碳。



（二）碳中和情景下的氢能需求测算^①

在 2030 年碳达峰情景下，我国氢气的年需求量将达到 3,715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%，可再生氢产量约 500 万吨，部署电解槽装机约 80GW。在 2060 年碳中和情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中占比约为 20%，可再生氢产量约 1 亿吨，部署电解槽装机至少 500GW。其中，工业领域用氢占比仍然最大，约 7,794 万吨，占氢总需求量 60%；交通运输领域用氢 4,051 万吨，建筑领域用氢 585 万吨，发电与电网平衡用氢 600 万吨。

图表 15 碳中和情景下氢能需求量预测



数据来源：中国氢能联盟研究院

（1）交通部门

近年来，交通部门的碳排放年均增速保持在 5% 以上，成为温室气体排放增长最快的领域之一，约占全国终端碳排放 15% 左右。与此同时，中国人均出行距离与千人汽车

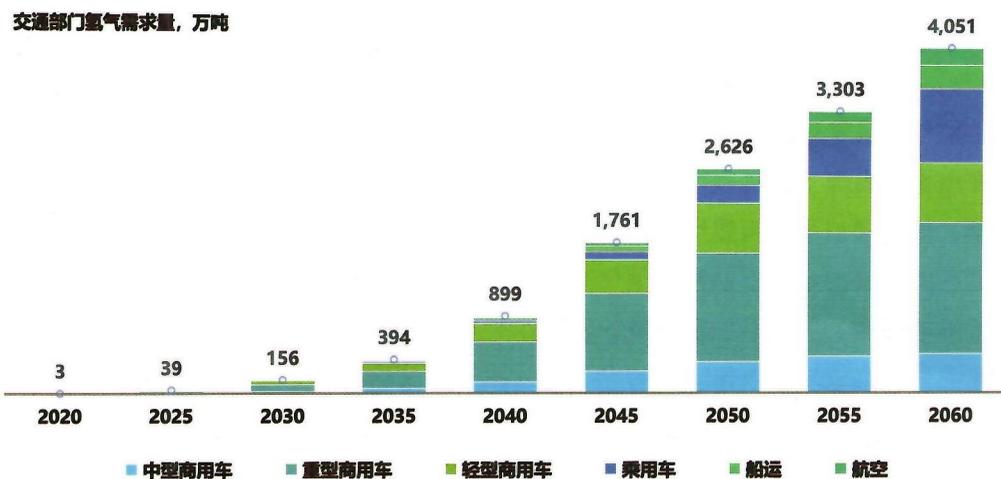
^① 2019 年，中国氢能联盟基于《巴黎协定》全球温控 2 摄氏度的目标，提出 2050 年氢能将在我国终端能源消费中占比至少达到 10%。基于碳中和情景，课题组一方面“摸清家底”，对于当前我国氢气产能及产量进行了详细统计分析，并按照含“粗氢”（含氢气体）和工业氢进行分列；另一方面对氢在交通、工业领域深度脱碳应用进行了重新测算，调增了氢基合成燃料以及氢在建筑和电网平衡方面的需求，预计 2050 年氢能需求量将从此前预计的至少 6,000 万吨优化至 9690 万吨。

保有量仍远低于发达国家，随着中国基本实现社会主义现代化，交通部门能源需求量仍会惯性增加。

提高能源效率是缓解能源需求总量攀升的重要路径，但是在目前使用内燃机和石油的情况下，能源效率提高并不能实现交通领域零排放。交通部门要实现碳中和，需要将道路交通全面电气化，同时航空和船运逐步替换使用零碳燃料等。在碳中和情景下，预计到 2060 年交通部门氢消费量约 4,000 万吨。

道路交通。以氢燃料电池汽车协同纯电动汽车是道路交通全面电气化实现深度脱碳的关键。目前中国汽车电气化率不足 2%^①。2035 年前，在轻型道路交通领域，纯电动汽车仍将占据主流；氢燃料电池汽车将在中重型和长途道路交通领域起到至关重要的作用。预计到 2025 年我国加氢站约 1,000 座，氢燃料电池汽车保有量超过 10 万辆；2035 年燃料电池商用车保有量达到 120 万辆，加氢站规模近万座；到 2060 年增加至 1,100 万辆，其中，中重型燃料电池商用车 750 万辆，占全部中重型商用车比重接近 65%。乘用车领域，2060 年氢燃料电池汽车市场占比约 15% 左右。结合燃料电池与电动化技术，道路交通有望在 2050 年前实现净零排放。2060 年道路交通氢气消费量 3,570 万吨。

图表 16 交通部门氢气需求量



数据来源：中国氢能联盟研究院

^① 据中国国家公安部发布统计数据显示，截至 2020 年底，中国新能源汽车保有量达 492 万辆，占汽车总量的 1.75%。



船运与航空。船运领域，通过动力电池和氢燃料电池技术可实现内河和沿海船运电气化，通过生物燃料或零碳氢气合成氨等新型燃料实现远洋船运脱碳。我国在船用动力电池技术、船用直流推进技术、船用充电技术等方面都具备了比较成熟的技术。考虑到目前高功率燃料电池技术尚未成熟，燃料电池船舶在早期阶段推广速度相对滞后，但后期随着氢燃料存储优势逐步显现，燃料电池船舶市场渗透率将逐步提升至纯电动船舶水平。预计2030年开始市场化推广，到2050年约6%的船运能源消耗通过氢燃料电池技术，氢气消费量接近120万吨，2060年氢气消费量280万吨^①。航空领域，以生物燃料、合成燃料为主，氢能等为辅共同实现脱碳。以氢为燃料的飞机可能成为中短途航空飞行的主要脱碳路径。目前，全球已有多种机型正在开发和试验。但在长距离航空领域，仍须依赖航空燃油，可通过生物质转化或零碳氢气与二氧化碳合成制得。预计2060年氢气消费量200万吨。

（2）工业部门

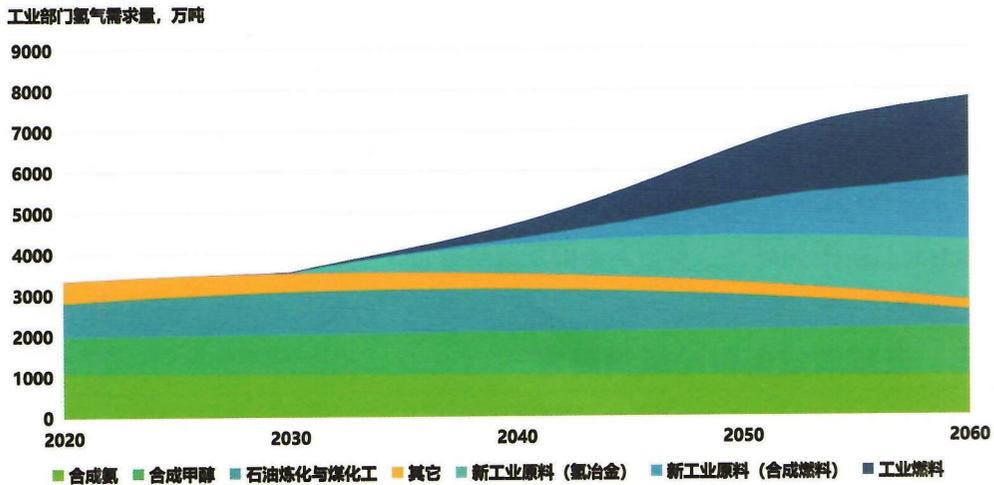
工业是当前脱碳难度最大的终端部门，化石能源不仅作为工业燃料，还是重要的工业原料。工业燃料通过电气化可实现部分脱碳，但是作为工业原料部分，直接电气化的空间十分有限。在氢冶金、合成燃料、工业燃料等行业增量需求的带动下，2060年工业部门氢需求量约7,794万吨。

传统工业。氢气是合成氨、合成甲醇、石油精炼和煤化工行业中的重要原料，还有小部分作为回炉助燃的工业燃料使用。目前，工业用氢基本全部依赖化石能源制取，未来通过低碳清洁氢替代应用潜力巨大。合成氨的需求主要来自农业化肥和工业两大方面，其中农业肥料占70%左右。目前，我国合成氨行业步入微量增长阶段。随着肥效提高和有机肥替代，未来合成氨在农业消费量将下降至60%。非农业领域消费量受环保、新材料、专用化学品等工业消费拉动，需求量增长，但合成氨整体呈稳中有降趋势。合成甲醇方面，传统领域甲醇消费增长较为缓慢，新兴的甲醇消费的增长主要受甲醇制烯烃和甲醇燃料的发展推动。石油精炼氢气主要用于石脑油加氢脱硫、精柴油加氢脱硫以改善航空燃油的品质。随着石油消费量的增长和成品油品质要求的不断提升，石油精炼行业的氢气消费量有望持续增加。2030年以后，由于油品标准、交通部门能源效率和电气化率持续提升，炼厂氢气消费将持续下降。煤化工方面，出于我国能源安全的考虑，未来仍将发挥战略作用。整体来说，现有工业氢气需求量将呈现先增后降趋势，2060年降低至2,800万吨。

^① 交通领域中船运与航空部分氢气消耗只计入通过氢燃料技术消耗，合成航空燃料和合成氨等船用运输燃料的氢气消费量在工业新原料中统计。

新工业原料。氢气通过氢冶金、合成航空燃料、合成氨作为运输用燃料等方式，在钢铁、航空、船运等难以脱碳行业中将发挥重要作用。绿色转型下钢铁行业具有巨大清洁氢气需求。2020年我国粗钢产量首次突破10.65亿吨，占全球产量50%以上。2030年后，氢气作为冶金还原剂的需求开始释放，到2060年电炉钢市场占比有望提升至60%，超过30%钢铁产量采用氢冶金工艺，氢气需求量超过1,400万吨。合成燃料方面，氢气与一氧化碳经费托合成生成绿色柴油，航空燃料等，与氮气在高温高压和催化剂作用下合成绿氨，从而对重型货运、船运及工业领域传统燃料形成替代。2060年，合成燃料方面氢气需求量1,560万吨，占船运与航空能源需求总量的40%。

图表 17 工业部门氢气需求量



数据来源：中国氢能联盟研究院

工业燃料。氢气可通过专用燃烧器提供高品位热源，从而替代天然气等化石燃料，弥补电力在该领域的不足。例如，高能耗的水泥、钢铁、炼化行业中需要大量的高温热量。其中，钢铁和水泥热耗中高品位热占比近87.5%。预计2060年氢气在钢铁和水泥生产过程中将提供35%热量需求，需求量达到1,980万吨。

(3) 建筑与发电部门

随着我国城镇化水平不断提高，建筑部门的能源需求快速增长。2020年中国城市化率达到63%，预计到2030年建筑部门终端能源需求将达到7.9亿吨标准煤。



建筑部门能源需求主要用于采暖、生活热水、炊事和各种电器设备的消耗。公共建筑将大量采用集中供热、先进节能保温技术，建筑节能率逐年提高，建筑采暖能耗强度指数将持续降低。建筑部门完全脱碳的难点在于供暖与炊事，尤其在季节性和日间变化的情况下，峰值热需求波动相当大。一方面可以通过集中空调系统供暖、电力烹饪等技术实现建筑电气化，另一方面通过燃氢锅炉和燃料电池等方式与分布式风光等可再生能源结合逐步打造零碳建筑。根据国际氢能委员会的研究，对于现有天然气为供能基础的建筑，到 2030 年通过燃氢锅炉供暖的经济性可以与热泵技术相媲美。尤其管网与电解水制氢技术结合，可以实现储能与更有效的需求波动管理，支撑低碳清洁氢的推广应用。此外，对于部分公共及商业建筑，燃料电池热电联产与热泵将是完美的零碳解决方案。2060 年预计 20% 天然气供暖需求被纯氢替代，剩余需求可以通过一定比例的掺氢实现脱碳，预计 2060 年建筑供热供电领域氢气消费量将达到 585 万吨。

氢发电领域，随着可再生能源装机规模的快速扩展，掺氢燃气轮机和燃氢轮机技术的成熟，以及固体氧化物等燃料电池技术的进步，氢作为储能和调峰电源的需求将得到释放。电解槽可以设计为一种灵活的需求侧调节工具，一方面通过分布式促进电力系统负荷灵活调整，保障电网安全稳定，另一方面为高比例可再生能源发电提供消纳途径，绝大多数富余电力以氢气形式流向交通和工业等部门，不足 10% 可再生氢通过以电力形式回到电网。预计 2060 年，发电与电网平衡用氢 600 万吨。

三、低碳清洁氢供给结构展望

随着深度脱碳的需求增加和低碳清洁氢的经济性提升，氢能供给结构将从化石能源为主的高碳氢逐步过渡到以可再生能源为主的低碳清洁氢，助力以新能源为主体的新型电力系统建设。

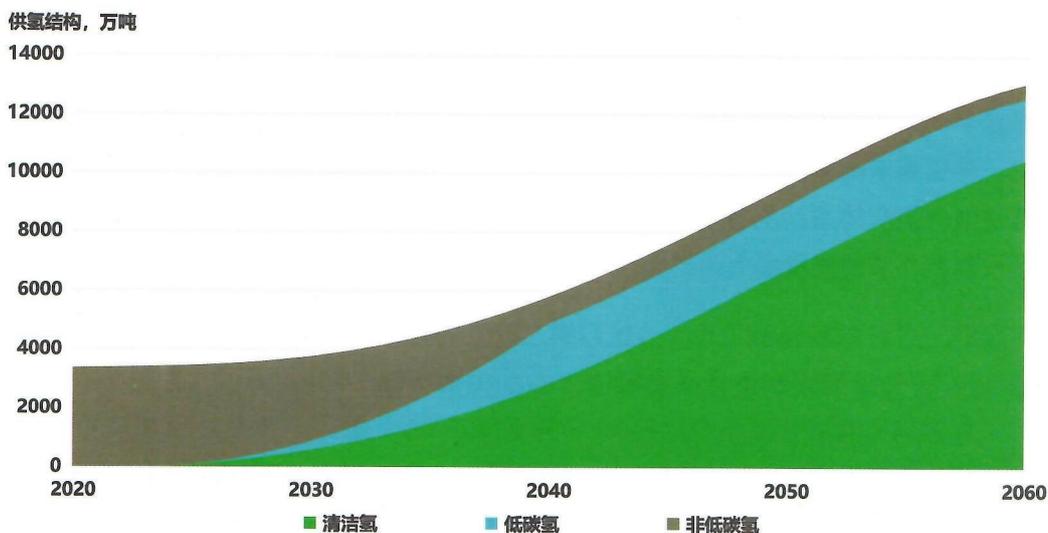
（一）碳中和情景下的低碳清洁氢供给能力

从时间来看，2030 年，我国非化石能源占一次能源消费比重有望达到 30%，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦 ~ 20 亿千瓦。如果取中位数 16 亿千瓦，按照可再生能源电解水制氢 5% 比例配置，装机规模有望达到 80GW，可再生氢产量 500 万吨/年^①，占氢气年度总需求的 13%。考虑到电解槽渗透率和利用负荷的提升，2035 年，

^① 按照电解槽负荷 3,000 小时，制氢效率 5 千瓦时 / 标方测算。只有每年负荷达到 3,000 小时 ~ 4,000 小时，才能最大程度地减少电解槽的投资成本。当前，在资源条件较好区域建立大型风光耦合项目可实现 5,000 小时以上的利用时长。

我国可再生氢产量有望超过 1,000 万吨/年。与此同时，化石能源制氢将逐步配套 CCUS 技术，与可再生氢为代表的清洁氢共同成为我国氢源供应主体。预计到 2060 年我国电解槽装机有望超过 500GW，可再生氢产量提升至 1 亿吨^①，占氢气年度总需求的 80%。

图表 18 2020-2060 年氢源供给结构展望



数据来源：中国氢能联盟研究院

从结构来看，2030 年，可再生氢与清洁氢占比尚不足 15%，新增氢气需求以可再生能源制氢为主，但存量氢气的减碳工作更需引起重视，以 CCUS 为代表的技术需要规模化部署。尤其对于现有大规模煤制氢项目，其二氧化碳排放浓度高达 90%，易于捕集和利用。随着可再生能源制氢达到规模生产和具备成本竞争力，其还可以进一步转化为其他能源载体，如氨、甲醇、甲烷和液态碳氢化合物等。

从碳减排来看，通过低碳清洁氢供给体系的建立，2060 年可减排二氧化碳排放量约 17 亿吨，约占当前我国能源活动二氧化碳总排放量的 17%。其中，到 2060 年，交通部门减排量约 4.6 亿吨，超过当前交通部门碳排放量 40%；工业部门减排量约 11 亿吨，约占目前工业部门碳排放量 28%；建筑与发电部门减排量约 1.4 亿吨。

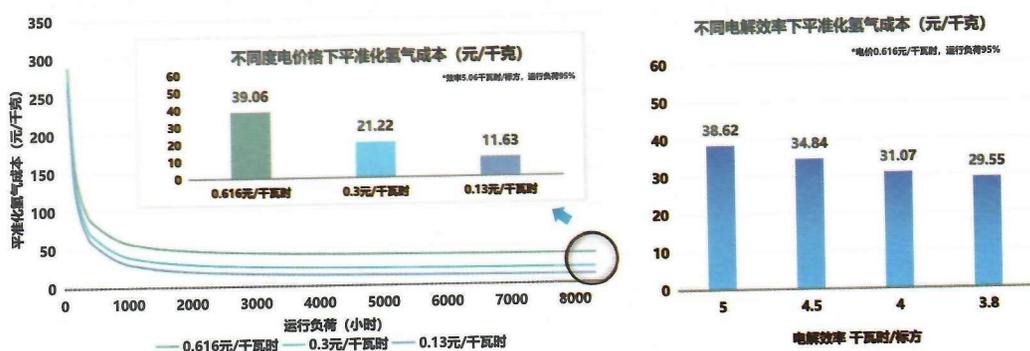
① 按照电解槽负荷 8,000 小时，制氢效率 3.6 千瓦时/标方测算。

（二）可再生氢供应潜力和技术经济性

我国已连续八年成为全球最大可再生能源投资国，风电、光伏等可再生能源装机容量均为世界第一。截至 2020 年底，我国可再生能源发电装机达到 9.34 亿千瓦，发电量达 22,148 亿千瓦时，同比分别增长约 17.5% 和 8.4%。其中，水电装机 3.7 亿千瓦（其中抽水蓄能 3,149 万千瓦），平均利用率约 96.61%；风电装机 2.81 亿千瓦，平均利用率 97%；光伏发电装机 2.53 亿千瓦，平均利用率 98%；生物质发电装机 2,952 万千瓦。

我国风电、光伏的技术开发规模超过 150 亿千瓦，完全可以满足远期可再生氢的供应。2020 年，全国可再生能源发电量达 22,148 亿千瓦时，如果按照电解水制氢配置 1%，制氢效率 5.5 千瓦时 / 标方测算，可制取氢气约 4 万吨 / 年，基本满足存量燃料电池汽车使用。尽管越来越多的应用场景将可再生氢为代表的清洁氢气放在首要位置，但打造低碳清洁氢气供应体系面临着基础设施匮乏等诸多障碍。其中，经济性首当其冲，尤其是电解水制氢环节的能量损失和耐久性广深受业界关注。

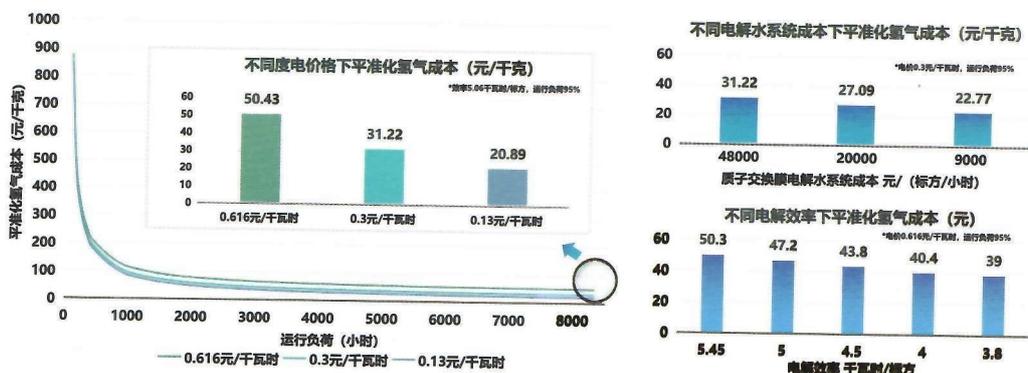
图 19 碱性电解水制氢技术关键降本驱动因素



数据来源：中国氢能联盟研究院

作为未来主流的制氢方式，电解水制氢成本主要取决于电解槽的设备成本、利用负荷以及度电成本。在国际可再生能源署（IRENA）的转型能源情景中，到 2030 年全球电解槽部署 270 GW，可实现约 55% 的成本减幅；2050 年电解槽部署 1,700 GW 时，成本减幅可达到 70% 以上。

图表 20 质子交换膜电解水制氢技术关键降本驱动因素



数据来源: 中国氢能联盟研究院

一旦电解槽的等效运行达到 3,000 小时 / 年以上, 发电价格就成为可再生能源制氢成本的主要因素, 约占总成本的 70% ~ 90%。以 2,000 标方 / 小时碱性电解水制氢项目为例, 负荷率 95% 条件下, 按 2020 年工业电价 0.616 元 / 千瓦时测算, 制氢成本约为 39.06 元 / 千克。当前水电、陆上风电、海上风电、光伏的度电平准化成本分别为 0.33 元 / 千瓦时、0.41 元 / 千瓦时、0.63 元 / 千瓦时、0.40 元 / 千瓦时, 对应的平准化氢气成本分别为 22.89 元 / 千克、27.65 元 / 千克、40.05 元 / 千克、26.65 元 / 千克。

图表 21 我国目前平准化低碳清洁氢成本



数据来源: 中国氢能联盟研究院



技术进步和装机规模增长将持续推动可再生能源发电成本下降。不考虑碳税情况下，2025年，光伏与风电的新增装机发电平均成本预计将低于0.3元/千瓦时，可再生能源电解水制氢成本将低于25元/千克，将具备与天然气制氢进行竞争的条件；2030年，光伏与风电的新增装机发电平均成本预计将低于0.2元/千瓦时，可再生能源电解水制氢成本将低于15元/千克，具备与配套CCUS的煤制氢进行竞争的条件。

图表 22 我国 2025-2060 年可再生氢结构展望

年度	风光累计装机 (GW)	电解槽装机 (GW)	可再生氢总量 (万吨)	可再生氢占比 (%)	制氢成本 (元/千克)
2025 ^①	1,000	10	35	1	25
2030	1,600	80	500	13	15
2060	6,600	500	10,000	80	<7

数据来源：中国氢能联盟研究院

随着氢能产业化发展以及可再生能源制氢规模化推进，大规模跨区域氢气调度将成为低碳清洁氢供应系统建设的重要一环。通过纯氢管道、天然气管道（掺氢）、特高压输电制氢、低温液氢以及氢载体运输等多种方式灵活组合，将有效降低输运成本和二氧化碳排放，发挥氢自身作为能源互联互通媒介的作用，提高能源利用率，并高效平衡生产端和消费端，实现全产业链绿色发展。

^① 2025年测算按照可再生能源电解水装机占比1%，负荷2,000小时，制氢效率5.0千瓦时/标方测算。

第三章

碳达峰目标下低碳清洁氢制取关键技术

随着发展低碳清洁氢能成为全球共识，各国制氢技术路线均立足本地氢源潜力和未來氢能产业需求，呈现低碳氢、清洁氢到可再生氢的梯次配置趋势，并重点围绕可再生能源电解水制氢技术、化石能源制氢+CCUS 技术进行项目示范和产业布局。此外，针对燃料电池汽车终端应用场景，开展氢气纯化与氢气品质研究工作，确保氢气高品质供应。

化石能源制氢+CCUS 技术方面，国外针对 CCUS 技术进行了能耗优化提升和新工艺的开发，并在碳利用与封存方面开展了广泛项目示范，积累了百万吨级捕集利用与封存经验，部分技术已经具备商业化应用潜力。但我国在 CCUS 技术集成、海底封存和工业应用方面与国际先进水平差距较大，且 CCUS 大规模示范项目数量和整体规模远低于发达国家。

氢气纯化技术方面，美国与日本立足本国能源结构和技术优势，分别聚焦小型天然气重整制氢场景与氨分解重整制氢、有机液体解析氢气场景，开展燃料电池车用氢气纯化技术研究，包括高效小型变压吸附技术、有机膜分离、无机膜分离和金属钯膜分离技术。我国的氢气来源广泛，尤其是副产气杂质种类多且含量分布宽，单一纯化技术路线难以满足实际需求。尤其在燃料电池车用氢气纯化领域，我国起步较晚，缺乏系统性研究。

结合我国能源结构以及氢能产业所处的发展阶段，碳达峰前我国低碳清洁氢气供给体系应着重开发低成本可再生能源电解水制氢技术与质子交换膜燃料电池汽车用氢气纯化技术攻关与示范，辅之以 CCUS 技术研究，并结合工业脱碳技术发展逐步拓展应用场景。

图表 23 我国低碳清洁氢技术路线图



数据来源：中国氢能联盟研究院

一、电解水制氢技术

电解水制氢技术主要有碱性电解水（AE）、质子交换膜电解水（PEME）和固体氧化物电解水（SOE）三种。就我国而言，AE制氢技术成熟，市场份额高，在全球处于“并跑”阶段。PEME制氢技术刚刚起步，性能尤其是寿命尚缺乏市场验证，在全球处于“跟跑”阶段。在可再生能源制氢项目方面，缺少系统性大规模示范以及电氢融合技术研究。

专栏 4. 电解水制氢技术发展趋势

美国、欧洲和日韩均将电解水制氢技术视为未来的主流发展方向，聚焦AE技术规模化和PEME技术产业化。重点围绕“提高电解效率”“耐久性”和“设备成本”三个关键降本性能指标推进整体技术研发。

美国在 2011 年就制定了电解水制氢技术路线图，以 2 美元 / 千克制氢成本为目标，设定了系统电解效率 $\geq 75\%$ ，电解槽电解效率 $\geq 77\%$ ，系统投资成本 0.5 美元 / 千克的发展目标。

欧洲在 2013 年明确了“以 PEME 技术为主、多种电解技术协同发展”的电解水制氢技术路线。其中，2023 年的技术目标为：电解能耗 ≤ 50 千瓦时 / 千克氢气 @1000 千克 / 天、电解槽效率年衰减量小于 1% (额定功率下年操作时间 8,000 小时)。

日本在 2014-2018 年通过“氢气利用等先驱研发项目”和“氢社会构建技术研发项目”，着力推动碱性电解水装置开发，尤其是 2,000 标方 / 小时大规模电解槽技术。2019 年，日本通过对标美国与欧洲电解水技术开发路线，制定了 AE 与 PEME 制氢技术 10 年技术攻关目标。

(一) 我国电解水技术发展对标

我国在电解水技术领域呈现出以 AE 制氢为主、PEME 技术为辅的工业应用状态。其中我国碱性电解制氢设备量全球占有率排名第一，随着可再生能源电解水制氢逐步成为未来主流制氢方式，碱性电解水制氢技术快速向大容量 (单体设备产氢量 $\geq 1,000$ 标方 / 小时) 方向发展。MW 级 PEME 制氢设备目前正处于研发状态，有望在 1-2 年内投放市场。

图表 24 电解水制氢成本结构与关键技术分析



数据来源：中国氢能联盟研究院

AE 制氢技术方面，我国在制氢效率技术指标上仍有较大改进空间。在制氢效率与电流密度方面，目前我国工业用 AE 制氢设备的电解电流密度约为 $0.3\text{A}/\text{cm}^2@1.84\text{V}$ ，国外先进电解槽的电流密度已达到 $0.4\text{A}/\text{cm}^2@1.8\text{V}$ 以上。我国 AE 制氢设备的直流电解能耗约为 $54\text{kWh}/\text{kgH}_2$ ，电解效率约 65%，国外先进电解槽已达到约 70% 的电解效率，主要受制于关键材料及组件方面的技术水平落后。电极方面，我国析氢电极普遍采用多孔镍电极，而国外已开始使用高性能镍基合金电极。隔膜组件方面，我国 AE 制氢设备目前采用编织结构的无石棉隔膜厚度为 $1.0 \pm 0.1\text{mm}$ 、离子电阻率为 $1.0 \pm 0.2\Omega \cdot \text{cm}^2$ ，国外成功研制的有机无机复合隔膜的厚度为 $0.5 \pm 0.05\text{mm}$ 、离子电阻率约为 $0.3\Omega \cdot \text{cm}^2$ ，已在德国 McPhy、挪威 NEL 等公司的碱性电解槽中得到应用，有效提高了电解电流密度及电解效率。在设备寿命方面，我国与国外设备的寿命目前均可达 80,000 小时以上。在设备成本方面，我国 AE 制氢设备成本优势明显，约为 1,400 元 / 千瓦。

图表 25 电解水制氢技术对标与国产化情况

AE	电堆能耗 千瓦时 / 标方	电流密度	设备成本 元 / 千瓦	设备国产化情况
国内	4.3-4.8	$0.3\text{A}/\text{cm}^2@1.84\text{V}$	1400	国产化率约 95%，阀门与仪表尚依赖进口。但国产化核心电解槽部件中，隔膜和电极技术水平与国外有差距，导致电流密度与能效较国外有差距，但国内设备成本优势明显
NEL (挪威)	4.2-4.5	$0.4\text{A}/\text{cm}^2@1.8\text{V}$	2600	-
PEME	电堆能耗 千瓦时 / 标方	电流密度	设备成本 元 / 千瓦	设备国产化情况
国内	4.8-5.0	$1.1\text{A}/\text{cm}^2@1.92\text{V}$	10000	国产化率约 80%，其中质子交换膜依赖进口，国内虽具备生产能力，但膜树脂、膜溶液等原材料多为进口
Hydrogenics	4.4-4.8	$1.5\text{A}/\text{cm}^2@1.92\text{V}$	8000	-
NEL	4.4-4.8	$1.5\text{A}/\text{cm}^2@1.92\text{V}$	~10000	-

数据来源：中国氢能联盟研究院

PEME 制氢技术方面，我国正在抓紧攻关，技术性能尤其是寿命尚缺乏市场验证。在制氢效率方面，我国 PEME 制氢设备的电流密度约为 $1-1.2\text{A}/\text{cm}^2@1.92\text{V}$ ，电解效率约为 63%；国外 PEME 制氢设备的电流密度已达 $1.5\text{A}/\text{cm}^2@1.92\text{V}$ ，电解效率约为 66%。在设备

寿命方面,国外 PEME 制氢设备的寿命约为 60,000 小时左右,我国尚缺乏大规模项目验证。设备成本方面,国内外 PEME 制氢设备的成本均远高于 AE 制氢设备,平均设备成本约为 10,000 元/千瓦。

我国 PEME 制氢技术整体性能与国外差距较大的原因系关键基础材料性能不足,质子交换膜等材料依赖进口,系统控制比如热、气管理技术缺乏经验。具体来说,在基础材料方面,国产质子交换膜的稳定性、质子传导性能与美国、日本等国制备的质子交换膜存在较大差距,目前主要以进口美国杜邦质子交换膜为主。国产催化剂的寿命、均一性、分散稳定性等与国外高性能催化剂存在差距。多孔钛集电器作为 PEME 制氢设备的关键组件,我国多孔钛板的孔隙率约为 35% ~ 45%,美国多孔钛的孔隙率高于 60%。热、气管理方面,我国尚缺乏系统性研究,国外已开展电解槽余热回收利用研究、电解槽流场研究、电解槽结构的优化设计等,提高电解槽的能量利用率与耐久性。

此外,作为 PEME 制氢技术重点应用领域的可再生能源制氢项目部署也落后国外。可再生能源制氢需要着力攻克输入功率波动工况下的安全、寿命、高效电解制氢技术,我国在“十一五”和“十二五”期间在吉林和河北部署的风电供热和风电制氢项目至今仍未正式运营,美国、欧洲和日本分别通过 Wind-To-Hydrogen、地平线 2020 以及 FH2R 项目推动了一大批可再生能源制氢项目的研究和示范,在可再生能源功率控制及成本效益分析、波动对电解水装置寿命影响、风/氢系统容量优化配置方案和电氢转换技术经济分析等方面积累了丰富的经验。

(二) 我国电解水制氢技术路线

基于上述分析,我国应采取 AE 和 PEME 制氢技术并举路线,重点提升电解槽关键材料及组件的性能,开发出高性能、长寿命、低成本的 AE 及 PEME 制氢设备,形成系统性、自主化的完整产品体系,满足可再生能源制氢、传统工业制氢及其他用氢场景的需求。“十四五”期间重点推动大容量 AE 制氢技术示范应用,着力推动 PEME 制氢技术研发攻关,加强两种技术融合应用以及电氢系统示范。

图表 26 我国电解水制氢技术路线图



数据来源: 中国氢能联盟研究院

为实现上述技术目标, 需进行以下课题研究: 高效、长寿命 AE 制氢技术, 高效低成本 MW 级 PEME 制氢系统和 P2G 场景下高效、长寿命电解水制氢技术与示范。

在 AE 制氢技术方面, 重点开发高活性、长寿命析氢析氧催化电极, 新型高气阻、低电阻、环保型隔膜; 开展 AE 制氢设备流场模拟, 优化电解槽流场结构设计; 并基于基础技术研究成果, 开展零极距 AE 制氢设备设计。针对可再生能源制氢的特性, 开发模块化并联的大规模电解制氢系统及其控制技术, 开展快速变载工况的高效制氢技术研究, 开发大规模可再生能源制氢调度、控制技术以及开发高压 AE 制氢设备等。

在 PEME 制氢技术方面, 重点开发高性能纳米级催化剂, 低贵金属担载量、高耐久的膜电组件, 高孔隙率、低电阻集流体, 国产质子交换膜性能提升, 并在突破核心技术和零部件的基础上, 加快相关技术的产业化应用。PEME 设备集成方面, 开展 PEME 制氢设备功能组件的建模及流场模拟, 开发新型结构的零极距电解槽, 开发高一致性 PEME 制氢设备组装技术等。开展 MW 级 PEME 制氢系统的集成设计, 研究高功率密

度下制氢设备的气、热管理技术。开发 PEME 制氢设备寿命快速评测技术，建立设备寿命数据库。

二、碳捕集、利用与封存技术 (CCUS)

化石能源制氢具有技术成熟、规模大、成本较低等优点。现阶段，全球 97% 氢气供应来源于化石能源制氢。但同时也面临碳排放量高等问题，制取同等数量的氢气，煤制氢和天然气制氢的碳排放量比可再生能源电解水制氢高出约 10 倍 ~ 30 倍。CCUS 技术能有效降低化石能源制氢过程的碳排放，为低碳制氢提供重要支撑。政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 数据显示，到 2050 年，CCUS 技术将用于处理全球 33% 的二氧化碳排放。

专栏 5. CCUS 技术发展趋势

CCUS 是一项系统性技术，以捕集、利用和封存等各个环节技术的成熟和系统集成为基础。对于煤制氢和天然气制氢而言，碳捕集的方法主要包括溶液吸收法、固体吸附法、膜分离法、低温分馏法等。其中，较为成熟度的为溶液吸收法，具体又分为适合中高压操作条件下的物理溶液吸收法和适合于常压操作条件下的化学溶液吸收法。截至 2020 年，国外已经完成化石能源与 CCUS 技术耦合低碳制氢技术的工业示范，正在开展商业应用推广。

二氧化碳可以被广泛用于制造碳酸饮料、金属保护焊接、合成有机化合物、灭火、制冷，也可用于强化石油开采 (EOR) 和强化煤层气开采 (ECBM)。目前，国外对二氧化碳的资源化利用主要集中在两个方面：①生产可再生燃料；②生产高价值非燃料的化工产品。二氧化碳和氢能的融合在实现二氧化碳资源化利用的同时，也拓展了氢能的利用。通过太阳能、风能、水能等可再生能源电解水制备绿氢、将二氧化碳加氢转化制甲醇、甲烷、合成煤油等燃料。

碳封存主要是指将二氧化碳注入条件适宜的地层，进而强化能源生产、促进资源开采的过程，主要包括强化采油、强化开采天然气、浸采采矿、采热以及强化深部咸水开采技术五大类。二氧化碳地质利用与封存技术能够实现大规模和长周期减排，并且能够不同程度地提高石油、天然气、矿产、地热或水资源开采效率，降低 CCUS 技术成本，具有广阔的技术发展前景和应用潜力。

（一）我国 CCUS 技术对标

尽管 CCUS 技术被广泛认为是应对气候变化挑战、实现碳排放控制目标的有效手段和解决方案。但是，CCUS 技术的大规模推广应用仍然面临着较大的技术和经济挑战。

碳捕集技术方面，煤制氢与天然气制氢过程多采用低温甲醇洗方法进行碳捕集，该技术成熟度较高，目前已经完成工业示范，正在进行商业化推广。在新疆、内蒙古等多个百万吨级煤制甲醇、二甲醚、天然气等煤化工项目中，利用低温甲醇洗等工艺实现从合成气中大规模（>150 万吨/年）分离二氧化碳。资源化碳利用方面，2018 年，我国开展“液态阳光”创新技术工业化示范工程。通过 CCU 技术，利用可再生能源电解水制氢，资源化转化利用二氧化碳，实现甲醇的绿色化学合成。2020 年初，全球首套千吨级规模太阳燃料合成示范项目在兰州新区绿色化工园区试车成功。碳封存方面，国外开展了广泛示范与研究，除驱油外，国内其他的经验较少。CCUS 示范工程方面，国外积累了百万吨级项目经验。2010 年，我国国家能源集团开始进行国内首个煤制氢+CCS 示范项目，项目设计规模为 30 万吨/年。截至 2020 年，我国已建成 36 个碳捕集、利用与封存示范项目，累计二氧化碳注入封存量超过 200 万吨，最大封存规模为每年封存 60 万吨二氧化碳，筹建中的新疆 CCUS 产业促进中心初始规模将达到 300 万吨二氧化碳/年。目前，全球大型 CCUS 设施的数量达到 51 个，每年可捕集和封存二氧化碳约 4,000 万吨。其中，处于运行阶段的大规模 CCUS 项目共有 21 个，美国 Century plant 以 840 万吨二氧化碳/年的规模位列第一；规划中的 CCUS Hub 数量共有 15 个。我国 CCUS 大规模示范项目数量和整体规模均与发达国家存在较大差距。未来应加大政策实施与商业实践力度，提高我国 CCUS 技术的发展水平。

（二）我国 CCUS 技术路线

结合 CCUS 技术发展趋势及我国氢能产业发展阶段，2025 年前应着力开展二氧化碳注入及封存技术研究和催化加氢合成研究，支持有条件的地区开展化石能源制氢与 CCUS 技术示范，可再生能源电解水制氢与二氧化碳合成燃料技术示范。根据《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图（2019 版）》，2030 ~ 2035 年，实现碳捕集成本降至 70 元/吨 ~ 130 元/吨二氧化碳，捕集能耗 ≤ 2.0 吉焦/吨，二氧化碳化工利用量 1,000 万吨/年 ~ 2,000 万吨/年，封存成本 35 元/吨 ~ 50 元/吨二氧化碳，实现全流程示范。在 2035 年后 CCUS 成为我国化石能源低碳制氢化的重要技术保障。

为了实现上述目标，需要继续大幅降低二氧化碳捕集、输送、利用与封存成本，重点是推动低能耗规模化 CCUS 技术与全流程示范（2030 年）。

三、氢气纯化技术

高品质的氢气是燃料电池动力系统高效运行的重要前提和保证。煤气化、天然气重整、副产气、电解水等方式制备的氢气统称为粗氢，必须经过纯化才能获得满足燃料电池使用标准的氢气。

专栏 6. 氢气纯化技术发展趋势

氢气纯化方法主要分为物理法、化学法和膜分离法。物理法包括吸附法、低温分离法和膜分离法。化学法包括金属氢化物分离法和催化法。氢气纯化方法的选择与氢气供应方式和气源密切相关。对氢气供应量超过 10,000 标方/小时的大型煤气化、天然气重整制氢，主要采用变压吸附纯化方式。对于氢气供应量 1,000 标方/小时 ~ 10,000 标方/小时集中副产气制氢，根据杂质不同其采用的工艺有所不同。如对甲醇弛放气，采用有机膜与变压吸附联合工艺；对焦炉煤气、炼厂副产气采用两级或多级变压吸附工艺等。对氢气供应量小于 1,000 标方/小时的小型分布式现场制氢应用场景和车载供氢，可以选择低温吸附法、金属氢化物法、金属膜分离法。

美国早在 2004 年就开始关注燃料电池车用氢气纯化技术。DOE 支持的重点研发场景是低成本的小型天然气重整纯化，技术包括高效小型变压吸附技术、有机膜分离、无机膜分离和金属钯膜分离技术。日本也于 2010 年开始布局燃料电池车用氢气纯化技术路线，其纯化技术发展趋势与其储运氢技术路线相对应，应用场景侧重于氨分解重整制氢纯化、有机液体解析氢气纯化，技术包括小型变压吸附分离和膜分离技术。随着欧美天然气掺氢占比逐渐增加，氢气甲烷高效分离也是一个重点研究方向。

（一）我国氢气纯化技术对标

我国工业氢气纯化技术以变压吸附为主，整体技术水平与国外相当，在吸附剂、吸附工艺、程控阀、控制系统等关键技术领域进行长期的技术攻关，已建成 1,500 余套变压吸附装置，氢气纯度在 99% ~ 99.999% 之间，单套产氢能力在 50 标方/小时 ~ 480,000 标方/小时之间。但是在燃料电池车用氢气纯化领域，起步较晚，存在工艺定向性差、气源适应性差、氢气回收率低和品质可靠性差等问题。



在化石基和副产气规模化纯化技术方向，我国整体变压吸附技术水平处于并跑阶段。但是国外在工艺设计、工艺可靠性、产品回收率及稳定性、预测控制、可调节程控阀开发和装置精细化等领域领先。美国阿贡实验室分析了天然气重整制氢通过变压吸附法纯化的工艺，氢气纯化成本占氢气成本的 10%。一氧化碳是限制氢气回收率的关键因素，为了达到燃料电池车用氢气中 0.2ppm 的一氧化碳含量要求，氢气回收率将降低 2% ~ 3%。对于煤制氢来说，与天然气不同 N_2 、Ar 等惰性组分是主要的控制因素。针对不同杂质，强化物理吸附、化学吸附等方法可用于杂质的定向去除。此外，国外开发的酸性气体变压吸附工艺，通过硫化物、氢气、二氧化碳一体化分离，在制备高纯氢气分离的同时，实现二氧化碳低成本高效捕集。

分布式、小型化纯化技术方向，目前我国仍以小型变压吸附技术为主。加拿大近年来开发出集成旋转吸附阀，在原料气压力 2.0MPa 以下的中小规模氢气分离纯化领域具有投资低、占地小的优势，但是其氢气纯度和回收率比传统变压吸附技术略低。美国开发的小型天然气重整制氢产品，每小时生产 100 标方/小时 ~ 800 标方/小时高纯氢气，采用催化脱除、变压吸附耦合膜分离纯化工艺，氢气纯度可达 99.999% 以上，杂质含量水平满足燃料电池车用氢气标准，氢气回收率大于 80% 以上。日本将天然气制氢-氢纯化钌膜反应器应用于加氢站氢气制取中，钌膜产氢量 40 标方/小时，氢气纯度满足燃料电池车用氢气要求，回收率大于 85%。但是钌膜成本高、工作稳定性较差、易毒化等问题，限制了钌膜纯化的应用场景和规模。

纯化工艺设计方面，无论是化石基、规模化氢气变压纯化工艺，还是副产氢气杂质定向去除，都面临原料气中杂质组分及含量繁杂的问题，纯化工艺设计优化难度大。目前没有国产化的数据库和仿真平台能够实现氢气纯化过程模拟和仿真设计。国外，相继推出流程仿真设计平台，可以适用于多场景变压吸附纯化工艺开发，但仅限于吸附分离过程的仿真设计且痕量级杂质吸附净化模型可靠性差，目前尚未形成完整的纯化单元数学模型库，同时也未形成配套的纯化材料数据库，更不能实现多单元耦合的纯化工艺仿真设计及优化。针对我国多气源这一现状，国产化工艺仿真和预测控制等关键技术的突破尤为急迫。

与美国、日本和欧洲等国家和地区不同，我国的氢气来源极为广泛，尤其是副产气杂质种类繁多且含量分布宽，单一纯化技术路线无法满足实际需求。多种纯化技术深度耦合，实现氢气中杂质定向高效去除是燃料电池车用氢气纯化技术的主要趋势。美国开发了变压吸附耦合膜分离纯化工艺，产品氢气纯度可达 99.999% 以上，杂质含量水平满足燃料电池车用氢气标准，但是规模相对较小，目前仍然无法实现大规模应用。此外，氢气纯化耦合二氧化碳捕集也是纯化技术发展趋势之一。化石基氢气和副产氢气中均含

有二氧化碳，氢气纯化过程中，实现二氧化碳捕集，同步获得低碳清洁氢气。

（二）我国氢气纯化技术路线

结合氢气纯化技术发展趋势及我国氢能产业发展阶段，重点应建立适合我国多气源、低成本、高氢气回收率的模块化定向纯化技术和装备体系。具体是需要针对不同类型的杂质开发高选择性纯化材料制备技术、构建燃料电池车用氢气纯化过程通用过程模拟模型库和仿真优化平台、开发适应多气源，低成本、低能耗、高氢气回收率的定向模块化纯化技术和系统集成优化技术，形成具有自有知识产权的规模化集中纯化装备和分布式就地纯化设备。

为了实现上述技术目标，需要进行以下课题开发：高回收率质子交换膜燃料电池车用氢气纯化技术和高回收率质子交换膜燃料电池车用分布式氢气纯化技术。

2025年，实现典型气源（焦炉煤气、煤气化、炼厂气、煤化工副产气）规模化燃料电池车用氢气纯化技术示范，氢气品质满足《GB/T 37244-2018 质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》标准，氢气回收率较现阶段一级变压吸附纯化工艺提高5%~10%。形成分布式、模块化耦合纯化技术，氢气品质满足《GB/T 37244-2018 质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》标准，氢气产量达到100公斤/天。

2030年，实现单套分布式、模块化耦合纯化工艺供氢能力达到1,000公斤/天，纯度满足要求的基础上，典型氢源（煤气化、天然气、重整、氨分解、天然气掺氢等）纯化系统氢气回收率 $\geq 90\%$ 。

基础体系方面，建成燃料电池氢气纯化全流程工艺设计和优化仿真平台以及纯化材料物理、化学基础物性数据库；建立健全站内纯化规程，形成站内纯化和分布式氢气纯化安全运行标准。

第四章

政策及投融资建议

氢能是我国现代能源体系的重要组成部分。建设低碳清洁氢能供应体系是落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，建设美丽中国的重要抓手，更是应对世界百年未有之大变局的重要战略高地。面对气候变化、环境风险挑战、能源资源约束等日益严峻的全球问题，中国树立人类命运共同体理念，促进经济社会发展全面绿色转型，在努力推动本国能源清洁低碳发展的同时，积极参与全球能源治理，与各国一道寻求加快推进全球能源可持续发展新道路。习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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。中国氢能进入绿色发展新阶段。

我国已开启全面建设社会主义现代化国家的新征程，为推动碳中和战略下的低碳清洁氢气供应体系建设，中国氢能联盟建议如下：

一、完善低碳清洁氢政策体系

随着低碳清洁氢能技术的日益普及和成本降低，氢能支持政策需求也随之呈现阶段性变化，需要明确优先顺序。

“十三五”至今，全球氢能都处于导入期，低碳清洁氢更是刚刚起步，处于技术准备期。此阶段预计将延伸到“十四五”中期，最大的障碍是经济性。政策的首要需求是通过中长期的国家氢能战略规划鼓励电解槽和CCUS等低碳清洁制氢装备技术应用，并以财政政策、专项基金方式直接推动低碳清洁氢气发展。国务院印发《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》和五部门《关于推动燃料电池汽车示范应用的通知》均明确指出鼓励发展绿氢，但需要进一步支持有条件的地区通过发展低碳清洁氢气制取项目率先达峰，探索“制氢电价”“加氢站强制低碳清洁氢气使用比例”等需求刺激政策，完善风险保障政策引导社会资本进入。“十四五”中期到2030年，低碳清洁制氢项目方兴未艾，市场加速渗透，经济性得到解决，在部分应用场景将与电力或传统能源解决方案相竞争。此阶段的政策需求重在梳理各领域对于低碳清洁氢气发展的制约条款，充

分鼓励各类市场主体扩大技术研发和项目规模，如探索“碳税”等补充政策，制定国际标准和规范；加速基础设施建设，实现集群式发展，保障低碳清洁氢能的可持续发展。2030年以后，低碳清洁制氢技术逐步成熟并实现平价，市场规模快速增长，在各终端应用更具竞争力。此阶段不再需要直接的政策支持，应综合评估低碳清洁氢能对碳中和以及相关行业的影响，确保资金高效流动，并提升绿色产品的价值认知。

二、加强低碳清洁氢市场建设

大力推动低碳清洁氢气市场基础能力建设，做好不同类型氢气标准、计量、检测和认证体系，逐步构建统一开放、竞争有序的低碳清洁氢能市场体系，着力清除各类政策壁垒，提升绿色发展的可持续性。支持各类市场主体依法平等进入，形成多元市场主体共同参与的格局，引导企业根据氢燃料供给、消费需求合理布局加氢基础设施。支持利用现有场地和设施，开展油、气、氢、电综合供给服务。构建绿色金融正向激励体系，发展可再生能源制氢及低碳清洁氢气应用项目。

搭建低碳清洁氢气交易平台，促进供需互动。推动低碳清洁氢气市场与传统电、热、气市场的互联互通，建设中长期交易、现货交易等氢气交易和辅助服务交易相结合的低碳清洁氢气市场；积极推进全国统一氢能市场和全国碳排放权交易市场建设，使零排放技术市场中得到补偿和奖励，增强技术应用企业发展的内生动力。

三、提升低碳清洁氢制取技术自主化水平

设立面向碳达峰碳中和情景的氢能源与燃料电池国家重大专项，扎实开展核心材料和过程机理等基础研究，重点开展低能耗长寿命可再生能源电解水制氢，低成本安全可靠碳捕捉与封存和高回收率氢气纯化等关键技术示范，探索高效率长寿命可再生能源直接制氢等前沿技术研究。

借助2022年北京冬季奥运会、燃料电池汽车示范应用等重大工程提升低碳清洁氢能技术装备水平，因地制宜开展化石能源制氢+CCUS及可再生能源制氢技术应用，加快推进先进适用储氢材料产业化，突破50MPa及以上运输用高压氢瓶关键技术；探索天然气管道掺氢、制氢加氢一体站以及氢载体等多种形式输运技术示范应用。在国家能源局《氢能产业发展及其技术装备创新支撑研究》的基础上，制定面向2035年氢能全周期技术创新路线图，分阶段技术目标与重要任务。加大低碳清洁氢能产业科技创新投入，加强氢能学科及专业队伍建设，提升各类主体创新能力。

四、建设多元化多层次综合服务平台

当前，世界正处在新科技革命和产业革命交汇点，新技术突破加速带动产业变革，促进氢能清洁应用新模式新业态不断涌现。聚焦产业链关键和共性技术环节，构建多层次、多元化创新平台。鼓励行业组织、龙头企业牵头搭建产品检验检测平台；加强氢能基础设施与数字经济融合共建，搭建氢能产业大数据平台，建立国内氢能产业数据统计体系和发展研究体系，推动科学决策。

正视氢的危险性，对氢安全事故后果及预防展开基础研究，完善临氢环境使用材料性能数据库，开展极端临氢环境材料与系统性能评价技术研究，建设氢系统风险量化评估方法及工程化平台。筑牢安全生产底线，健全氢气安全生产责任体系和标准化管理体系，推动氢安全培训常态化。支持能源领域各环节各场景低碳清洁氢能应用，着力推进与可再生能源互补发展，推动综合智慧能源服务新模式，实现终端能源多能互补、协同高效。

五、全方位加强低碳清洁氢能国际合作

积极在碳中和愿景下构建国际低碳清洁氢能创新链和产业链，探索与“一带一路”沿线国家开展低碳清洁氢贸易和基础设施建设。以中欧、中日、中美等能源技术创新平台为抓手，积极参与并主导相关国际大科学大工程科技创新，与低碳清洁氢能技术领先的国家开展双边和多边合作。提升中国氢能技术标准体系的影响力，探索《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》与欧洲、日本、澳大利亚等国开展指标互认，推动全球统一“绿氢”标准，并探索国际氢能贸易。充分发挥我国超大规模市场优势，构建国内国际双循环相互促进的氢能新发展格局。

参考文献

- [1] Germany: The National Hydrogen Strategy, The federal government,(2020)
- [2] Japan: Hydrogen Energy White Paper , NEDO, (2015)
- [3] Europe Hydrogen roadmap, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,(2019)
- [4] Korea hydrogen economy plan , Korean government , (2019)
- [5] Hydrogen Scaling Up, Hydrogen Council,(2017)
- [6] International hydrogen strategies , LBST,(2020)
- [7] T/CAB 0078-2020 《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准及评价》
- [8] Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenge, Energy Policy, 138 (2020) 111300-111313
- [9] UN Secretary General Antonio Guterres in his State of the Planet speech, Dec 2020 <https://www.un.org/sg/en/content/sg/speeches/2020-12-02/address-columbia-university-the-state-of-the-planet>
- [10] Green Hydrogen for a European Green Deal A 2x40 GW Initiative, Hydrogen Europe,(2020)
- [11] A vision for hydrogen in New Zealand , New Zealand government, (2019)
- [12] Australia' s National Hydrogen Roadmap , CSIRO , (2018)
- [13] Hydrogen Roadmap: A Commitment to Renewable Hydrogen , Spanish government,(2020)
- [14] Chile's national green hydrogen strategy, the Ministry of Energy, Government of Chile,(2020)
- [15] The future of hydrogen, IEA, (2019)
- [16] Hydrogen: Tracking progress, IEA, (2020)
- [17] 中国可再生能源报告 2019 , 水电水利规划设计总院 ,(2020)
- [18] Hydrogen: A renewable energy perspective, IRENA,(2019)
- [19] 中国 2050: 一个全面实现现代化国家的零碳图景 , 能源转型委员会 (ETC) 与落

基山研究所 (RMI), (2019)

[20] 中国 2050 年光伏发展展望, 发改委能源研究所, (2019)

[21] Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology, International Journal of Hydrogen Energy, 45 (2020) 26036-26058

[22] Water Splitting: From Electrode to Green Energy System, Nano-Micro Letters,131(2020)

[23] Advances in alkaline water electrolyzers: A review, Journal of Energy Storage,23 (2019) 392-403

[24] Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 C climate goal, IRENA,(2020)

[25] 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图, 国家科技部, (2019)

[26] Single-Stage Pressure Swing Adsorption for Producing Fuel Cell Grade Hydrogen. Industrial & Engineering Chemistry Research, 57 (2018) 5106-5118

[27] A Review of Hydrogen Purification Technologies for Fuel Cell Vehicles, Catalyst,11(2021) 393-412

[28] Yan, J. Negative-emissions hydrogen energy. Nature Clim Change 8, 560–561 (2018)

[29] 绿氢政策制定指南, IRENA, 中国氢能联盟, (2020)

[30] 氢能平价之路, Hydrogen Council, 中国氢能联盟, (2020)

[31] 中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019, 中国氢能联盟, (2019)

中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟简介

中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟（以下简称中国氢能联盟）是在国家发展和改革委员会、科学技术部、工业和信息化部、财政部、交通运输部、国务院国有资产监督管理委员会、国家能源局等多部委和中国科协的指导下，由国家能源投资集团有限责任公司牵头，联合 19 家我国能源生产、装备制造、交通运输、基础材料等领域的大型骨干企业、知名高校科研院所、金融机构共同于 2018 年发起成立的国家级氢能行业组织。目前，中国氢能联盟成员单位已由发起的 20 家增加到 115 家，覆盖国内 22 个省市自治区。其中，中央企业及所属单位 28 家，地方国有企业 20 家，高校科研院所及地方氢能组织 15 家，民营企业 35 家，跨国企业在华单位 17 家。

自成立以来，中国氢能联盟始终坚持新发展理念，聚焦合规建设、智库建设和新型基础设施建设；加快构建新发展格局，推动产学研合作、地企合作和国际合作。先后承接国家能源主管部门《氢能发展定位》《氢能产业发展及其技术装备创新支撑研究》《国际氢能产业与技术发展研究》以及中国工程院《氢能产业中长期发展战略》等多项重大课题；发布《中国氢能源及燃料电池产业发展报告》以及“绿氢”团体标准——《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》，组织国内首个氢安全国际培训、碳市场机制与绿氢评价培训和氢能科普月活动；建设氢能产业大数据管理平台，推动氢能全产业链信息统计体系，加强氢能基础设施与数字经济融合共建，参与山东、海南、宁夏等多个省份的氢能规划编制工作；获批成为国家能源局“中欧能源技术创新合作氢能专项”牵头单位，并与联合国开发计划署、国际能源署、国际氢能委员会等组织建立了紧密合作机制。

在此工作基础上，中国氢能联盟即将在国家能源主管部门指导下启动氢能领跑者行动和可再生氢 100 行动计划，致力于推动氢能绿色发展，加快技术创新和产业化应用步伐，助力实现碳达峰、碳中和战略目标。

联系方式：010-58151996 / chinahydrogen@h2cn.org

办公地址：北京市东城区东直门南大街 3 号国华投资大厦