



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





关于落基山研究所 (RMI)

落基山研究所(RMI), 是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与企业、政策制定者、科研机构及创业者协作, 识别并规模化推广能源系统转型解决方案, 推动全球能源系统转型, 践行1.5°C温控气候目标, 创造清洁、繁荣的零碳共享未来。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。



关于中国氢能联盟研究院

中国氢能联盟研究院致力于打造国家级氢能产业智库, 聚焦氢能数字化、质量化和生态化新型基础设施建设, 积极推动我国氢能政策规划设计、标准制定和示范应用。先后培育出与氢同行、氢能白皮书、氢能大数据、氢能领跑者行动等品牌, 发起设立我国氢能标准化协同创新平台和氢气品质联合实验室, 获批国家能源局中欧氢能技术创新专项牵头单位。

作者与鸣谢

作者

落基山研究所 (RMI)

李婷
王喆
张梦露
李晋

中国氢能联盟研究院

刘玮
万燕鸣
张岩
张琳

其他作者

李抒苒, 落基山研究所
朱思捷, 落基山研究所 (原)
肖晨江, 中国氢能联盟研究院

联系方式

张梦露, mzhang@rmi.org
张岩, zhangyan@h2cn.org

引用建议

李婷, 刘玮等, 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, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, 2022

落基山研究所重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

特别感谢儿童投资基金会对本报告的支持。

此外, 我们也向为本研究提供意见和建议的来自企业和研究机构的专家们表示诚挚的感谢。

目录

执行摘要	6
第一章 氢能对中国能源转型和双碳目标实现的重要意义	7
1.1 氢能是中国未来低碳能源体系中的重要组成要素	8
1.2 不同来源的氢能将在转型不同阶段发挥作用	11
第二章 政策和产业大环境下的“可再生氢100”目标	13
2.1 国家氢能规划出台,为产业构建蓝图	14
2.2 以2030年100GW装机目标促进绿氢在行业中的快速推广应用	15
第三章 2030年可再生氢100的发展模式展望	19
3.1 “区域为主”统筹发展	21
3.2 “大基地”规模化开发	23
3.3 “先立后破”加速氢源结构低碳化	25
第四章 可再生氢100区域发展路径	26
4.1 各行业可再生氢规模分析	27
4.1.1 化工行业	27
4.1.2 钢铁行业	31
4.1.3 交通行业	34
4.2 分区域可再生氢装机总体路径展望	36
4.2.1 西北:资源优势推动全面发展	37
4.2.2 东北、西南:化工转型与可再生能源相互映衬	37
4.2.3 华北、华南:钢铁交通双管齐下	38
4.2.4 华中、华东:交通为主进行突破	38

第五章 下一阶段发展建议	39
5.1 跟进完善全国可再生氢装机目标及区域、行业生产和消费目标	40
5.2 开展“大基地”规模化示范,促进产业链成本快速下降	40
5.3 完善地方氢能产业政策体系,加速可再生氢项目建设	40
5.4 整合氢能产业及专家资源,推进行业团体等技术标准的建立	41
报告参考文献	42

执行摘要

在能源转型和“双碳”的大背景下，中国已经全面启动了能源供给结构和消费需求向清洁化、低碳化和安全化的深度转型行动，并开始着力构建以可再生能源为核心的新型零碳能源体系。其中，除了可再生电力的大规模应用之外，以可再生氢为代表的新型清洁能源同样将在石油化工、钢铁、重型道路交通和航运航空等难以进行电气化转型行业的脱碳路径中发挥不可替代的作用。从2018年开始，多个国家政策部门逐步明确了氢能在产业转型中的重要地位，各地方也陆续将氢能及其产业链作为布局发展的重点纳入了阶段性规划。2022年3月，《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》的正式发布，更是进一步强调了以可再生能源制氢为核心的氢能发展方向，为氢能产业的长远发展奠定了坚实的基础。

在此基础上，为了更好地推动《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》的落实，本研究立足于中国当前氢能产业发展现状，以2060年碳中和情景下氢能和可再生氢的需求和供给规模为基础，充分结合产业发展规律，提出了2030年可再生氢装机达到100GW的目标，并根据“区域为主”统筹发展、“大基地”规模化开发和“先立后破”逐步替代等近中期可再生氢发展的主要特征，对化工、钢铁和交通这三大氢能重点消费行业2030年可再生氢消费量以及东北、华北、西北、华中、华东、华南和西南等七大区域可再生氢的生产进行了分析和梳理，提出了分行业和区域的引导性目标。

在搭建模型进行分析的过程中，本研究充分考量了各行业2030年之前的产能需求变化、可再生氢的技术和成本以及不同区域可再生资源禀赋等条件，对各行业可再生氢的消费量需求以及各区域的产量、装机量、重点发展行业和可再生氢的来源进行了

研判，并以此为基础，结合《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》提出了推动可再生氢产业发展的相关建议。其中主要结论及建议包括：

- 中国各行业和区域具备2030年可再生氢装机至少达到100GW的潜力，且2030年100GW可再生氢装机是实现2060年碳中和目标的重要基石；
- 2030年之前，中国可再生氢的消费需求增长主要存在于化工行业对传统化石能源制氢的替代以及钢铁和交通行业新技术突破创造的新增需求；
- 从区域的角度看，2030年可再生氢的生产将主要集中在可再生资源禀赋较好的西北地区和行业用氢需求较大的华北和华东地区；
- 在完善分行业、分区域目标的基础上，通过强化“大基地”规模化示范降低产业链成本，同时完善各地方适合自身发展条件的可再生氢产业规划至关重要；
- 中国整体氢能发展的战略布局，需要分阶段、分步骤，利用不同来源氢能的互补性，最大化氢能的减排效果，并为可再生氢打造更充分的发展基础。

第一章

氢能对中国能源转型和双碳目标实现的重要意义



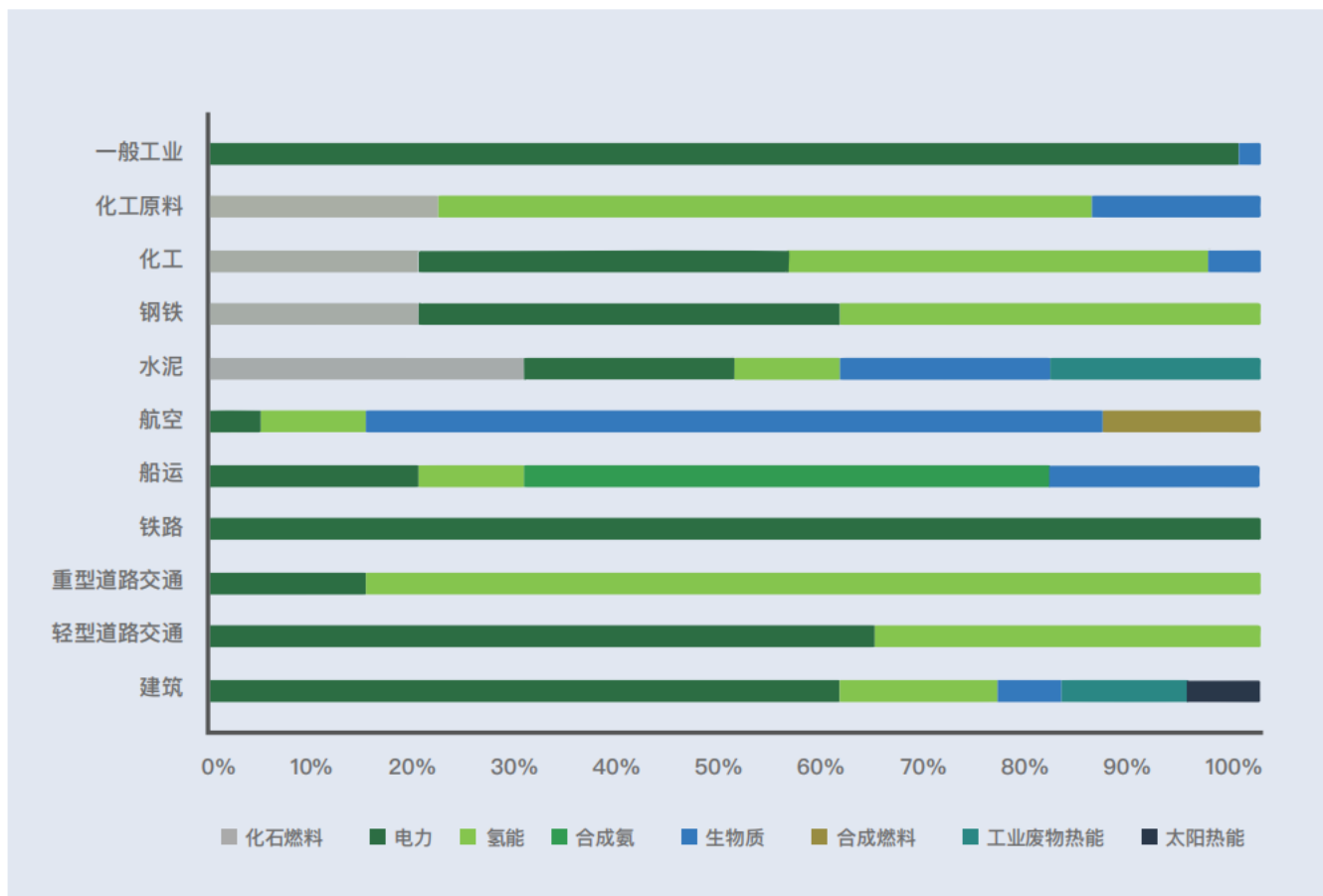
氢能对中国能源转型和双碳目标实现的重要意义

1.1 氢能是中国未来低碳能源体系中的重要组成要素

2020年9月，中国政府提出了“双碳”发展目标，为能源转型和应对气候变化开创了新纪元，中国的能源结构和体系继续向清洁化、低碳化、安全化深度转型。其中，可再生能源的大规模供给和消费侧全面电气化进程将加速，与此同时，重工业和航运、航空等高排放行业对化石能源存在一定的依赖，在技术可行性和

成本的角度看，难以实现大规模可再生电力替代，其转型路径将依靠以氢能、生物质、合成燃料为代表的新型清洁燃料。根据课题组研究，零碳情景下，上述几种新型清洁能源在终端能源需求中的占比将达到30%-35%，其中氢能约占15%-20%。这意味着中国在实际“碳达峰、碳中和”的进程中，各类新型清洁能源特别是氢能将发挥重要作用。

图表 1 零碳情景下各行业对不同能源品种终端能源需求占比

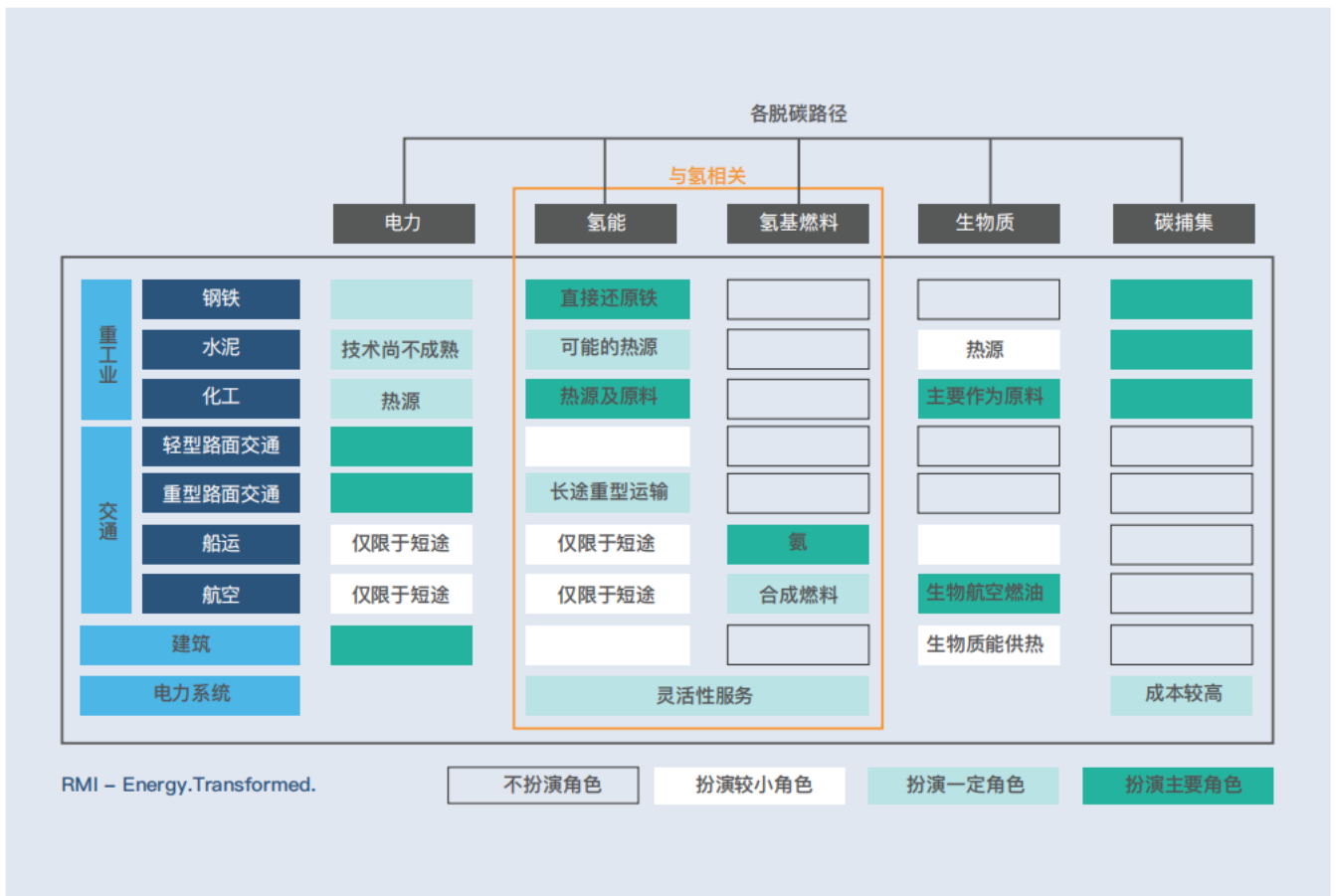


作为一种用途广泛的二次能源，氢能可以在多个生产和消费环节作为替代能源进行使用，在重工业、交通、建筑、电力行业中均有不同的应用场景（见图表2），其中最主要的用途包括燃料用氢、原料用氢，以及储能用氢三类。

- **燃料用氢：主要场景包含重型道路交通、航运、航空、发电等领域。**氢气易燃且热值高，燃烧产物仅为水，不排放二氧化碳等温室气体，与传统的化石燃料（石油、天然气、煤炭）相比，氢是终端零排放的清洁能源，可作为供热或供电的燃料。目前燃料用氢的应用在全球范围内尚为有限，主要限制因素是燃氢轮机等设备设施的技术成熟度低、经济性不高，相应的基础设施和政策标准尚不完善。

- **原料用氢：主要场景包含钢铁、化工等领域。**氢气是重要的工业气体，氢元素的强还原性被用于多种化学反应，是众多化合物的基础元素之一。化工行业需要用氢制备甲醇、合成氨等多种产品，冶铁需要利用氢气作为还原剂，多种高端材料的制造在生产流程中均需要使用氢气进行加工。
- **储能用氢：主要场景包含电力储能领域。**作为储能的一种形式，在一定的环境条件和容器中储存液态氢或气态氢，或将氢转换为化合物（如合成氨），增强氢能用于燃料/原料的灵活性。

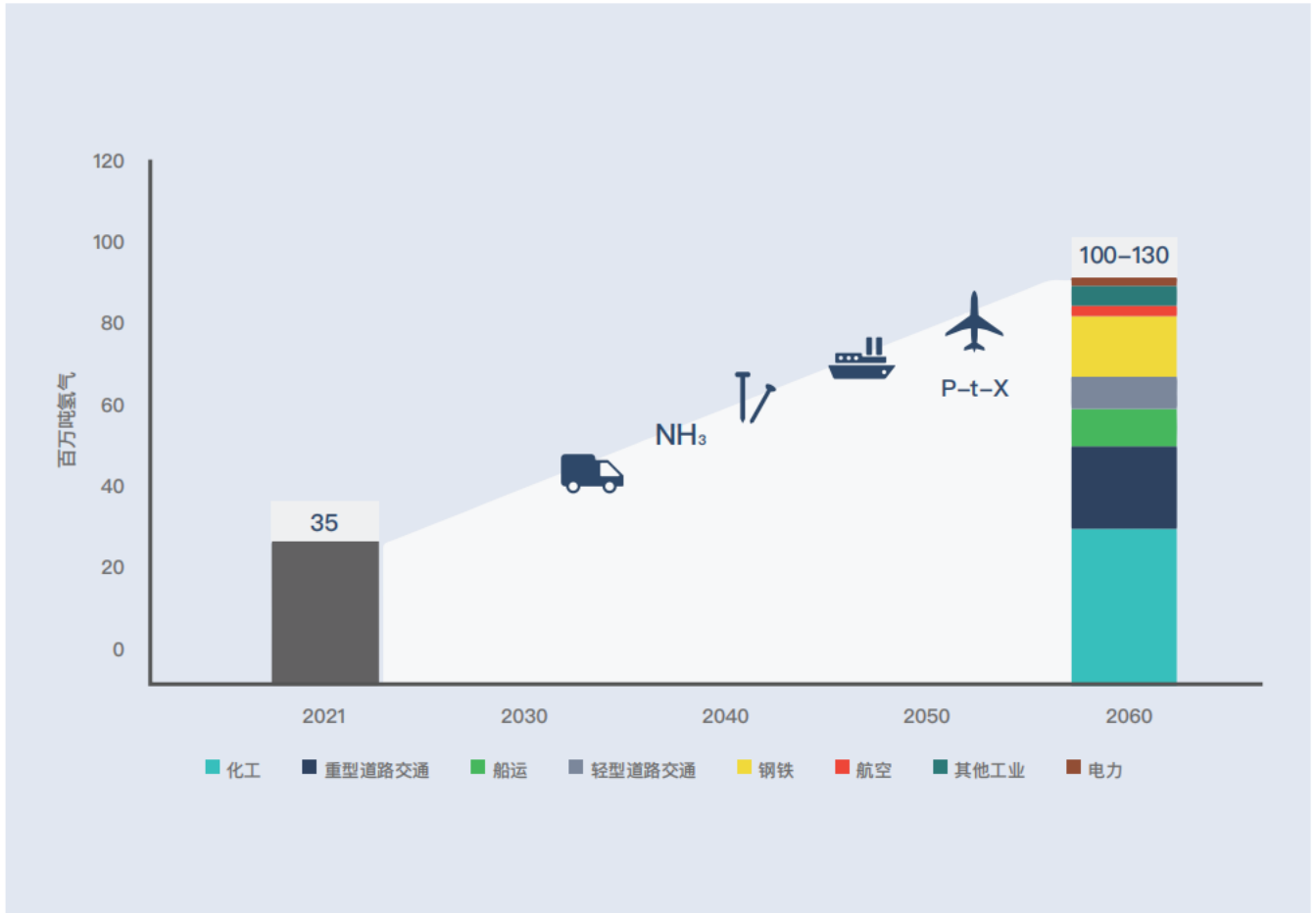
图表 2 氢能在各行业脱碳路径中可承担的角色



结合应用场景、技术成本和未来中国零碳转型的需求，在2060年碳中和情景下，氢能将在化工、钢铁、重型交通领域发挥关键的减碳作用，并在航运、航空、其他重工业和电力储能领域逐步拓展其应用场景（如图表3）。课题组预测，到2060年，氢能需求量较2020年将增长2-3倍，达约1-1.3亿吨/年，其中可再生氢占比

约75%-80%，即0.75-1亿吨/年，即氢能供应格局将以低碳清洁的技术路径为主，仅有少量的化石燃料制氢为小规模特定场景使用。由于技术路线的差异，氢能在各个行业中能够发挥的作用以及需求增长的速度各不相同，但总体上将以技术和成本为导向，有望在2030年之前完成铺垫和布局，在2035年之后进入快速增长期。

图表 3 零碳情境下的各行业氢能需求



1.2 不同来源的氢能将在转型不同阶段发挥作用

氢能很难从自然界中直接大量获取，需要依靠不同的技术路径和生产工艺进行制备。目前，主要制氢路径包括煤气化、天然气重整、工业副产氢和电解水制氢四种。迄今，氢作为化工生产的原料和中间产品，通常会通过煤炭焦化气化、天然气重整以及甲烷煤炭合成气等化工生产的方式进行制取。以焦炉煤气、轻烃裂解副产氢气和氯碱化工尾气等为主的工业副产氢由于产量相对较大且相对稳定，也成为现阶段氢气的供给来源之一。相比上述两种方式，电解水制氢的原料和生产过程都以清洁能源为主，使用过程可以实现完全的零排放（在使用100%可再生电力进行电解水的情况下），为实现零碳转型，则电解水制氢应当作为需要大力发展的最重要的制氢技术路线。目前，电解水制氢技术成熟度较低、产业尚未完全规模化，成本远高于其他几种氢能生产方式，还处在初级阶段。

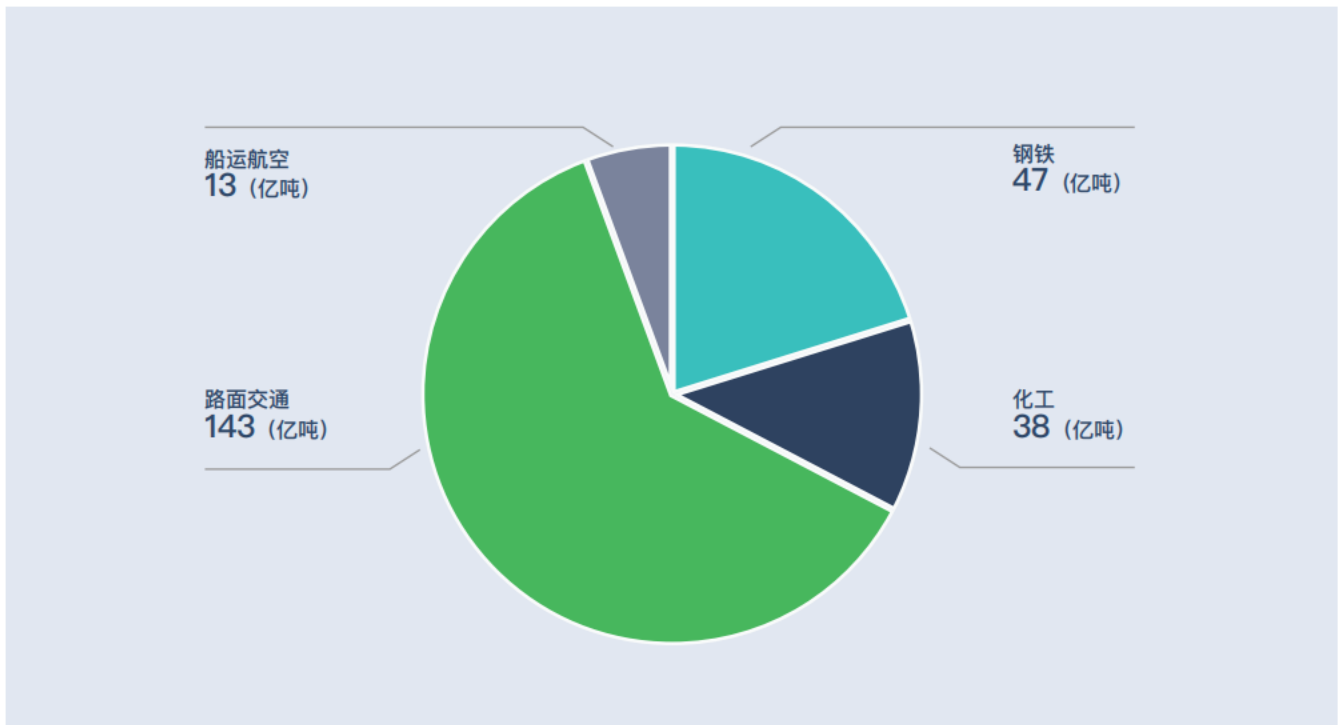
行业内通常会根据氢气的不同制取来源进行种类的划分，主要包括：

- **灰氢**：制取自化石燃料的氢，如来源于煤炭和天然气的氢，排放相对较高，但成本更低；

- **蓝氢**：制取自化石燃料且配备CCS装置的氢，可以实现相对低碳排放；
- **绿氢**：通过光伏发电、风电、水电等可再生电力供能的电解槽制取的氢，可以实现零排放，但目前成本较高且尚未规模化；绿氢即可再生氢；
- **粉氢**：通过核电供能的电解槽制取的氢，通常可以实现近零排放，但规模化发展较依赖于核电的技术和发展。

要实现碳中和的宏伟目标，需要氢能本身的大规模推广应用，并在重工业等领域充分实现可再生氢对化石能源的替代。经过分析零碳图景下氢能在各行业的利用规模和能源结构，在2020-2060年间通过应用氢能有望实现超过200亿吨的累计减排量，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，而可再生氢将在交通、钢铁、化工等领域成为主要的零碳原料。不仅如此，氢能产业链的建立也能充分带动经济增长和产业的发展，创造约1.6万亿的市场价值和超过1万亿的基础设施投资空间（根据固定成本投资和运营费用加总计算）。

图表 4 2020-2060各行业应用氢能累计减排量



中国是全球最大的氢气生产国，也是最大的氢气消费国，但生产和消费领域的氢能大多来源于化石燃料，即灰氢，绿氢比例较低。中国2021年氢气产量约为3533万吨，主要来自于石化及化工、炼焦等行业，其中煤制氢占总量57.06%，天然气制氢21.90%，工业副产氢18.15%，电解水制氢1.42%，其他来源1.47%。¹

考虑到当前电解水制氢在技术和规模方面的限制，以及国家可再生能源发展现状，难以在短期内实现可再生制氢比例大规模提升。因此，在中国整体氢能发展的战略布局中，需要分阶段、分步骤，利用不同来源氢能的互补性，最大化氢能的减排效果，并为可再生氢打造更充分的发展基础。

- **近期：多元化应用，兼顾经济性和清洁性。**考虑到化石能源制氢、副产氢的成本较低且产量相对较大，在短期内可以更有效地带动氢能消费侧的规模化发展，培育氢能上下游产业链，在降低全生命周期成本的同时为绿氢的推广应用做好铺垫。

- **中期：逐渐构建可再生氢为主的供应体系。**在基础设施和产业链逐渐完善的基础上，可再生氢的成本将趋近化石能源制氢，需要通过强化的市场化手段和政策措施引导和激励生产和应用各场景逐渐实现向可再生氢的过渡。
- **远期：全面突破，实现可再生氢电协同。**随着成本和技术进一步优化，需要继续完善产业链条，优化可再生氢生产和消费的大环境，同时针对重点行业实施推广应用，全面实现可再生氢在重工业和远距离交通等领域对化石能源的替代。

¹ 根据中国氢能联盟课题组统计。

第二章 政策和产业大环境下的 “可再生氢100”目标



政策和产业大环境下的“可再生氢100”目标

2.1 国家氢能规划出台,为产业构建蓝图

近年来,国家和地方层面加紧制订有关氢能的战略规划和布局。2020年4月,国家能源局关于《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》中正式将氢能列入能源范畴,明确了氢能在我国能源体系中占有一席之地。同时,多个省市在其“十四五及2035远景规划”中列入氢能发展的相关内容,初步建立了氢能发展的政策和产业大框架。

2022年3月,国家发改委和国家能源局联合发布了《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》(下称《规划》),以2060年碳中和为总体方向,进一步明确了氢能在我国能源体系中的角色定位以及在绿色低碳转型过程中的重要作用,强调了以可再生能源制氢和清洁氢为核心的氢能发展方向,并从制、储、运和基础设施等全产业链的角度进行了统筹规划和布局,突出了市场主体位置,为氢能高质量发展提供了行动指南。²

《规划》明确了我国氢能产业所处的发展阶段,指出了技术发展水平、产业配套支持和协同创新等方面存在的短板和挑战,从我国氢能产业发展的战略定位出发,提出了2021-2035年分阶段发展目标,包括:

- 2025年,形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境、清洁能源制氢及氢能储运技术取得较大进展,初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系,燃料电池车辆保有量达到5万辆,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;
- 2030年,形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系,可再生能源制氢广泛应用,有力支撑碳达峰目标的实现;
- 2035年,形成氢能产业体系,构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态,可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升,对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

在此基础上,规划提出了我国未来氢能产业发展的4大具体任务,包括:

- **系统构建支持氢能产业高质量发展创新体系。**围绕氢能产业核心技术路线,着力推进氢燃料电池、可再生能源制氢以及制、储、运等各环节核心技术研发,开发产业创新技术支持平台和人才培养机制;
- **统筹推进氢能基础设施建设。**以制氢为基础,按照全国氢能产业发展进度进行基础设施建设布局,根据地方资源禀赋特点综合选择制氢技术路线,优先利用工业副产氢,鼓励就近消纳,同时积极探索可再生能源制氢的试点示范,在氢能应用规模较大的地区设立制氢基地,并逐步推进储运技术和加氢网络体系的系统规划;
- **稳步推进氢能多元化示范应用。**明确交通、储能、分布式发电和工业领域为氢能的核心应用场景,在各场景中探索并建立经济有效的氢能应用模式,并通过试点示范项目和工程逐步形成规模化发展;
- **加快完善氢能发展政策和制度保障体系。**从产业标准和规范体系入手,在国家 and 地方层面系统性完善氢能和可再生氢规模化生产和消费的配套支持性政策,设定并严格执行氢能制、储、输、用标准体系,同时积极探索和尝试可再生能源电力制氢的优惠电价政策、氢储能市场价格以及交易机制等;

我们认为,规划的出台为中国氢能产业的长远发展构建了蓝图,促进了下一阶段氢能特别是可再生氢产业链的布局和推广应用。

² 国家发展和改革委员会,国家能源局(2022),《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》

首先,《规划》对发展清洁低碳氢源做出明确部署。确定了清洁低碳的发展原则,重点发展可再生能源制氢,严格控制化石能源制氢,制定氢能绿色低碳发展目标;部署可再生能源制氢相关领域技术攻关任务,加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模。统筹推进清洁、低碳、低成本制氢体系建设,在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区优先利用工业副产氢,在风光水电资源丰富地区优先开展可再生能源制氢示范。完善支持氢能绿色低碳发展的政策与制度保障体系,研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策,推动完善清洁低碳氢标准体系。

其次,《规划》高度重视氢能多元化示范应用。有序推进交通领域示范应用,重点推进氢燃料电池中重型车辆应用,探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。积极开展储能领域示范应用,探索培育“风光水电+氢储能”一体化应用新模式。合理布局发电领域多元应用,因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联产设施,开展氢电融合微电网示范。逐步探索工业领域替代应用,探索可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

最后,规划为氢能的发展创建了前所未有的发展机遇,预示着氢能核心应用场景将逐渐进入大规模示范和快速发展时期。《规划》首次提出了氢能发展的量化目标,强调了构建产业体系的重要性,鼓励各地方积极进行配套政策的制定以及基础设施的布局,同时确立了市场的主体作用,为各行业自主进行技术研发和试点示范的应用打开了空间,定位了交通、储能、分布式发电和工业领域的氢能核心应用场景,并明确以可再生氢即绿氢为重点发展对象,在氢能的生产和应用环节鼓励对有效发展模式的探索,并积极推动有条件的行业和地区开展大规模试点示范,成为全产业快速发展的加速器。

《规划》以可再生能源制氢的比例大幅度提升为最终目标,力图完善氢能产业链各环节的技术和基础设施布局,并通过配套政策措施为可再生氢大规模推广应用创造条件,为2035年之后氢能的加速发展并最终贡献于2060碳中和目标奠定了基础。

以《规划》为起点,氢能的发展仍需进一步的细化指导规范。首先,在《规划》明确的氢能近期发展量化目标基础上,宜进一步制订中长期的、与碳中和衔接更为紧密且更具引领性的可再生氢产量和装机量目标。其次,考虑《规划》推动产业高质量发展和基础设施布局的相关指导原则下,有必要针对不同区域的资源禀赋和产业特点提出区域发展目标,并强化各区域和地方发展的重点和突破点,避免一哄而上。最后,考虑《规划》提出开展多元应用的任务目标,可进一步评估降低成本对于氢能大规模商业化应用的重要作用,将各应用场景中的试点示范规模化发展与氢能生产和应用的成本相衔接,在中长期设定各场景氢能特别是可再生氢价格指导性目标,鼓励氢能产业增强竞争力。

2.2 以2030年100GW装机目标促进绿氢在行业中的快速推广应用

总体上,国内氢能产业发展仍处于初级阶段,各行业及各地区政策支持体系建立尚不完善,且各领域内试点示范项目未能形成规模化效应,当前对氢能应用方面的激励政策、金融等方面的支持和激励机制和扶植力度还稍显不足,同时,针对氢能的重点发展区域来说,当前主要试点项目多出自单个企业,未能建立产业链上下游以及其他合作企业间的合作模式,使相关示范项目形成规模化效应。

在国家大力推动发展氢能的大背景下,为了更好地解决上述痛点,促进可再生氢的推广应用,基于课题组对在零碳转型情景下中国2060年氢能总产量及可再生氢能占比的预测,即氢有总产量有望超过1-1.3亿吨,且至少75%-80%由可再生氢供给,对2030年过渡阶段可再生氢的产量和装机量提出了目标框架。2021年9月,课题组提出《可再生氢100行动倡议》,提出力争2030年全国可再生能源制氢电解槽装机规模达到100GW的目标。

该目标立足于国家氢能行业发展的现状,以中长期碳中和目标为导向,以《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》为基础,充分考虑2025年之后,可再生氢满足新增用氢需求并逐步对化石燃料制氢替代的发展路径,相关技术和成本大跨步优化的趋势,以及基础设施布局基本完善等因素,力争为政策和行业的发展提供前瞻性的参考。

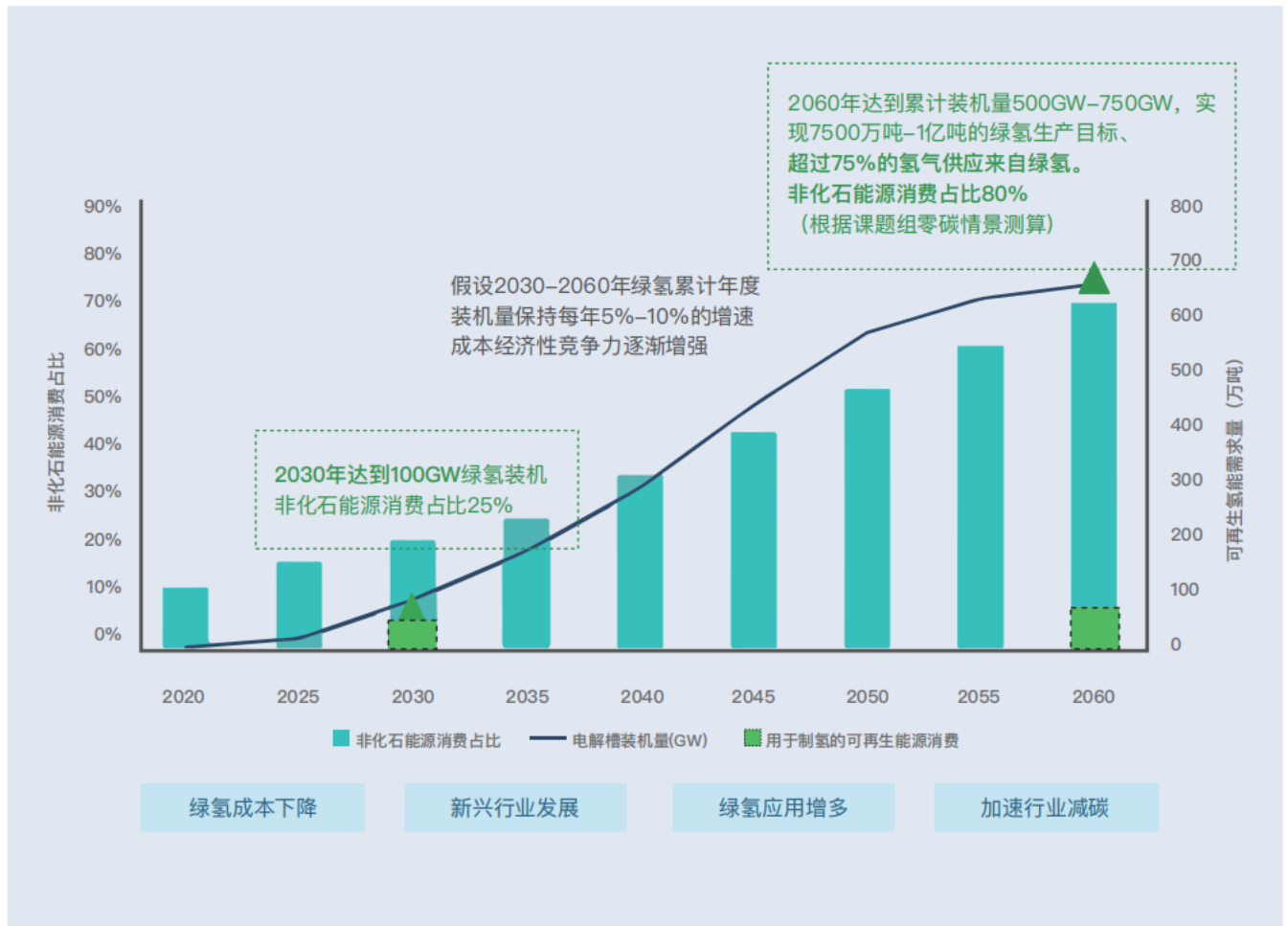
2.2.1 以2060年碳中和目标为引导的100GW装机目标

2030年可再生氢装机达到100GW的目标设定综合考虑了碳中和情景下我国能源结构转型以及国家氢能产业发展的需求。从可再生能源供给的角度,2030年,我国非化石能源占一次能源消费的比重有望超过25%,风电、太阳能发电总装机容量将达到16-20亿千瓦,按照可再生能源电解水制氢5%-10%的比例配置,装机规模有望达到100GW。从氢能产业发展需求的角度,碳中和情景下氢能在整体能源体系中的比例约为15%-20%,在可再生氢占比超过70%的情况下,装机至少需要达到500-750GW。基于对可再生氢产业技术和成本经济性发展趋势,如2030-2060年的三十年期间,中国可再生氢以年装机约7%的增速扩大规模,即2030年可再生氢装机达到至少100GW,可满足2060年对可再生氢的市场需求,也基本符合行业和市场的发展规律。考虑到行业发展处于早期阶段,且产业链尚未完全建立,各环节成本较高,通过前期设定具有前瞻性的目标作为引领,将加速产业完成从1GW到百GW的增长,为氢能产业本身和能源整体脱碳提供足够的成本经济性和规模效应,避免高昂的全社会成本。

当前，全球电解水制氢项目数量和规模攀升，单个项目规模达到百兆瓦级，制氢能源结构进一步清洁化，亚太地区逐渐成为可再生氢项目部署的引领者。根据课题组统计，截至2021年底，全球已建成电解水制氢项目达到217个，总规模为372兆瓦。全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目——太阳能电解水制氢综合示范项目在中国宁夏建成投产。国内相关企业已规划161个可再生能源制氢项目，其中12个项目已投产，合计制氢能力约为2.31万吨/年；22个项目在建。国家能源集团、中石化、国电投等央企加速推动氢能全产业链发展，在内蒙古、宁夏、新疆、吉林等风光资源优势地区布局“大基地”项目。央企布局将在我国氢能产业发展中起到重要作用，支撑产业有效突破整体市场化拐点。

基于对可再生氢产业技术和成本经济性发展趋势，通过十年左右的产业加速发展，到2030年，中国对氢能的需求虽然仍主要来自传统行业，但供给侧结构性改革深入，产能结构优化调整，可再生氢在化工领域替代持续突破，同时钢铁、交通、储能等领域对可再生氢的拉动作用逐渐显现。2030年的氢能总需求将达到3700-4000万吨，可再生氢累计装机达100GW时，可再生氢供给可达约770万吨。在2030-2060年的三十年间，中国可再生氢将以年装机5-10%的增速扩大规模，可保证满足零碳经济的市场需求，最终实现2060年约1-1.3亿吨的氢能、0.75-1亿吨可再生氢的供应格局。

图表 5 100GW目标下可再生氢装机发展趋势



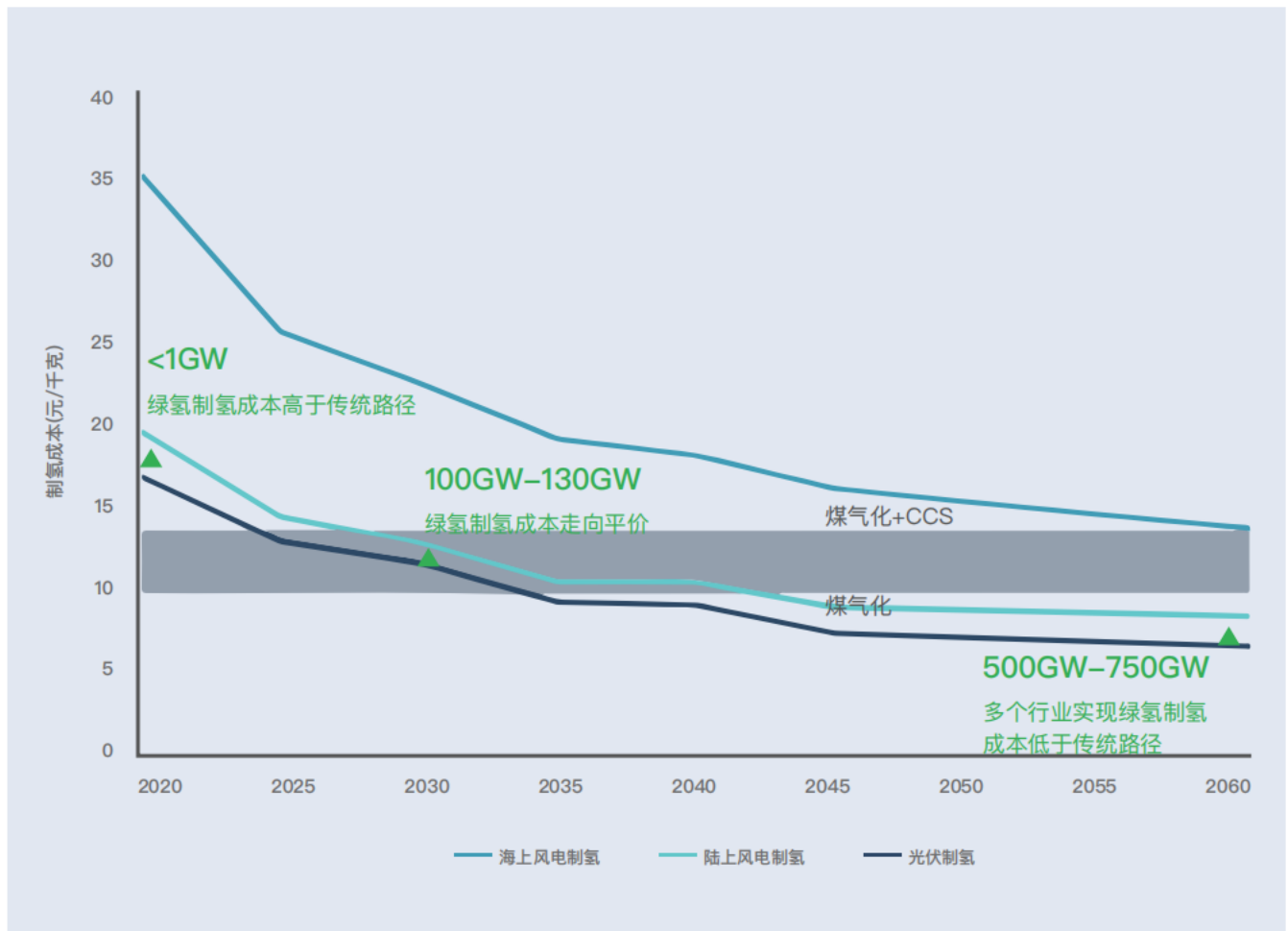
2.2.2 100GW装机目标助力行业规模化发展和可再生氢成本下降

2030年100GW可再生氢装机目标的设定充分考虑了从现在到2030年氢能产业链特别是可再生氢成本经济性的变化产生的影响，并反映了可再生氢经济性和成本下降的重要性。

目前煤制氢和工业副产氢的成本约为每公斤10-12元，可再生氢成本约为每公斤20-25元，只有充分提高成本经济性的竞争力，

才有可能实现灰氢和蓝氢向可再生氢的转型，而产业规模的扩大特别是装机量的快速提升恰恰是降低成本的最有效方式。未来十年，随着电解槽规模扩大至100GW，中国碱性电解槽投资成本将从2020年的每千瓦2000元，降低至2030年的每千瓦1500元。同时，得益于未来可再生电力成本的进一步降低，平均可再生电力制氢总成本有望下降至每公斤13元，在成本上充分具备与化石能源制氢竞争的能力。

图表 6 可再生氢装机量与制氢成本的关系



从可再生氢应用端各行业的角度，100GW的可再生制氢电解槽装机目标有助于快速降低设备和基础设施投资成本，加速重工业、长距离运输等领域可再生氢对化石能源的替代和成本平价。根据课题组分析，钢铁行业氢气直接还原铁所需的平价可再生氢成本约为10元/千克；化工行业合成氨平价可再生氢成本约为14元/千克，甲醇约为8元/千克；交通行业商用车平价可再生氢成本约为18元/千克，船运和航空约为5元/千克；电力行业发电平价可再生氢成本约为10元/千克。可以看出，2030年100GW装机规模（可将终端可再生氢成本降至13元/千克，接近大多数应用场景的平价条件）是消费侧推进可再生氢的大规模应用的重要基础，也是加速形成清洁稳定的氢能供应格、实现以2060年碳中和为目标的可再生氢推广应用的基石。

这一可再生氢装机目标有利于破解潜在的巨大市场需求与当前成本高昂的可再生氢产品之间的经济性难题，从而为达成2035年氢能远景目标、稳步走向2030-2060碳中和之路注入市场信心，减少短期市场的不确定性，并为长期融资提供可验证的数据。

100GW目标的设立还考虑到了大型重工业项目的发展周期。为充分实现氢能的长期减排作用，需要在新技术项目预期投产的5-10年前开始战略布局，并从示范项目逐步扩大规模。中国目前可再生氢能产业处于萌芽起步期，在多个行业开展的新型氢能的大规模应用所需技术复杂、环节众多，周期预计会随之延长。为验证关键项目并实现稳定的规模化装机，2030年是中国可再生氢能行业的关键节点。

本报告对100GW可再生氢装机目标的落实提出了路线图，梳理了未来10年中国可再生氢的三大主要发展模式，即“区域为主”统筹发展、“大基地”规模化开发和“先立后破”逐步替代，并从可再生制氢的区域分布和主要氢能消费行业用氢需求两个角度，对100GW可再生氢装机进行了系统性分析和拆解，总结了各区域2030年前可再生氢装机布局的特点，结合氢能发展规划的战略方向，提出了政策、示范应用、基础设施和技术等4个方面的发展建议。报告是对《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》战略布局和目标的延展和响应，并力争对《规划》暂未涵盖的区域规模化发展等方面形成补充和支持，同时对《规划》提出的技术创新、基础设施布局和多元化示范应用这三方面重点工作如何进一步落实提出建议。

第三章

2030年可再生氢100 的发展模式展望



2030年可再生氢100的发展模式展望

氢能的发展将遵循需求拉动供给的一般规律，其供需格局演变受产业布局演变、技术经济进步、安全保障约束、资源统筹优化等多方面因素驱动。“区域为主”统筹发展、“大基地”规模化开发、“先立后破”逐步替代将是未来十年可再生氢发展的重要特

征，最终实现氢能乃至整个能源系统的跨区域、跨品类统筹规划、协调发展。

图表 7 可再生氢100总体发展路线



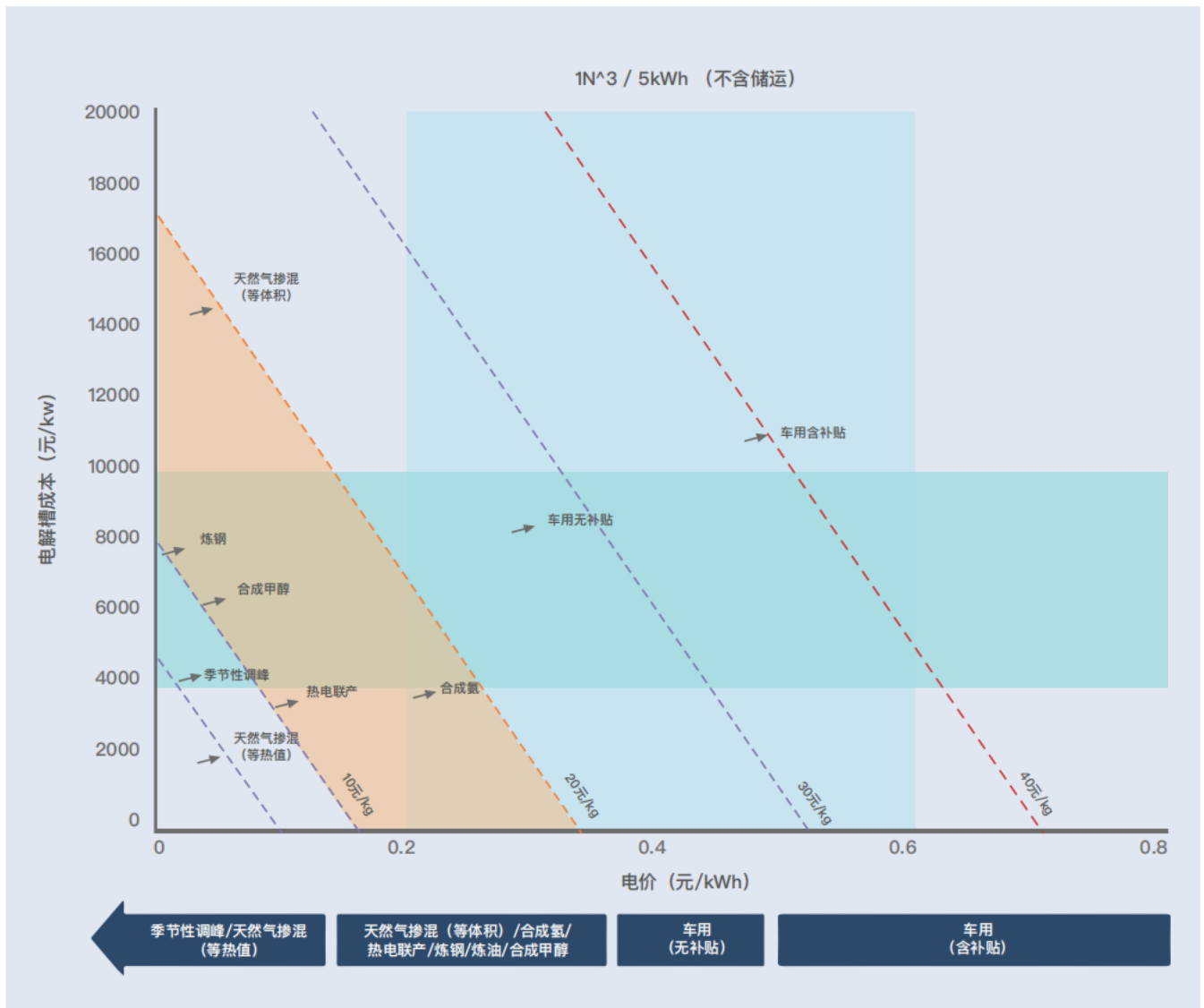
3.1 “区域为主”统筹发展

长距离、大规模储运氢气的成本瓶颈在短期内难以得到突破，同时制氢资源分布以及用氢场景技术经济性等方面存在较大差异。内蒙古、河北、河南等地陆续发布发布2021年度风光制氢一体化示范、电力源网荷储一体化和多能互补试点等项目清单，自主化探索本地制氢用氢区域化发展模式。2030年之前，氢能发展将呈现区域化为主、近距离点对点为辅的格局。

(1) 氢能储运成本影响初期跨区规模化联动

考虑前期需求仍存在较强不确定性，长距离、大容量的管道难以规划落地，而运输距离超过500km后，其他技术路线储运成本则大多超过10元/kg。对于工业应用场景而言，考虑相关储运成本，只有制氢电价低于0.1元、设备成本低于4000元/kW时才能具备替代可行性，对资源条件和技术水平的要求近乎苛刻。对于交通应用场景而言，考虑到其成本接受程度高，资源优势地区较低的制氢成本叠加近距离储运成本，将具备一定经济性，如乌兰察布、张家口等风光资源富集地区制氢并运输到京津冀地区。

图表 8 终端应用可接受氢价水平



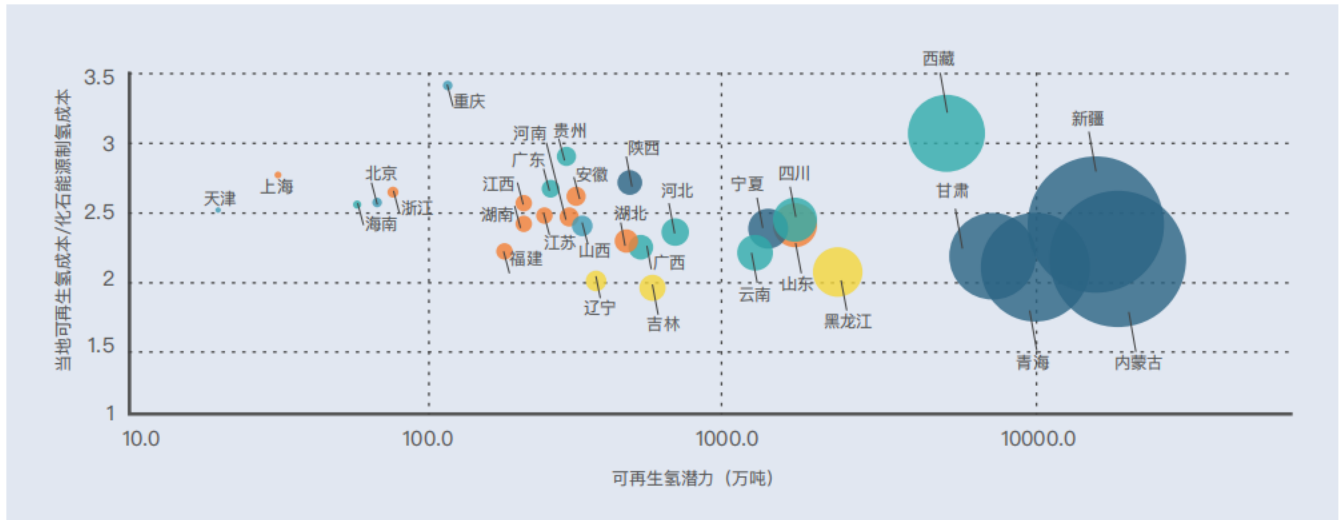
(2) 可再生资源条件差异推动区域发展分化

三北、西南等地区可再生资源丰富，可再生氢与传统制氢路径成本差异较小，多种应用场景具备经济性。东部和中部地区资源相对匮乏，同时电力需求旺盛导致绿电溢价，海上风电成本尚处于准平价阶段，使得可再生氢成本与传统制氢路径成本差距较大，影响区域需求释放。

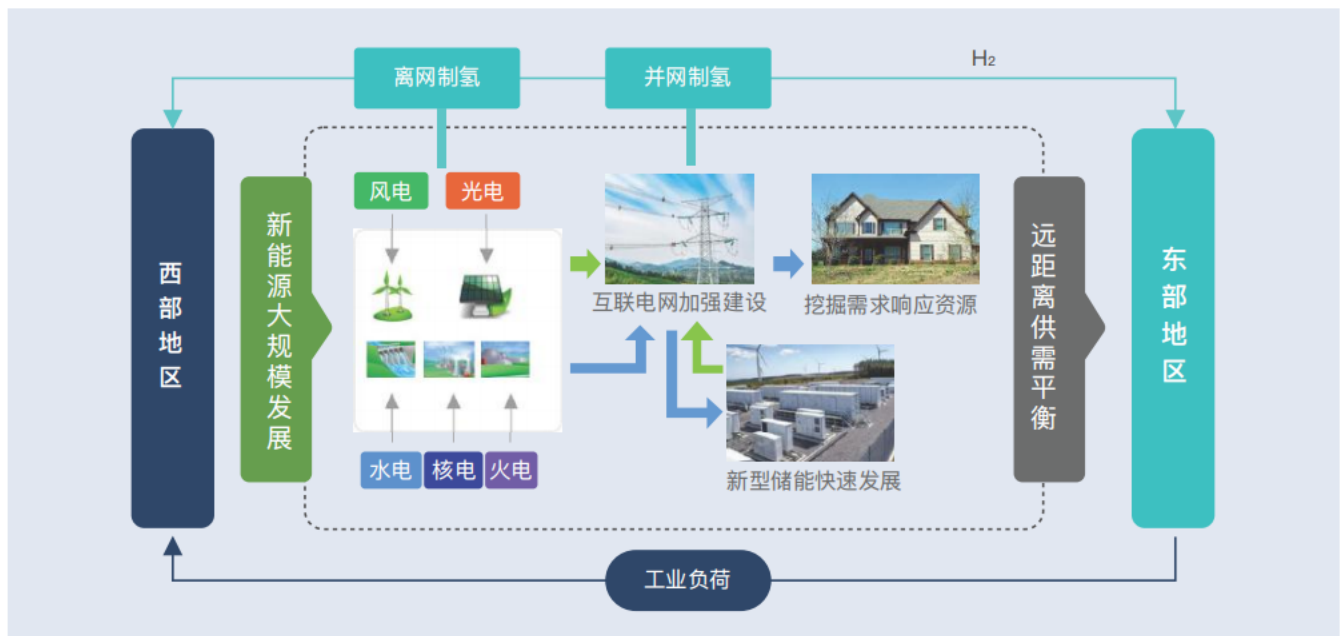
(3) 能源系统灵活性需求促进区域内部耦合

现代能源系统统筹发展、可再生能源基地深度开发，进一步强化了区域氢电耦合需求。从单个新能源基地看，电制氢（制电）可作为就近组织平抑功率波动的可选措施；从全网来看，电制氢（制电）也可作为大范围、长时间尺度、高比例的供电负荷平衡手段。随着技术成熟度和经济性提升，远期电制氢（制电）可代替部分煤电承担新能源电源配套调节电源，与更大范围更多电源的互补特性将发挥全网性供需平衡作用。

图表 9 不同地区可再生氢成本与规模



图表 10 电解水制氢联动能源基地与用能负荷协同发展



3.2 “大基地”规模化开发

从长远发展来看，氢能在生产端和应用端的技术突破和成本下降是实现大范围推广的关键，而2030年之前这一启动阶段更依赖于规模化的成本下降。考虑到中国氢能产能的分布和相关产业的布局模式，以“大基地”形式规模化开发应用可再生氢，不仅能够充分利用地方资源、增强可再生氢能发展的保障，也能够从全价值链的角度在各个环节为氢能的发展赋能。国家发改委、能源局发布《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，能源局印发《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》，支撑风光水火储“大基地”开发，也为氢能规模化发展提供方案。

(1) 现有产业格局为“大基地”开发奠定基础

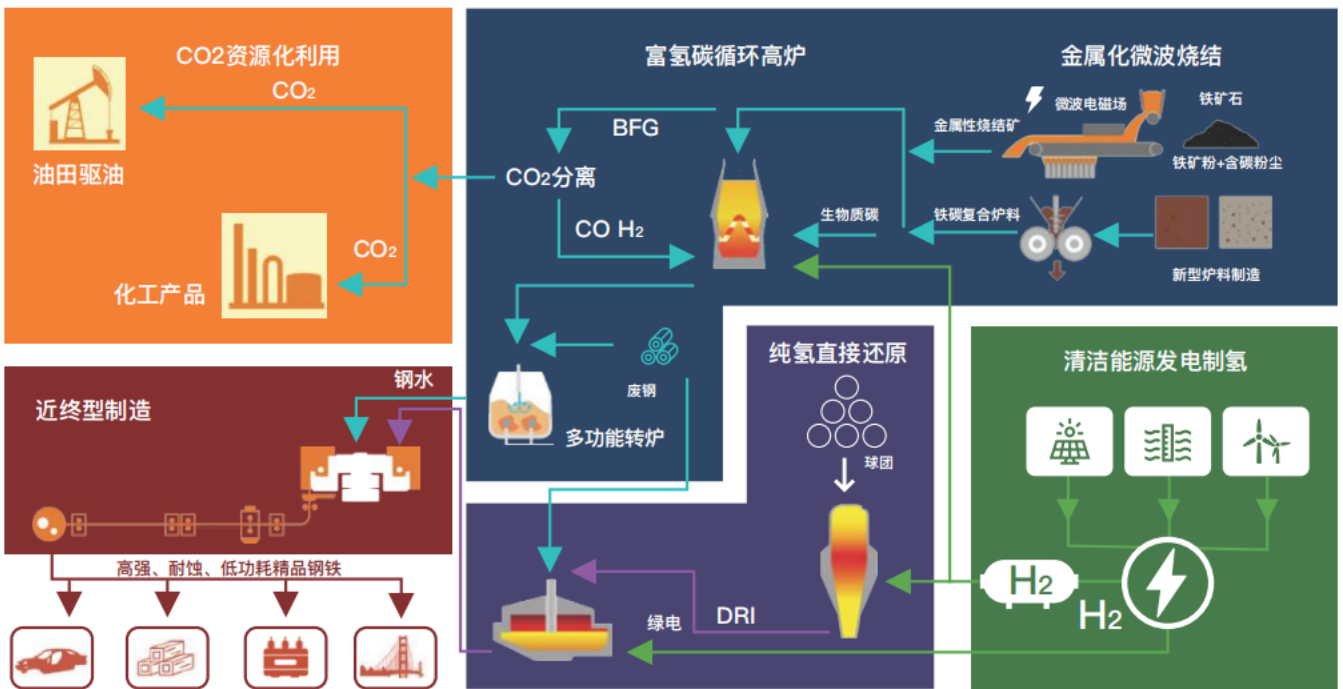
从现有产能分布看，当前西北、华北、东北和西南等可再生能源

优势地区产能合计占比接近65%，有潜力和空间实现规模化氢源替代。新能源体系不仅会带来能源系统变局，还将重构工业体系。相关地区凭借丰富的可再生能源资源，将会成为绿色化工、氢冶金等零碳新工业的策源地。通过零碳工业大基地等形式，将可再生能源、储能、氢能充分协同，将绿色能源的生产和使用有机结合，能够打造以绿色、稳定、可靠的能源系统为支撑的新型产业模式。

(2) “大基地”模式最大化氢能安全开发保障

“大基地”模式有利于整体提升项目开发企业、设计机构、EPC整体系统集成商、关键产品部件供应商等对项目风险的重视程度，也有助于本地监管部门对相关安全规范进行有效探索，形成相关经验，持续有序放大示范规模。

图表 11 氢基零碳工业园区发展模式



(3) “大基地”为产业发展提供多价值链支撑

从世界范围看，随着氢能产业成熟度的提高，氢能示范项目呈现综合性趋势，并覆盖了越来越多的价值链环节。一方面，在可再生氢的产地就地地进行消纳的“大基地”模式有利于充分获得额外的政策、融资等资源支撑，另一方面，也可建立更大范围的伙伴关系和合作网络，并依此保障氢能供给和利用渠道的畅通，为项目开发提供确定性。国际能源署（IEA）也提出氢能产业发展的多个价值链，一个价值链的发展将有利于其他价值链实现成本削减和创新。同时，在同一区域内的价值链有机会发挥彼此之间的协同作用，例如在工业集群和运输走廊上的卡车车队可以依托更大规模优势降低总体成本。

图表 12 通过“大基地”探索氢能安全开发



图表 13 全球“氢谷”探索综合化、生态化发展模式



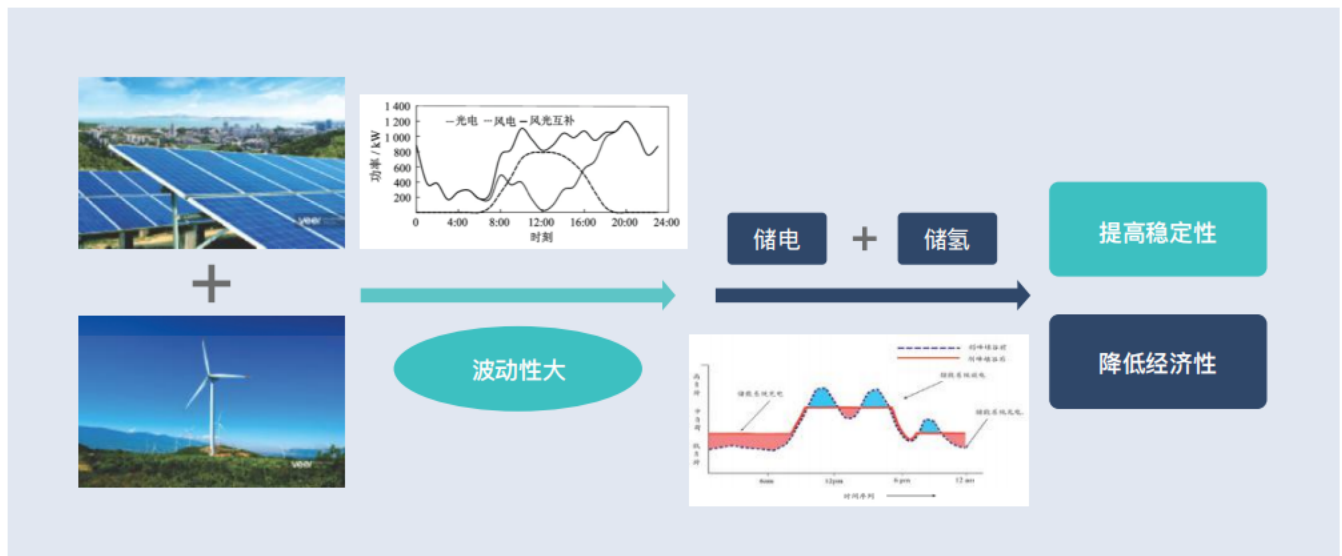
3.3 “先立后破”加速氢源结构低碳化

随着“双碳战略”的提出，氢能供应链清洁化发展成为大势所趋，但氢源结构优化仍需遵循市场规律，“先立后破”，初期以工业副产氢为过渡、后期逐渐由可再生能源制氢进行替代。氢能产业发展初期，部分工业副产氢资源富集地区，将以成本低、运输方便、稳定性等优势成为有效过渡支撑。随着技术的进步和清洁电力资源成本的下降，可再生能源制氢将在2030年之前逐步成为的最主要新增制氢路径。

(1) 可再生氢初期仍难以完全独立满足需求

可再生能源发电的间歇性和波动性是限制可再生氢能稳定持续供给的重要因素之一。原油炼化、化工、金属冶炼等应用场景为连续运转工业流程，需保证每年8000小时以上的氢能连续供应。而目前单个光伏电站运行小时数大多介于1000到2000之间，陆上风电场也仅有2000到3000多小时，且波动性较大，即便考虑风光互补，也需结合电网电力制氢才能提供更高的稳定性，保障电解水制氢连续供给，否则需要大规模储电或储氢，将导致经济性大幅降低。

图表 14 大规模储电或储氢导致经济性下降



(2) 工业副产氢可发挥重要过渡和支撑作用

在多元化的供应格局中，技术路线选择取决于不同发展阶段的适用性、经济性、能源效率和环境效益。工业副产氢的数量庞大、分布广泛，在氯碱工业、乙烷裂解、丙烷脱氢等生产过程中有复产高纯度氢气，具有利用潜力，可为氢能产业发展初期提供低成本高效益的分布式氢源，尤其在化工行业基础较好的东部地区。根据氯碱产能测算，可利用副产氢气约85万吨，虽然部分氯碱企业加以回收利用，但仅利用60%左右，每年仍剩余副产氢气近30万吨。

(3) 技术成本下降逐步推动可再生氢成主流

可再生能源经过多年的发展，风光发电成本已与火电平价并持续下降。同时，电解制氢技术仍有较大的进步空间，碱性电解水成本降幅潜力预计为20%左右，质子交换膜成本降幅有望达到40%，相关制氢设备成本在技术进步和规模效应的双重作用下将加速降低，提高在不同应用场景下的经济竞争力。随着发电成本下降和技术逐步迭代，可再生能源制氢将逐步拓宽其市场应用范围，成为未来制氢体系中的主流技术路线。

第四章 可再生氢100行业及 区域发展路径



可再生氢100行业及区域发展路径

考虑中国幅员辽阔，且不同行业产业以及可再生氢能资源禀赋存在区域差异，在研究2030年氢能发展总体模式的基础上，对各重点行业可再生氢消费需求以及各区域可再生氢装机需求进行具体研判，识别需求特点及重点发展区域，辅助政策和产业提前进行布局。考虑到产业适用性，本研究将重点针对化工、钢铁、交通三个部门及华北、华东、华中、华南、东北、西北和西南7大区域³进行分析。

到2030年，全国电解槽装机量达到102GW，全国可再生氢总需求达到770万吨/年。化工行业对可再生氢的需求量最大，其次是交通和钢铁行业。在可再生氢发展初期，由于行业用户端对于使用的成本和便利性敏感程度较高，且储运的成本瓶颈在短期内无法得到显著突破，因此，区域内可再生氢产销结合的经济性优势较为明显。西北、华北地区本地应用需求旺盛，成为装机规模最大的区域，其次为华东和华南。

4.1 各行业可再生氢需求规模分析

到2030年，可再生氢预计将在化工、钢铁、交通等部门得到规模化示范应用。⁴其中化工领域的氢能应用场景仍主要集中在合成氨、合成甲醇、炼厂炼化等高耗氢过程；钢铁领域主要集中在头部钢企对氢能炼钢项目的广泛布点；交通领域在重型货运、轻中型物流车、公交车、矿山机械、港口机械、清洁车等多场景均得到一定比例的应用，同时可再生氢在不同行业的应用将呈现显著的空间差异。

与其他原本就有用氢需求的部门相比，目前能源尤其是电力部门对氢能的应用尚未大规模开展，替代或补充现有能源在技术和经济性方面挑战巨大，在未来十年内仍将处于示范探索期，大规模

商业化应用难以实现。因此，能源电力部门用氢将不会对2030年可再生氢的需求量产生显著影响。

氢能作为储能的应用，缺少可靠的氢储运解决方案，且与其他更为成熟的储能（传统抽水蓄能和电化学储能等）方案可行性差距较大。氢能发电尤其是燃气轮机适合天然气发电设施转型，但中国本身气电比例极低，而且受限于设备成熟度，因此综合氢电成本极高，因此氢能发电在中国的应用潜力低；氢燃料电池发电则适用于规模极小的分布式应急电源需求，或偏远地区的供电，应用场景和规模都极为有限。

化工行业

本领域聚焦与氢能供需关联最紧密的三个上游化工细分领域：石油炼化、合成氨、甲醇。目前，中国的化工行业仍然属于以化石燃料为主要能源基础和原料的高耗能高碳排放行业。石油炼化作为石油化工行业的主要生产环节，对氢气的需求量大，大型炼化厂几乎均有场内制氢设备，采取天然气重整或煤气化做为主要氢气供给方式。合成氨、甲醇的生产在中国以煤化工为主要路径，工厂大多采用煤气化制氢的传统方式获取氢气。

随着环保、准入等政策的出台和实施，氢基绿色化工将成为产能转型的重要突破口。“十三五”以来，在能耗和碳排放“双控”等目标的促进下，山东、内蒙古和陕西等传统能源化工大省，均开始逐步收紧对新增高耗能化工项目的审批和管理。2022年2月，国家发展和改革委员会、工业和信息化部、生态环境部和国家能源局联合发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》⁵，针对炼油、煤化工、合成氨等化工行业出台了具

³ 区域划分参照全国七大自然地理分区，即华北、东北、华东、华中、华南、西南、西北七大行政地理分区，其中内蒙古全部划归为西北地区。

⁴ 注：氢能发电和氢储能是未来氢能的领域重要应用场景，但与其他原本就有用氢需求的部门相比，目前能源尤其是电力部门对氢能的应用尚未大规模开展，作为替代或补充现有能源的角色均面临技术和经济性的巨大挑战，在未来十年内仍将处于示范探索期，大规模商业化应用难以实现，因此能源电力部门用氢将不会对2030年可再生氢的需求量产生显著影响。

氢能作为储能的应用面临缺少可靠的氢储运解决方案的挑战，且与其他更为成熟的储能（传统抽水蓄能和电化学储能等）方案的应用可行性差距较大；氢能发电尤其是燃气轮机适合天然气发电设施转型，但中国本身气电比例极低，而且受限于设备成熟度，因此综合氢电成本极高，在中国的应用潜力低；氢燃料电池发电则适用于规模极小的分布式应急电源需求，或偏远地区的供电，应用场景和规模都较为有限。

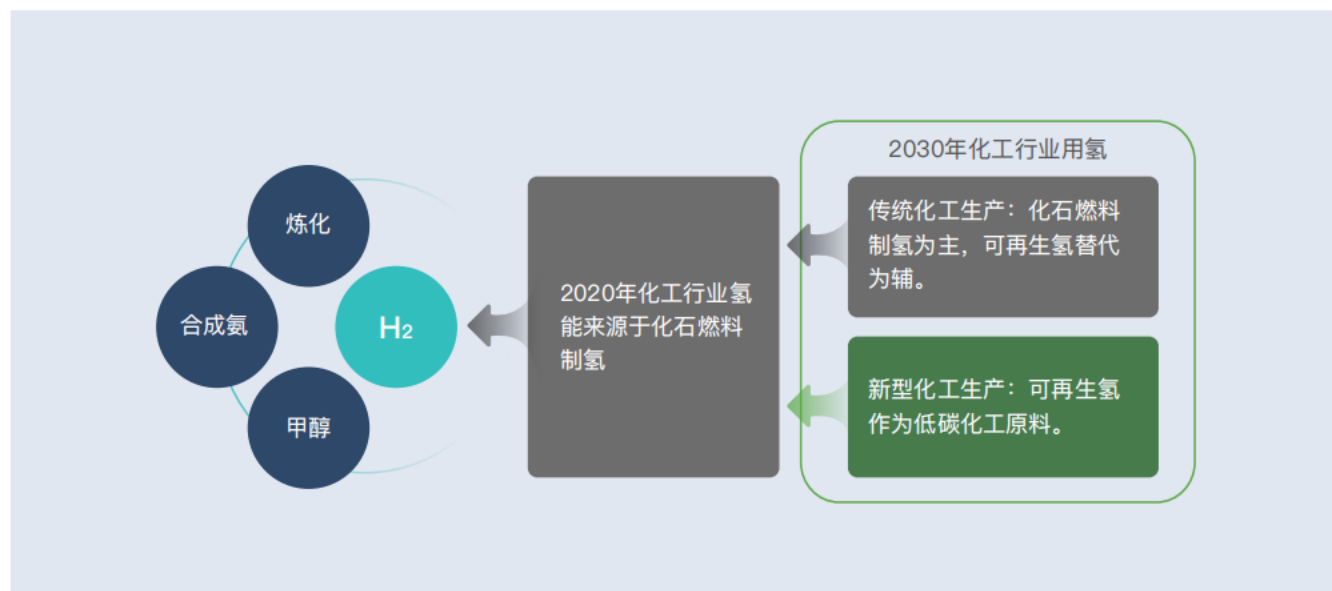
⁵ 国家发展和改革委员会(2022)，关于发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202202/t20220211_1315447.html?code=&state=123

体的实施指南，提出引导工艺和技术绿色化水平的升级改造、相关前沿技术加强攻关并加快淘汰不符合绿色低碳转型要求的落后设备和技术。相关政策为以可再生氢为基础的清洁化工产业发展奠定了基础。

未来，可再生氢能在化工行业的应用将主要包括既有传统工艺流程的可再生氢替代和新型化工生产的可再生氢利用两种模式。由

于现代化工项目工艺复杂、投资大且周期长，可再生氢作为原料在化工生产中大规模利用需要进行较多产线的升级改造，短期内成本较高且风险较大，因此未来十年可再生氢将主要在既有传统工艺流程中发挥对传统化石能源制氢的替代作用，并在条件相对成熟的少部分可再生氢新型化工项目中逐步开展试点应用。新型化工路径采取的工艺技术不同于现有传统生产路径，已有项目进行改造的难度大，因而仅适用于新建项目。

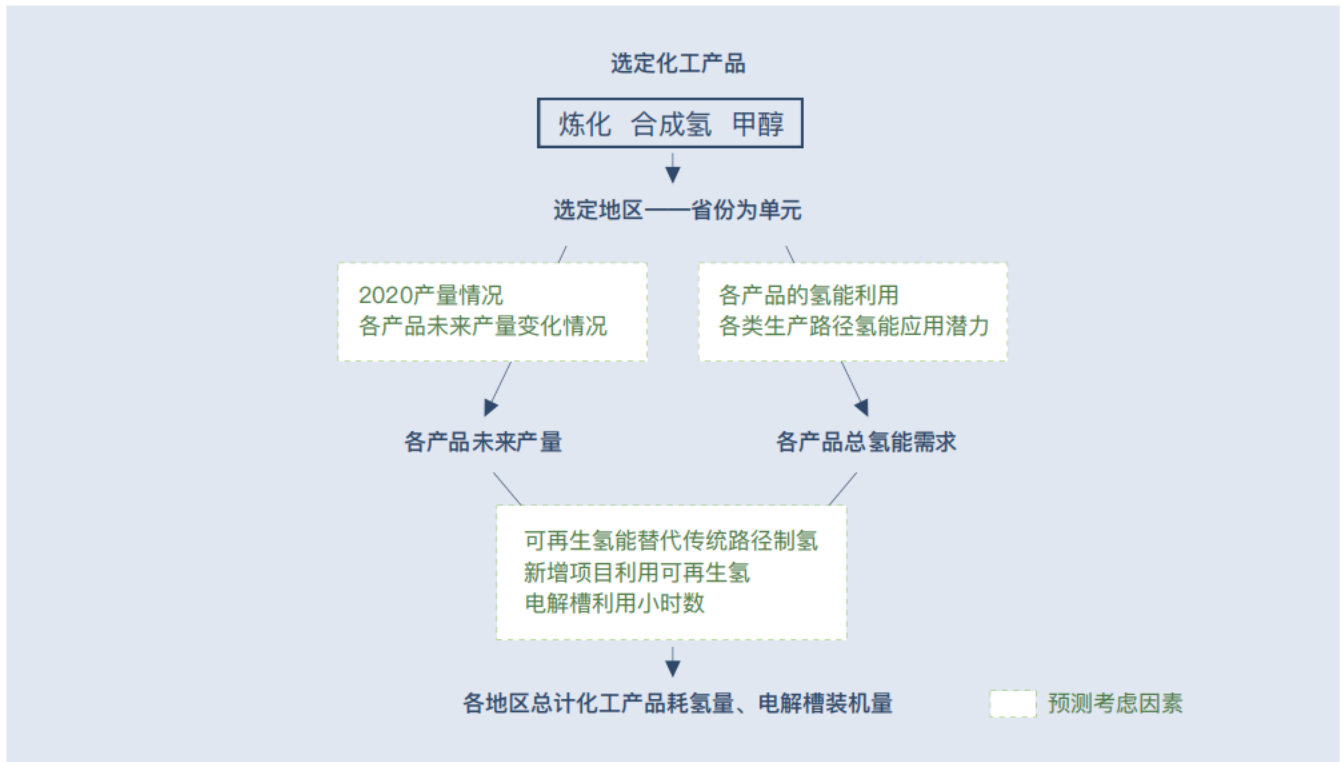
图表 15 化工行业氢能利用路径



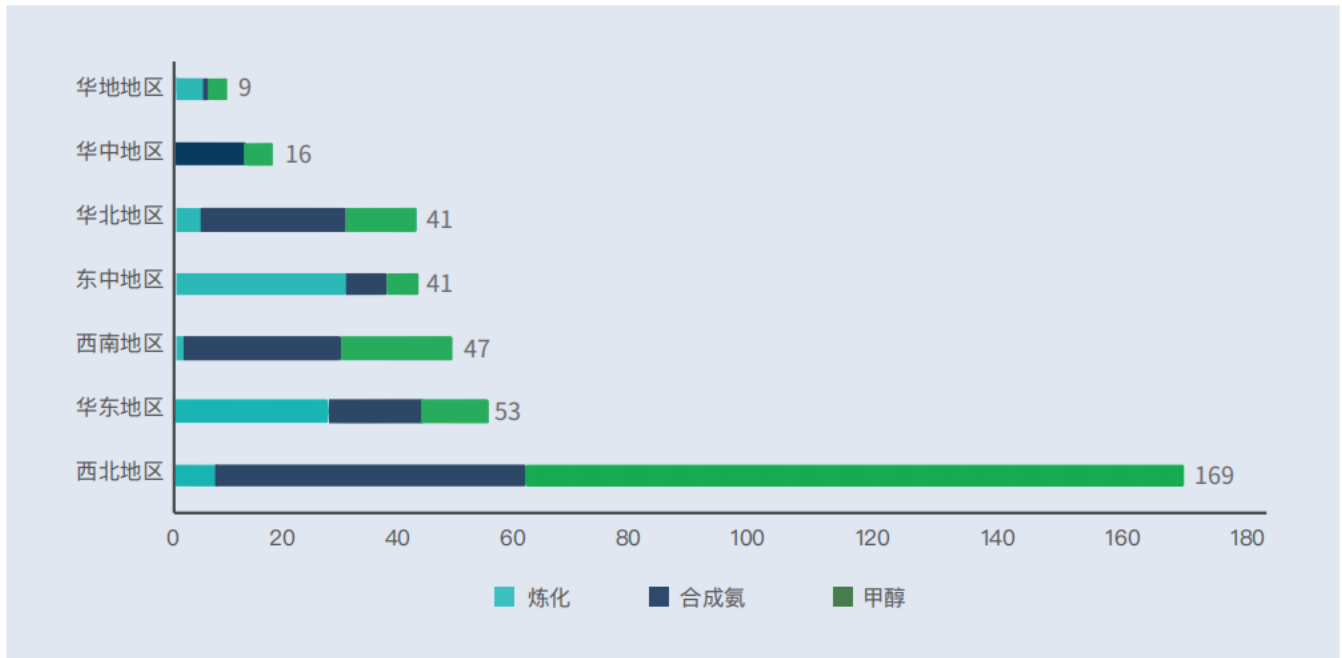
首先选定炼化（炼厂用氢）、合成氨、甲醇为研究对象，根据对各区域2030年用氢需求和可再生氢替代可行性的综合研判，分析化工行业可再生氢需求。炼化的产品包括汽油柴油等多种产品的组合，炼厂用氢量与炼厂产品结构和总产量相关，而合成氨和甲醇的单位用氢需求较明确。同时，考虑细分行业技术经济性和区域可再生氢可及性，可再生氢在细分行业 and 不同区域的替代和增量发展模式各有差异。通过综合研判产品产量和发展模式，分析2030年可再生氢在化工行业的用氢和装机需求。

根据测算，2030年，化工行业总可再生氢消费量将达到376万吨，是中国最大的可再生氢需求市场。其中，西北地区由于具备化工产业及可再生电力资源优势，将成为最大的化工可再生氢消费地，其次分别是华东、东北和西南地区。

图表 16 化工行业2030年用氢量分析框架

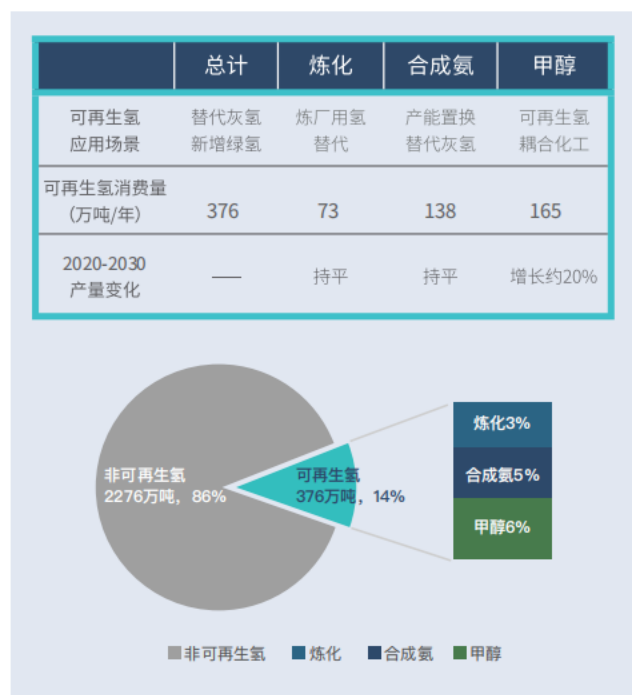


图表 17 各区域化工行业2030年可再生氢需求量



考虑到生产工艺流程、原料、技术和成本经济性等因素，可再生氢具备在炼化、合成氨和甲醇这三类产品生产过程中作为重要的低碳替代化工原料的潜力。根据落基山研究所的分析，到2030年，化工行业中可再生氢应用最多的是甲醇，其次是合成氨和炼化。

图表 18 2030年化工行业可再生氢需求占比



甲醇领域，到2030年，产业整体保持增长并逐渐饱和，可再生氢需求量预计达到165万吨/年，全国甲醇产业平均可再生氢应用率有望达到20%。目前国内甲醇产业整体供过于求且各区域

差异大⁶，原料结构对煤炭的依赖度高，易受国外低成本甲醇的冲击。未来预计甲醇下游消费增长将以MTO/MTP（甲醇制烯烃）、甲醇燃料等新兴下游带动，政策引导下优胜劣汰产能整合升级以提高竞争力。考虑煤制甲醇新项目难以获批，可再生氢制绿色甲醇将成为未来增加甲醇产能的突破口，相关项目逐渐在西北、西南等地区开展（例如“液态阳光”等新型工艺示范项目）。2030年，西北将成为甲醇行业最大的生产基地。

合成氨领域，到2030年，相关产能集中度增强、装置替换升级，并进一步向可再生资源富集地区转移，可再生氢需求预计达到138万吨/年。目前国内合成氨产能分布受煤炭资源和工业基础等因素影响，主要集中在山东、河南、山西、湖北、江苏等省份。尿素等下游市场需求整体增长缓慢，导致北方市场供需情况相对饱和，但安徽、湖北、河南、福建等地近年来新增产能规划相对较多。未来，预计西南、西北等地区合成氨企业将率先响应政策引导，进行技术改造和兼并重组，通过可再生氢替代等方式降低行业能耗水平，加快产业优化调整。同时，合成氨有潜力作为更安全 and 便于运输的储氢媒介，从而扩大应用范围⁷。东北等具备合成氨出口条件的地区，将推动合成氨规模扩大并成为可再生资源规模化消纳的重要手段。

炼化领域，到2030年，炼厂总产量预计与目前持平，可再生氢需求预计达到73万吨/年。受到上游原料供应来源、工业基础以及下游消费市场等因素影响，目前炼厂的区域布局以东部沿海地区为主。至2030年，随着“双碳”和相关行业政策的推进⁸，交通领域加速新能源替代，石化产品市场总需求增长不显著，未来大型炼化一体化装置的投产将增长部分产能，同时部分规模较小的独立炼厂将面临淘汰或兼并重组，炼厂总产量预计与目前水平持平。尽管目前炼油厂采用可再生氢的成本高于化石燃料制氢的成本⁹，但随着中国整体石化行业升级转型和愈发明晰的政策信号，考虑产能替换减碳、重大项目落地和可再生氢成本下降增快等因素，未来西南、西北、东北等地区炼厂可再生氢渗透率稳步提升。

⁶ 目前西北甲醇产能占全国一半以上，主要用于制取下游烯烃等产品，而东部地区甲醇市场供不应求，需从西北购入。

⁷ IRENA(2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf

⁸ 国务院、国家发展改革委等部门《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》、发改委印发《石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案（2021-2025年）》，引导低效产能有序退出。方案明确提出，推动200万吨/年及以下的炼油装置淘汰工作，新建炼油项目实施产能减量置换。

⁹ IEA(2021), Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

钢铁行业

钢铁行业是碳排放密集程度最高、脱碳压力最大的行业之一，碳排放约占全球排放总量的7.2%。¹⁰钢铁行业迅速脱碳在中国尤为重要，2021年中国粗钢年产量为10.3亿吨¹¹，占到全球粗钢总产量的约53%。由于中国钢铁生产中用于提供高温的燃料燃烧

造成的排放和以焦炭为主要还原剂的反应过程排放，难以通过电气化的方式实现完全脱碳，且能效提升和废钢利用等方式的减排潜力有限，对因此利用可再生氢替代焦炭进行直接还原铁生产并配加电炉炼钢的模式将成为钢铁行业完全脱碳最关键、最具前景的解决方案之一。¹²

图表 19 氢冶金技术分类及优缺点

用氢场景	示意图	技术说明	减排潜力*	技术成熟度	试点项目	优点	局限性
高炉富氢冶炼		在高炉顶部喷吹含氢量较高的还原性气体	20%	5-9	八一钢铁富氢碳循环高炉; THYSSENKRUPP “以氢代煤”高炉炼铁项目	改造成本低, 具备经济性, 具有增产效果	理论减排潜力有限, 技术上难以实现全氢冶炼
氢能直接还原炼铁		在气基竖炉直接还原炼铁中提升氢气的比例	95%	6-8	河钢富氢气体直接还原铁项目; ARCELORMITTAL 德国直接还原铁项目	理论减排潜力较高, 可供参考的国际经验相对较多	改造难度较高, 基础技术较薄弱
氢能熔融还原冶炼		在熔融还原炼铁工艺中注入一定比例的含氢气体	95%	5	内蒙古建龙塞斯普氢基熔融还原冶炼	理论减排潜力高	国际先进经验较少, 改造难度较高, 基础技术较薄弱

* 减排潜力在零碳电力的支持下将达到最大值，其中直接还原铁与电炉结合，熔融还原与转炉结合。

¹⁰ Our World in Data (2020), CO₂ and Greenhouse Gas Emissions, <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>

¹¹ 国家统计局 (2022), 2021年国民经济运行情况, <http://www.gov.cn/xinwen/zhibo1/20220117fbh1/index.htm>

¹² RMI (2021), Pursuing Zero-Carbon Steel in China, <https://rmi.org/insight/pursuing-zero-carbon-steel-in-china/>

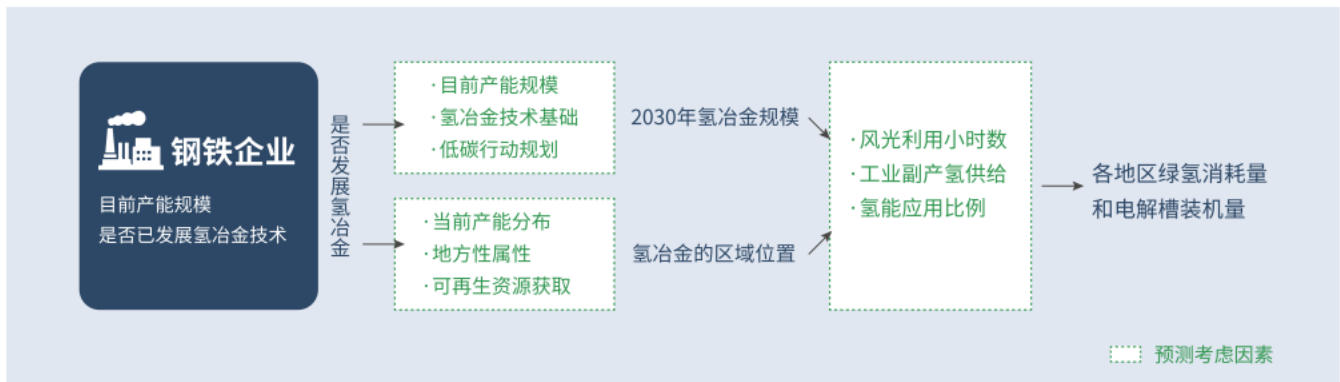
图 表 20 近期已宣布的氢能炼钢试点项目信息

钢铁企业	地点	技术	产能(万吨)	氢源
宝武-八一钢铁	新疆乌鲁木齐	富氢高炉技术	研发阶段	-
宝武-湛江钢铁	广东湛江	富氢气基竖炉技术	2×100	工业副产氢、清洁氢
河钢集团	河北张家口、唐山、邯郸	富氢气基竖炉技术	3×120	工业副产氢、可再生氢
酒钢集团	甘肃嘉峪关	氢气直接还原铁	研发阶段	-
建龙集团	内蒙古乌海	氢气熔融还原冶炼	30	工业副产氢
日照钢铁	山东日照	氢气直接还原铁	50	工业副产氢
晋南钢铁	山西临汾	高炉喷氢	300	工业副产氢

钢铁行业对可再生氢的利用集中在新增产能生产工艺流程，行业领先企业占据先发地位。根据不同炼铁工艺，氢冶金的主要应用场景可分为三类，如图表19所示。通过统筹考虑钢铁企业2030年前新增产能、氢冶金技术发展意愿，以及各企业产能分布、技术基础、行动规划、地方性属性等因素¹³，氢冶金的产能主要来自于中国钢铁行业领先企业，并在将形成数个规模化的

氢冶金基地。近年来国内各个大型钢铁企业氢冶金技术工艺试点项目如图表20所示。基于上述考虑，对氢冶金项目产能的规模和区域位置进行估算，并结合不同地区电解槽的利用小时和工业副产氢供给等因素¹⁴确定各地区的可再生氢消耗量和电解槽装机需求。

图 表 21 钢铁行业2030年用氢量分析框架



¹³ 工业和信息化部, 发展改革委, 生态环境部工信部(2022), 《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》

2022年3月由三部委联合发布的钢铁行业发展指导意见中明确提出了支持地方和企业制定氢冶金行动方案。在宝武、河钢等大型钢铁企业宣布的碳中和路线图中均将氢能炼钢视为低碳冶金的重要技术途径。

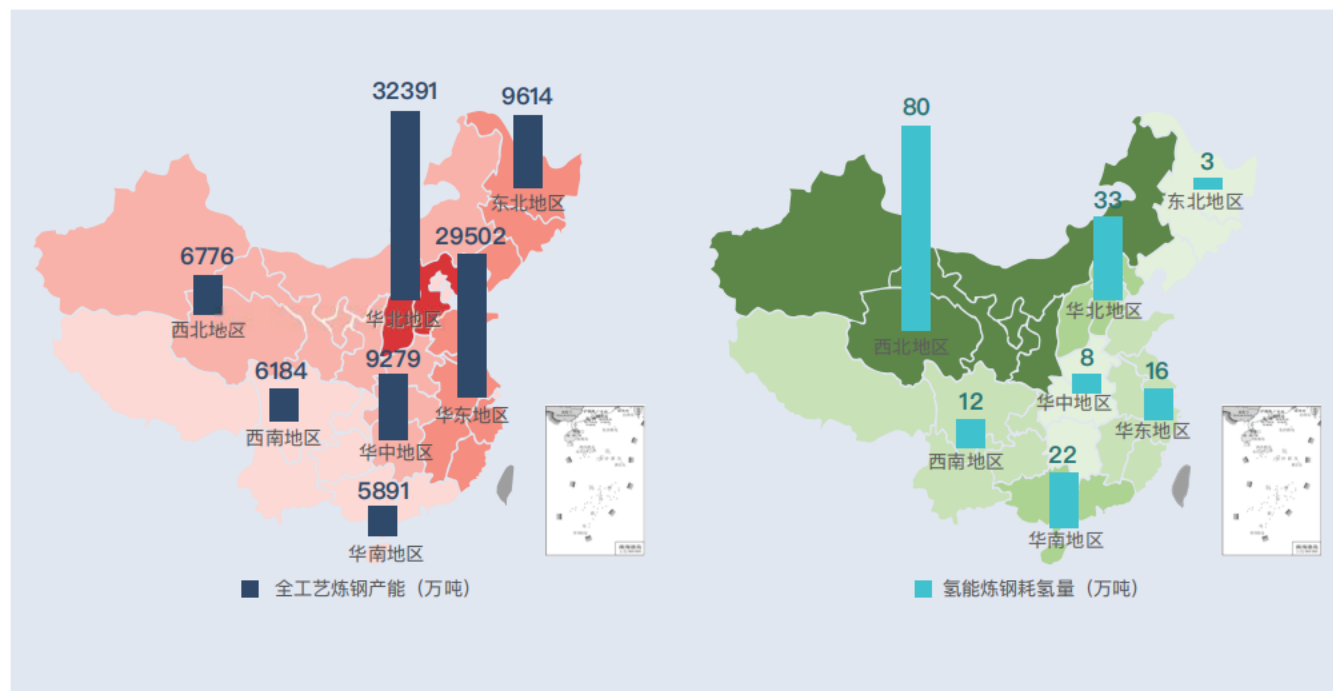
¹⁴ 由于钢铁行业生产中炼焦环节会产生大量的焦炉煤气, 各个钢铁企业倾向于通过首先采用炼焦厂的焦炉煤气副产氢作为氢能炼钢项目的稳定氢气来源。目前已宣布的氢冶金项目所使用的氢气来源主要是工业副产氢, 但长期来看, 随着炼焦产能淘汰, 稳定和较为廉价的可再生氢供应的增加, 未来炼钢用氢将逐渐以光伏或风电制备的可再生氢为主要来源。

根据测算，2030年中国氢冶金产能的规模约为4347万吨，约占到全国总产能的4.5%左右，全行业的氢气消耗量约为174万吨，其中可再生氢94万吨，约占54%，其他为工业副产氢。在空间分布上，氢能炼铁产能和现有炼铁产能存在差异。目前中国钢铁企业区位布局主要与铁矿石和焦炭资源的分布、运输条件、市场需求、劳动力和产业基础等要素密切相关，产能主要集中在华北和华东地区，例如河北、江苏、辽宁、山东和山西等地。未来，各个钢铁

企业在氢能炼铁项目选址时会倾向于选择可再生氢资源丰富的地区，降低氢能储运成本，以降低总体成本。西北地区将成为氢能炼铁发展最为重要的基地，2030年氢冶金产能占到整个西北地区产能的46%，华南地区也具有发展氢冶金的相对优势。而华东地区和华北地区的钢铁产业特别是可再生氢冶金产业将一定程度向西北地区进行转移，具体如下图所示。

图表 22 2020年全工艺炼钢产能分布

图表 23 2030年中国氢能炼钢耗氢量分布



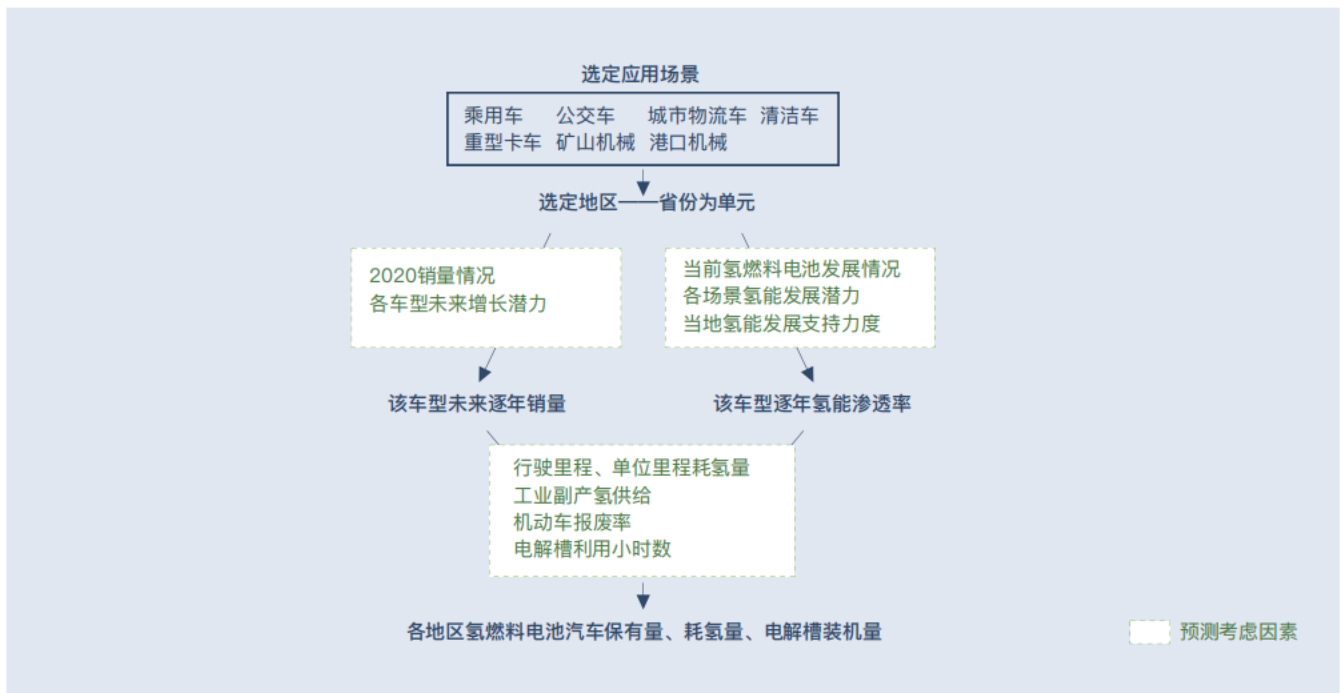
交通行业

受技术突破和规模化推动带来的降本影响，氢燃料电池汽车在部分场景可实现加速渗透，交通用氢规模逐渐提升。新能源替代（包含纯电动和氢燃料电池）是中国道路交通行业未来实现碳中和的最重要措施之一。由于动力电池技术已经实现了一定的商业化应用，且随着技术迭代、能量密度提升和成本降低，它在乘用车和部分商用车领域具备了较强的适用性和竞争力¹⁵，已取得一定商业化规模发展。与之相比，氢燃料电池汽车推广面临更大的竞争压力。氢燃料电池更多聚焦于重型卡车、冷链物流、城际巴士、公交车和港口矿山作业车辆等对续航里程稳定性要求较高的使用场景中进行推广¹⁶。在中国北方部分地区，氢燃料电池也具备在出租车和公务用车领域的推广潜力，以解决寒冷条件下电动车无法完成较长行驶里程的问题。目前，国家和地方对于氢燃料电池的政策和产业支持正不断深入，全国已确定

了“3+2”氢燃料电池汽车示范城市群，包括上海、广东、北京城市群，及河南和河北城市群在内，共有24个省份制定了氢能或氢燃料电池发展规划。还未出台的省份也在考虑或正在制定。

考虑到交通行业分散程度较高且运输范围较广，氢燃料电池汽车在不同地区的可再生氢应用需求可通过各省车辆保有量进行计算。通过选定包括乘用车（包括出租车和公务用车）、公交车、城市物流车、清洁车、重型卡车、矿山机械和港口机械在内的七种交通领域应用场景，以省份为单元，以市场空间、场景技术经济性分析为基础，分析2020-2030年不同地区各车型销量及氢燃料电池汽车的渗透情况。在此之后，再综合考虑行驶里程、单位耗氢量、工业副产氢供给、机动车报废率和电解槽利用小时数等因素，分析各区域2030年交通领域用氢需求以及电解槽装机需求。

图表 24 2030年交通行业用氢量分析框架



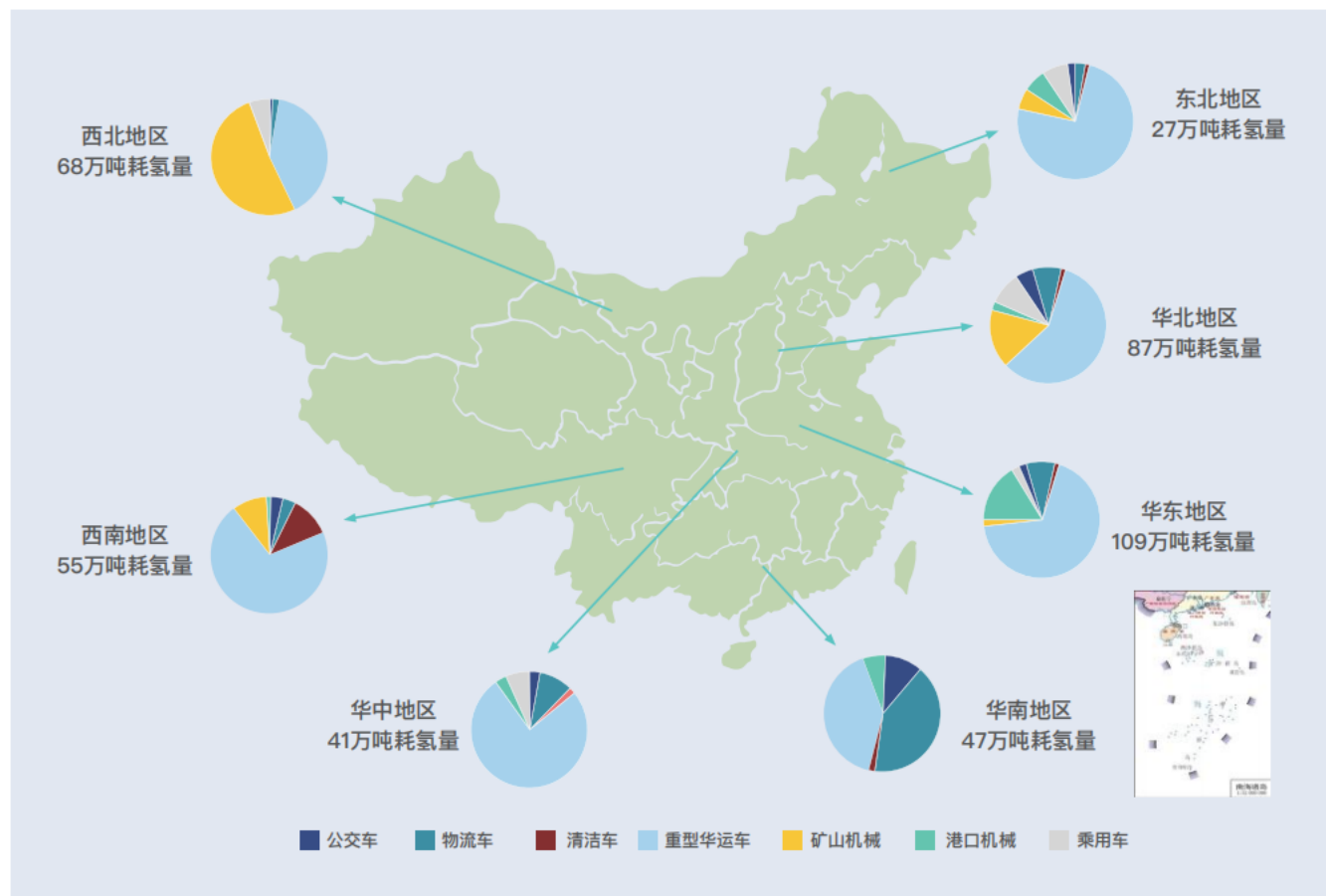
¹⁵ Shiyue Mao, Hussein Basma, Pierre-Louis Ragon, Yuanrong Zhou, Felipe Rodríguez (2021), TOTAL COST OF OWNERSHIP FOR HEAVY TRUCKS IN CHINA: BATTERY ELECTRIC, FUEL CELL, AND DIESEL TRUCKS. <https://theicct.org/publication/total-cost-of-ownership-for-heavy-trucks-in-china-battery-electric-fuel-cell-and-diesel-trucks/>

¹⁶ 德勤中国 (2020), 氢能源及燃料电池交通解决方案白皮书系列 <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-zh-200101.pdf>

根据测算，2030年中国氢燃料电池汽车保有量将达到62万辆，总耗氢量为每年434万吨，其中可再生氢为301万吨，其余为工业副产氢。在各应用场景中，氢燃料电池重卡的发展速度最快，预计在2030年将达到28万辆。从区域来看，氢燃料电池汽车发

展较为均衡，初期华东、华北和华南等地区发展较快，与区域经济发展水平、运输需求以及地方对氢燃料汽车和氢能产业的支持力度呈现出较强的相关性；后期西北、东北等地区加速发展，与氢燃料电池对高寒、重载等场景的适用性相一致。

图表 25 2030年交通行业耗氢分布图



4.2 分区域可再生氢装机总体路径展望

考虑到传统产业转型速度、自然资源禀赋、可再生氢能利用程度等因素，2030年中国可再生氢生产装机在各区域之间的分布模式将呈现以下特点：

传统产业转型升级的需求和可再生资源自然禀赋相匹配的区域，将成为可再生氢的重要发展基地，装机规模相对较大，可获得较低成本的可再生氢，如西北、西南、东北地区。重点围绕“载荷锚定”的规模化应用场景，利用丰富且具备成本竞争力的风光资源开展本地化可再生氢制备，以副产氢做为补充，用于满足不同应用场景需求；

传统工业基础好且人口稠密、可再生资源有限的区域，大规模制备可再生氢的成本较高，将以“工业副产氢+分布式制氢+短距离

运输”模式支撑氢能发展，如东部沿海部分地区。初期考虑经济性，以区域内优质副产氢资源进行过渡，并以制氢加氢一体站等小规模、分布式站点制可再生氢为重要补充。

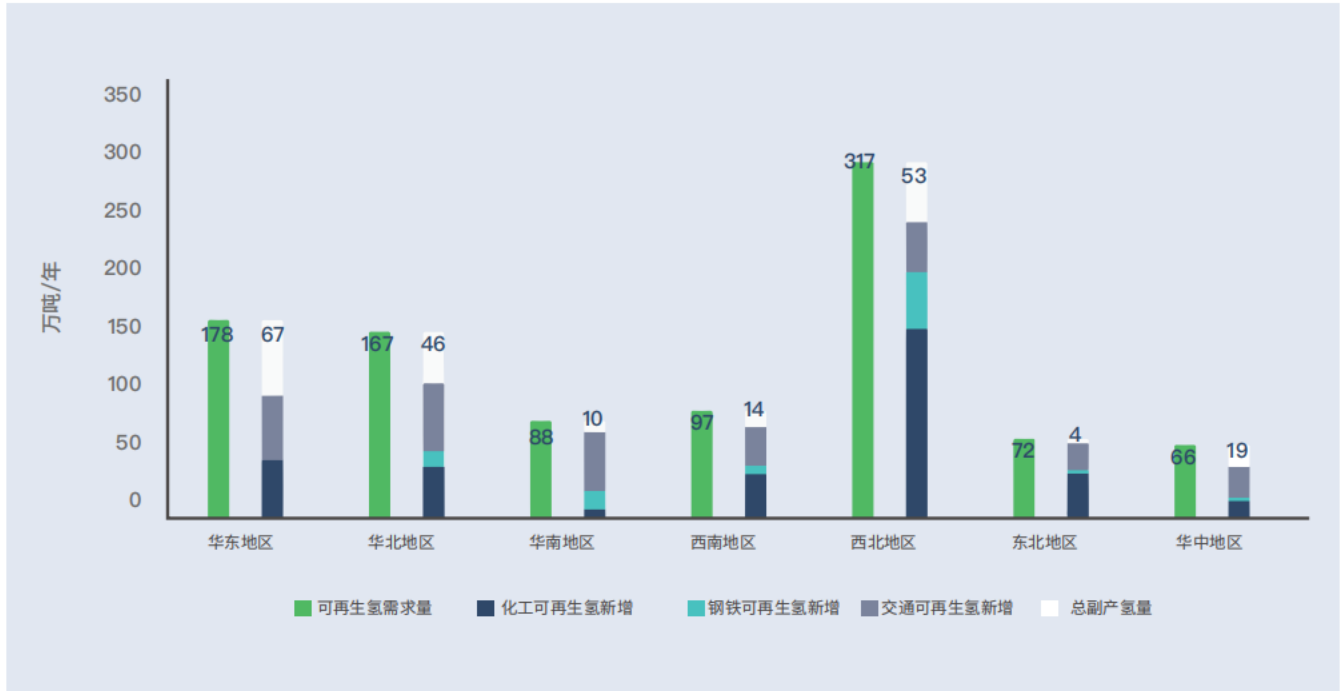
可再生资源局部优势但分布不均的区域，以“集中式制氢+中距离运输”模式，实现可再生氢的加速渗透，如华北北部。一方面推动氢能与现有能源资源进行耦合，提高资源利用效率，实现最小化制氢成本，另一方面通过中距离运输，满足交通等场景下经济性要求。

具体区域产业布局特点及相应可再生氢装机情况如下图所示。

图表 26 2020年传统产业格局及2030年可再生氢装机格局



图表 27 2030年全国可再生氢各行业消费量



西北: 资源优势推动全面发展

西北地区资源条件和消费需求优势明显，其丰富的化石燃料资源、金属矿产资源和土地资源，以及良好的风光资源禀赋优势和相对平缓的电力需求，是其成为可再生电力制氢大基地的有利条件，既能满足重工业低成本零碳转型的需求，又能在一定程度上优化可再生电力的生产和应用结构。西北地区有望在重工业产业转型和可再生电力充分发展的双重驱动下，成为全国最大的可再生氢生产和应用基地。为此，我们预测2030年西北地区需建成24GW电解槽，实现可再生氢产量264万吨/年。

要实现这一发展目标，西北地区需在现有产业结构的基础上，统筹利用工业副产氢，加速布局可再生氢，向现代综合低碳工业区转型。国家和地方均需加大对该地区重工业低碳转型和可再生氢应用的激励，并通过优惠电价及项目开发建设资金支持等方式，促进这一地区的可再生电力制氢的综合发展。

东北、西南: 化工转型与可再生能源相互映衬

东北和西南地区作为目前中国重要的炼化/合成氨等化工产业发展基地，面临下游竞争加剧、原材料价格上涨、低碳转型加速等挑战，有必要进一步替换清洁生产原料并对原有副产氢进行逐步替代，以实现能源转型。考虑到东北地区大量的风光资源以及西南地区丰富的水电资源，相关区域通过可再生电力制氢替代传统产能将具备较好的经济效益。结合各领域终端需求，预计2030年东北和西南地区分别需建成9.7GW和7.5GW的电解槽装机，并分别达到121和82万吨/年的可再生氢产量。

要实现这一目标，需要在国家和地方对可再生氢生产制造综合扶持的基础上，对可再生清洁氢的生产和应用进行激励，进一步拉近可再生氢与天然气制氢以及化工行业副产氢的成本经济性差距，充分实现可再生氢对副产氢等的逐步替代。

华北、华南：钢铁交通双管齐下

对于华北和华南地区的氢能产业发展，预计将以燃料电池示范城市群为主要抓手，同时头部钢铁企业将率先布局典型试点示范项目。2030年前，华北和华南地区依托本地局部地区优势电力资源建成绿色制氢基地，服务以河钢和宝武等大型钢铁企业为依托的氢能炼钢和冶金基地，同时辐射以北京-张家口和广州-佛山为核心的氢燃料电池汽车产业和示范项目集群。华北和华南地区在2030年分别需要建设20.2GW和13.9GW的电解槽，并分别达到121和78万吨/年的可再生氢产量。

要实现这一目标，需要以局部资源优势地区为核心，建设覆盖重点区域的氢能供应链网络，加强对本区域氢能全产业链发展的支撑，快速形成可再生氢规模化利用的供需格局。

华东、华中：交通为主进行突破

华东和华中地区的氢能产业发展主要集中在长三角城市群以及山东、河南和武汉地区。华东地区依托上海示范城市群，在港口运输、物流、公交等场景部署氢燃料电池交通工具，形成可再生氢大规模应用基地。山东可发挥自身产业基础优势，通过已开展的省级氢能示范项目积累转型经验，在交通、化工等领域进行综合示范。近期需大规模利用工业副产氢，并开展可再生氢替代示范项目，远期配合海上风电资源开发进行可再生氢制备。华中地区各省人口稠密，也是全国的交通枢纽地，交通需求将持续增长。郑州进入第二批示范城市群，武汉等具有成熟的汽车产业基础，正规划布局发展千亿氢能产业，打造世界氢能汽车之都。根据分析，华东和华中地区在2030年分别需要建设18.4GW和8.4GW的电解槽，并分别达到110和47万吨/年的可再生氢产量。

图表 28 2030年中国可再生氢在各区域发展格局

	可再生氢需求领域	可再生氢供给	区域内储运潜力	主要挑战	2030年绿氢装机 (GW)	2030年绿氢产量 (万吨)
华东	交通、化工	海上风电制氢、小规模风光制氢	罐车、区域管网	工业副产氢较丰富，与新增可再生氢形成竞争	18.4	110
华北	交通、钢铁	风电制氢	罐车、区域管网		20.2	121
华南	交通	水电及海上风电制氢	罐车	绿电成本高	13.9	78
西南	化工	水电制氢	罐车、区域管网	新增项目分散	7.5	82
西北	钢铁、化工	风光制氢大基地	区域管网、示范液氢	产能投资需求巨大	24	264
东北	化工	风光制氢大基地	区域管网	供需距离远	9.7	68
华中	交通	水电制氢	罐车	绿电资源有限	8.4	47

同时应注意的是，截至2021年底，中国用于制氢的电解槽装机量不到1GW，以试点示范项目居多，可再生氢综合成本较高，尚没有大规模的商业化项目落地。此外，目前全国电解槽制造总产能低于5GW。实现2030年可再生氢装机100GW的重要一环是推动行业中各参与方对未来市场需求和趋势形成稳定预期，对各行业实现碳达峰目标的路径进行分析和选择，抓住近两年的决策关键点支持电解槽制造产能扩张，在2025年实现电解槽制造产

能规模和装机规模的稳步提升。与此同时，行业龙头企业通过技术进步和规模效益提升来进一步降低可再生氢制造成本，抓住具有潜力的可再生氢消费市场早期机会。随着可再生氢全产业链经济性提升，消费侧利用可再生氢进行低碳转型的投资收益将高于其他路径，可再生氢装机量增速也将随着市场应用需求的旺盛而迅速加快。

第五章 下一阶段发展建议



下一阶段发展建议

基于以上分析，可以看出，全国和各区域具备了2030年实现100GW可再生装机目标的潜力，但同时也需要采取更有效的措施解决所面临的挑战。在《氢能中长期发展规划2021-2035》的指导下，为了更有效地促进氢能和可再生氢产业的规模化发展，在降低成本的同时完善产业体系，充分发挥氢能和可再生氢的发展潜力，引领氢能产业的长期发展和双碳目标的实现，我们提出以下建议：

5.1 跟进完善全国可再生氢装机目标及区域、行业生产和消费目标

以现有《规划》为基础，进一步研究并制定2030和2060可再生氢装机目标及分区域、分行业产量和消费量目标。建议在现有氢能中长期发展规划所设定目标和总体发展方针的基础上，以2060年碳中和目标为导向开展氢能和可再生氢长期发展路线图相关研究，明确氢能在中国整体能源体系中发挥的作用以及可再生氢转型的关键时间节点、产量及装机量需求。同时以该路线图为基准，依据规模化发展增长速率和成本经济性变化趋势，归纳提出2030年中国可再生氢装机和产量目标，并根据各区域的资源禀赋、氢能主要应用行业的技术发展水平等制定分区域、分行业2030年可再生氢生产和消费量目标。鼓励各区域和行业企业自主提出可再生氢消纳目标。

5.2 开展“大基地”规模化示范，促进产业链成本快速下降

加强各层级联动合作，开展“大基地”示范项目，共同发展可再生“氢经济”。在加大中央层面对“大基地”示范项目的政策扶植力度的同时，充分调动地方政府的能动性，集中区域优势，加强对“大基地”示范项目的政策和金融扶持。发挥央企资金实力、基础设施建设能力、产业链协同能力等优势，作为氢能产业规模化发展的主要推动力量，采用走出去技术引进和自主研发相结合，寻求突破技术壁垒，充分利用内部市场和优势资源，开展规模化应用示范。不同央企间加大合作建设，促进不同央企“制储运加用”各环节优势资源的合理利用，加快氢能相关产品开发和投入市场的进程。通过联手利用各自的优势，创造和开拓新市场。民企发挥灵活、创新优势，充分利用央企资源和市场，与央企形成发展合力共同突破核心技术，促进产业发展。通过中央与地方、央企与央企、央企与民企的有机联动，推动氢能产业尽快实现技术提升、规模扩大、市场拓展、成本下降。

建议政府主管部门依托相关示范，做好技术装备研发应用，突破关键技术瓶颈。发挥新型举国体制优势，持续实施氢能领域首台（套）政策体系，促进氢能领域首台（套）重大技术装备示范应用；依托第三方行业机构，筹划实施氢能领跑者计划，一方面增强标准化治理效能，加快构建推动氢能核心技术迭代创新的标准体系，助力我国氢能装备技术从“跟跑”到“并跑”再到“领跑”；建立氢系统装备工程检验检测、性能认证等第三方优质公共服务平台和培训基地，完善并提升氢能装备技术的检测、认证、应用等领域基础服务能力，加快氢能商业化进程。

深入分析已投入运营的“大基地”项目运行情况，总结并提炼其最佳实践形成可参考的模式。定位各区域有代表性的可再生氢“大基地”示范项目，开展项目运行情况实地调研和分析研究，梳理项目成功的核心要素、主要挑战以及下一阶段的主要发展方向，总结提炼形成最佳实践案例和可参考可学习的可再生氢项目发展模式。

5.3 完善地方氢能产业支持政策体系，加速可再生氢项目建设

以国家氢能发展中长期规划为指导，因地制宜制定地方氢能和可再生氢产业支持政策。建议区域地方政府部门制定系统的氢能和可再生氢发展顶层规划，确定氢能和可再生氢在区域内的发展方向与路线，专门制定并出台产业发展目标及氢能和可再生氢专项规划。明确氢能设施参与电碳市场相关机制。建议具备条件的地区加快出台可再生能源制氢优惠电价政策支持，进一步完善分时电价机制，鼓励弃风、弃光、弃水及谷段电力制氢。研究建立氢能设施参与现货、辅助服务和中长期交易等各类电力市场的准入条件、交易机制，加快推动氢能进入并允许同时参与各类电力市场。鼓励清洁低碳氢能项目减碳方法学开发，探索与全国碳交易市场协同联动。

加大可再生氢项目开发政策支持力度，健全低碳清洁氢项目激励机制。建议具备条件的地方政府持续实施支持氢能发展的贷款贴息、减免企业税费、普惠金融服务、优先用地供应等财政/金融/税收/土地政策，对于氢能产业关键零部件或项目给与投资补助。鼓励金融机构利用央行碳减排支持工具等政策，开展涉氢绿色金融产品创新，加大对低碳清洁氢项目的信贷支持。制定支持氢能源产业技术创新相关政策，引导企业、科研院所等加大技术攻关投入力度，鼓励通过技术合作、人才引进、设立产业基金等

多途径支持氢能及燃料电池基础材料、核心技术和关键部件的技术攻关。制定低碳清洁氢优先利用、“氢储能”项目激励措施，对于落实灰氢替代、新型储能的新能源制氢项目，可在竞争性配置、项目核准(备案)、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。研究在化工、钢铁等领域出台低碳清洁氢配额机制，相关企业可以通过出售配额获得激励，逐步淘汰高排放技术装备。

重视氢能产业人才队伍建设。建议将氢能产业人才培养与实现“双碳”目标紧密联结，依托国家重大科技任务和创新平台及高校教育培养，大力推动政、产、学、研、用协同创新，实现我国氢能产业的基础研究、应用基础研究、技术创新、成果转移转化和支撑服务等各类人才均衡发展，为我国氢能产业发展提供人才保障、专业支撑。

5.4 整合氢能产业及专家资源，推进行业团体等技术标准的建立

依据氢能中长期规划涉及的相关技术标准建立行业和地方平台，制定并实施行业标准和团体标准。积极贯彻落实氢能技术和安全相关标准的制定，加快建立氢能和可再生氢技术标准制定专项体系，提升相关技术标准重视程度。加快提出氢能和可再生氢技术标准制定指导原则与指导意见，为产业相关企业进行核心技术突破提供指导精神与方向，促成我国技术标准引领成为全球行业标准。



参考文献

- 1 国家发展和改革委员会, 国家能源局 (2022), 《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035)》. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html?code=&state=123
- 2 能源转型委员会, 落基山研究所(2019), 中国2050: 一个全面实现现代化国家的零碳图景. <https://www.rmi-china.com/index.php/news?catid=18>
- 3 国务院(2021), 国家发展改革委等部门关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见, http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/22/content_5644224.htm
- 4 国家发展和改革委员会(2022), 关于发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南 (2022年版)》的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202202/t20220211_1315447.html?code=&state=123
- 5 IRENA(2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- 6 Our World in Data (2020), CO₂ and Greenhouse Gas Emissions, <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>
- 7 IEA(2021), Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- 8 国家统计局 (2022), 2021年国民经济运行情况, <http://www.gov.cn/xinwen/zhi-bo1/20220117fbh1/index.htm>
- 9 落基山研究所 (2021), Pursuing Zero-Carbon Steel in China, <https://rmi.org/insight/pursuing-zero-carbon-steel-in-china/>
- 10 工业和信息化部, 发展改革委, 生态环境部工信部 (2022), 《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》, http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/08/content_5672513.htm
- 11 Shiyue Mao, Hussein Basma, Pierre-Louis Ragon, Yuanrong Zhou, Felipe Rodríguez (2021), TOTAL COST OF OWNERSHIP FOR HEAVY TRUCKS IN CHINA: BATTERY ELECTRIC, FUEL CELL, AND DIESEL TRUCKS. <https://theicct.org/publication/total-cost-of-ownership-for-heavy-trucks-in-china-battery-electric-fuel-cell-and-diesel-trucks/>
- 12 德勤中国 (2020), 氢能源及燃料电池交通解决方案白皮书系列<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-zh-200101.pdf>
- 13 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟 (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

李婷, 刘玮等, 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, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, 2022

落基山研究所重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别说明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org



中国氢能联盟研究院

北京市东城区东直门南大街3号神华国华投资大厦

©2022年6月, 落基山研究所和中国氢能联盟研究院
版权所有。Rocky Mountain Institute和RMI是
落基山研究所的注册商标。