

# 绿氢——风正帆悬，平价在望

## ——氢能行业系列深度报告二

投资建议：中性

上次建议：中性

### 投资要点：

本篇系列报告重点探究绿氢在深度脱碳领域发挥的作用，以及绿氢的降本路径

#### 中国承诺“双碳”目标，推动绿氢在脱碳领域规模化应用

随着我国“3060双碳”目标的提出，全社会生产资料将向着低碳化及净零排放方向发展，绿氢作为连接可再生能源与终端应用场景的绿色二次能源，将在工业、建筑、交通等领域扮演深度脱碳的重要角色。根据氢能联盟数据，在碳中和情形下，预计到2060年我国氢气的年需求量将由目前的0.37亿吨增至1.3亿吨左右，在终端能源消费中的占比由目前的5%提升至20%，工业及交通将是主要增量领域。

#### 到2030年可再生绿氢或将实现与灰氢平价

从当前绿氢产业发展阶段来看，整体处于产业导入阶段，制约绿氢产业规模化发展的核心因素在于制氢成本。通过对可再生电解水绿氢全生命周期成本的拆解及预测，到2030年国内一些可再生资源优势区域，其绿氢成本将实现与灰氢（10元/kg左右）平价，到2040年则基本实现平价。

#### 绿氢的大规模应用或将在2035-2040年实现

通过绿氢在各脱碳应用领域的成本竞争力分析，近5年绿氢将率先在供热和重卡行业得以应用；到2030年，部分可再生资源禀赋优势区域，绿氢成本可下探至与灰氢平价的水平，氢能在重型运输领域可实现价格竞争力；到2035年后，绿氢或将作为极具竞争力的能源在主流工业领域和交通领域大规模推广应用。

#### 投资建议

结合绿氢成本预测及其在各脱碳应用领域的成本竞争力分析，从不同时间周期维度来看：

**1) 短期（2020年-2025年），**绿氢产业链各环节都处于技术储备及降本突破阶段，产业尚不具备规模化经济能力，因此**关注短期政策主推的方向**，包括氢燃料电池重卡及燃料电池堆；

**2) 中期（2025年-2035年），**绿氢成本已大幅降低，部分资源优势区可以实现平价，交通领域中重卡已具备规模化应用的基础，**继续关注燃料电池车及电堆**；工业领域中具备用氢基础且较早转型布局绿氢的龙头公司将因碳成本的提高而受益，**关注提前布局绿氢产业的企业**；

**3) 长期（2035年-2050年），**氢能各产业链环节的成本、技术都将得到大幅改善，各环节进入规模化应用阶段，投资角度除了近中期已关注的方向，**重点关注贯穿氢能产业链的关键设备**，包括储氢罐、压缩机等，将伴随绿氢的规模化应用而得到数量级增长。

标的建议关注燃料电池龙头**亿华通**、已打通光伏制氢的**宝丰能源**、布局氢能炼钢的**河钢股份**、储氢罐的**中集安瑞科**、以及压缩机设备的**汉钟精机**。

#### 风险提示

可再生能源成本下降不及预期；氢能应用技术发展不及预期；相关政策不及预期

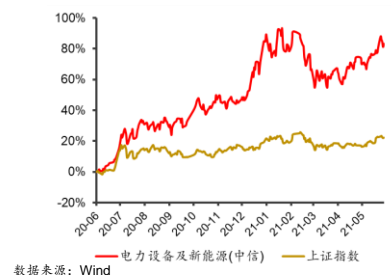
吴程浩 分析师

执业证书编号：S0590518070002

电话：0510-85613163

邮箱：wuch@glsc.com.cn

### 一年内行业相对大盘走势



数据来源：Wind

### 相关报告

1、《“氢”洁世界，“能”创未来——氢能行业深度报告系列一》

## 正文目录

1	投资聚焦 .....	4
2	脱碳是推动氢能发展第一驱动力 .....	5
2.1	碳中和推动生产资料向无碳化趋势发展 .....	5
2.2	中国承诺“双碳目标”，减排时间紧、任务重 .....	6
2.3	绿氢将可再生能源整合至终端实现深度脱碳 .....	9
3	绿氢助力交通、工业、建筑领域深度脱碳 .....	10
3.1	交通运输领域的氢脱碳 .....	10
3.2	工业领域的氢脱碳 .....	14
3.3	建筑领域的氢脱碳 .....	20
4	氢能脱碳核心制约——平价绿氢何时到来？ .....	24
4.1	可再生能源电解水制氢是氢脱碳路线成立的重要组成 .....	24
4.2	2030年可再生绿氢或将实现与灰氢平价 .....	26
5	投资建议 .....	30
6	风险提示 .....	32

## 图表目录

图表 1:	全球平均气温已升高达 1°C .....	5
图表 2:	全球能源体系转型过程 .....	5
图表 3:	我国一次能源消费量 (亿吨标准煤) .....	6
图表 4:	我国一次能源消费结构 (%) .....	6
图表 5:	全球前五大碳排国排量 (百万吨 CO <sub>2</sub> ) .....	6
图表 6:	全球前五大碳排国排放占比 (%) .....	6
图表 7:	我国二氧化碳排放结构 (2020 年) .....	7
图表 8:	主要国家的碳排放达峰时间和承诺实现碳中和时间 .....	7
图表 9:	2050 年能源需求的情景分析 .....	8
图表 10:	2050 年 CO <sub>2</sub> 排放情景分析 .....	8
图表 11:	2°C 及 1.5°C 目标导向下 CO <sub>2</sub> 排放结构 (亿吨) .....	8
图表 12:	氢能将可再生能源整合至终端使用 .....	9
图表 13:	我国氢能需求预测 (万吨) .....	10
图表 14:	氢燃料电池汽车结构图 .....	10
图表 15:	氢燃料电池反应原理 .....	10
图表 16:	不同制氢途径燃料电池乘用车全生命周期温室气体排放对比 .....	11
图表 17:	不同制氢途径燃料电池公交车全生命周期温室气体排放对比 .....	11
图表 18:	我国商用车温室气体排放位居道路运输领域首位 .....	11
图表 19:	我国汽柴油表观消费量及 CO <sub>2</sub> 排放量合计 .....	11
图表 20:	国内 FCEV 与 BEV 销量情况 (辆) .....	12
图表 21:	FCEV 与 BEV 对比 .....	12
图表 22:	FCEV、BEV、ICE 燃油经济性对比 .....	12
图表 23:	氢能与燃料电池汽车路线图 .....	13
图表 24:	交通运输市场的划分 .....	14
图表 25:	中国氢气生产与消费 (2020 年) .....	15
图表 26:	合成氨产业链 .....	15
图表 27:	国内合成氨及尿素历史产量情况 (万吨) .....	16
图表 28:	国内甲醇产能及产量情况 (万吨) .....	17
图表 29:	国内甲醇生产工艺结构 (2018 年) .....	17

图表 30: 钢铁冶炼工艺流程图 .....	17
图表 31: 中国粗钢产量占全球一半水平 (万吨) .....	17
图表 32: 绿氢炼钢工艺能实现钢铁生产深度脱碳 .....	18
图表 33: 瑞典钢铁 HYBRIT 项目流程示意图 .....	19
图表 34: 德国萨尔茨吉特钢铁 SALCOS 项目设想图 .....	19
图表 35: 工业中 40% 二氧化碳排放来源于燃料燃烧供热 (Gt CO <sub>2</sub> ) .....	20
图表 36: 多数国家冬季取暖依靠的是燃烧天然气 .....	20
图表 37: HCNG 技术路线图 .....	21
图表 38: 天然气与氢基本参数对比 (标准大气压下) .....	21
图表 39: 埃姆兰岛 HCNG 家用实地测试项目 .....	22
图表 40: 各国/地区天然气管道内掺氢比例设定 .....	22
图表 41: 中国天然气消费量 (亿立方米) .....	23
图表 42: 中国天然气消费结构 (2018 年) .....	23
图表 43: HCNG 价格敏感性分析 (按体积计价) .....	23
图表 44: 三种较为成熟的制氢技术路线对比 .....	24
图表 45: 不同制氢技术经济性与碳排放 .....	24
图表 46: 国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比 .....	25
图表 47: CCUS 技术成本 (元/kg-CO <sub>2</sub> ) .....	26
图表 48: 碱性电解绿氢成本结构 .....	27
图表 49: 碱性电解绿氢全生命周期成本拆解 .....	27
图表 50: 碱性电解绿氢全生命周期成本预测 (元/kg) .....	28
图表 51: 绿氢成本与灰氢成本对比 .....	29
图表 52: 绿氢在终端应用价格竞争力 .....	30
图表 53: 氢能产业链重点上市公司 (以 2021 年 6 月 4 日收盘测算市值、估值) .....	31

## 1 投资聚焦

### 研究背景

“30-60 双碳目标”的提出为绿氢在深度脱碳领域提供了广阔的市场应用空间，但从当前绿氢产业发展阶段来看，整体处于产业导入阶段，制约绿氢产业化发展的核心因素在于制氢成本。在本篇报告中，我们建立了绿氢的全生命周期生产成本模型（LCOH），并对绿氢降本路径进行预测及分析。

### 创新之处

目前市场对于绿氢成本的研究相对简单且较少，因此我们系统性地建立了绿氢的全生命周期成本模型，通过对绿氢成本核心要素（包括电力成本、电解槽初始投资成本 CAPEX、固定运维成本 OPEX）进行拆解及预测，分析了可再生能源电解水制绿氢何时能与灰氢实现平价，并分析了绿氢在各脱碳应用领域的成本竞争力。

### 核心结论

**1) 到 2030 年国内绿氢成本可实现与灰氢平价。**到 2030 年，绿氢成本将从 2020 年的 30.8 元/kg 快速降至 16.9 元/kg。而国内部分可再生资源优势区域，其度电成本到 2030 年将领先于行业平均水平达到 0.1-0.15 元/KWh，相应的绿氢成本将率先实现与灰氢平价。

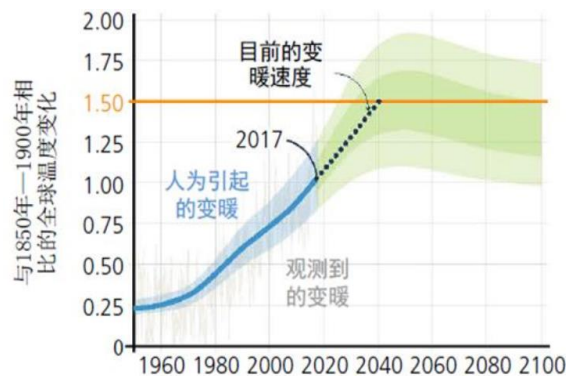
**2) 绿氢的大规模应用或将在 2035-2040 年实现。**近 5 年绿氢将率先在供热和重卡行业得以应用；到 2030 年，绿氢成本可下探至 10-12 元/kg，氢能在重型运输领域极已具价格竞争力；2035 年后，绿氢或将作为极具竞争力的能源在主流工业领域和交通领域大规模推广应用。

## 2 脱碳是推动氢能发展第一驱动力

### 2.1 碳中和推动生产资料向无碳化趋势发展

从工业革命开始，人类活动便前所未有地撼动了地球的自然平衡。碳循环体系首当其冲，碳源和碳汇的平衡不再，引发了世界对全球变暖、海平面上升等后果的思考。当前全球人类活动估计造成了全球升温高于工业化前水平约 1.0°C，根据巴黎协定要求，上升幅度须控制在 2°C 以内，并努力限制在 1.5°C 以内。全球变暖超过 2°C，大概率将对人类和生态系统造成严重、普遍和不可逆转影响。若能将升温控制在 1.5°C 以内，将更有助于降低极端气候灾害出现的风险，对于处于热带的发展中国家、岛屿国家及其他脆弱国家和地区来说尤其重要。

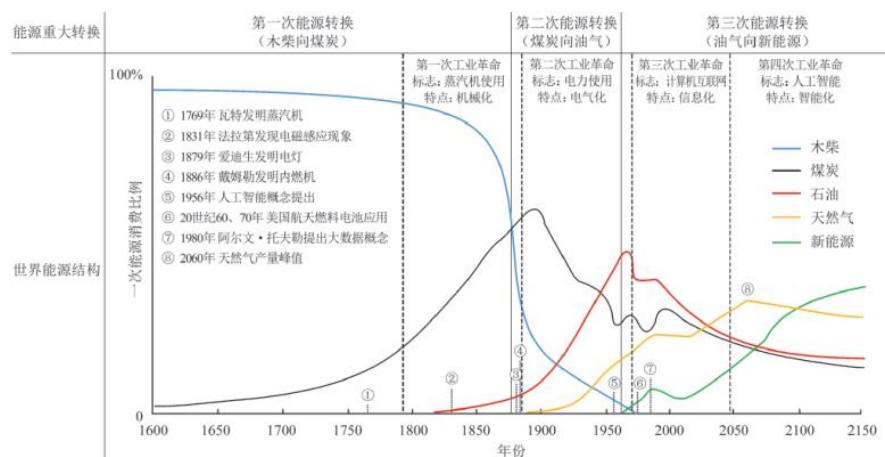
图表 1：全球平均气温已升高达 1°C



来源：IPCC

纵观能源的发展历史，从最初使用固态的木柴、煤炭，到液态的石油，直至气态的天然气，不难看出其 H/C 比提高的趋势和固-液-气形式的渐变过程。木柴的氢碳比在 1:3~10 之间，煤为 1:1，石油为 2:1，天然气为 4:1。在 18 世纪中叶至今，氢碳比上升超过 6 倍。每一次能源的“脱碳”都会推动人类社会的进步和文明程度的提高，可以预见未来随着碳中和的进行，氢在能源中的占比将会继续提高。

图表 2：全球能源体系转型过程

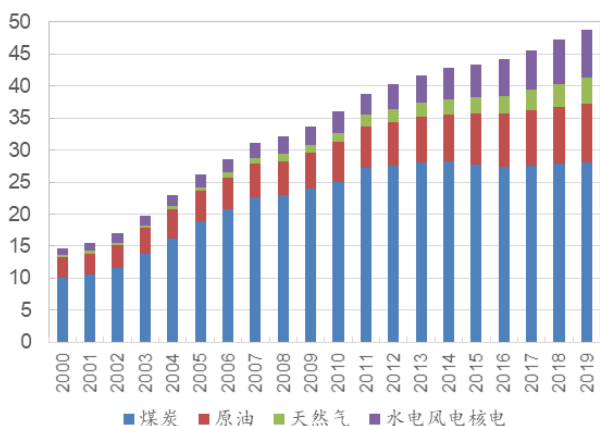


来源：CNKI

## 2.2 中国承诺“双碳目标”，减排时间紧、任务重

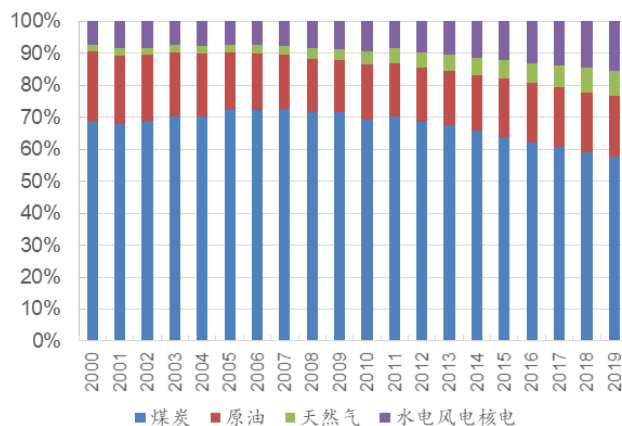
高碳模式长期以来是中国能源结构的重要特征。国家统计局数据显示，近几十年来，中国的能源生产、消费集中在化石燃料上。2019年我国煤炭消费占全部一次能源消费量的57.7%，煤炭消费达28亿吨标准煤，虽然煤炭在一次能源消费中的占比自2010年以来逐年降低，但其消费量绝对值依然维持在峰值附近，这主要受我国多煤少油缺气的客观能源分布以及工业化进程以来产业结构的布局所影响，形成长期以来以煤炭为首的高碳能源结构特征。

图表 3：我国一次能源消费量（亿吨标准煤）



来源：国家统计局，国联证券研究所

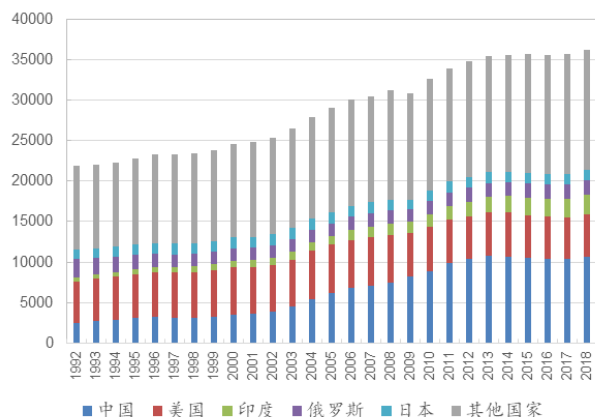
图表 4：我国一次能源消费结构（%）



来源：国家统计局，国联证券研究所

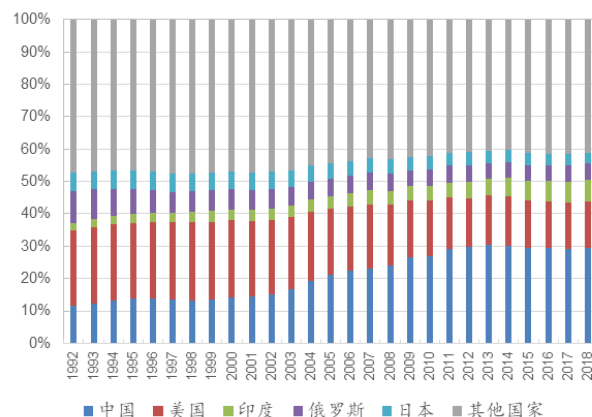
高碳生产经济模式下，中国碳排放量位居全球首位。中国从2005年起就超越美国，成为全球第一大碳排放国家，在全球总量中的占比超过两成。美国能源信息署(EIA)公布的数据显示，2018年全球碳排放总量达362.28亿吨。其中前五大碳排放国家为中国、美国、印度、俄罗斯、日本，在全球总排放量中的占比分别为29.7%、14.6%、6.4%、5.0%、3.4%。中国独占全球近三成份额，这一状态从2011年起延续至今。

图表 5：全球前五大碳排国排量（百万吨 CO<sub>2</sub>）



来源：IEA，国联证券研究所

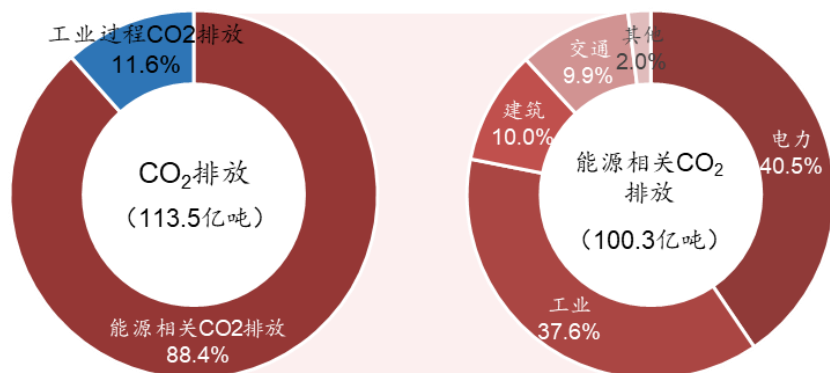
图表 6：全球前五大碳排国排放占比（%）



来源：IEA，国联证券研究所

碳排放结构上看，电力及工业是我国主要碳排放终端。根据清华气候院数据，2020年我国二氧化碳总排放量113.5亿吨，其中与能源相关排放100.3亿吨，占比88.4%；工业过程排放13.2亿吨，占比11.6%。其中：1) 能源相关排放主要包括化石燃料燃烧及电力/热力使用，分别从供给端及需求端对其拆解，根据清华气候研究院数据，供给端煤炭、石油、天然气排放占比分别为76.6%、17%、6.4%，需求端（不计间接排放）电力、工业、建筑、交通排放占比分别为40.5%、37.6%、10.0%、9.9%。2) 工业过程排放主要集中于非金属矿物制品（主要为水泥）、金属冶炼、化工，根据2014年《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》数据，非金属矿物制品、金属冶炼、化工业排放占比分别为68.8%、20.5%、10.7%。

图表 7：我国二氧化碳排放结构（2020 年）



来源：清华气候院，国联证券研究所

面对日益严峻的气候危机挑战，习近平主席宣布中国在2030年前碳达峰（排放达到峰值）、2060年碳中和（净零排放）的目标。相较于欧洲和日本等发达国家，中国所宣布的碳中和实现时点晚10年，但欧美发达国家从碳排放达峰到承诺的碳中和所用时间比中国长（多在40-60年之间），而中国从碳达峰到碳中和之间只有三十年的时间，因此任务会更加紧迫，也会面临着更大的挑战。

图表 8：主要国家的碳排放达峰时间和承诺实现碳中和时间

国家	碳达峰时间	承诺碳中和时间
英国	20世纪70年代初达到峰值后，较长时间处于平台期，目前排放相对于峰值水平下降约40%	2050
德国	20世纪70年代末达到峰值后，较长时间处于平台期，目前排放相对于峰值水平下降约35%	2050
美国	2007年达到峰值后，呈缓慢下降趋势，目前相对于峰值水平下降约20%	2050
日本	2013年排放水平达到历史最高水平	2050
韩国	尚未达到峰值	2050
中国	2030年之前	2060

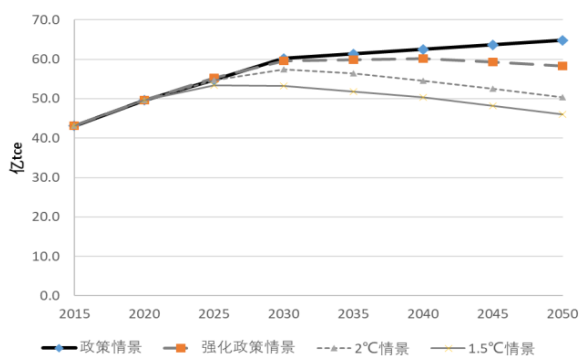
来源：ECIU, IEA, EU, 国联证券研究所

2060年碳中和目标位于2°C情景和1.5°C目标情景之间。预计我国减排分为三个阶段，2020-2030年属于峰值平台期，2030-2035年逐步减排，2035年之后加速减排。基于清华气候院对于我国不同情境下CO<sub>2</sub>排放路径的研究，2030年前碳达峰目标对应于强化政策情景，2060年碳中和目标位于2°C情景和1.5°C目标情景之间。当前由于能源和经济体系惯性，难以迅速实现2°C和1.5°C情景的减排路径。预计2030

年前碳达峰后，再加速向 2060 年碳中和目标逼近。由于 2°C 和 1.5°C 情景分别对应于全球 2070 年、2050 年左右碳中和，则 2060 年碳中和路径将位于 2°C 路径和 1.5°C 路径之间：

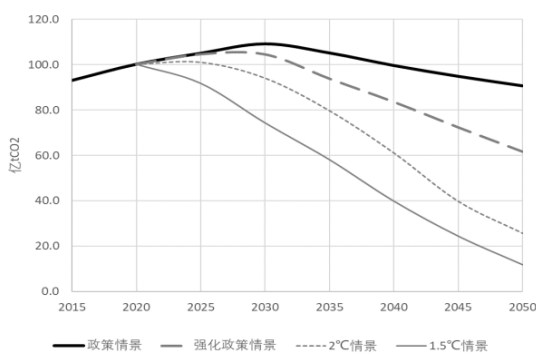
- **政策情景**（落实并延续 2030 年 NDC 目标的政策情景）：一次能源消费到 2050 年前趋于稳定，约 62 亿 tce。CO<sub>2</sub> 排放 2030 年左右达峰，2050 年下降到约 90 亿 tCO<sub>2</sub>；
- **强化政策情景**（“自下而上”强化 2030 年前 NDC 情景，不断加大减排力度）：一次能源消费到 2050 年约 56 亿 tce。CO<sub>2</sub> 排放 2030 年前达峰，2050 年下降到约 62 亿 tCO<sub>2</sub>；
- **2°C 情景**（2050 年实现与 2°C 目标相契合的减排情景）：一次能源消费到 2050 年约 52 亿 tce。CO<sub>2</sub> 排放 2025 年左右达峰，2050 年下降到约 29 亿 tCO<sub>2</sub>，再加上 CCS 和森林碳汇，净排放约 20 亿吨；
- **1.5°C 情景**（2050 年实现 CO<sub>2</sub> 净零碳排放，其他温室气体深度减排）：一次能源消费到 2050 年约 50 亿 tce。2025 年前达峰，2050 年下降到约 12 亿 tCO<sub>2</sub>，再加上 CCS 和森林碳汇，基本实现 CO<sub>2</sub> 零排放。

图表 9：2050 年能源需求的情景分析



来源：清华气研院

图表 10：2050 年 CO<sub>2</sub> 排放情景分析



来源：清华气研院

碳排结构上，针对能源环节（工业、电力、交通、建筑）的减排对实现碳中和目标的关键，其中：1) 在 2°C 目标导向下，到 2050 年，能源相关 CO<sub>2</sub> 排放 29.2 亿吨，工业过程 4.7 亿吨，CCS 5.1 亿吨，碳汇 7.0 亿吨，CO<sub>2</sub> 净排放 21.8 亿吨，比峰值年份下降 80%。当前能源相关 CO<sub>2</sub> 排放主要来自工业部门和电力部门，各占约 40%。不计 CCS 和碳汇，仍分别占 41% 和 28%。2) 在 1.5°C 目标导向下，到 2050 年，全部 CO<sub>2</sub> 实现净零排放，电力系统实现负排放。不计 CCS 和碳汇，能源相关 CO<sub>2</sub> 排放仍有 14.7 亿吨，工业和电力各占 31% 和 49%。

图表 11：2°C 及 1.5°C 目标导向下 CO<sub>2</sub> 排放结构 (亿吨)

(亿吨)	2°C 目标导向			1.5°C 目标导向		
	2020	2030E	2050E	2020	2030E	2050E
能源消费 CO <sub>2</sub> 排放	100.3	104.6	29.2	100.3	104.5	14.7
工业过程 CO <sub>2</sub> 排放	13.2	9.4	4.7	13.2	8.8	2.5



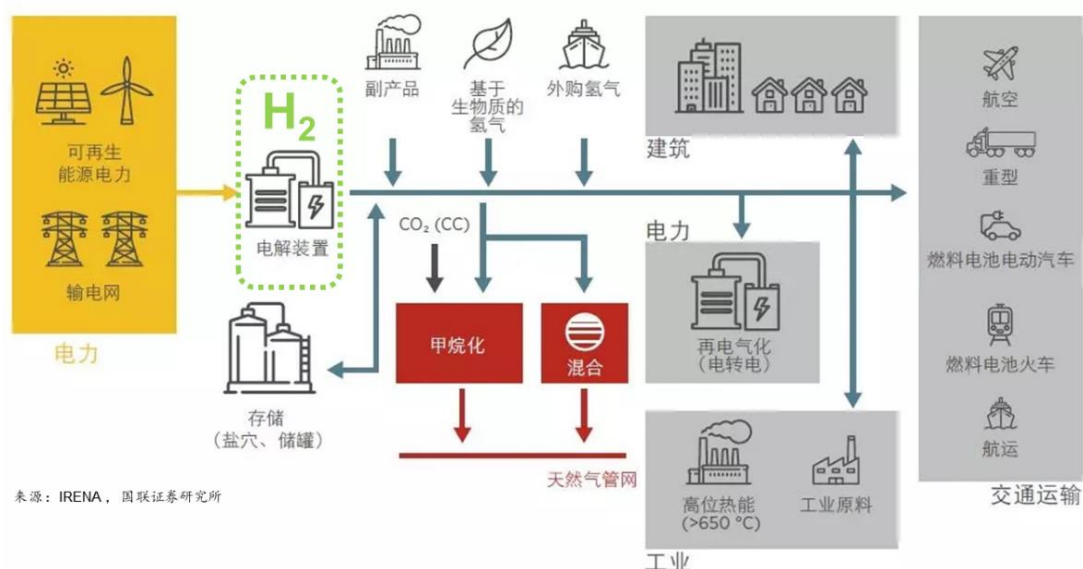
CCS/BECCS	0	0	-5.1	0	-0.3	-8.8
碳汇	-5.8	-6.1	-7	-7.2	-9.1	-7.8
CO <sub>2</sub> 净排放量	107.7	107.9	21.8	106.3	103.9	0.6

来源：清华气研院，国联证券研究所

### 2.3 绿氢将可再生能源整合至终端实现深度脱碳

碳中和的世界将高度依靠电力供能，电力将成为整个能源系统的支柱，尤其是风能和太阳能为代表的可再生能源电力。参考清华大学气研院给出的低碳发展战略，在2050年2°C及1.5°C目标下，我国电力占终端能源总消费比重将由目前的25%分别提升至55%及68%，意味着以2060年实现碳中和目标，我国电力消费比重将在2050年超过60%。然而，在某些行业（如交通运输行业、工业和需要高位热能的应用），要想实现深度脱碳化，仅靠电气化可能难以做到，这一挑战可通过产自可再生能源的氢气加以解决，这将使大量可再生能源从电力部门引向终端使用部门。

图表 12：氢能将可再生能源整合至终端使用



来源：IRENA，国联证券研究所

来源：IRENA Hydrogen from Renewable Power 2018，国联证券研究所

氢能是一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的能源，与电能同属二次能源，更容易耦合电能、热能、燃料等多种能源并与电能一起建立互联互通的现代能源网络，可以促进电力与建筑、交通运输和工业之间的互连。以往氢气主要产自化石原料，在低碳能源占据主要地位的未来，氢气可通过可再生能源来制取，从技术上能将大量可再生能源电力转移到很难实现脱碳化的领域：

**工业领域：**目前在若干工业产业（合成氨、甲醇、钢铁冶炼等）中广泛使用的通过化石燃料生产的氢气，从技术层面上而言可通过可再生能源制氢来替代。此外，氢能凭借灵活性强的特点，可以成为间歇性工业领域的中高级热能低碳解决方案。

**交通运输领域：**氢燃料电池汽车作为纯电动汽车的电动化补充解决方案，以绿氢作为燃料，为人们提供与传统燃油车驾驶性能相媲美的低碳出行选择（可行驶里程、燃料加注时间、低温性能）。而在目前纯电动应用受限的领域中（例如卡车、火车、

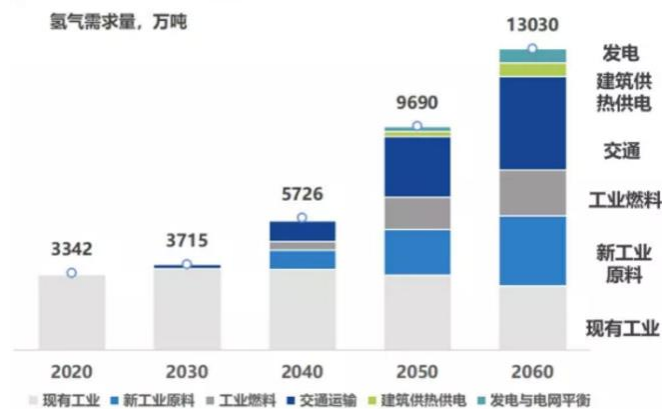
游轮、航空等)，氢燃料电池方案可以完美胜任。

**建筑领域：**通过天然气管网掺氢可实现氢能在建筑领域的深度脱碳，当前我国天然气管道输送技术成熟，中低比例的天然气掺氢已具备实践基础。

### 3 绿氢助力交通、工业、建筑领域深度脱碳

根据权威机构中国氢能联盟预测，在 2060 年碳中和目标下，到 2030 年，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%。到 2060 年，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中的占比约为 20%。其中，工业领域用氢占比仍然最大，占总需求量的 60%，其次分别为交通运输领域、新工业原料、工业燃料等。

图表 13：我国氢能需求预测（万吨）



来源：中国氢能联盟

#### 3.1 交通运输领域的氢脱碳

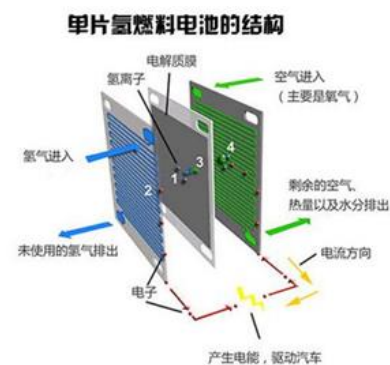
##### ➤ 氢燃料电池汽车是氢能在交通运输领域脱碳的主要途径

氢燃料电池汽车（FCEV，Fuel Cell Electric Vehicle）是全球汽车动力系统转型升级的重要方向，被认为是未来汽车产业技术竞争的制高点之一，也是我国新能源汽车发展战略的重要组成部分。

图表 14：氢燃料电池汽车结构图



图表 15：氢燃料电池反应原理



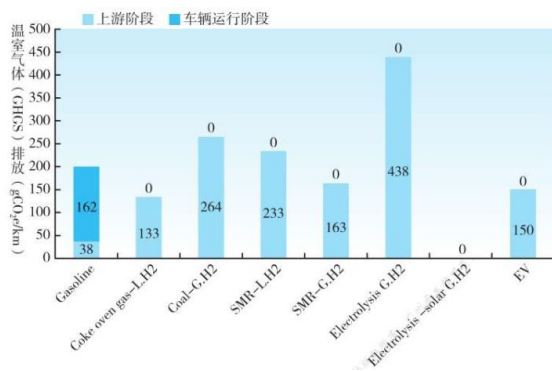
来源：网络搜集，国联证券研究所

来源：网络搜集，国联证券研究所

从反应原理看，氢燃料电池是将氢气与氧气从化学能转为电能的发电装置，排放物仅为水和余热，目前氢燃料电池效率达到 50%，若实现热电联供理论效率可达 90%。因此，氢燃料电池汽车能够实现车辆运行阶段的“零排放”、全生命周期“低排放”，是氢能在交通运输领域脱碳的主要途径。

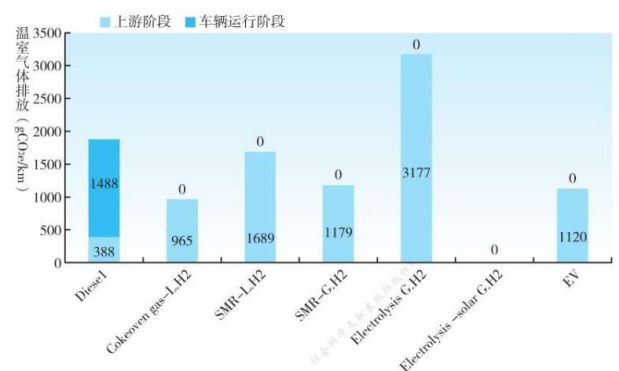
可再生能源制氢是补全 FCEV 生命周期零排放的关键。参考《世界氢能与燃料电池汽车产业发展报告 2018》对于燃料电池汽车全生命周期温室气体排放分析：在可再生能源比较丰富的地区，利用风电及光伏电解水制氢驱动燃料电池汽车将带来节能和减排优势，可使燃料电池汽车实现生命周期（WtW——Well to Wheel）的零温室气体排放和零化石能源消耗。但就目前氢气供给结构而言，国内的氢气主要由化学重整制氢及副产物制氢，制氢阶段依然伴随大量温室气体排放，可再生能源电解水制氢因成本问题尚无法支撑氢燃料电池进入交通运输领域实现真正意义上的零排放。

图表 16：不同制氢途径燃料电池乘用车全生命周期温室气体排放对比



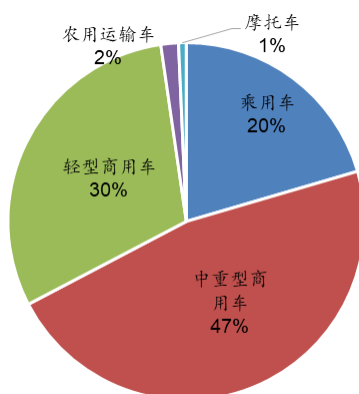
来源：《世界氢能与燃料电池汽车产业发展报告 2018》，国联证券研究所

图表 17：不同制氢途径燃料电池公交车全生命周期温室气体排放对比



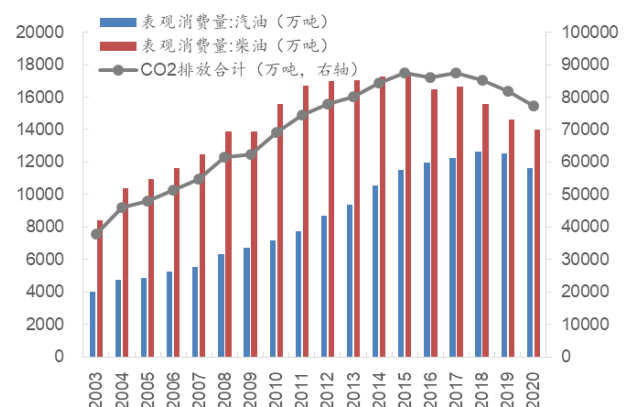
来源：《世界氢能与燃料电池汽车产业发展报告 2018》，国联证券研究所

图表 18：我国商用车温室气体排放位居道路运输领域首位



来源：生态环境部，国联证券研究所

图表 19：我国汽柴油表观消费量及 CO<sub>2</sub> 排放量合计



来源：wind，国联证券研究所

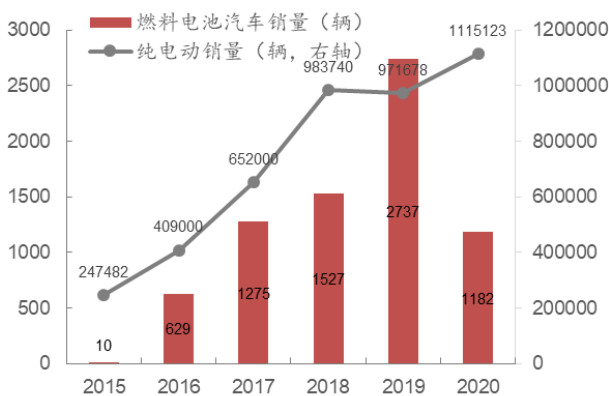
注：柴油排放系数：3.095kg-CO<sub>2</sub>/kg；汽油排放系数：2.925kg-CO<sub>2</sub>/kg

商用车排放占比高，是交运领域重要的减排对象。在碳排放（CO、HC）以及污染物排放（NOx、PM）中，由于发动机结构与燃烧方式的不同，商用车（绝大多数搭载柴油机）的碳排放水平明显高于乘用车，商用车合计占比达到 77.3%，是交运领域碳排放首要减排对象。从我国汽柴油表观消费量以及 CO<sub>2</sub> 排放情况来看，我国的交运行业减排工作已取得明显进展，但碳排放水平依然处于较高位置，仅靠节能减排或者尾气回收显然无法完成碳中和目标。

➤ FCEV 是 BEV 在深度脱碳环节的有效补充，且将率先在重卡领域得到应用

围绕氢燃料电池汽车与纯电动车的争论已经存在数十年，且随着全球各大整车厂商将电动化发展重心转向纯电动汽车，是否应该发展氢燃料电池汽车的质疑声也越来越大，相比较纯电动汽车而言，氢燃料电池汽车发展缓慢的原因主要有以下几点：(1) 氢燃料电池汽车购车成本远高于纯电动汽车，是纯电动汽车 1.5-2 倍；(2) 初始加氢成本高，当前加氢站加氢成本在 50-80 元/kg；(3) 加氢站等基础设施匮乏。与密集的加油站及充电桩相比，现有加氢站数量明显不足。

图表 20：国内 FCEV 与 BEV 销量情况（辆）



来源：中国汽车工业协会，国联证券研究所

图表 21：FCEV 与 BEV 对比

	燃料电池汽车	纯电动汽车	燃油车
反应放能	电、热	电	热
反应残余	电、热、H <sub>2</sub> O	电	热、温室气体
油箱-车轮效率	36-45%	65-80%	17-21%
低温性能	高	中	高
资源约束	铂	锂、钴、镍	原油进口
燃料加注时间 (商用车)	15 分钟	2-8 小时	10 分钟
续航里程 (商用车)	>500km	≈260km	500km
动力系统成本	高	低	低
运营燃料成本	氢源富集地区具备较强经济性	具备较强经济性	受石油价格波动影响
商业化程度	商业化初期	相对成熟	完全成熟
应用领域	中长距离、重载运输	中短距离运输	普适
加注基础设施	稀缺	重点城市覆盖	普及

来源：重塑股份招股书，国联证券研究所

为对比氢燃料电池汽车燃油经济性，我们选取了市场典型在售的氢燃料电池汽车、纯电动汽车、传统燃油车，包含乘用车及重卡商用车。通过对比，氢燃料电池汽车由于加氢成本过高，其能源使用成本明显高于燃油车及纯电动汽车，为使氢燃料电池汽车具备与燃油车相近的燃油经济性，其终端加氢成本需至少降到 40 元/kg 以内，假设以当前储运及加注成本计算（25 元/kg），制氢成本至少需降到 15 元/kg 以下。

图表 22：FCEV、BEV、ICE 燃油经济性对比

交通工具类型	燃料	百公里能耗	能源单价	能源使用成本 (元/km)
燃油车	乘用车 汽油	6-8L	6.5 元/L (92#)	39-52
	重卡 柴油	30-40L	6.2 元/L (0#)	186-248
氢燃料电池车	乘用车 氢气	0.8-1kg	50-80 元/kg (终端)	40-80
	重卡 氢气	10-15kg	50-80 元/kg (终端)	500-1200

纯电动车	乘用车	电	15-20kwh	1元/kwh (商业电)	15-20
	重卡	电	200-400kwh	1元/kwh (商业电)	200-400

来源：国联证券研究所测算

注：能耗数据及能源单价数据参考汽车之家，不考虑碳税及 CCUS 成本

**氢燃料电池车更适用于重型商用车领域。**由于锂电池本身的电能充放特点，纯电动汽车适合于较短距离行驶的小型 and 轻型车辆。但锂电池相对氢燃料电池能量密度较低，在商用车领域采用锂电设备，将提高车辆自重，降低重卡等重型商用车长途运输的经济适用性。此外，续航和充电时长方面也会限制重型商用车的运输效率。相比之下，燃料电池车能量密度高，加注燃料便捷、续航里程较高，更加适用于长途、大型、商用车领域，未来有望与纯电动汽车形成互补并存的格局。

**根据规划，到 2035 年我国氢燃料电池车保有量将达 100 万辆。**根据《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》规划，我国将发展氢燃料电池商用车作为整个氢能燃料电池行业的突破口，以客车和城市物流车为切入领域，重点在可再生能源制氢和工业副产氢丰富的区域推广中大型客车、物流车，逐步推广至载重量大、长距离的中重卡、牵引车、港口拖车及乘用车等。到 2035 年，实现氢燃料电池汽车的大规模推广应用，燃料电池汽车保有量达到 100 万辆左右，完全掌握燃料电池核心关键技术，建立完备的燃料电池材料、部件、系统的制造与生产产业链。

图 23：氢能与燃料电池汽车路线图



来源：《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，国联证券研究所

除了公路运输之外，更长远来看，氢气还有可能促进铁路运输、船运和航空领域的脱碳化：

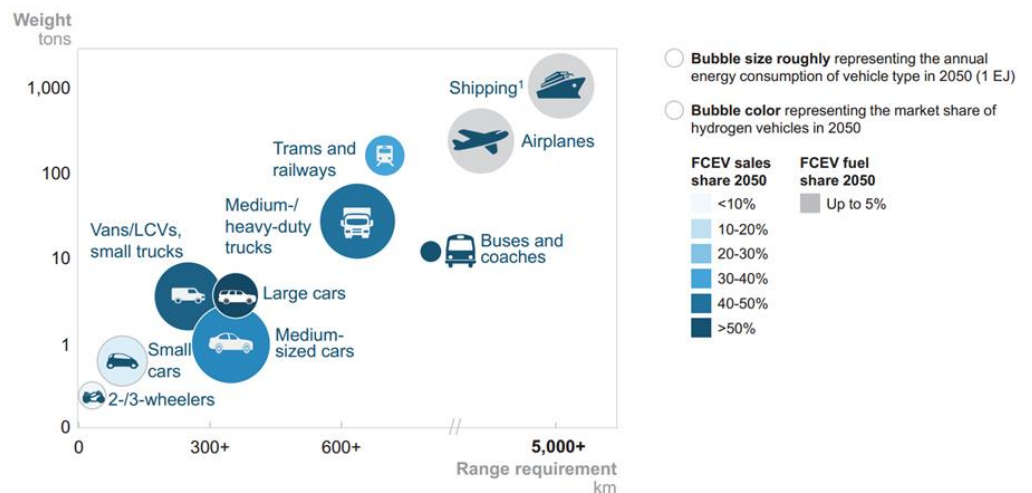
**在铁路领域**，阿尔斯通 (Alstom) 制造的首批氢动力列车正在德国北部进行部署，用于商业服务，以取代非电气化线路上的柴油列车。这使得系统供应商可避免建造新架空电线带来的高额资本支出。还有其他几个国家（包括英国、荷兰和奥地利）也计划在未来几年内实施类似部署。

**在船运领域**，燃料电池船只在各个部分（渡轮、穿梭客船等）正处于示范阶段。监管方面的推动也创造了更快速的发展机会。氢燃料电池还可用于取代目前通常以柴油或燃料油为基础的船载和陆上电源供应，以消除港口的污染物排放（如 NOX、SOX 和颗粒物），同时避免港口电气连接的昂贵安装成本。对于长距离船舶运输，液化氢

现在被认为是一个潜在的选择，以达到国际海事组织设立的目标：到 2050 年减少 50% 的温室气体 (GHG) 排放量 (UNFCCC, 2018 年)。

在航空领域，小型螺旋桨驱动支线飞机目前正在考虑使用基于燃料电池的电力推进方式，并进行了示范（例如德国 HY4 演示项目）。此外，氢燃料电池还可用于若干与车载电源相关的潜在应用，这些应用可能在 2020 年至 2050 年之间展开部署。对于喷气式飞机而言，其可以通过使用可作为混入式燃料的电子燃料补充航空生物燃料，以实现脱碳化。这取决于经济性能的提高（目前生产电子燃料的成本远高于其打算取代的化石燃料），航空领域还需要进一步的技术进步、示范和严格的测试。

图表 24：交通运输市场的划分



来源：Hydrogen council, 国联证券研究所

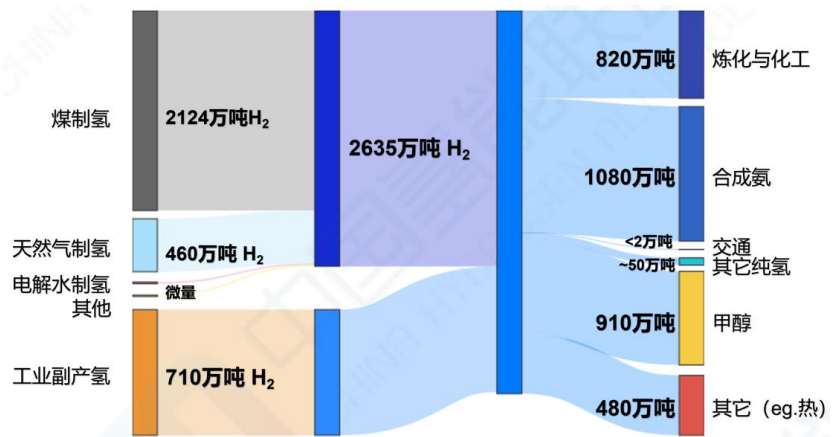
### 3.2 工业领域的氢脱碳

以氢气为原料的工业领域应用已具备数十年的发展历史，从国内氢气消费结构来看，90%以上氢气用于工业原料。但从国内氢气生产来源来看，约 77% 氢气来源于化石原料（化学重整），包括天然气、石油、煤炭，制氢过程带来了大量的二氧化碳排放。因此，短期内，对于已有氢气使用经验及基础的部门，通过变换氢气供应结构有望成为工业领域氢脱碳的早期市场，因为其能够立即产生规模效应，从而迅速降低氢气成本并实现碳减排；从长远来看，通过可再生能源电解水制成的绿氢，或将促进工业的深度脱碳化。

综上，氢可以通过以下两种途径来实现工业领域原料脱碳：

- 1) 现有用于原料的氢可以通过低碳途径来获取，包括 CCS 技术下的天然气制取、可再生能源电解水制取；
- 2) 氢可以取代工业领域部分化石原料。譬如氢可以取代在炼铁过程中作为还原剂的焦炭，还可以直接燃烧获得高位热能取代化石燃料燃烧。

图表 25：中国氢气生产与消费（2020 年）



来源：中国氢能联盟

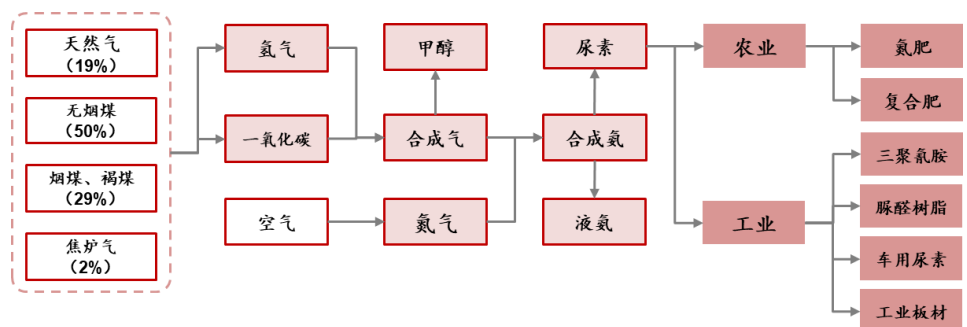
➤ 现有氢供应的脱碳化

(1) 合成氨

现代化学工业中，合成氨是化肥工业（尿素）和基本有机化工（甲醇等）的主要原料，其中尿素占合成氨接近 70% 的消费量。

国内合成氨工艺以煤化工路线为主，碳排放来自于煤气化制氢过程。按照上游原料的不同，合成氨主要分为以煤炭为原料的煤气化工业路线，及以天然气为原料的天然气重整工艺路线（SMR）。受国内“富煤缺气”的资源条件影响，国内近 80% 的合成氨为煤化工路线。在煤制合成氨工艺流程中，碳排放来自两个部分，一个是外部耗能所带来的间接排放（燃料燃烧、电力供应），另一个是在煤气化之后，为了调节后期生产所需气体达到合适的比例，需进行转化处理，将多余的 CO 转化成 CO<sub>2</sub>，再通过低温甲醇洗环节分离出来。据《合成氨企业碳排放核算案例分析》（安明，2017 年），生产每吨合成氨消耗约 1.53 吨标准煤，产生碳排放约 5.94 吨，其中工艺流程贡献 4.71 吨碳排放，外部耗能间接排放 1.23 吨。

图表 26：合成氨产业链



来源：国联证券研究所

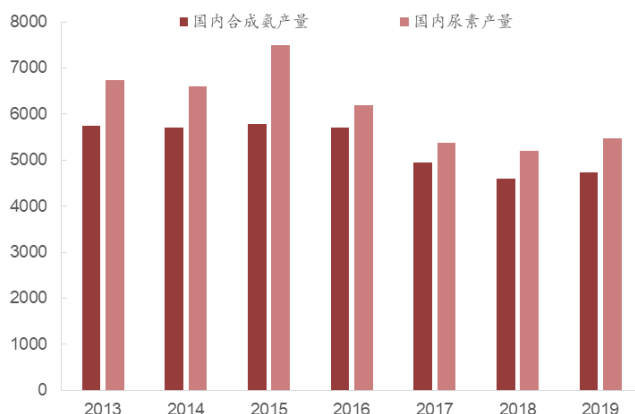
相比于煤化工路线，天然气路线碳排放量减半但依然无法实现“零排放”。IPCC 给出的天然气制氨的过程排放量为 2.10 吨 CO<sub>2</sub>/吨氨，叠加 1.0 吨 CO<sub>2</sub>/吨氨公用工

程排放，总排放量 3.10 吨 CO<sub>2</sub>/吨氨。在碳中和框架下，虽然通过天然气路线可以实现相较于煤化工路线一半的二氧化碳减排，但依然无法实现零排放，且天然气作为我国紧缺资源，也无法支撑合成氨工业大面积转向天然气路线。

可再生能源制氢是合成氨行业可行的脱碳解决方案。2019 年国内合成氨产量为 4700 万吨，按 80%的煤化工及 20%的天然气路线占比，在仅考虑工艺流程碳排放情况下，对应 2019 年合成氨二氧化碳排放量在 1.97 亿吨，占国内碳排放总量的 1.73%。若以可再生能源电解水制取的氢气替代传统煤气化或天然气重整制氢，则每年合成氨制备可减少相应的碳排放量。假设未来合成氨年产量保持 5000 万吨水平，按照 1 吨合成氨耗 0.18 吨氢气计算，合成氨板块对于氢气一年的需求量约为 900 万吨左右。

绿氢制合成氨的氢气成本需低于 10 元/kg 实现与灰氢平价。当前国内煤气化制氢成本普遍低于 10 元/kg（不考虑 CCUS 成本），天然气重整制氢成本在 10-20 元/kg（不考虑 CCUS 成本），目前光伏和风电制氢平均成本在 25~30 元/kg 水平，因此发展绿氢制合成氨首要解决的是制氢成本。

图表 27：国内合成氨及尿素历史产量情况（万吨）



来源：wind，国联证券研究所

## （2）甲醇

甲醇是多种有机产品的基本原料和重要的溶剂，其下游应用广泛。按照上游原料的不同，甲醇的制备工艺主要包括天然气制甲醇、煤制甲醇和焦炉气制甲醇，目前国内主要以煤制甲醇为主，占比高达 76%，焦炉气制甲醇和天然气甲醇分别占比 17%、7%。

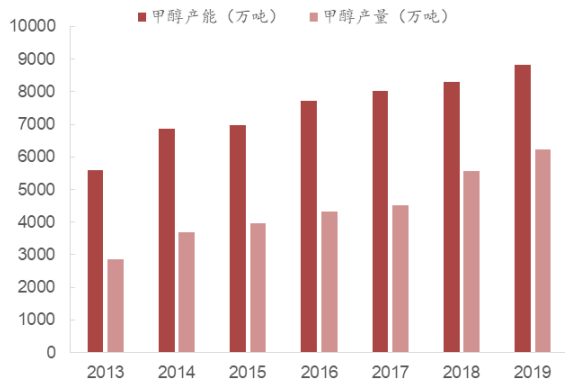
从工艺路线上，甲醇与合成氨相似，两者都采用煤气化或天然气重整技术，碳排放体现在合成气制备过程中。参考国内煤化工企业环评报告以及 IPCC 给出的碳排放因子数据，煤头路线单吨甲醇的 CO<sub>2</sub> 排放量约为 3.91 吨（过程排放 2.13 吨 CO<sub>2</sub>/吨甲醇、工程排放 1.78 吨 CO<sub>2</sub>/吨甲醇），气头路线单吨甲醇的 CO<sub>2</sub> 排放量约为 1.59 吨（过程排放 0.67 吨 CO<sub>2</sub>/吨甲醇、工程排放 0.92 吨 CO<sub>2</sub>/吨甲醇）。因此，2019 年仅煤头及气头路线甲醇的 CO<sub>2</sub> 排放量已达约 1.9 亿吨，与合成氨排碳放量水平相当。

因此，同样可使用绿氢来平衡煤制甲醇或天然气制甲醇过程的氢碳比，以此减少



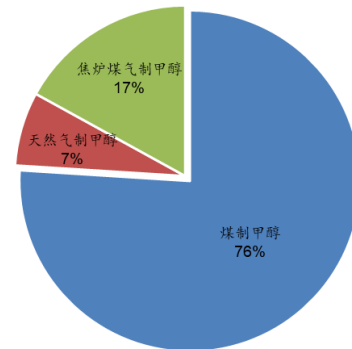
二氧化碳排放，其绿氢盈亏平衡点同样需要达到与灰氢平价的水平。

图表 28：国内甲醇产能及产量情况（万吨）



来源：wind，国联证券研究所

图表 29：国内甲醇生产工艺结构（2018 年）



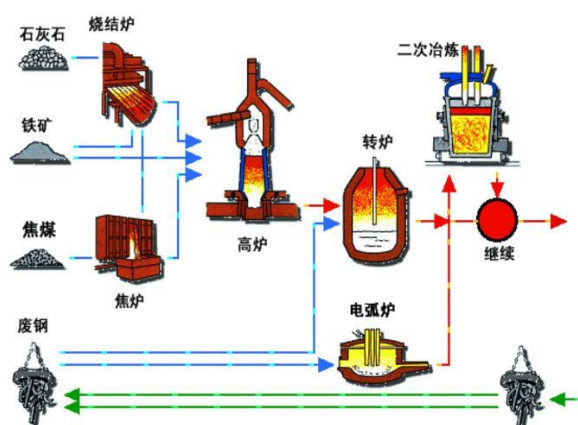
来源：百川资讯，国联证券研究所

➤ 新应用领域的氢能脱碳化

(1) 氢气炼钢

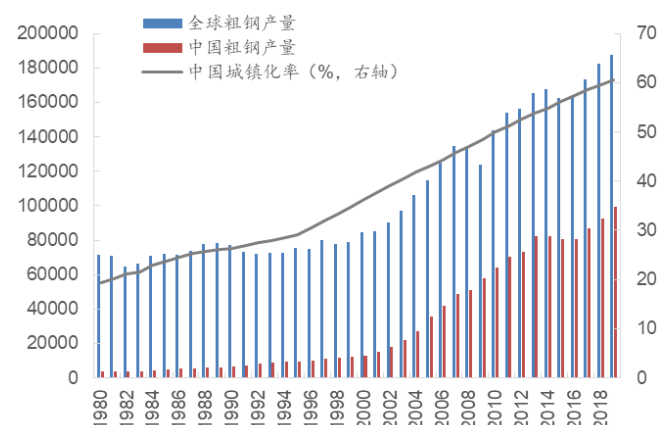
中国钢铁生产以长流程为主，高炉是主要的碳排放环节。钢铁是我国工业化进程中最重要支柱形产业之一。当前，我国炼钢企业大多使用铁矿石为铁源、炼焦煤作为碳源的长流程高炉生产技术，通过焦炭燃烧提供还原反应所需要的热量并产生还原剂一氧化碳(CO)，在高温下利用一氧化碳将铁矿石中的氧发生反应生成CO<sub>2</sub>，将铁矿石还原得到铁，这个过程带来了大量的二氧化碳排放，其吨钢二氧化碳排放量在2.17-2.2吨之间。相对应的，短流程则以废钢作为铁元素来源，经“电炉-轧制”流程生产钢材，其吨钢二氧化碳排放量在0.2-0.6吨之间。据世界钢铁协会，在2019年全球粗钢产量中，长流程占比约72%，短流程占比约28%，在2019年中国粗钢产量中，长流程占比90%，短流程占比10%，除中国外，海外长流程占比52%，短流程占比48%。

图表 30：钢铁冶炼工艺流程图



来源：网络搜集，国联证券研究所

图表 31：中国粗钢产量占全球一半水平（万吨）

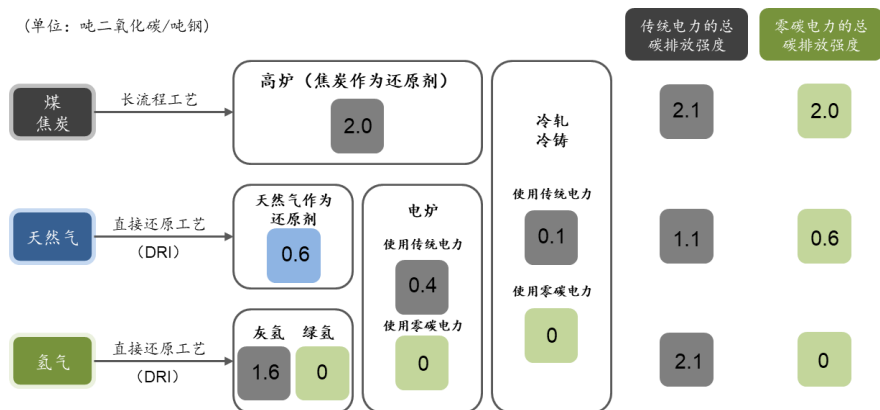


来源：wind，国联证券研究所

在 3 月 20 日举行的 2021（第十二届）中国钢铁发展论坛上，有关人士透露，《钢铁行业碳达峰及降碳行动方案》已经形成修改完善稿，钢铁行业碳达峰目标初步定为：2025 年前，钢铁行业实现碳排放达峰；到 2030 年，钢铁行业碳排放量较峰值降低 30%（内容来自怀新资讯）。

针对钢铁行业的减排改造已是迫在眉睫之事，当前实现钢铁行业减排的主要措施为：提高能源利用率、超低排放改造和提高电炉比例，同时发展低碳冶金技术、碳捕捉等其他新技术路径。从目前来看，通过绿氢作为还原剂的直接还原技术（DRI）是钢铁工业未来实现“零排放”的最佳方案。

图表 32：绿氢炼钢工艺能实现钢铁生产深度脱碳



来源：国联证券研究所

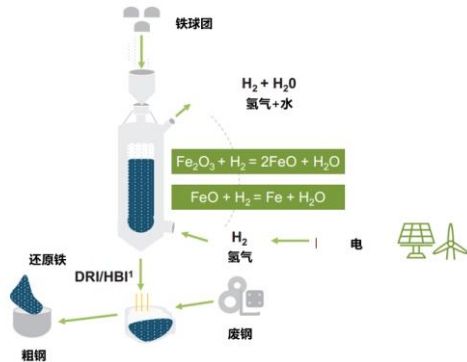
氢气炼钢将带动氢气需求约 2300 万吨。若假设钢铁需求量维持在目前的高位平台区，即每年 9~10 亿吨左右的水平，未来电炉炼钢占到钢铁产量的比重为 40%，氢能、焦炭炼钢分别占到粗钢产量的 30%，那么预计 2050 年氢能还原铁技术路线对应的粗钢产量约为 3 亿吨左右，对应生铁产量约为 2.55 亿吨，以 1 吨生铁消耗 1000 立方氢气计算（参考日本钢铁工业协会测算值），预计对应的氢气需求量约为 2300 万吨左右。

从目前已示范运行及试验阶段的氢气炼钢项目来看，技术已经不存在障碍。目前全球相对较为成熟且运行的项目主要是瑞典钢铁的 HYBRIT 项目。HYBRIT 项目的基本思路是：在高炉生产过程中用氢气取代传统工艺的煤和焦炭（氢气由清洁能源发电产生的电力电解水产生），氢气在较低的温度下对球团矿进行直接还原，产生海绵铁（直接还原铁），并从炉顶排出水蒸气和多余的氢气，水蒸气在冷凝和洗涤后实现循环使用。但是 HYBRIT 项目采用的氢冶金工艺成本比传统高炉冶炼工艺高 20%~30%。除此之外，德国萨尔茨吉特钢铁公司发起的 SALCOS（萨尔茨吉特低碳炼钢）项目和由奥钢联发起的 H2FUTURE 项目也从不同角度设想工艺流程实现“氢冶金”循环经济。国内方面，龙头钢企也正积极布局氢气炼钢技术，包括河钢、宝武钢铁、酒钢等。

氢能炼钢盈亏平衡点的制氢成本为 11.2~11.8 元/kg。按目前成本，生产 1 吨钢铁大约需要 0.45 吨焦炭，吨钢的能源物料成本约为 1000~1050 元/吨，如果与高炉炼铁达到一样的成本水平，所使用的氢气成本需要降至 1~1.05 元/方，约合 11.2~11.8

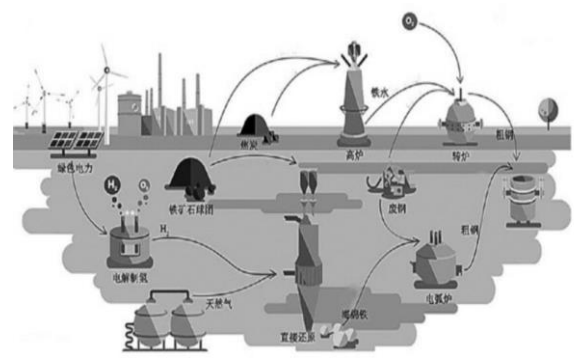
元/kg，基本是目前最便宜的化工副产及化石能源制氢成本。如果以零碳来源的氢气成本计算，目前光伏和风电制氢成本基本在 25-30 元/kg 的成本水平，氢气还原制铁的工艺至少比传统高炉高一倍以上。

图表 33：瑞典钢铁 HYBRIT 项目流程示意图



来源：IRENA，国联证券研究所

图表 34：德国萨尔茨吉特钢铁 SALCOS 项目设想



来源：CNKI，国联证券研究所

## (2) 工业供热

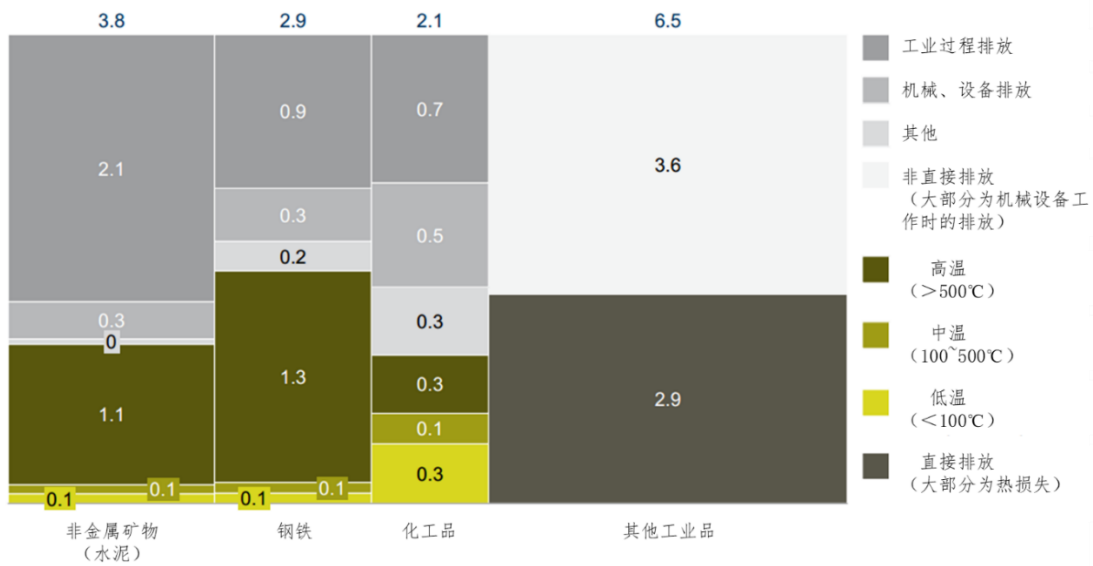
### ➤ 氢能是工业领域中高品位热力供应的优质脱碳解决方案

工业热能分为三个温度范围：100°C 的低级热能、100-500°C 的中级热能和 500°C 以上的高级热能。目前，化石燃料（煤、天然气）和电力（电阻加热或热泵）主要用于满足工业供热的需求。脱碳方案包括直接电气化、生物质或化石燃料+CCUS 技术。

对于低级热能，电气化是成本最低的脱碳方案，因此氢能可能不会发挥重要作用。对于中高级热能，可采用生物质进行脱碳，但在某些地区生物质供应限制。例如，CCUS 技术仅在在二氧化碳封存设施的地区有效，但是，在没有生物质或 CCUS 技术的地方，氢能源凭借灵活性强的特点，可以成为间歇性工业领域的中高级热能低碳解决方案。

对于氢能在工业供热中的应用，主要有两类途径：1) 通过天然气燃烧供热的工业企业，可在已有天然气管道中掺杂固定比例氢气，满足高位热能需求的同时减少碳排放量；2) 通过直接燃烧氢气的方式来满足高位热能需求，但从技术实现角度，直接燃烧氢气仍面临诸多技术挑战，近中期很难实现规模化运用。因此，通过天然气掺氢的方式来兼顾高位热能需求以及碳减排是近中期最优解，具体经济性分析可参照“2.3 建筑领域的氢脱碳”。

图表 35：工业中 40%二氧化碳排放来源于燃料燃烧供热 (Gt CO<sub>2</sub>)

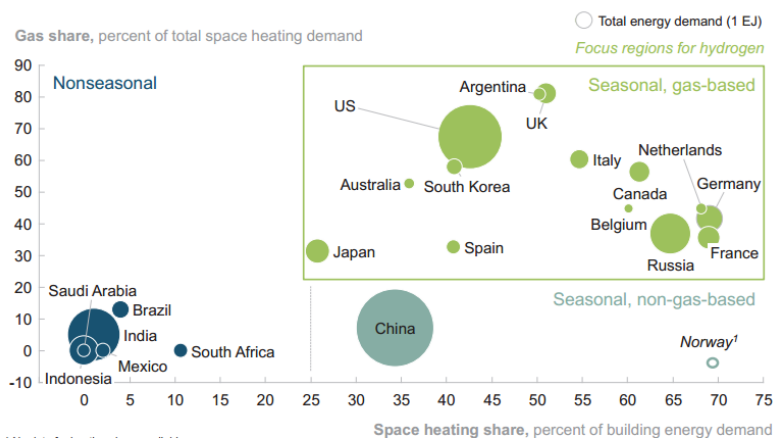


来源：IEA, 国联证券研究所

### 3.3 建筑领域的氢脱碳

目前建筑领域中包括民用住宅及商业住宅在供热供电方面的能源需求占全球能源需求 (118EJ) 的三分之一以上, 接近于工业领域的能源需求, 甚至超过交通领域的能源需求。建筑能源消耗中约 60% 用来供暖、热水和烹饪, 其他则用于照明、电器及制冷。建筑物的碳排放量占到全球的四分之一 (86.7 亿吨二氧化碳)。

图表 36：多数国家冬季取暖依靠的是燃烧天然气



来源：IRENA, 国联证券研究所

虽然随着可再生能源在电力中所占份额的增加, 可以降低建筑领域用电所带来的二氧化碳排放, 但对于建筑领域的供热环节, 依然很难实现脱碳, 因为只有少数低碳替代品可以与天然气 (最常见的供热燃料) 竞争, 目前大部分有严寒季节国家的供暖依靠化石能源来实现, 主要为天然气, 其他为煤炭、生物质能等。

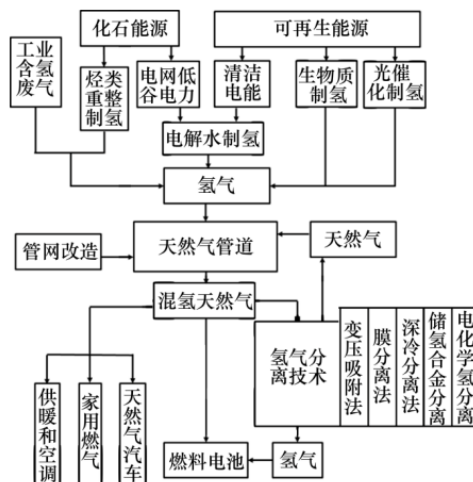
➤ 天然气掺氢可成为建筑领域减排有效措施

要实现到 2050 年降低 2°C 的目标，在有限的减排手段中，天然气掺氢 (HCNG—hydrogen compressed natural gas) 方案是促进该行业能源转型的最具成本效益和最灵活的方法之一：氢能可以利用现有的天然气基础设施和设备，向天然气管网中注入可再生能源电力制取的氢气，可减少天然气的消耗，有助于减少建筑、工业和发电厂因使用天然气造成的相关碳排放：

1) 从短期来看，向天然气管网注入氢气是一种低价值、低投资的举措，可以支持早期氢气生产规模的扩大。氢气注入应成为一种措施，用于降低电力制氢在交通领域中陷入“死亡之谷”的风险。当无法满足预期需求的风险仍然很高（“死亡之谷”）时，天然气管网注入可以在交通应用不断增加的阶段以低边际成本提高现金流量，以实现盈亏平衡。氢气注入可以让电解装置几乎连续地运行，从而有助于确保通过提供电网服务获得收入，因为电网服务通常需要电解装置处于运行状态。

2) 从长远来看，向天然气管网注入氢气，被认为是一种能够储存大量可再生能源的方式。由于氢气将使用现有的天然气基础设施，因此可以避免昂贵的电网升级和扩建费用。与电力相比，电力制氢的一个关键优势是氢气可以大规模储存。这将使该系统能够应对需求的大幅波动，以作为一种季节性存储方式，应对季节性需求高峰（如冬季供热）。由于天然气管网的容量非常大，所以即使混合比例很低，也能消纳大量波动性可再生能源。仅就欧盟而言，天然气管网中以甲烷形式储存的能量约为 1200 太瓦时 (ENERGINET, 2017 年数据)。这大约相当于欧洲天然气总需求的五分之一 (2015 年欧洲天然气总需求量为 5480 亿立方米，相当于约 5375 太瓦时)。

图表 37: HCNG 技术路线图



来源：CNKI，国联证券研究所

从氢和天然气的基本参数对比可以看出，天然气管网掺氢具备实际可行的理论基础：1) 燃烧能量。氢气密度较低，但单位质量的燃烧热远大于天然气。2) 燃烧性质。氢更容易点燃且其火焰速率要远快于天然气。3) 安全性。虽然氢在 PE 管道和铁制管道中的扩散系数远高于天然气 5 倍左右，容易造成泄露，但是其在空气中的扩散系数也远大于天然气，这样便不易造成扩散后的聚集，从而降低了危险性。

图表 38: 天然气与氢基本参数对比 (标准大气压下)

性质	氢	天然气
热值 (MJ/m <sup>3</sup> )	13	38
密度 (kg/m <sup>3</sup> )	0.09	0.8
燃烧 1m <sup>3</sup> 所需要的空气的体积 (m <sup>3</sup> )	2.5	8.5
气体/空气混合物的点火能量 (mJ)	0.02	0.3
点火温度 (°C)	585	540
气体/空气混合物的燃烧极限	4-75%	4.7-16.6%
粘度 (μPa.s) (1bar, 20°C)	8.8	110
火焰速率 (cm/s)	350	40 (甲烷-空气)
空气中扩散系数 (cm <sup>2</sup> /s)	0.6	0.16
在铁中的扩散系数 (cm <sup>2</sup> /s) (100°C)	2.5*10 <sup>-7</sup>	Nil
在 PE 塑料管 (HDPE) 中的扩散系数 (10-3*ft <sup>3</sup> -mil/ft/day/psig)	1.09	0.16

来源: CNKI, 国联证券研究所

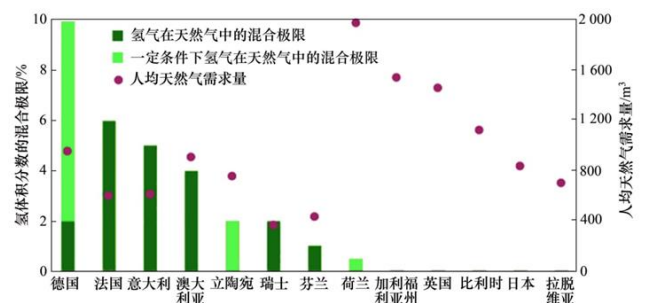
另外,近年来国际上对天然气掺氢的研究也日益增多,从实际运行的示范项目也表明现有天然气管道输送混氢天然气存在可行性,其中德国自 2013 年底就开始向部分天然气分销网络注入氢气,当时掺氢比例低于 2%;2019 年,德国 E.ON 的子公司 Avacon 计划将天然气管道网的氢气混合率提高到 20%。意大利公司 Snam 于 2019 年 4 月开始向南意大利量价工业公司输送含量为 55% 的掺氢天然气,2020 年 1 月该项目的掺氢比被提高到 10%。2020 年 1 月 2 日,英国首个将零碳氢气注入天然气网络为住宅和企业供热的示范项目 HyDeploy 正式投入运营,掺氢比高达 20%。值得一提的是,德国西门子公司已率先在天然气掺氢燃气轮机方面取得重大技术突破,其生产的燃气轮机设备可使用掺氢量 5%-50% 的 HCNG,奠定了天然气掺氢技术发展的硬件基础。

图表 39: 埃姆兰岛 HCNG 家用实地测试项目



来源: 网络搜集, 国联证券研究所

图表 40: 各国/地区天然气管道内掺氢比例设定



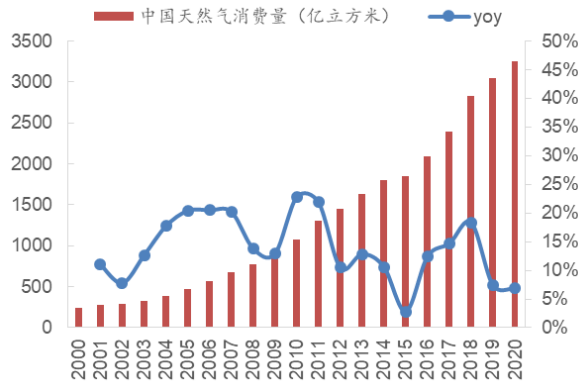
来源: IEA, 国联证券研究所

### ➤ 我国天然气掺氢已具备实践基础, 中低比例掺氢可兼顾经济性与低碳化

我国天然气管道网络系统框架已基本形成,天然气管道输送技术成熟,天然气掺氢已具备实践基础。截止到 2019 年底,我国天然气干线管道总长度达 8.1 万千米,一次输气能力达 3500 亿 m<sup>3</sup>/a。从消费端来看,截止到 2020 年底,我国天然气年消费量已达到 3250 亿立方米 (占 2020 年全球需求量约 8.5%),且依然保持持续增长

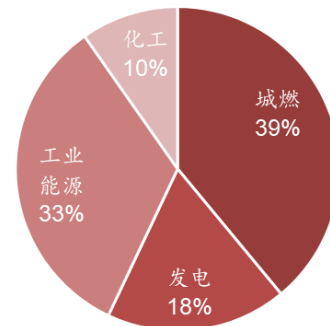
态势，需求结构上，90%天然气以燃烧的方式应用于城燃、发电以及工业能源，因此在天然气管网中掺氢可以减少天然气燃烧带来的二氧化碳排放问题。

图表 41：中国天然气消费量（亿立方米）



来源：wind，国联证券研究所

图表 42：中国天然气消费结构（2018 年）



来源：中石化，国联证券研究所

**近中期低比例掺氢可兼顾实现经济性与低碳化。**通常，在氢气浓度（体积最高为 10-20%）相对较低的情况下，氢气的混合可能无需对基础设施进行重大投资或改造，投资成本相对较小，并且可以安全的方式进行。若混合浓度超过 20%，则需要对现有基础设施和终端应用进行重大改变。结合对 HCNG 在不同掺氢比例条件下的敏感性分析，在碳中和对低碳化需求迫切的情况下，近中期可在不改造天然气管网的前提下实施中低比例的天然气掺氢。假设混合比例为 5%，每户每年消耗 10-18 兆瓦电能时可减少 32-58 千克二氧化碳——假设有 330 万户家庭使用掺氢天然气供暖，每年可减少约 20 万吨二氧化碳排放。

**到 2050 年，20%的天然气掺氢比例将带来 80-90 万吨氢气需求。**据发改委能源研究所数据，在 2°C 目标下，中国天然气消费量将于 2040 年达到峰值，约 5800-6000 亿立方米，到 2050 年随着电气化程度进一步提升，国内天然气消费量将回落至 4500-4700 亿立方米。假设国内天然气掺氢比例达到 20%水平，预计到 2050 年可贡献 900-1000 亿立方米氢气需求（约 80-90 万吨）。

图表 43：HCNG 价格敏感性分析（按体积计价）

HCNG 价格 (元/m <sup>3</sup> )		掺氢比例（天然气门站价为 2 元/m <sup>3</sup> ）					掺氢比例（天然气门站价为 3 元/m <sup>3</sup> ）				
		5%	10%	20%	30%	50%	5%	10%	20%	30%	50%
氢气价格 (元/m <sup>3</sup> )	0.5	1.93	1.85	1.70	1.55	1.25	2.88	2.75	2.50	2.25	1.75
	1.0	1.95	1.90	1.80	1.70	1.50	2.90	2.80	2.60	2.40	2.00
	1.5	1.98	1.95	1.90	1.85	1.75	2.93	2.85	2.70	2.55	2.25
	2.0	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.95	2.90	2.80	2.70	2.50
	2.5	2.03	2.05	2.10	2.15	2.25	2.98	2.95	2.90	2.85	2.75
	3.0	2.05	2.10	2.20	2.30	2.50	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00

来源：国联证券研究所

## 4 氢能脱碳核心制约——平价绿氢何时到来？

### 4.1 可再生能源电解水制氢是氢脱碳路线成立的重要组成部分

目前，氢的制取主要有三种较为成熟的技术路线：一是以煤炭、天然气为代表的化石能源重整制氢；二是以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的工业副产气制氢，三是电解水制氢。从供应结构来看，化石能源制氢是我国获取廉价及稳定供应氢气的最主要来源，其次为工业副产氢，而电解水制氢占比极小。

图表 44：三种较为成熟的制氢技术路线对比

制氢方式	原料	优点	缺点	适用范围	氢气供给占比 (2019 年全国产氢 3342 万吨)
化石能源制氢	煤	技术成熟	储量有限，制氢过程存在碳排放问题，须提纯及去除杂质	合成氨、合成甲醇、石油炼制	77.3%
	天然气	技术成熟			
工业副产氢	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻烃利用等	成本低	须提纯及杂质去除，无法作为大规模集中化的氢能供应源	合成氨、石油炼制	21.2%
电解水制氢	电、水	工艺过程简单，制氢过程不存在碳排放	尚未实现规模化应用，成本较高	结合和再生能源制氢；电子、有色金属冶炼等对气体纯度及杂质含量有特殊要求	1.5%

来源：中国氢能联盟，国联证券研究所

从各制氢路线的特点来看，传统制氢工业中以煤炭、天然气等化石能源为原料，制氢过程产生 CO<sub>2</sub> 排放，制得氢气中普遍含有硫、磷等有害杂质，对提纯及碳捕获有着较高的要求。焦炉煤气、氯碱尾气等工业副产提纯制氢，能够避免尾气中的氢气浪费，实现氢气的高效利用，但从长远看无法作为大规模集中化的氢能供应来看；电解水制氢纯度等级高，杂质气体少，考虑减排效益，与可再生能源结合电解水制“绿氢”被认为是实现氢脱碳的最佳途径。

图表 45：不同制氢技术经济性与碳排放

制氢种类	制氢方式	原料价格	制氢成本 (元/kg)	制氢碳排放 (kgCO <sub>2</sub> e/kgH <sub>2</sub> )
电解水制氢	商业用电	0.8 元/kwh	48	33-45
	谷电	0.3 元/kwh	23	
	可再生能源弃电	0.1 元/kwh	14	0.4-0.5
化石能源制氢	煤制氢	550 元/吨	9	22-35
	天然气制氢	3 元/m <sup>3</sup>	17	10-16
	工业副产氢	---	10-16	---

来源：中国氢能联盟，国联证券研究所整理

#### ➤ 碱性电解与 PEM 电解将是未来电解水主流工艺路线

电解槽是利用可再生能源生产绿氢的关键设备。目前电解水制氢主要有碱性电解、质子交换膜 (PEM) 电解、固体氧化物 (SOEC) 电解这三种技术路线，根据各自技术特点以及商业化应用程度，碱性电解水制氢路线及 PEM 电解水制氢将是未来与可再生能源结合的主流电解水制氢工艺路线。



- **碱性电解。**该技术已实现大规模工业化应用，国内关键设备主要性能指标均接近国际先进水平，设备成本低，单槽电解制氢量较大，易适用于电网电解制氢。
- **PEM 电解。**该技术国内较国际先进水平差距较大，体现在技术成熟度、装置规模、使用寿命、经济性等方面，国外已有通过多模块集成实现百兆瓦级 PEM 电解水制氢系统应用的项目案例。其运行灵活性和反应效率较高，能够以最低功率保持待机模式，与波动性和随机性较大的风电和光伏具有良好的匹配性。
- **SOEC 电解。**该技术的电耗低于碱性和 PEM 电解技术，但尚未广泛商业化，国内仅在实验室规模上完成验证示范。由于 SOEC 电解水制氢需要高温环境，其较为适合产生高温、高压蒸汽的光热发电等系统。

目前来看，碱性电解槽成本较低，经济性较好，市场份额较 PEM 电解槽高一些。不过随着燃料电池技术的不断成熟，质子交换膜国产化的不断加速突破，长期来看，PEM 电解槽的成本和市场份额将逐渐提高，与碱性电解槽接近持平，并根据各自与可再生能源电力系统的适配性应用在光伏、风电领域。

**图表 46：国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比**

	碱性电解	PEM 电解	SOEC 电解
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	尚未商业化
运行温度	70-90°C	70-80°C	600-1000°C
电流密度 (A/cm <sup>2</sup> )	0.2-0.4	1.0-2.0	1.0-10.0
单台装置制氢规模 (Nm <sup>3</sup> /h)	0.5-1000	0.01-500	-
电解槽能耗 (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.4-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6
系统转化效率	60-75%	70-90%	85-100%
系统寿命	已达 10~20 年	已达 10~20 年	-
启停速度	热启停：分钟级 冷启停：>60 分钟	热启停：分钟级 冷启停：5 分钟	启停慢
动态响应能力	较强	强	较弱
电源质量需求	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源
负荷调节范围	15-100%额定负荷	0-160%额定负荷	-
系统运维	有腐蚀性液体，后期运维复杂， 运维成本高	无腐蚀性液体，运维简单， 运维成本低	目前以技术研究为主，尚 无运维需求
占地面积	较大	较小	-
电解槽价格	2000-3000 元/kw (国产) 6000-8000 元/kw (进口)	7000-12000 元/kw	-
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机规模较 大的电力系统	可适配波动性较大的可再 生能源发电系统	适用于产生高温、高压蒸 汽的光热发电系统

来源：《2020 中国氢能发展报告》，国联证券研究所

### ➤ “灰氢”+CCUS 技术近中期将帮助“绿氢”实现过度

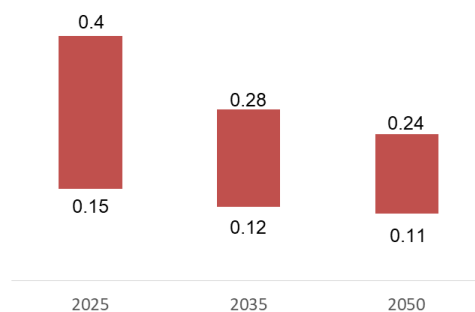
虽然可再生能源电解水制氢是我国实现氢脱碳的终极之路，但从中国的国情来看，由于规模化、低成本的可再生能源电解水制氢产业尚未形成，因此已有规模化、产业

化的煤制氢路线仍将长期存在，但是需要叠加 CCUS 技术（碳捕集和封存利用）将“灰氢”变为“蓝氢”，补充氢能的供应，“灰氢”+CCUS 技术近中期将帮助“绿氢”实现过度。

发展 CCUS 面临的最大的挑战是综合成本相对过高。现有技术条件下，安装碳捕集装置，将产生额外的资本投入和运行维护成本等，以火电厂安装为例，将额外增加 140-600 元/吨的运行成本，直接导致发电成本大幅增加。如华能集团上海石洞口捕集示范项目，在项目运行时的发电成本从 0.26 元/kwh 提高到 0.5 元/kwh。CO<sub>2</sub> 目前输送主要以罐车为主，运输成本高，而 CO<sub>2</sub> 管网建设投入高、风险大，也影响着 CCUS 技术的推广。受现有 CCUS 技术水平的制约，在部署时将使一次能耗增加 10-20% 甚至更多，效率损失很大，严重阻碍着 CCUS 技术的推广和应用。

根据 CCUS 技术的发展趋势和目标，到 2025 年 CO<sub>2</sub> 捕集成本大约为 0.15-0.4 元/kg。煤制氢技术没产生 1kgH<sub>2</sub>，伴生的 CO<sub>2</sub> 理论为 19kg，以此推算，2025 年结合 CCUS 技术的氢气制取成本将增加 2.85-7.6 元/kg，到 2035 年采用 CCUS 技术增加的制氢成本降低至 2.28-5.32 元/kg。

图表 47: CCUS 技术成本 (元/kg-CO<sub>2</sub>)



来源：《中国 CCUS 技术发展趋势分析》，国联证券研究所整理

## 4.2 2030 年可再生绿氢或将实现与灰氢平价

低成本可再生氢的实现路径对于氢气未来能不能实现平价应用至关重要。目前，通过可再生能源发电制取“绿氢”主要面临成本高的问题。一方面，当前阶段以风光电为代表的可再生能源发电成本还比较高；另一方面，电解槽的能耗和初始投资成本较高，规模还较小。因此，未来提高“绿氢”经济性的有效途径将主要依靠可再生能源发电成本的下降，电解槽能耗和投资成本的下降以及碳税等政策的引导。

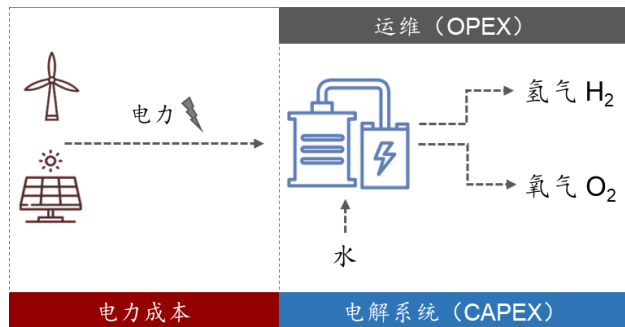
### ➤ 电解氢成本主要受电力成本、电解槽投资成本影响

电解氢成本主要由 3 部分组成：1) 电力成本。依靠风电、光伏等可再生能源产生的电力，将水电解成氢气和氧气。2) 投资成本 (CAPEX)。主要为电解槽系统成本。3) 运维成本 (OPEX)。因此，绿氢全生命周期成本 (LCOH) = 电力成本 + 投资成本 (capex) + 运行成本 (opex)。

以欧洲 100MW 规模绿氢电解装置为例，从该绿氢制备的全生命周期成本来看，

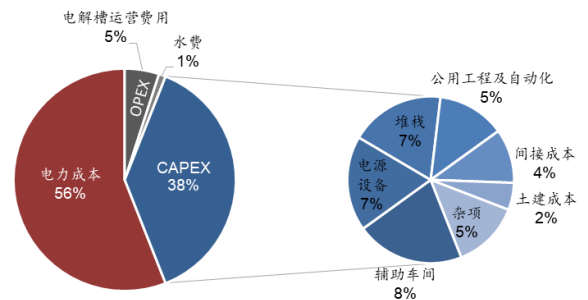
可再生电力成本占据绿氢全生命周期成本的 56%，电解槽系统投资成本占据 38%。因此，电价水平以及电解槽系统初始投资成本的高低直接影响最终绿氢成本，同时影响绿氢在各应用领域脱碳的节奏和进度。

图表 48：碱性电解绿氢成本结构



来源：国联证券研究所

图表 49：碱性电解绿氢全生命周期成本拆解



来源：和米咨询，国联证券研究所整理

注：此份成本拆解以欧洲某 100MW 规模电解水制氢装置为例，基于以下关键假设：资本支出投资为 669 美元/千瓦，转换效率 67%，电价 44 美元/兆瓦时，满负荷 2968 小时（陆地风电），资金成本 10%（加权平均资金成本），电厂寿命为 20 年，运营成本 11 美元/千克，每公斤氢气用水 20 升，每公斤氢气水成本 2.1 美元。

为了探究可再生能源电解水制氢何时能够实现与灰氢平价，我们对绿氢全生命周期成本进行拆解及预测（仅对成熟度水平较高的碱性电解水制氢进行成本拆解预测），对电力成本、CAPEX、OPEX 关键影响因素做出如下假设：

### (1) 电力成本

- 可再生能源平准化度电成本 (LCOE)**。随着投资成本的下降以及技术的不断进步，未来可再生能源将成为一次能源消费中的主体，可再生能源平准化度电成本将大幅下降，参考 Hydrogen council、IRENA、中国氢能联盟以及发改委能源所的预测，以 2020 年为基准年，预计可再生能源的综合度电成本（包含光伏、风电）到 2030 年将下降 30%，到 2050 年将下降 60%。而部分光伏、风电资源优质地区，其度电成本的降幅将明显快于平均水平，以光伏为例，参考中国光伏行业协会给出的数据，2020 年国内部分光伏利用小时数为 1800h 的地区，光伏度电成本已降低至 0.2 元/KWh，且未来仍有进一步下降空间。
- 电解效率**。参考 IRENA 及 IEA 等权威机构数据，2020 年国内电解水制氢能耗约为 55kwh/kg-H<sub>2</sub>（对应 65.7% 的转换效率），未来随着电解槽工艺的不断优化，特别是改进交换膜、催化剂及系统集成，能效将进一步提高，预计到 2050 年国内电解效率可以提升至 46kwh/kg-H<sub>2</sub>。

### (2) CAPEX

- 电解槽初始投资成本**。影响电解槽投资成本的主要因素为电解槽制氢规模，包括电解槽电堆规模及电解槽系统规模：**1) 电堆规模化降本**。当前单位电

解槽电堆普遍为兆瓦级规模(目前全球最大的单一电堆电解槽是位于日本福岛的 10MW 电堆), 根据 IRENA 权威机构数据, 当电堆规模由 1MW 分别提升至 10MW、100MW 时, 相应电解槽系统成本可分别降低 35%-45%、60%-70%; **2) 系统装机量规模化降本。**当前全球电解槽系统规模约为 20GWh, 按照 IRENA 机构给出的能源方案中, 保守情况下, 到 2030 年全球电解槽规模将提升至 100GWh, 届时电解槽系统成本将降低 40%, 乐观情况下, 到 2030 年全球电解槽规模将提升至 270GWh, 届时电解槽系统成本将降低 55%, 到 2050 年, 全球电解槽系统规模将进入 TW 时代, 假设系统规模达到 1.7TWh, 系统成本相较于目前将降低 70。因此, 综合 IRENA 对电解槽规模化降本预期, 另补充 Hydrogen Council 的权威预测, 电解槽系统成本随着技术进步及规模化到 2030 年将降低 60-80%, 随后因电解槽系统规模化因素的成本学习曲线率下降, 系统成本降幅趋缓, 但仍随着技术的进步不断下降。

- **资金成本 (WACC)。**目前的加权平均资金成本假设为 10%, 户要考虑目前有关电解水制绿氢项目的相对风险较高。假设 2050 年的加权平均资金成本为 6%, 与目前投资可再生电力水平相当。
- **满载小时数 (设备利用小时数)。**满载小时数是指年度满负荷工作时间, 由于可再生能源发电侧存在波动性, 因此依靠可再生能源电解水制氢的工作负荷将主要取决于风电、光伏等可再生能源自身发电负荷的提升。参考 IRENA 机构预测, 假设 2020 年满载负荷为 3000 小时/年, 到 2050 年提升至 4000 小时/年。

### (3) OPEX

- **固定运维。**假设电解槽固定运维成本为电解槽初始投资成本的 2%/年。

**图表 50: 碱性电解绿氢全生命周期成本预测 (元/kg)**

	2020E	2025E	2030E	2035E	2040E	2045E	2050E
可再生能源 LCOE (元/kwh, 风电光伏加权平均)	0.39	0.31	0.27	0.23	0.20	0.18	0.16
陆上风电 LCOE (元/kwh)	0.38	0.34	0.3	0.28	0.26	0.25	0.24
陆上风电装机 (GWh)	66.7	36	67	90	90	60	78
海上风电 LCOE (元/kwh)	0.67	0.55	0.48	0.44	0.4	0.38	0.36
海上风电装机 (GWh)	5	5	10	5	5	5	5
光伏 LCOE (元/kwh)	0.37	0.28	0.24	0.2	0.17	0.15	0.13
光伏装机 (GWh)	48.2	82	176	220	190	195	205
本							
电解效率 (kwh/kg)	55	53.5	52	50.5	49	47.5	46
电费 (元/kg-H2)	21.3	16.5	13.8	11.4	9.9	8.4	7.5
水费 (元/kg-H2)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
<b>电力成本 (元/kg-H2, 风电光伏加权平均)</b>	<b>21.4</b>	<b>16.6</b>	<b>13.9</b>	<b>11.5</b>	<b>10.0</b>	<b>8.5</b>	<b>7.6</b>
<b>电力成本 (元/kg-H2, 陆上风电)</b>	<b>21.0</b>	<b>18.3</b>	<b>15.7</b>	<b>14.2</b>	<b>12.8</b>	<b>12.0</b>	<b>11.1</b>
<b>电力成本 (元/kg-H2, 光伏)</b>	<b>20.4</b>	<b>15.1</b>	<b>12.6</b>	<b>10.2</b>	<b>8.4</b>	<b>7.2</b>	<b>6.1</b>

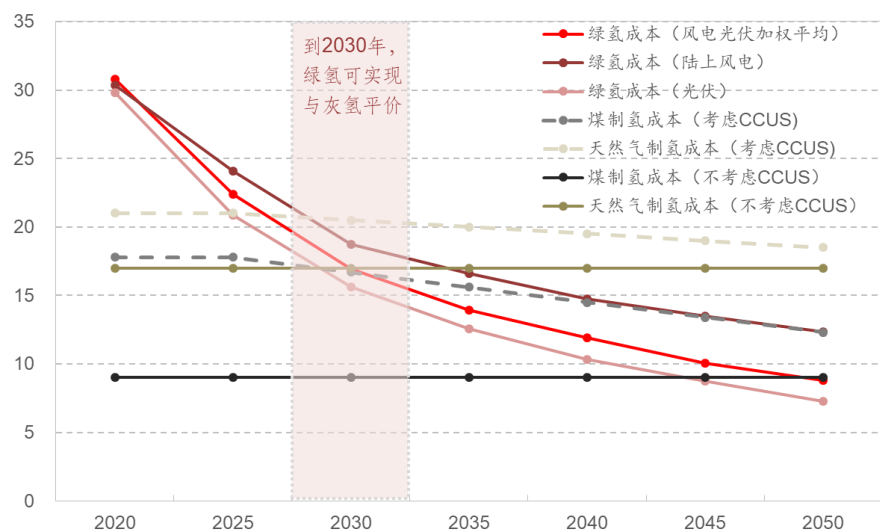
CAPEX	ALK 电解槽资本支出 (元/KW)	3000	2100	1250	1100	1000	900	800
	ALK 电解槽寿命 (年)	20	20	20	20	20	20	20
	满载小时数 (利用小时数)	3000	3166	3332	3498	3664	3830	4000
	WACC	10.0%	9.3%	8.7%	8.0%	7.3%	6.7%	6.0%
<b>CAPEX (元/kg-H2)</b>		<b>8.3</b>	<b>5.1</b>	<b>2.7</b>	<b>2.1</b>	<b>1.6</b>	<b>1.3</b>	<b>1.0</b>
OPEX	固定运维	60	42	25	22	20	18	16
	<b>OPEX (元/kg-H2)</b>	<b>1.10</b>	<b>0.71</b>	<b>0.39</b>	<b>0.32</b>	<b>0.27</b>	<b>0.22</b>	<b>0.18</b>
绿氢成本 (元/kg, 风电光伏加权平均)		<b>30.8</b>	<b>22.4</b>	<b>16.9</b>	<b>13.9</b>	<b>11.9</b>	<b>10.0</b>	<b>8.8</b>
绿氢成本 (元/kg, 陆上风电)		<b>30.3</b>	<b>24.1</b>	<b>18.7</b>	<b>16.6</b>	<b>14.7</b>	<b>13.5</b>	<b>12.3</b>
绿氢成本 (元/kg, 光伏)		<b>29.8</b>	<b>20.9</b>	<b>15.6</b>	<b>12.6</b>	<b>10.3</b>	<b>8.7</b>	<b>7.3</b>

来源：中国光伏 2050 年发展展望，中国可再生能源发展展望 2019，麦肯锡，IRENA，国联证券研究所  
注：预测部分不考虑电解槽更换；不考虑氧气收入；电解装置按照 20 年期折旧

### ➤ 到 2030 年国内绿氢成本可实现与灰氢平价

通过对可再生电解水绿氢全生命周期成本的拆解及预测，到 2030 年，随着可再生能源 LCOE 以及电解槽系统成本的快速下降，绿氢成本将从 2020 年的 30.8 元/kg 快速降至 16.9 元/kg。而 2020 年国内部分光伏利用小时数为 1800h 的地区，光伏度电成本已降低至 0.2 元/KWh，我们认为国内这些可再生资源优势区域，其度电成本到 2030 年将领先于行业平均水平达到 0.1-0.15 元/KWh，相应的绿氢成本将率先实现与灰氢平价。

图表 51：绿氢成本与灰氢成本对比



来源：国联证券研究所

注：(1) 煤制氢成本为 9 元/kg-H2；原料煤炭价格：550 元/吨；碳排放量为 22kg-CO2/kg-H2。(2) 天然气制氢成本为 17 元/kg-H2；原料天然气价格：3 元/m3；碳排放量为 10kg-CO2/kg-H2。(3) CCUS 成本：2020-2025 年为 0.4 元/kg-CO2，逐步下降至 2050 年的 0.15 元/kg-CO2。

### ➤ 绿氢的大规模应用或将在 2035-2040 年实现

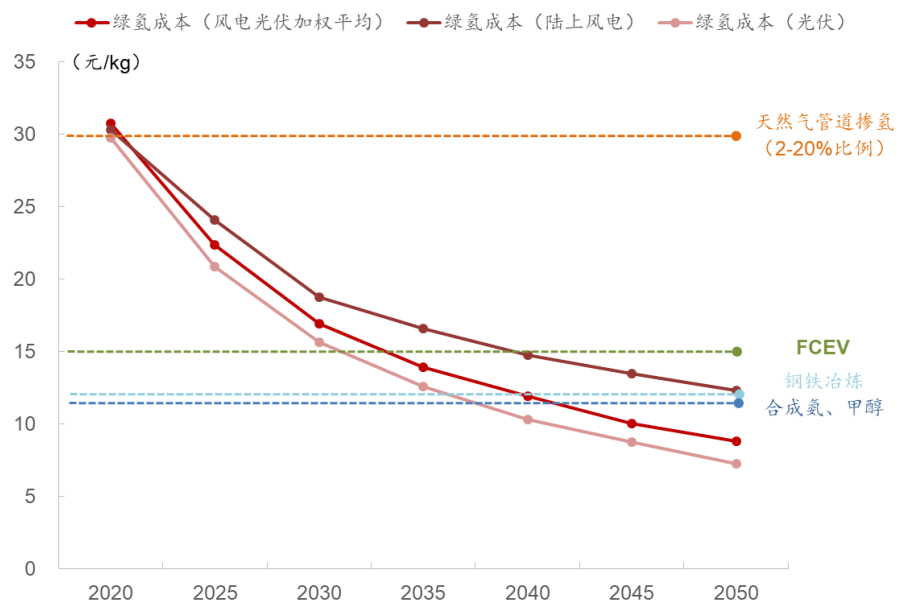
在碳中和目标下，绿氢将在工业、交通、建筑等碳排领域扮演重要深度脱碳角色。通过绿氢在各脱碳应用领域的成本竞争力分析，近 5 年绿氢将率先在供热和重卡行业得以应用，天然气管网中通过天然气掺氢用于建筑供热，这将是绿氢推广的首次商

业应用。此外，由于政府和民众在氢气基础设施建设方面的支持，绿氢最早可能于2025年在为重型车辆（如区域列车和重卡）提供动力方面具备竞争力。

到2030年，部分可再生能源资源禀赋优势区域，绿氢成本可下探至与灰氢平价的水平，即达到10-12元/kg，这意味着氢燃料可以取代柴油，也就标志着氢能在重型运输领域极具价格竞争力的转折。

到2035年后，绿氢或将作为极具竞争力的能源在主流工业领域和交通领域大规模推广应用。

图表 52：绿氢在终端应用价格竞争力



来源：国联证券研究所

## 5 投资建议

随着“3060 碳中和”目标的提出，全社会生产资料将向着低碳化及净零排放方向发展，绿氢作为连接可再生能源与终端应用场景的绿色二次能源，将在工业、建筑、交通等领域扮演深度脱碳的重要角色。

从当前绿氢产业发展阶段来看，整体处于产业导入阶段，制约绿氢产业化发展的核心因素在于制氢成本。通过对可再生电解水绿氢全生命周期成本的拆解及预测，到2030年国内一些可再生资源优势区域，其绿氢成本将实现与灰氢平价，到2040年则基本能实现平价，绿氢产业的大规模应用也将得以实现。

通过绿氢在各脱碳应用领域的成本竞争力分析，近5年绿氢将率先在供热和重卡行业得以应用；到2030年，部分可再生能源资源禀赋优势区域，绿氢成本可下探至与灰氢平价的水平，氢能在重型运输领域可实现价格竞争力；到2035年后，绿氢或将作为极具竞争力的能源在主流工业领域和交通领域大规模推广应用。

结合绿氢成本预测及其在各脱碳应用领域的成本竞争力分析，从不同时间周期维

度来看：

1) 短期（2020 年-2025 年），绿氢产业链各环节都处于技术储备及降本突破阶段，产业尚不具备规模化经济能力，因此关注短期政策主推的方向，包括氢燃料电池重卡及燃料电池堆；

2) 中期（2025 年-2035 年），绿氢成本已大幅降低，部分资源优势区可以实现平价，交通领域中重卡已具备规模化应用的基础，继续关注燃料电池车及电堆；工业领域中具备用氢基础且较早转型布局绿氢的龙头公司将因碳成本的提高而受益，关注提前布局绿氢产业的企业；

3) 长期（2035 年-2050 年），氢能各产业链环节的成本、技术都将得到大幅改善，各环节进入规模化应用阶段，投资角度除了近中期已关注的方向，重点关注贯穿氢能产业链的关键设备，包括储氢罐、压缩机等，将伴随绿氢的规模化应用而得到数量级增长。

标的建议关注燃料电池龙头亿华通、已打通光伏制氢的宝丰能源、布局氢能炼钢的河钢股份、储氢罐的中集安瑞科、以及压缩机设备的汉钟精机。

**图表 53：氢能产业链重点上市公司（以 2021 年 6 月 4 日收盘测算市值、估值）**

代码	公司	市值 亿元	PE 2020A	PB 2020A	氢能产业 链环节	具体氢能业务
600989.SH	宝丰能源	1013	21.9	3.9	制氢	2019 年投建全球最大一体化太阳能电解水制氢装置，现已通车运行 全产业链布局，控股燃料电池客车制造企业，参股燃料电池制造企业国
000723.SZ	美锦能源	324	46.0	3.2	全链条	鸿氢能，膜电极制造企业鸿基创能；投资电堆生产、煤制氢、加氢站等 项目
000709.SZ	河钢股份	263	15.5	0.5	氢能炼钢	2020 年与特诺思签订合作协议，将建设全球首座使用富氢气体的直接还 原铁工业化生产厂
300228.SZ	富瑞特装	40	55.8	2.7	储氢瓶	以高压车载供氢系统及加氢站设备为主，并开拓制氢设备、加氢站建设 等业务
3899.HK	中集安瑞科	150	21.8	1.7	储氢瓶	与挪威 Hexagon Purus 成立合资公司，致力于中国及东南亚高压氢气运 输市场，在氢能储运领域有先发优势
002080.SZ	中材科技	384	18.7	3.2	储氢瓶	具备高压储氢瓶量产能力，目前储氢瓶产能已达 2 万套
000811.SZ	冰轮环境	62	28.0	1.4	压缩机	公司氢燃料电池空气压缩机和氢气循环泵已实现批量供货，氢气压缩机 正在试制过程中
002158.SZ	汉钟精机	141	38.7	6.1	压缩机	氢燃料电池空气压缩机产品已完成开发，并已交付样机给下游客户进行 测试
002639.SZ	雪人股份	55	-	2.6	加氢	布局制氢及加氢站，规划进入燃料电池电堆系统集成领域
688339.SH	亿华通	206	-	9.1	燃料电池	燃料电池首家上市公司，目前年销售约 500 套电堆系统
A21017	重塑股份	-	-	-	燃料电池	燃料电池龙头企业之一，客户涵盖国内多家知名商用车企业，现已申报 IPO

来源：wind，国联证券研究所

## 6 风险提示

1) **可再生能源成本下降不及预期。**由于当前可再生电力成本是制约绿氢发展的最主要成本限制因素之一，因此光伏、风电等可再生能源成本如不能按照预期下降，绿氢的平价规模化应用将无法如期实现；

2) **氢能应用技术发展不及预期。**氢能行业属于技术密集型产业，产业链各环节成本除了依靠规模化应用来降低，还需依靠高效、低成本的新型技术，因此技术的不断迭代更新同样影响氢能产业发展的进度；

3) **相关政策不及预期。**当前氢能行业仍处于产业规模化发展初期，政策的有效推动对产业发展起到积极作用，如政策补贴力度低于预期，将影响产业发展积极性。



### 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

### 评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

### 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

### 特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

#### 无锡

国联证券股份有限公司 研究所

江苏省无锡市太湖新城金融一街8号国联金融大厦9层

电话：0510-82833337

传真：0510-82833217

#### 上海

国联证券股份有限公司 研究所

上海市浦东新区世纪大道1198号世纪汇广场1座37层

电话：021-38991500

传真：021-38571373