碳中和：能源变革前夕氢能投资新机遇

——电气设备行业投资策略报告

强于大市（维持）

日期：2021 年 03 月 25 日

投资要点：

- **我国煤制氢技术成熟，具有规模化及成本优势：**我国煤炭资源充足，煤制氢是我国当前主要的制氢方式。目前我国煤制氢成本约在 0.8-1.2 元每标方，约为 9.9 元每千克，存在大规模制氢的基础，当煤炭价格为 600 元时，大规模煤产氢成本为 1.1 元每 Nm3。在富煤地区，当煤炭价格降低至 200 元每吨时，制氢成本可降低致 0.34 元每 Nm3。我国在煤制氢路径上具有成本优势，目前已有较大规模的煤制氢企业，但受限于煤炭价格及 CCUS 成本，未来煤制氢降本的空间较小。

- **我国光伏风电装机量增长迅速，电解水制氢降本空间大：**电费占整个制氢成本的 80%左右，水电解制氢成本的关键在于耗能问题。目前电价下，电解水制氢的成本约在 20-40 元每千克，随着我国光伏及风电的逐渐扩张，电解水制氢在未来有望达到平价。根据 SGERI 数据，2019 年我国光伏系统度电成本约为 0.29-0.80 元每千瓦时，到 2025 年度电成本在 0.22-0.462 元每千瓦时。陆上风电度电成本约 0.315-0.565 元每千瓦时，且在未来仍有一定的下降空间，预计到 2025 年度电成本在 0.245-0.512 元每千瓦时。当电价下降到 0.1-0.2 元每千瓦，电解水制氢成本可下降 50%，产业降本空间大。根据 BP 预测，2050 年全国将有 47.5%的氢气来源于电解氢。

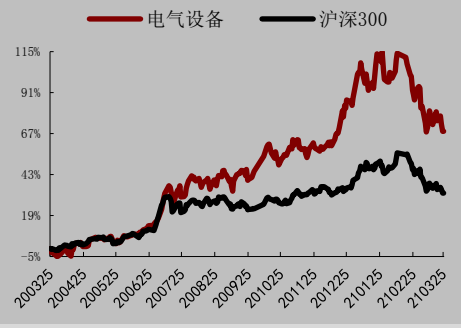
- **量价循环推动产业降本，燃料电池重卡有望实现全寿命平价：**现阶段氢能源车产量大约为每年 1000 辆，现阶段我国电堆成本折合约为 190 美元每千瓦，当量产达到 1 万台时，电堆成本可下降到 39 美元每千瓦，仅为目前的 21%。随着行业进入规模化生产阶段，电堆成本将进入快速下滑轨道。按国家规划 2020 年底实现全国 1 万台，2025 年达到全国运行量 10 万台进行估算，21/22/23/24/25 年氢能汽车增量分别为 0.5/1/2/3/3.5 万辆，预计 23 年前后将有一批龙头企业突破重围，若以 2025 年龙头企业达到万套规模估算，21-23 年电堆成本将以每年 30%的速度下降。当系统成本从 10 元每瓦以上迅速下降到 3-4 元每瓦，燃料电池将在重卡领域实现全寿命平价。

- **风险因素：**1、政策落地不及预期；2、燃料电池及零部件降本速度不及预期；3、制氢成本下降不及预期；4、加氢站建设不及预期。

盈利预测和投资评级

股票简称	19A	20E	21E	评级
亿华通	1.25	-0.35	2.74	买入
美锦能源	0.23	0.18	0.64	增持

电气设备行业相对沪深 300 指数表



数据来源：WIND，万联证券研究所

数据截止日期： 2021 年 03 月 25 日

相关研究

万联证券研究所 20210324_行业专题报告_AAA_碳中和电新行业专题报告

万联证券研究所 20210322_行业周观点_AAA_电力设备与新能源行业周观点

万联证券研究所 20210317_公司年报点评_AAA_璞泰来（603659）年报点评报告

分析师： 江维

执业证书编号： S0270520090001

电话： 01056508507

邮箱： jiangwei@wlzq.com

万联证券

目录

1、实现碳中和：中国构建人类命运共同体的重要一步 3
2、氢能：中国实现碳中和的必经之路 5
2.1 我国煤炭消费占比大，发电供热碳排放占比高达 61.93% 5
2.2 我国具备大规模制氢潜力，氢气有望替代非电能源需求 8
3、氢能：道阻且长，行则将至 11
3.1 多路径发展带动制氢降本 11
3.2 补贴政策促进燃料电池进入产业化 13
3.3 储运成本有赖于技术提升 16
4、推荐相关个股 17
4.1 亿华通 688339.SH 17
4.2 美锦能源 000723.SZ 19
5、风险提示 20

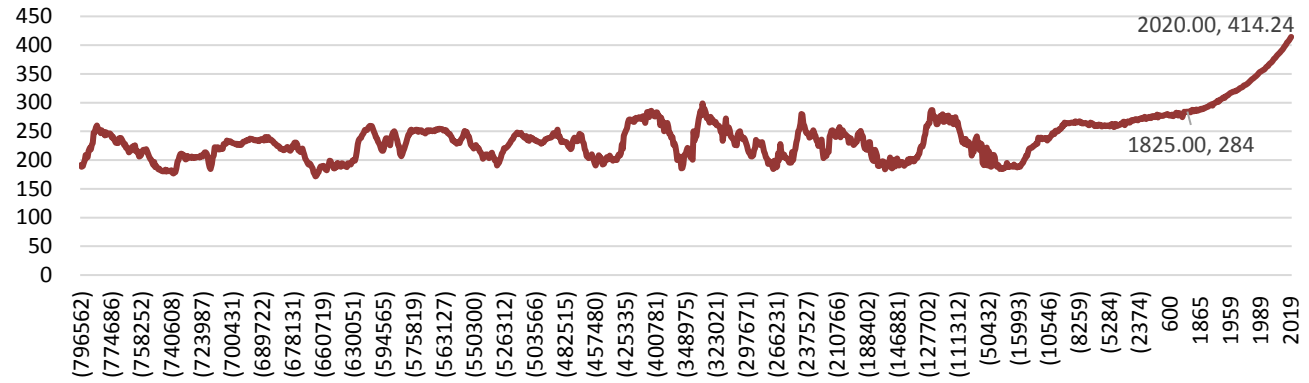
图表 1：过去 80 万年大气二氧化碳浓度(PPM) 3
图表 2：1750-2019 年大气中二氧化碳浓度(PPM) 3
图表 3：重要国际公约内容 3
图表 4：部分国家或组织碳中和时间表和减排目标 4
图表 5：我国分阶段减排目标规划 5
图表 6：全球及我国碳排放量增长情况（百万吨二氧化碳） 5
图表 7：全球煤炭年产量（MTOE 百万吨油当量） 6
图表 8：中国 2018 年一次能源结构 6
图表 9：全球 2018 年一次能源结构 6
图表 10：中国 2018 年碳排放来源结构 7
图表 11：世界 2018 年碳排放来源结构 7
图表 12：北美 2018 年碳排放来源结构 7
图表 13：欧盟 2018 年碳排放来源结构 7
图表 14：全球氢能价值链 8
图表 15：目前主流制氢技术及成本 8
图表 16：各类汽车技术特点对比 9
图表 17：美国以及全球氢气产量 11
图表 18：目前制氢成本以及碳排放强度 12
图表 19：中国光伏和风电装机容量（百万瓦特） 13
图表 20：氢能产业国家政策及法规 14
图表 21：氢燃料电池汽车成本结构 15
图表 22：燃料电池成本结构 15
图表 23：氢燃料电池电堆成本结构 15
图表 24：单位成本随产量变动情况（美元/千瓦） 15
图表 25：氢能电堆近期市场价格情况 15
图表 26：《新能源汽车推广应用推荐车型目录》分布 17
图表 27：公司燃料电池发动机市场占有率 17
图表 28：亿华通研发投入情况（万元） 18
图表 29：电堆进口采购金额及进口比例（万元） 19
图表 30：膜电极进口采购金额及进口比例（万元） 19

万联证券

1、实现碳中和：中国构建人类命运共同体的重要一步

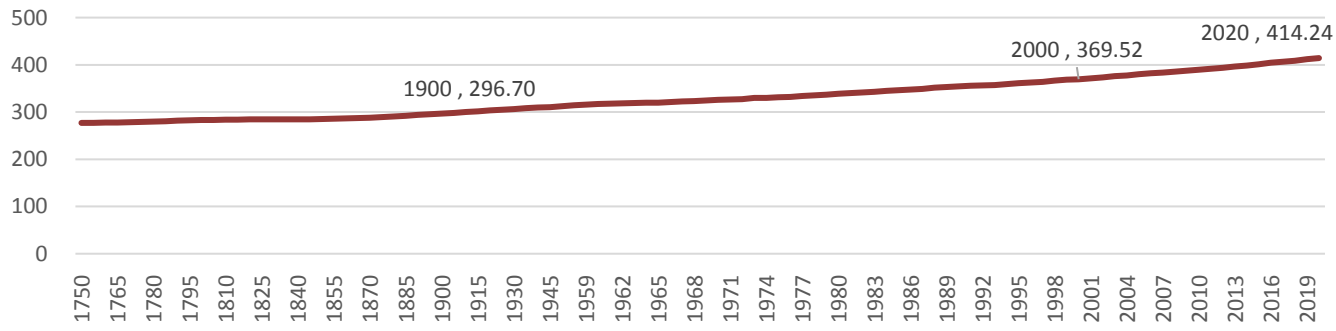
长期以来，全球气候变暖一直是人类共同关心的话题。全球变暖主要是由于温室气体不断积累，导致地-气系统吸收与发射的能量不平衡，能量不断在系统内累积，从而导致温度上升。根据联合国发展规划署（UNEP）的数据，在工业革命以前的80万年里，全球大气二氧化碳浓度长期在150-300ppm之间徘徊，工业革命以后开始逐步上升并于1900年前后突破300ppm。截至2020年，全球大气二氧化碳浓度已达到414.24ppm，仅在2000-2020这二十年间大气二氧化碳浓度就上升了44.72ppm，由二氧化碳等温室气体排放引起的气候变化已成为全世界面临的一大挑战。

图表 1：过去 80 万年大气二氧化碳浓度(ppm)



资料来源：UNEP《The Emissions Gap Report 2020》，万联证券研究所

图表 2：1750-2019 年大气中二氧化碳浓度(ppm)



资料来源：UNEP《The Emissions Gap Report 2020》，万联证券研究所

根据UNEP《The Emissions Gap Report 2020》报告显示，本世纪，世界仍将面临超过3°C的灾难性温度上升，远远超出《巴黎协定》的目标，即将全球变暖限制在2°C以下并追求1.5°C的目标。联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）2018年发布的《全球升温1.5°C特别报告》表示，如果气候变暖以目前的速度持续下去，预计全球气温在2030年至2052年间就会比工业化之前水平升高1.5摄氏度。目前，世界多国提出了相应的碳中和和减排政策。

图表 3：重要国际公约内容

时间	公约名称	主要内容
1992.06	《联合国气候变化公约》	确立应对气候变化的最终目标；确立国际合作应对气候变化的基本原则，明确发达国家应率先减排并向发展中国家提供资金技术支持的义务；承认发展中国家有消除贫困、发展经济的优先需要。
1997.12	《京都议定书》	为条约缔约国规定了减排目标和四种减排方式，确定了减排气体种类、时间、额度。
2009.12	《哥本哈根协议》	协议承诺全球气温升幅应限制在2℃内，要求各国向联合国提出2020年减排目标，要求发达国家向发展中国家提供援助资金。
2015.12	《巴黎协定》	主要目标是将全球平均气温较前工业化时代上升幅度控制在2℃以内，并努力控制在1.5℃以内。

资料来源：外交部、国务院官网，万联证券研究所

碳达峰，就是指在某一个时点，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，抵消自身产生的二氧化碳排放，实现二氧化碳的“零排放”。“碳中和”是实现碳减排，完成《巴黎协定》所规定的将全球气温上升幅度控制在2°C以内，将全球碳排放控制在一万亿吨以内的必然途径。

多国提出明确时间表，碳中和成为时代发展主流。能源和气候信息小组（ECIU）机构统计的数据显示，目前已有数十个国家和地区提出“零碳”或“碳中和”的气候目标。从地区看，欧洲国家和地区最多。芬兰、奥地利、冰岛、瑞典宣布在2035-2045年间实现零碳，多个欧盟成员国、英国等宣布在2050年实现零碳。同处东亚的日本承诺2050年实现零碳，相比之下，中国2060年零碳目标更加清晰。考虑到经济发展阶段的因素，计算从达峰到零碳的年数，欧洲国家多在50年以上，而中国只有30年。

图表4：部分国家或组织碳中和时间表和减排目标

国家	碳中和时间	减排目标
美国	2050年	2025年温室气体排放量较2005年下降近四分之一（2014年《中美气候变化联合声明》）
中国	2060年	2030年单位GDP排放比2005年下降65%以上，并力争2030年前实现碳达峰，2060年实现碳中和
俄罗斯	未明确	在1990年至2030年间减少温室气体排放量25%-30%（2015年）
英国	2050年	2030年温室气体排放量比1990年至少降低68%（2020年）
德国	2050年	2030年温室气体排放量将比1990年降低至少55%（2019年《气候保护法》）
日本	2050年	到2030年，日本的温室气体排放量将较2013年减少20%左右（2015年6月）
欧盟	2050年	2030年温室气体排放量将比1990年降低55%（2020年欧盟盟情咨文）

资料来源：新华网、国务院新闻办公室、中国碳排放交易网，万联证券研究所

2014年11月，在第26届亚太经济合作组织峰会上，习近平总书记同时任美国总统奥巴马举行会谈，共同发表了《中美气候变化联合声明》，宣布了两国各自2020年后应对气候变化行动。其中，美国计划于2025年实现在2005年基础上减排26%-28%的全经济范围减排目标；而中国则计划2030年左右二氧化碳排放达到峰值，并计划到2030年非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右。

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发表重要讲话，提出：“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。”这是中国在《巴黎协定》承诺的基础上，对碳排放达峰时间和长期碳中和问题设立的更高目标。中国也是全球主要排放国里首个设定碳中和限期的发展中国家。

图表 5：我国分阶段减排目标规划

时间	目标内容
2009 年	1. 提出 2020 年目标，单位国内生产总值二氧化碳排放量（碳强度）比 2005 年显著下降； 2. 争取 2020 年非化石能源占一次能源消费比重达到 15%左右； 3. 争取到 2020 年森林面积比 2005 年增加 4000 万公顷，森林蓄积量增加 13 亿立方米
2015 年	1. 2030 年左右碳达峰，并尽早实现 2. 碳强度比 2005 年下降 65%以上 3. 非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右 4. 森林蓄积量比 2005 年增加 45 亿立方米左右
2020 年	力争在 2030 年前碳达峰，2060 年前碳中和 1. 到 2030 年，碳强度将比 2005 年下降 65%以上 2. 非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右 3. 森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米； 4. 风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上

资料来源：国务院、发改委、生态环境部，万联证券研究所

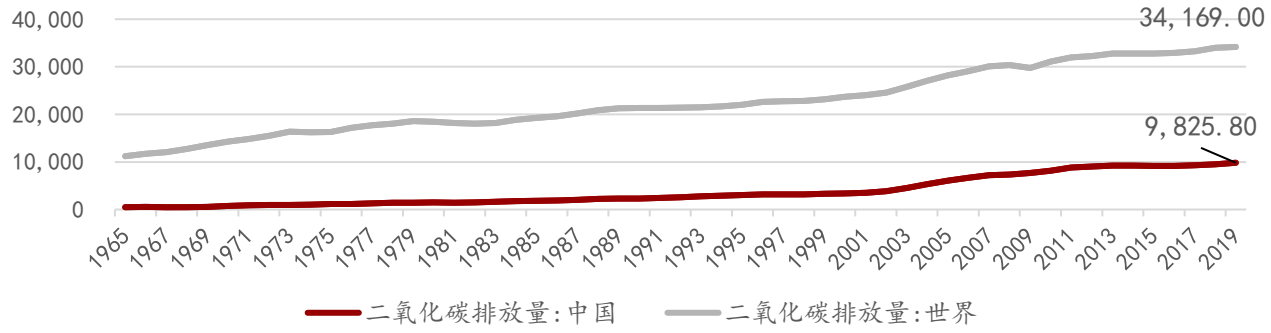
2021年“两会”期间，政府工作报告将“做好碳达峰、碳中和工作”列为2021年重点任务之一，“十四五”规划也将加快推动绿色低碳发展列入其中。代表委员提交多个“碳达峰”“碳中和”相关议案和提案，“碳达峰”“碳中和”成为热点词汇，绿色低碳发展将成中国“十四五”主旋律。作为全球第一大碳排放国，中国实现碳中和不仅是我国发展可循环经济的重要一步，也是构建全球人类命运共同体的重要一步。

2、氢能：中国实现碳中和的必经之路

2.1 我国煤炭消费占比大，发电供热碳排放占比高达61.93%

我国是全球二氧化碳排放最多的国家，2000年以来我国二氧化碳排放量大幅上行，2019年总排放量达98.26亿吨，占全球29%，分别是排在第二、第三位的美国、欧盟的2倍、3倍。无论是从碳排放绝对量，还是碳排放强度上看，都有较大的下降空间。

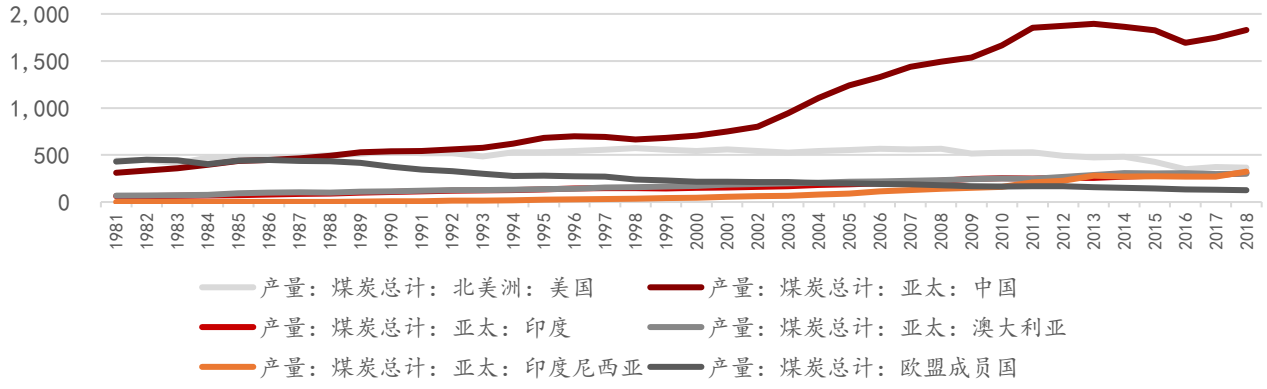
图表 6：全球及我国碳排放量增长情况（百万吨二氧化碳）



资料来源：BP 英国石油公司、Wind，万联证券研究所

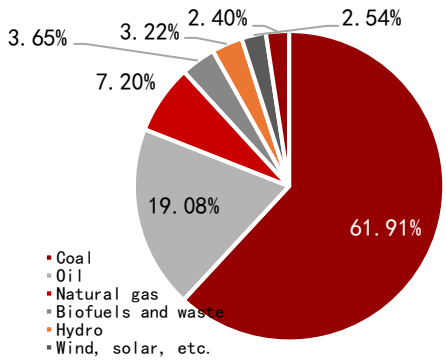
从能源结构上看，我国煤炭占比高减排压力大。目前发布碳中和目标的近 30 个国家和地区中，我国煤炭占一次能源消费比重为 58%，除低于南非 70.6%的水平外，远高于其他国家和地区。整个欧洲煤炭消费占一次能源比例为 14%；加拿大是煤炭出口国，但其煤炭占一次能源消费比例仅为 4%；亚洲的日本能源缺乏，煤炭占比也仅为 26%。我国目前二氧化碳排放量超过 100 亿吨，约占世界的 1/3。这主要是由我国的资源现状决定的。我国自 1989 年超越美国以来一直保持世界第一大煤炭生产国的地位，2018 年煤产量高达 1828.83Mtoe，同年全球煤炭产量为 3916.78Mtoe，中国占据了世界煤炭产量的 46.69%。贫油富煤的资源结构为中国节能减排带来巨大压力。

图表 7：全球煤炭年产量（Mtoe 百万吨油当量）

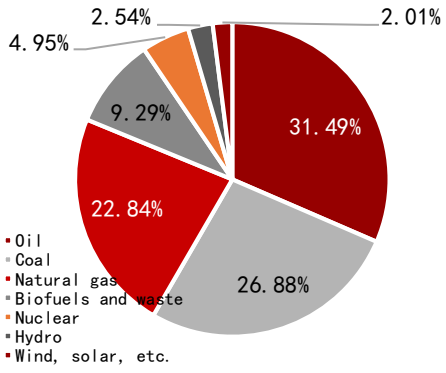


资料来源：BP 英国石油公司、Wind，万联证券研究所

图表8：中国2018年一次能源结构



图表9：全球2018年一次能源结构



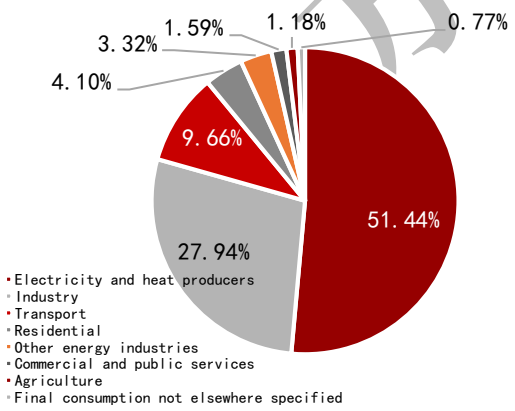
资料来源：IEA，万联证券研究所

资料来源：IEA，万联证券研究所

经过过去十年的去煤化努力，我国煤炭在一次能源中占比实现了显著下降，但目前依然远高于世界平均水平。2018 年我国能源结构中，煤炭、石油和天然气，分别以 61.91%、19.08%和 7.20%占据前三，煤炭占比相较 2010 年下降了 8.66%；2018 年世界能源结构中石油、煤炭和天然气以 31.49%、26.88%和 22.84%占据前三。我国是世界上人口最多的国家，目前工业化、城市化进程还远未达到发达国家水平，发展过程中依然需要借助能源消费增长。按照我国能源革命战略的规划，到 2030 年，将能源总量控制在 50 亿吨标准煤以内，到 2050 年能源总量控制在 60 亿吨标准煤。

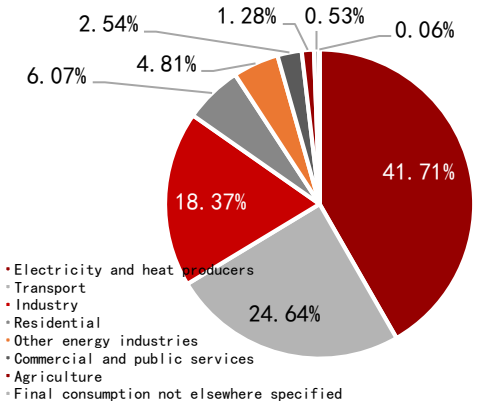
从排放来源上看，发电供热、工业以及交通是我国最主要的碳排放来源。根据IEA的数据，二氧化碳来源中发电与供热是我国最主要的二氧化碳排放源，占比为51%，其次则是工业，占比为28%，而交通运输则占据了9.66%。我国要在2060年实现碳中和，就必须在这三个领域实现化石能源的有效替代。全球范围来看，发电及供热的碳排放依然排在第一位，占比41.71%，其次是交通运输，占比为24.64%，而工业则排第三，占比18.73%。相较而言，以北美、欧盟为代表的发达国家区域由于产业结构的不同，与我国碳排放结构有较大的差异。北美与欧盟的碳排放结构较为相近，发电供热、交通运输的占比都在30%左右，而工业的占比仅在10%左右。

图表10：中国2018年碳排放来源结构



资料来源：IEA，万联证券研究所

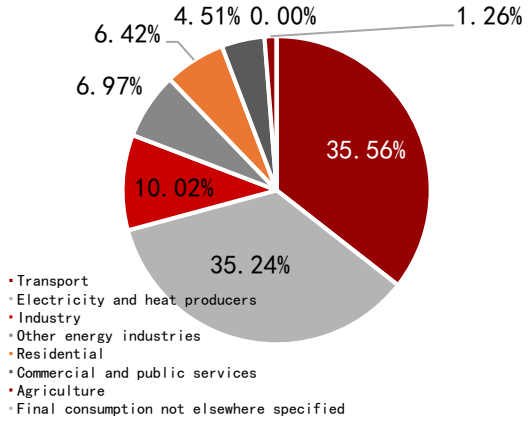
图表11：世界2018年碳排放来源结构



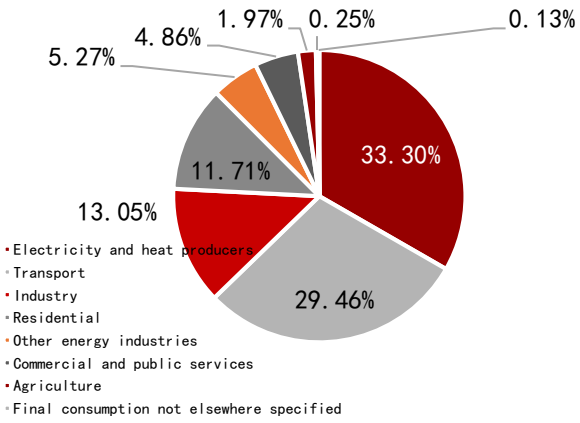
资料来源：IEA，万联证券研究所

图表12：北美2018年碳排放来源结构

图表13：欧盟2018年碳排放来源结构



资料来源：IEA，万联证券研究所

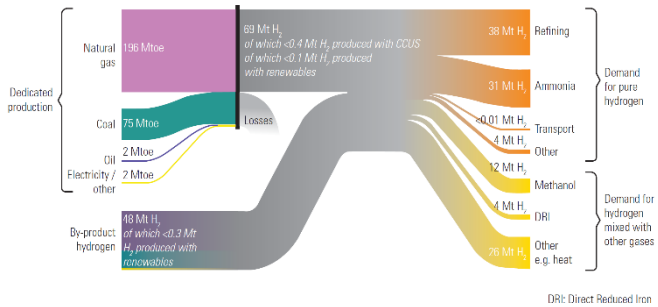


资料来源：IEA，万联证券研究所

2.2 我国具备大规模制氢潜力，氢气有望替代非电能源需求

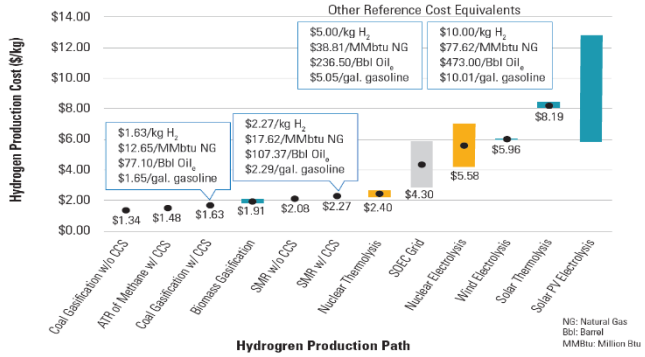
氢是世界上最简单而又充足的元素，能够替代大多数非电领域需求。氢气正如电流，作为能源的载体，可以承担能源的储存、运输工作。氢气可以从天然气、煤炭、生物质、废弃材料（例如塑胶）、水分子中实现零碳排放制取。化石燃料、生物质、塑料的气化被认为是最经济的制氢方式。根据美国能源部数据显示，全球每年氢气制取量约为七千万公吨，其中76%源于蒸汽甲烷重整（SMR），22%源于煤气化，以及2%源于电解水。通过碳获取、利用和储存技术（CCUS），我们可以实现氢气制取过程的负碳排放。根据IEA的《氢能未来》报告，纯氢气需求大概在7300万吨每年，其中全球三分之一的氢气供给来自于工业生产中的副产品。目前全球氢能需求大概在330Mtoe，大于整个德国的能源供给。

图表14：全球氢能价值链



资料来源：美国能源部，万联证券研究所

图表15：目前主流制氢技术及成本



资料来源：美国能源部，万联证券研究所

从供给端，看我国煤炭资源丰富，煤制氢发展潜力大。我国作为世界第一产氢大国，产能超过2000万吨每年。煤、天然气、石油等化石燃料生产的氢气占了将近70%，工业副产气体制得氢气约占30%，电解水占不到1%。我国制氢潜力巨大，煤炭、天然气制氢几乎不受资源约束，焦炭、氯碱、甲醇、合成氨的副产氢气产能也超过千万吨。发展氢能是我国优化目前能源消费结构的必经之路，通过煤制氢、煤焦炉气制氢等方式，实现对现有煤炭资源的绿色应用。

2050年绿氢占比将达到47.5%，电解水制氢空间广阔。根据BP《2020世界能源展望》报告显示，在能源快速转型以及净零情景下，2050年超过95%的氢来自于绿氢和蓝氢，其中蓝氢（通过天然气SMR以及煤制氢结合碳捕捉CCUS技术制取）和绿氢（可再生电力电解水制氢）约为1:1。剩下5%为由化石能源不结合CCUS技术制取的灰氢。相较我国目前电解水制氢仅1%的占比而言，电解水制氢有望在风电和光伏等新能源发电产业的带动下进入降本轨道，电气化的普及也促使了绿氢成为碳中和时代主流的二次能源

从需求端看，氢能在发电、工业以及交运等领域运用前景广阔：

- **发电及储能：**目前氢能在发电中的运用微乎其微，然而不失为潜在的选择，氢气可以混入现有的天然气管道网络进行运输，氢燃炉的应用可以提高电力系统的灵活性。与此同时，燃料电池相较其他热引擎而言，化学能-电能的转化效率更高。在现有的能源体系下，氢能结合光伏、风电及水电的发展，可以作为平衡季节性电力需求的长期能源储备选项。

- **工业用途：**氢作为高温过程的能源来源，在钢铁、水泥、精炼和石油化工等行业具有特别的优势。根据英国石油公司《2020 世界能源展望》估算，到 2050 年氢在工业行业终端能源消费总量的占比约为 10%，在净零情景中约为 18%。此外，氢气可以替代原煤和天然气作为还原剂用于钢铁生产中。氢气同样可以用于去碳工业，例如水泥、肥料、石油化工。

- **交通运输：**氢燃料电池交通工具满足高效能低排放的需求，在减低碳排放的进程中发挥重要的作用，尤其在长途货车、公交、中型大型车、面包车、货车、轮船以及飞机的应用中。相较于锂电池与传统发动机，燃料电池具有零碳排放、高反应效率、加注时间短、续航里程高的特点，氢燃料电池技术能同时解决燃油机碳排放及污染高、纯电动车续航短及充电时间长的痛点。

图表16：各类汽车技术特点对比

指标	燃料电池汽车	纯电动汽车	燃油机
动力系统	燃料电池发动机	锂电池	内燃机
燃料/热值	氢气，143MJ/kg	-	汽油，约 44MJ/kg
反应方式	非燃烧电化学反应（发电装置消耗燃料 过程）	非燃烧电化学反应 （储能装置可逆充放 过程）	燃烧
反应放能	电、热	电	热（通过燃烧汽油释放高温使气缸内空气剧烈膨胀推动活塞机械做工）
反应残余	电、热、H2O	电	热（通过）、CO2、CO、H2O、SO2 等
反应效率	≥50%	-	30-40%

安全性	主要来自氢燃料的储存	高能量密度与安全性难以兼容	-
低温性能	-30℃低温自启动 -40℃低温存储	常规锂电池在-20° C 以下低温环境无法充电，且里程损失可能达到约 30%	-18° C 以下需要配置高性能汽油机润滑油、进气道低温预热装置和高能辅助点火装置并执行相应冷启动作业等
资源约束	铂金供应充分、膜电极中铂金用量不断减少	三元电池钴资源短缺、全球仅少数国家可开发经济可用的锂资源	-
环境保护	工业副产氢、天然气重整制氢可减少碳排放；可再生能源制氢可实现零排放	污染部分转移到上游	排放 CO2、CO、SO2 等温室气体及污染物
整车加注时间 （商用车）	15 分钟	2-8 小时	10 分钟
整车续航里程 （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

资料来源：亿华通招股书，万联证券研究所

在锂电无法渗透的长途运输领域，氢能作为绿色二次能源替代非电领域的能源需求。根据 BP 的预测估算，在快速转型情景中，到 2050 年全球氢能需求约为 25 艾焦耳，氢能重卡在重型货车行驶公里数的占比约为 7%；在净零情景中氢能需求约为 58.6 艾焦，氢能重卡在重型货车行驶公里数的占比约为 10%。据中国氢能联盟预计，到 2050 年，我国氢气需求量接近 6000 万吨，可减排 7 亿吨 CO2。预计到 2050 年氢燃料电池汽车保有量将达到 3000 万辆，氢能客车、氢能重卡以及氢能物流车渗透率分别为 40%、75%、10%。我们按照绿氢蓝氢 1：1 的情景估算，2050 年我国电解水制氢年产能要达到 3000 万吨，化石能源制氢要在目前 2000 吨每年的基础上，结合 CCUS 碳捕捉技术，额外再增加 1000 吨每年的产能。电解水制氢、煤制氢、工业副产氢以及燃料电池汽车领域在碳中和概念的推动下，有望进入快速发展轨道。

3、氢能：道阻且长，行则将至

目前我国氢能的推广和运用主要受到成本、配套以及技术的限制：

- **成本因素：**

1. 制氢成本：目前我国煤制氢成本约在 0.8-1.2 元每标方，约为 9.9 元每千克，而电解水制氢的成本约在 20-40 元每千克，从整体上看我国的制氢成本依然有下降的空间。

2. 用氢成本：从技术上看，国内运氢瓶技术、氢气压缩、氢气液化能耗的限制导致目前用氢成本的过高。随着储氢罐从 35MPa 到 70MPa 的更新迭代，运输成本未来有望下降 30-50%。

3. 燃料电池汽车成本：跟传统的燃油车或者跟锂电池车比，氢能源车成本高，尚没有达到与燃油车的全寿命平价，需要政策补贴的引导和推动。随着燃料电池汽车投放量的增加，未来将进入快速降本阶段。

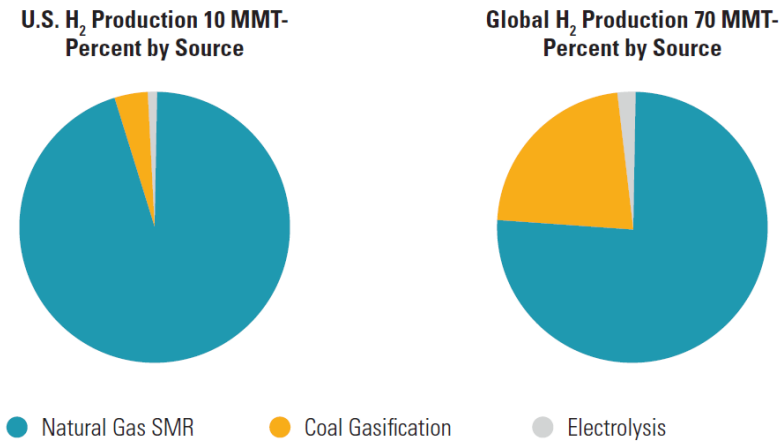
- **设施配套：**目前我国氢能产业的发展主要集中在珠三角、长三角、京津冀、华中地区，加氢站的建设和配套尚未能满足大范围商业化运营的需求。加氢站的不足导致氢能源车辆使用上的不便。但如果建造加氢站过多，在燃料电池汽车没有大量普及的情况下，加氢站的运营难以为继。目前主要以氢能公交、氢能重卡等形式，在城市、产业园区定点建设加氢站，形成小范围区域内的加氢站网络覆盖。

- **核心技术：**我国氢能源车在生产技术上和国际先进水平相比，还存在差距，关键技术、核心零部件、包括催化剂在内的关键原材料还需要突破。

3.1 多路径发展带动制氢降本

目前主流制氢方式主要有四种：化石燃料制氢、工业副产物制氢、电解水制氢、生物质制氢及其他。对标氢能发展较为领先的发达国家，美国有99%的氢气制取来源于化石燃料，其中95%是通过蒸汽甲烷重整(SMR)制得，另外4%通过天然气的部分氧化制得，只有1%的氢气源于电解。美国每年氢气产量约一千万公吨，其中只有60%是通过专门的氢制取设施制得的。

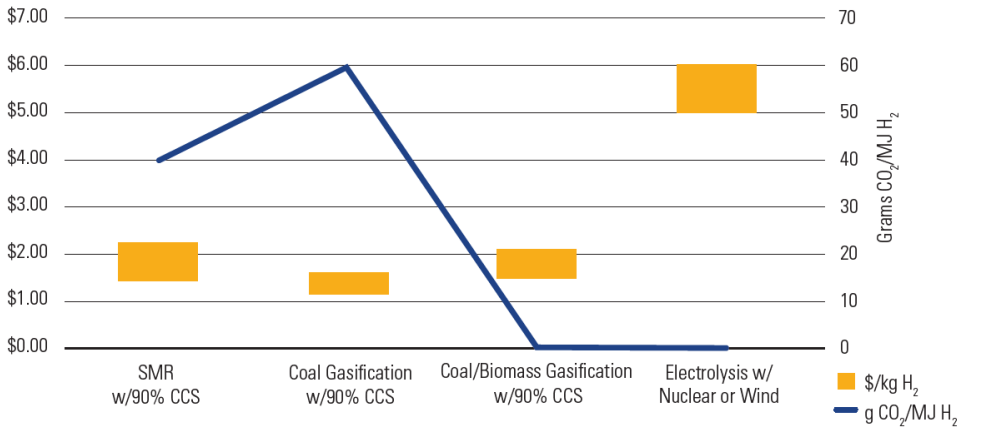
图表17：美国以及全球氢气产量



资料来源：美国能源部，万联证券研究所

煤气化以及SMR将成为成本最低的制氢工艺。由于煤气化、SMR在CCS技术下带来的大规模经济效益，在所有的可能性中，在可预见的未来将会成为成本最低的大规模氢气制取工艺。利用化石能源制氢是成本最低的途径。根据IEA报告显示，蒸汽甲烷重整结合碳获取储存（CCS）制氢成本在1.43至2.27美元每千克，主要取决于天然气成本。煤气化结合CCS制氢成本在1.16至1.63美元每千克，煤、生物质、塑料混合气化结合CCS制氢成本在1.31至2.06美元每千克，这些工艺的成本同样取决于给料的价格。利用核能风能产生的电力制取氢气的成本在5至6美元每千克。利用零碳排放电力制取氢气的成本是利用化石燃料碳中和制氢成本的2.5至4倍。

图表 18：目前制氢成本以及碳排放强度

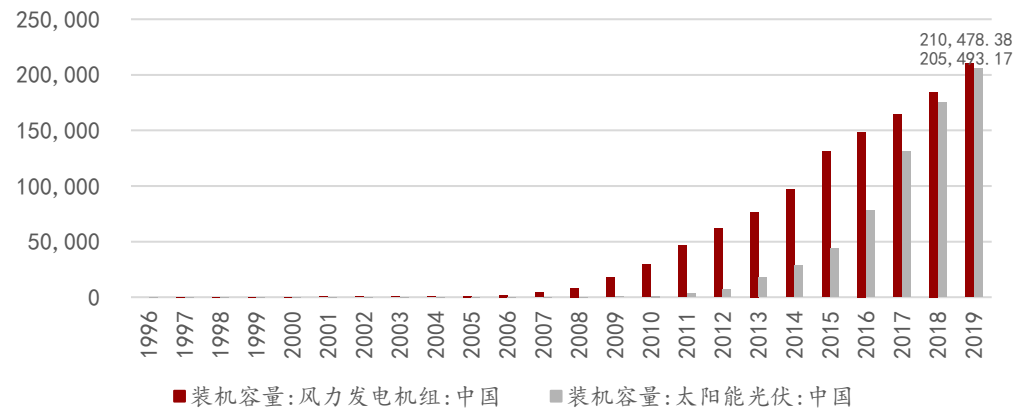


资料来源：IEA《Roadmap for Hydrogen and Fuel Cell and DOE Baseline Studies》，万联证券研究所

我国煤制氢技术成熟，已实现商业化且具有明显成本优势。目前我国煤制氢成本约在0.8-1.2元/标方，存在大规模制氢的基础，且我国煤炭资源充足，煤制氢是我国当前主要的制氢方式。我国煤炭资源主要的格局是西多东少、北富南贫。内蒙古、山西原煤产量领先，煤价也相对偏低。当煤炭价格为600元时，大规模煤气化生产氢气的成本为1.1元/ Nm3。如果在煤资源丰富的地区，当煤炭价格降低至200元/吨时，制氢气的成本可能降低为0.34元/ Nm3。但由于煤炭价格下降空间有限，且煤气化制氢企业已形成较大规模，未来煤制氢降成本空间较小。然而煤制氢也存在碳排放问题，

虽然未来CCS有望解决CO2排放问题，但也会增加制氢成本。此外，化石燃料制氢技术生产的气体杂质成分多，如果要应用于燃料电池还需要进一步的提纯，增加纯化成本。

图表 19：中国光伏和风电装机容量（百万瓦特）



资料来源：Wind，万联证券研究所

我国光伏风电迎来装机高峰，电解水制氢前景广阔。由于电费占整个水电解制氢生产费用的80%左右，因此水电解制氢成本的关键在于耗能问题。一方面通过开发PEM及SOEC技术可降低电解过程中的能耗，另一方面依靠光伏和风电的发展低成本制氢。当用电价格低于0.50元每千瓦时，电解水制备的氢气成本才可与汽油相当。目前电价下，电解水制氢的成本在20-40元每千克，随着我国光伏及风电的逐渐扩张，电解水制氢在未来有望达到平价，当电价下降到0.1-0.2元每千瓦，电解水制氢成本可下降至10-20元每千克。根据国网能源研究院数据，2019年我国光伏系统度电成本约0.29-0.80元每千瓦时，到2025年度电成本在0.22-0.462元每千瓦时。陆上风电度电成本约0.315-0.565元每千瓦时，且在未来仍有一定的下降空间，预计到2025年度电成本在0.245-0.512元每千瓦时。

工业副产氢制氢尽管提纯工艺相对复杂，但具有技术成熟、成本低、环境相对友好等优点，有望成为近期高纯氢气的重要来源。工业副产氢制氢指利用含氢工业尾气为原料制氢的生产方式。工业含氢尾气主要包括焦炉煤气、氯碱副产气、炼厂干气、合成甲醇及合成氨等，一般用于回炉助燃或化工生产等用途，利用效率低，有较高比例的富余。目前采用变压吸附技术(PSA)的焦炉煤气制氢、氯碱尾气制氢等装置已经得到推广应用，氢气提纯成本仅0.2元每立方米，计入综合成本后仍具有明显的经济性优势。

3.2 补贴政策促进燃料电池进入产业化

中国燃料电池产业目前情况与2011-2012年的锂电池相似，政策自上而下进行扶持，技术达到产业化条件，开启产业链国产化进程，企业布局脚步加快。随着燃料电池产业发展逐渐成熟，中国在燃料电池领域的规划纲要和战略定调已经出现苗头，支持力度逐渐加大，政策从产业规划、发展路线、补贴扶持和税收优惠等全方位支持燃料电池产业发展。自2020年以来，政府从国家层面不断加快推出氢能产业政策，补足上层政策短板，在基础研究、产业引导、示范运营以及整车补贴等方面对燃料电池及

氢能产业进行全面支持。其中财政部、工信部、科技部、发改委、国家能源局五部委于9月21日联合发布的《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，明确了氢能“十城千辆”政策的四方面内容：

1. 支持方式将采取“以奖代补”方式按照目标完成情况拨付奖金。
2. 示范内容上应找准应用场景，完善政策环境，聚焦关键核心技术创新，构建完整产业链。
3. 示范城市群采取地方自愿申报、专家评审方式确定，鼓励打破行政区域限制，申报截止至11月15日。
4. 组织实施上应确定牵头城市，明确任务分工，强化沟通协调，统筹推进示范。

图表20：氢能产业国家政策及法规

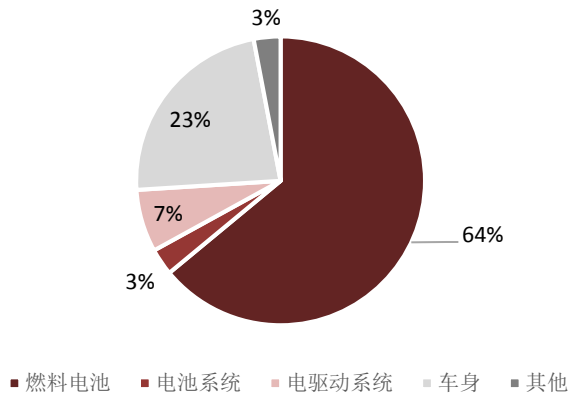
时间	部门	政策名称	政策内容
2020.3	科技部	“制造基础技术与关键零部件”年度项目申报指南	将氢能列入2020年重点专项，拟在氢能、太阳能、风能、可再生能源等技术方向启动14-28个项目，计划安排国拨经费总概算为6.06亿元。
2020.4	国家能源局	《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》	首部国家级法律将氢能确定为能源。
2020.4	财政部、工信部、科技部、发改委	《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	明确补贴延长2年、减缓退坡力度和节奏、支持车电分离、规定单车补贴和年度规模补贴数量上限等调整外，改动最大的是燃料电池汽车的补贴政策。
2020.9	财政部、工信部、科技部、发改委、国家能源局	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	针对产业发展现状，五部门将对燃料电池汽车的购置补贴政策，调整为燃料电池汽车示范应用支持政策，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励，形成布局合理、各有侧重、协同推进的燃料电池汽车发展新模式。
2020.10	国务院	《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》	• 攻克氢能储运、加氢站、车载储氢等氢燃料电池汽车应用支撑技术。提高氢燃料制储运经济性。 • 因地制宜开展工业副产氢及可再生能源制氢技术应用 • 开展多种形式储运技术示范应用，逐步降低氢燃料储运成本。 • 健全氢燃料制储运、加注等标准体系。加强氢燃料安全研究，强化全链条安全监管。 • 推进加氢基础设施建设。建立完善加氢基础设施的管理规范。引导企业根据氢燃料供给、消费需求等合理布局加氢基础设施，提升安全运行水平。

资料来源：公开数据整理，万联证券研究所

氢燃料电池汽车的高成本主要源自燃料电池的成本。对于燃料电池而言，用来加快反应速率的催化剂含有铂金，成本较高。现阶段氢能源车产量大约为每年1000辆，这一产量下电池成本大约为每千瓦180美元，因此制造一个100千瓦电堆成本约12.6万元，再加上储氢罐、动力电池等成本，一套氢能源车的动力总成价格逼近20万。根据DOE数据披露，氢燃料电池汽车生产成本中燃料电池系统成本占比高达64%，而燃料电池成本中电堆、储氢系统、空气供给系统占前三位，分别为47%/22%/11%。目前电堆成本中，催化剂占比36%，双极板占比23%，膜电极占比16%，气体扩散层占比13%，

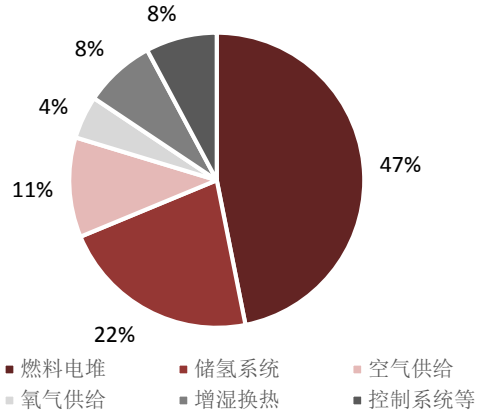
质子交换膜占比12%。可见催化剂、双极板、膜电极规模化生产可以带动产业降本。现阶段我国电堆成本折合约为190美元每千瓦，当量产达到1万台时，电堆成本可下降到39美元每千瓦，仅为目前的21%。随着行业进入规模化生产阶段，电堆成本将进入快速下滑轨道。

图表21：氢燃料电池汽车成本结构



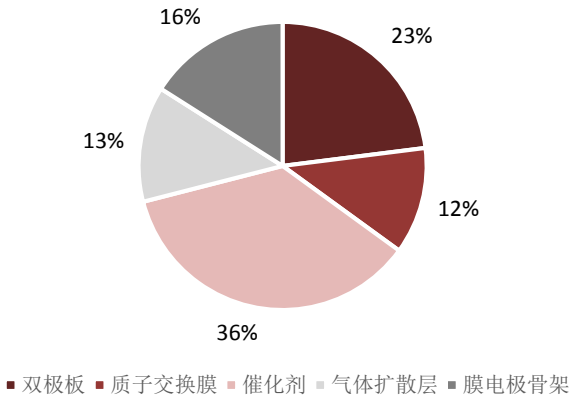
资料来源：美国能源部，万联证券研究所

图表22：燃料电池成本结构



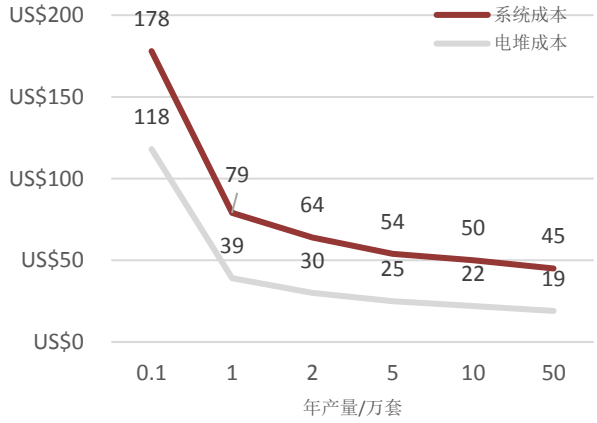
资料来源：美国能源部，万联证券研究所

图表23：氢燃料电池电堆成本结构



资料来源：美国能源部，万联证券研究所

图表24：单位成本随产量变动情况（美元/千瓦）



资料来源：美国能源部，万联证券研究所

按国家规划2020年底实现全国1万台，2025年达到全国运行量10万台进行估算，21/22/23/24/25年氢能汽车增量分别为0.5/1/2/3/3.5万辆，预计23年前后将有一批氢燃料电堆龙头企业突破重围，燃料电池电堆价格在21-23年将呈现价格战热化，低效产能退出的局面。若以2025年龙头企业达到万套规模估算，21-23年电堆成本将以每年30%的速度下降。当系统成本从10元每瓦以上迅速下降到3-4元每瓦，燃料电池将在重卡领域实现全寿命平价。

图表25：氢能电堆近期市场价格情况

发布时间	2019 年 5 月	2020 年 8 月	2020 年 10 月	2020 年 11 月	2020 年 12 月
发布企业	-	-	国鸿氢能	氢璞创能	雄韬氢瑞

价格（元/千瓦）	6000-8000（<100）		2999	2499（<100）	1999（>200 台）
	5000-6000（≥100 台）	3000-4000（≥100 台）	1999（战略合作）	1999（≥100 台）	1599（>2000 台）
				1699（>500 台）	1199（>10000 台）

资料来源：公开数据整理，万联证券研究所

3.3 储运成本有赖于技术提升

按单位重量计算，氢气具有汽油三倍的能量，但是在常温下，按单位体积能量密度仅为甲烷的 30%，同时氢气具有穿透金属材料的能力，带来运营和安全上的约束。氢气的运输需要通过高压、低温或者化学处理来实现，这也是目前氢能大规模运用的首要挑战。

气态氢气通常利用管状拖挂车或者管道进行运输，而液态氢气则通过公路运油车运输。液态氢的航运通常用于跨国大体量运输。取决于运输的距离以及体量，货车适用于短途小体量的运输，而公路运油车或管道在长途大体量运输上更为经济。根据美国能源部的报告，目前具备商业化运用前景的运氢方式主要有一下三种：

- **管道运输：**现有的天然气管道基础设施具有扩大氢气运输的潜力。将氢混合到天然气管道网络中可能是将纯氢输送到市场的一种选择，利用下游分离和净化技术从天然气混合物中提取氢。但管道运输需要对多种影响因素进行评估，从而安全地将氢气混合到现有的天然气管道系统中(例如气态氢气脆化)。理论上，管道可以处理 15%-30%的氢混合燃料，而不需要进行修改或产生重大的不利影响。虽然氢压缩可用于运输和存储，但这种压缩带来的能量损失高达 20%。

- **卡车运输：**短途运输通常使用液体罐车拖车或管道拖车。高压钢瓶和管道拖车能承受 2600 磅力每平方英寸(psi)的高压，通常用于 200 英里距离内的氢气运输及分发；长途运输使用高压管道拖车，压强是正常输送压强的两倍，运输距离可达 600 英里；而低温液氢拖车在接近大气压的条件下运行。

- **其他方式：**与卡车相比，用火车、驳船或轮船运输氢气更为经济。通过使用与卡车相同的管道或液体罐，这些运输方式不受公路上所遇到的限制。第一艘液态氢运输船于 2019 年底在日本下水，预计存储能力为 1250 立方米(不到一般液化天然气运输船的 1%)。预计未来的设计将具有更大的容量。

氢通常以气体或液体的形式储存在小型移动和固定应用的容器中。氢储存目前的选择包括利用压缩或低温系统、化学系统(如氨)、纳米储存和地质储存，主要涉及一下三种储存技术：

1.压缩储氢技术：目前常用的储氢罐压力为 35MPa 和 70MPa，国际上 70MPa 车载储氢技术成熟，已被应用于乘用车并已实现商业化应用;国内目前还普遍使用 35MPa 车载储氢罐，2020 年 7 月 21 日，涉及车载储氢系统的两项国标修改后正式实施，均将原范围中的工作压力不超过 35MPa 修改为 70MPa，国标的修改实施有望促进 70MPa

储氢技术在国内的发展和突破，随着储氢罐的更新迭代，运输成本未来有望下降 30-50%。

2. 液氢技术：目前国内液氢技术仅用于航天领域。其优势在于储氢密度大，按每立方米液氢储罐可储存 70 公斤，但液化过程能耗高，折合每千克氢气耗电约 13 千瓦时，且外部侵入热量会造成每天约 1%的蒸发损失。相较而言液氢实现大规模商业化运用的难度较大。

3. 固体储氢和有机液体储氢材料技术：甲醇是目前关注度较高的运氢、储氢的载体。甲醇作为常温常压下的液体燃料，可安全高效经济便捷储运。以甲醇作为高密度储氢材料，每吨甲醇与水重整可制出超过 180 公斤氢气，甲醇和水反应的产氢量是同容积液氢的两倍，较之高压或低温液态储氢方式具有更高的储氢能量密度，目前国内外均仍处于研究开发阶段。

4、推荐相关个股

4.1 亿华通 688339.SH

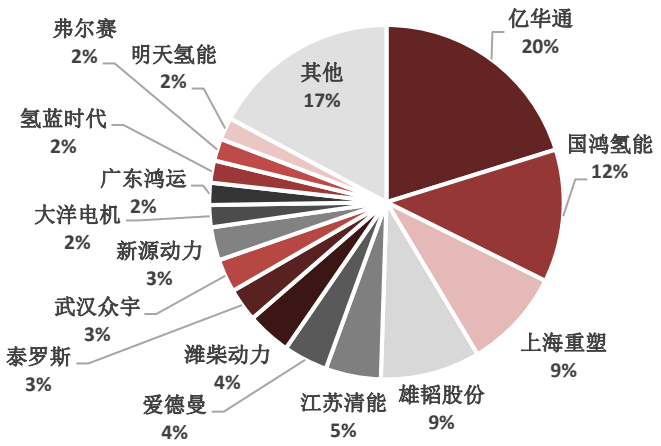
亿华通是中国氢能产业龙头标的，专注于氢燃料电池发动机系统研发及产业化。公司致力于成为国际领先的氢燃料电池发动机供应商，具备自主核心知识产权，率先实现了发动机及电堆的批量国产化，形成了以氢燃料电池发动机为核心，多种零部件共发展的体系。

投资要点：

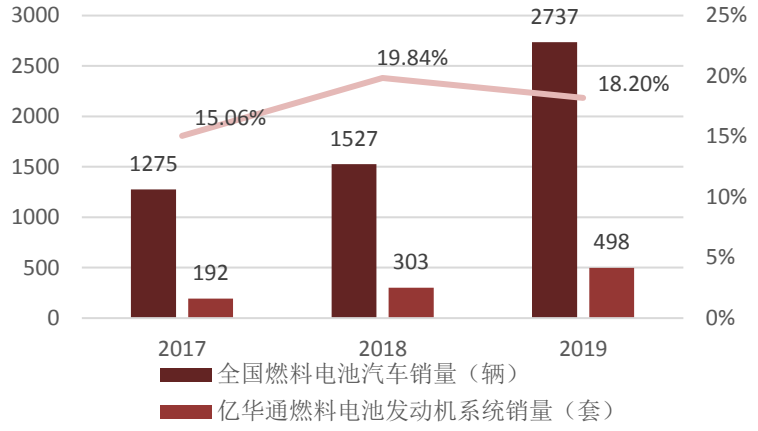
- **冬奥会即将到来，短期业绩增长明确：**张家口地区在冬奥会期间将有 2000 辆氢能公交运营，此外河北省要求 2022 年全省在运 4000 辆，北京地区 2023 年氢能汽车目标在运量 3000 辆,参考目前亿华通的区域地位,仅北京及张家口地区 2021、2022 年销售量将达到 1513、1454 辆，是公司 2019 年总销量的 3.0 倍、2.9 倍，未来两年业绩增长确定性高。

- **配套车型居行列第一，市占率高龙头地位稳固：**截至 19 年末，根据现行的《新能源汽车推广应用推荐车型目录》目前被纳入目录的燃料电池商用车型共 185 款，其中配套公司生产发动机系统的商用车车型共计 37 款，占比高达 20%，超出第二名国鸿氢能 8%。公司燃料电池发动机市场占有率稳定在 20%左右，2019 年全国燃料电池汽车销量 2737 辆，同期亿华通燃料电池发动机销量 498 套，龙头地位稳固。

图表26:《新能源汽车推广应用推荐车型目录》分布　　图表27：公司燃料电池发动机市场占有率



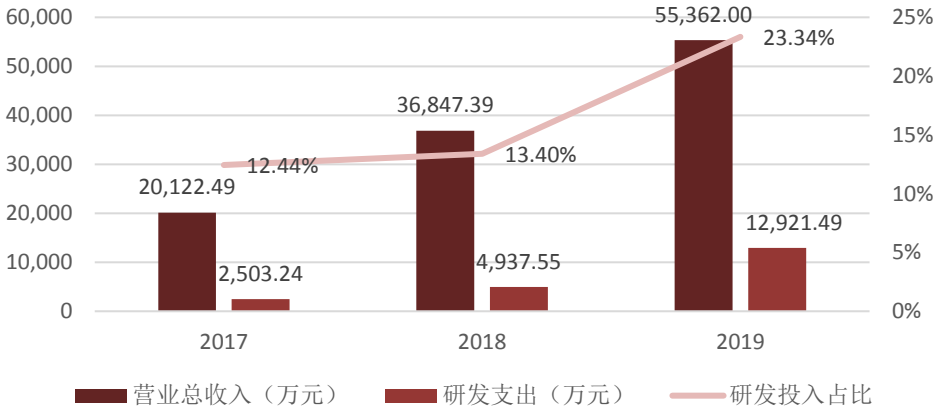
资料来源：工信部，万联证券研究所



资料来源：Wind，万联证券研究所

- **持续加大研发投入，掌握多项自主知识产权：**公司 19 年研发投入 1.29 亿元，其中研发费用 8,390.19 万元，未开发支出余额 4,961.58 万元，研发投入占比从 17 年的 12.44%上升至 19 年的 23.34%。研发目前已形成 142 项发明专利、92 项实用新型专利、81 项软件著作权，主导和参与制订了 30 项现行和即将实施的燃料电池国家标准，19 年累计完成了 8 项燃料电池领域国家课题，是我国燃料电池领域极少数具有自主核心知识产权并实现燃料电池发动机及电堆批量化生产的企业之一。

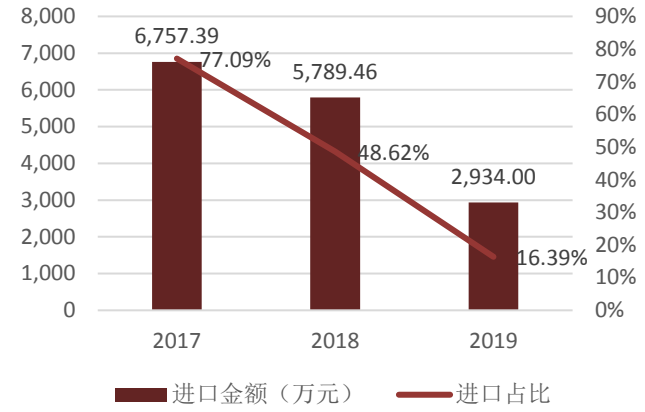
图表28：亿华通研发投入情况（万元）



资料来源：Wind，万联证券研究所

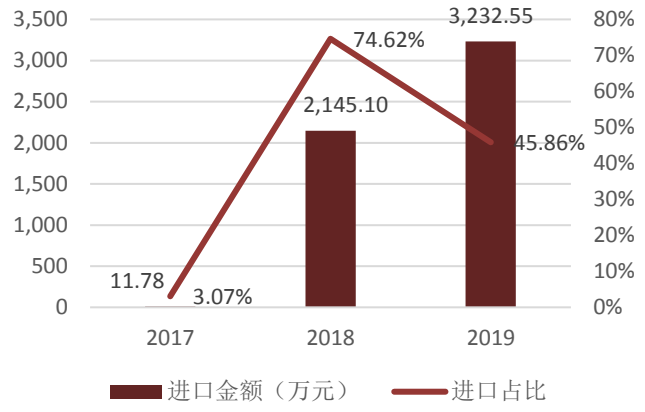
- **行业国产化替代领军企业，电堆膜电极进口占比下滑：**公司已实现国产电堆的批量化生产，除少数高规格、国产替代难度较高、验证周期较长的部件采用进口产品外，零部件国产化率已然大幅上升。电堆进口采购金额从 2017 年的 6,757.39 万元下降到 2019 年的 2,934.00 万元，电堆进口占比从 77.09%下降到 16.39%。膜电极方面进口采购金额虽然随着公司业务的发展增长到 3,232.55 万元，但从进口占比上看 2019 年进口膜电极占比 45.86，相较 2018 年 74.62%而言有了明显的减少。国产替代有利于公司发动机系统产品成本的进一步降低，同时对公司零部件板块业务也有驱动作用。

图表29：电堆进口采购金额及进口比例（万元）



资料来源：公司招股书，万联证券研究所

图表30：膜电极进口采购金额及进口比例（万元）



资料来源：公司招股书，万联证券研究所

- **盈利预测与投资建议：**预计公司 20-22 年营业收入分别为 2.67/18.79/21.71 亿元；归母净利润-0.25/1.93/3.32 亿元，同比增长-138.50%/884.88%/71.87%；EPS 分别为-0.35/2.74/4.71 元/股，维持公司“买入”评级。

- **风险提示：**产品迭代风险；进口依赖风险；政策补贴及回款风险。

4.2 美锦能源 000723.SZ

美锦能源是中国炼焦产业龙头，工业副产氢资源充足，从制氢-加氢站-膜电极-电堆-整车全产业链布局氢能板块，旗下飞驰汽车研发的重卡样车已开始上路测试，此外在青岛、嘉兴、佛山、广州、云浮等多个城市建设氢能产业园，发挥全链条布局的协同效应优势。

- **工业副产氢及煤炭资源丰富，具备低成本制氢的潜力：**公司炼焦业务的副产物-焦炉气中工业副产氢占比高达 50-55%，通过提纯能够满足低成本制氢的需求，发展工业制氢充分利用了公司传统煤焦业务的资源优势，也符合我国碳中和发展路线的要求。公司在山西的资源优势凸显，焦炉煤气成本低，目前现代制氢配套项目已经开工，二期竣工后产能达 1 万标方每小时，年产 7800 吨，未来 3-5 年会产生示范性效应。

- **进军氢能基础设施建设，有望降低储运及用氢成本：**背靠山西煤炭资源，布局辐射范围内的加氢站建设，实现用氢成本的有效降低。公司在全国各地陆续建设加氢站，目前已有 5 座投入运营，在建 10 座，全国各地规划 100 座次。结合公司在工业制氢上的优势，在加氢站建设上拿单能力强，公司与河钢开展合作覆盖生产应用及基础设施建设，并与河钢集团全资子公司河钢工业技术签订《河钢工业技术服务有限公司与山西美锦能源股份有限公司之氢能产业合作框架协议》，明确 4 年内在河北建设不低于 30 座加氢站，未来 2-3 年内有望成为公司一大业绩亮点。公司有望在区域内实现氢气现制现用，降低储运及用氢成本。

- **飞驰汽车进入分拆上市提速期：**公司在氢能领域进行了全产业链布局。子公司飞驰汽车是国内最大的氢燃料电池客车企业，年产能 5000 台， 19 年销售 376 辆氢能汽车，广东地区市占率达 96%，实现营收 5.37 亿元，同比增长 24.91%；净利润 3656 万元，同比增长 12.59%。20 年上半年实现营业收入 2.88 亿元，净利润 1982 万元。截至 11 月，飞驰共交付氢能公交 213 辆，新中标订单 103 台，订单合计金额 1.98 亿元。飞驰汽车氢能主流产品突破了客车的范围，在 8.6 米、11 米、12 米城市客车之外，还有 12T、18T 物流车，还有 4.5T、18T 冷藏车，31T 自卸车及 49T 牵引车，应用范围不断扩大，目前已更名为飞驰科技，进入分拆上市提速期。

- **盈利预测与投资建议：**预计公司 2020-2022 年营业收入分别为 126.32/218.03/227.09 亿元，净利润分别为 7.88/27.18/33.04 亿元，对应 EPS 分别为 0.18/0.64/0.77 元/股。考虑公司近两年在氢能源业务上的广泛布局，以及电容炭研发等增长点的打造，随着“十城千辆”示范城市群名单的即将公布，公司营收将迎来大幅增长，业绩弹性较大。结合炼焦板块以及氢能业务目前的基本面，公司 2021 年的市值应在 397 亿以上，对应目标价 9.29 元。给予公司“增持”评级。

- **风险提示：**焦炭价格下跌；飞驰汽车销量不及预期；膜电极订单量不及预期；加氢站建设不及预期。

5、风险提示

1、政策落地不及预期；2、燃料电池及零部件降本速度不及预期；3、制氢成本下降不及预期；4、加氢站建设不及预期。

电气设备行业重点上市公司估值情况一览表

（数据截止日期：2021年03月25日）

证券代码	公司简称	每股收益		每股净资产		收盘价	市盈率			市净率	投资评级
		19A	20E	21E	最新		19A	20E	21E	最新	
688339.SH	亿华通	1.25	-0.35	2.74	32.50	222.60	-	-	81.99	6.85	买入
000723.SZ	美锦能源	0.23	0.18	0.64	2.27	7.22	31.39	39.31	11.40	3.18	增持

资料来源：万联证券研究所

行业投资评级

强于大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%以上；
同步大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%至-10%之间；
弱于大市：未来6个月内行业指数相对大盘跌幅10%以上。

公司投资评级

买入：未来6个月内公司相对大盘涨幅15%以上；
增持：未来6个月内公司相对大盘涨幅5%至15%；
观望：未来6个月内公司相对大盘涨幅—5%至5%；
卖出：未来6个月内公司相对大盘跌幅5%以上。
基准指数 ：沪深300指数

风险提示

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

证券分析师承诺

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

免责条款

本报告仅供万联证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本公司是一家覆盖证券经纪、投资银行、投资管理和证券咨询等多项业务的全国性综合类证券公司。本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。在法律许可情况下，本公司或其关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或类似的金融服务。

本报告为研究员个人依据公开资料和调研信息撰写，本公司不对本报告所涉及的任何法律问题做任何保证。本报告中的信息均来源于已公开的资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。报告中的信息或所表达的意见并不构成所述证券买卖的出价或征价。研究员任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告的版权仅为本公司所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、发表和引用。

未经我方许可而引用、刊发或转载的，引起法律后果和造成我公司经济损失的，概由对方承担，我公司保留追究的权利。

万联证券股份有限公司 研究所

上海 浦东新区世纪大道1528号陆家嘴基金大厦
北京 西城区平安里西大街 28 号中海国际中心
深圳 福田区深南大道 2007 号金地中心
广州 天河区珠江东路 11 号高德置地广场