

氢能源产业：燃料电池引领氢能开发利用

2019年05月27日

看好/维持

基础化工

深度报告

研究员	张明烨	电话：0755-82832017	邮箱 zhang_my@dxzq.net.cn	执业证书编号：S1480517120002
研究员	刘宇卓	电话：010-66554030	邮箱 liuyuzhuo@dxzq.net.cn	执业证书编号：S1480516110002
研究助理	罗四维	电话：010-66554047	邮箱 luosw@dxzq.net.cn	
研究助理	洪 翀	电话：010-66554012	邮箱 hongchong@dxzq.net.cn	
研究助理	徐昆仑	电话：010-66554050	邮箱 xukl@dxzq.net.cn	

投资摘要：

能源清洁化大势所趋，燃料电池作为核心载体引领氢能开发利用，低成本是保障制氢产业发展的关键

能源利用形式从氢碳比为 1:3~10 的木柴、1:1 的煤炭、2:1 的石油再到 4:1 的天然气，验证能源持续朝低碳、多氢的清洁利用方式演进；可以预见未来能源利用形式中，氢能作为应用场景广泛的新能源，其占比将会继续提高。燃料电池车为氢能利用核心载体，其商业化大幕逐步拉开。降低氢能车运行的燃料成本的重要性不亚于降低车辆购置成本，而制氢在终端氢气价格构成（制氢、运氢、储氢、加注）中占据重要地位、成本下降空间也较大，因此低成本的氢气制备是氢燃料电池大规模商用化的基础，在考虑经济性的同时兼顾能源转换效率和全生命周期排放，不违背节能减排的初衷。

制氢路线比较与产业发展探析：低成本工业副产氢为中短期优选，水电解制氢路线将贯穿氢能发展全过程

燃料电池车的用氢需求中短期可优先通过成本较低、减排效益好的工业尾气制氢供应满足，尤其以纯度高、投资低的氯碱副产氢为优，轻烃裂解副产氢新增规模较大，2030 年之前工业副产氢若妥善加以利用、完全可以满足需求，并为可再生能源电解制氢的技术攻关留出时间余量。产业发展中期预计为工业副产氢、可再生能源电解制氢协同发展阶段，电解水制氢是能源利用结构变化的最重要力量，将贯穿于氢能发展的全过程：水电解制氢是当前唯一的直接原材料不依赖含碳化石资源，一次产物中不直接产生碳的技术路线。随着技术的发展和成本的降低，电解水制氢未来有望能逐渐满足商业化的要求，充分利用可再生能源、使用弃风弃水弃光所产生电能进行电解水制氢是目前来看最有希望降低其成本的方式之一。

从海外经验看燃料电池车用制氢产业发展趋势：氯碱副产氢已获成熟应用，可再生能源制氢是长期方向

日本的氢燃料电池车产业链发展进度全球居首，电解水制氢在日本氢工业中占有特殊的地位，其盐水电解制氢的产能占该国所有人工制氢总产能的 63%，从其实质的技术工艺原理上说与氯碱工业副产氢是一致的，其国外已有多个氯碱氢燃料电池项目验证经济性；日本远期也以可再生能源水电解制氢作为最主要发展方向“福岛氢能源研究站”预计于 2019 年 10 月前完成建设，系统装置采用太阳能电解水制氢路线、将具备世界最大规模的 1 万 kW 制氢能力，用于制造、储藏和供应最大 900 吨的氢。

风险提示：行业补贴政策；加氢站建设和设备国产化不达预期；燃料电池车成本下降及推广不急预期等。

代码	公司名称	细分产业	产业位置	市值（亿人民币）	PE（2019E）
002648	卫星石化	丙烯酸、PDH、乙烷裂解	上游	158	11.7
002002	鸿达兴业	氯碱	上游	146	19.5
601678	滨化股份	氯碱、环氧丙烷	上游	101	12.3
600273	嘉化能源	氯碱、园区公用工程	上游	164	12.4
002221	东华能源	PDH	上游	145	10.2
002274	华昌化工	化肥、纯碱、氢燃料电池及检测设备	上游	76	-

资料来源：东兴证券研究所、wind；注：2019 年对应 PE 来自 Wind 一致预期

目 录

1. 产业链下游燃料电池车引领氢能的开发利用	4
1.1 氢能开发利用是能源清洁化的大势所趋	4
1.2 氢能源产业链介绍及发展历程	4
1.3 制氢产业发展主要依赖产业链下游燃料电池车对需求的拉动	5
1.3.1 燃料电池的基本概念、原理和分类	5
1.3.2 燃料补充及续航里程是氢能车核心优势，政策为其保驾护航	7
1.3.3 燃料电池车为未来氢能利用核心载体，将拉动氢工业市场规模快速增长	9
1.4 产业竞争：低成本的氢气制备是氢燃料电池大规模商用化的基础	10
2. 制氢产业：不同技术工艺路线的氢燃料电池车适用性分析	10
2.1 工业副产氢：成本优势显著，燃料电池用氢的短期最佳来源	10
2.1.1 氯碱副产氢工艺及制氢潜力测算	10
2.1.2 焦炉气副产氢工艺及制氢潜力测算	11
2.1.3 轻烃裂解制氢工艺及制氢潜力测算	12
2.2 化石资源制氢：适合可耦合耗碳的一体化炼厂用氢或液氨/尿素等装置	14
2.3 水电解制氢：耦合可再生能源发电将有望真正实现能源清洁利用	16
2.3.1 水电解制氢的原理、分类与比较	16
2.3.2 水电解制氢技术未来发展展望	17
2.4 多维度比较不同制氢工艺适用性及未来发展路线探析	18
2.4.1 基于成本、规模、稳定性和碳排放综合比较各种制氢路线	18
2.4.2 预测展望：我国氢能发展路径可由从传统能源制氢过渡至绿色能源制氢：	19
3. 从海外经验看燃料电池车用制氢产业发展趋势	20
3.1 氯碱副产氢用于氢燃料电池已获成熟应用	20
3.2 可再生能源电解制氢仍是长期方向，日本大力发展	21
4. 制氢产业链公司介绍	22
4.1 卫星石化（002648.SZ）	22
4.2 鸿达兴业（002002.SZ）	22
4.3 滨化股份（601678.SH）	23
4.4 嘉化能源（601678.SH）	23
4.5 东华能源（002221.SZ）	23
4.6 华昌化工（002274.SZ）	24
5. 风险提示	24

表格目录

表 1：燃料电池主要分类、优缺点及适合应用范围	6
表 2：四种车用新能源电池技术路线比较	7
表 3：国外燃料电池汽车产业发展战略规划	8

表 4: 我国持续出台政策鼓励燃料电池行业不断发展	8
表 5: 各类车购车、运营成本对比	10
表 6: 焦炉气成分表	11
表 7: 焦炉煤气价格仅体现其燃料价值	12
表 8: 国内 PDH 项目列表	13
表 9: 国内乙烷裂解项目列表	14
表 10: 天然气制氢和煤制氢成本测算对比	15
表 11: 3 种水电解技术比较	17
表 12: 不同用电价格下的电解制氢成本比较	17
表 13: 不同制氢工艺综合比较	19
表 14: 日本将采用基于可再生能源的电解制氢技术作为第三阶段战略重点	22

插图目录

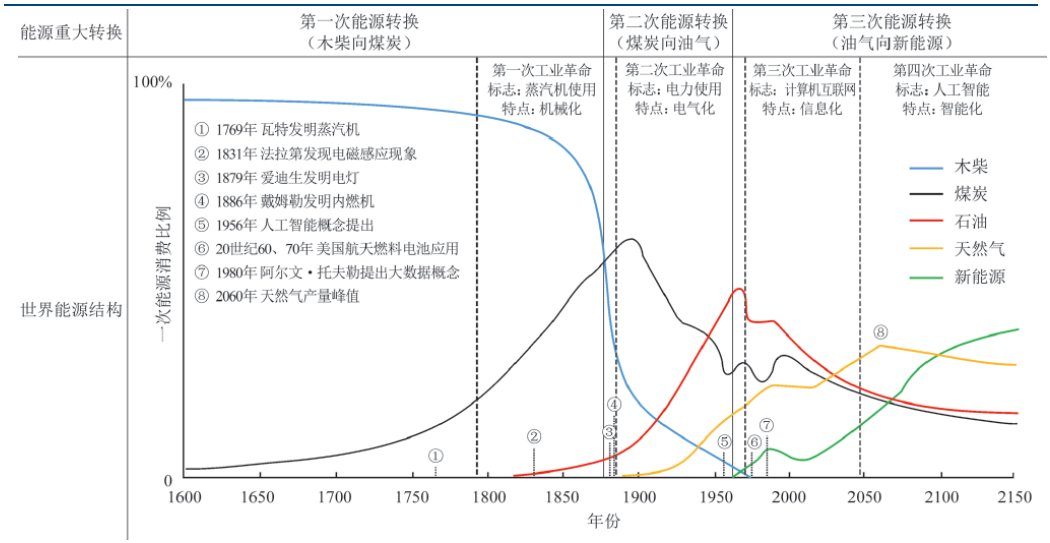
图 1: 全球能源体系转型	4
图 2: 氢能源产业链示意图	4
图 3: 燃料电池及燃料电池汽车技术发展历程	5
图 4: 燃料电池工作原理	6
图 5: 燃料电池内部结构	6
图 6: 氢燃料电池产业链示意图	6
图 7: 燃料电池成本下降趋势预测	8
图 8: 全球氢工业市场规模 2017 年增至 2515 亿美元	9
图 9: 中国工业氢气的产量与需求量变化图	9
图 10: 氢气在氯碱产业链中的位置	11
图 11: PDH 流程示意图	12
图 12: 煤气化制氢工艺流程简图	14
图 13: 水蒸气重整天然气制氢工艺流程图	15
图 14: PEM 电解槽具有最高的电流密度和操作范围	16
图 15: 未来制氢来源占比预测	18
图 16: 制氢技术发展路线	20
图 17: 日本制氢工业不同工艺路线占比	20

1. 产业链下游燃料电池车引领氢能开发利用

1.1 氢能开发利用是能源清洁化的大势所趋

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。木柴的氢碳比在到 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，可以预见未来能源利用形式中，氢能的占比将会继续提高。

图 1：全球能源体系转型



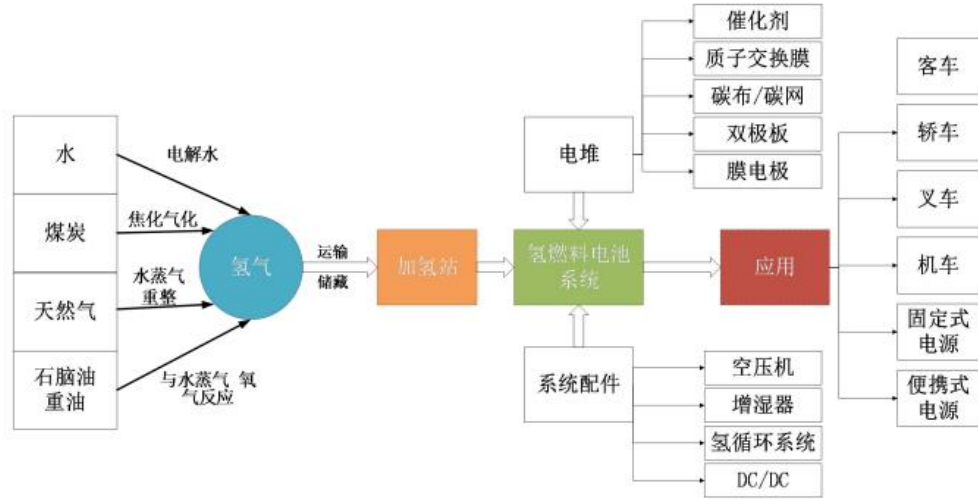
资料来源：CNKI、东兴证券研究所

氢虽然主要用作化工基础原料，但在能源转型过程中，其更重要的是作为一种清洁能源和良好的能源载体，具有清洁高效、可储能、可运输、应用场景丰富等特点。氢能能够帮助工业、建筑、交通等主要终端应用领域实现低碳化，包括作为燃料电池汽车应用于交通运输领域，作为储能介质支持大规模可再生能源的整合和发电，应用于分布式发电或热电联产为建筑提供电和热，为工业领域直接提供清洁的能源或原料等。

1.2 氢能源产业链介绍及发展历程

在氢能源产业链中，上游是氢气的制取、运输和储藏，在加氢站对氢燃料电池系统进行氢气的加注；中游是电堆等关键零部件的生产，将电堆和配件两大部分进行集成，形成氢燃料电池系统；在下游应用层面，主要有交通运输、便携式电源和固定式电源三个方向。

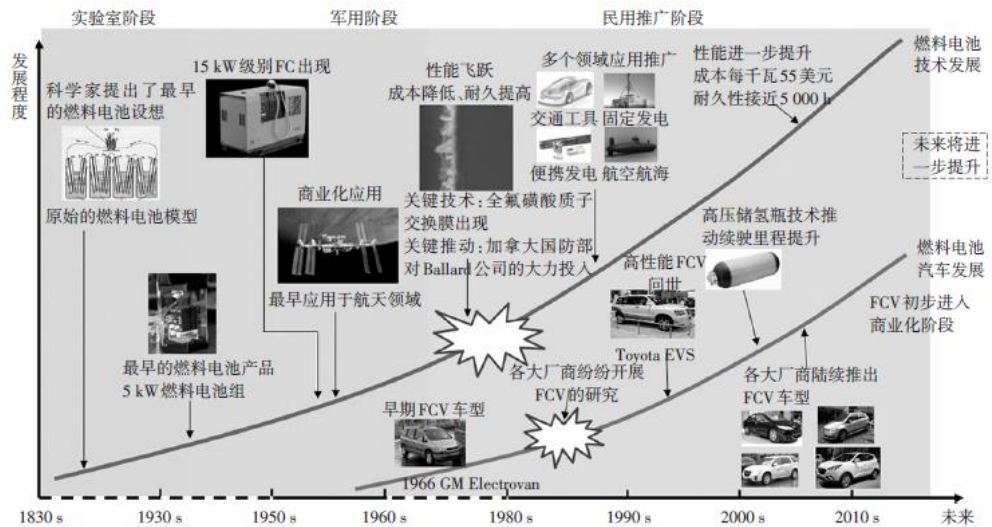
图 2：氢能源产业链示意图



资料来源：亿华通、东兴证券研究所

19 世纪 30 年代，人们提出了燃料电池的初步构想。此后，随着技术的发展，不同级别的燃料电池问世，并逐步由军用推广至民用领域。自 20 世纪后半段开始，各大汽车厂商纷纷开展了燃料电池汽车的研究，其中尤其以日本最为领先。目前全世界已有多种高性能燃料电池汽车产品，初步进入了商业化应用阶段。

图 3：燃料电池及燃料电池汽车技术发展历程



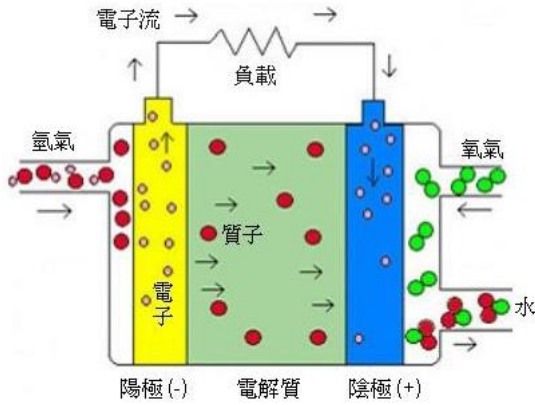
资料来源：CNKI、东兴证券研究所

1.3 制氢产业发展主要依赖产业链下游燃料电池车对需求的拉动

1.3.1 燃料电池的基本概念、原理和分类

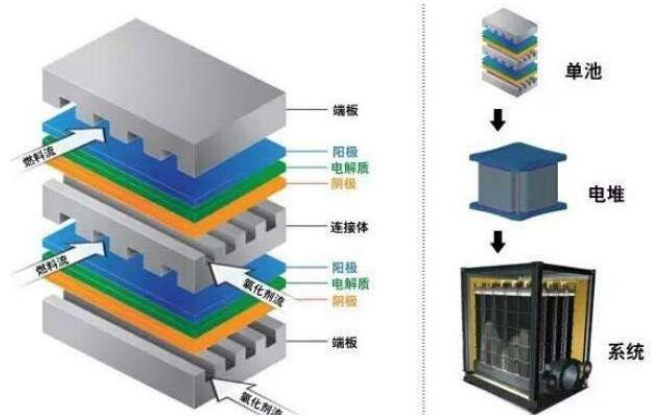
燃料电池是一种以电化学反应方式将燃料与氧化剂的化学能转变为电能能量转换装置。燃料电池发电原理与原电池类似，实质是燃料气体和氧化剂发生电化学反应，可看作是另一种“燃烧反应”；但与原电池和二次电池比较，需要具备相对复杂的系统，通常包括燃料供应、氧化剂供应、水热管理及电控等子系统，工作方式与内燃机类似。理论上只要外部不断供给燃料与氧化剂，燃料电池就可以持续发电。

图 4：燃料电池工作原理



资料来源：CNKI，东兴证券研究所

图 5：燃料电池内部结构



资料来源：CNKI，东兴证券研究所

根据电解质的不同，燃料电池可分为碱性燃料电池（AFC）、质子交换膜燃料电池（PEMFC）、磷酸燃料电池（PAFC）、熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）、固体氧化物燃料电池（SOFC）等多种类型，其使用的燃料和适应的应用场景各有不同，其中质子交换膜燃料电池具有高比功率、可快速启动、无腐蚀性、反应温度低、氧化剂需求低等优势，是当前燃料电池汽车的首选。

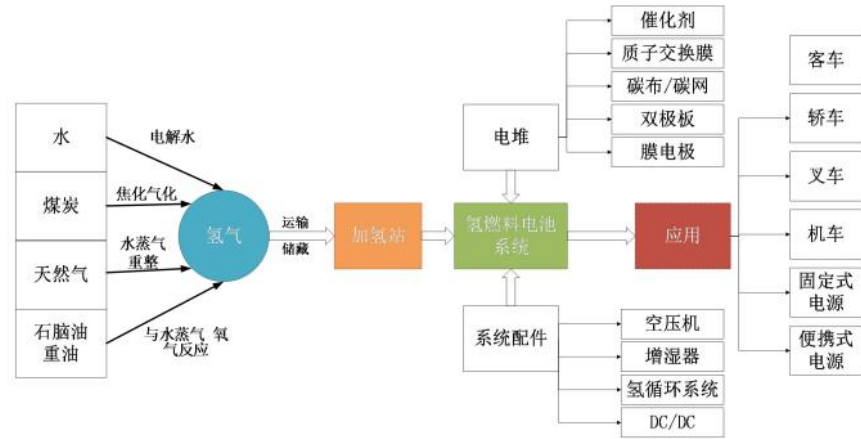
表 1：燃料电池主要分类、优缺点及适合应用范围

种类	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
电解质	KOH 溶液	聚合物	磷酸	K-/LiCO3	Y2O3/ZrO2
温度	60℃	80-100℃	190℃	650℃	>800℃
燃料	H2+O2 (无 CO2)	H2	H2	H2, 水煤气	H2, 水煤气
使用范围	航空航天	航空航天, 汽车, 发电厂, 小规模使用	发电厂	发电厂	发电厂, 涡轮机

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

在氢燃料电池产业链中，上游是氢气的制取、运输和储藏，在加氢站对氢燃料电池系统进行氢气的加注；中游是电堆等关键零部件的生产，将电堆和配件两大部分进行集成，形成氢燃料电池系统；在下游应用层面，主要有交通运输、便携式电源和固定式电源三个方向。

图 6：氢燃料电池产业链示意图



资料来源：亿华通、东兴证券研究所

1.3.2 燃料补充及续航里程是氢能车核心优势，政策为其保驾护航

目前在交通运输用动力源方面，主要有四种技术路线：锂离子电池、氢燃料电池、超级电容和铝空气电池。其中锂离子电池、超级电容和氢燃料电池得到广泛的应用，铝空气电池尚处于实验室研究阶段。氢燃料电池由于其燃料电池功率和储能单元彼此独立、增加能量单元对车辆成本和车重影响相对较小的性质，在长续航里程和能源补给速度上优势很明显。

表 2：四种车用新能源电池技术路线比较

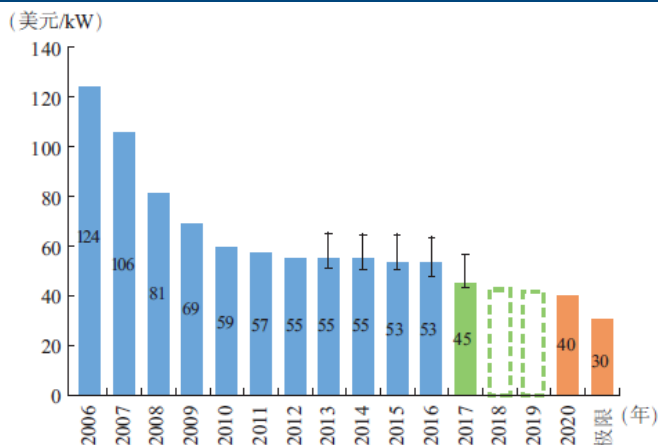
	氢燃料电池	锂电池	超级电容	铝空气电池
优势	比能量高 功率密度高 环保无污染	比能量高 循环性能 无记忆效应 环保无污染	功率密度高 充电时间短 使用寿命长	价格便宜 能量密度高 质量轻、体积小 使用寿命长
劣势	系统复杂 氢基础设施建设滞后	初期购置成本高 充电时间长	能量密度太低	空气电极极化和氢氧化铝沉降问题、功率密度低
应用领域	适合于客车和重载卡车等商用车，行驶里程长	用于 200km 以内的短途纯电动汽车	续航里程太短，不能作为电动车主电源，用于快速启动装置和制动能量回收装置	目前尚处于实验室阶段

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

现阶段燃料电池技术仍不够完善，技术及实践层面面临的问题还较多：如氢的制备、储运、加注以及电池铂催化剂的昂贵、易中毒制约寿命和稳定性等问题，导致燃料电池目前的经济性还不能得以保证，其成本是制约燃料电池车商业化的最大因素。

长期来看，未来燃料电池汽车成本有望比动力电池汽车更低，和燃油车的成本相当。燃料电池成本下降速率将明显高于锂离子电池，其原因主要在于：锂离子电池产业已具备较大规模，成本下降速率已逐渐趋于稳定，而燃料电池产业仍处在发展初期，规模化空间大，其成本下降潜力大；近 10 年来在技术进步推动下，单位功率铂用量大幅下降，丰田 Mirai 燃料电池铂含量仅约 0.2g/kW，未来有望降低至 0.1g/kW 以下，且铂可以回收利用，可以有效降低电堆成本。

图 7：燃料电池成本下降趋势预测



资料来源：DOE、东兴证券研究所

基于燃料电池汽车的良好前景，各国对其的关注程度正在不断提升。燃料电池汽车正处在由技术研发向商业化推广过渡的阶段，各国政策鼓励和投入持续增加。相比之下，日本政府对燃料电池及燃料电池汽车技术的推动力度更大，技术水平也更高，其先进的燃料电池乘用车车型已经初步实现了商业化，在燃料电池汽车领域位于世界前列。

表 3：国外燃料电池汽车产业发展战略规划

项目	日本	北美	欧洲
战略规划	日本再兴战略 氢能源白皮书 氢能/燃料电池发展路线图 可持续交通能源计划	美国燃料电池公共汽车计划 (NFCBP) 加州燃料电池伙伴计划 (CAFCP)	欧盟氢能路线图 清洁能源计划 2020 年氢能与燃料电池发展计划 欧洲城市清洁氢能项目
典型企业	丰田、本田、日产	UTC、Ballard、通用、福特	戴姆勒、大众、宝马
基础设施 (加氢站)	2016 年 100 座 2025 年建成 800 座	2016 年 68 座 2018 年建成 100 座	2016 年 50 座 2017 年建成 100 座
代表产品	丰田 Mirar 轿车 本田 Clarity	雪佛兰 Equi-nox 轿车 UTC 客车	奔驰 B 级 F-CELL 轿车 戴姆勒 CitaroFC 客车

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

在国家政策的大力支持和行业的共同努力下，我国燃料电池汽车产业取得长足进步，燃料电池汽车产业链体系初步建立，在氢燃料电池商用车领域初步形成装备制造基础。近年来我国燃料电池车产销量保持每年千辆左右，2018 年我国燃料电池车产量达到 1619 辆，相比 2017 年增加 27%，带动燃料电池需求 51MW。销量结构上看，我国氢燃料电池车以客车和专用车为主，其中专用车产量为 909 辆，相比 2017 年增长尤为明显，客车产量为 710 辆，中通汽车、飞驰汽车两家企业占据全国总产量的 70% 以上。预计自 2020 年开始我国氢能源汽车总体进入量产阶段，2024 年左右步入商业化应用阶段。

表 4：我国持续出台政策鼓励燃料电池行业不断发展

日期	部门	政策	主要内容
2014	财政部、科技部、工信部、发改委	《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》	对符合国家技术标准且日加氢能力不低于 200 公斤的新建燃料电池汽车加氢站每站奖励 400 万元
2015	财政部、科技部、工信部、发改委	《关于 16-20 年新能源汽车推广应用财政支持政策的通知》	2017-2020 年除燃料电池企业外其他车型补助标准适当退坡，其中：2017-2018 年补助标准在 2016 年基础上下降 20%。2019-2020 年补助标准在 2016 年基础上下降 40%
2016	发改委、能源局	《能源技术革命创新行动计划 2016-2030》《能源技术革命重点创新行动路线图》	发展氢能和燃料电池技术创新、先进储能技术创新等，提出在先进燃料电池、燃料电池分布式发电、氢的制取储运及加氢站等方面开展研发
2017	发改委、能源局	《能源发展“十三五”规划》	集中攻关新型高效电池储能、氢能和燃料电池，发挥我国能源市场空间大、工程实践机会多的优势，加大资金、政策支持力度，重点在大规模储能、柔性直流输电、制氢等领域，建设一批创新示范工程，推动先进产能建设
2018	发囑为、工信部、财政部、科技部	《关于调整完善新能源推广应用财政补贴政策的通知》	燃料电池汽车补贴力度保持不变，燃料电池乘用车按燃料电池系统的额定功率进行补贴，燃料电池客车和专用车采用定额补贴方式

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

1.3.3 燃料电池车为未来氢能利用核心载体，将拉动氢工业市场规模快速增长

全球氢工业发展迅猛，市场规模从 2011 年的 1870.82 亿美元增长到 2017 年的 2514.93 亿美元，增速达 34.4%。我国工业氢气的需求量和生产量旺盛且逐年上升、均居世界首位，其中用于炼化产品生产和工业生产领域的纯度大于或等于 99% 的氢气年产量约为 700 亿 m³ (约 600 万 t)。在不考虑工业用氢、仅考虑能源用氢的情况下，按照《节能与新能源汽车技术路线图》中 2020、2025 和 2030 年分别实现 5000、5 万和百万辆氢燃料电池汽车的应用，则对应 2020、2025 和 2030 年相比目前将分别新增 0.75 亿、7.5 亿和 150 亿 m³ 的能源用氢气需求，相对于当前对应新增 0.1%、1% 和 20% 的氢气需求，相当于 2020~2030 年复合需求增速 1.8%，且增速逐年递增。按照国内 2030 年百万辆氢燃料电池汽车的规划，制氢产业市场规模将达约 400 亿元（氢气价格按 30000~40000 元/吨）。

图 8：全球氢工业市场规模 2017 年增至 2515 亿美元

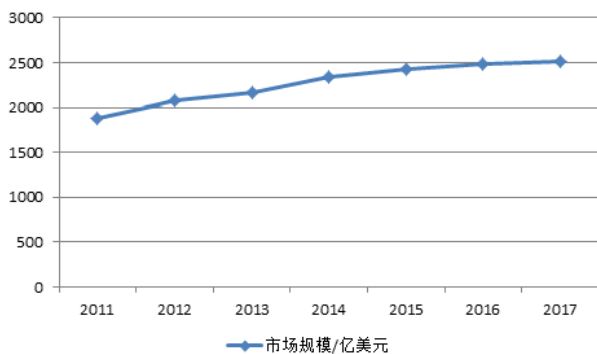
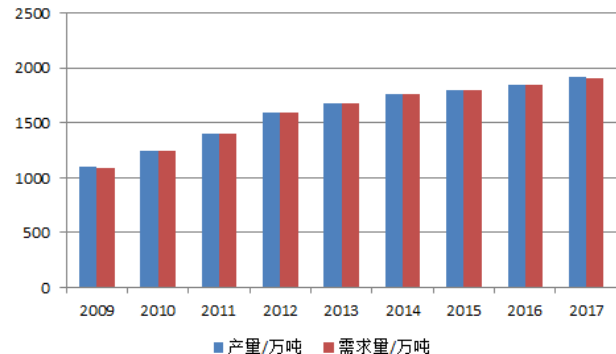


图 9：中国工业氢气的产量与需求量变化图



资料来源：CNKI，东兴证券研究所

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

当前化石资源制氢居主导地位：人工制氢的原料主要以石油、天然气、煤炭等化石资源为主，较之于其他的制氢方法，化石资源制氢工艺成熟，原料价格相对低廉，但会排放大量的温室气体，对环境造成污染。2017年，全球主要人工制氢原料的96%以上都来源于传统化石资源的热化学重整，仅有4%左右来源于电解水。煤炭和天然气是我国人工制氢的主要原料，占比分别为62%和19%。

在氢气的下游用途方面：国内氢气除用作合成氨、甲醇等化工原料气外，不低于90%的纯度99%左右的氢气用于炼化产品生产过程中的加氢。仅有2%~4%的氢气作为工业气体用于冶金、钢铁、电子、建材、精细化工等行业的还原气、保护气、反应气等。

1.4 产业竞争：低成本的氢气制备是氢燃料电池大规模商用化的基础

除氢燃料电池车的一次购置成本尚高之外，当前氢气价格下的氢燃料电池车的运行成本也居高不下，也是当前制约氢燃料电池车大规模商业化应用的重要因素之一。决定加氢站终端氢气售价的主要是制氢成本、运氢成本、储氢成本和加注成本，其中制氢成本占据主导地位、且其下降空间潜力较大，因此低成本的氢气制备是氢燃料电池大规模商用化的重要基础，我们本篇报告也先从制氢角度讨论未来氢燃料电池车商用化进程中的制氢环节路线发展。

表 5：各类车购车、运营成本对比

乘用车类型	CNG 车	燃油车	纯电动车	氢燃料电池车
购车成本/万元	22	20	30	50
百公里耗能	6.7m ³ 天然气	7L 汽油	16kWh	1kg 氢气
燃料单价	4 元/m ³	6.01 元/L	1.73 元/kWh	56 元/kg
百公里燃料成本/元	26.8	42.1	27.7	56

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

2. 制氢产业：不同技术工艺路线的氢燃料电池车适用性分析

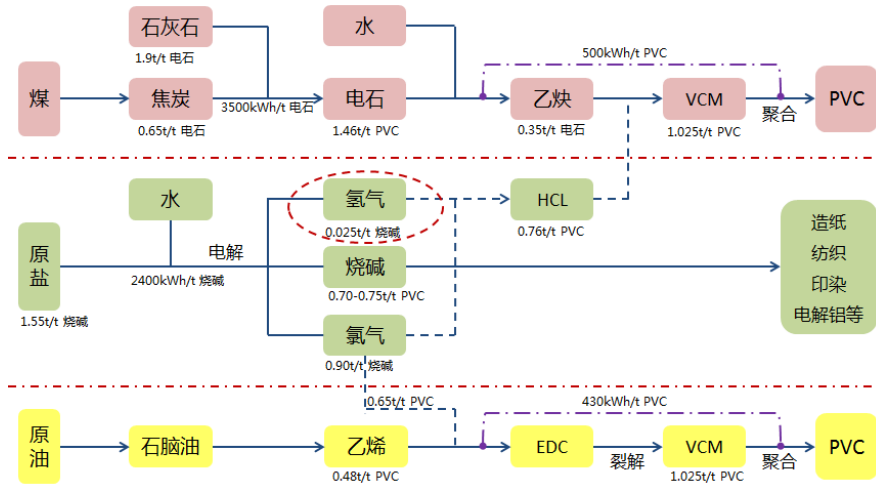
2.1 工业副产氢：成本优势显著，燃料电池用氢的短期最佳来源

工业副产氢制氢是指利用含氢工业尾气为原料制氢的生产方式，目前的工业尾气来源主要有氯碱工业副产气、煤化工焦炉煤气、轻烃裂解副产氢以及合成氨、甲醇驰放气副产氢气等。与其他制氢方式相比，利用工业副产氢最大的优点就是无需额外的资本投入和化石原料投入，获得的氢气在成本和减排方面有巨大优势。

2.1.1 氯碱副产氢工艺及制氢潜力测算

氯碱工业指的是通过电解饱和 NaCl 溶液来制取 NaOH、Cl₂ 和 H₂，并以此为原料合成盐酸、聚氯乙烯等化工产品。目前国内很多氯碱企业主要关注氯和碱产品，往往忽略副产氢气的价值，氢气利用很不充分，甚至有大量氢气被白白放空（氢气直接燃烧，产生热能，需要的投资较大）。

图 10：氢气在氯碱产业链中的位置



资料来源：公司公告，东兴证券研究所，注：正常生产时，氯化氢合成系统进炉氢气、氯气体积比一般控制在(1.05~1.1)：1，氯乙烯转化系统控制C2H2与HCl的体积比为1：(1.05~1.2)。

测算可外供的氯碱副产氢潜在规模：按照 2018 年的统计数据，理论上全国氯碱企业可联产氢气约 85.5 万吨/年，即 96 亿 m³/年（1 吨氢气折 1.12 万 m³，1kg 折 11.2m³，1m³ 氢气折 0.0893kg 即 89.3g）。虽然氯碱行业的氢气利用率在逐年提高，但仍有约 16.5 万吨的氢气没有被充分利用、相当于放空率 20%。如果将每年放空的 16.5 万吨氢气充分利用，至少可以供 8 万辆氢燃料车使用（每年每辆氢燃料车消耗 2.0 万 m³ 氢气），或产生 114.8 亿 kW·h 的电（折每 m³ 氢气每年发电 0.7 度电）。

氯碱副产氢用于氢燃料电池车具有非常明显的优势：纯度高，流程少，投资低。一般在来说湿氢气中含有饱和水，可能夹带一些碱雾。在洗涤，冷却脱水（不需要额外的变压吸附）之后即作为成品氢气在 99%(V/V) 以上，甚至大于 99.84%，主要杂质是氧气、氮气和 水蒸气，而容易致使燃料电池催化剂中毒的硫含量和 CO 含量都极低，提纯难度小，需要新增的设备投资和运行成本都很低。

2.1.2 焦炉气副产氢工艺及制氢潜力测算

焦炉气 (COG)，又称焦炉煤气，其产率和组成因炼焦用煤质量和焦化过程条件不同而有所差别，一般每吨干煤可生产焦炉煤气 300~400m³，其中 40%~45% 用于保证焦化炉炉温，其余外供。我国是世界上最大的焦炭生产国，截止 2018 年我国焦炭产量已经达到 4.38 亿吨，占世界总产量的 60%。焦炉煤气成分中，氢气浓度在 50% 以上，是提纯氢潜力最大的工业尾气之一。

表 6：焦炉气成分表

组分	φ (%)	组分	ρ (mg/m ³)
H ₂	50~60	苯	400~4000
CH ₄	20~26	H ₂ S	50~300
CO ₂	2~4	有机硫	100~200
CO	5~9	萘	50~300
N ₂	2~6	焦油	20~50

O2	0.4~0.8	HCN	~100
C2~C4	1.5~4	NH3	~100
水	饱和		
C5 以上烃类	0.01~0.1		

资料来源：CNKI、东兴证券研究所

焦炉煤气属于中热值气，其热值为 17~19MJ/标方（4000~4500 大卡），适合用做高温工业炉的燃料和城市煤气。焦炉煤气通过净化和变压吸附技术，可以获得纯度高，价格低的氢气（净化和提氢运行费用 0.3~0.5 元/m³）。焦炉煤气含氢气体量高可直接作化工原料用，可提纯氢气作为合成氨或甲醇等。由于净化和变压吸附技术的进步，焦炉煤气提纯氢气的质量完全能满足氢燃料电池的使用要求。

表 7：焦炉煤气价格仅体现其燃料价值

项目	单位质量热值 MJ/kg	气体对应单位体积热值 MJ/m ³	价格	单位热值价格 (元/MJ)	备注
氢气	142.5	12.72	5.03 元/kg	0.035	假设单位热值的价格为 0.035 元
甲烷	50.054	35.75	3.7 元/kg	0.103	LNG
汽油	46.1		7.3 元/kg	0.158	
动力煤	23.022		0.7 元/kg	0.030	秦皇岛 5500 大卡
甲醇	20.254		2.2 元/kg	0.109	
焦炉煤气	~40	17~19	0.6 元/m ³	0.035	0.4~0.5kg/m ³

资料来源：CNKI、东兴证券研究所

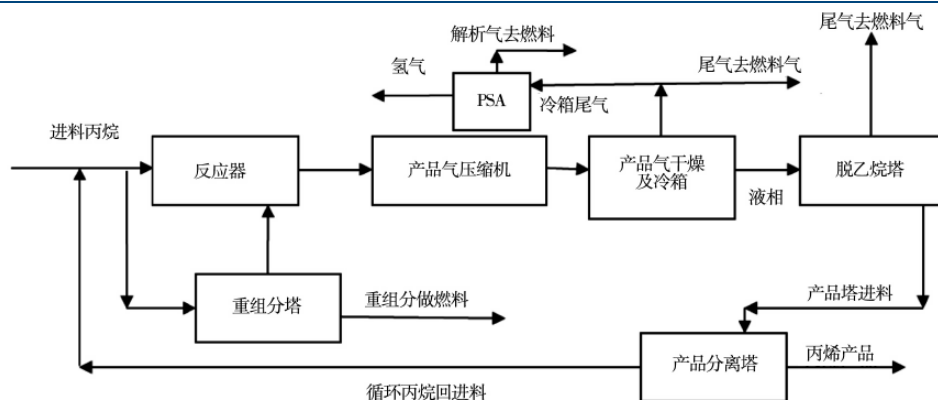
按照每生产 1t 焦炭可副产 425.6m³ 焦炉气，利用变压吸附技术，从焦炉煤气提纯得到的符合加氢站用气标准（99.99%）的氢气，假设氢气收率 80%，1m³ 焦炉煤气就可以产生 0.44m³ 氢气，单吨焦炭副产氢气体量=425.6*55%*80%*50%=93.6m³，对应 0.0084 吨。我们测算：理论上全国焦化企业理论上可副产氢气约 73.2 万吨/年（取 50%回炉助燃部分的 40%计），即 164 亿 m³/a（1 吨氢气折 1.12 万 m³，1kg 折 11.2m³，1m³ 氢气折 0.0893kg 即 89.3g）。至少可以供 82 万辆氢燃料车使用（每年每辆氢燃料车消耗 2.0 万 m³ 氢气），或产生 114.8 亿 kW·h 的电（折每 m³ 氢气每年发电 0.7 度电）。

注：焦炭企业分为独立焦化企业和钢铁联合体焦化企业。钢铁联合体焦化企业自身循环利用系统通常较为完善，焦化气已有利用；上述测算暂未扣除钢铁联合体焦化企业影响。

2.1.3 轻烃裂解制氢工艺及制氢潜力测算

丙烷脱氢是以丙烷为原料来制造丙烯和氢气的一种工艺方式，生成产品丙烯的同时，副产同等摩尔量的氢气，混合在乙烷、乙烯、一氧化碳、甲烷等的混合尾气中，采用变压吸附 PSA 的分离手段，可获得大量的高纯度氢气。以 Catofin PDH 工艺为例，PDH 装置通常由进料预处理及汽化单元，反应单元（包括反应器再生系统），压缩与干燥，低温回收单元（含丙烯、乙烯制冷系统），脱乙烷塔，产品分离塔，废水汽提塔工艺单元组成。

图 11：PDH 流程示意图



资料来源：CNKI、东兴证券研究所

每生产 1 吨丙烯约可产生 37.9kg 氢气（理论上 47.6kg，相当于氢气 PSA 收率 80%），对应 426m³ 氢气；截止目前，国内 PDH 总产能约 572 万吨/年，对应副产氢气量约 21.7 万吨/年，按变压吸附氢气收率 85% 计算，氢气产品约 18.43 万吨/年，即 20.64 亿 Nm³/年，按每辆氢燃料电池车每天行驶里程 200 公里、加注 5 公斤氢气来算，每年每辆氢燃料车消耗 2 万 m³ 氢气，这些副产氢气每年可供约 10 万辆氢燃料电池车行驶、或产生 14 亿 kW·h 的电；若当前在建及规划中 PDH 产能全部投产，国内 PDH 总产能将达到 1035 万吨/年，副产氢气达 34 万吨，每年可供约 18 万辆氢燃料电池车行驶、或产生 26 亿 kW·h 的电。

表 8：国内 PDH 项目列表

公司	地点	项目进展	投产年份	丙烯产能（万吨/年）	副产氢气（万吨/年）
天津渤化	天津	投产	2013	60	1.93
卫星石化一期	浙江平湖	投产	2014	45	1.45
宁波海越新材料一期	浙江宁波	投产	2014	60	1.93
绍兴三圆石化	浙江绍兴	投产	2014	45	1.45
东华能源张家港扬子江石化	江苏张家港	投产	2015	60	1.93
万华化学	山东烟台	投产	2015	75	2.42
东华能源宁波新材料一期	浙江宁波	投产	2016	66	2.13
河北海伟	河北衡水	投产	2016	50	1.61
福建美得石化	福建福州	投产	2018	66	2.13
卫星石化二期	浙江平湖	投产	2019	45	1.45
东华能源宁波新材料二期	浙江宁波	在建	2019	60	1.93
深圳巨正源	广东东莞	在建	2020	66	2.13
河北海伟兰航化工	河北沧州	在建	2020	50	1.61
江苏威名石化	江苏如东	在建	2021	60	1.93
河南南浦环保	河南洛阳	前期工作	2021	16.62	0.54
徐州海鼎化工	江苏邳州	前期工作	2022	60	1.93
金能科技	山东青岛	前期工作	2023	90	2.90
滨华新材料一期	山东滨州	前期工作	-	60	1.93
合计				1035	33.33

资料来源：CNKI，东兴证券研究所；注：副产氢气量已考虑变压吸附 85% 的氢气收率

乙烷裂解制乙烯副产氢气方面，结合项目规划与进展，预计至 2022 年，中国乙烷裂解制乙烯产能将达到 858 万吨/年，按单吨乙烯副产 64.5kg 氢气（理论上每吨乙烯副产氢气 71.4kg、PSA 变压吸附氢气收率 85% 计算），届时乙烯裂解副产氢气理论上将达到 47 万吨、对应 52.7 亿 Nm³ 氢气；按每辆氢燃料电池车每天加注 5 公斤氢气、行驶里程 200 公里来算，理论上这些副产氢气每年约可供 26 万辆氢燃料电池车行驶、或产生 37 亿 kW·h 的电。

表 9：国内乙烷裂解项目列表

公司	项目地点	项目进展	预计投产时间	乙烯产能	副产氢气（万吨/年）
新浦化学	江苏泰兴	在建	2019	78	11.27
华泰盛富	浙江宁波	在建	2019	50	7.23
卫星石化一期	江苏连云港	在建	2020	125	18.06
永荣控股	福田莆田	前期工作	2020	150	21.68
鲁清石化	山东寿光	前期工作	2021	75	10.84
南山集团	山东龙口	前期工作	2021	100	14.45
中石油巴州	新疆巴州	前期工作	2021	60	8.67
广西投资集团	广西钦州	前期工作	2021	60	8.67
万华化学	山东烟台	前期工作	2022	60	8.67
大连汇昆新材料	辽宁大连	前期工作	2022	100	14.45
合计				858	47.04

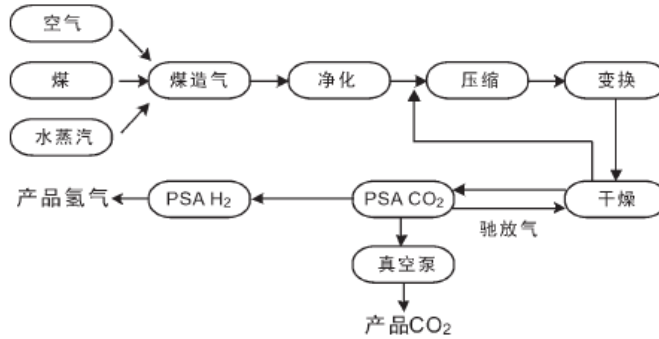
资料来源：东兴证券研究所

2.2 化石资源制氢：适合可耦合耗碳的一体化炼厂用氢或液氨/尿素等装置

化石能源制氢技术具有产量大以及价格相对较低的优点，缺点是在生产过程中碳排放较大和产生一定的污染，而且成本受原材料价格波动的影响，尤其是天然气制氢更容易受此方面的影响。严格意义上说化石能源制氢除非有除碳或耗碳措施，否则并不能达到减排的目的，而增设二氧化碳补集单元无疑大大增加综合能耗、有潜在的增收碳税大幅削弱经济性的风险；因此大规模的煤制氢或天然气制氢更适合于能耦合耗碳的合成氨-尿素工业或目标产品种类较多的炼化等。

煤气化制氢工艺原理：煤气化制氢是先将煤炭与氧气发生燃烧反应，进而与水反应，得到以氢气和 CO 为主要成分的气态产品，然后经过脱硫净化，CO 继续与水蒸气发生变换反应生成更多的氢气，最后经分离、提纯等过程而获得一定纯度的产品氢。煤气化制氢技术的工艺过程一般包括煤气化、煤气净化、CO 变换以及氢气提纯等主要生产环节。

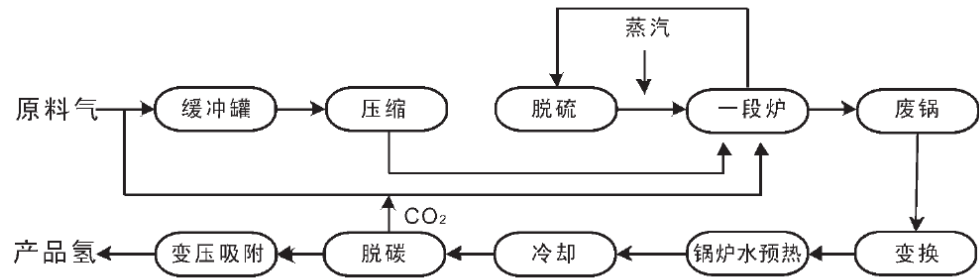
图 12：煤气化制氢工艺流程简图



资料来源：CNKI、东兴证券研究所

天然气制氢工艺原理：甲烷是天然气中的主要气体成分，天然气制氢技术的主体依托于各类甲烷转化制氢反应。甲烷转化制备氢气按反应原理分主要为两种技术路线：一种是将甲烷与水蒸气在一定反应条件下反应生成合成气，再将合成气中的CO成分进行转化，从而制得高纯度氢气，即甲烷水蒸气重整技术，其是目前工业上天然气制氢应用最广的方法；另一种是通过制造反应条件使甲烷直接分解成氢气和积炭，再通过分离提纯产物获得氢气，即甲烷热解技术。

图 13：水蒸气重整天然气制氢工艺流程图



资料来源：CNKI、东兴证券研究所

总体而言，化石资源制氢尤其是煤制氢路线成本低，但对环境也不够友好，尤其是煤制氢由于原料氢碳比较高导致二氧化碳排放很高；天然气制氢碳排放相对较低，但其对原材料价格波动耐受力较差。在煤气化制氢系统中，采用二氧化碳捕集设备可大大减少二氧化碳的直接排放，对系统的环保效益产生积极影响。但是，加入二氧化碳捕集装置无疑也会造成较大的能耗，降低了制氢系统的能源利用率；同时，二氧化碳捕集单元的建设成本较高，这对制氢系统的经济效益会带来不良影响。综合来看，我们认为煤气化或天然气以氢气为单一目标产品来说虽然成本尚可，但碳排放较高，增设CCS单元或一旦征收碳税其成本优势也大大削弱，有悖于节能减排的初衷；因此，煤气化不以氢气为单一目标产品、而是以H₂和CO作为目标产品，耦合到耗碳化工装置是比较合理的选择。

表 10：天然气制氢和煤制氢成本测算对比

项目	成本（元/m ³ ）	
	天然气制氢	煤制氢
原料（天然气/煤炭）	0.838	0.34
氧气		0.21
辅助材料	0.014	0.043
燃料动力能耗	0.184	0.069
电	0.02	0.069
循环水	0.002	0.024
新鲜水	0.001	0.008
脱盐水	0.022	0.001
3.5MPa 蒸汽	-0.018	0.036
1.0MPa 蒸汽	0	
燃料气	0.157	
直接工资	0.012	0.012
制造费用	0.065	0.135
财务及管理费	0.029	0.06
体积成本（标准状态）	1.141	0.869
折吨成本（元/t）	12831	9903

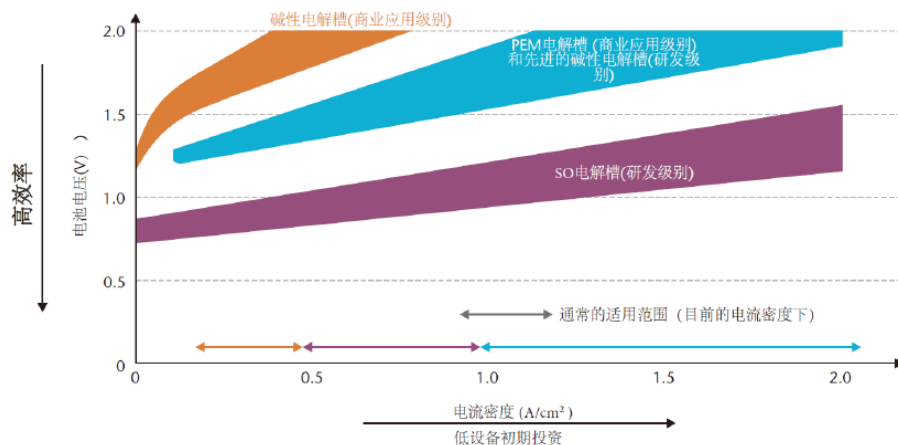
资料来源：CNKI，东兴证券研究所

2.3 水电解制氢：耦合可再生能源发电将有望真正实现能源清洁利用

2.3.1 水电解制氢的原理、分类与比较

电解水原理：在电解液中通入直流电，在电极的阴极和阳极上分别发生放电反应，阴极反应： $4e+4H_2O=2H_2\uparrow+4OH^-$ ，阳极反应： $4OH^-=2H_2O+O_2\uparrow+4e$ ，总反应式为： $2H_2O=2H_2\uparrow+O_2\uparrow$ ，从而在阴极和阳极分别产生氢气和氧气。

图 14：PEM 电解槽具有最高的电流密度和操作范围



资料来源：CNKI，东兴证券研究所

根据隔膜不同，可分为碱水电解、质子交换膜水电解、固体氧化物水电解。碱性电解

槽是目前最成熟的技术，投资成本明显低于其他电解槽类型；PEM、SOE 电解在技术先进性上优于碱水电解，但目前 PEM 成本较高、SOE 尚处于研发阶段，但 PEM 电解槽在未来成本降低的潜力较大，PEM 电解槽具有最高的电流密度和操作范围，是降低投资成本和提高操作灵活性所必需的先决条件。根据美国可再生能源国家实验室发布以风能提供电力、以 PEM 水电解制氢的评估报告中对 PEM 技术的放大进行的成本预测，预计当 PEM 制氢技术的规模从 10kg/d 发展到 1000kg/d 时，电解池堆的成本所占份额将从目前的 40% 降至 10%，说明 PEM 制氢的规模将在降低成本上有较大幅度的空间。因此，PEM 电解槽是未来最有希望在氢燃料电池车中实现大规模工业化应用的水电解制氢技术。

表 11：3 种水电解技术比较

项目	单套能力 m ³ /h	功率	效率%	初始投资元 /kW	寿命	技术成熟度
碱性电 解槽	1000	最多 150MW	65~82% (高位发热量)	5500~9750	60000-90000h	已成熟
PEM	400	最多 150kW (电池堆)	65~78% (高位发热量)	9750~24700	20000-60000h	市场导入
SOE	实验室阶段	实验室阶段	85~90% (HHV)	-	~1000h	研发阶段

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

2.3.2 水电解制氢技术未来发展展望

当前制约水电解制氢商业化应用的主要问题是全生命周期排放高、综合能源效率低、成本高。针对电解水技术方面的改进主要集中在电解池、聚合物薄膜电解池和固体氧化物电解池等种类，电池能效率由 70% 提高到 90%，但考虑到发电效率，实际上电解水制氢的能量利用效率不足 35%（考虑到火电站燃料变能的换能效率为 30~40%）。目前每生产 1m³ 常温常压氢气需要消耗电能大约 5~5.5kWh，采用最便宜的谷电制氢（如 0.3 元/kWh），加上电费以外的固定成本（约 0.3~0.5 元/m³），综合成本在 1.8~2.0 元/m³，即制氢成本为 20~22 元/kg；如果是利用当前的可再生能源弃电制氢，弃电按 0.1 元/kWh 计算，则制氢成本可下降至约 10 元/kg，这和煤制氢或天然气制氢的价格相当；但是电价如果按照 2017 年的全国大工业平均电价 0.6 元/kWh 计算，则制氢成本约为 38 元/kWh，成本远高于其他制氢方式。

表 12：不同用电价格下的电解制氢成本比较

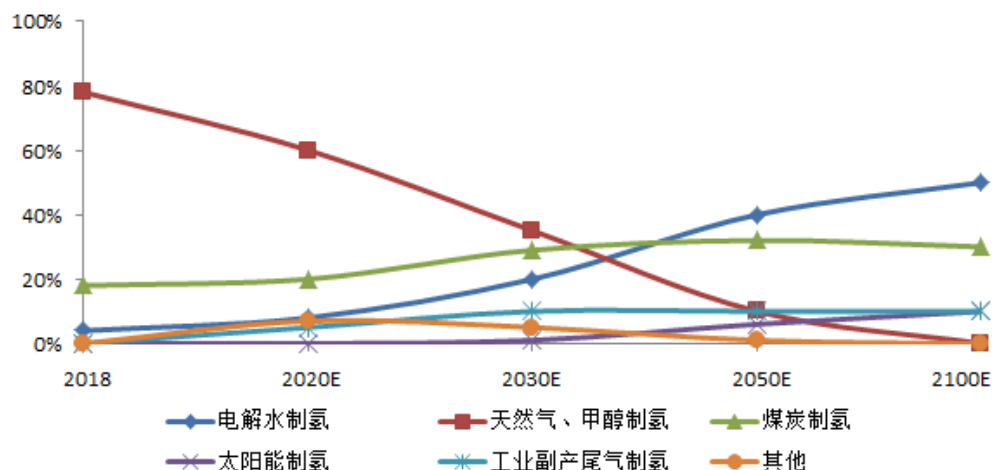
制氢种类	制氢方式	能源价格	制氢成本（元/kg）
电解制氢	低谷电	0.3 元/kWh	20
	大工业用电	0.6 元/kWh	38
	可再生能源弃电	0.1 元/kWh	10
化石能源制氢	天然气	3 元/m ³	13
	煤炭	550 元/t	10
工业副产氢：焦炉气、氯碱			8~14

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

远期来看，电解水制氢是能源利用结构变化的最重要力量，将贯穿于氢能发展的全过

程。在各种制氢技术中，只有水电解制氢技术的直接原材料不依赖含碳化石资源，其一次产物中不直接产生碳排放（非全生命周期视角下），是一种清洁、无污染、高纯度制氢的方式。中短期的氢能需求主要依赖化石资源、尤其是以低成本的工业副产氢为主，充足的副产氢至少可以满足 100 万辆燃料电池汽车需求，为水电解制氢的技术攻关提供时间，远期来说水电解制氢将成为氢能的最主要来源。未来未来水电解制氢主要通过降低电解过程的能耗以及充分利用可再生能源、使用弃风弃水弃光所产生电能进行电解水来实现成本下降和商业应用。

图 15：未来制氢来源占比预测



资料来源：CNKI、东兴证券研究所

2.4 多维度比较不同制氢工艺适用性及未来发展路线探析

2.4.1 基于成本、规模、稳定性和碳排放综合比较各种制氢路线

- 成本能力上，工业副产气制氢>煤制氢>天然气制氢>电解水制氢：**工业副产气制氢由于投资低（现有装置+变压吸附单元即可）、原料成本低（副产气零成本、或仅体现其燃料热值成本）具备当前阶段最低的产氢成本；电解水制氢成本最高，通过利用谷电或者可再生能源弃电可以降低成本。
- 产氢规模和稳定性上，煤制氢、天然气制氢>工业副产气制氢>电解水制氢：**传统化石资源煤/天然气制氢均具备成熟的大规模气化制氢工艺技术，但目前主要应用于炼厂加氢、合成氨等化工领域，以氢气作为单一目标产品时其碳排放太高；工业副产气制氢主要受制于主产品规模，同时如焦炭企业环保限产下影响供氢稳定性；可再生能源电解水制氢受制于能量供应密度小、无法连续供应等制约，规模问题亦较为突出，未来成本问题解决后，在风能和太阳能资源富裕的局部地区，风电/光伏发电制氢可在该区域占据主导位置。
- 从温室气体减排上，可再生电解制氢>工业副产气制氢>天然气制氢>煤制氢：**虽然可再生能源发电建设过程会造成较大的能耗和温室气体释放，但由于在运行过程中几乎没有排放，所以可再生能源发电制氢相比于传统能源制氢仍有着非常大的节

能环保优势，随着运行年限的增长，这种优势更加明显；在以传统能源为基础的制氢路径中，工业副产气制氢能取得最佳的碳排放削减效益，主要源于通过 PSA 分离得到氢气的过程本身不产生碳，排放主要来自变压吸附装置消耗的电力和用作补充燃料的天然气的消耗。

表 13：不同制氢工艺综合比较

能源利用类型	工业副产气	煤	天然气		风能	太阳能
制氢转化途径	PSA 变压吸附	煤气化	甲烷水蒸气重整	甲烷热解	电解水	电解水
经济成本/CNY (kgH ₂)-1	10.1	8.3~19.5	10.4~18.1	20.9~27.6	22.3~59.8	36.6~61.3
温室气体释放当量 kgCO ₂ /kgH ₂	-	5000~11300	3900~12900		600~970	2400~6800
生命周期能耗		190~325	165~360		9~12	30~80
能源转换效率	91.90%	55.80%	65~70%		62.4%	
生命周期评价关键环节	变压吸附单元 (PSA)	二氧化碳补集单元 (CCS)	制氢反应运行过程		风电建设过程	光伏电站建设过程

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

基于成本、规模、稳定性和地域性比较不同工业副产气制氢工艺，氯碱副产氢在成本、规模、稳定性和地域性上综合优势较好：

- ◆ **提纯难度和成本优势上：氯碱>轻烃裂解>焦炉气：**氯碱工艺绝对了电解正负极分别出氢气和氯气，通常不需要额外新增提纯吸附装置其氢气纯度即可达到 99%以上，焦炉气含硫量相对较高、提纯难度加大、需要额外的除硫步骤加大投资强度；
- ◆ **规模上，焦炉气>氯碱>轻烃裂解，**虽然当前轻烃裂解制氢规模潜力不大，但未来丙烷脱氢和乙烷裂解新增产能较多有望后来居上；工业副产气当前合计约 120 万吨氢气规模，若全部加以利用，则能支撑每年超 500 万辆氢燃料电池乘用车、或超过 130 万辆的氢燃料电池客车的使用需求（按照 1 辆燃料电池乘用车年行驶里程 20000km，消耗 224kg 氢气计算；按 1 辆燃料电池客车行驶里程 14400km，消耗 882.32kg 氢气计算），完全可以满足“2030 年实现百万辆氢燃料电池汽车的商业化应用”的需求，且后续轻烃裂解将继续扩大产能；
- ◆ **地域性优势上，氯碱>轻烃裂解>焦炉气，**行业产能在西北和东部地域呈现不同特征，西北地区坐拥电石优势、通常以氯定碱、富裕氢气资源较少，东部地区氯碱企业通常以碱定氯、富余氢气资源相对较多，恰好匹配目前加氢站和氢能源汽车的产业推进较快地区。

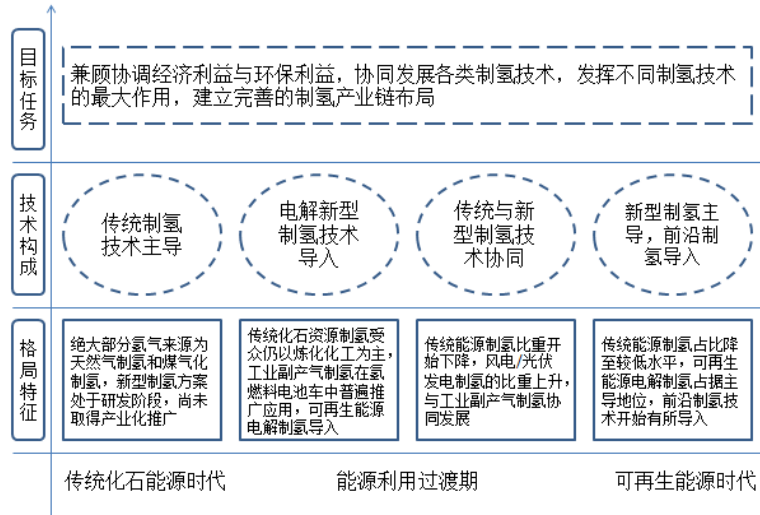
2.4.2 预测展望：我国氢能发展路径可由从传统能源制氢过渡至绿色能源制氢：

- ◆ 短期的潜在供给规模和供给成本不存在问题、潜在需求完全可以承接，近期可以优先使用成本较低的工业尾气制氢供应、尤其以氯碱副产氢为优，2030 年之前工业副产氢若妥善加以利用、完全可以满足需求，并为可再生能源电解制氢的技术攻关留出时间余量；
- ◆ 中期至 2030 年后预计为工业副产氢、可再生能源电解制氢协同发展的阶段；同时

对核能热化学制氢、生物质制氢等新型前沿制氢技术加大科研力度，争取在 2050 年后工业化应用有所突破；

- ◆ 远期则水电解制氢占据主导地位，并期待核能热化学制氢、生物质制氢等前沿制氢技术有所突破。

图 16：制氢技术发展路线



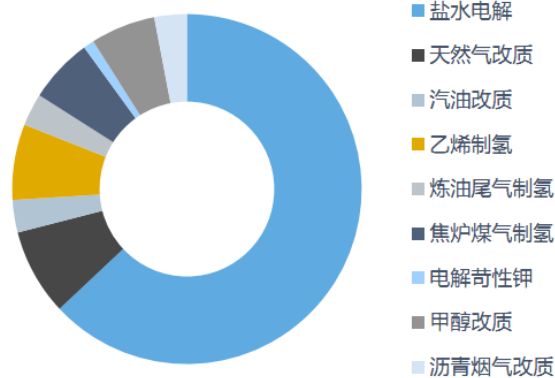
资料来源：CNKI、东兴证券研究所

3. 从海外经验看燃料电池车用制氢产业发展趋势

3.1 氯碱副产氢用于氢燃料电池已获成熟应用

日本的氢燃料电池车产业链发展进度全球居首，电解水制氢在日本氢工业中占有特殊的地位，其盐水电解制氢的产能占该国所有人工制氢总产能的 63%。电解水制氢主要分为制碱工业中的电解盐水和电解纯水两种方式。就目前而言，电解纯水相对电解盐水成本更高。这是因为盐水中富含大量的正负离子，在传导电流方面有着纯水不可比拟的优势。两者制备氢气的纯度相仿，都可以达到 99.99%，但盐水电解要更具规模更容易形成产业化，电解水在速度和能耗两方面依旧比不上电解盐水。电解盐水的副产品是苛性碱、氯气、氢气、氧气，而电解纯水的产物只有氧气和氢气。因此，日本的电解盐水制氢工艺从实质原理上说与氯碱工业副产氢是一样的。

图 17：日本制氢工业不同工艺路线占比



资料来源：中国产业信息网、东兴证券研究所

氢燃料电池技术已走向成熟，该技术不仅用于新型汽车动力上，同时利用氢燃料电池技术建造大型氢燃料电站在欧洲也获得了成功，国内紧随其后。

- ◆ 荷兰 AkzoNobel 氯碱工厂 2007 年建成行业内第一台利用氯碱氢的氢燃料电站，功率 70kW，利用氯碱副产氢气发电，已成功运行了 45000h 以上；采用该技术建造与氯碱配套的氢燃料电站，可以直接利用氯碱副产氢气，通过氢燃料电站可回收电解单元总电耗 20% 的电能和 10% 的热能。
- ◆ 在欧盟氢能利用支持中，氢燃料电池项目得到顺利进行，荷兰 2011 年又成功开发 MW 级的氢燃料电池，安装在索尔维比利时工厂，同样是利用氯碱生产中的副产氢气发电（发电能力：额定 1 MW，初期输出功率≥910kW；回收热能：450kW；氢气消耗：650Nm³/h；氢气质量：T≤40℃（含饱和水）、P=0.3 bar、氢气纯度≥98%）。
- ◆ 2016 年 10 月，营创三征（营口）精细化工有限公司以电解氢为驱动能源，建成全球首套 2MW 氢燃料发电站，作为发电能源的氢气来自于氯碱工厂电解氢气，经洗涤、冷却除掉碱雾和大量水分（氢气纯度大于等于 98%），即可用于发电，进入电站的阳极系统，无须提纯和增压。
- ◆ 滨化集团年产 8 万吨氧阴极烧碱装置于 2015 年底投产，为中国第一套氧阴极工业化装置。采用伍德迪诺拉公司电解槽和拜耳公司氧阴极技术，技术主要针对不需要氢气、只需要碱和氯的企业，通过氧阴极降低了单元槽电压，使电解槽只产碱和氯，不再产氢气，将以往产氢气的电能节省下来，理论上可比传统电解节省 40% 以上的电能，但当前的水平可能达到 30%。滨化集团 8 万吨烧碱装置单吨电耗预计 1600 度，而行业普遍不低于 2200 度。

3.2 可再生能源电解制氢仍是长期方向，日本大力发展

日本提出了“氢能社会”的构想，丰田量产了第一辆性能优越的氢电池车 Mirai，本田也推出了 Clarity，加氢三分钟，可续航 750 公里，日本已经在氢能的利用上走在世界前列。

在制氢方面，日本也以可再生能源水电解制氢作为最主要发展方向。2018 年 9 月，日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）、东芝能源系统、东北电力及岩谷产业合

作，在福岛县浪江町建设利用可再生能源制氢的氢能源系统“福岛氢能源研究站（FH2R）”，系统装置采用太阳能电解水制氢路线、将具备世界最大规模的1万kW制氢能力，预计于2019年10月前完成建设并开始试运行，于2020年7月之前进行实证运行；“福岛氢能源研究站”每年能利用毗邻的光伏发电设备和系统电力，通过1万kW的制氢装置来制造、储藏和供应最大900吨的氢。

表 14：日本将采用基于可再生能源的电解制氢技术作为第三阶段战略重点

阶段	目标
第一阶段	扶持 FCV 的应用（2015~2020 年前后） 氢气基建：削减氢气站成本、扩大数量（2015~2020 年前后）
第二阶段	氢气发电：实证测试（2015~2030 年前后）、正式开展（2030 年~） 大规模氢气供应：利用海外原料制造氢气，运输试验（2015~2025 年前后）、正式开展（2030 年~）
第三阶段	无 CO2 氢气：CCS（碳捕获与储存）、 采用可再生能源的氢气制造试验（2015~2030 年前后） 、正式开展（2040 年~）

资料来源：CNKI，东兴证券研究所

4. 制氢产业链公司介绍

4.1 卫星石化（002648.SZ）

公司是国内 C3 产业链龙头，目前拥有 90 万吨丙烷脱氢产能，副产氢气量达 3 万吨，外供能力达 2.6 万吨（其余双氧水自用）；未来 250 万吨乙烷裂解项目副产氢气量将达 16 万吨。与浙能集团签订战略合作框架协议，共同推进氢能产业链构建，公司将作为浙能集团氢能供应提供保障：氢能价格将依据市场情况由双方另行协定

公司年产 22 万吨双氧水项目实现 2018 年 8 月投产，年产 45 万吨 PDH 二期项目已于 2019 年 2 月投产，年产 15 万吨聚丙烯二期项目、年产 6 万吨 SAP 三期项目、年产 36 万吨丙烯酸及酯项目顺利推进，有望于 2019 年陆续建成投产。连云港石化 320 万吨/年轻烃综合利用加工项目实施顺利。2018 年 3 月完成乙烷采购协议与美国乙烷出口设施合资协议正式签约，实现项目原料供应保障，目前 ORBIT 项目建设顺利，乙烷储罐、码头项目有序推进。

4.2 鸿达兴业（002002.SZ）

公司是国内氯碱行业的领军企业，PVC、烧碱、土壤调理剂等产品产能和综合经营实力在国内名列前茅，其中 PVC 产能 100 万吨/年、烧碱 100 万吨/年、电石 150 万吨/年、土壤调理剂等环保产品产能 120 万吨/年、PVC 制品产能 7 万吨/年、碳酸稀土冶炼产能 3 万吨/年、稀土氧化物分离产能 4,000 吨/年。

公司拥有完整的制氢、储氢、运氢及氢能应用产业链，子公司乌海化工、鸿达氢能源研究院致力于氢能的生产、存储和应用方面的研究、开发及应用，以及氢液化、加注氢业务的研发和经营。乌海化工拟在乌海市共建设 8 座加氢站，2019 年 5 月第一座加氢站已投入使用，其余 7 座加氢站的建设工作正在有序推进中。同时，公司与北京航天试验技术研究所下属公司北京航天雷特机电工程有限公司在乌海市合作建设氢

液化工厂，逐步实现向全国运输供氢。

4.3 滨化股份 (601678.SH)

公司是山东省内的氯碱行业龙头，具备烧碱产能 65 万吨/年（粒碱 20 万吨/年、片碱 20 万吨/年）、环氧丙烷产能 28 万吨/年（全国市场占有率 8.5%）、三氯乙烯产能 8 万吨/年（全球最大）。公司建立了综合配套的循环经济产业链，形成了循环经济一体化的产业模式，公司的水、电、原盐等生产要素的自给率较高，生产成本较低。

公司与北京亿华通科技股份有限公司共同出资设立滨华氢能源子公司并建设氢能源项目，将公司氯碱装置副产的气过一级压缩升压，净化脱除杂质后达到氢燃料电池车用动力氢的质量标准，进一步压缩后充装到长管拖车，再运输到加氢站为燃料电池车加注清洁燃料。项目拟分两期建设，一期实现氢气充装量 1000Nm³/h，二期可再增加氢气充装量 12000Nm³/h。2019 年 5 月，一期项目顺利打通全部流程，并于 2019 年 5 月 8 日将精制氢气第一次充入长管车内，工艺合理、达到设计效果，为二期项目的实施奠定良好基础。

4.4 嘉化能源 (601678.SH)

公司是以热电联产为核心源头，多产品链经营的化工企业，主要生产装置包括热电联产、光伏发电、氯碱、脂肪醇（酸）、邻对位和硫酸装置。磺化医药产能有望于 2020 年底翻倍扩张；氯碱板块下游 30 万吨二氯乙烷、氯乙烯项目、30 万吨 PVC 项目已经动工，预计 2020 年底投产，带来利润增量。

2019 年 3 月 28 日，公司与三江化工、空气产品公司签订战略合作协议，将在富氢尾气综合利用项目开展合作，提高氢气利用附加值；2019 年 4 月 10 日，公司与国投聚力签订战略合作协议，双方将成立产业基金，在氢能源领域、页岩气分离和加工领域进行合作；富瑞氢能、公司以及上海重塑能源进行战略合作，共同投资 5000 万元成立合资公司，致力从事加氢站等氢能基础设施的建设和运营，合资公司首期规划在张家港和常熟建设三座加氢站，以确保区域内合作方 200 辆燃料电池物流车的运营，未来三年将计划在长三角地区建设不少于 50 座加氢站，初步实现江苏、浙江和上海的加氢站网络布局，助力长三角氢能走廊的建设。目前，张家港的第一座加氢站已经完成土地的控规调整，进展顺利的话今年内将有望建成并投入运行。

4.5 东华能源 (002221.SZ)

公司是国内最大民营 LPG 贸易商，2018 年实现贸易量约 1070 万吨（同比+51%），贸易规模位居全球行业前列；公司拥有国内最大规模的烷烃资源深加工工厂，张家港新材料和宁波新材料两个烷烃资源综合利用项目具年产 126 万吨丙烯、80 万吨聚丙烯产能；宁波新材料项目（二期）包括 66 万吨/年丙烷脱氢制丙烯装置及相关配套项目等建设推进中，预计 2019 年底建成，宁波三期包括 2*40 万吨/年聚丙烯项目正同步建设中，以丙烯下游市场应用广泛的聚丙烯为产业链末端产出物，瞄准高附加值的复合新材料市场。

公司目前 LPG 深加工项目的副产品氢气量约 5 万吨，宁波二期投产后将新增 2.5 万吨；

借力区位优势，布局加氢站，打通氢能运输通道，完善氢能供应链，张家港东华港城加氢站是目前江苏地区首个商业化运营加氢站，标志着公司氢能综合利用取得实质性进展。

4.6 华昌化工 (002274.SZ)

公司是一家以煤气化为产业链源头的综合性的化工企业。公司产业链总体分为：(1) 煤制合成气，生产合成氨、尿素、纯碱、氯化铵、硝酸等；(2) 新型肥料；(3) 以合成气与丙烯为原料生产新型材料，如醇类、增塑剂、树脂、涂料等。公司 2018 年在氢资源能源利用领域进行了探索与布局，包括：申报立项氢气充装站建设，与电子科技大学合作，成立了《华昌化工、电子科技大学氢能联合研究院》，与研发团队合作成立了产业技术孵化公司—苏州纳尔森能源科技有限公司，未来的产业化公司—苏州市华昌能源科技有限公司，其他包括氢燃料电池测试技术及设备研发、燃料电池电堆及零部件国产化技术研发及测试等。

- ◆ 2018 年 4 月启动氢气充装站建设，占地约 2000 平方米，计划 2019 年 6 月建成。建成后可提供标准为 T/CECA-G0015-2017 质子交换膜燃料电池汽车用燃料的氢气，充装量为 2*300 公斤/天；同时在规划加氢站的建设。
- ◆ 2018 年 4 月 25 日，华昌化工、电子科技大学氢能联合研究院合作协议签订完成，联合研究院充分利用电子科技大学学科、人才优势及华昌化工氢能方面的产业优势，通过氢能产业相关技术的研发创新、消化吸收提高，积极推进技术和科研成果产业化、服务于当地氢能产业的发展。
- ◆ 2018 年 10 月，本公司与研发团队投资设立了氢能源产业技术孵化公司-苏州纳尔森能源科技有限公司，及氢能源产业化公司-苏州市华昌能源科技有限公司。本次投资有利于本公司较快速切入氢能源领域，通过合作方的合作，在技术、人才等方面做好准备；有利于优先考虑技术、人力资源支持及后续产业的培育，控制后续投资及产业拓展风险。

5. 风险提示

行业补贴政策风险；加氢站网络建设和关键设备国产化不达预期；燃料电池车成本下降及推广不急预期等。

分析师简介

张明烨

清华大学化学工程学士、工业催化与反应工程硕士，3年化工实业经验，2015年起从事化工行业研究工作，2017年加入东兴证券研究所。

刘宇卓

新加坡管理大学金融硕士、北京航空航天大学金融工程+法学双学士，CFA持证人。2013年起就职于中金公司研究部，从事基础化工行业研究，2016年8月加入东兴证券研究所。

研究助理简介

罗四维

清华大学化学工程学士，美国俄亥俄州立大学化学工程博士，CFA持证人，3年化工实业经验。多家国际一流学术期刊审稿人，著有国内外专利5项，国际一流学术期刊署名论文10余篇，累计被引用次数近千次。2017年7月加入东兴证券研究所。

洪翀

北京理工大学化学工程学士，美国塔尔萨大学化学工程硕士，4年海外化工实业经验，2018年5月加入东兴证券研究所。

徐昆仑

本科与硕士均就读于清华大学化学工程系，曾就职于中石油石油化工研究院，三年化工技术开发管理经验，2018年6月加入东兴证券研究所。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写，东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及其所属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，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为东兴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

公司投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

强烈推荐：相对强于市场基准指数收益率 15% 以上；

推荐：相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

回避：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5% 以上；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

看淡：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。