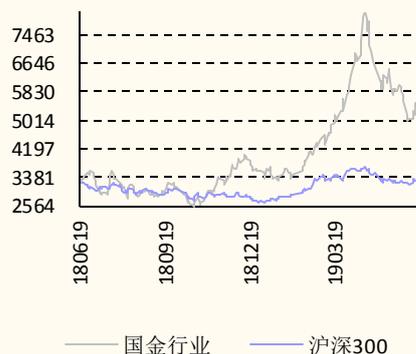


市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金燃料电池指数	5213.28
沪深300指数	3654.88
上证指数	2881.97
深证成指	8810.13
中小板综指	8502.93



相关报告

- 《重载领域FCV成本优势明显——燃料电池物流车经济性分析》
- 《产业核心环节、国产化初见成效——燃料电池电堆行业分析》
- 《成本下降路径：国产化、规模经济和技术进步-PEMFC》
- 《燃料电池车用氢安全性分析-氢气安全吗?》
- 《燃料电池的氢气来源分析-负荷中心附近的氯碱副产氢是最优选择》
- 《氢气储存运输问题分析-气氢拖车能够解决目前需求、其他方向潜力大》
- 《燃料电池系列研究之加氢站-中期看用户绑定,长期看低成本氢获取能力》
- 《基础设施先行,加氢站和氢气产业链率先受益》

张帅 分析师 SAC 执业编号: S1130511030009 (8621)61038279
zhangshuai@gjzq.com.cn

蒲强 分析师 SAC 执业编号: S1130516090001
puqiang@gjzq.com.cn

刘妍雪 联系人
liuyanxue@gjzq.com.cn

杨翼荣 联系人
yangyiyong@gjzq.com.cn

杜旷舟 联系人
dukuz@gjzq.com.cn

看好优势区域的一体化副产氢气供应商 ——氢气基础设施产业分析

行业观点

- 随着燃料电池产业的推进和以氢为核心的储能的发展,氢气作为沟通交通、发电和储能三大领域的关键能源气体,重要性不断上升,未来地位有望与石化资源比肩,我们预计2050年市场价值超万亿。
- 氢气供应方面,短期要解决有无问题,中期关键是成本,长期则需要保证足够的供应量。
 - 短期看,由于气氢运输存在经济半径,而且现有工业氢品质与燃料电池用氢要求有所差异,区域内稳定、高质、低成本的副产氢是最佳来源。
 - 中期看,随着液氢技术成熟、供应体系完善,低成本成为企业竞争的关键。运输距离、运输规模、液化环节的低电价与低电耗、加氢站利用率都将影响成本。为了综合降低成本,一体化成为必须。
 - 长期看,副产氢供应受限于主产品产能,无法满足庞大的氢气需求,煤制氢、成本快速下降的光伏电解水制氢有望成为未来主要氢气来源。
- 对于氢气企业,一体化是成败的关键。
 - 上游制氢、运氢、加氢要紧密一体化,以确保氢气供应、品质与利润空间。行业早期标准不完善的背景下,一体化可以更好地把控氢气供应和品质;对氢气企业而言,一体化降低综合成本、增厚利润。
 - 上游气体企业与下游燃料电池制造和运营企业要松散一体化,保证车有站、站有车,这对上下游均是很好的保障。
- 区域布局是氢气企业成败的第二个关键。只有布局在燃料电池发展潜力大的区域才能实现氢气销售收入的快速增长。长三角是目前最重要的市场,珠三角和环渤海各有优劣,但也是非常有潜力的区域。
 - 长三角地区兼具燃料电池制造基础良好、地方财政富裕、副产氢气供应充足三大优势,是中国燃料电池产业发展的最重要区域,区域内氢气企业具备先天区位优势,如嘉化能源、卫星石化、华昌化工等企业。
 - 对环渤海地区而言,山东的氯碱副产氢气是巨大的优势,缺点是需求区域相对分散,运输距离比较长。
- 长期看,中国氢气产能潜力巨大、成本低廉,因此除了国内市场之外也有望覆盖日本韩国这两个燃料电池发展迅速的区域内国家。

投资建议: 推荐具备区位、成本优势以及与下游运营企业合作的嘉化能源(600273.SH)、建议关注环渤海地区重要供应商滨化股份(601678.SH)、长三角地区副产氢供应者卫星石化(002648.SZ)、华昌化工(002274.SZ)。

风险提示: 政策风险、技术风险、市场竞争风险、基础设施建设不及预期。

证券简称	预测净利润(亿元)			氢能源布局
	2018A	2019E	2020E	
嘉化能源	11.04	12.7	15.24	副产氢气、合作液氢、江苏浙江加氢站布局、下游延伸
滨化股份	7.02	5.97	6.57	亿华通合作,参与加氢站建设
卫星石化	9.41	10.82	11.9	与浙能投合作
华昌化工	1.42	/	/	规划加氢站、氢气供应;涉及生产电堆以及推广应用

内容目录

综述：氢能发展初期长三角氢气企业最为受益	5
一、氢能远期需求过万亿，政策推动氢气需求快速增长	9
1. 氢能源需求广阔，远期需求过万亿	9
2. 政策推动下，燃料电池车推广、加氢站建设提速	11
3. 氢气需求快速增长，规模效应促成本下降	12
二、氢气供应：短期氯碱、烷烃副产氢，长期煤制氢、光伏电解	14
1. 一次能源制氢：成本低、初始投资额大，适合大规模制氢	16
2. 化学工业副产氢：氯碱工业、烷烃裂解副产氢是现阶段最优选择	17
3. 化工原料制氢：成本较高，适合站内制氢	17
4. 电解水制氢：最清洁，长期来看低成本的光伏电解水制氢将是重要来源	18
三、考虑运输成本，具备区位优势副产氢经济性更佳	20
1. 气氢拖车是目前主流运输方式，液氢罐车是未来重要方向	20
2. 长三角氢气丰富，助力氢能源发展	21
2.1 氯碱副产氢：现有产能 43 万吨，长三角、山东丰富	23
2.2 PDH 副产氢：现有产能 25 万吨，规划产能 124 万吨，长三角丰富	24
2.3 乙烷制乙烯制氢：未来重要来源，规划产能达 161 万吨	25
四、一体化是氢气企业未来成败的关键	27
1. 制氢、运氢、加氢站一体化企业比单一氢气企业更有优势	27
2. 产业发展初期，上游氢气企业必须与下游用户需求绑定	28
五、投资建议：关注积极进行氢气资源充分利用的化工企业	29
1. 嘉化能源：长三角一体化氢气供应商，与下游紧密合作	29
2. 滨化股份：环渤海重要氢气供应商，打通制氢、运氢、加注全流程	30
3. 卫星石化：长三角轻烃裂解龙头，潜在副产氢丰富	31
4. 华昌化工：老牌煤化工企业，成功生产电堆切入下游	32
六、风险提示	34

图表目录

图表 1：副产氢+气氢拖车是中短期最佳氢气来源	5
图表 2：不同制氢方式和运氢方式配合所得到的氢气成本范围	6
图表 3：各类制氢方法对比	6
图表 4：长三角燃料电池车规划、加氢站规划独占鳌头	7
图表 5：现阶段长三角副产氢丰富助力长三角发展	8
图表 6：推荐标的一览	8
图表 7：能源发展历史是减碳增氢的历史	9
图表 8：能源能量密度逐步提升	9
图表 9：各国大力推广燃料电池车	9
图表 10：氢能是唯一可同时用于交通、储能、发电等领域的新能源	10

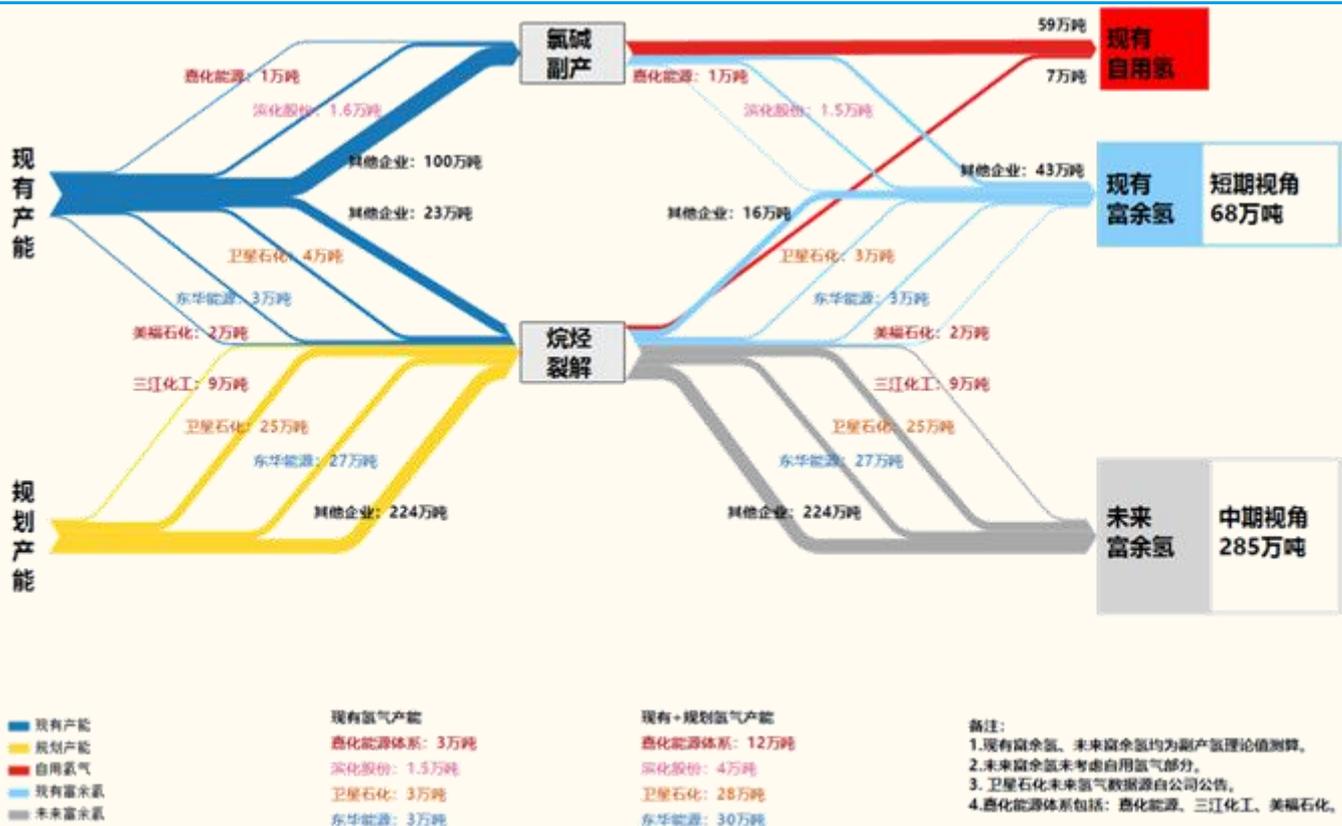
图表 11: 远期氢能全面替代传统能源后, 市场规模超 15 万亿元.....	10
图表 12: 2050 年全球氢能源消费占比达到 18%, 市场规模超 2.5 万亿元.....	10
图表 13: 预计 2050 年全球燃料电池车用氢气市场规模达 4600 亿元.....	11
图表 14: 氢能源政策支持不断加码.....	11
图表 15: 预计 2020 年燃料电池车需求破万辆.....	11
图表 16: 氢气需求快速增长.....	13
图表 17: 伴随规模效应氢气成本逐步下降.....	13
图表 18: 伴随规模效应加氢站固定成本逐步下降.....	13
图表 19: 我国工业氢气来源以一次能源制氢和副产氢为主.....	14
图表 20: 燃料电池汽车用燃料氢气技术标准.....	14
图表 21: 各类制氢方法对比.....	15
图表 22: 煤制氢工艺流程图.....	16
图表 23: 天然气制氢工艺流程图.....	16
图表 24: 煤制氢、天然气制氢成本对比.....	16
图表 25: 氯碱氢提纯工艺流程图.....	17
图表 26: 甲醇制氢的三种技术.....	17
图表 27: 甲醇裂解制氢工艺流程示意图.....	18
图表 28: 甲醇重整燃料电池系统.....	18
图表 29: 甲醇制氢成本约 20 元/kg.....	18
图表 30: 液氨制氢原理.....	18
图表 31: 电解水制氢成本.....	19
图表 32: 制氢成本与电价对应关系.....	19
图表 33: 可再生能源发电制氢.....	19
图表 34: 气氢拖车运输单位成本.....	20
图表 35: 各类运输方案对比.....	20
图表 36: 不同运输规模和运输距离下的三种运氢模式成本比较.....	21
图表 37: 长三角燃料电池车规划、加氢站规划独占鳌头.....	21
图表 38: 氯碱副产、烷烃裂解副产氢现有产能、未来产能.....	22
图表 39: 我国现有副产氢富余产能分布.....	22
图表 40: 我国现有+规划副产氢产能分布.....	22
图表 41: 我国现有副产氢富余产能分布.....	23
图表 42: 我国烧碱产能分布.....	24
图表 43: 建成 PDH 产能.....	24
图表 44: 我国 PDH 现有副产氢富余产能分布.....	25
图表 45: 我国现有+规划 PDH 副产氢产能分布.....	25
图表 46: 乙烯制乙烷规划产能.....	25
图表 47: 环渤海规划乙烷制乙烯副产氢产能丰富.....	26
图表 48: 使用率高于 60%时, 布局加氢站盈利能力更强.....	27
图表 49: 伴随规模效应, 氢气运输成本下降.....	28

图表 50: 伴随规模效应, 加氢站固定成本成本下降.....	28
图表 51: 推荐标的一览.....	29
图表 52: 公司传统业务布局.....	29
图表 53: 滨化股份相关产业链布局结构.....	31
图表 54: 公司产业链布局情况.....	32
图表 55: 公司产业链布局情况.....	32

综述：氢能发展初期长三角氢气企业最为受益

- 氢能具备来源广、能量密度高、可储存、可再生、零噪音、零污染的优势，也是唯一可同时用于交通、储能、发电等领域的新能源，氢能将是未来能源的主角，远期市场规模超万亿。
- 氢气之于燃料电池车，正如石油之于汽车，如何获取低成本氢气是燃料电池车行业能否顺利发展的关键因素之一，同时，伴随燃料电池车行业的快速发展，也为氢气产业链（制氢、运氢、储氢、加氢站）带来巨大机会，我们认为未来具备低成本的氢气供应商将类似于如今的“中国石油”。本文旨在探究短期、中期、长期的氢气来源和氢能行业的核心竞争力所在。
- 中短期视角来看：综合品质、成本、稳定性、环保四大因素，氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢是现阶段最适合的制氢方式，副产氢+气氢拖车具备经济性。从氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢富余产能来看，现有总产能为68万吨，可供25万辆商用车或468万辆乘用车使用，以氯碱副产氢为主，是短期主要的氢气来源；未来释放总产能为285万吨，可供104万辆商用车或1952万辆乘用车使用，均为烷烃裂解副产氢，基本可以满足燃料电池车的氢气需求。
- 长期视角来看：随着重卡等重载运输领域燃料电池化，以及发电、冶金还原保护等领域需求的启动，我们预测2030年氢气需求超1300万吨，一次能源（煤、天然气）制氢将成为重要的氢气来源，此外，伴随光伏发电成本的快速下降，光伏电解水制氢具备低成本、无排放、体量大的优势，将是长期最优解决方案。

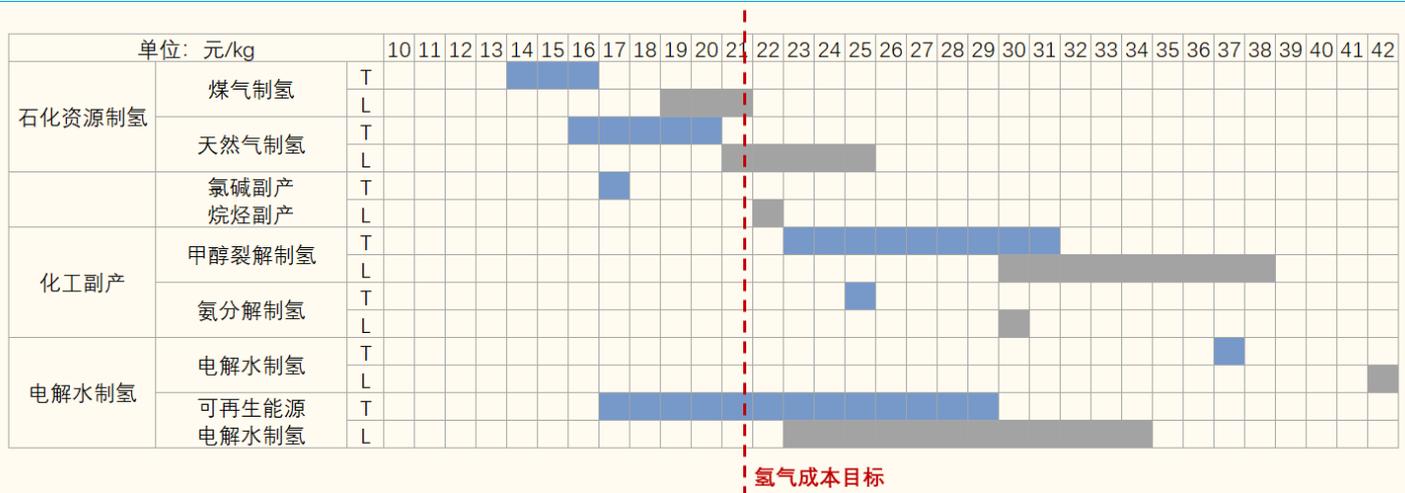
图表 1：副产氢+气氢拖车是中短期最佳氢气来源



来源：百川资讯，公司公告，国金证券研究所

- 制氢的方式主要包括一次能源制氢（煤气制氢、天然气制氢）、化学工业副产氢（氯碱工业副产氢、烷烃裂解副产氢）、化工原料制氢（甲醇裂解、液氨裂解等）、电解水制氢。一次能源制氢前期投资成本高、制氢成本低，适合大规模制氢；氯碱工业副产氢、烷烃裂解副产氢纯度高、成本低，是现阶段最理想的氢气来源；化工原料制氢成本较高适合站内制氢；电解水制氢最清洁，未来伴随可再生能源发展，电价下降后可成为重要氢气来源。
- 运氢的方式主要包括气氢拖车（T）、液氢罐车（L）和气氢管道运输。目前气氢拖车是氢气运输的主流方式，但不适合远距离运输，因此靠近终端需求的氢气来源经济性更佳。伴随氢能发展、液氢技术成熟，适用于大规模、远距离的液氢罐车将是未来的重要方向，具备液氢技术储备的企业未来竞争优势更大。
- 从使用成本来看，3.5T 的物流车百公里油耗为 10L，3.5T 的燃料电池物流车百公里耗氢量为 2.5kg，目前柴油价格为 6.8 元/L，则与汽油价格具有同等竞争力的氢气价格为 27 元/kg。如果使氢燃料电池车具有较强的竞争力（百公里耗氢成本较百公里耗油成本低 20%以上），则氢气成本需控制在 22 元/kg 以下。

图表 2：不同制氢方式和运氢方式配合所得到的氢气成本范围



注：T：气氢拖车；L：液氢罐车

来源：《炼油厂制氢技术路线选择》，《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，国金证券研究所

图表 3：各类制氢方法对比

制氢工艺	一次能源制氢		副产氢		化工原料制氢		电解水制氢
	煤气制氢	天然气制氢	氯碱副产	烷烃副产	甲醇裂解制氢	氨分解制氢	电解水制氢
适用规模	大规模 10000-20000 Nm ³ /h	大规模 >1000 Nm ³ /h	-	-	小规模 <2500 Nm ³ /h	小规模 4~300 Nm ³ /h	单台 <300 Nm ³ /h
初始投资额	大 12.4 亿元	大 6 亿元	-	-	中 1000 万元	小 100 万元	中 1400 万元
原料	煤炭，水	天然气，水	盐，水	丙烷/乙烷	甲醇，水	液氨	水
制氢成本 (元/kg)	9.9	12.83	-	-	21.24	20	31.6
成本影响要素	煤炭价格	天然气价格			甲醇价格	液氨价格	电价

来源：《炼油厂制氢技术路线选择》，《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，国金证券研究所

- **对于氢气企业，一体化是未来成败的关键。**一方面要上游制氢、运氢、加氢的紧密一体化，另一方面也要力争实现上游气体企业与下游燃料电池制造和运营企业相互结合的松散一体化。
 - 上游一体化的重要性在于保证供应、锁定利润。行业早期标准不完善的背景下，制氢与加氢割裂容易导致供应不稳定和品质的不可控；对于企业而言，一体化还是从产业链着手降低成本、提高利润的重要方式。
 - 在产业发展早期，由于基础设施建设需要适度超前，上游气体企业与下游燃料电池制造和运营企业要松散一体化，避免出现有站无车或有车无站的困境，这对上下游均是很好的保障。
- **区域布局是氢气企业成败的第二个关键。**综合考虑区域燃料电池制造基础、氢气供应和地区财政能力，我们认为长三角、珠三角和环渤海地区是最重要的燃料电池发展区域，而综合比较而言，长三角在三个区域中优势最大。
 - 从区域需求来看，考虑燃料电池初期推广由国家补贴+地方补贴共同推动，主要应用领域集中在商用车（物流车、公交车等）；财政实力强大、基础配套完善的区域将赢得快速发展，主要包括长三角、环渤海、珠三角等区域。

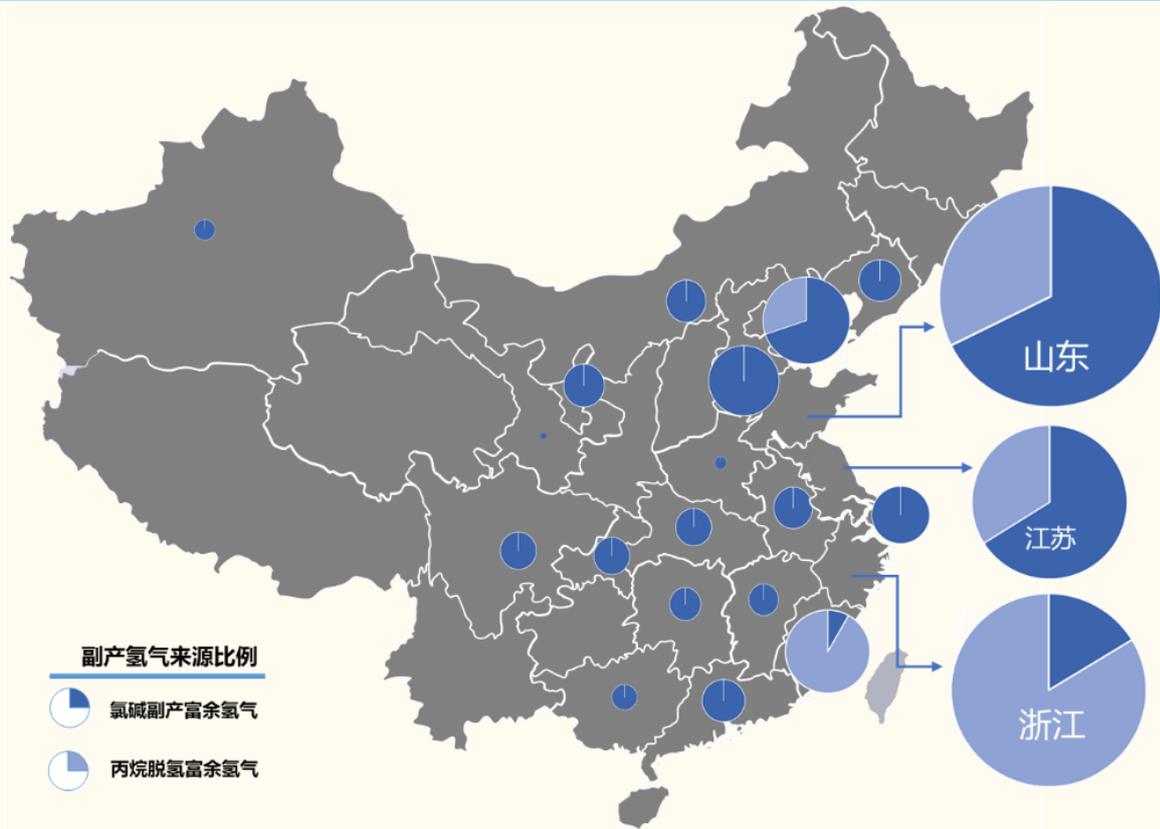
图表 4：长三角燃料电池车规划、加氢站规划独占鳌头

城市	燃料电池车规划			加氢站规划		
	2000	2025	2030	2020	2025	2030
长三角	5000	50000	200000	40	200	500
山东	2000	50000	100000	20	200	500
张家口	1800			21		
佛山	1000			28	43	57
武汉	2000			5~20	30~100	
山西	700	7500		3	20	
重庆				10	25	35

来源：各地方政府官网，国金证券研究所

- 从氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢区域分布来看，现阶段长三角以及环渤海区域的山东是主要的贡献者；依托得天独厚的区位优势，在现有运输条件下长三角发展氢能产业具备极强的比较优势。而环渤海区域由于运输半径限制，短期来看山东省是该区域具备先发优势的地区，中长期液氢储运技术成熟后，山东大量的高纯副产氢将带动该区域的产业发展。
- 长三角现有产能达 25 万吨，可供 9 万辆商用车或 172 万辆乘用车使用，未来释放产能达 88 万吨，可供 32 万辆商用车或 601 万辆乘用车使用，足以满足中短期氢气需求。
- 环渤海现有产能达 31 万吨，可供 11 万辆商用车或 211 万辆乘用车使用，未来释放产能达 126 万吨，可供 46 万辆商用车或 864 万辆乘用车使用，但半数以上产能集中在山东，未来伴随氢气需求增长，可利用液氢拖车将山东副产氢运往渤海区域氢气需求较大的区域。

图表 5：现阶段长三角副产氢丰富助力长三角发展



来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

- 关注具备区位优势、成本优势、一体化优势的氢气企业。推荐具备区位优势、成本优势以及与下游运营企业建立合作的嘉化能源（600273.SH）、建议关注环渤海地区重要供应商滨化股份（601678.SH）、长三角地区副产氢气供应者卫星石化（002648.SZ）、华昌化工（002274.SZ）。

图表 6：推荐标的一览

证券代码	证券简称	净利润（亿元）			氢能源布局
		2018A	2019E	2020E	
600273.SH	嘉化能源	11.04	12.7	15.24	AP 合作、国投入股、与重塑、富瑞氢能合作参与加氢站以及运营
601678.SH	滨化股份	7.02	5.97	6.57	亿华通合作，参与加氢站建设
002648.SZ	卫星石化	9.41	10.82	11.9	与浙能投合作
002274.SZ	华昌化工	1.42	/	/	规划加氢站、氢气供应；涉及生产电堆以及推广应用

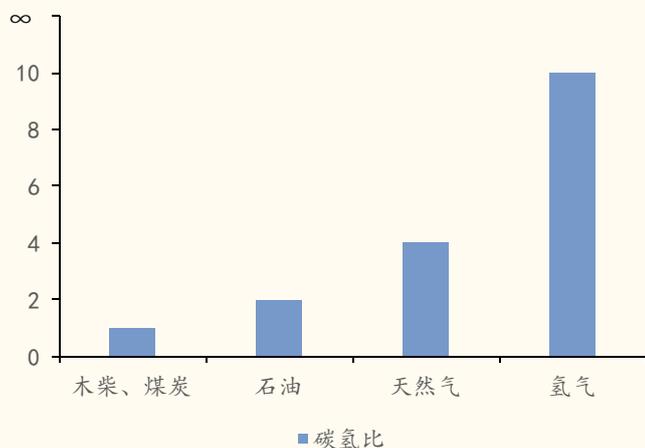
来源：wind，国金证券研究所

一、氢能远期需求过万亿，政策推动氢气需求快速增长

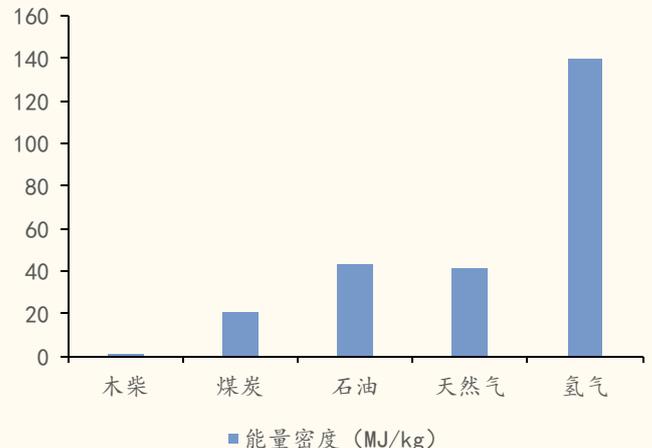
1. 氢能源需求广阔，远期需求过万亿

- **能源紧张+环保问题，发展清洁的可再生能源是应有之义。** 1) 目前一次能源需求以石油、天然气、煤炭为主，占比超 85%，2017 年全球已探明石油储量可供 50.2 年产量，天然气储量可供 52.6 年产量，煤炭储量可供 134 年产量，全球能源需求逐年增长的背景下，传统不可再生资源日渐枯竭，各国积极发展可再生能源。2) 温室效应的背景下，2016 年 175 个国家签署《巴黎协定》，主要目标是将本世纪平均气温上升幅度控制在 2 摄氏度，考虑全球二氧化碳排放以能源系统为主，各国积极发展清洁能源。3) 近年来，欧洲、日本、美国相继出台政策，2030 年将完全禁止传统汽油、柴油内燃机使用。
- **从能源发展历史来看，氢能优势明显。** 1) 从环保的角度来看，煤炭的碳氢比是 1:1，石油的碳氢比是 1:2，天然气的碳氢比是 1:4，氢气零碳排最为环保。2) 从能量密度来看，煤炭的能量密度是木柴的 160 倍，石油的能量密度是煤炭的 2 倍，氢气的能量密度是石油的 3 倍，氢气能量密度最高。

图表 7：能源发展历史是减碳增氢的历史



图表 8：能源能量密度逐步提升



来源：DOE，国金证券研究所

来源：DOE，国金证券研究所

- **氢能优势突出、是唯一可同时用于交通、储能、发电等领域的新能源。** 1) 氢能作为清洁的二次能源，具备来源广、能量密度高、可储存、可再生、0 噪音、0 污染的优势，是唯一可同时用于交通、储能（可用氢来储存风能、太阳能）、发电等领域的新能源。
- **各国积极发展氢能源。**
 - 日本提出发展氢能社会，将氢能定位为未来核心二次能源（与电力、热能并列），计划 2030 年 530 万台家用燃料电池投入使用，燃料电池乘用车保有量达 80 万辆。
 - 韩国计划 2030 年燃料电池汽车保有量达 180 万辆，2040 年燃料电池产量扩大至 15GW，约韩国目前发电量（133GW）的 11%，2040 年氢能市场规模达 43 万亿韩元（折合 2494 亿人民币）。

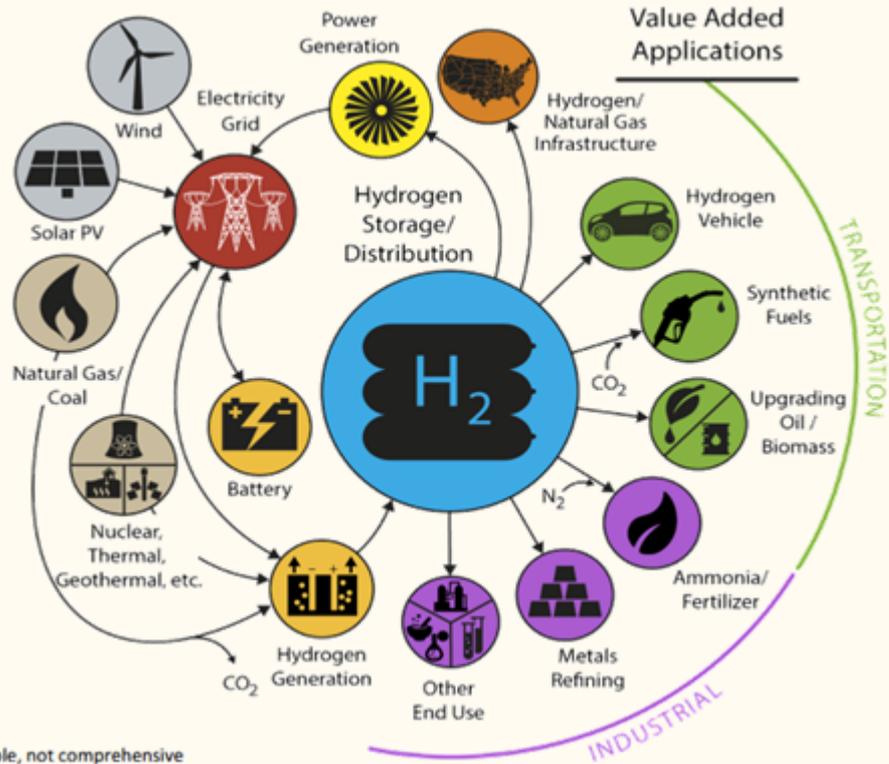
图表 9：各国大力推广燃料电池车

	2020	2022	2023	2025	2028	2030
日本	40 000			200 000		800 000
韩国			81 000			1 800 000
中国	5 000			50 000		1 000 000
美国	13 000	40 000				
美国：加州						1 000 000

	2020	2022	2023	2025	2028	2030
法国		5 000			20 000- 50 000	

来源：IEA，国金证券研究所

图表 10：氢能是唯一可同时用于交通、储能、发电等领域的新能源



example, not comprehensive
来源：DOE，国金证券研究所

- 氢能全面取代传统能源市场规模超 15 万亿。参考 2017 年传统能源消费量及单价，远期氢气全面替代传统能源后，市场规模达 15.5 万亿元。根据国际氢能委员会的预测，到 2050 年全球氢能源消费占总能源需求的 18%，市场规模超 2 万亿。

图表 11：远期氢能全面替代传统能源后，市场规模超 15 万亿元

	石油	天然气	煤炭
消费量 (亿吨油当量)	46.2	31.6	37.3
单价 (美元/吨油当量)	372.4	118.4	42.6
市场规模 (万亿美元)	1.72	0.37	0.16
市场规模 (万亿人民币)	11.9	2.6	1.1

来源：BP，国金证券研究所

图表 12：2050 年全球氢能源消费占比达到 18%，市场规模超 2.5 万亿元



来源：Hydrogen Council，国金证券研究所

- 预计 2050 年全球燃料电池车用氢气市场规模达 4600 亿元。假设 2050 年全球汽车产量约 9700 万辆，燃料电池车占新车产量 40% 的份额其中商用车占比 25%。商用车日行驶里程 300km，乘用车日行驶里程 40km，商用车百公里耗氢量 2.5kg，乘用车百公里耗氢量 1kg，参考 METI 氢气价格，假设 2050 年氢气价格降至 15 元/kg，全球燃料电池车用氢气市场规模达 4620 亿元。

图表 13：预计 2050 年全球燃料电池车用氢气市场规模达 4600 亿元

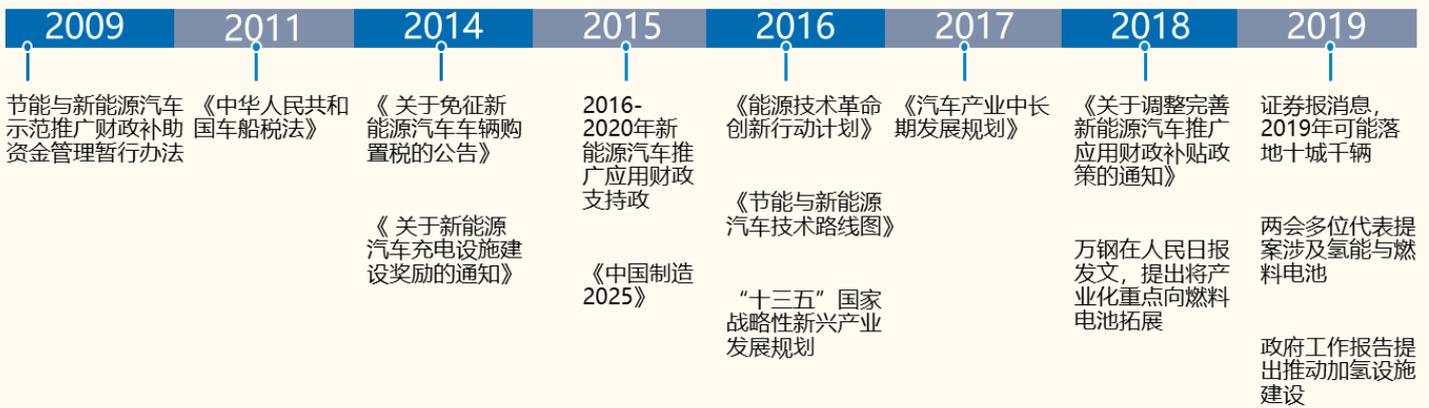
	全球 2050E
燃料汽车数量 (万辆)	3880
商用车产量 (万辆)	970
乘用车产量 (万辆)	2910
氢气需求量 (万 t)	3080
氢气价格 (元/kg)	15
车用氢气市场规模 (亿元)	4620

来源：wind，国金证券研究所

2. 政策推动下，燃料电池车推广、加氢站建设提速

- 顶层政策不断加码，促氢能发展提速。1) 2019 年 3 月 15 日，氢能源首次写入《政府工作报告》，国家政策、地方政府和产业均高度重视，未来有望获更多政策倾斜。2) 3 月 26 日，四部委新出《关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》明确指出“地方应完善政策，过渡期后不再对新能源汽车（新能源公交车和燃料电池汽车除外）给予购置补贴，转为用于支持充电（加氢）基础设施“短板”建设和配套运营服务等方面”。

图表 14：氢能源政策支持不断加码



来源：发改委、工信部、财政部、人民日报、证券报、国金证券研究所

- 燃料电池车+加氢站推广提速。1) 2018 年燃料电池车销量 1527 辆，2019 年 1-4 月，燃料电池车销量为 230 辆，同比 290%。目前国内运营加氢站为 22 座，在建加氢站 25 座。2) 根据《节能与新能源汽车技术路线图》，到 2020 年燃料电池汽车在公共服务领域的示范应用要达到 5000 辆的规模；到 2025 年，实现氢燃料电池汽车的推广应用，规模达到 5 万辆；到 2030 年，实现氢燃料电池汽车的大规模推广应用，氢燃料电池汽车规模超过 1 百万辆。到 2020 年、2025 年、2030 年加氢站数量达 100、300、1000 座。3) 近年来，多地市发布燃料电池、氢能源规划，仅根据上海、佛山、武汉、山东、大同、张家口等地规划，预计 2020 年燃料电池车数量超 1.3 万辆，加氢站超 100 座。

图表 15：预计 2020 年燃料电池车需求破万辆

地市	时间	燃料电池规划

上海	上海	2017.9	《上海市燃料电池汽车发展规划》提出到 2020 年建设加氢站 5-10 座、乘用车示范区 2 个，运行规模达到 3000 辆；到 2025 年建成加氢站 50 座，乘用车不少于 2 万辆、其它特种车辆不少于 1 万辆；在到 2030 年，实现上海燃料电池汽车全产业链年产值突破 3000 亿元。
江苏	盐城	2017.1	2018 年盐城市计划运营 10 辆燃料电池公交车。“十三五”期间，力争实现 1500 辆以上的客车、物流车、专用车、乘用车等多种燃料电池汽车的示范应用，形成一定的规模效应。
	苏州	2018.3	到 2020 年，氢能产业链年产值突破 100 亿元，建成加氢站近 10 座，氢燃料电池汽车运行规模力争达到 800 辆；到 2025 年，氢能产业链年产值突破 500 亿元，建成加氢站近 40 座，燃料电池车运行规模力争达到 10000 辆。
	张家港	2019.1	到 2020 年氢能年产值要突破 100 亿元，未来 3 年，在张家港市建成加氢站 10 座，公交车等示范运行路线 10 条以上，运行规模达到 200 辆。
河北	张家口	2018.11	张家口在第一届中国张家口氢能与可再生能源论坛表示到 2020 年全市投入使用的氢燃料电池公交车、物流车、出租车计划达到 1800 辆，建成加氢站 21 座，实现制氢每年 2 万吨、制造氢燃料电池发动机每年 1 万套、生产氢燃料电池客车每年 4500 辆，初步形成从氢气制备、储运、加注到氢燃料电池发动机和整车研发、生产、检测的全产业链。
广东	佛山	2017.12	佛山市在第二届氢能与燃料电池产业发展国际交流会提出将在 2019 年投入使用 10 座加氢站，力争实现 1000 辆的氢能公交车示范运营项目
湖北	武汉	2018.1	《武汉氢能产业发展规划方案》指出 2018—2020 年，燃料电池汽车全产业链年产值超过 100 亿元；建设 5—20 座加氢站，燃料电池公交车、通勤车、物流车等示范运行规模达到 2000—3000 辆。
山东	山东	2019.1	《山东省氢能源产业发展路线图》建议稿提出初步发展目标，到 2020 年，燃料电池汽车数量达到 2000 辆，加氢站达 20 座；到 2025 年，燃料电池汽车数量达到 5 万辆，加氢站达 200 座；到 2030 年，燃料电池汽车数量达到 10 万辆，加氢站达 500 座
山西	山西	2018.1	《山西省新能源汽车产业 2019 年行动计划》指出，2020 年建设加氢站 3 座，运营公交车 700 台，2024 年加氢站 20 座，运营公交车 7500 台

来源：各地方政府官网，国金证券研究所

3. 氢气需求快速增长，规模效应促成本下降

- 我们认为，国内燃料电池车行业的发展将遵循公交车、物流车（初期）到重卡（中期），再到乘用车（远期）的路径。初期将由政策主导，在经济发达、基础设施配套完备的区域，由公交车、物流车切入；伴随基础设施逐步完备，系统成本、氢气成本逐步下降，中期具备成本优势的燃料电池重卡将率先爆发。
- **氢气需求快速增长。**我们预计 2020 年燃料电池车销量达 1 万辆，主要为城市客车、城市物流车；伴随系统成本、氢气成本下降，2025 年燃料电池车销量超 25 万辆，重卡市场逐步爆发；2030 年燃料电池车销量超 160 万辆，主要为重卡。假设客车、物流车、重卡日行驶里程 300km，客车百公里耗氢量 5kg，物流车、重卡百公里耗氢量 2.5kg，对应 2025 年氢气需求超 200 万吨，2030 年氢气需求超 1300 万吨。

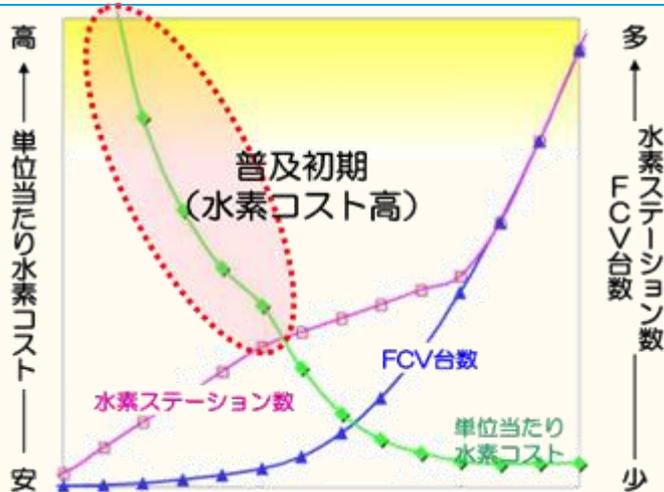
图表 16: 氢气需求快速增长



来源: wind, 国金证券研究所

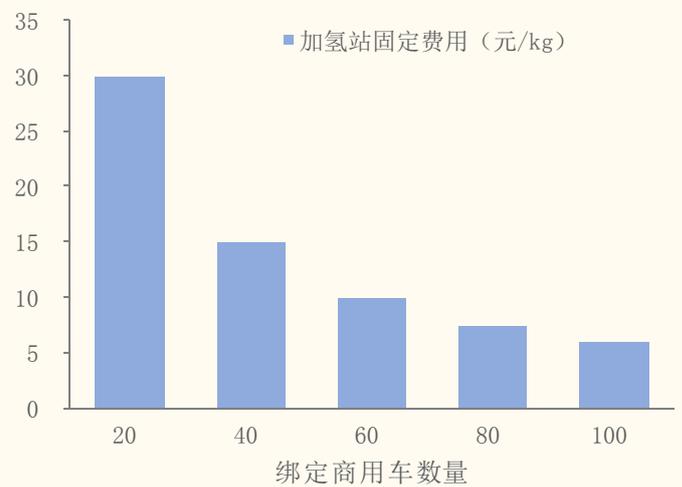
- 氢气成本下降路径: 1) 氢气成本主要由制氢成本、运氢成本、加氢站固定成本三大成本构成, 伴随规模效应三大成本逐步下降, 以加氢站固定成本为例, 500kg/d 的加氢站利用率为 30% (对应绑定 20 辆商用车需求) 时, 加氢站固定费用达 30 元/kg, 加氢站利用率为 150% (对应绑定 100 辆商用车需求) 时, 加氢站固定费用仅 6 元/kg。2) 目前国内仍将氢能当做危化品管理, 这增大了氢气储运的费用, 4 月中旬多家氢能企业对《危险化学品目录 (2015 版) 实施指南 (试行)》提出修订意见, 希望氢能能从危化品划归至能源范畴。

图表 17: 伴随规模效应氢气成本逐步下降



来源: METI, 国金证券研究所

图表 18: 伴随规模效应加氢站固定成本逐步下降

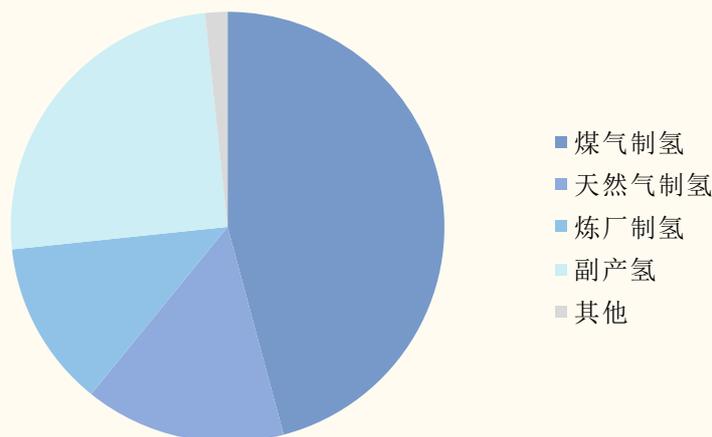


来源: CNKI, 国金证券研究所

二、氢气供应：短期氯碱、烷烃副产氢，长期煤制氢、光伏电解

- 制氢的方式主要包括一次能源制氢（煤气制氢、天然气制氢）、化学工业副产氢（氯碱工业副产氢、烷烃裂解副产氢）、化工原料制氢（甲醇裂解、液氮裂解等）、电解水制氢。
- 我国年制氢量约 2400 万吨，以一次能源制氢（煤气制氢、天然气制氢、炼厂制氢）和化学工业副产氢为主。主要为工业用氢，用于合成氨、石油加工、甲醇制造。

图表 19：我国工业氢气来源以一次能源制氢和副产氢为主



来源：《国际石油经济》，国金证券研究所

- 短期视角来看：综合品质、成本、稳定性、环保四大因素，我们认为氯碱副产氢、烷烃副产氢是现阶段最适合的燃料电池车用氢气来源。
- 长期视角来看：2030 年氢气需求超 1000 万吨，此时低成本的煤制氢、光伏电解水制氢将成为重要氢气来源。
- 高质：氯碱副产氢、烷烃副产氢、电解水制氢纯度最高。1) 氢燃料电池电极采用特制多孔性材料制成，它不仅要为气体和电解质提供较大的接触面，还要对电池的化学反应起催化作用，由于含 C 和 S 等化合物对电极有不可逆的毒化作用，因此对氢气中的杂质浓度要求很高。2) 我国 2019 年初颁布了 GB/T 37244-2018《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》标准，将于 2019 年 7 月 1 日起开始实施。该标准指出，氢燃料电池汽车燃料氢气浓度需在 99.97% 以上，并规定了质子交换膜燃料电池汽车用氢气中可能含有的氧气、一氧化碳、二氧化碳、总烃、卤化物、水、总硫、氨气、颗粒物等各种污染物浓度的指标。3) 从纯度来看，氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢、电解水制氢纯度高、杂质较少，提纯到燃料电池车用氢气标准所需费用较低，而一次能源制氢含有杂质较多，对分离提纯技术要求较高，提纯成本也相应增加。

图表 20：燃料电池汽车用燃料氢气技术标准

项目名称	单位	GB/T 37244-2018	ISO 14687-2:2012	日本加氢站指标
氢气纯度 (摩尔分数)		99.97%	99.97%	99.97%
非氢气体总量	μmol/mol	300	300	300
水 (H ₂ O)	μmol/mol	5	5	5
总烃 (按甲烷计)	μmol/mol	2	2	2
氧 (O ₂)	μmol/mol	5	5	5
氦 (He)	μmol/mol	300	300	300
总氮 (N ₂) 和氩 (Ar)	μmol/mol	100	100	100

二氧化碳 (CO ₂)	μmol/mol	2	2	2
一氧化碳 (CO)	μmol/mol	0.2	0.2	0.2
总硫 (按 H ₂ S 计)	μmol/mol	0.004	0.004	0.004
甲醛 (HCHO)	μmol/mol	0.01	0.01	0.01
甲酸 (HCOOH)	μmol/mol	0.2	0.2	0.2
氨 (NH ₃)	μmol/mol	0.1	0.1	0.1
总卤化合物 (按卤离子计)	μmol/mol	0.05	0.05	0.05
最大颗粒物浓度	mg/kg	1	1	1
杂质总含量	μmol/mol	300	≤ 300	≤ 300

来源:《天然气化工—C1 化学与化工》, 国金证券研究所

- **低成本: 目前副产氢是最优选择, 未来低成本的煤制氢将成为重要氢气来源。** 1) 一次能源制氢成本最低, 煤制氢成本仅需 10 元/kg, 但一次能源制氢前期投资额高, 90000m³/h 规模的煤气制氢、天然气制氢设备投资额达 12.4 亿元、6 亿元, 适用于大规模制氢, 并非现阶段理想氢气来源, 但考虑煤制氢的低成本优势, 在未来氢气需求爆发之后将成为重要氢气来源。2) 副产氢成本较低, 仅需在原有装备上进行低成本改造即可获取高纯度氢气, 我们预计将氯碱副产氢提纯后达到供应加氢站的成本仅需十元左右。3) 化石原料制氢、电解水制氢适合小规模、站内制氢, 但成本较高。未来伴随可再生能源发电发展, 成本下降后电解水法制氢有望发展成为氢气来源的可靠路线。目前利用“四弃”(弃水、弃风、弃光、弃核)发电制氢, 成本可降至 12.2~24.5 元/kg。
- **稳定、环保: 氯碱副产、丙烷脱氢副产、乙烷制乙烯副产、电解水最佳。** 石化制氢、化工原料制氢排放 CO₂, 且焦化行业产能聚集在北方, 冬季受环保限产影响导致氢气供应不稳定, 故而不是理想的氢气来源。未来伴随氢气需求增长, 叠加 CCS (二氧化碳捕捉技术) 的逐步成熟, 煤气制氢将成为环保的氢气来源。

图表 21: 各类制氢方法对比

制氢工艺	一次能源制氢		副产氢		化工原料制氢		电解水制氢
	煤气制氢	天然气制氢	氯碱副产	烷烃副产	甲醇裂解制氢	氨分解制氢	电解水制氢
适用规模	大规模 10000-20000 Nm ³ /h	大规模 >1000 Nm ³ /h	-	-	小规模 <2500 Nm ³ /h	小规模 4~300 Nm ³ /h	单台 <300 Nm ³ /h
初始投资额	大 12.4 亿元	大 6 亿元	-	-	中 1000 万元	小 100 万元	中 1400 万元
原料	煤炭, 水	天然气, 水	盐, 水	丙烷/乙烷	甲醇, 水	液氨	水
制氢成本 (元/kg)	9.9	12.83	-	-	21.24	20	31.6
成本影响因素	煤炭价格	天然气价格		-	甲醇价格	液氨价格	电价

来源:《炼油厂制氢技术路线选择》,《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》, 国金证券研究所

备注: 煤炭制氢、天然气制氢设备以 90000m³/h 规模的制氢装置投资额为例, 测算中煤炭价格为 450 元/吨, 天然气价格为 2.5 元/立方米;

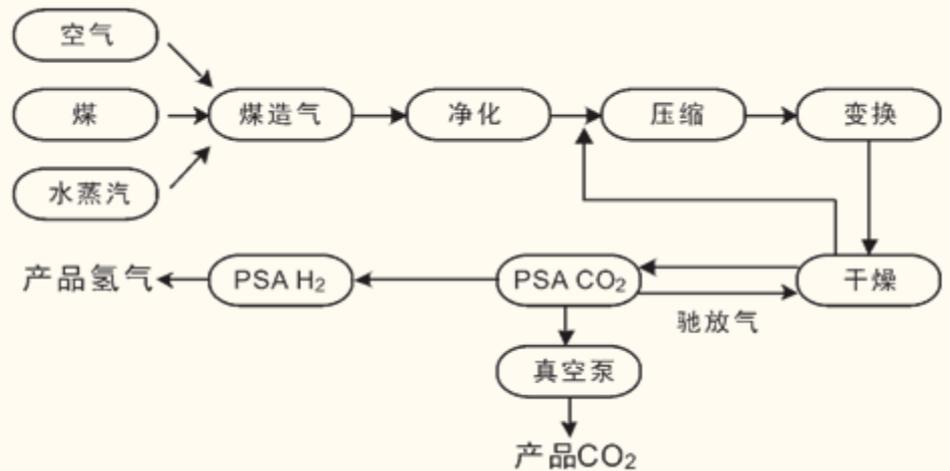
甲醇裂解制氢、电解水制氢设备以 1000 Nm³/h 规模的制氢设备投资额为例, 测算中甲醇价格为 2200 元/吨, 电价为 0.5 元/kWh;

液氨制氢设备以 300 Nm³/h 规模的制氢设备投资额为例, 测算中液氨价格为 1800 元/吨, 电价为 0.5 元/kWh。

1.一次能源制氢：成本低、初始投资额大，适合大规模制氢

- 一次能源制氢主要包括煤制氢、天然气制氢。煤制氢、天然气制氢都是生成氢气和 CO，再通过变换反应将 CO 和水蒸气进一步反应生成更多氢气，再分离提纯得到氢气产品。一次能源制氢成本低、初始投资额大，适合大规模制氢，目前大规模应用于合成氨、甲醇等化工原料气、炼化产品生产过程中的加氢。
- 我国煤炭资源丰富，目前煤制氢是我国氢气的主要来源，煤炭制氢是由煤炭和氧气发生燃烧反应，进而与水反应，得到以氢气和 CO 为主要成分的气态产品，然后经脱硫净化，CO 和水蒸气进一步反应生成氢气和 CO₂，再分离、提纯等过程。以 2019 年将投产的荆门盈德煤制氢综合利用项目为例，其生产的氢气纯度可达 99.99%。

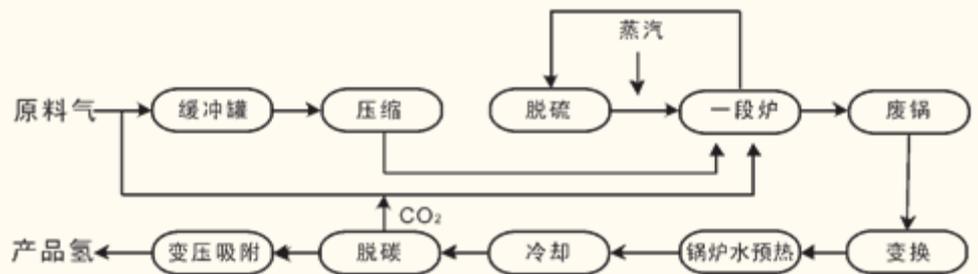
图表 22：煤制氢工艺流程图



来源：《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，国金证券研究所

- 天然气制氢应用广泛，天然气制氢是由甲烷与水蒸气发生重整反应，再经过水煤气变换反应将生成氢气和 CO₂，再利用 PSA 脱除 CO₂ 得到氢气。

图表 23：天然气制氢工艺流程图



来源：《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，国金证券研究所

- 煤制氢初始投资高，单位成本更低。1) 从投资额来看，煤制氢初始投资额更高。以 90000m³/h 规模的制氢装置为例，煤制氢投资额为 12.4 亿元，天然气制氢投资额为 6 亿元。2) 从投资额来看，根据测算，在煤炭价格为 450 元/吨的时候，煤制氢单位成本为 9.9 元/kg，在天然气价格为 2.5 元/m³的时候，天然气制氢单位成本为 12.83 元/kg。

图表 24：煤制氢、天然气制氢成本对比

	天然气制氢	煤制氢
原料价格 (元/m ³)	0.838	0.34
直接工资 (元/m ³)	0.012	0.012
制造费用 (元/m ³)	0.065	0.135

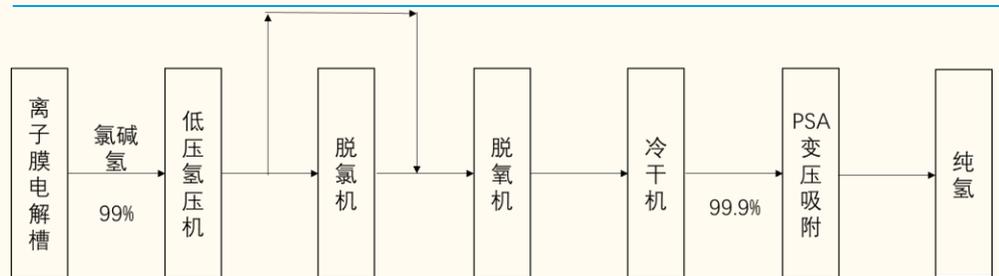
	天然气制氢	煤制氢
财务及管理费 (元/m ³)	0.029	0.06
体积成本 (元/m ³)	1.141	0.869
折吨成本 (元/kg)	12.83	9.9

来源：中石油，国金证券研究所

2. 化学工业副产氢：氯碱工业、烷烃裂解副产氢是现阶段最优选择

- 目前多种化工过程包括氯碱工业、烷烃裂解、焦炭工业均有大量副产氢，可采取适当工艺将氢气分离得到高纯度氢气，氯碱工业、烷烃裂解副产氢成本低、纯度高，是氢能发展初期的最优选择。
- **氯碱副产氢**：氯碱工业是最基础的化工产业之一，是以电解食盐水溶液来生产烧碱、氯气，并副产氢气的工业，副产氢干燥处理后纯度达 99.8%，经 PSA 变压吸附提纯后可纯度达 99.99%~99.999%。我们预计将氯碱副产氢提纯后达到供应加氢站的成本仅需十元左右。

图表 25：氯碱氢提纯工艺流程图



来源：《用氯碱氢生产各种规格氢气产品工艺概况》，国金证券研究所

- **烷烃裂解副产氢**：主要包括 PDH 副产氢和乙烷制乙烯副产氢，丙烷脱氢（PDH）是以丙烷作为原料脱去氢气得到丙烯，乙烷制乙烯是以乙烷为原料脱去氢气得到乙烯，通过提纯后副产的氢气纯度可达 99.99%。

3. 化工原料制氢：成本较高，适合站内制氢

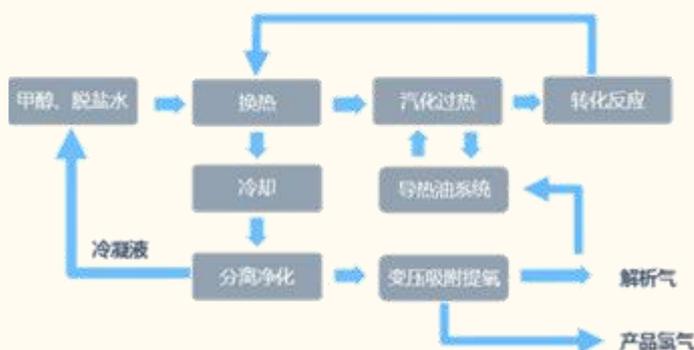
- **甲醇裂解制氢**：由于甲醇具有易于运输、易于获得等特点，甲醇制氢技术备受关注，并应用于众多特定的场所。利用甲醇制氢有 3 种途径：甲醇裂解、甲醇-蒸汽重整和甲醇部分氧化。在这三种方法中，甲醇裂解制氢和甲醇蒸汽重整制氢技术成熟，甲醇部分氧化技术目前尚未产业化。

图表 26：甲醇制氢的三种技术

制氢方法	反应式	$\Delta H_{298}/(\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1})$	优点	缺点
甲醇裂解	$\text{CH}_3\text{OH} \longrightarrow 2\text{H}_2 + \text{CO}$	90.5	高温下反应迅速	产物中 CO 含量高，需外部供热
甲醇-蒸汽重整	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow 3\text{H}_2 + \text{CO}_2$	49.9	产物中 H ₂ 含量高，重整温度较低	吸热反应，需外部供热
甲醇部分氧化	$\text{CH}_3\text{OH} + 1/2\text{O}_2 \longrightarrow 2\text{H}_2 + \text{CO}_2$	-192.2	反应迅速，反应条件温和，易于启动	产物中 H ₂ 含量较低

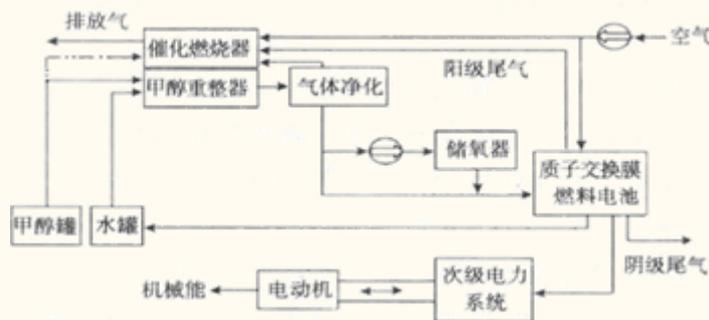
来源：《化学工业》，国金证券研究所

图表 27: 甲醇裂解制氢工艺流程示意图



来源: 国金证券研究所

图表 28: 甲醇重整燃料电池系统



来源: 《化学工业》, 国金证券研究所

- 甲醇重整制氢适用于 2500 Nm³/h 以下的规模场景, 可用于站内制氢, 以 1000m³/h 规模的制氢装置为例, 投资约 1000 万元, 在甲醇价格在 2200 元/吨时, 对应制氢成本约 21.5 元/kg。

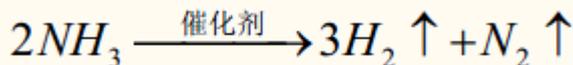
图表 29: 甲醇制氢成本约 20 元/kg

单位: 元/m ³	甲醇制氢
原料价格	1.58
折旧费用	0.13
维修费用	0.02
人工及管理费用	0.15
财务费用	0.03
体积成本 (标准状态)	1.91
折吨成本 / (元/kg)	21.5

来源: 《化学工业》, 国金证券研究所

- 液氨制氢是指液氨经预热器蒸发成气氨, 然后在一定温度下, 利用催化剂将氨气分解为含氢 75%和含氮 25%的混合气, 再利用 PSA 吸附提纯。氨分解制氢产生的气体不含 S、C, 且液氨储存安全、极易压缩, 因此氨作为氢的载体具有较大应用前景。
- 液氨制氢适用于 300 Nm³/h 以下的小规模场景, 可用于站内制氢, 以 300m³/h 规模的制氢装置为例, 投资额仅需 100 万元, 按液氨 1800 元/吨, 电价 0.5 元/kWh 测算液氨制氢成本约 20 元/kg, 如未来有进一步的技术突破, 液氨制氢的技术可以拓展到直接用于车载供氢。未来推广的难点主要在于液氨制氢的催化剂为稀有金属钌 (Ru)。

图表 30: 液氨制氢原理



来源: 国金证券研究所

4. 电解水制氢: 最清洁, 长期来看低成本的光伏电解水制氢将是重要来源

- 电解水制氢作为最清洁的制氢方式, 制氢纯度也最高。
- 目前商用电解槽法, 能耗水平约为 4.5~5.5kWh/Nm³H₂, 我们按 5 kWh/Nm³H₂ 能耗测算, 电价取 0.5 元/kWh, 制氢规模为 1000 Nm³ 时设备投资额约 1400 万元, 电解水制氢成本达 31.6 元/kg。

图表 31：电解水制氢成本

单位：元/m ³	电解水制氢
原料价格	2.5
折旧费用	0.17
维修费用	0.03
人工及管理费用	0.08
财务费用	0.04
体积成本（标准状态）	2.81
折吨成本 /（元/kg）	31.6

来源：CNKI，国金证券研究所

- 根据目前的行业情况，我们认为电价低于 0.25 元/ kWh 时电解水具备经济性。短期来看，核电、水电站均可达到这一水平，此外考虑我国每年有大量的弃水、弃风、弃光、弃核现象，若利用“四弃”发电制氢也具备经济性；长期来看，低成本的光伏制氢使氢气来源更加灵活而广泛。

图表 32：制氢成本与电价对应关系

氢气价格（元/Nm ³ ）	氢气价格（元/kg）	用电价格
1	11	0.14
1.5	17	0.24
2	22	0.34
2.5	28	0.44
3	33	0.54
3.5	39	0.64
4	44	0.84

来源：CNKI，国金证券研究所

图表 33：可再生能源发电制氢

	制氢成本
中国“四弃”发电制氢	1.1~2.2 元/立方
挪威水电制氢	0.23 澳元/立方米（约 1.10 元/立方米）
澳大利亚光伏发电和风电制氢	0.22 澳元/立方米（约 1.05 元/立方米）
美国光伏发电和风电制氢	0.24 澳元/立方米（约 1.15 元/立方米）
卡塔尔光伏发电制氢	0.19 澳元/立方米（约 0.91 元/立方米）

来源：Australian Renewable Energy Agency，国金证券研究所

备注：根据中国 2017 年弃水、弃光、弃风、弃核发电成本估算；以 2025 年澳大利亚、挪威、美国、卡塔尔 4 国的可再生能源发电成本计算

三、考虑运输成本，具备区位优势副产氢经济性更佳

1. 气氢拖车是目前主流运输方式，液氢罐车是未来重要方向

- 目前气氢拖车是氢气运输的主流方式，但不适合远距离运输，且其成本主要受运输距离的影响，伴随距离增长成本快速增长，经济运输半径为300km左右，因此具备区位优势副产氢经济性更佳。伴随氢能发展，适用于大规模、远距离的液氢罐车将是未来的重要方向，具备液氢技术储备的企业未来经济性更佳。
- 氢能供应链中运氢环节定义为包括集中制氢厂的运输准备环节（氢气压缩/液化、存储及加注）和车辆/管道运输过程所涉及所有设备。运氢的方式主要分为气氢拖车运输（tube trailer）、液氢罐车运输（liquid truck）和气氢管道运输（pipeline）。
- 气氢拖车：目前主流运输方式，适用于近距离、小规模运输。1) 从运输距离来看，由于其运输成本与运输距离关联度高，因此不适合远距离运输。2) 从运输规模来看，气氢拖车运输规模较小，每车约可充装氢气320kg，设计工作压力为20MPa。3) 从成本来看，成本主要受运输距离的影响，伴随距离增长成本快速增长，适合近距离运输，经济运输半径为300km左右。根据下表假设，当氢源距离加氢站100km，运输300kg氢气的单位成本约4.5元/kg，当氢源距离加氢站1000km，运输300kg氢气的单位成本超26.8元/kg。

图表 34：气氢拖车运输单位成本

	数值
管束车灌充氢气时间 (h)	7.5
站内卸载管束时间	0.5
管束车容量 (kg)	300
氢气利用率	80%
卡车平均速度 (km/h)	50
卡车百公里耗油量 (L)	34
柴油价格 (元/L)	6.8
卡车投资额 (万元)	40
卡车折旧年限 (年)	10
管束投资额 (万元)	120
管束折旧年限 (年)	20
储存设备投资额 (万元)	30
管束折旧年限 (年)	15
员工单位工资 (元/h)	24
员工费用 (万元)	11

来源：H2A，国金证券研究所

- 液氢罐车：未来的重要方向，适合大规模、远距离运输。1) 从运输距离来看，液氢适合远距离运输，除罐车外还可以利用铁路、轮船进行远距离、跨洲际运输。2) 从运输规模来看，液氢密度为常温、常压下气氢的845倍，运输规模较大，罐车容量约65m³，每车约可运输氢气4000kg。3) 从成本来看，成本主要受运输规模的影响，伴随规模增长成本快速下降，适合大规模运输。
- 管道氢气运输运营成本低、运输规模庞大，但最致命的缺点是投资成本高且只适合点对点运输，因此在一段时间内很难成为主流。

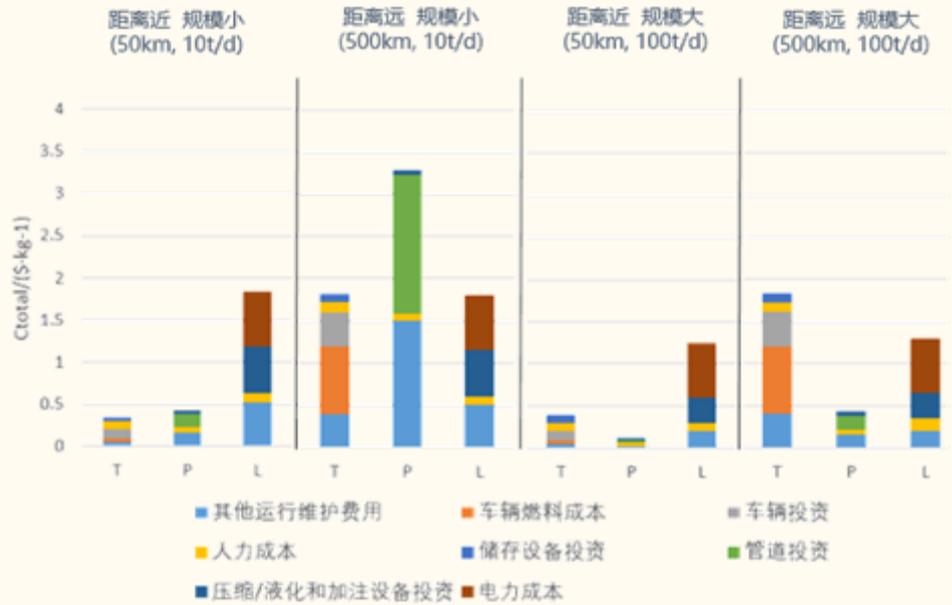
图表 35：各类运输方案对比

	运输规模	运输距离	成本
气氢拖车	250~460kg/车	不适宜远距离运输	适合近距离
液氢罐车	4000kg	可远距离运输	适合大规模

	运输规模	运输距离	成本
气氢管道	310~8900kg/h	适合点对点运输，主要用于化工厂	一次性成本高

来源：《加氢站运输方案比较》，国金证券研究所

图表 36：不同运输规模和运输距离下的三种运氢模式成本比较



来源：清华大学，国金证券研究所

备注：T：气氢拖车，L：液氢罐车，P：气氢管道

2. 长三角氢气丰富，助力氢能源发展

- 从区域需求来看，考虑燃料电池初期推广由国家补贴+地方补贴共同推动，财政实力强大、积极发展氢能源的区域将赢得快速发展，主要包括长三角、环渤海、珠三角等区域。其中长三角率先发布《长三角氢走廊建设发展规划》，预计 2021 年燃料电池车保有量达 5000 辆，2025 年燃料电池车保有量达 50000 辆。2030 年燃料电池车保有量达 200000 辆；山东《山东省氢能产业发展路线图》（意见稿）提出 2021 年燃料电池车保有量达 2000 辆，2025 年燃料电池车保有量达 50000 辆。2030 年燃料电池车保有量达 100000 辆。

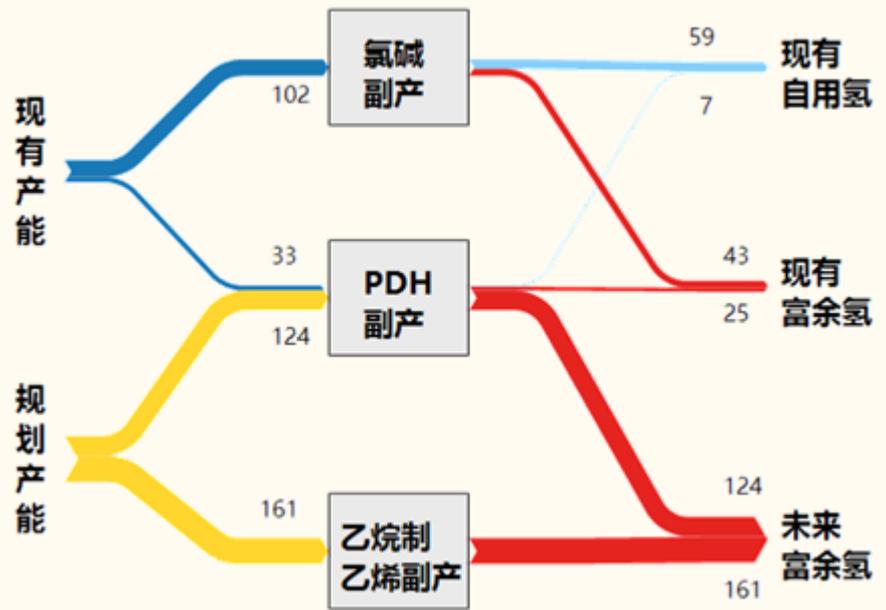
图表 37：长三角燃料电池车规划、加氢站规划独占鳌头

城市	燃料电池车规划			加氢站规划		
	2000	2025	2030	2020	2025	2030
长三角	5000	50000	200000	40	200	500
山东	2000	50000	100000	20	200	500
张家口	1800			21		
佛山	1000			28	43	57
武汉	2000			5~20	30~100	
山西	700	7500		3	20	
重庆				10	25	35

来源：各地方政府官网，国金证券研究所

- 从氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢富余产能来看，现有总产能为 68 万吨，可供 25 万辆商用车或 468 万辆乘用车使用，以氯碱副产氢为主；未来释放总产能为 285 万吨，可供 104 万辆商用车或 1952 万辆乘用车使用，均为烷烃裂解副产氢。

图表 38：氯碱副产、烷烃裂解副产氢现有产能、未来产能

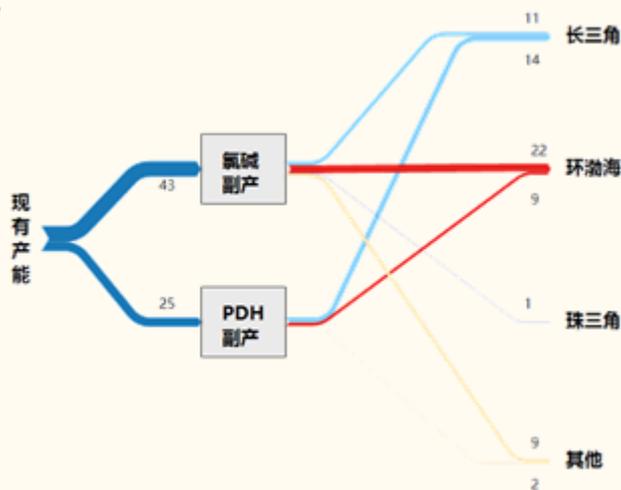


来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

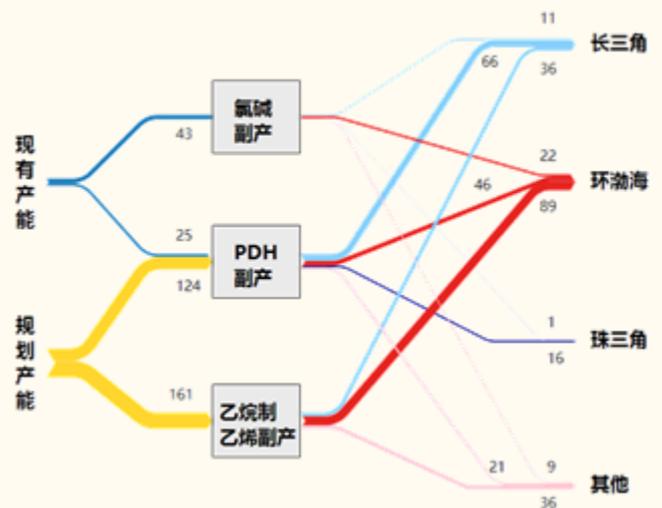
备注：未来富余氢产能未考虑下游配套装置对氢气利用；未考虑中石油、中石化产能

- 从氯碱副产氢、烷烃裂解副产氢区域分布来看，现阶段长三角副产氢丰富助力长三角燃料电池发展，长三角副产氢企业也受益长三角燃料电池发展，中长期山东副产氢可通过液氢罐车辐射环渤海区域。长三角现有产能达 25 万吨，可供 9 万辆商用车或 172 万辆乘用车使用，未来释放产能达 88 万吨，可供 32 万辆商用车或 601 万辆乘用车使用；环渤海现有产能达 31 万吨（山东 24 万吨），可供 11 万辆商用车或 211 万辆乘用车使用，未来释放产能达 126 万吨（山东 62 万吨），可供 46 万辆商用车或 864 万辆乘用车使用；珠三角现有产能仅 0.6 万吨，可供 0.2 万辆商用车或 4 万辆乘用车使用，未来释放产能达 16 万吨，可供 6 万辆商用车或 113 万辆乘用车使用。

图表 39：我国现有副产氢富余产能分布



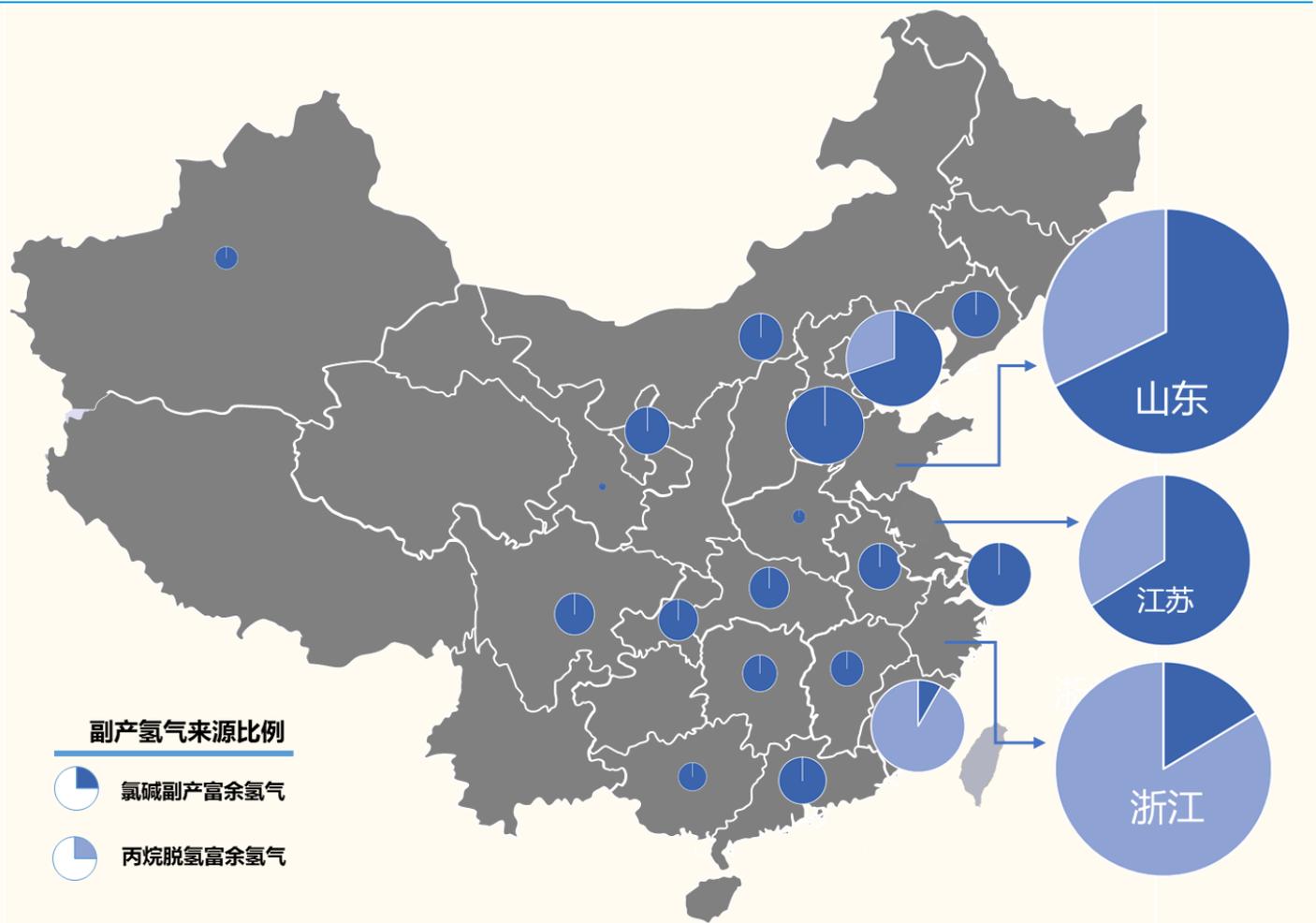
图表 40：我国现有+规划副产氢产能分布



来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

图表 41：我国现有副产氢富余产能分布

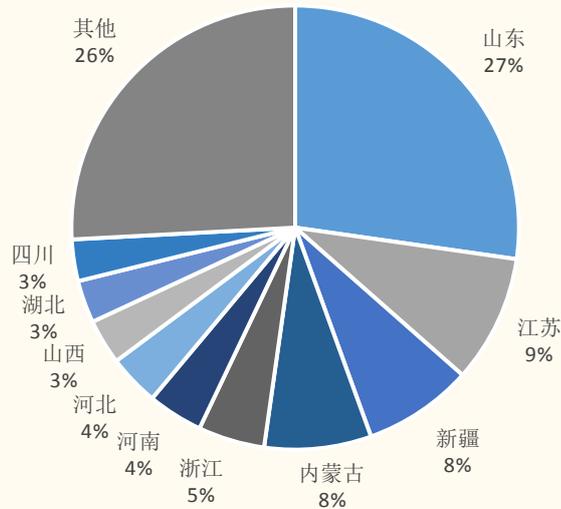


来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

2.1 氯碱副产氢：现有产能 43 万吨，长三角、山东丰富

- **氯碱副产氢：现有富余产能 43 万吨，可供 16 万辆商用车或 294 万辆乘用车使用。**1) 2018 年我国烧碱有效产能约 4076 万吨，根据氯碱平衡表，烧碱与氢气的产量配比为 40:1，理论上氢气产能为 102 万吨。2) 但考虑国内氯碱企业多配备盐酸装置、聚氯乙烯装置进行氯化氢气体的合成利用，预计全国氯碱行业副产富余氢气产能 43 万吨（富余氢气产能指剔除自用的可供出售氢气），可供 16 万辆商用车使用，或可供 294 万辆乘用车使用。3) 由于氯碱行业属成熟行业，未来新增产能有限，本文不考虑未来新增产能。
- **长三角、山东氯碱富余副产氢丰富。**从区域来看，长三角氯碱副产氢产能达 11 万吨，可供 4 万辆商用车或 74 万辆乘用车使用；环渤海氯碱副产氢产能达 22 万吨（其中山东达 16 万吨），可供 8 万辆商用车或 153 万辆乘用车使用；珠三角氯碱副产氢仅 0.6 万吨，可供 0.2 万辆商用车或 4 万辆乘用车使用。

图表 42：我国烧碱产能分布



来源：百川资讯，国金证券研究所

2.2 PDH 副产氢：现有产能 25 万吨，规划产能 124 万吨，长三角丰富

- 产能快速增长，现有产能 25 万吨，规划产能达 124 万吨。1) 2013 年后我国大量上马 PDH 产能，行业平均增速 50% 以上。目前 PDH 产能达 686.5 万吨，副产氢富余产能达 25.3 万吨，可供 9 万辆商用车使用，或可供 174 万辆乘用车使用。2) PDH 规划产能（规划产能包括在建产能、拟在建产能）2595 万吨，未来可释放副产氢产能达 124 万吨，可供 45 万辆商用车使用，或可供 846 万辆乘用车使用。

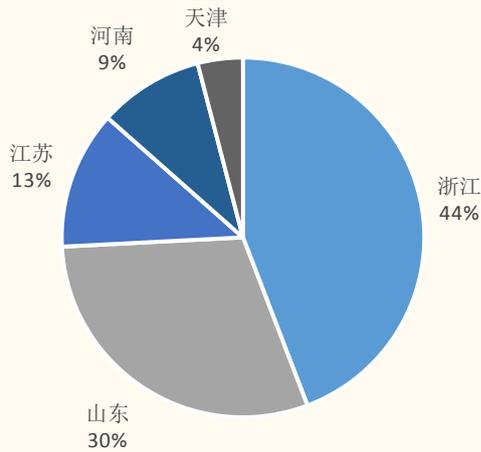
图表 43：建成 PDH 产能

企业名称	产能（万吨）
天津渤化	60
宁波海越	60
三锦石化	45
京博石化	25
扬子江石化	66
万华化学	75
神驰石化	40
海伟集团	50
齐翔腾达	10
东华能源	66
东明石化	9.5
浙江卫星	90
恒力石化	30
浙江石油化工（一期）	60

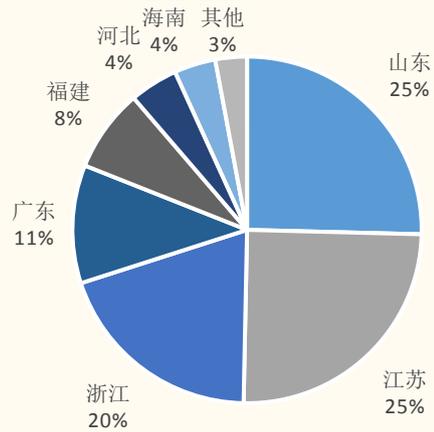
来源：百川资讯，国金证券研究所

- 长三角 PDH 副产氢丰富。从区域来看，PDH 现有产能和在建产能都集中在山东、长三角区域。考虑规划产能释放，长三角 PDH 副产氢产能达 66 万吨（其中规划产能 52 万吨），可供 24 万辆商用车或 455 万辆乘用车使用；环渤海 PDH 副产氢产能 46 万吨（其中规划产能 37 万吨），可供 17 万辆商用车或 312 万辆乘用车使用；珠三角 PDH 副产氢产能 16 万吨（均为规划产能），可供 6 万辆商用车或 113 万辆乘用车使用。

图表 44: 我国 PDH 现有副产氢富余产能分布



图表 45: 我国现有+规划 PDH 副产氢产能分布



来源: 百川资讯, 公开资料, 国金证券研究所

来源: 百川资讯, 公开资料, 国金证券研究所

备注: 不考虑中石油、中石化产能

2.3 乙烷制乙烯制氢: 未来重要来源, 规划产能达 161 万吨

- **乙烷制乙烯副产氢: 未来重要来源, 规划产能达 161 万吨, 可供 59 万辆商用车或 1105 万辆乘用车使用。**我国乙烯过去主要由蒸汽裂解、石油裂解、煤制烯烃等途径获得, 目前乙烷裂解制乙烯的单独生产装置很少, 规划产能达 2380 万吨, 理论上可释放氢气达 161 万吨, 可供 59 万辆商用车使用, 或可供 1105 万辆乘用车使用, 将是未来氢气的重要来源。

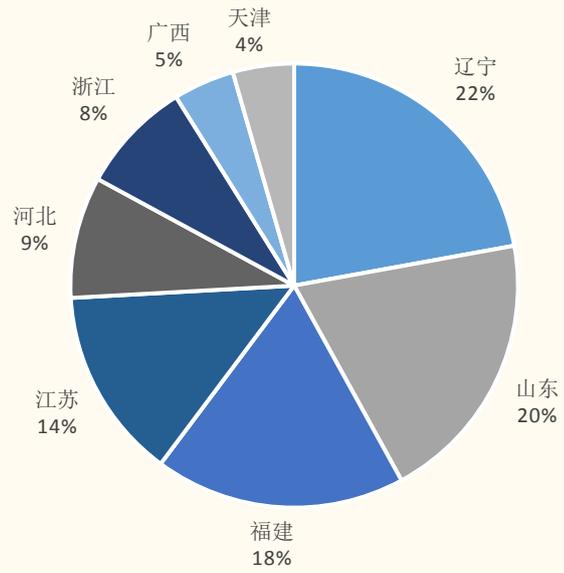
图表 46: 乙烯制乙烷规划产能

公司	产能 (万吨)	预计投产计划
新浦化学	65	2019 年下
卫星石化 (一期)	125	2020 年 3 季度
烟台万华	100	2020 年底
卫星石化 (二期)	125	2021 年
三江化工	125	2021 年
山东寿光鲁清石化	120	2021 年中
华泰盛富聚合材料	60	2020 年
广西投资集团	100	2021 年下
南山集团	200	
永荣控股	150	2020 年
汇昆新材料 (桐昆股份+新疆广汇)	200	2021 年
天津渤化	100	2021 年
聚能重工集团	200	2021 年下
缘泰石油	260	2022 年
阳煤集团青岛恒源化工	150	
东华能源	200	
同益实业	100	

来源: 百川资讯, 国金证券研究所

- **环渤海规划乙烷制乙烯副产氢产能丰富。**从区域来看, 长三角地区规划乙烷制乙烯副产氢产能 36 万吨, 可供 13 万辆商用车或 245 万辆乘用车使用; 环渤海地区规划乙烷制乙烯副产氢产能 90 万吨 (其中山东、辽宁达 68 万吨), 可供 32 万辆商用车或 611 万辆乘用车使用。

图表 47：环渤海规划乙烷制乙烯副产氢产能丰富



来源：百川资讯，公开资料，国金证券研究所

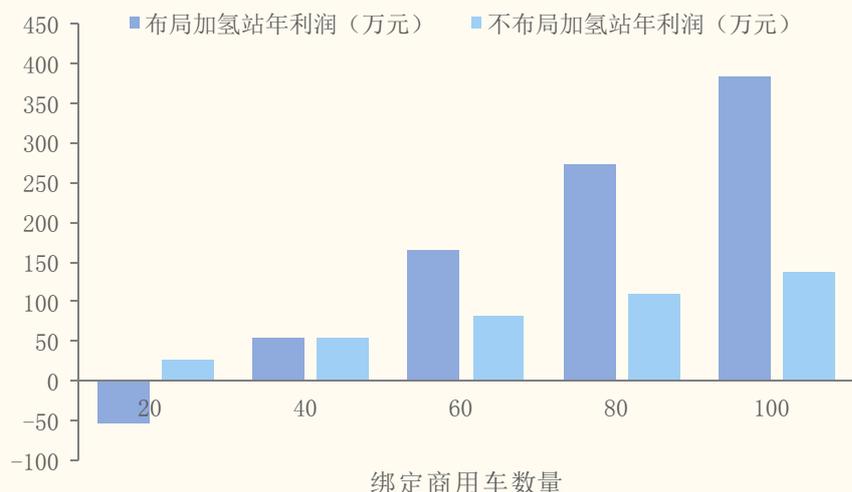
备注：不考虑中石油、中石化产能

四、一体化是氢气企业未来成败的关键

1.制氢、运氢、加氢站一体化企业比单一氢气企业更有优势

- 对上游氢气企业而言，制运加一体确保氢气供应、品质与利润空间，打通制氢、运氢、加氢乃至液氢运输的企业更有核心竞争力。
- 燃料电池对氢气品质的要求较高，若燃料电池长期使用含有杂质（如含 S 化合物、含 C 化合物、含 N 化合物）的氢气，寿命将大幅缩减。一方面氢气从制氢到运氢再到加氢，产业链较长且对设备、人员专业性要求较高；另一方面行业发展初期标准不完善、缺乏品质管控的背景下；制运加氢一体可以更好地把控氢气的供应和品质。
- 对氢气企业而言，一体化降低综合成本，增厚企业利润，根据我们测算，对氢气企业而言，假设加氢站对外销售价格为 40 元/kg，布局日加注能力 500kg 的加氢站，在使用率 60%（日加注 300kg，对应绑定 40 辆商用车需求）以上时，布局加氢站利润更高。
 - 基本假设：
 - 1) 根据前文，氯碱副产氢达到燃料电池车用氢气标准的成本约十余元，运输成本为 4.5 元/kg，我们保守假设副产氢企业制氢、运氢成本总计 20 元/kg。
 - 2) 参考已建成的加氢站，投资额为 1250 万元，参考《佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能源车辆运行扶持办法》，对 2020 年前建成的 500 公斤加氢站补贴 800 万元，对 2020 年后建成的 500 公斤加氢站补贴 500 万元，我们保守假设加氢站补贴为 500 万元。加氢站成本中，设备成本占比约 80%，土地成本占比约 20%，假设设备折旧年限为 15 年，土地折旧年限为 20 年，则加氢站年均折旧额为 48 万元。
 - 3) 参考已建成的加氢站，年维护成本为 12 万元，工作人员为 8 人，假设工作人员人均工资为 8 万元/年，加氢站用电成本为 40 万元/年。则加氢站年运营成本为 116 万元。

图表 48：使用率高于 60%时，布局加氢站盈利能力更强

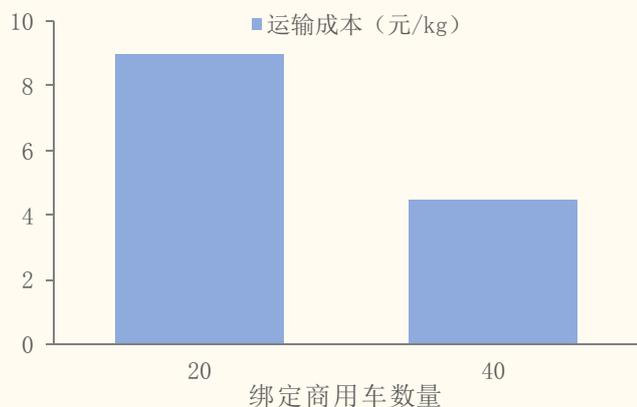


来源：CNKI，国金证券研究所

2.产业发展初期，上游氢气企业必须与下游用户需求绑定

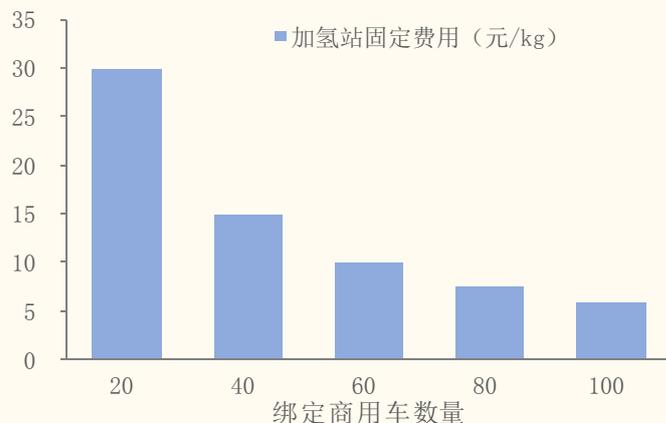
- 在产业发展早期，由于基础设施建设需要适度超前，上游氢气企业必须与下游制造、运营企业松散结合，保证车有站、站有车。
- 对下游燃料电池车运营企业而言，充足的氢气供应和加氢站是燃料电池车运营的先决条件，目前我国燃料电池车累计销量超 4000 辆，而建成的加氢站仅 22 座，加氢站较少是燃料电池行业发展的重大阻碍，因此下游燃料电池运营企业必须与加氢站相互合作，避免出现“由于没有加氢站而无法运营”的情况。
- 对上游氢气企业而言，绑定下游用户需求保障氢气销售，避免出现“有站无车”的现象。且伴随规模效应氢气成本下降，将增厚上游氢气企业利润。根据我们测算，绑定 20 辆商用车需求时，氢气成本高于 60 元/kg，上游企业将出现亏损；绑定 40 辆商用车需求时，氢气成本仅需 30 元/kg。

图表 49：伴随规模效应，氢气运输成本下降



来源：CNKI，国金证券研究所

图表 50：伴随规模效应，加氢站固定成本成本下降



来源：CNKI，国金证券研究所

五、投资建议：关注积极进行氢气资源充分利用的化工企业

- 关注具备区位优势、成本优势、一体化优势的氢气企业。推荐具备区位优势、成本优势以及与下游运营企业建立合作的嘉化能源 (600273.SH)、建议关注环渤海地区重要供应商滨化股份 (601678.SH)、长三角地区副产氢气供应者卫星石化 (002648.SZ)、华昌化工 (002274.SZ)。

图表 51：推荐标的一览

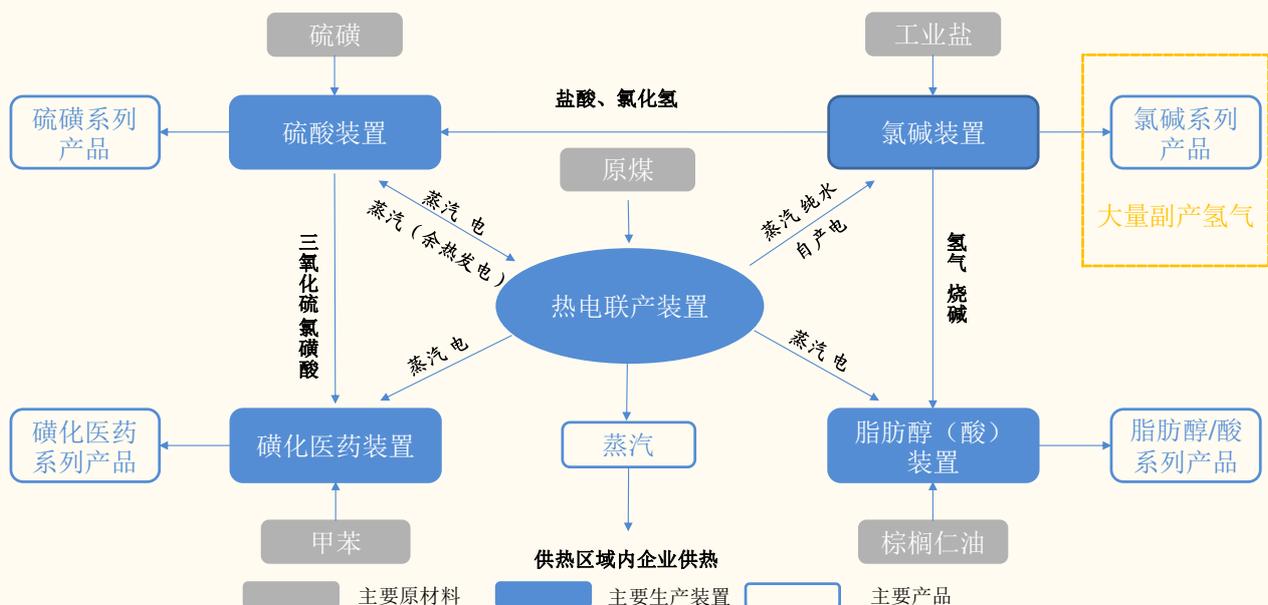
证券代码	证券简称	净利润 (亿元)			氢能布局
		2018A	2019E	2020E	
600273.SH	嘉化能源	11.04	12.7	15.24	副产氢气、合作液氢、江苏浙江加氢站布局、下游延伸
601678.SH	滨化股份	7.02	5.97	6.57	亿华通合作，参与加氢站建设
002648.SZ	卫星石化	9.41	10.82	11.9	与浙能投合作
002274.SZ	华昌化工	1.42	/	/	规划加氢站、氢气供应；涉及生产电堆以及推广应用

来源：wind，国金证券研究所

1. 嘉化能源：长三角一体化氢气供应商，与下游紧密合作

- 传统业务稳健增长，磺化业务高速增长。1) 公司主业包括传统业务 (蒸汽、氯碱、脂肪醇 (酸))、磺化医药系列产品，2018 年，四大业务营业收入约 50.2 亿元，为公司贡献了约 9 成的业绩。2) 目前公司已经形成了 1,306 万吨/年的供热能力，向嘉兴港区内 25 家企业供应蒸汽，29.7 万吨/年 (折百) 氯碱系列产品产能，3 万吨/年磺化医药系列产品的生产能力和 20 万吨/年脂肪醇 (酸) 系列产品产能。为园区多家大型企业提供蒸汽、烧碱、硫酸等多种产品，形成了产业链循环发展模式。公司利用自有管道运输、热电联产自备发电，具备成本优势，地处华东具备区位优势，预计未来传统业务稳健发展。2) 近年来磺化医药产品需求快速增长，公司是磺化医药龙头，伴随 4000 吨 BA 项目及 3.8 万吨 TA 项目逐步投产，预计未来磺化医药业务将维持高速增长。2018 年公司磺化医药业务营收达 5 亿元，同增 50%，毛利率达 60%，业务高速增长，盈利能力突出。

图表 52：公司传统业务布局



来源：公司公告，国金证券研究所

- 结合产业链布局氢副产丰富，成本优势突出。嘉化能源自有氯碱副产氢约 1 万吨。关联公司三江化工 (与嘉化实际控制人相同)、美福石化 (公司实

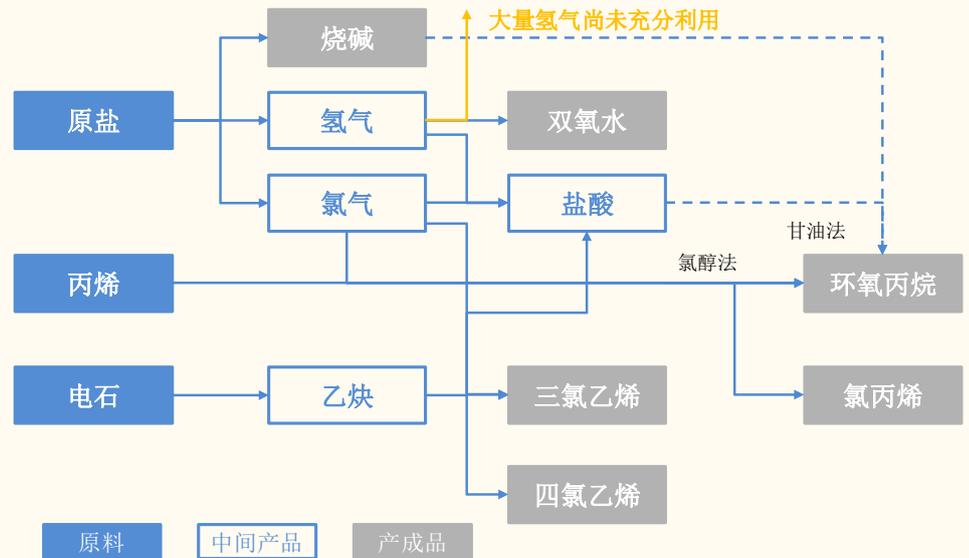
际控制人间接持股 83%) 现有烷烃裂解副产氢约 2 万吨, 规划的烷烃裂解项目副产氢达 9 万吨, 氢产能充足, 具有极强的产业布局优势。同时受益于公司产业链的布局, 公司副产氢气成本极低, 叠加现有的液氮产品及自供电力优势, 有效地降低了公司液氢的加工成本, 因而公司在液氢布局上资源及成本优势极为明显。

- **借助区位优势, 快速进行有效布局。**正如前文分析, 长三角地区将是我国最具潜力的燃料电池发展区域之一, 有望率先获得快速发展, 而公司地处嘉兴, 位于长三角经济发展的中心区域, 有效辐射面积极大, 在产业布局上具有极强的区位优势。而公司根据氢能的发展方向, 已经初步形成了浙江+江苏的战略布局, 公司成立了江苏嘉华, 进行制运加氢一体化的产业布局, 参与浙江加氢站建设及一体化供应。
- **多方合作构建一体化氢能发展链条。**公司借助自身发展优势抓紧进行氢能布局的同时, 也积极同多方伙伴合作进行产业链一体化布局:
 - **携手加氢站装备龙头、系统领军企业, 布局加氢站环节。**2019 年 4 月, 嘉化能源和富瑞氢能、上海重塑投资成立江苏嘉化氢能, 首期规划在张家港和常熟建设 3 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。
 - **与 AP 合作液氢项目, 扩大营运范围。**2019 年 3 月, 嘉化能源与三江化工、AP 全资子公司签署框架协议, 拟利用嘉化能源、三江化工尾氢资源投资氢能、液氢项目。AP 从 1993 年开始加氢站业务, 是世界领先的氢气和液氢供应商, 在全球运营加氢站项目超 250 个。此次合作借助 AP 的运营经验及公司的自身优势, 有望大幅提升公司氢能业务的营运范围, 扩大产业的发展空间。
 - **国投私募基金入股, 获得有效支持。**2019 年 4 月, 嘉化能源与国投聚力签署战略合作协议, 国投聚力拟成为嘉化能源战略股东, 未来双方将在氢能源、页岩气分离等领域合作, 国投聚力股东为国开投集团及各省国资委, 政府背景资源丰富, 目前国投聚力持股嘉化能源 2.16% 股权。2019 年 5 月, 国投聚力董事长任职嘉化能源董事会副董事长。

2. 滨化股份: 环渤海重要氢气供应商, 打通制氢、运氢、加注全流程

- **循环经济优势明显。**1) 公司成立以来一直专注于氯碱化工和环氧丙烷等产品业务。目前公司已经具备 65 万吨/年烧碱产能, 28 万吨/年环氧丙烷产能, 8 万吨/年三氯乙烯产能, 8 万吨/年的四氯乙烯产能和 6 万吨/年的氯丙烯产能, 各类产品产能都位于行业第一梯度。公司通过规模化产业建设和循环经济产业链搭建, 实现多元产品的综合布局, 从而在规模化生产和多种原料自给的条件下, 成本优势明显。2) 公司将新建 7.5 万吨的甘油法环氧丙烷产能和 1000 吨六氟磷酸锂产能。通过新的甘油法环氧丙烷产能, 有效利用原有的大量副产盐酸和已有产品烧碱, 从而实现产业链的交叉延伸, 优化自身的生产格局。

图表 53：滨化股份相关产业链布局结构



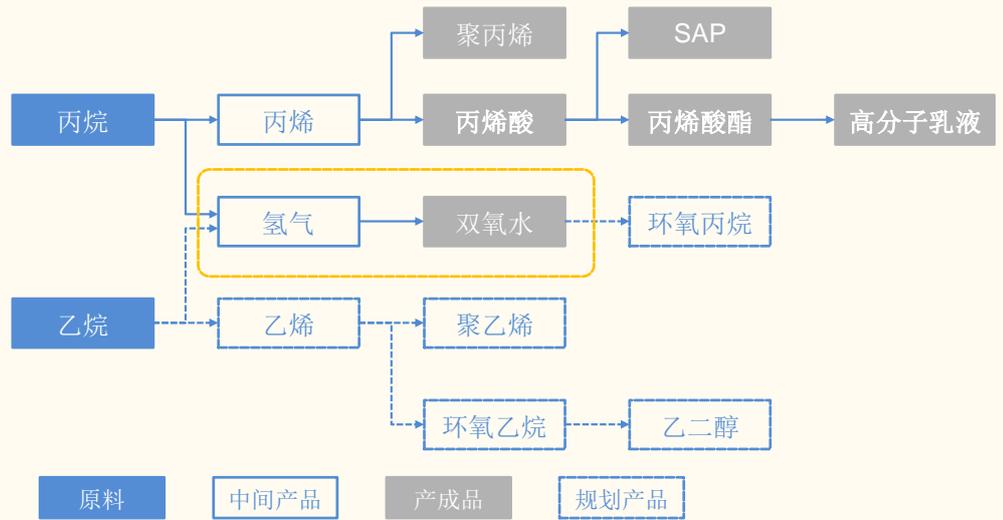
来源：公司公告，国金证券研究所

- 环渤海重要氢气供应商，打通制氢、运氢、加注全流程。** 1) 公司现有富余氯碱副产氢约 1.5 万吨，在建 PDH 副产氢约 2 万吨，副产氢产能均在山东，伴随液氢技术成熟，未来借助可运往京津冀区域。2) 2017 年公司与亿华通共同出资 5000 万元设立氢能公司，公司持股 90%，2019 年 6 月，公司为氢能公司再次增资 1.5 亿元，实现 97.5% 的绝对控股。亿华通是国内领先的燃料电池发动机企业，参与建设并运营中国第一座车用加氢站，在制氢、储氢、加氢设计、建设及运营方面经验丰富。3) 2019 年 5 月，氢能公司投资建设的氢能源项目成功试车，氢能源项目目的主要是为燃料电池汽车提供高质氢气，包括氢气压缩、氢气提纯至车用氢气标准、气氢拖车运输、加氢站加注全过程，一期实现氢气充装量 1000Nm³/h，二期将再增加氢气充装量 12000Nm³/h。

3. 卫星石化：长三角轻烃裂解龙头，潜在副产氢丰富

- 产业链一体化布局，大幅提升公司的发展空间。** 1) 公司建立初期主要以丙烯酸（酯）为主要布局业务，形成公司的业务基础。经过长期的考察、技术积累和资本投入，公司以丙烯酸为起点，向上布局 PDH 项目，供给产业原料，向下布局 SAP 等附加值较高产品，提升产品盈利空间。目前公司已经形成了丙烷——丙烯——丙烯酸（酯）/聚丙烯——SAP/高分子乳液为主线完整的产业链布局，从而大幅度降低了原有产品波动风险。2) 公司采用双管齐下的策略，在完善原有的 C3 产业链布局的同时，积极布局 C2 产线，以连云港为生产基地，构建乙烷——乙烯——聚乙烯、EO/EG 的产业链，大幅提升了公司的发展空间。3) 公司从上市以来积极进行产业链扩展和产能扩充，现已形成 90 万吨/年丙烷脱氢，45 万吨/年聚丙烯，48 万吨/年丙烯酸，49 万吨/年丙烯酸酯，22 万吨/年高分子乳液，9 万吨/年 SAP，22 万吨/年双氧水，2.1 万吨/年颜料中间体等多品种大规模的生产能力。而公司还在持续兴建 6 万吨/年 SAP 以及各 36 万吨/年的丙烯酸（酯）将于今年投产。持续提升的产品产能为公司构建了大规模的生产平台，规模优势和市场影响将带动公司进行新的发展平台。

图表 54：公司产业链布局情况



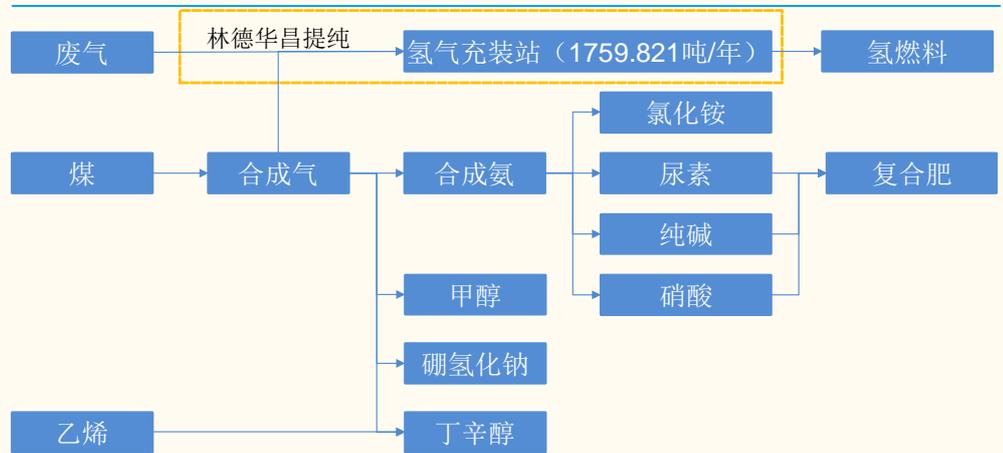
来源：公司公告，国金证券研究所

- **副产氢产能充足，携手浙能集团深度受益浙江省氢能发展。**1) 目前公司有 90 万吨的 PDH 装置，副产富余氢约 3 万吨，规划的烷烃裂解项目副产氢约 25 万吨，均位于浙江，具备区位优势。2) 2019 年 4 月，公司投资设立卫星氢能作为富余氢能的开发平台，并同浙江省能源集团签订合作框架，公司利用副产氢富余优势，为浙能集团氢能提供保障，并优先探索更深层次的氢能开发合作模式。根据 4 月 15 日浙江省发改委发布的《浙江省培育氢能产业发展的若干意见（征求意见稿）》，由浙能集团牵头，探索加氢站安全标准体系建设，到 2022 年依托综合供能服务站建成加氢示范站 20 座。开展液氢制备、储运、加注、供应完整产业链示范，建立一体化液氢综合体系。

4. 华昌化工：老牌煤化工企业，成功生产电堆切入下游

- **老牌煤化工企业，新业务布局谋求新发展。**公司自成立初期专注于煤气化生产化肥及化工产品，经过长久以来的业务拓展和技术改进，公司已形成了 20 万立方/小时的合成气产能，下游布局 67.2 万吨合成氨、30 万吨纯碱、33 万吨氯化铵、15 万吨硝酸、15 万吨尿素、50 万吨复合肥、3.1 万吨甲醇和 1000 吨硼氢化钠产能。公司是目前少数位于苏南地区的煤气化生产企业，是少数具有用煤指标的企业，具有较强的煤气化产氢能力。绝佳的地理位置叠加前段的产氢布局，公司具有良好的氢能发展基础，有望通过新业务布局带动公司获得新的发展。

图表 55：公司产业链布局情况



来源：公司公告，国金证券研究所

- **利用现有煤制氢建设氢气充装站。**2018年4月公司启动氢气充装站项目，利用现有煤制氢为原料提纯生产99.999%氢气并提供氢气充装服务，为园区内用氢单位、燃料电池汽车加氢站提供氢源。项目计划2019年6月建成，预计年均利润817万元。同时公司在规划加氢站的建设。
- **成功生产电堆样机，氢能布局再下一城。**1) 2018年4月公司与电子科技大学合作，成立氢能联合研究院，10月与研发团队合作成立苏州纳尔森能源科技、苏州市华昌能源科技，华昌能源科技规划一期年产电堆100台、动力模块50台，测试平台30台，二期年产电堆50台、动力模块50台，测试平台20台。2) 目前公司燃料电池模块、测试平台已进入中试阶段，正在进行小批量验证及示范应用生产线建设前期准备工作，同时已生产出电堆样机，用于示范运用验证。3) 2019年6月公司与苏州金龙、港城汽运签订合作框架，计划由三方协作（公司提供电堆，公司与苏州金龙进行系统集成生产出燃料电池大巴，港城汽运运营燃料电池大巴），2019年实现投用5辆氢燃料电池汽车示范运行，2020年实现100辆氢燃料电池汽车投放市场。

六、风险提示

- **政策变化风险：**当前我国政策仍倾向于大力发展纯电动汽车及混合式插电汽车，锂电池应用相当广泛，囿于锂电池自身限制（如续航时间短等），我国将氢燃料电池纳入长远规划，并逐年加大扶持力度。但不排除锂电池技术取得突破，从而压制氢燃料电池发展的可能性。
- **技术风险：**在国际上，燃料电池在关键技术尤其是寿命上已经取得了突破，并进入了小批量试运行以及降低成本的阶段。在国内，燃料电池研发的整体技术要落后于国际先进水平，如果未来行业相关关键技术研发进度和国产化水平不及预期，造成成本下降缓慢，影响行业发展。
- **市场竞争风险：**国外的燃料电池产业发展比国内起步早，国外厂商掌握的核心技术领先国内企业至少 3-4 年的时间，随着各国对于清洁能源的发展越来越重视，国外竞争对手也逐渐进入中国市场，产品在技术稳定性和价格上都对国内厂商形成竞争。
- **基础设施建设不及预期：**加氢站等基础设施建设进度和数量不及预期，影响行业整体发展。

公司投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”(以下简称“国金证券”)所有,未经事先书面授权,任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发,需注明出处为“国金证券股份有限公司”,且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料,但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证,对由于该等问题产生的一切责任,国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断,在不作事先通知的情况下,可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考,不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突,而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品,使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议,国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保,在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下,国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法,故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致,且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》,本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用;非国金证券C3级以上(含C3级)的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资,遭受任何损失,国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话: 021-60753903

传真: 021-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路1088号

紫竹国际大厦7楼

北京

电话: 010-66216979

传真: 010-66216793

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100053

地址: 中国北京西城区长椿街3号4层

深圳

电话: 0755-83831378

传真: 0755-83830558

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳福田区深南大道4001号

时代金融中心7GH