

低成本的化工副产氢是未来氢源的最优选择

——燃料电池行业深度报告（一）

行业深度报告

◆**低成本的氢源和储运是燃料电池行业发展的一大关键：**氢燃料电池车使用氢气作为燃料产生电力，实现化学能向机械能的转换，目前技术储备和商业模式仍处于积极探索中，电堆、整车技术的可靠性和经济性都是制约燃料电池行业发展的瓶颈。**如何获得低成本的氢源，并选择合理的储存和输送方式，是实现终端加氢站运营经济性的关键。**

◆**化工副产集中式供氢+水电解分散式制氢是未来发展方向：**国内外加氢站的供氢方式可分为站内制氢和外供氢气，目前化石燃料制氢、化工副产氢、水电解制氢、甲醇制氢四种工业制氢的技术都已经比较成熟，且氢源储备充足，综合比较，由于负荷中心的集中区域华东地区煤炭总量指标控制严格，且中期内天然气供给仍将紧张，投资较重的化石燃料制氢的可行性仍待验证；水电解路线的发展程度则取决于未来国内风电和光伏的弃电利用水平；从目前来看，**利用低成本的氯碱、PDH和乙烷裂解等化工副产集中供氢+水电解分散式制氢或将会是未来供氢模式的发展方向。**

◆**PDH和乙烷裂解副产氢将是最具优势的副产氢源选择：**考虑在建和规划中的产能，未来国内PDH（丙烷脱氢）产能将达915万吨产能，而规划中的乙烷裂解产能达1460万吨。两者合计可副产外售123.9万吨氢气，可满足约866万辆燃料电池车用氢需求。PDH和乙烷裂解集中在沿海港口地区，通过低强度的改造便可满足燃料电池用氢气，PDH和乙烷裂解副产的氢气将是未来潜在最具优势的燃料电池车用氢源选择之一。

◆**投资建议：**目前已涉足前端氢源的公司中推荐鸿达兴业（0.75万吨/+400Nm³/h电解水制氢）和具有电解水制氢工程业绩的新奥股份，建议关注滨化股份（副产1.6万吨氯碱氢）和华昌化工，此外根据我们测算的理论可外供氢气量，建议关注副产氢丰富、具备进军燃料电池氢源潜力的PDH和轻烃裂解标的卫星石化（PDH副产3万吨氢气+乙烷裂解副产16万吨氢气）、东华能源（PDH副产5万吨氢气）和万华化学（乙烯项目可外供3.4万吨氢气）等。

◆**风险分析：**1) 加氢站网络建设不达预期；2) 加氢站关键设备国产化进程不达预期；3) 产业政策和补贴政策波动风险；4) 燃料电池成本下降不及预期等。

相关公司盈利预测、估值与评级

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			17A	18E	19E	17A	18E	19E	
002002	鸿达兴业	5.40	0.39	0.28	0.30	14	19	18	增持(首次)
600803	新奥股份	12.10	1.07	1.24	1.37	11	10	9	买入(维持)
002648	卫星石化	14.22	0.88	0.88	1.29	16	16	11	买入(维持)
002221	东华能源	9.64	0.64	0.66	0.81	15	15	12	增持(维持)
600309	万华化学	40.43	4.07	3.88	3.49	10	10	12	增持(维持)

资料来源：WIND，光大证券研究所预测，股价为2019年3月25日收盘价

注：卫星石化2018年数据为实际值

增持（维持）

分析师

裴孝锋 (执业证书编号：S0930517050001)
021-52523535

qiuxf@ebsecn.com

赵启超 (执业证书编号：S0930518050002)
010-58452072

zhaogc@ebsecn.com

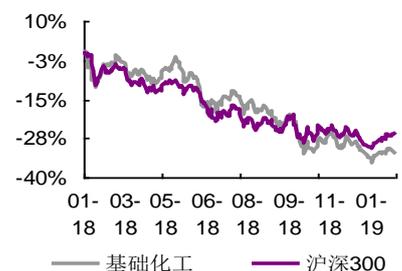
傅锴铭 (执业证书编号：S0930517070001)
021-52523823

fukm@ebsecn.com

陈冠雄 (执业证书编号：S0930517058003)
021-52523810

chenguanxiong@ebsecn.com

石化和基础化工行业与上证指数对比图



数据来源：WIND，光大证券研究所整理

投资聚焦

研究背景

当下燃料电池行业的技术储备和商业模式处于积极探索中并快速发展，主要基于（1）减少石油依赖，改善能源结构；（2）弯道超车掌握下一代汽车动力技术的制高点，加氢快、长续航等优点使得燃料电池极有可能成为下一代汽车动力来源；（3）全生命周期无污染物排放。政府工作报告已正式宣布推动加氢设施，此外针对加氢设施的发展一系列补贴政策也将陆续出台，产业发展进入快速上升期，在此背景下我们将展开关于燃料电池行业的系列跟踪和研究，本篇报告是我们系列报告的第一篇，从前端氢源的角度对国内目前可用于燃料电池行业的制氢路线进行探讨。

我们区别于市场的观点

目前电堆和整车技术的可靠性和经济性都是制约燃料电池行业发展的瓶颈，除了降低储氢和运氢成本之外，如何获得低成本的氢源，将是实现终端加氢站运营经济性的关键。

从目前来看国内化工副产氢的利用是燃料电池行业供氢的较优选择，市场普遍认为国内氯碱厂提供的低成本氢气资源是国内燃料电池行业氢源的最优选择。与市场的普遍认知不同，我们认为随着北美页岩油气革命之后国内碳三和碳二行业生产路线发生了变革性的变化：考虑在建和规划中的产能，未来国内PDH(丙烷脱氢)产能将达915万吨产能，而规划中的乙烷裂解产能达1460万吨。两者合计可副产外售123.9万吨氢气，可满足约866万辆燃料电池车用氢需求。PDH和乙烷裂解集中在沿海港口地区，通过低强度的改造便可满足燃料电池用氢气，PDH和乙烷裂解副产的氢气将是未来潜在最具优势的燃料电池车用氢源选择之一。

投资观点

目前已涉足前端氢源的公司中推荐鸿达兴业(0.75万吨/+400Nm³/h 电解水制氢)和具有电解水制氢工程业绩的新奥股份，建议关注滨化股份(副产1.6万吨氯碱氢)和华昌化工，此外根据我们测算的理论可外供氢气的量，建议关注副产氢丰富、具备进军燃料电池氢源潜力的PDH和轻烃裂解标的卫星石化(PDH副产3万吨氢气+乙烷裂解副产16万吨氢气)、东华能源(PDH副产5万吨氢气)和万华化学(乙烯项目可外供3.4万吨氢气)等。

目录

1、 低成本氢源是决定燃料电池车经济性的关键	5
2、 氢能体系和质子交换膜燃料电池的氢气标准	7
3、 不同的制氢路线：化工副产+水电解制氢或将是未来供氢模式的终极选择	10
3.1、 化石燃料制氢：已广泛应用于合成氨和炼厂加氢等大规模工业制氢	10
3.2、 化工副产制氢：氯碱和轻烃利用（PDH 和乙烷裂解）副产制氢可行性较高	12
3.3、 甲醇重整制氢：已经实现工业化，可作为站内制氢路线	18
3.4、 水电解制氢：充分利用废弃的可再生能源	19
4、 投资建议	20
4.1、 鸿达兴业：布局加氢站的氯碱龙头	20
4.2、 新奥股份：工程公司拥有电解水制氢项目能力	23
4.3、 卫星石化：国内轻烃裂解龙头，化工副产氢气资源丰富	24
4.4、 东华能源：PDH 持续扩产，积极探索氢气资源利用	25
4.5、 万华化学：聚氨酯行业龙头，石化业务助力成长为伟大的综合性材料公司	26
4.6、 滨化股份：循环经济优势明显，加快氢能项目建设	26
4.7、 华昌化工：煤气化资源稀缺，布局氢能优势明显	27
5、 风险分析	27

图目录

图 1：燃料电池驱动车辆的原理	5
图 2：沿海氢源走廊	7
图 3：氢能体系的组成	8
图 4：天然气制氢流程	10
图 5：煤制氢工艺流程	11
图 6：煤制氢和天然气制氢成本比较分析	12
图 7：焦炉煤气中的气体组成（体积组成）	13
图 8：焦炉气制氢工艺流程	13
图 9：中国焦炭产能集中分布在山西、河北、山东和内蒙等北方地区，远离华东加氢负荷中心（2018 年）	14
图 10：国内焦化行业开工在取暖季受环保限产影响	14
图 11：离子膜烧碱装置副产氢气的工艺流程	15
图 12：2018 年国内烧碱产能 ≥ 100 万吨的省份	16
图 13：甲醇重整联合 PSA 制氢流程	18

表目录

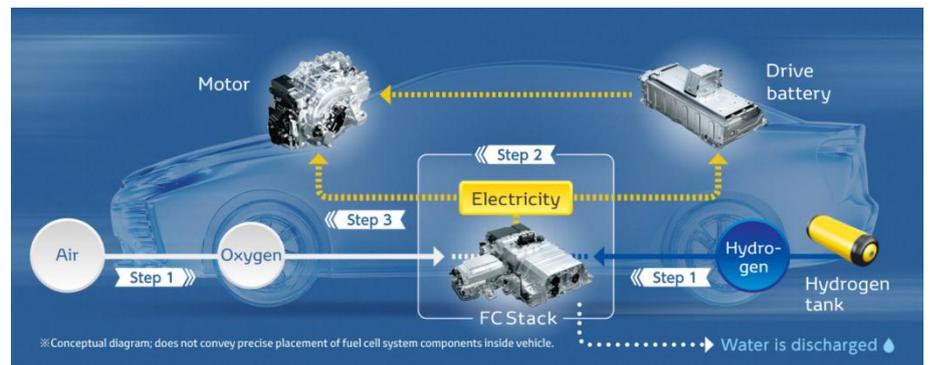
表 1：不同制氢路线的经济规模和制氢成本等的比较	6
表 2：工业氢标准	8
表 3：纯氢、高纯氢和超纯氢质量技术指标	9
表 4：GB/T 37244-2018 关于燃料氢气的技术指标	9
表 5：不同价格下的天然气制氢成本分析	10
表 6：不同价格下的煤制氢成本分析	11
表 7：氯碱氢的组成中，氢气纯度高，CO 含量较低，且基本不含硫	15
表 8：丙烷脱氢装置副产氢气的规格	16
表 9：国内已投产和在建 PDH 装置统计	17
表 10：国内规划中的 PDH 装置统计	17
表 11：国内在建乙烷（混合轻烃）裂解制乙烯项目	17
表 12：国内规划中的乙烷（混合轻烃）裂解项目	18
表 13：甲醇水蒸气重整制氢（99.999%）的成本分析	19
表 14：相关化工上市公司氢源比较	20
表 15：鸿达兴业营收拆分及增速预测	22
表 16：鸿达兴业绝对估值结果汇总	23

1、低成本氢源是决定燃料电池车经济性的关键

氢是目前全球公认的最洁净的燃料，也是重要的化工合成原料。氢不是一次能源，需要使用一次能源通过转换来生产出能量载体，目前氢气的工业应用大多采用高压气态形式作为燃料或原料。氢燃料电池车(Fuel cell vehicle-FCEV)是使氢或含氢物质及空气中的氧通过燃料电池以产生电力，再以电力推动电动机，由电动机推动车辆，整个过程将氢的化学能转换为机械能。氢能源的最大好处是跟空气中的氧反应产生水蒸气之后排出，可有效减少燃油汽车造成的空气污染问题，现阶段下高速车辆、巴士、潜水艇和火箭已经在不同形式使用氢燃料，而燃料电池车一般在内燃机的基础上改良而成。目前燃料电池行业无论从技术储备还是商业模式仍处于积极探索中，技术上（电堆和整车技术）的可靠性和经济性都是制约燃料电池行业发展的瓶颈。

当前影响国内加氢站终端氢气售价的主要因素是氢气到站成本(占70%)，其中包括氢气成本和储氢、运氢成本。因此除降低储氢和运氢成本之外，如何获得低成本的氢源，将是实现终端加氢站运营经济性的关键。

图 1：燃料电池驱动车辆的原理



资料来源：toyota-global

目前国内用于外供氢气的氢能储备非常充足，但目前下游供氢体系尚处于萌芽探索阶段，几种制氢路线的经济性尚处验证之中。展望未来，由于负荷中心的集中区域华东地区煤炭总量指标控制严格，且中期内天然气供给仍将较为紧张，投资较重的化石燃料制氢（煤制氢和天然气重整制氢）作为定向的供氢路线，其可行性获得确认之前难以大规模推广；而水电解路线虽然可以实现分散式供氢，但其经济性取决于电力成本的降低，国内风电和光伏的弃电利用水平是制约该路线未来发展程度的关键。

从目前来看，国内化工副产氢的利用是燃料电池行业供氢的较优选择，国内氯碱、PDH和快速发展的乙烷裂解行业可提供充足的低成本氢气资源，且集中在负荷中心密集的华东地区，在对这些装置进行低强度的改造之后可同时解决燃料电池行业的供氢和副产氢高效利用的问题，未来化工副产集中式供氢+水电解分散式制氢将会是国内燃料电池行业供氢模式的发展方向。

表 1：不同制氢路线的经济规模和制氢成本等的比较

	化石燃料制氢		化工副产制氢				甲醇重整制氢	水电解制氢
	天然气重整	煤制氢	焦炉气副产	氯碱副产氢气	丙烷脱氢	乙烷裂解		
原料	天然气、水	煤炭、水	焦煤	原盐	丙烷	乙烷	甲醇、水	水
经济规模	1000-10000 Nm ³ /h	10000-10000 Nm ³ /h	假设焦炭厂装置规模为 100 万吨/年，可副产氢气 19178 Nm ³ /h	假设烧碱装置规模 20-100 万吨/年，副产氢气中除配套下游外剩余 40% 可外售，则氢气产量 2500-12500 Nm ³ /h	45 万吨 PDH 装置副产氢气除自用外可外售 1.5 万吨氢气，折合 19000 Nm ³ /h	125 万吨乙烯装置可副产 8 万吨氢气，折合 100000 Nm ³ /h	目前甲醇蒸汽重整-PSA 工艺最小模块 20 Nm ³ /h，最大单系列 3000 Nm ³ /h	单台电解槽制氢能力 <300 Nm ³ /h
已投产和在建产能的可实现供氢量	—	—	325 万吨	25.6 万吨	30.5 万吨	27.5 万吨	—	—
规划产能的可供氢量	—	—	—	—	>11.3 万吨	65.9 万吨	—	—
可供燃料电池车数量	—	—	2273 万辆	179 万辆	292 万辆	653 万辆	—	—
原料价格假设	2.2-3.5 元/Nm ³	400-800 元/吨	—	—	—	—	1800-3400 元/吨	—
制氢成本	1.04-1.48 元/Nm ³	0.83-1.13 元/Nm ³	1.19 元/Nm ³	1.3 元/Nm ³	0	0	1.79-2.78 元/Nm ³	>3 元/Nm ³

资料来源：《炼厂制氢工艺路线选择》，《化工管理》2018 年 5 月刊等，光大证券研究所测算

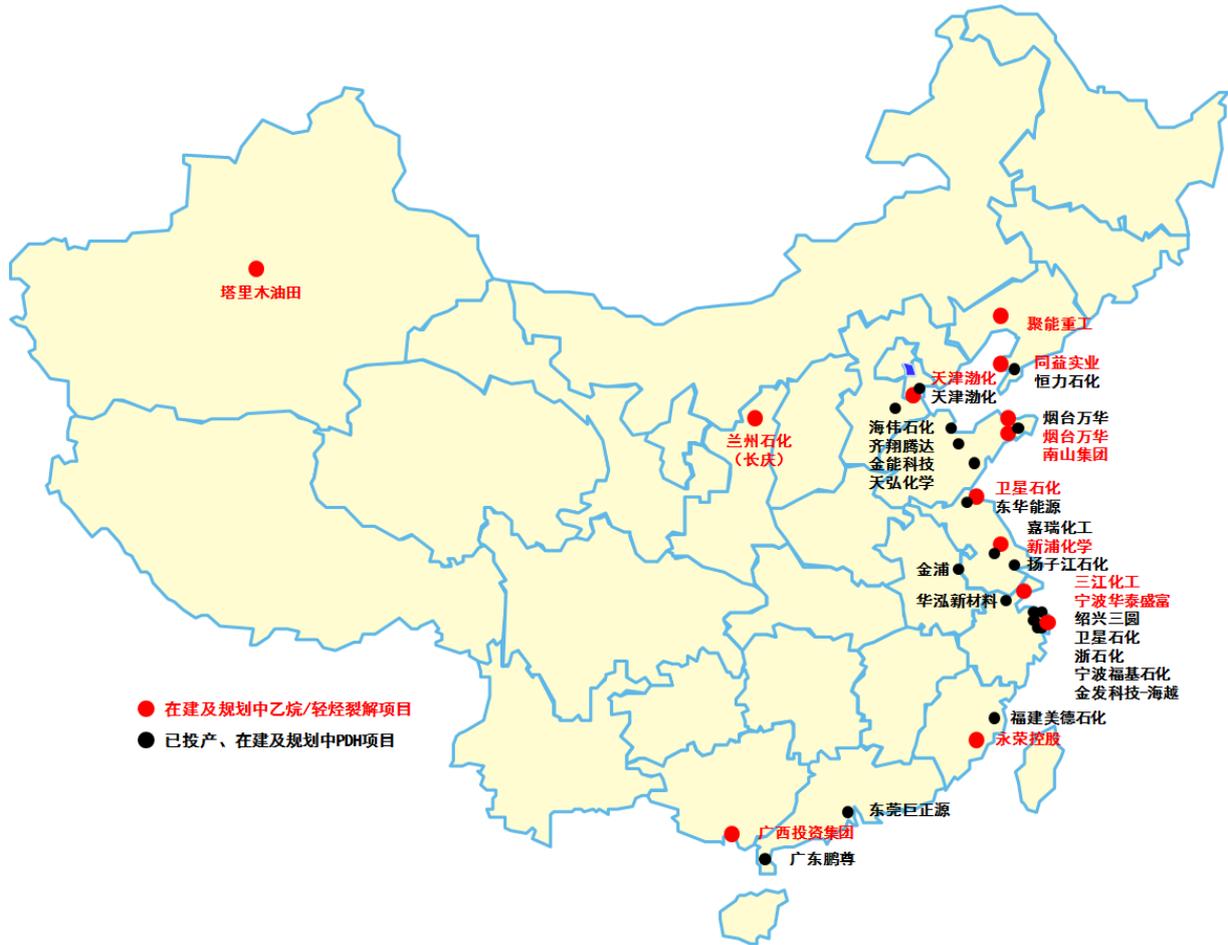
测算依据：乘用车年行驶里程数取值 1 万公里/年，燃料电池乘用车百公里耗氢 1.43Kg。

(1) 从出厂成本来看，焦炉气、氯碱、丙烷脱氢制丙烯和乙烷裂解制烯烃副产的粗氢气可以经过脱硫、变压吸附和深冷分离等精制工序后作为燃料电池车用氢源，成本远低于化工燃料制氢、甲醇重整制氢和水电解制氢等路线。

(2) 从副产的氢气量来看，国内焦化行业产能巨大，可副产氢气量较大，但由于焦化产能集中在山西、河北和山东等华北地区，距离长三角等负荷中心较远，且分离精制成本较高，而考虑到储氢和运氢后的综合成本与氯碱、丙烷脱氢和乙烷裂解制氢相比更是不占优势。

(3) 综合来看，现有的 PDH 产能约 588 万吨，考虑在建和前期准备中的产能，未来国内将合计拥有 915 万吨产能，可副产并外售 30.5 万吨氢气，可以满足约 213 万辆燃料电池车用氢量；而规划中的乙烷裂解产能达 1460 万吨，可以实现的外供氢气量达 93.4 万吨，规模更为巨大，可满足约 653 万辆燃料电池车用氢需求。此外丙烷脱氢和乙烷裂解装置基本上集中在沿海港口地区，通过进一步的低投资强度的精制工序，氢气中的总硫、CO 等杂质含量便可符合燃料电池用氢气标准，因此丙烷脱氢和乙烷裂解副产的氢气将是未来潜在最具优势的燃料电池车用氢源选择之一。

图 2：沿海氢源走廊



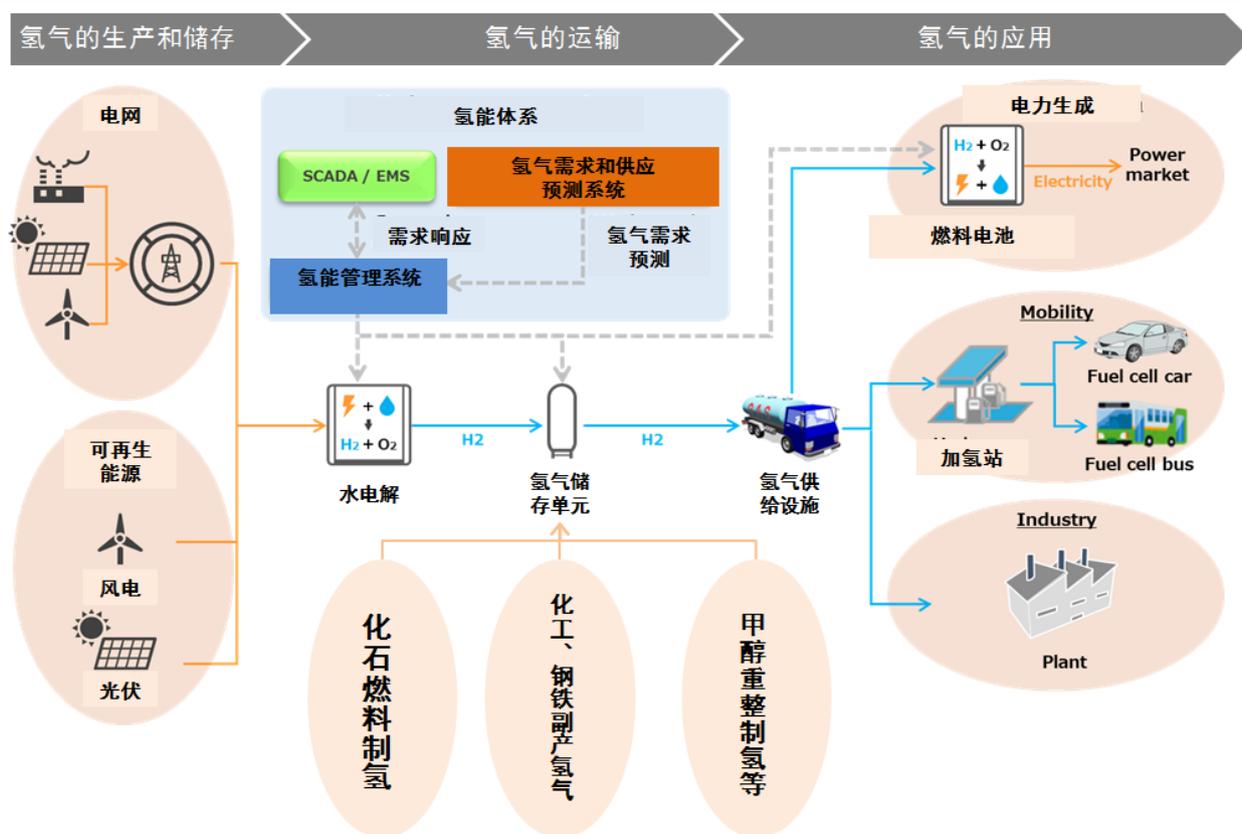
资料来源：卓创资讯，光大证券研究所整理

2、氢能体系和质子交换膜燃料电池的氢气标准

氢能作为二次能源，相比电力可实现跨地域和跨季节的优化配置，优化现有的电力能源系统；发展氢能燃料电池，有助于解决石油与天然气等的消费总量问题，降低国内消费的对外依存度；国内可再生能源氢资源丰富，发展水电解制氢利用弃水、弃风、弃光资源，可以实现可再生能源利用率的提高，从长期来看构建与可再生能源相补充的氢能体系是能源清洁化发展的重要方向，但从目前的实际情况来看燃料氢气的来源仍将多元化发展。

目前工业上生产氢气的技术已经非常成熟，化石燃料制氢、化工副产氢、水电解制氢、甲醇制氢各种路线均已经大规模商业应用，此外光电化学和生物制氢尚处于技术开发阶段。而从目前国内外加氢站的运营情况来看，目前供氢的方式主要分为两种：站内制氢和外供氢气。其中站内制氢主要是水电解制氢，该技术已经相当成熟并且在欧洲大多数加氢站获得应用；而外供氢气则是大规模的利用天然气重整制氢或者钢厂、化工厂副产氢气，在净化之后使用高压氧气瓶集束拖车运输至加氢站。

图 3：氢能体系的组成



资料来源：Toshiba，光大证券研究所整理

质子交换膜燃料电池汽车用氢气的标准

燃料电池将燃料中的化学能通过电化学反应直接转换为电能，按其电解质不同，可以分为质子交换膜燃料电池(PEMFC)、磷酸燃料电池(PAFC)、碱性燃料电池(AFC)、固体氧化物燃料电池(SOFC)和熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)等。目前燃料电池汽车主要使用质子交换膜燃料电池，因为其工艺相对简单、制造成本较低、应用范围广、启动速度快。质子交换膜燃料电池主要组成部分包括催化剂、质子交换膜、电极和双极板等，质子交换膜在发电时作为传递氢离子的介质，只允许氢离子通过，工作时相当于一个直流电源。由于催化剂一般使用金属铂和铂碳颗粒作为催化剂，因此对燃料氢气的规格和其中杂质含量有一定要求，其标准与工业氢气相比要求更为严格。

目前国际上燃料电池的氢气标准已经较为完善，但是国内尚未正式实施质子交换膜燃料电池用氢气的国家标准，现行的《氢气》国家标准经国家技术监督局批准发布并于 1996 年开始实施，定义纯度 99.99% 以下的氢气为工业氢，大于或等于 99.99% 的为纯氢，大于或等于 99.999% 的为高纯氢，大于或等于 99.9999% 的为超纯氢。

表 2：工业氢标准

项目	指标				
	优等品	一级品	合格品		
氢气的体积分数	10^{-2}	\geq	99.95	99.50	99.00
氧气的体积分数	10^{-2}	\leq	0.01	0.20	0.40
氮加氩的体积分数	10^{-2}	\leq	0.04	0.30	0.60

露点/°C	≤	-43	-	-
游离水/(ml/瓶)	≤	-	无	100

资料来源：中华人民共和国国家标准《氢气 第1部分 工业氢》GB/T3634.1-2006

注：（1）含量与纯度均为体积比；（2）水电解氢不规定氯含量

表 3：纯氢、高纯氢和超纯氢质量技术指标

项目			指标		
			超纯氢	高纯氢	纯氢
氢纯度	10^{-2}	≥	99.9999	99.999	99.99
氧含量	10^{-6}	≤	0.2	1	5
氩含量	10^{-6}	≤		供需商定	供需商定
氮含量	10^{-6}	≤	0.4	5	60
一氧化碳含量	10^{-6}	≤	0.1	1	5
二氧化碳含量	10^{-6}	≤	0.1	1	5
甲烷含量	10^{-6}	≤	0.2	1	10
水分	10^{-6}	≤	0.5	3	10
总杂质含量	10^{-6}	≤	1	10	-

资料来源：中华人民共和国国家标准《纯氢、高纯氢和超纯氢》GB/T3634.2-2011

国内燃料电池行业发展迅速，为了规范氢气中微量污染物的测试方法和指标，2017年12月全国氢能标准化技术委员会推动下，中国节能协会联合13单位起草并发布实施了燃料电池氢气的团体标准《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》，该标准规定了聚全氟磺酸类质子交换膜电池（PEMFC）汽车用燃料氢气的纯度、杂质含量要求及其分析试验方法等。2018年12月28日以上述标准为基础，国家市场监督管理总局和中国国家标准化管理委员会发布了燃料电池氢气的国家标准GB/T 37244-2018，并将于2019年7月1日正式实施。相比与工业氢标准和纯氢、高纯氢、超纯氢标准，用于质子交换膜燃料电池的氢气标准在总硫、总氯化物以及其他杂质的含量上指定了严格的标准。

表 4：GB/T 37244-2018 关于燃料氢气的技术指标

项目名称	指标
氢气纯度（摩尔分数）	99.97%
非氢气体总量	300 μ mol/mol
单类杂质的最大浓度	
水（H ₂ O）	5 μ mol/mol
总烃（按甲烷计）	2 μ mol/mol
氧（O ₂ ）	5 μ mol/mol
氦（He）	300 μ mol/mol
总氮（N ₂ ）和氩（Ar）	100 μ mol/mol
二氧化碳（CO ₂ ）	2 μ mol/mol
一氧化碳（CO）	0.2 μ mol/mol
总硫（按H ₂ S计）	0.004 μ mol/mol
甲醛（HCHO）	0.01 μ mol/mol
甲酸（HCOOH）	0.2 μ mol/mol
氨（NH ₃ ）	0.1 μ mol/mol
总卤化合物（按卤离子计）	0.05 μ mol/mol
最大颗粒物浓度	1mg/Kg

当甲烷浓度超过2 μ mol/mol时，甲烷、氮气和氩气的总浓度不准许超过100 μ mol/mol。

资料来源：北极星储能网

3、不同的制氢路线：化工副产+水电解制氢或将是未来供氢模式的终极选择

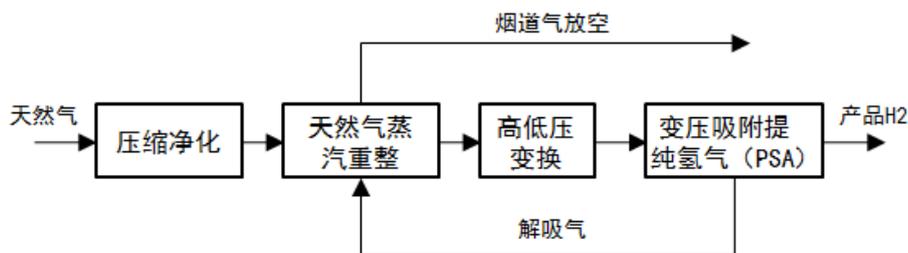
3.1、化石燃料制氢：已广泛应用于合成氨和炼厂加氢等大规模工业制氢

氢气的工业应用广泛，除作为化工原料用于合成氨、甲醇生产以及炼油时的加氢反应之外，在电子、冶金、食品加工、玻璃、精细化工合成、航空航天等领域也有应用。目前全球氢气的最大下游仍是生产合成氨，而基于环保的要求，国内外对汽柴油标准不断提升，炼油过程的加氢裂化和加氢精制过程，也需要消耗大量的氢气，炼油厂重整单元副产的氢气无法满足加工原料重质化趋势下的加氢需求，炼厂普遍需要配套独立的制氢装置。在国外，这些合成氨和炼厂的制氢装置大多采用天然气或者轻油作为重整原料，而在国内，随着新型气流床煤气化技术的成熟，普遍采用煤制合成气装置来制备并分离提纯氢气。

天然气重整制氢流程与生产成本分析

目前工业用氢中大部分是通过化石燃料的二次处理得到的，可通过蒸汽重整、氧化重整和自热重整等处理烃类或醇类，其中蒸汽重整应用最为广泛。重整产品中除氢气外还包括 CO、CO₂ 等杂质气体，必须通过净化工艺除去杂质气体，才能不影响燃料电池的正常使用。以天然气制氢的过程为例，在一定的压力和高温及催化剂作用下，天然气中烷烃和水蒸汽发生化学反应。转化气经过沸锅换热、进入变换炉使 CO 变换成 H₂ 和 CO₂。再经过换热、冷凝、汽水分离，通过程序控制将气体依序通过装有 3 种特定吸附剂的吸附塔，由变压吸附 (PSA) 升压吸附 N₂、CO、CH₄、CO₂，提取产品氢气。

图 4：天然气制氢流程



资料来源：《炼厂制氢工艺路线选择》，于大伟，《化工管理》2018 年 5 月刊

表 5：不同价格下的天然气制氢成本分析

	天然气价格 (元/m ³)	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
分项成本 (元/标立)	天然气	0.50	0.67	0.84	1.01	1.17	1.34	1.51	1.68	1.84	2.01
	辅助原料	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	燃料动力消耗	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	直接工资	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	制造费用	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	财务及管理 费用	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
体积成本 (元/标立)		0.8068	0.81	0.97	1.14	1.31	1.48	1.64	1.81	1.98	2.15

折吨成本 (元/吨氢气)	9036.16	9036.16	10913.28	12790.40	14667.52	16544.64	18421.76	20298.88	22176.00	24053.12
--------------	---------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

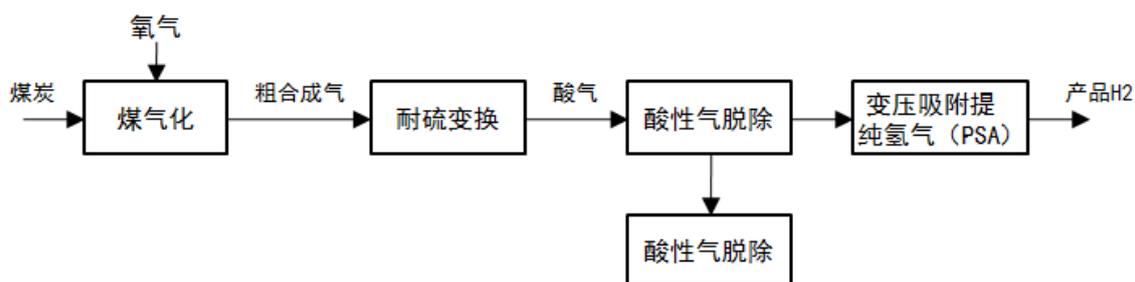
资料来源：光大证券研究所测算

注：假设独立制氢装置规模为 9 万 NM³/hr，天然气重整制氢装置建设投资 6 亿元

天然气重整制氢流程与生产成本分析

国内基于富煤缺油少气的资源结构，煤制氢成为目前制取工业氢的主流路线，煤制氢包括以下几个单元：煤气化、一氧化碳耐硫变换、酸性气体脱除、硫回收、变压吸附提氢(PSA)等。煤制氢以煤和氧气为主要原料，通过气化反应制取粗合成气，通过变换工艺把粗合成气中的 CO 转化为 H₂，变换气再经酸性气体脱除工艺脱除 CO₂、H₂S 和 COS 等，净化气送至 PSA 进行提纯，生产出氢气产品，而 H₂S 和 COS 进硫回收装置制硫磺或硫酸。

图 5：煤制氢工艺流程



资料来源：《炼厂制氢工艺路线选择》，于大伟，《化工管理》2018 年 5 月刊

已建的大型炼厂煤制氢装置中，除个别装置采用干煤粉气流床气化技术外，多采用水煤浆气流床气化技术，水煤浆气化的优势在于：（1）原料适应性好，水煤浆气化可以气化烟煤、次烟煤和部分石油焦；（2）制氢压力高，与后续系统需求压力匹配性好；（3）产品匹配性好，气化合成气中氢气含量高；（4）单台炉投资低，设置备炉可确保气化连续供氢。

表 6：不同价格下的煤制氢成本分析

	煤炭价格 (元/吨)	350.00	400.00	450.00	500.00	550.00	600.00	650.00	700.00	750.00	800.00
分项成本 (元/标立)	煤炭	0.26	0.30	0.34	0.38	0.42	0.45	0.49	0.53	0.57	0.60
	氧气	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
	辅助原料	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
	燃料动力消耗	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	直接工资	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	制造费用	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	财务及管理费用	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
体积成本 (元/标立)		0.8068	0.79	0.83	0.87	0.91	0.94	0.98	1.02	1.06	1.10
折吨成本 (元/吨氢气)		9036.16	8886.58	9309.69	9732.80	10155.91	10579.02	11002.13	11425.24	11848.36	12271.47

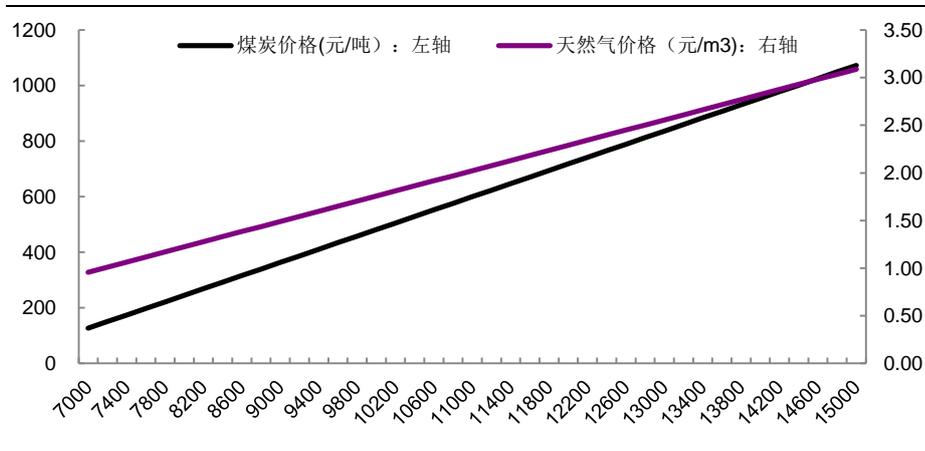
资料来源：光大证券研究所测算

注：假设独立制氢装置规模为 9 万 NM³/hr，水煤浆制氢装置建设投资 12.4 亿元

随着煤化工技术的进步，利用煤制氢已经是技术成熟、环境友好的生产方式，但相较于天然气制氢工艺，煤制氢有更多的“三废”排放。天然气制氢的特点在于流程短，投资低，运行稳定，但由于天然气价格相对较高，制氢成本高。煤制氢的特点在于流程长，投资高，运行相对复杂，因煤炭价格相对较低，制氢成本低。当制氢规模低于 6 万 Nm³/h 时，煤制氢的氢气成本中固定资产折

旧成本高，与天然气制氢相比没有优势，但当制氢规模大于 6 万 Nm³/h，煤制氢成本中固定资产折旧成本较低，其氢气成本具有竞争能力。制氢规模越大，煤制氢路线的成本优势越明显。

图 6：煤制氢和天然气制氢成本比较分析



资料来源：光大证券研究所测算，横轴为煤制氢/天然气制氢成本（元/吨）

天然气制氢路线的制氢成本受天然气价格的变化影响较大，天然气价格上涨 0.5 元/Nm³ 时，制氢成本提升约 1850 元/吨。而煤制氢路线的制氢成本随着煤炭价格的变化影响较小，煤炭价格上涨 100 元/吨时，制氢成本仅提升约 800 元/吨，由于煤炭价格的波动幅度远较天然气小，所以从原料价格的上涨趋势看，煤炭制氢的价格抗风险能力也要优于天然气。

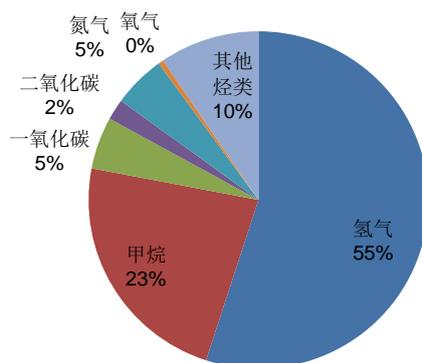
3.2、化工副产制氢：氯碱和轻烃利用(PDH 和乙烷裂解) 副产制氢可行性较高

除了以直接制氢为目的的煤制氢和天然气制氢外，目前国内部分化工装置也副产大量的氢气，这些氢气也可以作为燃料电池用氢的稳定来源。除了炼厂的重整装置副产大量氢气并自供之外，乙烯装置、氯碱装置和焦炭装置均副产大量的氢气，由于下游耗氢化工产品的市场体量较小，且主要集中在苯胺、己内酰胺和双氧水等行业，大量副产的氢气无法消化，只能作为燃料气使用。燃料电池行业实现规模化之后可以考虑对这些化工副产氢气进行高水平的利用。

3.2.1、焦炉气制氢：规模较大，但产能集中在北方，易受环保限产影响

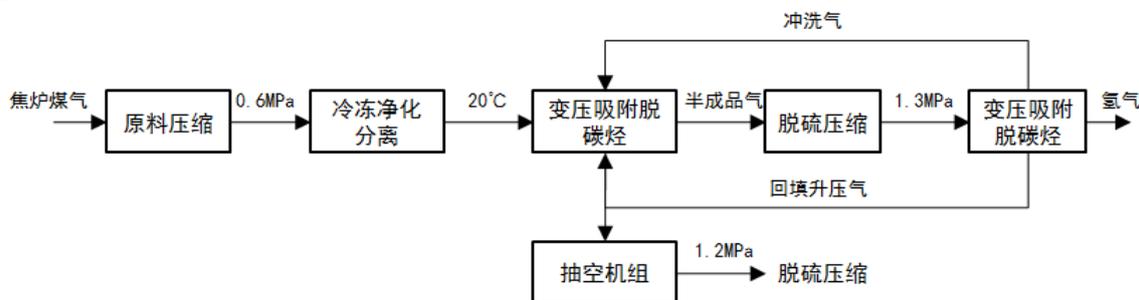
焦炉气是焦炭生产过程中的副产品，通常生产 1 吨焦炭可副产 420Nm³ 焦炉气。一焦炉煤气组成中含氢气 55—60%(体积)、甲烷 23—27%、一氧化碳 6-8%等，将其中的萘、硫等杂质去除之后，使用变压吸附装置可以将焦炉煤气中的氢气提纯。以年产 100 万吨的焦炭企业为例，可副产焦炉气 4.2 亿 Nm³，按 2.5 Nm³ 焦炉气提 1.0 Nm³ 氢气计，可制取 1.68 亿 Nm³ (1.512 万吨) 氢气。2018 年国内焦炭产量约为 4.3 亿吨，理论上可提纯副产氢气量超过 650 万吨/年。

图 7：焦炉煤气中的气体组成（体积组成）



资料来源：国家煤炭工业网，光大证券研究所整理

图 8：焦炉气制氢工艺流程

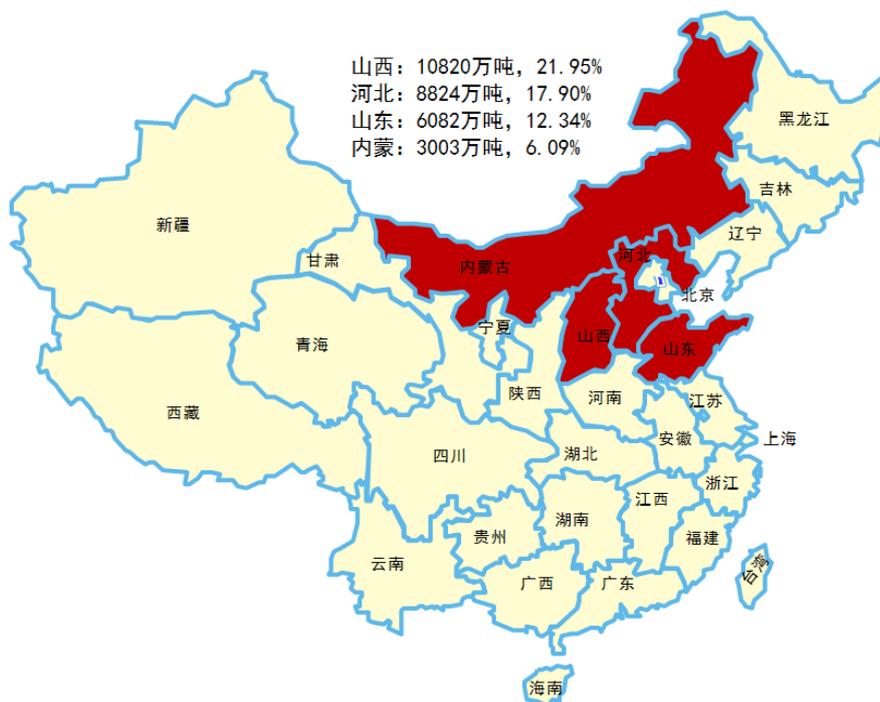


资料来源：《焦炉煤气制氢工艺及问题讨论》，王军亮等，《燃料与化工》2011 年第 42 卷第 2 期

近年来由于环保要求趋严，大部分焦炭装置副产的焦炉煤气下游都配套了深加工装置，用来作为合成氨、甲醇、LNG、合成气制烯烃、合成气制乙二醇等装置的原料。部分钢厂配套建设的焦化厂，少数企业经变压吸附装置提纯氢气，作为冷轧厂等生产过程的保护气或作为商品气出售。除了上述应用途径之外，仍有 50%左右的焦炉煤气作为城市煤气或企业自身燃料回炉助燃，因此理论上全国焦化行业可以提供 325 万吨副产氢气用来满足燃料电池需求。

考虑到焦炉煤气中杂质含量较大，且组成较为复杂，需设计较复杂的净化流程以生产出满足燃料电池用的合格氢气。但是焦炉气制取氢气应用于燃料电池行业的最大障碍来自于焦化产能的集中区域与燃料电池行业负荷中心分布的错配，目前山西、河北和山东是焦炭产能的前三省份，2018 年三省份合计产能占国内总焦炭产能的 52%，而国内产能的 80%以上集中在北方地区，华南和西南焦化产能很少，且大部分集中在钢企手中。

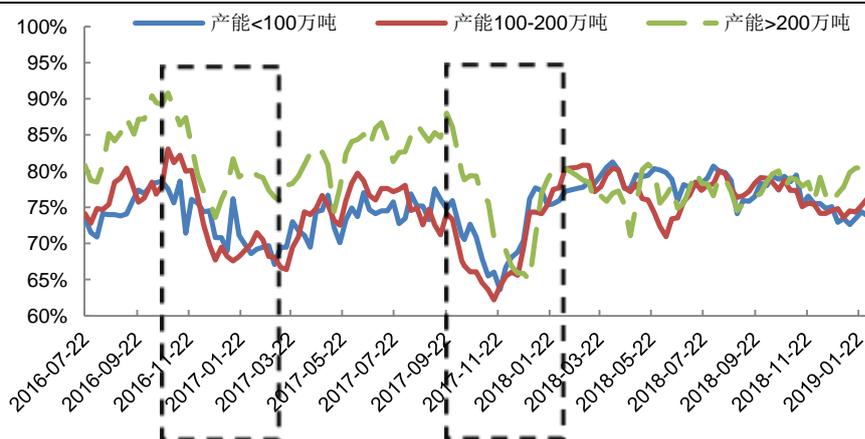
图 9：中国焦炭产能集中分布在山西、河北、山东和内蒙等北方地区，远离华东加氢负荷中心（2018 年）



资料来源：百川资讯，光大证券研究所整理

除了焦化产能的分布存在较强的地域性限制之外，焦化行业也面临着来自环保端的巨大压力，2016 年以来环保监管日益强化下焦炭限产已经成为常态，由于重点督察的“2+26”个城市所在省份合计焦炭产量在全国总产量中占比超过 45%，因此在冬季开工受限时如何保证氢源的稳定供应仍存在不确定性。

图 10：国内焦化行业开工在取暖季受环保限产影响



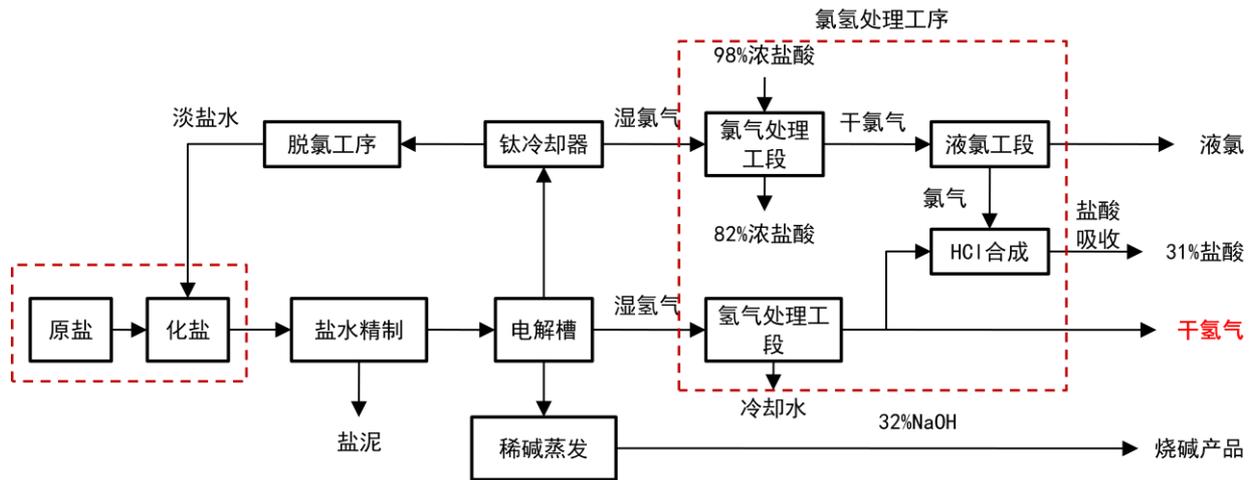
资料来源：WIND，光大证券研究所整理

3.2.2、氯碱副产氢气提纯成本低，且接近负荷中心，是燃料电池氢源的较优选择

烧碱行业在电解食盐水生产烧碱的过程中副产大量的氢气，国内烧碱产能从 2008 年的 2472 万吨快速增长至 2018 年的 4075 万吨，尽管受到氯碱平衡的制约，2018 年烧碱产量同比略有下滑，但仍高达 3410.7 万吨的较高水平。离子膜烧碱装置每生产 1 吨烧碱可副产 280Nm³ (0.025 吨) 氢气，理论上烧

碱行业副产氢气量约为 85.3 万吨，尽管大型氯碱装置多数配套盐酸和聚氯乙烯装置，以平衡氯气并回收利用副产氢气，但是仅有 60% 左右得到回收以生产盐酸、氯乙烯单体和双氧水等，其余氢气除少量经氢压站压缩后用钢瓶外送之外，大部分氢气都被用作锅炉燃料或者直接放空，由于用作燃料时和同热值燃煤（假设 5500KCal 标煤价格为 550 元/吨）相比其价值仅为 0.18 元/Nm³ 左右，因此 30% 以上的氢气被低水平利用或直接浪费掉，理论上全国氯碱行业可以提供 25.6 万吨副产氢气用来满足燃料电池需求。

图 11：离子膜烧碱装置副产氢气的工艺流程



资料来源：光大证券研究所整理

离子膜法生产的氯碱氢非常适合作为低成本的燃料电池氢源

催化剂是质子交换膜燃料电池（PEMFC）膜电极（MEA）的关键材料，直接影响到放电性能和寿命，由于 PEMFC 工作温度不足 100 度，对催化剂活性有较高要求，尽管国内外对低铂与非铂催化剂进行了大量研发工作，但是目前铂催化剂仍是最理想的和唯一成功商业化的膜电极催化剂。铂金价格昂贵，且易受燃料氢气中的一氧化碳和硫等物质污染而失活，进而会导致电堆寿命缩减，为了提高铂系催化剂的使用寿命，如何获得高纯度的氢源显得至关重要。

目前包括天然气重整和煤气化在内的化石燃料制氢尽管适用于大规模工业制氢，但是工艺复杂、投资较大且能耗较高；焦炭行业副产的焦炉气中虽有大量氢气可供提纯，但焦炉气中氢气含量（vol）仅有 55%，且伴生大量一氧化碳和硫化物，因此氢气提纯和精制成本相对较高。而国内氯碱行业目前基本上全部采用离子膜电解路线，副产氢气的纯度一般在 99% 以上，一氧化碳含量较低且无化石燃料中的有机硫和无机硫，因此纯化成本相对较低，目前氯碱厂用于双氧水生产、制药、电子和石英加工的回收氢气成本仅约 1.3 元/Nm³。而从规模上看，一套 40 万吨/年的烧碱装置每年除供下游盐酸和 PVC 装置用氢外，仍可外供 0.3 万吨氢气。

表 7：氯碱氢的组成中，氢气纯度高，CO 含量较低，且基本不含硫

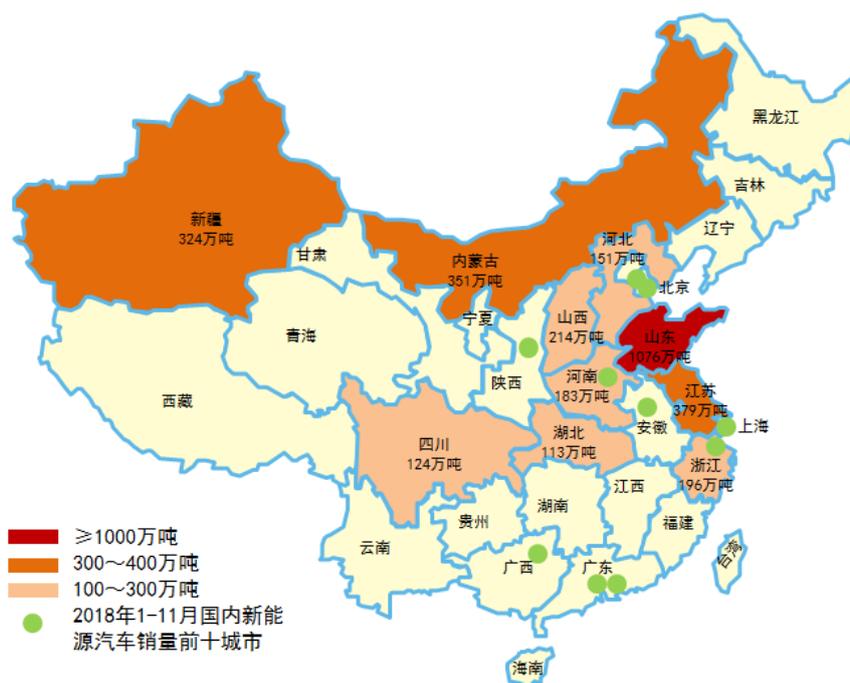
氢纯度	杂质含量							
	O ₂	N ₂	CO	CO ₂	CH ₄	H ₂ O	Cl ⁻	Cl ₂
10 ⁻²								
≥99	3700	2400	4.8	46	45	6000	≤1	≤0.01

资料来源：《低温与特气》2013 年第 4 期，《用氯碱氢生产各种规格氢气产品工艺综述》

国内氯碱产能分散，更为接近燃料电池下游负荷中心

如同世界许多地区的能源资源与能源消费中心往往呈逆向分布，未来燃料电池行业发展同样面临低成本的氢源远离负荷中心的问题。目前国内新能源汽车发展较快的城市集中分布在华东和华南地区，乘联会数据显示 2018 年新能源汽车销量前十城市份额占比约 54.7%，未来燃料电池汽车发展仍将发端并集中在上述地区。在目前的化工副产制氢路线中，氯碱产能集中分布在山东、江苏、浙江、河南和河北等省份，可较好覆盖与辐射京津冀与长三角等潜在负荷中心，是未来低成本氢源的较优选择。

图 12: 2018 年国内烧碱产能 ≥100 万吨的省份



资料来源：百川资讯，中国乘联会，光大证券研究所整理

3.2.3、丙烷脱氢和轻烃裂解同样是燃料电池氢源的重要选项

而除了氯碱行业副产氢气之外，北美页岩油气革命之后国内轻烃资源利用项目高速发展，来自 PDH 和轻烃裂解副产的氢气在未来也将有望成为国内燃料电池车用供氢的重要来源，以 PDH 装置副产氢气为例，粗氢气的纯度已经高达 99.8%，而其中 O₂、H₂O、CO 和 CO₂ 的含量与燃料电池用氢气规格较为接近，仅总硫含量超出，但轻烃的原料属性决定其杂质含量远低于煤制氢、天然气制氢和焦炉气制氢，仅需较小的成本对其净化便可用作燃料电池的稳定氢源使用。此外国内已建成和在建、规划中的轻烃资源利用项目均分布在华东和华南的沿海港口地区，可以完美的辐射燃料电池下游负荷中心，降低氢气运输的成本。

表 8: 丙烷脱氢装置副产氢气的规格

指标名称	单位	指标数值
H ₂	vol%	≥99.8
N ₂ +甲烷	ppm vol	平衡
CO+CO ₂	ppm vol	≤1

O ₂	ppm vol	≤5
水	ppm vol	≤10
总硫	ppmw	≤1

资料来源:《60万吨/年丙烷脱氢工艺说明》,光大证券研究所整理

目前国内已投产装置合计产能约 558.5 万吨,而考虑在建和前期准备中的产能,未来国内将合计拥有 915 万吨 PDH 产能,按照可副产并外售 30.5 万吨氢气的量,可以满足约 213 万辆燃料电池车用氢量;此外国内目前在建和规划中的约 1460 万吨乙烷裂解和轻烃裂解产能,按照副产可外售 93.4 万吨的氢气外售量,可满足约 653 万辆燃料电池车用氢需求。

表 9: 国内已投产和在建 PDH 装置统计

PDH 装置	产能 (万吨)	投产或计划投产时间
天津渤化	60	2013 年 10 月
卫星石化一期	45	2014 年 8 月
宁波海越	60	2014 年 9 月
绍兴三圆	45	2014 年 9 月
东华能源 (扬子江石化)	60	2015 年 5 月
京博石化	13	2015 年 5 月
万华化学	75	2015 年 8 月
神驰化工	20	2015 年 12 月
海伟集团	50	2016 年 7 月
齐翔腾达	10	2016 年 8 月
宁波福基石化	66	2016 年 10 月
东明石化	9.5	2017 年 7 月
卫星石化二期	45	2018 年底
浙石化	60	2019 年 6 月投产
恒力	45	2020 年 6 月投产
福建美德石化	80	2019 年初投产
东莞巨正源	60	2019 年初中交
宁波福基石化二期	66	2019 年下半年
广东鹏尊	45	2019 年投产
合计	914.5	

资料来源:卓创资讯等,光大证券研究所整理

表 10: 国内规划中的 PDH 装置统计

PDH 装置	产能 (万吨)	投产或计划投产时间
金能科技	90	拟投资
嘉瑞化工	45	拟投资,环评公示
华泓新材料	45	环评通过
金浦	90	南京规划
天弘	25	规划中
齐翔腾达	45	拟投资
东华 (宁波三期、连云港基地等)		拟投资
合计	>340 万吨	

资料来源:中化新网等,光大证券研究所整理

表 11: 国内在建乙烷 (混合轻烃) 裂解制乙烯项目

公司	产能	项目地点	投产时间
----	----	------	------

	(万吨, 按乙烯计)		
新浦化学	65 (混合轻烃)	江苏泰兴	在建, 预计 2019 年
卫星石化	125	江苏张家港	在建, 预计 2020 年底
塔里木油田	60	新疆	已开工
烟台万华	100 (混合轻烃)	山东烟台	在建, 预计 2020 年底
兰州石化 (长庆)	80	甘肃兰州	已开工
合计	430 万吨		

资料来源:《现代化工》2018 年第 38 卷第 10 期, 光大证券研究所整理

表 12: 国内规划中的乙烷 (混合轻烃) 裂解项目

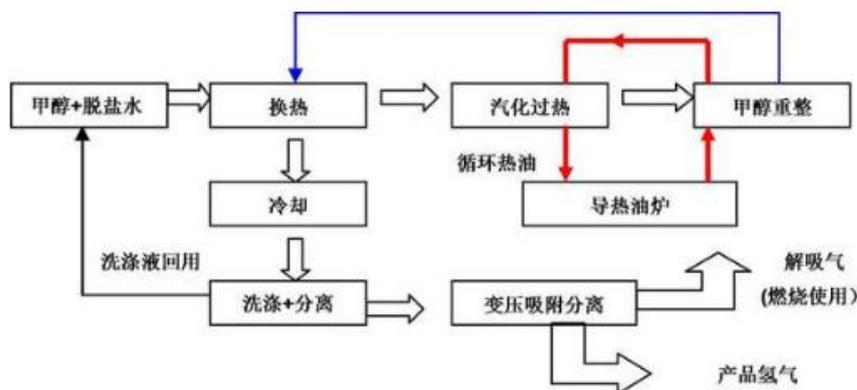
公司	产能 (万吨, 按乙烯计)	项目地点	投产时间
宁波华泰盛富	60 (混合轻烃)	浙江宁波	规划
天津渤化	100	天津	规划
广西投资集团	120	广西钦州	规划
南山集团	200	山东烟台	规划
聚能重工	200	辽宁锦州	规划
永荣控股	150	福建莆田	规划
三江化工	100 (混合轻烃)	浙江嘉兴	规划
同益实业	100	辽宁大连	规划
合计	1030 万吨		

资料来源:《现代化工》2018 年第 38 卷第 10 期, 光大证券研究所整理

3.3、甲醇重整制氢: 已经实现工业化, 可作为站内制氢路线

尽管我国工业氢气制取技术相对成熟, 但燃料电池用氢气纯化仍处于起步中, 考虑到外供氢气之前的提纯成本和送至加氢站的运输成本, 化工规模化制氢路线存在其局限性, 甲醇制氢等站内制氢方案在燃料电池领域得以推广。工业上甲醇制氢主要通过蒸汽重整来实现, 该路线氢收率高, 能量利用合理, 过程控制简单, 已获得大规模的工业应用。

图 13: 甲醇重整联合 PSA 制氢流程



资料来源: 蜀泰催化技术

甲醇水蒸气重整制氢在二十世纪 70 年代由 Johnson-Matthey 开发而成, 工业化后的甲醇重整制氢工艺使用甲醇和脱盐水为原料, 在 220~280°C 下催化发生重整反应, 甲醇的单程转化率可达 99% 以上, 氢气的选择性高于 99.5%,

转化气中除了氢和二氧化碳以外仅有微量甲烷和一氧化碳，通过变压吸附后可获得纯度为 99.999% 的氢气，一氧化碳的含量低于 5ppm。上述装置已经广泛使用于航空航天、精细化工、制药、小型石化、特种玻璃、特种钢铁等行业。利用甲醇水蒸汽重整制氢规模一般在 20Nm³/h~3000Nm³/h 之间，属中小规模的氢气需求，获得的氢气成本为 2.2 元/ Nm³ 左右。由于该路线可以实现零排放，因此采用甲醇水蒸汽重整制氢为氢燃料电池汽车建立现场制氢的加气站是非常好的选择。

表 13: 甲醇水蒸气重整制氢 (99.999%) 的成本分析

	甲醇价格	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3400
分项成本 (元/1000NM ³)	甲醇	992	1116	1240	1364	1488	1612	1736	1860	1984	2108
	其他原料和催化剂	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8
	公用工程	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5
	人工费用	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	维修及折旧	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
综合体积成本 (元/Nm ³ 氢气)		1.66	1.79	1.91	2.04	2.16	2.28	2.41	2.53	2.66	2.78
折吨成本 (元/吨氢气)		18629	20018	21407	22795	24184	25573	26962	28351	29739	31128

资料来源：西南化工研究设计院，光大证券研究所整理

注：假设独立制氢装置规模为 1000NM³/hr

3.4、水电解制氢：充分利用废弃的可再生能源

电解水制氢最清洁、最可持续的制氢方式，并将成为燃料电池发展中最具潜力的制氢方法之一。当前制氢技术比较发达的日本，主要采用的制氢方法就是电解水制氢，日本主要的制氢产能主要来自于电解水制氢，该方式的制氢产能占总制氢产能的 63%，而化石原料制氢、化工原料制氢、工业尾气制氢的制氢产能占比都比较小。电解水获得的氢气纯度较高，可以直接用于燃料电池汽车，但是目前电解水制氢受制于较高的成本而难以大规模运用。目前制取一立方米氢气大约需要 4.8~5 度电，即使用谷电制氢最终成本也在 3 元/立方米左右。如果将弃风弃水的电量充分利用起来，用于电解水制氢，将有利于电解水制氢产业的发展。

国内弃水、弃风、弃光资源丰富，2017 年中国弃风、弃光、弃水量分别达到 419 亿千瓦时，73 亿千瓦时、515 亿千瓦时；其中弃风、弃光率分别达到 12%、6%。2018 年 12 月，国家发改委与国家能源局联合印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，文件指出将确保弃风率和弃光率均控制在低于 5% 的水平，并探索可再生能源富余电力转化为热能、冷能、氢能，实现可再生能源多途径就近高效利用。

总体来看，现阶段下可选的制氢途径多样，而且氢气供给也足以推动燃料电池汽车的发展，但是我国氢能供给体系尚未形成，未来国内氢能行业发展将会以燃料电池车辆负荷中心为核心，从工艺和成本的角度结合考虑，一方面利用化工资源大力发展规模化的制氢-储氢-供氢，另一方面利用废弃的可再生能源或甲醇蒸汽重整路线发展分散式的供氢站，将是发展国内氢能供给体系的最佳选择。

4、投资建议

从目前来看，我们认为利用国内化工副产氢是燃料电池行业氢源的较优选择，国内氯碱、PDH 和快速发展的乙烷裂解行业可提供充足的低成本氢气资源，且集中在负荷中心密集的华东地区，在对这些装置进行低强度的改造之后可同时解决燃料电池行业的供氢和副产氢高效利用的问题，未来化工副产集中式供氢+水电解分散式制氢将会是国内燃料电池行业供氢模式的发展方向。

我们推荐已涉足前端氢源的公司鸿达兴业和具有电解水制氢工程业绩的新奥股份，建议关注滨化股份和华昌化工，此外根据我们测算的理论可外供气量，建议关注副产氢丰富、具备进军燃料电池氢源潜力的卫星石化、东华能源和万华化学等。

表 14：相关化工上市公司氢源比较

	滨化股份	鸿达兴业	华昌化工	卫星石化	万华化学	东华能源	新奥股份
涉足环节	前端氢源、加氢站	前端氢源、加氢站	前端氢源、加氢站	—	—	前端氢源、加氢站	电解水制氢工程
氢气来源	氯碱副产	氯碱副产、电解水制氢	煤制氢	PDH、乙烷裂解	PDH、丙烷裂解	PDH	—
理论副产氢气量 (光大证券研究所测算)	1.6 万吨	0.75 万吨/年氯碱副产+400Nm ³ /h 电解水制氢	—	3 万吨/年 PDH 副产氢+16 万吨乙烷裂解副产氢	丙烷裂解制乙烯可外供约 3.4 万吨氢气	5 万吨	—

资料来源：WIND，光大证券研究所整理

4.1、鸿达兴业：布局加氢站的氯碱龙头

鸿达兴业股份有限公司的主营产品及服务包括：PVC、PVC 制品；电子交易平台，提供塑料等大宗工业原材料电子交易、现代物流及信息技术等服务；土壤调理剂等环保产品，并提供土壤治理等环境修复工程服务。公司以广州为总部，在广州、扬州、乌海设有三个研发中心，生产基地主要分布在江苏省和内蒙古，业务覆盖广东、内蒙古、江苏、新疆等省区。

氯碱龙头企业之一，PVC、烧碱、电石继续扩能

公司氯碱业务主要由全资子公司乌海化工、中谷矿业开展，依托西北地区丰富的资源，公司已形成“资源能源—电石—PVC/烧碱—副产品综合利用及土壤调理剂—PVC 新材料—电子交易综合业务”的一体化循环经济产业链，目前具备 PVC 产能 70 万吨/年、烧碱 70 万吨/年、电石 112 万吨/年，位居国内前列。

公司筹划可转债筹划发行中，预计规模不超过人民币 24.5 亿元，募集资金将由于中谷矿业二期项目，也就是新建 30 万吨/年 PVC、30 万吨/年烧碱以及 50 万吨/年电石产能，项目建成后公司的行业地位将进一步提升。

除 PVC 外，公司也从事 PVC 相关制品生产，正在研发建造 PVC 生态屋，PVC 生态屋可以发挥绿色环保、舒适节能、抗震减灾、建设周期短等诸多优势，是经济、适用、美观、环保的绿色建筑。公司响应国家关于推广绿色建筑和建材的政策号召，大力发展 PVC 生态屋，开发三合一墙板等环保材料，助力新型城镇化建设和棚户区、旅游景区、汽车宿营地、农家乐、家庭菜园的建设。

拥有国内唯一的塑料电子交易所

公司全资子公司塑交所是全国唯一一家塑料现货电子交易所，其运用先进的互联网技术，为塑料行业上下游企业提供公开、透明、高效的交易平台，面

向国内外行业企业提供电子交易、仓储物流、信息技术等一系列完善配套服务。塑交所创立的“塑交所·中国塑料价格指数”是塑料行业的价格风向标。

积极推广土壤调理剂、土壤修复服务

公司自主研发的土壤调理剂系列产品，主要用于治理酸性、碱性和盐碱化土壤，提升耕地质量，从而有效提高农产品的产量和品质，公司此块业务主要由子公司西部环保开展。

西部环保已在内蒙古鄂尔多斯市、乌海市等地区通过流转土地建设了土壤修复示范基地，在对前期流转土地进行土壤改良后，示范种植了水稻、小麦、油菜等农作物，土壤改良和示范种植取得较好效果。同时，西部环保已在新疆、云南、广东、海南、广西等省份建设营销网点，通过订货会、展会、网络和电视媒体宣传等方式，面向农业公司、种植大户开展市场推广工作，并持续向客户提供土壤修复技术指导。

同时公司下设广东地球土壤研究院，致力于研究开发土壤防治与修复技术，储备土壤改良产品和技术，拓展土壤改良应用领域，打造完备的土壤修复产业链。2018年公司土壤调理剂实现销售收入8129万元，毛利率达到65.73%。

锐意进取，切入加氢站建设

公司近期公告将由子公司乌海化工在内蒙古乌海市海南区拉僧庙海化工业园建设加氢站，该加氢站加注能力包含35MPa和70MPa两种气体加注方式，同时设置液氢储罐，日氢气加注量为300千克，年加注量为108吨，建设期约12个月，预计2019年12月底建成。

公司切入加氢站建设的想法由来已久，乌海化工氯碱产品生产过程中有大量电解制氢气用于生产需要，并且存在氢气富余的情况，同时乌海化工于2016年投产建成400Nm³/h的电解水制氢站，为提高资源能源利用效率，近年来乌海化工通过整合公司产业优势，加大氢气的存储及应用研究。

未来进一步提高自身的技术实力，公司2019年2月18日又与北京航天试验技术研究所签订了《氢能项目合作协议》，旨在从氢能技术研发、装备研制推广等方面开展合作，共同分享市场利益、规避市场风险，利用各自的优势将氢能产业做大做强。

公司在加氢站项目上的远期规划是拟在乌海市海勃湾区建设3座加氢站、在乌海市海南区建设3座加氢站、在乌海市乌达区建设2座加氢站，共计规划建设加氢站8座。预计一座加氢站年均营业收入为1080万元，年均利润总额563万元，所得税后净利润422万元。

盈利预测和投资建议

关键假设：

根据wind数据，2018年房屋新开工面积同比增速高企，但竣工面积增速同比负增长，假设2019年竣工面积同比增速回暖，PVC需求量稳定增长，公司此项业务2018-2020年营收增速分别为3.3%、2%、2%，毛利率分别为23%、23%、23%；公司土壤改良剂、土壤修复业务经过多年的市场推广，假设2020年此项业务开始放量，2019年此项业务营收增长20%、2020年增长50%，毛利率分别为65%、65%；公司中谷矿业二期项目进展顺利，

2021 年开始贡献业绩；公司加氢站建设进展顺利，首座加氢站 2020 年开始贡献业绩，一座加氢站的年均利润为 400 万元。

表 15：鸿达兴业营收拆分及增速预测

	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入增速	6.2%	-4.5%	4.6%	6.1%
PVC	15.2%	3.3%	2.0%	2.0%
烧碱	84.7%	5.3%	5.0%	5.0%
土壤改良剂	1.1%	-41.0%	20.0%	50.0%
PVC 制品	-24.4%	-19.0%	20.0%	20.0%
营业收入 (万元)	654062.6	624433.5	653095.0	692999.2
PVC	343,882.4	355,230.6	362335.2	369581.9
烧碱	132,826.9	139,866.7	146860.0	154203.0
土壤改良剂	34,213.8	20,186.1	24223.4	36335.1
PVC 制品	18,708.1	15,153.6	18184.3	21821.2
毛利率	35.8%	29.5%	29.0%	30.2%
PVC	25.9%	23.0%	23.0%	23.0%
烧碱	63.7%	50.0%	50.0%	45.0%
土壤改良剂	75.5%	65.0%	65.0%	65.0%
PVC 制品	9.6%	3.0%	3.0%	3.0%

资料来源：公司公告，光大证券研究所预测

根据上述假设，我们预计 2018-2020 年公司净利润为 7.27、7.89、9.71 亿元，对应 EPS 为 0.28、0.30、0.38 元，FCFF 估值方法得出的目标价为 5.99 元，首次覆盖给予“增持”评级。

假设	数值
第二阶段年数	8
长期增长率	2.00%
无风险利率 Rf	3.43%
$\beta(\beta_{levered})$	0.95
Rm-Rf	7.43%
Ke(levered)	10.47%
税率	18.94%
Kd	5.41%
Ve	13952.41
Vd	3539.59904
目标资本结构	20.24%
WACC	9.45%

资料来源：光大证券研究所

FCFF 估值	现金流折现值 (百万元)	价值百分比
第一阶段	4480.15	23.22%
第二阶段	5314.69	27.54%
第三阶段 (终值)	9501.72	49.24%
企业价值 AEV	19296.56	100.00%
加：非经营性净资产价值	(185.48)	-0.96%
减：少数股东权益 (市值)	102.66	-0.53%
减：债务价值	3539.60	-18.34%
总股本价值	15468.81	80.16%

股本 (百万股)	2584.55
每股价值 (元)	5.99
PE (隐含)	21.30
PE (动态)	19.22

资料来源: 光大证券研究所

表 16: 鸿达兴业绝对估值结果汇总

估值方法	估值结果		估值区间		敏感度分析区间
FCFF	5.99	4.72	—	8.15	贴现率±1%, 长期增长率±1%
APV	6.43	5.10	—	8.74	贴现率±1%, 长期增长率±1%

资料来源: 光大证券研究所

风险分析: 上游原材料进一步涨价的风险; 新产能投放不及预期的风险; 加氢站建设不达预期的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	6,158	6,541	6,244	6,531	6,930
营业收入增长率	61.62%	6.22%	-4.53%	4.59%	6.11%
净利润 (百万元)	818	1,005	727	789	971
净利润增长率	57.55%	22.88%	-27.70%	8.65%	22.97%
EPS (元)	0.32	0.39	0.28	0.30	0.38
ROE (归属母公司) (摊薄)	21.39%	17.35%	11.63%	11.57%	12.83%
P/E	17	14	19	18	14
P/B	3.7	2.4	2.2	2.0	1.8

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019 年 3 月 25 日

4.2、新奥股份: 工程公司拥有电解水制氢项目能力

工程公司拥有电解水制氢项目能力: 2018 年, 公司顺利实施张家口氢能利用项目, 作为国内最大的电解水制氢项目提升了公司在新能源领域的工程业绩, 为后续同类业务市场开拓及实施积累了项目经验。

Santos 降本增效, 业绩大增: 公司持有澳大利亚上市公司 Santos 10.07% 的股权, 2018 年贡献利润 4.3 亿元, 而 2017 年为 -2.4 亿元 (有资产减值), 投资收益同比 +6.7 亿。2018 年, Santos 完成对 Quadrant 能源的收购, 2019 年产量预计进一步提升。2018 年, Santos 实现产量 58.9 百万桶油当量 (同比 -1%), 销量 79.2 万桶油当量 (同比 -5%), 平均实现油价 75.1 美元/桶 (同比 +30%)。

工程公司依托新奥集团, 业绩有保障: 2018 年, 新地能源实现收入 31.9 亿, 同比 +14%, 实现净利润 3.9 亿, 同比 +17%。新地能源 2019 年预计关联交易收入 37 亿, 同比 +3%。依托新奥集团在舟山 LNG 接收站, 天然气管道、调峰储能站和泛能网等天然气基础设施业务, 我们预计新地能源 2019 年业绩稳中有升。

拟轻资产快速掌握 220 万吨 LNG 资源, 新奥集团天然气上游平台确立: 公司拟收购 220 万北美 LNG 资源, 以轻资产快速切入北美 LNG 业务, 目前该项收购还未完成。此举体现了公司对中长期美国天然气出口至亚洲地区盈利的看好, 以及期望和新奥集团天然气中下游业务产生协同作用。公司在天然气上游的权益不断加码, 在新奥集团的天然气版图中, 其上游平台的地位已经十分清晰。2016 年, 公司收购 10% 澳洲油气上游 Santos 股权, 获得大约 600 万桶/年的油气权益, 进入天然气上游开采板块; 2018 年又

成功投产 2 亿方煤制气项目，工业化示范进行中；2018 年底，切入 LNG 贸易业务，拟收购北美 220 万吨 LNG 资源。新奥集团为国内民营天然气巨头，下游板块新奥能源年售气近 200 亿方，舟山 LNG 接收站一期 300 万吨已经建成投产，远期规划 1000 万吨，公司作为新奥集团在天然气上游的唯一上市平台，发展空间广阔。

维持“买入”评级，维持目标价 13.9 元：我们维持 2019-2021 年 EPS 为 1.24 元、1.37 元和 1.43 元，当前股价对应 PE 为 10/9/8 倍。我们维持“买入”评级和目标价 13.9 元。

风险提示：煤价和甲醇价格下行；LNG 贸易业务收购失败和运营不及预期的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	10,036	13,632	12,968	14,323	15,408
营业收入增长率	56.91%	35.84%	-4.87%	10.45%	7.57%
净利润（百万元）	631	1,321	1,529	1,682	1,764
净利润增长率	21.66%	109.37%	15.71%	10.02%	4.87%
EPS（元）	0.51	1.07	1.24	1.37	1.43
ROE（归属母公司）（摊薄）	12.25%	15.47%	15.49%	14.93%	13.88%
P/E	24	11	10	9	8
P/B	2.9	1.8	1.5	1.3	1.2

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 3 月 25 日

4.3、卫星石化：国内轻烃裂解龙头，化工副产氢气资源丰富

国内轻烃裂解龙头，化工副产氢气资源丰富：公司拥有 90 万吨 PDH 装置，副产高纯度氢气约 3 万吨，除供应双氧水项目外，仍有 2.6 万吨富余；未来 250 万吨乙烷裂解制乙烯项目将副产 16 万吨氢气，氢气资源丰富。

PDH 二期顺利投产，保障 2019 年业绩增长：公司在 C3 上稳步扩张，22 万吨双氧水项目于 2018 年 8 月投产，45 万吨 PDH 二期项目已于 2019 年 2 月投产，PDH 二期的顺利投产将保障公司 2019 年业绩增长。公司丙烯产能已增加到 90 万吨，盈利和现金流入稳定，是公司迈入 C2 行业和提升 C3 综合竞争力的基石。

C3 产业链扩产有序推进：公司 15 万吨聚丙烯、6 万吨 SAP 和 36 万吨丙烯酸及酯的扩产项目有序推进，将在 2019 年陆续建成。未来，公司将拥有从 90 万吨 PDH 到 45 万吨聚丙烯、81 万吨丙烯酸和 84 万吨丙烯酸酯、15 万吨 SAP、22 万吨双氧水的完整 C3 全产业链，在 C3 板块成本和竞争力具有显著优势。

C2 历史性机遇的先驱者，项目回报高值得期待：我们认为乙烷裂解制乙烯项目是公司未来 3 年最大的看点，卫星石化有望通过该项目实现在大型石化装置方面的弯道超车。目前中美贸易摩擦在产生积极的变化，公司项目的不确定性风险有望减少。项目进度方面，2018 年 3 月公司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，实现原料供应保障。连云港乙烷储罐项目、码头项目已开工建设，各项工作按时间节点推进。

维持“买入”评级，维持目标价 15 元：我们维持公司 2019-2021 年 EPS 为 1.29 元、1.46 元和 3.47 元，当前股价对应 PE 为 11/9/4 倍。维持“买入”评级和目标价 15 元。

风险提示：PDH 价差收窄的风险；乙烷裂解制乙烯项目不及预期的风险；丙烯酸景气度下行的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	8,188	10,029	13,223	14,072	26,750
营业收入增长率	52.91%	22.49%	31.84%	6.42%	90.09%
净利润（百万元）	942	941	1,371	1,553	3,694
净利润增长率	202.49%	-0.19%	45.76%	13.26%	137.90%
EPS（元）	0.88	0.88	1.29	1.46	3.47
ROE（归属母公司）（摊薄）	13.09%	11.70%	14.69%	14.45%	25.86%
P/E	16	16	11	9	4
P/B	2.0	1.8	1.6	1.4	1.0

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 3 月 25 日

4.4、东华能源：PDH 持续扩产，积极探索氢气资源利用

积极探索氢气资源利用，打通氢能利用全产业链通道：公司拥有 132 万吨 PDH 装置，副产约 5 万吨高纯度氢气；宁波二期建成后，将拥有 7.5 万吨副产氢气。公司通过设立合资公司，规划在张家港市投运首条氢能公交线路，其建设的张家港首座公交车加氢站，是江苏地区首个商业化运营加氢站。下一阶段公司计划打通氢能利用全产业链通道。

PDH 产能继续扩张，贸易体量持续增长：公司未来的重心仍是 PDH 产能的扩张。2019 年末宁波 PDH 二期 66 万吨有望建成；后续宁波基地和连云港基地合计还有 4 套 PDH 有望落地，未来 3-4 年，公司有望成长为年产 450 万吨丙烯的 C3 龙头。LPG 贸易方面，公司 2018 年贸易量增长 30%，贸易量持续提升，公司已形成了“丙烷-丙烯-聚丙烯”的 C3 全产业链。

下调盈利预测，维持目标价为 9.6 元，维持“增持”评级：由于对 LPG 贸易价格波动风险和 PDH 价差的谨慎估计，我们下调公司 2018-2020 年 EPS 至 0.66 元、0.81 元和 1.01 元（原为 0.80 元、0.92 元和 1.19 元），当前股价对应 2018-2020 年 PE 为 15/12/10 倍。当前市场整体估值中枢的上移，公司目前 PB (LF) 为 1.9 倍，处于近三年历史 PB 中枢水平，维持“增持”评级。

风险提示：LPG 贸易波动较大风险；PDH 项目投产不及预期的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	19,975	32,678	48,922	58,990	75,295
营业收入增长率	16.16%	63.60%	49.71%	20.58%	27.64%
净利润（百万元）	470	1,063	1,084	1,344	1,668
净利润增长率	14.29%	126.22%	1.94%	24.00%	24.12%
EPS（元）	0.28	0.64	0.66	0.81	1.01
ROE（归属母公司）（摊薄）	7.09%	13.94%	12.32%	13.36%	14.34%
P/E	34	15	15	12	10
P/B	2.4	2.1	1.8	1.6	1.4

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 3 月 25 日

4.5、万华化学：聚氨酯行业龙头，石化业务助力成长为伟大的综合性材料公司

MDI 产能继续扩张，公司是国内聚氨酯行业龙头，随着重大资产重组完成和匈牙利 BC 和宁波万华剩余 25.5% 股权的注入公司 MDI 合计产能达到 210 万吨，位居全球第一，而后期采用第六代 MDI 技术有望在烟台和宁波两地实现低成本扩能 80 万吨，美国 40 万吨规划产能仍在推进中，未来公司将成为拥有绝对话语权的聚氨酯行业龙头。

随着石化业务和新材料项目的投产，公司正在转型为产品多样且综合的化工材料供应商，未来非聚氨酯业务规模逐年扩大将会使万华成为更为综合性的材料公司。公司乙烯项目持续推进中，C2 和 C3 领域的双线布局将大幅完善聚氨酯产业链的配套布局，万华工业园将成为全球最具有竞争力的聚氨酯化工园区。公司目前拥有 75 万吨/年 PDH 产能，副产氢气已经和煤气化平台生产的氢气被作为 HMDA、IPDA、苯胺和 TDI 装置的原料充分利用，100 万吨丙烷裂解制乙烯项目正在建设中，根据我们测算未来投产后副产氢气除自用外可外供约 3.4 万吨氢气。

上调 18 年盈利预测，维持“增持”评级：根据公司 2018 年业绩快报，我们上调公司 2018 年并维持 2019-2020 年的净利润预测，预计净利润分别为 10610/10947/11993 万元（原为 10534/10947/11993 万元），考虑到公司 2019 年 2 月吸收合并烟台万华化工后的股份变动，公司 2018-2020 年的 EPS 分别为 3.88/3.49/3.82 元，当前股价对应 2018-2020 年 PE 为 10/12/11 倍，维持“增持”评级。

风险提示：宏观经济下滑，原材料价格波动，新产能投放低于预期。

业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	30,100	53,123	60,621	53,752	58,052
营业收入增长率	54.42%	76.49%	14.11%	-11.33%	8.00%
净利润（百万元）	3,679	11,135	10,610	10,947	11,993
净利润增长率	128.57%	202.62%	-4.71%	3.18%	9.55%
EPS（元）	1.35	4.07	3.88	3.49	3.82
ROE（归属母公司）（摊薄）	24.82%	40.82%	28.00%	28.26%	29.80%
P/E	30	10	10	12	11
P/B	7	4	3	3	3

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 3 月 25 日

4.6、滨化股份：循环经济优势明显，加快氢能项目建设

公司拥有一体化、循环经济的氯碱产业链，并依托现有烧碱、PO 等产能，不断扩充公司产品线，提升公司竞争力。公司主要产品为烧碱、环氧丙烷、三氯乙烯等。为加快转型升级步伐，推动高质量发展公司一方面加大北海经济开发区新建化工园区建设力度，另一方面加快氢能源项目和煤炭铁路物流项目建设。

公司 2017 年与亿华通共同出资设立氢能公司，主要业务方向为动力氢、高纯氢气产销。公司将充分利用滨化股份氯碱装置副产氢气资源优势，借助亿华通在氢能领域的领先技术，以及所拥有的氢能产业资源和丰富的管理运营经验，以滨州为起跑点，面向全国开展动力氢能的制备、储运等全产业链的建设

和运营管理，助力公司新能源产业的发展推动公司产业进一步转型升级，公司目前已经办理了滨华氢能源公司氢能源项目的环境影响评价批复，目前处于正式投产前的前期准备阶段。

公司氯碱装置副产氢气通过纯化后可用于燃料电池，实现氯碱产业链的进一步延伸。可解决目前燃料电池制氢成本较高的问题。按每生产 1 吨烧碱副产氢气 280Nm³ 测算，公司 60 万吨烧碱可副产氢气约 1.6 万吨。

风险提示：环氧丙烷和烧碱价格下滑的风险；新建化工园区进度不及预期；氢能源项目推进不及预期。

4.7、华昌化工：煤气化资源稀缺，布局氢能优势明显

公司是一家以煤气化为产业链源头的综合性化工企业，公司是苏南地区屈指可数的煤化工企业，每年有 100 万吨的左右的煤炭使用额度，该资源在长三角地区极为稀缺。公司近期为了在氢能领域进行产业延伸和拓展，公司先后从加氢站建设和建立氢能源联合研究院入手氢能领域布局。

2018 年 4 月 17 日公司公告收到江苏省张家港保税区发改委《江苏省投资项目备案证》，拟投资 1020.8 万建设氢气充装站项目。该项目利用公司内部土地，以现有煤制氢气为原料，采用氢气压缩机、SCADA 系统等主要设备生产 99.999% 的氢气。主要工艺流程为来自变压吸附的氢气提纯后，经氢气压缩机增压后，充装在高压长管拖车中，送至站外用氢单位，项目计划建设期为 9 个月，预设生产期为 10 年。

2018 年 4 月 26 日公司公告与电子科技大学签订《共建氢能源联合研究院合作协议书》。研究院主要用于从事氢能源领域的核心技术、关键技术、系统集成与控制技术的研究与开发，产业化技术的验证测试及产品孵化与市场培育。而 2018 年 10 月公司公告联合慧创能源合资设立的控股子公司苏州市华昌能源科技有限公司取得营业执照，该子公司将承接研究院日常管理工作，为后续研发技术成果产业化推进提供基础条件，助推公司快速切入氢能源领域。

风险提示：煤化工产品价格下跌风险；氢能产业布局不及预期。

5、风险分析

1) 加氢站网络建设不达预期：我国目前以发展纯电动汽车为主，氢燃料电池汽车发展相对缓慢，技术尚不成熟；另一方面加氢站关键部件大多依靠进口导致建设和维护成本较高；有可能导致加氢站网络建设不达预期；**2) 加氢站关键设备国产化进程不达预期：**国际上加氢站常用的压缩机是隔膜式压缩机，部分零部件仍依赖进口；**3) 产业政策和补贴政策波动风险：**随着燃料电池行业的发展进入成熟期，存在产业政策支持力度下降和补贴滑坡的风险；**4) 燃料电池成本下降不及预期：**未来燃料电池成本的降低取决于优化催化剂、质子交换膜、双极板等的材料和创新制造工艺，利用规模化效应降低量产成本，技术上的难度或将导致电池成本下降不及预期；

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师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, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证, 本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与, 不与, 也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意見或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失, 本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼