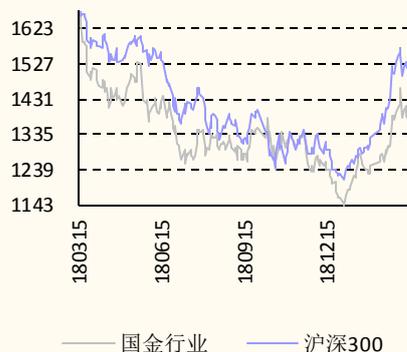


市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金燃料电池指数	4658.66
沪深300指数	3698.49
上证指数	2990.69
深证成指	9417.93
中小板综指	9396.26



相关报告

1. 《重载领域 FCV 成本优势明显——燃料电池物流车经济性分析》
2. 《产业核心环节、国产化初见成效——燃料电池电堆行业分析》
3. 《成本下降路径：国产化、规模经济和技术进步-PEMFC》
4. 《燃料电池车用氢安全性分析-氢气安全吗？》
5. 《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》
6. 《氢气储存运输问题分析-气拖车能够解决目前需求、其他方向潜力大》
7. 《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》

张帅

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

彭聪

分析师 SAC 执业编号: S1130518070001
pengcong@gjzq.com.cn

基础设施先行，加氢站和氢气产业链率先受益

基本结论

■ 燃料电池汽车由于能量密度高的优势被普遍认可将成为中国交通领域电动化的重要组成部分，尤其在重载+高续航领域，而随着越来越多关键零部件的国产化，燃料电池成本迅速下降，经济性逐渐显现，行业爆发就在最近两年。

■ 加氢站和氢气为代表的基础设施的完善是燃料电池产业发展与普及的前提：

➤ 氢气：便捷地获得低成本的氢气成为燃料电池行业能否顺利发展的关键，行业早期的采用氯碱工业副产氢加上气拖车运输可以解决需求；随着需求增加，天然气与煤炭制氢未来也将成为重要的过渡解决方案；而未来随着光伏等可再生能源发电成本逐渐下降，光伏+燃料电池反向制氢或高效电解水装置将成为主流，将大大改变整个能源结构。

目前氢气供应商区域性较强，相对分割，未来随着氢气需求增加、氢气按照能源气体管理，大型能源巨头将在其中扮演重要角色，届时氢将成为像现在的石油一样重要的大宗能源品。目前有氢气的企业主要是氯碱化工企业和焦化企业，如华昌化工、美锦能源、滨化股份等。

➤ 加氢站是燃料电池产业发展的关键基础设施，目前有大型公共加氢站和小型自制氢加氢站两种方案，而以前者为主，后者包括本田的 SHS 系统目前由于成本问题还未能普及。加氢站行业发展需要解决资金、法规、盈利模式三方面问题，目前都已经初步有了解决方案。

加氢站设备：目前国内 2018 年已经建设了 35Mpa 加氢站十几座，出货量超过 20 个站，70Mpa 站也具备生产能力，设备方面，除部分核心零部件从国外进口外，基本都可以国产化。主要加氢站供应商包括富瑞氢能、华气厚普等，加氢站建设运营的有上海氢枫等企业。

投资建议

■ 加氢站和氢气作为燃料电池产业的关键基础设施，具备长期投资价值，我们认为加氢站及关键设备、加氢站运营、氢气都将成为巨大的市场，短期设备机会更大，长期看氢气市场规模惊人。相关公司方面，推荐年产 5 亿方焦化副产氢气的美锦能源 (000723.sz)、加氢站供应商厚普股份 (300471.sz)、国内加氢站主要供应商富瑞氢能 (未上市)，建议关注京城股份 (600860.sh)、滨化股份 (601678.sh)。

风险提示

■ 燃料电池产业发展不达预期的风险。1) 燃料电池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；2) 加氢站等基础设施建设进度和数量不及预期，影响下游车辆落地；3) 国家对产业支持力度不及预期风险。

证券简称	当前股价 (元)	市值 (亿元)	eps (元)			PE			氢能业务
			2018A/E	2019E	2020E	2018A/E	2019E	2020E	
美锦能源	5.63	230	0.44	0.48	0.53	17	12	11	膜电极、整车、副产氢、加氢站
厚普股份	8.5	31	-0.01			-7	-	-	加氢站设备
雪人股份	9.08	61	0.03	0.06	0.10	377	144	83	站内低温冷冻机、空压机、系统
富瑞氢能			未上市						加氢站设备和车载储氢系统
滨化股份	5.18	80	0.45	0.70	0.76	11	7	7	氯碱副产氢
东华能源	8.93	147	0.66	0.94	1.29	14	10	7	丙烷脱氢、加氢站
京城股份	6.00	21	-	-	-	-	-	-	储氢瓶，加氢站设备和空压机

内容目录

中国燃料电池进入产业化阶段，万亿级产业拉开序幕.....	5
氢燃料电池技术满足产业化需求，能源革命开启.....	5
国家政策循序渐进，地方政府积极推动.....	5
中国燃料电池浪潮开启，远期万亿规模可期.....	8
基础设施是产业痛点，加氢站搭台奠定基础.....	11
加氢站引发重视，业界呼吁推动基础设施发展.....	11
加氢站工作原理和建设模式.....	12
加氢站核心设备依赖进口，国产化逐步开启.....	13
大规模低成本氢气是产业关键，氯碱制氢+气氢拖车是当下合理路线.....	15
制氢分析：氯碱制氢可满足当前下游需求，化石燃料制氢成本低廉，可再生能源电解水助力实现未来零排放.....	16
氯碱工业副产氢：目前最现实的大规模燃料电池用氢气的来源.....	18
水电解制氢：利用可再生能源电解水制氢助力未来实现零排放.....	22
石化资源制氢：天然气裂解制氢为主，水煤气法对脱硫技术要求高.....	27
化工原料制氢：甲醇制氢技术应用于众多特定场所，但成本较高.....	30
氢气储运：气氢拖车满足现阶段要求，液化氢技术是发展方向.....	32
投资建议.....	33
风险提示.....	33

图表目录

图表 1：燃料电池下游应用场景广泛.....	5
图表 2：燃料电池顶层规划循序渐进.....	6
图表 3：地方政府积极推动.....	6
图表 4：商用车带动产业起步，乘用车奠定未来.....	9
图表 5：中国燃料电池汽车产量.....	9
图表 6：燃料电池汽车运营现状.....	9
图表 7：FCV 销量和车用燃料电池系统市场规模预测.....	10
图表 8：燃料电池成本预测.....	10
图表 9：中国在运营加氢站.....	11
图表 10：两会代表多维度议案有望促行业发展全面提速.....	12
图表 11：站内制氢加氢站工艺和外供氢加氢站工艺流程对比.....	13
图表 12：外供氢加氢站的工作原理.....	13
图表 13：加氢站建设成本构成.....	14
图表 14：隔膜压缩机.....	14
图表 15：不同制氢方式和运氢方式配合所得到的氢气成本范围.....	15
图表 16：几种制氢方式理论产能与经济产能（经济产能指上海和江苏 周边某特定范围内的产能）.....	16

图表 17: 我国氢气售价构成	17
图表 18: 各制氢方式综合对比	17
图表 19: 氢能全面替代传统能源后市场规模将超 4 万亿美元	18
图表 20: 氢能体系	19
图表 21: 主流制氢方法	19
图表 22: 全球制氢主要来源	20
图表 23: 日本不同制氢方法产能占比	20
图表 24: 氯碱工业制氢流程	21
图表 25: PSA 技术流程	21
图表 26: 国内氯碱产能分布 (2012)	21
图表 27: 我国氯碱厂产能和产量变化	21
图表 28: 我国氯碱行业进出口量及表观消费量情况	21
图表 29: 氢能、标煤、原油、汽油与电的热值和能量值比较	22
图表 30: 中国电解制氢技术领域专利申请区域分布	22
图表 31: 中国电解制氢专利申请个数	22
图表 32: 热化学循环水分解制氢	23
图表 33: 热化学硫碘循环水分解制氢原理	23
图表 34: 美国电解水成本构成及预测	24
图表 35: 各地大工业谷电价格 (2015)	24
图表 36: 2016 年调整后的燃煤发电标杆上网电价	24
图表 37: 水电解氢初步测算 (假设能耗水平为 5.5kwh/Nm ³ , 运维、固定投资和其他成本占成品总价的 25%)	24
图表 38: 江苏省不同类别的峰、谷、平电价及对应的制氢总成本 (假设运维、固定投资和其他成本占 25%)	25
图表 39: 江苏省风电项目分布 (2014)	26
图表 40: 全国弃风限电统计	26
图表 41: 风电制氢相关的国家政策	26
图表 42: 风能太阳能互补制氢原理框图	26
图表 43: 天然气裂解制氢反应原理及流程工艺	27
图表 44: 天然气裂解制氢技术指标	27
图表 45: 天然气制氢的几种技术	27
图表 46: 天然气裂解制氢成本测算	28
图表 47: 不同制氢方法与天然气、石油价格比较	28
图表 48: 不同制氢方法的能量转换效率	29
图表 49: 甲醇制氢的三种技术	30
图表 50: 甲醇裂解制氢工艺流程示意图	30
图表 51: 甲醇重整燃料电池系统	30
图表 52: 甲醇裂解制氢主要的经济指标	31
图表 53: 不同运输规模和运输距离下的三种运氢模式成本比较	32

图表 54：涉及加氢站与氢气制储运相关标的.....33

中国燃料电池进入产业化阶段，万亿级产业拉开序幕

氢燃料电池技术满足产业化需求，能源革命开启

- 目前的燃料电池从寿命、性能、资源和成本等方面已经达到产业化条件，满足下游交通和备电等领域应用：(1) 燃料电池车辆寿命和运营里程达到传统汽柴油车水准，在英国和美国均有燃料电池公交车（FCBE）运营寿命超过 2.9 万小时，无需大修或更换燃料电池组；(2) 低温启动温度可以达到 -30℃；(3) 铂金催化剂用量较小，未来不会引起铂金资源短缺，目前国际先进催化剂耗铂水平可达到 0.125g/kW，未来单车铂用量可以低于 5g，与传统柴油车尾气催化剂铂用量相当，并且催化剂在往低铂和无铂方向发展；(4) 成本快速下降，日韩燃料电池汽车预计 2025 年能达到传统内燃机车成本水平；(5) 氢耗与油耗成本持平，并且随着规模扩大，氢气成本存在较大下行空间。
- 氢燃料电池具有零排放、零污染的特性，被认为是未来清洁环保的理想技术，是终极新能源动力解决方案。燃料电池本质上是发电机，下游应用场景广泛，可以应用于交通领域和发电领域等。我们认为燃料电池发展将掀起一轮能源革命，氢将取代一部分石油，成为能源体系中的重要一环，未来氢燃料电池市场规模可达万亿级别。

图表 1：燃料电池下游应用场景广泛



来源：中国氢能网 国金证券研究所

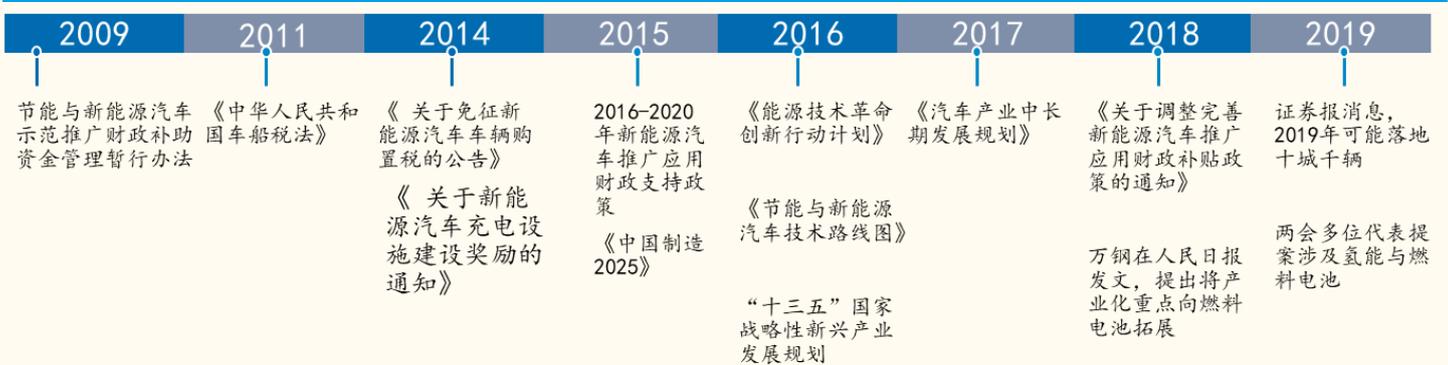
国家政策循序渐进，地方政府积极推动

- 中国对于燃料电池发展支持处于循序渐进状态，我国从 2001 年就确立了“863 计划电动汽车重大专项”项目，确定三纵三横战略，以纯电动、混合动力和燃料电池汽车为三纵，以多能源动力总成控制、驱动电机和动力电池为三横。近期随着燃料电池产业发展逐渐成熟，中国在燃料电池领域的规划纲要和战略定调已经出现苗头，支持力度逐渐加大，政策从产业规划、发展路线和补贴扶持全方位支持燃料电池产业发展。
- 产业规划：2016 年 11 月 29 日，《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》提出系统推进燃料电池汽车研发和产业化。加强燃料电池基础材料与过程机理研究，推动高性能低成本燃料电池材料和系统关键部件研发。加快提升燃料电池堆系统可靠性和工程化水平，完善相关技术标准。推动车载储氢系统以及氢制备、储运和加注技术发展，推进加氢站建设。到 2020 年，

实现燃料电池汽车批量生产和规模化示范应用。

- 发展路线：2016 年 10 月，汽车工程年会发布的《节能与新能源汽车技术路线图》中指出，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。
- 补贴扶持：2016 年 12 月 30 日财政部、科技部、工业和信息化部 and 发改委发布的《新能源汽车推广补贴方案及产品技术要求》中规定除燃料电池汽车外，各类车型 2019-2020 年中央及地方补贴标准和上限，在现行标准基础上退坡 20%，对燃料电池汽车补贴延续至 2020 年不退坡，对于燃料电池乘用车，给予 20 万元/辆补贴；对于燃料电池小型货车、客车，给予 30 万/辆补贴；对于燃料电池大中型客车，中重型货车，给予 50 万/辆补贴。2018 年发布《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的的通知》，燃料电池汽车补贴基本保持不变。

图表 2：燃料电池顶层规划循序渐进



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

- 地方政府中，富氢优势、弃电较多或者产业领先为代表的地区重视燃料电池发展。多地市兴建氢能产业园区，氢能小镇和产业集群等，推动燃料电池公交、物流车示范运营，截至目前超过 20 地市明确推动氢燃料电池产业发展。目前仅上海、武汉、山东、苏州、张家口、佛山、盐城和大同等地规划显示，到 2020 年燃料电池汽车数量将超过 1.5 万辆。

图表 3：地方政府积极推动

省份	地市	规划/项目时间	燃料电池规划/项目
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。
广东	广州	2018.2	广州开发区管委会与鸿基创能科技有限公司签署战略合作框架协议，国内重要的氢燃料电池膜电极产业化项目正式落户黄埔区、广州开发区，签约项目总投资约 8 亿元，2019 年实现年产 10 万平米膜电极的规模，
	佛山	2017.12	12 月，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
		2018.11	《佛山市氢能产业发展规划(2018-2030 年)》提出到 2020 年，氢能累计产值达到 200 亿元，加氢站达到 28 座；2025 年产业产值 500 亿元，加氢站达到 43 座；2030 年产业累计产值 1000 亿元，加氢站达到 57 座
湖北	武汉	2018.1	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。到 2025 年，建成加氢站 30-100 座，实现乘用车、公交、物流车及其他特种车辆总计 1-3 万辆的运行体量，氢能燃料电池全产业链年产值力争突破 1000 亿元

江苏	如皋	2017.5	《如皋市城市总体规划（2013-2030）》成为全省重要的新能源汽车产业基地，成为联合国开发计划署在中国的首个“氢经济示范城市”
	盐城	2017.10	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。
	南京	2019.1	《南京市打造新能源汽车产业地标行动计划》指出，要重点推进燃料电池汽车、纯电动汽车、插电式混合动力汽车开发，积极布局智能网联汽车产业，着力提升新能源汽车产业自主创新和核心竞争能力。
	常熟	2019.2	《常熟市氢燃料电池汽车产业发展规划》提出近期（2019-2022年）目标是，围绕氢燃料电池汽车的应用和推广示范建成一批市场优化运营的公共加氢站，推广示范一批公交、客车、物流配送车、环卫车等应用车辆；积极申报国家试点示范城市；快速推进核心技术开发和产品攻关，积极吸引国内外创新研发机构落户；初步形成相对完整的产业链条。中期（2023-2025年）目标是，实现氢燃料电池汽车核心技术的重点突破，集聚5至10家领先的研发机构；实现1至2家具有影响力的整车企业量产，关键零部件企业达到50家以上，产业规模突破百亿；建成更完善的加氢设施。远期（2026-2030年）目标是，打造成为更具影响力的产业技术创新中心，引领氢燃料电池汽车创新发展；形成千亿级产业集群；成为具有区域影响力的氢燃料电池汽车应用城市。
浙江	台州	2017.12	台州市委市政府提出通过“氢能小镇”先行先试带动区域社会经济和产业转型升级的发展模式，将台州打造成“氢能产业第一城”。小镇将不仅覆盖氢能全产业链，还将构筑全国首个完整的集“产业+资本+技术+服务”为一体的氢能源产业生态体系，建设氢能产业园区，在技术创新、运营模式、发展业态和体制机制等方面深入探索。规划中的台州氢能小镇项目位于台州湾循环经济集聚区核心区，分为平台和产业两个区块。预计台州氢能小镇五年内总投资将达到160亿元，以期培育一批氢能产业的龙头企业。其中，产业投资占总投资的60%，科技平台研发占总投资的10%，小镇配套基础设施建设占总投资的30%。
	宁波	2019.1	《宁波市人民政府办公厅关于加快氢能产业发展的若干意见》提出到2022年建成加氢站10~15座，探索推进公交车、物流车、港区集卡车等示范运营，氢燃料电池汽车运行规模力争达到600~800辆；到2025年，建成加氢站20~25座，氢燃料电池汽车运行规模力争突破1500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
	聊城	2017.7	聊城经济技术开发区、大洋电机、中通客车“氢燃料电池产业化”项目
	滨州	2017.6	滨化股份与拥有氢燃料电池技术的北京亿华通科技股份有限公司（新三板上市公司）达成合作协议，共同投资5000万元设立氢能源公司
	淄博	2018.2.4	淄博高新区在火炬大厦举行了氢能新能源汽车产业集群项目签约仪式。投资方浙江枫桐特种能源科技有限公司董事长王方成、淄博京科电气有限公司董事长董义鹏出席了签约仪式。淄博高新区工委委员、管委会副主任申佃军代表高新区管委会与王方成签署了投资协议。达产后年生产乘用车10万辆、物流车5万辆、大巴车1万辆。投产后年实现销售额500亿元。
	济南	2018.1	2018政府工作报告提出开展燃料电池大规模应用及产业化试点，推进“中国氢谷”项目规划建设；
		2017.8	中国重汽集团投资500亿在济南高新区建设氢动能汽车产业园项目，主要涉及氢能源汽车创新中心、整车制造和动力总成；
		2017.8	世能氢电公司计划在济南投资100亿元，建设氢燃料电池项目，主要生产氢燃料电池关键材料及部件、氢燃料电池电堆引擎、氢燃料电池等。
潍坊	2018.2	潍柴未来5-10年，将以氢燃料电池作为技术攻关主要方向，打造涵盖氢燃料电池、固态锂电池、电机、混合动力总成系统、整车整机的新能源动力产业链，建设新能源动力产业园。 新能源动力产业园初步规划建设中国最大的新能源驱动电机制造基地、世界领先的氢燃料电池制造基地、商用车新能源动力总成系统制造基地、世界一流的新能源叉车制造基地、新能源轻型商用车制造基地和世界一流的新能源虚拟创新中心等六大基地。目前，虚拟创新中心建设初步完成了功能与布局设计，计划6月份开工建设。预计新能源动力产业园建设总投资额500亿元	
山西	大同	2018.1	雄韬股份拟与大同市人民政府签订《投资合作协议》，在大同市投资建设雄韬氢能大同产业园项目，项目投资金额不少于30亿元，项目计划3年之内建成年产能不少于5万套的氢燃料发动机系统生产基地；2年之内全市范围内推广不少于3000辆氢燃料整车，全省范围内推广不少于5000辆氢燃料整车。项目全部投产后，可实现产值不少于150亿元，上缴税收不少于15亿元。

河北	张家口	2017.9	张家口亿华通燃料电池生产基地正式下线，年产能为 2000 台。亿华通动力科技有限公司生产的氢燃料电池发动机将装配福田公司生产的欧辉氢燃料电池客车上，首批百辆氢燃料电池客车年内将在张家口批量上线运营，助力 2022 年冬奥会。
		2018.1	张家口 74 辆燃料电池公交完成招标，2018 年率先启动百辆运营，未来公交全部实现氢燃料电池替换可达 2000 辆；张家口市将加速建设地区氢能综合利用产业体系，建设京张奥运氢能高速公路，以及多个风光电氢综合能源利用示范项目，并将于今年率先启动百辆级燃料电池客车示范运营，最终实现 19 个区县加氢站全覆盖，公交车全部实现氢燃料电池化
	霸州	2018.3	中国交通建设集团股份有限公司下属全资子公司中国公路车辆机械有限公司与霸州市政府签署协议，在该市建设以生产氢燃料电池为主的新能源汽车产业基地，项目计划总投资 100 亿元。该项目计划总投资 100 亿元，占地 2600 亩，其中企业总部、科技研发及生活配套占地 600 亩，生产区占地 2000 亩。先期启动新能源汽车主机厂，占地约 1000 亩，计划分两期建设，一期 2019 年年底前建成，年产客车 10000 辆，二期建成后客车总产量达 20000 辆，年产值 350 亿元。
安徽	六安	2017.12	安徽明天氢能产业园奠基仪式在六安示范园区举行。明天氢能产业园占地 700 亩、总投资 25 亿元，主要建设氢燃料电池研发生产中心、加氢站研发及运营中心、燃料电池厂、电堆工厂、热电联供厂、双极板工厂、MEA 工厂等。
四川	成都	2018.2	2 月 28 日下午，成都市郫都区工业港，两辆 9 米长的氢燃料电池城市客车开始试运营
江西	定南	2017.3	2017 年 3 月 19 日，定南氢燃料电池发动机项目签约仪式在定南县迎宾馆举行，由三硕科技（赣州）有限公司投资 5 亿元的氢燃料电池发动机项目正式落户定南，生产经营规模为年生产 3 万台氢燃料电池发动机，项目预计今年 10 月投产，年产值可达 90 亿元以上。
陕西	西安	2016.5	陕西省发改委公布 2016 年重点建设项目计划科技创新与战略性新兴产业培育工程西安氢燃料电池生产线
		2018.1	西安的新青年控股集团有限公司，以 400 辆氢燃料电池物流车运营、8 座加氢站投建计划的实际行动

来源：搜狐网、地方政府网站 国金证券研究所

中国燃料电池浪潮开启，远期万亿规模可期

- 中国燃料电池产业目前与 2012 年锂电池极为相似，政策自上而下支持，技术达到产业化条件，产业链国产化进程开启，企业加快布局速度，资本市场投融资热度持续上升。
- 中国燃料电池汽车发展路径明确：前期通过商用车发展，规模化降低燃料电池和氢气成本，同时带动加氢站配套设施建设，后续拓展到私人用车领域。优先发展商用车的原因在于：一方面公共交通的平均成本低，而且能够起到良好的社会推广效果，形成规模后带动燃料电池成本和氢气成本下降；另一方面商用车行驶在固定的线路上且车辆集中，建设配套的加氢站比较容易。当加氢站数量增加、氢气和燃料电池成本降低时，又会支撑更多燃料电池汽车。
- 2017 年是中国燃料电池汽车元年，全国燃料电池汽车产量达到 1272 辆。2018 年燃料电池汽车商业化运营的元年，产量达到 1619 辆，目前国家补贴到 2020 年不退坡，在国家和地方补贴的支持下，燃料电池汽车产业开启以补贴为基石的内生性增长时代。

图表 4：商用车带动产业起步，乘用车奠定未来



来源：国金证券研究所

图表 5：中国燃料电池汽车产量



来源：中汽中心 国金证券研究所

- 截止 2018 年底，全国投入运营车辆约 694 辆，其中公交 234 辆左右，物流车约 300 辆，轻客 160 辆。其中，燃料电池物流车在上海已经开展商业化运营，目前在运营数量达到 300 辆左右，运营里程超过 400 万 km，用户包括京东、申通快递、盒马鲜生、宜家等物流用户。

图表 6：燃料电池汽车运营现状

城市	运营情况
佛山	2017 年 6 月，全国首条商业化载客运营的氢能源公交示范线（Q101 线）28 辆公交，在佛山市正式运营 2018 年 12 月，佛山禅城区 70 辆氢燃料电池公交车运营启动
新宾	2018 年 4 月，40 辆上汽 FCV80 型氢能源汽车上线运营
如皋	2018 年 6 月，青年汽车集团与南通百应能源有限公司共同研发生产的 3 辆氢燃料电池大巴，成功交付如皋运营
成都	2018 年 6 月，10 辆东方电气和蜀都客车研发的氢燃料电池公交车投入郫都区 P09 公交线路载客运行，标志着四川省首条氢燃料电池客车示范线进入商业示范运行
大同	2018 年 6 月，五洲龙股份与大同氢雄共同承揽大同市氢燃料订单的示范运营公交车抵达大同
张家口	2018 年 7 月，张家口 2018 年 1 月份订购的 74 辆氢能汽车（49 辆氢燃料电池公交车和 25 辆氢燃料电池大客车）投向公交领域开始运行
武汉	2018 年 9 月 28 日，由武汉泰歌和武汉开沃新能源汽车联合研制的首批氢动力公交车在武汉东湖新技术开发区 359 路公交线路试运行
郑州	2018 年 8 月，郑州市首批 3 辆氢燃料电池公交车即将投入 727 路公交线路运行
上海	2018 年 9 月 27 日，6 台型号为 SWB6128FCEV01 的上海申沃客车全地板燃料电池城市客车正式交付嘉定 114 公交 2018 年 1 月 19 日，上海汽车集团股份有限公司与上海化学工业区强强合作，现场交付的 20 台 FCV80 将在上海化学工业区内承担通勤职责。上汽大通相关负责人表示，首批 100 台氢燃料电池车 FCV80 将陆续交付 2018 年 1 月，东风 500 台氢燃料电池物流车全部上牌完毕在上海市开始落地运营，截止目前京东、申通、唯捷城配等多家物流公司在上海区域投入使用氢燃料电池物流车，使用数量达到 300 辆，

来源：搜狐网 国金证券研究所

- 我们预计随着成本的持续下降，产业规模将得到迅速扩大，行业将在未来十年迎来百倍增长，到 2030 年燃料电池汽车市场规模达到 5000 亿，车用燃料电池市场规模达到 1200 亿，远期燃料电池汽车和热电联产等市场规模可达万亿。
 - 2017-2020，燃料电池产业处于商业化运营的导入期，产业在政府补贴扶持下实现盈利。同时燃料电池成本与氢气成本随着规模扩大而稳步下降，预计到 2020 年，系统成本可低于 6000 元/kW，富氢地区氢气售价可达 30 元/kg，燃料电池汽车产销量达到万辆。
 - 2021-2025，燃料电池进入快速增长期，产业在合理补贴退坡情况下实

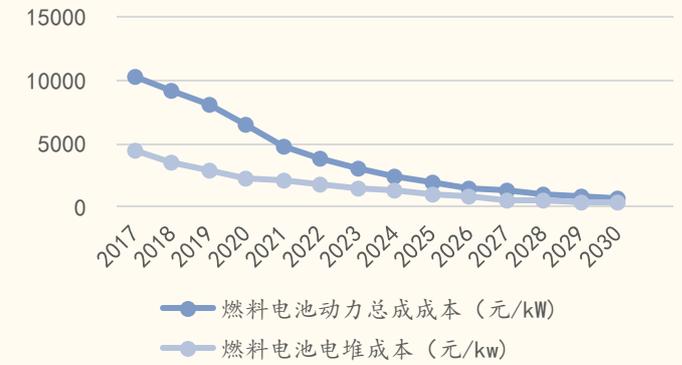
现盈利。到 2025 年系统成本达到 2000 元/kW，氢气售价降低到 28 元/kg，燃电池汽车产销量达到 25 万辆。

- 2026-2030，燃料电池进入爆发期，产业无需补贴可以实现内生性增长。到 2030 年系统成本不高于 1000 元/kW，氢气售价 23 元/kg，燃料电池汽车产销量达到 150 万辆以上，燃料电池汽车市场规模达到 5000 亿。

图表 7: FCV 销量和车用燃料电池系统市场规模预测



图表 8: 燃料电池成本预测



来源：国金证券研究所

来源：国金证券研究所

基础设施是产业痛点，加氢站搭台奠定基础

加氢站引发重视，业界呼吁推动基础设施发展

- 国内燃料电池汽车的发展仍处于导入期阶段，主要制约因素在于两个方面：一是基础配套设施不完善（加氢站少），二是燃料电池产业链国产化程度有待提升，目前电堆产业链达到 50%，成本依然较高。
- 加氢站之于燃料电池汽车，犹如加油站之于传统燃油汽车、充电站之于纯电动汽车，是支撑燃料电池汽车产业发展必不可少的基石。燃料电池汽车的发展和商业化离不开加氢站基础设施的建设。若没有完善的加氢站基础设施布局，则很难支撑起燃料电池车应用规模的扩大，因此加氢站的建设是产业发展的关键因素。
- 国内加氢站较少，建设速度需要继续提升。2016 年初全国运营加氢站只有 3 座，北京永丰、上海安亭和郑州宇通。经历 2 年多的发展；目前正在运营的超过 19 座，分别位于北京、上海、江苏、大连、安徽、河南、广东等地。2018 年开工建设的加氢站 23 座，规划加氢站 44 座。虽然这两年加氢站建设提速，但是相对于氢燃料电池产业需求，加氢站数量远远不够。

图表 9：中国在运营加氢站

城市	名称	建设方	运营方	加氢能力
上海	上海神力加氢站	上海神力	上海神力	
	上海安亭加氢站	上海舜华和同济大学	上海舜华	400kg/d
	上海电驱加氢站	氢枫能源	上海电驱	400kg/d
北京	北京永丰	北京清能华通&BP	亿华通	100kg/d
郑州	郑州宇通	宇通	宇通	210kg/d
江苏如皋	江苏如皋加氢站	氢枫能源	南通百应	2000kg/d
四川成都	郫都区加氢站	四川天然气投资公司和四川金星能源	四川燃气	400kg/d
中山	中山古镇加氢站	氢枫能源	国能联盛	1000kg/d
	沙朗加氢站	氢枫能源	大洋电机	1000kg/d
佛山	丹灶瑞晖加氢站	瑞晖能源	瑞晖能源	500kg/d
	三水撬装式加氢站	国鸿		100kg/d
	佛山云浮思劳加氢站	氢枫能源	广东国鸿	400kg/d
	佛山禅城区加氢站	佛汽集团		1000kg/d
常熟	丰田加氢站	丰田		
十堰	东风特汽（十堰）加氢站	氢枫能源	东风特汽	500kg/d
大连	同济-新源加氢站	同济大学	同济大学和新源动力	400kg/d
张家港	氢枫能源张家港加氢站	氢枫能源		1000kg/d
张家口	张家口临时加氢站	亿华通	亿华通	
深圳	深圳大运加氢站	上海舜华	上海舜华	

来源：搜狐网 国金证券研究所

- 加氢站缺乏现状引起产业界关注，2019 年两会期间，众多能源巨头和车企和高管均有推动加氢站建设建议，主要包括：（1）制定加氢站等基础设施规划；（2）健全加氢站建设、规范和审批制度；（3）加大加氢站补贴力度。

图表 10: 两会代表多维度议案有望促行业发展全面提速

发言人	任职	氢能建议
南存辉	全国工商联副主席、正泰集团董事长	1. 制定支持氢能源产业技术创新政策 2. 调整氢气危化品为能源属性管理 3. 分级确定补贴额度，确保先进产品补贴总体稳定 4. 制定加氢站等基础设施建设的规划，健全加氢站的建设标准、规范及审批管理制度
徐和谊	北汽集团董事长、党委书记	1. 充分发挥重点企业新能源汽车推广的示范作用。 2. 制定优于柴油车的新能源汽车城市通行路权政策。 3. 建立鼓励柴油货车置换及淘汰的补贴机制。 4. 制定替换快递三轮车的相关政策。 5. 制定新能源物流车运营补贴政策。 6. 加快充电及加氢基础设施建设。 7. 推动整车及电池企业加快高性能技术和产品的研发。
王凤英	长城汽车副董事长	1. 加氢站：加大补贴力度，明确加氢站建设及运营监管的相关制度，统一规划全国加氢基础设施，组建加氢站建设运营“国家队”。 2. 制定相关政策，聚焦车用氢燃料电池关键核心技术。 3. 细化氢能源技术标准并出台相关政策。
李树朋	中通客车董事长	1. 加快推动加氢站基础设施建设。 2. 建议保留对燃料电池汽车的购置税减免及购置补贴。 3. 建立完善技术协同创新体系。
陈虹	上汽集团董事长	1. 加大燃料电池研发支持力度，设立国家专项支持资金或制定财税优惠政策。 2. 燃料电池车购置方面，建议 2019 年后地补继续保持配套支持。 3. 建议对加氢站建设和加氢费用予以补贴支持，鼓励社会资本参与加氢站建设，鼓励运营企业购置燃料电池汽车投入运营。
曾庆洪	广汽集团党委书记、董事长	1. 落实加氢站规划，加速制氢产业发展，通过多种形式补贴，由点到面逐步加快加氢站布局与网络建设。 2. 加大燃料电池乘用车研发与推广支持力度，扩大量产加强行业积极性。 3. 加大技术研发投入，实现全产业链均衡发展。 4. 建立健全燃料电池领域标准流程体系建设。 5. 开展市场化示范运行，促进新能源汽车产业协同。
谭旭光	潍柴集团董事长	1、政府职能部门要主动作为，建议国家能源局要把氢能作为能源来管理，要从危化品中分离出来。 2、制定加氢站的安全实施标准。 3、国家要选择示范区，积极有效推动这一科学技术的进步，对终端示范要给予政策引导和资金补贴
李希勇	兖矿集团党委书记、董事长	我国应将氢气作为能源管理，让其成为消费品进入市场，加快推动氢能源在车辆、船舶、飞机、发电等方面的应用进程，并制定实施支持氢能产业发展的具体政策，明确加氢站审批、管理部门

来源：搜狐网 国金证券研究所

加氢站工作原理和建设模式

- 现有加氢站技术来源于天然气加气站，有两种建设方式：1) 站内制氢供氢加氢站技术；2) 外供氢加氢站技术。中国加氢站以外供氢路线为主。
 - 1) 站内制氢加氢站技术：来源于天然气管网标准加气站原理，即加氢站内有制氢设备（如天然气重整制氢）产生氢气（相当于天然气管道输送来的气源）和加气站设备的组合。
 - 2) 外供氢加氢站技术：来源于天然气母站和子站原理，即从外面工厂（相当于母站提供气源）经加氢站（子站）二次加压完成对外加气。

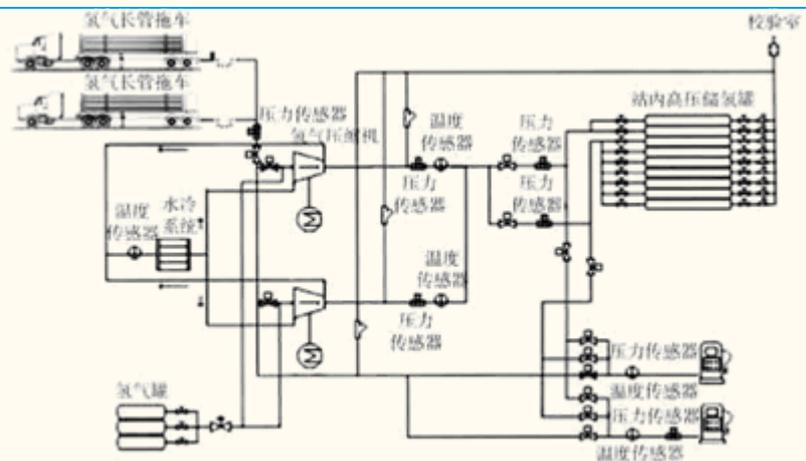
图表 11: 站内制氢加氢站工艺和外供氢加氢站工艺流程对比



来源: CNKI 国金证券研究所

- 加氢站的工作原理 (以外供氢加氢站为例): 氢气通过管束槽车运输至加氢站, 经由氢气压缩机增压后储存至站内的高压储罐中, 再通过氢气加气机为燃料电池汽车加注氢气。当管束槽车的压力足够高时, 可从槽车中直接给车辆加气; 压力不够部分从氢气高压储罐中给汽车进行补充氢气。
- 实际操作中, 氢气储罐可由多个压力级别不同的储罐并联而成, 先将低压储罐中的氢气用于加注, 直到低压储罐与车载容器达到压力平衡, 再换为高压储罐进行加注。

图表 12: 外供氢加氢站的工作原理



来源: CNKI 国金证券研究所

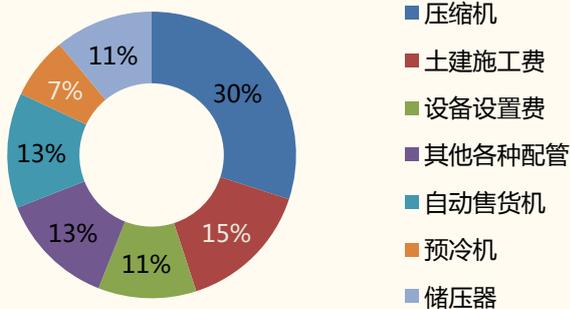
加氢站核心设备依赖进口, 国产化逐步开启

- 加氢站的主要设备: 包括储氢装置、压缩设备、加注设备、站控系统, 其中压缩机占总成本较高 (约 30%)。目前设备制造的发展方向主要是加速国产化进程, 从而降低加氢站的建设成本, 促进氢能产业链的发展。
- 高压储氢装置: 一般有两种方式, 一种是用具有较大容积的气瓶, 该类气瓶的单个水容积在 600L~1500L 之间, 为无缝锻造压力容器; 另一种是采用小容积的气瓶, 单个气瓶的水容积在 45L~80L。从成本角

度看，大型储氢瓶的前期投资成本较高，但后期维护费用低，且安全性和可靠性较高。北京永丰加氢站储氢装置是美国 CPI 公司生产的 TAE/EVO-121 氢气高压储罐。

- **氢气压缩设备：**常用的氢气压缩设备为隔膜式压缩机，该型压缩机靠金属膜片在气缸中作往复运动来压缩和输送气体。氢气压缩机在加氢站中占据重要地位，目前我国加氢站所采用的氢气压缩机仍需外购。未来国内加氢站与生产压缩机的外资企业加强合作以及加快国产化速度的情况下，有望将压缩机的成本减少 50% 以上。
- **氢气加注设备：**氢气加注设备与天然气加注设备原理相似，由于氢气的加注压力达到 35Mpa，远高于天然气 25Mpa 的压力，因此对于加氢机的承压能力和安全性要求更高。根据加注对象的不同，加氢机设置不同规格的加氢枪。如安亭加氢站设置 TK16 和 TK25 两种规格的加氢枪，最大加注流量分别为 2kg/min 和 5kg/min。加注一辆轿车约用 3-5 分钟，加注一辆公交车约需要 10-15 分钟。
- **站控系统：**作为加氢站的神经中枢，站控系统控制着整个加氢站的所有工艺流程有条不紊的进行，站控系统功能是否完善对于保证加氢站的正常运行有着至关重要的作用。

图表 13：加氢站建设成本构成



来源：METI，国金证券研究所

图表 14：隔膜压缩机



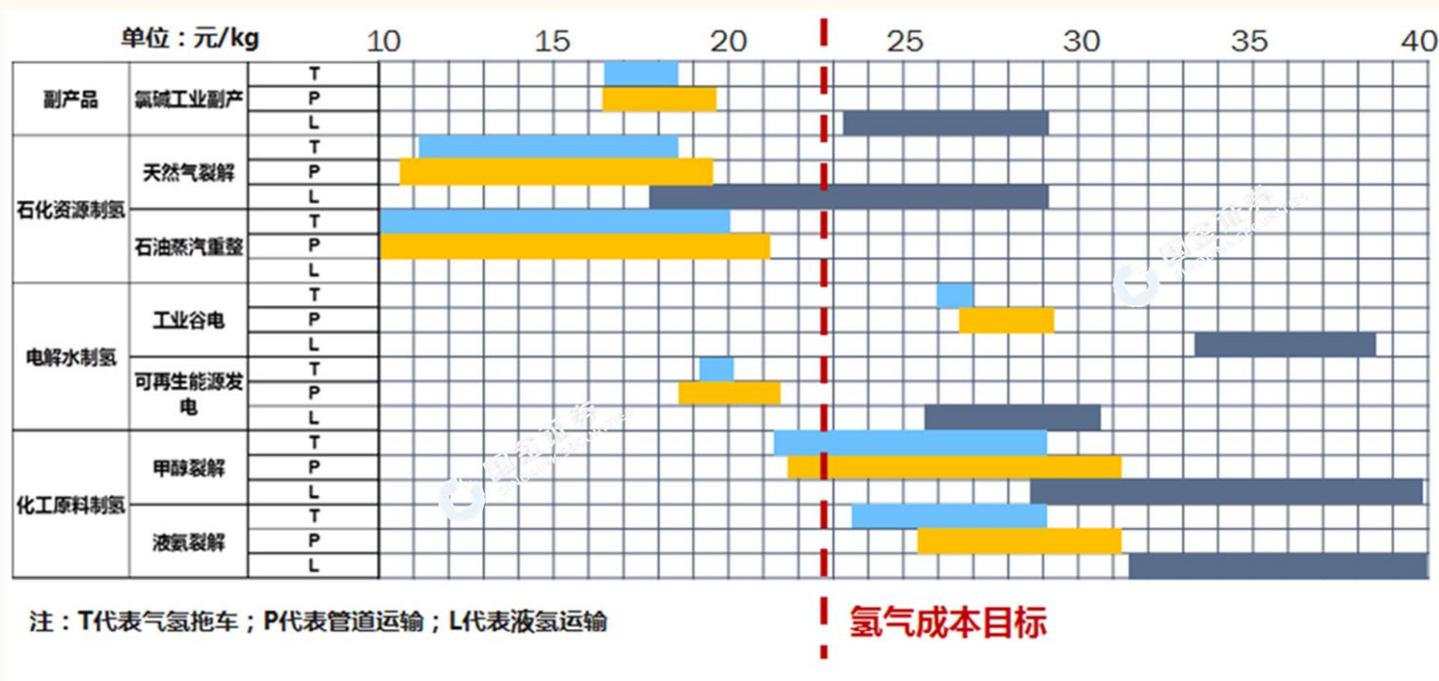
来源：北京天高官网，国金证券研究所

- 中国所生产的加氢站设备各项技术指标仍有欠缺，但是目前国产化已经开启，业内企业在各领域均推出自主产品。
 - **高压储氢装置：**2018 年 1 月，安瑞科生产 87.5MPa 缠绕大容积储氢容器用于 863 项目 70MPa 加氢站。该储氢容器率先采用了碳纤维全缠绕增强钢内胆的结构形式，解决了结构设计、成型工艺、密封、氢脆等多个技术难题，填补了国内空白，技术达到世界领先水平。
 - **氢气压缩设备：**北京天高和江苏恒久机械均有隔膜压缩机研发，北京天高压缩机产品运用在国内近十座加氢站的项目，参与了国家科技部环保新能源“863”计划中的汽车加氢项目。
 - **氢气加注设备：**张家港富瑞氢能加氢机取得国内整机防爆认证，并且供应国内超过 15 座加氢站项目。上海舜华 35MPa 加氢机已成功应用于世博会加氢站和大运会加氢站。

大规模低成本氢气是产业关键，氯碱制氢+气氢拖车是当下合理路线

- 氢之于燃料电池，正如石油之于传统汽车、锂矿石之于电动车，为必不可少之基础。燃料电池产业的发展，便捷地获得低成本的氢燃料成为行业能否顺利发展的关键。氢气的成本主要包括制氢和储运成本，当下氢气核心在于采取合理制氢和储运方式。
- 我们认为现阶段最佳的制氢和运氢方式搭配为：**氯碱工业副产氢+气氢拖车运输，其氢气成本范围在 17.9~19.2 元/kg。**该氢源路线的选择主要是基于成本和环保的角度考虑的。此外，通过测算氢气作为燃料的经济性，我们得出结论：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），则氢气到站成本需控制在 22.78 元/kg 以下。
- **氯碱工业副产氢是目前最现实的大规模燃料电池用氢气的来源：在现阶段，选择成本较低、氢气产物纯度较高的氯碱工业副产氢的路线，已经可以满足下游燃料电池车运营的氢气需求；在未来氢能产业链发展得比较完善的情况下，利用可再生能源电解水制氢将成为终极能源解决方案。**
- **气氢拖车是未来一段时间的主要运输方式。**基于 200km 左右运输距离和每天 10 吨的运输规模来看，气氢拖车的成本可以达到 2.02 元/kg，液氢罐车是未来的重要方向，其运输能力是气氢拖车的十倍以上，配合大规模可再生能源或者核电的弃电，是燃料电池大规模部署后的氢气解决方案。

图表 15：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；P：管道输氢；L：液氢储运

来源：国金证券研究所

制氢分析：氯碱制氢可满足当前下游需求，化石燃料制氢成本低廉，可再生能源电解水助力实现未来零排放

- 目前，制备氢气的几种主要方式包括氯碱工业副产氢、电解水制氢、化工原料制氢（甲醇裂解、乙醇裂解、液氨裂解等）、石化资源制氢（石油裂解、水煤气法等）和新型制氢方法（生物质、光化学等）。
- 我们认为氯碱工业副产氢是现阶段最适合的制氢方式，主要基于以下两点判断：
 - (1) 从制氢工艺的成本和环保性能角度来看，氯碱制氢的工艺成本最为适中，且所制取的氢气纯度高达 99.99%，环保和安全性能也较好，是目前较为适宜的制氢方法。分析如下：
 - 水煤气法制氢成本最低，适用规模大，但是二氧化碳排放量最高，且所产生氢气含硫量高，如果用于燃料电池，会导致燃料电池催化剂中毒，如果应用脱硫装置对其产生氢气进行处理，不但增加了额外的成本，对技术标准的要求也很高；
 - 石油和天然气蒸汽重整制氢的成本次之，约为 0.7~1.6 元/Nm³，能量转化率高达 72% 以上，但环保性不强，未来可以考虑通过碳捕捉技术减少碳排放；
 - 氯碱制氢工艺成本适中，在 1.3~1.5 元/Nm³ 之间，且环保性能较好，生产的氢气纯度高，目前而言适用于大规模制取燃料电池所使用的氢气原料，也是可实现度最高的氢气来源。
 - 甲醇裂解和液氨裂解成本较氯碱制氢高 50% 左右，较化石资源制氢技术前期投资低、能耗低，较水电解法制氢单位氢成本低。
 - 水电解法制氢成本最高，在 2.5~3.5 元/Nm³ 之间，且成本在不断降低，碳排放量低，且在应用水力、潮汐、风能的情况下能量转化率高达 70% 以上。在未来与可再生能源发电紧密结合的条件下，水电解法制氢将发展成为氢气来源的主流路线。

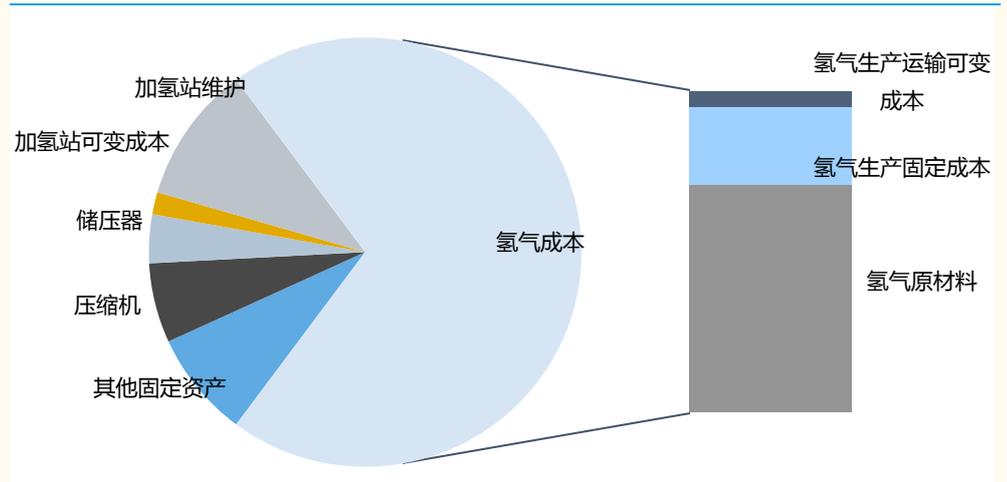
图表 16：几种制氢方式理论产能与经济产能（经济产能指上海和江苏周边某特定范围内的产能）

制氢方式	全国理论产能			200km 范围内			500km 范围内		
	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆
氯碱制氢	76	34	243	31	14	99	35	16	112
天然气裂解	70	31	226	13	6	43	17	8	55
甲醇裂解	25	11	79	1	0	3	2	1	7
液氨裂解	31	14	100	6	3	19	11	5	35
总计	202	90	648	51	23	164	65	29	209

来源：Wind，中国产业信息网，国金证券研究所

- (2) 从理论储备和经济储备的角度来看，氯碱工业副产氢的经济储备能够满足长三角地区对于氢气的需求，全国范围来看也储备充足。我们通过统计氯碱工业和其他化工原料（天然气、甲醇、液氨等）的产能，计算了理想情况下氢气的理论产能和经济产能（如图表 3）。
 - 假设 (1) 产能利用率为 76%；(2) 化工原料和天然气裂解制氢的部分相当于原有产能的 3%；(3) 燃料电池乘用车以丰田 Mirai 作为数据样本（储氢量 5kg，续航里程 482km）；(4) 燃料电池物流车以 E-truck 为数据样本（储氢量 7.5kg，续航里程 400km，载重量 4-8 吨）；(5) 乘用车年行驶里程数取值 1 万公里；(6) 物流车年行驶里程数取值 12 万公里。

图表 17: 我国氢气售价构成



来源:《小型加氢站网络的成本分析》, 国金证券研究所

- 我们得出结论: 目前全国范围内的氯碱工业制取的氢气相当于 76 万吨/年的产能, 可供 34 万辆燃料电池物流车使用一年, 或者可供 243 万辆燃料电池乘用车使用一年。如加上现有天然气、甲醇、液氨裂解产生氢气的量, 约为 202 万吨/年, 可满足 90 万辆物流车或 648 万辆乘用车一年的氢气需求量。
- 我们以目前燃料电池车数量较集中的江苏上海一带作为中心, 200km、500km 作为半径, 划定了两种不同的范围, 分别考虑其产能。可以发现, 在所划定的 200km 范围内, 氯碱副产氢气产能可以供 14 万辆物流车或 99 万辆乘用车使用; 在 500km 范围内, 氯碱副产氢气产能可供 16 万辆物流车或 112 万辆乘用车使用。

图表 18: 各制氢方式综合对比

制氢工艺	煤气制氢	天然气制氢	氨分解制氢	水电解制氢	甲醇裂解制氢
适用规模	10000-20000M ³	>5000M ³	<50M ³	2-300M ³	<20000M ³
制氢成本 (元/Nm ³)	0.6~1.2	0.8~1.5	2~2.5	2.5~3.5	1.8~2.5
运行参数	反应压力≈0.7MPa	反应压力>1.5MPa	工作压力 0.05MPa, 温度 800-850 度	电解槽工作压力可达 4.0MPa, 出槽气体温度≈90 度	工作压力 1.2MPa, 温度 260-290 度
技术指标	纯度≥99%, 副产物 CO ₂	纯度 39%-59%, 可回收 CO ₂ , CO 和 CH ₄ , 氢气回收率达 70%	最大产量 200m ³ /H, 最高纯度 39%-49%, 可回收综合气体 N ₂	最大产量 300m ³ /H, 最高纯度 69%, 可回收 O ₂	最大产量 20000M ³ /H, 纯度 39%-79%, 可回收 CO, CO ₂
主要消耗 (/Nm ³)	煤 : 7.3kg 电: 0.355kw/h	原料天然气 0.48m ³ 料天然气 0.12m ³ 锅炉供水 1.7kg, 供电 0.2kw/h	电 1.3kw/h, 液 氮 0.52kg/M ³	液 脱盐水 0.82kg, 电 5.5kw/h	电 0.0556kw/h, 甲醇 0.52kg

技术环保安全	工艺流程时间长，制造环境差，容易污染环境	排放少量锅炉污水，CO ₂ 和水蒸气以及少量废催化剂	1. 反应器耐高温；反应器转换器材质稳定；电消耗大； 2. 储存以及运输液氮必须用 30kg 以上的压力容器。 3. 氮气易爆 4. 液氮有毒性	流程简易，工作稳定，全自动操作	甲醇使用环保，运输安全，节省成本
占地面积	100m*80m	50m*30m（受限于天然气的供应）	20m*15m，液氮供应在工厂附近	50m*20m，不存在建设地域限制	20m*15m，甲醇供应在工厂附近
优势领域	中大规模的制氮装置	大规模制作流程	中高要求，中小规模	小规模，要求高端精确	中高要求，中小规模

来源：CNKI 国金证券研究所

氯碱工业副产氢：目前最现实的大规模燃料电池用氢气的来源

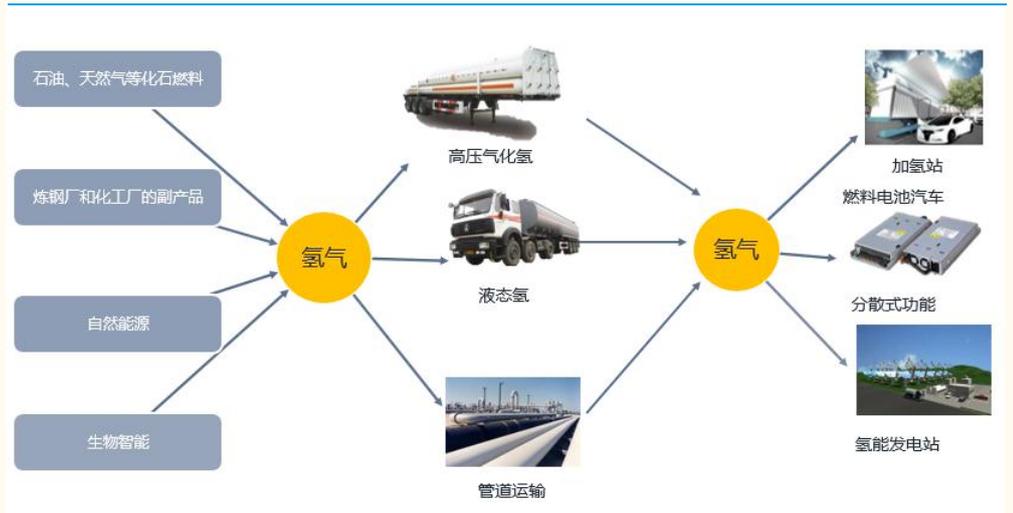
- 氢气的制备技术和存储运输等技术等，均影响到燃料电池所用燃料是否能方便快捷低成本地获得。其中氢能的大规模、低成本和高效制备是首先需要解决的关键性难题。根据 Hydrogen Analysis Resource Center 的统计数据 displays，全球制氢能力约保持在 1440 百万标准立方英尺/天。其中中国的制氢能力保持在 1320.86 吨/天以上。
 - 根据日本经济产业省的统计分析，2014 年日本氢气售价的构成主要由氢气原材料、氢气的生产运输成本、加氢站的固定和可变成本以及加氢站运营维护几个部分组成。其中涉及到氢气的制备和储运的成本占 38%。而对比看来，汽油售价的重要组成部分则是汽油的消费税。
 - 影响我国氢气售价的最主要因素是包括制氢和储运氢气在内的氢气成本部分。比较日本和我国的加氢站氢气售价价格组成可以发现，影响日本氢气售价的最主要的两个因素是氢气成本（约占 38%）和加氢站固定成本（约占 26%），而影响我国氢气售价最主要的因素是氢气成本（约占 65%）。

图表 19：氢能全面替代传统能源后市场规模将超 4 万亿美元

	石油	煤炭	天然气	总额
年均消费量（万亿 Btu）	170793.4	159216.8	125718.2	
单价水平（美元/百万 Btu）	16.9	3.71	2.97	
总计（千亿美元）	28.86	5.91	3.73	38.50

来源：BP，国金证券研究所

图表 20: 氢能体系



来源：国金证券研究所

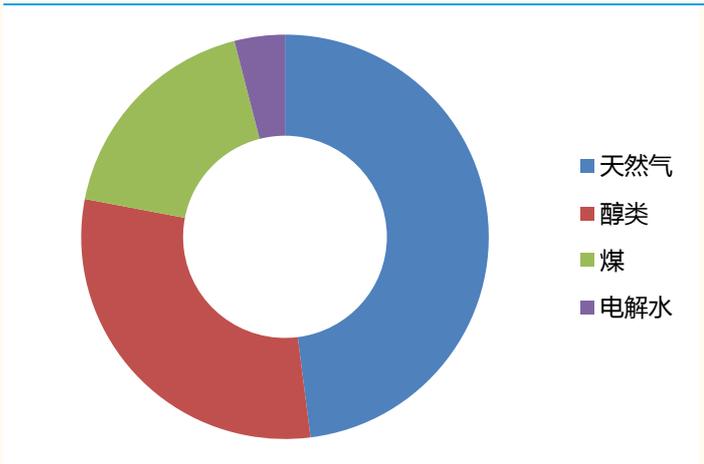
- 根据氢气的原料不同，氢气的制备方法可以分为非再生制氢和可再生制氢，前者的原料是化石燃料，后者的原料是水或可再生物质。
- 制备氢气的方法目前较为成熟，从多种能源来源中都可以制备氢气，每种技术的成本及环保属性都不相同。主要分为五种技术路线：氯碱工业副产氢、电解水制氢、化工原料制氢、石化资源制氢和新型制氢方法等。目前制备氢气的最主要问题是如何控制制氢过程中的碳排放、成本方面，未来技术的主要发展方向是使用可再生能源电解水，包括生物制氢和太阳能制氢等。

图表 21: 主流制氢方法



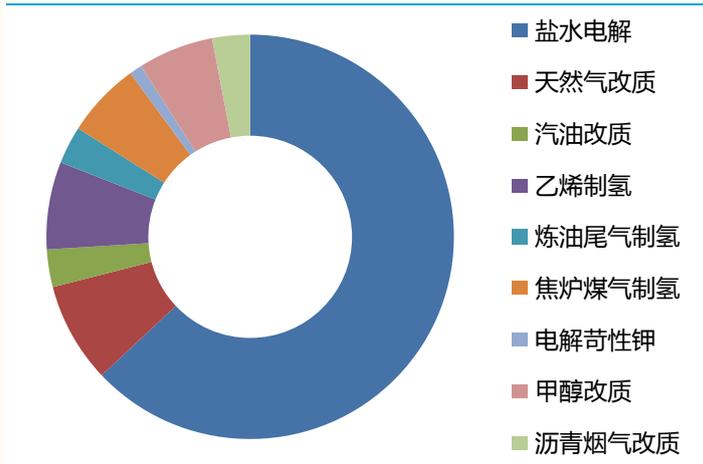
来源：国金证券研究所

图表 22: 全球制氢主要来源



来源: hydrogen analysis resource center, 国金证券研究所

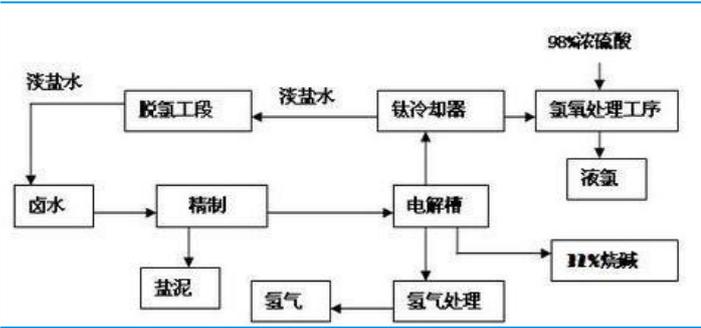
图表 23: 日本不同制氢方法产能占比



来源: METI, 国金证券研究所

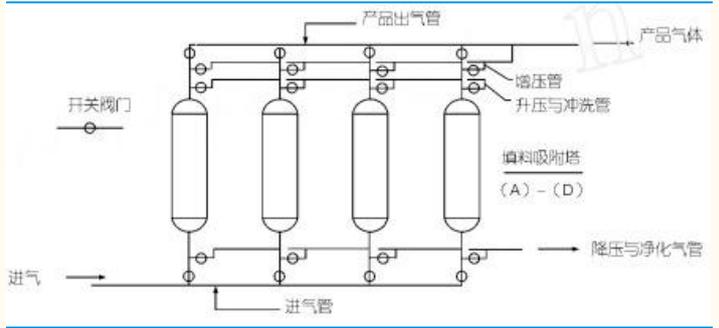
- 全球来看, 目前主要的制氢原料 96%以上来源于传统能源的化学重整 (48%来自天然气重整、30%来自醇类重整, 18%来自焦炉煤气), 4%左右来源于电解水。
 - 日本盐水电解的产能占有制氢产能的 63%, 此外产能占比较高的还包括天然气改制 (8%)、乙烯制氢 (7%)、焦炉煤气制氢 (6%) 和甲醇改质 (6%) 等。
 - 目前国内主流的氢气来源为焦炉煤气制氢, 但考虑到所制得的氢气纯度不高 (含硫), 且制氢的过程耗时长、对环境造成污染, 如果再经过脱硫脱硝的步骤则增加了制氢的成本。因此在考虑燃料电池所使用的氢气来源时, 主要依靠氯碱工业副产氢、天然气、甲醇、液氨重整产生的氢气, 未来在体系完善技术加强的情况下将逐步选用可再生能源电解水制氢, 打造真正零污染的氢能供应链。
- 目前燃料电池所使用的氢气来源最主要的途径是来源于氯碱工业的副产品。虽然从整个氢气产量来看, 利用煤作为原料来制备氢气占全部制氢产量的 2/3, 但是由于煤制氢气中含有杂质较多, 对于纯化装置要求较高从而增加了成本, 因此作为氯碱工业副产品的氢气用于供应给燃料电池作为原料的路线较为常见。
 - 氯碱厂以食盐水 (NaCl) 为原料, 采用离子膜或石棉隔膜电解槽生产烧碱 (NaOH) 和氯气 (Cl₂), 同时可得到副产品氢气。(2NaCl+2H₂O→2NaOH+H₂↑+Cl₂↑) 把这类氢气再去掉杂质, 可制得纯氢。我国许多氯碱厂都采用 PSA 提氢装置处理, 可获得高纯度氢气 (氢纯度可达 99%~99.999%)。
 - PSA 技术是利用气体组分在固体吸附材料上吸附特性的差异, 通过周期性的压力变化过程实现气体的分离与净化。PSA 技术是一种物理吸附法。PSA 具有能耗低、投资少、流程简单、自动化程度高、产品纯度高、无环境污染等优点。

图表 24: 氯碱工业制氢流程



来源: CNKI, 国金证券研究所

图表 25: PSA 技术流程



来源: CNKI, 国金证券研究所

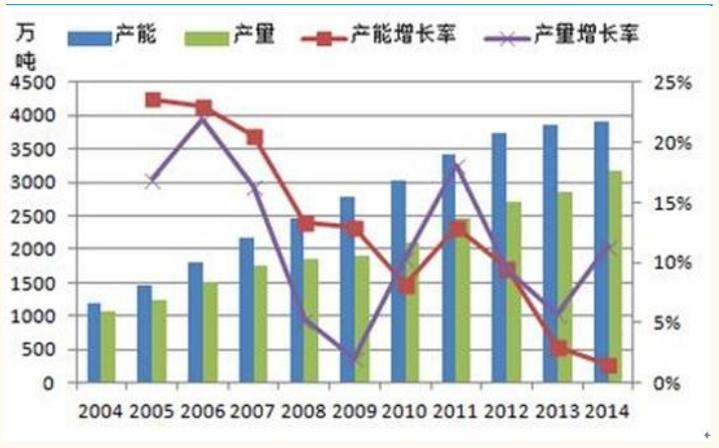
- 根据国家统计局的数据，2015 年，我国氯碱厂产能为 3961 万吨，产量为 3028.1 万吨。根据氯碱平衡表，烧碱与氢气的产量配比为 40:1，理论上将产生氢气 75.7 万吨，即 85 亿 Nm³ 氢气，理论上可以供 243 万辆乘用车使用。但考虑氯碱厂区域分布、运输距离、期间损耗及不同车型的耗氢量，几十万辆的规模问题不大。
- 目前氯碱厂对氢气的利用主要是两个方面，一是与氯气反应生产盐酸，另一方面将氢气直接燃烧，产生热能。但是后者需要的投资较大，因此大量的氯碱厂实际上将氢气都直接放空了。这样对于氢气资源实质上是一种浪费，如能合理收集氯碱厂所生产的氢气，对于发展燃料电池而言是一种合理的途径。

图表 26: 国内氯碱产能分布 (2012)



来源: 石化联合会, 国金证券研究所

图表 27: 我国氯碱厂产能和产量变化



来源: 氯碱行业协会, 国金证券研究所

图表 28: 我国氯碱行业进出口量及表观消费量情况

(单位: 万吨)	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
产能	800	1471	3021	3412	3736	3850	3910	3961
产量	665	1240	2087	2466	2699	2854	3180	3010
对应氢气理论产量	16.6	31.0	52.2	61.7	67.5	71.4	79.5	75.3
可供乘用车数量 (万辆)	53	100	168	198	217	229	255	242

来源: 氯碱行业协会, 国金证券研究所

- 氯碱工业副产制氢的成本约为 14.6~16.85 元/kg (即 1.3~1.5 元/Nm³)。氯碱工业副产制氢的方法成本较低，且所制备的氢气纯度能达到 99.99% 以上，同时理论储量和经济储量都相对较高，足以满足现有燃料电池对于氢气的需求量。

水电解制氢：利用可再生能源电解水制氢助力未来实现零排放

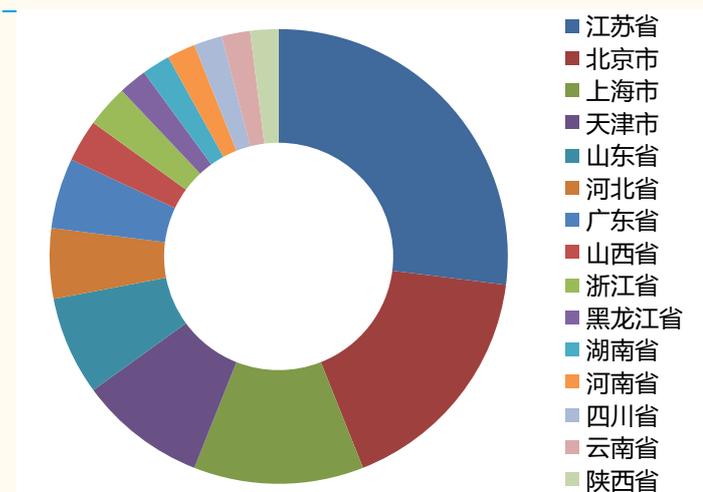
- **电解水技术与光解水、热化学制氢的不同特点：**电解水技术成熟、设备简单、无污染，所得氢气纯度高、杂质含量少，适用于各种场合，缺点是耗能大、制氢成本高；**光解水技术**目前难点是催化剂研制；**热化学循环制氢**系统更复杂，但制氢效率较高，结合可再生能源，利用效率更高。
 - 目前商品化的水电解制氢装置的操作压力为 0.8~3Mpa，操作温度为 80~90℃，制氢纯度达到 99.7%，制氧纯度达到 99.5%。
 - 水电解制氢的关键是如何降低电解过程中的能耗，提高能源转换效率。电解水制氢一般都以强碱、强酸或含氧盐溶液作为电解液。目前商用电解槽法，能耗水平约为 4.5~5.5kwh/Nm³H₂，能效在 72%~82%之间。折算下来，水电解制氢成本相当于 30~40 元/kg，用电解法生产气态氢的价格比汽油约高 65%，如果生产液态氢，则比汽油高约 260%以上。

图表 29：氢能、标煤、原油、汽油与电的热值和能量值比较

燃料名称	Kcal/kg (kwh)	kJ/kg (kwh)	折合标煤
标煤	7000	29300	1
原油	10296	43100	1.47
汽油	10989	46000	1.57
电	860	3600	0.12
氢气	34160	142997	4.88

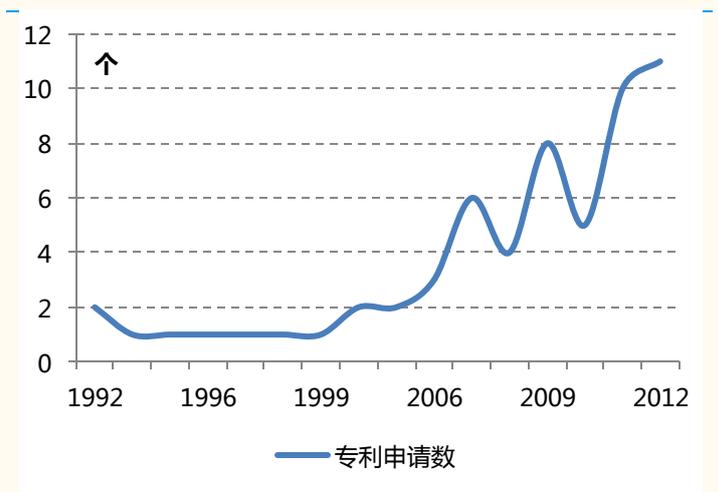
来源：CNKI 国金证券研究所

图表 30：中国电解制氢技术领域专利申请区域分布



来源：中国知识产权局（2013），国金证券研究所

图表 31：中国电解制氢专利申请个数



来源：中国知识产权局（2013），国金证券研究所

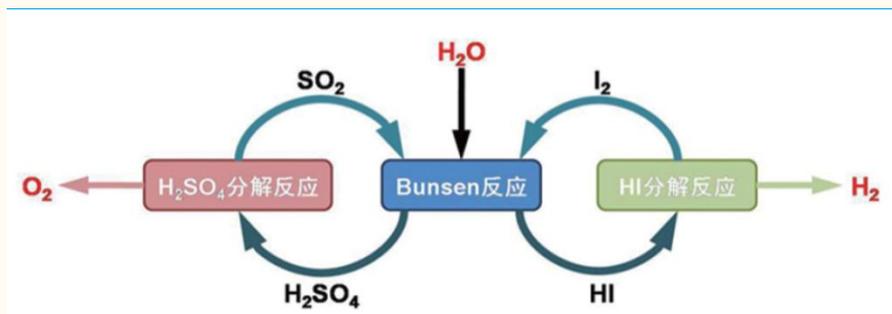
- **热化学循环水分解制氢可耦合核能、太阳能甚至是工业废热进行高效制氢，**每一步反应条件温和，理论上不会排放任何污染物；若能在高温耐腐蚀材料等方面实现突破，将是最有希望实现工业化规模应用的技术方式。根据循环过程中使用过的不同物质，一般将热化学循环水分解制氢分成 4 大类：金属氧化物体系、金属卤化物体系、含硫体系以及电解-热化学联合的杂化体系。

图表 32: 热化学循环水分解制氢

体系	原理	优点	缺点
金属氧化物体系	使用金属氧化物作为中间物, 一般是通过活泼金属/低价态金属氧化物与高价态金属氧化物之间进行相互转换来实现水的分解	步骤简单	过程温度高、热效率低、产氢量小、材料要求高集中太阳能热源
金属卤化物体系	采用金属卤化物与水反应, 再经过一系列化学反应(一般至少 4 步) 后制得氢气和氧气	反应过程热效率可以高达 35%~40%, 如果同时发电, 效率还可以提高 10%。	CaBr ₂ 水解反应速率较慢、CaO 溴化反应烧结严重及耐腐蚀廉价材料研制等。
含硫体系	含硫循环体系主要包括: 硫碘(SI 或 IS) 循环、硫酸-硫化氢循环、硫酸-甲醇循环和硫酸盐循环等	反应简单	N/A
杂化体系	热化学过程和电解过程联合组成的体系	简化了热化学循环分解水制氢流程, 而且降低了电解温度, 可以实现较高的热效率, 据理论计算铜氨循环制氢效率可达 43%	步骤繁琐, 系统变复杂

来源:《氢能制备技术研究进展》, 国金证券研究所

图表 33: 热化学硫碘循环水分解制氢原理



来源: CNKI 国金证券研究所

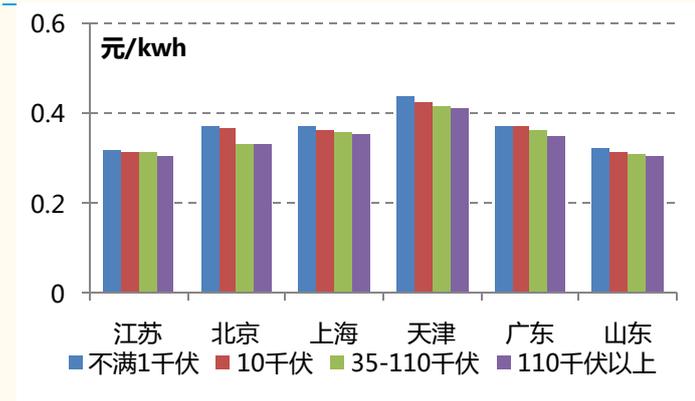
- 使用电解水的方法大规模制氢有两条主要的降本途径: 1) 降低电解过程的能耗; 2) 充分利用可再生能源, 使用弃风弃水弃光所产生电能进行电解水。
- 各国通过研发新型技术降低电解过程中的能耗, 但是根据热力学原理, 电解水制备 1m³ 氢气和 0.5m³ 氧气的最低电耗为 2.95 度电。由此可知, 该途径降低成本的空间有限、技术复杂。
- 日本的新型技术将能耗降低到 3.8kwh/Nm³H₂; 美国 GE 公司开发的固体高分子电解质(SPE)水解法, 以离子交换膜作为隔膜和电解质, 使电解过程的能耗大大降低。针对电解水技术方面的改进主要集中在电解池、聚合物薄膜电解池和固体氧化物电解池等种类, 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%。

图表 34: 美国电解水成本构成及预测

单位: \$/kg	2011	2015	2020
固定资产投资	0.6	0.5	0.4
电价	3.2	2.3	1.4
固定生产运维	0.2	0.1	0.1
其他	0.1	0.1	0.1
总计	4.1	3	2

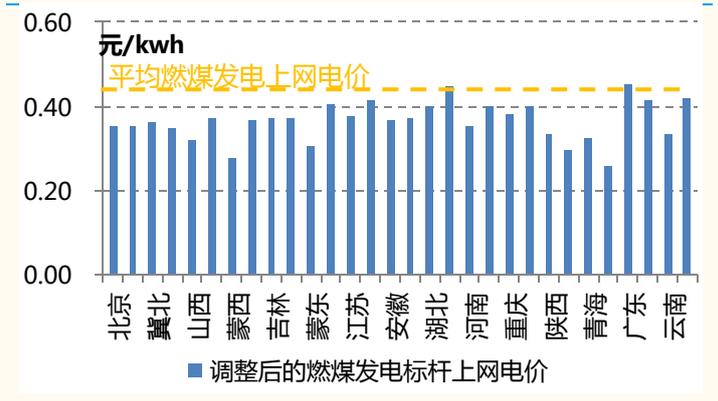
来源: DOE, 国金证券研究所

图表 35: 各地大工业谷电价格 (2015)



来源: 发改委, 国金证券研究所

图表 36: 2016 年调整后的燃煤发电标杆上网电价



来源: 发改委, 国金证券研究所

图表 37: 水电解制氢初步测算 (假设能耗水平为 5.5kwh/Nm³, 运维、固定投资和其他成本占成品总价的 25%)

	能量 (kcal)	体积 (L)	电价 (元/kwh)	成品总价 (元)	制氢单价 (元/m ³)
汽油 (以 92 号汽油为例)	7967.03	1	N/A	6.01	6010
水电解制氢 假设最终价格相同	7967.03	2620.53	0.31	6.01	1.72
假设比汽油价格低 10%	7967.03	2620.53	0.28	5.409	1.55
假设比汽油价格低 20%	7967.03	2620.53	0.25	4.808	1.38
假设比汽油价格低 30%	7967.03	2620.53	0.22	4.207	1.20

来源: 国金证券研究所

- 根据我们的测算, 在不考虑运输成本的条件下, 假设运维和固定投资的成本占电解水制氢的总成本的 25%, 计算出水电解制氢达到能够和汽油竞争的水平, 电价必须保证在 0.31 元/kwh 以下, 如果考虑比汽油的价格更有竞争力的情况, 则对应较 92 号汽油价格低 10%、20%、30% 的情况, 电价分别需要达到 0.28 元/kwh、0.25 元/kwh 和 0.22 元/kwh 以下。
- 此外, 大规模制氢也不能完全依赖于谷电电价。且目前电价政策对于这一块没有特殊的倾斜, 因此一般考虑使用弃风弃光所产生的电能电解水 (电价能达到 0.25 元/kwh 左右)。

图表 38: 江苏省不同类别的峰、谷、平电价及对应的制氢总成本 (假设运维、固定资产投资和其他成本占 25%)

类别			电价 (元/kwh)			制氢成本 (元/Nm ³)		
			高峰	平段	低谷	高峰	平段	低谷
大工业	中小 化肥 生产 用电	1-10 千伏	0.6502	0.3901	0.23	4.77	2.86	1.69
		20-35 千伏以下	0.64	0.3841	0.228	4.69	2.82	1.67
		35-110 千伏以下	0.625	0.3751	0.225	4.58	2.75	1.65
		110 千伏	0.6	0.3601	0.22	4.40	2.64	1.61
	其他 大工 业用 电	1-10 千伏	1.1002	0.6601	0.32	8.07	4.84	2.35
		20-35 千伏以下	1.0902	0.6541	0.318	7.99	4.80	2.33
		35-110 千伏以下	1.0752	0.6451	0.315	7.88	4.73	2.31
		110 千伏	1.0502	0.6301	0.31	7.70	4.62	2.27
100 千 伏安 (千瓦) 及以上 普通工 业	中小 化肥 生产 用电	不满 1 千伏	0.8348	0.5009	0.267	6.12	3.67	1.96
		1-10 千伏	0.8098	0.4859	0.262	5.94	3.56	1.92
		20-35 千伏以下	0.7998	0.4799	0.26	5.87	3.52	1.91
		35-110 千伏以下	0.7848	0.4709	0.257	5.76	3.45	1.88
	其他 普通 工业 用电	不满 1 千伏	1.4065	0.8439	0.3813	10.31	6.19	2.80
		1-10 千伏	1.3815	0.8289	0.3763	10.13	6.08	2.76
		20-35 千伏以下	1.3715	0.8229	0.3743	10.06	6.03	2.74
		35-110 千伏以下	1.3565	0.8139	0.3713	9.95	5.97	2.72

来源: 江苏省物价局, 国金证券研究所

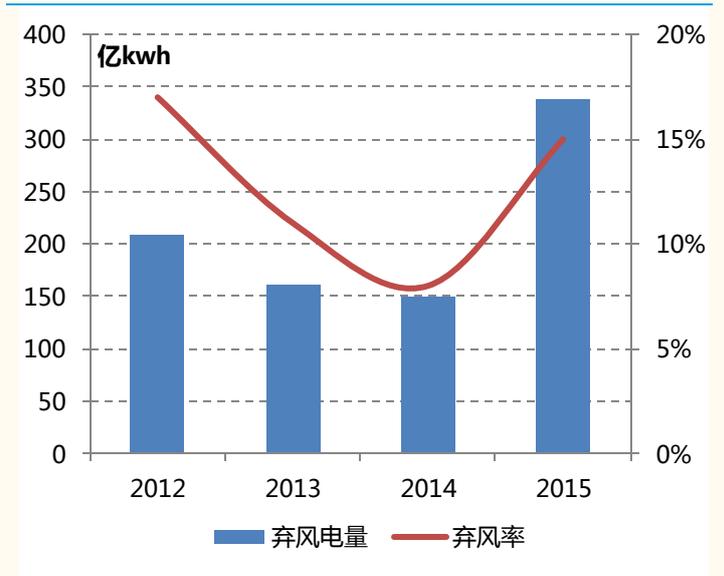
- 我国可再生能源丰富, 每年弃水弃风的电量都可以用于电解水。我国拥有水电资源 3.78 亿 kw, 年发电量达到 2800 亿 kwh。水电由于丰水器和调峰需要, 产生了大量的弃水电能。我国风力资源也非常丰富, 可利用风能约 2.53 亿 kwh, 相当于水力资源的 2/3。但风电由于其不稳定的特性, 较难上网, 因此每年弃风限电的电量规模庞大。如果将这部分能源充分利用起来, 产生的经济效益是可观的。
 - 例如, 三峡电站建成后, 在每年的 5~8 月弃水电能高达 45 亿 kwh, 即使建设一座 180 万千瓦的抽水蓄能电站联合运行, 三峡电站的弃水电能仍有 21 亿 kwh。若将此电能用于电解水制氢, 可生产氢气 4~4.5 亿 Nm³, 可见利用水电站的弃水电能来制氢, 将会使我国出现一个巨大的氢源基地。
 - 目前燃料电池汽车的分布主要以东部沿海城市为主, 如果考虑到氢气的运输成本, 使用中西部地区的弃水电能进行氢气的制备尚不具备成本优势。
 - 2010 年至 2015 年, 我国弃风电量累计达到 997 亿千瓦时, 直接经济损失超过 530 亿元。仅过去一年弃风电量就达到 339 亿千瓦时, 直接经济损失超 180 亿元, 几乎抵消全年风电新增装机的社会效益。解决这样的现状的合理方式之一是采取储电的方法。若利用氢能燃料电池来储电, 则可解决风能发电的平衡问题——利用风能发电的电能来电解水制氢, 它成为氢能燃料电池的燃料, 而燃料电池又用来储电。这个循环过程, 既可解决风能发电的负荷平衡, 又可制得一定数量的氢能。
 - 例如, 江苏盐城周边有 1000 多家风电厂, 目前所产生的电能无法并网, 使用这些风电所产生的电能, 结合海水电解技术, 所产生的氢气成本可以达到 2 元/Nm³, 相对而言已经具备了和汽油能源竞争的能力。

图表 39: 江苏省风电项目分布(2014)



来源: 北极星电力网, 国金证券研究所

图表 40: 全国弃风限电统计



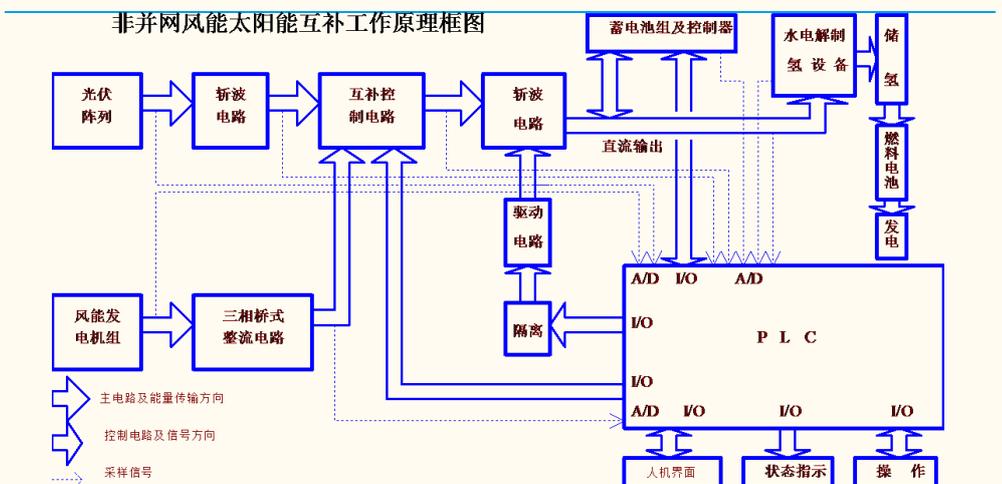
来源: 中国能源局, 国金证券研究所

图表 41: 风电制氢相关的国家政策

时间	政策文件	涉及储能内容
2011年3月	《国家“十二五”规划纲要》	首次提到“储能”，要求在“十二五”期间指导新能源、智能电网、储能行业的发展建设以及规划新能源重点建设项目
2011年11月	科技部《国家能源科技“十二五”规划(2011-2015)》	到2015年，我国将建成30个新能源微电网示范工程
2013年3月	国家电网《关于做好分布式电源并网服务的意见》	强调了储能技术在分布式发电中的重要应用
2015年3月	能源局《关于做好2015年度风电并网消纳有关工作的通知》	积极开拓适应风能资源特点的风电消纳市场，加快推进风能制氢的示范工作
2016年3月	能源局《关于做好2016年度风电消纳工作有关要求的通知》	总结现有示范项目经验基础上，开展一批新的风电制氢、风电高载能供电示范项目建设。河北、吉林要加快推进风能制氢的示范工作

来源: 搜狐网 科技部, 国金证券研究所

图表 42: 风能太阳能互补制氢原理框图

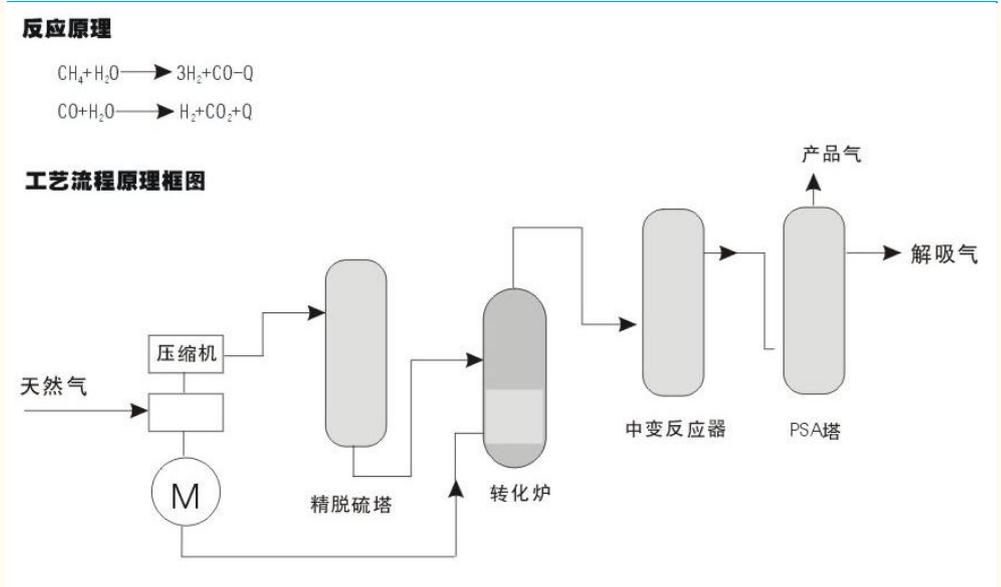


来源: CNKI 国金证券研究所

石化资源制氢：天然气裂解制氢为主，水煤气法对脱硫技术要求高

- 石化资源制氢：主要是天然气裂解制氢路线，燃料电池所用氢气一般不使用煤制氢的技术路线，主要是因为煤制氢存在投资成本高、污染严重和碳排放量大等问题。天然气制氢技术主要包括水蒸气重整、部分氧化、自热重整、绝热催化裂解等。
- 水煤气法制氢含硫偏高，不适用于燃料电池。水煤气法制氢是传统的煤化工工艺路径。通过无烟煤或者焦炭与水蒸气在高温下反应得到水煤气 ($C+H_2O \rightarrow CO+H_2$ —热)，净化后再使它与水蒸气一起通过触媒令其中的 CO 转化成 CO_2 ($CO+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$) 可得含氢量在 80% 以上的气体。最后除去 CO_2 以及 CO 得到较为纯净的氢气。这种方式制氢量大，成本低。但如果用于燃料电池，则其中含硫量偏高，易使得燃料电池的铂催化剂中毒，损坏染料电池电堆。因此目前尚无法实现大规模生产使用。未来如果脱硫技术提升，则有颠覆氢气来源的可能。

图表 43：天然气裂解制氢反应原理及流程工艺



来源：CNKI 国金证券研究所

图表 44：天然气裂解制氢技术指标

纯度 (mol%)	99.9~99.999
CO+CO2 (ppm)	≤20
温度 (°C)	<40
天然气消耗 (Nm ³)	0.48 (含原料和燃料)

来源：CNKI，国金证券研究所

图表 45：天然气制氢的几种技术

水蒸气重整	甲烷与水蒸气经催化反应和水煤气变换反应最终生成氢气
天然气部分氧化重整	甲烷与氧气先进行部分氧化反应，再进行水煤气变换反应，最终制得氢气
自热重整制氢	甲烷同时与水蒸气、氧气发生水蒸气重整反应和部分氧化反应，氧化反应放出的热量直接用于水蒸气重整反应，最后通过一氧化碳的水煤气变换进一步生成氢气
催化分解制氢	可直接生成碳和氢气，因此，无需额外分离操作便可以制得高纯氢气

来源：CNKI 国金证券研究所

- 成本方面，天然气裂解制氢的成本约为 9~16.85 元/kg (即 0.8~1.5 元/Nm³ 之间)。我们根据中石化集团经济技术研究院所提供的一些数据测算如图表 34。天然气制氢虽然成本方面有优势，但需要针对性地制氢，对于前期投资要求较高，且制氢过程会产生一定的污染。

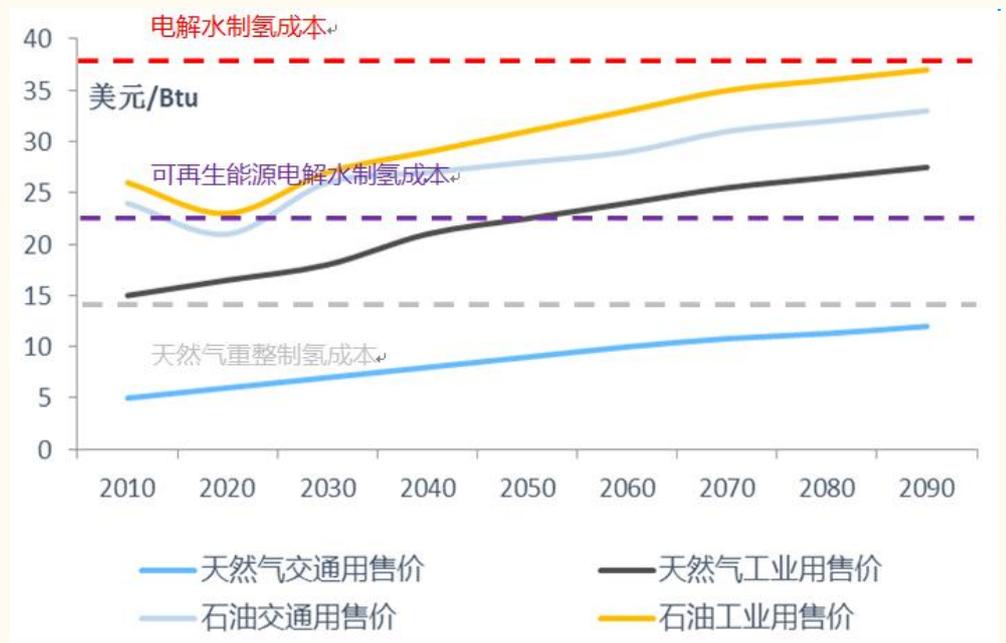
图表 46: 天然气裂解制氢成本测算

假设制造 1 吨氢气	1 吨氢气=11123.5m ³ 氢气
原料(元/吨)	2650
氢与原料比例(重量)	1 比 3.24
辅助设备成本(元)	3000
工艺流程费用(元)	1100
总费用(元)	12686
单位成本(元/m ³)	1.14

来源: 国金证券研究所

- 天然气重整制氢的成本相对石油售价和天然气售价而言具有竞争力。我们通过将不同能源折算为热量单位(Btu)进行对比(图表 35), 根据我们的分析和预测, 可发现目前同等热值的可再生能源电解水成本已经低于交通用以及工业用的石油售价, 而天然气重整制氢的成本已经低于上述石油售价及天然气工业用售价。

图表 47: 不同制氢方法与天然气、石油价格比较



来源: Wind, 国金证券研究所

- 从能量转换效率的角度来看, 天然气重整制氢的方法能量转换效率最高, 而乙醇裂解和电解水制氢的方法次之。各种制氢方式的能量转换效率比较如下:

图表 48: 不同制氢方法的能量转换效率

生产流程	水煤气制氢						电解水制氢 (1500kg/天)	乙醇裂解制氢 (1500kg/天)	天然气重整制氢 (1500 kg/天)
	生物质制氢	水煤气制氢	(碳捕捉技术)	天然气重整制氢	天然气重整制氢 (碳捕捉技术)	电解水制氢			
能量输入 (单位: 原始/英热)									
植物									
(kg)	13.490	-	-	-	-	-	-	-	-
(Btu)	249,983	-	-	-	-	-	-	-	-
天然气									
(Nm ³)	0.170	-	-	4.501	4.488	-	-	-	4.488
(Btu)	5,900	-	-	156,250	155,800	-	-	-	155,798
乙醇									
(gallons)	-	-	-	-	-	-	-	2.191	-
(Btu)	-	-	-	-	-	-	-	167,239	-
电力, kWh									
(kwh)	0.980	-	1.720	0.569	1.405	50.000	50.000	0.490	1.110
(Btu)	3,344	-	5,867	1,942	4,796	170,607	170,607	1,672	3,787
煤, kg									
(kg)	-	8.508	7.849	-	-	-	-	-	-
(Btu)	-	223,253	205,960	-	-	-	-	-	-
能量输出 (单位: 原始/英热)									
氢气									
(kg)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
(Btu)	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940
电力, kWh									
(kwh)	-	3.175	-	-	-	-	-	-	-
(Btu)	-	10,834	-	-	-	-	-	-	-
能量转换效率	44.0%	55.9%	53.8%	72.0%	70.9%	66.8%	66.8%	67.5%	71.4%

来源: hydrogen analysis resource center, 国金证券研究所

化工原料制氢：甲醇制氢技术应用于众多特定场所，但成本较高

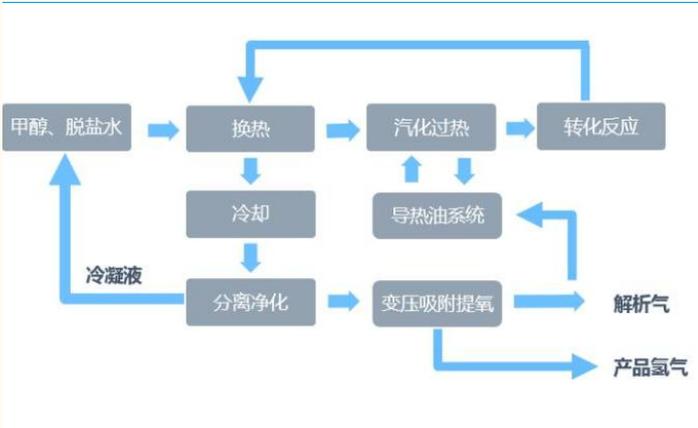
- **甲醇裂解制氢**：由于甲醇具有易于运输、易于获得等特点，甲醇制氢技术备受关注，并应用于众多特定的场所。利用甲醇制氢有 3 种途径：甲醇裂解、甲醇-蒸汽重整和甲醇部分氧化。在这三种方法中，甲醇裂解由于应用范围更广和原料单一的特点具有更强的竞争力。

图表 49：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

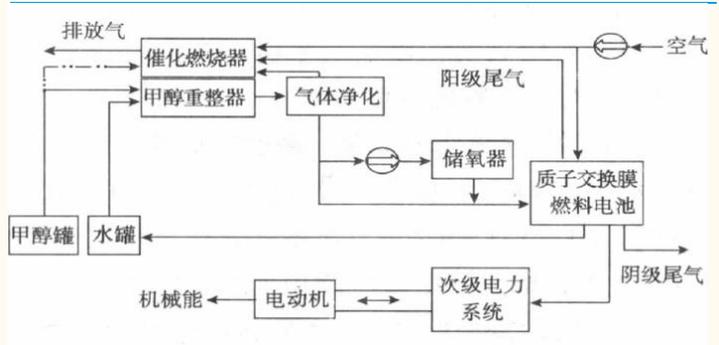
来源：《化学工业》，国金证券研究所

图表 50：甲醇裂解制氢工艺流程示意图



来源：CNKI 国金证券研究所

图表 51：甲醇重整燃料电池系统



来源：《化学工业》，国金证券研究所

- **甲醇制氢与大规模的天然气、重油转化制氢或者水煤气制氢相比，投资省，能耗低；与水电解制氢相比，单位氢气成本低。**
 - 化石燃料制氢工艺一般需要在 800°C 以上的高温下进行。所以转化炉等设备需要特殊材质。同时需要综合考虑能量平衡和利用，不适合小规模制氢。而甲醇转化制氢反应温度低 (260~280°C)，工艺条件缓和，燃料消耗低。与同等规模的化石燃料制氢装置相比，甲醇-蒸汽转化制氢的能耗是前者的 50%。
 - 水电解制氢的成本一般在 3~5 元/m³，而一套规模为 1000m³/h 的甲醇-蒸汽制氢转化装置的氢气成本一般不高于 2 元/m³。

图表 52: 甲醇裂解制氢主要的经济指标

项目	指标
装置能力/ $m^3 h^{-1}$	20~3000
反应温度/ $^{\circ}C$	220~280
反应压力/Mpa	0.8~2.5
产品氢气纯度/%	99~99.999
氢气(标准状态)成本/元· m^{-3}	1.5~2.0
原料及动力消耗:[以1 m^3 (标态)纯氢计]	
甲醇/kg	0.58~0.69
脱盐水/kg	0.35~0.45
电(220V/380V)/kWh	0.15~1.25
冷却水/kg	30~100
仪表空气(标准状态)/ $m^3 h^{-1}$	40~60

来源:《化学工业》,国金证券研究所

- 液氮制氢方法由英国化学家亚瑟汀斯利在 1894 年提出,主要原理是利用液氮和钠单质反应生成氨基化钠,然后氨基化钠将分解成为氮气、氢气以及钠单质。液氮是世界上产量最大的无机化合物之一,通常与丙烷一样被加压储存在液氮罐之内(300psi,约 20 千帕),液氮虽然可获得性高,但是液氮制氢需要依赖于钌作为催化剂,而钌是一种稀有金属,且在该过程中,分离氢气需要极高的温度。
- 2015 年,英国科学家提出液氮制氢的新方法,将分离氢气的温度降低到了 400 $^{\circ}C$ 的温度。一个典型的汽车电池都可以提供足够的能量来加热一个小型(1.5 立方英寸)钠/氮反应器到达该温度。其设备的输出不能满足一个大型商业设施所需的氢气,但可以扩大到满足一辆氢能燃料电池汽车所需的氢气。
- 目前丰田、本田和现代所使用的氢气,绝大多数都来自天然气重整制氢,但天然气重整制氢对环境的影响较大,因此如果上述液氮制氢的方法能够推行,可以降低制氢过程对环境的影响。此外,该制氢方式的另一个优势是其使用的罐体与现有的其他气体储存罐类似,这也将降低氢能基础设施建设的成本。
- 成本方面,液氮制氢目前的成本约为 2~2.5 元/ Nm^3 ,仍比电解水制氢的成本低,如未来有进一步的技术突破,液氮制氢的技术可以拓展到直接用于车载供氢。

氢气储运：气氢拖车满足现阶段要求，液化氢技术是发展方向

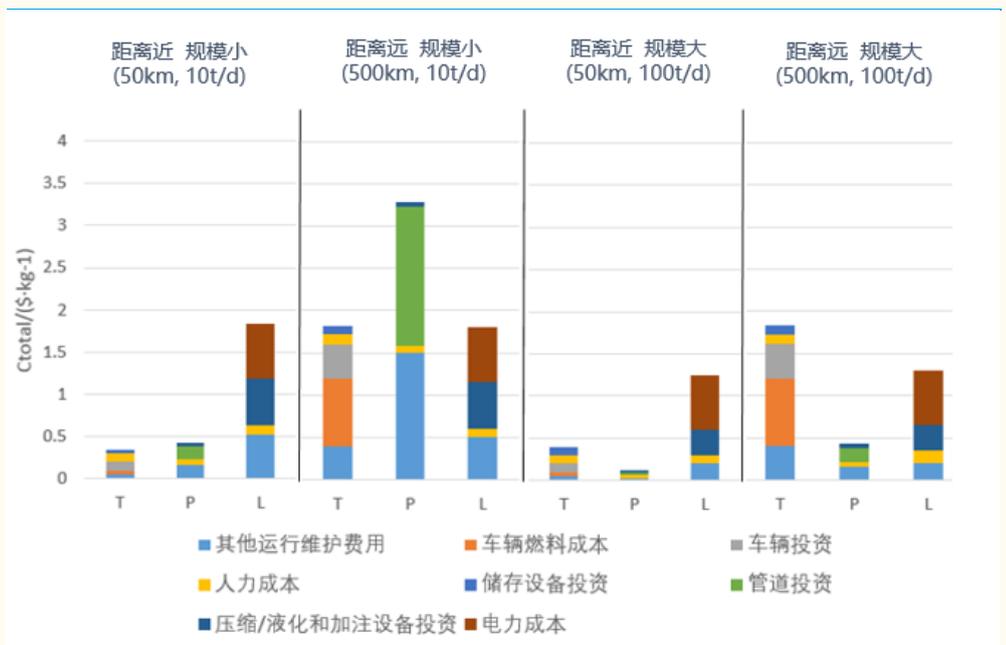
- 运氢的方式主要分为：气氢拖车运输 (tube trailer)、气氢管道运输 (pipeline) 和液氢罐车运输 (liquid truck)。氢能供应链中运氢环节定义为包括集中制氢厂的运输准备环节 (氢气压缩/液化、存储及加注) 和车辆/管道运输过程所涉及所有设备。
- 从现阶段加氢站对运输距离 (<500km, 200km 为宜) 和运输规模 (10t/d) 的需求来看，氢气最佳的运输方式仍是气氢拖车，其成本可以达到 2.02 元/kg，而在同等条件下的液氢运输成本可以达到 12.25 元/kg。未来在液化氢技术达到标准且氢气需求量规模上升 (100t/d) 的情况下，将考虑采用液氢运输的方式运送氢气。
- 气氢拖车运输适合小规模、短距离运输情景；气氢管道运输适合大规模、短距离运输情景；液氢罐车运输适合长距离运输。

运输规模和运输距离是对氢气运输影响最大的两个因素，对三种氢气运输方式的成本变化造成不同的影响。根据不同氢气运输方式的变化规律，在运输规模和运输距离确定的情况下，可以选出成本最低的运氢方式。

主要的三种氢气运输方式 (气氢拖车、管道输氢和液氢罐车运输) 的成本组成可以划分为：设备投资 (存储、压缩、液化和加注设备)、电力成本、管道投资成本、运输车辆投资成本 (包括车载储氢容器)、车辆燃料成本、人力成本和其他运行维护费用。通过研究我们可以得出结论：

- 1) 对于气氢拖车运输方式，主要受距离因素影响，规模对运氢成本影响比例较小；
- 2) 对于管道输氢方式，管道投资成本在运氢成本中占最大比例，适用于运氢规模大，距离近的情况；
- 3) 对于液氢罐车运输方式，非常适用于大规模氢气长距离运输，运氢成本与运输规模成负相关，规模越大运氢成本越低，与运输距离成正相关，距离越远运氢成本越加上升，但上升幅度远小于气氢拖车。

图表 53：不同运输规模和运输距离下的三种运氢模式成本比较
(T: 气氢拖车; P: 管道输氢; L: 液氢储运)



来源：清华大学，国金证券研究所

投资建议

- 加氢站和氢气作为燃料电池产业的关键基础设施，具备长期投资价值，我们认为加氢站及关键设备、加氢站运营、氢气都将成为巨大的市场，短期设备机会更大，长期看氢气市场规模惊人。相关公司方面，推荐年产5亿方焦化副产氢气的美锦能源（000723.sz）、加氢站供应商厚普股份（300471.sz）、国内加氢站主要供应商富瑞氢能（未上市），建议关注京城股份（600860.sh）、滨化股份（601678.sh）。
 - 美锦能源：副产氢5亿立方米；加氢站，控股锦鸿氢源科技有限公司60%股权，锦鸿氢源从事加氢站建设运营；整车，控股佛山飞驰51.2%股权（飞驰是2018年燃料电池汽车销量第二企业）；膜电极，公司持股45%的投资公司鸿锦投资控股广州鸿基51%股权（鸿基是膜电极明星企业）。
 - 厚普股份：加氢站设备，生产的加氢设备分别包括日加氢量50公斤、200公斤、500公斤、1000公斤等产品，自主研发的加氢枪进入样机试用阶段，高压氢气质量流量计已经具备量产能力。
 - 富瑞氢能：未上市企业，储氢瓶产能1万套/年，2018年加氢站设备和车载储氢系统市占率第一。
 - 京城股份：子公司北京天海从事储氢瓶业务；北京天海投资伯肯节能10.91%股权，伯肯节能从事加氢站设备和空压机业务。
 - 滨化股份：公司与北京亿华通科技股份有限公司共同出资设立了山东滨华氢能源有限公司，主要业务方向是为氢燃料电池汽车加氢站提供合格的氢气，目前处于正式投产前的前期准备阶段。

图表 54：涉及加氢站与氢气制储运相关标的

证券简称	当前股价 (元)	市值 (亿元)	eps (元)			PE			氢能业务
			2018A/E	2019E	2020E	2018A/E	2019E	2020E	
美锦能源	5.63	230	0.44	0.48	0.53	17	12	11	膜电极、整车、副产氢、加氢站
厚普股份	8.5	31	-0.01			-7	-	-	加氢站设备
雪人股份	9.08	61	0.03	0.06	0.10	377	144	83	站内低温冷冻机、空压机、系统
富瑞氢能	未上市								加氢站设备和车载储氢系统
滨化股份	5.18	80	0.45	0.70	0.76	11	7	7	氯碱副产氢
东华能源	8.93	147	0.66	0.94	1.29	14	10	7	丙烷脱氢、加氢站
京城股份	6.00	21	-	-	-	-	-	-	储氢瓶，加氢站设备和空压机

来源：wind 国金证券研究所

风险提示

- 燃料电池产业发展不达预期的风险。1) 燃料电池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；2) 加氢站等基础设施建设进度和数量不及预期，影响下游车辆落地；3) 国家对产业支持力度不及预期风险。

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，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝，或再次分发给任何其他人，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，而不应对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