

化工副产氢过渡，可再生能源制氢是终极方案

——电气设备行业专题报告之二（制氢篇）

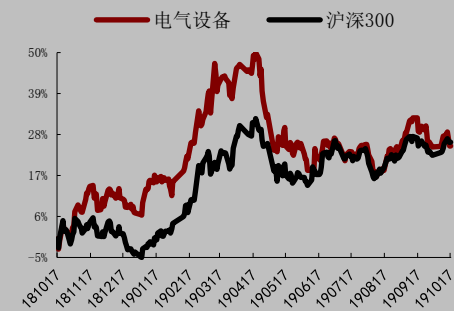
强于大市（维持）

日期：2019年10月17日

投资要点：

- **制氢成本过高是限制氢能推广的主要障碍之一：**通过与市场上其他类型汽车的使用成本拆解对比，过高的燃料消耗成本是导致燃料电池车综合成本偏高的来源之一。氢气相比于其他燃料更高的价格主要来自生产制备环节。从我国目前的供氢基础设施完善程度和技术水平来看，包括制氢和储运在内的氢气成本占到加氢站终端售价的70%左右，其中氢气原材料成本占比达到50%。因此制氢环节较大程度上决定了氢燃料使用的经济性。
- **可用于燃料电池汽车供氢的清洁氢气资源可观，但面临市场竞争力不足的问题：**国内制氢资源丰富，可供选择的制氢途径也较为多样，仅18年可再生能源弃电如果全部用来电解水制氢的话就可生产清洁氢200万吨以上，足以满足中短期的氢能产业需求。但各类型制氢路线的经济性尚不足以保障燃料电池汽车的大规模商业化。加之目前氢气储运环节存在的掣肘，氢气运输瓶颈尚未完全突破、成本较高。在当前供氢体系下，包括生产和储运在内的氢气成本不具备市场竞争力。
- **化工副产氢是当前过渡方案，可再生能源发电解制氢是氢源终极方案：**天然气重整制氢较为成熟，也是国外主流制氢方式。但是天然气原料占制氢成本的比重达70%以上，不符合我国富煤、贫油、少气的资源禀赋；焦炉煤气制氢理论规模庞大，2018年国内焦炭产量达到4.3亿吨，焦炉煤气中氢气含量约占50%-60%，可产副产氢气700万吨以上，数量极大，占据工业副产氢总量的90%以上，但是杂质的净化和产品氢气中微量杂质的控制是难点。化工特别是氯碱化工等副产氢纯度高，中国烧碱年产量基本稳定在3000万—3500万吨之间，副产氢气75万—87.5万吨，扣除约60%的氢气被配套聚氯乙烯和盐酸利用，剩余约28万—34万吨。甲醇及合成氨、PDH合成气含氢量60%-95%之间，纯化后可以满足燃料电池要求。中国已建和在建PDH项目，副产含氢约37万吨/年；中国合成氨生产能力1.5亿吨/年，可回收氢气约100万吨/年；合计168万吨/年。按照每百公里3.8kg耗氢量，每辆车每年跑2万km测算，可以满足220万辆燃料电池汽车的需求，可以满足我国氢能及燃料电池发展路线图2030年燃料电池汽车达到百万辆的要求，但由于存在碳排放问题，不符合绿色发展理念。长期来看实现可再生能源电力制氢是终极方案。
- **风险因素：**氢能及燃料电池政策不符合预期，燃料电池汽车补贴退坡幅度超预期，制氢成本下降不及预期等。

电气设备行业相对沪深300指数表



数据来源：WIND，万联证券研究所

数据截止日期：2019年10月17日

相关研究

万联证券研究所 20190426_氢能行业专题报告
_AAA_燃料电池汽车产业化初期，基础设施先行

分析师：王思敏

执业证书编号：S0270518060001

电话：01056508505

邮箱：wangsm@wlzq.com.cn

研究助理：江维

电话：01056508507

邮箱：jiangwei@wlzq.com

目录

1、氢气制取是氢能利用经济性考量的重要环节	4
1.1 氢燃料电池“颠覆”传统用能方式	4
1.2 氢气成本是制约燃料电池汽车商业化的瓶颈之一	5
1.3 氢能来源广泛，制备技术多元	6
1.4 中国具备氢能制取的禀赋优势	7
2、化石能源制氢：需结合地区资源条件，因地制宜	8
2.1 煤制氢工艺成熟，成本低廉但下降空间小	8
2.2 天然气制氢受制于国内高原料成本	10
3、工业副产氢：可满足短期需求的低成本分布式氢源	11
3.1 焦炉煤气制氢理论规模庞大	11
3.2 氯碱副产氢提纯成本低、纯度高	12
3.3 轻烃裂解是颇具潜力的潜在氢源	14
4、电解水制氢：利用可再生能源中国具备比较优势	15
4.1 用电成本是电解水制氢的关键	15
4.2 可再生能源电力制氢是长期必然趋势	16
5、发展趋势：结合各地区实际条件，不存在单一最优路径	18
6、相关投资标的	21
7、风险提示	22
图表 1：目前全球能源体系面临新的转型期	4
图表 2：燃料电池全球装机量逐年快速增长（按应用）	5
图表 3：欧洲氢能燃料电池汽车与其他燃料汽车使用成本对比（小汽车）	5
图表 4：国内加氢站氢气售价组成	6
图表 5：氢的制取来源及主要工艺	6
图表 6：制氢技术综述	7
图表 7：中国工业氢气产需量情况	7
图表 8：中国氢能供给结构预测	8
图表 9：煤气化制氢工艺流程简图	8
图表 10：煤制氢是国内目前成本最低的技术路线	9
图表 11：SMR 制氢工艺技术参数	10
图表 12：碳捕集与封存技术下天然气制氢的工艺流程	10
图表 13：中国的天然气制氢成本最高	11
图表 14：焦炉煤气变压吸附制氢流程	12
图表 15：焦炉煤气常规组成范围	12
图表 16：国内焦炉煤气可释放氢气产能	12
图表 17：氯碱工业制氢流程	13
图表 18：中国烧碱产量与可利用放空副产氢气体量	13
图表 19：氯碱上市公司烧碱产量与可利用放空氢气体量（2017 年）	14
图表 20：中国 PDH 副产氢项目统计	14
图表 21：中国丙烷脱氢项目副产氢气产能（万吨/年）	14
图表 22：几种制氢技术对比	15
图表 23：电解水制氢成本组成瀑布图（2015 年）	16
图表 24：氢气价格对电价变化的敏感性	16

图表 25: 光伏、风电等可再生能源电力电解制氢	17
图表 26: 中国可再生能源的资源条件优越	18
图表 27: 中国可再生能源电力制氢成本低于其他国家	18
图表 28: 不同制氢工艺的氢气生产成本对比	19
图表 29: 运输用氢的氢气储运技术定性对比	19
图表 30: 各国家氢气管道长度对比 (千米)	20
图表 31: 中国氢能产业集群分布	20
图表 32: 中国氢气主要来自煤炭, 清洁度不够 (中国左, 全球右)	21

万联证券

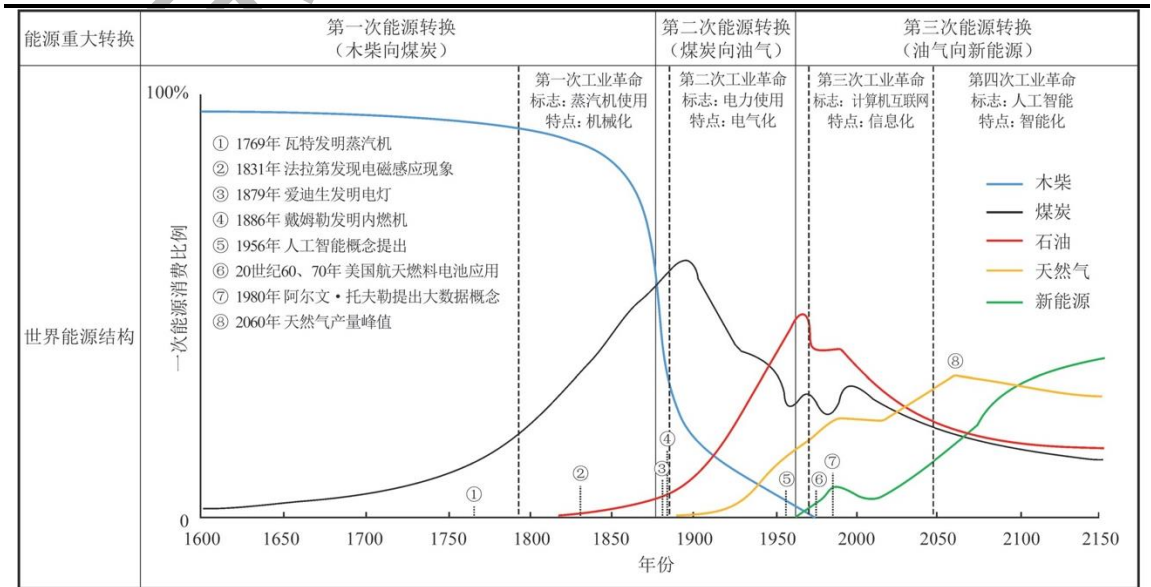
1、氢气制取是氢能利用经济性考量的重要环节

1.1 氢燃料电池“颠覆”传统用能方式

氢能作为能源技术革命的重要发展方向,其潜力和重要性愈发受到全球的普遍认可,被视为21世纪最具前景的清洁能源之一。氢能以其清洁环保、效能高、来源广、可储能等优势,被称为“终极能源”,是未来替代矿物能源的最佳选择,并且能够有效解决可再生能源的消纳问题,以解决全球化石能源危机、全球变暖以及环境污染等。

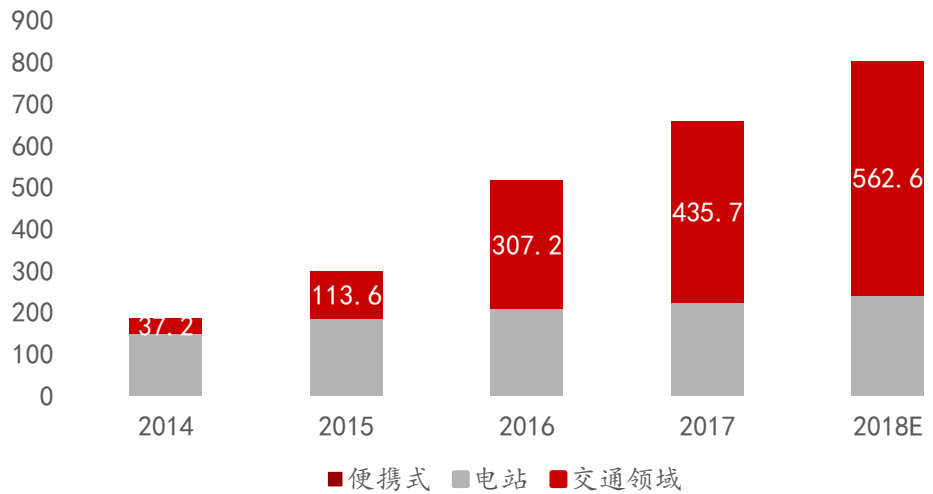
燃料电池是将氢能转化为电能最有效的转换装置。使用氢做燃料时,氢燃料电池理论上不产生任何空气污染物,总生命周期排放量取决于氢的生产过程(与电力一样),而且在非常小的尺寸下也具有很高的转换效率。燃料电池具备的模块化特性意味着燃料电池可以广泛应用在从小型便携式电子设备到大型固定设备,以及交通运输等不同领域。燃料电池被视为一种“颠覆性技术”,它可以显著加快我们从现有世界向一个新的、更清洁、更高效的氢能源世界的转变。根据E4Tech数据显示,交通运输是当前燃料电池最主要的应用场景,装机量出货规模占据70%。燃料电池汽车不仅能量转换效率高于内燃机,而且在汽车使用周期内真正实现了零污染、零排放。由于燃料电池机械构造简单,燃料电池汽车还具备平稳,舒适和噪音低的特点。

图表1: 目前全球能源体系面临新的转型期



资料来源: CNKI, 万联证券研究所

图表2：燃料电池全球装机量逐年快速增长（按应用）



资料来源：E4Tech, 万联证券研究所

1.2 氢气成本是制约燃料电池汽车商业化的瓶颈之一

目前燃料电池汽车较高的综合使用成本是限制其商业化的主因。通过与目前市场上其他类型汽车的使用成本拆解对比，燃料电池汽车的高成本主要来源有二：1) 车辆购置成本，主要是当前技术和规模下较高的生产成本所致；2) 燃料消耗成本，氢气在制备、储存、运输等过程中需要更多技术处理而导致更高的单位使用成本。最终直接导致燃料电池电动车的综合成本偏高。

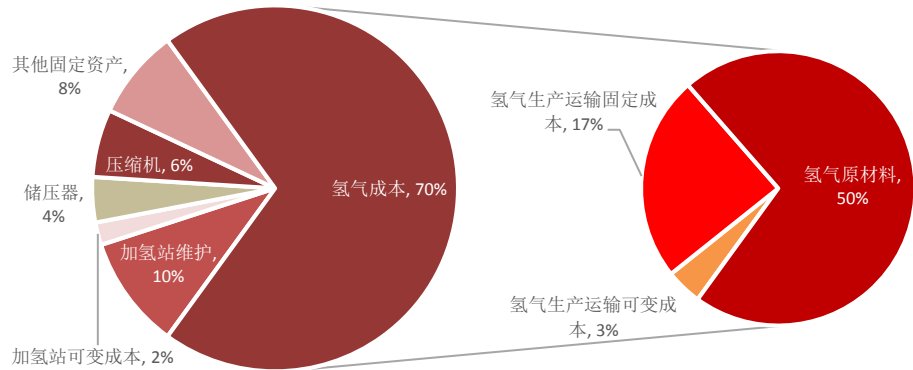
图表3：欧洲氢能源燃料电池汽车与其他燃料汽车使用成本对比（小汽车）

项目	燃料电池电动车	纯电动汽车	柴油汽车
购置成本（欧元）	70000	35000	31000
使用年限	4	4	4
每年行驶里程（千米/年）	60000	60000	60000
剩余价值	50%	50%	40%
车身折旧成本（欧元/千米）	0.15	0.07	0.08
燃料消耗	0.008kg/km	0.13kwh/km	0.0431/km
燃料价格	9EUR/kg	0.21EUR/kWh	1.2EUR/km
燃料消耗成本（欧元/千米）	0.072	0.027	0.052
维护成本（欧元/千米）	0.023	0.018	0.023
车辆使用综合成本（欧元/千米）	0.24	0.12	0.15

资料来源：《2018年氢能源行业市场研究报告》，万联证券研究所

氢气相比于其他燃料更高的价格主要来自生产制备环节。氢气的制备、存储和运输等技术均影响到氢气燃料能否方便快捷低成本地获取，其中氢气的大规模、低成本和高效制备是需首要解决的关键性难题。据中商情报网，从我国目前的供氢基础设施完善程度和技术水平来看，包括制氢和储运在内的氢气成本占到加氢站终端售价的70%左右，其中氢气原材料成本占比达到50%。因此制氢环节较大程度上决定了氢燃料使用的经济性。

图表4：国内加氢站氢气售价组成

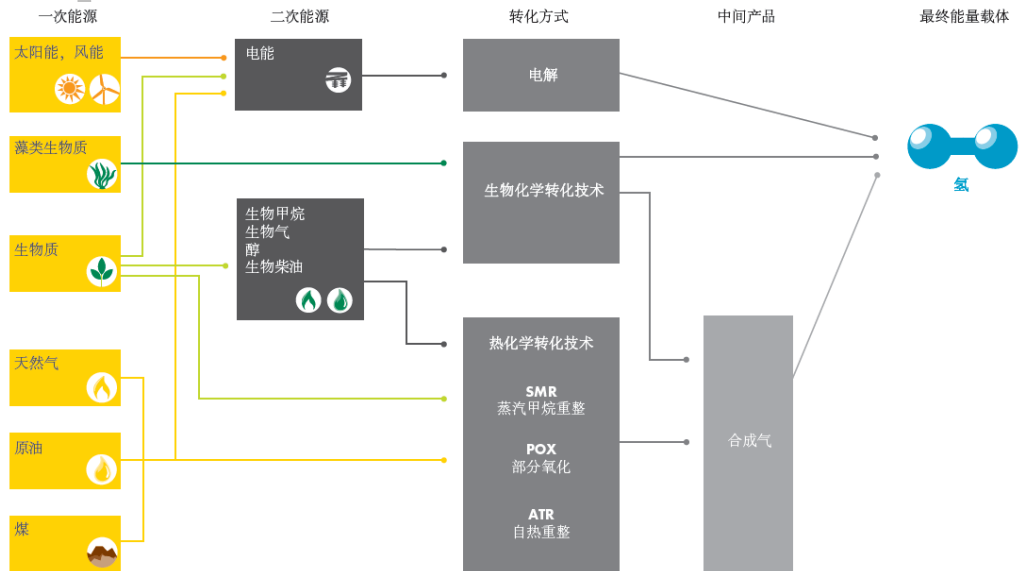


资料来源：中商产业研究院，万联证券研究所

1.3 氢能来源广泛，制备技术多元

氢能是一种二次能源，因为氢在自然界中只以化合物的形式存在，所以需要通过特定的生产过程才能获取利用。氢能来源多样，不仅可以通过煤炭、石油、天然气等化石能源重整、生物质热裂解，或微生物发酵等途径制取，还可以来自焦化、氯碱、钢铁、冶金等工业副产气，也可以利用电解水制取。若与可再生能源发电结合，不仅实现全生命周期绿色清洁，更拓展了可再生能源的利用方式。

图表5：氢的制取来源及主要工艺



资料来源：《Energy of The future》，万联证券研究所

目前已有多种制氢技术，以如下三种技术路线为主导：一是以煤和天然气为主的化石能源重整制氢；二是以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为主的工业副产气制氢，三是电解水制氢。其他制氢工艺包括生物质制氢、太阳能光解水制氢等尚处于实验开发阶段。当前制氢原料主要以石油、天然气、煤炭等化石资源为主，较之于其他制氢方法，化石能源重整制氢工艺更为成熟，原料价格相对低廉，但会排放大量的温室气体，污染环境。从全球范围来看，天然气制氢是现今最主流的形式，占比近50%；醇类次

之，占比为30%；仅有4%左右来源于电解水。我国则以煤炭制氢为主，占比为62%，天然气次之，占比为19%，与“富煤贫油少气”的能源禀赋特征相符。

图表6：制氢技术综述

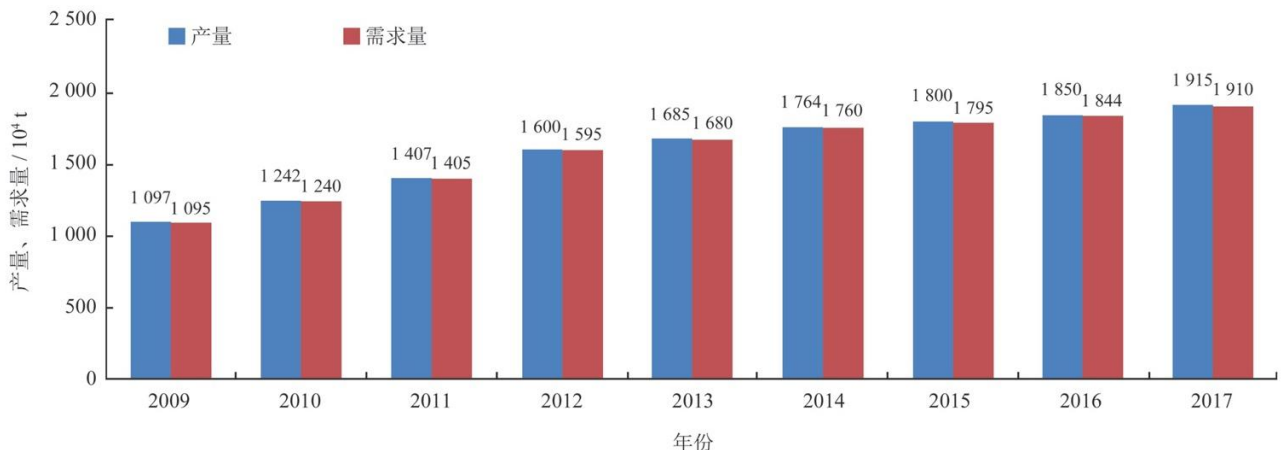
制氢技术	优势	不足
电解水	技术成熟，商业性可行；生产原理简单；模块化；氢气纯度高，能够利用可再生电力生产，弥补了部分可再生能源的间歇性	与直接使用可再生电力间的权衡
重整（固定式及车辆应用）：用热和蒸汽分解碳氢化合物燃料	适合于大规模生产；应用广泛；天然气制氢成本低；具备与大规模碳封存技术结合的可能	小规模不具备商业性；氢含有一些杂质，在某些应用中需要净化；CO ₂ 排放；额外的CO ₂ 封存成本；可直接使用一次燃料
气化：将重烃和生物质分解成氢气和气体进行重整	适合于大规模重烃类；可用于固体和液体燃料；与生物质合成燃料可能有协同作用 - 生物质气化处于验证期	小规模较罕见；氢在使用前需要大量净化；物质气化仍在研究中；生物质对土地利用有影响；与生物质合成燃料的竞争
利用来自核能或太阳能的热能进行热化学循环	具有低成本、无温室气体排放的大规模生产潜力；国际上正在进行研发合作(美国、欧洲和日本)	工艺复杂、尚未商业化，需要10年以上对材料、化学技术等方面的研发；需要部署高温核反应堆(HTR)或太阳能集中器
生物制氢：藻类和细菌在某些条件下直接产生氢气	潜在的巨大资源	产氢速度慢；需要足够大的区域；尚未发现的最适宜的生物体；仍在研究中

资料来源：EUROPEAN COMMISSION, 万联证券研究所

1.4 中国具备氢能制取的禀赋优势

作为全球氢能利用的大国，中国自2009年工业氢气产量首次突破 $1,000 \times 10^4 t$ 以来，已经连续9年保持世界第一。我国氢气的需求量和生产量旺盛，呈逐年上升的态势，目前保持着供需平衡的状态。2015年度氢气产量超过1,800万吨，但超过95%以上的氢气用于炼化、煤制化学品、合成氨等产业，目前用于燃料电池应用的氢气占比较低。我国氢能来源广泛，既有大量的工业副产氢气，又有大量的弃风弃光电、低谷电等可供制氢的存量资源。

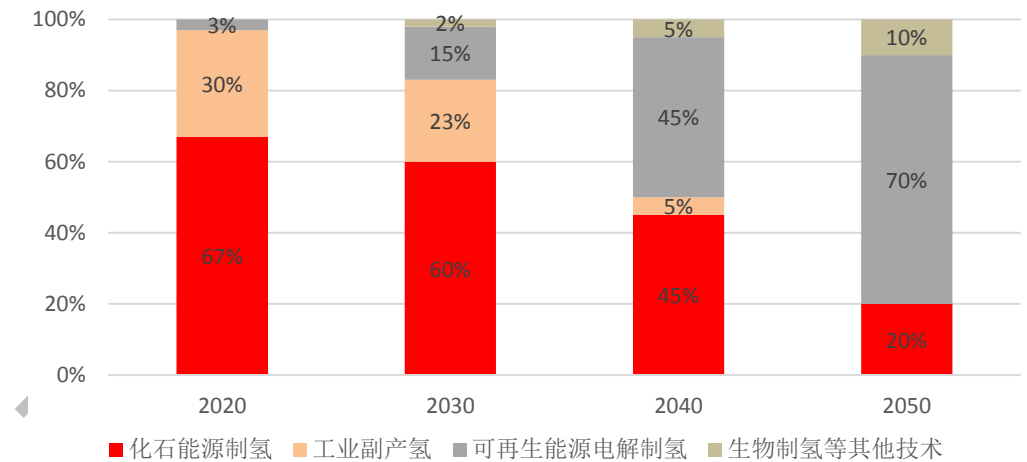
图表7：中国工业氢气产需量情况



资料来源：CNKI, 万联证券研究所

根据中国氢能联盟估算，国内现有工业制氢产能2,500万吨/年，工业副产氢、天然气重整制氢等可以提供低成本的氢气供应；富集的煤炭资源配合二氧化碳捕捉与封存技术(ccs)可提供大规模低成本的稳定氢源供给。同时中国还是全球第一大可再生能源发电国，由于分布不平衡导致发电中心与用电负荷中心脱离，电的远距离跨区域输送需求超出现有电网配套能力，大量的水电、风电和光电成为弃电，每年仅风电、光伏等可再生能源弃电约1,000亿千瓦时。氢能将是富余可再生能源消纳和转移的重要方式，若将弃电按照10%用于制氢计算，可满足超过100万辆乘用车用氢需求，未来随着燃料电池汽车大规模应用，弃风、弃光等可再生能源电解水制氢是最为环保的能源利用方式。

图表8：中国氢能供给结构预测



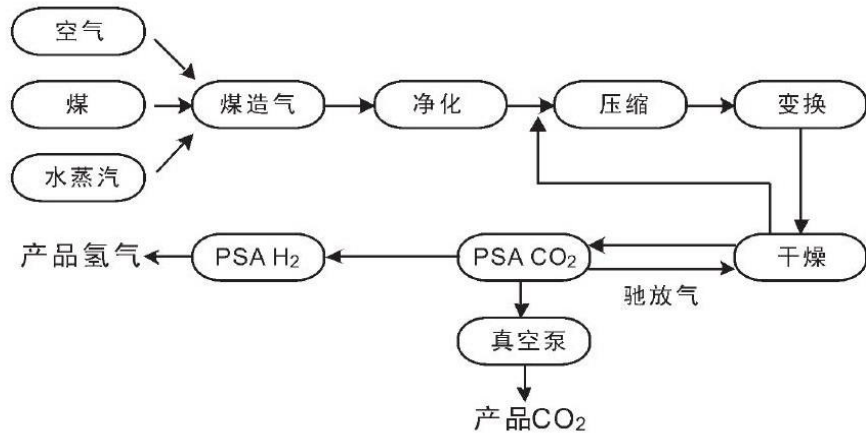
资料来源：中国氢能联盟，万联证券研究所

2、化石能源制氢：需结合地区资源条件，因地制宜

2.1 煤制氢工艺成熟，成本低廉但下降空间小

煤是我国制氢的主要原料，虽然煤焦化副产的焦炉气也用于制氢，但煤气化制氢目前在国内氢气生产中占据主导地位。煤气化制氢是先将煤炭与氧气发生燃烧反应，进而与水反应，得到以氢气和CO为主要成分的气态产品，然后经过脱硫净化，CO继续与水蒸气发生变换反应生成更多的氢气，最后经分离、提纯等过程而获得一定纯度的产品氢。煤气化制氢技术的工艺过程一般包括煤气化、煤气净化、CO变换以及氢气提纯等主要生产环节。

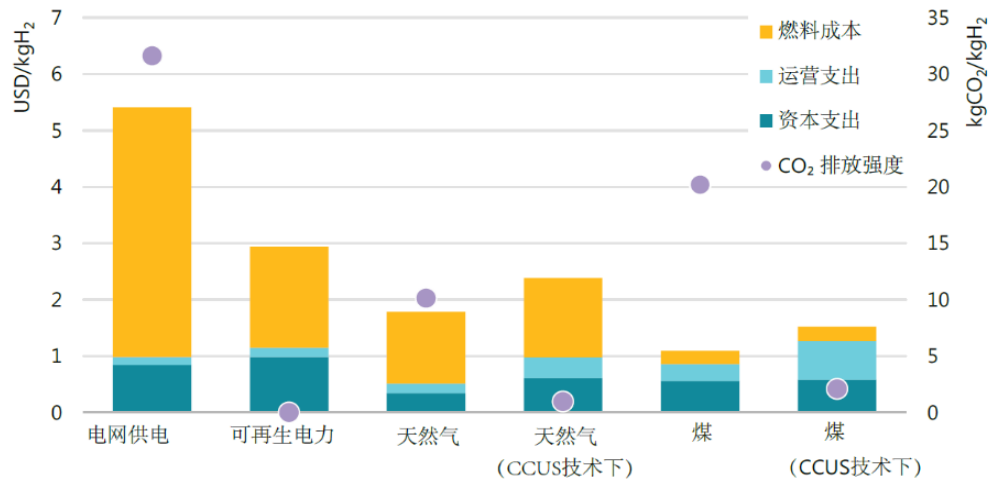
图表9：煤气化制氢工艺流程简图



资料来源：《天然气化工》，万联证券研究所

煤制氢历史悠久、技术成熟，是制备合成氨、甲醇、液体燃料、天然气等多种产品的原料，广泛应用于煤化工、石化、钢铁等领域。几十年来，化工和化肥行业一直在使用这项技术生产氨（尤其在中国）。全球约有130座煤炭气化厂在营，其中80%以上在中国。煤制氢技术路线成熟高效，可大规模稳定制备，是当前成本最低的制氢方式。据IEA数据，煤气化制氢的成本中，资本支出约占50%，燃料需求占15%-20%，因此，煤的可用性和成本对煤制氢项目的可行性起着重要的决定作用。根据中国氢能联盟测算，以技术成熟成本较低煤气化技术为例，每小时产能为54万方合成气的装置，在原料煤（6000大卡，含碳量80%以上）价格600元/吨的情况下，制取氢气成本约为8.85元/公斤。

图表10：煤制氢是国内目前成本最低的技术路线



资料来源：IEA，万联证券研究所

煤制氢工艺二氧化碳排放量约是天然气制氢的4倍，需结合碳捕集与封存(ccs)技术实现减排。据IEA数据，在煤制氢生产中加入CCS预计将使资本支出和燃料成本分别增加5%和130%，中国氢能联盟计算在前述基础上增加ccs后煤制氢成本约增加至15.85元/公斤。中国作为煤炭大国，煤炭资源丰富易得，并且已建立了大量煤炭开采基础设施。由于国内缺乏廉价的天然气源，配备CCS的煤制氢工艺很可能至少在中期是清洁制氢中最便宜的选择。

2.2 天然气制氢受制于国内高原料成本

天然气制取氢气的工艺技术主要根据氧化剂性质的不同分为三种：

- 蒸汽重整 (Steam reforming)：纯水蒸气用作氧化剂，反应需要吸热；
- 部分氧化 (Partial oxidation)：使用氧气或空气，反应过程放热；
- 自热重整 (Autothermal reforming)：蒸汽重整和部分氧化的结合，混合空气和水蒸气，并调整两种氧化剂的比例，使之不需要吸收或排放热量(等温)。

甲烷蒸汽重整 (SMR) 是目前天然气大规模制氢最广泛的技术。重整是通过化学过程在催化剂条件下将碳氢化合物和醇转化为氢，产生副产品水(蒸汽)、一氧化碳和二氧化碳。反应温度大约在700°C和900°C之间。在短期内，SMR仍将是大规模制氢的主导技术，因为它的经济效益更好，并且在世界范围内有大量的SMR装置在运行。

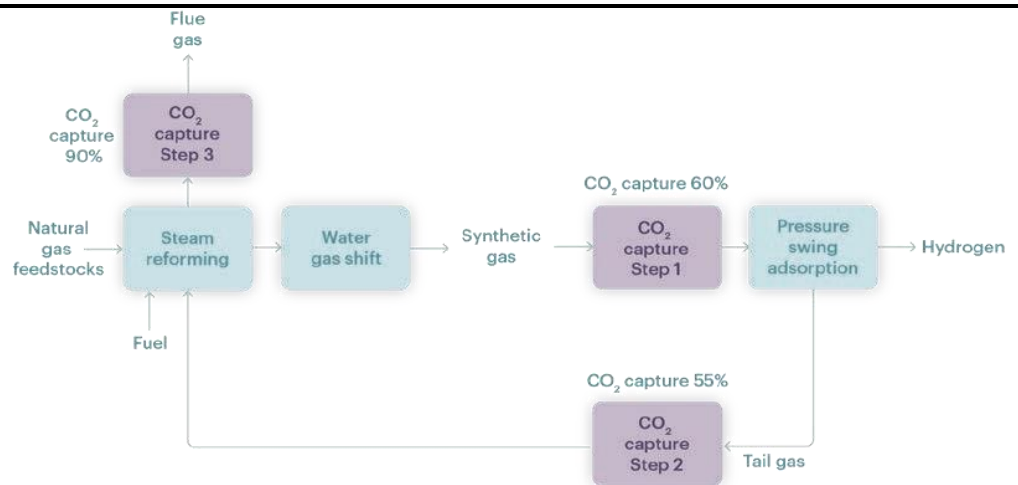
图表11：SMR制氢工艺技术参数

应用	功率或容量	效率	初始投资成本	寿命	成熟度
大规模蒸汽甲烷重整制氢	150-300 MW	70-85%	400-600 USD/kW	30 年	成熟
小规模蒸汽甲烷重整制氢	0.15-15 MW	~51%	3 000-5 000 USD/kW	15 年	示范阶段

资料来源：EUROPEAN COMMISSION, 万联证券研究所

天然气的制氢流程主要包括四个：原料气预处理、天然气蒸汽转化、一氧化碳变换、氢气提纯。首先是原料预处理，这里主要指的就是原料气脱硫，实际工艺运行当中一般采用天然气钴钼加氢串联氧化锌作为脱硫剂将天然气中的有机硫转化为无机硫再进行去除。其次是进行天然气蒸汽转化，在转化炉中采用镍系催化剂，将天然气中的烷烃转化成为主要成分是一氧化碳和氢气的原料气。然后是一氧化碳变换，使其在催化剂存在的条件下和水蒸气发生反应，从而生成氢气和二氧化碳，得到主要成分是氢气和二氧化碳的变换气。最后一个步骤就是提纯氢气，现在最常用的一种氢气提纯系统就是变压吸附净化分离(PAS)系统，这种系统能耗低、流程简单、制取氢气的纯度较高，最高时氢气的纯度可达99.99%。

图表12：碳捕集与封存技术下天然气制氢的工艺流程

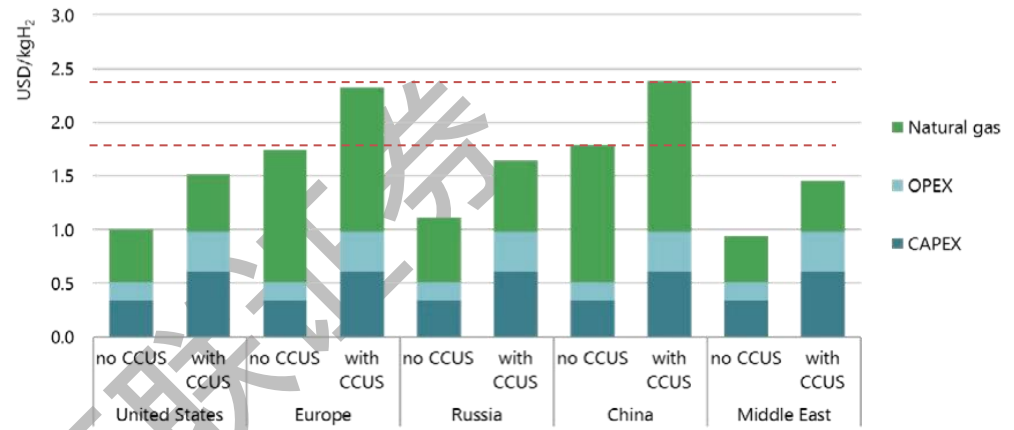


资料来源：IEA, 万联证券研究所

天然气制氢成本受多种技术经济因素的影响，其中天然气价格和资本支出是最重要的两个因素。燃料成本是最大的成本组成部分，在不同国家和地区占生产成本的45%

至75%。中东、俄罗斯和北美的天然气价格较低，因此制氢成本也最低。中国等天然气进口国因为面对更高的天然气进口价格，导致氢气生产成本上升。据中国氢能联盟数据，国内天然气原料占制氢成本的比重达70%以上，天然气价格是决定制氢价格的重要因素。并且考虑到碳排放处理需要结合CCUS技术，会导致平均资本支出增加约50%，燃料成本增加约10%。由于二氧化碳的运输和储存成本，还导致平均运营成本增加一倍。考虑到中国“缺油少气”的资源禀赋条件，仅有中西部等少数天然气资源富集的地区可以开展探索这一制氢路径。

图表13：中国的天然气制氢成本最高



资料来源：IEA，万联证券研究所（注：OPEX=营运支出，CAPEX=资本支出）

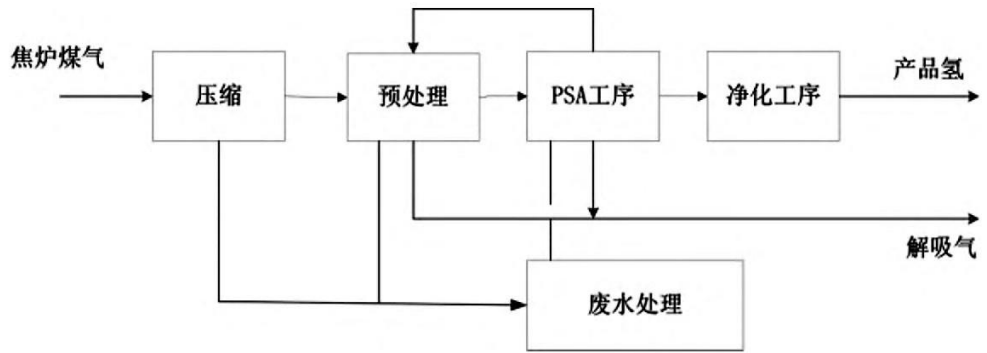
3、工业副产氢：可满足短期需求的低成本分布式氢源

人们对于工业生产过程中的副产氢气兴趣逐渐高涨可追溯至1980年代左右，当时以燃料电池为驱动的车辆数目逐渐增长，以氢作为运输燃料可行性的讨论日趋激烈。一些研究评估了将工业副产氢用于燃料电池汽车早期示范的潜力，副产氢可作为可再生能源制氢广泛应用前的切入点。并且，分布式的工业基础设施也可看作是普遍性供氢系统的基础或垫脚石。工业副产氢气主要分布在钢铁、化工等行业，主要来源包括焦炉煤气制氢、氯碱副产品制氢、轻烃裂解副产氢等几种方式。提纯利用其中的氢气既能提高资源利用效率和经济效益，又可降低污染、改善环境。

3.1 焦炉煤气制氢理论规模庞大

中国是全球最大的焦炭生产国，2018年国内焦炭产量达到4.3亿吨，每吨焦炭可产生焦炉煤气约350-450立方米，焦炉煤气中氢气含量约占50%-60%，可副产氢气700万吨以上，数量极大，占据工业副产氢总量的90%以上。除用于回炉助燃、城市煤气、发电和化工生产外，剩余部分可采用变压吸附(PSA)提纯技术制取纯度高，价格低的氢气(净化和提氢运行费用0.3~0.5元/m³)。焦炉煤气组分复杂、原料气压力低、产品氢气纯度要求高，工艺流程由压缩工序、预处理工序、变压吸附工序和净化工序组成。另外为使系统排放的污水能达到环保要求，还应配有一套污水处理工序。焦炉煤气制氢的关键在于杂质的净化和产品氢气中微量杂质的控制，只有解决这两方面的难题，才能长周期稳定地生产出满足氢燃料电池用的合格氢气。

图表14: 焦炉煤气变压吸附制氢流程



资料来源: CNKI, 万联证券研究所

图表15: 焦炉煤气常规组成范围

组份	$\varphi/\%$	组份	$\rho/\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$
H ₂	50~60	苯	400~4000
CH ₄	20~26	H ₂ S	50~300
CO ₂	2~4	有机硫	100~200
CO	5~9	萘	50~300
N ₂	2~6	焦油	20~50
O ₂	0.4~0.8	HCN	~100
C ₂ ~C ₄	1.5~4	NH ₃	~100
水	饱和		
C ₅ 以上烃类	0.01~0.1		

资料来源: CNKI, 万联证券研究所

图表16: 国内焦炉煤气可释放氢气产能

省份	氢产能(万吨)	省份	氢产能(万吨)
山西	15.09	新疆	3.09
河北	10.29	云南	2.16
山东	8.2	四川	2.45
陕西	6.84	安徽	1.8
内蒙古	5.71	湖北	1.73
河南	5.52	江西	1.53
江苏	4.57	黑龙江	1.29
辽宁	3.94	宁夏	1.42

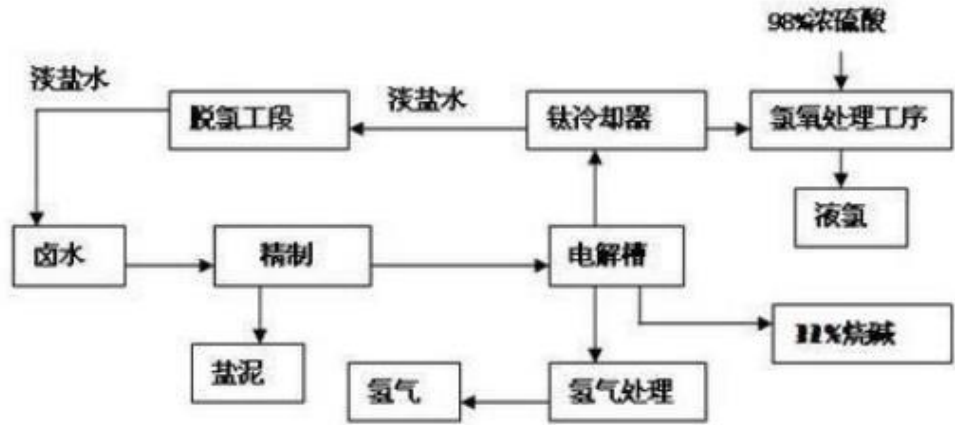
资料来源: 亚化咨询, 万联证券研究所

3.2 氯碱副产氢提纯成本低、纯度高

考虑到焦炉煤气制氢虽然规模较大, 但所制氢气纯度不高(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。相比

之下，氯碱副产制氢具备提纯成本低、难度小、纯度高优势。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。经过PSA提氢装置处理去掉杂质后，可获得高纯度氢气(氢纯度可达99%~99.999%)。目前已有许多氯碱厂将回收的部分氢气用于双氧水、制药、电子等工业中，1m³纯氢的生产成本约1.3元人民币。

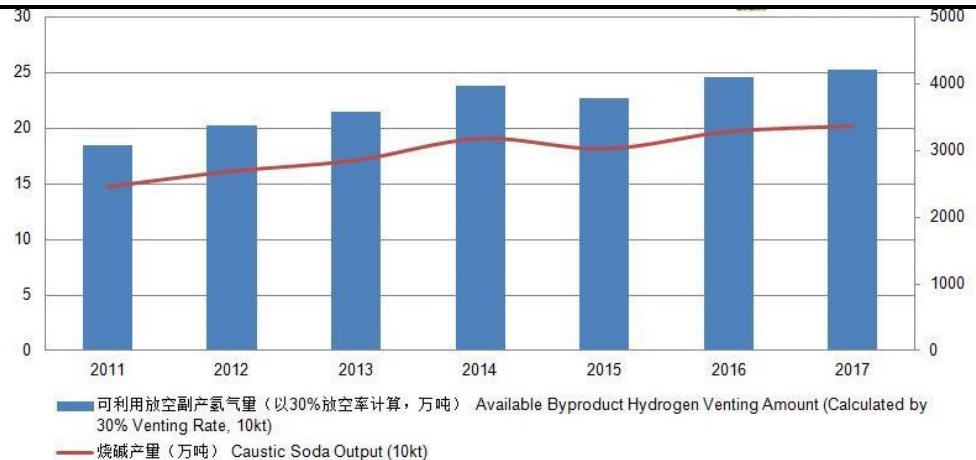
图表17：氯碱工业制氢流程



资料来源：中国产业信息网，万联证券研究所

我国是世界烧碱产能最大的国家，占全球产能的40%，除2015年产量有所下滑，近几年依然保持着较大的增长势头，产量基本稳定在3,000万-3,500万吨之间。根据氯碱平衡表，烧碱与氢气的产量配比为40:1，以生产1t烧碱产生270m³氢气计算得到，我国氯碱工业每年副产氢气75万-87.5万吨。目前氯碱厂约60%的氢气被配套聚氯乙烯和盐酸利用，剩余约28万-34万吨直接燃烧，产生热能。但因后者投资较大，因此高达30%的氢气实际上都被氯碱厂直接放空。按每辆氢燃料电池车每天加注5公斤氢气计算，这些剩余副产氢每年可供15万辆以上燃料电池车行驶。

图表18：中国烧碱产量与可利用放空副产氢气量



资料来源：亚化咨询，万联证券研究所

氯碱化工单个企业可利用放空副产氢气量较小，且产能分散，单个企业可利用的放

空氢量均不超过1万吨。因此氯碱工业副产氢更适合使用运输半径较短的气氢运输。

图表19：氯碱上市公司烧碱产量与可利用放空氢量（2017年）

序号	企业	总部所在地	2017年烧碱产量 (万吨)	可利用放空氢量 (以30%放空率计算,万吨)
1	新疆中泰化学	新疆乌鲁木齐	122	0.92
2	上海氯碱化工	上海	74.45	0.56
3	滨化集团	山东滨州	67.76	0.51
4	唐山三友化工	河北唐山	54.53	0.41
5	内蒙古君正能源化工集团	内蒙古乌海	49.17	0.37
6	方大锦化化工科技	辽宁葫芦岛	43.86	0.33
7	浙江嘉华能源化工	浙江嘉兴	32.16	0.24
8	宁夏英力特化工	宁夏石嘴山	18.33	0.14
9	四川金路集团	四川德阳	15.12	0.11
10	潍坊亚星化学	山东潍坊	11.65	0.09
	合计		489	3.67
	其他		2876.17	21.57

资料来源：亚化咨询，万联证券研究所

3.3 轻烃裂解是颇具潜力的潜在氢源

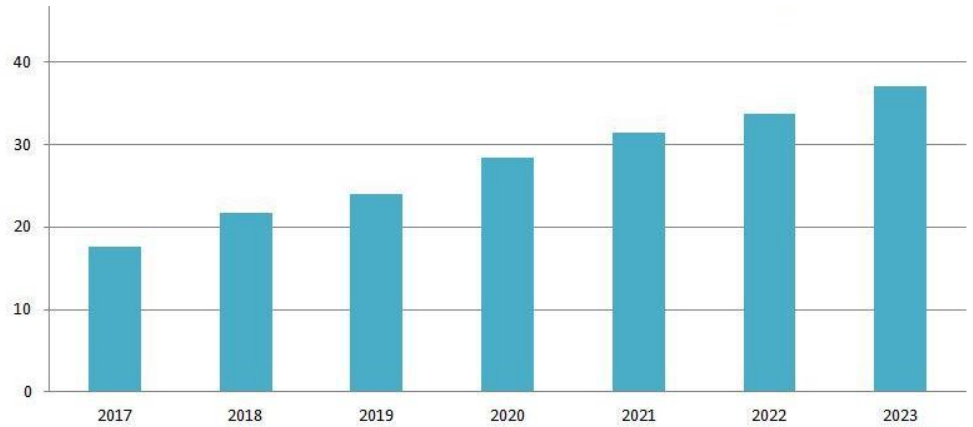
除上述两类工业副产氢气外，包括丙烷脱氢(PDH)和乙烷裂解在内的轻烃裂解副产氢气也可作为燃料电池供氢的潜在来源。轻烃的原料组分决定其氢气杂质含量远低于煤制氢和焦炉气制氢，因此氢气纯度较高，提纯难度小。亚化咨询数据显示，截至2018年5月，中国共有8个PDH项目投产、5个在建，还有多家企业PDH项目处于前期工作，其中有确切投产年份规划的有4个，17个PDH项目丙烯总产能将达975万吨/年，副产氢气37万吨/年，按每辆氢燃料电池车每天加注5公斤氢气计算，这些副产氢气每年可供约20万辆氢燃料电池车行驶。

图表20：中国PDH副产氢项目统计

序号	公司	项目地点	项目进展	投产年份	丙烯产能 (万吨/年)	副产氢气产能 (万吨/年)
1	天津渤化石化有限公司	天津	投产	2013	60	2.28
2	浙江卫星石化股份有限公司(一期)	浙江平湖	投产	2014	45	1.71
3	宁波海越新材料有限公司(一期)	浙江宁波	投产	2014	60	2.28
4	浙江绍兴三锦石化有限公司	浙江绍兴	投产	2014	45	1.71
5	东华能源张家港扬子江石化有限公司	江苏张家港	投产	2015	60	2.28
6	万华化学集团股份有限公司	山东烟台	投产	2015	75	2.86
7	东华能源(宁波)新材料有限公司(一期)	浙江宁波	投产	2016	66	2.51
8	河北海伟交通设施集团有限公司	河北衡水	投产	2016	50	1.9
9	福建美得石化有限公司	福建福州	在建	2018	66	2.51
10	浙江卫星石化股份有限公司(二期)	浙江平湖	在建	2018	45	1.71
11	东华能源(宁波)新材料有限公司(二期)	浙江宁波	在建	2019	60	2.28
12	深圳巨正源股份有限公司	广东东莞	在建	2020	66	2.51
13	河北海伟兰航化工有限公司	河北沧州	在建	2020	50	1.9
14	江苏威名石化有限公司	江苏如东	前期工作	2021	60	2.28
15	河南南浦环保科技有限公司	河南洛阳	前期工作	2021	16.62	0.63
16	徐州海鼎化工技术有限公司	江苏邳州	前期工作	2022	60	2.28
17	金能科技股份有限公司	山东青岛	前期工作	2023	90	3.43
	合计				974.62	37.06

资料来源：亚化咨询，万联证券研究所

图表21：中国丙烷脱氢项目副产氢气产能（万吨/年）



资料来源：亚化咨询，万联证券研究所

4. 电解水制氢：利用可再生能源中国具备比较优势

4.1 用电成本是电解水制氢的关键

电解水是一种将水分解成氢和氧的电化学过程。通过这种方法可生产很高纯度的氢。取决于技术类型和负载系数的不同，目前电解槽系统的效率在60%到81%之间。目前存在三种主要的电解槽技术：碱性电解槽(AE)、质子交换膜(PEM)电解槽和固体氧化物电解槽(SOEC)。碱性电解槽技术最为成熟，生产成本较低，国内单台最大产气量为1,000立方米/小时；质子交换膜电解槽流程简单，能效较高，国内单台最大产气量为50立方米/小时，因使用贵金属电催化剂等材料，成本偏高；固体氧化物水电解槽采用水蒸气电解，能效最高，尚处于实验室研发阶段。

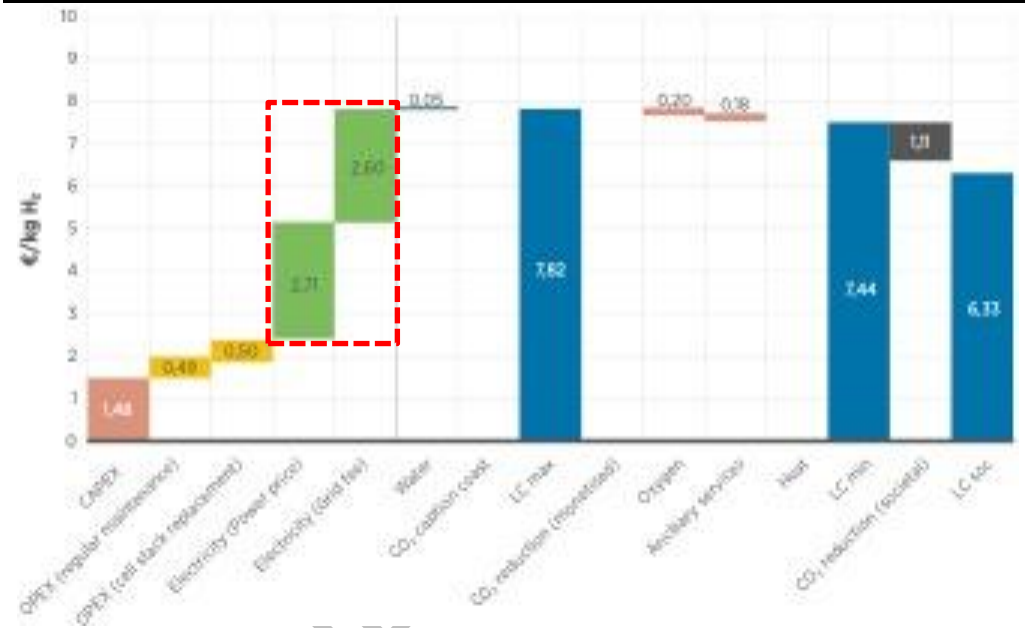
图表22：几种制氢技术对比

应用	功率或容量	效率	初始投资成本	寿命	成熟度
碱性电解槽	Up to 150 MW	65-82% (高热值)	850-1500USD/kW	6-9 万小时	成熟
PEM 电解槽	最高 150 kW (电堆) 最高 1 MW (系统)	65-78% (高热值)	1500-3800 USD/kW	2-6 万小时	商业化早期
SO 电解槽	实验室规模	85-90% (高热值)	-	1000 小时	研发阶段

资料来源：EUROPEAN COMMISSION，万联证券研究所

电解水制氢的优势是绿色环保、生产灵活、纯度高(通常在99.7%以上)以及副产高价值氧气等，其氢气产品的纯度一般可以达到99-99.9%水平，且主要杂质只有H₂O和O₂，特别适合对CO等杂质含量要求严格的质子交换膜燃料电池。但其单位能耗约在4-5千瓦时/立方氢，制取成本受电价的影响很大，电价占到总成本的70%以上。据中国氢能联盟数据，若采用市电生产，制氢成本约为30-40元/公斤。一般认为当电价低于0.3元/千瓦时(利用“谷电”电价)，电解水制氢成本会接近传统化石能源制氢。

图表23：电解水制氢成本组成瀑布图（2015年）

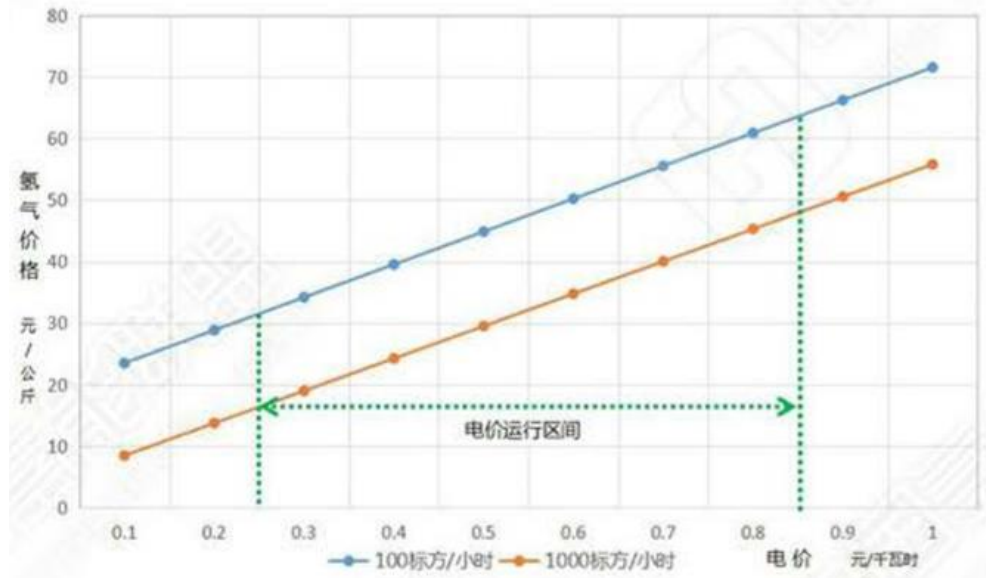


资料来源：IRENA，万联证券研究所

4.2 可再生能源电力制氢是长期必然趋势

考虑到目前电解水制氢用电结构中火电占比较大，依然面临碳排放问题。按照当前中国电力的平均碳强度计算，电解水制得1公斤氢气的碳排放为35.84千克，是化石能源重整制氢单位碳排放的3-4倍。我国可再生能源丰富，开发力度居世界前列，新能源新增及累计装机容量均位列世界第一，但新能源电力发电量受季节及气候影响波动较大，无法满足用电侧负荷的稳定性，因而弃风、弃光现象十分严重。大量弃风弃水弃光导致的弃电是发展电解水制氢的有利条件。生产低成本氢必须获得充足的低成本电力以确保电解槽能够长时间运行，可再生能源推广产生的大量低成本弃电，利用其进行水电解制氢并储存供以后使用，也是利用弃电的方法之一。据中国氢能联盟数据，局部区域弃风、弃光、弃水及弃核制氢可提供的制氢量约263万吨/年。

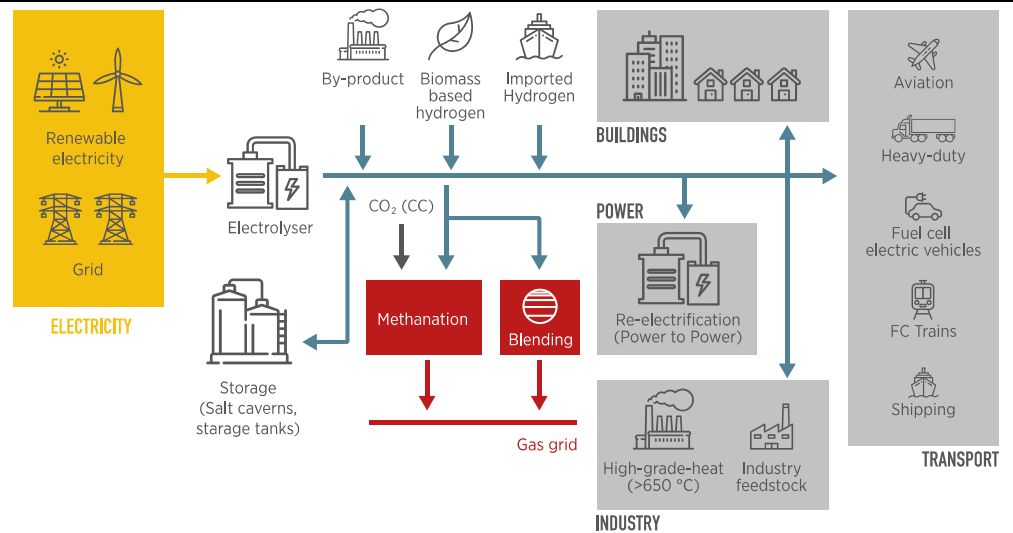
图表24：氢气价格对电价变化的敏感性



资料来源：中国氢能联盟，万联证券研究所

由于弃风弃电产生的电压不稳定、难以大规模推广，弃电的不可持续性限制了其使用，因为高载荷运行并支付额外电力的电解槽比仅使用弃电低载荷运行的电解槽成本更低。如果低成本的电力一年内只能使用较少时间，意味着电解槽利用率低，高资本支出导致氢气成本变高，虽然电力成本随着时间的增加而增加，但电解槽利用率的提高能使单位氢成本下降。因此从长期来看，弃电不是解决电解水制氢成本问题的最佳选择，未来光伏和风电等可再生能源平价上网为电网电力制氢提供了另一种选择。随着太阳能发电和风力发电的成本降低，在可再生资源丰富的地区建造电解槽制氢可能成为低成本的供氢来源。

图表25：光伏、风电等可再生能源电力电解制氢

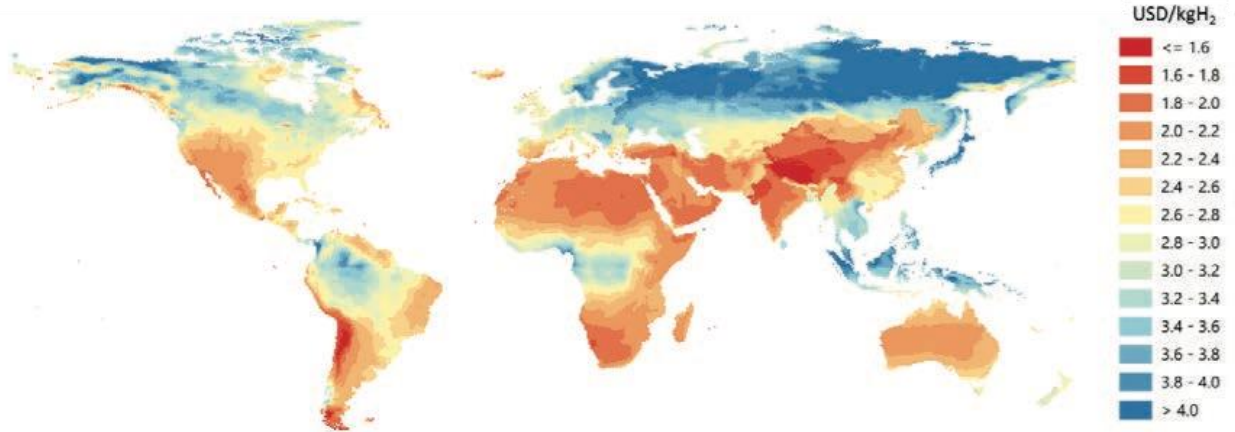


资料来源：IRENA，万联证券研究所

中国太阳能和风能资源条件优越，未来可能受益于制氢的成本优势。从世界范围内看，中国拥有非常丰富的可再生能源资源。虽然这些资源往往分布在远离大型产业集群的广袤人烟稀少的地区，但即使考虑到从偏远地区向终端用户输送氢气的较高的

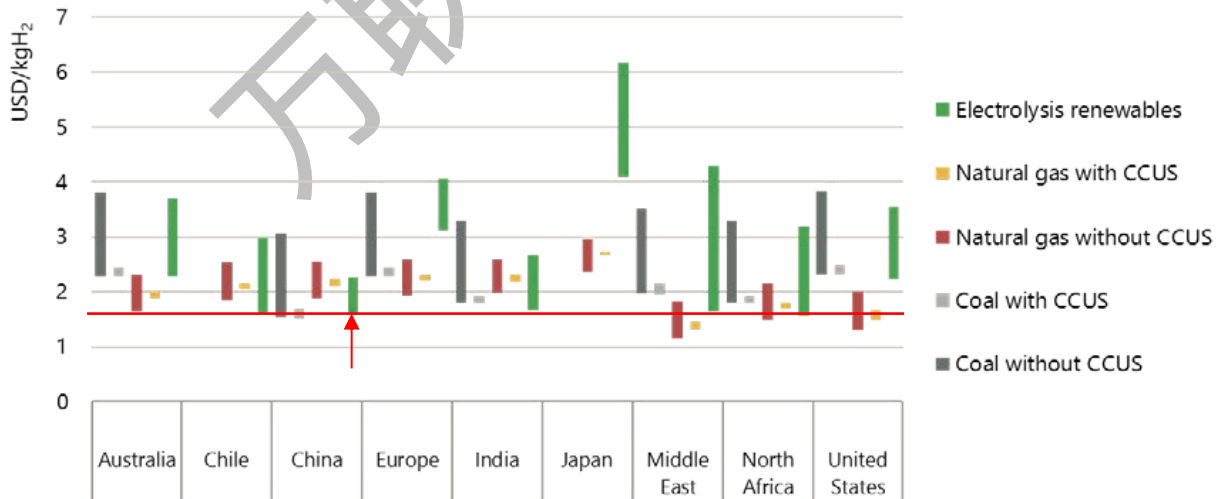
输送成本，资源条件优越的地区也能降低氢气的总供应成本。国际能源署的经济评估显示，中国部分省份的可再生能源产氢成本为2-2.3美元/kgH₂，优于世界其它地区。

图表26：中国可再生能源的资源条件优越



资料来源：IEA，万联证券研究所

图表27：中国可再生能源电力制氢成本低于其他国家



资料来源：IEA，万联证券研究所（注：对于来自煤炭和天然气，较高的值表示长期成本（由于二氧化碳价格不断上涨），而对于来自可再生电力制氢，较低的值表示长期成本。）

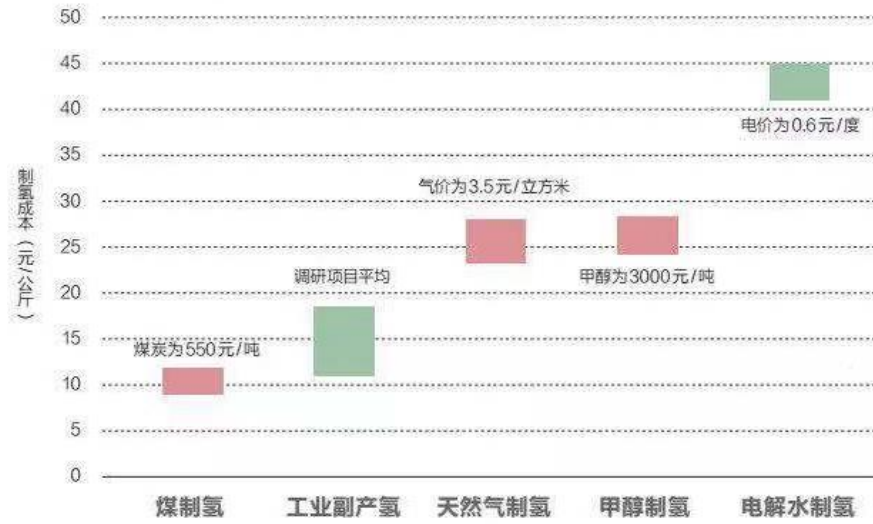
5. 发展趋势：结合各地区实际条件，不存在单一最优路径

如上所述，以目前来看国内可用于燃料电池汽车供氢的资源非常可观，可供选择的制氢途径也较为多样：可再生能源方面，仅弃电如果全部用来电解水制氢的话可生产清洁氢气200万吨以上；工业副产氢方面，氯碱工业加上丙烷脱氢和即将上马的乙烷裂解项目，可合计副产氢量超过100万吨；两者合计能够提供超过300万吨的清洁氢气，足以满足中短期的氢能产业需求。

但各类型制氢路线的经济性尚不足以保障燃料电池汽车的大规模商业化。参考平均原料价格比较不同制氢工艺下的制氢成本：煤制氢成本为9-11元/公斤，是当前

国内成本最低的制氢路线（煤炭价格为550元/吨时）：天然气制氢成本为20-24元（天然气价格为3.5元/立方米时）；甲醇制氢成本为23元-25元/公斤（甲醇价格为3000元/吨时）；电解水制氢成本为40元-50元/公斤（电力价格为0.6元/kWh时）。工业副产氢平均成本为12元-18元/公斤。

图表28：不同制氢工艺的氢气生产成本对比



资料来源：《财经杂志》（符冠云、熊华文），万联证券研究所

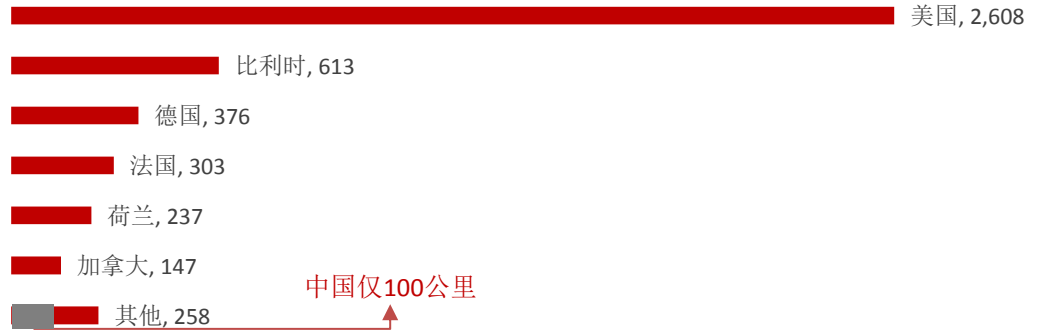
原料价格和当地基础能源价格决定了化石能源和电解水制氢的氢气生产成本；提纯处理装置等资本支出决定了工业副产氢气的成本。同时还应考虑到的是目前氢气储运环节存在的掣肘，氢气运输瓶颈尚未完全突破、成本较高，有时下游用户需要支付的储运成本甚至比氢气生产成本还高。目前氢气运输主要以管拖车短距离气态运输为主，经济半径在200-300km以内；液氢运输和管道运输尚未大规模应用，长距离氢气运输成本很高，整个供氢系统的基础设施还不健全。以上海某加氢站为例，其购买的氯碱副产氢出厂价格为20元/公斤，经过储运后的到站价格已超过50元/公斤。可见在当前供氢体系下，包括生产和储运在内的氢气成本不具备市场竞争力。因此，根据地区资源禀赋选择生产成本适宜的氢源并且下游氢气消纳市场位于运输经济半径以内更加合理。

图表29：运输用氢的氢气储运技术定性对比

运输方式	运输能力	输送距离	能量损失	固定成本	可变成本	部署阶段
现场制氢	低	无	低	低	高	短期
气体管拖车	低	近	低	低	高	短期
液化罐车	中等	远	高	中等	中等	中长期
输氢管道	高	远	低	高	低	中长期

资料来源：IEA，万联证券研究所

图表 30：各国家氢气管道长度对比（千米）

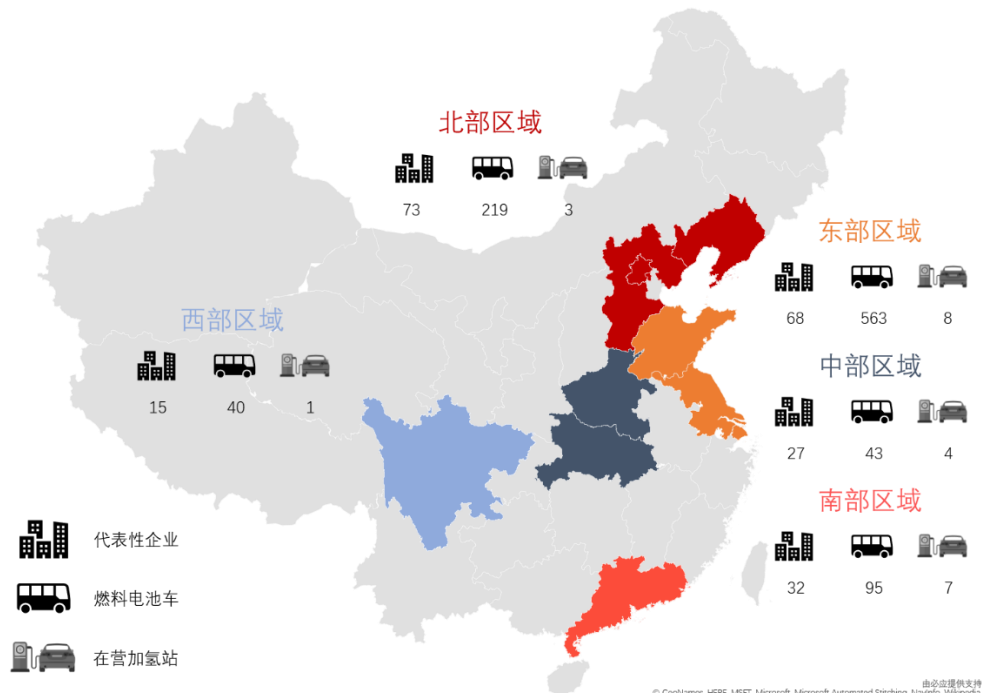


资料来源：Shell, HyARC, 万联证券研究所

综上，单纯以生产成本为依据决定采用哪种制氢方式并不可取，还需要考虑当地的资源情况。因此可以预见，中西部水电、天然气资源丰富，价格相对较低，天然气重整制氢加分布式电解水制氢是可采方案；东部沿海和环渤海地区化工、钢铁企业较多，工业副产氢是更好的选择；东北、华北、西北地区光伏、风能等可再生资源丰富，电解制氢可获得较好发展；内蒙、山西、陕西等地煤炭资源优渥，煤制氢潜力巨大。

下游加氢站布局和应用市场的建立对上游制氢企业亦至关重要，前段制氢环节与后端应用环节结合较好的区域能得地利之势。中国氢能产业已初步形成“东西南北中”五大发展区域，贯穿从制氢到应用整条产业链的配套建设，商业生态初具雏形，不论是当地政府的政策友好度还是产业链配套完整度都发展较好。再结合制氢原料的资源禀赋，短期看好长三角地区、长期看好四川和河北地区，布局于此的企业更具潜力。

图表 31：中国氢能产业集群分布

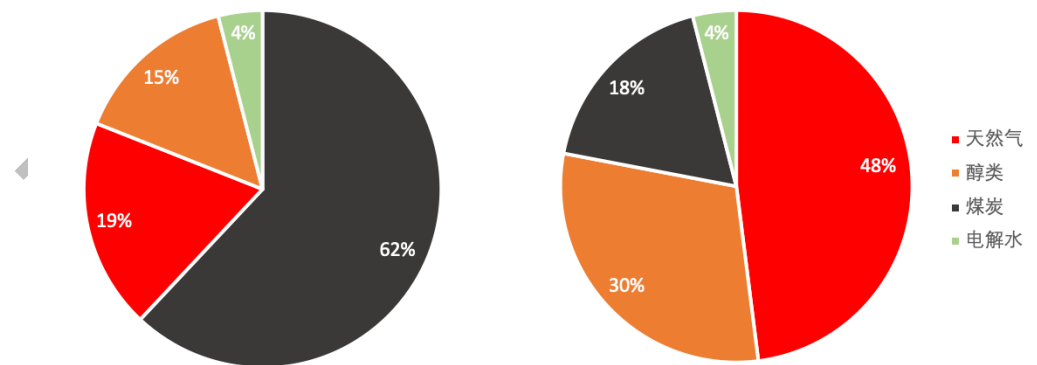


资料来源：中国氢能联盟，万联证券研究所

长期来看可再生能源制氢是唯一选择。氢能开发的初衷是降低碳排放，当前中国氢源结构以煤为主，这与发展氢能实现中国能源绿色低碳转型的目标无异于南辕北辙。据测算，若2050年实现1亿吨氢气的终端应用，需要消耗煤炭、天然气等化石能源超过5亿吨标准煤，排放二氧化碳接近12亿—18亿吨，氢能产业反而会成为最大的耗能和碳排放领域。

煤制氢虽然技术成熟、成本低廉，但过程中需要消耗大量煤炭，并造成环境污染和碳排放；2018年我国天然气进口量超过45%，已超过能源安全警戒线，且天然气制氢后再利用效率与经济性反倒降低，属于舍本逐末；化工副产氢具有一定开发潜力，但在副产氢气的同时也不可避免地副产大量碳排放，并且中国大部分传统化工产品都已产能过剩，并且如果鼓励开发化工副产氢，可能造成企业“主副颠倒”、提高化工产品产量，造成更严重的产能过剩问题；电解水制氢虽然在制氢环节清洁，但用煤电来电解水制氢，高消耗、高污染、高排放等问题将更为严重，从全生命周期角度测算，煤电制氢的能耗、碳排放比煤制氢更高。因此若要合理发展氢能经济，突破可再生能源电力制氢的技术瓶颈是唯一途径。

图表32：中国氢气主要来自煤炭，清洁度不够（中国左，全球右）



资料来源：CNKI，万联证券研究所

6. 相关投资标的

制氢环节是决定氢燃料电池汽车经济性的关键因素。从短期来看，工业副产氢是解决氢气需求的过渡性办法，从中长期来看，可再生能源电解制氢是氢源的终极解决方法，一方面取决于可再生能源电力生产成本的进一步下降；另一方面，风光水等可再生能源地区往往远离用氢负荷中心，储运环节成本下降也需要同步配合，如管道运氢，液罐运氢等的发展，扩大经济运输半径。考虑1-9月份我国燃料电池汽车产销分别完成1315辆和1251辆，虽然比上年同期分别增长7.7倍和7.6倍，但数量毕竟有限，工业副产氢以及分散式电解水制氢已经能满足用氢量需求。从未来2-3年来甚至更长的时间来看，还是以工业副产氢为主，建议关注工业副产氢相关上市企业。

图表 24：制氢环节相关公司

股票代码	股票简称	相关看点
600273	嘉化能源	公司位于氢能利用重镇长三角，享受法规、财政资金、技术和地利等优势。完成了工业副产氢、液态运氢、加氢站的全产业链布局。制氢方面，现有氯碱副产氢气 1 万吨/年，关联公司三江化工和美福化工轻烃裂解氢气 2 万吨、规划产能 9 万吨。运氢方面，公司与浙能集团就液氢技术进行合作，双方合作建立 1m ³ /h 氢液化示范工厂（预计 19 年年底建成），填补国内空白。加氢方面，公司携手富瑞氢能和上海重塑，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。此外，公司积极分红，18 年年报 10 派 1.25 元；19 年年中报 10 派 1.65 元。股票下跌时，公司积极回购股票，截至 2019 年 7 月 5 日公司回购 4 亿元，回购均价 9.82 元/股，反应了对公司股价的信心。
002221	东华能源	与嘉化能源一样，享受长三角优势条件，公司受益 PDH 持续扩产，燃料电池上游全产业链布局。制氢方面，公司现有 PDH 装置产能 132 万吨，副产氢气达 5 万吨；宁波二期 PDH 装置建成之后，氢气产能将提升至 7.5 万吨。加氢站方面，公司投资建设了张家港东华港城加氢站并实现了示范运行，是江苏地区首个商业化运营的加氢站。公司积极回购股票，截至 2019 年 9 月 12 日公司回购 6.6 千万股，占总股本 4%，回购均价 8.2 元/股，反应了对公司股价的信心。
601678	滨化股份	山东省氢能发展如火如荼，公司是该省氯碱化工领跑企业，原料端的原盐、水、电自给率高，坐拥一体化循环产业链，现有烧碱产能 65 万吨/年，环氧丙烷 28 万吨/年，三氯乙烯 8 万吨/年。氢能方面，拥有 1.6 万吨副产氢，并积极与亿华通合作，布局氢能的制备和储运环节，充分利用自身区位优势，立足滨州，氢气产品直供北京加氢站
002648	卫星石化	公司是国内轻烃裂解领跑企业，现有氢气外供能力 2.6 万吨；未来 250 万吨乙烷裂解项目投产，副产氢气 16 万吨，氢气资源充沛。公司地处长三角，立足浙江嘉兴，与浙能集团签订战略合作框架协议，为浙能集团的氢气供应提供保障，力争成为浙江乃至长三角地区的主要氢源供应方。6 月 29 日，公司孙公司卫星氢能加入长三角氢能基础设施产业联盟，并成为副理事长单位。

资料来源：wind，万联证券研究所

7. 风险提示

1. 氢能产业发展不符合预期；
2. 政策支持力度不及预期等；
3. 成本下降不及预期等。

行业投资评级

强于大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%以上；

同步大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%至-10%之间；

弱于大市：未来6个月内行业指数相对大盘跌幅10%以上。

公司投资评级

买入：未来6个月内公司相对大盘涨幅15%以上；

增持：未来6个月内公司相对大盘涨幅5%至15%；

观望：未来6个月内公司相对大盘涨幅-5%至5%；

卖出：未来6个月内公司相对大盘跌幅5%以上。

基准指数：沪深300指数

风险提示

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

证券分析师承诺

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

免责声明

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

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

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

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

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

万联证券股份有限公司 研究所

上海 浦东新区世纪大道1528号陆家嘴基金大厦

北京 西城区平安里西大街28号中海国际中心

深圳 福田区深南大道2007号金地中心

广州 天河区珠江东路11号高德置地广场

万联证券