



## 不同制氢工艺的成本对比

### —氢能行业深度研究报告

所属部门：行业公司部

报告类别：行业研究报告

报告时间：2022年10月20日

分析师：贺潇翔宇

执业证书：S1100522040001

联系方式：hexiaoxiangyu@cczq.com

北京：东城区建国门内大街28号民生金融中心A座6层，100005

深圳：福田区福华一路6号免税商务大厦32层，518000

上海：陆家嘴环路1000号恒生大厦11楼，200120

成都：高新区交子大道177号中海国际中心B座17楼，610041

#### ❖ 氢能发展意义重大

氢能被视为21世纪最具潜力的清洁能源，具有来源广泛、清洁无碳、灵活高效、下游应用场景丰富的特点。通过“电-氢-电”的转化方式，形成长时间或季节储备电量的最优方案，是一种新型的储能方式，并实现发电、储电、用电全过程零碳排放。从安全高效角度，氢能促进可再生能源的发展，有效降低我国在石油、天然气领域对进口的依赖程度，同时通过电氢耦合的形式缓解我国电源侧和负荷侧空间错配的问题，促进我国能源供应和消费区域之间的平衡，提升我国能源体系的安全性和运作效率。

#### ❖ 多条路线并存，制氢方式多元化，绿氢长期降本空间大

煤制氢和天然气制氢属于化石能源制氢，是现阶段发展较为成熟、应用较为广泛的制氢方式。煤炭价格在450-950元/吨时，煤制氢价格介于9.73-13.70元/kg；天然气价格在1.67-2.74元/m<sup>3</sup>时，天然气制氢价格介于9.81-13.65元/kg。采用CCS和CCU技术后，煤制氢的成本分别增加10%和38%，若考虑到碳税，采用CCS和CCU技术的煤制氢的生产成本可能会具有优势。考虑到CCUS对降碳效果较为显著，化石能源+CCUS技术的制氢有望成为长期制氢路径。

相比于化石燃料制氢，工业副产氢在一定程度上能够降低环境污染，提高资源利用效率和经济效益。我国现有工业副产氢产能规模大，工业副产氢的成本约为9.29-22.40元/kg，具有一定的成本优势和规模优势，有望成为氢产业绿色化可行的过渡方案。

受限于电价水平和初始固定投资成本较高，现阶段电解水制氢的成本仍较高，工业用电价格为0.4元/kWh时，在现有条件下碱性电解水制氢成本为29.9元/kg，PEM电解水制氢成本为39.87元/kg。电解水制氢的经济性依赖于可再生能源发电成本的降低，以及随着技术迭代和规模增长带来的设备成本降低。当可再生能源电价降至0.16元/kWh，碱性电解和PEM系统电解设备价格分别降至1000元/kW和2750元/kW时，碱性电解水制氢和PEM电解水制氢成本分别是11.64元/kg和14.34元/kg，与化石能源制氢(+CCUS技术)的成本相当；当可再生能源电价降至0.13元/kWh，碱性电解和PEM系统电解设备价格分别降至800元/kW和1400元/kW时，碱性电解水制氢和PEM电解水制氢成本分别是9.21元/kg和10.02元/kg，与现阶段的化石能源制氢成本相当。

#### ❖ 风险提示

氢能行业推广不及预期风险、新产能投产不及预期风险、制氢工艺发展不及预期风险。

## 正文目录

一、氢能简介 .....	5
1.1 氢的特性 .....	5
1.2 氢能发展意义重大 .....	5
1.3 氢能产业链条长，可带动多个行业发展 .....	6
二、制氢路线多样，长期绿氢需求规模大 .....	7
2.1 多条路线并存，制氢方式多样 .....	7
2.2 双碳背景下，全球对绿氢需求高 .....	8
2.3 我国氢气产能位居全球第一，未来绿氢占比有望显著提升 .....	9
三、不同制氢路径的成本比较 .....	9
3.1 煤/天然气制氢成本较低，采取 CCUS 技术有望成为长期制氢路径 .....	9
3.2 工业副产制氢具有规模成本优势，有望成为氢能绿色化的过渡方案 .....	12
3.3 随着规模提升和技术迭代升级，电解水制氢的经济性将逐步凸显 .....	14
四、制氢领域相关标的 .....	16



图表目录

图 1: 不同压力下氢气物性表.....	5
图 2: 氢与其他能源折算系数.....	5
图 3: 氢的单位转换表.....	5
图 4: 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较.....	5
图 5: 我国风电装机量.....	6
图 6: 我国光伏装机量.....	6
图 7: 我国石油需求量和进口量.....	6
图 8: 我国天然气需求量和进口量.....	6
图 9: 氢能产业链地图（中游以燃料电池为例）.....	7
图 10: 我国氢气需求量及预测值.....	9
图 11: 我国不同制氢方式占比及预测.....	9
图 12: 煤制氢的产能适应性特点.....	10
图 13: 天然气蒸汽重整工艺流程.....	10
图 14: 天然气制氢产成本构成.....	10
图 15: 煤制氢成本构成.....	10
图 16: 煤制氢成本测算.....	11
图 17: 天然气制氢成本测算.....	11
图 18: 焦炉煤气提纯氢气工艺.....	12
图 19: 碱性电解水制氢成本测算.....	15
图 20: PEM 电解水制氢成本测算.....	15
图 21: 可再生能源大规模电解水制氢关键技术研究.....	16
表 1: 主要制氢路径及优缺点.....	7
表 2: 制氢方式分类及温室气体排放情况.....	8
表 3: 国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情景下的全球氢能预测.....	8
表 4: 全球发布电解水制氢规划的国家.....	9
表 5: 2025-2060 年 CCUS 各环节技术成本.....	12
表 6: 典型工业副产气组成.....	13

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明



表 7: 焦炉煤气制氢工艺的成本对比.....	13
表 8: 不同工业副产氢成本对比.....	13
表 9: 我国工业副产氢制氢的供应潜力.....	13
表 10: 主要电解槽特性.....	14
表 11: 碱性电解水和 PEM 电解水成本对比.....	14
表 12: A 股制氢领域上市公司标的.....	16

## 一、氢能简介

### 1.1 氢的特性

氢在元素周期表中排名第一位，是宇宙中最常见的物质，约占宇宙已知物质总质量的75%，可从水、化石燃料等物质中制取，是重要的工业原料和能源载体。氢是已知的最轻的元素，其密度是空气的1/14，在正常的大气压和温度下是可燃的气体，与其质量相比具有高能量密度，因此燃烧热值较高，是同质量焦炭、汽油等化石能源燃料热值的2-4倍；同时氢气的燃点较低，但爆炸范围宽、扩散系数大，发生泄漏后易消散，在开放空间内相对安全可控，因此安全性相对较高。氢不同于现有能源结构中的其他物质，是可以通过再生能源生产的能源载体，发展潜力巨大。

图 1：不同压力下氢气物性表（温度 20℃）

压力（表压）Mpa	密度kg/立方米	压缩因子
20	14.772	1.125
30	20.897	1.191
35	23.705	1.225
45	28.877	1.292
70	39.700	1.459

资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

图 2：氢与其他能源折算系数（按热值）

能源名称	热值	折算系数	制取1kg氢气原料消耗量
氢	120.00 (MJ/kg)	1.00	-
标准煤	29.29 (MJ/kg)	4.10	6.0-7.0 (kg)
天然气	46.03 (MJ/kg)	2.60	3.0-3.8 (kg)
电	3.60 (MJ/kwh)	33.30	47-56 (kwh)
石油	41.84 (MJ/kg)	2.90	-

资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

图 3：氢的单位转换表

质量（公斤）	气态（标方）	液态（升）	低热值能量（兆焦）	低热值能量（千瓦时）
1.000	11.200	14.120	120.000	33.333
0.089	1.000	1.260	10.714	3.000
0.071	0.793	1.000	8.495	2.359
0.008	0.093	0.118	1.000	0.278
0.030	0.333	0.420	3.571	1.000

资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

图 4：氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
爆炸极限（%）	4.1-75	1.4-7.6	5.3-15
燃烧点能量（MJ）	0.02	0.2	0.29
扩散系数（m <sup>2</sup> /s）	6.11*10 <sup>-5</sup>	0.55*10 <sup>-5</sup>	1.61*10 <sup>-5</sup>
能量密度（MJ/Kg）	143	44	42

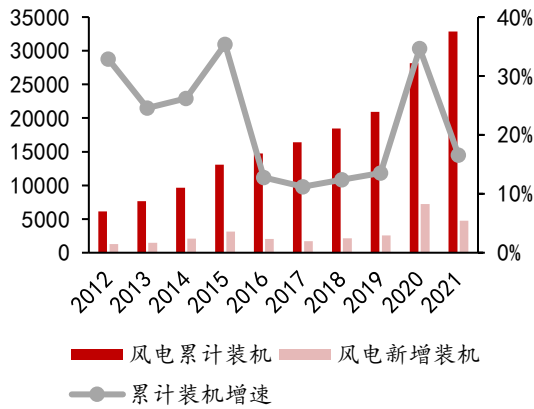
资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

### 1.2 氢能发展意义重大

氢能被视为21世纪最具潜力的清洁能源，具有来源广泛、清洁无碳、灵活高效、下游应用场景丰富的特点。在双碳大背景下，全球能源结构向低碳化转型，以风电、光伏、水电等可再生能源为代表的新能源获得大力发展，2012至2021年我国风电和光伏装机量的年复合增速分别达到18.26%和56.81%，截止2021年底累积装机量分别达到32848和30656万千瓦。因可再生能源具有不稳定的特性，通过“电-氢-电”的转化方式，形成长时间或季节储备电量的最优方案，是一种新型的储能方式，并实现发电、储电、用电全过程零碳排放。从安全高效角度，氢能促进可再生能源的发展，有效降低我国在石油、天然气领域对进口的依赖程度（2021年我国石油和天然气进口依赖度分别是71.75%和44.95%），同时通过电氢耦合的形式缓解我国电源侧和负荷侧空间错配的问题，促进我

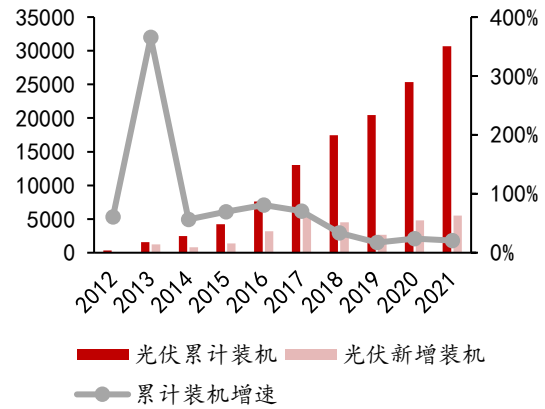
国能源供应和消费区域之间的平衡，提升我国能源体系的安全性和运作效率。

图 5：我国风电装机量（万千瓦）



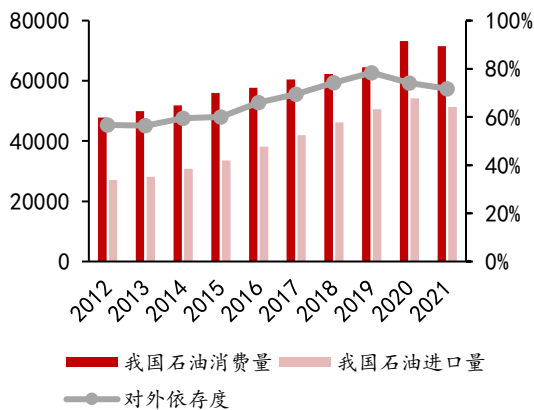
资料来源：中电联，川财证券研究所

图 6：我国光伏装机量（万千瓦）



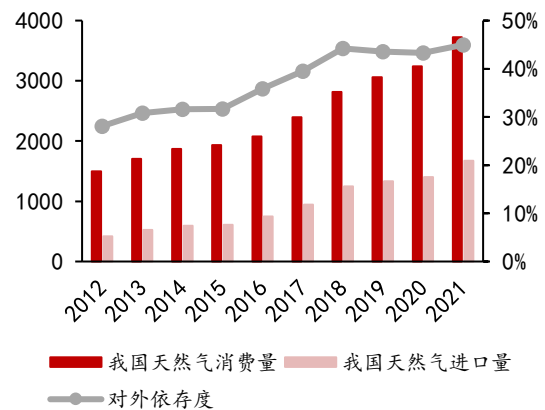
资料来源：中电联，川财证券研究所

图 7：我国石油需求量和进口量（亿吨）



资料来源：国家统计局，川财证券研究所

图 8：我国天然气需求量和进口量（亿立方米）



资料来源：国家统计局，发改委，川财证券研究所

### 1.3 氢能产业链条长，可带动多个行业发展

氢能产业链条较长，涉及能源、化工、交通、工业制造等多个行业。氢能产业链的上游包括了制氢、储氢、运氢、加氢等氢气供应环节和相关设备、部件的研发、制造环节；中游环节涵盖了燃料电池系统、氢燃气轮机和氢内燃机及相关零部件的研发、制造领域，是衔接上游氢气供应与下游应用的重要环节，也是目前氢能产业发展的重点和难点；氢既可以作为工业原料又可以作为能源载体，下游应用场景丰富，涉及交通、工业、建筑、储能等多个领域。

图 9： 氢能产业链地图（中游以燃料电池为例）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，车百智库，川财证券研究所

## 二、 制氢路线多样，长期绿氢需求规模大

### 2.1 多条路线并存，制氢方式多样

氢多以化合态的形式存在，难以从自然界中直接获取，其制取依赖于不同的技术路径和生产工艺。目前主要的制氢方式包括化石能源制氢、工业副产氢、电解水制氢以及其他方式。化石能源制氢主要包括以煤、天然气为原料的化学重整制氢；工业副产氢主要包括焦炉煤气、氯碱尾气等提纯制氢；电解水制氢主要指的是碱性电解水、质子交换膜电解水（PEM）、固体氧化物电解水（SOE）和阴离子交换膜电解水（AEM）等制氢方式；其他制氢方式则主要包括了生物质制氢、核能制氢、光催化制氢等。

表 1：主要制氢路径及优缺点

制氢方式	原料	优点	缺点	适用范围
化石能源制氢	煤	技术成熟	储量有限，制氢过程存在碳排放问题，须提纯及去除杂质	合成氨、合成甲醇、石油炼制
	天然气	技术成熟		
化工过程副产氢	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻烃利用等	成本低	须提纯及去除杂质，无法作为大规模集中化的氢能供应源	合成氨、石油炼制
电解水制氢	电、水	工艺过程简单，制氢过程不存在碳排放	尚未实现规模化应用，成本较高	结合可再生能源制氢；电子、有色金属冶炼等对气体纯度及杂质含量有特殊要求
生物质制氢	农作物、藻类等	原料成本低	氢含量较低	-
核能制氢	水	合理利用核能发电余热	技术不成熟	-
光催化制氢	水	原料丰富	技术不成熟	-

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，川财证券研究所

根据不同制取方式和碳排放量，氢可分为灰氢、蓝氢、绿氢和粉氢四类。灰氢指的是通过化石燃料（天然气、煤炭等）转化反应制取的氢气，包括蒸汽甲烷重整（SMR）和自热重整（ATR），碳排放相对较高；蓝氢指的是在灰氢基础上采取碳捕集、封存技术（CCS），

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明



实现相对低碳排放；绿氢则指的是通过光伏发电、风电、太阳能等可再生能源电解水制氢，制氢过程接近无碳排放，目前主要的四种电解水技术分别是碱性电解水、质子交换膜（PEM）、固体氧化物电解水（SOE）和阴离子交换膜（AEM）；粉氢则是通过核电供能的电解槽制取的氢，制氢过程亦接近零碳排放。在碳达峰和碳中和的背景下，绿氢将逐步成为未来氢气制取的主流方式。

表 2：制氢方式分类及温室气体排放情况

分类	原料	生产技术	直接温室气体排放kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>	间接温室气体排放kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>
灰氢	天然气	甲烷重整	9-11	0.5-4
	褐煤、黑煤	气化	18-20	1-7
	天然气	热解	固体碳（副产品）	0.5-5
蓝氢	天然气或煤炭	CCS 甲烷重整 CCS 气化	0.5-4	0.5-7
绿氢	通过热解可再生电力、水和/或蒸汽	电解	-	与可再生能源基础设施相当（1-20gCO <sub>2</sub> /kWh）
	电网电力，水		-	<1-30, 取决于电网结构和碳强度
粉氢	核电，水		-	-

资料来源：中国氢能联盟，DNV，川财证券研究所

## 2.2 双碳背景下，全球对绿氢需求高

目前全球约有9000万吨的氢产量，几乎全部用于从精炼产品中脱硫和炼油厂的重油改制等非能源用途。2015年签订的《巴黎协定》将全球升温限制在1.5°C，在降碳、能源安全的驱动下，作为能源载体将成为氢需求大幅增长的主要动力。IRENA预测，2030年全球清洁氢的产量将达到1.54亿吨，2050年进一步提升至6.14亿吨，能源消耗占比将达到12%。目前全球多个国家和经济体发布氢能战略和发展路线图，明确氢能在能源体系中的战略地位，出台绿氢政策指引行业发展。根据各国的规划，到2025年全球将建设超过17.8GW的电解水制氢产能，2030年达到71GW。

表 3：国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情景下的全球氢能预测

核心指标	2020	2030	2050
清洁氢能产量（亿吨/年）	≈0	1.54	6.14
清洁氢能在中能源消耗中的占比（%）	<0.1	3	12
清洁氢能在交通业总能源消耗中的占比（%）	<0.1	0.7	12
氨、甲醇、合成燃料在交通业总能源消耗中的占比（%）	<0.1	0.4	8
清洁氢能在工业中的总消耗量（艾焦耳/年）	>0	16	38
清洁氢能在建筑中的总消耗量（艾焦耳/年）	≈0	2	3.2
氢能及衍生物的总投资（十亿美元/年）		133	176
氢能及其衍生物对能源行业碳减排的贡献率（%）			10

资料来源：Statista，国际可再生能源机构（IRENA），毕马威，川财证券研究所





表 4：全球发布电解水制氢规划的国家

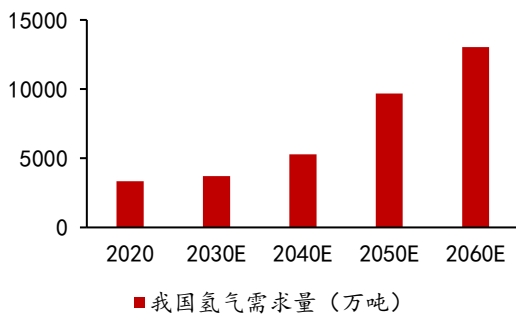
国家	电解水制氢	
	2025年规划	2030年规划
欧盟	6GW	40GW
德国	5GW	10GW
荷兰	0.5GW	3-4GW
英国	1GW	5GW
法国		6.5GW
西班牙	2024:0.3-0.6GW	4GW
葡萄牙		2GW
智利	5GW	
韩国		2050:15GW
澳大利亚		0.5-1GW

资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

## 2.3 我国氢气产能位居全球第一，未来绿氢占比有望显著提升

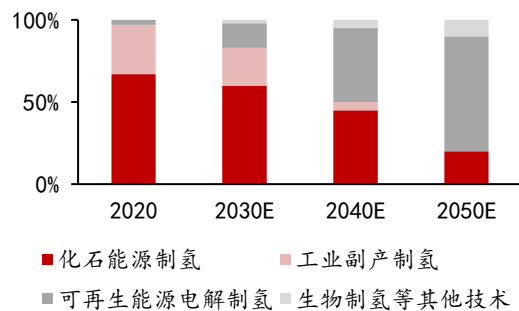
目前我国氢气产能约每年4100万吨，2021年产量约3300万吨，位居世界第一。现阶段我国的制氢方式以化石能源和工业副产氢为主，两者合计占比达到97%。根据中国氢能联盟的预测，预计2030年碳达峰时，我国氢气需求量将增至3715万吨，可再生能源电解制氢占比将提升至15%，供应约550万吨的绿氢。远期到2060年碳中和，我国氢气需求量将达到1.3亿吨，在终端能源消费的比例将达到15%，成为我国能源战略的重要组成部分，其中可再生能源电解制氢的比例达到70%，供应约0.91亿吨的绿氢，化石能源制氢(+CCS)占比为20%，供应约0.26亿吨。

图 10：我国氢气需求量及预测值



资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

图 11：我国不同制氢方式占比及预测



资料来源：中国氢能联盟，川财证券研究所

## 三、不同制氢路径的成本比较

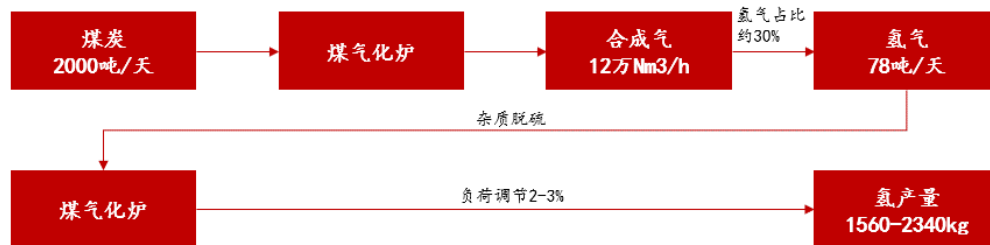
### 3.1 煤/天然气制氢成本较低，采取 CCUS 技术有望成为长期制氢路径

煤制氢和天然气制氢属于化石能源制氢，是现阶段发展较为成熟、应用较为广泛的制氢方式。煤制氢以煤气化制氢为主，煤气化以煤或煤焦为原料，以氧气（空气、富氧或工业纯氧）、水蒸气为气化剂，在高温高压下通过化学反应将煤或煤焦中的可燃部分转化为可燃性气体的工艺过程。一台投入2000吨/天的煤气化炉，可提供1560-2340kg/天氢气。天然气制氢的方式较多，包括天然气水蒸气重整制氢、绝热转化制氢、部分氧化制

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

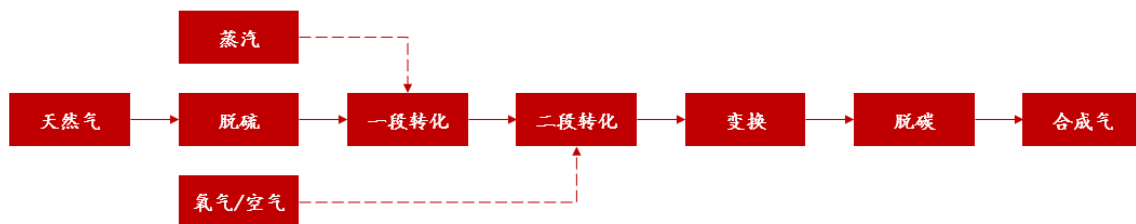
氢、高温裂解制氢、自热重整制氢以及脱硫制氢等技术路线，其中SMR工艺发展较为成熟。SMR的工作原理是将脱硫后的天然气和蒸汽引入反应器，加热燃烧天然气和多余的空气，天然气被转化为氢和一氧化碳，然后通过水煤气变换反应器和变压吸附器将一氧化碳转化为二氧化碳，随后将氢气从合成气中分离出来。

**图 12：煤制氢的产能适应性特点**



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，航天长征化学工程股份有限公司，川财证券研究所

**图 13：天然气蒸汽重整工艺流程**

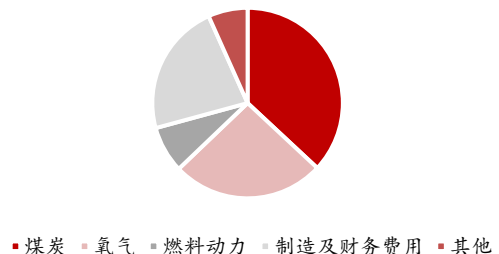
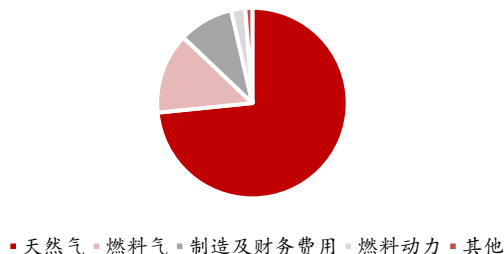


资料来源：《天然气蒸汽重整制氢技术研究现状》，川财证券研究所

煤制氢和天然气制氢成本构成比例差异较大。天然气制氢的成本主要是天然气，占比超过70%，燃料气、制造费用等其他成本占比相对较低。煤气化制氢的成本中占比最大的是煤炭，占比为36.9%；由于需要采取部分氧化工艺，氧气为占比第二高的成本，占比达到25.9%；煤制氢需要大型气化设备，一次性投入较高，较为依赖规模化摊低固定成本。

**图 14：天然气制氢成本构成（天然气价格为 2.5 元/m<sup>3</sup>）**

**图 15：煤制氢成本构成（煤炭价格为 450 元/吨）**

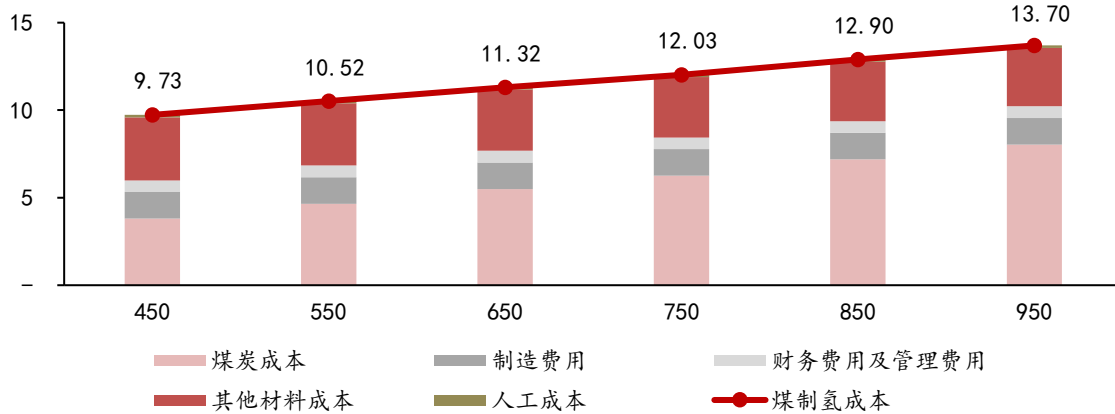


资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本比较分析及建议》，川财证券研究所

资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本比较分析及建议》，川财证券研究所

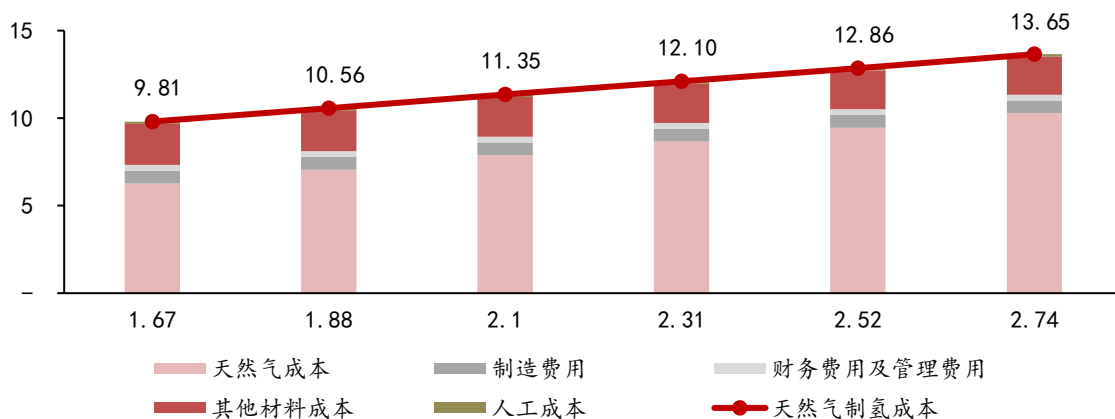
经过测算，煤炭价格在450-950元/吨时，煤制氢价格介于9.73-13.70元/kg；天然气价格在1.67-2.74元/m<sup>3</sup>时，天然气制氢价格介于9.81-13.65元/kg。煤制氢和天然气制氢均易受到主要原材料价格波动的影响，考虑到我国煤炭产量较为充足，天然气对外依存度较高，在我国大部分地区煤制氢更易于具备规模经济性。

图 16：煤制氢成本测算（元/kg）



资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本比较分析及建议》，川财证券研究所

图 17：天然气制氢成本测算（元/kg）



资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本比较分析及建议》，川财证券研究所

**CCUS技术长期降本空间足，煤制氢/天然气制氢配套CCUS有望成为长期制氢的路线。**煤制氢和天然气制氢的碳排放均较大，利用二氧化碳捕集、封存和利用（CCUS）技术可以有效降低生产过程的碳排放水平，减排比例可达到90%以上。采用CCS和CCU技术后，煤制氢的成本分别增加10%和38%，即煤炭价格为450元/吨时，氢气成本约上升至约14.4元/kg，若考虑到碳税，采用CCS和CCU技术的煤制氢的生产成本可能会具有优势。根据中国氢能联盟的数据，未来随着规模的不断提高和技术的迭代升级，CCUS各环节的成本有望相应降低，预计到2025年和2035年结合CCUS技术的成本将分别降至2.85-7.6元/kg和2.28-5.32元/kg，经济性有望逐步显现。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

表 5：2025-2060 年 CCUS 各环节技术成本

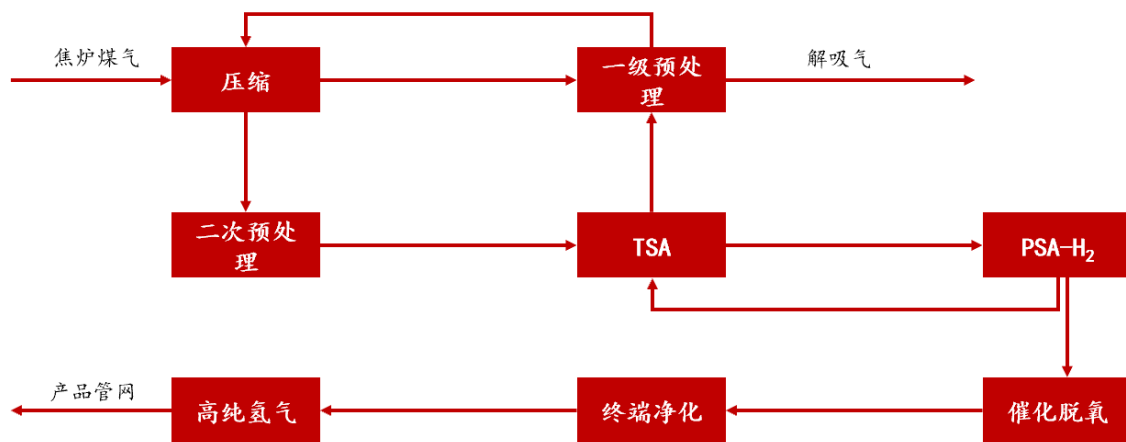
年份		2025	2030	2035	2040	2050	2060
成本 (元/吨)	燃烧前	100-180	90-130	70-80	50-70	30-50	20-40
	燃烧后	230-310	190-280	160-220	100-180	80-150	70-120
	富氧燃烧	300-480	160-390	130-320	110-230	90-150	80-130
运输成本 (元/吨*km)	罐车运输	0.9-1.4	0.8-1.3	0.7-1.2	0.6-1.1	0.5-1.1	0.5-1
	管道运输	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4
封存成本 (元/吨)		50-60	40-50	35-40	30-35	25-30	20-25

资料来源：《中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)》，川财证券研究所

### 3.2 工业副产制氢具有规模成本优势，有望成为氢能绿色化的过渡方案

工业复产制氢指的是将富含氢气的工业尾气通过变压吸附等技术将其中的氢气分离提纯的制氢方式，主要包括了焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用（丙烷脱氢、乙烷裂解）、合成氨/甲醇等工艺的副产氢。工业副产制氢的流程并不复杂，以焦炉煤气为例，对焦炉煤气进行提纯处理后进入变压吸附 (PSA) 进行提纯，可获得 99.9%-99.999% 纯度的氢气。焦炉煤气提纯制氢相比于焦炉煤气转化制氢，初始投资成本较低，但产氢规模较少，综合比较具有一定的成本优势。

图 18：焦炉煤气提纯氢气工艺



资料来源：《工业副产氢制备燃料电池用氢气研究及应用进展》，川财证券研究所

**表 6：典型工业副产气组成**

气源名称	氢气含量 (%)	杂质组分
炼厂气	30-90	CH <sub>4</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>3</sub> <sup>+</sup> 、CO、CO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> O、硫化物等
焦炉煤气	50-62	O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 、CO、CO <sub>2</sub> 、HCN、氨、有机气体及硫化物等
氯碱煤气	>92	O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> 、CO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> O、Cl <sub>2</sub> 、HCl等
甲醇尾气	≈60	CO、N <sub>2</sub> 、CO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> O、CH <sub>4</sub> 等
丙烷脱氢尾气	>93	CH <sub>4</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>8</sub> 、CO、H <sub>2</sub> O等

资料来源：《工业副产氢制备燃料电池用氢气研究及应用进展》，川财证券研究所

**表 7：焦炉煤气制氢工艺的成本对比（提纯 VS 转化制氢，单位：元/Nm<sup>3</sup>）**

焦炉煤气价格	氢气出厂价格	
	提纯制氢	转化制氢
0.3	0.85	0.95
0.4	0.95	1.05
0.5	1.05	1.15
0.6	1.15	1.25
0.7	1.25	1.35
0.8	1.35	1.45

资料来源：中国化工信息周刊，川财证券研究所

工业副产氢的成本约为9.29-22.40元/kg。工业副产气体中除了氢气外含有较多的杂质，除去杂质提纯得到氢气是关键的工艺流程，因此提纯成本是除生产成本外较为重要的一项成本。除焦炉煤气外，其他工业副产氢的生产成本约为0.8-1.5元/标方，各项工业副产氢的提纯成本约为0.1-1.33元/标方，综合成本约为9.29-22.40元/kg。

**表 8：不同工业副产氢成本对比**

制氢工艺	氢气纯度	生产成本 (元/标方)	提纯成本 (元/标方)	综合成本 (元/kg)
丙烷脱氢	99.999%	1.0-1.3	0.25-0.5	14.00-20.16
乙烷裂解	99.99%	1.1-1.3	0.25-0.5	15.12-20.16
氯碱工业	99.99%	1.1-1.4	0.1-0.4	13.44-20.16
焦炉煤气	99.99%	-	0.83-1.33	9.29-14.89
合成氨/甲醇	99.99%	0.8-1.5	0.5	14.56-22.40

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，川财证券研究所

我国现有工业副产氢产能规模大，成为氢能绿色化过渡方案的可行性较高。相比于化石燃料制氢，工业副产氢在一定程度上能够降低环境污染，提高资源利用效率和经济效益。我国作为工业大国，具有丰富的工业副产氢资源，在工厂附近建设加氢站，为周边的氢燃料电池汽车供应氢气可有效将供应端和需求端链接起来。根据工业副产氢的放空量测算，我国工业副产氢的规模约在450万吨/年，按照车辆氢耗7kg/100km、日均行驶200km计算，可供应97.6万辆公交车的运营。在双碳目标下，未来我国的钢铁、化工等工业领域的产能或将下降，相应的副产氢产能或许也将下降，但基于现阶段的成本优势和规模优势，工业副产氢有望成为氢产业绿色化可行的过渡方案。

**表 9：我国工业副产氢制氢的供应潜力**

	现有年制氢能力 (万吨)	可供应公交车数量 (万辆)
轻烃利用副产氢	30	6.5
氯碱副产氢	33	7.1
焦炉煤气副产氢	271	58.9
合成氨/甲醇等副产氢	118	25.6
合计	450	97.6

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，川财证券研究所

### 3.3 随着规模提升和技术迭代升级，电解水制氢的经济性将逐步凸显

目前主要的四种电解水技术分别是碱性电解水、质子交换膜电解水（PEM）、固体氧化物电解水（SOE）和阴离子交换膜电解水（AEM）。常压碱性电解水技术是目前最为成熟的电解水制氢工艺，加压系统也进入市场，能够实现大规模制氢应用，但电耗较大，对稳定的输出电源要求较高；设备的国产化率约95%，性能接近国际先进水平，国内已实现兆瓦级制氢应用，因此碱性电解水制氢是国内现阶段电解水制氢路线中最具经济性的。PEM制氢在过去十年发展迅速，成为国际上另外一种实现商业化的电解水制氢工艺，相比于碱性电解水工艺，其占地面积较小，间歇性电源适配性高，因此与可再生能源的适配度更高；设备的国产化率约80%，但核心部件仍较为依赖进口，国内目前已实现规模较小的商业化运作。SOE制氢的主要特点是工作温度高、效率高、蒸汽替代液态水，且可以反向运作，充当燃料电池，目前国际上已实现商业化，但规模落后于碱性和PEM电解水制氢，国内已在实验室完成验证示范。AEM是最新提出的电解水工艺，设计方面与PEM类似，可使用更便宜的耗材，目前尚未实现商业化。

**表 10：主要电解槽特性**

	当前 2030	碱性电解	加压碱性电解	PEM	SOE	AEM
效率	kWh/标方	4.7 4.3	4.7 4.3	4.8 4.5	3.6 3.3	4.8（仅电解槽堆）
电解槽堆寿命	小时	80000 100000	80000 100000	50000 >80000	20000 >20000	5000
灵活性	达到标称容量的时间	分钟	<10s	<1s	<1s	<1s
压力	bar	Atm.	<40 <70	<40 <70	atm.  <20	<35
商业化现状		可用	可用	可用	2022-2024年可用	正在开发中

资料来源：《2050 氢能展望报告》，川财证券研究所

经过测算，假设工业用电价格为0.4元/kWh，在现有条件下碱性电解水制氢成本为29.9元/kg，PEM电解水制氢成本为39.87元/kg。现阶段碱性电解和PEM电解水的电耗成本占到总成本的比例分别是74.91%和50.56%，是成本支出端最大的部分，此外由于PEM电解水的商业规模化不及碱性电解水，国产碱性电解槽价格在2000-3000元/kW，PEM电解槽的价格则在7000-12000元/kW，导致现阶段PEM电解水的折旧成本高出碱性电解水。整体上看，在现有条件下的碱性电解水和PEM电解水制氢成本的经济性与化石能源制氢、工业副产氢相差较远。

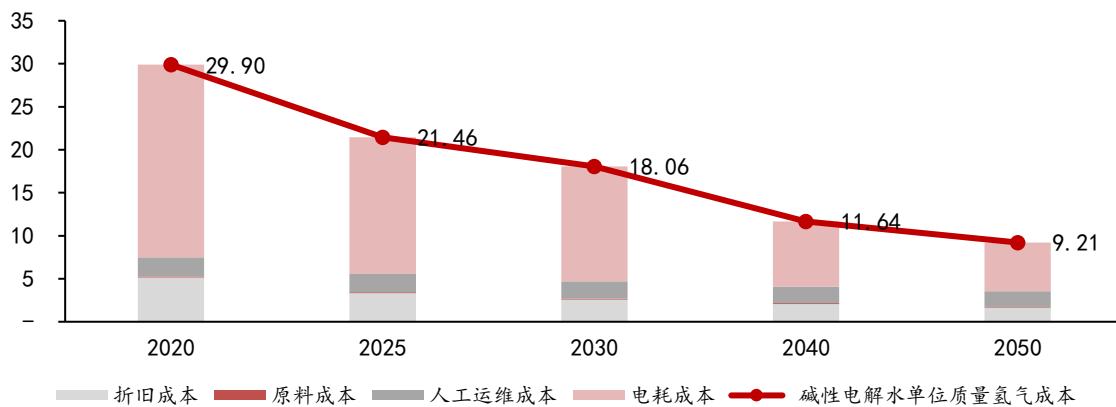
**表 11：碱性电解水和 PEM 电解水成本对比（元/Nm<sup>3</sup>）**

项目	碱性电解水制氢成本	PEM电解水制氢成本
折旧成本	0.46	1.55
原料成本	0.01	0.01
人工运维成本	0.2	0.2
电耗成本	2	1.8
单位体积氢气成本	2.67	3.56
单位质量氢气成本（元/kg）	29.9	39.87

资料来源：《电解水制氢成本分析》，川财证券研究所

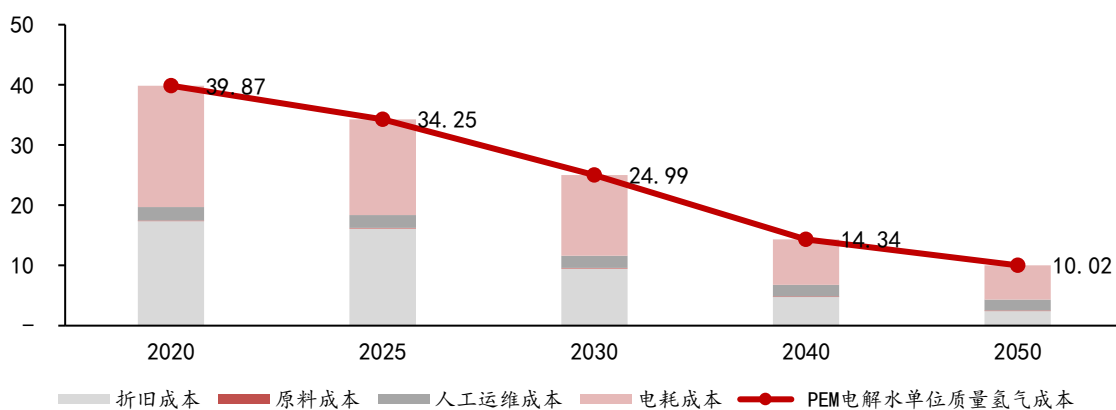
经过测算，当可再生能源电价降至0.16元/kWh，碱性电解和PEM系统电解设备价格分别降至1000元/kW和2750元/kW时，碱性电解水制氢和PEM电解水制氢成本分别是11.64元/kg和14.34元/kg，与化石能源制氢(+CCUS技术)的成本相当；当可再生能源电价降至0.13元/kWh，碱性电解和PEM系统电解设备价格分别降至800元/kW和1400元/kW时，碱性电解水制氢和PEM电解水制氢成本分别是9.21元/kg和10.02元/kg，与现阶段的化石能源制氢成本相当。电解水制氢的经济性依赖于可再生能源发电成本的降低，以及随着技术迭代和规模增长带来的设备成本降低。预计到2025年、2030年、2050年，我国新增光伏装机发电成本将降至0.3元/kWh、0.2元/kWh和0.13元/kWh；预计到2030年我国电解水制氢设备成本将降低60%-80%；随着规模的增长，单位运营成本和制氢系统的耗电量亦将有所降低，整体推动绿氢的经济性逐步凸显。

**图 19：碱性电解水制氢成本测算（元/kg）**



资料来源：《电解水制氢成本分析》，《中国氢能产业发展报告2020》，川财证券研究所

**图 20：PEM 电解水制氢成本测算（元/kg）**



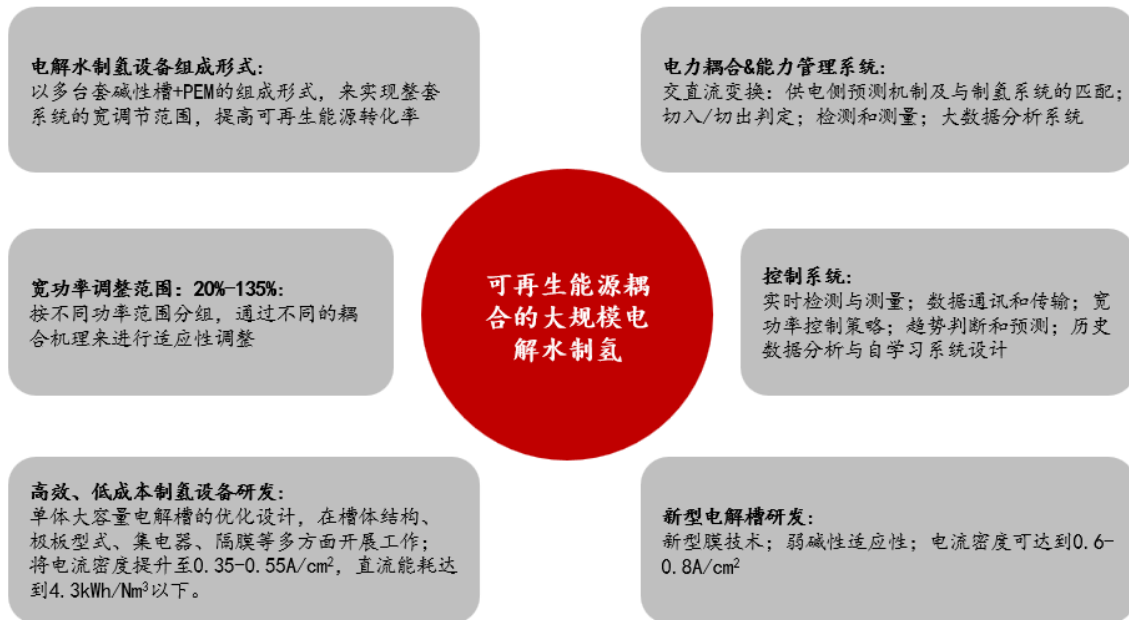
资料来源：《电解水制氢成本分析》，《中国氢能产业发展报告2020》，川财证券研究所

可再生能源电解水制氢是未来实现绿氢生产的重点环节，除电解槽以及核心零部件的研发、制造以提升电解效率、降低能耗外，不同电解水技术之间的搭配使用亦将促成大规模

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

模绿氢生产。目前碱性电解槽和PEM电解槽均实现商业化，碱性电解适用于可再生能源电网制氢，而PEM电解能够更好地适配波动性更强的可再生能源离网制氢，两者组合可适用于不同场景，实现陆上和海上的电解制氢，提升整体制氢规模。

**图 21：可再生能源大规模电解水制氢关键技术研究**



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，川财证券研究所

#### 四、制氢领域相关标的

在降碳的背景下，氢能产业未来市场空间巨大，制氢市场规模有望突破万亿。从成本角度出发，化石能源制氢和工业副产氢在中短期内具有较为明显的经济优势，有望率先受益于氢作为能源载体带来的市场空间；中长期看，随着技术迭代升级、规模的不断扩大以及并网电价降低，可再生能源电解水制氢的经济性和环境友好性将逐步凸显，有望逐步替代现有的化石能源制氢和工业副产制氢产能，成制氢端的主力军。建议关注制氢领域的相关运营商和核心设备制造商。

**表 12：A 股制氢领域上市公司标的（不完全梳理）**

公司名称	代码	市值 (亿元)	营业收入 (百万元)				归属母公司净利润 (百万元)				PE			
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
美锦能源	000723.SZ	419.7	21,288	24,093	27,612	29,566	2,567	2,686	2,841	2,923	27	15.63	14.77	14.36
金宏气体	688106.SH	90.39	1,741	2,287	3,089	4,061	167	284	393	526	80.62	32.88	23.75	17.78
东华能源	002221.SZ	124.8	26,367	30,286	34,543	38,092	1,140	1,182	2,213	2,897	18.21	10.58	5.67	4.32
九丰能源	605090.SH	161.7	18,488	22,305	23,503	24,769	620	1,040	1,290	1,505	25.14	14.73	11.87	10.16
滨化股份	601678.SH	108.9	9,268	11,443	16,016	18,121	1,626	1,653	1,967	2,425	9.81	6.57	5.52	4.48
杭氧股份	002430.SZ	389.5	11,878	13,645	15,958	18,777	1,194	1,525	1,812	2,210	24.25	25.52	21.43	17.61
隆基绿能	601012.SH	3725	80,932	123,340	151,465	181,721	9,086	14,513	19,063	23,786	51.35	25.66	19.54	15.66
兰石重装	603169.SH	87.26	4,037	5,564	7,111	8,446	123	270	400	511	96.96	32.19	21.72	17.13
金能科技	603113.SH	80.21	11,976	15,359	16,085	19,651	935	1,034	1,394	1,765	14.91	7.76	5.75	4.54
上海石化	600688.SH	356.1	89,280	109,743	88,569	87,162	2,001	1,924	2,348	2,624	22.56	18.28	14.95	13.71
新奥股份	600803.SH	526.2	116,031	138,717	155,835	176,094	4,102	4,817	5,800	6,661	12.74	10.93	9.08	7.9
和远气体	002971.SZ	30.48	992	1,565	1,844	2,162	90	115	147	186	41.74	26.34	20.78	16.38
卫星化学	002648.SZ	469	28,557	41,679	52,539	59,363	6,007	7,147	9,516	11,554	11.46	6.56	4.93	4.06
凯美特气	002549.SZ	125.1	668	920	1,301	1,670	139	236	386	521	76.65	52.96	32.19	23.87

资料来源：iFinD，川财证券研究所 注：预测参考日期为 2022 年 10 月 19 日

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明





## 风险提示

氢能行业推广不及预期风险

新产能投产不及预期风险

制氢工艺发展不及预期风险

## 川财证券

川财证券有限责任公司成立于 1988 年 7 月,前身为经四川省人民政府批准、由四川省财政出资兴办的证券公司,是全国首家由财政国债中介机构整体转制而成的专业证券公司。经过三十余载的变革与成长,现今公司已发展成为由中国华电集团资本控股有限公司、四川省国有资产经营投资管理有限责任公司、四川省水电投资经营集团有限公司等资本和实力雄厚的大型企业共同持股的证券公司。公司一贯秉承诚实守信、专业运作、健康发展的经营理念,矢志服务客户、服务社会,创造了良好的经济效益和社会效益;目前,公司是中国证券业协会、中国国债协会、上海证券交易所、深圳证券交易所、中国银行间市场交易商协会会员。

## 研究所

川财证券研究所目前下设北京、上海、深圳、成都四个办公区域。团队成员主要来自国内一流学府。致力于为金融机构、企业集团和政府部门提供专业的研究、咨询和调研服务,以及投资综合解决方案。



## 分析师声明

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，以勤勉尽责的职业态度、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。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

## 行业公司评级

证券投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内证券的绝对收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

行业投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内行业相对市场基准指数的收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

## 重要声明

本报告由川财证券有限责任公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供川财证券有限责任公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户，与本公司无直接业务关系的阅读者不是本公司客户，本公司不承担适当性职责。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非本公司客户接收到本报告，请及时退回并删除，并予以保密。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。根据本公司《产品或服务风险等级评估管理办法》，上市公司价值相关研究报告风险等级为中低风险，宏观政策分析报告、行业研究分析报告、其他报告风险等级为低风险。本公司特此提示，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，必要时应就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，也不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。投资者应当充分考虑到本公司及作者可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许范围内使用，并注明出处为“川财证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经川财证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权利。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。

本提示在任何情况下均不能取代您的投资判断，不会降低相关产品或服务的固有风险，既不构成本公司及相关从业人员对您投资本金不受损失的任何保证，也不构成本公司及相关从业人员对您投资收益的任何保证，与金融产品或服务相关的投资风险、履约责任以及费用等将由您自行承担。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：000000029399

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明