

— 电解水制氢的关键技术及价格平准化分析 —

产业 信息 追踪

目录

电解水制氢的关键技术

国际电解水制氢技术发展趋势	P1
我国电解水制氢技术路线	P4

电解水制氢价格平准化分析

电解水制氢成本分析	P6
低碳清洁氢气平准化价格研究	P8

产业动态

六部门联合发文推动绿氢规模化应用 技术降本是关键	P9
欧洲电解水制氢规模不断扩大	P10
新型氢气电解装置生产效率破纪录 成本亦大幅下降	P11

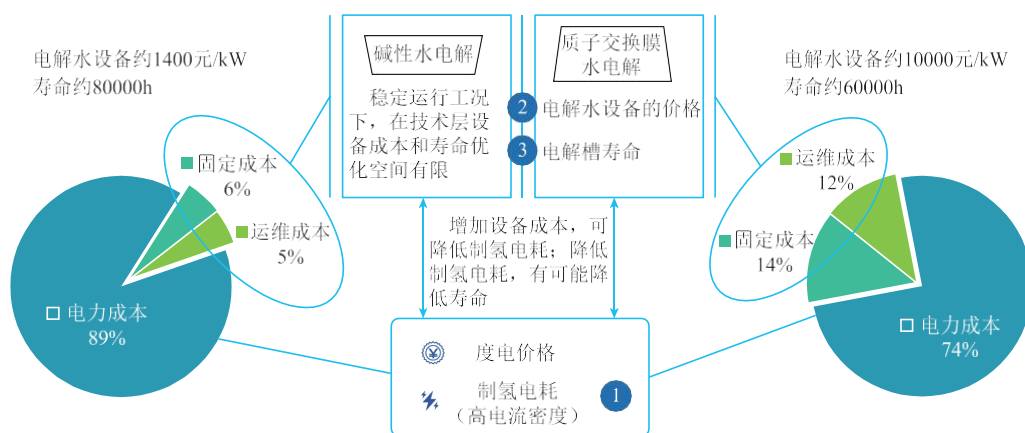
电解水制氢的关键技术

电解水制氢技术主要有碱性水电解（Alkaline Electrolyzer, AE）制氢技术、质子交换膜水电解（Proton Exchange Membrane Electrolyzer, PEME）制氢技术和固体氧化物水电解（Solid Oxide Electrolyzer, SOE）制氢技术。与 AE 与 PEME 技术相比, SOE 的技术成熟度较低, 尚处于实验室研发阶段, 还未实现商业化。

一、国际电解水制氢技术发展趋势

目前, 美国、欧洲和日韩均将电解水制氢技术视为未来的主流发展方向, 聚焦 AE 制氢技术规模化和 PEME 制氢技术产业化, 重点围绕“电解效率”、“耐久性”和“设备成本”三个关键降本性能指标推进整体技术研发, 电解水制氢成本结构与关键技术分析如图 1 所示。

图 1 电解水制氢成本结构与关键技术分析



美国在 2011 年制定了电解水制氢技术路线图, 如图 2 所示, 以 2.3 美元/kg 制氢成本为目标, 设定了系统电解效率 $\geq 75\%$, 电解槽电解效率 $\geq 77\%$, 系统投资成本 0.5 美元/kg 的发展目标。在技术路线上, 以 PEME 技术攻关为主, AE 和 SOE 等多种电解水技术并行发展。在技术开发上, PEME 制氢技术具体侧重质子交换膜、贵金属催化剂等关键核心材料研究, 以获得更高的电解效率与寿命, 同时开展低担载量纳米贵金属催化剂、非贵金属催化剂等的研究开发; AE 制氢技术重点推进高温碱性电解水装置的开发, 推进高效率研究。

图 2 美国电解水制氢技术关键指标目标

水电解制氢技术				
关键指标	目前	2017	2020	2023
制氢电耗(kW·h/kgH ₂) @额定功率	57~60 @100kg/d	55 @500kg/d	52 @1000+kg/d	50 @1000+kg/d
资本支出@额定功率, 包括辅助设备和调试/ [ME/(t/d)]	8.0	3.7	2.0	1.5
效率衰减@额定功率, 8000h操作/(%/年)	2~4	2	1.5	<1
灵活性(%)	5~100	5~150	0~200	0~300
从最小功率到最大功率 的热启动时间/s	60	10	2	<1
冷启动时间/s	300	120	30	10

欧洲在 2013 年制定了电解水制氢技术路线，同样以 PEME 技术为主、多种电解技术协同发展，技术关键指标目标如图 3 所示。PEME 技术方面，欧洲一方面通过催化剂和电解质膜等关键基础材料的研究与开发，提高电解效率，聚焦 MW 级系统设计，降低设备投资成本；另一方面则建立 PEME 技术的性能评价与劣化评价体系，科学开展技术的系统经济效能评价。AE 制氢方面，欧洲进行了高温与高压兼容性碱性电解水装置的开发，并通过优化外围设备和操作条件，进一步提高制氢效率。

图 3 欧盟电解水制氢技术关键指标目标

分布式水电解制氢技术				
关键指标	单位	2011年 目前	2015年 目标	2020年 目标
平准化氢气成本 (仅生产)	\$/kg	4.2	3.9	2.3
系统投资成本	\$/kg	0.7	0.5	0.5
	\$(kW·h)	430	300	300
系统效率	%(LHV)	67	72	75
	kW·h/kg	50	46	44
电堆效率	%(LHV)	74	76	77
	kW·h/kg	45	44	43
电价	\$(kW·h)	Annual Energy Outlook (AEO) 2009	AEO 2009	0.037

日本在 2014 至 2018 年通过氢气利用等先驱研发项目和氢社会构建技术研发项目，着力推动碱性电解水装置开发。2019 年，日本通过对标美国与欧洲电解水技术开发路线，制定了 AE 与 PEME 水电解技术 10 年技术攻关目标，注重电堆反应机理和耐久性评价方法与标准化研究，并根据可再生能源发电量预测、电力供需调整、氢气需求等各种信息，进行系统层级优化，提高电流密度、效率和耐久性，相关技术关键指标目标如图 4 和图 5 所示。

图4 日本碱性电解水制氢技术关键指标目标

质子交换膜水电解制氢技术				
关键指标		单位	2020年	2030年
系统	制氢电耗	$\text{kW}\cdot\text{h}/(\text{N}\cdot\text{m}^3)$	4.9	4.5
	设备成本	万日元/ $\text{N}\cdot\text{m}^3/\text{h}$ (万日元/kW)	57.5 (11.7)	29.0 (6.5)
	维护成本	日元/ $(\text{N}\cdot\text{m}^3/\text{h})/\text{年}$	11400	5900
电堆	劣化率	$\%/(1000\text{h})$	0.19	0.12
	电流密度	A/cm^2	2.2	2.5
	催化剂中PGM的含量	mg/W	2.7	0.4
	催化剂中铂的含量	mg/W	0.7	0.1
其他	热启动	s	2	1
	冷启动	s	30	10
	安装面积	m^2/MW	100	45

图5 日本质子交换膜电解水制氢技术关键指标目标

碱性水电解制氢技术				
关键指标		单位	2020年	2030年
系统	制氢电耗	$\text{kW}\cdot\text{h}/(\text{N}\cdot\text{m}^3)$	4.5	4.3
	设备成本	万日元/ $\text{N}\cdot\text{m}^3/\text{h}$ (万日元/kW)	34.8 (7.8)	22.3 (5.2)
	维护成本	日元/ $(\text{N}\cdot\text{m}^3/\text{h})/\text{年}$	7200	4500
电堆	劣化率	$\%/(1000\text{h})$	0.12	0.10
	电流密度	A/cm^2	0.7	0.8
	催化剂中钴的含量	mg/W	3.4	0.7

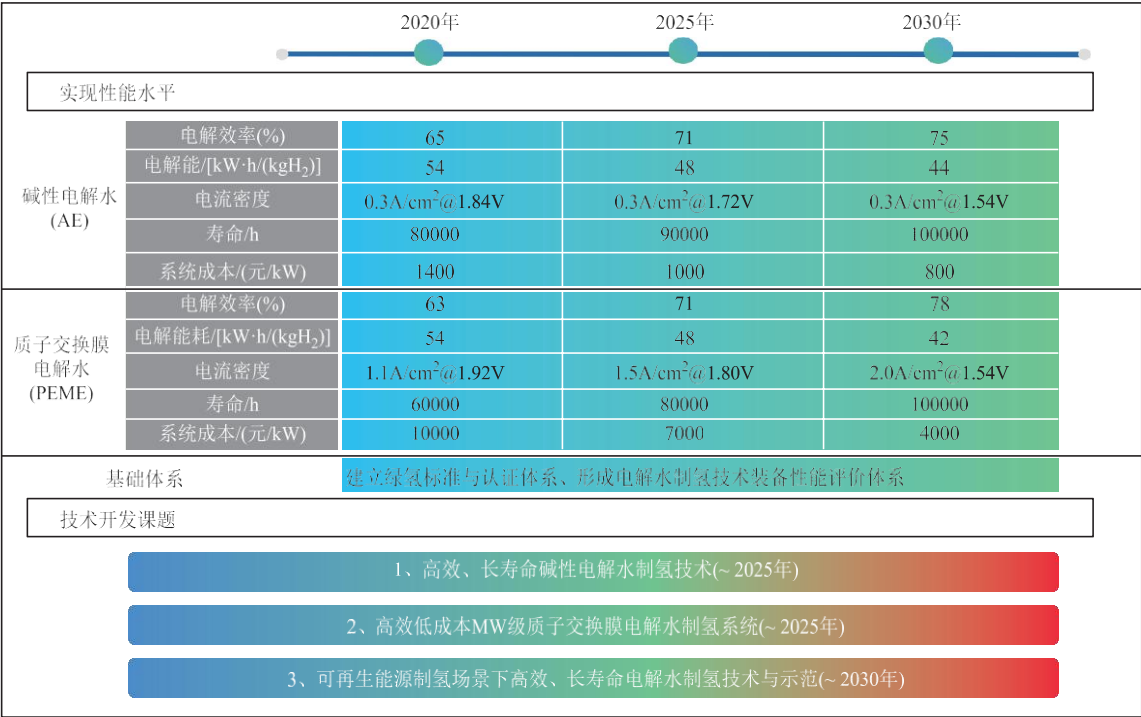
总的来说，各国均对 AE、PEME 制氢技术同时进行技术开发。其中，AE 方面，近期以优化提升制氢效率与装置规模放大为主要目标进行技术攻关。PEME 方面，欧美国家持续开展技术攻关，将其视为下一代主流电解水制氢技术，通过催化剂、隔膜、集电器、膜组件等核心材料和组件的研究及应用，提高设备的电解效率和使用寿命，降低设备成本等。同时，欧洲开展了电解水制氢装备性能评价与劣化评价的研究，在电解水制氢技术发展具有重要意义。日本在吸收美国与欧洲电解水制氢技术路线的基础上，着力聚焦 AE 与 PEME 的技术开发，制定了最全面的技术目标。

二、我国电解水制氢技术路线

我国在电解水技术领域呈现出以 AE 制氢为主、PEME 制氢技术为辅的工业应用状态。其中我国 AE 制氢设备量全球占有率排名第一，随着可再生能源电解水制氢有望成为未来主流制氢方式，碱性电解水制氢技术逐步向大容量（单体设备产氢量≥1000m³ /h）方向发展。

我国应重点提升电解槽关键材料及组件的性能，开发出高性能、长寿命、低成本的 AE 及 PEME 制氢设备，形成系统性、自主化的完整产品体系，满足可再生能源制氢、传统工业制氢及其他用氢场景的需求。“十四五”期间重点推动大容量 AE 制氢技术示范应用，着力推动 PEME 制氢技术研发攻关，加强两种技术融合应用及电氢系统示范。具体电解水制氢技术路线如图 6 所示。

图 6 电解水制氢技术路线图



在 AE 制氢技术方面，重点开发高活性、长寿命析氢析氧催化电极，新型高气阻、低电阻、环保型隔膜；开展碱性水电解槽流场模拟，优化电解槽流场结构设计；并基于基础技术研究成果，开展零极距碱性电解槽设计。针对可再生能源制氢的需求，开发模块化并联的大规模电解制氢系统及其控制技术，开展快速变载工况的高效制氢技术研究，开发大规模可再生能源制氢调度、控制技术，以及开发高压碱性水电解制氢设备等。

在 PEME 制氢技术方面，重点开发高性能纳米级催化剂，低贵金属担载量、高耐久的膜电极组件，高孔隙率、低电阻集流体，国产质子交换膜性能提升，并在突破核心技术和零部件的基础上，加快相关技术的产业化应用。PEME 设备集成方面，开展质子交换膜电解槽功能组件的建模及流场模拟，开发新型结构的零极距质子交换膜电解槽，开发高一致性质子交换膜电解槽组装技术等。开展 MW 级 PEME 制氢系统的集成设计，研究高功率密度下制氢设备的气、热管理技术。开发 PEME 制氢设备寿命快速评测技术，建立设备寿命数据库。

为实现上述技术目标，需进行以下课题开发：

1) 高效、长寿命碱性水电解制氢技术（2025 年）

关键材料与组件方面，开发高活性析氢、析氧催化电极，深入研究材料结构与性能的构效关系，评测工况条件下新电极的寿命，开发易于实现的高效、长寿命催化电极制备技术，并进行产业化应用。

研发功能涂层材料，克服编织结构隔膜经纬线间空隙大的缺点，以及开展聚合物复合隔膜、超细纤维无规堆砌的非织造隔膜等新型结构隔膜的研发工作，开发出高离子传导性、高气阻、低电阻、环保型碱性水电解隔膜。开展高压密封材料研究，开发高压碱性水电解制氢设备。

设备开发方面，开展全系列碱性水电解槽流场模拟，分析高气液比流体在电解小室狭小空间内的流体流动及传热传质特点，优化电解槽流场结构设计。开展新型零极距碱性电解槽设计，降低电解槽材料接触电阻。开发模块化并联的电解制氢设备集成优化、制造技术及负荷耦合控制机制，实现大容量制氢设备线性扩容，满足规模化可再生能源制氢需求。并针对大容量 AE 制氢设备开展气液处理等单元设备及工艺系统重构研究，优化单元设备设计，提高系统集成度及自动化控制水平。

可再生能源耦合制氢方面，开发百兆瓦级大规模可再生能源制氢系统，建立通用的系统设计、建设、集成调度与运维控制规范，为推广应用奠定基础。研究可再生能源波动对寿命的影响、开发可再生能源制氢综合能效评价技术。开发大规模可再生能源制氢大数据管理平台。

2) 高效低成本 MW 级 PEME 制氢系统（2025 年）

关键材料及组件方面，开展低担载量贵金属纳米催化剂及其载体研究，开发催化剂宏量制备技术，降低催化剂成本。研究催化剂中毒失活机理及关键影响因素，提高催化剂的寿命。开

展低贵金属担载量、高耐久性的膜电极组件研究，评测其性能、寿命等关键指标，掌握膜电极制备关键技术。开发膜电极制备的关键配套设备。开发高孔隙率、低电阻的钛基、碳基等材质的集流体，分析厚度、孔隙率、电阻率、气体扩散速率等参数间的关系，形成最优化结构提高 PEME 设备的性能。开发废旧膜电极组件负载贵金属材料的回收及再生利用技术，降低设备全周期的成本。

系统设备方面，开展质子交换膜电解槽极板及集流体功能组件的建模及流场模拟，分析其流体流动及传质传热的特征，优化极板及集流体的设计。基于材料及组件的研究成果，开展新型零极距质子交换膜电解槽设计，降低电解槽材料接触电阻及其制造成本。

3) 可再生能源制氢场景下高效、长寿命电解水制氢技术（2030 年）

研究 PEME 电解槽质子交换膜在输入功率波动工况下的衰减机理，明确影响因素，开发延缓质子膜衰减的电解槽运行控制技术。研究变载工况下 PEME 电解槽的功率响应特性，开发变载工况下的高效电解制氢控制技术。研究大功率 PEME 电解槽余热回收利用技术。开发系统综合能效评价技术，形成科学可靠的可再生能源制氢评价体系。

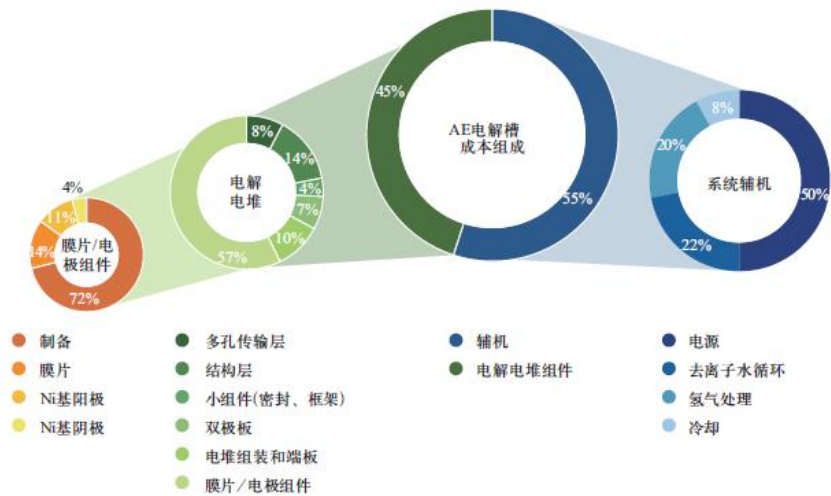
电解水制氢价格平准化分析

一、电解水制氢成本分析

电解水制氢成本一般包括：①设备成本；②能源成本（电力）；③其他运营费用；④原料费用（水）。其中，能源成本即电力成本占比最大，一般为 40%至 60%（AE/PEME），甚至可达 80%，该部分主要由能源转化效率（即电解制氢效率）因素驱动，设备成本占比次之。

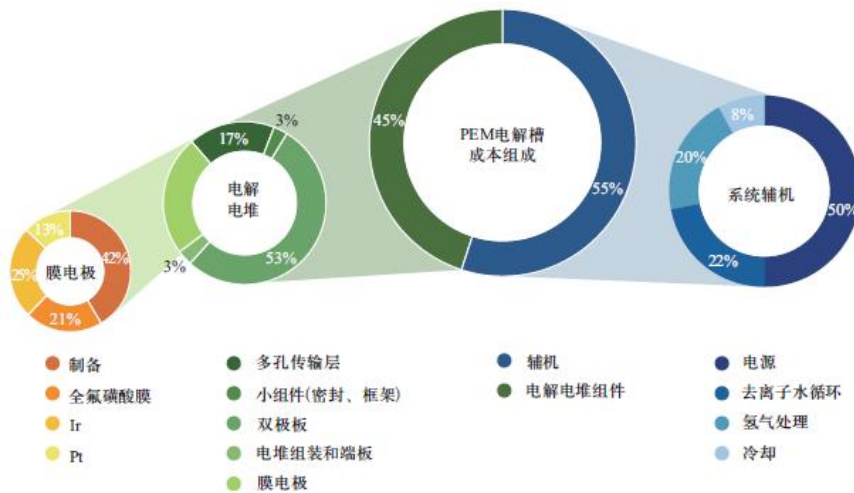
如图 7 所示，对于碱性电解槽而言，设备成本主要由电极、膜片等核心部件的成本驱动。在碱性电解槽电解电堆的成本组成中，超过 50%的成本与电极和膜片有关，相比之下，PEM 电解槽电解电堆中膜电极成本占比为 24%。在碱性电解槽中双极板只占电解电堆成本的一小部分，而 PEM 电解电堆中的成本占比则超过 50%，这是由于碱性电解槽的双极板设计更简单，制造更简单，材料更便宜（镀镍钢），重新设计电极和膜片可降低成本。碱性电解制氢系统的辅机部分，碱液循环以及氢气后处理对成本降低较为重要。

图 7 1MW 碱性电解槽的成本组成



如图 8 所示，对于 PEM 电解槽而言，电解电堆设备成本主要由双极板等核心部件的成本驱动。在 PEM 电解槽电解电堆中双极板成本占比约 53%，主要因为其通常需要使用 Au（金）或 Pt（铂）涂层。技术创新在双极板的性能和耐久性增强以及成本降低方面发挥重要作用。目前正在研究价格更低廉的替代材料，如使用 Ti（钛）涂层来保持其功能特性不受影响，同时降低成本。稀有金属 Ir（铱）是膜电极材料的重要组成部分，在实际应用中，虽然铱在整个 PEM 电解系统中成本占比不到 10%，但由于供应严重不足，可能成为后期 PEM 电解槽生产的瓶颈。PEM 电解制氢系统辅机组成中的水循环和氢气后处理也是降低成本的重要领域。

图 8 1MW PEM 电解槽的成本组成



二、低碳清洁氢气平准化价格研究

作为未来主流的制氢方式，电解水制氢成本主要取决于电解槽的投资成本、利用负荷及度电成本。其中，度电成本对电解水制氢成本的影响敏感性最高，约占总成本的 70%至 90%。PEM 电解槽的投资成本、运营维护成本明显高于 AE 电解槽，再加上它的使用寿命较短，使得 PEM 电解水制氢成本高于 AE 电解水制氢。我国目前平准化低碳清洁氢成本如图 9 所示。以 $2000\text{N} \cdot \text{m}^3/\text{h}$ 碱性电解水制氢项目为例，负荷率 95%条件下，当采用工业电价 $0.616 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 时，制氢成本约为 $39.06 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 。当前水电、陆上风电、海上风电、光伏的度电平准化成本分别为 $0.33 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 、 $0.41 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 、 $0.63 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 、 $0.40 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ，对应的平准化氢气成本分别为 $22.89 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $27.65 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $40.05 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $26.65 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 。而当前 PEM 电解水制氢设备比 AE 设备高出 5 倍以上，平准化氢气成本将增加 40%左右。

图 9 我国目前平准化低碳清洁氢成本



技术持续进步和装机规模扩大将持续推动可再生能源发电成本下降。到 2035 年，光伏与风电的新增装机发电成本预计将低于 $0.3 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。到 2050 年新增光伏和风电发电成本将降至约 $0.13 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 和 $0.25 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ，风能和太阳能将成为最廉价和最丰富的电力来源。可再生能源电解水制氢成本将低至 $11.63 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ ，不考虑碳税情况下，已明显低于化石能源+碳捕集与封存（Carbon Capture and Storage, CCS）制氢成本。

除度电成本外，运行负荷和电解水制氢效率亦是电解水制氢关键降低成本因素。以碱性电解水制氢为例，运行负荷分别为 1000h、3500h、6000h 和 8322h 时，平准化氢气成本分别为 $58.53 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $42.72 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $40.08 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 、 $39.06 \text{ 元}/\text{kgH}_2$ 。电解水制氢电耗从当前

5kW·h/(N·m³)降低至 4kW·h/(N·m³)时，平准化氢气成本可降低约 20%。对 PEM 电解水制氢技术而言，关键降本驱动因素还包括设备成本。随着未来产业规模化和技术进步，PEM 电解水制氢设备有望降低 50%以上，平准化氢气成本有望降低 20%。

产业动态

六部门联合发文推动绿氢规模化应用 技术降本是关键

绿氢发展再获政策支持。4 月 7 日，工信部、国家发改委等六部门联合发布了《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》（以下称为《意见》），其中提出加快突破新型催化、绿色合成、功能-结构一体化高分子材料制造、“绿氢”规模化应用等关键技术。

绿氢是氢产业终极方向

绿氢由于其零碳排放的特点，被看作“深度脱碳尖兵”，也被业界看作是氢能产业发展的终极方向。

数据显示，2020 年我国制成的氢气来源和占比分别为煤炭 64%，工业副产 21%，天然气 14%，电解水 1%。

高盛氢能深度报告指出，绿氢已成为实现全球净零排放的关键支柱，如果需 2030 年实现净零排放，预计需在绿氢供应链上累计投资 5 万亿美元。

此次发布的《意见》也明确提出，鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用“绿氢”，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范。

技术降本是关键

目前，氢能产业在上游生产、中游储运和下游应用中均面临挑战，而氢能产业目前发展的障碍主要来自于成本。如何降低氢气生产、储运成本，是未来氢能产业发展的重点之一。

“绿氢应用占比低的一个关键因素就是制氢成本高。目前，碱性电解水技术，单台电解槽的氢气制备能力已经达到 1000Nm³/h 以上，已经实现工业规模化产氢，技术成熟。主要成本一个是电力环节，一个是制氢环节，水电解制氢成本 70%来自于电价压力。”宝光股份旗下的宝光联悦氢能发展有限公司总经理孙伟表示。据他介绍，目前制一立方氢的综合用电成本在 5 度

电左右。如果使用各地市电价格，相比天然气、煤炭等化石原料制氢，成本高两到三倍。如何通过技术上的突破，把电力成本、耗电量等降下来，其总成本就是略高于化石原料制氢成本，在减排的背景下，市场上也是可以接受的。这就需要提升风光水等再生资源发电的转化效率，降低度电成本。

高盛指出，该行业正在以惊人的速度发展，按照目前正在进行的项目测算，到 2030 年底，电解槽总装机容量将接近 80GW。而 2020 年底，用于制绿氢的电解槽总装机容量只有约 0.3GW。由于规模增大，2025 年的电解槽系统成本将下降 40%。

值得期待的是，在《氢能产业发展中长期规划》中，明确提出将研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策。

“随着政策对绿氢技术突破等方面的支持。绿氢的规模化应用将会加速。”西安工程大学产业发展和投资研究中心主任王铁山表示，氢能行业发展受电价、应用场景等多方面的影响，但发展绿氢是实现“双碳”目标的重要手段，后续有望出台更多的配套政策支持产业发展。

欧洲电解水制氢规模不断扩大

欧洲电解水制氢项目投资部署规模正在不断扩大。去年 10 月，欧洲氢气生产商 INEOS 宣布，将在电解水制氢项目上投资超过 20 亿欧元，在挪威、德国、比利时建立首批工厂，生产零碳排的绿氢。西门子能源则宣布，将投入约为 3300 万美元，在德国柏林启动电解水制氢设备的规模化生产，初始产能约为 100 万千瓦/年。

业界普遍认为，电解水制氢产能规模的扩大得益于欧洲多国的利好政策。以德国为例，其于 2020 年通过了《国家氢能战略》，计划 2030 年部署 500 万千瓦容量的电解槽，2040 年有望扩大到 1000 万千瓦。此后，欧盟委员会也推出了欧盟层面的氢能战略，提出要在 2030 年前让欧盟境内的绿氢产能达到 4000 万千瓦。

根据美国投资银行杰富瑞发布的一项研究，预计到 2030 年，全球总共需要超过 4 亿千瓦装机容量的电解槽用于生产绿氢，但以当前的部署速度，届时仅能实现 7000 万千瓦容量电解槽的部署。业内人士认为，全球低碳能源转型趋势下，绿氢需求将迎来大幅增长，电解水制氢规模亟需不断扩大。

在欧盟看来，受俄乌紧张局势的影响，欧盟各成员国对能源安全的担忧日益增强，因此，需要不断发展氢能等新能源，以进一步提高能源独立性。

欧盟委员会提出，应将欧盟绿氢生产目标再提高一倍，在 2030 年前增加 1500 万吨/年的绿氢产能，以减少能源依赖。为此，欧盟委员会表示，将制定监管框架，以促进欧洲绿氢市场发展，并支持氢储存和港口等基础设施的建设。

值得关注的是，在行业大幅扩产的趋势下，电解水制氢设备的成本有望快速下降。据国际可再生能源署（IRENA）预计，未来 10 年内，电解水制氢设备的成本下降速度有望赶上太阳能、风能发电。

根据 IRENA 发布的一份报告，2010 年至 2019 年期间，太阳能组件的成本下降了 82%，同期，陆上风电成本下降了 39%。“过去 10 年，从太阳能和陆上风电厂购买电力的价格大幅下降。对氢能而言，由于全球绿氢项目规模不断扩大，预计未来 10 年电解槽成本也将出现类似的下降幅度。” IRENA 表示，为实现这一成本下降目标，到 2030 年，全球绿氢产能需要超过 1 亿吨/年，到 2050 年需超过 4 亿吨/年，这将需要在 2030 年前每年部署约 1.36 亿千瓦容量的电解槽，其中 90%是碱性电解槽，10%是质子交换膜电解槽。

新型氢气电解装置生产效率破纪录 成本亦大幅下降

澳大利亚 Hysata 公司在《自然通讯》发布文章表示，Hysata 已经成功的利用“毛细管电解”技术电解水生产绿氢，该研究证实，Hysata 公司的“毛细管供料电解槽”能够以 98%的能效从水中生产绿色氢，远高于国际可再生能源机构(IRENA)2050 年的目标，并显著优于现有的电解技术，使生产氢的成本远低于 2 澳元/公斤(1.5 美元/千克)。

据介绍，这种电解槽将实现世界最低的制氢成本，将能源成本降至 41.5 千瓦时，打破了能效纪录，为氢气生产商节省数十亿美元的电力成本、同时也大大降低氢气供应商的运营成本，并使绿氢在和使用化石燃料制氢的竞争中脱颖而出。

根据设计，Hysata 的“毛细管供料电解槽”电解池底部的储液器使电解液不与阳极和阴极接触，直到它通过一个多孔、亲水的电极间分离器利用毛细作用被吸上来。因此，电解液与电极直接接触，且只在一侧直接产生氢气和氧气，中间没有任何气泡的阻碍。由于没有水被吸

引到释放气体的电极一侧，阻力进一步减少，因此两者不会互相妨碍，而且当水从分离器中被电解出来时，毛细作用会吸取更多的水来替代它。

Hysata 团队声称，其毛细作用电解槽的效率已被证明达到了破纪录的 98%，比“最先进的商用电解器”要好得多，后者最高只能达到 83%的效率。

该公司还表示，这项技术也减少了电池之外的额外费用。不需要液体循环、气液分离器罐、管道、泵和配件。这种设备可以是空气冷却的，也可以是辐射自冷的，从而进一步降低了资本和运营成本，而且如果受重力限制的毛细作用的最大高度被证明是一个限制因素，那么，Hysata 的技术还可以调整储液罐的位置，让电解质沿着分离器流下。

Hysata 预计，到 2025 年，这种电解槽技术将使制氢成本低于 1.5 美元/千克，比达到澳大利亚和全球普遍预期的成本目标提前了许多。这对于推进绿氢的商业化应用和重点行业脱碳来说至关重要。