

# 绿色制氢技术在中国的应用与经济性分析

严礼贤, 李安邦, 夏浩然\*

三峡大学材料与化工学院, 湖北 宜昌

收稿日期: 2026年2月25日; 录用日期: 2026年4月28日; 发布日期: 2026年5月29日

## 摘要

在全球积极应对气候变化、大力推动能源结构深度转型的大背景下, 绿色制氢已成为实现深度脱碳的关键技术路径。本文围绕中国绿色制氢产业现状, 系统梳理了碱性电解水、质子交换膜电解水、固体氧化物电解水等技术的发展阶段、技术特征与产业化进展, 并结合相关政策环境与产业格局开展研究。目前, 绿色制氢在全国范围内尚未全面具备对化石能源制氢的成本竞争力, 但在设备成本下降、可再生能源装机规模持续扩大以及政策支持共同推动下, 经济性拐点正逐步临近。因此, 探讨绿氢规模化应用潜力与成本变化趋势, 对政策设计和产业布局具有重要的现实意义。

## 关键词

绿色制氢, 电解制氢技术, 经济性分析, 制氢平准化成本

# Application and Economic Analysis of Green Hydrogen Production Technology in China

Lixian Yan, Anbang Li, Haoran Xia\*

College of Materials and Chemical Engineering, China Three Gorges University, Yichang Hubei

Received: February 25, 2026; accepted: April 28, 2026; published: May 29, 2026

## Abstract

Against the backdrop of the world's active response to climate change and vigorous promotion of the deep transformation of the energy structure, green hydrogen production has become a key technical path to achieve deep decarbonization. This article focuses on the current situation of China's green hydrogen production industry, systematically sorts out the development stages, technical characteristics and industrialization progress of technologies such as alkaline electrolyzed water, proton exchange membrane electrolyzed water and solid oxide electrolyzed water, and conducts

\*通讯作者。

research in combination with relevant policy environments and industrial patterns. At present, green hydrogen production has not yet fully gained cost competitiveness over hydrogen production from fossil fuels across the country. However, driven by the decline in equipment costs, the continuous expansion of renewable energy installations, and policy support, the economic turning point is gradually approaching. Therefore, exploring the potential for large-scale application of green hydrogen and the trend of cost changes is of great practical significance for policy design and industrial layout.

## Keywords

Green Hydrogen Production, Water Electrolysis Technology, Economic Analysis, Levelized Cost of Hydrogen

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

### 1.1. 研究背景与意义

全球能源转型与气候治理背景下，氢能作为零碳能源载体，在工业、交通与电力系统脱碳中发挥重要作用。我国作为全球最大的能源消费与碳排放国，氢能发展对实现碳达峰、碳中和等目标的具体路径选择有着深远影响。“十四五”以来氢能产业快速发展，“十五五”期间将进一步向规模化、低碳化转型[1]。本文从技术与经济维度，分析主流电解制氢路线的应用现状与成本规律，为绿氢规模化发展提供参考。

### 1.2. 核心概念界定

本文所指“绿色制氢”碳足迹核算边界遵循中国国家标准，指以可再生电力驱动电解水制备氢气，即生产过程中直接碳排放为零，与国际部分标准存在差异。而“经济性”的探讨，侧重于单位氢气生产成本以及市场可比性，以平准化制氢成本(LCOH)为核心指标，综合考虑设备投资、电价、运维、寿命与融资成本等因素。其中电解水制氢过程涉及多相传输与电化学动力学，气泡行为影响系统效率进而影响经济效益[2]。

### 1.3. 研究范围与方法

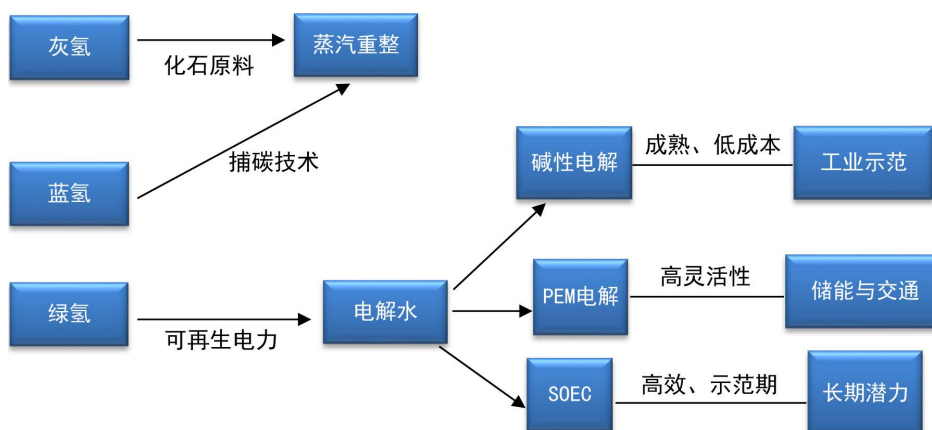
研究对象为碱性电解(ALK)、质子交换膜电解(PEM)、固体氧化物电解(SOEC)三类主流技术路线，覆盖国内示范项目与产业进展。研究内容广泛，涵盖技术原理、产业成熟度、成本构成及降本潜力等多个方面，并结合政策环境与市场机制，剖析实施过程中面临的障碍与应对策略。研究方法采用文献综述、数据对比与案例分析，构建 LCOH 模型并开展敏感性分析，对比不同路线与区域的经济性差异。同时，为了更精准地把握成本动态，本文构建了制氢平准化成本测算模型，从电价水平、设备投资成本、运行小时数以及系统效率等核心参数切入，对不同技术路线下绿色制氢成本的敏感性展开定量分析。

## 2. 中国制氢技术发展格局

### 2.1. 制氢技术分类与演进

制氢技术根据原料和工艺的区别，可以划分为灰氢、蓝氢和绿氢，电解水制氢是绿氢核心路线。我

国制氢结构正由灰氢主导逐步向绿氢转型，产业结构与技术路线持续优化[3]。随着技术迭代，PEM 与 SOEC 逐步走向示范，而碱性电解凭借成熟度与低成本仍占据主导地位(如图 1)。



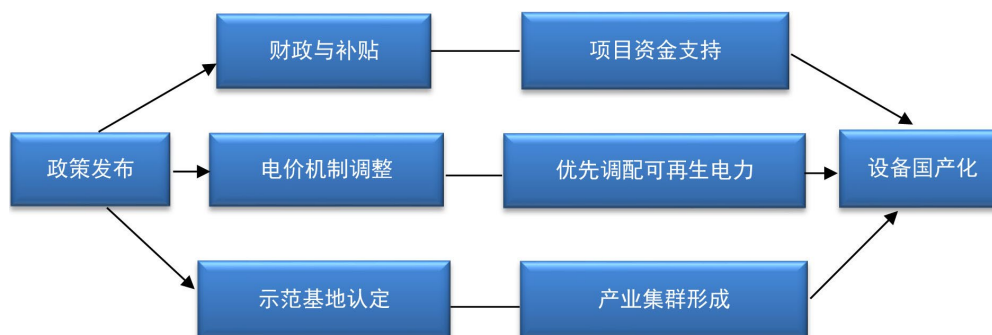
**Figure 1.** Relative positions of different hydrogen production routes in terms of efficiency, cost and application stage  
**图 1.** 不同制氢路线在效率、成本和应用阶段上的相对位置情况

## 2.2. 政策驱动下的产业格局演变

政策对中国制氢产业格局具有显著重塑作用。近年来，中央及地方层面通过财政补贴、电价优惠及绿氢示范基地建设等系列政策举措，系统性推动了制氢产业链上中下游的协同发展与融合共进(见图 2) (《氢能产业发展中长期规划(2021~2035 年)》<sup>1</sup>：初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的供应体系)(见表 1)[4]。

**Table 1.** Comparison of green hydrogen demonstration projects and key policy points in some provincial administrative regions  
**表 1.** 部分省级行政区绿氢示范项目与政策要点对比

省级行政区	主要示范项目	可再生能源配套	资金扶持	电价优惠	基地规模(万吨/年)
内蒙古	风光制氢综合示范	风电 + 光伏	亿元级	优惠电价	0.5
青海	盐湖咸水制氢试点	光伏为主	百万级	试点电价	0.2
广东	工业园区耦合制氢	光伏+余热	千万级	工商业优惠	0.3



**Figure 2.** The main policy-driven model  
**图 2.** 主要政策驱动模式

<sup>1</sup>[https://zfxgk.nea.gov.cn/1310525630\\_16479984022991n.pdf](https://zfxgk.nea.gov.cn/1310525630_16479984022991n.pdf)

### 2.3. 绿氢规模化进程与项目分布

近年来,中国绿氢项目持续落地,装机规模持续扩大,示范场景也持续拓展。预计5年后,多地规划数十至数百兆瓦级电解槽项目并进入集中落地期(见表2)并在工业、交通、储能等领域的融合应用[5],这也为传统产业低碳转型提供重要支撑[6]。

**Table 2.** Scale and main application scenarios of some announced demonstration projects

**表 2.** 部分已公布示范项目规模与主要应用场景

省级行政区	项目名称	装机规模(MW)	主要应用
内蒙古	风光制氢基地	100	氮化物工业原料
甘肃	风电制氢示范	50	储能调峰
江苏	海上风氢联产	30	化工原料
山东	光伏制氢集群	60	运输燃料

## 3. 碱性水电解技术应用与经济性

### 3.1. 技术原理与系统构成

碱性水电解制氢,是以KOH或NaOH为电解质实现。在电解过程中,阴极析氢、阳极析氧,反应在两极间的隔膜或多孔隔板内完成。系统主要由电解槽、直流电源、气液分离装置、补给与循环泵以及控制与安全系统构成,结构成熟、运行稳定,是当前应用最广泛的电解制氢路线[7]。

### 3.2. 国内应用现状与产业链成熟度

碱性电解水技术在我国已进入规模化推广前期,设备可靠性与系统集成度显著提升[8]。在可再生能源耦合制氢场景中,碱性系统表现出良好的适配性。海上风电制氢相关研究表明,碱性电解在大规模并网条件下经济性与稳定性突出[5]。目前国内已形成较为完整的设备制造、系统集成与工程应用产业链,绿色制氢技术体系日趋完善[9][10]。

### 3.3. 成本构成与下降趋势

碱性水电解制氢成本涵盖多个方面,主要为电力成本、设备投资(包含堆槽与电源)、运维费用以及寿命折旧。就当下碱性水电解制氢的平准化成本(LCOH)而言,电力成本占比超60%,设备投资约占25%,剩下的则是运维与折旧成本。近年来,随着电解槽走向规模化、关键材料实现国产化,设备成本近十年累计降低约35%。可再生能源并网加速,长期电价合同逐步推进,长期电价有望降低20%~30%,进而推动制氢总体成本不断下降(见表3)(见图3)[11][12]。

**Table 3.** Pro portion of various costs and schematic diagram of decline range in the past decade

**表 3.** 各项成本占比与近十年降幅示意

成本项	当前占比	近十年降幅
电力成本	60%	0%
设备投资	25%	35%
运维与折旧	15%	10%

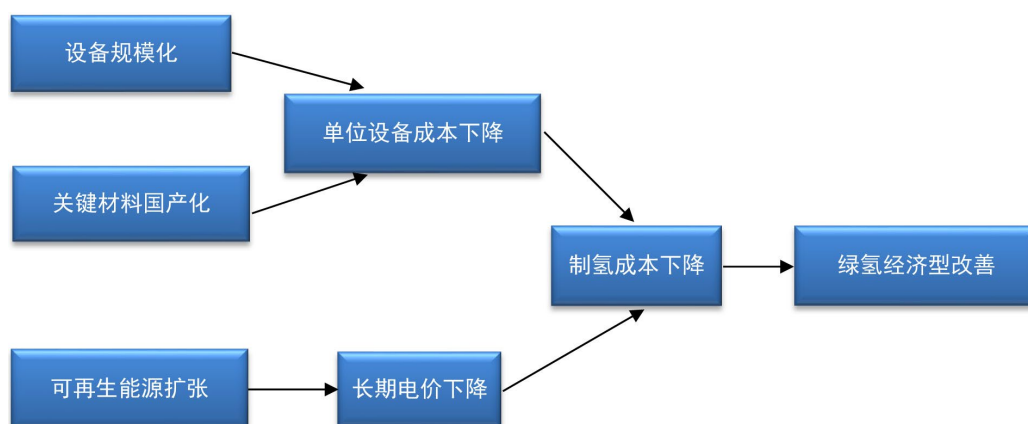


Figure 3. Cost reduction trend

图 3. 成本下降趋势

### 3.4. 优势与局限性分析

碱性水电解优势显著，其设备成熟度高，单位容量投资成本较低，且使用寿命较长，能契合大规模集中制氢以及长期稳定运行的需求。不过，碱性水电解也存在一定局限。它对水质和电解液管理要求严格，动态负荷响应能力较弱，难以与高比例波动性可再生能源有效耦合。并且，其能量效率和单位体积功率密度低于部分新型电解槽，在空间受限或需要快速启停的场景中应用受限。总体而言，碱性水电解适合作为当前规模化部署的主力，但仍需通过材料改进和系统集成，提升其灵活性与效率。

## 4. 质子交换膜电解技术进展与成本分析

### 4.1. 技术原理与发展痛点

质子交换膜电解(PEM)采用固态质子导体作电解质，在中低温环境下运行，具备启动迅速、响应灵敏以及高电流密度等显著优势[13]。目前国内已进入示范阶段，但膜与催化剂成本较高，投资仍高于碱性路线，电催化与电化学体系仍需进一步优化[14]。

### 4.2. 国产化进程与关键突破

近年来，关键部件的国产化进程持续推进，国产化率持续攀升(见表 4)。关键突破亮点：催化剂的用量显著降低，膜性能大幅提升，堆体设计实现本土化。下图呈现了国产化率提升趋势及技术攻关重点的演进(见图 4)。

Table 4. Localization rate and representative enterprises of key components in proton exchange membrane electrolysis (PEM)

表 4. 质子交换膜电解(PEM)关键部件国产化率及代表性企业

部件	国产化率(%)	代表企业
电解槽堆	65	国电南瑞、天能
质子交换膜	40	昆仑材料、盛鑫
双极板	72	宝钢、江特电机
催化剂(贵金属负载)	35	中科院相关产研所
密封与隔膜件	68	山河智能、光宇

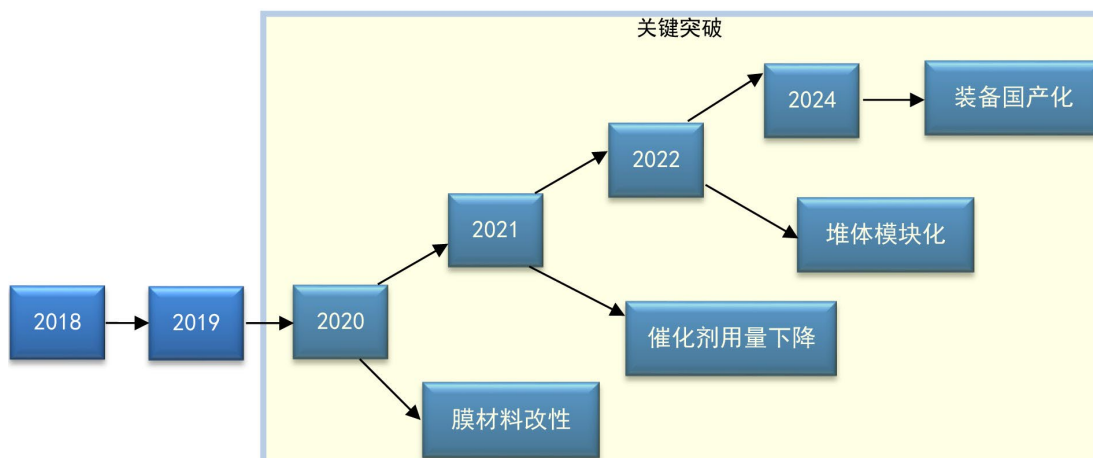


Figure 4. Localization process of key components  
图 4. 关键部件国产化进程

### 4.3. 成本构成与降本路径

在 PEM 电解成本结构里，资本支出与电力成本占比最大(见表 5)。其降本途径多样，规模化生产搭配供应链国产化，可以降低电堆与膜电极组件的成本，优化系统设计、提升使用寿命能够减少更换次数，耦合可再生能源低价时段与长时储能，可以拉低平均电费，推进标准化、模块化生产能够提高制造效率(见图 5)，通过多维度降本，逐步缩小与碱性电解的成本差距[15]。

Table 5. Typical cost composition of proton exchange membrane (PEM) electrolysis for hydrogen production  
表 5. 质子交换膜(PEM)电解制氢典型成本构成

成本项	资本支出(%)	电力成本(%)	运维成本(%)	用材成本(%)	堆膜成本(%)
比例(示例数据)	45	30	10	10	5

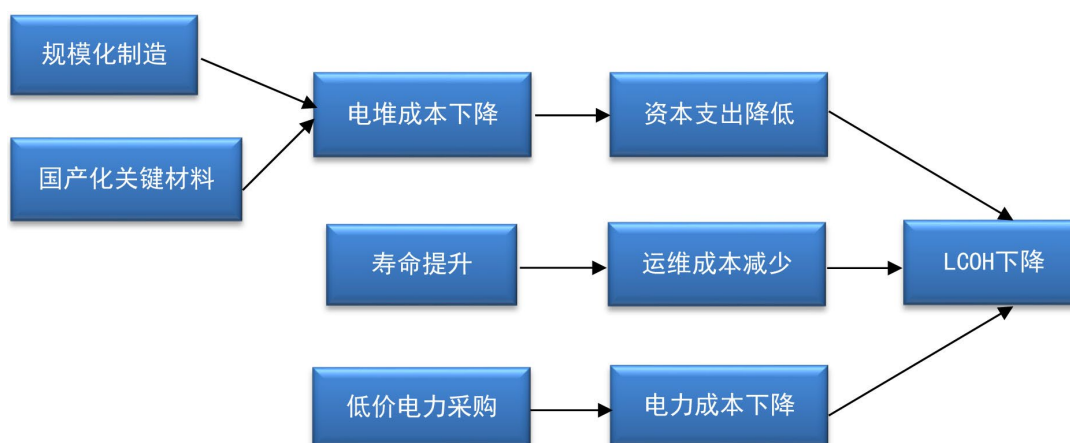


Figure 5. Interaction mechanism of cost reduction  
图 5. 成本下降互动机制

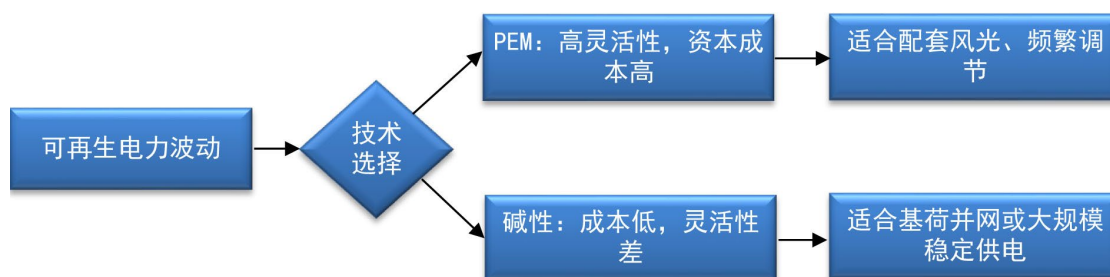
### 4.4. 技术经济性综合评价

质子交换膜电解(PEM)在灵活适配和响应可再生电力方面优势突出，制氢效率与系统动态性能都优

于碱性电解。其经济性受电价、堆寿命以及关键材料成本影响。当下，随着国产化率提升，单位氢成本有所下降，但总体仍高于碱性水电解，下表对两种技术的典型指标展开了对比(见表 6)，电解水制氢技术整体也朝着高效低成本方向持续发展[16]。

**Table 6.** Comparison of key parameters between PEM and ALK  
**表 6.** PEM 与 ALK 关键参数的比较

指标	PEM	碱性电解
电解效率(%)	60~75	55~70
启停响应(min)	<1	10~30
堆寿命(年)	5~10	7~15
资本成本(万元/MW)	800~1,500	400~900
适应可再生波动	高	中



**Figure 6.** Comparison between PEM and ALK technologies  
**图 6.** PEM 与 ALK 技术对比

## 5. 波动性电源下 ALK 与 PEM 电解制氢的动态效率与经济性分析

绿氢生产的核心挑战之一，是风电、光伏等可再生电力的间歇性与波动性，这会直接影响电解系统的实际运行工况与经济性。传统静态经济性评估通常基于额定功率、稳定出力假设，难以反映实际工况下的效率衰减和成本变化。因此，本章基于典型波动电源输入曲线，对比分析碱性(ALK)与质子交换膜(PEM)电解技术的动态响应特性、效率衰减规律及其对制氢平准化成本(LCOH)的影响[15]。

### 5.1. 典型波动性电源输入曲线特征

以典型风电/光伏出力曲线为基础，选取三种典型工况：① 稳定出力(接近额定功率)、② 中度波动(出力在 30%~100%额定功率间变化)、③ 深度波动(出力在 10%~100%额定功率间频繁启停)，以此模拟不同可再生能源接入场景下的电源特征。

### 5.2. ALK 与 PEM 电解系统的动态效率衰减特性

在波动电源输入下，两种电解技术表现出显著差异：碱性电解(ALK)动态负荷响应能力较弱，在低负荷区间(<30%额定功率)效率衰减明显，频繁启停还会导致电解液浓度波动、隔膜老化加速，进一步降低系统稳定性与长期效率。质子交换膜电解(PEM)具备快速启停与宽负荷运行能力，在 10%~100%额定功率区间内均可稳定运行，低负荷下效率衰减幅度远小于 ALK 系统，更适配波动性可再生电源(见图 7) [13]。

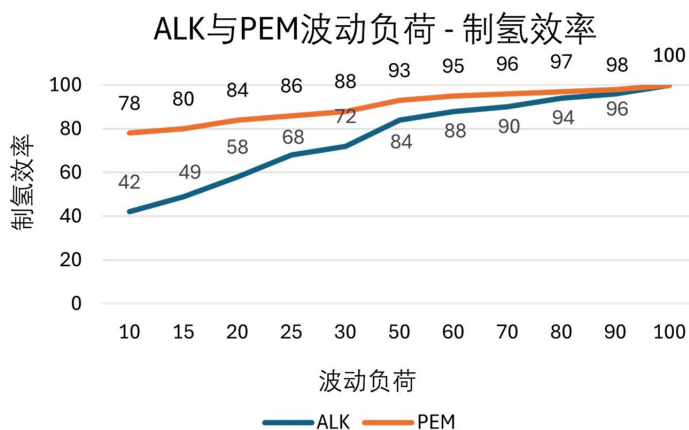


Figure 7. Line chart of hydrogen production efficiency changes of PEM and ALK under different fluctuating loads

图 7. PEM 与 ALK 在不同波动负荷下制氢效率变化折线图

### 5.3. 动态效率衰减对 LCOH 的影响

在额定功率静态工况下，ALK 系统的初始投资成本更低，LCOH 略低于 PEM 系统；但在波动电源场景下，两者的经济性排序发生变化：在中度波动工况下，ALK 系统因效率衰减，LCOH 较静态工况上升约 8%~12%；而 PEM 系统仅上升约 3%~5%。在深度波动工况下，ALK 系统频繁启停导致运维成本增加、寿命折损，LCOH 较静态工况上升约 15%~20%；PEM 系统因动态性能优势，LCOH 上升幅度仍控制在 7%以内(见图 8) [12]。

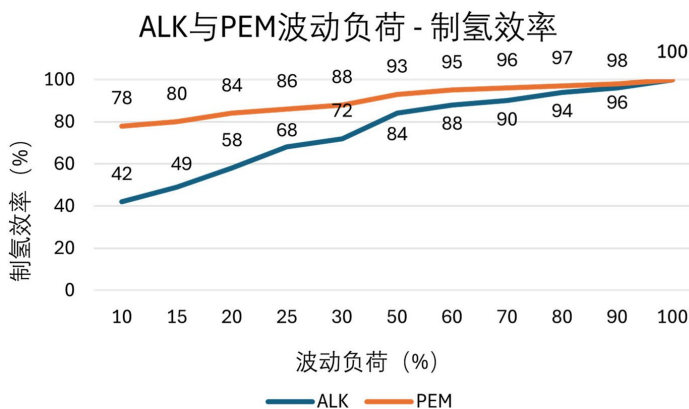


Figure 8. Line graph showing the relative values of LCOH for PEM and ALK under different fluctuating loads

图 8. PEM 与 ALK 在不同波动负荷下 LCOH 相对值变化折线图

## 6. 高温固体氧化物电解及其他前沿技术

### 6.1. SOEC 技术原理与发展阶段

SOEC (固体氧化物电解池)采用高温电解水或二氧化碳的方式制氢，凭借氧离子在固体电解质中的传导达成高效率制氢目标。其工作温度一般在 700°C~900°C，在此高温条件下，反应动力学和电导率都能得到显著改善，电能利用效率比低温电解路线更高。目前，SOEC 主要处于实验室研发与中试阶段，叠片式和管式堆组件化发展方向同步推进。其关键材料有高导电电解质、耐氧化电极以及密封材料等，而提升

寿命和电流密度，是 SOEC 实现产业化面临的两大关键挑战。下表呈现了 SOEC 的代表性性能指标与发展阶段(见表 7)。

**Table 7.** Representative performance indicators and development stages of SOEC

**表 7.** SOEC 代表性性能指标与发展阶段

项目	工作温度(°C)	典型电流密度(A/cm <sup>2</sup> )	初始效率(电 - 化学)	发展阶段
实验室单元	700~900	0.5~1.5	高	研究
示范堆	700~800	0.3~1.0	较高	示范
产业化目标	700~800	>1.0	更高	试商用

## 6.2. 成本瓶颈与发展前景

于高温固体氧化物电解(SOEC)而言，虽在高效率以及与工业余热耦合层面具备优势，却也面临着颇为显著的成本瓶颈。在崔伟逸等人[7]的研究中指出，SOEC 面临的主要挑战在于高温对电解槽材料稳定性的影响。而技术的核心材料，诸如陶瓷电解质与高温耐蚀电极等，连同制造工艺成本居高不下，于总投资之中占据较大比重。系统耐久性欠佳，致使运维成本不断攀升以及堆栈一致性欠佳，对规模化生产形成制约(见表 8)。

**Table 8.** Proportion of key cost items and cost reduction potential of SOEC

**表 8.** SOEC 关键成本项占比与降本潜力

成本项	当前占比	预计降幅(2030)
陶瓷电解质	30%	20%
电极材料	25%	25%
堆叠制造	20%	30%
密封与热管理	15%	15%
运维与替换	10%	10%

倘若关键材料能够达成国产化目标，且实现批量化制造，那么到 2030 年前后，SOEC 成本预计可降低约 30%，这将推动其在高温余热充裕的工业场景实现经济性突破。

## 6.3. 前沿探索

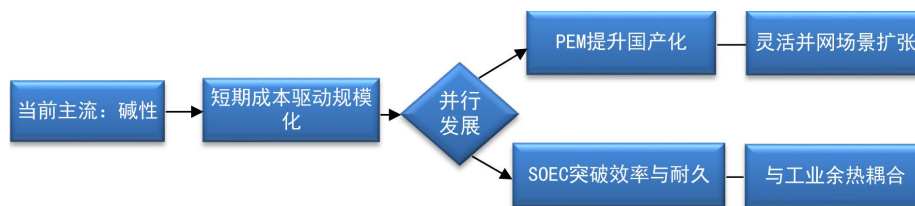
光电化学制氢与生物质制氢，作为绿氢技术的前沿探索领域，备受关注。光电化学制氢借助光催化剂，直接把太阳能转化为氢气，在当前体系下，太阳能的转化效率在 1%~10%间波动，在敬登伟等人[2]的研究中指出，研究应更加侧重于大电流条件下气泡动力学与电极反应之间的耦合机制。生物质制氢则是通过热化学气化或微生物发酵，在固碳的同时产出氢气，该技术目前尚不成熟，产氢效率与成本受原料水分和预处理情况的影响极大。

## 6.4. 多技术路线比较与趋势研判

对多种制氢路线加以比较，可见效率、成本与成熟度在三维空间呈现分布差异(见表 9)。双碳目标下，绿色制氢各类技术均朝着高效、长寿命、低成本方向升级[17]，技术路线的发展趋势研判如图 9 所示，可再生能源制氢技术与装备的协同发展，将进一步推动产业迭代[18]。

**Table 9.** Comparison of key indicators of major hydrogen production technologies  
**表 9.** 主要制氢技术关键指标对比

技术路线	效率(%)	设备投资(相对)	运行灵活性	商业化成熟度
碱性电解	60~70	低	中	高
PEM 电解	55~65	中高	高	中
SOEC 高温	80~90	高	低	低



**Figure 9.** Trend analysis and judgment  
**图 9.** 趋势研判

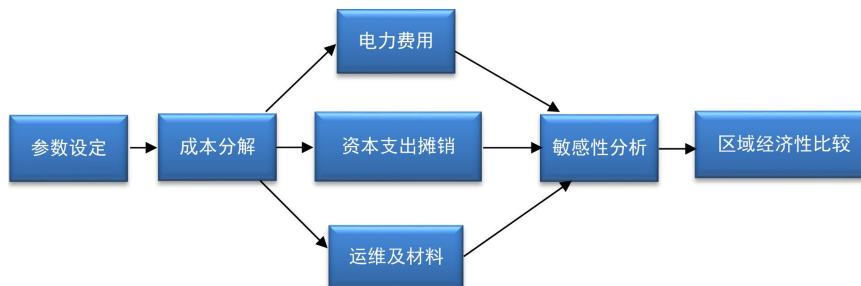
## 7. 制氢经济性的关键影响因素与区域差异

### 7.1. LCOH 测算模型与核心参数

LCOH 模型依托既定参数(见表 10)，运用敏感性分析，精准量化电价、投资及运行小时数对制氢单位成本的影响程度，为区域间比较和政策制定提供关键决策支撑(见图 10)。

**Table 10.** Core parameters and typical value ranges of the LCOH calculation model  
**表 10.** LCOH 测算模型核心参数及典型取值区间

参数	单位	典型取值
年化折现率	%	6~10
设备投资成本	元/kW	3,000~15,000
电价	元/kWh	0.3~1.2
运行小时数	h/a	2,000~8,000
系统效率	%	55~80
运维成本	%/年	1~5
使用寿命	年	15~30



**Figure 10.** LCOH model flow chart  
**图 10.** LCOH 模型流程

## 7.2. 电价、运行小时数、设备投资的敏感性分析

于中国而言, 电价对制氢成本影响居首, 电价从 0.4 元降至 0.2 元, 成本可大幅压缩, 运行小时数增加能摊薄固定成本, 年运行从 4,000 小时升至 6,000 小时, 经济性改善显著(见表 11)。设备投资下降也至关重要, 投资从 800 万元/兆瓦降至 500 万元/兆瓦, 单位制氢成本竞争力会大幅提升, 总体建议协同降本, 即降电价、提设备利用率、推设备国产化[12]。

**Table 11.** Comparison of key sensitivity parameters for LCOH under different scenarios

**表 11.** 不同情景下 LCOH 敏感性关键参数比较

情景	电价(元/kWh)	年运行小时数(h)	设备投资(万元/MW)
基线	0.4	4,000	800
低电价	0.2	4,000	800
高运行	0.4	6,000	800
低投资	0.4	4,000	500

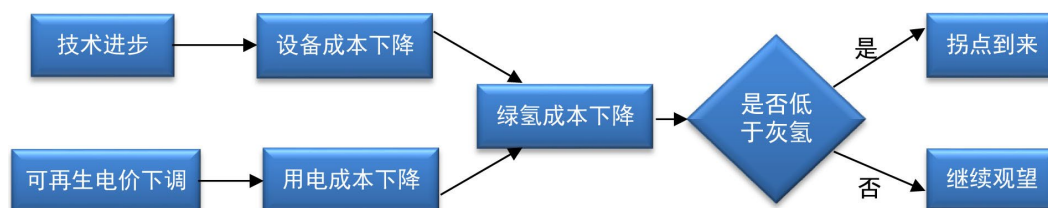
## 7.3. 灰氢与绿氢的经济性拐点预测

依据表中情景推演结果(见表 12), 中性情景下, 随着技术进步、可再生电价下调绿氢成本约在 2030 年前后接近灰氢并迎来拐点, 乐观情景中, 拐点出现更早, 产业规模化与电价降低是关键驱动因素, 通过技术迭代与政策扶持, 绿氢经济性将持续提升(见图 11) [13]。

**Table 12.** Cost comparison between green hydrogen and gray hydrogen under different scenarios (Unit: CNY/kg)

**表 12.** 不同情景下绿氢与灰氢成本对比(单位: 元/kg)

情景	当前绿氢	2030 预估绿氢	当前灰氢	2030 预估灰氢
保守	40	28	12	10
中性	35	22	12	9
乐观	30	18	12	8



**Figure 11.** Analysis of the economic break-even point for gray and green hydrogen

**图 11.** 灰氢与绿氢经济性拐点分析

## 8. 结论与政策建议

### 8.1. 主要结论

本文针对中国绿色制氢技术的应用状况与经济性展开了全面且系统的剖析, 得出以下主要结论, 其一, 碱性水电解技术成熟度高、成本基础较低, 在短期内仍会在市场中占据主导地位[3]。其二, 质子交换膜电解在动态响应和负荷适应方面优势显著, 伴随关键材料国产化进程的加快以及规模化生产的实现,

其成本竞争力将大幅提升[13]。其三, 固体氧化物电解效率潜力巨大, 即便如此在材料耐久性和制造工艺方面仍需取得突破, 才能达成商业化目标。其四, 可再生能源资源、电价机制以及地方政策, 对绿氢经济性影响重大, 区域间差异十分明显。其五, 在设备降本、运营优化以及政策推动的共同作用下, 绿氢与灰氢的成本差距将逐渐缩小, 达到可接受的替代水平具有相应的时间窗口和路径依赖[7][18]。

## 8.2. 推动绿氢经济性改善的政策建议

为推动绿氢成本降低与规模化应用进程, 政策需着重三项举措, 其一, 构建长期稳定的电价与购电机制, 借助差别化电价、绿证或者合同定价等方式, 保障可再生电力供应, 确保项目收益。其二, 大力建设配套输氢基础设施, 打造制氢聚集区, 促进产业链协同发展, 实现余热、电力等资源的高效耦合。其三, 实施分区差异化支持政策, 对资源富集或产业基础薄弱地区给予投融结合的财政与信贷支持, 强化示范项目与市场化交易机制, 逐步让技术成本回归市场。

## 8.3. 未来研究方向

未来该方向的研究应重点关注多维协同与长远路径规划。其一, 强化技术与产业的深度耦合研究, 精准评估不同制氢路线在产业链中上下游的协同效应以及规模化发展的路径。其二, 深入开展区域与时序优化工作, 结合可再生能源的时序特性与电力市场设计, 制定差异化的布局与运行策略。其三, 持续完善经济性评估方法, 将系统成本、外部环境效益和政策不确定性都纳入考量。其四, 探索氢能与其他低碳技术的耦合应用, 探讨其对综合减排与能源系统弹性的贡献, 进一步丰富绿色制氢技术体系与应用场景[9][16]。

## 参考文献

- [1] 程一步. 我国氢能产业发展“十四五”回顾及“十五五”展望[J]. 石油石化绿色低碳, 2026, 11(1): 40-47.
- [2] 敬登伟, 陆新龙, 徐强, 郭烈锦. (光)电化学分解水制氢过程中的气泡动力学研究进展[J]. 科学通报, 2026, 71(8): 1646-1666.
- [3] 潘会平, 王玉虎, 胡振宇. 碱性电解水制氢技术应用现状及前景展望[J]. 山西化工, 2025, 45(9): 45-47.
- [4] 舟丹. 我国制氢技术从“灰氢主导”到“绿氢突围”[J]. 中外能源, 2025, 30(9): 39.
- [5] 徐燕, 裴佳梅, 张欣钰. 中国海上风电制氢技术经济性研究[J]. 气候变化研究进展, 2025, 21(5): 698-708.
- [6] 张胜杰. 氢能如何更好赋能传统产业? [N]. 中国能源报, 2025-07-28(002).
- [7] 崔伟逸, 王谊, 虞勇, 等. 制氢技术研究进展与规模化应用路径[J]. 化学与生物工程, 2025, 42(7): 1-10.
- [8] 张小庆, 王倩, 魏怡菲, 等. 从制氢技术发展探讨氢能未来方向[J]. 河南化工, 2025, 42(5): 1-6.
- [9] 华凯敏, 季轩宇, 陈志强, 等. “碳中和”战略背景下制氢技术与“绿氢”还原 CO<sub>2</sub> 转化利用技术的进展、挑战及前景[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(3): 680-697.
- [10] 苏青. 氢启未来路, 绿能赋新篇——评《绿色制氢技术》[J]. 前瞻科技, 2024, 3(4): 151-152.
- [11] 罗进成, 李锁华, 商玮珂, 等. 化石资源与新能源融合下的制氢技术发展及展望[J]. 应用化工, 2024, 53(11): 2777-2782.
- [12] 汪飞, 喻梦伊, 陈良勇. 氢能产业技术经济性分析及展望[J]. 电力科技与环保, 2024, 40(5): 445-454.
- [13] 徐立军, 苏昕, 朱迪, 等. “双碳”目标下氢能产业技术发展分析[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2024, 41(4): 385-407.
- [14] 王华, 张铎, 王文秀, 等. 光、电、化学法催化制氢技术研究进展[J]. 电力勘测设计, 2024(6): 10-14.
- [15] 郭可玟, 续永杰, 史瑞静. 3种制氢技术路线的经济性分析[J]. 电工技术, 2024(7): 40-43.
- [16] 陈颖. 电解水制氢技术的研究现状及未来发展趋势[J]. 太阳能, 2024(1): 5-11.

- [17] 李海鹏, 孙邦兴, 李嘉焯. 双碳目标下绿色制氢技术的进展[J]. 电池, 2024, 54(2): 271-275.
- [18] 葛书强, 杨中桂, 白洁, 等. 可再生能源制氢技术及其主要设备发展现状及展望[J]. 太原理工大学学报, 2024, 55(5): 759-787.