

报告

典型区域绿电制氢模式研究



版权说明

版权归自然资源保护协会与中国能源研究会所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

免责声明

研究报告内容仅供参考，不构成财务、法律、投资建议、投资咨询意见或其他意见，对任何因直接或间接使用本报告涉及的信息和内容或者据此进行投资所造成的一切后果或损失，研究团队和发布机构不承担任何法律责任。

课题组成员

王骁宇、潘萱颖、许庆宇、孟垚、黄辉、吴婧涵、林明彻、高文胜、戴璟、邹琄、田雨阳、单梓煜



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



中国能源研究会于1981年1月成立，是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织，全国性4A级社团。接受业务主管单位中国科学技术协会、社团登记管理机关民政部的业务指导和监督管理。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：基于风电和光伏的氢储能 | 图源：user6702303/Magnific

执行摘要

我国氢能产业正从试点示范加速迈入规模化发展阶段，绿氢已成为能源绿色低碳转型的重要发力方向，但其规模化落地仍面临成本居高不下、减排实效难以核验、区域布局适配性不足等现实制约。不同地区在可再生能源禀赋、电力系统结构、电网约束和用氢需求上的差异，决定了并不存在统一最优绿电制氢模式；若忽视额外性、时间匹配性与空间可交付性，可能出现“名义绿氢”与“真实减排”脱节的问题。因此，如何在不同区域条件下实现绿氢经济性与低碳性的协同统一，已成为绿氢产业高质量发展亟待解决的重要问题。

基于此，本研究围绕“电氢协同”这一核心理念，构建电力系统与制氢系统协同发展的分析框架，选取山东省、四川省、甘肃省三类典型区域的九个城市（州），系统比较绿电直连、公网购电及长期购电协议（PPA）三种可再生能源电解制氢模式在成本结构、绿电分时匹配特征及碳减排表现等方面的差异，并进一步探讨适应不同区域资源禀赋和电力系统条件的发展模式。

基于山东省、四川省、甘肃省三类典型区域的情景模拟结果，绿氢制取模式的优劣主要取决于电力系统新能源渗透水平、网架结构和资源空间分布。山东省作为受端型工业大省，网电制氢成本最低，但绿电溯源性弱；在资源较好的地区，绿电直连和PPA可实现更强减排效果，其中PPA通常在经济性上更具优势，绿电直连则在风光资源优越、负荷可就地消纳的区域更具竞争力。四川省由于水电占比较高、系统整体清洁度较强，PPA在多数场景下表现出较好的成本韧性，而绿电直连更适用于资源富集地区的就地消纳型项目。甘肃省则展现出高比例新能源系统下的复杂性，在河西等新能源富集区，绿电直连可发挥显著的促消纳和减排作用；但在河东等负荷中心或网架受限地区，若盲目采用绿电直连，不仅难以获得真实减排，还可能挤占既有新能源出力、诱发火电回补，反而推高系统排放。

在政策机制的协同优化方面，随着非水可再生能源电力消纳责任权重提高、绿电比例要求趋严和时间匹配精度提升，网电制氢的经济性与减排优势将持续弱化，PPA和绿电直连的相对优势将更加突出。总体来看，制氢模式选择必须从单纯的“资源匹配”转向“系统匹配”，并强化时间匹配与空间可达性约束。在机制设计上，建议建立区域差异化布局 and 分阶段推进机制相结合的绿氢发展体系。根据资源禀赋、电网结构和用氢需求，因地制宜选择绿电直连、PPA或网电过渡等不同制氢模式，推动新能源富集地区与工业负荷中心形成“制氢—用氢”协同布局，降低储运成本。在绿氢认定方面，短期内以年度或月度匹配为过渡，中长期逐步过渡至小时级匹配，并同步强化额外性、空间可交付性及碳核算要求，

避免“名义绿电”与真实减排脱节。在补贴机制方面，建议由单一固定度氢补贴转向财政补贴、市场机制与需求侧激励相结合的综合支持体系，重点向钢铁、化工、交通等终端应用场景倾斜，并鼓励制氢负荷参与电力市场和辅助服务市场，通过“以灵活性换成本”提升经济性。同时，应建立动态退坡和分类退出机制，逐步以绿证、碳市场、绿色溢价等市场化收益替代直接财政补贴，推动绿氢产业由“政策驱动”加快向“市场驱动”转变，为工业绿色转型和新型能源体系建设提供支撑。

目录

- 引言 1
- 第一章 绿氢政策环境与绿电制氢模式分析 2
 - 1.1 国内外氢能政策现状..... 2
 - 1.2 国内外绿氢认定标准..... 4
 - 1.3 绿电制氢模式分析..... 5
- 第二章 研究内容与分析框架 7
 - 2.1 总体思路 7
 - 2.2 典型地区选取 7
 - 2.3 场景设置 8
- 第三章 区域差异化绿电制氢模式..... 10
 - 3.1 山东省绿电制氢模式分析 10
 - 3.2 四川省绿电制氢模式分析 14
 - 3.3 甘肃省绿电制氢模式分析 17
 - 3.4 省间对比分析 20
- 第四章 制氢行业政策优化研究 23
 - 4.1 不同非水可再生能源电力消纳责任权重比例下制氢模式效益对比分析 23
 - 4.2 不同模式混合下制氢效益对比分析..... 25
 - 4.3 不同时间匹配尺度下PPA制氢模式效益对比分析 28
- 第五章 相关建议..... 31
 - 5.1 区域差异化绿电制氢模式建议 31
 - 5.2 区域差异化绿氢补贴机制建议 32
 - 5.3 制氢行业政策优化建议 34
- 参考文献 36

引言

氢兼具原料与燃料双重属性，是支撑工业深度脱碳与提升能源系统灵活性的关键能源载体。作为二次能源，氢既能在钢铁、化工等高耗能行业中替代化石燃料，又可作为合成氨、甲醇等基础化工的原料，贯穿能源与工业体系多个关键环节。绿氢依托电解水等方式与可再生能源深度耦合，可有效消纳风电、光伏，实现全生命周期低碳排放。随着全球能源转型持续加速，可再生能源制氢技术快速迭代，政策大力扶持、产业投资持续加码，氢能制备正从化石能源制氢主导格局，加速向可再生能源制氢转型，绿氢已成为能源领域深度脱碳的重要发展方向。

在我国“双碳”目标引领下，氢能产业正由试点示范加快迈向规模化发展阶段。国内氢能产用规模持续扩大，可再生能源制氢产能快速提升，产业发展位居全球前列。国家政策体系持续健全，《中华人民共和国能源法》首次从法律层面确立氢能的能源属性；2026年3月，《工业和信息化部财政部国家发展改革委关于开展氢能综合应用试点工作的通知》（工信部联节〔2026〕59号）提出到2030年实现多领域规模化应用，并对终端用氢成本提出明确目标。在此背景下，如何在不同区域资源禀赋与电力系统条件下，推动绿氢实现经济性与低碳性的协同统一，成为氢能产业高质量发展的关键问题。

基于此，本报告围绕“电氢协同”这一核心视角，构建电力系统与制氢系统的协同分析框架，选取山东省、四川省、甘肃省三类典型区域，对绿电直连、公网购电+购买绿证及PPA三类可再生能源制氢模式开展系统比较，重点评估其成本结构与碳减排效应，提出区域差异化的发展模式与优化建议，为我国绿氢产业布局与政策制定提供量化支撑与决策参考。

第一章

绿氢政策环境与绿电制氢模式分析

1.1 国内外氢能政策现状

在全球能源转型背景下，氢能已成为主要经济体推动深度脱碳与保障能源安全的重要战略方向之一。相关经济体普遍通过顶层战略引导与多元化政策工具组合，推动绿氢从技术示范走向规模化应用，以明确发展目标为牵引，叠加财政补贴、市场机制与基础设施支持，以降低绿氢成本并培育终端需求。

欧盟在《欧洲绿色协议》（The European Green Deal）框架下将氢能作为实现减排目标的重要途径^[1]。2020年发布的《氢能战略》（The Hydrogen Strategy）提出到2030年实现1000万吨可再生氢年产量的目标，并同步拓展交通、工业等多元应用场景^[2]；随后在REPowerEU计划中进一步提出通过进口补充1000万吨绿氢，以强化能源安全与供应多元化^[3]。《可再生能源指令》（Renewable Energy Directive, RED III）则从需求侧提出约束性目标，计划到2030年和2035年分别实现42%和60%的工业用氢向可再生氢过渡^[4]。为支撑上述目标，欧盟构建了较为完善的补贴与市场机制体系：一方面，通过设立欧洲氢能银行，以固定溢价拍卖形式对绿氢项目提供长期价格支持；另一方面，依托创新基金、欧洲共同利益重要项目等公共资金工具，撬动私人投资并支持跨境基础设施建设。此外，欧盟还计划推出工业脱碳银行，引入碳差价合约机制，为工业部门使用低碳氢提供成本补偿，从而在供给侧与需求侧形成协同激励。

英国延续了欧洲体系的思路，在氢能商业模式上重点引入差价合约机制，通过锁定绿氢生产价格，为项目提供长期稳定的收益预期。2024年首批三份合同签署，固定绿氢生产价格为9.49英镑/kg¹。

美国于2020年发布《氢能计划发展规划》（Hydrogen Program Plan），提出Hydrogen Shot倡议，力争到2030年将绿氢成本降低80%（约1美元/kg）^[5]，

¹ HydrogenTech, Centrica, Equinor和SSE在英格兰北部启动2.2GW绿氢和蓝氢项目[EB/OL]. (2024-05-28)[2026-05-12]. https://cn.fuelcellchina.com/Industry_information_details/1564.html.

并在2023年发布的《国家清洁氢能战略和路线图》（U.S. National Hydrogen Strategy and Roadmap）中明确2030年1000万t/年的绿氢产量目标与应用发展路径^[6]。在政策工具上，《基础设施投资和就业法案》（Infrastructure Investment and Jobs Act）重点支持氢能技术研发与区域示范中心建设^[7]，而《通胀削减法案》（Inflation Reduction Act）则通过第45V条款提供基于碳强度的氢能生产税收抵免，最高可达3美元/kg，也允许符合条件的项目选择投资税收抵免（ITC），对制氢设施初始资本开支给予最高约30%的税收减免²，对项目经济性形成直接支撑^[8]。在特朗普开始其第二个总统任期后，2025年10月，美国能源部宣布削减70亿美元的再生能源补助并大幅缩短相关补贴的适用期限，影响多个氢能枢纽的建设与发展，并可能导致拜登政府时期设定的目标难以实现。

此外，**日本国会于2024年通过《氢能社会促进法案》**，政府将出资3万亿日元，以差价合约方式向低碳氢提供为期15年的补贴^[9]；**韩国《税收特例限制法》**对氢能等国家战略技术的综合投资制定了15%至25%的税额抵免政策，并扩大对战略技术研发的税收抵免适用范围^[10]。

我国高度重视氢能产业，将其纳入“双碳”战略和能源安全布局，国家和地方出台了一系列政策规划予以支持。顶层规划方面，2022年国家发改委、国家能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，明确了氢能的能源属性和战略定位。随后，《氢能产业标准体系建设指南（2023版）》（国标委联〔2023〕34号）《中共中央 国务院关于加强经济社会发展全面绿色转型的意见》《2024年能源工作指导意见》（国能发规划〔2024〕22号）等指导性文件提出发挥标准体系对氢能产业发展的规范和引领作用、提高氢能技术经济性和产业链完备性、推动氢能技术创新试点、拓展应用场景等发展方向。**在地方层面**，多地政府推出氢能产业发展行动计划和专项扶持政策，在用地、电价、财政奖补等方面给予优惠。西北、西南等一些较为偏远、经济欠发达的地区对绿氢补贴政策进行了探索，主要包括设备购置补贴、生产补贴、销售及消纳补贴、电价优惠和配套新能源指标奖励等五类政策工具。

机制创新方面，2020年财政部等发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》（财建〔2020〕394号），设立示范城市群支持政策，通过遴选若干城市群开展燃料电池汽车示范应用，中央财政根据其阶段目标完成情况给予奖励资金。目前北京、上海、河北、山东等地的示范城市群已经启动，大批氢燃料公交、物流车、重卡投入运行，带动了整车及关键零部件产业的发展。在此基础上《工业和信息化部财政部国家发展改革委关于开展氢能综合应用试点工作的通知》（工信部联节〔2026〕59号）进一步提出以“揭榜挂帅”方式遴选具备条件的城市群开展氢能综合应用试点，重点推动燃料电池汽车、绿色氨醇、氢基化

² 对同一套制氢设备，企业通常需要在45V（PTC）和48（ITC）之间二选一，不能同时对同一资产重复领取。

工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧以及氢能创新应用场景等六大领域发展，加快氢能技术产业化和成本下降，培育具有示范效应的氢能应用体系。

其他财政与金融支持方面，我国早期通过新能源汽车补贴鼓励燃料电池汽车发展，将加氢站建设写入政府工作报告，并出台补贴政策支持新建加氢站。此外，国家层面鼓励银行等金融机构创新信贷支持氢能项目，《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》鼓励产业投资基金、创业投资基金等按照市场化原则支持氢能创新型企业，促进科技成果转移转化。

1.2 国内外绿氢认定标准

为了清晰界定并推动绿氢产业的规范化发展，国际标准化组织（ISO）发布氢能供应链相关温室气体排放评估系列标准和标准草案ISO 19870，包括2026年4月发布的ISO 19870-1:2026标准（制氢厂界前氢气生产相关温室气体排放测定方法），旨在建立方法论，确定与氢供应链相关的温室气体排放；在此基础上，世界主要经济体纷纷出台了量化的认定标准，核心指标是氢气全生命周期的温室气体排放强度³。

欧盟《可再生能源指令》规定可再生氢的全生命周期温室气体排放量必须比化石燃料基准低70%以上，即可再生氢的生命周期排放量低于 $3.38\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ^[4]。**美国**将清洁氢定义为生命周期碳排放强度低于 $4\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ，其《通胀削减法案》为清洁氢提供了分级税收抵免，其中生命周期碳排放量应低于 $0.45\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 的项目可获得最高额度补贴（3美元/ kgH_2 ），同时对碳排放强度介于 $0.45\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 至 $4\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 之间的氢气设置了不同等级的补贴^[8]。**英国**低碳氢标准设定低碳氢碳排放强度应低于 $2.4\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ^[11]。**日本**中部地区低碳氢认证体系规定低碳氢碳排放强度应低于 $3.4\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ^[9]。**我国**出台的《低碳氢、清洁氢及可再生能源氢的标准及评价》（T/CAB 0078-2020）规定清洁氢、可再生氢碳排放强度均应低于 $4.9\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ，其中可再生氢应使用可再生能源制备，低碳氢碳排放强度应低于 $14.51\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ^[12]；去年年底发布的《清洁低碳氢评价标准》（DL/T 3015-2025）进一步提出可再生氢碳足迹阈值为 $2.00\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ，其中电解水制氢环节的碳足迹阈值为 $0.28\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ⁴。

³ 当前国际氢能政策中常见的相关术语包括“可再生氢（Renewable Hydrogen）”“清洁氢（Clean Hydrogen）”和“低碳氢（Low-carbon Hydrogen）”。其中，可再生氢通常指利用风电、光伏、水电等可再生能源生产的氢气，并满足相应生命周期温室气体排放要求，是目前国际上通常意义上的“绿氢”；清洁氢强调全生命周期温室气体排放水平较低，是一个更宽泛的概念，既包括可再生氢，也可能包括采用碳捕集与封存（CCS）技术生产的化石能源制氢等模式；低碳氢则侧重以温室气体排放强度作为评价依据，只要排放水平低于规定阈值即可纳入，其范围通常同样覆盖可再生氢和部分化石能源制氢减排模式。

⁴ 由于正式标准细则未公开，本报告分析均参考征求意见稿。

表1-1 欧盟、美国、中国氢能政策与绿氢认定标准						
地区	2030目标	财政支持	市场机制	产业扶持	绿氢认定标准	近期进展
欧盟	《氢能战略》、Re-powerEU计划10Mt可再生氢产量+10Mt进口 ^[2] ；《可再生能源指令》计划实现工业用氢的42%为可再生氢 ^[4]	创新基金、欧洲共同利益重要项目（IPCEI）等公共资金支持氢能项目和跨境基础设施建设 ^[15]	设立欧洲氢能银行，通过固定溢价拍卖机制支持绿氢项目；计划建立工业脱碳银行，引入碳差价合约机制		Renewable fuels of non-biological origin认定：额外性、时间匹配性与空间可交付性；可再生氢碳排放强度低于3.38kg-CO ₂ e/kgH ₂ ^[13]	单个项目、海运燃料项目分别获得0.20—0.60欧元/kg、0.45—1.88欧元/kg的溢价支持
美国	《国家清洁能源战略和路线图》规划绿氢产量10Mt/年 ^[6] ；《氢能计划发展规划》提出将绿氢成本降低80%（降至约1美元/kg） ^[5]	《基础设施投资和就业法案》支持氢能技术研发和区域示范中心建设 ^[7] ；《通胀削减法案》提供生产税收抵免和投资税收抵免 ^[8]	/		基于GREET模型核算碳强度，要求额外性、时间匹配性与空间可交付性；清洁氢碳排放强度低于4kgCO ₂ e/kgH ₂	启动7个区域清洁氢中心
中国	《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》（工信部联节〔2026〕59号）到2030年终端用氢平均价格降至25元/kg以下，部分优势地区降至15元/kg	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》（财建〔2020〕394号）通过新能源汽车补贴、加氢站建设补贴、财政奖补等方式支持产业发展；鼓励金融机构创新信贷支持，支持产业投资基金和创业投资基金参与氢能产业发展	/	《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》等支持建立示范项目	确立氢能的能源地位，建立氢能评价标准；可再生氢碳排放强度低于2.0 kgCO ₂ e/kgH ₂ ，且使用可再生能源	已建成绿氢产能25万吨/年；氢能价格逐渐下降 ^{[16][17]}

1.3 绿电制氢模式分析

在区域氢能项目规划中，电力供给方式对制氢成本和碳排放影响重大。主要存在绿电直连可再生电力制氢、公网购电制氢和PPA绿电制氢三种模式。表1-2总结了三种模式的供电模式、应用场景、优缺点等。

表1-2 不同绿电制氢模式比较			
	绿电直连模式	公网购电+绿证模式	PPA模式
绿色电力来源	制氢站和可再生能源场站建立直线来提供制氢电力需求，并可以同时建储能电站来平滑风光的出力。绿电直连项目有并网和离网项目，并网项目可能从电网使用小部分电力消费（通常占项目总用电量的20%以内） ^[4] 。	制氢站直接从公共电网用电并购买足够覆盖用电量的绿证来表明绿电属性。	制氢站和可再生能源场站以中长期购电合约来购买所需要的绿电。
碳排放水平	低	取决于电网清洁度	低
成本结构	设备成本高	电费波动大，含交易附加费和绿证价格	长期约定成本
应用场景	资源富集、靠近用氢地、对连续性要求低	靠近终端氢气需求地、缺乏就地可再生能源	适用于绿电占比和碳排放要求较高的场景
优点	绿电来源清晰、可追溯性强； 减少中间环节，降低低输电损耗及成本； 灵活性高，可实现源网荷储协同调控	接入灵活，选址灵活； 供电稳定性强，投资门槛低 可追溯性弱，可能存在“漂绿”问题，隐含碳排放 ⁵ 和后果性碳排放差异显著	灵活性高，可通过虚拟PPA实现绿电对接，选址灵活； 严格锁定绿电，供电稳定性强，成本相对可控
缺点	资源匹配困难； 初期投资高，设备利用率低，调动灵活性低	可追溯性弱，隐含碳排放和后果性碳排放差异显著； 电价不稳定，受电力市场浮动价格影响，有交易成本	政策依赖度高，PPA机制仍处探索阶段，各国标准不同； 实现24/7 PPA需要额外的设备与技术配套
典型案例	宝武清能（阳江）绿氢产业园	吉电股份中韩（长春）国际合作示范区“可再生能源+PEM制氢+加氢”一体化创新示范项目	西班牙卡斯蒂利翁绿氢项目

⁵ 隐含碳排放（Embodied Carbon）是指产品或材料在整个生命周期中直接或间接产生的温室气体排放总量。

第二章

研究内容与分析框架

2.1 总体思路

本研究以“电氢协同”为核心分析视角，围绕绿氢认定标准与电力系统运行机制之间的耦合关系，构建统一分析框架。当前国际绿氢治理与认证体系普遍强调，绿氢应同时满足“**额外性、时间匹配性、空间可交付性**”三项核心约束（即“三个支柱”），以确保制氢过程在电力系统层面实现真实减排效果。其中，**额外性**强调制氢所用可再生能源需为新增电源，避免对既有清洁电力形成挤占；**时间匹配性**则关注发电与用电在时间维度上的一致性，是决定电制氢的碳属性的重要因素之一；**空间可交付性**强调电力在空间上的可达性，即需通过电网物理传输实现电源与负荷的有效连接。本研究将上述三项约束嵌入电力系统优化模型统一分析。其中，额外性体现在将制氢负荷与其他用电需求共同纳入可再生能源投资决策之中^{[22][23]}；时间匹配性方面，主要通过比较不同时间尺度（小时级、月度级、年度级）下的制氢模式差异进行分析；空间可交付性则通过电网结构与输电约束加以刻画。

在此基础上，研究以GenX电力系统容量扩展模型为仿真工具，以2024年为基准年、2030年为目标年，在满足电力平衡、新能源消纳及资源约束的前提下，对不同制氢模式下的系统成本、碳排放及运行特征进行统一评估。通过引入制氢负荷并比较多种制氢模式（绿电直连、公网购电及PPA），系统分析其经济性（以平准化制氢成本/Levelized cost of hydrogen, LCOH衡量）与环境效益（以后果性及归因（隐含）碳排放衡量^[19]），其中前者反映新增制氢负荷对系统整体排放的净影响，后者基于电网平均排放因子核算制氢用电对应的平均碳强度，并叠加不同政策场景（非水可再生能源电力消纳责任权重约束、绿电比例要求及时间匹配标准），为区域差异化绿电制氢模式与政策设计提供量化依据。

2.2 典型地区选取

考虑我国不同区域在能源资源禀赋、电力系统结构及氢能产业基础方面存在差异，本研究选取山东省、四川省和甘肃省三省作为典型代表区域开展分析。

山东省是典型的电力“受端型”省份。其经济体量大、工业基础雄厚，用电需求长期处于高位，同时电力供应对煤电及外来电依赖程度较高。作为重工业大省，山东省化工、钢铁、炼化等行业集中，用氢潜在需求巨大，是全国氢能消费潜力最集中的地区之一。同时，山东省是我国电力市场化改革的先行者，其现货市场已经正式运行，为电解制氢灵活响应电价信号、参与电力调节提供了良好的制度条件。在此背景下，氢能发展更多体现为需求侧驱动，即通过绿氢替代传统化石能源制氢，推动工业领域深度脱碳，并通过电解负荷参与电力系统调节，提高系统运行效率。

四川省水电资源丰富，风能与太阳能资源也具有一定开发潜力，电力系统整体清洁水平较高，但电源与负荷空间分布存在错配，部分时段存在富余清洁电力难以消纳的问题。在氢气需求方面，四川省以制造业为主，化工、氯碱等行业的用氢规模相对有限。绿氢制取能将富余电力转化为可储存、可运输的能源载体，促进可再生能源消纳。

甘肃省则代表了典型的新能源“送端型”地区。其风能、太阳能资源禀赋全国领先，但本地负荷规模有限，外送通道受限，可再生能源消纳压力长期存在。甘肃电力系统呈现出“强供给、弱消纳”的典型特征，绿氢制取不仅能拓展可再生能源利用空间、缓解弃风弃光，还可通过“制氢-储氢-用氢”链条为区域能源转化与外送提供新路径。因此，甘肃的研究价值在于揭示弱电网和外送型系统条件下，通过发展绿电制氢实现新能源高比例接入与能量就地转化的机制与模式。

2.3 场景设置

本研究围绕“区域差异化绿电制氢模式”与“制氢行业政策优化”两大分析模块，构建多维度情景体系。在统一电力系统边界条件的基础上，通过引入不同制氢模式与政策边界，比较各类制氢模式在经济性与减排效果上的差异。具体场景设计及参数设置详见表2-1和表2-2。

表2-1 不同制氢模式场景设置	
场景名称	场景说明
基准场景	不引入制氢负荷，用于刻画2030年电力系统基准形态
无环境约束加氢负荷场景	引入制氢负荷但不设置绿电或减排约束，以模拟政策约束缺位条件下制氢活动对系统运行和排放的影响
绿电直连制氢	制氢负荷仅使用本地新增可再生能源，自动满足小时匹配
公网购电制氢	制氢通过电网购电，电源由系统统一优化配置
PPA制氢	通过电力购买协议匹配可再生能源，支持多时间匹配方式

表2-2 不同研究模块参数设置		
模块	参数名称	参数设置
区域差异化绿电制氢模式	非水可再生能源电力消纳责任权重（ESR）	各省2030年预测值，代表中等消纳约束水平
	绿电比例	100%
	时间匹配（PPA）	小时匹配（24/7）
	电解槽调峰深度 ⁶	20%
	反送比例上限 ⁷	20%
	电解槽爬坡速率 ⁸	75%
	风光配比	①成本最优（以系统整体成本最优为目标约束形成的投资组合）；②100%集中式光伏；③100%陆上风电；④集中式光伏：陆上风电=1：1；⑤集中式光伏：陆上风电=1：2；⑥集中式光伏：陆上风电=2：1；⑦（山东沿海地区）100%风电
	制氢系统成本	2400元/kW
制氢行业政策优化分析	非水可再生能源电力消纳责任权重	山东省：30%、35% ⁹
	绿电比例	50%—100%
	时间匹配（PPA）	小时匹配、月度匹配、年度匹配
	电解槽爬坡速率	75%
	电解槽调峰深度	20%
	制氢系统成本 ¹⁰	2400元/kW
	风光配比	集中式光伏：陆上风电=1：2
	反送比例上限	20%

⁶ 代表电解槽最低功率水平，占额定装机容量的比例。

⁷ 《国家发展改革委国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）文件规定，绿电直连并网型项目“上网电量占总可用发电量的比例上限由各省能源主管部门结合实际确定，一般不超过20%”。

⁸ 一小时内电解槽功率输出的最大上升幅度，以额定容量的比例表示。现有主流电解制氢技术均可实现接近100%的秒级爬坡能力^[20]。然而在实际运行中，制氢负荷还受储氢设施调节能力、氢气运输与安全限制约束。考虑到山东、甘肃夜间0-6时普遍禁运危险品，四川亦存在部分限行区域，合理假设Ramp rate = 75%可反映较理想运行条件下的现实约束。

⁹ 制氢行业政策优化分析部分选取新能源与负荷规模均具代表性的山东省（济宁市）作为案例进行分析。

¹⁰ 制氢系统成本包括电解槽成本（选取应用更为广泛的碱性电解槽^[21]）和电力转换、水循环以及氢气收集等部分成本，以及土建、施工等费用（计算依据：按当前研报，电解槽在制氢系统的总成本中占比40%-50%）。

第三章

区域差异化绿电制氢模式

3.1 山东省绿电制氢模式分析

综合考虑省级氢能产业发展规划、地方氢能产业发展规划，以及地区资源禀赋特征，本研究最终选取济宁市（鲁西，风光资源禀赋一般）、淄博市（鲁中，风光资源禀赋一般）和东营市（鲁北，风光资源禀赋好）作为山东省制氢代表城市，开展制氢模式的情景模拟与对比分析。各市2030年制氢需求预测如表3-1。

表3-1 山东省济宁市、淄博市和东营市2030年制氢需求参数设置		
地区	制氢需求（万吨）	参考文件
济宁市	5	《济宁市氢能产业中长期发展规划（2021—2030）》（济工信字〔2021〕48号）
淄博市	8	《淄博市氢能产业发展中长期规划（2022—2030年）》（淄政办字〔2022〕47号）
东营市	9	《东营市氢能产业发展规划（2022—2025年）》（东政办字〔2023〕9号）

据本研究预测，在非水可再生能源电力消纳责任权重30%的约束下，山东省2030年煤电装机占比降至29.7%，发电量占比为40.2%；新能源2030年装机占比达到38.0%，发电量占比为26.6%。相比2024年，2030年煤电占比显著下降，更多承担系统调节和保供角色。

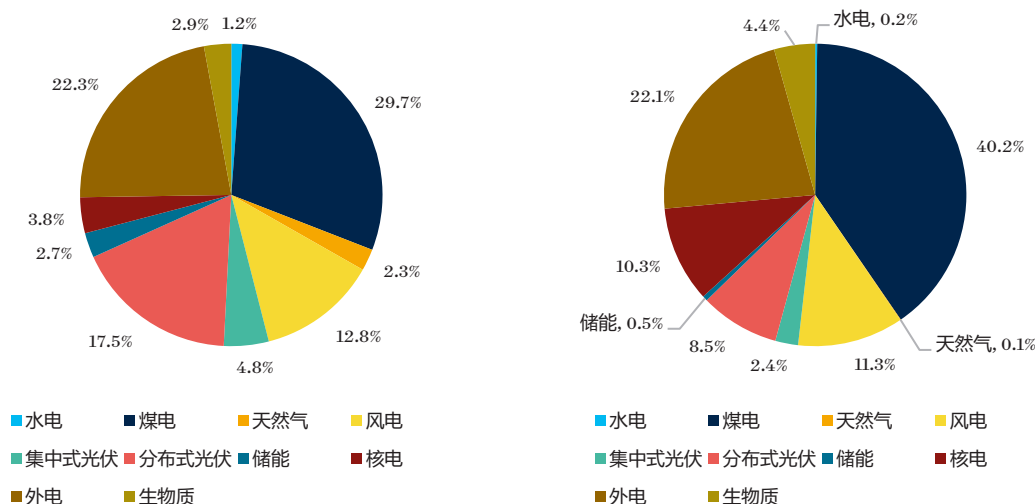


图3-1 山东省2030年各类电源装机占比（左）及发电量占比（右）¹¹

ESR=30%时，2030年山东省绿证价格为53.07元/MWh，电力系统平均排放因子为0.3112 tCO₂/MWh，较2022年平均0.6410 tCO₂/MWh减半。

济宁市、淄博市、东营市三市的仿真结果表明，不同制氢模式在成本与碳排放表现上均呈现出区域性差异（见图3-2）。在碳排放方面，三市绿电直连与PPA模式均能在100%绿电约束下实现归因碳排放为零，并通过可再生能源增量有效替代火电出力，带来显著的后果性减排效益。网电制氢的后果性碳排放为正，表明新增氢负荷在边际上仍然依赖化石机组出力。在制氢负荷较大的城市，因缺乏更精细的时间匹配机制，网电模式可能引发煤电或气电的较大回补，削弱整体减排成效。

成本方面，三市的网电模式制氢成本都是最低的，在25—26元/kgH₂左右（见图3-3）；绿电直连模式成本都是最高的，但其制氢经济性与本地风光资源禀赋密切相关：在资源条件一般的济宁市与淄博市，绿电直连需要依托新增集中式光伏或风电机组，并配套建设专线与接入设施，由于两地新能源资源并无较大成本优势，导致电解槽固定成本和新能源固定成本较高，最终制氢成本（30元/kgH₂左右）显著高于网电和PPA模式。东营市由于具备优越的风光条件和更高的利用小时数，绿电直连不仅显著压低了电解槽闲置率，还有效摊薄了投资成本，使其成本与网电和PPA模式下制氢成本差距缩小。这表明，在资源条件较好的区域，绿电直连模式的竞争力会显著增强，具备成为中长期主流绿电制氢模式的潜力。

¹¹ 除特别说明外，图表中的数据均为课题组预测或基于模型仿真测算。

从成本结构来看，绿电直连模式的高成本主要源于其严格的物理直连和资源的地域性限制所带来的高资本支出。新增的可再生能源装机需完全由项目自身承担，且限于同区域内，新能源固定成本高、储能配置需求高，两者合计占总成本的近90%。同时，直连线路费用及输配电容量费进一步推高了项目投资压力。由于电解槽运行需与可再生能源出力严格匹配，其设备利用小时相对受限，导致固定成本的摊薄能力不足。相比之下，PPA模式通过长期购电合同实现绿电消纳，因而新能源固定成本相对绿电直连有所降低。虽然其输配电费仍构成主要支出，但由于具备更高的电力市场灵活性和调度弹性，PPA模式能够在满足100%绿电约束的前提下实现更低的总体成本。网电制氢模式虽然因全网可调度、灵活性最高、可捕捉电价低位而成本最低，但绿证成本抬高了总体开销，相当于为可再生能源配额支付了“绿色溢价”，总成本已极为接近PPA模式。

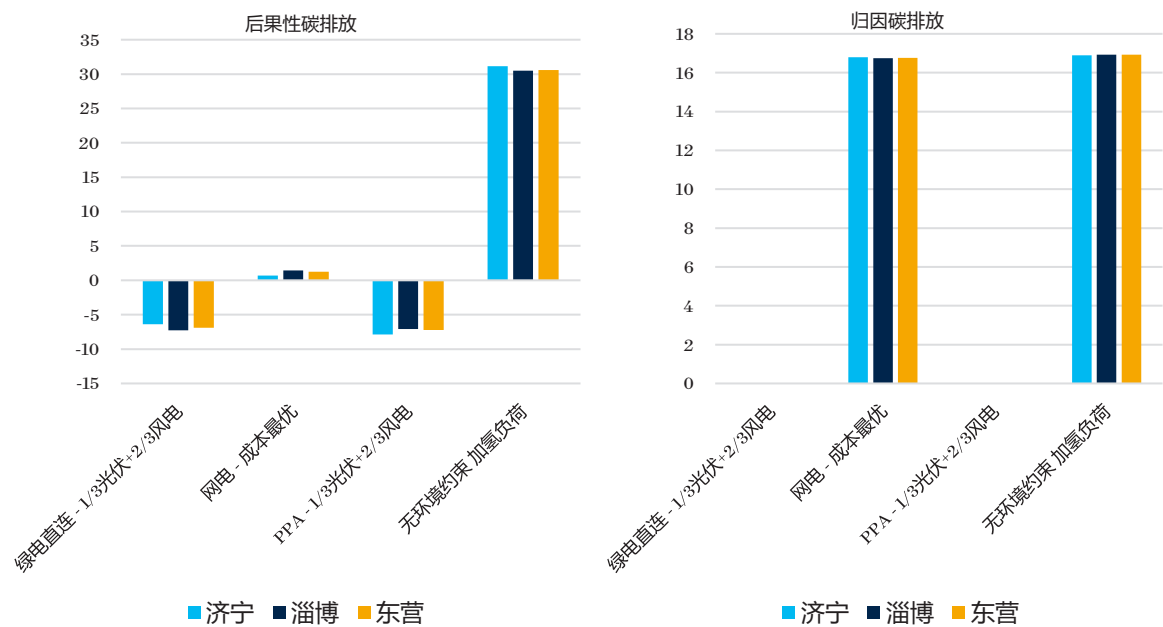


图3-2 济宁市、淄博市、东营市各制氢场景后果性碳排放（左）及归因碳排放对比（右）（ tCO_2/tH_2 ）

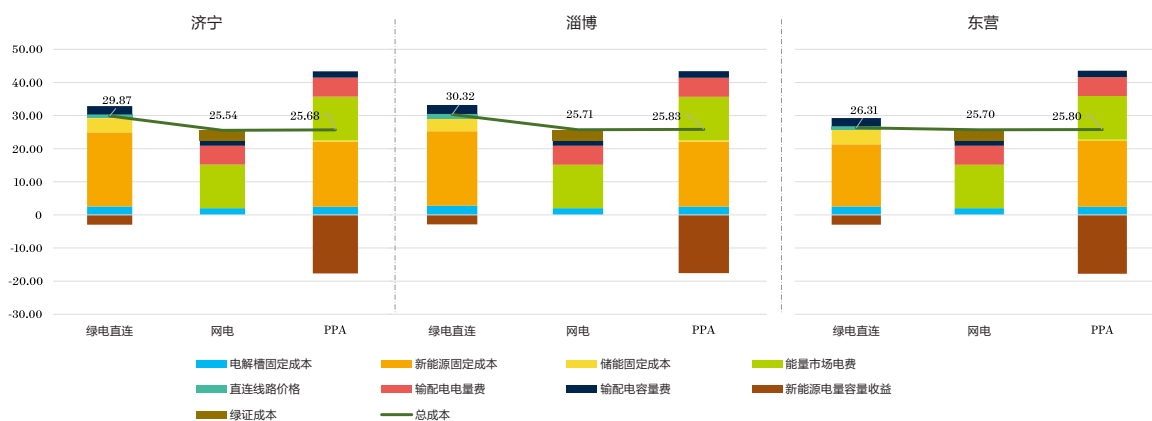


图3-3 济宁市(左)、淄博市(中)、东营市(右)各制氢场景平准化制氢成本对比 (元/kgH₂)

此外，各地区结果均显示，绿电直连模式下的最优投资策略是采用风光互补的混合组合。通过提高电解槽利用效率、减少电网接入和备用容量需求，风光互补的投资组合有效控制了制氢成本。在资源条件中等、需求侧波动明显的区域，合理的风光配置是实现绿电直连制氢经济性的关键。总体来看，光伏：风电= 1：2的投资组合在大部分地区均能达到更优的经济效益，基本已极为接近成本最优配置（如图3-4和图3-5，以东营为例）。PPA模式下单一风电也可能显示出较好的经济性，是因为PPA在新能源机组的选择上灵活性较强，同时山东省风电整体资源禀赋优于光伏，利用小时数更高，且在省内存在大规模集中式风电基地，选择高质量的风电资源也可达到较好的经济性。由此，在山东省当前电力系统条件下，PPA制氢的最优投资策略需依赖利用小时数高、度电成本低的高品质集中式风电资源，以获得接近成本最优的LCOH。

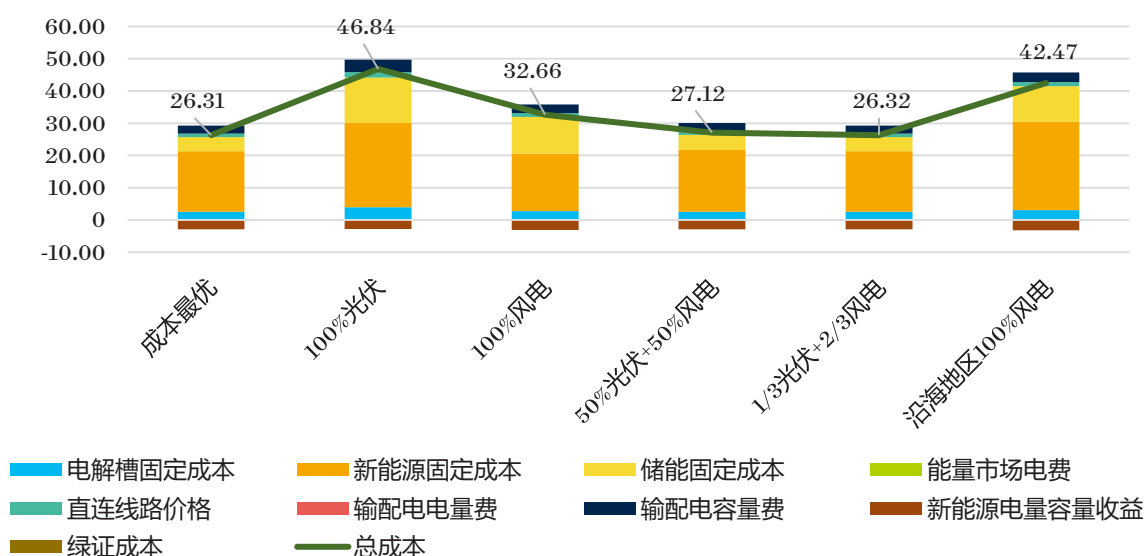


图3-4 东营市绿电直连各场景下各制氢模式平准化制氢成本 (元/kgH₂)

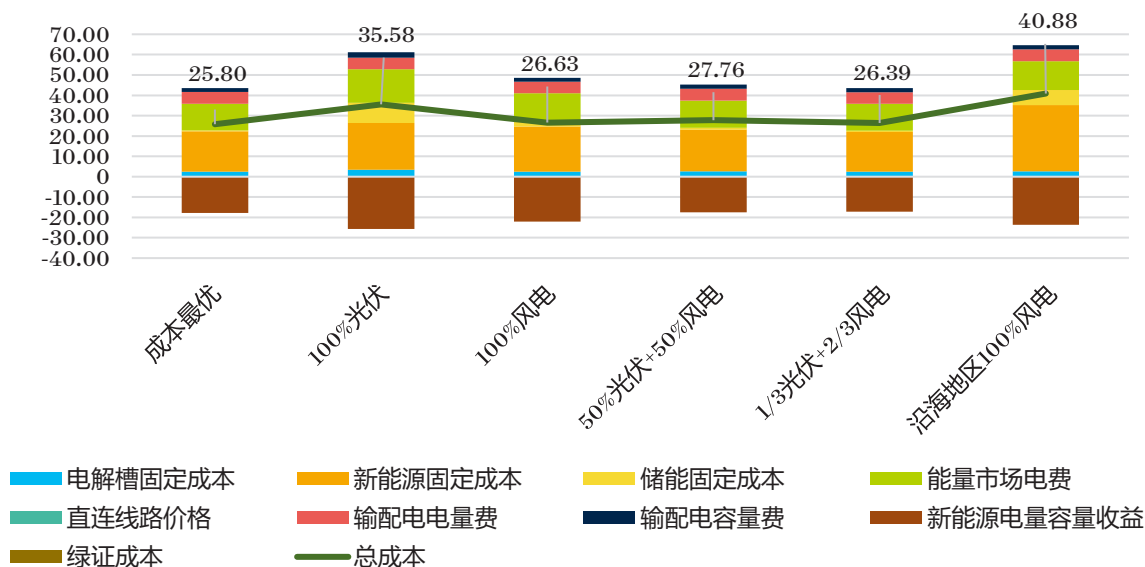


图3-5 东营市PPA各场景下各制氢模式平准化制氢成本（元/kgH₂）

3.2 四川省绿电制氢模式分析

综合考虑地方氢能产业发展规划、资源禀赋特征，本研究选取攀枝花市（风光资源禀赋较好）、德阳市（风光资源禀赋一般）和阿坝州（风光资源禀赋较好）作为四川制氢代表地区，开展制氢模式的情景模拟与对比分析。各市（州）2030年制氢需求预测如表3-2。

表3-2 四川省攀枝花市、德阳市、阿坝州2030年制氢需求参数设置

地区	制氢需求（万吨）	参考文件
攀枝花市	1.5	《攀枝花市氢能产业示范城市发展规划（2021—2030年）》（攀办发〔2022〕42号）
德阳市	8	德阳市国资委发布相关信息
阿坝州	5	企业示范项目相关信息

据本研究预测，在非水可再生能源电力消纳责任权重15%的约束下，到2030年四川省燃气机组与新能源机组装机容量与发电量均大幅度提高。燃气机组装机容量从6%提升至13.5%，发电量从7%提升至19.7%，新能源装机容量从16%提升至25.6%，发电量从8%提升至12.6%。在水电装机容量几近饱和，煤电依据规划不再进行扩增的情况下，燃气机组承担了大部分的电能增长需求。

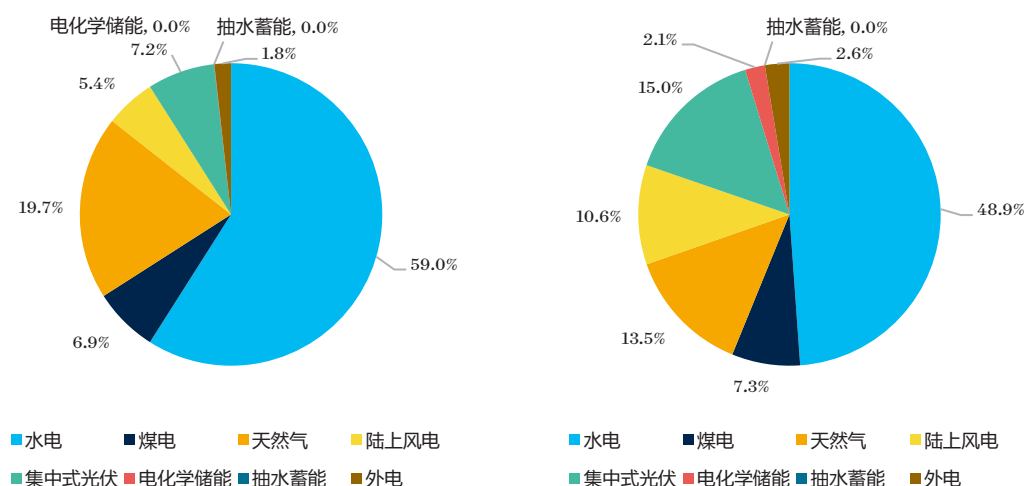


图3-6 四川省2030年各类电源装机占比（左）及发电量占比（右）¹²

ESR=15%时，2030年省绿证价格为172元/MWh，电力系统平均排放因子为0.1163 tCO₂/MWh，较2022年平均0.1404 tCO₂/MWh略有下降。

综合攀枝花市、阿坝州和德阳市三地的仿真结果可以看出，四川省制氢模式的碳排放与经济性表现同样依赖资源禀赋和电网结构。

从碳排放来看，资源富集地区（如攀枝花市、阿坝州）中，绿电直连通过就地消纳和系统出力替代，减排效果最强；而在负荷中心城市（如德阳市），PPA模式通过在更大空间尺度内引导新能源扩张和调度优化，成为更具稳定性的减排模式。相比之下，网电制氢在四川并未表现出明显的高后果性排放，反映出水电主导系统下边际电量本身已具有较低碳强度。

在经济性方面，PPA模式在四川省多数场景下表现出最优的经济性，核心原因在于其能够充分获取新能源电量与容量收益，并通过风光互补降低储能与新能源超配需求。绿电直连在资源条件极优的地区具备一定成本竞争力，但在负荷规模较大或资源条件一般的地区，其高额的新能源与储能固定成本显著抬升了制氢成本。网电制氢虽然避免了前期新能源投资，但在非水可再生能源电力消纳责任权重约束下，相较于山东省和甘肃省，四川省的网电制氢模式需承担更高的绿证成本，在四川情景下整体经济性并不占优。

综合来看，与山东省相似，四川省并不存在“一刀切”的最优方案：在水电和新能源资源富集、具备本地消纳条件的地区（如阿坝州），绿电直连具有突出的系统减排优势；在工业负荷集中、制氢规模较大的地区（如攀枝花市和德阳市），PPA模式更有利于在控制成本的同时实现稳定的减排效果。

¹² 装机占比中0.0%对应抽水蓄能；发电量占比中电化学储能与抽水蓄能均为0.0%。

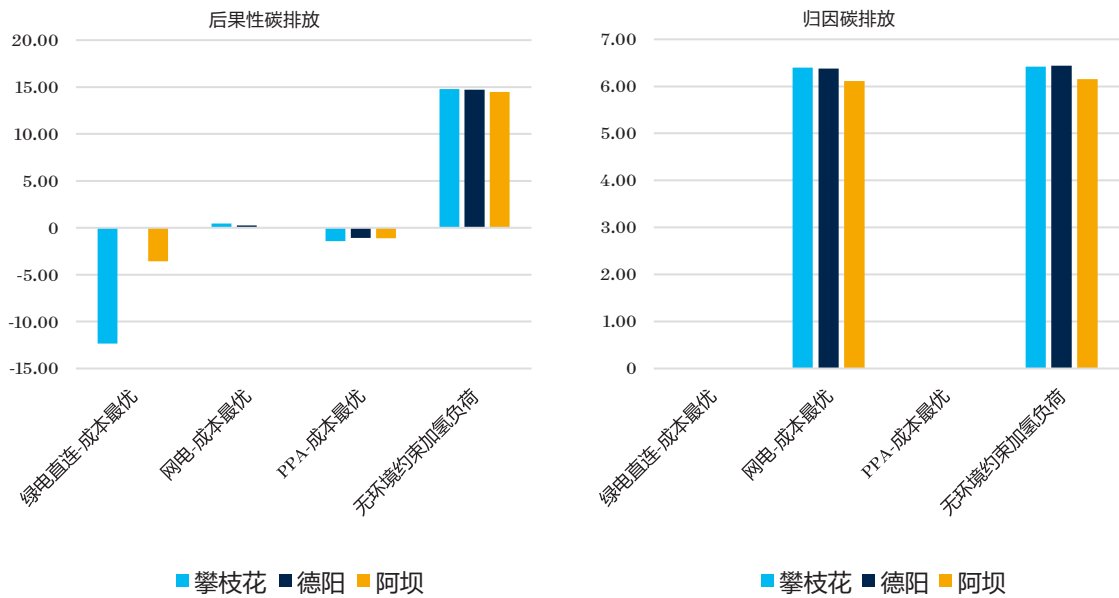


图3-7 攀枝花市、德阳市、阿坝州各制氢场景后果性碳排放（左）及归因碳排放对比（右）（tCO₂/tH₂）

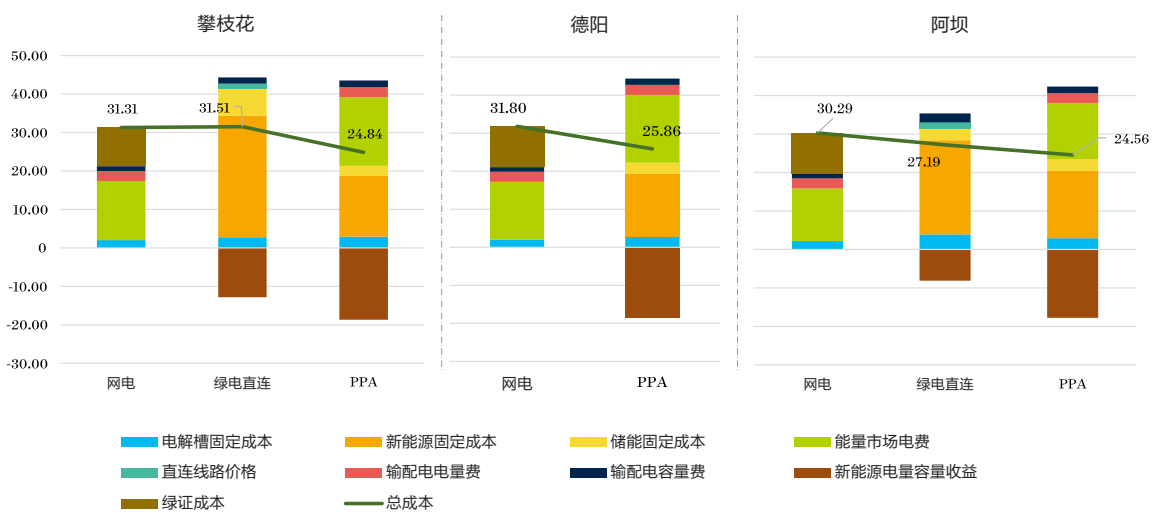


图3-8 攀枝花市（左）、德阳市（中）、阿坝州（右）各制氢场景平准化制氢成本对比（元/kgH₂）

3.3 甘肃省绿电制氢模式分析

综合考虑甘肃省的资源禀赋、政策定位及项目落地情况，本研究选取酒泉市（风光资源最优和规模最大、绿氢核心区）、张掖市（侧重绿氢化工与示范走廊、消纳模式成熟）和庆阳市（多能互补、传统能源与氢能耦合示范）作为甘肃省制氢代表地区，开展制氢模式的情景模拟与对比分析。各市2030年制氢需求预测如表3-3。

表3-3 甘肃省酒泉市、张掖市和庆阳市2030年制氢需求参数设置		
地区	制氢需求（万吨）	参考文件
酒泉市	20	《酒泉市氢能产业发展中长期规划（2022—2035年）》（酒政办发〔2022〕119号）
张掖市	8	《张掖市绿氢生产及综合利用先行示范区创建方案（2023—2025年）》
庆阳市	2	企业示范项目相关信息

据仿真预测，到2030年，甘肃省电源结构呈现出较高比例的可再生能源渗透特征。仿真结果显示，陆上风电与集中式光伏已成为系统装机的主力，其中陆上风电总装机占比34%，集中式光伏装机占比23%，新能源合计装机占比超过57%。相比之下，煤电装机占比为23%，但发电占比较高，达到40%，说明煤电更多承担系统支撑与应急保供角色。在发电量构成上，绿色电力供应优势更为显著，陆上风电发电量占比高达28%，集中式光伏占比16%，加上光热（1.2%），全省新能源总发电量占比已超过45%。

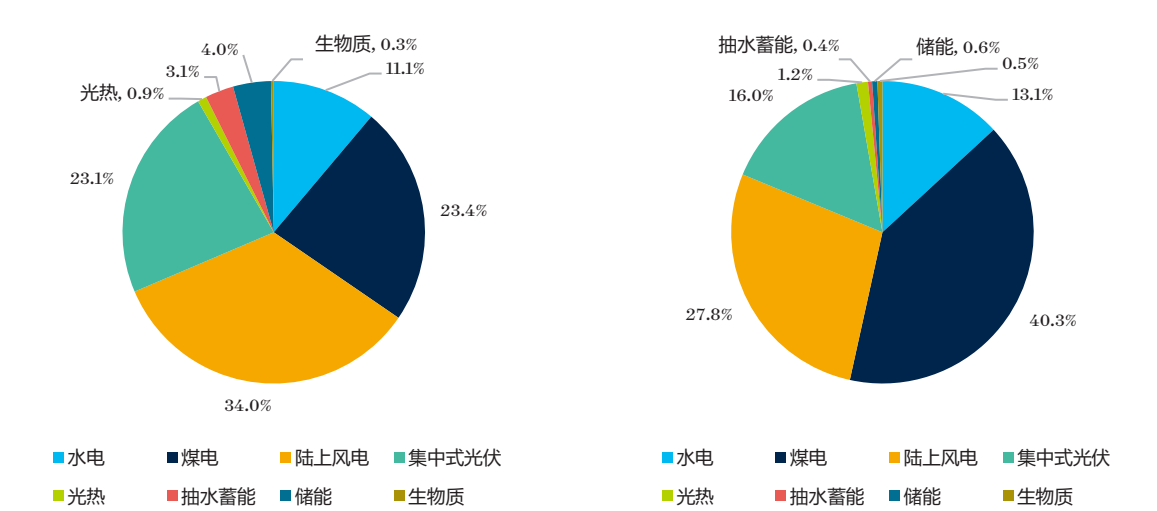


图3-9 甘肃省2030年各类电源装机占比（左）及发电量占比（右）

综合酒泉市、张掖市和庆阳市的情景模拟结果可以看出，甘肃省制氢产业在高比例新能源电力系统背景下，其成本与减排表现不再由制氢模式本身决定，而是高度依赖于制氢负荷所嵌入的电力系统结构及网架约束条件。

在河西地区（酒泉市、张掖市），新能源高度集中且在部分时段呈现边际富余，但这一富余受限于外送能力与本地消纳结构，并非完全可在全网范围内自由流动。PPA模式在省域尺度引入24/7小时匹配约束后，会优先匹配全省成本最低的增量新能源机组，但在多节点电网中，该电力匹配结果可能受到输电断面约束限制，难以在物理上完全兑现，从而在局部时段诱发火电机组出力上升，导致后果性碳排放由负转正（见图3-10）。相比之下，绿电直连模式仅在本地节点内部实现新能源与制氢负荷的耦合，不涉及跨区电量配置，因此在河西地区仍可通过直接消纳本地边际新能源实现负排放。在经济性方面，PPA模式由于能够在更大空间范围内参与系统调度，其新能源电量在高渗透率电网中体现出更强的系统价值，转化为较高电量与容量收益，从而对冲成本；而绿电直连受限于“点对点”配置，需要通过增加新能源及储能投资来满足匹配约束，成本相对较高。

庆阳市作为河东负荷中心，其新能源占比相对较低且优质风电资源在基准情景下已基本处于“满扩满发”状态，同时受河西-河东输电断面约束影响，外部低成本新能源难以充分传导。在此背景下，引入制氢负荷后，尽管模型中配置的本地新增新能源在总量上可以覆盖电解槽需求，并满足小时匹配约束，但制氢负荷在运行中优先占用了本地边际成本最低、质量最优的风电机组出力，从而挤占了原本用于服务既有负荷的新能源电量。由于河东区域内其余新能源资源质量较低、替代能力有限，被挤出的这部分电量缺口难以通过新增新能源有效填补，当新能源出力不足或被优先分配给制氢负荷时，系统无法通过跨区调入低碳电力实现平衡，只能依赖本地及周边火电机组提升出力进行补偿，最终导致后果性碳排放整体为正。从成本角度看，网电与PPA模式均依赖市场购电，受制于甘肃省河西向河东输电通道存在的断面约束，低价新能源电量难以充分传导至河东负荷中心，导致庆阳市电解槽无法像河西地区一样有效利用系统低价或负电价时段运行，经济性明显弱化（见图3-11）；而绿电直连依托本地风电资源进行物理绑定，在规避高价市场电的同时保持相对稳定的成本水平，因此在庆阳市表现为经济性更优，但减碳效果较差，经济效益和环境效益并未达到有效平衡，也不合适作为绿氢发展的方向。由此可见，在新能源资源禀赋有限、系统已充分开发优质风光资源的地区，绿电直连并不能保证制氢负荷具备真正的额外性和真实的减排属性，反而可能通过挤占既有新能源出力而间接推高化石能源发电。基于此，在与甘肃河东相似的地区，应审慎推进大规模制氢项目布局，避免在资源约束条件下盲目扩大制氢规模，尤其不宜过多采用绿电直连等对本地优质新能源依赖度较高的模式。

综上，甘肃省制氢模式选择存在省内不同地区差异，其经济性与减排效果取决于电源、电网、负荷之间的空间耦合关系。在更高比例新能源系统中，“是否使用绿电”已不再是区分制氢模式优劣的关键，而真正决定其综合效益的是制氢负荷能否在空间和时间尺度上与电力系统形成有效协同，即制氢负荷所匹配的新能源电量是否具备空间可交付性、以及其接入是否改变系统原有的最优潮流与边际出力结构，并在不放大系统调节成本的前提下发挥新能源消纳价值。因此，未来制氢模式设计需从资源匹配进一步转向系统匹配，在时间匹配之外强化空间可交付性约束，才能实现经济性与低碳性的统一。



图3-10 酒泉市、张掖市、庆阳市各制氢场景后果性碳排放（左）及归因碳排放对比（右）（tCO₂/tH₂）

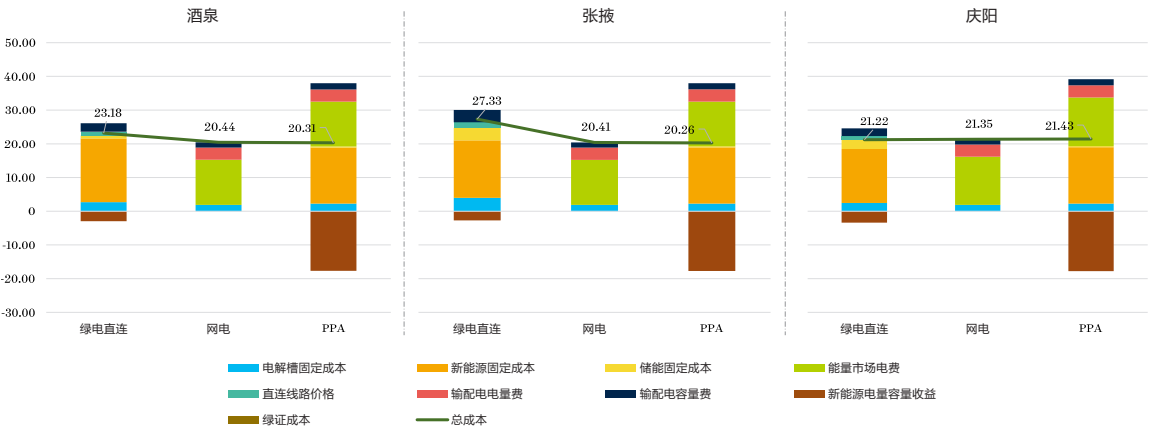


图3-11 酒泉市(左)、张掖市(中)、庆阳市(右)各制氢场景平准化制氢成本对比（元/kgH₂）

3.4 省间对比分析

基于山东省、四川省和甘肃省三省的情景模拟结果，制氢模式的经济性与减排效果的差异来源并非制氢技术或模式本身，而主要由各省电力系统的新能源渗透水平、电网结构、资源空间分布及输电约束条件所决定。

从新能源渗透水平看，三省在2030年所处的电力系统阶段不同。甘肃省非水可再生能源装机占比达到58.3%，发电量占比为45.5%，已进入高比例新能源电力系统阶段；山东省非水新能源装机和发电占比分别为42.0%和31.6%，新能源渗透水平处于快速提升阶段，但系统边际电量仍主要由煤电承担；四川省非水新能源装机占比仅27.7%，但由于水电装机占比高达60%，其整体电力系统已具备较高的清洁化水平，新能源并非系统中的稀缺电源。

在上述不同的电力系统结构特征下，同等规模的制氢负荷在不同省份接入电力系统后，对应的边际供电方式不同：在山东，新增负荷主要改变煤电出力结构；在四川，新增负荷更多由水电及其他清洁能源响应；而在甘肃，新增负荷则嵌入到一个新能源冗余、但调节能力和网架条件受限的系统之中。

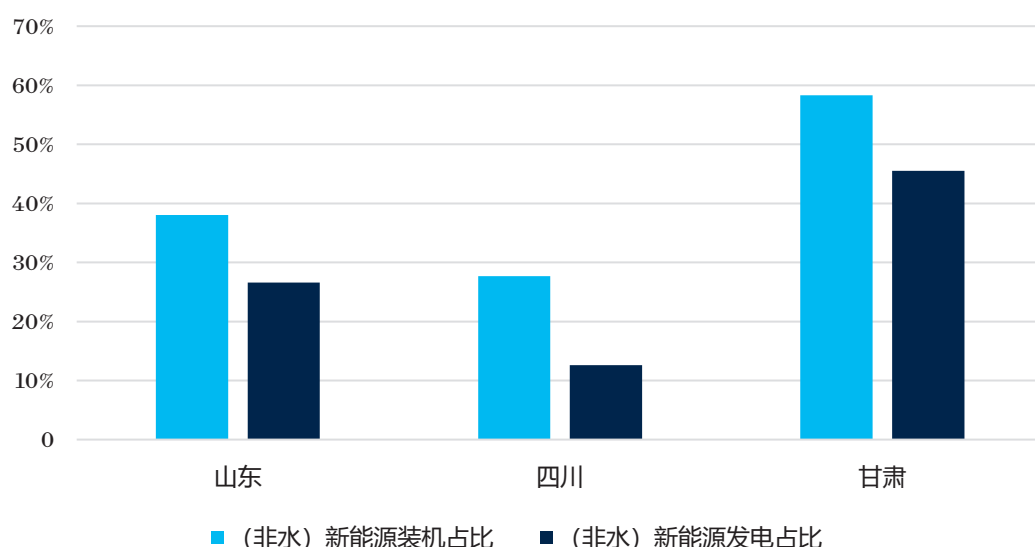


图3-12 2030年三省电力系统新能源渗透水平对比

从成本结构拆解结果看，三省制氢模式的LCOH差异主要由新能源资源条件、电力市场价格体系及政策性成本共同决定。

在绿电直连模式下，甘肃省酒泉市的制氢成本最低，明显低于山东省济宁

市和四川省攀枝花市。相比之下，四川省和山东省由于新能源资源整体不如甘肃省，且省内区域间新能源资源禀赋差异更大，导致绿电直连模式的固定成本显著抬升。另外，绿电直连模式在三省中均面临新能源与储能固定成本较高的压力，以四川省攀枝花市为例，绿电直连的新能源固定成本和储能固定成本分别达到31.61元/kgH₂和7.00元/kgH₂，是其总成本偏高的主要原因。

在网电制氢模式下，三省成本差异主要由电价和绿证价格决定。甘肃省酒泉市网电制氢成本最低，山东省次之，四川省最高。这一差异不仅与受能源资源禀赋影响的电价水平高低相关，也与绿证价格有紧密的关系：甘肃省绿证价格为3元/MWh，山东省为53元/MWh，而四川省高达127元/MWh¹³。在能量市场电费差异相对有限的情况下，绿证成本成为决定网电制氢经济性的关键因素。结果表明，在绿证价格较高的地区，单纯依赖网电购电实现绿氢合规将显著削弱其经济性。

在PPA模式下，甘肃省酒泉市的制氢成本最低，四川省攀枝花市和山东省济宁市略高，但三省之间的成本差距明显小于绿电直连和网电模式。PPA通过小时级匹配机制，将制氢负荷统一嵌入省级电力系统运行，使成本结构更多由系统层面的调度关系决定，而非单一地区的资源禀赋差异。从结构特征看，甘肃省PPA的成本优势主要来源于新能源冗余程度高、电量容量收益显著，在较低储能配置需求和适中输配电费用下，实现了对能量市场电费的有效对冲。四川省攀枝花市则高储能、低网络成本，为满足小时匹配约束，需要配置较多储能以应对新能源波动。山东省济宁市的PPA模式中，储能需求较低，但输配电电量费用占比明显偏高，新能源电量容量收益相对低于四川省，总成本略高。

¹³ 绿证价格核心由区域供需关系、消纳考核压力、能源结构与交易流动性共同市场化形成，区域价差完全由各地供需格局差异决定：甘肃新能源装机规模庞大、绿证核发量极大，本地电力富余、供给严重过剩，且跨省外送通道受限，库存积压严重，因此绿证价格全国最低；山东作为东部工业大省，省内企业绿色履约、低碳认证需求旺盛，绿证消费需求充足，但本地新能源产能有限、供给偏紧，供需缺口小于西部过剩省份、大于紧缺省份，所以价格居中、仅次于高价省份；四川坐拥海量水电资源，绿证以稀缺水电绿证为主，环境价值与认可度远高于风光绿证，新能源多在三州一市地区，开发成本高，同时省内高耗能企业、外贸企业绿色合规需求强劲，优质绿证供给有限、刚性需求旺盛，供需偏紧叠加品质溢价。

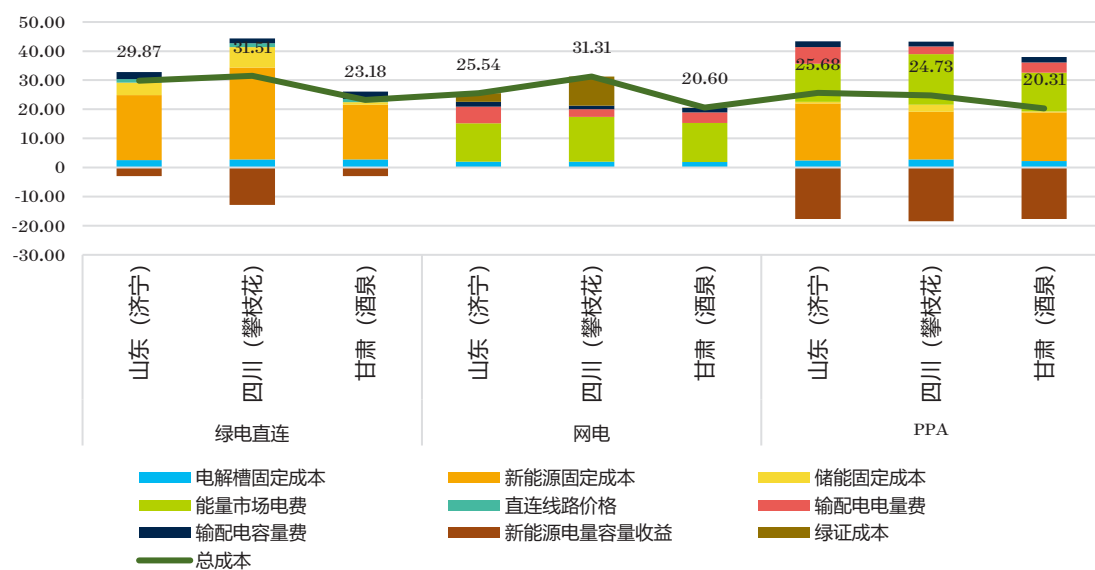


图3-13 山东省、四川省、甘肃省三省各制氢模式下LCOH对比（元/kgH₂）

第四章

制氢行业政策优化研究

本研究选取新能源与负荷规模均具代表性的山东省（济宁市）作为典型案例，系统分析在叠加不同政策方案后，制氢项目在减排效果、系统响应与经济性方面的变化规律。

4.1 不同非水可再生能源电力消纳责任权重比例下制氢模式效益对比分析

从后果性碳排放结果看，当ESR由30%提升至35%时，系统基准情景本身的清洁程度显著提高，无环境约束加氢负荷的后果性碳排放由 $31.14 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 降至 $29.10 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 。在此背景下，三类制氢模式的边际减排空间整体收窄，减排效应呈现明显的递减趋势。绿电直连与PPA模式在两种ESR水平下均保持后果性负排放，但减排幅度随ESR提升而下降。绿电直连的后果性碳排放由 $-6.37 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 上升至 $-5.75 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ ；PPA（同样配置）则由 $-7.89 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 明显上升至 $-1.94 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ ，减排优势削弱幅度更为显著。网电制氢在ESR提升后后果性碳排放也进一步上升。

绿电直连与PPA在两种ESR下的归因碳排放均严格为零，而网电制氢则由 $16.79 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 降至 $14.43 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ ，与系统平均排放因子下降趋势保持一致。

在更高比例的可再生能源约束下，系统基准情景本身的碳排放已大幅降低，制氢负荷在此基础上对煤电和气电的进一步挤出空间有限，从而使得后果性碳排放的下降效果趋于边际递减。在高ESR背景下，制氢项目的减碳优势将更多依赖额外性要求与时间匹配性约束，而非系统整体清洁度的提升。

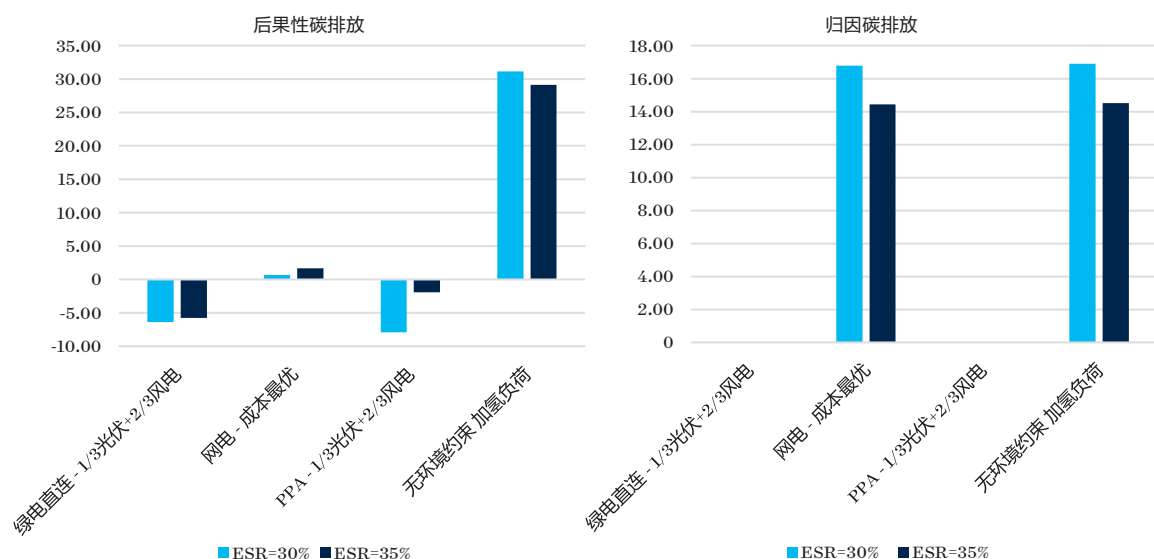


图4-1 济宁市不同ESR下各制氢场景后果性碳排放（左）及归因碳排放（右）（tCO₂/tH₂）

在经济性方面，ESR提升改变了不同制氢模式的成本结构与相对优势。ESR=30%时，网电制氢具备一定成本优势，PPA次之，绿电直连成本最高。当ESR提高至35%后，三类模式的成本水平均出现不同程度上升，但排序发生变化：网电制氢受绿证成本快速抬升影响最为显著，其绿证成本由3.02元/kgH₂增至7.46元/kgH₂，推动总成本上升。绿电直连的成本则相对稳定，主要受新能源与储能固定成本主导，对政策强度变化的敏感性较低。

综合来看，在高可再生能源消纳责任权重条件下，网电制氢不仅需要承担快速上升的绿色溢价成本，而且在碳排放表现上也不具优势，相对于绿电直连和PPA已基本失去竞争力。相比之下，PPA模式在高ESR情景下展现出更强的成本韧性，是兼顾减排要求与经济性的相对优选模式。

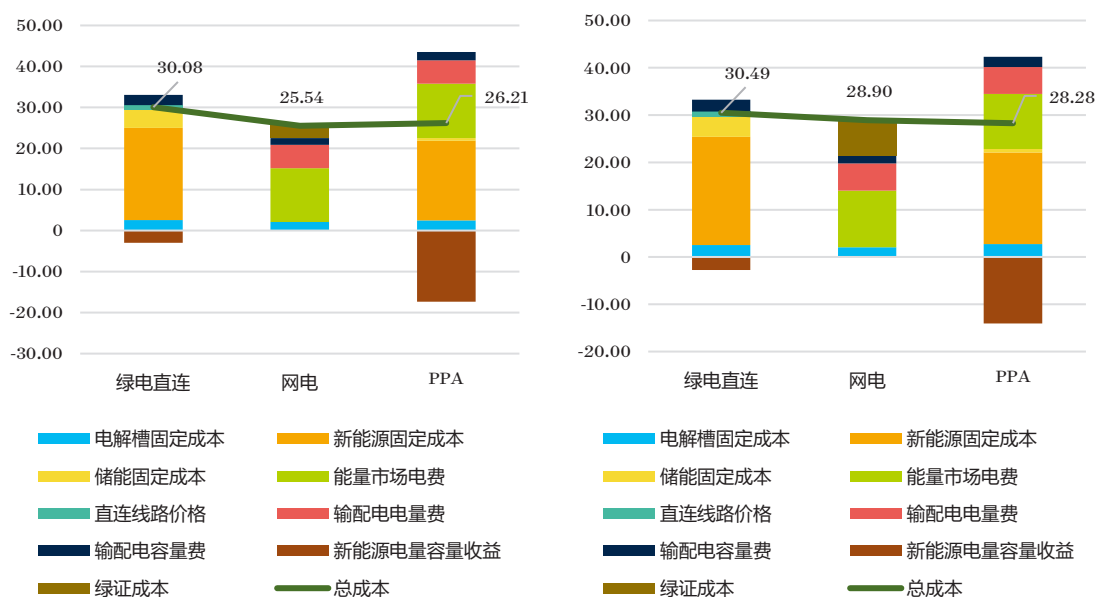


图4-2 济宁市不同ESR下各制氢场景各制氢模式平准化制氢成本 (元/kgH₂)
ESR=30% (左), ESR=35% (右)

4.2 不同模式混合下制氢效益对比分析

为对比不同绿电使用比例下制氢模式的环境效益与经济效益，本研究以济宁市为案例，绿电直连和PPA模式选取光伏：风电= 1:2投资组合，网电模式选取成本最优情景，设置不同模式混合比例（100%、90%、80%、50%）进行对比分析（即制氢用电的 $x\%$ 来自绿电直连或PPA，其余 $1-x\%$ 来自网电，此时认为网电中绿电不可追溯，故认定绿电比例为 $x\%$ ）。

在碳排放表现上，在100%绿电直连或PPA下，绿电直连与PPA模式均实现负后果性碳排放，表明制氢负荷能够有效挤出化石能源出力，带动系统新增可再生能源发电量，从而实现实质性的系统减排；归因碳排放均为零。作为对比，如前文所述，100%绿电的网电模式虽满足相同ESR约束，但由于缺乏时间匹配约束，其后果性碳排放仍为正。随着绿电比例降低，绿电直连与PPA模式的后果性碳排放分别由负转正，并逐步升高，归因碳排放也随之增加。

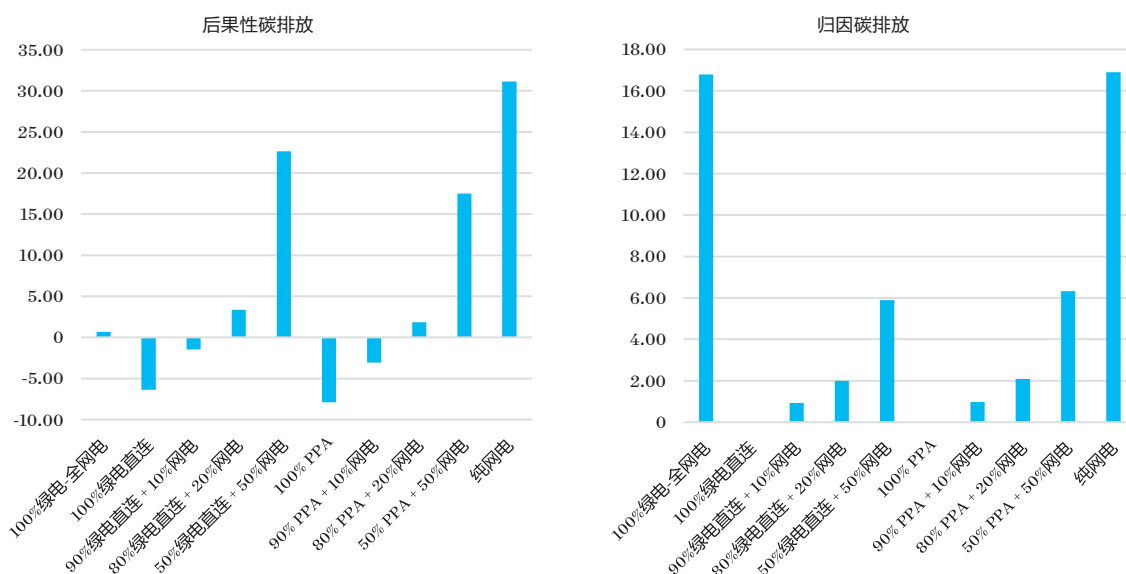
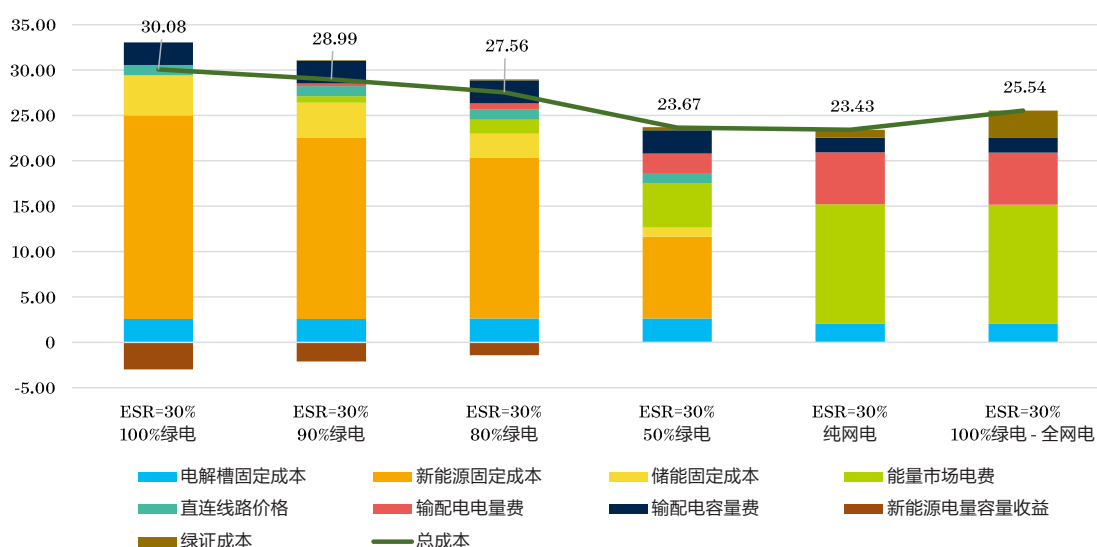


图4-3 济宁市不同绿电比例下后果性碳排放（左）及归因碳排放（右）（tCO₂/tH₂）

在制氢成本方面，随着绿电比例的下降，绿电直连与PPA模式的LCOH均逐步降低：在ESR=30%条件下，绿电直连从30.08元/kgH₂（100%绿电）下降至23.67元/kgH₂（50%绿电）；PPA模式则从26.21元/kgH₂降至24.40元/kgH₂。成本下降主要来自两个方面：一是绿电占比降低后，部分电量转由网电供给，能够利用电价低谷甚至负电价时段，从而降低能量市场购电成本；二是绿电项目投资规模缩减，新能源固定成本显著下降。



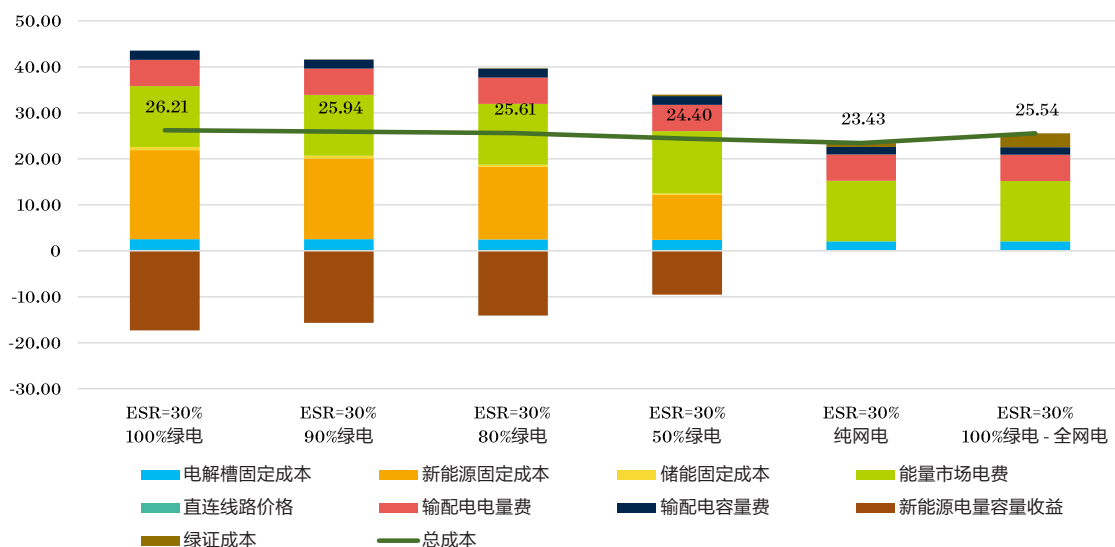


图4-4 济宁市不同绿电比例下各制氢模式平准化制氢成本（元/kgH₂）
绿电直连（上），PPA（下）

为实现经济效益与环境效益的平衡，需要合理制定绿氢认定的碳排放标准。本研究参考了国内《清洁低碳氢能评价标准》（DL/T 3015-2025）与欧盟《可再生能源法案（RED II）》两项标准，利用模型结果对不同绿电比例下的制氢模式进行测算，以确定满足各类碳排放阈值要求所需的绿电占比。

（1）国内《清洁低碳氢能评价标准（征求意见稿）》要求分析

由中国电力企业联合会归口管理、国能氢创科技（北京）有限责任公司牵头编制的《清洁低碳氢能评价标准》于2025年5月发布征求意见稿，提出了可再生氢碳足迹阈值为2.00 kgCO₂e/kgH₂（不包含运输环节）。2025年12月30日，国家能源局正式批准发布该标准（DL/T 3015-2025）。

由于正式标准细则未公开，以下分析均参考征求意见稿。基于模型仿真结果测算，在绿电直连或PPA + 网电混合供电场景下，若要使归因碳排放低于2.00 kgCO₂e/kgH₂，绿电占比需达到约80%（绿电直连和PPA均为80%左右）。由于该阈值还包含氢生产和压缩等环节的碳排放，因此绿电比例应控制在较80%更严格的水平才可符合标准。此外，该比例已是基于小时匹配假设，若2030年前国内无法执行小时匹配，该比例应该进一步提升。考虑到我国当前绿氢产业仍处于起步阶段，能够实现比例的绿电直连项目多为示范工程，短期内尚难规模化推广。

（2）欧盟《可再生能源法案（RED II）》标准要求分析

欧盟现行《可再生能源法案（RED II）》规定，认定为可再生氢的产品，其全生命周期温室气体排放应低于 $3.38 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 。

参考国内外相关研究与《清洁低碳氢能评价标准》的关键参数，若考虑氢出口运输情境，包括国内最长运输距离（约5,966 km）及从中国沿海港口至意大利航线的海运距离（约15,200 km），运输过程对应碳排放约 $1.36 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ；氢气压缩与再加压过程排放约 $0.77 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 。据此反推，欧盟标准中制氢环节的隐含碳足迹约为 $1.25 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ 。根据测算，要使制氢环节归因碳排放低于 $1.25 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$ ，绿电占比需达到87%。由于此阈值仅对应制氢环节，该比例相对国内标准更加严格。

4.3 不同时间匹配尺度下PPA制氢模式效益对比分析

在碳排放表现方面，匹配时间尺度越严格，后果性碳排放越低。当实施小时级匹配时，后果性碳排放达到 $-7.89 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ ，而在月度匹配和年度匹配条件下则分别升至 $-0.64 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ 和 $0.60 \text{ tCO}_2/\text{tH}_2$ ，后者已由减排转为增排。归因碳排放亦随之增加。时间匹配要求直接决定了制氢过程与新能源出力的耦合程度，严格的小时匹配可最大限度避免化石机组回补，实现真正零碳运行，而月度或年度匹配则允许电解槽在化石电力高占比时段运行，显著削弱减排效果。在高比例可再生能源电力系统中，新能源出力的波动主要集中在日内尺度和短周期天气变化，而月度与年度尺度上新能源总量差异相对有限。一旦匹配约束放宽至月或年，系统允许通过跨时段以量补量的方式抵消短时段偏差，导致从月度匹配放宽至年度匹配在实际调度结果上的影响相较于从小时匹配放宽至月度匹配来说明显更小，边际电量结构变化有限，最终体现为相对较小的后果性碳排放变化影响。这也表明，只有当约束细化至小时级时，才能实质性改变电解槽运行时序及其对应的边际电源结构。

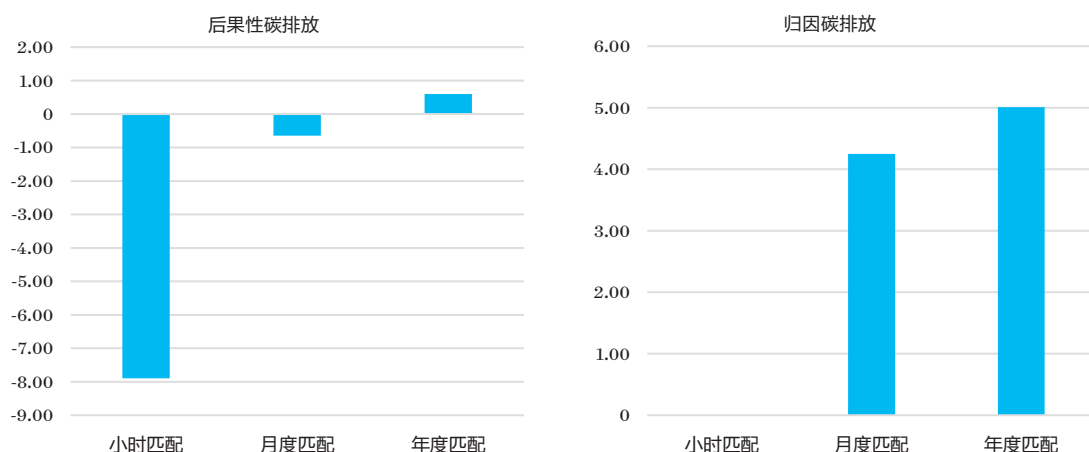


图4-5 济宁市PPA制氢不同时间匹配尺度下后果性碳排放（左）及归因碳排放（右）（tCO₂/tH₂）

在制氢成本表现方面，严格的时间匹配同样带来了更高的成本负担。成本差异主要来源于电解槽利用率与新能源装机利用率的变化：小时匹配要求制氢完全随绿电波动，导致电解槽与可再生能源机组需超配以满足实时匹配要求，从而增加了资本性支出；而宽松的月度或年度匹配则允许以统计平均方式抵消波动，降低了设备超配需求与容量成本。但可以看出，该成本差异相较于不同风光组合情景下的成本差异以及不同制氢模式之间的成本差异而言，并非显著，具有一定可调节空间，可通过优化制氢模式组合或调整风光资源配置结构予以部分弥补。

时间匹配的严格程度与制氢的减排效果呈正相关，而与经济性呈负相关。在未来政策设计中，应在“碳额外性”与“成本可行性”之间取得动态平衡，渐进式推动制氢项目从统计匹配逐步过渡到高时间分辨率匹配¹⁴。

¹⁴ 本研究的仿真结果基于分时碳排放因子，对电解槽使用网电部分的归因排放进行了精确核算；但在实际操作中，月度或年度匹配的PPA合同通常不具备分时碳排放计量机制，因此无法准确追溯绿电来源。在这种情况下，其归因碳排放现实中往往被视为不可核定，也即难以被认定为真正意义上的绿电溯源制氢。

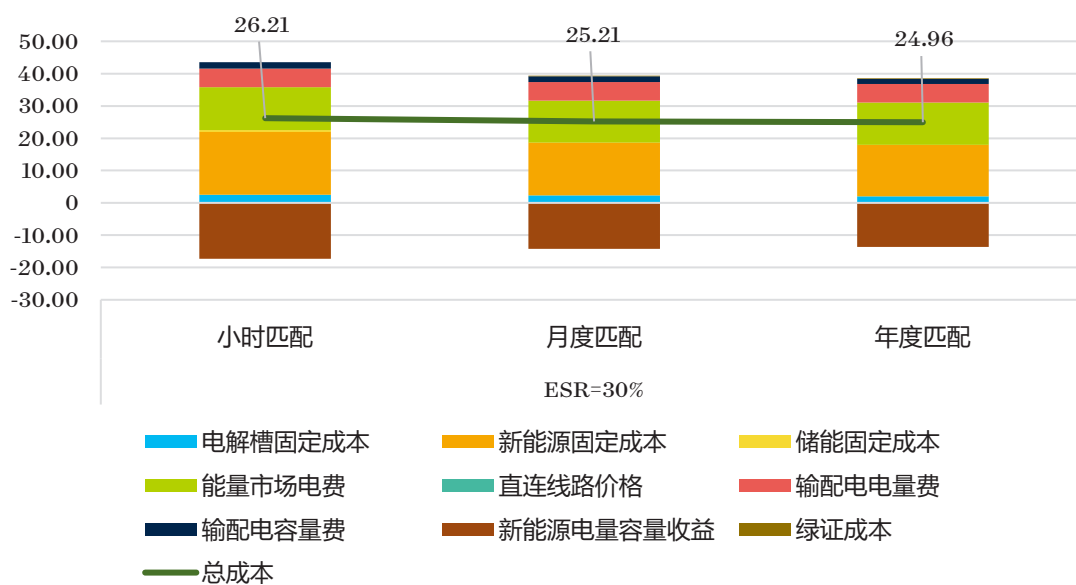


图4-6 济宁市PPA制氢不同时间匹配尺度下各制氢模式平准化制氢成本 (元/kgH₂)

第五章

相关建议

本研究通过比较不同区域、不同绿电制氢模式的经济性、碳减排效应和电力系统协同表现发现，绿氢发展并不存在适用于所有地区的统一最优路径。区域可再生能源资源禀赋、电网约束、负荷中心距离、下游用氢需求和储运条件，都会显著影响绿氢项目的综合成本与减排效果。因此，绿氢发展需要从单纯比较制氢端成本和碳排放，转向综合评估“资源—电网—制氢—储运—应用”全链条条件，因地制宜选择合适的制氢模式与布局。基于上述研究判断，报告提出以下建议：

5.1 区域差异化绿电制氢模式建议

形成因地制宜、多模式组合的绿氢发展策略，实现经济性与减排效益的协调平衡。建议各地区根据可再生能源资源禀赋和制氢成本差异，形成差异化布局：

- 在资源条件有限、可再生能源渗透率中等的地区（如山东省济宁市和淄博市），可以采取网电模式作为短期过渡，并辅以PPA合同化绿电供给，以兼顾经济性和环境效益；
- 在风光资源丰富的沿海或西部区域（如山东省东营市和四川省阿坝州），可优先推广绿电直连模式，以实现低成本与显著减排的双重收益；
- 在资源相对薄弱或电网约束较强的地区（如甘肃省河东地区），应审慎布局大规模制氢负荷，优先通过网电模式或合同化绿电供应而非绿电直连的方式满足用能需求，以降低系统运行压力与碳排放风险。

结合区域负荷特性和系统灵活性，优化制氢模式组合，形成可操作的多元化制氢发展政策。同时，应根据省内各地区的具体风光资源禀赋，科学确定风光电力配比和电解槽容量布局，对资源丰富的地区适度增加绿电直连比例。全国可在此基础上建立差异化政策框架和评价指标体系，引导各省在满足经济性、减排与系统安全的前提下，因地制宜选择制氢模式与布局。

强化工业负荷与制氢项目的同地布局，积极推动绿氢产业发展。一方面，在

新能源富集地区推动新能源-制氢就地消纳型工业一体化布局，减少跨区输电依赖，降低电力系统阻塞对绿电可达性的影响，提升绿电利用效率和制氢项目的空间可交付性；在负荷中心地区推动制氢与化工、钢铁、交通燃料等用氢产业园区协同发展，缩短氢气运输链条，降低储运成本与系统性风险。另一方面，结合各地区资源禀赋和用氢需求，优化产业布局与协同模式。比如：

- 四川省水电和风光资源丰富，富余清洁电力可通过电解水制氢有效消纳，同时以交通、分布式能源及示范园区为主要下游需求，企业可依托区域新能源基地开展绿氢规模化制取与应用示范；
- 山东省化工、钢铁及燃料电池交通领域用氢需求集中且规模大，结合市场化绿电供应与PPA模式，可提升制氢经济性与系统灵活性，为企业提供稳定的市场基础；
- 甘肃省风光资源充足但本地负荷有限，绿氢制取可吸纳波动性富余电力，并通过工业用氢、交通及跨区域输送拓展消纳空间，为企业构建跨区域产业链提供机遇。

政策上，应鼓励地方政府和企业 在制氢、储运及下游应用环节建设示范项目和产业集群，推动技术创新、规模化生产与市场化推广同步发展，实现制氢项目经济性、清洁化水平与碳减排效益的协同提升。

5.2 区域差异化绿氢补贴机制建议

据仿真测算，现阶段灰氢（化石能源制氢）和绿氢还存在较大的成本差距：在山东省，灰氢成本区间为7.13—9.67元/kg，在较为现实的绿氢配置下，PPA模式制氢成本约26元/kg，绿电直连约为30元/kg；四川省灰氢成本区间为7.26—9.76元/kg，在排除极端资源区后，PPA模式绿氢成本约为24元/kg，绿电直连约为30元/kg；甘肃省灰氢成本最低，为6.66—8.77元/kg，PPA模式绿氢成本约为20元/kg，绿电直连约为25元/kg^[18]。

需要说明的是，绿氢与灰氢之间的成本差距，还应综合考虑储运环节成本、终端用氢需求及下游产业发展潜力。工业和信息化部、财政部、国家发展改革委于2026年3月发布的《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》（工信部联节〔2026〕59号）中提出目标“到2030年终端用氢价格需降至25元/kg以下、部分优势地区力争降至15元/kg左右”，然而在上述制氢环节的测算基础上，若进一步叠加氢气储运成本，终端用氢价格将显著抬升，对应的补贴缺口也将进一步扩大。依据当前氢储运成本水平，并考虑未来技术进步与规模化发展趋势，推测到2030年前后储运成本仍可能维持在每100公里约10元/kg左右的水平，对于跨区域供氢或远距离运输场景，终端用氢成本将在制氢成本基础上大幅增加。

在当前技术和成本水平下，绿氢全链条成本与目标价格之间仍存在较大差距。此外，不同区域在生产端成本上的差异，经过运输和储存后未必仍然保持同样的排序。甘肃等资源富集地区虽然制氢端成本较低，但由于远离负荷中心、运输距离较长，终端综合成本未必显著低于靠近用氢市场的地区；相反，靠近钢铁、化工、交通等用氢需求集聚区的地区（如山东省），即便制氢端成本偏高，也可能因储运成本更低而在终端价格上更具竞争力。因此，在政策设计层面，绿氢补贴不宜仅依据上述静态补贴缺口来设计，而应结合区域资源禀赋、用氢场景、产业基础和储运条件，形成面向需求侧、兼顾供给侧的差异化支持机制，重点支持靠近用氢场景、具备氢下游产业发展潜力的区域，推动绿氢与终端应用形成更紧密的闭环。

基于上述判断，**绿氢补贴机制不宜简单采取固定度氢补贴的单一方式，而应围绕不同区域的综合成本缺口与应用潜力，采用财政补贴、市场准入、交易机制等多元化政策工具协同推进，具体建议主要包括：**

- 一是应以阶段性、差异化的度氢补贴为基础，按照区域综合成本和实际用氢场景动态核定补贴上限，避免在资源条件较优、终端需求较弱地区形成过度激励。
- 二是应强化电力侧政策协同，鼓励制氢负荷以“可调节负荷”或“需求响应资源”参与电力市场，在现货市场中通过低价时段用电、削峰填谷等方式降低平均用电成本，并通过辅助服务市场（如调峰、备用等）获取额外收益，实现“以灵活性换成本”。
- 三是建议将补贴政策与用氢端政策联动，在钢铁、化工、交通等重点行业，通过绿色产品溢价、绿色消费比例要求、碳市场抵扣、绿色认证等机制，将政策重心从“制氢端补贴”逐步转向“用氢端激励”，以需求牵引供给。
- 四是在新能源富集且具备外送或就地消纳条件的地区，如河西走廊等，可逐步弱化直接财政补贴，更多采用消纳优先权、并网与调度支持、交易便利化等制度安排，形成“低补贴、强协同”的支持模式。

与此同时，**应结合产业发展阶段建立明确的补贴退出机制，避免长期依赖财政补贴。**一方面，可借鉴光伏等新能源产业的经验，构建以“终端用氢价格”为核心的动态退坡机制：以2030年终端用氢价格降至25元/kg（部分地区15元/kg）为目标锚点，当区域内实际终端用氢价格持续接近或达到该区间时，自动触发补贴强度的下调，逐步由“按度氢补贴”向“差额补贴”再向“零补贴”过渡，实现与成本下降相匹配的退坡路径。另一方面，可按应用场景实施分层退出机制。对于交通、化工等已具备一定规模化应用基础、价格敏感度较高的领域，可优先推动补贴退坡，并通过碳市场、绿色认证、绿色产品溢价等市场机制承

接；对于尚处于培育阶段、但具有战略意义的应用场景（如部分新型工业替代路径），则可适当延长支持周期，避免“一刀切”式退出对产业造成冲击；对于已具备稳定消纳能力和商业模式的项目，应逐步取消直接补贴，仅保留制度性支持（如市场准入、交易机制等），推动绿氢产业由政策驱动向市场驱动过渡。

5.3 制氢行业政策优化建议

推动高可再生能源背景下的可再生氢发展，优化制氢模式选择。在高可再生能源渗透目标下，应鼓励以绿电直连和PPA模式开展制氢布局，逐步替代单纯依赖网电购买绿证的制氢方式，以提升制氢项目的减碳附加值和系统额外性贡献。建议强化额外性要求，对项目用电来源和可再生能源增量做出明确规定，同时对电解槽运行引入更严格的时间匹配约束，确保制氢负荷与可再生能源出力高度协同，从而实现制氢经济性与碳减排效益的最优平衡。各地可根据本区域可再生能源资源禀赋和系统负荷特性，制定鼓励直连或PPA模式、优化网电制氢并购买绿证的具体政策措施，形成操作性明确的指导框架。

综合考虑我国绿氢产业仍处于起步阶段、新能源装机快速发展及可再生能源消纳能力尚在提升等现实条件，建议建立分阶段推进的绿氢时间匹配与配套最低绿电比例管理机制，引导产业在可承受的成本范围内逐步实现高时间分辨率的绿电匹配。短期内（2027年前）建议以年度或季度匹配为主，要求制氢项目在统计周期内实现100%绿电比例，可通过PPA合同、绿证抵扣或区域电网低碳电力核算等方式认定绿氢属性，形成初步的绿电溯源体系。在参考欧盟可再生氢标准的基础上，适度放宽国内可再生氢碳排放约束，并以此作为中期内（2030年前）“可再生氢”认定的阶段性门槛，重点支持具备高比例绿电供给和负荷侧灵活调节能力的示范项目；逐步过渡至月度匹配，仍保持100%绿电占比要求，同时在具备较高可再生能源渗透率和电力系统碳排放核算较精细的地区开展分时碳核算试点，完善数据溯源和动态核查机制。长期（2030年后）全面推广小时级匹配要求，并逐步收紧碳排放阈值至接近欧盟当前水平，以实现国际互认。

在推进绿氢时间匹配与额外性管理的同时，应同步强化电量“空间可交付性”约束，将空间可交付性纳入绿氢认定与监管体系。建议在PPA及绿电交易机制中引入基于电网拓扑结构的约束条件，明确可再生能源电量需在物理上可送达制氢负荷所在节点，避免仅基于统计匹配实现的“名义绿电”认定。对于存在跨区输电瓶颈的区域，可探索建立分区匹配或节点级匹配机制，将制氢负荷与可再生能源项目在同一电网分区或受限断面内进行绑定，确保电量在空间上的可达性与系统运行的一致性。同时，结合电力系统运行仿真与潮流校核结果，逐步建立“时间匹配+空间匹配”的双重约束框架，在绿氢认证中引入电网约束校核或空间可交付性证明机制。对于暂不具备精细化条件的地区，可在过渡阶段优先鼓励

本地直连或同区PPA模式，避免跨区大范围匹配带来的系统性偏差。通过将空间约束纳入政策设计，可有效避免制氢负荷对系统调节需求的放大，确保绿氢发展在实现碳减排目标的同时不增加电力系统运行成本与结构性风险。

推动绿氢标准体系与国际规则衔接，形成具有国际借鉴意义的中国方案。建议加快完善基于电力系统运行特征的碳排放核算方法、时间匹配规则、额外性认定原则以及绿电溯源技术规范，推动形成兼顾减排真实性、经济可行性与产业适应性的制度框架。在此基础上，可依托不同类型区域开展差异化试点示范，形成高可再生能源渗透率背景下绿氢发展的典型实践案例，为其他国家提供可复制的模式参考。同时，推动国内标准与欧盟等国际规则体系在碳核算方法、绿证互认和产品认证等方面逐步衔接，增强我国绿氢及下游绿色化工产品在未来国际贸易中的规则适应能力和市场竞争力。

建立基于电力系统边际排放因子的动态调度机制，引导制氢负荷主动规避化石能源高强度时段。建议各省电力调度机构定期发布高频次的区域电网边际碳排放信号，将制氢项目的调度优先级与其实时减排贡献挂钩。政策上应鼓励制氢企业根据系统清洁度信号调整生产计划，对于在可再生能源大发、系统边际排放较低时段运行的项目，给予辅助服务奖励，从而解决网电制氢模式下因时间错位导致的系统性增排问题，确保氢能开发与电网低碳化进程步调一致。

探索电解水制氢系统容量充裕度补偿机制，分摊为实现高减排效益而产生的设备超配成本。建议参考容量市场相关政策，对满足高比例绿电匹配要求且具备深度调峰能力的制氢站，研究给予容量电费补偿或一次性设备投资补贴等方案的可行性。通过政策性工具补偿制氢项目为实现低排放而牺牲的设备利用率损失，降低企业为追求环境效益而承担的资本性支出压力，平衡好碳减排效果与经济可行性之间的矛盾。

引导电解槽配置标准由额定效率向柔性调峰响应能力转变，降低对物理储能的依赖。政策层面应从设备端发力，将电解槽的快速启停能力和宽功率波动适应性纳入重点技术装备推广目录，并给予专项技改补贴或绿色金融支持。通过提升电解系统的柔性参数，利用设备自身的负荷调节能力替代部分高额的物理储能成本，从而在不损害减排效益的前提下，降低系统容量成本，增强制氢项目在电力市场中的竞价优势。

参考文献

- [1] European Commission. The European Green Deal: COM(2019) 640 final[R/OL]. Brussels: European Commission, 2019-12-11[2026-05-12]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>.
- [2] European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: COM(2020) 301 final[R/OL]. Brussels: European Commission, 2020-07-08[2026-05-12]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>.
- [3] European Commission. REPowerEU Plan: COM(2022) 230 final[R/OL]. Brussels: European Commission, 2022-05-18[2026-07-31]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>.
- [4] European Parliament, Council of the European Union. Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652[EB/OL]. (2023-10-31)[2026-05-12]. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>.
- [5] U.S. Department of Energy. Department of Energy Hydrogen Program Plan: DOE/EE-2128[R/OL]. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2020-11[2026-05-12]. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf>.
- [6] U.S. Department of Energy. U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap[R/OL]. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2023-06[2026-05-12]. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>.
- [7] United States Congress. Infrastructure Investment and Jobs Act: Public Law 117-58[Z/OL]. Washington, DC: U.S. Government Publishing Office, 2021-11-15[2026-07-31]. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-117publ58/pdf/PLAW-117publ58.pdf>.
- [8] United States Congress. Inflation Reduction Act of 2022: Public Law 117-169[Z/OL]. Washington, DC: U.S. Government Publishing Office, 2022-08-16[2026-05-12]. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-117publ169/pdf/PLAW-117publ169.pdf>.
- [9] 日本国会. 关于促进低碳氢等供应和利用以顺利实现脱碳增长型经济结构转型的法律: 2024年第37号法律[Z/OL]. (2024-05-24)[2026-05-12]. <https://laws.e-gov.go.jp/law/506AC00000000037>.

- [10] 韩国国会. 税收特例限制法: 第21223号法律[Z/OL]. (2025-12-23)[2026-05-12]. <https://www.law.go.kr/법령/조세특례제한법>.
- [11] Department for Energy Security and Net Zero. UK Low Carbon Hydrogen Standard: Version 4, January 2026[R/OL]. London: Department for Energy Security and Net Zero, 2026-01[2026-05-12].
- [12] 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟. 低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价: T/CAB 0078—2020[S]. 北京: 中国产学研合作促进会, 2020.
- [13] European Commission. Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable fuels of non-biological origin[Z/OL]. (2023-06-20)[2026-05-12]. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj.
- [14] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知: 发改能源〔2025〕650号[Z/OL]. (2025-05-21)[2026-05-12] https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138.html.
- [15] European Commission. Key actions of the EU Hydrogen Strategy[EB/OL]. [2026-05-12]. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en.
- [16] 国家能源局能源节约和科技装备司. 中国氢能发展报告2025[M]. 北京: 人民日报出版社, 2025.
- [17] 国家能源局. 边广琦: “十五五”期间将推进氢能试点 大力培育未来产业[EB/OL]. (2026-01-30)[2026-05-12]. <https://www.nea.gov.cn/20260130/8b176b71974e4e31bd2cbf7c83b6344e/c.html>.
- [18] 时伟,伍飞,张珂,等.资源禀赋差异地区绿氢替代灰氢潜力分析[J].现代化工, 2024, 44(1):1-7.
- [19] Xu Q, Manocha A, Patankar N, et al. System-level impacts of 24/7 carbon-free electricity procurement[J]. Joule, 2024, 8(2):374-400.
- [20] Varela C, Mostafa M, Zondervan E. Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: A scheduling approach[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(14):9303-9313.
- [21] Lopez V A M, Ziar H, Haverkort J W, et al. Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 182:113407.
- [22] Giovanniello M A, Cybulsky A N, Schittekatte T, et al. The influence of additionality and time-matching requirements on the emissions from grid-connected hydrogen production[J]. Nature Energy, 2024, 9(2):197-207.
- [23] Ricks W, Xu Q, Jenkins J D. Minimizing emissions from grid-based hydrogen production in the United States[J]. Environmental Research Letters, 2023, 18(1):014025.



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们