

能源结构绿色化进展及前景

行业研究 · 行业专题

公用事业

投资评级：优于大市（维持）

证券分析师：黄秀杰
021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：郑汉林
0755-81982169
zhenghanlin@guosen.com.cn
S0980522090003

联系人：崔佳诚
021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn

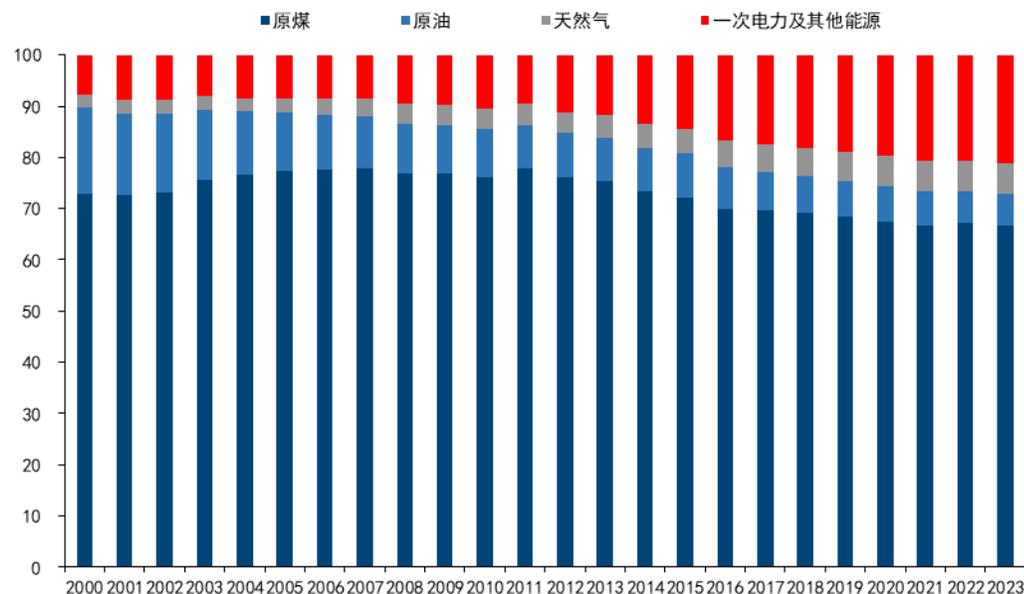
- **能源转型推进，非化石能源发展空间较大。**2023年，国内一次电力及其他能源消费量为10.24亿吨标煤，占能源消费总量的比重为17.9%。目前国家政策大力推动非化石能源消费量提升，中共中央、国务院发布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，到2030年，非化石能源消费比重提高到25%左右。预计随着国家“双碳”目标政策推进，能源结构转型发展，未来非化石能源消费量占比将大幅提升。根据国家发改委能源所发布的《中国能源转型展望2024—执行摘要》预测，到2060年，非化石能源占一次能源消费的比重为85%左右，化石能源的占比为15%左右。国家政策推动非化石能源消费量提升。
- **可再生能源发展方面，水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量。**水电方面，截至2024年9月，全国水电累计装机容量达4.3亿千瓦，其中常规水电3.75亿千瓦，占全国电力装机容量的比例为13.6%；水电基地建设持续推进，常规水电装机容量仍有增长空间，国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》提出，“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量4000万千瓦左右；抽水蓄能方面，随着新型电力系统建设推进，抽水蓄能作为电力系统中重要的灵活性资源，将迎来快速发展，中共中央、国务院发布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，到2030年抽水蓄能装机容量超过1.2亿千瓦。**新能源发电方面**，截至2024年9月，全国风电累计并网装机容量4.8亿千瓦，占全国发电量装机容量的比例为15.18%；全国光伏发电累计并网装机容量7.7亿千瓦，占全国发电量装机容量的比例为24.46%。风电、光伏发电装机容量合计12.5亿千瓦，占全国发电量装机容量的比例为39.64%，接近40%。国家发改委、国家能源局等六部门联合发布的《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上，新能源将成为可再生能源消费量提升的主要增量，未来装机容量有望持续提升。目前，新能源发展面临电价、消纳等方面的挑战，国家不断出台促进新能源消纳改善的政策，推动可再生能源配套基础设施建设和绿色能源消费，加快推动输电通道建设和配电网改造升级，引导产业转移实现新能源就地消纳；同时绿电、绿证交易规模扩大，新能源发电的环境属性得到体现，有助于新能源发电项目维持合理收益率水平。
- **核电发展势头强劲，关注新型核电技术突破。**我国商运核电机组数量达到56台，总装机5821.8万千瓦，位列全球第三；核准常态化，在建及核准待建机组达到46台，总装机5547.1万千瓦，在建规模全球第一，未来增长确定性较强。核电作为基荷电源在电力系统的作用日益显著，绿色价值得到认可，全球发展核电的信心显著增强，装机规划大幅提高，同时小堆、四代堆等新型核电技术得到广泛关注，有望进一步打开核电发展空间。
- **绿氢绿氨为实现双碳目标提供多种路径。**由于风光在能源转型存在稳定性差，利用率低的问题，绿氢可以充分利用弃风、弃光电解水并储存，在电力不足时将储存的氢气通过燃料电池生产电力，既能实现生产过程中二氧化碳零产生、零排放，又能与上游过剩的可再生能源直接耦合，充分实现电能与氢能的协同互补。绿氢生产消费灵活性高，可以在应用终端直接生产，减少储存、运输成本。据中国氢能联盟统计，2020年化石能源和工业副产制氢几乎占据全部市场，绿氢仅占3%。据中国氢能联盟测算，未来三十年，可再生能源制氢和生物制氢等技术将迅速扩张，到2050年有望占据市场80%份额。中国合成氨产量在近年来保持着稳定增长的趋势，从2018年的4587.05万吨增长至2022年的5806.02万吨，年均复合增长率为4.8%。中国的合成氨主要通过煤制合成氨，约占总产能的80%，绿氨制备在中国拥有广阔的发展空间。电价是影响合成氨成本最为关键的因素，在新能源电价0.1~0.2元/kWh时，生产合成氨的全成本区间范围是2275~3563元/吨。
- **风险提示：**政策变化风险；项目建设投运不及预期；电价下调；宏观经济增速下行。

- [01] 能源转型发展，非化石能源发展空间较大
- [02] 水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量
- [03] 全球核电复苏强劲，长期发展稳步推进
- [04] 绿氨、绿氢长期发展趋势向好
- [05] 风险提示

一次电力及其他能源在能源生产、消费中占比持续提升

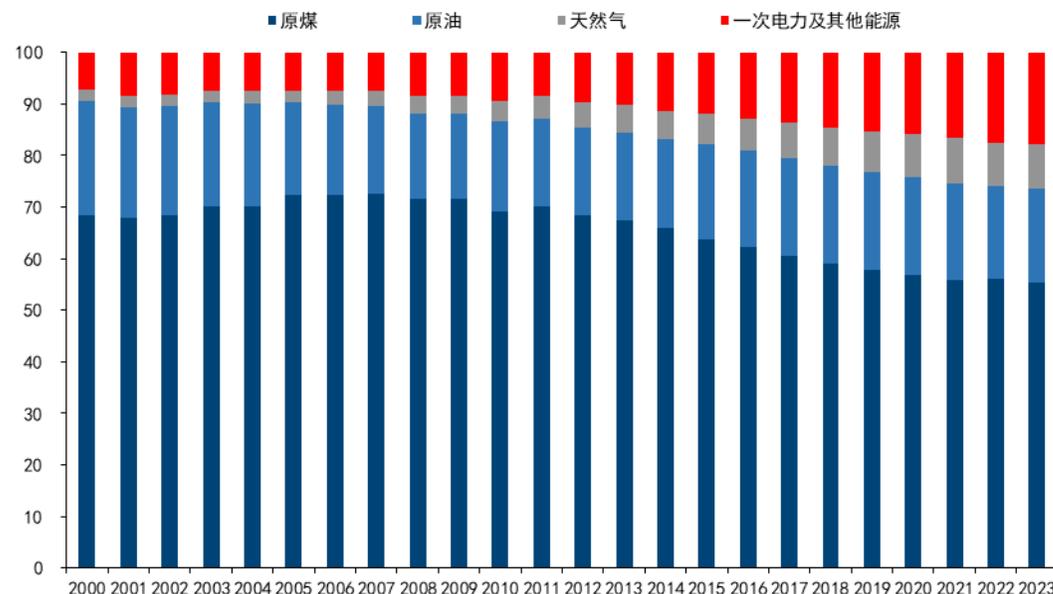
- 国家政策推动非化石能源消费量提升，国务院发布的《2024-2025年节能降碳行动方案》提出，2024年，非化石能源消费占比达到18.9%左右；2025年，非化石能源消费占比达到20%左右。中共中央、国务院发布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，到2030年，非化石能源消费比重提高到25%左右。国家发改委、国家能源局等六部门联合发布的《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出，到2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上。
- 从国内能源生产、消费结构来看，一次电力及其他能源在我国能源结构中占比持续提升，国家统计局数据显示，2023年国内一次电力及其他能源生产量为10.24亿吨标煤，占一次能源生产总量的比重为21.2%；一次电力及其他能源消费量为10.24亿吨标煤，占能源消费总量的比重为17.9%，与国家政策要求的到2030年可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上相比，我国可再生能源消费量的提升空间为46.48%。

图：国内一次能源生产结构（%）



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

图：国内能源消费结构（%）



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

能源转型推进，未来非化石能源消费量占比达80%以上

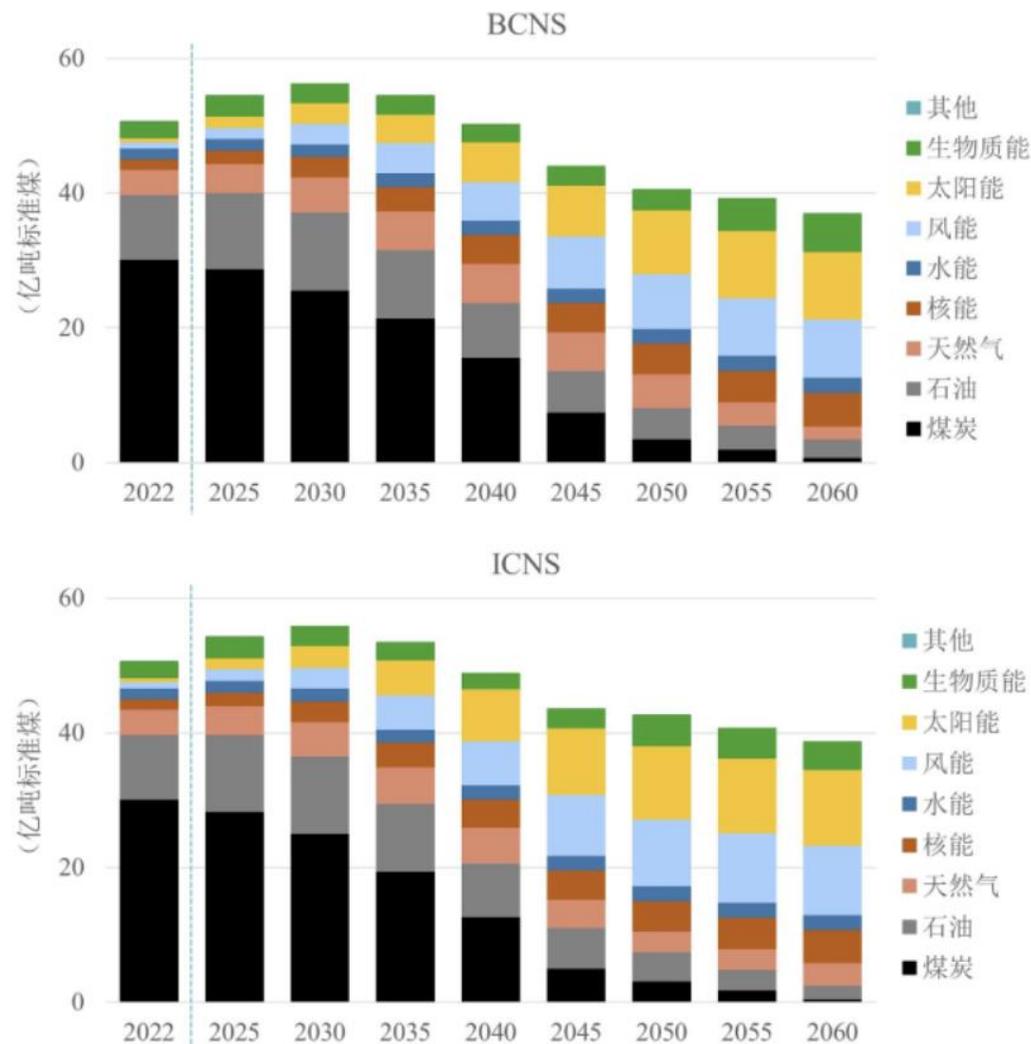
- 随着国家“双碳”目标政策推进，能源结构转型发展，未来非化石能源消费量占比将大幅提升。根据国家发改委能源所发布的《中国能源转型展望2024—执行摘要》预测，到2060年，非化石能源占一次能源消费的比重为85%左右，化石能源的占比为15%左右，非化石能源将成为我国主要的能源供应方式。在未来非化石能源消费量持续增长的过程中，主要增量来自于核电、风电、光伏等一次电力能源装机的容量的持续增长。

图：2022与2060年一次能源需求结构对比



资料来源：国家发改委能源所《中国能源转型展望2024—执行摘要》，国信证券经济研究所整理 注：图中BCNS表示基准碳中和情景，ICNS表示理想碳中和情景

图：2022-2060年一次能源需求总量和结构（电热当量法）



资料来源：国家发改委能源所《中国能源转型展望2024—执行摘要》，国信证券经济研究所整理 注：图中BCNS表示基准碳中和情景，ICNS表示理想碳中和情景

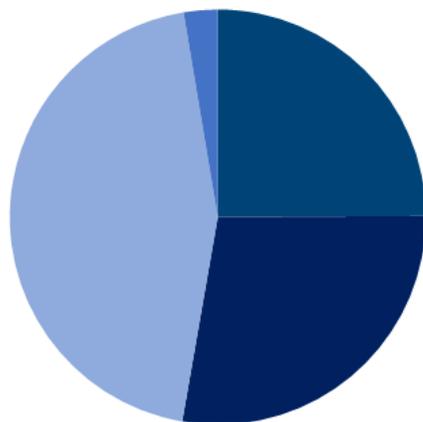
- [01] 能源转型发展，非化石能源发展空间较大
- [02] 水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量
- [03] 全球核电复苏强劲，长期发展稳步推进
- [04] 绿氨、绿氢长期发展趋势向好
- [05] 风险提示

可再生能源装机容量、发电量稳步增长

- **可再生能源装机容量持续增长。**国家能源局数据显示，2024年前三季度，全国可再生能源发电新增装机2.1亿千瓦（+21%），占电力新增装机的86%。其中，水电新增797万千瓦，风电新增3912万千瓦，太阳能发电新增1.61亿千瓦，生物质发电新增137万千瓦。截至2024年9月，全国可再生能源装机达到17.3亿千瓦（+25%），约占我国电力总装机容量的54.7%，其中，水电装机容量为4.3亿千瓦，占全国可再生能源的比重为24.9%；风电装机容量为4.8亿千瓦，占全国可再生能源的比重为27.8%；太阳能发电装机容量为7.7亿千瓦，占全国可再生能源的比重为44.6%；生物质发电装机0.46亿千瓦，占全国可再生能源的比重为2.6%。
- **发电量方面，2024年前三季度可再生能源发电量增长较大，光伏发电量同比增长率居前。**国家能源局数据显示，2024年前三季度，全国可再生能源发电量达2.51万亿千瓦时，同比增长21%，约占全部发电量的35.5%。其中，全国规模以上水电发电量10040亿千瓦时，同比增长16%；风电发电量7122亿千瓦时，同比增长13%；光伏发电量6359亿千瓦时，同比增长45.5%；生物质发电量1538亿千瓦时，同比增长4.3%。

图：国内可再生能源装机结构

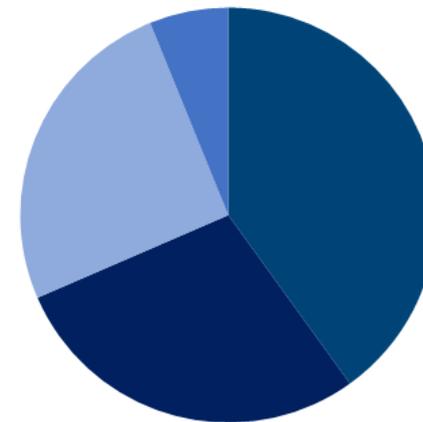
■水电 ■风电 ■光伏 ■生物质



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理 注：截至2024年第三季度。

图：2024年前三季度国内可再生能源发电量结构

■水电 ■风电 ■光伏 ■生物质

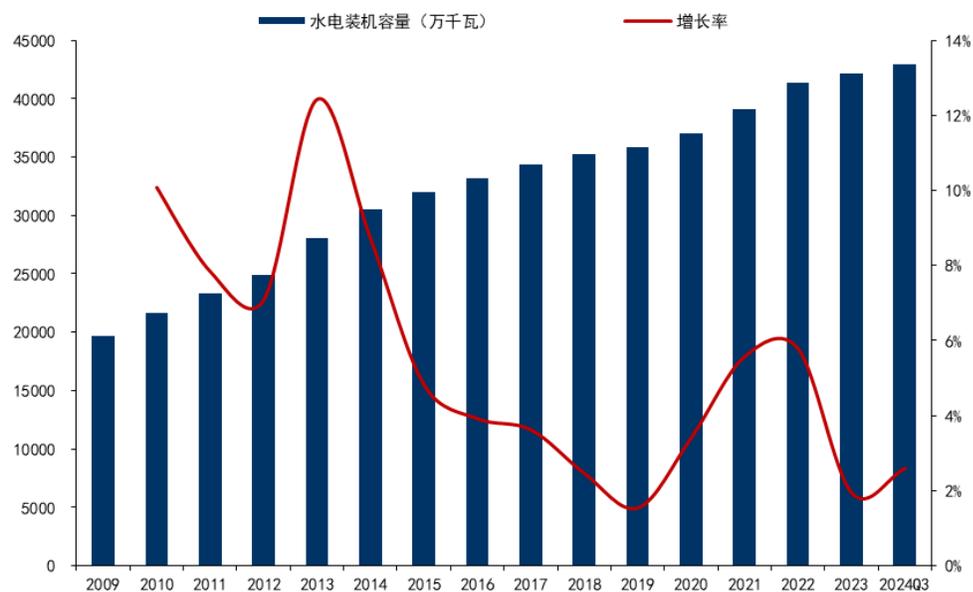


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

水电稳步发展，抽水蓄能增长空间较大

- **水电装机容量稳步增长。**2024年前三季度，全国新增水电并网容量797万千瓦，其中常规水电299万千瓦，抽水蓄能498万千瓦。截至2024年9月，全国水电累计装机容量达4.3 亿千瓦，占全国电力装机容量的比重为13.6%，其中常规水电3.75亿千瓦，抽水蓄能5591万千瓦。
- **水电基地建设持续推进，抽水蓄能迎来发展机遇期。**国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》提出，积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游、黄河上游等已纳入规划、符合生态保护要求的水电项目开工建设，推进雅鲁藏布江下游水电开发，“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量4000万千瓦左右。抽水蓄能方面，随着新型电力系统建设推进，抽水蓄能作为电力系统中重要的灵活性资源，将迎来快速发展的新阶段。中共中央、国务院发布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，到2030年，抽水蓄能装机容量超过1.2亿千瓦，较目前的抽水蓄能装机容量有翻倍增长的空间。目前，随着抽水蓄能盈利机制理顺，抽水蓄能项目盈利稳定，未来项目投运后将可以稳定贡献现金流和利润。

图：国内水电装机容量情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图：国内水电发电量情况

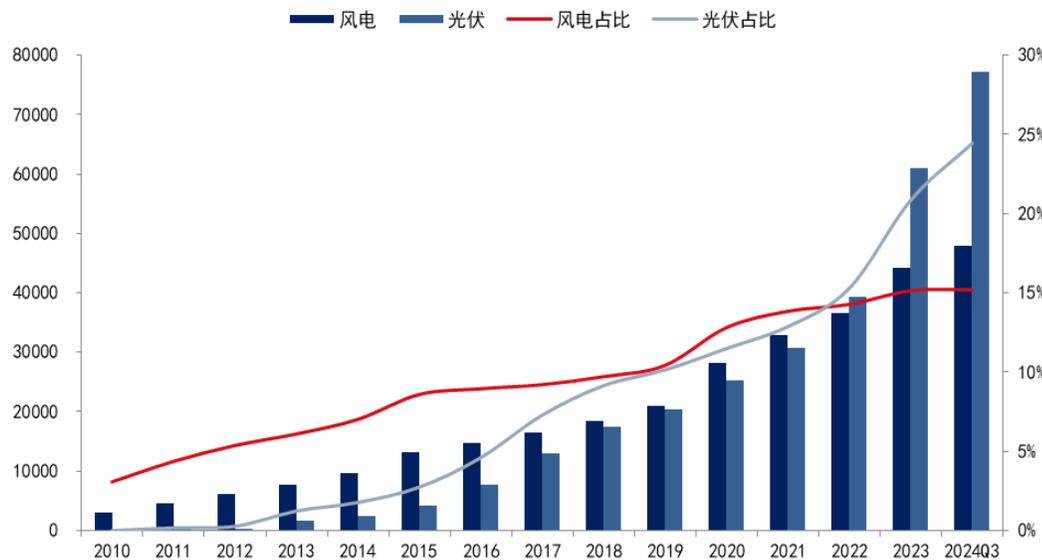


资料来源：国家能源局，国家统计局，国信证券经济研究所整理

新能源装机容量、发电量占比持续提升

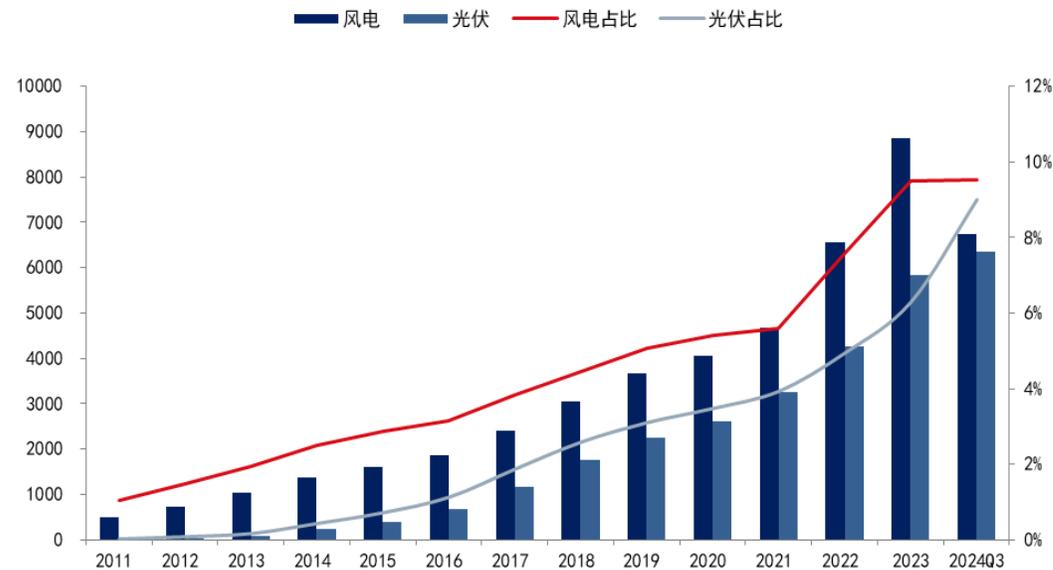
- “双碳”目标政策推进，国内风光新能源持续发展，装机容量、发电量规模不断增加，在电源、电量结构中的占比提升。
- 装机容量：**国家能源局数据显示，截至2024年9月，全国风电累计并网装机容量4.8亿千瓦，占全国发电量装机容量的比例为15.18%，其中陆上风电4.4亿千瓦，海上风电3910亿千瓦；全国光伏发电累计并网装机容量7.7亿千瓦，占全国发电量装机容量的比例为24.46%，其中集中式光伏4.3亿千瓦，分布式光伏3.4亿千瓦。风电、光伏发电装机容量占全国发电量装机容量的比例为39.64%，接近40%，较2023年底占比增加3.65pct。
- 发电量：**国家统计局数据显示，2024年1-9月，全国规上工业风电发电量6733亿千瓦时（+10.8%），占全国规上工业发电量的比例为9.5%；全国规上工业光伏发电量为6359亿千瓦时（+45.5%），占全国规上工业发电量的比例为9.0%。全国规上风电、光伏发电量合计为13092亿千瓦时，占全国规上工业发电量的比例为18.5%。

图：国内风电、光伏装机容量发展情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图：国内风电、光伏发电量情况（亿千瓦时）

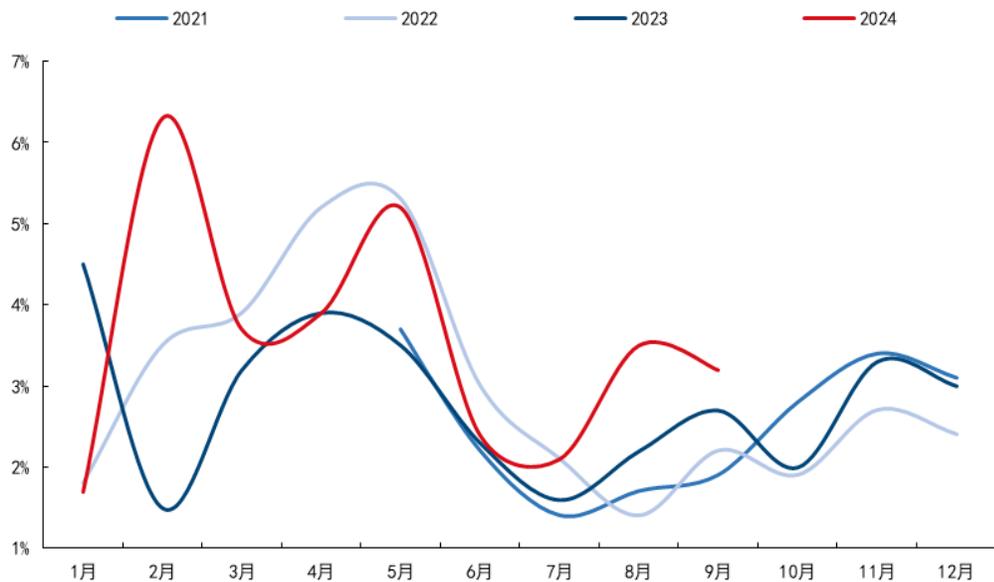


资料来源：国家能源局，国家统计局，国信证券经济研究所整理

消纳、电价问题对新能源发展带来挑战

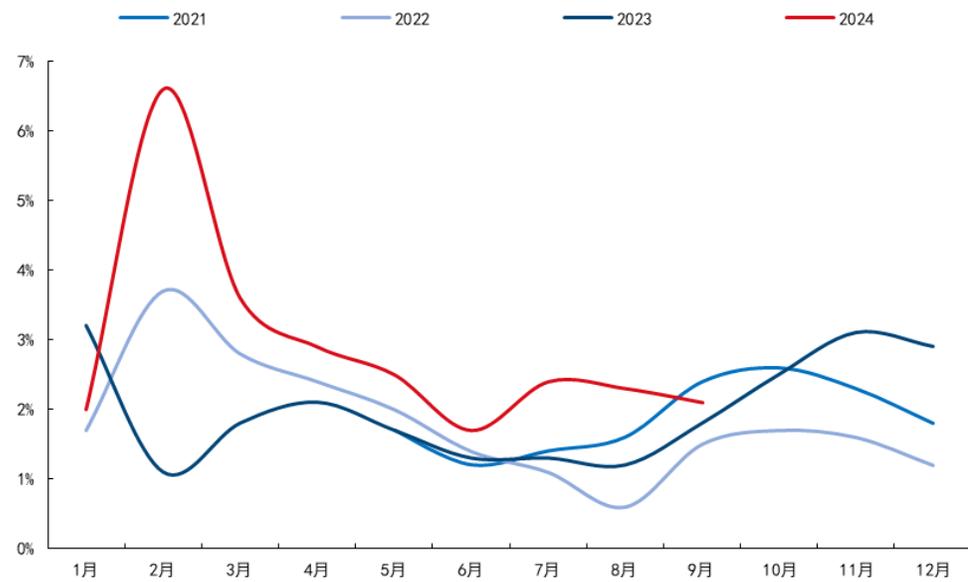
- 资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，电价、消纳问题引起市场担忧。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配，以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配，导致随着新能源并网规模持续增加，西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况，风光新能源消纳面临挑战，弃风弃光率开始上升，新能源参与市场化交易电量的电价呈下行趋势，部分地区电力现货市场出现负电价现象，对项目收益率带来一定影响。2024年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。
- 新能源发电参与市场交易大势所趋，2022年1月国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确提出到2030年，新能源全面参与市场交易。当前，新能源市场化交易电量占比持续增加，2023年新能源市场化交易电量6845亿KWh，占新能源发电量的比例为47.3%，同比增加8.9pct。未来随着新能源参与市场化交易的比例不断提升，预计部分地区新能源发电项目的上网电价或将继续下降。

图9：2021年以来国内弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图10：2021年以来国内弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

多地明确要求新能源参与电力市场交易



- 西部地区部分省份新能源参与市场化交易且执行峰谷电价机制，新能源参与市场化交易提出电量比例要求，参与市场交易的电量比例较高；在光伏发电出力较大的时段，多为谷电时段，电价下浮幅度较大。

表：西部地区部分省份新能源市场化交易政策政策梳理

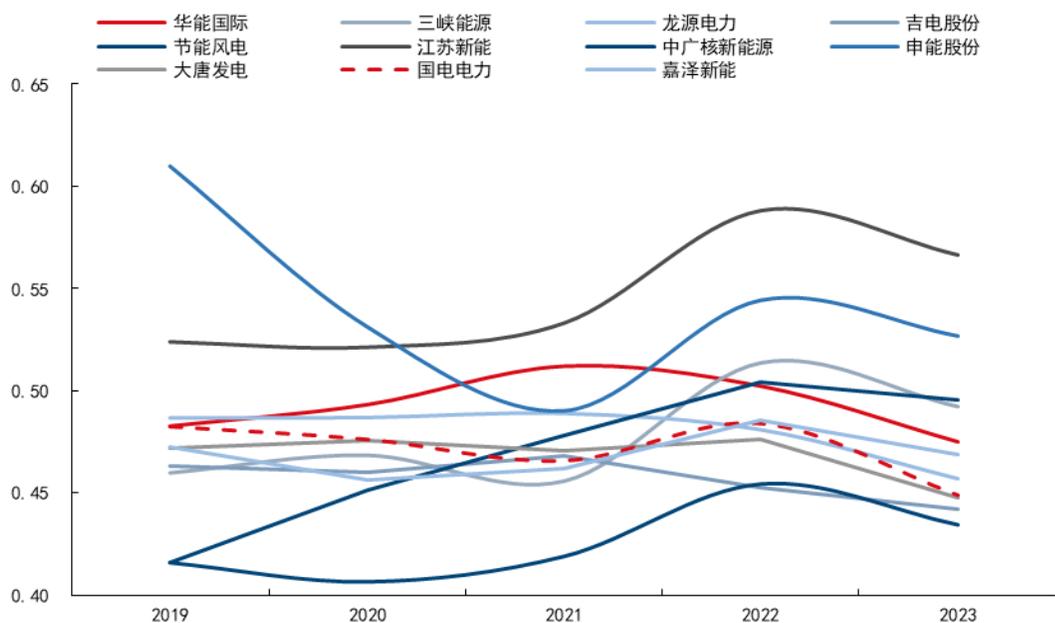
地区	政策文件	具体内容
宁夏	《宁夏回族自治区发展改革委关于做好2024年电力中长期交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none">促进新能源区内高效消纳。进一步优化交易时段，增加尖峰、深谷时段，实现分时段组织、分时段计量、分时段结算，以时段交易价格引导用户主动削峰填谷。为引导市场主体形成合理分时段交易价格，根据《自治区发展改革委关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》（宁发改价格〔管理〕〔2021〕602号），结合宁夏电网电力时段性供需情况，将24小时时段归为峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）三类，具体为：峰时段：7:00-9:00，17:00-23:00；谷时段：9:00-17:00；平时段：0:00-7:00，23:00-0:00。新能源暂按照不低于上年上网电量的40%（新并网场站参考同地区、同类型场站上网电量）参与年度交易。年中新并网新能源机组可通过多月、月度和旬交易完成40%电量比例要求。新能源价格浮动比例提升至30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的70%。
甘肃	甘肃省发改委 工信厅 国家能源局 甘肃监管办公室 《甘肃省2024年省内电力中长期年度交易组织方案》	<ul style="list-style-type: none">为保障我省非水可再生能源电力消纳权重指标完成，2024年年度交易各电力用户与新能源发电企业成交量占比不得低于其总需求电量的23.2%。交易出清：集中竞价交易：按24个电量时间段分别进行边际出清计算，形成对应的边际价格和出清电量，根据峰、平、谷三个时段对应的各时间段边际电价的加权平均价作为峰、平、谷各时段的出清电价形成最终无约束交易结果，经调度安全校核后形成有约束交易结果。新能源发电交易价格机制：依据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发改委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）要求，新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价。电力用户与新能源企业交易时均执行国家明确的新能源发电价格形成机制。时段划分：电采暖用户：依据《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善清洁取暖价格支持政策有关事项的通知》（甘发改价格〔2021〕488号）明确的取暖用电峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、18:00至24:00；平段为0:00至1:00、5:00至7:00、9:00至11:00、17:00至18:00；谷段为1:00-5:00、11:00-17:00。执行峰谷分时电价机制的其他用户：依据《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》（甘发改价格〔2021〕721号）明确的工商业用户峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、17:00至23:00；平段为23:00至24:00、0:00-7:00；谷段为9:00-17:00。
青海	青海省能源局 《关于开展2024年电力市场交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none">年度市场交易合同签订电量达到市场化总量的75%，新能源年度交易电量规模80%，多月、月度及月内交易合同电量占25%。做好分时段交易机制与峰谷分时电价政策衔接，中长期分时段交易光伏发电峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于20%形成（储能电站充电、绿电制氢等能量转换对应交易电量下浮不低于65%）；其他电源峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于65%形成。分时段交易划分为峰、平、谷时段，其中峰时段为8:00-9:00、19:00-23:00（5个小时），低谷时段为11:00-16:00（5个小时），其余时段为平时段。
新疆	新疆发改委《新疆维吾尔自治区2024年电力中长期交易实施方案》	<ul style="list-style-type: none">年度双边直接交易售方为满足交易准入条件的火电企业（含煤电、气电、油电、生物质发电、资源综合利用发电等）、新能源企业、水电企业。购售双方先申报平时段电价。峰时段报价下限为平时段价格×（1+P峰），谷时段报价上限为平时段价格×（1-P谷），尖峰时段报价下限为平时段价格×（1+P尖），深谷时段报价上限为平时段价格×（1-P深谷）。高峰时段8小时：8:00—11:00，19:00—24:00；平时段8小时：11:00—13:00，17:00—19:00，0:00—4:00；低谷时段8小时：4:00—8:00，13:00—17:00。
内蒙古	内蒙古自治区能源局《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none">发电企业：符合电力市场入市条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电（暂不含分散式风电）及光伏发电（暂不含分布式光伏和扶贫光伏）项目，可按要求直接参与市场。发电电量53亿千瓦时（折算利用小时数300小时）、特许权项目28亿千瓦时（折算利用小时数2000小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外风电项目所发电量均参与电力市场。初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时（折算利用小时数250小时），领跑者项目26亿千瓦时（折算利用小时数1500小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外光伏发电项目所发电量均参与电力市场。新能源交易：新能源交易按照年度、月度、月内等周期组织，执行峰平谷分时段价格，按照享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏、不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏分别组织开展。享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格，交易申报价格暂不得低于2023年享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏项目区内平均成交价格，后期可根据交易组织情况适当调整。不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏优先开展双边协商交易，协商交易结束后，未成交以及未参与协商交易电量可以参加挂牌交易，挂牌交易价格在蒙西地区燃煤发电基准价的基础上浮动不超过10%。自治区明确支持的战略性新兴产业电力用户在新能源竞价交易中优先成交。

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

电价分化，风电电价较为稳定，光伏电价呈下降趋势

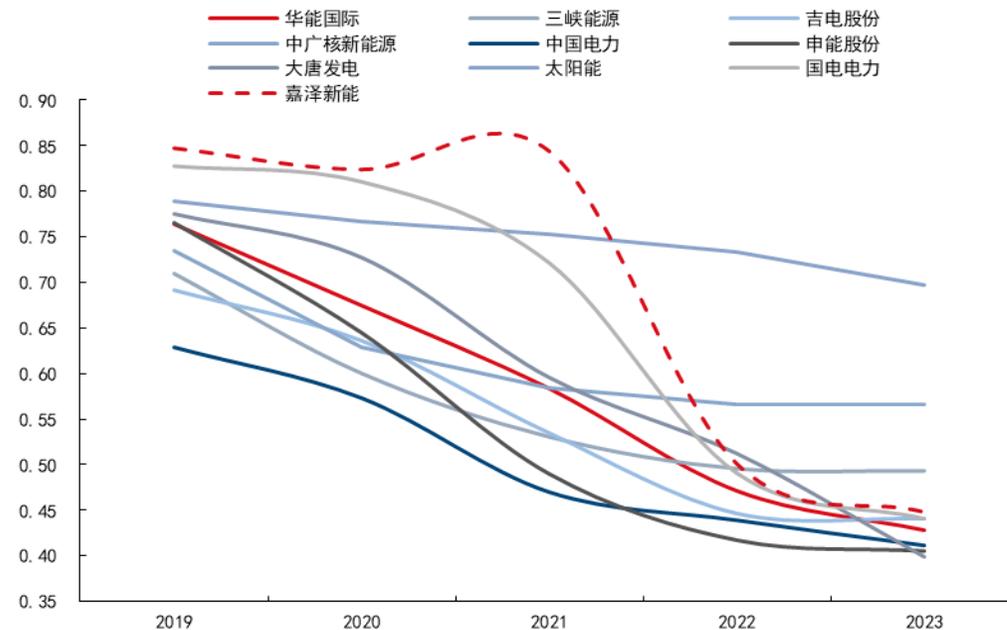
- 从上市的新能源发电相关公司2019-2023年风电平均上网电价走势来看，风电上网电价较为平稳，主要原因在于风电项目出力时点较为均匀，电价受市场化交易的影响相对较小，市场化交易对风电项目收益率的影响相对较小；
- 从各公司2019-2023年光伏平均上网电价走势来看，光伏上网电价整体呈现下降趋势，2022年后平均上网电价大幅下降，主要原因在于平价项目装机容量增加，以及光伏出力时点较为集中，光伏出力较大的时点多处于电价谷/平价时段，或电力供需相对宽松使得市场化交易电价偏低，因而使得光伏项目上网电价下降。

图：2019-2023年各公司风电上网电价（元/KWh，不含税）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图：2019-2023年各公司光伏上网电价（元/KWh，不含税）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

新能源发展支持政策持续出台，促进新能源消纳改善



表：2024年以来国家支持新能源发展的政策梳理

时间	发布部门	政策文件	具体内容
2024年5月29日	国务院	《2024—2025年节能降碳行动方案》	<ul style="list-style-type: none">总体要求：2024年，非化石能源消费占比达到18.9%左右；2025年，非化石能源消费占比达到20%左右。重点任务：化石能源消费减量替代行动，非化石能源消费提升行动，钢铁、石化化工、有色金属、建材、建筑、交通运输行业节能降碳行动，公共机构节能降碳行动，用能产品设备节能降碳行动。非化石能源消费提升行动加大非化石能源开发力度。加快建设以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地。合理有序开发海上风电，促进海洋能规模化开发利用，推动分布式新能源开发利用。到2025年底，全国非化石能源发电量占比达到39%左右。提升可再生能源消纳能力。加快建设大型风电光伏基地外送通道，提升跨省跨区输电能力。加快配电网改造，提升分布式新能源承载力。积极发展抽水蓄能、新型储能。到2025年底，全国抽水蓄能、新型储能装机分别超过6200万千瓦、4000万千瓦。大力促进非化石能源消费。科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90%。“十四五”前三年节能降碳指标进度滞后地区要实行新上项目非化石能源消费承诺，“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于20%，鼓励地方结合实际提高比例要求。加强可再生能源绿色电力证书交易与节能降碳政策衔接，2024年底实现绿证核发全覆盖。完善价格政策。落实煤电容量电价，深化新能源上网电价市场化改革。
2024年7月25日	国家发改委、国家能源局、国家数据局	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	<ul style="list-style-type: none">大规模高比例新能源外送攻坚行动。提高在输电通道新能源电量占比。适应新能源快速发展需要，通过有序安排各类电源投产，同步加强送受端网架，提升送端功率调节能力，有效提高在输电通道新能源电量占比。新能源系统友好性能提升行动。打造一批系统友好型新能源电站。整合源储资源、优化调度机制、完善市场规则，提升典型场景下风电、光伏电站的系统友好性能。改造升级一批已配置新型储能但未有效利用的新能源电站，建设一批提升电力供应保障能力的系统友好型新能源电站，提高可靠出力水平，新能源置信出力提升至10%以上。实施一批算力与电力协同项目。统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。
2024年8月2日	国家能源局	《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）》	<ul style="list-style-type: none">紧密围绕新型电力系统建设要求，加快推动一批配电网建设改造任务，补齐配电网安全可靠供电和应对极端灾害能力短板，提升配电网智能化水平，满足分布式新能源和电动汽车充电设施等大规模发展要求；制修订一批配电网规划设计、建设运营、设备接入标准，持续提升配电网运营效益。工作重点：围绕供电能力、抗灾能力和承载能力提升，结合各地实际，重点推进“四个一批”建设改造任务。
2024年8月11日	中共中央、国务院	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	<ul style="list-style-type: none">加快产业结构绿色低碳转型。大力推动钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸、印染等行业绿色低碳转型，推广节能低碳和清洁生产装备，推进工艺流程更新升级。大力发展非化石能源。加快西北风电光伏、西南水电、海上风电、沿海核电等清洁能源基地建设，积极发展分布式光伏、分散式风电。到2030年，非化石能源消费比重提高到25%左右。加快构建新型电力系统。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同，鼓励在气源可落实、气价可承受地区布局天然气调峰电站，科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电。建设智能电网，加快微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化项目建设。加强电力需求侧管理。到2030年，抽水蓄能装机容量超过1.2亿千瓦。深化电力价格改革，完善鼓励灵活性电源参与系统调节的价格机制，实行煤电容量电价机制，健全阶梯电价制度和分时电价政策，完善高耗能行业阶梯电价制度。健全绿色转型市场化机制。完善绿色电力证书交易制度，加强绿电、绿证、碳交易等市场化机制的政策协同。
2024年10月18日	国家发改委、国家能源局等六部门	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	<ul style="list-style-type: none">2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上。全面提升可再生能源供给能力。加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，推动海上风电集群化开发。科学有序推进大型水电基地建设，统筹推进水风光综合开发。就近开发分布式可再生能源。加快可再生能源配套设施建设。加强可再生能源和电力发展规划的衔接，推动网源协调发展。推动电网主干网架提质升级，加强跨省跨区输电通道建设，优化调度控制，优先调度可再生能源电力。持续优化配电网网架结构，加快配电网一、二次融合和智能化升级，优化配电网调度机制，提升配电网灵活性和承载力，支撑分布式可再生能源快速发展。加强热力、燃气管网及氢能供应网络等基础设施建设和升级改造，强化管网互联互通，就近接纳更多非电可再生能源。深入挖掘需求侧资源调控潜力。积极拓宽需求响应主体范围，加快构建需求响应资源库。鼓励具备充放电能力的需求响应主体参与电力市场。协同推进工业用能绿色低碳转型。科学引导工业向可再生能源富集、资源环境可承载地区有序转移，强化钢铁、有色、石化化工、建材、纺织、造纸等行业与可再生能源耦合发展。完善绿色能源消费机制。全面落实非化石能源不纳入能源消耗总量和强度控制要求，使用绿证作为可再生能源电力消费核算的基础凭证，加强绿证与节能降碳政策的有效衔接。完善可再生能源电力消纳责任权重机制，将消纳责任落实到重点用能单位，加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束。加快建立基于绿证的绿色电力消费认证机制。推进绿证绿电与全国碳市场衔接。健全市场机制和价格机制。深化新能源上网电价市场化改革，建立和完善适应可再生能源特性的电力中长期、现货和辅助服务市场交易机制，支持可再生能源发电项目与各类用户开展直接交易及与用户签订多年购售电协议。推动具备提供辅助服务能力的可再生能源发电或综合利用系统公平参与辅助服务市场。建立健全可再生能源供热、生物天然气、清洁低碳氢的市场机制。建立健全储能价格机制。对实行两部制电价集中式充换电设施用电在规定期限内免收需量（容量）电费。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国家能源局，国信证券经济研究所整理

非水可再生能源消纳责任权重提升，新增电解铝行业绿电消费比例



国信证券
GUOSEN SECURITIES

表：各省（自治区、直辖市）可再生能源电力非水电消纳责任权重

	2021年	2022年	2023年	2024年	2025E
北京	17.50%	18.80%	20.00%	23.80%	25.14%
天津	16.00%	17.50%	18.70%	22.20%	23.54%
河北	16.00%	17.80%	19.00%	23.70%	25.04%
山西	19.00%	20.30%	21.50%	26.50%	27.84%
山东	12.50%	14.50%	15.70%	19.50%	20.84%
内蒙古	19.50%	20.80%	22.00%	27.00%	28.34%
辽宁	13.50%	14.80%	16.00%	21.00%	22.34%
吉林	21.00%	22.30%	23.50%	30.00%	30.00%
黑龙江	20.00%	21.50%	22.70%	30.00%	30.00%
上海	4.00%	5.20%	6.00%	8.00%	9.34%
江苏	10.50%	11.80%	13.00%	16.10%	17.44%
浙江	8.50%	9.80%	11.00%	12.30%	13.64%
安徽	14.00%	15.30%	16.50%	20.30%	21.64%
福建	7.50%	8.80%	10.00%	11.50%	12.84%
江西	12.00%	13.30%	14.50%	18.00%	19.34%
河南	18.00%	19.80%	21.00%	28.00%	29.34%
湖北	10.00%	11.30%	12.50%	17.50%	18.84%
湖南	13.50%	14.80%	16.00%	22.50%	23.84%
重庆	4.00%	5.30%	6.50%	9.00%	10.34%
四川	6.00%	7.30%	8.00%	9.50%	10.84%
陕西	15.00%	17.30%	18.50%	20.50%	21.84%
甘肃	18.00%	20.30%	21.50%	27.50%	28.84%
青海	24.50%	26.00%	27.20%	30.00%	30.00%
宁夏	22.00%	23.30%	24.50%	30.00%	30.00%
新疆	12.50%	13.30%	12.80%	13.50%	14.84%
广东	5.00%	6.30%	7.50%	9.00%	10.34%
广西	10.00%	11.30%	12.50%	16.50%	17.84%
海南	8.00%	9.30%	10.50%	17.50%	18.84%
贵州	8.50%	9.80%	11.00%	16.50%	17.84%
云南	15.00%	15.00%	17.00%	18.10%	19.44%

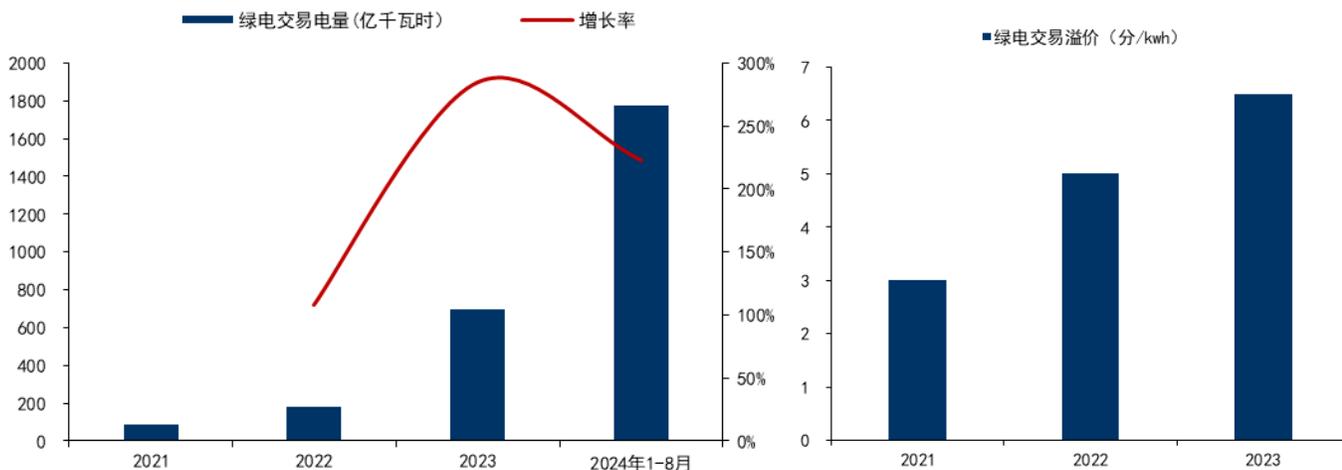
- 2024年8月2日，国家发改委办公厅、国家能源局综合司发布《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确了2024年和2025年各省（自治区、直辖市）的可再生能源电力消纳责任权重，并首次新设电解铝行业绿色电力消费比例目标，要求各省按权重推动可再生能源电力建设和跨省交易，确保责任权重的完成，促进可再生能源高质量发展和碳达峰碳中和目标的实现。
- 非水电（包括风电、光伏、生物质能等）的消纳责任权重提升。**2024年“非水可再生能源”消纳权重最大的省（区）集中在西北和东北地区，分别为青海、宁夏、吉林、黑龙江，均为30%。2023年多数省（区、市）非水电消纳责任权重上调了1.2pct，提升比例相同；2024年各省（区、市）权重提升比例则有差异，黑龙江、河南、海南较去年提高7个百分点及以上；吉林、湖南、甘肃较去年提高了6个百分点及以上。
- 新增电解铝行业绿色电力消费比例目标。**自发布可再生能源消纳责任权重及有关事项的通知以来，主要关注均聚焦于各省、自治区、直辖市的可再生能源电力消纳责任权重，并未对特定行业提出绿色电力消费比例目标。在2024年的通知中，首次对电解铝行业提出了绿色电力消费比例目标，并指出电解铝行业的绿色电力消费比例完成情况以绿证核算，2024年只监测不考核。2024年各省（区、市）电解铝行业绿色电力消费比例目标中，最大的是四川、青海、云南，均为70%。

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

绿电、绿证交易规模扩大，促进新能源发电项目收益稳定

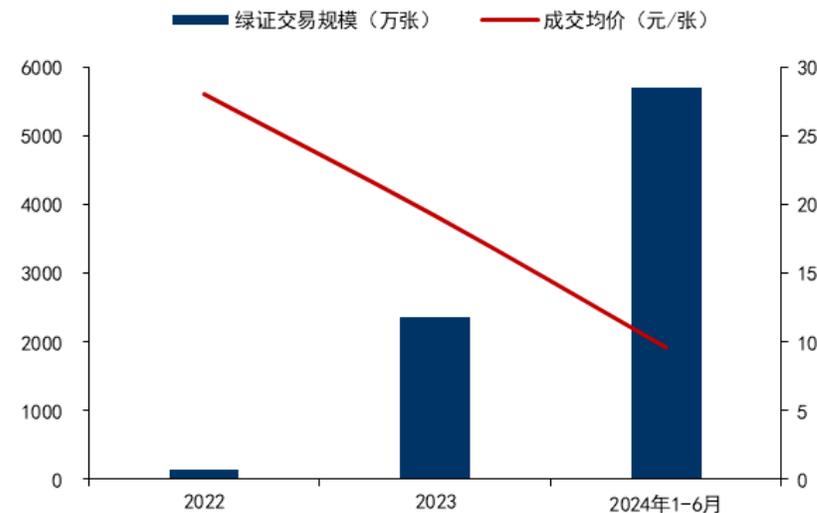
- **国家政策大力支持绿电、绿证交易。**2023年8月，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》发布，此后2024年2月，国家发改委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，首次将绿证交易纳入省级政府考核；2024年8月，国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》，明确绿电交易主体范围、绿电交易方式、价格机制、交易结算和偏差处理等，规范绿电交易，有效体现绿色电力的环境价值。国家政策大力支持，绿证核发规模不断扩大，国家能源局数据显示，截至2024年9月，全国累计核发绿证23.19亿个，其中风电7.93亿个，占比34.19%；太阳能发电4.84亿个，占比20.86%；常规水电8.85亿个，占比38.16%；生物质发电1.56亿个，占比6.71%；其他可再生能源发电190万个，占比0.08%。
- **绿电、绿证交易需求释放，交易规模大幅增长。**近年来，能源、钢铁、互联网等行业对于绿电的消费需求持续释放。中电联数据显示，2024年1-8月，我国绿色电力交易电量达1775亿千瓦时，同比增长223%，绿证交易超过2亿张，同比增长近5倍。绿电、绿证市场交易活跃。从绿电交易价格来看，由于当前绿电交易市场供需偏紧，绿电交易较燃煤标杆电价存有溢价，体现出绿电的环境价值，有助于促进新能源发电项目的电价保持稳定，促进新能源项目的收益率维持在合理水平。

图：2021年以来全国绿电交易规模情况及国家电网经营区域绿电环境溢价情况



资料来源：国家能源局，中电联，《我国绿电交易现状及重点问题研究》，北京电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图：国家电网经营区域绿证交易规模及成交均价



资料来源：《我国绿电交易现状及重点问题研究》，北京电力交易中心，国信证券经济研究所整理

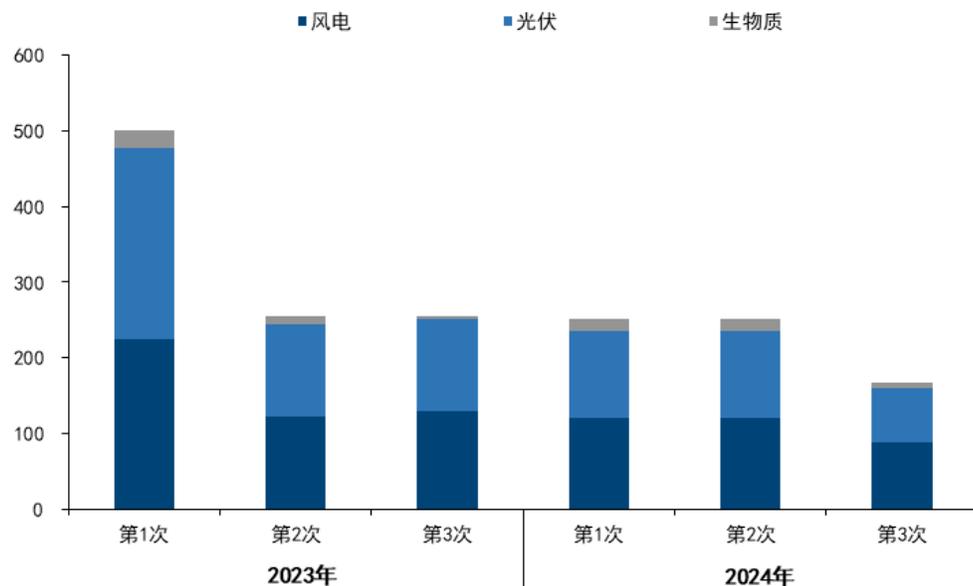
可再生能源补贴有望逐步发放，改善新能源发电企业财务状况

- 可再生能源补贴欠款存在对新能源发电企业的现金流带来一定影响，随着财政政策发力，新能源可再生能源补贴欠款或将逐步发放，而电力企业可再生能源补贴落地，现金流状况将有所改善，同时资产负债率将有所下降，财务结构改善，推动新能源项目建设落地。
- 从应收账款余额/市值的角度来看，在上市公司中，大唐新能源、上海电力、中国电力、金开新能、中广核新能源、太阳能、吉电股份等公司的应收账款余额/市值的数值较大，超过60%，若未来可再生能源补贴逐步有序发放，上述企业的受益程度或相对更大。

图：新能源发电上市公司应收账款情况

股票代码	公司简称	市值（亿元）	应收账款余额（亿元）	应收账款/市值	PE TTM	PB(LF)
600905.SH	三峡能源	1,385	424.9	30.7%	20.3	1.6
001289.SZ	龙源电力	1,509	395.18	26.2%	26.9	2.1
600011.SH	华能国际	1,149	472.0	41.1%	18.3	2.0
600795.SH	国电电力	870	230.9	26.5%	9.5	1.6
601991.SH	大唐发电	559	199.8	35.8%	18.9	1.8
000875.SZ	吉电股份	167	100.9	60.2%	13.5	1.3
600021.SH	上海电力	291	248.3	85.3%	11.3	1.5
600886.SH	国投电力	1,132	161.8	14.3%	15.6	2.0
600956.SH	新天绿能	328	72.7	22.1%	15.0	1.5
600642.SH	申能股份	410	95.4	23.3%	9.7	1.2
000539.SZ	粤电力A	256	90.7	35.4%	35.8	1.1
600098.SH	广州发展	229	39.3	17.1%	13.5	0.9
000883.SZ	湖北能源	332	47.7	14.4%	13.3	1.0
600483.SH	福能股份	258	51.6	20.0%	9.3	1.1
600863.SH	内蒙华电	294	47.1	16.0%	12.9	1.8
000537.SZ	中绿电	207	64.0	30.9%	20.2	1.1
601778.SH	晶科科技	114	62.2	54.8%	53.1	0.7
601016.SH	节能风电	219	73.6	33.5%	14.7	1.3
000591.SZ	太阳能	208	127.1	61.2%	14.6	0.9
600821.SH	金开新能	119	80.1	67.4%	14.6	1.3
600032.SH	浙江新能	198	84.4	42.6%	27.7	1.6
601619.SH	嘉泽新能	83	34.7	42.0%	11.7	1.2
000862.SZ	银星能源	53	25.2	47.4%	35.7	1.2
603693.SH	江苏新能	93	31.1	33.5%	17.9	1.4
600163.SH	中闽能源	112	27.8	24.9%	15.9	1.7
001258.SZ	立新能源	63	20.0	31.7%	94.8	2.1
1798.HK	大唐新能源	155	205.0	132.3%	7.5	0.8
1811.HK	中广核新能源	103	66.8	65.2%	5.2	0.8
2380.HK	中国电力	407	318.9	78.3%	10.5	0.7
0836.HK	华润电力	933	355.2	38.1%	6.8	1.0

图：国家电网有限公司可再生能源电价附加补助资金转付情况（亿元）



资料来源：国网新能源云平台，国信证券经济研究所整理

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：A股上市公司应收账款余额数据截至2024Q3。港股上市公司应收账款余额数据截至2024H1；市值采用2014-11-1日收盘价；港股上市公司单位为港元。

海上风电加快发展，长期增长空间较大

- 海上风电装机容量稳步增长，在风电装机中占比进一步提升。国家能源局数据显示，截至2023年，国内海上风电累计装机容量为3729万千瓦，同比增长22.4%，占全国风电装机容量的比例为8.45%，较2022年同比增加0.11pct。2024年以来海上风电新增装机容量181万千瓦，装机容量实现进一步增长。
- 沿海省份要实现可再生能源发展目标和“双碳”目标，发展海上风电是主要路径之一。沿海主要省份均发布了海上风电发展规划，明确“十四五”期间海上风电开发、投运装机规模，促进沿海省份电力能源安全保供的同时助力减碳目标实现。在沿海省份中，江苏、福建、广东等省份“十四五”期间海上风电开发规模较大。
- 海上风电项目利用小时数高，消纳条件好，设备及建设成本下行，海上风电项目的盈利性较好，2024年以来，上海、福建等地区陆续开展海上风电项目竞配，广东、海南、江苏、浙江等省份海上风电项目列入2024年重点项目。预计随着各省加快海上风电项目资源配置和项目建设，未来随着沿海地区海上风电项目逐步投产，预计海上风电装机容量有望保持较快增速。

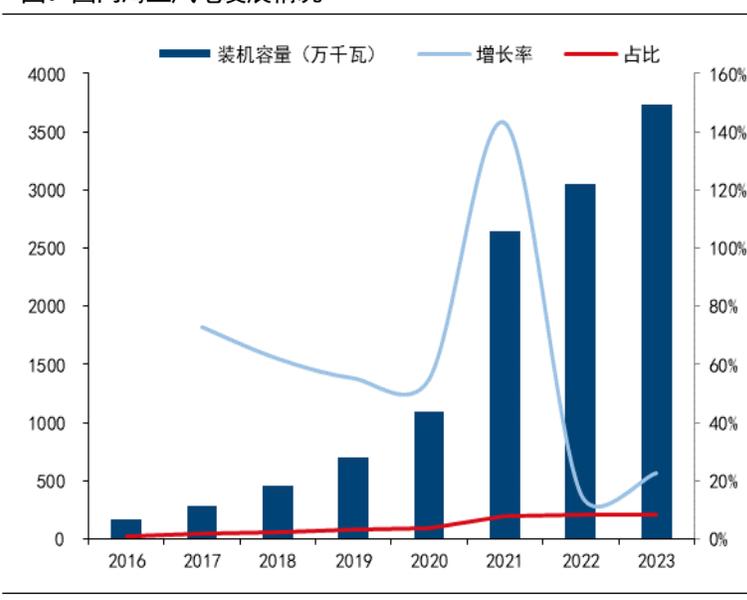
表：沿海省份海上风电发展规划梳理

地区	政策文件	海上风电发展规划
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	到2025年，力争海上风电累计并网装机容量达到 405万千瓦 。
天津	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》	结合海洋功能区划、沿岸经济建设及产业布局等，优先发展离岸距离不少于10公里、滩涂宽度超过10公里时海域水深不少于10米的海域，加快推进远海90万千瓦海上风电项目前期工作。
河北	《河北省“十四五”海上风电规划》	省管海上风电 180万千瓦 （秦皇岛50万千瓦，唐山130万千瓦），国管海上风电 550万千瓦 。2025年前省管海域并网60万千瓦，国管海域并网100万千瓦。
山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	加快发展海上风电，以渤中、半岛南、半岛北三大片区为重点， 打造千万千瓦级海上风电基地 。
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	优化风电发展结构，重点发展海上风电。加快完成灌云、滨海、射阳、大丰、如东、启东等地存量海上风电项目建设，形成近海千万千瓦级海上风电基地。到2025年，全省海上风电装机达到 1500万千瓦 以上。
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》 《上海市2024年度海上风电项目竞争配置工作方案》	近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发，力争新增规模 180万千瓦 。 竞争配置范围为国家能源局批复我市海上风电规划场址中的市管海域横沙东部场址、崇明东部场址，以及国管深远海I场址、II场址，总装机容量 580万千瓦 。
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，全省新增海上风电、光伏装机翻一番，增量确保达到1700万千瓦力争达到2000万千瓦。海上风电：新增装机 455万千瓦 以上，力争达到500万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造3个以上百万千瓦级海上风电基地。
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	海上风电发展方面，“十四五”期间，新增开发规模 1030万千瓦 ；稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480万千瓦 。
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，广东省将大力发展海上风电，新增海上风电装机容量 1700万千瓦 。
广西	《广西能源发展“十四五”规划》	到2025年，全区核准开工海上风电装机750万千瓦，其中力争新增并网装机 300万千瓦 。
海南	《海南省海上风电场工程规划（修编）》	海南省海上风电场址由11个增加至18个，场址编号为CZ1~CZ18，规划面积约3543km ² ，规模为 2490万千瓦 ，场址平均水深位于8m~100m之间，离岸距离位于10km~106km之间，涉及临高、儋州、昌江、东方、乐东和万宁共6个市县。

资料来源：各省发改委，国信证券经济研究所整理

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

图：国内海上风电发展情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

- [01] 能源转型发展，非化石能源发展空间较大
- [02] 水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量
- [03] 全球核电复苏强劲，长期发展稳步推进
- [04] 绿氨、绿氢长期发展趋势向好
- [05] 风险提示

我国核电核准常态化，行业发展全球领先

- **我国核电行业全球领先。**我国商运核电机组数量达到56台，总装机5821.8万千瓦，位列全球第三；在建核电机组26台，总装机容量3030万千瓦，保持世界第一，但我国核电发电量进展全国发电量的4.86%，低于世界平均水平。
- **核电核准常态化，增长确定性较高。**2019年重启核电核准至今，我国一共核准了44台核电机组，2022-2024年核准数量均在10台及以上。我国在建及核准待建机组达到46台，总装机5547.1万千瓦。
- **核电审批和建设加快，项目储备充足。**核电项目自环评（选址阶段）至获得核准用时最快半年左右，以金七门一期为例，2023年6月环评受理，11月10日环评批复，12月29日获核准。目前防城港三期、海阳三期等项目环评（选址阶段）已获批复，台山二期、三门三期等项目受理或拟批复。自核准到2台机组全部FCD用时1-2年，以漳州二期为例，2022年9月获核准，两台机组分别于2024年3月/9月FCD。核电建设周期60个月左右，以漳州1号为例，2019年10月16日FCD，若2024年内顺利投产，建设周期不超过61.5个月。

图：全国核电发电量及占比



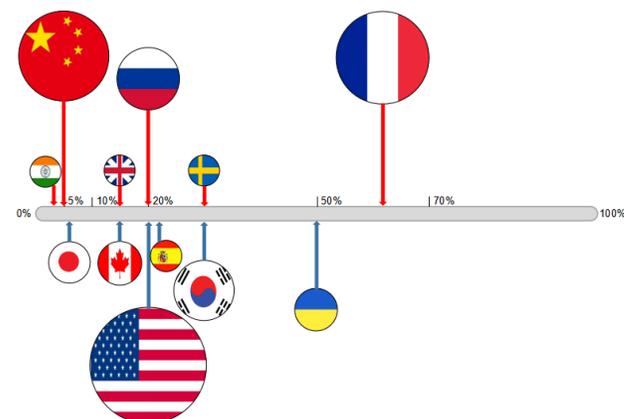
资料来源：Wind，国家统计局，国信证券经济研究所整理

图：历年核电机组核准数量



资料来源：国务院常务会议，国信证券经济研究所整理

图：全球核电装机及核电在本国电力结构中的占比示意图



资料来源：IAEA，中国核能行业协会，国信证券经济研究所整理

我国在运和在建及核准待建核电站情况

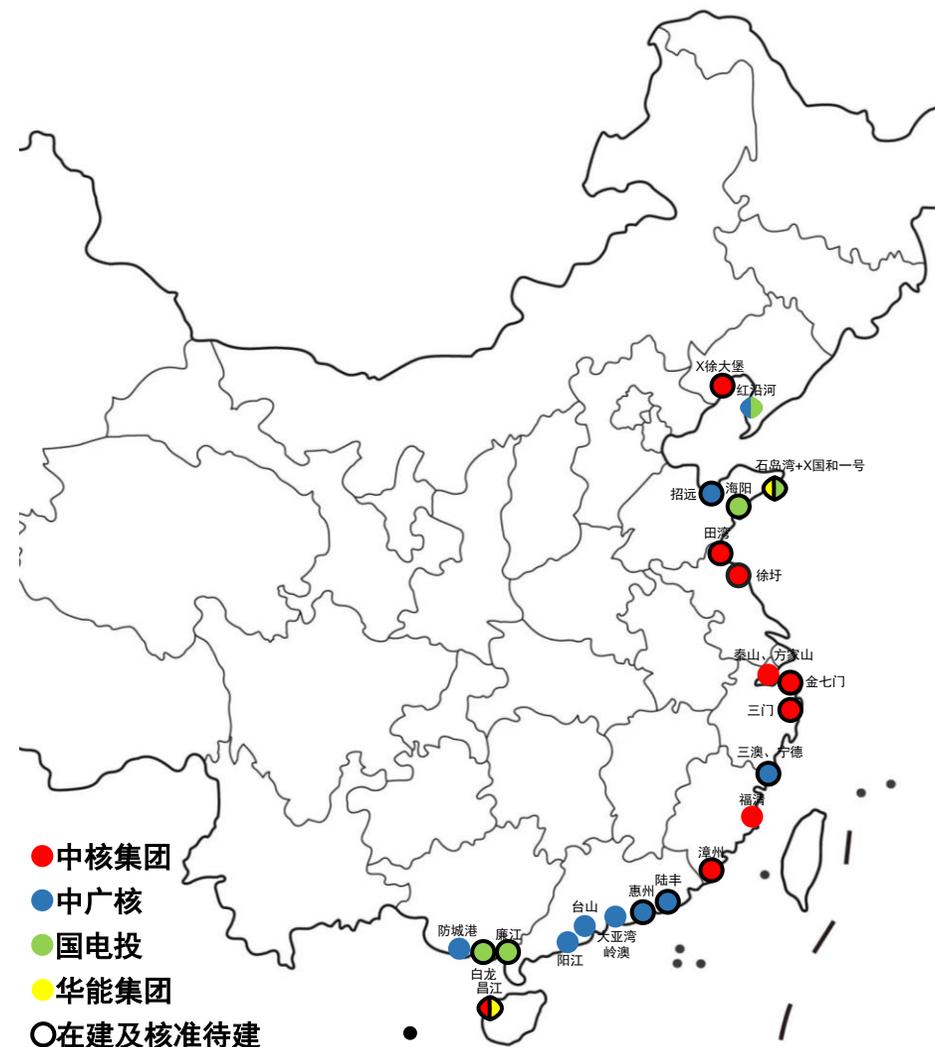
表：全国在运和在建核电站情况

省份	核电站	业主单位	在运机组数量	在运总装机 (MW)	在建及核准待建机组数量	在建及核准待建总装机 (MW)
辽宁	红沿河	中广核/国电投	6	6714		
	徐大堡	中核集团			4	5130
山东	石岛湾	华能集团	1	211	2	2450
	国和一号示范工程	国电投			2	3068
	海阳	国电投	2	2506	2	2506
江苏	招远	中广核			2	2428
	田湾	中核集团	6	6608	2	2530
浙江	徐圩	中核集团			3	3076
	秦山 ¹	中核集团	7	4486		
福建	方家山	中核集团	2	2178		
	三门	中核集团	2	2502	2	2502
	金七门	中核集团			2	2430
	三澳	中广核			4	4850
广东	宁德	中广核	4	4356	2	2420
	福清	中核集团	6	6678		
	漳州	中核集团			4	4848
广西	陆丰	中广核			4	4890
	太平岭	中广核			4	4822
	岭澳 ²	中广核	4	4152		
	大亚湾	中广核	2	1968		
	台山	中广核	2	3500		
	阳江	中广核	6	6516		
海南	廉江	国电投			2	2500
	防城港	中广核	4	4548		
海南	白龙	国电投			2	2500
	昌江	中核集团	2	1300	1	125
海南	昌江	华能集团			2	2396
	合计		56	58218	46	55471

资料来源：国家核安全局，中国核能行业协会，国信证券经济研究所整理

注：1：包括秦山核电厂、秦山第二核电厂和秦山第三核电厂；2：包括岭澳核电、岭东核电

图：全国在运和在建核电站情况

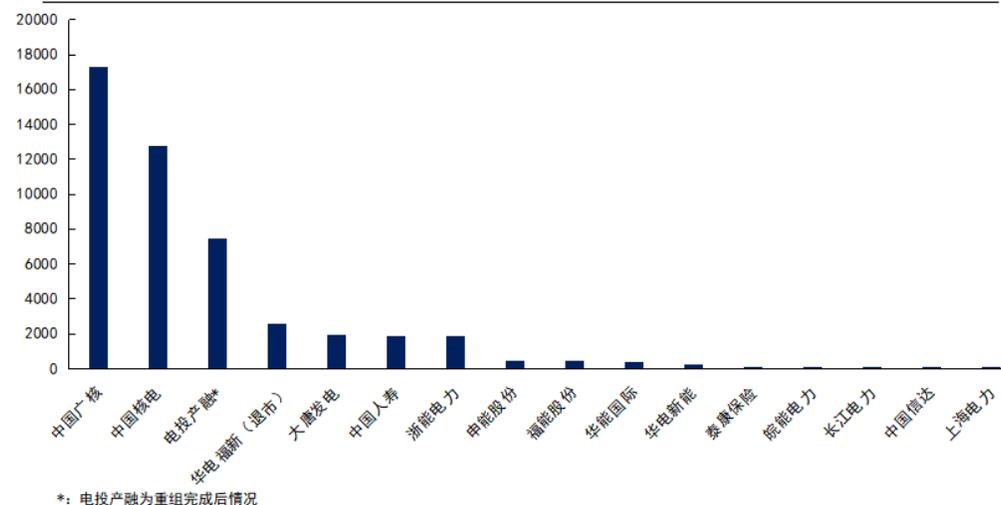


资料来源：国家核安全局，国信证券经济研究所整理 注：不含中国台湾核电

A股核电将呈三足鼎立，核电集中投产期将至

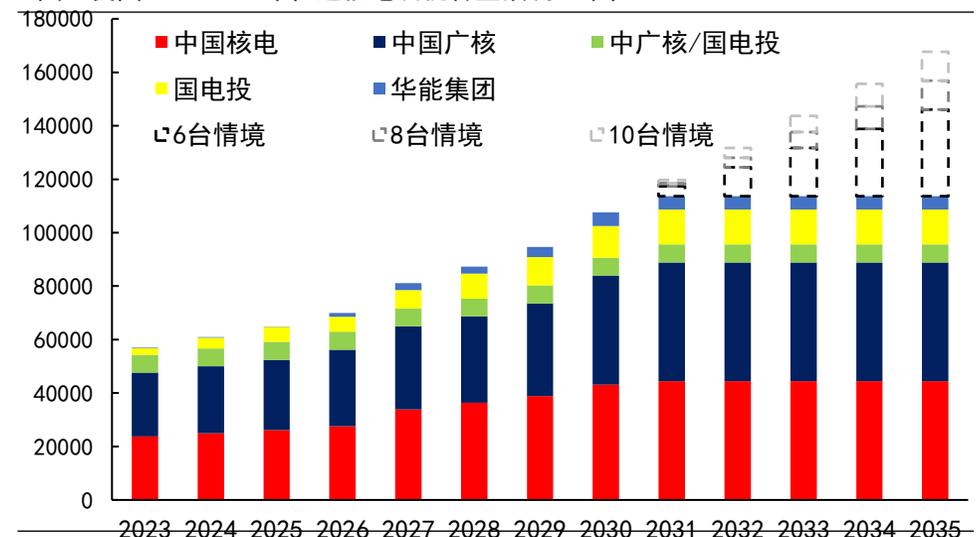
- **电投产融重组，打造A股第三家核电公司。**电投产融发布重组预案，拟置入电投核能100%股权。电投核能控股（包括共同控制）在运核电8台，装机规模921万千瓦；管理国家电投集团控股核准在建机组8台，装机规模1056万千瓦，并参股红沿河核电、三门核电等核电项目，在运权益装机743万千瓦。重组完成后电投产融将成为A股第三家核电运营公司，我国仅有的四张核电运营牌照中仅华能集团核电资产暂未上市。
- **核电集中投产期将至，装机容量将快速增长。**截至2024年11月15日，我国在建核电机组中，中核漳州1号机组和国电投国和一号示范工程1号机组预计将于年内投产，预计2025年投产3台机组，2026年投产4台机组（包括海南小堆），2027年将进入集中投产期，预计投产9台机组。按当前在建机组及已核准未开工机组情况测算，到2030年我国在运核电装机将突破1亿kW，若未来保持每年10台的核准节奏，到2034年我国在运核电装机首次达到1.5亿kW。

图：截至2024年10月各上市公司对我国全部在运核电机组权益装机（单位：MW）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

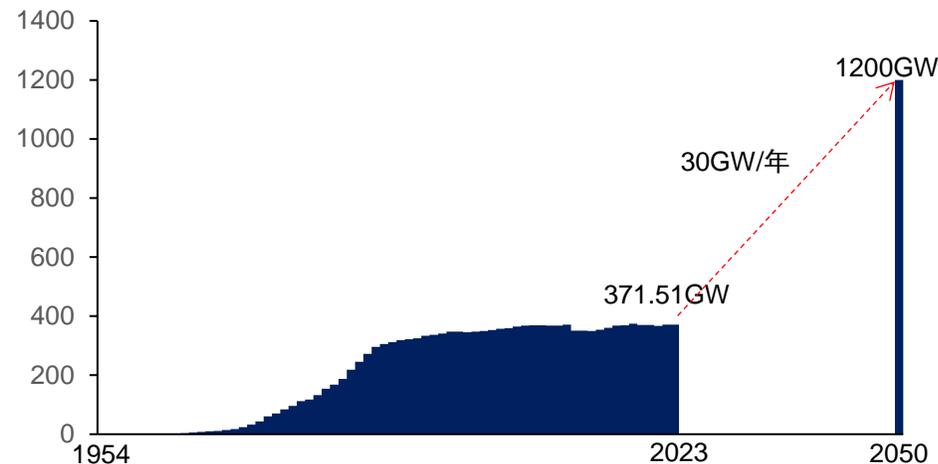
图：我国2023-2035年在运核电装机容量预测（单位：MW）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：部分未开工机组按建设周期60月预测

- **核电发展重启，发展势头强劲。**22个国家在COP28会议上签署了“到2050年将核能发电能力增长到2020年基准的三倍”的联合宣言。根据宣言推测，2050年全球核电装机容量将达到约1200GW，平均每年新增核电装机30GW。
- **全球核电发展仍需进一步加速，中国核电增速领先。**根据IEA《世界能源展望（2024年）》，在当前能源政策情境下，2050年全球核电装机容量将增至647GW，而在净零排放情境下将提高至1017GW，且仍低于三倍核电规划。IEA同时预测，到2030年左右，中国有望成为全球核电装机规模最大的国家。
- **美国科技巨头布局核电，聚焦新型核电技术。**为满足人工智能和云计算的需求，谷歌、亚马逊、微软等多家美国科技公司签署核电相关协议，布局“算力+核电”，聚焦新型核电技术，包括小型模块化反应堆、聚变堆等。

图：全球核电装机情况及装机预测（单位：GW）



资料来源：Wind, WNA, 国信证券经济研究所整理

图：全球在建核电装机容量（单位：GW）



资料来源：Wind, WNA, 国信证券经济研究所整理

核电技术有二代核电和核聚变两大突破方向

- **二代核电国际组织共推荐6中概念设计，包括三种快中子堆和三种热中子堆。**其中快中子堆是带有先进燃料循环的钠冷快堆、铅冷快堆和气冷快堆；三种热中子堆分别是超临界水冷堆、超高温气冷堆和熔盐堆。这些设计的主要目的是围绕大幅减少核废料、更充分利用铀资源、降低核电站建造和运营成本，以及更好控制核扩散四个目标。二代堆将具备更好的经济竞争性、安全性和可靠性，是全球核能发展的重要方向。
- **超高温气冷堆投入商运，开启二代核电阶段。**2023年12月6日，全球首座二代核电站山东荣成石岛湾超高温气冷堆核电站商业示范工程圆满完成168小时连续运行考验，当日正式投入商业运行，标志着中国在二代核电技术研发和应用领域达到世界领先水平。2024年8月19日，中核集团江苏徐圩热能供热厂获得核准，该厂址拟建设两台华龙一号和1台HTR-PM600S超高温气冷堆机组及配套设施。除此之外，我国2023年在甘肃武威建成了钍基熔盐实验堆，并获得了国家核安全局办法的运行许可证。
- **加快推进可控核聚变发展。**2023年12月29日，由中核集团牵头成立了可控核聚变创新联合体，中国聚变能源有限公司（筹）正式揭牌。此外，中国聚变工程实验堆CFETR聚变堆主机关键系统综合研究设施CRAFT预计2025年底建成。

图：石岛湾超高温气冷堆示范工程全貌



资料来源：中核集团，国信证券经济研究所整理
图：聚变堆主机关键系统综合研究设施园区



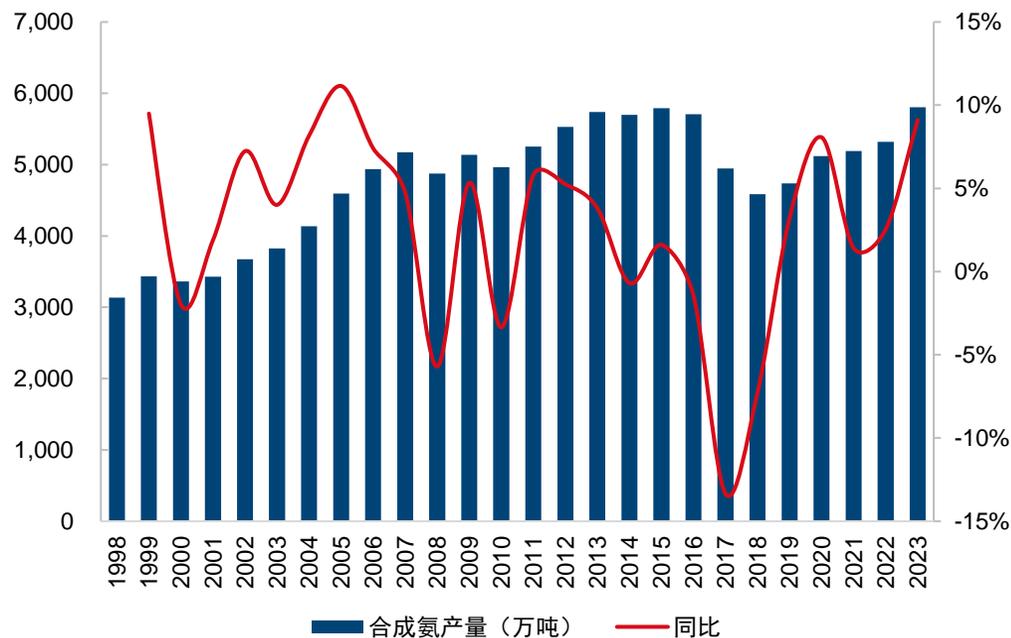
资料来源：新华社，国信证券经济研究所整理

- [01] 能源转型发展，非化石能源发展空间较大
- [02] 水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量
- [03] 全球核电复苏强劲，长期发展稳步推进
- [04] 绿氨、绿氢长期发展趋势向好
- [05] 风险提示

2027年合成氨市场规模有望突破2400亿元

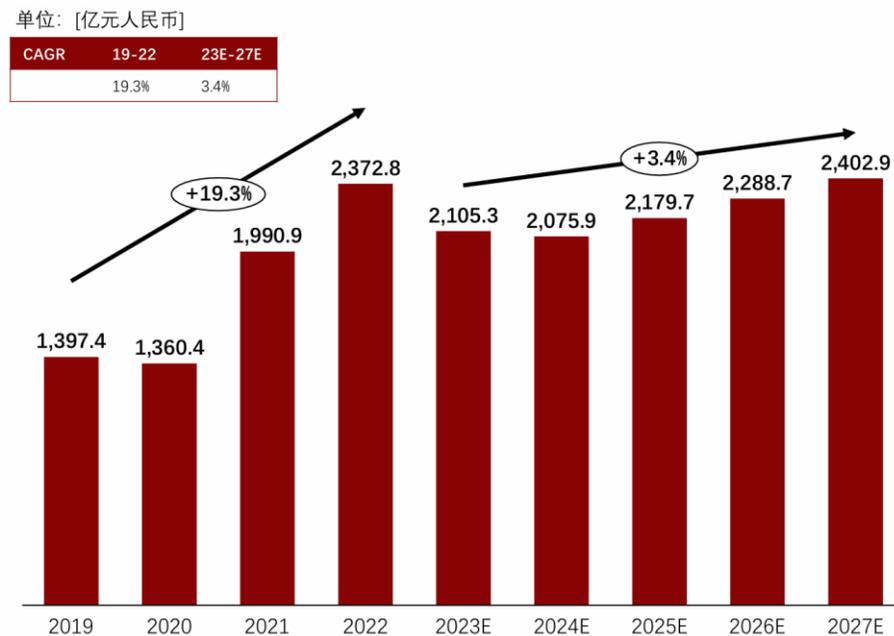
- 中国合成氨行业作为化工领域五大行业之一，具有较高的发展前景和消费潜力。受合成氨下游旺盛的市场需求以及国产化制氨技术发展的积极影响，中国合成氨产量在近年来保持着稳定增长的趋势，从2018年的4587.05万吨增长至2022年的5806.02万吨，年均复合增长率为4.8%。
- 据头豹产业研究院预测，伴随着合成氨行业市场集中度提高、产能置换工作完成、中国农产品价格上涨拉动下游市场需求回暖等影响，预计未来五年内中国合成氨行业市场规模的CAGR会稳定在5%左右的平稳发展趋势，在2027年会到达该行业产量的峰值，即7509.7万吨，届时中国合成氨市场规模将达到2402.9亿元。

图：1998-2023年中国合成氨产量（万吨）



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

图：中国合成氨行业市场规模，2019-2027E

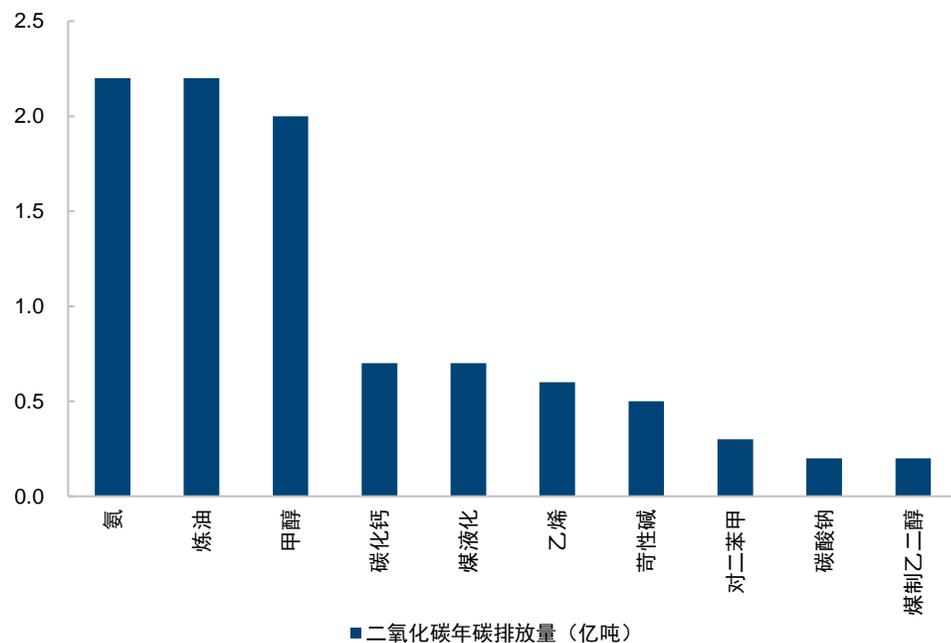


资料来源：头豹产业研究院，国信证券经济研究所整理

绿氨是合成氨工业实现碳减排的重要途径

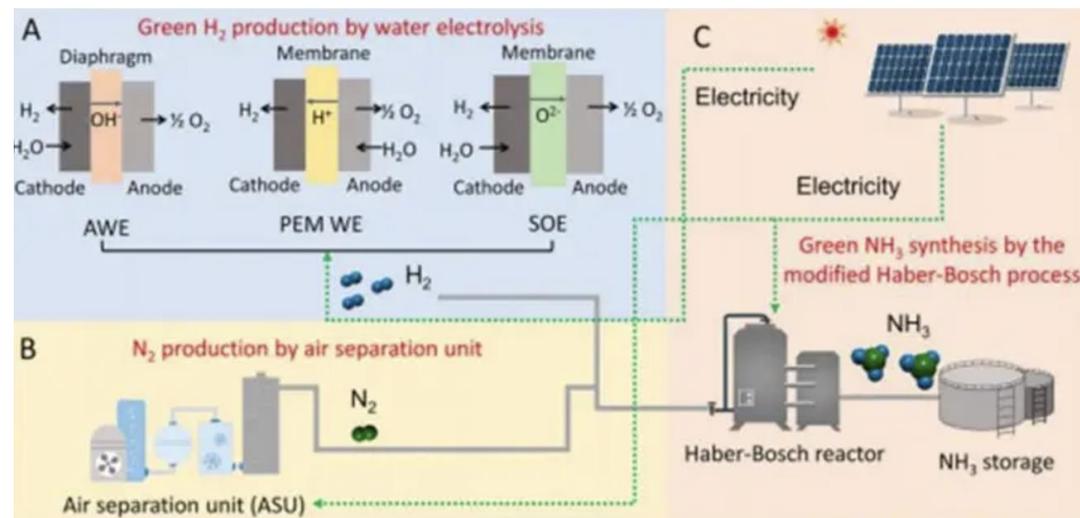
- 中国的合成氨主要通过煤制合成氨，约占总产能的80%（无烟煤50%，烟煤/褐煤29%）；而其余则主要采用天然气作为原料。合成氨行业是中国碳排放最高的化工行业之一（2.2亿吨），高于甲醇、乙烯等行业，绿氨制备在中国拥有广阔的发展空间。
- 目前，合成氨的制备主要有哈伯法（Haber-Bosch）、电化学法、低温低压法等工艺。整体来看，哈伯法是目前最为成熟可靠、使用最普遍的合成氨技术。电化学法是目前绿氨技术中关注度较高的路线，但尚处于实验研发阶段，距离工业化尚有时日。低温低压法主要有光催化法合成氨、电催化法合成氨、生物酶法合成氨、光电协同法合成氨、循环法合成氨、等离子体法合成氨等技术路线，受反应效率等限制，尚处于研发阶段。

图：不同化工品类碳排放情况



资料来源：头豹产业研究院，国信证券经济研究所整理

图：中国合成氨行业技术路线

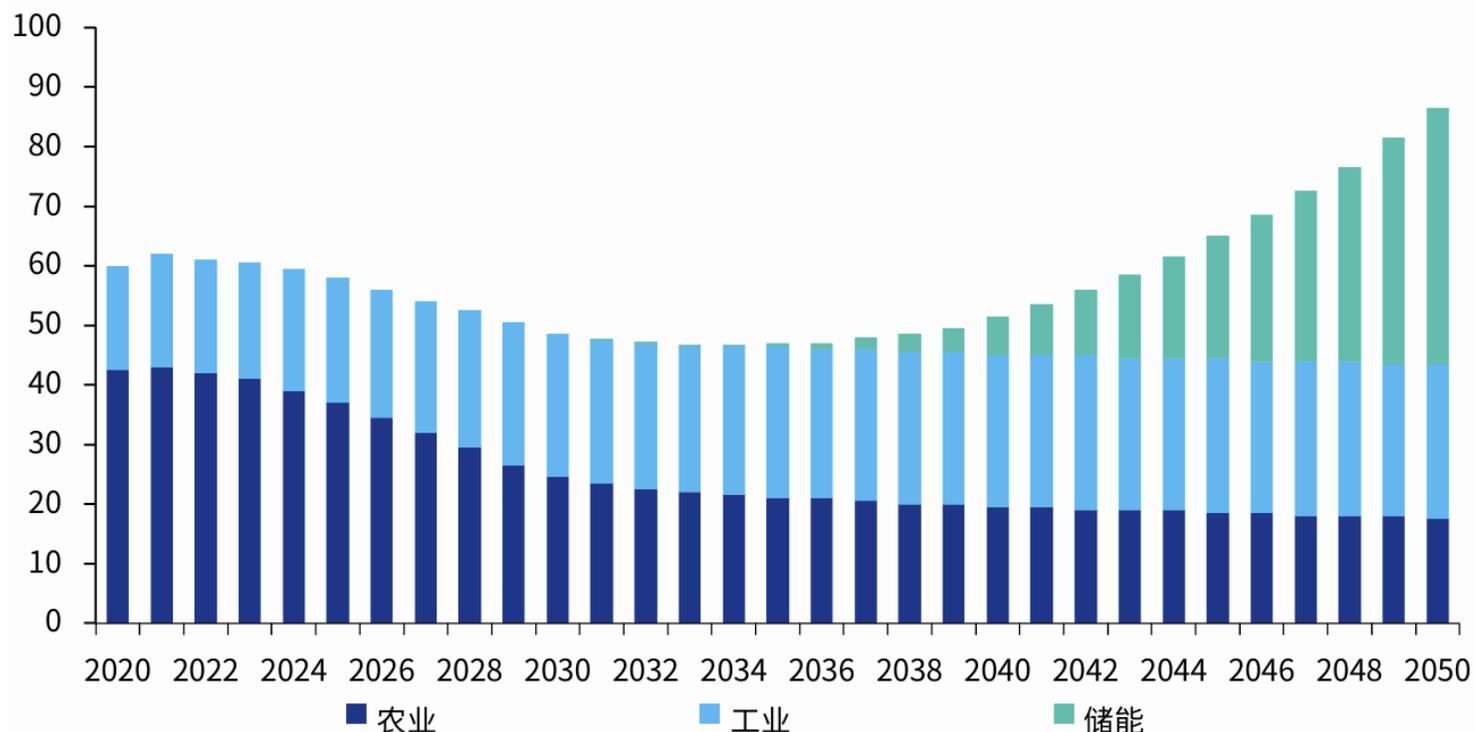


资料来源：Boreum Lee, et al. 2022，国信证券经济研究所整理

绿氨应用领域：储氢载体、清洁燃料等

- 国内目前合成氨主要应用于农业、工业、储能三大领域，绿氨作为合成氨的一种，可应用于能源、工业领域，主要用途包括包括作为储氢载体、清洁燃料和储能介质。绿氨体积能量密度较高，适用于储氢，其体积载氢效率是氢气的1.5倍，且更容易液化，绿氨在常压下-33℃即可液化，而氢气则需要低于-253℃才能液化。此外，绿氨技术体系和储运基础设施完备，可通过管道、船舶、公路拖车等多种方式进行运输，运输更为便利。在能源方面，绿氨完全燃烧后产物为氮气和水，可作为清洁燃料替代部分煤炭为火电厂提供清洁燃料，也可以替代部分化石能源作为发动机提供清洁燃料，如船舶运输中应用。在工业应用方面，绿氨可以用于合成肥料，并且在可再生能源丰富的地区，绿氨还可以作为机器的燃料，减少农业生产过程中的碳排放量。

图：合成氨在中国不同产业中的用量及预测



资料来源：毕马威《固碳、储氢、航运燃料、掺混发电：绿氨行业概览与展望》，国信证券经济研究所整理

新能源制氢合成绿氨的经济性分析

- 参考《不同应用场景下新能源制氢合成绿氨经济性分析》一文中的参数，假定项目装置规模：8.4万Nm³/h电解水、2.5万Nm³/h空气分离、4.2万m³氢气储罐、40t/h合成氨；产品产量：合成氨产量28万吨/年，氧气产量3.4亿m³/a，蒸汽20万吨/年；未考虑副产品氧气收益。
- 电价是影响合成氨成本最为关键的因素，生产运维成本和折旧/摊销/利息成本两者相当。随着电价的提高，原料成本占比也逐步攀升，在新能源成本电价0.13元/kWh时，新能源电价成本占合成氨生产成本的2/3。在新能源电价0.1~0.2元/kWh时，生产合成氨的全成本区间范围是2275~3563元/吨。

表：不同电价情形下制氨的成本情况

项目	新能源低电价情	新能源成本电价情景	新能源高电价情景	网电电价
电价/(元·kWh ⁻¹ , 不含税)	0.1	0.13	0.20	0.47
绿氨成本/(元·t ⁻¹)				
吨氨制氢电耗成本	1140	1466	2281	5394
吨氨可变成本（电、水、催化剂、试剂等）	1244	1570	2384	5499
吨氨经营成本（加上工资、修理费、生产费、管理费）	1654	1980	2794	5909
吨氨全成本（加上折旧、摊销、利息）	2013	2339	3153	6268
吨氨全成本（含税价）	2275	2643	3563	7083

资料来源：《不同应用场景下新能源制氢合成绿氨经济性分析》，国信证券经济研究所整理

绿氨产能规划情况

- 据香橙会统计，截至2024年6月30日，国内已规划绿氨项目58个，合计规划产能已经超过1188万吨。从绿氨项目的推进阶段来看，我国已建成绿氨项目2个，合计产能42万吨，在建项目9个，合计产能293万吨。未来随着项目的逐步落地，我国绿氨产业将迎来高速发展期。

表：国内绿氨项目情况梳理

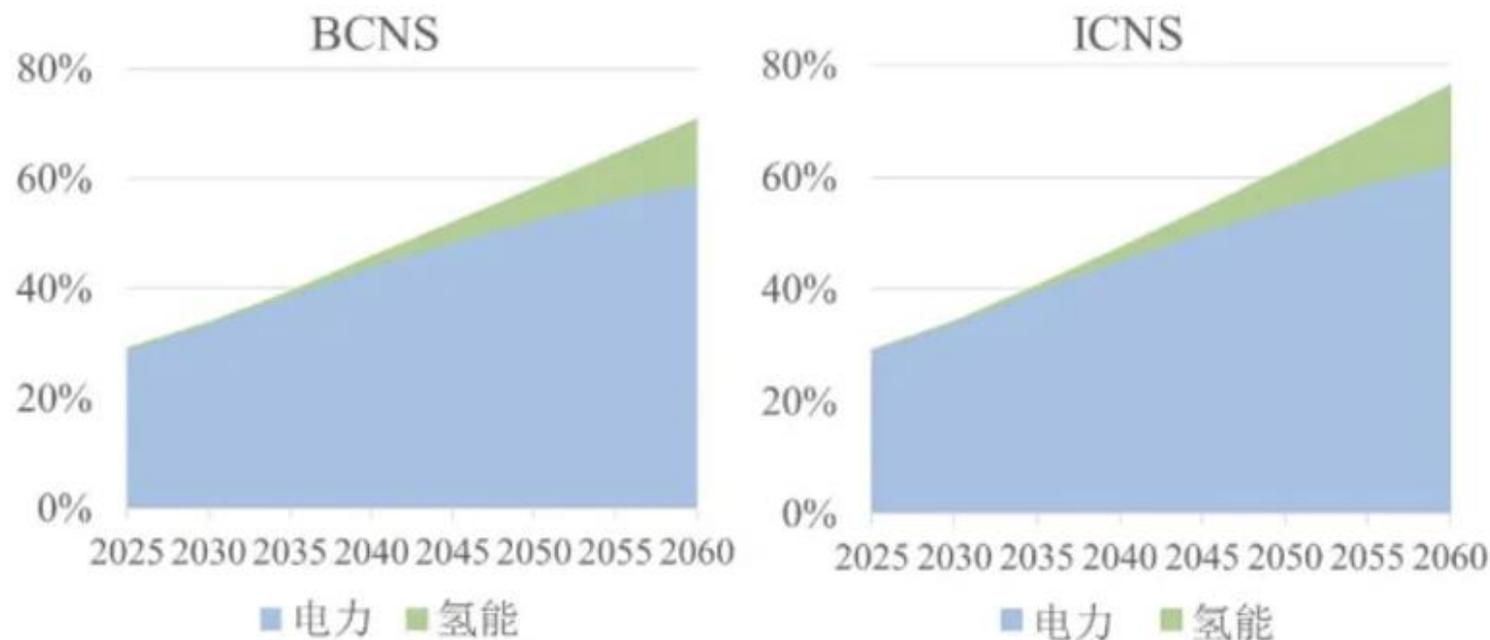
参与企业	项目名称	项目所在地	项目状态	绿氨产能	时间
达茂旗电投新未来能源有限公司	风光制氢与绿色灵活化工一体化项目	内蒙古包头	预招标	10万吨/年	2022. 5
吉电股份	吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林长春	启动	18万吨/年	2022. 1
中国天楹	通辽千万千瓦级风光储氢氨一体化零碳产业园	内蒙古通辽	签约	30万吨/年	2022. 9
远景零碳技术(赤峰)有限公司	远景赤峰零碳绿氢一期项目	内蒙古赤峰	在建	32万吨/年	2022. 9
宁夏电投太阳山能源有限公司	吴忠市太阳山"中国氨氢谷"示范基地项目	宁夏吴忠市	规划	30万吨/年	2022. 1
中煤鄂尔多斯能源化工有限公司	离网型风光制氢合成绿氨技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	规划	50万吨/年	2022. 12
中能建氢能源有限公司	中能建松原绿色氢氨醇一体化项目	吉林松原	签约	60万吨/年	2022. 12
阿拉善能源、庆华公司	阿拉善能源60万千瓦风光制氢一体化项目	内蒙古阿拉善	签约	10万吨/年	2023
中铁十五局、中国电力国际	阳原县风光制绿氢合成绿氨项目	河北张家口	签约	50万吨/年	2023. 3
国华(沧州)综合能源有限公司	国华(沧州综合能源有限公司10万吨/年合成氨及配套项目	河北沧州	规划	10万吨/年	2023. 3

资料来源：香橙会，国信证券经济研究所整理

氢能为我国能源结构低碳转型的重要支撑力量

- 目前，国内终端能源需求以煤炭、石油等化石能源为主，随着国家能源结构低碳化转型推进，未来低碳的电力和氢能将逐步成为终端能源需求的主要能源品种。根据国家发改委能源所发布的《中国能源转型展望2024—执行摘要》预测，未来终端能源将主要以电能和氢能为主，氢能占终端能源需求的比重将从目前的约等于0%增至2040年的2%左右，到2060年则进一步提升至12%-14%左右，氢能逐步成为国内终端能源需求的第二大能源品种。

图：2025-2060年终端能源需求电能与氢能占比



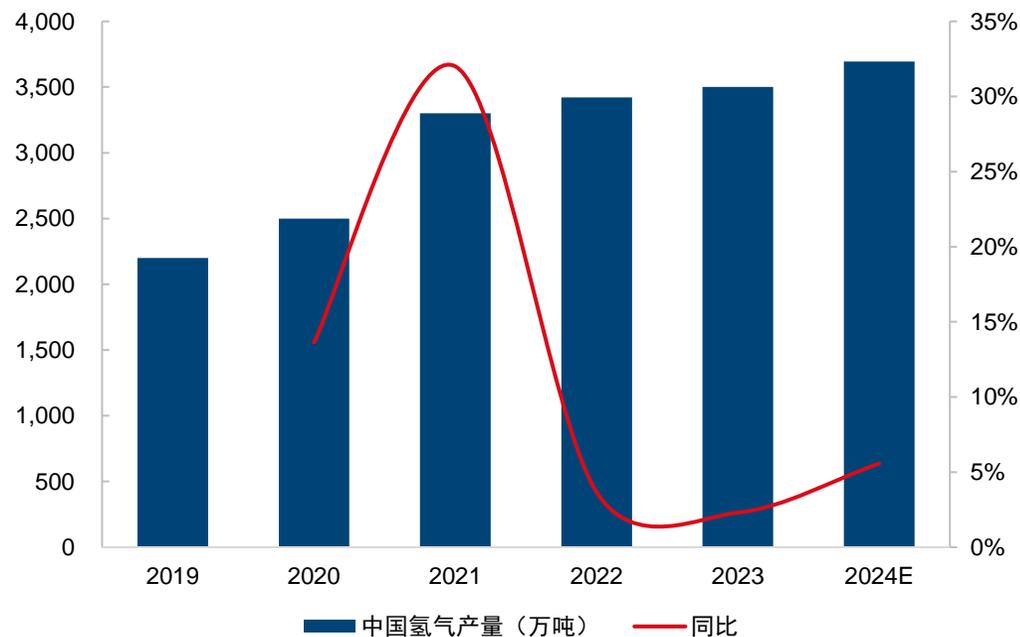
资料来源：国家发改委能源所《中国能源转型展望2024—执行摘要》，国信证券经济研究所整理

注：图中BCNS表示基准碳中和情景，ICNS表示理想碳中和情景

中国氢气需求量2050年有望达到1.95亿吨

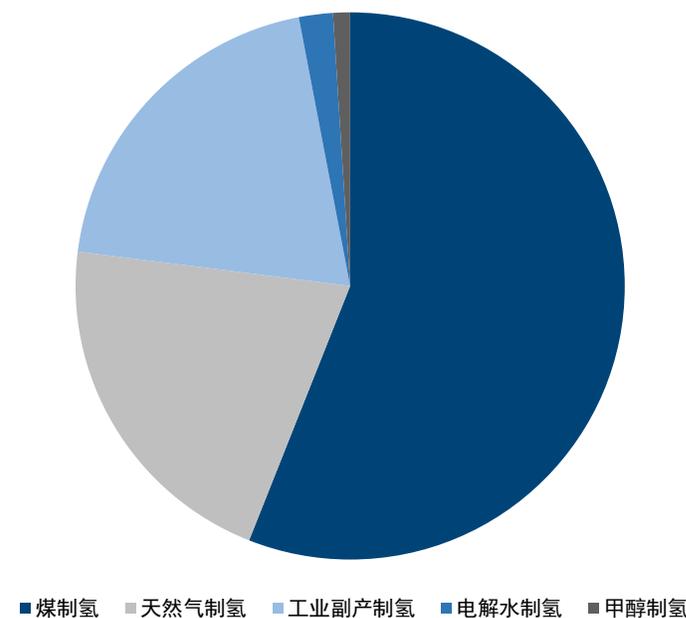
- 据中国氢能联盟研究院统计，2023年我国氢气产量约为3500万吨，占全球氢气总产量的三分之一以上，稳坐全球第一大产氢国的宝座。从制氢结构来看，目前以化石能源制氢为主，2022年煤制氢产量达到1985万吨，占比56%；其次为天然气制氢，占比21%。
- 据中国氢能联盟数据，到2050年，若要实现净零排放，全球对氢气的需求量将达到6.6亿吨，其中中国约为1.95亿吨，占比近30%。从增速看，2020年~2050年间每10年中国氢气需求量平均复合增速为4.8%、10.6%、5.9%。

图：2019-2024年中国氢气产量产量（万吨）



资料来源：中商产业研究院，国信证券经济研究所整理

图：不同制氢方式及占比

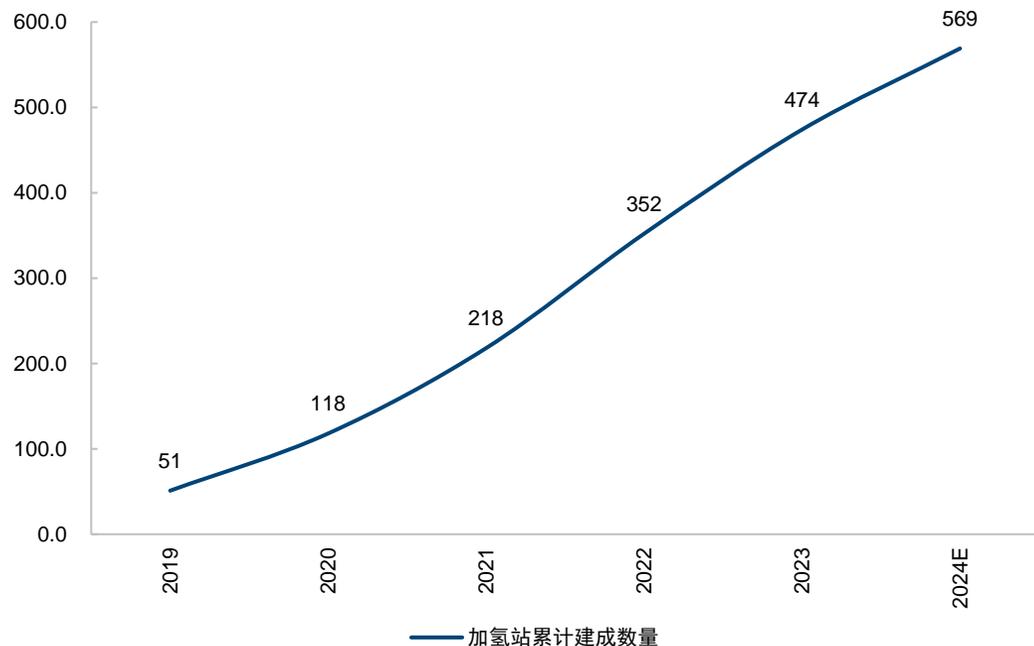


资料来源：中国氢能联盟研究院，国信证券经济研究所整理

2024年加氢站数量有望突破500座

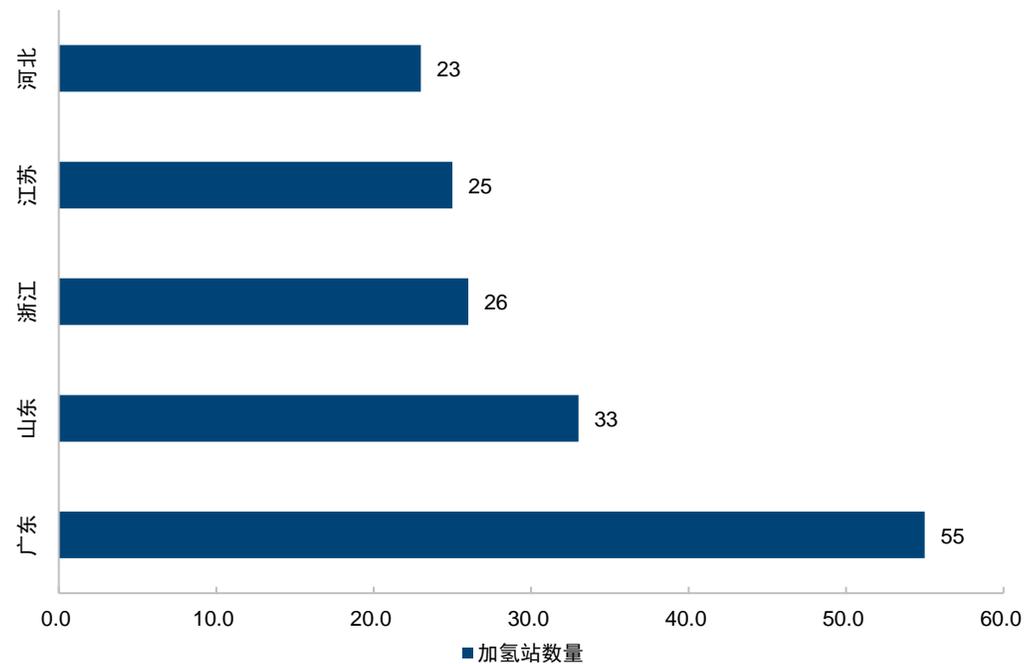
- 随着燃料电池汽车保有量的不断增加，国内加氢站数量明显增加。据中商产业研究院数据，截至2023年底，我国已建成加氢站474座，新建成加氢站122座，累计覆盖30个省（自治区、直辖市、特区），2024年中国加氢站建成数量将达到569座。
- 从加氢站分布来看，截至2023年底，广东、山东、浙江、江苏、河北建成运营加氢站最多，分别达到55座、33座、26座、25座、23座，这些地区氢能汽车发展较快，对加氢站的需求较高。其中2023年，建成运营最多的五个省分别是河南、河北、内蒙古、山东、广东，分别达到21座、18座、16座、9座、7座。

图：2019-2024年中国加氢站累计建成数量（座）



资料来源：中商产业研究院，国信证券经济研究所整理

图：截至2023年底中国加氢站数量排名



资料来源：中商产业研究院，国信证券经济研究所整理

2030年绿氢市场规模有望增长30倍

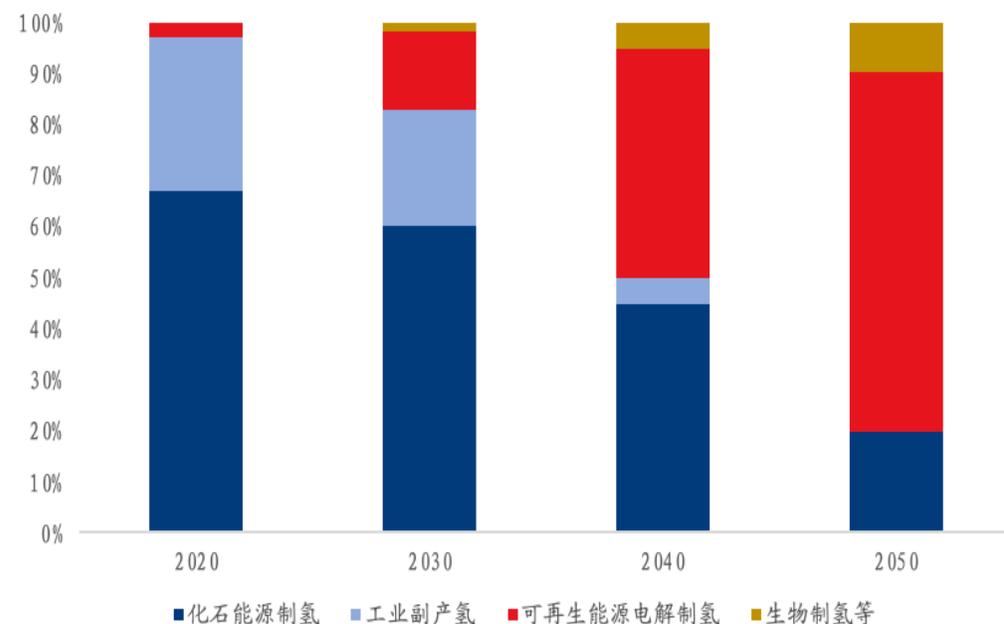
- 当前阶段，绿氢经济性同灰氢、蓝氢相比存在一定差距，主要是设备投资成本和用电成本较高，目前绿氢成本约35元/kg，是灰氢和蓝氢成本的1.4-2.2倍。绿氢占氢气总产量的比例还比较低，2022年绿氢占氢气总产量的比例仅为1%，远低于灰氢和蓝氢。制约绿氢产业规模扩大的主要为成本高、技术卡脖子、基础设施不健全、标准不统一等方面。但绿氢有着更大发展潜力，在技术进步、市场规模化、政策指引和企业社会责任意识的多重推动下，绿氢制备的固定和非固定成本均有望下降，使绿氢能赶超灰氢的经济优势。
- 据中国氢能联盟统计，2020年化石能源和工业副产制氢几乎占据全部市场，绿氢仅占3%。据中国氢能联盟测算，未来三十年，可再生能源制氢和生物制氢等技术将迅速扩张，到2050年有望占据市场80%份额。

表：不同制氢方式成本、消耗及特点

制氢方式	制氢成本（元/kg，标况）	主要消耗（标况，kg）	主要特点
煤制氢	6.7-13.4	煤：81.7kg 电：4kwh	技术成熟、成本低廉、污染大，碳排放高
天然气制氢	9.0-16.8	原料天然气5.4立方 燃料天然气1.3立方	技术成熟，存在一定程度的污染和碳排放，但低于煤制氢
水电解制氢	28.0-39.2	除盐水：9.2公斤 电：61.6kwh	技术较成熟，清洁无污染，无碳排放
氨分解制氢	22.4-28.0	电：14.6kwh 液氨：5.8kg	储运方便，液氨有一定毒性，反应温度较高，无碳排放
甲醇裂解制氢	20.2-28.0	电：0.6kwh 甲醇：5.8kg	运输安全方便，存在一定程度碳排放

资料来源：国家电投集团氢能产业创新中心《氢能百问》，中国电力出版社，2022年第一版，国信证券经济研究所整理
注：原文单位为标方，此处按照 0.089Kg/标方换算成公斤单位

图：2020-2050年不同技术制氢占比



资料来源：中国氢能联盟，国信证券经济研究所整理

电价占电解水制氢成本较大，低电价绿电适用于制氢

- 电解水制氢成本包括设备折旧、人工、运维等固定成本以及制氢过程中的电耗、水耗等可变成本。目前，电解水制氢成本中占比最大的电价成本，根据《新能源电解水制氢技术的经济性分析》一文，在电价大于0.2元/kwh时，电价占电解水制氢的成本超过50%，当电价为0.3元/kwh时，电价占电解水制氢成本的比例为61%。由于电价占电解水制氢成本的比例较大，未来电价下降成为电解水制氢实现经济性的主要路径。
- 国内西部地区风光资源丰富，新能源发电供应量较大，而电力需求相对较低，同时由于执行峰谷电价机制，中午光伏大发时段电价水平较低，部分地区电价在0.15元/kwh左右，这类低电价可用于制取绿氢。根据《新能源电解水制氢技术的经济性分析》一文，当电价为0.1元/kwh时，制氢成本为18.60元/kg，接近天然气制氢成本。而随着电价下降、制氢装备规模化应用及技术工艺成熟，预计电解水制氢成本有望下降，绿电制氢的经济性将逐步显现。

表：新能源电价对制氢成本的影响分析

光伏（元/kwh）	电价（含税）	0.50	0.30	0.20	0.15	0.10	0
制氢成本	制氢可变成本（考虑电、水、原料）	27.38	16.77	11.46	8.81	6.16	0.21
	制氢经营成本（加上工资、修理费、生产费、管理费）	32.7	22.09	16.78	14.13	11.48	5.53
	制氢全成本（加上折旧、摊销、利息）	37.68	27.07	21.76	19.11	16.46	10.51
	电价占制氢成本的比例	72%	61%	52%	45%	36%	0%
	制氢总成本（元/kg，含税）	42.58	30.59	24.59	21.60	18.60	11.88

资料来源：王明华、《新能源电解水制氢技术的经济性分析》、现代化工、2023年5月第43卷第5期，国信证券经济研究所整理

- [01] 能源转型发展，非化石能源发展空间较大
- [02] 水电稳中有升，新能源发电为可再生能源的主要增量
- [03] 全球核电复苏强劲，长期发展稳步推进
- [04] 绿氨、绿氢长期发展趋势向好
- [05] 风险提示

- 一、政策变化风险：若政策推进不及预期或政策方向发生变化，将会影响我国可再生能源发展目标实现，影响国内能源结构低碳化转型进程。
- 二、项目建设投运不及预期：可再生能源项目建设进程可能会受电力体制改革、电力市场建设、电网消纳能力等因素影响，若项目建设和投运的进展不及预期，可能会在一定程度上影响可再生能源发展目标的完成。
- 三、电价下调：电价对可再生能源项目收益率具有重要影响，若未来风管新能源参与市场化交易或由电力市场变化，使得电价出现下调，将导致可再生能源项目收益率有所下降，从而可能会影响可再生能源项目的投资建设进展，对可再生能源发展带来影响
- 四、宏观经济增速下行：能源消费与宏观经济发展有相关性，若未来宏观经济增速下行，将会导致能源消费量增速有所下降，能源需求下降引起供需结构变化，可能会对能源结构转型发展带来影响。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.GSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业投资评级	无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
		优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
	弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上	

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。



国信证券

GUOSEN SECURITIES

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032