

电投绿能（000875.SZ）

优于大市

国电投集团唯一绿色氢基能源平台，项目陆续落地发展前景广阔

核心观点

公司概况：公司为以新能源产业为主营业务的新型绿色能源企业，作为国家电投集团公司面向全球发展的唯一绿色氢基能源平台，公司确定了“新能源+”、绿色氢基能源“双赛道”布局发展。截至2024年，公司累计装机容量为1444.11万千瓦，其中火电、风电、光伏、生物质装机容量分别为330、372、739、3万千瓦，风光清洁能源装机占比合计为76.9%。

煤电盈利稳定性提升，公司火电盈利有望趋稳。火电电价机制不断完善，随着新型电力系统建设推进，火电电价机制逐渐由“单一制电价”转变为“两部制电价”，煤电收益来源为电量电价+辅助服务+容量电价，火电盈利模式转变，盈利水平趋于稳健。随着未来容量电价提升，电量电价收入占比逐步下降，公司火电收入波动性下降，火电盈利趋于稳定。

新能源发电市场化推进，未来有望实现合理收益水平。136号文在推动新能源全面参与市场的同时建立新能源可持续发展价格结算机制，促进新能源项目实现合理收益水平。公司新能源业务稳步推进，在手新能源项目资源储备较为充足及在建项目规模体量较大，未来公司新能源项目逐步投产，将促进公司新能源板块业绩稳步增长。

新能源非电利用推进，公司绿色氢基能源业务迎发展机遇。推动新能源非电利用发展可再生能源制氢氨醇等是未来新能源消纳水平提升的重要举措。同时，欧盟将航运行业纳入碳排放交易体系以及国际海事组织推动航运行业净零排放将促进绿色甲醇需求释放，为新能源非电利用提供应用方向。公司大力发展绿色氢基能源，率先打造“绿电-绿氢-绿氨”的绿色发展模式，利用吉林西部丰富的风光资源发出的电力，通过电解水制取氢气，结合空分得到的氮气合成绿氨，可广泛应用于化工、电力及交通等领域。目前，电投绿能已建成投产大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，在建梨树20万吨级绿色甲醇创新示范项目、盐城吉电绿氢制储运加用一体化（一期）示范项目等，绿氢、绿氨、绿色甲醇合计产能为3.4、18、20万吨。

投资建议：预计2025-2027年公司归属母公司净利润分别为5.33/8.09/9.07亿元，归母净利润年增速分别为-51.5%/51.8%/12.2%；EPS分别为0.15/0.22/0.25元，当前股价对应PE分别为47.1/31.0/27.7。考虑到市场上以绿色氢基能源为主营业务的上市公司较少可比性不足，采用绝对估值方法，我们认为公司股票价值在7.89元-8.24元之间，较当前股价有14%-19%的溢价。首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示：电价下降；煤价上涨；电源项目投运不及预期；用电量增速下行。

盈利预测和财务指标

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万元)	14,443	13,740	12,690	13,519	13,795
(+/-%)	-3.4%	-4.9%	-7.6%	6.5%	2.0%
净利润(百万元)	908	1099	532.73	808.78	907.24
(+/-%)	35.2%	21.0%	-51.5%	51.8%	12.2%
每股收益(元)	0.33	0.39	0.15	0.22	0.25
EBIT Margin	23.5%	24.8%	18.4%	19.7%	20.2%
净资产收益率(ROE)	7.7%	6.6%	3.1%	4.6%	4.9%
市盈率(PE)	21.3	17.6	47.1	31.0	27.7
EV/EBITDA	11.1	10.8	14.1	13.2	12.2
市净率(PB)	1.64	1.15	1.47	1.42	1.37

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

证券分析师：刘汉轩

010-88005198

liuhanxuan@guosen.com.cn

S0980524120001

证券分析师：崔佳诚

021-60375416

cuijiacheng@guosen.com.cn

S0980525070002

基础数据

投资评级

优于大市（首次覆盖）

合理估值

7.89 - 8.24 元

收盘价

6.92 元

总市值/流通市值

25101/23129 百万元

52周最高价/最低价

7.44/4.86 元

近3个月日均成交额

472.22 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

公司概况：“新能源+”、绿色氢基能源“双赛道”布局	5
公司沿革及经营概况	5
盈利有所波动，现金流水平改善	7
火电盈利趋稳，新能源逐步实现合理收益	10
火电盈利趋稳，持续贡献现金流	10
新能源发电市场化推进，未来有望实现合理收益水平	13
新能源非电利用推进，公司绿色氢基能源业务迎发展机遇	25
新能源非电利用推进，绿氢产业规模化发展	25
航运业绿色低碳转型推进，绿色燃料迎发展机遇	26
绿色甲醇分类及制取路线	28
绿电成本下降，电制甲醇成本优化空间可观	31
我国绿色甲醇项目及公用环保企业项目梳理	32
绿色氢基能源布局领先，带来未来业绩增长动能	34
盈利预测	38
假设前提	38
未来 3 年业绩预测	39
估值与投资建议	40
绝对估值：7.89 元-8.24 元	40
投资建议	41
风险提示	42
附表：财务预测与估值	44

图表目录

图1：公司收入结构（亿元）	5
图2：电投绿能装机容量结构（万千瓦）	6
图3：电投绿能发电量（亿千瓦时）	6
图4：电投绿能公司股权结构	6
图5：公司营业收入及同比增速（亿元）	7
图6：公司归母净利润及增速（亿元）	7
图7：公司毛利率、净利率及 ROE 情况	8
图8：公司主要业务毛利率情况	8
图9：公司现金流情况（亿元）	8
图10：公司自由现金流情况（亿元）	8
图11：公司应收账款情况（亿元）	9
图12：公司资产负债率及财务费用率情况	9
图13：火电电价机制政策梳理	10
图14：火电收入、成本测算公式及主要影响因素	10
图15：公司火电机组利用小时数（小时）	13
图16：公司火电度电收入、燃料成本及毛利（元/KWh）	13
图17：国内风电、光伏装机容量及占比情况（万千瓦）	14
图18：2021 年以来国内弃风率情况	14
图19：2021 年以来国内弃光率情况	14
图20：不同地区弃风率情况	15
图21：不同地区弃光率情况	15
图22：电投绿能公司风电光伏利用小时数（小时）	24
图23：电投绿能风电光伏平均上网电价（元/KWh，不含税）	24
图24：电投绿能公司风电光伏度电成本（元/KWh）	24
图25：电投绿能风电光伏度电毛利（元/KWh）	24
图26：2024 年中国氢气生产结构	26
图27：2024 年底氢气生产侧、消费侧价格（元/千克）	26
图28：可替代燃料集装箱船订单份额	27
图29：基于各种原料制备甲醇的全周期温室气体排放（吨 CO ₂ /吨）	29
图30：甲醇的主要生产路线	30
图33：通过电解和电化学过程生产 e-甲醇的方法	31
图34：电制甲醇成本结构	32
图35：中国绿醇项目产能分布地图（含远期规划）	33
图36：电投绿能梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目	34
图37：国氢科技大型制氢设备产品	35
图38：国电投集团“氢洲 Hyg obal”品牌发布	36

表1: 甘肃、广东容量电价政策梳理	12
表2: 公司主要火电资产梳理	12
表3: 风光新能源电价机制政策梳理	15
表4: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》政策梳理	16
表5: 各地出台 136 号文细则情况梳理	17
表6: 各省“136 号文”承接机制电价情况	21
表7: 2025 年各地新能源保障性消纳规定	22
表8: 2025 年以来国家支持可再生能源消纳的政策梳理	23
表9: 国家支持氢能发展的政策梳理	25
表10: 国家层面支持绿色甲醇行业发展的政策梳理	27
表11: 我国进口美国 LNG 关税调整历程	31
表12: 国氢科技历史融资情况	35
表13: 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目参数假设	38
表14: 电投绿能公司主要业务拆分（百万元）	39
表15: 未来 3 年盈利预测表（百万元）	39
表16: 公司盈利预测假设条件（%）	40
表17: 资本成本假设	40
表18: FCFF 估值结果（百万元）	40
表19: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）	41

公司概况：“新能源+”、绿色氢基能源“双赛道”布局

公司沿革及经营概况

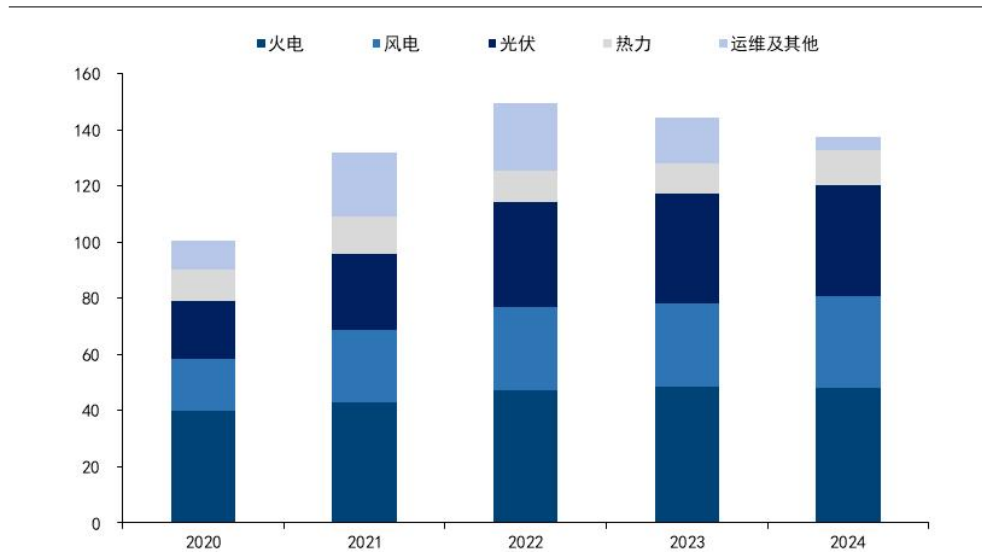
国家电投集团绿色能源发展股份有限公司前身吉林电力股份有限公司成立于1993年，此后于2002年在深交所上市。2005年，中国电力投资集团公司受让吉林省能源交通总公司产权成为公司实际控制人。2002-2011年，为公司火电快速发展阶段，在吉林省内火电装机规模大幅增长；2012-2020年，为公司新能源“走出去”发展阶段，全国化发展新能源，到2020年新能源装机超过火电，2021年新能源发电板块收入超过火电，公司成为以新能源为主体的上市公司。

2026年2月4日，公司发布公告称由于业务重心已从传统火电全面转向新能源，新能源装机、营收与利润均已超越火电，现为以新能源为主业的绿色能源企业，作为国家电投集团全球唯一的绿色氢基能源平台，原名称无法体现“新能源+”与绿色氢基能源“双赛道”战略。为了突出绿色能源属性，契合国家发展新质生产力导向，强化企业品牌形象，因而公司变更公司名称为“国家电投集团绿色能源发展股份有限公司”，变更证券简称为“电投绿能”。

公司核心主业为清洁能源供应。公司为以新能源产业为主营业务的新型绿色能源企业，作为国家电投集团公司面向全球发展的唯一绿色氢基能源平台，公司全面落实“均衡增长战略”，确定了“新能源+”、绿色氢基能源“双赛道”，业务范围为发电、供热（民用、工业）、绿色氢基能源、综合智慧能源、储能投资开发、电站检修、科技项目研发、配售电等业务。

公司收入主要来自电力业务，2024年风光新能源收入占比超过50%，成为公司主要的收入来源。近年来，随着公司持续转向发展新能源业务，新能源收入占比不断提升，2024年公司火电、风电、光伏、热力业务收入分别为48.03、32.52、39.56、12.70亿元，占比分别为35.0%、23.7%、28.8%、9.2%，风光新能源收入占比合计为52.5%。

图1：公司收入结构（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

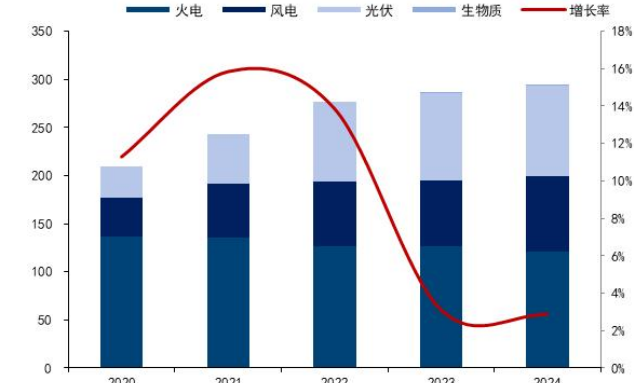
公司装机以风光清洁能源为主,2024年风光新能源发电量占比接近60%。截至2024年,公司累计装机容量为1444.11万千瓦,发展项目遍及30个省市自治区,形成东北、西北、华东、华中、华北5个区域新能源基地;公司装机容量中火电、风电、光伏、生物质装机容量分别为330、372、739、3万千瓦,占比分别为22.9%、25.7%、51.2%、0.2%,风光清洁能源装机占比合计为76.9%。截至2025年上半年,公司清洁能源装机容量1135.09万千瓦,占总装机容量比重为77.48%。发电量方面,2024年公司火电、风电、光伏、生物质发电量为120.53、78.26、94.77、0.44亿千瓦时,占比分别为41.0%、26.6%、32.2%、0.1%,风光清洁能源发电量占比合计为58.9%。

图2: 电投绿能装机容量结构(万千瓦)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

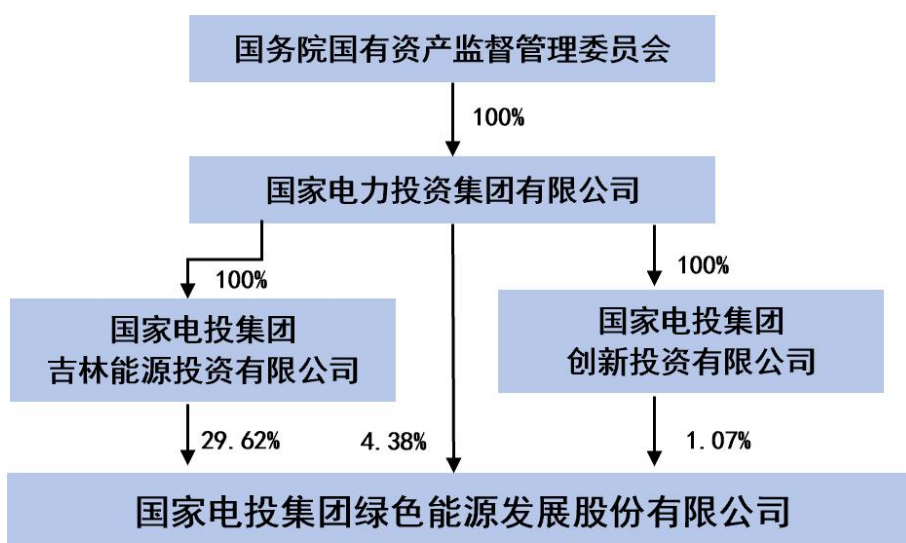
图3: 电投绿能发电量(亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司控股股东为国电投集团,实际控制人为国务院国资委。国电投集团直接持有公司4.38%股权,并通过国电投吉林能源投资有限公司、国电投创新投资有限公司分别间接持有公司29.62%、1.07%股权,合计持有公司35.07%股权,为公司控股股东。国务院国资委持有国电投集团100%股权,为公司实际控制人。

图4: 电投绿能公司股权结构



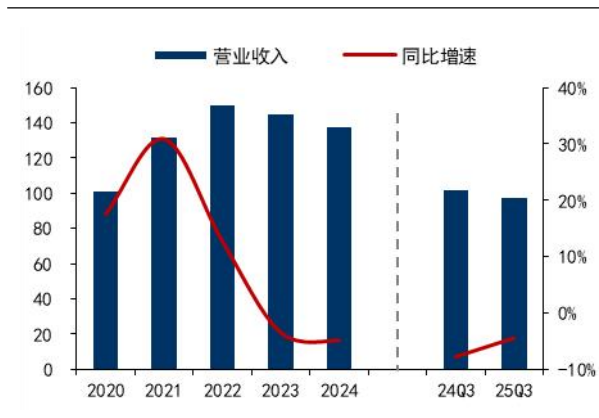
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

盈利有所波动，现金流水平改善

营业收入有所下降，归母净利润持续改善。近年来，由于电量、电价下降影响，公司营业收入有所下降。2025 年前三季度，公司实现营业收入 97.17 亿元，同比下降 4.42%；实现归母净利润 7.83 亿元，同比下降 44.63%；实现扣非归母净利润 7.65 亿元，同比下降 31.50%。公司营业收入下降主要系电量和电价同比下降影响。公司归母净利润下降幅度较大的原因：一是公司电量电价下降导致毛利率下降，同时公司成本变化不大，整体毛利率水平有所下降；二是资产减值损失同比有所增加，2025 年前三季度公司资产减值 0.67 亿元，同比显著增加，主要系公司松花江第一热电分公司及四平第一热电公司 5 号机组计提减值影响；三是公司营业外收入同比大幅下降，2025 年前三季度公司营业外收入为 0.36 亿元，同比下降 58.36%，主要系部分风电项目赔偿款减少影响。

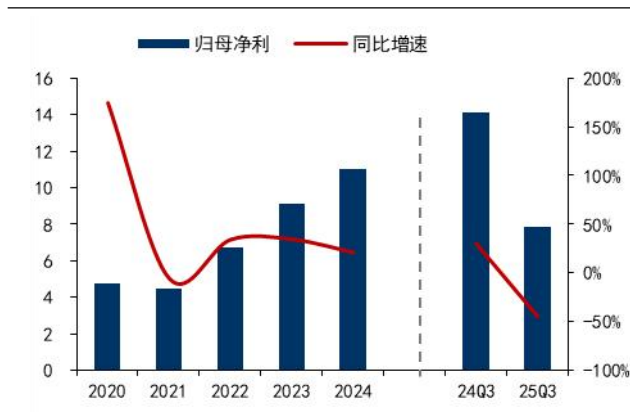
2025 年公司业绩承压。2025 年 1 月 30 日，公司发布 2025 年业绩预告，公司 2025 年的归母净利润预计为 4.4 亿 - 5.4 亿元，同比下降 50.88% - 59.97%；扣非归母净利润预计为 4.2 亿 - 5.3 亿元，同比下降 41.48% - 53.62%。公司 2025 年业绩下降的主要原因有以下两点：1. 新能源业务板块受电力现货市场连续试运行、新能源全电量入市政策及限电率升高等因素影响，平均利用小时数、结算电价同比降低。2. 火电业务板块自 2025 年 9 月份起纳入电力现货市场连续试运行范围，不再执行原辅助服务相关政策，导致火电辅助服务收益较上年同期减少。

图5：公司营业收入及同比增速（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图6：公司归母净利润及增速（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

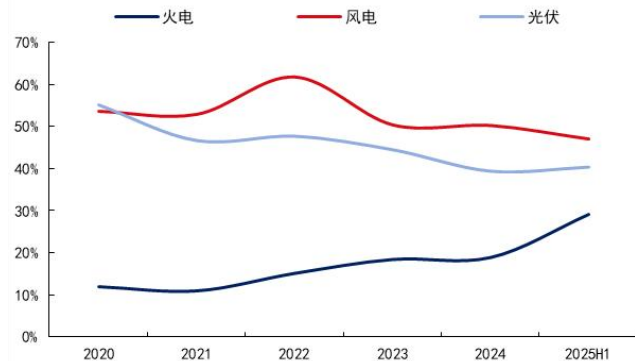
盈利有所波动，煤电业务毛利持续改善，风电光伏业务毛利率有所下降。2021 年以来，随着煤炭价格下降和电价上浮，公司煤电业务毛利率持续修复，而风光新能源则由于市场化交易、平价项目增加和消纳水平下降等因素影响毛利率有所下降。2025 年前三季度，公司毛利率为 27.54%，同比减少 4.22pct，主要系风光新能源电价下降影响使得风光新能源发电业务毛利率下降；净利率为 13.42%，同比减少 5.24pct，主要系毛利率下降及资产减值增加影响；由于净利率下降影响，公司 ROE 同比增加减少 6.75pct 至 4.56%。

图7：公司毛利率、净利率及 ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图8：公司主要业务毛利率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

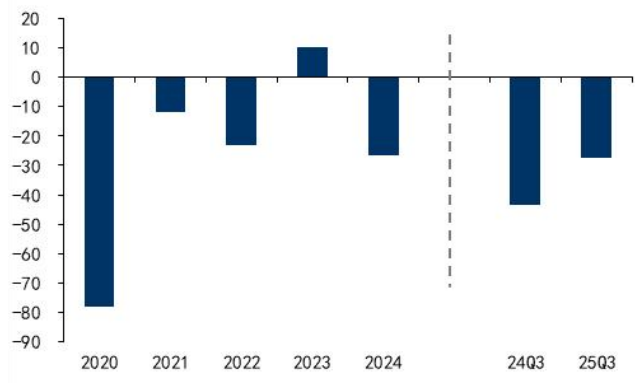
公司经营性现金流水平改善。2024 年，经营性净现金流 54.74 亿元（+0.54%），同比基本持平；投资性现金净流出 69.53 亿元，同比有所增加，主要系 2023 年同期出售白山吉电股权及通化分公司资产所致；融资性现金净流入 12.42 亿元（+362.80%），主要由于向特定对象发行股票募集资金导致。2025 年前三季度，公司经营性净现金流为 51.62 亿元（+30.54%），主要系可再生能源补贴回收增加影响，2025 年前三季度累计回收 14.97 元；投资类净现金流出 42.04 亿元，较 2024 年同期小幅下降；融资性净现金流 10.06 亿元，同比有所增加。2025 年前三季度，公司自由现金流为-27.58 亿元，较 2024 年同期有所改善，反映出公司现金流状况逐步向好。

图9：公司现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图10：公司自由现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司应收账款有所增加。截至 2025 年 9 月，公司累计应收账款为 104.50 亿元，占公司总资产的比例为 11.89%，应收账款金额持续增加。2025 年 8 月，公司收到国家可再生能源补贴资金 9.13 亿元；自 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 8 月 31 日，公司共收到国家可再生能源补贴资金 12.71 亿元，较去年同期增加 154.2%，占 2024 年全年收到国家可再生能源补贴资金的 135.36%。随着本次国家可再生能源补贴资金回收，公司应收账款规模有所下降。

资产负债率逐步下降，财务费用率下降。随着公司增加权益类融资，资产负债率有所下降，2025 年前三季度，公司资产负债率为 69.11%，同比减少 4.96pct，较 2024 年底的资产负债率 69.99%减少 0.88pct，公司资本结构优化。由于公司负债规模下降及利率水平下降，公司财务费用率亦呈现下降趋势，2025 年前三季度，

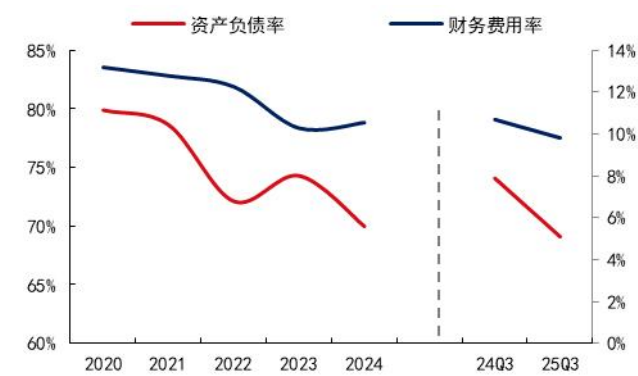
公司财务费用率为 9.79%，同比减少 0.89pct，较 2024 年底财务费用率 10.53%减少 0.74pct。

图 11：公司应收账款情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 12：公司资产负债率及财务费用率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

火电盈利趋稳，新能源逐步实现合理收益

火电盈利趋稳，持续贡献现金流

火电电价机制不断完善，市场化程度提升是发展趋势，同时随着新型电力系统建设推进，火电电价机制逐渐由“单一制电价”转变为“两部制电价”，推动火电盈利模式变化，盈利水平趋于稳健。

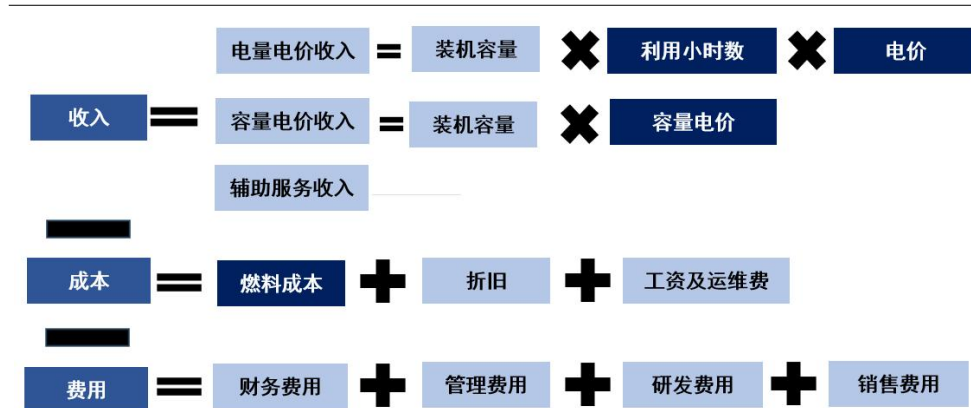
图 13：火电电价机制政策梳理

2004年4月16日 《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》 (发改价格[2004]610号)	对同一地区新投产的同类机组(按水电、火电、核电、风电等分类)，原则上按同一价格水平核定上网电价；对安装脱硫环保设施的燃煤电厂，其环保投资、运行成本按社会平均水平计入上网电价，标准由发改委统一核定公布。
2004年12月15日 《关于建立煤电价格联动机制的意见》 (发改价格[2004]2909号)	上网电价与煤炭价格联动。以电煤综合出厂价格(车板价)为基础，实行煤电价格联动。电力企业要消化30%的煤价上涨因素，燃煤电厂上网电价调整时，水电企业上网电价适当调整，其他发电企业上网电价不随煤价变化调整；同时，销售电价与上网电价联动，上网电价调整后，按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则，相应调整电网企业对用户的销售电价。 电价联动周期原则上以不少于6个月为一个煤电价格联动周期。若周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过5%，相应调整电价；如变化幅度不足5%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过5%，进行电价调整。
2004年12月15日 《关于深化电煤市场化改革的指导意见》 (发改价格[2004]2909号)	自2013年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制。煤炭企业和电力企业自主衔接签订合同，自主协商确定价格。鼓励双方签订中长期合同。 完善煤电价格联动机制。继续实施并不断完善煤电联动机制，当电煤价格波动幅度超过5%时，以年度为周期，相应调整上网电价，同时将电力企业消纳煤价波动的比例由30%调整为10%。鉴于当前重点合同电煤与市场价格接近，此次电煤价格并轨后上网电价总体暂不作调整，对个别问题视情况个别解决。
2012年12月20日 《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》 (发改价格[2012]1658号)	执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价，按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成。上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。 通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格，以补偿燃煤发电合理成本，保障电力系统安全稳定运行。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成。
2021年10月11日 《关于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)	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。 将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。
2023年11月8日 《关于建立煤电容量电价机制的通知》 (发改价格[2023]1501号)	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定。2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右(各省省级电网煤电容量电价水平具体见附件)。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

资料来源：国家发改委，中国政府网，国信证券经济研究所整理

新型电力系统中，煤电定位由传统的电力、电量主体电源转向基础保障性、系统调节性电源，未来煤电的转型的主线任务为“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”。长期来看，随着新能源持续发展以及煤电的政策定位发生转变，一方面煤电发电量占比将出现下降；另一方面，煤电电力商品的电能量、平衡属性将有所减弱，调节、可靠性的属性将增强，未来主要收入来源于电量电价、辅助服务收入以及容量电价收入，收入来源更加多元。

图 14：火电收入、成本测算公式及主要影响因素



资料来源：国信证券经济研究所整理

从煤电盈利的主要影响因素来看，由于不同区域电力市场供需状况、新能源发展程度以及不同火电机组成本差异等因素影响，随着新型电力系统建设加快推进，火电盈利将产生分化，具备低成本优势，以及分布在新能源装机占比较少/新能源消纳情况好/利用小时数高区域（电力供需偏紧区域）的火电机组将盈利水平更加稳定，现金流水平更好。

煤电容量电价政策出台，为煤电带来新的收入来源。2023年11月10日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，明确规定了容量电价实施范围、容量电价水平确定、容量电费分摊以及容量电费考核等内容。《通知》提出，煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

煤电容量电价机制有助于煤电盈利稳定，有利于新建煤电机组回收投资成本，促进火电灵活性改造。新型电力系统建设背景下，煤电正逐渐由主体电源向灵活支撑电源转变，相应可能出现利用小时数下降导致煤电机组成本难以有效回收，影响煤电机组项目收益及煤电机组投资积极性；煤电容量电价有助于煤电机组回收固定成本，降低煤电机组因煤炭价格变化而产生的盈利波动，整体盈利趋于稳健，助力煤电经营发展模式顺利转变。未来随着煤电容量电价补偿标准增加，度电收益水平将进一步增加，有助于促进火电盈利维持稳定。

部分地区2026年煤电机组容量电价增加，促进火电盈利趋于稳健。近期部分地区发改委调整煤电机组容量电价，如甘肃发改委发布的《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》提出煤电机组容量电价提升至每年每千瓦330元（含税），较目前甘肃执行的煤电容量电价每年每千瓦100元增加230元，实现煤电机组固定成本全覆盖；广东省发改委、广东省能源局、国家能源局南方监管局印发《关于调整我省煤电气电容量电价的通知》提出适当提高煤电、气电机组容量电价，煤电机组容量电价调整为每年每千瓦165元（含税），自2026年1月1日起执行，较目前广东执行的煤电容量电价每年每千瓦100元增加65元，容量电价覆盖固定成本的比例由30%提升至50%。预计未来各省发改委将逐步出台煤电容量电价调整政策，煤电容量电价将更大程度覆盖煤电固定成本，促进煤电机组盈利稳定性提升。

2026年1月30日，两部门发文完善发电侧容量电价机制。国家发展改革委和国家能源局于2026年1月30日联合发布《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，明确电力现货市场连续运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。火电将按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）要求，将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于50%，可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。各省煤电容量电价不低于165元/kW*年。煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，不再统一执行基准价下浮20%的下限。在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签订比例要求。

表1：甘肃、广东容量电价政策梳理

地区	政策文件	主要内容
甘肃	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	<p>实施范围：本机制适用于不同类型机组，考虑到风电、光伏在用电高峰时段提供可靠电力供应的能力有限，抽水蓄能电站尚处于建设初期，实施范围暂包括合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。</p> <p>容量需求和有效容量核定：（一）容量需求。容量需求按当年系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送电量减去风电、光伏出力、可中断负荷容量，下同）的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。（二）有效容量。有效容量为煤电机组、电网侧新型储能、风电、光伏、水电等电源的有效容量之和。煤电机组的有效容量根据煤电机组铭牌容量扣除厂用电后确定。电网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定。风电、光伏机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后的7%、1%确定。水电机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后，蓄水式按98%、径流式按32%确定。（三）容量供需系数。容量供需系数为容量需求与有效容量的比值，数值大于1时取1。</p> <p>容量电价标准：市场初期，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂按每年每千瓦330元执行，执行期限2年。执行期满后，根据市场运行情况、机组运行成本等另行测算确定。</p> <p>容量电费分摊：容量电费按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由国网甘肃省电力公司按月发布、滚动清算。其中，月度外送电量（不含直流配套电源）对应的容量电费由电源企业与受端省份协商确定；省内工商业用户对应的容量电费由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。其中：省内工商业用户对应的容量电费由国网甘肃省电力公司负责收取，实行单独归集、单独反映。容量电费纳入系统运行费用，在系统运行费用下设“发电侧容量电费”科目。</p> <p>容量电费结算：煤电机组、电网侧新型储能按照月度申报容量获得容量电费。容量电费=申报容量×容量电价×容量供需系数。煤电机组、电网侧新型储能按月向国网甘肃省电力公司申报，申报容量不得超过其有效容量。国网甘肃省电力公司计算容量电费并按月结算。新建煤电机组、电网侧新型储能自投运次月起执行容量电价机制。</p>
	《关于调整我省煤电容量电价的通知》	<p>适当提高煤电、气电机组容量电价：1、广东省煤电机组容量电价调整为每年每千瓦165元（含税下同），自2026年1月1日起执行。2、广东省使用澳大利亚进口合约天然气的配套气电机组容量电价调整为每年每千瓦165元；9E及以上的其他常规机组调整为每年每千瓦264元；6F及以下其他常规机组调整为每年每千瓦330元；对于纳入国家能源领域首台（套）重大技术装备的气电机组的容量电价调整为每年每千瓦396元。自2025年8月1日起执行。</p>

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

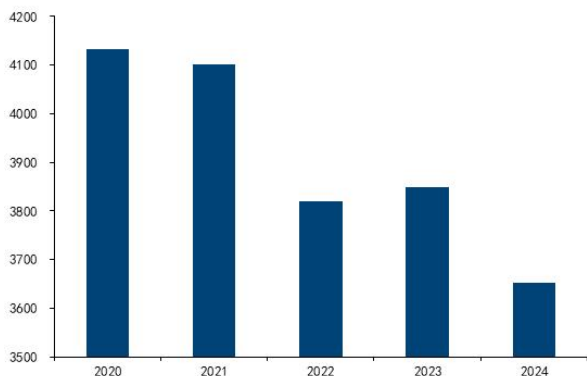
近年来公司火电机组度电收入有所提升，但利用小时数走低。公司火电业务遍及长春、吉林、四平、白城，均为热电联产机组，为所在城市主要热源。近年来，由于吉林省内新能源快速发展，新能源发电量占比提升，挤压火电发电空间，公司火电机组发电量呈下降趋势，火电机组利用小时数走低，2024年公司火电机组利用小时数为3652小时，同比减少197小时，火电发电量同比下降5.11%。2024年公司发电供热标煤单价为795.84元/吨（含税），较2023年同比小幅增加；公司供电煤耗286.47克/千瓦时，同比减少2.77克/千瓦时；公司度电燃料成本为0.205元/KWh，与2023年同期0.204元/KWh基本持平。随着容量电价政策落地及辅助服务收入增加，各公司火电度电收入呈现增长趋势，2024年公司火电度电收入为0.473元/KWh，同比增加0.034元/KWh，公司火电度电收入增加使得度电毛利提升。

表2：公司主要火电资产梳理

电厂/项目	装机容量（万千瓦）	持股比例	机组构成	平均供电煤耗（克/千瓦时）
白城发电公司	132	100%	2*66	322.28
松花江第一热电分公司	35	100%	1*35	256.73
四平第一热电公司	35	100%	1*35	223.65
吉林松花江热电有限公司	38	100%	2*12.5+2*4+1*5	258.70
长春热电分公司	70	100%	2*35	271.00

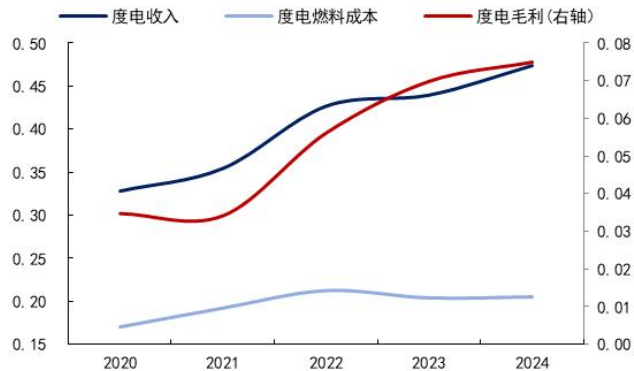
资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

图 15: 公司火电机组利用小时数 (小时)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 16: 公司火电度电收入、燃料成本及毛利 (元/KWh)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

2025 年吉林电力市场结算均价有所下降。据吉林电力交易中心数据, 2025 年吉林省总结算电量 895.44 亿千瓦时, 结算均价 391.671 元/兆瓦时。其中, 批发市场总结算电量 336.69 亿千瓦时, 结算均价 381.750 元/兆瓦时; 零售市场结算电量 304.66 亿千瓦时, 结算均价 392.285 元/兆瓦时。2024 年总结算电量为 882.22 亿千瓦时。其中, 省内直接交易电量 309.90 亿千瓦时, 结算均价 411.26 元/兆瓦时; 电网代理购电 131.79 亿千瓦时, 均价 421.42 元/兆瓦时; 跨省跨区外送电量 188.65 亿千瓦时, 均价 348.05 元/兆瓦时。

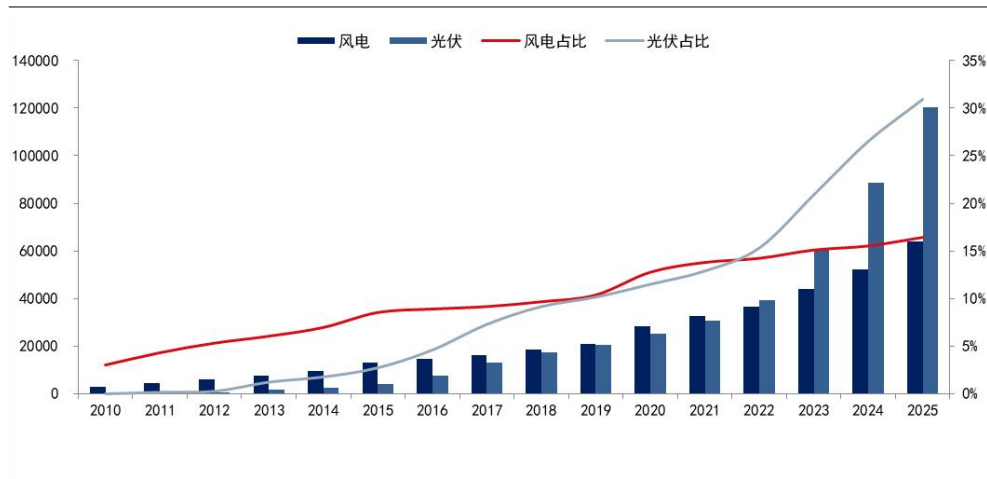
火电业务盈利稳定性未来有望提升。长期来看, 随着新能源逐步成为主体电源, 预计火电机组利用小时数和发电量或将进一步下降, 但煤价趋稳以及容量电价收入、辅助服务收入占比增加, 公司火电业务盈利稳定性将提升, 持续为公司贡献良好的现金流。

新能源发电市场化推进, 未来有望实现合理收益水平

◆ 新能源发电装机容量持续增加, 消纳问题逐步凸显

2025 年新能源发电装机容量占比超 47%。截至 2025 年末, 国内风电、光伏累计装机容量分别为 64001、120173 万千瓦, 占全国发电装机容量的比例分别为 16.45%、30.88%, 合计占比为 47.33%。目前新能源发电成为我国电力装机结构中的重要组成部分。2025 年, 国内新增风电、光伏装机容量分别为 11933、31507 万千瓦, 较 2024 年底的装机容量分别增长 18.65%、26.22%。

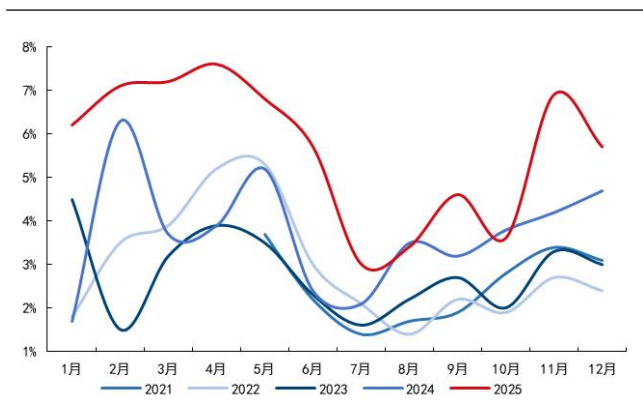
图 17: 国内风电、光伏装机容量及占比情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

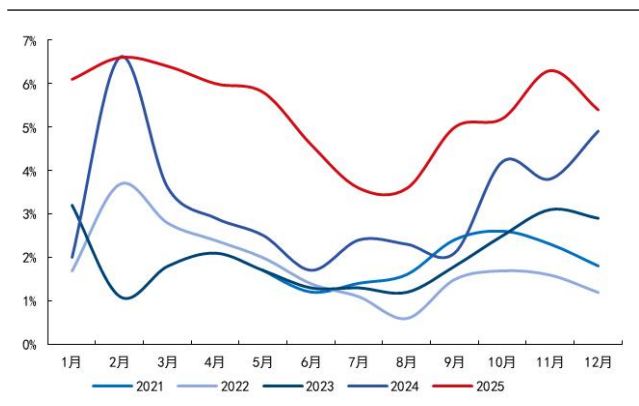
资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，消纳问题有所凸显。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配，以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配，导致随着新能源并网规模持续增加，西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况，风光新能源消纳面临挑战，弃风弃光率开始上升。2025 年以来，国内弃风弃光率显著提升。2025 年 12 月，国内弃风率、弃光率分别为 5.7%、5.4%，分别较 2024 年同期增加 1.0/0.5 个百分点。2025 年单月弃风率最高为 7.6%，弃光率最高为 6.6%，均为近五年来最高水平，反映出新能源消纳压力逐步增加。

图 18: 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

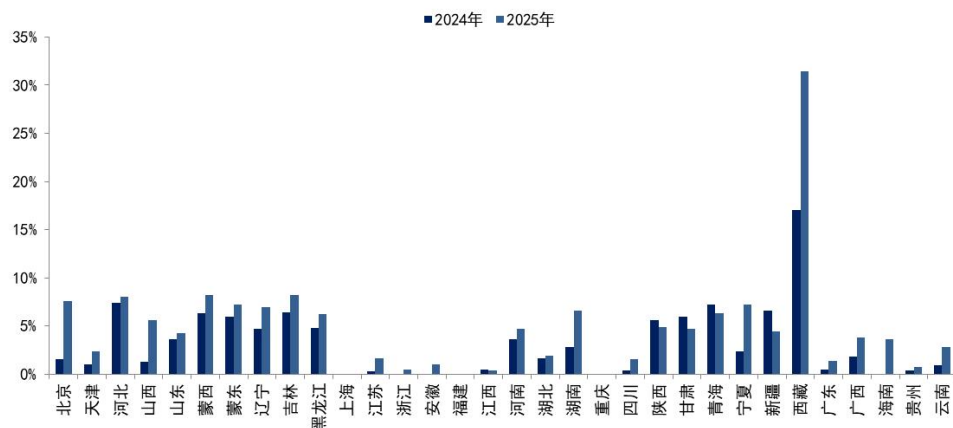
图 19: 2021 年以来国内弃光率情况



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

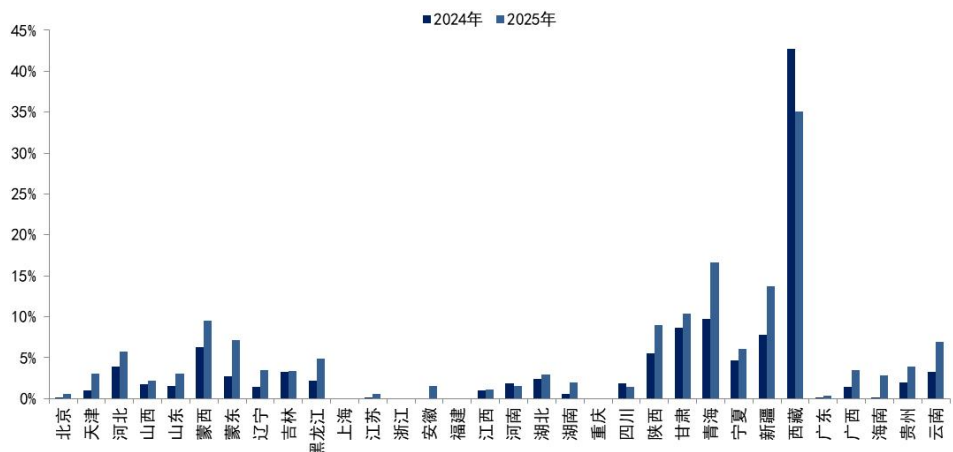
西部地区、三北地区的新能源消纳压力较大。分地区来看，目前东部沿海地区省份的新能源弃风弃光率水平较低，2025 年上海、福建等地区的弃风弃光率为 0%；西部地区、三北地区的弃风弃光率水平较高，同时 2025 年以来西部地区、三北地区省份的弃风弃光率增加也相对较为明显，反映出西部地区、三北地区新能源消纳面临的压力较大。

图 20：不同地区弃风率情况



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 21：不同地区弃光率情况



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

◆ 新能源上网电价市场化改革推进，新能源发电项目收益率有望维持合理水平

新能源上网电价机制亟待市场化改革深化推进。新能源发电装机不断增加，而新能源上网电价实行固定价格，不能充分反映市场供求，也没有公平承担电力系统调节责任，矛盾日益凸显，亟需深化新能源上网电价市场化改革，更好发挥市场机制作用。同时，当前新能源投资成本大幅下降，各地电力市场快速发展、规则逐步完善，为新能源全面参与市场创造条件。

表 3：风光新能源电价机制政策梳理

政策文件	发布时间	具体内容
《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906号）	2009年7月	分资源区制定陆上风电标杆上网电价。将全国分为四类风能资源区，风电标杆电价分别为每千瓦时0.51、0.54、0.58、0.61元/KWh。
《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）	2011年7月	按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产的光伏发电项目统一为每千瓦时1.15元（含税）；更晚项目除西藏外，按每千瓦时1元执行。
《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的	2014年12月	通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目，其上网电价按中标价格执行，中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价；对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。
2014年12月将第I类、II类和III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱；第IV类资源区风电		

通知》（发改价格〔2014〕1216号）		标杆上网电价不变。
《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕2015年12月3044号）		陆上风电、光伏发电上网标杆电价随发展规模逐步降低。2016年1月1日后核准陆上风电项目四类资源区标杆电价水平分别为每千瓦时0.47元、0.50元、0.54元和0.60元。2018年1月1日后核准陆上风电项目四类资源区标杆电价水平分别为每千瓦时0.44元、0.47元、0.51元和0.58元。
《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）	2019年5月	1. 将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。2019年I~IV类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。
关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知	2020年9月	2. 将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时0.8元，2020年调整为每千瓦时0.75元。2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。
《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833号）	2021年6月	明确风电项目全生命周期合理利用小时数和项目全生命周期补贴电量。 风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48000小时、44000小时、40000小时和36000小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为52000小时。 项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。 风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。 2021年起对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。 新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。 新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

2025年2月9日，国家发改委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136号）》（以下简称“136号文”）。《通知》主要内容：**一是**推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；**二是**建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。

《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，**稳定增量项目收益预期**。具体而言，2025年6月1日以前投产的存量项目机制电价按现行价格政策执行，不高于煤电基准价；电量规模则由新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。2025年6月1日起投产的新能源增量项目，每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；机制电价由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限，竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。

表4：《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》政策梳理

政策	具体内容
推动新能源上网电价全面由市场形成	推动新能源上网电量参与市场交易。 新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。 新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区输电相关政策执行。

完善现货市场交易和价格机制。完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。

健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。

建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。

2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：（1）电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。（3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用；初期不再开展其他形式的差价结算。电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。各地将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

政策保障新能源项目合理收益率，促进新能源发电行业稳健发展。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进行业平稳健康发展。

目前，全国多数省份已发布136号文承接细则，对于2025年6月1日之前投运的存量项目，多数省份的机制电价为当地煤电基准价；机制电量规模方面，各地机制电量比例整体保障在较高水平，部分地区按照不同投产时间或不同类别的项目设置机制电量；执行期限方面，多数省份参考全生命周期合理利用小时数剩余小时数/项目投产满20年后不再执行机制电价，或按照两者孰早原则确定机制电价执行期限。对于2025年6月1日投产的增量项目，多数省份明确机制电价水平通过竞价确定，部分省份对竞价区间予以明确，竞价机制为将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序；机制电量规模根据国家下达的年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；执行期限在10-14年之间。

表5：各地出台136号文细则情况梳理

地区	政策	存量项目（2025年6月1日前投产）	增量项目（2025年6月1日后投产）
山东	《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时0.3949元（含税），单个项目机制电网上限原则上与现行具有保障性质的相关方式确定机制电价水平。组织竞价时，设置申报充足率下限和竞价上下限，电量规模政策相衔接，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满20年较早者执行。	由发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。组织竞价时，设置申报充足率下限和竞价上下限，引导新能源企业充分竞争，降低全社会用能成本；按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定。
内蒙古	《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	电量规模：一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照790、635、1900、1900小时对应的电量安排（2025年按照剩余月份相应比例折算）；用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委	为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照790、635、1900、1900小时对应的电量安排（2025年按照剩余月份相应比例折算）；用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委

机制电价：纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（0.3035元/千瓦时）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。

执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后，不再执行机制电价。

电量规模，一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光热发电等项目实际上网电量；二是带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电特许项目、光伏领跑者项目（不含中标价格低于蒙西煤电基准价项目）分别按照 215、250、1220、1210 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余月份相应比例折算）；三是执行固定电价的新能源项目实际上网电量。

为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

机制电价，纳入机制的电量机制电价为**蒙西煤电基准价（0.2829元/千瓦时）**；执行固定电价的新能源项目上网电量的机制电价仍按照原核定电价确定。

执行期限，纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目**投产满20年后**，不再执行机制电价。

补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例30%；平价项目机制电量规模，原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例50%。机制电价水平衔接，竞价区间暂定为0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。竞价按年组织，由原优先电量上网电价和，即补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。

存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。

增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限10年。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在

(1) 纳入机制的电量规模为 **154 亿千瓦时**。(2) 机制电价为 **0.3078 元** 可再生能源电力消纳责任权重完成情况, 以及用户承受能力等因素确定。**元/千瓦时**。(3) 执行期限按照 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期 超出消纳责任权重的, 次年纳入机制的电量规模适当减少; 未完成的, 次年合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份两者较早者确定; 纳入机制的电量规模适当增加。通如实施后第一年新增纳入机制的电量占全生命周期合理利用小时数无法确定的, 按照投产满 20 年确定。(4) 项目自新能源上网电量的比例, 与现有新能源非市场化比例适当衔接, 避免扶贫类、特许经营类、分布式光伏、平价示范、光热发电项目 (不 过度波动。单个项目申请纳入机制的电量, **不高于其全部上网电量的 80%**。) “沙戈荒” 基地项目) 上网电量 **全部纳入机制电量范围**; 分散式风 (2) 机制电价。已投产和未未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的电及国家能源局以国能新能〔2014〕541 号批复的风电项目、保障性 新能源项目均可参与竞价。分布式光伏项目可自行参与或可聚合参与竞价, 平价项目 (指省内 2021 年 12 月 31 日前核准的不享有财政补贴的 聚合商原则上应参考售电公司资质。新能源企业在省发展改革委制定的价格, 新能源并网项目) 按照风年发电量利用小时数 1800 小时、光伏年发电 上、下限内申报电量和电价进行竞价, 按报价从低到高确定入选项目, 机制利用小时数 1160 小时纳入机制电量范围; 剩余小时电量规模由其余 电价原则上申报入选项目最高报价确定, 但不得高于电价上限。存在两个以上项目按机制电价入选, 则根据申报电量比例分配; 申报电量未达到机制电量

机制电量：集中式新能源，机制电量占该项目省内上网电量比例上限为 **12.5%**。分布式新能源，机制电量占该项目省内上网电量比例上限为 **80%**。光伏扶贫项目机制电量比例上限为 100%。各项目每年可按照不高于规定比例上限，自主确定执行比例（不得高于上一年）。
机制电价：**统一为 0.4161 元 / 千瓦时**；**执行期限：执行起始月份为 2025 年 10 月，原则上执行至投产满 20 年对应月份，投产未满 20 年即已达到规定的全生命周期合理利用小时数的（风电 36000 小时、光伏 22000 小时），不再纳入机制电量范围。**

衔接现行政策，其中：1. 集中式光伏。一是享受财政补贴的，上网电价由市场交易形成，财政补贴继续执行国家相关政策；二是 2021 年 1 月 1 日—2023 年 7 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 **100%**，机制电价为**燃煤发电基准价（0.3358 元/千瓦时，下同）**；三是 2023 年 8 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 **80%**，机制电价为燃煤发电基准价；四是 2024 年 1 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 **65%**，机制电价 再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。2. 分散式光伏。一是享受财政补贴的，上网电价由市场交易形成，3. 分布式光伏、分散式风电。机制电量为月度上网电量的 **100%**，机制电价为燃煤发电基准价。参照可再生能源发电补贴政策关于全生命周期利用小时数的有关规定，存量项目机制电价执行期限按各项目 2025 年 5 月底剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与全容量并网满 20 年对应年份较早者确定。

电量规模：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，110千伏以下项目机制电量比例**为100%**，110千伏及以上项目机制电量比例**为80%**，其可在此范围内自主确定执行机制的电量比例，次年纳入机制电量比例不得高于上一年水平。机制电价：执行我省燃煤发电基准价**0.3515元/千瓦时**。执行期限：达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满2年时，不再执行机制电价。

托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。纳入机制的新能源项目在执行期限内可以自主向国网蒙东电力公司申请退出部分或全部纳入机制的电量，自行参加市场。纳入机制的新能源项目执行到期后，国网蒙东电力公司组织做好审核退出，并提前告知企业。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成。自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托内蒙古电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。

机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价采用边际出清方式,通过分类竞价形成。竞价上限衔接原新能源目标上网电价,初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限,竞价区间暂定 **0.15 元/千瓦时—0.262 元/千瓦时**。竞价按年组织,由已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。

增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，**执行期限 10 年**。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

(1) 电量规模。每年新增纳入机制的电量规模，根据国家下达的年度非水电可再生清洁能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占增量项目新能源上网电量的比例，与现有新能源非市场化比例适当衔接，避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，**不应高于其全部上网电量的 80%**。

(2) 机制电价。已投产和未投产 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。分布式光伏项目可自行参与也可聚合参与竞价，聚合原则上应参考售电公司资质。新能源企业在省发展改革委制定的价格上、下限内申报电量和电价进行竞价，按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。存在两个以上项目按机制电价入选，则根据申报电量比例分配；申报电量未达到机制电量总规模时，按照申报电量分配。(3) 执行期限：**12 年**。

实行增量项目竞价机制。对 2025 年 6 月 1 日起投产的增量项目，每年根据国家下达的非水可再生能源消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素，动态调整全省增量新能源项目整体纳入机制电量的总规模。单个项目项目通过竞价方式确定是否进入机制执行范围。初期分为风电、光伏两类竞价。综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户电价承受能力等因素确定竞价上限；考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。竞价时按照报价从低到高排序，当申报机制电量累计规模与当次竞价机制电量总规模持平时，参与累加平衡的项目全部入选，平衡点有多个同价项目的，按照同比例原则确定入选机制电量，该批次机制电价按照入选项目中最高报价确定。参与竞价但未入选的项目可参与下次竞价，可申报竞价电量规模逐次递减。入选的增量项目机制电价执行期限暂定为 12 年。分布式项目投产，连续两个自然年发自自用率都高于全省分布式平均发自自用率水平 10 个百分点以上的，执行期限可增加 1 年，可增加的执行期限最多不超过 2 年。

1. 机制电量规模。每年新增的机制电量规模，按照国家下达的年度非水电可再生电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。

2. 机制电价。机制电价由新能源项目（已全容量并网和未来 12 个月内全容量并网且未纳入过机价归并范围的项目，首次竞价为 2025 年 6 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的项目）自愿参与竞价形成。竞价时按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价但不高于竞价上限确定，支持分布式光伏、分散式风电项目委托代理商参与竞价工作。竞价上限考虑合理成本收益、绿色溢价、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定；竞价下限考虑先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定，视情逐步取消。

3. 执行期限。2025 年 6 月 1 日起全容量并网的增量项目，**机制电价执行期限为 12 年**，执行期限到期后不再执行机制电价，由市场交易形成上网电价。

电量规模：2025 年首次竞价电量规模与 2024 年新能源非市场化比例适当衔接，按 2025 年 6 月 1 日至 12 月 31 日期间预计新建投产新能源上网电量的 **77%** 确定。此后，我省每年根据国家下达的年度非水电可再生新能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素动态调整，并在竞价前予以公布。单个项目申请纳入机制的电量，不得超过其当期全部上网电量的 **90%**。对于竞价周期内已签约的中长期交易电量、绿证电量，相应调减竞价申报比例上限。竞价上下限：竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市

上海	《关于上海市贯彻落实新能源上网电价市场化改革有关事项的通知》	(1) 电量规模。2025 年 6 月 1 日（不含）前全容量并网的存量项目，电量规模妥善衔接现行具有保障性质的相关政策。新能源项目在规模范围内，每年签订差价协议，自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。未签订差价协议或未自主确定的，默认按照该项目可选最高比例和规模上限执行。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。(2) 机制电价，按现行价格政策执行，不高于本市燃煤基准价。(3) 执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。	场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定下限。机制电价：新能源按同类型项目自愿参与竞价形成，竞价时按报价从低到高确定入选项目。机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得超出竞价限价范围；价格相同时，按申报时间的先后顺序确定入选项目，直至满足竞价总规模。增量新能源项目执行期限 12 年。 (1) 电量规模。2025 年 6 月 1 日（含）后全容量并网的增量项目，每年新增纳入机制的电量规模，根据国家下达本市的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。增量项目第一年纳入机制的电量占全市新能源上网电量的比例，与存量项目适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，适当低于其全部发电量。(2) 机制电价，由市场价格主管部门每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制电价执行范围的项目自愿参与竞价形成，对成本差异大的按技术类型分类组织。初期，本市各类光伏、风电、生物质发电项目原则上统一竞价。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、不高于竞价上限。(3) 执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。 电量规模：纳入机制的电量规模每年根据国家下达的非水电可再生能源消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素动态调整，方案实施后第一年新增纳入机制的电量与 2025 年新能源非市场化比例妥善衔接。2025 年竞价时纳入机制的电量总规模占增量项目上网电量的比例为 55%。单个项目申报机制电量上限规模不得高于其年度全部上网电量。2025 年竞价时暂按不高于其年度全部上网电量 80%进行申报，以后根据竞价情况动态调整。 机制电价：竞价工作在全省范围内统一开展。竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。竞价下限初期考虑先进电站造价成本、避免无序竞争等因素确定，后续视情况取消。执行期限：执行期限综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限确定。2025 年竞价执行期限为 12 年，后续根据项目成本变化等情况适时调整。
辽宁	《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	电量规模：纳入机制电量规模妥善衔接我省现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策，单个项目每年纳入机制电量规模原则上不得高于上一年水平。 机制电价：0.3749 元/千瓦时。 执行期限：按各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份较早者确定。	机制电量：首次竞价电量规模参考吉林省 2025 年风电、光伏项目非市场化分配方案统筹制定，第一年比例暂定为 40%。单体申报上限为 85%，其中，光伏平均利用小时数按 1491 计算，风电平均利用小时数按 2280 计算。 机制电价：上限为 0.334 元/千瓦时，下限为 0.15 元/千瓦时。 执行期限：12 年。
吉林	《吉林省新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电量：2025 年 5 月 31 日以前全容量并网的新能源项目，纳入机制电量规模衔接省内保障性收购电量政策。 机制电价：0.3731 元/度，中标获得特许经营权的项目，按中标电价执行。 执行期限：按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。	机制电量：每年新增纳入机制的电量规模，由省发展改革委同省能源局，结合国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况以及用户承受能力等因素，按照相关规定予以明确，具体以每次竞价公告为准。为引导新能源项目充分竞争，降低全社会用能成本，竞价申报电量规模按照不低于每年机制电量总规模的 125%设定，如全部竞价项目申报电量低于机制电量总规模的 125%，机制电量总规模相应缩减；单个项目竞价电量申报比例上限，不高于其预计年度上网电量的 90%。 机制电价：竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限，具体以每次竞价公告为准。 执行期限：增量项目执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，具体以每次竞价公告为准。
江苏	《江苏省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》	机制电量：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，新能源项目机制电量占其上网电量的比例不高于 90%；户用分布式光伏项目、光伏扶贫项目机制电量比例为 100%。参与过绿电交易的新能源项目的机制电量比例，以所述比例为基础，扣减绿电交易结算电量占上网电量的比例确定。2025 年 6 月 1 日以前已开展并完成竞争性配置的承诺配建储能的海上风电项目，视同存量项目。 机制电价：参考我省燃煤发电基准价 0.391 元/千瓦时执行。 执行期限：按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与全容量投产满 20 年对应年份较早者确定（原特许权风项目投产发电利用小时数为满 30000 小时）。其中，海上风电项目、其他风电项目和光伏项目全生命周期合理利用小时数分别按 52000 小时、36000 小时、22000 小时计算，光伏领跑者以及 2019 年、2020 年的竞价项目在全生命周期合理利用小时数上增加 10%。	机制电量：每年新增纳入机制的电量规模由广东省发改委、广东省能源局按照相关规定确定，并在竞价前予以公布。集中式光伏和海上风电项目不参与机制电量竞价。在参与竞价的项目中，110 千伏以下电压等级项目的竞价电量申报比例上限取 80%，其他项目的竞价电量申报比例上限原则上与存量项目机制电量比例上限保持一致。 机制电价：竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。价格相同时，按照申报时间优先确定排序，直至满足竞价总规模。竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。初期综合建设成本和运行特性的差异，分为海上风电项目、其他风电项目和光伏项目三类。海上风电项目和光伏项目分别组织竞价，同一竞价场次的新能源项目执行相同的机制电价水平和期限。 执行期限：海上风电项目 14 年，光伏项目 12 年，到期后不再执行机制电价。 机制电量：首次竞价电量总规模与 2025 年新能源非市场化比例适当衔接，海上风电按预计年上网电量的 80%确定，陆上风电和光伏按预计年上网电量的 75%确定。每年新增纳入机制的电量规模，根据我省完成国家下达的非水电可再生能源消纳责任权重情况及用户承受能力等因素动态调整。 机制电价：竞价上限每年综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，最高不高于 0.4298 元/千瓦时；初期可按照最先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本（不含收益）确定竞价下限，后续视情况取消。分类组织竞价时，每类项目的竞价上下限相同，首年陆上风电及光伏项目竞价下限 0.20 元/千瓦时，海上风电项目竞价下限 0.35 元/千瓦时。 执行期限：按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，具体执行期限以竞价通知为准，到期后不再执行机制电价。2025 年首年按以下规定执行：海上风电项目为 14 年，陆上风电项目和光伏项目为 12 年
广东	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的实施方案》	机制电量：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，110 千伏以下电压等级项目机制电量比例上限取 100%，2025 年 1 月 1 日起新增并网 110 千伏及以上电压等级集中式光伏项目机制电量比例上限取 50%，其他项目机制电量比例上限取 70%。 机制电价：参考广东省燃煤发电基准价 0.453 元/千瓦时执行。 执行期限：按照 20 年或全生命周期合理利用小时数扣减截至 2025 年 5 月 31 日的累计投产时间较早者确定，到期后存量项目不再执行机制电价。	机制电量：2023 年以前投产的项目，其全部上网电量纳入机制电量；2023 年投产的项目，机制电量比例取 90%；2024 年投产的项目，机制电量比例取 85%；2025 年 1 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日投产的项目，机制电量比例取 80%。 机制电价：竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，其余项目均按我省煤电基准价 0.4298 元/千瓦时执行。 执行期限：按照 20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产运行时间确定。
海南	《海南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电量：2023 年以前投产的项目，其全部上网电量纳入机制电量；2023 年投产的项目，机制电量比例取 90%；2024 年投产的项目，机制电量比例取 85%；2025 年 1 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日投产的项目，机制电量比例取 80%。 机制电价：竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，其余项目均按我省煤电基准价 0.4298 元/千瓦时执行。 执行期限：按照 20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产运行时间确定。	机制电量：针对风电、光伏分别确定增量新能源项目机制电量，为确保政策平稳过渡，2025 年、2026 年全省增量新能源项目机制电量年度竞价总规模，按存量项目优先利用小时数和增量装机规模确定，各增量新能源项目年度机制电量通过竞价形成。单个新能源项目申报电量规模不高于其发电能力的 80%，并结合可持续发展价格结算机制情况调整。 机制电价：考虑政策衔接，2025 年、2026 年增量新能源项目竞价上下限分别按 0.4012 元/千瓦时、0.2 元/千瓦时确定。后续年度竞价上下限水平另
四川	《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电量：存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）年度机制电量上限规模按照现行新能源项目优先电量规模（风电 400 小时，光伏 300 小时）确定，其中存量集中式扶贫新能源项目机制电量按实际上网电量确定。存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）2025 年机制电量参照《2025 年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确的原则进行分解，2026 年起机制电量的	机制电量：2025 年首年按以下规定执行：海上风电项目为 14 年，陆上风电项目和光伏项目为 12 年

分解结合年度电力电量平衡方案，原则上平均分解至 12 个月。存量分布式光伏和分散式风电项目机制电量原则上按实际上网电量确定。机制电价：存量新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）机制电价按现行燃煤发电基准价 0.4012 元/千瓦时（含税，下同）执行。

执行期限：存量新能源项目机制电量和电价自本方案印发次月起执行，机制执行截止日期按照剩余全生命周期合理利用小时数对应日期和投产满 20 年对应日期的较早者确定。

宁夏

《自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案》

机制电量：2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目，分布式（分散式）项目上网电量全部纳入机制电量，集中式补贴项目机制电量为 10%，2024 年 6 月 1 日前投产的集中式平价项目机制电量为 30%，2024 年 6 月 1 日起投产的集中式平价项目机制电量为 10%。

机制电价：宁夏燃煤发电基准价（0.2595 元/千瓦时）。

执行期限：按照项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投产满 20 年较早者确定。执行固定电价的新能源项目，按照原核定电价执行。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行

重庆

《重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》

机制电量规模：存量项目纳入机制电量规模衔接现行保障性收购政策，规模上限为 100%。单个项目在签约规模上限范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。首次未在规定时间内与电网企业签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》的，分布式项目机制电量比例默认按 100% 执行，集中式项目默认放弃机制电量。

机制电价：存量项目的机制电价按 0.3964 元/千瓦时执行。

江西

《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》

机制电网上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，已参与绿电交易的新能源不纳入机制电量范围；

机制电价统一按江西省煤电基准价（0.4143 元/kWh）执行；

执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行。

安徽

《安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》

电量规模：按项目实际上网电量乘以年机制电量比例确定。集中式新能源单个项目年机制电量比例，按其 2024 年度上网电量扣减当年中长期（绿电）合同实际结算电量（小于零则按零处理，下同）占当年上网电量的比例确定。分散式风电、分布式光伏项目年机制电量比例为 100%。新能源项目在机制电量规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。

机制电价：按我省燃煤发电基准价（0.3844 元/千瓦时）执行。部分项目已有政府文件明确其上网电价的，以该上网电价（不含补贴）作为其机制电价。

执行期限：按自投产之日起满 20 年与剩余全生命周期合理利用小时数（风电 36000 小时、光伏 22000 小时）较早者确定。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数按相关规定执行。

黑龙江

《黑龙江省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》

机制电量：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策，规模上限不高于现行保障性收购电量，新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。

机制电价：燃煤基准价 0.374 元/千瓦时。

执行期限：按存量项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。

青海

《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》

机制电量：扶贫、特许经营权、“金太阳”、分布式光伏、分散式风电电量全额纳入机制电量范围。光伏应用“领跑者”项目按照年发电利用小时数 1500 小时纳入机制电量范围。2021 年 1 月 1 日以后投产且不带新能源补贴的光伏项目按装机容量等比例分 45 亿千瓦时机制电量；2021 年 1 月 1 日以后投产且不带新能源补贴的风电项目按装机容量等比例分配 6.4 亿千瓦时机制电量。2025 年 5 月 31 日前并网且不带新能源补贴的光热项目，纳入机制电量的年利用小时数 1520 小时；已纳入 2021、2022 年全省新能源开发建设方案本地消纳的光热项目、已纳入 2024 年至 2028 年底全省年度光热发电示范开发计划的光热项目，纳入机制电量的年利用小时数根据设计储热时长及单位储热时长年利用小时数确定，单位储热时长年利用小时数为 190 小时。

机制电价：扶贫、特许经营权、光伏应用“领跑者”、分散式风电、不带新能源补贴项目机制电价水平按照青海省新能源补贴基准价 0.2277 元/千瓦时执行；“金太阳”项目按照青海省脱硫燃煤机组标杆电价 0.3127 元/千瓦时执行；分布式光伏、光热项目按照现行价格政策执行。

执行期限：扶贫、特许经营权、光伏应用“领跑者”、“金太阳”、

行明确。

执行期限：增量新能源项目机制电量和电价自省发展改革委、省能源局公布竞价结果次月起执行，其中未投产项目自项目申报的投产时间次月起执行，执行期限 12 年。

机制电量：2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目，初期纳入机制的电量规模与现有新能源价格非市场化比例适当衔接，每年新增纳入机制的电量规模，可根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素适时调整。

机制电价：增量新能源项目机制电价通过统一竞价形成。已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价。综合考虑合理成本收益、绿色价值、市场供需、用户承受能力、有序竞争等因素，竞价上限暂设为 0.2595 元/千瓦时，下限为 0.18 元/千瓦时，后续视情况调整。竞价时按报价从低到高排序确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。村级光伏帮扶电站项目按照农业农村部门相关政策执行。

执行期限：纳入机制的增量项目执行期限为 12 年。

电量规模：竞价电量规模根据国家下达的年度非水电可再生能源消纳责任权重完成情况以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。第一年纳入机制的电量占增量项目新能源上网电量的比例，与我市现有新能源价格非市场化比例适当衔接，单个项目申请纳入机制的电量占其全部上网电量的比例应低于 100%，具体比例在每年的竞价通知中明确。

机制电价：增量项目机制电价通过竞价确定。已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。

执行期限：增量项目竞价结果执行期限暂按 12 年确定。

机制电量年度总规模，综合考虑当年增量新能源项目装机容量、合理利用小时数、用户承受能力、非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况等因素确定。

机制电价由竞争形成，具体按照边际机组报价确定，同一批次、同类型项目机制电价水平相同。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。初期为避免无序竞争，设置竞价下限和申报充足率下限，引导新能源充分竞争，降低全社会用能成本。

执行期限，根据同类项目回收初始投资的平均期限合理确定。

电量规模：每年新增纳入机制的电量规模，根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模适当增加。增量项目机制电量均通过竞价获得。年上网电量按年合理利用小时数计算，风电、光伏年合理利用小时数分别按 1800、1100 小时确定。

已投产的增量新能源项目在参与竞价获得机制电量前，可以参与月度及以下中长期（绿电）交易，不对项目竞价申报电量上限产生影响。

机制电价：考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素，确定竞上下限。每年组织具备条件的新能源项目自愿参与竞价，竞价方式根据新能源发展情况确定。竞价时按报价从低到高的原则确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定。

执行期限：按同类型项目回收初始投资的平均期限确定。

机制电量：增量项目第一年纳入机制电量与现有新能源非市场化比例衔接，第二年及以后根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况以及用户承受能力等因素确定。单个项目申请纳入机制的电量应当低于其全部上网电量。为引导行业竞争，竞价时设置申报充足率下限。

机制电价：通过每年 10 月组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成。分为风电、太阳能发电两类组织竞价，如单一类别竞价主体较集中或整体规模较小缺乏有效竞争时，不再分类组织，统一合并竞价。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，不得高于煤电基准价，竞价下限初期可按照先进电站造价水平折算度电成本确定。未竞价成功的项目可在以后年度继续参加机制电价竞价。

执行期限：考虑回收初始投资暂定为 12 年。

机制电量：首年新增纳入机制电量的比例，与现有新能源价格非市场化比例适当衔接；第二年及以后根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，综合用户承受能力和支持新能源发展需要等因素动态调整。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。

机制电价：通过市场化竞价确定，竞价上限通过考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。初期可以考虑发电成本、避免无序竞争、支持新能源发展需要等因素确定竞价下限。

执行期限：按照同类项目回收初始投资的平均期限确定。

河北	河北南网《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	分布式光伏、分散式风电项目，按照政策开始执行时剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份两者较早者确定。不带新能源补贴的光伏、风电项目执行期 6 年，自 2026 年 1 月 1 日起计。光热项目执行期按投产满 25 年确定。 机制电量：集中式光伏 40%（扶贫项目 100%）、集中式风电 70%、10kV 以上并网的工商业分布式光伏 80%、其余分布式光伏和分散式风电 100%，多类型电源项目按相应类型容量占比加权确定其执行机制电量的最高比例。 机制电价：统一按河北南网煤电基准价 0.3644 元/千瓦时执行。 执行期限：执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行。	机制电量：单个项目申报规模=项目装机容量×同类项目近三年平均发电利用小时数×（1-厂用电率）×机制电量申报比例，上限最高 80%。 机制电价：上限暂不高于燃煤发电基准价，参考先进新能源项目的成本因素确定竞价下限。 执行期限：风电 10 年、光伏 12 年、海风与海光 14 年，海光与海风由省发展改革委确定机制电量规模和机制电价形成方式
	冀北电网《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	机制电量：以 2024 年 6 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日实际非市场化交易结算电量占上网电量的比例作为该项目机制电量比例上限；非市场化交易结算电量按照上网电量减去各类市场化交易合同结算电量确定。 机制电价：按冀北电网现行燃煤发电基准价 0.372 元/千瓦时执行。 执行期限：执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行。	机制电量：单个项目申报规模=项目装机容量×同类项目近三年平均发电利用小时数×（1-厂用电率）×机制电量申报比例，申报上限 80%。 机制电价：上限暂不高于燃煤发电基准价，参考先进新能源项目的成本因素确定竞价下限。 执行期限：风电 10 年、光伏 12 年、海风与海上光伏 14 年。

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

截至 2025 年底，大部分省份已完成增量新能源项目机制电价竞价。整体来看，多数省份增量项目竞价结果接近区间上限，目前已经出炉竞价结果的省份中，除山东省与甘肃省外，其余大多地区的竞价结果均接近竞价区间的上限。

表 6：各省“136 号文”承接机制电价情况

地区	风电			光伏		
	存量项目 机制电价	增量项目 机制电价 （元/kWh）	增量项目 机制电量 （亿 kWh）	存量项目机制电 价	增量项目 机制电价 （元/kWh）	增量项目机 制电量（亿 kWh）
山东	0.3949	0.319	59.67	0.3949	0.225	12.48
新疆	0.25（补贴 项目）	0.252	185.39	0.25（补贴项目）	0.235	36.08
	0.262（平 价项目）			0.262（平价项目）		
甘肃	0.3078	0.1954	15.76	0.3078	0.1954	7.74
江西	0.4143	0.375	4.6	0.4143	0.33	1.3
广东	0.453			0.453	0.36	46.5
云南	0.3358	0.332		0.3358	0.33	
青海				0.2277		
	0.2277	0.24	5.43	光 热 0.3247-0.86	0.24	11.25
安徽（统一 竞价）	0.3844	0.3840		0.3844	0.3840	
安徽（独立 竞价）		0.3837			0.3837	
天津		0.3196			0.3196	
上海	按现行价 格政策执 行，不高于 燃煤基准 价 0.4155	0.4155	1.36	按现行价格政策 执行，不高于燃煤 基准价 0.4155	0.4155	4.02
黑龙江	0.374	0.228111	52.71	0.374	0.228111	10.33
海南（分布 式光伏）	0.4298			0.4298	0.3998	
福建（海上 光伏）	0.3932			0.3932	0.388	15.97
福建（其他 新能源）					0.35	6.61
宁夏	0.2595	0.2595		0.2595	0.2595	
冀北	0.3720	0.347	103.7	0.3720	0.352	36.13

冀南	0.3644	0.353	142	0.3644	0.3344	14
辽宁	0.3749	0.33	80.22	0.3749	0.3	1.43
陕西	0.3545	0.352	62.7	0.3545	0.35	52.3
蒙东	0.3035	不安排		0.3035	不安排	
蒙西	0.2829	不安排		0.2829	不安排	
海南	0.4298	0.3998		0.4298	0.3998	
湖北	0.4161	0.387	10.84	0.4161	0.333	4.88
贵州	0.3515			0.3515		
重庆	0.3964	0.3961	20.75	0.3964	0.3963	17.02
北京	0.3598			0.3598	0.3598	2.41
四川	0.4012	0.393	8.8	0.4012	0.373	41.4

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

东中部地区新能源市场化程度较低，三北地区及西部地区新能源市场化程度较高，136号文对三北地区及西部地区新能源影响相对较小。从2025年各地新能源保障性消纳及入市要求来看，东中部地区新能源保障消纳程度较高，市场化水平较低，而西部、三北地区新能源保障消纳程度较低，多数省份除优先发电计划外新能源需参与市场化交易，市场化程度整体较高。

表7：2025年各地新能源保障性消纳规定

地区	入市要求	保障小时数/电量	
		光伏	风电
宁夏	优先发电计划外全部入市	26.72亿 kWh	34亿 kWh
湖北	风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量(含绿电交易)折合利用小时数分别不超过35、60小时。(即年度中长期小时数不超过420小时、720小时)		
冀北	自愿入市，优先绿电交易，带补贴项目参加绿电交易须放弃补贴；张家口风电企业超出保障收购小时数的电量，参与张家口四方协作机制电采暖交易		
河北南网	直调项目上网电量按一定比例参与市场化交易	40%	70%
江苏	优先组织无补贴项目参与绿电交易，保量保价小时数外参与省内中长期常规交易220kV及以上电压等级，30%交易电量，参与中长期、现货和绿电交易	400h	800h
广东	2025年底前全部110kV电压等级：10%交易电量，参与现货		70%
	2025年1月1日起新增并网的110kV及以上电压等级集中式光伏：50%交易电量，参与现货	50%	90%
辽宁	除特殊机组外，其余均参与市场交易无补贴或主动放弃补贴的风电和光伏		
浙江	统调风电、光伏，自愿参与绿电交易，10%电量参与现货，90%电量分配政府授权合约，执行政府定价非统调风电、光伏自愿参与绿电交易		90%
新疆	优先发电外全部入市	500h	895h
陕西	优先发电合同电量外，全部参与市场交易	293h	417h
山东	2025-2026年，新增风电项目可自主选择全电量或30%发电量参与电力市场，新增集中式光伏发电项目可自主选择全电量或15%发电量参与电力市场	90%(2024年底前) 85%(2025~2026年新增)	70%(2025~2026年新增)
蒙西	保量保价外全部参与市场	320h	390h
蒙东	"保量保价"外所有发电量均参与电力市场	635h	790h
黑龙江	平价项目保障性小时数外全部进入市场交易其他风电、光伏发电全部进入市场交易	450h(平价)	700h(平价)
河南	优先满足居民、农业用电需求，剩余新能源电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理，上网电价执行基准价		
福建	集中式风电交易电量预测为55亿千瓦时未直接参与市场交易的，上网电量用于保障居民、农业优先购电		
青海	集中并网光伏、风电企业参与电力市场化交易50%电量参与省内年度交易		
湖南	统调新能源全部电量进入电力市场交易新能源年度交易电量为60亿千瓦时		
四川	优先电量外可自愿参与绿电交易，绿电交易外剩余电量可参与其他符合条件的交易	300h(枯水期170h、丰水期130h)·配储给予150h倾斜支持(枯水期50h、丰水期100h)	400h(枯水期220h、丰水期100h)
广西	集中式光伏、风电(不含海上)全电量参与市场化交易，执行政府授权合约机制(绿电合约价格为375元/兆瓦时，常规合约价格为360元/兆瓦时)，结算费用由市场化结算费用和政府授权合约差价费用相加组成		
江西	统调风电、光伏等新能源电站参与市场化交易；新能源保量保价电量，按政府定价结算，实现100%保障性收购；新能源发电企业月结算电价低于燃煤发电基准电价的70%(290.01元/MWh)按照290.01元/MWh结算，交易结算价格超过290.01元/MWh，则按照实际价格进行结算		

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

政策持续出台促进新能源消纳水平提升。2025年以来，国家持续出台政策促进可

再生能源消纳水平提升，具体举措包括推动绿电直连、零碳园区开发建设、增加重点用能行业消纳绿电、提升可再生能源电力消纳责任权重、优化电力系统调节能力以及促进绿证市场发展等。展望未来，一方面通过特高压将西部地区新能源输送至用电需求较大的东部地区有利于促进新能源消纳水平提升；另一方面，推动新能源非电利用，发展可再生能源制氢氨醇等，将成为未来新能源消纳水平提升的重要举措。

表8：2025 年以来国家支持可再生能源消纳的政策梳理

时间	发布部门	政策文件	主要内容
2025 年 1 月	国家发改委、国家能源局	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》	到 2027 年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调用机制进一步完善。通过调节能力的建设优化，支撑 2025—2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于 90%。
2025 年 3 月	国家发改委、国家能源局、工信部、商务部、国家数据局	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展意见（发改能源〔2025〕262 号）》	到 2027 年，绿证市场交易制度基本完善，强制消费与自愿消费相结合的绿色电力消费机制更加健全，绿色电力消费核算、认证、标识等制度基本建立，绿证与其他机制衔接更加顺畅，绿证市场潜力加快释放，绿证国际应用稳步推进，实现全国范围内绿证畅通流动。到 2030 年，绿证市场制度体系进一步健全，全社会自主消费绿色电力需求显著提升，绿证市场高效有序运行，绿证国际应用有效实现，绿色电力环境价值合理体现，有力支撑可再生能源高质量发展，助力经济社会发展全面绿色转型。
2025 年 5 月	国家发改委、国家能源局	《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》	绿电直连项目以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则建设运行。并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式；现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。
2025 年 7 月	国家发改委、工信部、国家能源局	《关于开展零碳园区建设的通知发改环资〔〔2025〕910 号〕》	1) 加快园区用能结构转型。加强园区及周边可再生能源开发利用，支持园区及周边非化石能源发电资源匹配对接，科学配置储能等调节性资源，因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直接供应模式，鼓励参与绿证绿电交易，探索氢电耦合开发利用模式。推动园区积极利用生物质能、核能、光热、地热、工业余热等热能资源，实现供热系统清洁低碳化。探索氢能、生物质等替代化石燃料和原料。2) 大力推进园区节能降碳。推动园区建立用能和碳排放管理制度，深入推进企业能效碳效诊断评估，加强重点用能设备节能监察和日常监管，淘汰落后产能、落后工艺、落后产品设备。支持企业对标杆水平和先进水平，实施节能降碳改造和用能设备更新，鼓励企业建设极致能效工厂、零碳工厂。
2025 年 7 月	国家发改委、国家能源局	《关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	2025 年多数省份非水可再生能源消纳责任权重在 20%以上，相较于 2024 年非水可再生能源消纳责任权重，云南、新疆、天津等省份增幅较大，吉林、黑龙江、青海、宁夏等省份持平。在电解铝行业基础上增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例，其中电解铝行业需进行考核，其他行业完成情况核算以绿证为主，只监测不考核。钢铁、水泥、多晶硅行业 2025 年要求绿电消费比例为 25.2%-70%，国家枢纽节点新建数据中心绿电消费比例则均为 80%。
2025 年 9 月	国家发改委、国家能源局	《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》	对电源、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面、以新能源发电为主要电源的就近消纳项目，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电。就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%、2030 年起新增项目不低于 35%。
2025 年 10 月	国家发改委	《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》 《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用。 可再生能源消费最低比重目标分为可再生能源电力消费最低比重目标和非电消费最低比重目标两类：1) 电力消费最低比重目标包括全部可再生能源发电种类；2) 非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等可再生能源非电利用种类。 国务院能源主管部门会同有关部门确定重点用能行业，对其明确可再生能源电力消费最低比重目标和过渡期限，并进行监测、评价和考核，相关行业范围适时调整。 重点用能行业可再生能源电力消费最低比重目标可通过可再生能源电力自发自用、绿电直连、绿证绿电交易（划转）等方式完成；可再生能源非电消费最低比重目标可通过可再生能源供暖（制冷）、可再生能源制氢氨醇等综合利用、生物质能非电利用等方式完成。可再生能源电力消费最低比重目标完成情况使用可再生能源绿色电力证书作为基本凭证进行核算。

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

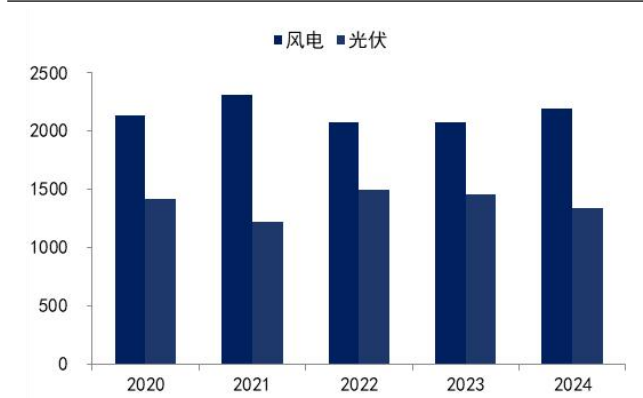
公司在全国范围已建立五个新能源平台公司和三个新能源生产运营中心，新能源发电机组主要分布在东北、华东、西北、华北等地区，公司新能源机组广泛分布可在一定程度上分散自然资源情况及消纳条件变化对新能源发电机组运营效率的影响。公司在三北地区的新能源发电机组较多，自然资源较为优质，同时三北地区新能源市场化程度相对较大，预计 136 号文实施后对公司业绩表现的影响相对有限。

公司新能源发电机组电价有所下降，未来随着市场化交易程度增加以及平价机组

占比增加，新能源上网电价将逐步趋稳；度电成本方面，公司新能源发电机组度电成本较为稳定；由于上网电价下降，公司新能源发电机组度电毛利有所下降，预计未来随着上网电价趋稳，度电毛利将逐步趋于稳健。

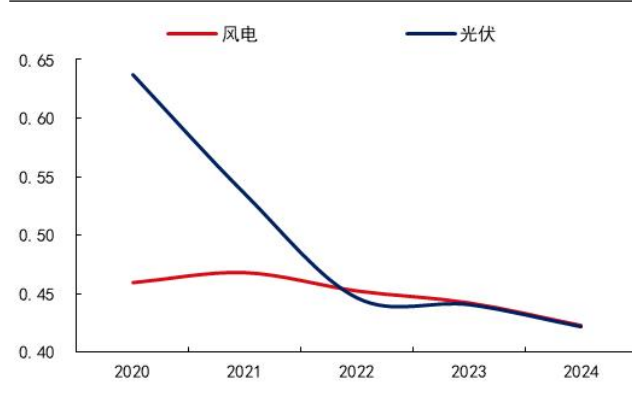
公司目前在建新能源项目规模较大，合计在建新能源装机规模超过 100 万千瓦，主要包括多个风电项目和风光储多能互补试点项目，未来公司新能源项目逐步投运，以及市场化交易对电价影响逐步减弱，预计公司新能源板块业绩有望实现稳步增长。

图 22: 电投绿能公司风电光伏利用小时数 (小时)



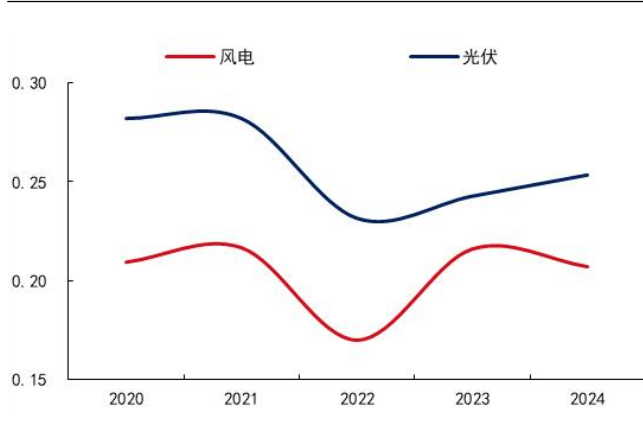
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 23: 电投绿能风电光伏平均上网电价 (元/KWh, 不含税)



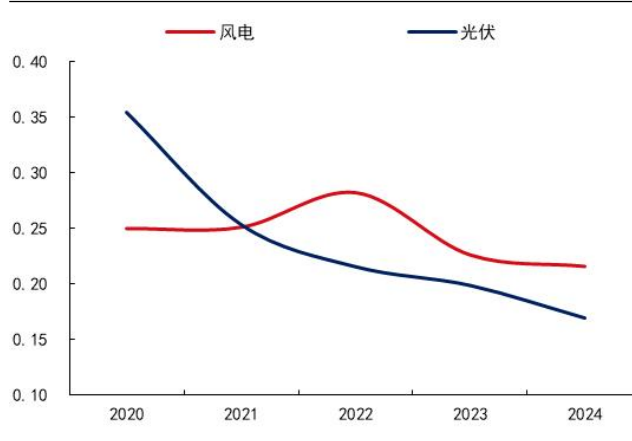
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 24: 电投绿能公司风电光伏度电成本 (元/KWh)



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 25: 电投绿能风电光伏度电毛利 (元/KWh)



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

新能源非电利用推进，公司绿色氢基能源业务迎发展机遇

新能源非电利用推进，绿氢产业化规模化发展

政策拓展新能源消纳场景，新能源非电利用是未来促进新能源消纳水平提升的重要举措，风光新能源制绿氢有望迎来规模化应用，同时推动绿氢冶金、绿色合成氨、绿色甲醇、绿色航煤等方向延伸。目前国内已有多风光氢一体化基地，新能源非电发展已具备一定基础。

国家政策持续推动氢能产业发展，绿氢规模化发展推进。“十四五”以来，国家持续出台政策支持氢能产业发展，氢能中长期发展规划出台，同时《能源法》将氢能纳入能源体系管理，积极推动氢能“制储输用”全链条发展和有序发展可再生能源制氢，同时推动氢能在工业、交通等领域应用和燃煤机组掺烧绿氢等，助力碳减排目标实现。国内氢能产能规模及产量不断增加，可再生能源制氢项目逐步落地，氢能规模化发展渐近。

表9：国家支持氢能发展的政策梳理

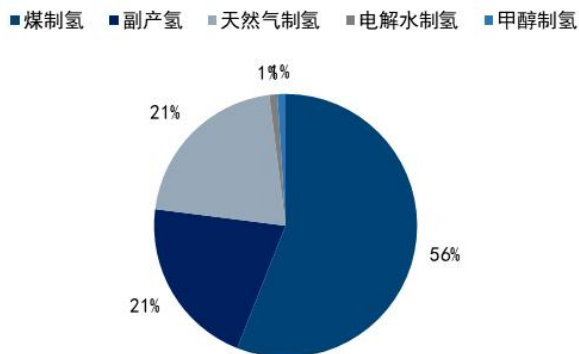
时间	发布部门	政策文件	主要内容
2022年3月	国家发改委、国家能源局	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	到2025年，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。氢能示范应用取得明显成效，清洁能源制氢及氢能储运技术取得较大进展，市场竞争力大幅提升，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100-200万吨/年。到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。到2035年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。
2024年7月	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》	大力发展非化石能源。推进氢能“制储输用”全链条发展。建立健全氢能“制储输用”标准。建设绿色交通基础设施，完善加氢（醇）站等基础设施网络。
2024年7月	国家发改委、国家能源局	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》	利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氢发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氢能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。
2024年10月	国家发改委、国家能源局等6部门	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	因地制宜发展生物天然气和生物柴油、生物航煤等绿色燃料，积极有序发展可再生能源制氢。在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。开展氢冶金和氢基化工技术推广应用。
2024年11月	全国人大常委会	《中华人民共和国能源法》	能源定义：直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源，包括煤炭、石油、天然气、核电、水能、生物质能、风能、太阳能、地热能、海洋能以及电力、热力、氢能等。氢能纳入能源管理体系。
2024年12月	国家发改委、国家能源局、工信部	《加快工业领域清洁低碳氢能应用装备支撑和技术推广应用实施方案》	到2027年，工业领域清洁低碳氢能应用装备支撑和技术推广取得积极进展，清洁低碳氢在冶金、合成氨、合成甲醇、炼化等行业实现规模化应用，在工业绿色微电网、船舶、航空、轨道交通等领域实现示范应用，形成一批氢能交通、发电、储能商业化应用模式。

资料来源：国家发改委，中国政府网，国信证券经济研究所整理

绿氢产业快速发展，长期空间广阔。根据国家能源局发布的《中国氢能发展报告（2025）》，截至2024年，全国氢气产能超5000万吨/年，同比增长约1.6%；2024年氢气产量超3650万吨，同比增长约3.5%，合成甲醇、合成氨氢气是氢气消费的主要领域。电解水制氢产能约50万吨/年，同比增长9.7%；产量32万吨，同比增长3.6%。2024年可再生能源电解水制氢项目建成35个，新建产能超4.8万吨/年，同比增长62%，截至2024年底，各地建成可再生能源电解水制氢产能超12.5万吨/年，建成加氢站超540座，推广燃料电池汽车约2.4万辆。未来随着政策推动可再生能源制氢发展以及绿电价格下降、制氢设备规模化应用，预计绿氢产量及消费量将实现大幅增长，据中国氢能联盟研究院预计，在2060年前碳

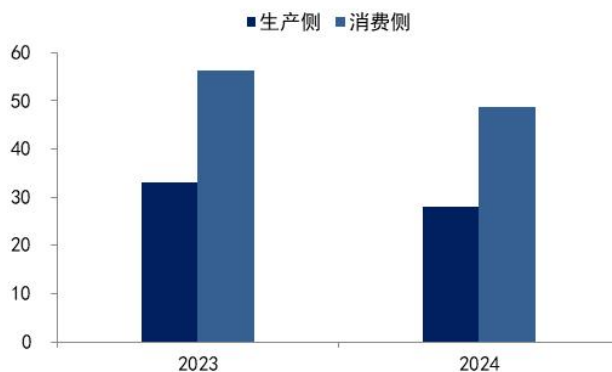
中和情景下，我国氢气年需求量将增至 1.3 亿吨，在终端能源消费中占比约 20%，可再生氢产量约 1 亿吨。

图 26：2024 年中国氢气生产结构



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 27：2024 年底氢气生产侧、消费侧价格（元/千克）

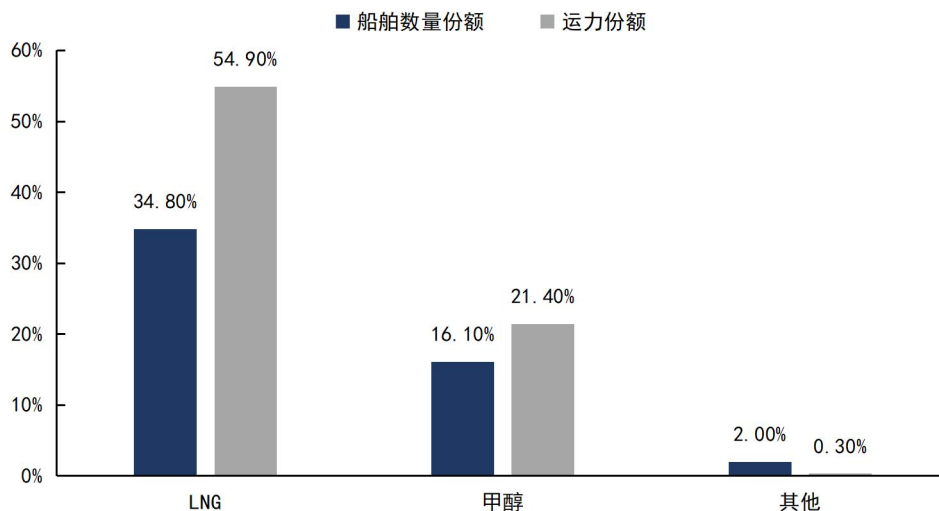


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

航运业绿色低碳转型推进，绿色燃料迎发展机遇

IMO 净零框架大势所趋，将打开航运绿色甲醇燃料需求。2025 年 4 月 11 日，国际海事组织（IMO）通过全球航运业净零排放法规，草案法规将制定强制性船用燃料标准和温室气体排放定价机制以应对气候变化，IMO 净零框架将首次在整个行业领域内结合强制性排放限制与温室气体定价机制，原计划在 2027 年对总吨位超过 5,000 吨的大型远洋船舶（占国际航运二氧化碳排放总量 85%）强制实施，目标到 2030 年减排 20%-30%，在 2050 年或前后实现净零排放。在 IMO 净零框架下，行业预计未来五年内航运业对绿色甲醇需求将从当前每年数十万吨水平增至 2030 年 3000-4000 万吨，形成超千亿元规模新市场。波罗的海国际航运工会（BIMCO）表示，“截至 2025 年 8 月底，已有 534 艘替代燃料集装箱船订单，占订单船舶数量的 53%，占总运力的 77%”，其中，甲醇船舶占数量的 16%，占运力的 21%成为仅次于 LNG 的替代燃料选项。国际航运巨头马士基官网显示，截至 2024 年已有 7 艘大型双燃料甲醇动力船投产，还订购了 20 艘双燃料船，预计在 2028-2030 年间交付，并已通过新的甲醇承购协议满足 2027 年双燃料甲醇船队预期需求的 50%以上。虽然 IMO 净零框架在 10 月 17 日投票决定延迟 12 个月，但在净零排放和能源转型大趋势下，甲醇替代燃料船舶订单已经开始增长，航运企业展现发展甲醇船舶的决心。

图 28：可替代燃料集装箱船订单份额



资料来源：BIMCO，中国船东协会，国信证券经济研究所整理

消纳成为可再生能源发展重心，绿色甲醇是绿电就地消纳重要途径。2025 年 9 月以来，国家密集发文推动促进绿电消纳，其中多次提到发展绿醇。国家发改委、能源局 9 月 12 日发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》，明确要求就近消纳项目平等参与电力市场；国家发改委 10 月 13 日发布《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》，**首次将非电可再生能源消纳入强制性考核体系**，新增可再生能源非电消费最低比重目标考核，明确非电可再生能源消费包括可再生能源供热（制冷）、制氢氨醇和生物燃料等非电利用方式；10 月 29 日，国家发改委、能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，要求新型电力系统满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求，到 2035 年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，其中明确指出“统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业”；11 月 12 日，国家能源局下发《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，统筹推进新能源大规模开发和高水平消纳，其中提到，加快推动新能源产业链“以绿制（造）绿”，稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地，探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制等要求。

表 10：国家层面支持绿色甲醇行业发展的政策梳理

时间	部门	文件	主要内容
2024-11	全国人大常委会	《中华人民共和国能源法》	国家支持合理开发利用可替代石油、天然气的新型燃料和工业原料。
2005-2	全国人大常委会	《中华人民共和国可再生能源法》	国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准生物液体燃料纳入其燃料销售体系。大力发展氢碳耦合制绿色甲醇。开发清洁低碳氢与碳捕集、生物质等耦合制备绿色甲醇工艺技术，研发高活性、高选择性、高稳定性二氧化碳加氢制甲醇催化剂、二氧化碳吸附捕获剂等核心材料，低能耗烟气碳捕集等关键技术，以及甲醇合成高效反应器、生物质高效气化炉等工艺装置。推进绿色甲醇示范项目建设，提高碳转化率和甲醇选择性，严禁以绿色甲醇名义违规建设不符合产业政策的煤制甲醇项目。
2024-12	工信部、国家发改委、国家能源局	《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》	推广应用二氧化碳高效驱油等地质利用技术、二氧化碳加氢制甲醇等化工利用技术。
2024-6	国家发改委、国家能源局	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》	完善加氢（醇）站等基础设施网络。
2024-7	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》	推进零排放货运，加强可持续航空燃料研发应用，鼓励净零排放船用燃料研发生产应用。到 2030 年，营运交通工具单位换算周转量碳排放强度比 2020 年下降 9.5% 左右。到 2035 年，新能源汽车成为新销售车辆的主流。

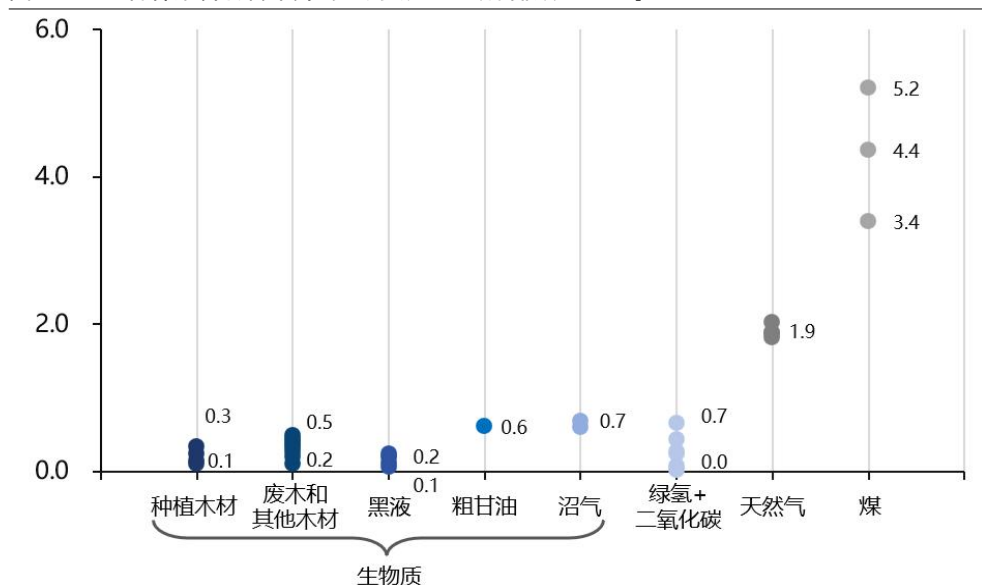
2023-12	工信部、国家发改委、财政部、生态环境部、交通运输部	《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030 年）》	到 2025 年，船舶制造业绿色发展体系初步构建。绿色船舶产品供应能力进一步提升，船用替代燃料和新能源技术应用与国际同步，液化天然气（LNG）、甲醇等绿色动力船舶国际市场份额超过 50%。 加快甲醇、氨动力船型研发；推动甲醇、氢等动力船型研发和试点，按照不同场景需求打造标准化、系列化船型。 推进甲醇、氨燃料等低碳零碳燃料船用发动机核心技术攻关，形成全功率谱系甲醇和氨燃料发动机研制能力，实现规模示范效应 绿色甲醇、绿氨、纤维素燃料乙醇等绿色液体燃料是新兴事物，相应配套政策尚不健全。要通过试点发现政策堵点和短板，推动营造良好的政策环境。我局将对符合条件的试点项目优先推荐纳入制造业中长期贷款支持，符合条件的技术装备优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备，享受相关支持政策。支持依托试点项目，承担相关科技攻关任务、制定绿色液体燃料相关标准。 在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氨规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。 支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。 加强政策引导。印发《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030 年）》等文件，引导地方加快推进可再生能源制氢在氨醇生产的应用，优化提升大型远洋船舶 LNG 动力船型，加快氨醇动力船型研发，建设绿色船舶配套供应链，健全完善绿色低碳标准体系。 支持科研攻关。会同有关部门组织实施绿色智能船舶标准化引领工程、海上风电制氢等重大工程和重点项目，推动甲醇、氨等低碳零碳燃料船舶关键技术攻关。利用相关政策渠道，支持绿氢及绿色氨醇生产关键技术攻关和工程化应用。 参与国际海事规则研制。会同有关部门组织相关企业深度参与国际海事组织（IMO）海运温室气体减排战略等重点议题和相关规则制修订等工作，研究提出相关国际规则的中国方案，成功实现经国家批准的谈判中高案目标。 推动绿色智能船舶项目融资落地。组织中船工业、国能航运、长江航运等业内单位与交通银行、交银租赁、中再保险等金融机构对接，推动内河船舶绿色智能化更新改造，推进丹江湖口库区试点示范。 我部将持续做好相关政策落实，组织新能源企业与氨醇生产企业联合攻关，加快打通“绿电—绿氢—绿色氨醇”技术链条；加快低碳零碳燃料船舶关键技术研发和示范应用，构建船用绿色燃料供应链体系；开展典型场景应用示范，鼓励远洋船舶使用绿色氨醇燃料，探索利用绿色能源在温和条件下合成氨并在农业领域应用，扩大绿色氨醇的市场规模。
2025-8	国家能源局综合司	《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》	可再生能源消费最低比重目标为可再生能源电力消费最低比重目标和非电消费最低比重目标两类，非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等可再生能源非电利用种类。
2024-10	国家发改委、工信部、住建部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	对“可再生能源制氢氨醇等综合利用”，依据制氢氨醇等的用电量，采用发电煤耗法核算。支持绿色甲醇和可持续航空燃料生产项目。支持规模化碳捕集利用与封存（CCUS）项目建设。项目支持比例均为核定总投资的 20%。 推动使用可再生合成燃料等清洁能源的运输车辆、船舶投入外贸货物运输。支持在综合保税区开展国产生物柴油和船用燃料油混兑调和业务。支持有条件的地方开展国际航行船舶保税液化天然气、生物柴油、绿醇、绿氨等加注业务。引导外贸企业开发使用再生资源、回收资源、可降解材料、可再利用废弃物等制造的产品。发展绿氢等可持续燃料贸易。
2024-8	工信部	关于政协第十四届全国委员会第二次会议第 04773 号（资源环境类 310 号）提案答复的函	非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等可再生能源非电利用种类。 规定了可再生能源制氢氨醇等综合利用核算方法
2025-10	国家发改委	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储运用一体化产业，打造“灵活负荷”。
2025-9	国家发改委	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》	加快推动新能源产业链“以绿制（造）绿”，稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地，探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制
2025-10	商务部	《关于拓展绿色贸易的实施意见》	
2025-10	国家发改委	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	
2025-10	国家发改委、国家能源局	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	
2025-11	国家能源局	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	

资料来源：政府部门门户网站，国信证券经济研究所整理

绿色甲醇分类及制取路线

国际可再生能源署建议按生产过程中碳排放强度由高到低将工业上生产的甲醇分为四种类型，分别为棕色/黑色甲醇、灰色甲醇、蓝色甲醇和绿色甲醇。对应于生产甲醇的原材料分别是煤、天然气、蓝氢和二氧化碳（或绿氢和不可再生二氧化碳）及生物质/可再生二氧化碳和绿氢。绿色甲醇作为燃料应用的全生命周期碳排放接近于零。

图 29：基于各种原料制备甲醇的全周期温室气体排放（吨 CO₂/吨）



资料来源：国际可再生能源署，国信证券经济研究所整理（捕获的二氧化碳包括生物质工厂烟气或者火电厂烟气）

绿色甲醇是指通过可再生资源制备的甲醇，其生产过程碳排放显著降低，在全生命周期内实现碳减排。绿色甲醇作为常温常压下的液态能源载体，兼具高能量密度与常温储运便利性，由于无需低温加压，也没有氢脆等问题，其加注设施改造成本远低于氢燃料；甲醇作为燃料与内燃机的兼容性较强，技术转换成本相对较低。不过甲醇的能量密度较低，提供相同能量所需舱容是燃油的 2.27 倍，而 LNG 所需舱容为燃油的 1.6 倍，液氨约为 2.4 倍，液氢约为 4 倍（主要因密度较低所致）。

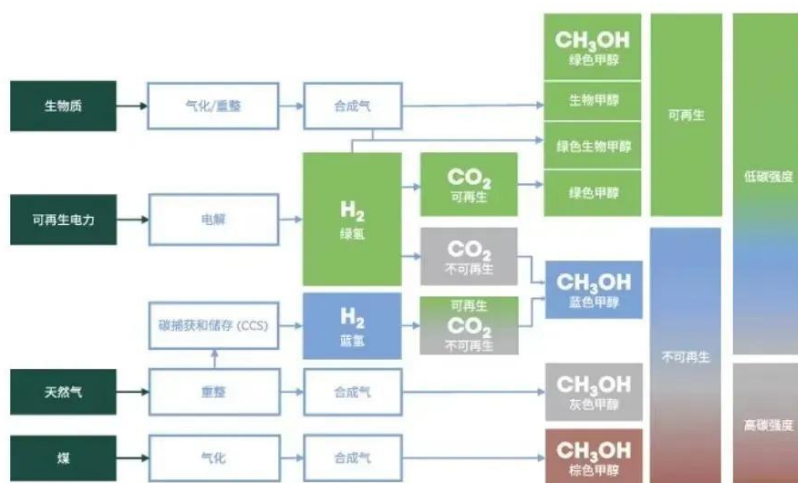
根据国际可再生能源署（IRENA）的分类标准，绿色甲醇需满足两个关键条件：氢气来源为绿氢，如可再生能源电解水制得的氢气；以及绿色碳源，如来自生物质直接捕获或空气碳捕集技术获取的二氧化碳。目前绿色甲醇的制备主要有生物甲醇和电制甲醇两种路线：

生物甲醇：通过生物质气化技术，将农林废弃物、垃圾填埋场产生的沼气等生物质转化为一氧化碳和氢气，再经催化合成甲醇。

电制甲醇：利用风电、光伏等可再生能源产生的电力电解水制得绿氢，然后将绿氢与捕获的二氧化碳在特定条件下反应合成甲醇。

除此之外，传统化工制甲醇是目前甲醇生产的主要路径，但由于使用的氢气或二氧化碳不完全满足可再生能源生产的要求，因此产出的甲醇倍成为蓝色、灰色或棕色甲醇。

图 30: 甲醇的主要生产路线



可再生的 CO₂: 通过生物源和直接空气捕集 (DAC)

不可再生的 CO₂: 来自化石燃料、工业

各种类型的甲醇生产过程尚无统一的标准颜色代码，本文根据原料和能源对各种类型的甲醇进行的说明仅作为初步提议，旨在作为与利益相关者进一步讨论的基础

资料来源: IRENA《创新前景: 可再生甲醇》，国信证券经济研究所整理

生物甲醇又可分为生物甲烷制甲醇和生物质气化制甲醇。生物甲烷制甲醇，指有机废弃物通过厌氧消化过程产生生物甲烷（沼气），而后经捕获、净化和催化转化为合成气（主要为一氧化碳和氢气），而后进一步反应生成甲醇。生物质气化制甲醇工艺则将木材、秸秆、食品废弃物等生物质经预处理、气化、合成器净化、甲醇合成及分离纯化等过程后转化为甲醇。目前甲烷重整技术相对成熟，但生物甲烷的收集、净化等方面成本较高，生物质气化过程的效率也有待提升，此外大型工艺线获取稳定原料供应难度较大。

图 31: 生物甲烷制甲醇工艺流程图



资料来源: 甲醇能源技术与应用，国信证券经济研究所整理

图 32: 生物质气化制甲醇工艺流程图



资料来源: 甲醇能源技术与应用，国信证券经济研究所整理

电制甲醇通过绿电电解水制氢，并与捕获的二氧化碳在催化剂作用下合成甲醇。目前电制甲醇已被证明可实现大规模生产，但生产成本较高，仍需电解槽技术进步、绿电成本下降及高效低成本捕集二氧化碳等方面的完善。

图 33：通过电解和电化学过程生产 e-甲醇的方法



资料来源：IRENA《创新前景：可再生甲醇》，国信证券经济研究所整理

绿电成本下降，电制甲醇成本优化空间可观

目前我国煤制甲醇的成本为 1800-2700 元/吨。我国甲醇的生产几乎完全依赖于煤炭，生产成本与煤炭价格高度相关，当煤炭价格为 500-1000 元时，煤制甲醇的成本为 1800-2700 元/吨。在绿电价格为 0.3 元/kWh 的假设下，绿电制甲醇成本约为 4500-4600 元/吨。即使考虑碳排放权交易，按照 2025 年 11 月 10 日全国碳市场收盘价 59.04 元/吨 CO₂ 计算，煤制甲醇总成本仍不高于 3000 元/吨，目前绿色甲醇经济上尚不能与煤质甲醇竞争，需要成本降至煤制甲醇同等水平或碳价提高到 400 元/吨 CO₂ 左右或更高时才具备竞争力。

表 11：我国进口美国 LNG 关税调整历程

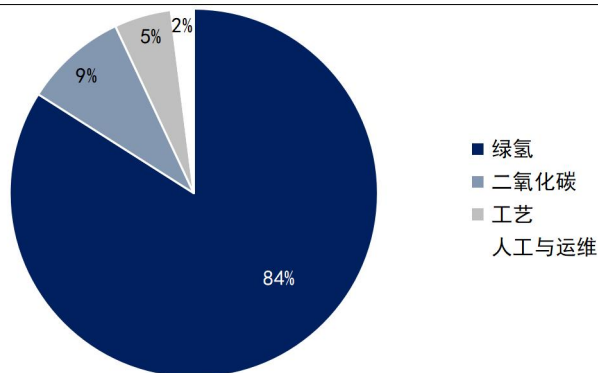
甲醇类型	全生命周期碳排放量（吨 CO ₂ /吨）	生产成本（元/吨）
棕色/黑色甲醇	3.4-5.2	1800-2700（我国）
灰色甲醇	1.9-2.0	700-1500（国外）
蓝色甲醇	介于灰色甲醇和绿色甲醇之间	
电制甲醇		4500-4600
生物质气化制甲醇		3800 左右
生物质耦合绿氢制甲醇	0-0.7	3500-3600
生物质甲烷制甲醇		3400-4200

资料来源：舒斌等.《碳中和目标下推动绿色甲醇发展的必要性分析》[J].《化工进展》. 2023 年第 42 卷第 9 期：4471-4478.，国际可再生能源署，国信证券经济研究所整理

电制甲醇成本有望随绿电成本降低而快速下降。在电制甲醇工艺流程中，氢气和二氧化碳分别来自于电解水制氢和二氧化碳捕获。制甲醇的成本主要由氢气成本、

二氧化碳成本、甲醇生产工艺成本、设备折旧、人工与运维等构成。其中，绿氢成本占总成本的 84%。随着新能源发电造价快速下行，绿电高比例并网，现货电力市场峰谷电价差扩大，绿电平均上网电价持续下降，部分省份甚至出现长时间负电价。伴随电解槽价格降低及电解水制氢电耗下降，若绿电成本降至 0.1 元/kWh，电制甲醇中的绿氢成本将从 3700-3800 元/吨大幅降低至 1700 元/吨，带动电制甲醇综合成本降至 2500-2600 元/吨左右，具备与煤制甲醇竞争的能力。若发电企业采用就地消纳制醇模式，低电价时段自发自用，将有效提升绿电项目收益水平。

图 34：电制甲醇成本结构



资料来源：舒斌等.《CO₂加氢制绿色甲醇的成本测算及预测》[J].《电力科技与环保》2024 年第 40 卷第 2 期：191-197.，国际可再生能源署，熊波等.《工业排放气二氧化碳捕集与利用技术进展》[J].《低碳化学与化工》2023 年第 48 卷第 1 期：9-18.，鲁红志等.《化学吸收法与变压吸附法用于水泥厂 CO₂捕集的对比分析》[J].《水泥 CEMENT》2023 年第 12 期：26-28.，国信证券经济研究所整理

生物质气化制甲醇降成本空间主要在于生物质原材料价格。目前生物质气化制甲醇的成本约 3800 元/吨，对应生物质颗粒采购价格约为 1200 元/吨。在生物质资源丰富且价格低廉的地区，生物质颗粒的价格有望降低，当生物质原材料价格低于 600 元/吨时，生物质气化制甲醇的成本约为 2300 元/吨，接近目前煤制甲醇的成本。生物质原料主要包括木材、秸秆等，技术革新带来的成本下降较为有限。总体上位于生物质资源丰富，地势平坦，交通便利的生物质制甲醇项目获取生物质原料的成本更低，盈利空间更大。

生物质制甲烷再制甲醇的瓶颈在于生物质发酵制甲烷工艺，主要劣势在于占地面积大、生物质发酵制甲烷的耗时长，且可被天然气完全替代，限制了其大规模应用。据国际可再生能源署计算，天然气制甲醇的成本为 100-200 美元/吨，基于生物质制甲烷再制甲醇的成本将在天然气制甲醇成本的基础上再增加 377 美元/吨，折合人民币约 2700 元/吨，即生物质制甲烷再制甲醇的综合成本为 3400-4200 元/吨，远高于天然气制甲醇。因此，生物质制甲醇未来发展空间比较有限。

综合来看，虽然电制甲醇目前成本较高，但远期降本空间较大，且具备大规模生产的条件。在我国的监管环境下，碳源主要为火电厂捕集的二氧化碳，供应量充足；氢源主要为绿电电解水制取的氢气，可有效提高绿电消纳水平。因此，**电制甲醇可能成为未来绿色甲醇的主流技术路线。**

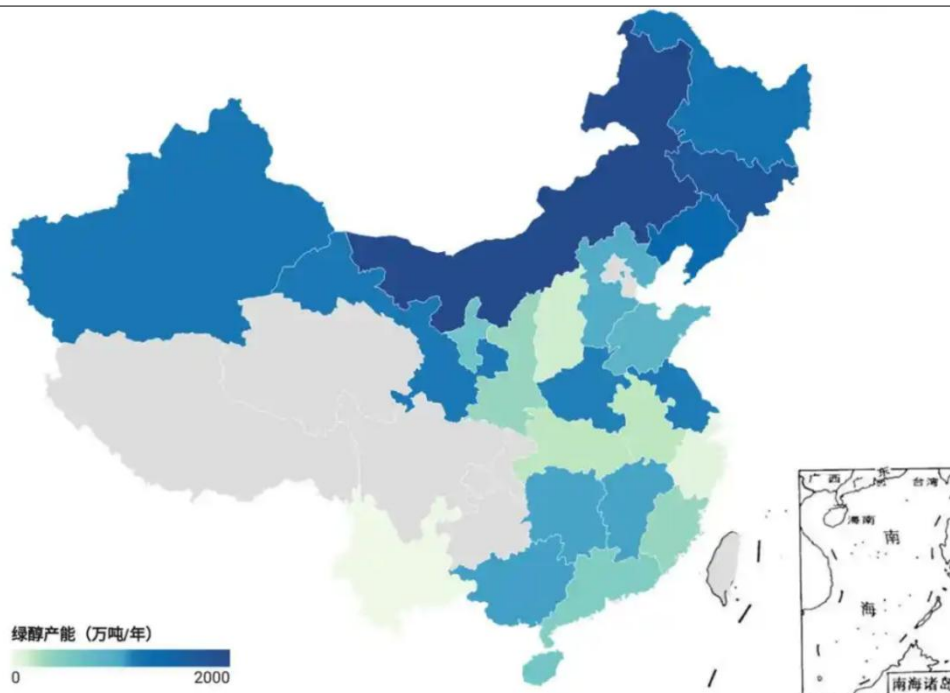
我国绿色甲醇项目及公用环保企业项目梳理

据统计，截至 2025 年 8 月，国内已签约/备案绿色甲醇项目 173 个，产能 5346 万吨/年，年内将有 65 万吨/年产能投产，其中。但实际启动项目较少，大部分仍处于场地评估或初步准备阶段，实际新增产能释放有限。正在积极推动绿色甲醇项目的大多是电力和新能源设备公司，传统化工和石油公司参与度低。多数项目

在去年才开始规划或获得相关指标，由于甲醇装置从开工建设到正式投产至少需要两年时间，因此短期内难以有新增产能投入市场，存在供应、政策执行等方面的不确定性¹。

目前我国绿色甲醇项目大部分分布在内蒙古及东北地区，据势银（Trendbank）统计，截至 2025 年 6 月底，内蒙古规划项目达 47 个，绿醇规划产能达 1837.01 万吨/年。内蒙古及东北地区可再生能源资源丰富，电力供需相对宽松，风光发电可充分应用于制取电制甲醇，同时还有比较丰富的农林废弃物作为生物质原料，也可采用生物质制甲醇路线。除此之外，区域拥有或靠近环渤海沿岸优质港口，如大连港、营口港、天津港等，可就近加注消纳甲醇。因此，内蒙古和东北地区成为我国绿色甲醇发展的前沿阵地。

图 35：中国绿醇项目产能分布地图（含远期规划）



资料来源：TrendBank，国信证券经济研究所整理

电投绿能是国家电投集团唯一“绿色氢基能源平台”。2022 年起，吉林省“氢动吉林”“航煤绿动”“醇行天下”行动推动下，公司投资建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，正式进军氢能产业。目前项目已投产试运行，每年可生产绿氢 3.2 万吨、绿氨 18 万吨，并配套建设 70 万千瓦风电、10 万千瓦光伏，已于 2025 年 7 月 26 日正式投产，是全球规模最大的单体绿氨项目。公司联合中远海运、上港集团共同投资建设的梨树绿色甲醇创新示范项目已核准，规划年产 19.72 万吨绿色甲醇，并配套 40 万千瓦风电，项目总投资 49.2 亿元，项目建设工期预计 27 个月，资本金财务内部收益率为 8.88%。10 月 30 日，项目正式启动，成为国内首个贯通“绿醇生产—燃料加注—远洋航运”全链条的绿色甲醇示范项目。此外，公司与法电中国中石油国际事业、伊藤忠商事、荷兰皇家孚宝签署合作协议，在绿色氢基能源全产业链方面加强合作，为公司绿色氢基产品未来面向海外销售奠定基础。

¹ 中国石化《上半年新增 51 个项目，绿醇火了》

图 36: 电投绿能梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目



资料来源：工人日报，国信证券经济研究所整理

绿色氢基能源布局领先，带来未来业绩增长动能

电投绿能的控股股东国电投集团积极探索绿色氢基能源新赛道，着力打通绿电-绿氢-绿色氢基产品产业链。国电投集团氢能战略为能源线、装备线“两条线”发展，其中能源线重点推进可再生能源发电和制氢协同发展，建设制加氢站，打造氢能源网络；装备线则重点布局用于制氢的 PEM 制氢设备和用氢的燃料电池等关键技术的研发和产业化应用。

◆ 装备线：国氢科技

国家电投集团氢能科技发展股份有限公司为国电投集团主要发展装备线技术研发的平台，为国电投集团下属二级子公司，国电投集团合计持有公司 41.62% 股权。国氢科技成立于 2017 年，聚焦氢燃料电池和先进制氢装备核心技术自主化。2019 年，《氢能公司总体改革方案》由国家电投集团党组审议通过。随后，国氢科技从国家电投中央研究院正式剥离，提级为国电投集团直管的二级单位，从而成为全国首家专业从事氢能产业的央企二级单位。国电投集团在 2019 年国氢科技提级后，将能源线与装备线剥离，让二者独立发展。

2026 年 1 月，电投绿能董事长杨玉峰兼任国氢科技党委书记。1 月 12 日，国氢科技召开干部大会。会上通报了绿色氢基能源产业平台建设方案，宣布集团党组有关任免决定：由现任电投绿能党委书记、第十届董事会股东代表董事、董事长杨玉峰同志兼任国氢科技党委书记，推荐为董事长人选并履行法定程序。


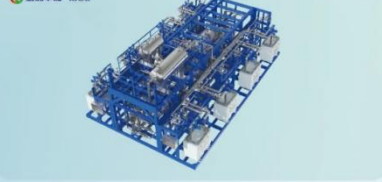
国氢科技公司确立了“1261”战略，即 1 个技术体系，2 条产品线（制氢的 PEM 制氢设备和用氢的燃料电池），6 大产业基地（北京、宁波、武汉、佛山、济南、长春），1 个示范运营平台。国氢科技主攻 PEM 方向，围绕燃料电池“八大件”（催化剂、质子膜、碳纸、膜电极、双极板、电堆、空压机、氢泵/引射器）深化自主创新。国氢科技“1+2”业务布局：“斯”系列关键材料部件、“氢腾”系列燃料电池和“氢涌”系列电解水制氢装备与解决方案，覆盖从关键材料到装备制造的全链条技术优势。

“氢涌”品牌：掌握先进制氢技术、拥有自主化技术链、致力于为绿氢项目提供定制化解决方案与全生命周期价值管理的国产电解水制氢品牌。品牌核心产品“氢涌智氢岛”一体化解决方案，聚焦绿电制氢，旨在打通可再生能源到绿氢应用的核心环节，适用于氢基化工、氢能交通、能源电力、钢铁冶金等多种应用场景。“氢涌”高性能装备包括 PEM 电解槽及成套制氢系统，关键性能指标达国际领先水平。国氢科技自主研发的“氢涌”PEM 电解槽和柔性制氢系统可精准预测

风光出力，智能调度制氢、储氢和合成氨的生产节奏。

国氢科技自主研发的万标方级“氢涌”PEM制氢装备在吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目中成功应用，我国PEM电解水制氢技术首次实现大规模产业化应用。国氢科技“氢涌”系列凭借该项目批量交付，完成大型化产品场景验证，开启PEM制氢装备大型化时代。

图 37：国氢科技大型制氢设备产品

氢涌中端 2000				氢涌中端 4000			
							
◎ 产品参数				◎ 产品参数			
额定产氢量	2000Nm ³ /h	额定产氢量	1000Nm ³ /h	额定产氢量	4000Nm ³ /h	额定产氢量	2000Nm ³ /h
氢气纯度	≥99.999%	运行负荷范围	10-110%	氢气纯度	≥99.999%	运行负荷范围	10-110%
出氢压力	≥1.6MPaG	冷启动时间	<10min	出氢压力	≥1.6MPaG	冷启动时间	<10min
直流电耗	≤4.3kWh/Nm ³	负荷提升速率	10%/s	直流电耗	≤4.3kWh/Nm ³	负荷提升速率	10%/s

资料来源：国氢科技官网，国信证券经济研究所整理

“氢腾”品牌：“氢腾”燃料电池已形成系列化产品谱系，开发超 40 款燃料电池车车型，累计纯氢运行里程超 6000 万公里。2025 年以来，国氢科技与美锦能源、国美氢能等多家企业合作，将公司“氢腾”燃料电池系统搭载在氢能重卡、氢燃料电池物流车上，共同推动氢能车辆规模化落地。

历经多轮融资，国氢科技估值已超过 130 亿元。2020 年，国氢科技完成了 3.9 亿元 A 轮融资，是当时氢能行业融资规模最大的非上市融资项目，投资后估值也来到 10 亿元。2022 年 6 月，国氢科技宣布以 16.6 亿元完成了 A+轮融资，投后估值达 41 亿元。同年 12 月 8 日，国氢科技引进 11 家投资方，其中有嘉兴国禾投资、川投集团、中国信达、西安唐兴科创等，完成了 B 轮融资签约，融资金额 45 亿元，投后估值已超过百亿元，为 130 亿元，该融资刷新了国内氢能行业单轮融资纪录，是国内氢能行业单轮融资规模最大的股权融资。2024 年 11 月，国氢科技再次完成 C 轮融资。与投资的机构包括山东省新动能基金，中兵慧明，江苏省新兴产业投资，南海控股集团。

表 12：国氢科技历史融资情况

时间	轮次	融资金额	投后估值	主要投资方
2020	A	3.9 亿元	10 亿元	多家产业资本
2022. 06	A+	16.6 亿元	41 亿元	国电投体系相关资本
2022. 12	B	45 亿元	130 亿元	嘉兴国禾、川投集团、中国信达等 11 家
2024. 11	C	未披露	未披露	山东新动能、中兵慧明等

资料来源：北京产权交易所、财新，国信证券经济研究所整理

◆ 能源线：电投绿能

电投绿能为国家电投集团公司面向全球发展的唯一绿色氢基能源平台。绿色氢基能源是指以可再生能源（风电、光伏等）电解水制取“绿氢”为载体，耦合绿色氮源和绿色碳源，采用低碳工艺生产的二次能源，涵盖绿氨、绿甲醇、绿航油等

产品。电投绿能精准聚焦“新能源+”和绿色氢基能源双赛道，率先打造“绿电-绿氢-绿氨”绿色发展模式，即利用吉林西部丰富的风光资源发出的电力，通过电解水制取氢气，结合空分得到的氮气合成为绿氨，可广泛应用于化工、电力及交通等领域。

公司提出“以绿氢消纳绿电，绿氨、绿甲醇、绿航油等绿色氢基能源产品消纳绿氢的产业逻辑，实施“三三三”发展战略，全力打造绿氨、绿醇、绿航油三条产品线，建设运营绿氨、绿醇、绿航油首个示范项目，形成可复制推广的发展模式，在国内三北线、长江线、海岸线开发布局，打造“两横一纵”开发格局。上游依托吉林西部风光资源，电投绿能在吉林省白城市、松原市、四平市等地规划建设氢基绿色能源产业链规模达 1080 万千瓦，绿氢 62 万吨/年，绿氨 162 万吨/年，绿醇 80 万吨/年，绿色航煤 30 万吨/年。中游通过参股吉林氢能交通运营平台，布局加氢站网络，破解储运瓶颈；下游则从交通领域延伸至化工领域，与中远海运合作的绿色甲醇项目，将氢能应用从客车拓展至航运燃料。

国电投集团“氢洲 Hyglobal”品牌发布。在国家电投大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目投产活动上，国家电投全球绿色氢基能源产业“氢洲 Hyglobal”品牌正式发布，此次发布标志着该公司实现了从风光新能源到绿色氢基能源的完整链条延伸和价值传递，国家电投绿色氢基能源产业开启“氢洲 Hyglobal”时代。

图 38: 国电投集团“氢洲 Hyglobal”品牌发布



资料来源：电投绿能官网，国信证券经济研究所整理

目前，电投绿能已建成投产大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，在建梨树 20 万吨级绿色甲醇创新示范项目、盐城吉电绿氢制储运加用一体化（一期）示范项目等，合计产能绿氢 3.4 万吨、绿氨 18 万吨、绿色甲醇 20 万吨。公司绿色氢基能源项目逐步落地，促进公司绿电消纳的同时逐步为公司带来增量业绩。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目：国家电投集团下属上市公司电投绿能以绿氢为核心纽带，建成投产吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目。项目投资额为 59.56 亿元，新能源建设规模 80 万千瓦（风电 70 万千瓦，光伏 10 万千瓦），可年产绿氢 3.2 万吨，绿氨 18 万吨，年减少碳排放 65 万吨，为全球最大规模的一次性投产绿色合成氨单体项目。

2025 年 7 月，电投绿能投资建设的大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目正式投产，若按照东北地区合成氨近 5 年平均价格 3115 元/吨（不含税）作为测算基准价格，项目建成后毛利率为 19.90%，资本金财务内部收益率为 4.57%，投资回收期 15.62 年，年均营业收入 8.16 亿元，年均净利润 0.52 亿元。作为全球最大绿氢合成氨项目，该项目创绿氢规模、混合制氢规模、直流微网和固态储氢等四项“全球之最”，标志着中国在绿色氢基能源领域实现历史性跨越。电投绿能将与

欧洲、日韩等多家企业签署销售协议的基础上，分别与法电中国、中国石油国际事业公司、日本伊藤忠和荷兰孚宝等多家国内外企业签署合作协议，首批绿氨于投产之日正式发往下游应用市场，实现绿氨产品向国际市场拓展。目前大安项目产品主要用于绿氨掺烧、化肥行业、氢能载体及绿色燃料等方面。

梨树 20 万吨级绿色甲醇创新示范项目：电投绿能控股子公司上海吉远绿色能源有限公司的全资子公司吉远（四平）绿色能源有限公司，拟投资建设梨树绿色甲醇创新示范项目，该项目总投资 49.20 亿元。作为公司落地的首个绿色甲醇创新示范项目，该项目的建设将助力公司绿色氢基能源平台的整体布局和加速发展。项目风电装机规模 40 万千瓦，配套建设 10MW/20MWh 的电化学储能装置（或采用租赁方式）；绿色甲醇产能 20 万吨/年，制氢及合成甲醇装置设计年运行 8000 小时，制氢装置根据风电功率动态运行，甲醇合成装置根据电价制氢量动态运行。项目资本金财务内部收益率为 8.88%，投资回收期 13.86 年，建设工期预计 27 个月，预计 2027 年下半年投运。

盐城吉电绿氢制储运加用一体化（一期）示范项目：电投绿能全资子公司北京吉能新能源科技有限公司控股子公司盐城吉电氢能科技有限公司拟投资建设盐城吉电绿氢制储运加用一体化（一期）示范项目，该项目动态投资 13.26 亿元，项目光伏装机规模 20 万千瓦，项目所发电量 70%上网，30%制氢；制氢部分拟安装 8 套 1000 标方/小时碱液制氢设备，年制氢量 0.2 万吨。项目制氢部分动态投资 3.53 亿元，资本金收益率 9.16%。

中韩示范区制氢加氢一体化站由电投绿能长春吉电氢能公司负责建设运营，以水为原料，创新应用国家电投集团自主知识产权的首台套“兆瓦级高性能质子交换膜（PEM）电解制氢装备”，制备高品质高纯度氢气产品。2025 年 4 月，电投绿能长春中韩示范区项目通过国家认证认可监督管理委员会（CNCA）备案，成为国内首个“光伏+网电（绿证替代）”全流程绿色认证制氢项目。该项目规划 18.56MW 分布式光伏，最大制氢能力每小时 600 标准立方米，加氢能力每天 500 公斤，已稳定运行两年，氢能客车累计行驶超 50 万公里。认证由法国必维集团依据中国氢能联盟标准开展，验证了项目在可再生能源利用率、碳足迹控制等方面的领先水平。

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

火电和供热业务：近年来公司火电无新增项目，预计未来火电装机容量维持在 330 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、吉林省电力供需情况和可再生能源发展情况，假设 2025-2027 年公司煤电业务的利用小时数分别为 3500/3400/3300 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来市场交易因素影响和一次能源价格走势进行设定，容量电价分别为 100/165/165 元/kw/年（含税）。供热业务供热量、供热单价参考过往情况设定，成本则主要考虑煤炭价格走势及过往成本情况进行设定。

风电业务：根据公司在手的风电项目及开工、投产节奏，假设 2025-2027 年公司风电装机容量分别为 392/412/432 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、未来全国电力供需情况，假设 2025-2027 年公司风电业务的利用小时数分别为 1879/1980/1966 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来 136 号文落地后电价市场交易因素影响和一次能源价格走势影响进行设定。

光伏业务：根据公司在手的光伏发电项目及开工、投产节奏，预计 2025-2027 年公司光伏发电装机容量分别为 819/899/979 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、未来全国电力供需情况，假设 2025-2027 年公司光伏发电业务的利用小时数分别为 1213/1276/1255 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来 136 号文落地后电价市场交易因素影响和一次能源价格走势影响进行设定。

绿色合成氨业务：考虑到大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目于 2025 年 7 月 26 日试运行投产，生产运行保持平稳，我们假设项目 2026 年开始满负荷运行，假设 2026-2027 年该项目的产能利用率为 100%/100%，绿色合成氨销售单价 2800 元/吨不变。

成本及期间费用方面，主要考虑煤炭价格变化趋势、电源项目投资成本等因素进行假设。同时销售费用率、研发费用率、管理费用率、所得税率较为稳定，参考公司过往水平进行设定。

表 13：大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目参数假设

	2026E	2027E
合成氨产能（万吨）	18	18
产能利用率	100%	100%
产量（万吨）	18.0	18.0
绿氨销售单价（元/吨）	2800	2800
销售收入（亿元）	5.04	5.04
成本拆分		
电价（元/kwh，不含税）	0.14	0.13
吨氨制氢电耗成本	1400	1300
电力成本	2.5	2.3
折旧	1.1	1.1
其他成本	0.9	0.9
成本合计	4.49	4.31
毛利	0.6	0.7
毛利率	11%	15%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

表 14: 电投绿能公司主要业务拆分（百万元）

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
火电业务						
收入	4,710	4,838	4,803	4,373	4,135	4,107
增速	10%	3%	-1%	-9%	-5%	-1%
毛利	707	887	903	727	574	629
增速	53%	25%	2%	-20%	-21%	10%
毛利率	15%	18%	19%	17%	14%	15%
风电业务						
收入	2,988	2,970	3,252	2,813	3,008	3,086
增速	16%	-1%	10%	-14%	7%	3%
毛利	1847	1494	1632	1068	1197	1209
增速	36%	-19%	9%	-35%	12%	1%
毛利率	62%	50%	50%	38%	40%	39%
光伏业务						
收入	3,712	3,931	3,956	3,688	4,093	4,254
增速	36%	6%	1%	-7%	11%	4%
毛利	1769	1746	1554	1149	1424	1458
增速	39%	-1%	-11%	-26%	24%	2%
毛利率	48%	44%	39%	31%	35%	34%
合计						
总营收	14,955	14,443	13,740	12,690	13,519	13,795
增速	13.5%	-3.4%	-4.9%	-7.6%	6.5%	2.0%
毛利	3,577	3,719	3,699	2,611	2,936	3,077
增速	27.5%	4.0%	-0.5%	-29.4%	12.4%	4.8%
毛利率	23.9%	25.8%	26.9%	20.6%	21.7%	22.3%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

综上所述，预计未来 2025-2027 年公司营业收入分别为 126.90/135.19/137.95 亿元，分别同比变化-7.6%/6.5%/2.0%，毛利率分别为 20.6%/21.7%/22.3%，毛利分别为 26.11/29.36/30.77 亿元，分别同比增长-29.4%/12.4%/4.8%；归属母公司净利润分别为 5.33/8.09/9.07 亿元，归母净利润年增速分别为 -51.5%/51.8%/12.2%。每股收益分别为 0.15/0.22/0.25 元。

未来 3 年业绩预测

表 15: 未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	13740	12690	13519	13795
营业成本	10041	10079	10583	10719
销售费用	0	0	0	0
管理费用	353	408	424	453
财务费用	1447	1314	1304	1271
营业利润	1820	806	1245	1414
利润总额	1998	914	1388	1557
归属于母公司净利润	1099	533	809	907
EPS	0.39	0.15	0.22	0.25
ROE	7%	3%	5%	5%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理和预测

估值与投资建议

考虑公司的业务特点，市场上以绿色氢基能源为主营业务的上市公司较少，可比性不足，我们仅采用绝对估值的方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：7.89 元-8.24 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 32.03%，3 年期的日度数据计算贝塔系数为 2.2，无风险利率根据 10 年期国债到期收益率并做调整设定为 2.0%，风险溢价为 7.0%，债务资本成本为 4.0%，计算得出 WACC 值为 7.84%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 1% 的假设条件下，测算电投绿能对应每股权益价值为 7.89 元-8.24 元，高于目前股价 14%-19%。

表 16: 公司盈利预测假设条件 (%)

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E
营业收入增长率	-7.6%	6.5%	2.0%	15.0%	5.0%	2.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
毛利率	79.4%	78.3%	77.7%	77.6%	78.2%	79.1%	79.7%	80.4%	81.3%	82.1%
管理费用/营业收入	1.7%	1.5%	1.5%	1.4%	1.3%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
销售费用/营业收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
研发费用/营业收入	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
营业税及附加/营业收入	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
所得税税率	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%
股利分配比率	30.0%	30.0%	30.0%	50.0%	50.0%	50.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表 17: 资本成本假设

无杠杆 Beta	0.9	T	16.76%
无风险利率	2.0%	Ka	8.3%
股票风险溢价	7.0%	有杠杆 Beta	2.2
公司股价 (元)	6.92	Ke	17.4%
发行在外股数 (百万)	3627	E/(D+E)	32.03%
股票市值 (E, 百万元)	25101	D/(D+E)	67.97%
债务总额 (D, 百万元)	46461	WACC	7.84%
Kd	4.0%	永续增长率 (10 年后)	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

表 18: FCFF 估值结果 (百万元)

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	TV
EBIT	2,333	2,659	2,791	3,225	3,292	3,233	3,154	3,056	2,944	2,816	
所得税税率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EBIT*(1-所得税税率)	1,942	2,213	2,324	2,685	2,741	2,691	2,625	2,544	2,451	2,345	
折旧与摊销	3,446	3,634	3,789	3,877	3,928	3,956	3,974	3,986	3,997	4,006	
营运资金的净变动	1,216	(409)	(222)	(460)	(94)	42	62	81	95	108	
资本性投资	(2,569)	(5,476)	(1,018)	(958)	(357)	(363)	(369)	(375)	(382)	(390)	
FCFF	4,035	(37)	4,873	5,144	6,218	6,325	6,292	6,236	6,160	6,069	89,657
PV (FCFF)	3,742	(32)	3,886	3,804	4,264	4,022	3,710	3,410	3,124	2,854	42,163
核心企业价值	74,947										
减：净债务	45,044										

股票价值 29,903
 每股价值 8.24

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 19 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表 19：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		7.2%	7.5%	7.84%	8.1%	8.4%
永续增长率变化	1.6%	11.91	10.61	9.44	8.37	7.40
	1.4%	11.37	10.13	9.02	8.00	7.07
	1.2%	10.86	9.69	8.62	7.64	6.75
	1.0%	10.39	9.27	8.24	7.31	6.45
	0.8%	9.94	8.87	7.89	6.99	6.17
	0.6%	9.52	8.50	7.56	6.69	5.90
	0.4%	9.13	8.15	7.24	6.41	5.64

资料来源：国信证券经济研究所测算

投资建议

综合上述绝对估值，再叠加公司是国电投集团旗下唯一绿色氢基能源平台的稀缺属性，我们认为公司股票价值在 7.89 元-8.24 元之间，较当前股价有 14%-19% 的溢价。首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值方法计算得出公司的合理估值在 7.89-8.24 元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年的业务成本和业务收入加入了很多个人的判断：

- 1、考虑到公司未来业绩增长主要来源为新能源装机容量增长，同时公司为央企背景，因此假设新能源项目建设可以按预期推进，但项目建设进度具有一定不确定性，公司新能源项目建设进展可能不及预期。
- 2、煤电电价受一次能源价格和电力市场供需因素影响，若未来电力市场供需状况出现变化，电价、电量出现波动，可能会对估值带来一定影响。

盈利预测的风险

在对公司火电、新能源项目未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、若电力市场供需格局变化和一次能源价格下降，火电电价可能下降，同时火电项目的利用小时数可能下降，公司火电发电量、上网电量会出现同比下降，公司火电业务收入将不及预期；
- 2、公司火电业务中燃料成本占比较高，若未来由于供需关系变化导致煤价上涨，公司火电业务成本将明显增加，公司火电业务的毛利率可能出现下降，影响公司整体的盈利表现；
- 3、新能源发电业务的发电量受自然因素影响，若来风或光照条件较差，将导致新能源发电项目的发电量增长不及预期，影响公司新能源发电项目的业绩增长。
- 4、136 号文落地后，各地有序推进新能源参与市场交易，未来新能源项目盈利受机制电价、机制电量及执行期限影响，若部分地区机制电价水平较低/机制电量占比较小，将影响未来投运的新能源发电项目的盈利水平，导致公司整体业绩增长不及预期。
- 5、公司未来业绩增长的重要驱动力来自新能源装机容量增长，若新能源发电项目投产节奏不及预期，将可能会使得公司业绩增长不及预期。
- 3、新能源发电项目弃风限电及弃光限电风险。未来如果出现消纳需求降低、特高压外送通道建设进展不及预期等情况而导致弃风率、弃光率有所增加，将会导致新能源发电公司利用小时数下降，对新能源发电业务收入产生不利影响。

经营及其它风险

- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管，未来随着电力改革持续深入，可能导致公司的上网电价水平发生变化，这将可能影响公司的盈利水平。
- 2、政策风险。未来火电业务收入来源是电量电价、容量电价和辅助服务收入，若容量电价政策和辅助服务收入政策发生变化，导致公司火电业务收入端有所下降，同时火电业务盈利稳定性将受到影响，公司整体业绩表现可能不及预期。
- 3、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力

消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行和上网电量下降，影响公司收入和净利润水平。

4、可再生能源补贴政策变化的风险。目前可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，核查结果存在一定的不确定性。若行业政策发生重大不利变化，可能导致有补贴需求的可再生能源发电项目的补贴单价、补贴电量发生变化，或未来受到相关行业主管部门的处罚，亦或可再生能源补贴回款情况发生变化，则会对财务状况及经营成果产生一定影响。同时，新能源发电公司按照谨慎性原则不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并需对存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提资产减值准备。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E	利润表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
现金及现金等价物	1100	860	1103	1021	1476	营业收入	14443	13740	12690	13519	13795
应收款项	8636	10555	9749	10385	10598	营业成本	10723	10041	10079	10583	10719
存货净额	141	305	325	341	342	营业税金及附加	123	120	111	118	120
其他流动资产	1151	884	816	870	887	销售费用	0	0	0	0	0
流动资产合计	11028	12605	11994	12619	13307	管理费用	299	353	408	424	453
固定资产	58056	61689	60487	62059	59025	财务费用	1482	1447	1314	1304	1271
无形资产及其他	1721	1830	2093	2359	2627	投资收益	66	28	28	28	28
投资性房地产	4761	5619	5619	5619	5619	资产减值及公允价值变动	(5)	(111)	(173)	(177)	(173)
长期股权投资	1185	1220	1416	1556	1680	其他收入	(17)	124	173	303	327
资产总计	76751	82964	81609	84213	82257	营业利润	1858	1820	806	1245	1414
短期借款及交易性金融负债	11770	17657	15178	16764	15290	营业外净收支	40	178	109	143	143
应付款项	3285	3524	3750	3939	3944	利润总额	1898	1998	914	1388	1557
其他流动负债	2398	2151	2286	2395	2399	所得税费用	335	311	153	233	261
流动负债合计	17453	23332	21215	23098	21632	少数股东损益	655	588	228	347	389
长期借款及应付债券	36460	30788	31283	30992	29335	归属于母公司净利润	908	1099	533	809	907
其他长期负债	3103	3944	3679	3882	4141						
长期负债合计	39563	34732	34961	34874	33476	现金流量表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
负债合计	57016	58064	56176	57972	55109	净利润	908	1099	533	809	907
少数股东权益	7937	8143	8302	8545	8817	资产减值准备	(46)	106	62	3	(4)
股东权益	11799	16757	17130	17696	18331	折旧摊销	3467	3785	3446	3634	3789
负债和股东权益总计	76751	82964	81609	84213	82257	公允价值变动损失	(46)	106	62	3	(4)
						财务费用	1482	1447	1314	1304	1271
关键财务与估值指标	2023	2024	2025E	2026E	2027E	营运资本变动	817	(1825)	1216	(409)	(222)
每股收益	0.33	0.39	0.15	0.22	0.25	其它	344	2204	1384	1515	1520
每股红利	0.10	0.13	0.04	0.07	0.08	经营活动现金流	5445	5474	6703	5556	5986
每股净资产	4.23	6.01	4.72	4.88	5.05	资本开支	(6785)	(6893)	(2569)	(5476)	(1018)
ROIC	4%	4%	3%	3%	3%	其它投资现金流	0	0	(1)	(1)	(2)
ROE	8%	7%	3%	5%	5%	投资活动现金流	(5810)	(6940)	(2765)	(5617)	(1143)
毛利率	26%	27%	21%	22%	22%	权益性融资	573	4285	0	0	0
EBIT Margin	24%	25%	18%	20%	20%	负债净变化	3807	(5174)	494	(291)	(1657)
EBITDA Margin	48%	52%	46%	47%	48%	支付股利、利息	(0)	(0)	(160)	(243)	(272)
收入增长	-3%	-5%	-8%	7%	2%	其它融资现金流	(4192)	3206	(2478)	1586	(1474)
净利润增长率	35%	21%	-52%	52%	12%	融资活动现金流	268	1242	(3695)	(21)	(4387)
资产负债率	74%	70%	69%	69%	67%	现金净变动	(249)	(240)	243	(82)	456
股息率	0.0%	0.0%	0.8%	1.3%	1.4%	货币资金的期初余额	1348	1100	860	1103	1021
P/E	21.3	17.6	47.1	31.0	27.7	货币资金的期末余额	1100	860	1103	1021	1476
P/B	1.6	1.2	1.5	1.4	1.4	企业自由现金流	0	(2053)	4035	(37)	4873
EV/EBITDA	11.1	10.8	14.1	13.2	12.2	权益自由现金流	0	(4021)	957	173	683

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

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。

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.CSI）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 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	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 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

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

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门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所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 层

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