



嘉泽新能 (601619.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

风电持续成长，绿色燃料开启新增长极

核心看点

公司深耕新能源发电，风电业务盈利领先行业且仍具成长性，未来两年集中投运保障业绩增量。同时进军绿色燃料打开第二成长曲线。绿醇项目受益技术路线带来的成本优势，有望获取高收益。

投资逻辑

绿醇需求全球共振，公司卡位生物质路线具备超额收益潜力。国际航运减排政策持续加码，EU ETS 与 FUEL EU Maritime 已分别于 24、25 年实施，IMO 措施预计 26Q4 投票，驱动绿色甲醇需求加速释放。公司黑龙江鸡东县 30 万吨绿氢醇航油化工联产项目获批，总投资 35.57 亿元，计划 2027 年 10 月建成，预计投资收益率 10.44%。项目采用“秸秆发酵制乙醇+木质素气化制甲醇”分步利用技术，纤维素酶自制+原料利用率高，较行业平均成本具备优势，预计 28 年达产后贡献收入 12 亿元。

风电业务在手项目充沛，增量项目以规模增长与成本优化对冲电价下行。公司 2025 年底风电并网 2.2GW，宁夏、山东贡献 68% 发电量，利用小时数高于省平均值。136 号文后新能源增量项目全面入市竞价，存量项目逐步提高市场化交易比例，负电价频发加剧行业压力。公司宁夏存量项目 30% 电量享受机制电价，山东存量项目机制电价按 0.3949 元/千瓦时上限执行；增量方面，在建及待建风电项目 2.13GW，主要位于广西、黑龙江，将在未来 2-3 年陆续投产，以规模增量弥补单价下行，两省竞价机制均设有上下限。此外当前的低风机价格将为增量项目提供成本缓冲，部分对冲电价下行影响。预计 2026-2028 年电站业务收入 23.55/26.68/30.43 亿元，同比+1.04%/13.27%/14.06%，毛利率为 58.40%/57.42%/56.44%。**实控人全额认购定增并回购股份，彰显长期发展信心。**控股股东及其一致行动人全额认购定增 4.78 亿股，以 2.51 元/股发行价，募集约 12 亿元补充流动资金；2026 年 1 月公司公告拟以不超过 6.63 元/股，计划回购 2.2~4.4 亿元股份用于注销。

盈利预测、估值和评级

我们预计 2026~2028 年公司实现归母净利润 7.48/8.70/11.70 亿元，现价对应 26 年 PE 为 22.63 倍。公司作为风电电站龙头具备成长性，新开发绿色甲醇、乙醇及绿色航煤 (SAF) 业务，迎来第二成长曲线。参考可比公司估值，给予公司 2026 年 30xPE，目标价 7.71 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

电价波动、绿醇和风电项目投产进度不及预期、竞争加剧、大股东质押比例高。

新能源与电力设备组

分析师：姚遥 (执业 S1130512080001)

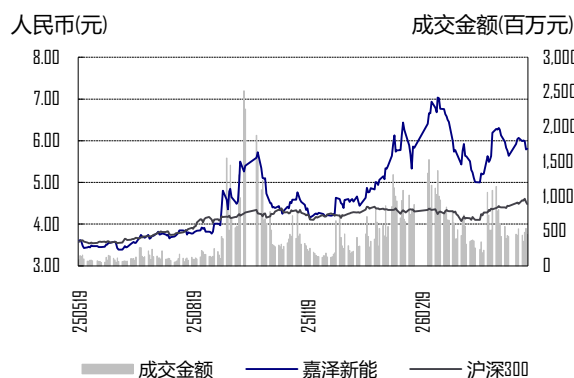
yaoy@gjzq.com.cn

分析师：唐雪琪 (执业 S1130525020003)

tangxueqi@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：5.81 元

目标价 (人民币)：7.71 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	2,422	2,499	2,530	2,850	4,433
营业收入增长率	0.79%	3.20%	1.24%	12.64%	55.54%
归母净利润(百万元)	630	714	748	870	1,170
归母净利润增长率	-21.53%	13.35%	4.69%	16.42%	34.37%
摊薄每股收益(元)	0.259	0.245	0.257	0.299	0.402
每股经营性现金流净额	0.73	0.94	0.66	0.66	0.63
ROE(归属母公司)(摊薄)	9.14%	9.01%	8.91%	9.62%	11.70%
P/E	12.83	18.11	22.63	19.44	14.47
P/B	1.17	1.63	2.02	1.87	1.69

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、新能源发电为核心，五大业务板块协同并进.....	4
1.1 聚焦新能源发电，风电业务为核心.....	4
1.2 股息率位于行业前列，实控人全额认购定增展现管理层信心.....	5
二、风电业务仍具成长性，区位优势显著、风电机组盈利能力较强.....	7
2.1 风电并网容量稳步增加，在手资源充沛.....	7
2.2 机制电价托底，风电电价下行压力逐步趋缓.....	8
三、绿醇和航空燃油需求迎全球共振，公司卡位及成本优势显著.....	12
3.1 降碳政策及能源自主化驱动，全球绿醇需求共振.....	12
3.2 航空脱碳政策出台，强制加注打开 SAF 需求.....	15
3.3 公司进军绿色燃料打开增长空间，打开第二成长曲线.....	17
四、盈利预测与投资建议.....	18
4.1 盈利预测.....	18
4.2 投资建议及估值.....	19
五、风险提示.....	20

图表目录

图表 1： 公司五大核心业务，以新能源电站开发-建设-运营-出售为核心.....	4
图表 2： 公司收入主要来自新能源电站开发-建设-运营-出售服务，25 年占比达 93%.....	4
图表 3： 公司营收稳健，风电电站开发带动增长.....	5
图表 4： 利息支出为净利润主要影响因素，25 年公司归母净利润增长约 13%.....	5
图表 5： 公司新能源电站运维规模达 3GW（GW）.....	5
图表 6： 2018-2025 年公司股息率（%）.....	6
图表 7： 公司连续两年股息率处于行业较高水平（%）.....	6
图表 8： 截至 2025 年底，公司转债累计转股数达 2.92 亿股（亿股）.....	6
图表 9： 公司股权穿透图.....	7
图表 10： 2025 年公司风电并网容量达 2211MW（MW）.....	7
图表 11： 公司项目集中在宁夏和山东，发电量占达 68%.....	7
图表 12： 公司项目储备丰富，截至 25 年底共 2.13GW 待开发.....	8
图表 13： 新能源项目上网电价收入机制.....	9
图表 14： 公司风电售电价高于燃煤标杆电价（元/kWh）.....	9
图表 15： 公司连续三年毛利率领先行业（%）.....	9
图表 16： 2025 年宁夏新能源市场化交易电价（亿千瓦时，元/兆瓦时）.....	10



图表 17:	2025 年山东不同市场主体结算均价 (元/兆瓦时)	10
图表 18:	2026 年 1-3 月山东省新能源机制电价参考结算价	10
图表 19:	2025 年黑龙江新能源市场化交易电价 (亿千瓦时, 元/兆瓦时)	11
图表 20:	广西 2025 年现货试运行期间时点均价 (元/兆瓦时)	12
图表 21:	海外航运减排政策推动燃料绿色化转型	12
图表 22:	国内绿醇支持政策频发	13
图表 23:	2025-2027 年船舶绿醇供需与新船订单带来的需求	14
图表 24:	绿醇与低硫油加碳税后价格对比	15
图表 25:	绿氨与尿素加碳税后价格对比	15
图表 26:	ReFuelEU Aviation 限制 SAF 最低掺混比例, 到 2050 年达 70%	15
图表 27:	符合 CORSIA 资格的碳信用额度价格差价逐年增加, 据估计到 2030 年高情景价可达 80USD/tCO ₂	16
图表 28:	SAF 生产主要技术路径	16
图表 29:	乙醇原料成本是决定 AtJ 路线 SAF 成本的核心因素, 约占总成本的 85%	17
图表 30:	原料 (秸秆) 占生物质气化成本最大头	17
图表 31:	甲醇制取技术路线图	17
图表 32:	公司绿色乙醇和甲醇生产工艺	18
图表 33:	公司营业收入拆分及预测	19
图表 34:	可比公司估值比较	19

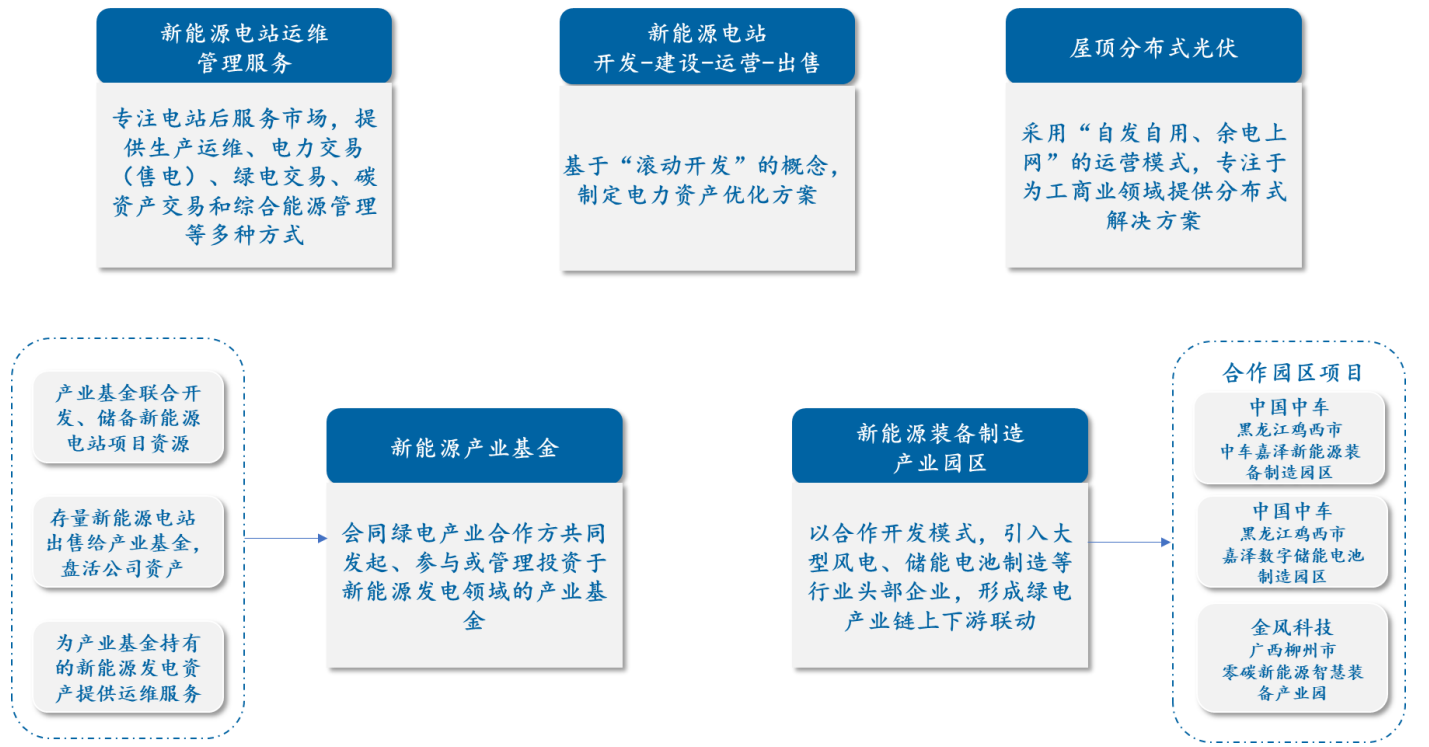


一、新能源发电为核心，五大业务板块协同并进

1.1 聚焦新能源发电，风电业务为核心

深耕新能源开发业务十余年。公司成立于2010年，自“十四五”开始，公司在新能源发电单一业务板块的基础上，大力向屋顶分布式光伏、电站开发-建设-出售、新能源电站运维业务、基金业务等四个全新业务板块拓展。目前公司已形成以灵活的项目开发模式为基础，五大业务板块协同并进的业务形态。

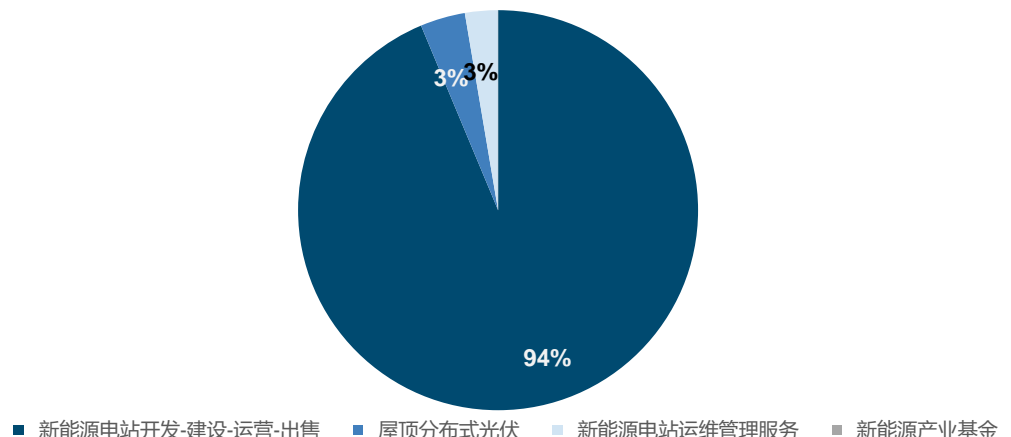
图表1：公司五大核心业务，以新能源电站开发-建设-运营-出售为核心



来源：公司公告、国金证券研究所

新能源发电为收入主要来源，尤其是风电资产。营收规模呈稳定增长态势，2025年公司总营收达24.8亿元，同比增长3.2%，其中新能源电站开发-建设-运营-出售、屋顶分布式光伏、资产管理的营收占比分别约为93.71%、3.63%、2.66%。利润端稳健，2025年归母净利润7.14亿元，同比增长13.33%，且毛利率整体稳定在60%左右。2026Q1，公司营收和归母净利润存在下跌，主要原因系公司部分区域限电率上升、平均结算电价下降，以及增值税即征即退政策废止、所得税优惠政策到期等。

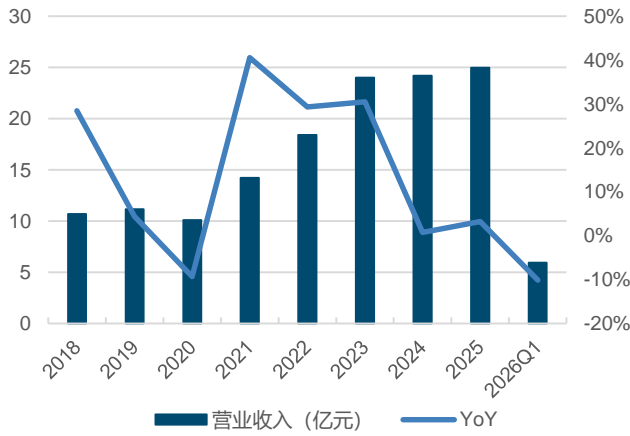
图表2：公司收入主要来自新能源电站开发-建设-运营-出售服务，25年占比达93%



来源：公司公告、国金证券研究所

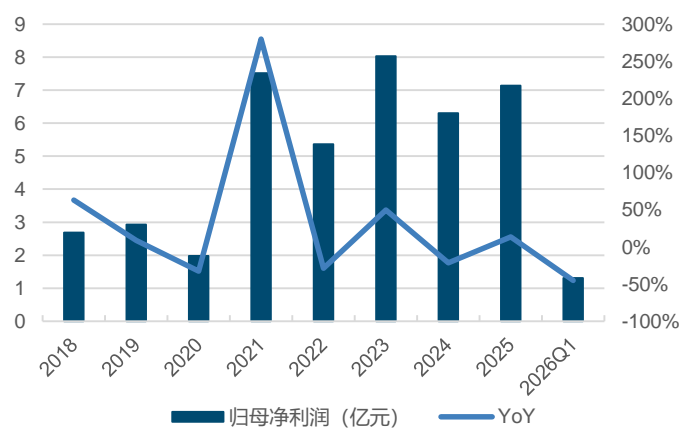


图表3: 公司营收稳健, 风电电站开发带动增长



来源: IFIND、国金证券研究所

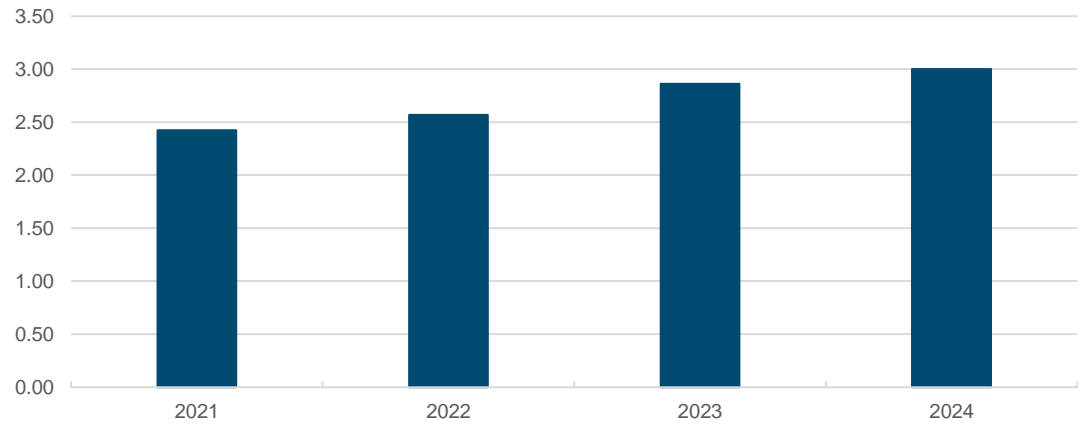
图表4: 利息支出为净利润主要影响因素, 25年公司归母净利润增长约13%



来源: IFIND、国金证券研究所

公司持续开展新能源电站运维业务, 稳步扩张。公司新能源电站运维业务专注于电站后服务市场, 为新能源发电企业提供安全可靠的运维、电力交易(售电)、绿电交易、碳资产交易和综合能源管理等多种服务方式。截至2024年, 公司的新能源电站运维业务规模已达3GW, 与十几家国内大型央企、国企、知名新能源民营企业、产业基金等建立良好合作关系。

图表5: 公司新能源电站运维规模达3GW (GW)



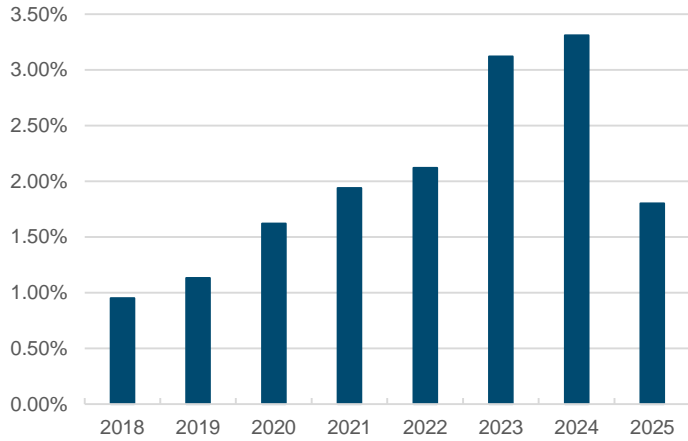
来源: 公司公告、国金证券研究所

1.2 股息率位于行业前列, 实控人全额认购定增展现管理层信心

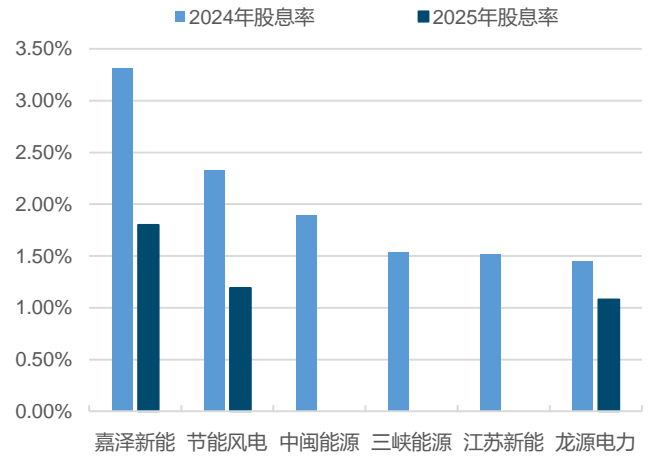
公司股息率位于行业前列。2025年股息率下行主要系公司股本大幅扩张, 总股本从2023年末的24.34亿股增至2025年末的29.13亿股, 增幅达19.7%。股本扩张主要原因在于可转债持续转股和定增募资。



图表6: 2018-2025 年公司股息率 (%)



图表7: 公司连续两年股息率处于行业较高水平 (%)

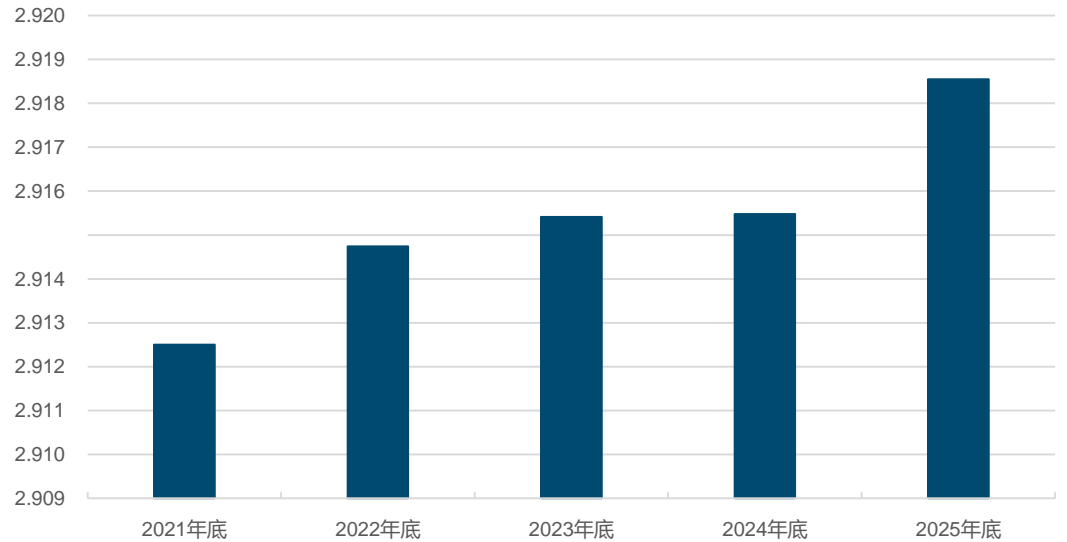


来源: IFIND、国金证券研究所

来源: IFIND、国金证券研究所, 注: 中闽能源、三峡能源、江苏新能 25 年无现金分红

公司可转债用于风电项目建设, 26 年 8 月到期转股。公司可转债于 2020 年 8 月 24 日发行, 2026 年 8 月 23 日到期, 共募集 13 亿元。募集资金主要用于三道山 150MW 风电项目和苏家梁 100MW 风电项目。2025 年可转债转股 30.69 万股, 带来总股本增加, 尚未转股的转债金额约为 2.88 亿元, 占公司可转债发行总量的 22.13%。此外, 26 年 4 月 17 日公司公告表示, 在发布此公告起至“嘉泽转债”到期日 (2026 年 8 月 23 日), 若“嘉泽转债”触发赎回条款, 公司均不行使赎回权利。根据 2025 年 10 月转股价格调整, 当前公司以 2.97 元/股进行转股。

图表8: 截至 2025 年底, 公司转债累计转股数达 2.92 亿股 (亿股)



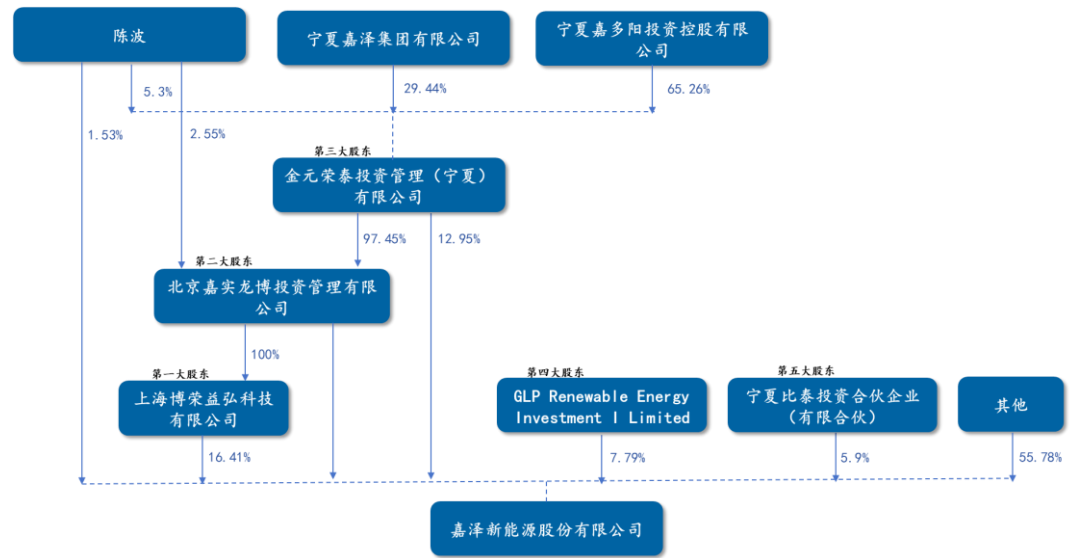
来源: 公司公告、国金证券研究所

控股股东全额认购定增、公司回购股票, 管理层对公司前景展现信心。此次增发由上海博荣益弘科技有限公司及其一致行动人 (认购人为上海博荣益弘科技有限公司, 一致行动人包括陈波先生、嘉实龙博、金元荣泰) 自有资金及自筹资金全额认购, 新增股份 4.78 亿股 (发行前持股 8.12 亿股, 发行后持股 12.90 亿股, 发行结束之日起 36 个月内不得转让)。以 2.51 元/股发行, 项目工募集约 12 亿元, 资金将用于补充流动资金及偿还银行贷款。同时, 考虑到公司未来将陆续开发风电项目以及绿醇项目, 定增将为公司现金流提供保障。

此外, 公司开展股票回购。2026 年 1 月, 公司公告预计以不超过 6.63 元/股 (含) 的价格通过集中竞价方式回购公司股份, 在 1 年内回购 2.2-4.4 亿元金额的股份, 用于注销并减少公司注册资本, 进一步凸显管理层对公司的长期发展信心。



图表9：公司股权穿透图



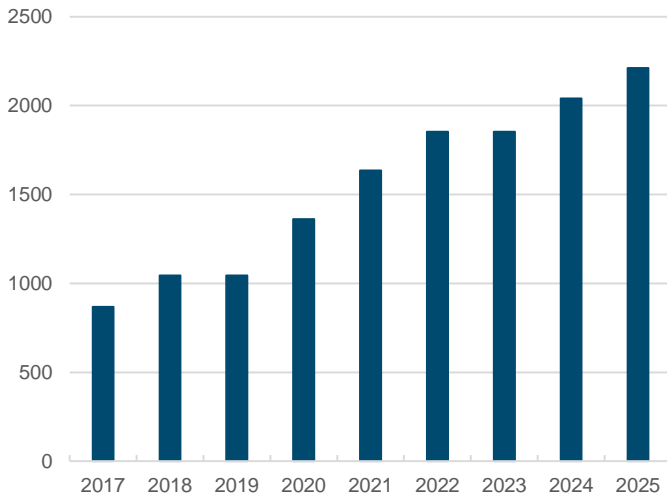
来源：公司公告、IFIND、国金证券研究所

二、风电业务仍具成长性，区位优势显著、风电机组盈利能力较强

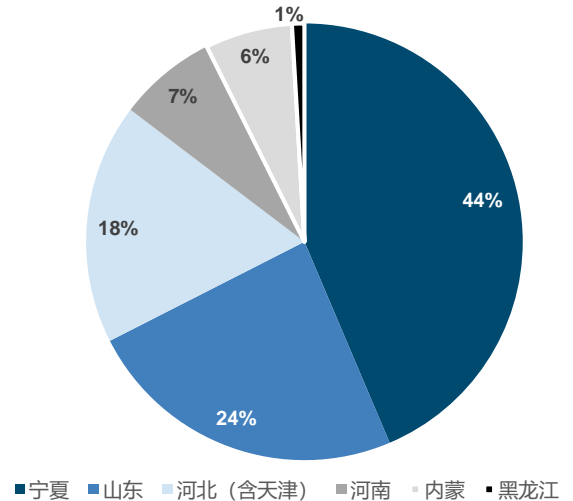
2.1 风电并网容量稳步增加，在手资源充沛

公司风电并网容量逐年稳健增长。2025年，公司风电并网容量达2211MW，相较于2024年年底增加170MW。公司并网风电项目主要集中在宁夏、山东、河北（含天津）、河南、内蒙、黑龙江六地，项目集中在宁夏、山东和河北（含天津），发电量占比共达到86%。

图表10：2025年公司风电并网容量达2211MW(MW)



图表11：公司项目集中在宁夏和山东，发电量占达68%



来源：公司公告、国金证券研究所

来源：公司公告、国金证券研究所

公司坚守风电电站开发及运营，在建风电项目主要位于广西、黑龙江等地，未来陆续投产保障公司成长。根据公司公告，2025年储备及在建项目容量达2132.4MW，总投资约122.94亿元，在建/待建项目包括鸡东博晨、鸡东博祥、敦化分散式、融水鸡冠岭、敦化泽瑞、融安板榄等地共14个风电项目。


图表12: 公司项目储备丰富, 截至25年底共2.13GW待开发

开工时间	预计竣工/投产时间	项目状态	建设地点	项目名称	项目装机容量 (MW)	预估投资额 (亿元)
2023/12	2026年	在建	吉林	资源县枫树湾 81.25MW 风电项目		3
2024/3	2026年	在建	黑龙江鹤岗	绥滨保新嘉泽恺阳 100MW 风电项目	100	6.34
2024 Q2	2026 Q2	在建	广西柳州	融水鸡冠岭风电场项目	140	8.03
2025/3	2026年	在建	黑龙江鸡西	鸡东县博骏新能源有限公司 100MW 风电项目	100	5.32
2025/6	2026年	在建	吉林敦化	敦化市 4.24 万千瓦分散式风电项目	42.4	2.95
2025/9	2026/10	在建	黑龙江鸡西	鸡东县博晨新能源有限公司 200MW 风电项目	200	11.49
2025/11	2026/12	在建	黑龙江鸡西	鸡东县博祥新能源有限公司 200MW 风电项目	200	12.06
2026年	2026/10	核准	黑龙江密山	密山市博晨新能源有限公司 200MW 风电项目	200	11.71
2026年	2027 Q4	核准	广西柳州	融水塘苟山风电场	100	5.37
2026年	2027/11	核准	广西柳州	融安仙人堂风电场	100	5.95
2026年	2027/11	核准	广西柳州	融安板榄 150MW 风电项目	150	7.35
2026年	-	核准	吉林敦化	敦化泽瑞新能源 300MW 风电项目	300	16.31
-	-	核准	黑龙江密山	密山市博骏新能源有限公司 200MW 风电项目	200	11.34
-	-	核准	黑龙江密山	密山市博阳新能源有限公司 200MW 风电项目	200	11.04
合计	-	-	-	-	2,132.40	122.94

来源: 公司公告、IFIND 等, 国金证券研究所, 注: 敦化泽瑞新能源 300MW 风电项目、绥滨保新嘉泽恺阳 100MW 风电项目为预计投产时间, 其余项目为预计竣工时间

公司发行 REITs, 加快风电资产证券化步伐。REITs 在 2025 年完成底层资产调整, 变更为宁夏同心焦家畔 100MW 风电与新农村 17.5MW 风电组合, 2026 年进一步推进申报工作。项目落地后有望盘活存量资产、回笼资金, 支撑后续业务发展。

此外 2025 年新能源补贴发放明显提速, 进一步回笼资金、补充现金流。

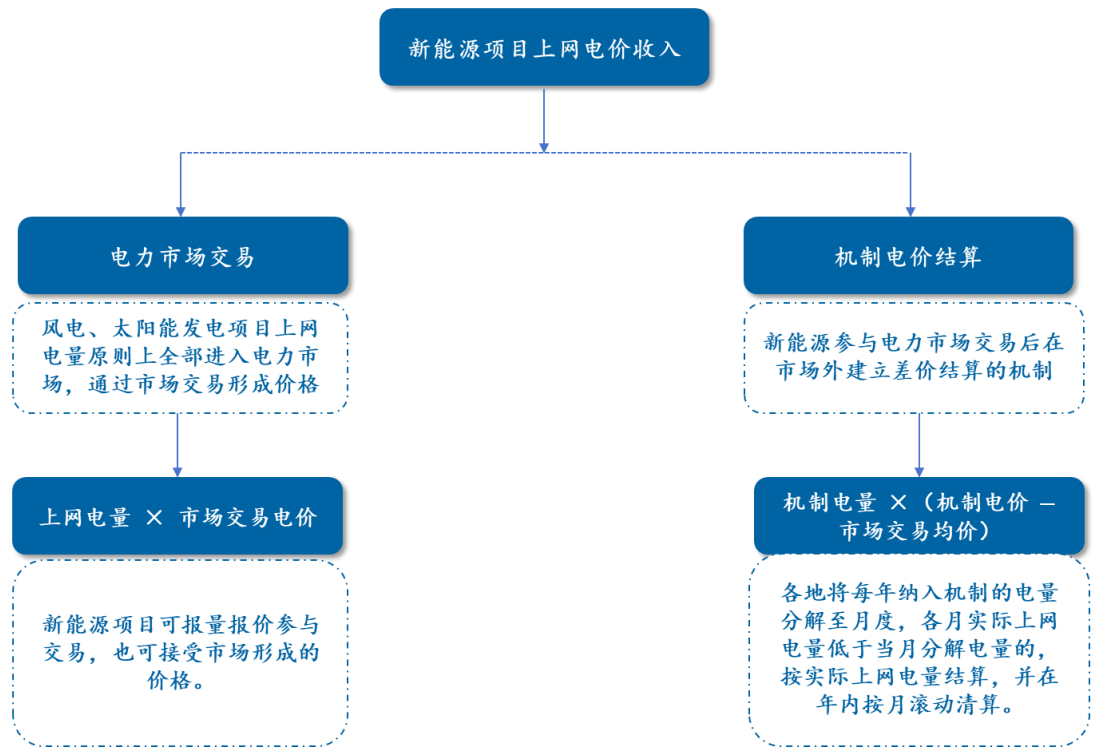
- 公司 2025 年经营活动产生的现金流量净额达 27.50 亿元, 较上年同期的约 17.86 亿元增长 53.97%;
- 对比 24 年信用减值收益仅为 -0.45 亿元, 25 年达到 0.1 亿元, 考虑到部分减值冲回。

2.2 机制电价托底, 风电电价下行压力逐步趋缓

136 号文下发后, 新能源上网电量开启全面入市, 电价存在下行压力。新能源项目电价机制正式转向存量与增量分类管理。以 2025 年 6 月 1 日为界, 存量项目延续原有保障电量及电价政策, 机制电价按现行燃煤基准价执行; 增量项目实行年度竞价形成机制电价, 在保留市场收益上行空间的同时存在机制价格托底。



图表13: 新能源项目上网电价收入机制

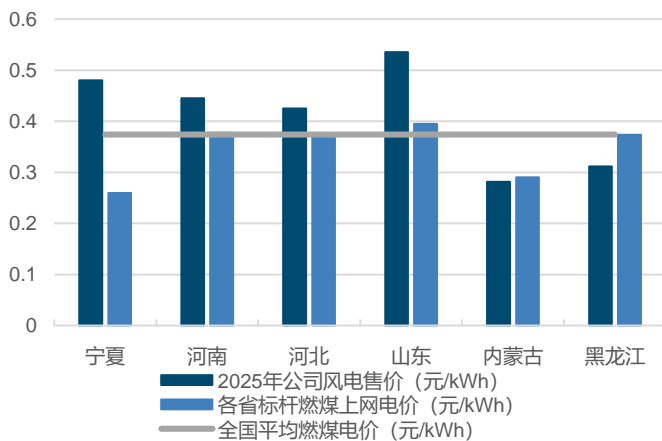


来源: 国家发改委、国金证券研究所

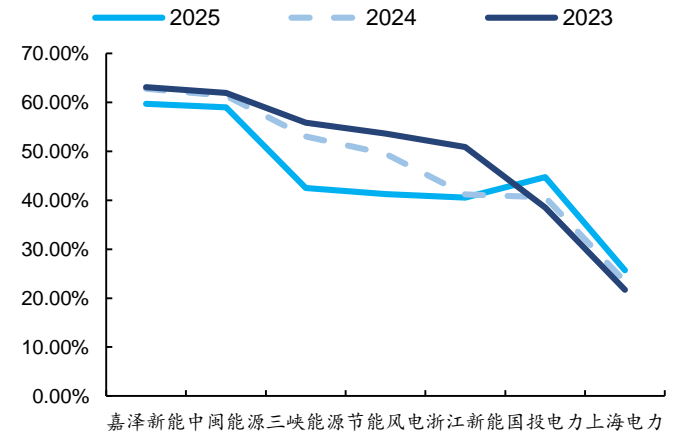
公司风力发电盈利能力领先, 存量项目主要所在地电价及政策相对友好, 预计电价降幅有限。受电力市场化改革深化影响, 新能源上网电价呈趋势性下行——136号文后增量项目全面入市竞价, 存量项目逐步提高市场化交易比例, 各省负电价频发进一步加剧行业降价压力。公司的存量风电项目集中在宁夏、山东和河北(含天津), 三地发电量占比共达到86%。相较同类企业公司盈利能力较强, 主要受益于项目补贴、电力市场化交易政策等。从电价角度来看, 山东、河北燃煤标杆电价水平较高, 相对而言市场化交易方案也友好, 为交易电价提供支撑。同时, 当前较低的风机价格也为电价下行提供安全垫。

图表14: 公司风电售电价高于燃煤标杆电价 (元/kWh)

图表15: 公司连续三年毛利率领先行业 (%)



来源: 公司公告、国家发改委、国金证券研究所, 注: 公司发电售价统计中河北含天津, 内蒙古标杆燃煤电价为东西部平均数



来源: IFIND、国金证券研究所

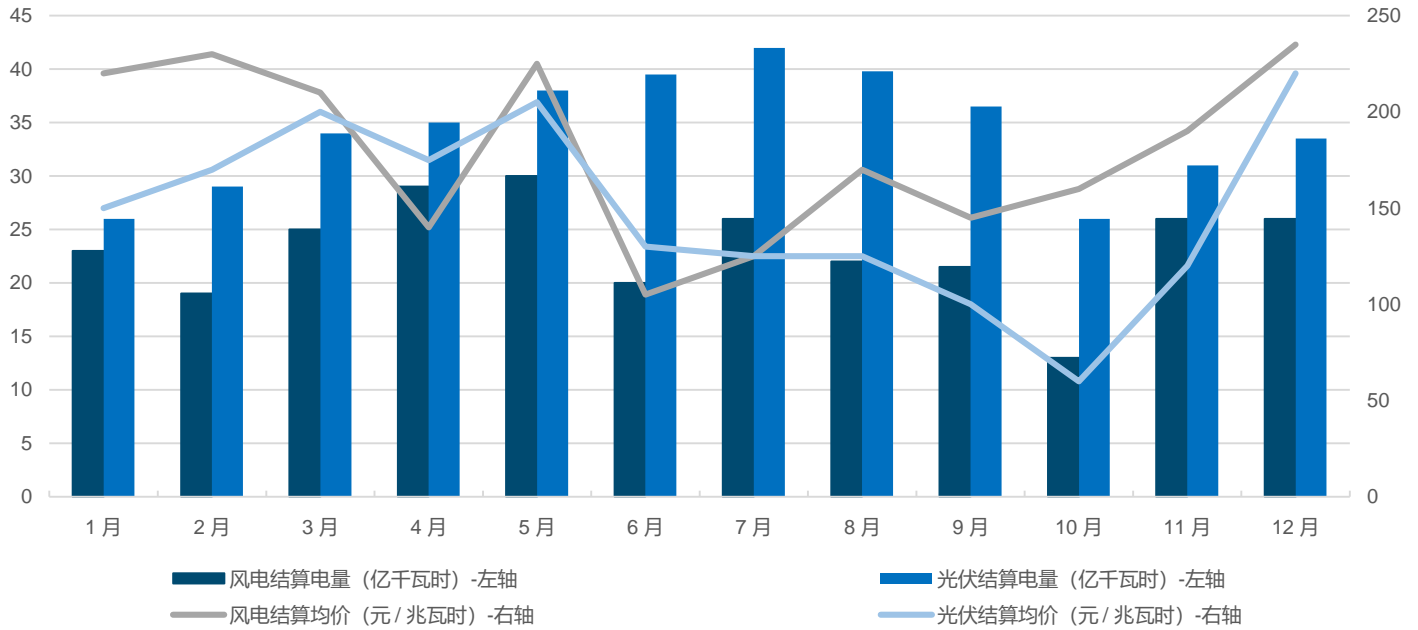
宁夏: 公司存量风电项目在宁夏地区发电量占比第一, 高达44%。

2021-2024年公司在宁夏的风电综合电价在0.530~0.568元/kWh, 2025年风电市场化交易电价在0.18-0.2595元/kWh, 整体发电电价长期高于宁夏当地的燃煤基准价(0.2595元/千瓦时)和全省风电结算均价。主要系: 1) 宁夏项目投产较早, 上网电价包含了数额可观的可再生能源补贴; 2) 风资源条件优越, 年利用小时数普遍高于全省平均水平; 3) 采用大客户直售模式, 与大型工商业客户直接交易的售电, 绕开了部分低价的公开市场交易,



并且与中车、金风科技等行业龙头合作进行产业配套，确保新开发项目的收益率。

图表16: 2025年宁夏新能源市场化交易电价 (亿千瓦时, 元/兆瓦时)



来源: 爬合科技、国金证券研究所

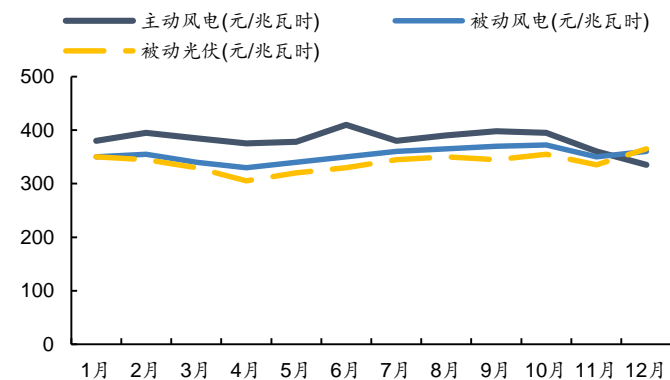
136号文出台, 宁夏明确新能源发电定价机制。

- 集中式项目: 2024年6月1日起投产项目机制电量比例为10%, 2024年6月1日前投产项目机制电量比例为30%, 剩余电量需参与市场交易。
- 分布式项目: 上网电量全部纳入机制电量。

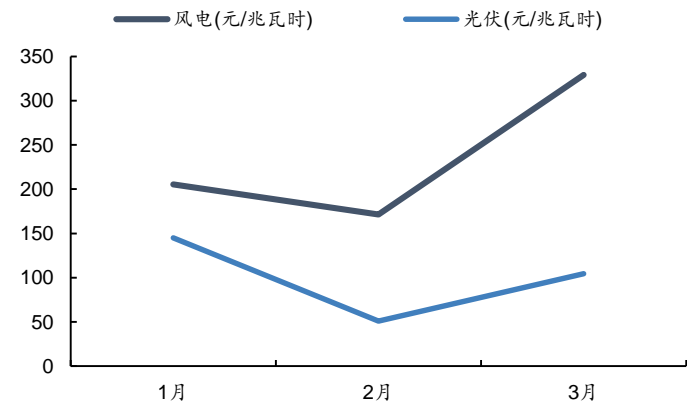
自全国新能源上网电量正式开启全面入市进程, 行业整体电价存在明显下行压力。然而宁夏新能源参与市场化交易程度高, 136号文后整体电价仍将保持较强韧性。宁夏存量项目执行期限按照项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投产满20年较早者确定, 增量项目执行年限为12年。截至2025年底, 宁夏新能源装机占全省整体比例为65.5%, 新能源上网比例高, 侧面印证全省风电结算均价已反馈了市场化交易价格。宁夏首次竞价结果为: 机制电量规模为102亿千瓦时; 机制电价0.2595元/千瓦时, 也与燃煤标杆电价相同。整体看, 电价下行压力相对可控、冲击有限。

山东: 公司存量风电项目在山东发电量占比第二, 达到24%。根据《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》, 对于存量项目机制电价统一按国家允许上限执行, 为0.3949元/千瓦时(含税), 执行期限按照项目剩余合理利用小时数或投产满20年孰早确定, 给予较长过渡期限, 即使市场成交电价波动下行, 项目实际结算收入仍可维持在相对稳定区间。

图表17: 2025年山东不同市场主体结算均价 (元/兆瓦时)



图表18: 2026年1-3月山东省新能源机制电价参考结算价



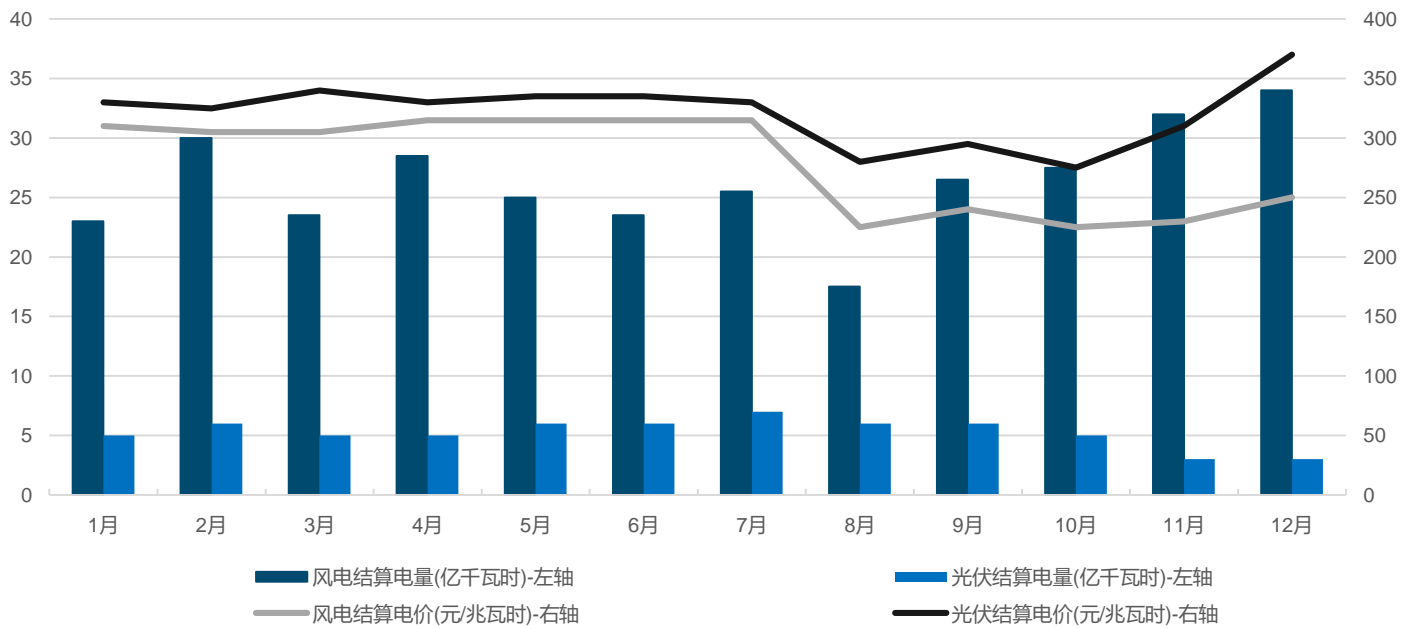


来源：颉合科技、国金证券研究所。注：主动入市指全电量参与电力市场交易，被动入市指选择以 30%（风电项目）或 15%（光伏项目）发电量参与电力市场交易。

黑龙江和广西：公司未来 2-3 年新建项目主要所在地。

黑龙江：增量项目政策形成先保底、后调整的过渡路径，定价机制由政策托底逐步向市场价格过渡。省内每年统一组织竞价确定机制电价，机制电量首年与现有保障性电量衔接，后续根据消纳责任权重和市场运行情况动态调整，执行期限原则上为 12 年，整体保障力度相对较强。黑龙江新能源增量项目电量全部进入市场，将风电、光伏两类项目实行合并竞价、统一出清模式。该机制设计可在一定程度上弱化单一技术路线内部的低价内卷，为新能源增量项目提供一定安全垫。

图表 19：2025 年黑龙江新能源市场化交易电价（亿千瓦时，元/兆瓦时）

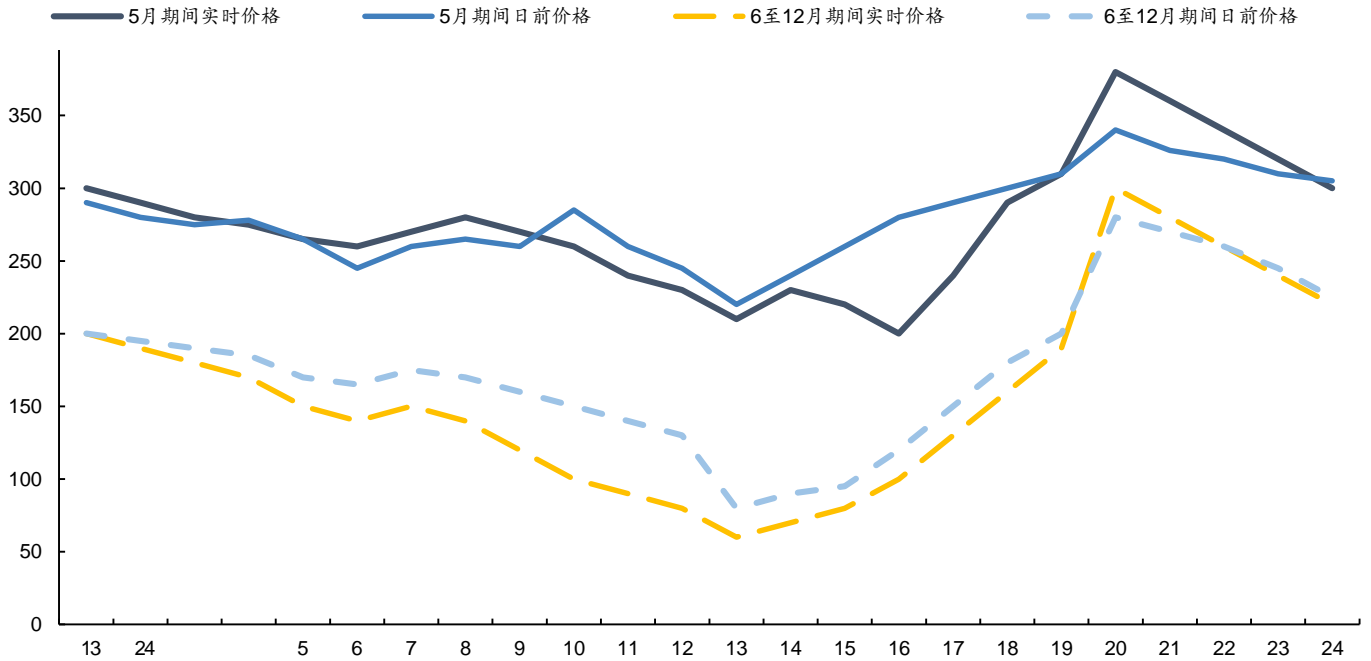


来源：颉合科技、国金证券研究所

广西：形成兼顾稳定性与市场化弹性的增量项目定价机制，收益下行有底。广西增量项目参加统一竞价，通过报价竞争确定入选项目及机制价格，明确设定竞价上下限，防止恶性低价竞争。增量项目机制电量不超过 80%，竞价价格弹性较大，处于 0.15-0.36 元/kWh 之间，执行年限为 12 年，在保证大部分收益稳定的前提下提供较大弹性，下行风险相对可控。



图表20: 广西 2025 年现货试运行期间时点均价 (元/兆瓦时)



来源: 昶合科技、国金证券研究所

三、绿醇和航空燃油需求迎全球共振，公司卡位及成本优势显著

3.1 降碳政策及能源自主化驱动，全球绿醇需求共振

国际政策频繁出台，欧盟碳税和 IMO 政策推动航运向绿色化转向，大趋势明晰。现阶段，欧盟航运业减碳需遵守 EU ETS/FUEL EU，预计 IMO（国际海事组织）减碳政策将于 26 年 11 月投票表决，表决通过后航运减碳政策将由欧盟拓展至覆盖全球航线。绿色航运需求由政策驱动，欧洲相关政策已与 24 年至 25 年陆续实施，船东（尤其欧洲航线船东）为绿色转型，与上游端绿色甲醇生产商签订绿醇供应合约，现阶段甲醇船舶订单、绿色甲醇生产均为配套欧洲政策，不受 IMO 法案投票影响。

图表21: 海外航运减排政策推动燃料绿色化转型

项目	EU ETS	FUEL EU Maritime	IMO
碳排放	燃料使用阶段的碳排放	燃料生产-储存-运输-使用等全生命周期碳排放	待定
适用船舶	2024 年起 EU ETS 将覆盖国际航线 50%、欧洲经济区内航线 100%温室气体排放量，覆盖大于 5000 总吨位船舶		全球，5000 总吨位以上船舶
减碳目标	/	2020 年基准线为 91.16g/MJ，2025/2030/2035/2040/2045/2050 年分别降低 2%/6%/14.5%/31%/62%/80%	1) 到 2030 年，零/近零温室气体排放技术、燃料和/或能源使用占比至少达到 5%，并力争达到 10%； 2) 到 2030 年，国际海运温室气体年度排放总量比 2008 年至少降低 20%，并力争降低 30%；到 2040/2050 年降低 70%（力争降低 80%）/100%。
成本增加	实时碳价*碳排	超出罚款目标，每吨 VLSFO 罚款 2400 欧元	待定
征税标准	往返欧盟港口的航程：100% 税费 在欧盟港口停泊：100% 税费 进出欧盟的航程：50% 税费（若航程小于 300 海里则适用 100%税费）	/	/



实施时间	2024年1月1日	2025年1月1日	/
执行时间表	2024-2025两年过渡期。碳排放：2024年的40%；2025年的70%；2026年的100%	2025年执行，无过渡期	2027年会有IMO基于市场机制的中期措施出台。
碳配额供给	碳配额每年的供应额度逐年递减，例如2028年预计减少2.8%，供需关系影响后期碳价可能逐步走高	/	/

来源：IMO官网、欧盟官网、国金证券研究所

绿醇迎来全球需求共振，带来行业发展强确定性。国内氢氨醇政策组合拳频发，系统性扫清绿氢及其衍生物（绿氨、绿醇等）产业发展的障碍。从强制下游消纳到刺激上游供给，再到通过价格机制降低制氢成本和开展全链条试点的完整政策体系。

图表22：国内绿醇支持政策频发

发布时间	政策	机构	具体内容	影响
2026/4/22	《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》	中办、国办	提出推进交通运输和能源体系协同降碳，明确积极发展氢能重卡和绿色燃料船舶，支持清洁低碳燃料掺混替代；同时强调创新发展绿电直连、智能微电网等新模式，促进绿色电力消纳。	将氢能重卡、绿色甲醇等绿色船用燃料纳入交通减碳重点方向
2026/4/17	“十五五”规划《纲要》“非化石能源十年倍增行动”	发改委	加快非化石能源高质量发展。全力增加非化石能源电力生产和消费规模，积极推进非化石能源非电利用。通过上述努力，预计到2030年，非化石能源供应规模将比2025年显著增长，2035年比2025年实现倍增。	绿色氢氨醇从示范项目上升至国家中长期能源战略
2026/4/13	《关于推动航运绿色低碳转型发展的意见》	交通部	到2030年，显著提升我国在国际海事组织航运温室气体减排规则制定中的影响力；国际航行船舶碳排放强度相比2025年下降≥15%。支持各地因地制宜建造LNG、LPG、氢、氨、醇、生物燃料等绿色燃料和纯电池动力船舶。	绿色甲醇进一步进入规模化应用场景，强化航运端绿醇需求预期，提升下游消纳确定性
2025/10/31	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	能源局	着力提升风光氢储协同发展水平。稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地。鼓励沿海地区探索海上风电制氢氨醇技术，发展航运绿色燃料加注。	进一步强调风光氢储协同重要性及鼓励下游应用
2025/8/7	国家能源局综合司关于公示绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目（第一批）	能源局	支持3个方向9个项目，中绿色甲醇和绿氨试点方向项目共计8个，包括5个绿色甲醇项目和3个绿氨项目。	国家引领发展方向，加速绿醇商业模式成熟应用
2024/3/17	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》	发改委	对绿色甲醇等项目给予最高20%的中央预算内投资支持。	中央专项资金支撑供给侧，闭环下游消纳需求
2023/12/26	《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030年）》	发改委、工信部等五部委	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%。2030年船舶制造业绿色发展体系基本建成。	推动国内船舶绿色化，打开绿色甲醇应用

来源：政府官网、国金证券研究所

从订单规模看，438艘甲醇动力船舶将在未来两年内陆续投运。根据香橙会，截至2026Q1，

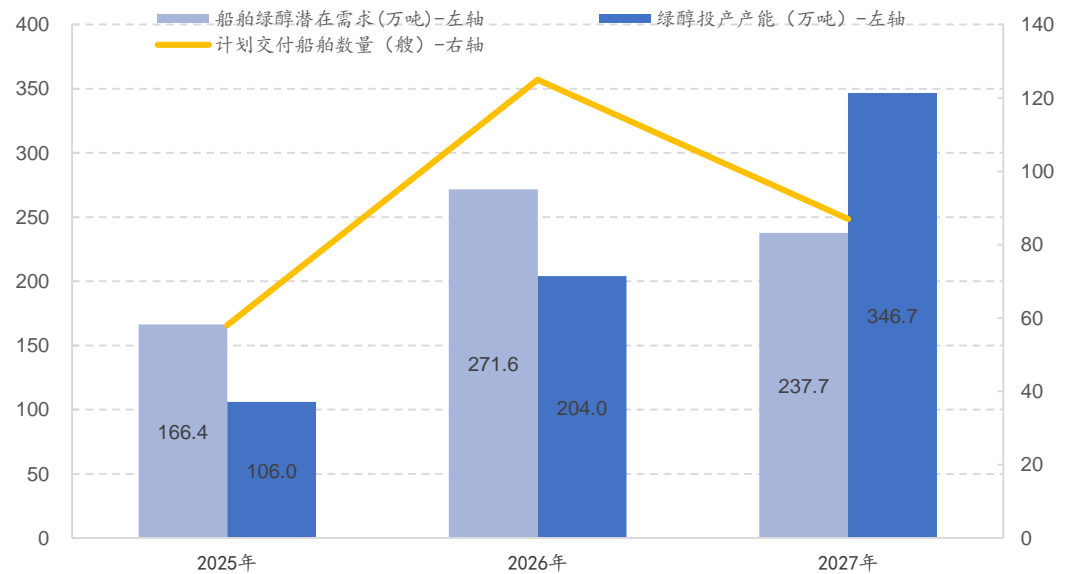


考虑船舶均采用单一甲醇燃料提供动力的情况下，全球已投入运营的甲醇燃料船舶 131 艘次，已投运船舶甲醇（潜在）需求约 319.43 万吨/年；未来 2 年约 300 艘甲醇船舶下水，将带动绿醇燃料 679 万吨需求，其中 26、27 年预计将分别带来 270、238 万吨需求。

从绿醇项目投产节奏上看，根据各项目披露的规划公告，截至 2025 年底建成的绿醇产能 106 万吨左右，26-27 年计划投产项目产能为 204、347 万吨。短期看绿醇供需偏紧，绿醇生产商在此情况下有望获得超额收益。

长期逻辑看降本速度提高绿醇在船舶和化工领域应用渗透率。短期示范阶段由于渗透率低，船东对绿色甲醇价格并不敏感，主要矛盾是供给的有无。长期看，绿醇的应用渗透率将逐步提升，此时对于船东而言最重要的是经济性，因而绿色甲醇的降本或碳税尤为关键。

图表23：2025-2027 年船舶绿醇供需与新船订单带来的需求



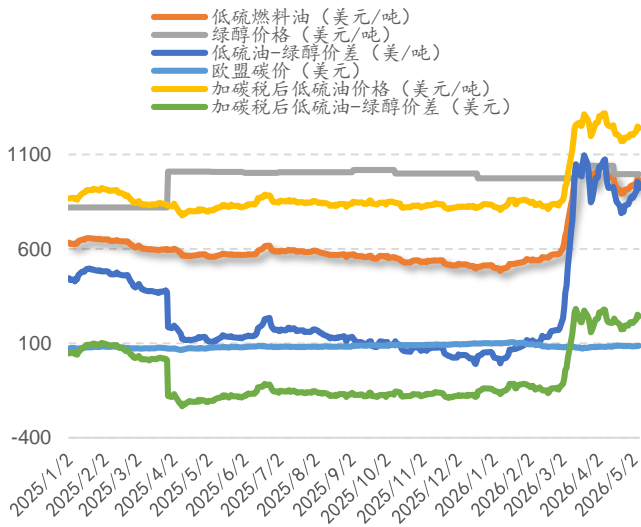
来源：政府官网、碳索氢能、国际氢能网、香橙会等，国金证券研究所。注：预计绿醇投产产能是根据对应项目公开披露的计划投产时间推算，实际产能随项目计划变更。

绿醇经济性率先在海外跑通，油气价格上涨催化加速。甲醇燃料价格是甲醇船舶运营具备经济性的关键。由于甲醇在常温常压下为液态，将甲醇作为燃料供应船用发动机的过程与传统燃料相似。要实现相同的燃料能量密度，发动机需要的甲醇量约为柴油量的 2.4 倍。

- 我们测算新加坡场景，低硫油（VLSFO）价格 1049 美元/吨（热值为 41.67GJ/吨），叠加欧盟碳税 85 欧元/吨，VLSFO 碳排放因子 3.2 kgCO₂/kg 下，将达到 1353 美元/吨。根据中国产业发展促进会，绿色甲醇（生物质）成本为 3000 元/吨、绿色甲醇（沼气制）成本约 4000 元/吨，前者技术路线下，能实现比船用传统燃料便宜，绿醇经济性优势开始从预期走向现实。近期油价上行更是直接放大这一价差，海外需求将能直接兑现到绿醇生产商内。

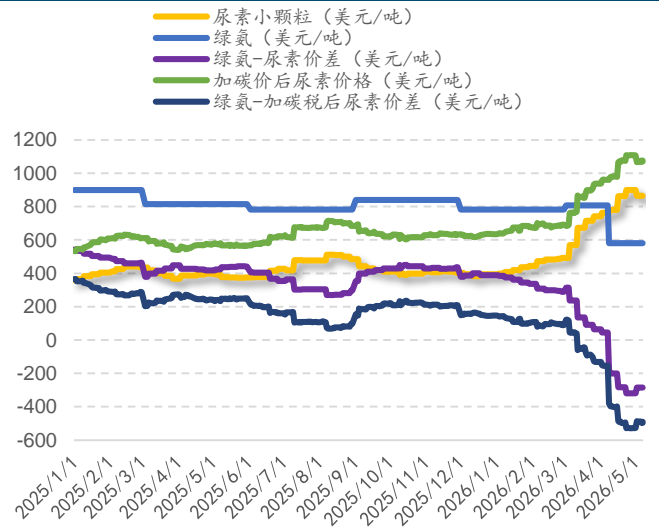


图表24: 绿醇与低硫油加碳税后价格对比



来源: IFIND、金联创、imarc 等, 国金证券研究所

图表25: 绿氨与尿素加碳税后价格对比



来源: IFIND、金联创、imarc 等, 国金证券研究所

3.2 航空脱碳政策出台, 强制加注打开 SAF 需求

2023 年欧盟发布 ReFuelEU Aviation, 对 SAF 加注提出具体比例要求限制。2025 年对 SAF 最低掺混比例为 2%, 到 2035 年要求达到 20%, 到 2050 年要求 SAF 最低掺混比例达 70%, 同时 e-SAF 掺混比例达 35%。

图表26: ReFuelEU Aviation 限制 SAF 最低掺混比例, 到 2050 年达 70%

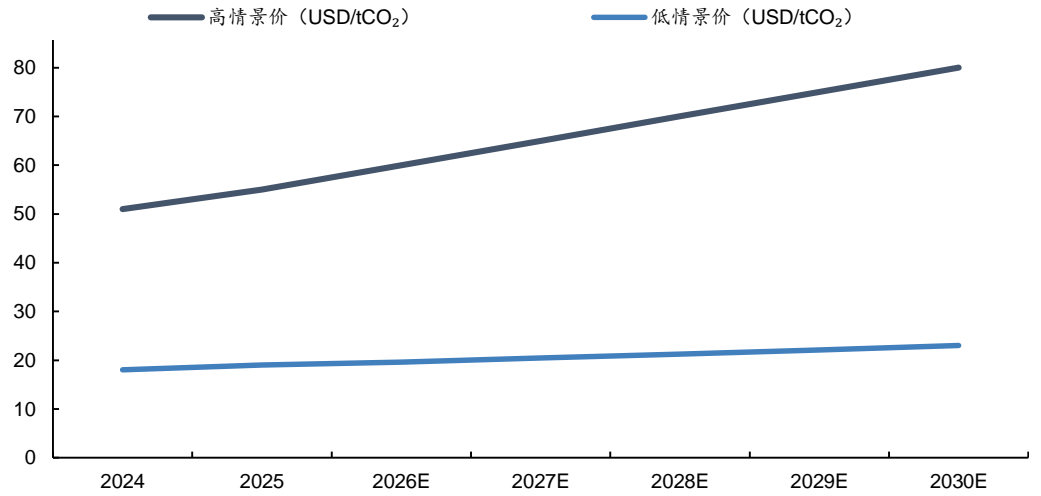
年份	SAF 最低掺混比例 (%)	e-SAF 最低掺混比例 (%)
2025	2%	-
2030	6%	2030-2031 年, 年均 1.2%, 单年最低 0.7%
2032	6%	年均 2.0%, 单年最低 1.2%
2034	6%	2%
2035	20%	5%
2040	34%	10%
2045	42%	15%
2050	70%	35%

来源: 欧盟议会、国金证券研究所

国际民航组织发布的国际航空业碳抵消与削减机制 CORSIA 于 2027 年开始强制履约, 带来需求增长。对于 CORSIA 基线, 在试行阶段(2023 年)使用 2019 年的排放量; 试行阶段结束后, 碳排放量基线为 2019 年排放量的 85%。2027 年 CORSIA 规定进入第二阶段, 正式强制履约, 超额排放需购买碳信用抵消, 无豁免空间。根据 Argus 测算, 在全球航空业低碳转型目标支撑、各国公共部门全面推动绿色低碳发展的背景下, 全球可持续 SAF 需求量将从 2025 年的 50 万吨增长至 2030 年的近 1000 万吨。



图表27: 符合 CORSIA 资格的碳信用额度价格差价逐年增加, 据估计到 2030 年高情景价可达 80USD/tCO₂



来源: MSCI、ICAO、国金证券研究所

目前 HEFA 路线是全球 SAF 商业化应用最成熟的主流工艺。据 Argus 测算, 2024 年 UCO 资源量约 890 万吨, 实际收集利用率仅 57%; 同时 UCO 还广泛供给其他行业领域, 原料存在跨界竞争。产业核心瓶颈集中于原料供给短缺, 在 HEFA 主导现有产能的背景下, 假设全球 SAF 产量完全依靠 UCO 转化, 890 万吨 UCO 的供给体量也仅能支撑约 100 万吨 SAF 的产能上限, 原料约束下 HEFA 路线的规模化空间受限。

图表28: SAF 生产主要技术路径

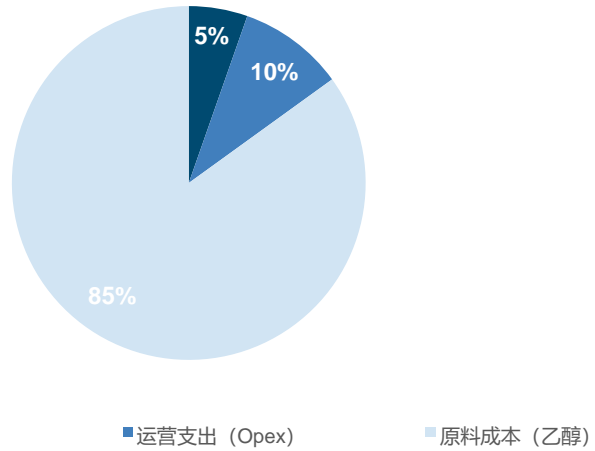
技术路线	技术成熟度	主要原料	减排效果 (%)
HEFA	高 (商业化)	废弃油脂、动植物油	70-90
FT	中	城市固体废弃物、林业废弃物、工业废气	80-85
AtJ	中	农林废弃物等转化为乙醇, 合成气	60-80
MtJ	低 (起步阶段)	由生物质气化或可再生电力+二氧化碳生产	80-85
PtL	低 (前沿技术)	可再生能源、水和二氧化碳通过电解工艺合成燃料	90-100

来源: Sustainable Aviation Fuel Ready for Lift Off、北京大学国家发展研究院、国金证券研究所

AtJ 路线将是产业未来 5-10 年规模化重要引擎, 其在技术路径、项目经济性上均存在一定发展优势。技术路径而言, 已有两条经 ASTM 认证技术路线; 成本方面, 根据北京大学国家发展研究院, 2025 年 AtJ 路线 SAF 单位成本约 13445 元/吨, HEFA 路线 SAF 单位成本约 13154 元/吨。假设 AtJ 路线中其他成本价格不变且绿醇制 SAF 转化率绿色乙醇价格低于 5343 元/吨时, AtJ 路线 SAF 在成本端存在优势。若能将生物质乙醇产能应用于生产 SAF, 将快速实现 SAF 产业规模增长, 进一步打开应用上限。



图表29: 乙醇原料成本是决定 AtJ 路线 SAF 成本的核心因素, 约占总成本的 85%



来源: 北京大学国家发展研究院、World Economic Forum、国金证券研究所

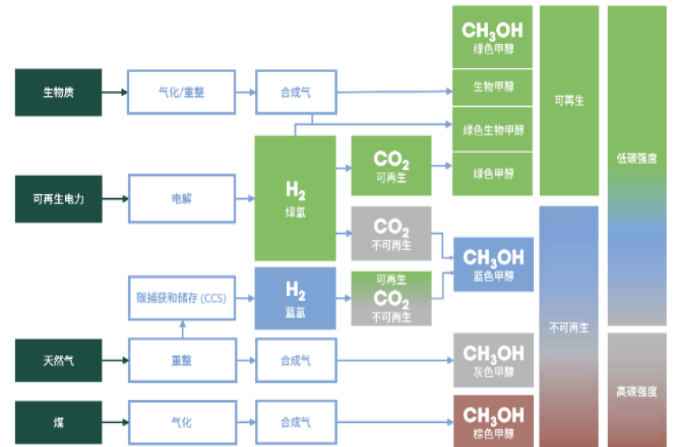
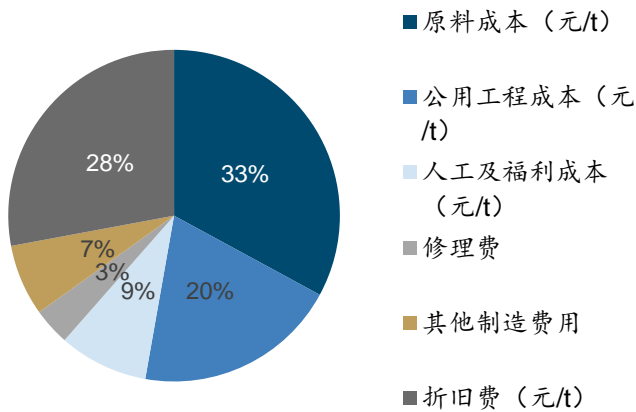
3.3 公司进军绿色燃料打开增长空间, 打开第二成长曲线

进军绿色燃料打开增长空间。公司黑龙江省鸡西市鸡东县 30 万吨绿氢醇航油化工联产项目获批, 总投资约 35.57 亿元, 计划于 2027 年 10 月完成建设, 进入调试运行阶段, 2027 年底启动生产, 预计投资收益率 10.44%。

此外, 2025 年 8 月, 公司的吉林 15 万吨绿色甲醇项目获备案, 以非粮生物质秸秆为原料, 经发酵生产 4 万吨/年乙醇, 乙醇发酵产生的浆料经气流床加压气化后生产合成气, 合成气经变换、脱硫脱碳、甲醇合成等工序生产 15 万吨/年绿色甲醇。项目计划 2026 年 4 月开工, 2027 年 12 月竣工。

图表30: 原料 (秸秆) 占生物质气化成本最大头

图表31: 甲醇制取技术路线图



来源: 《不同碳减排下生物质气化制绿色甲醇的经济性分析》, 国金证券研究所

来源: 国际可再生能源署, 国金证券研究所

处理技术优势、生物质原料利用率高, 公司绿醇生产具备成本优势。公司的绿色燃料项目采用生物质秸秆、玉米芯等作为原料, 通过成熟的酶解发酵及气化合成工艺生产绿色乙醇和绿色甲醇。制备的成本优势体现在处理技术和酶的成本上: 1) 制备乙醇的纤维素酶自制; 2) 绿醇生产成本占比最高的生物质原料 (秸秆) 利用率高——秸秆先发酵制乙醇、剩余木质素等再气化制甲醇; 3) 秸秆资源优势, 运输半径短可保持低廉成本: 可年消纳农林废弃物超 150 万吨, 辐射域内 150 公里半径原料供应范围, 具备孤网运行能力。



毛利率：发酵制乙醇的项目平均毛利率约 10%，全球纤维素制乙醇毛利率约 6~16%。公司基于项目技术改进，采用生物质秸秆、玉米芯等作为原料，通过成熟的酶解发酵及气化合成工艺生产绿色乙醇和绿色甲醇，在秸秆原料端利用率更高，预计 2028 年毛利率为 35%。

图表33：公司营业收入拆分及预测

项目	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入（百万元）	2403	2422	2499	2530	2850	4433
yoy	30.52%	0.79%	3.20%	1.24%	12.64%	55.54%
毛利率	62.23%	61.37%	57.38%	57.07%	56.23%	49.87%
新能源电站（百万元）	2284	2281	2331	2355	2668	3043
yoy	29.76%	-0.14%	2.20%	1.04%	13.27%	14.06%
毛利率	62.88%	62.69%	59.06%	58.40%	57.42%	56.44%
资产管理（百万元）	65	62	66	73	80	88
yoy	-18.04%	-5.10%	7.36%	10.00%	10.00%	10.00%
毛利率	38.73%	33.38%	32.07%	32.07%	32.07%	32.07%
屋顶分布式光伏（百万元）	36	66	90	90	90	90
yoy	3030%	83%	37%	0%	0%	0%
毛利率	59.40%	57.94%	52.25%	50.00%	50.00%	50.00%
绿色燃料（百万元）	-	-	-	-	-	1200
yoy	-	-	-	-	-	-
毛利率	-	-	-	-	-	35.00%
新能源产业基金（百万元）	0.38	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
yoy	375%	-97%	0%	0%	0%	0%
毛利率	100%	100%	100%	100%	100%	100%
其他业务（百万元）	17	13	12	12	12	12
yoy	-	-22.96%	-11.66%	0%	0%	0%
毛利率	69.91%	-19.26%	-92.33%	0%	0%	0%

来源：iFind、国金证券研究所

费用率预测：公司业务为新能源电站开发-建设-运营-出售、新能源产业基金、绿色燃料项目等，不存在销售和研发费用，管理费用随着公司业务的扩张，将有所增长，预计 2026~2028 年公司无销售费率和研发费率、管理费率为 6.9/6.6%。

4.2 投资建议及估值

我们预计 2026~2028 年公司实现归母净利润 7.48/8.70/11.70 亿元，现价对应 PE 为 22.63 倍。公司作为风电电站龙头，仍具成长性，同时新开发绿色甲醇、乙醇及绿色航煤（SAF）业务，迎来第二成长曲线。我们选取风电运营企业——节能风电、龙源电力；以及同样新开发绿醇等绿色燃料业务的中国天楹、电投绿能作为可比公司。参考可比公司估值，给予公司 2026 年 30xPE，目标价 7.71 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

图表34：可比公司估值比较

代码	名称	收盘价 (元/股)	EPS (元)					PE (倍)				
			2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
601016	节能风电	5.03	0.21	0.11	0.10	0.12	0.15	15.43	27.71	50.30	40.79	33.53
001289	龙源电力	17.27	0.75	0.54	0.55	0.61	0.68	20.70	27.78	31.57	28.18	25.51
000035	中国天楹	6.19	0.12	0.12	0.20	0.24	0.28	43.50	46.42	31.47	26.15	22.11
000875	电投绿能	6.61	0.38	0.14	0.15	0.16	0.19	17.36	39.74	44.07	40.48	34.20
	平均值		0.36	0.23	0.25	0.28	0.33	24.25	35.41	39.35	33.90	28.84
601619	嘉泽新能	5.81	0.22	0.33	0.26	0.30	0.40	19.67	23.74	22.63	19.44	14.47

来源：iFind、国金证券研究所，注：数据统计日期截至为 2026/5/15，可比公司盈利预测采用 iFind 一致预期。



五、风险提示

电价波动风险：电力市场化改革已使公司存量风电陆续参与电力市场，2026年起电价由稳定收益变为波动收益。叠加各省负电价频发，若机制电价结算价持续走低，公司盈利能力将承受较大压力。

绿醇投产进度不及预期：绿色化工业务尚处起步阶段，项目面临工程建设延期、技术验证不及预期、原料供应不稳定等风险，若投产延迟，2027年及以后的业绩高增长预期将被下调。

风电投产进度不及预期：公司在建及待建风电项目约2GW，是未来业绩增量核心来源。但建设涉及核准审批、电网接入、设备交付等多重环节，任一环节延误都将拖累公司装机容量增长和利润兑现。

竞争加剧风险：新能源开发权争夺激烈，新项目获取成本可能上升，收益率存在被挤压的风险。绿色燃料赛道同样吸引众多企业跨界布局，若产能快速扩张导致过剩，公司预期盈利空间将被压缩。

大股东股权质押风险：公司控股股东及其一致行动人累计质押股份数量占其所持公司股份比例为较高。若未来公司股价大幅下行，质押股份可能触及预警线、平仓线，大股东存在补充质押或追加保证金的压力。



附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
主营业务收入	2,403	2,422	2,499	2,530	2,850	4,433
增长率		0.8%	3.2%	1.2%	12.6%	55.5%
主营业务成本	-908	-935	-1,065	-1,086	-1,247	-2,222
%销售收入	37.8%	38.6%	42.6%	42.9%	43.8%	50.1%
毛利	1,495	1,487	1,434	1,444	1,603	2,211
%销售收入	62.2%	61.4%	57.4%	57.1%	56.2%	49.9%
营业税金及附加	-16	-21	-26	-26	-29	-44
%销售收入	0.7%	0.9%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-181	-200	-179	-182	-197	-293
%销售收入	7.5%	8.2%			6.9%	6.6%
研发费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
息税前利润 (EBIT)	1,298	1,266	1,229	1,236	1,377	1,874
%销售收入	54.0%	52.3%	49.2%	48.8%	48.3%	42.3%
财务费用	-515	-508	-461	-461	-456	-597
%销售收入	21.4%	21.0%	18.5%	18.2%	16.0%	13.5%
资产减值损失	-24	-45	10	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	67	-6	17	60	60	60
%税前利润	7.7%	n.a	2.0%	6.8%	5.8%	4.3%
营业利润	873	781	855	895	1,041	1,396
营业利润率	36.3%	32.2%	34.2%	35.4%	36.5%	31.5%
营业外收支	-5	-15	-12	-12	-12	-12
税前利润	868	766	843	883	1,030	1,385
利润率	36.1%	31.6%	33.7%	34.9%	36.1%	31.2%
所得税	-62	-135	-129	-135	-159	-215
所得税率	7.2%	17.6%	15.3%	15.3%	15.4%	15.5%
净利润	806	631	715	748	871	1,170
少数股东损益	2	1	0	1	1	1
归属于母公司的净利润	803	630	714	748	870	1,170
净利率	33.4%	26.0%	28.6%	29.5%	30.5%	26.4%

现金流量表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
净利润	806	631	715	748	871	1,170
少数股东损益	2	1	0	1	1	1
非现金支出	771	815	877	849	903	957
非经营收益	482	504	438	146	137	135
营运资金变动	-576	-165	720	165	18	-412
经营活动现金净流	1,483	1,786	2,750	1,908	1,929	1,849
资本开支	-927	-1,282	-1,627	-966	-1,122	-1,122
投资	155	0	163	0	0	0
其他	-7	-66	-10	60	60	60
投资活动现金净流	-779	-1,348	-1,473	-906	-1,062	-1,062
股权募资	1	2	1,213	-51	0	0
债权募资	913	947	-1,346	-604	-50	93
其他	-1,979	-1,506	-399	-436	-417	-408
筹资活动现金净流	-1,065	-557	-532	-1,091	-467	-316
现金净流量	-362	-119	745	-88	401	472

资产负债表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金	506	422	1,136	973	1,302	1,704
应收款项	3,229	3,500	2,941	3,282	3,461	5,018
存货	0	0	0	0	0	0
其他流动资产	176	158	149	147	148	152
流动资产	3,910	4,080	4,226	4,402	4,911	6,874
%总资产	19.7%	18.4%	18.5%	19.1%	20.6%	26.5%
长期投资	252	245	155	155	155	155
固定资产	11,505	13,402	14,306	14,685	15,005	15,265
%总资产	57.9%	60.3%	62.7%	63.6%	63.1%	59.0%
无形资产	1,640	1,573	1,502	1,475	1,443	1,412
非流动资产	15,947	18,144	18,585	18,680	18,877	19,020
%总资产	80.3%	81.6%	81.5%	80.9%	79.4%	73.5%
资产总计	19,857	22,225	22,811	23,081	23,788	25,894
短期借款	1,498	974	1,166	1,100	1,050	1,143
应付款项	997	1,524	760	1,286	1,472	2,599
其他流动负债	94	105	145	123	135	157
流动负债	2,589	2,603	2,071	2,509	2,658	3,899
长期贷款	3,317	4,144	2,997	2,497	2,497	2,497
其他长期负债	7,505	8,665	9,789	9,651	9,559	9,470
负债	13,410	15,412	14,857	14,657	14,714	15,866
普通股股东权益	6,532	6,896	7,925	8,395	9,044	9,998
其中：股本	2,434	2,434	2,913	2,913	2,913	2,913
未分配利润	2,278	2,615	2,441	2,962	3,611	4,565
少数股东权益	-85	-83	29	29	30	30
负债股东权益合计	19,857	22,225	22,811	23,081	23,788	25,894

比率分析

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
每股指标						
每股收益	0.330	0.259	0.245	0.257	0.299	0.402
每股净资产	2.683	2.833	2.721	2.882	3.105	3.433
每股经营现金净流	0.609	0.734	0.944	0.655	0.662	0.635
每股股利	0.055	0.100	0.080	0.078	0.076	0.074
回报率						
净资产收益率	12.29%	9.14%	9.01%	8.91%	9.62%	11.70%
总资产收益率	4.04%	2.84%	3.13%	3.24%	3.66%	4.52%
投入资本收益率	10.16%	8.34%	8.41%	8.53%	9.07%	11.41%
增长率						
主营业务收入增长率	30.53%	0.79%	3.20%	1.24%	12.64%	55.54%
EBIT 增长率	36.10%	-2.49%	-2.85%	0.52%	11.45%	36.05%
净利润增长率	49.98%	-21.53%	13.35%	4.69%	16.42%	34.37%
总资产增长率	4.69%	11.92%	2.64%	1.18%	3.06%	8.86%
资产管理能力						
应收账款周转天数	430.3	495.2	457.1	460.0	430.0	400.0
存货周转天数	#DIV/0!	#DIV/0!	-	0.0	0.0	0.0
应付账款周转天数	441.5	462.3	359.0	400.0	400.0	400.0
固定资产周转天数	1,524.2	1,655.6	1,712.5	1,731.7	1,565.6	1,019.8
偿债能力						
净负债/股东权益	70.97%	72.95%	38.06%	31.15%	24.75%	19.30%
EBIT 利息保障倍数	2.5	2.5	2.7	2.7	3.0	3.1
资产负债率	67.53%	69.34%	65.13%	63.50%	61.86%	61.27%

来源：公司年报、国金证券研究所



市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	2	5	5	5
增持	0	0	0	0	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得1分，为“增持”得2分，为“中性”得3分，为“减持”得4分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来6—12个月内上涨幅度在15%以上；

增持：预期未来6—12个月内上涨幅度在5%—15%；

中性：预期未来6—12个月内变动幅度在-5%—5%；

减持：预期未来6—12个月内下跌幅度在5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号 紫竹国际大厦5楼	地址：北京市东城区建国内大街26号 新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心 18楼1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究