

2026年03月23日

嘉泽新能 (601619.SH)

投资评级：买入（维持）

——进军绿色燃料打开成长空间，技术优势显著贡献更高盈利

证券分析师

查浩

SAC: S1350524060004

zhahao@huayuanstock.com

刘晓宁

SAC: S1350523120003

liuxiaoning@huayuanstock.com

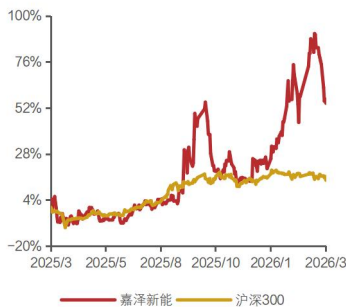
蔡思

SAC: S1350524070005

caisi@huayuanstock.com

联系人

市场表现：



基本数据 2026年03月19日

收盘价(元)	5.70
一年内最高/最低(元)	7.15/3.34
总市值(百万元)	16,602.78
流通市值(百万元)	13,877.68
总股本(百万股)	2,912.77
资产负债率(%)	66.53
每股净资产(元/股)	2.76

资料来源：聚源数据

投资要点：

小而美风电运营商，宁夏起家走向全国。公司是宁夏地区新能源上市公司，自2010年成立以来专注于风电、光伏的建设和运营，截至2025年6月底，公司拥有并网装机容量231.6万千瓦，其中风电204.1万千瓦，占比88%，光伏及微电网装机27.5万千瓦，占比12%。2025年初，公司公告第一大股东博荣益弘（公司实控人陈波所控制）以现金方式全额认购定增股份（总金额约12亿元，定价2.51元/股，增发股份4.78亿股），大股东定增完毕后，实控人及其一致行动人持股比例44.3%（截至2025年9月26日）。

风电：电价下降压力趋缓，在建拟建超2GW保障未来增长。1) **存量项目：**在运风电项目主要位于宁夏、山东两地（电量占比近3/4），宁夏地区外送特高压投产+新增装机放缓，预计未来交易电价降幅有限，山东地区136号文延续政策友好性，明确存量项目“机制电价为燃煤基本价，机制电量与现有政策衔接”，预计存量项目回报率较为稳定；2) **增量项目：**在手在建拟建风电项目超2GW，主要位于黑龙江、广西等地，预计未来几年逐步投产有望保障装机成长。

全球脱碳在即，绿色燃料需求有望提升。1) **航运业：**欧盟碳减排政策已经落地，国际海事组织净零框架规则有望通过，在此背景下，航运业逐步推进绿色燃料替代进程，随着甲醇船舶陆续下水，绿色甲醇需求有望逐步释放。截至2025年12月31日，全球已明确采用甲醇动力的船舶（包括已投运、订单/在建/改造的船舶）总数已达439艘，其中，2025年底处于“订单/在建/改造”状态的船舶高达334艘，占全球已布局的甲醇燃料船舶总数的76%，或意味着2026-2029年为甲醇动力船舶需求释放的集中年份，“十五五”期间绿色甲醇需求有望大幅释放；2) **航空业：**欧盟ReFuelEU Aviation法规要求2025年起SAF强制掺混，比例逐步提升至2050年70%，国际民航组织CORSIA机制2027年起强制碳抵消，SAF作为当前航空脱碳核心路径，2024年全球供应量约100万吨，根据SkyNRG-ICF的预测，2030年绿色甲醇需求有望达1550-3090万吨，加速情境下2050年可能达2.82亿吨，整体带动绿色燃料市场持续扩容。

公司立足黑龙江、吉林两大基地，稳步推进绿色燃料项目建设，整体规划规模为19万吨绿色乙醇+60万吨绿色甲醇。1) **黑龙江项目：**规划总产能为45万吨绿色甲醇、15万吨绿色乙醇、10万吨绿色航煤；其中一期计划2025-2027年投资建设，建成后可形成24万吨/年绿色甲醇、8万吨/年绿色乙醇或5万吨绿色航煤产能。2) **吉林项目：**2025年8月1日，敦化市绿氢醇化工联产项目完成备案，建成后可年产4万吨乙醇、15万吨绿色甲醇。公司采用绿色乙醇与绿色甲醇联产工艺，能源利用效率更高、项目成本优势显著。同时，乙醇可通过ATJ醇喷合成技术转化为可持续航空燃料（SAF）。依托当前旺盛的SAF下游需求，当前行业技术发展给公司在乙醇生产基础上进一步延伸产业链、提升附加值提供可行性。

盈利预测与评级：我们预计公司2025-2027年分别实现营业收入25.1、27.9、31.7亿元，同比增长率分别为3.74%、10.86%、13.85%，实现归母净利润分别为7.13、8.95、9.84亿元，同比增长率分别为13.2%、25.5%、9.94%。当前股价对应的PE分别为23、19、17倍，我们选取龙源电力、电投绿能、中国天楹作为可比公司进行估值，2026年可比公司估值平均为30倍，公司当前估值水平低于行业平均，继续维持“买入”评级。

风险提示。风电投产进度不及预期；风电电量、电价波动风险；绿色甲醇投产进度不及预期；测算风险。

盈利预测与估值（人民币）

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入（百万元）	2,403	2,422	2,513	2,785	3,171
同比增长率（%）	30.53%	0.79%	3.74%	10.86%	13.85%
归母净利润（百万元）	803	630	713	895	984
同比增长率（%）	49.98%	-21.53%	13.19%	25.47%	9.94%
每股收益（元/股）	0.28	0.22	0.24	0.31	0.34
ROE（%）	12.29%	9.14%	8.38%	9.92%	10.26%
市盈率（P/E）	20.67	26.35	23.28	18.55	16.88

资料来源：公司公告，华源证券研究所预测

投资案件

投资评级与估值

我们预计公司 2025-2027 年分别实现营业收入 25.1、27.9、31.7 亿元，同比增长率分别为 3.74%、10.86%、13.85%，实现归母净利润分别为 7.13、8.95、9.84 亿元，同比增长率分别为 13.2%、25.5%、9.94%。当前股价对应的 PE 分别为 23、19、17 倍，我们选取龙源电力、电投绿能、中国天楹作为可比公司进行估值，2026 年可比公司估值平均为 30 倍，公司当前估值水平低于行业平均，继续维持“买入”评级。

关键假设

- 1) 2025-2027 年公司每年新增投产风电装机 40、40、50 万千瓦；
- 2) 2025-2027 年公司每年开展风电 REITs 规模分别为 0、12、12 万千瓦；
- 3) 2025-2027 年公司绿色甲醇产能分别为 0、0、32 万吨。

投资逻辑要点

公司作为行业内小而美的风电运营商，截至 2025 年半年报在运风电装机 2GW，主要位于宁夏、山东两地，受益于电力供需紧平衡及市场化交易方案较为友好，2021-2024 年均归母净利润约 7 亿元，同时公司正在开展 12 万千瓦风电 REITs 项目有望增厚利润及现金流。

增长点 1：公司通过产业投资换资源的方式储备大量风电指标，当前在建拟建风电规模超 2GW，未来 2-3 年陆续投产有望持续贡献利润增量；

增长点 2：当前交通运输行业减碳持续推进，绿色甲醇、SAF 市场规模广阔。公司当前整体规划规模为 19 万吨绿色乙醇+60 万吨绿色甲醇，一期黑龙江项目 32 万吨绿醇即将开工，项目逐步投产有望打开公司盈利空间。

由此，公司在“十五五”期间有望迎来新一轮高速增长期，当前估值水平较低。

核心风险提示

风电投产进度不及预期；风电电量、电价波动风险；绿色甲醇投产进度不及预期；测算风险

内容目录

1. 小而美风电运营商，大股东定增完成展现增长信心	5
2. 风电：电价下降压力趋缓 在手储备充足保障增长	7
2.1. 存量项目：3/4 风电位于宁夏、山东，电价下行压力或已逐步释放	7
2.2. 增量项目：在手在建拟建风电项目或超 2.5GW，未来几年逐步投产有望保障装机成 长	10
2.3. 滚动出售存量带补贴电站提高资金周转率	12
3. 全球脱碳在即，构筑绿色燃料第二成长曲线	13
3.1. 全球交通领域脱碳在即，绿色燃料需求稳步释放	13
3.1.1. 航运业：船运减碳加速推进，绿色甲醇加速发展	13
3.1.2. 航空业：SAF 掺混进入强制执行需求或即将释放	17
3.2. 技术路线多重，生物质路线降本空间更大	18
3.2.1. 绿醇对比：生物质成本更低，降本空间更大	18
3.2.2. SAF 对比：HEFA 成本最低但存在上限，ATJ 路线成本略高但供给量更大	19
3.3. 布局绿色燃料新赛道项目建设快速推进	19
4. 盈利预测与评级	20
5. 风险提示	21

图表目录

图表 1: 公司股权结构图 (截至 2025 年底)	5
图表 2: 公司 2020-2025H1 装机结构 (万千瓦)	6
图表 3: 公司 2020-2025Q1-3 收入、归母净利润及 ROE 表现	6
图表 4: 2021-2025H1 主要风电公司年化 ROE 比较	6
图表 5: 2021-2024 年公司各地风电发电量情况 (亿千瓦时)	7
图表 6: 2021-2024 年公司各地风电电价情况 (元/千瓦时)	7
图表 7: 宁夏 2025 年新能源市场化交易电量及电价	8
图表 8: 2018-2024 年宁夏和全国平均火电利用小时数对比 (小时)	8
图表 9: 宁夏自治区电力供需平衡表测算	9
图表 10: 截至 2025 年底公司在建、拟建项目梳理	11
图表 11: 黑龙江 2025 年新能源结算电价	12
图表 12: 广西 2025 年电力市场结算电价	12
图表 13: 新能源公司收回补贴情况一览表 (单位: 亿元)	13
图表 14: EU ETS 碳税+FuelEU 合规费用	14
图表 15: EU ETS 碳税+FuelEU 合规叠加成本	14
图表 16: IMO 政策下年度合规费用与实际 GHG 燃料强度 (GFI)	15
图表 17: 绿色燃料介绍	15
图表 18: 到 2050 年主要机构减碳方案预测	16
图表 19: 到 2031 年绿色甲醇需求预测 (单位: 万吨)	16
图表 20: 已获批准的 11 种 SAF 生产工艺 (截至 2025 年 1 月)	17
图表 21: 2030 年中国生物质 SAF 供给上限 (万吨)	19
图表 22: 不同生产工艺的 SAF 价格	19
图表 23: 可比公司估值	21

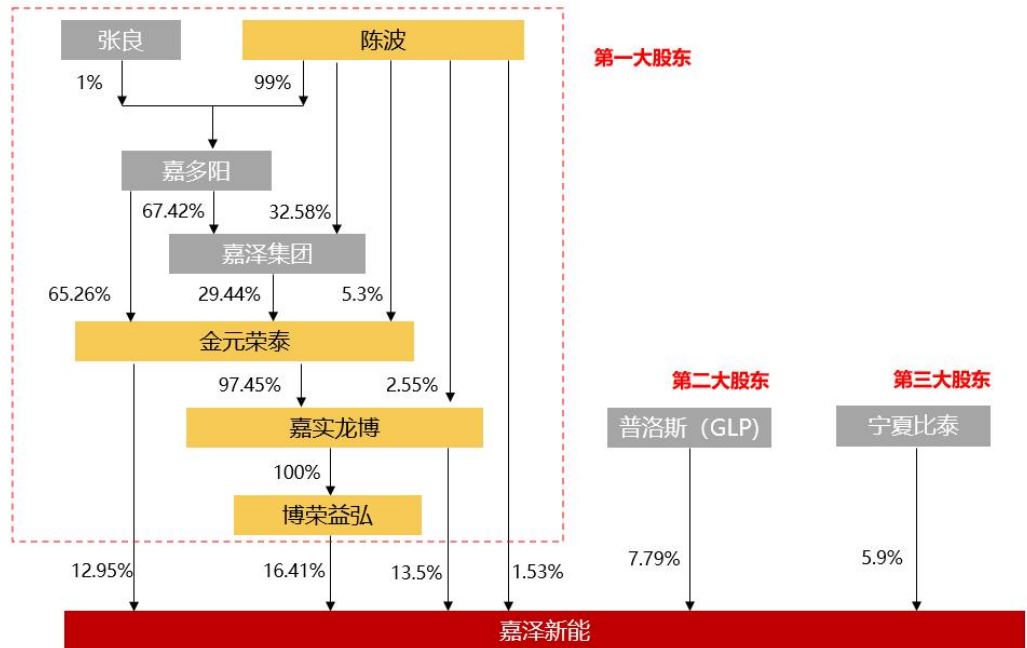
1. 小而美风电运营商，大股东定增完成展现增长信心

小而美风电运营商，宁夏起家走向全国。公司是宁夏地区新能源上市公司，自 2010 年成立以来专注于风电、光伏的建设和运营，截至 2025 年 6 月底，公司拥有并网装机容量 231.6 万千瓦，其中风电 204.1 万千瓦，占比 88%，光伏及微电网装机 27.5 万千瓦（其中分布式光伏 24 万千瓦），占比 12%。

大股东定增完毕后，实控人及其一致行动人持股比例 44.3%（截至 2025 年 9 月 26 日）。2025 年初，公司公告第一大股东博荣益弘（公司实控人陈波）以现金方式全额认购定增股份（总金额约 12 亿元，定价 2.51 元/股，增发股份 4.78 亿股），该事项于 2025 年 9 月底完成，根据公司公告，发行完成后，实际控制人陈波及其一致行动人博荣益弘、嘉实龙博、金元荣泰共持有公司 12.9 亿股，占公司发行后总股本（截至 2025 年 9 月 26 日）的 44.3%。

公司大比例回购，充分展现对公司发展的信心。根据公司公告，2026 年 1 月 1 日，公司计划以集中竞价交易方式回购股份，计划回购金额 2.2-4.4 亿元，回购价格上限 6.63 元/股，充分展现对公司发展的信心。

图表 1：公司股权结构图（截至 2025 年底）



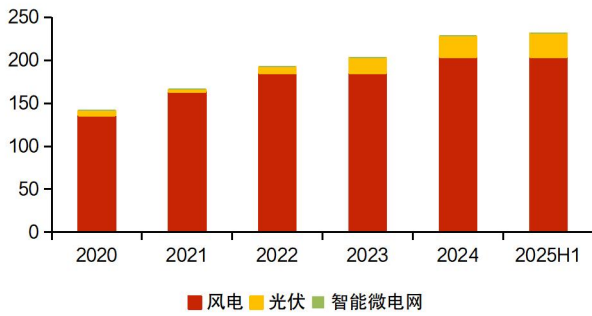
资料来源：wind，公司公告，华源证券研究所
注：标黄的主体为一致行动人

与一般民营企业切入光伏不同，嘉泽新能从成立之初便将风电作为主要投资建设方向，2025H1 公司装机结构中风电占比 88%。由于风能资源集中，风电项目审批层级较高，且项目开发运作能力要求高（风电需要测风），在新能源发展初期，风电资源多由央企开发，民企则更倾向于发展光伏。公司虽是民企，但自成立以来就将风电作为自身发展的重点，并将宁夏作为开发起点。截至 2025 年 6 月底，公司拥有并网装机容量 231.6 万千瓦，其中风电

204.1 万千瓦，占比 88%，光伏及微电网装机 27.5 万千瓦，占比 12%（光伏主要为分布式光伏）。风电业务的持续发展展现出公司项目运作管理的实力。

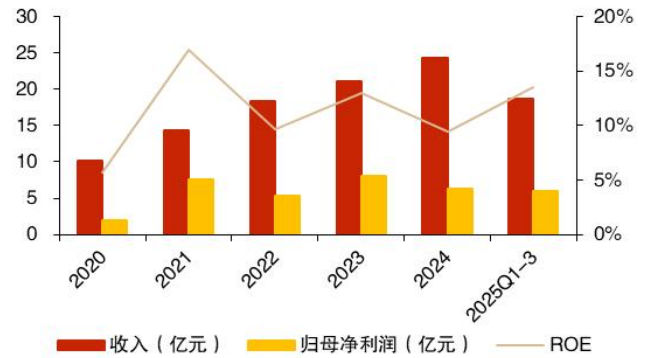
2021-2024 年在运新能源发电资产年均归母净利润 7 亿元左右，ROE12%以上。公司作为以风电为主的新能源运营商，业绩波动受电价和风资源影响较大，2021-2024 年均归母净利润维持在 7 亿元左右，ROE12%以上，我们分析其主要原因在于公司具有更高的市场化管理能力和更为灵活的项目机制。一般而言，民企由于更高的贷款利率和更严格的投资回报率要求，会更加注重项目的前期考察和费用控制，同时更为市场化的管理机制和激励机制也更能释放企业发展活力。从新能源项目的实际收益率表现来看，公司的 ROE 也高于大多数龙头企业。

图表 2：公司 2020-2025H1 装机结构（万千瓦）



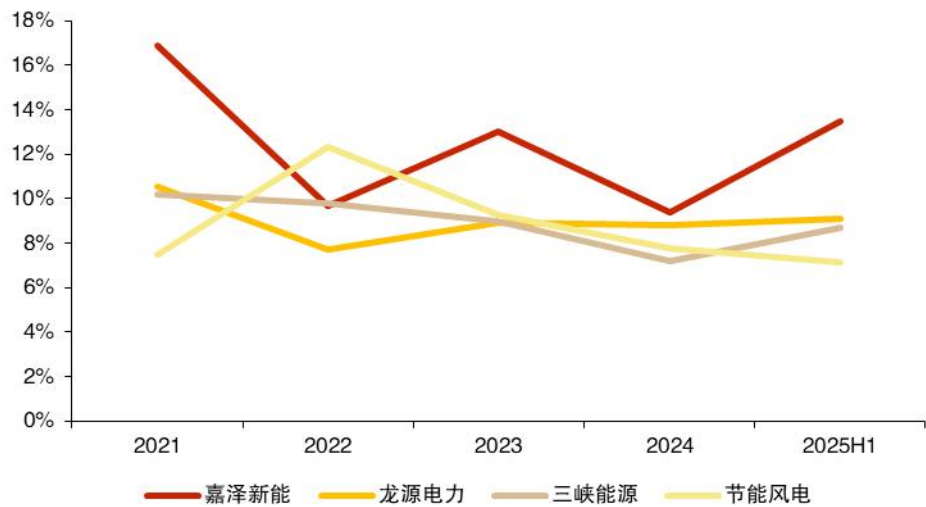
资料来源：wind，华源证券研究所

图表 3：公司 2020-2025Q1-3 收入、归母净利润及 ROE 表现



资料来源：wind，华源证券研究所

图表 4：2021-2025H1 主要风电公司年化 ROE 比较



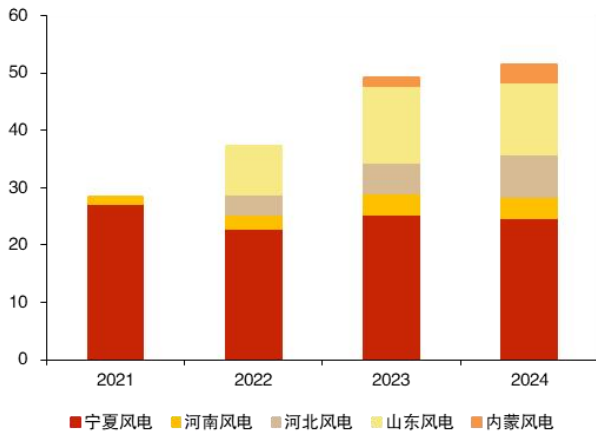
资料来源：wind，华源证券研究所

2. 风电：电价下降压力趋缓 在手储备充足保障增长

2.1. 存量项目：3/4 风电位于宁夏、山东，电价下行压力或已逐步释放

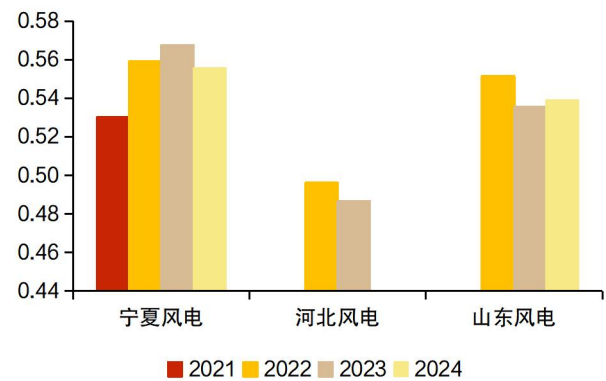
截至 2025 年半年报，公司在运风电 2GW，主要分布于宁夏、山东、河北、河南、内蒙等地，其中宁夏、山东风电装机几乎占据公司近 3/4 的份额（电量口径），分析来看：

图表 5：2021-2024 年公司各地风电发电量情况（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，华源证券研究所

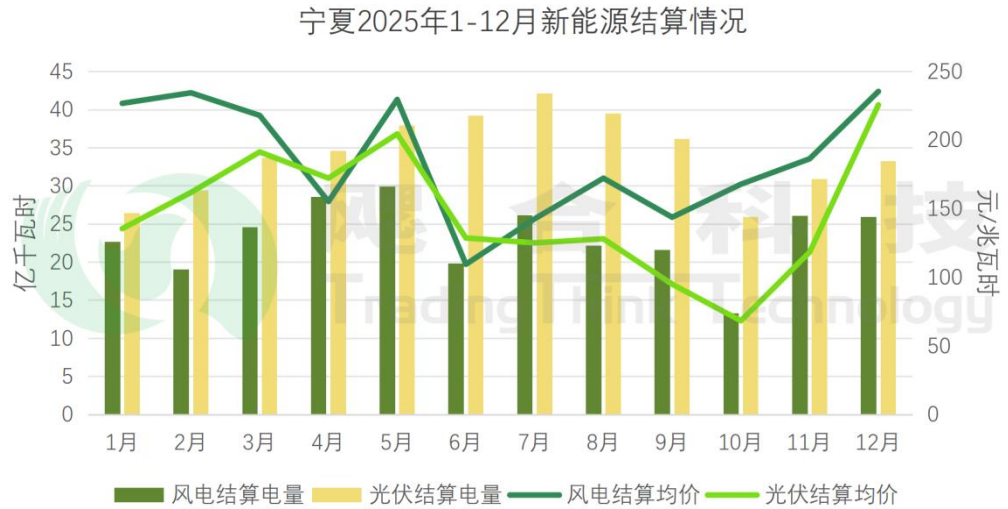
图表 6：2021-2024 年公司各地风电电价情况（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，华源证券研究所

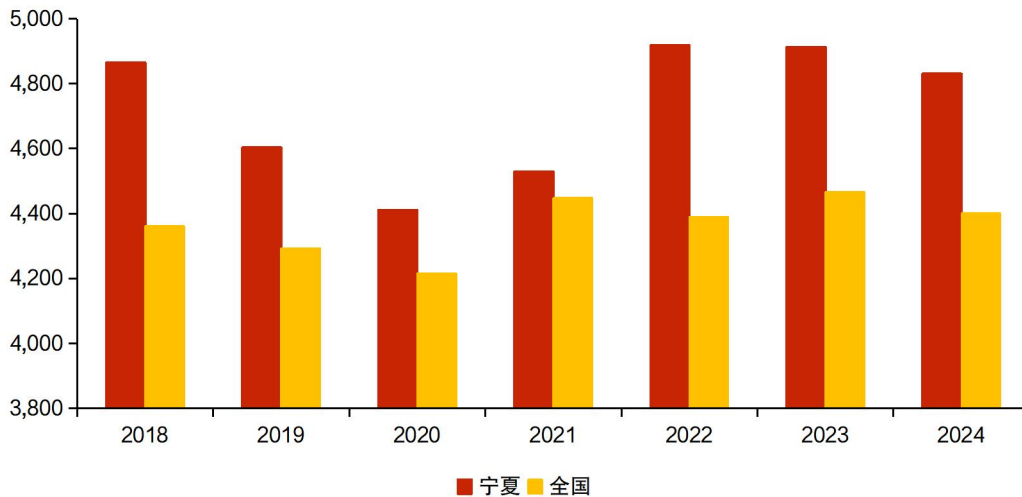
1) 宁夏风电：2021-2024 年公司宁夏风电综合电价维持在 0.53-0.57 元/千瓦时之间，2021-2023 年甚至有所增长，我们分析其主要原因有二：一是宁夏项目建设时间较早，多为带补贴项目；二是宁夏地区电力供需偏紧（2018 年以来宁夏地区火电利用小时数远高于全国平均），且市场化交易方案较为友好，为交易电价提供支撑，2025 风电市场化交易电价在 0.1-0.25 元/千瓦时之间。

图表 7：宁夏 2025 年新能源市场化交易电量及电价



资料来源：颯合科技公众号，华源证券研究所

图表 8：2018-2024 年宁夏和全国平均火电利用小时数对比（小时）



资料来源：中电联，华源证券研究所

当前宁夏 136 号文承接方案已然出台，明确存量项目“机制电价为宁夏燃煤发电基准价，2024 年 6 月 1 日前投产的集中式平价项目机制电量比例为 30%，2024 年 6 月 1 日起投产的集中式平价项目机制电量比例为 10%”；增量项目“机制电价通过统一竞价形成，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，执行期限为 12 年”。

我们分析对于存量项目而言，10%-30%的电量执行燃煤标杆价，剩余 70%-90%的电量参与市场化交易，而 2025 年风电结算均价为 186.97 元/兆瓦时，我们认为其基本反映了高新能源装机占比结构下市场交易供需关系与竞争格局，未来电价进一步下降的压力或较小（截至 2025 年 10 月底宁夏风电装机 1527.8 万千瓦，光伏装机 3747.26 万千瓦，合计占比超 56%）。我们从宁夏首次机制电价竞价结果也能看出电价趋势，首次竞价结果机制电量规模为 102 亿

度，机制电价水平 0.2595 元/千瓦时，与宁夏的煤电基准价相同，同样充分反映了宁夏新能源项目的电价韧性。

展望未来，随着外送特高压投产+未来新增装机放缓，我们预计未来交易电价降幅或有限。2025 年 8 月，“宁电入湘”外送通道已经投产，其年送电量超 360 亿千瓦时，其中新能源电量占比超 50%，预计将大幅提升宁夏新能源外送能力；除此之外，随着 136 号文的推进，我们预计未来新能源新增装机或将逐步放缓，受此影响，我们预计未来宁夏地区交易电价下降幅度或有限，项目回报率有望稳健。

我们预测宁夏地区电力供需平衡表如下，假设 2026-2027 年宁夏地区用电量增速维持 5%，同时基于对未来两年新增装机的预计及外送通道的增量，我们预计 2026-2027 年宁夏地区电力火电利用小时数下降幅度有限，电力供需仍然以紧平衡为主。

图表 9：宁夏自治区电力供需平衡表测算

	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E
用电量（亿千瓦时）	1158	1250	1387	1390	1459	1532.0	1608.5
yoy	11.6%	7.9%	11.0%	0.2%	5.0%	5%	5%
累计装机容量（万千瓦）	6214	6474	6956	7511	9120	10022	10724
火电	3333	3304	3313	3335	3341	3805	4069
水电	43	43	43	43	46	46	46
核电	0	0	0	0	0	0	0
风电	1455	1457	1464	1509	1551	1835	2118
光伏	1384	1584	2137	2624	4181	4336	4491
新增装机容量（万千瓦）	271	260	482	555	1609	902.5	702.5
火电	7	-29	9	22	6	464	264
水电	0	0	0	0	3	0	0
核电	0	0	0	0	0	0	0
风电	78	2	7	45	42	283.5	283.5
光伏	187	200	553	487	1557	155	155
发电量（亿千瓦时）	1992	2124	2215	2235	2373	2593	2669
火电	1507	1610	1622	1602	1610	1686	1687
水电	21	18	17	20	18	19	19
核电	0	0	0	0	0	0	0
风电	281	275	294	276	298	330	385
光伏	183	221	282	337	446	558	579
净流出	834	874	828	845	914	1061	1061
利用小时数	3277	3348	3299	3090	2854	2709	2574
火电	4526	4852	4903	4820	4823	4720	4286
水电	4884	4186	3953	4634	4062	4062	4062
核电	0	0	0	0	0	0	0
风电	1984	1889	2013	1860	1948	1948	1948
光伏	1418	1489	1516	1414	1311	1311	1311

资料来源：中电联、国家能源局、中国电建等，华源证券研究所

2) **山东风电**：2022-2024 年公司山东风电电价维持在 0.54-0.55 元/千瓦时之间，电价较为坚挺，主要因为山东地区市场化交易方案较为友好，2024 年之前基本按照“90%政府授权合约+10%市场交易”执行，即 90%电量执行燃煤标杆电价，仅 10%按照现货市场价格结算。

山东 136 号文细则延续政策友好性，明确存量项目“2025 年 6 月 1 日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，单个项目机制电量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”，按照这一政策，基本可以认为山东地区存量新能源项目大比例电量按照燃煤标杆价结算，仅少部分电量参与市场交易，预计或将保障存量风电项目回报率稳定。

2.2. 增量项目：在手在建拟建风电项目或超 2.5GW，未来几年逐步投产有望保障装机成长

积极与外部产业资本合作满足各省产业投资需求，公司获取新能源项目的能力强。近年来，公司在获取项目的同时会通过产业基金或者与合作伙伴一起投资满足配套产业要求。这样一方面能拉动当地产业投资，另一方面与其他产业资本合作能降低投资成本，合作共赢。

2021 年公司与鸡西市人民政府、天津中车风能签订了《新能源产业合作框架协议书》，计划与天津中车风能在鸡西投资建设新能源装备制造工业园区，产业投资陆续兑现，有望为公司未来持续获得新能源项目提供助力，2023 年 2 月，公司公告在黑龙江获得 110 万千瓦风电项目。

除黑龙江外，2023 年 2 月公司联手金风科技共同投建的广西柳州零碳新能源智慧装备产业园首台机组正式下线，下线仪式上柳州市人民政府、嘉泽新能和金风科技三方就建设柳州市北部生态新区零碳新能源智慧装备产业园签订了投资开发合作协议，随着公司在柳州市产业投资正式落地，公司有望大量获取该地区优质风电资源，实现快速成长。

2025 年底，公司再次在黑龙江鸡西签订投资，其中明确上海嘉益荣源能源化工有限公司（嘉泽新能子公司）建设绿色甲醇 45 万吨/年、绿色乙醇 15 万吨/年、绿色航煤 10 万吨/年项目。其中：一期项目计划 2025-2027 年投资建设，达到 24 万吨/年绿色甲醇、8 万吨/年绿色乙醇或 5 万吨绿色航煤产能规模；二期项目视一期项目经营状况、产品市场开拓情况适时投资建设；基于此，鸡西市政府将按 10 万千瓦/3 亿元的产业项目投资强度为本项目争取风电预安排建设规模，并协助办理选址预审、征地、核准、接入等手续。本项目开工后，按省发改委风电建设规模配置程序，为公司先行争取 30 万千瓦风电建设规模；其余建设规模按本项目实际完成投资强度计算确定，待适宜风电开发的土地资源可利用后即予优先配置。

截至 2025 年 6 月底公司拥有在建及拟建风电项目 2.2GW，若加上公司 2025 年底与鸡西市政府签订的《鸡西市绿氢醇航油化工联产项目》相关合作协议中提及的 30 万千瓦风电，公司获取指标有望超过 2.5GW，其主要位于黑龙江、广西、吉林等地。

图表 10：截至 2025 年底公司在建、拟建项目梳理

地点	项目名称	规模 (万千瓦)	状态
柳州	融水鸡冠岭风电场项目	14	在建
柳州	融安板榄 150MW 风电项目	15	拟建
柳州	融水塘苟山风电场	10	核准
柳州	融安仙人堂风电场	10	核准
黑龙江鸡西	鸡东县嘉嵘 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江鸡西	鸡东县博晨 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江鸡西	鸡东县博祥 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江密山	密山市博阳 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江密山	密山市博骏 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江密山	密山市博晨 200MW 风电项目	20	在建
黑龙江鸡西	绿色甲醇项目配套风电项目	30	合作协议
河北	景县南运河 200MW 风电场工程	20	在建
吉林	敦化泽瑞新能源 300MW 风电项目	30	拟建
吉林	敦化市 4.24 万千瓦分散式风力发电项目	4.24	在建
合计		253.24	

资料来源：公司公告，华源证券研究所

我们分析新增项目盈利如下：按照当前 136 号文政策导向，新增项目采用竞价模式确定是否进入机制电量以及机制电价，考虑到黑龙江、广西两地风资源较好，且当前风电建造成本较低，我们预计未来项目投产后收益率较高。

1) 黑龙江：2025 年 9 月黑龙江发布 136 号文承接文件，明确存量项目“机制电价为 0.374 元/千瓦时，机制电量妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策”，新增项目“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及用户承受能力等因素确定；竞价上限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”。

从黑龙江首次竞价结果来看，共 277 个项目入围，机制电量规模为 63 亿度，机制电价水平 0.2281 元/千瓦时，考虑到近三年风电平均利用小时数约 2485 小时及当前较低的造价，首批项目回报率有望较高。

2) 广西：2025 年 12 月广西发布 136 号文承接文件，明确存量项目“已进入电力市场的新能源项目上网电量的 50% 纳入机制电量，机制电价暂定为 0.34 元/千瓦时”，增量项目“首次纳入机制的电量规模适当衔接 2024 年新能源保障利用小时数，按照全区新能源增量项目年度预测上网电量的 40% 确定，后续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，以及用户电价承受能力等因素动态调整；首次新能源增量项目竞价上限暂定为 0.36 元/千瓦时，竞价下限暂定为 0.15 元/千瓦时。后续年度竞价上下限水平由自治区价格主管部门在每年竞价公告前另行明确”。

3) 吉林：2025 年 10 月吉林发布 136 号文承接文件，明确存量项目“机制电量规模衔接省内保障性收购电量，机制电价 0.3731 元/度”，增量项目“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%；机制电价上限为 0.334 元/度，下限为 0.15 元/度”。

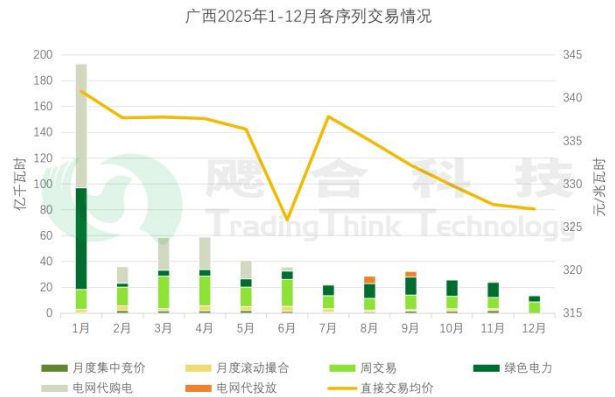
从吉林首次竞价结果来看,光伏入围机制电量 2.76 亿千瓦时,机制电价 334.0 元/兆瓦时;风电项目入围机制电量 37.76 亿千瓦时,机制电价 250.0 元/兆瓦时,考虑到近三年风电平均利用小时数约 2280 小时及当前较低的造价,首批项目回报率有望较高。

图表 11: 黑龙江 2025 年新能源结算电价



资料来源: 颯合科技公众号, 华源证券研究所

图表 12: 广西 2025 年电力市场结算电价



资料来源: 颯合科技公众号, 华源证券研究所

2.3. 滚动出售存量带补贴电站提高资金周转率

为了回笼资金,提高资金周转率,公司从 2021 年开始出售存量高补贴电站,2021 年公司出售 49.5 万千瓦电站,实现投资收益 3.93 亿元,2023 年公司出售 5 万千瓦风电和 10 万千瓦光伏,实现投资收益 0.71 亿元。

按照上述交易测算,公司电站出售业务利润可观。分析其原因,一方面带补贴的项目电价水平更高,另一方面公司市场化的管理和更为灵活的项目机制使得公司项目回报率较高,历史平均来看公司风电资本金回报率 15%左右,好于当前一般国企所要求的项目收益率 6%-8%,在此背景下,公司出售存量电站能够获取回报率差额对应的利润空间。

公司正在开展 12 万千瓦风电 REITs 项目,当前已经获得交易所受理,若 2026 年落地有望增厚利润及现金流。2023 年底公司公告计划以下属风力发电项目作为基础资产开展 REITs 项目的申报发行工作,2025 年底该方案有所调整,项目调整为 118MW 风电项目,我们预计该 REITs 项目有望在 2026 年落地,为公司带来可观的业绩增量,同时回笼现金流,为后续持续投资奠定基础。当前该项目已经在交易所申报,我们预计 2026 年有望上市。

除此之外,2025 年国家发放补贴速度有所加快,预计将同样改善公司现金流水平。从部分公司发布公告来看,2025 年 8 月份新能源企业获得大笔补贴,1-8 月累计所获补贴甚至远超 2024 年全年,预计其主要覆盖已纳入第一批合规目录清单的项目。我们认为,此次收到补贴有望较大程度上改善企业现金流水平,修复企业估值水平。

图表 13：新能源公司收回补贴情况一览表（单位：亿元）

公司		2024	2025 年累计	2025 年 8/9 月	2025 年累计收到/2024 年全年收到	2025 年 8/9 月收到/2025 年累计收到
新能源发电	金开新能	6.39	12.14	9.39	190%	77.3%
	太阳能	13.66	23.19	16.92	170%	73.0%
	晶科科技	5.37	8.91	6.46	166%	72.5%
	云南能投		5.91	3.09		52.3%
	林洋能源	1.73	3.06	2.03	177%	66.3%
生物质发电	光大绿色环保		20.64			

资料来源：各公司公告，华源证券研究所

注：2025 年累计收回补贴中，光大绿色环保 2025 年 7-8 月收到可再生能源补贴金额 20.64 亿元；云南能投为截至 2025 年 9 月 4 日收到补贴情况，其余公司为 2025 年 1-8 月收到补贴情况

3. 全球脱碳在即，构筑绿色燃料第二成长曲线

3.1. 全球交通领域脱碳在即，绿色燃料需求稳步释放

3.1.1. 航运业：船运减碳加速推进，绿色甲醇加速发展

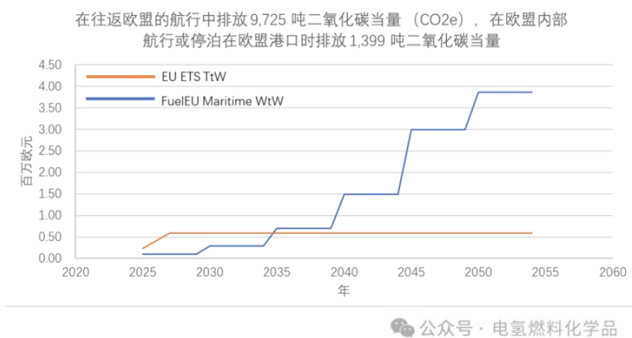
航运业二氧化碳排放量约占全球总量的 3%，若不采取任何行动，到 2050 年这一比例可能升至 10%。根据英国《卫报》的数据，每年全球航运业二氧化碳排放量占全球总量的 3%，若不采取任何行动，到 2050 年这一比例可能升至 10%。其二氧化碳排放主要来自船舶燃料燃烧，同时涉及氮氧化物、硫氧化物等污染物。

为了实现全球降碳，在航运领域，国际海事组织（IMO）、欧盟等机构均设定了明确的脱碳目标与路径，具体而言：

欧盟方面：欧盟“Fit for 55”一揽子能源和气候立法提案中，将航运业纳入欧盟碳排放交易体系（EU ETS）和《欧盟海运燃料条例》（FuelEU Maritime）通过和生效。其中，1）EU ETS：所有进出欧盟和欧洲经济区（EEA）港口、总吨位超过 5000 吨的客船与货船，均需为其排放的温室气体购置并缴纳碳排放配额，2024 年 40%的碳排放量需纳入 ETS，2025 年为 70%，2026 年及之后为 100%，未足额清缴配额的缺口面临罚款。2）FuelEU Maritime：2025 年 1 月 1 日起实施，针对所有在欧盟或欧洲经济区（EEA）内航行且总吨位超过 5000 吨的船舶，以 2020 年为基准，逐年降低全年平均燃料温室气体排放强度，2025 年、2030 年、2040 年、2050 年分别降低 2%、6%、31%、80%，未达标船舶将面临每吨 VLSFO 能量当量 2400 欧元的高额罚款，连续两年违规者可能被禁止进入欧洲经济区港口。

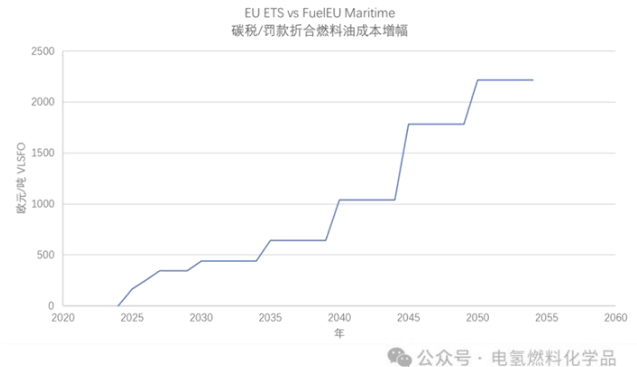
欧盟政策带来的合规成本较高（且未来预计将持续增加），促使船东使用绿色燃料。根据劳氏船级社，以实际案例往返欧盟的航行中排放 9725 吨二氧化碳当量，在欧盟内部航行或停泊在欧盟港口时排放 1399 吨二氧化碳当量的船进行测算，在 2035 年之前，每吨 VLSFO 的合规成本增幅 440 欧元/吨，考虑当前 VLSFO 市场价大致为 625 欧元/吨，含罚款 1065 欧元/吨的 VLSFO（等热值折合 520 欧元/吨的生物甲醇），2035 年之后合规成本预计将大幅提升。

图表 14: EU ETS 碳税+FuelEU 合规费用



资料来源：劳氏船级社、电氢燃料化学品公众号，华源证券研究所

图表 15: EU ETS 碳税+FuelEU 合规叠加成本



资料来源：劳氏船级社、电氢燃料化学品公众号，华源证券研究所

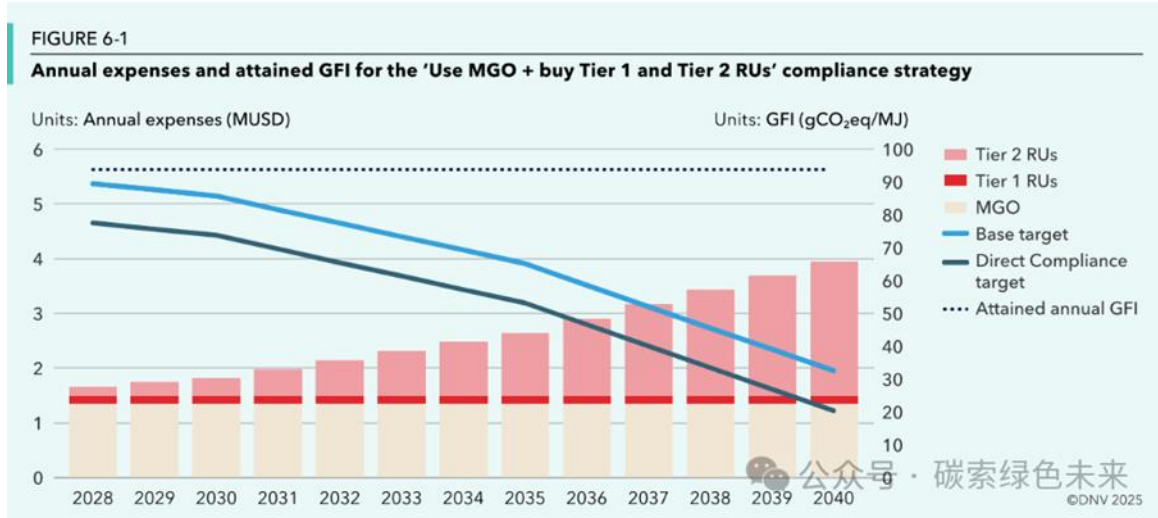
另外在国际海事组织方面,2023 年 7 月,国际海事组织海洋环境保护委员会(IMO MEPC)第 80 届会议推出《2023 年国际海事组织船舶温室气体减排战略》，要求各国依据国情，力争在 2050 年前达成“净零”排放目标。2025 年 4 月海上环境保护委员会(MEPC)第 83 届会议(MEPC83)批准了“IMO 净零框架规则”草案，规定自 2028 年起 5000GT 以上商船的燃料温室气体排放强度以 2008 年基准年份逐年下降，对不达标的船舶征收碳税。

不过 2025 年 10 月 17 日 MEPC 特别会议上，该净零框架最终未能达成共识，各成员国决定将其通过决议推迟 12 个月，后续是否执行需观察 2026 年 10 月份会议结果。

罚款标准如下：要求船舶逐年降低年度燃料强度指标 (GFI)，并设置两级 GFI 目标，2028-2030 年罚款标准如下：一级合规赤字(GFI 在 77.44-89.57gCO₂eq/MJ 之间)罚款 100 美元/tCO₂eq;二级合规赤字(GFI>89.57gCO₂eq/MJ)罚款 380 美元/tCO₂eq，若 GFI 低于 77.44gCO₂eq/MJ 产生盈余单位(SU)，可储存两年供其他船舶使用。

对该政策进行合规成本测算，其罚款成本高于欧盟政策，若后续净零框架得到通过，将大幅提高下游船东企业使用绿色替代燃料的需求。参考 DNV《2050 海事展望》，对 18,000DWT 化学品运输船的真实案例进行测算，采用纯 MGO 燃油+Tier1+Tier2 弥补单位，Tier1RU 的年度成本 2028 至 2040 年始终维持在 0.13 百万美元/年，Tier2RU 的年度成本从 2028 年的 0.2 百万美元/年增至 2040 年的 2.5 百万美元/年，到 2036 年时，Tier1RU 和 Tier2RU 单位的成本已超过该船舶年度 MGO 燃料费用。

图表 16: IMO 政策下年度合规费用与实际 GHG 燃料强度 (GFI)



资料来源: DNV 《2050 海事展望》, 碳索绿色未来公众号, 华源证券研究所

船运绿色燃料主要包括生物柴油、生物 LNG、绿色甲醇和绿氨, 从市场应用趋势看, 不同燃料的发展阶段各有特点。生物燃油因即加即用的特性, 已成为现阶段满足减排要求的优选方向; 生物 LNG 与现有 LNG 动力船舶兼容, 但原料收集和处理成本高, 规模化供应难度大; 中期来看, 随着基础设施建设和关键技术突破, **绿色甲醇和绿氨将快速发展, 其具备较大的减排潜力、成熟的船用技术以及健全的储运体系, 预计将成为远洋航运脱碳的重要解决方案。**

图表 17: 绿色燃料介绍

绿色燃料	介绍
生物柴油	以废弃油脂为原料, 通过酯交换或催化加氢反应制成。与传统柴油兼容性高, 船舶改装成本低, 但受原料供应限制, 产量有限。
生物 LNG	以秸秆、畜禽粪便等有机废弃物为原料, 经厌氧发酵生产生物天然气, 再液化制成。与现有 LNG 动力船舶兼容, 但原料收集和处理成本高, 规模化供应难度大。
绿色甲醇	通过生物质气化耦合绿氢或二氧化碳与绿氢化学合成制取。便于储存运输, 港口改造难度小, 技术成熟度高, 是航运脱碳的核心燃料之一。
绿氨	利用绿氢与氮气催化合成, 能量密度略低于甲醇, 适合长距离航线, 但毒性强、燃烧特性差, 发动机商业化时间较晚, 生产成本高昂。

资料来源: 中国能源观察公众号、中国石化中科院公众号, 华源证券研究所

考虑到生物柴油原料端受限, 航运端中长期内绿醇/绿氨渗透率有望提升。综合劳氏船级社和 DNV 的测算, 预计到 2050 年, 航运业氨燃料占比将达到 20%-24%, 生物燃料占比达 11%-13%, 绿色甲醇占比达到 9%-12%。总的来看, 主流机构测算生物燃料占比类似 (10%-15%之间), 但对于甲醇和氨能的预测存在较大差异, 未来或主要取决于降本速度、安全性等, 目前没有明确领跑者。

图表 18：到 2050 年主要机构减碳方案预测

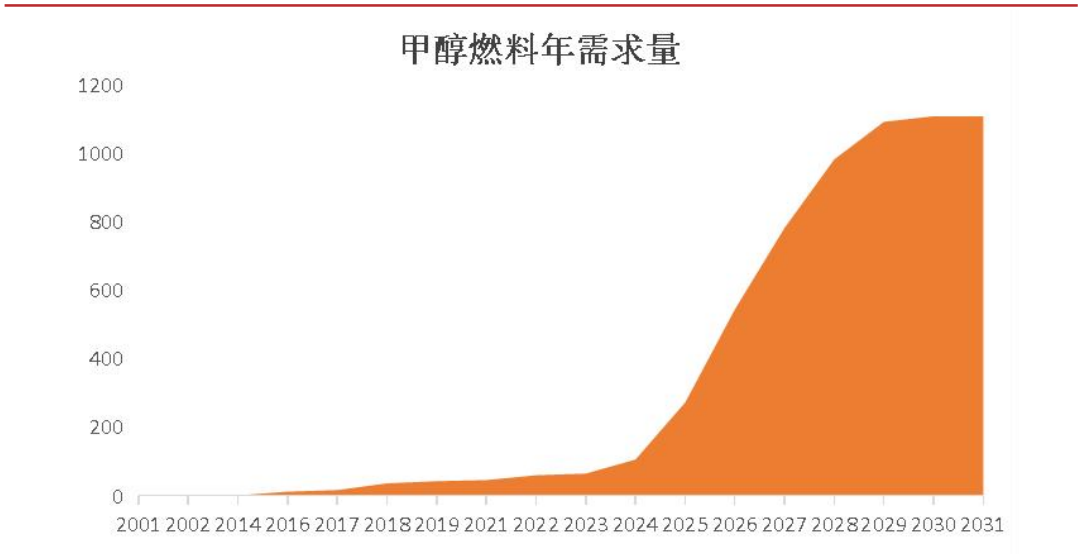
机构	减碳方案预测
毕马威、劳氏船级社	2050 年航运燃料中氢能占比约 20%，其次为氢能(19%)、生物燃料(13%)、甲醇(约 9%)、LNG(7%)
DNV	预计到 2050 年，航运业氢燃料占比将达到 24%，以电制甲醇为主的电子燃料占比将达到 12%，生物燃料将达到 11%，液化天然气(LNG)和液化石油气(LPG)燃料预计到 2040 年都将维持增长势头，但到 2050 年，由于无法进行深度脱碳，占比或将下降
IRENA	2050 年电子氢占比 43%，电子甲醇占比 17%，生物燃料占比 10%，其他燃料占比 30%
美国船级社	2050 年传统化石燃料的市场份额预计将下降到 15%，绿色甲醇占比 42%，氢的使用量将增加 33%
IEA	2050 年绿氢占比 44%，绿色甲醇占比 3%
Rohan Kumar 团队	氢-氨-甲醇三足鼎立的燃料组合是兼顾环境目标与技术可行性的最优解

资料来源：毕马威《绿氢行业概览与展望》等，华源证券研究所

考虑到甲醇加注需要对船舶进行改造，中短期内甲醇船舶下水数量奠定绿色甲醇的需求。根据香橙会氢能数据库统计，截至 2025 年 12 月 31 日，全球已明确采用甲醇动力的船舶（包括已投运、订单/在建/改造的船舶）总数已达 439 艘，相较于年初甲醇燃料船舶布局数量 300 艘增加了约 140 艘，同比增加了约 47%。其中，2025 年底处于“订单/在建/改造”状态的船舶高达 334 艘，占全球已布局的甲醇燃料船舶总数的 76%，或意味着 2026-2029 年为甲醇动力船舶需求释放的集中年份，“十五五”期间绿色甲醇需求有望大幅释放。

全球甲醇年需求量有望超 1100 万吨。据香橙会氢能数据库测算，如果这 439 艘船舶全部投运且使用甲醇燃料，其潜在的年度甲醇需求量约为 1107.3 万吨。其中 105 艘已投运船舶甲醇燃料年需求为 261.1 万吨，占总需求的 24%，334 艘船舶订单甲醇燃料年需求高达 846.2 万吨，占总需求的 76%。我们预计到 2030 年全球及中国的绿色甲醇和绿氢产能将快速扩张。

图表 19：到 2031 年绿色甲醇需求预测（单位：万吨）



资料来源：香橙会氢能数据库，华源证券研究所

3.1.2. 航空业：SAF 掺混进入强制执行需求或即将释放

在航空领域降碳政策主要包括欧盟 ReFuelEU Aviation 可再生航空燃料法规和国际民航组织 CORSIA 的要求，其中：

1) 欧盟 ReFuelEU Aviation 可再生航空燃料法规：政策要求 2025 年开始，所有在欧盟机场加注的航空燃料必须包含 2% 的可持续航空燃料，2030 年可持续航空燃料加注量提高至 6%，2050 年提高至 70%。若航空公司/供应商未达到 SAF 强制掺混比例，对航司罚款=2 × 每年航空燃料平均价格 × 未装罐数量；对航空燃料供应商罚款=2 × (SAF 年均价-航煤年均价) × 不符合最低配额的航空燃料数量；

2) 国际航空业碳抵消与削减机制(CORSIA)：2027 年开始强制要求，针对国际航空承运人（即执飞国际航班的航空公司），其运营的“国际航空活动”产生的碳排放需纳入机制，以 2019 年的国际航空排放量的 85% 为基准，航空公司当年的国际航空排放量若超过基准线，需对超出部分购买碳信用额度，2026 年首笔符合 CORSIA 标准的信用价格为 18.5 美元/吨。

SAF 是目前航空业脱碳的核心路径之一。 SAF 指的是由可再生资源（如废弃油脂、生物质等）制成的航空燃料，与传统航空煤油兼容，可直接用于现有飞机发动机，能显著减少航空碳排放，由于其他技术路径（如开发纯电或电油混动飞机、氢能飞机等）实施受限，可持续航空燃料（SAF）成为现阶段解决航空碳排放问题的主要方案。当前 HEFA 法(加氢处理酯和脂肪酸)被视为主流的可以实现 SAF 商业化生产的技术路线；同时，费托法(FT)和醇喷技术（AtJ）有望逐渐从示范阶段进入商业化运营阶段，电转液技术(PtL)还处在初期试验阶段。

图表 20：已获批准的 11 种 SAF 生产工艺（截至 2025 年 1 月）

技术路线	缩写	原料来源	最高掺混比例
费托加氢合成石蜡煤油	FT	煤、天然气、生物质	50%
由加氢酯和脂肪酸合成石蜡煤油	HEFA	植物油、动物油脂、餐厨废油(地沟油)	50%
发酵糖加氢合成异石蜡	SIP	用于制糖的生物质	10%
非石油来源的轻芳烃烷基化合成含芳烃的煤油	FT-SKA	煤、天然气、生物质	50%
乙醇制航空燃料合成石蜡煤油	ATJ-SPK	生物质基乙醇、异丁醇和异丁烯	50%
催化水热裂解喷气燃料	CHJ	植物油、动物油脂、餐厨废油(地沟油)	50%
由烃类加氢酯和脂肪酸合成石蜡煤油	HC-HEFA-SPK	藻类	10%
含芳烃的合成石蜡煤油	ATJ-SKA	生物质中的 C2-C5 醇	/
传统炼油厂中酯和脂肪酸的共加氢加工		植物油、动物油脂、与石油共处理过的植物油产生的餐厨废油	5%
费托烃在常规炼油厂的共加氢处理		与石油共处理的费托烃	5%
与 HEFA 共处理			10%

资料来源：3060 公众号，北京市朝阳区能源与交通创新中心《中国可持续航空燃料中长期发展的关键问题与建议》，华源证券研究所

从需求来看，2024 年全球 SAF 供应量约 100 万吨，IATA 预计 2025 年 SAF 需求跃升至 200 万吨（25 亿升）。在全球各国持续出台掺混要求和航空公司承诺自愿采购的推动下，根

据 SkyNRG-ICF 的预测，预计 2030 年全球 SAF 需求达到 1550-3090 万吨（超 60 家航空公司承诺到 2030 年实现 10%SAF 使用，对应全球 1300 万吨需求），2050 年 SAF 需求可能达 1.96 亿吨；若政策加速落地，需求将增至 2.82 亿吨。

3.2. 技术路线多重，生物质路线降本空间更大

3.2.1. 绿醇对比：生物质成本更低，降本空间更大

从技术路线来看，满足欧盟绿色甲醇要求的生产路线包括生物质制甲醇、生物质耦合绿氢制甲醇、电制甲醇，其中**生物质制绿醇的生产成本较低，且理论上能做到更低的碳排放。**

1) **绿氢+CO₂制甲醇**：通过绿电电解水制氢，通过工业生产的二氧化碳，两者合成甲醇。其成本主要包括 CO₂成本、绿氢成本、工程成本及其他成本等。绿电制甲醇的主要成本是绿电制氢，而绿电制氢主要成本来自于电价。随着风电、光伏技术降本，绿电成本已经大幅下探。我们测算，假设绿电成本降至 0.2 元/kWh，二氧化碳单价 400 元/吨，则绿色甲醇成本可低至 4268 元/吨。如果电价进一步降至 0.15 元/kWh，绿色甲醇成本可降至约 3800 元/吨。继续降本则需要依赖电解槽等设备的成本下降。

2) **生物质气化制甲醇**：将生物质（秸秆、木屑、稻壳等）置入气化设备生成粗气，并经过净化等工艺后将氢气与一氧化碳的体积比调节为 2:1，将合成气加压后送入甲醇合成系统，并最终合成为甲醇。生物质气化成本主要取决于生物质以及固定成本。我们测算，在生物质成本 1200 元/t、绿电成本 0.2 元/kWh 的情况下，生物质气化路线总成本约为 3825 元/吨，低于绿电制氢。其中主要成本项为生物质以及固定成本，其次为氧气成本和绿电成本。当生物质成本分别降至 1000、800、600 元/t 时，生物质气化路线成本分别约为 3400、2980、2560 元/t。随着项目投资增加，固定成本也有进一步下降的可能。

3) **生物质耦合绿氢制甲醇**：生物质气化路线在变换单元调整绿氢比例时存在损耗，在此路线上耦合绿电制氢则可以降低损耗并节省变换单元。同时将电解水制氢生成的氧气也作为原料输入，可以降低空分负荷，从而降低成本。生物质耦合绿氢方案降本空间较大。我们测算，在生物质成本 1200 元/t、电价 0.2 元/kWh 的情况下，生物质耦合路线成本约为 3870 元/t，与生物质气化基本相当。但生物质气化路线成本主要依赖生物质降本，而生物质耦合路线由于氢气制备也依靠绿电，绿电降本对整体降本带动作用更大，因此空间相比生物质气化方案更大。

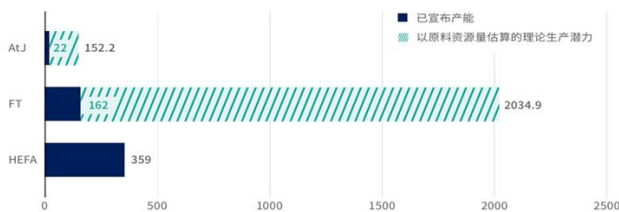
从经济性的角度看，生物质制绿色甲醇具备竞争优势。绿醇的生产成本主要包括氢气、二氧化碳的原料成本以及甲醇的合成成本等。在电制甲醇中，基于电价 0.2 元/(kW·h)估算，其总生产成本为 4268 元/t。在生物甲醇中，在生物质成本 1200 元/t、绿电成本 0.2 元/kWh 的情况下，生物制甲醇的生产成本约为 3825 元/t，在经济成本上，生物甲醇具有一定竞争优势。

3.2.2. SAF 对比：HEFA 成本最低但存在上限，ATJ 路线成本略高但供给量更大

作为当前 SAF 领域最成熟的技术路线，加氢处理酯和脂肪酸（HEFA）以废弃油脂、植物油为原料，凭借成熟的工艺体系实现了成本优势。这一经济性使其占据全球 SAF 产量的 80% 以上。然而，HEFA 路线的供给存在刚性上限，全球废弃油脂年供应量仅约 4000 万吨，即使全部用于 SAF 生产，也仅能满足航空业 5%-8% 的需求，且原料需同时供应油脂化工等其他行业，叠加回收分散、杂质处理难度大等问题，进一步制约了产能释放。

醇制喷气燃料 ATJ 路线以乙醇为原料制备可持续航空燃料，虽成本略高于 HEFA，但原料供给空间更大。该路线通过脱水、低聚和加氢等步骤，将乙醇转化为符合 ASTM 标准的航空燃料，不与粮食生产竞争，供给潜力显著。

图表 21：2030 年中国生物质 SAF 供给上限（万吨）



资料来源：洞见研报行业前沿公众号，华源证券研究所

图表 22：不同生产工艺的 SAF 价格



资料来源：3060 公众号，北京市朝阳区能源与交通创新中心《中国可持续航空燃料中长期发展的关键问题与建议》，华源证券研究所

3.3. 布局绿色燃料新赛道项目建设快速推进

公司成立一级控股子公司——上海嘉益荣源，布局绿色燃料业务。根据公司公告，2025 年 5 月公司成立上海嘉益荣源能源化工有限公司（当前公司合计持股 95%，公司实控人之一致行动人金元荣泰持股 5%）。根据公开信息，目前，上海嘉益荣源对外投资设立 2 个子公司，分别为 2025 年 5 月成立的黑龙江嘉益荣源绿色化工有限公司和 2025 年 7 月成立的吉林省嘉益荣源绿色化工有限公司。

立足黑龙江、吉林，绿色燃料两大项目持续推进中，总规模 19 万吨绿色乙醇+60 万吨绿色甲醇，技术路线采取生物质发酵气化工艺，其中：

黑龙江：根据公司公告，公司在鸡西市投资建设绿氢醇航油化工联产项目，规划产能可生产 45 万吨绿色甲醇、15 万吨绿色乙醇、10 万吨绿色航煤，其中一期项目计划 2025-2027 年投资建设，达到 24 万吨/年绿色甲醇、8 万吨/年绿色乙醇或 5 万吨绿色航煤产能规模。根据公司公告，公司计划该项目 2026 年 5 月开工，计划 2027 年 10 月完成全部土建及设备安装工作，进入调试运行阶段，并计划于 2027 年底启动生产。

吉林：2025年8月1日，由吉林嘉益荣源投资的吉林省敦化市绿氢醇化工联产项目获备案，项目投资20亿，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化后生产合成气，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。

公司采用绿色乙醇与绿色甲醇联产工艺，能源利用效率更高，项目成本较低。2025年，国内首套绿色乙醇湿法联产绿色甲醇工艺成功落地。中国化学天辰公司、北京禾能时代生物科技有限公司与华东理工大学签署三方合作协议，共同开展绿色纤维素乙醇联产绿色甲醇的技术开发与推广应用。项目以纤维素乙醇生产过程中的副产物为原料，通过专用工艺制备生物质浆料，可完全适配现有水煤浆气化装置的进料条件，并在此基础上形成完整的绿色甲醇湿法气化联产工业化方案，实现了生物质发酵技术与气化技术的跨界融合创新，成功打造绿色甲醇与绿色乙醇“双绿”联产新模式。该技术有效破解了传统绿色甲醇工艺成本偏高、生物质气化氯含量高、装置难以连续稳定运行等行业痛点，为绿色甲醇实现低成本、大规模、连续化生产开辟了全新技术路径。

与此同时，公司自备生物质发电厂，能够较大幅度降低碳排放量。根据公司公告，黑龙江省发改委核准项目自备生物质发电厂，供应项目所需的绿色电力、绿色蒸汽，该举措有助于降低绿色甲醇最终碳排，以满足下游用户对于降碳的需求。

2025年11月生产商LanzaJet公司宣布，其位于美国佐治亚州索珀顿的LanzaJet Freedom Pines Fuels工厂已实现全面运营并成功产出燃料，标志着全球首个乙醇制喷气燃料商业化量产项目正式落地，也是首款与现役飞机兼容的非石油基可再生解决方案。根据当前行业技术进展，公司前端生产乙醇后，我们预计后续或可利用醇喷合成（ATJ）技术生产SAF。

4. 盈利预测与评级

根据公司当前项目进展，我们对公司的核心假设如下：

- 1) 2025-2027年公司每年新增投产风电装机40、40、50万千瓦；
- 2) 2025-2027年公司每年开展风电REITs规模分别为0、12、12万千瓦；
- 3) 2025-2027年公司绿色甲醇产能分别为0、0、32万吨。

在上述假设下，我们预计公司2025-2027年分别实现营业收入25.1、27.9、31.7亿元，同比增长率分别为3.74%、10.86%、13.85%，实现归母净利润分别为7.13、8.95、9.84亿元，同比增长率分别为13.2%、25.5%、9.94%。当前股价对应的PE分别为23、19、17倍，我们选取龙源电力、电投绿能、中国天楹作为可比公司进行估值，2026年可比公司估值平均为30倍，公司当前估值水平低于行业平均，继续维持“买入”评级。

图表 23：可比公司估值

公司代码	公司名称	市值 (亿元)	归母净利润预测 (亿元)			PE		
		2026/3/19	2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E
001289.SZ	龙源电力	1532	61.6	65.8	71.9	24.9	23.3	21.3
000875.SZ	电投绿能	261	6.9	8.5	9.4	37.9	30.7	27.7
000035.SZ	中国天楹	173	3.5	4.7	5.3	49.0	36.6	32.7
	平均值					37.3	30.2	27.2
601619.SH	嘉泽新能	166	7.13	8.95	9.84	23	19	17

资料来源：wind，华源证券研究所

注：可比公司盈利预测来源于wind一致预期

5. 风险提示

1) 风电项目投产进度不及预期：公司风电项目投产进度受政府审批、施工周期等多方面因素影响，投产时间存在不确定性；

2) 风电电量、电价波动风险：当前风电高比例参与市场化交易，电价存在波动风险，电量受当地电力供需、来风资源等因素影响，同样存在不确定性；

3) 绿色甲醇投产进度不及预期：公司绿色燃料项目投产进度受到政府审批、施工周期等多方面因素影响，投产时间存在不确定性；

4) 测算风险：测算受项目利用小时数预期、项目投产预期等影响较大，测算或存在偏差影响最终结果。

附录：财务预测摘要
资产负债表 (百万元)

会计年度	2024	2025E	2026E	2027E
货币资金	422	1,197	1,138	1,248
应收票据及账款	3,415	3,786	4,045	4,431
预付账款	3	3	3	4
其他应收款	85	88	98	111
存货	0	0	0	0
其他流动资产	155	161	178	203
流动资产总计	4,080	5,235	5,462	5,997
长期股权投资	236	229	222	215
固定资产	13,369	14,478	16,921	19,198
在建工程	2,417	3,434	2,950	2,467
无形资产	1,569	1,478	1,387	1,295
长期待摊费用	4	5	3	0
其他非流动资产	549	549	549	549
非流动资产合计	18,144	20,173	22,032	23,725
资产总计	22,225	25,408	27,494	29,722
短期借款	0	0	0	0
应付票据及账款	1,420	1,512	1,683	1,975
其他流动负债	1,183	1,260	1,390	1,623
流动负债合计	2,603	2,772	3,073	3,598
长期借款	6,970	8,372	9,640	10,776
其他非流动负债	5,839	5,839	5,839	5,839
非流动负债合计	12,809	14,211	15,480	16,615
负债合计	15,412	16,983	18,553	20,213
股本	2,434	2,913	2,913	2,913
资本公积	1,544	2,266	2,266	2,266
留存收益	2,918	3,328	3,843	4,409
归属母公司权益	6,896	8,507	9,022	9,588
少数股东权益	-83	-82	-81	-79
股东权益合计	6,813	8,425	8,941	9,508
负债和股东权益合计	22,225	25,408	27,494	29,722

现金流量表 (百万元)

会计年度	2024	2025E	2026E	2027E
税后经营利润	631	632	709	798
折旧与摊销	771	969	1,134	1,300
财务费用	508	496	559	608
投资损失	6	-43	-164	-164
营运资金变动	-172	-211	15	100
其他经营现金流	42	96	217	217
经营性现金净流量	1,786	1,939	2,471	2,860
投资性现金净流量	-1,348	-2,968	-2,859	-2,859
筹资性现金净流量	-557	1,804	330	109
现金流量净额	-119	775	-59	109

利润表 (百万元)

会计年度	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	2,422	2,513	2,785	3,171
营业成本	935	996	1,109	1,301
税金及附加	21	17	19	21
销售费用	0	0	0	0
管理费用	200	214	223	254
研发费用	0	0	0	0
财务费用	508	496	559	608
资产减值损失	0	0	0	0
信用减值损失	-45	-46	-51	-58
其他经营损益	0	0	0	0
投资收益	-6	43	164	164
公允价值变动损益	0	0	0	0
资产处置收益	1	0	0	0
其他收益	73	48	48	48
营业利润	781	835	1,037	1,140
营业外收入	3	17	17	17
营业外支出	18	12	12	12
其他非经营损益	0	0	0	0
利润总额	766	840	1,042	1,146
所得税	135	126	146	160
净利润	631	714	896	985
少数股东损益	1	1	1	2
归属母公司股东净利润	630	713	895	984
EPS(元)	0.22	0.24	0.31	0.34

主要财务比率

会计年度	2024	2025E	2026E	2027E
成长能力				
营收增长率	0.79%	3.74%	10.86%	13.85%
营业利润增长率	-10.54%	6.96%	24.17%	9.99%
归母净利润增长率	-21.53%	13.19%	25.47%	9.94%
经营现金流增长率	20.46%	8.57%	27.43%	15.73%
盈利能力				
毛利率	61.38%	60.36%	60.19%	58.97%
净利率	26.06%	28.43%	32.18%	31.07%
ROE	9.14%	8.38%	9.92%	10.26%
ROA	2.84%	2.81%	3.25%	3.31%
估值倍数				
P/E	26.35	23.28	18.55	16.88
P/S	6.86	6.61	5.96	5.24
P/B	2.43	1.96	1.85	1.74
股息率	1.61%	1.83%	2.29%	2.52%
EV/EBITDA	7	10	9	9

资料来源：公司公告，华源证券研究所预测

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。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。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。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的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A股市场（北交所除外）基准为沪深300指数，北交所市场基准为北证50指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普500指数或者纳斯达克指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）。