



港股研究 | 公司深度 | 新天绿色能源 (0956.HK)

新天绿色能源：伏风蓄势，不换新天

报告要点

过去的两年对于新天绿色能源而言经营业绩难言亮眼，但过去并不能对未来趋势线性外推，当前时点我们认为在基本面触底以及公司的积极态度下，公司有望迎来新一轮投资机遇。其中风电方面，公司储备的大量风电项目尤其是约 150 万千瓦优质海上风电业务，将保障公司在 136 号文落地后实现快速增长。作为清洁能源的天然气销量增长趋势不可逆转，唐山 LNG 项目作为国家天然气产供储运体系重点工程，公用事业属性特征决定长期亏损并不现实，我们依然看好公司天然气业务稳定性叠加成长性带来的价值回归。

分析师及联系人



张韦华

SAC: S0490517080003

SFC: BQT627



司旗

SAC: S0490520120001



宋尚雯

SAC: S0490520110001



刘亚辉

SAC: S0490523080003

新天绿色能源：伏风蓄势，不换新天

立足河北，风气双翼

公司背靠河北建投集团，是华北地区领先的清洁能源企业，业务布局横跨风电及天然气发电业务，其中天然气业务为主要收入来源，占营收比重稳定在 60% 以上，但从盈利角度，公司毛利中发电业务贡献维持在 70%-80% 左右，即盈利核心来源于风电业务。2024 年，公司两大主业中风电业务因来风偏弱叠加以大代小产生减值，天然气业务因暖冬影响气量增长，公司归母净利润同比下降 24%，**但我们认为主业的短期承压因此并不能线性外推，来风及暖冬并不具备常态化特性，公司基本面反而有触底回暖迹象。**而且虽然业绩承压，但公司为保障股东投资回报，持续加大对股东的股息分红，分红金额稳步提升。公司还在市值管理工作加大力度，股权激励计划稳步落实，在基本面回暖叠加股权激励催化下，公司正步入发展的新阶段。

风电：确定战略方向，聚焦核心资产

截至 2024 年末，公司 696 万千瓦总装机容量中风电装机容量 659 万千瓦，占比达到 95%，且核心布局在华北地区。**2024 年 10 月份，公司发布公告称将剥离光伏资产，聚焦风电业务，公司新能源业务战略方向正式明确。**我们一直强调对于风电业务而言，在 136 号文的政策导向下，保护存量稳定增量预期导向已经明晰。电力市场化以及绿证供需环境持续优化，风电电价也呈现出触底回暖趋势。行业贝塔的回暖意味着公司预期的改善，在偏弱的基数下风电来风有望在 2025 年好转，公司风电盈利有望实现修复。**盈利修复已经具备吸引，公司储备的大量风电项目尤其是约 150 万千瓦优质海上风电业务，将保障公司在 136 号文落地后实现快速增长。**

天然气业务：无惧短期波动，业绩修复可期

公司天然气业务主营天然输配设施运营以及天然气分销，处于产业链中下游，收入中包括其他公司天然气通过公司管道时收取“过路费”，以及向下游客户直接售气，赚取购销价差的批发及零售业务。2024 年，公司输售气量 58.9 亿立方米，同比增长 15.13%，但其更多得益于唐山 LNG 项目的投产，天然气业务因暖冬导致气量偏弱、成本增速较高经营业绩依然承压，尤其唐山 LNG 项目因负荷偏弱投产首年出现亏损。**但我们认为长期来看，作为清洁能源的天然气销量增长趋势不可逆转，唐山 LNG 项目作为国家天然气产供储运体系重点工程，公用事业属性特征决定长期亏损并不现实，公司新核准 288 万千瓦气电电厂将提升天然气需求，同时也将直接贡献增量经营收益，我们依然看好公司天然气业务稳定性叠加成长性带来的价值回归。**

投资建议

在基本面触底回暖的背景下，我们看好公司的稳健投资价值，尤其值得关注的是，根据公司股权激励计划，若实现 2025 年的 EPS 考核目标，按公司 2024 年实际分红比例以及 9 月 5 日收盘价测算，则对应 A/H 股股息率分别达到 4.50%/8.69%。结合公司各项业务的经营情况以及发展规划，预计公司 2025-2027 年 EPS 分别为 0.52 元、0.58 元、0.62 元，对应港股 PE 分别为 7.74 倍、6.87 倍、6.44 倍，给予公司“买入”评级。

风险提示

- 1、电价下行超预期；
- 2、风电在建项目进展不及预期；
- 3、唐山 LNG 项目产能爬坡不及预期；
- 4、盈利预测不及预期。

公司基础数据

当前股价 (HKD) 4.39

注：股价为 2025 年 9 月 5 日收盘价

相关研究


 更多研报请访问
 长江研究小程序

目录

立足河北，风气双翼.....	6
风电：确定战略方向，聚焦核心资产.....	10
136 号文政策落地，保存量稳预期取向清晰.....	11
绿证市场供需优化，环境价值持续回暖.....	13
剥离光伏资产，储备项目保障成长.....	14
天然气业务：无惧短期波动，业绩修复可期.....	18
城燃业务长期稳健，暖冬限制气量增长.....	18
唐山 LNG 项目，短期承压不改成长预期.....	20
投资建议.....	23
风险提示.....	24

图表目录

图 1：公司股权结构（截至 2025 年 Q1）.....	6
图 2：天然气业务是主要的营收来源.....	7
图 3：公司发电装机中风电是主要电源.....	7
图 4：发电业务毛利率高于天然气销售.....	7
图 5：毛利主要由发电贡献.....	7
图 6：2020 年以来公司营收平稳增长.....	8
图 7：2024 年公司业绩有所下滑.....	8
图 8：新天绿能及同业收现比.....	8
图 9：新天绿能及同业应收账款情况.....	8
图 10：公司股利支付率达到 50% 以上.....	9
图 11：近年来资本开支强度降低.....	9
图 12：公司新能源业务净利润及风电利用小时数近年来有所承压（单位：亿元，小时）.....	10
图 13：2024 年我国平均风功率密度.....	10
图 14：公司风电平均上网电价.....	10
图 15：五大重点用能行业潜在绿证需求（万个）.....	14
图 16：2024 年以来分月绿证交易量（单位：万个）.....	14
图 17：2025 年以来不同年份生产电量对应绿证价格走势（单位：元/个）.....	14
图 18：我国风电资源集中于西北部地区.....	16
图 19：新天绿能风电利用小时数持续优于全国（单位：小时）.....	16
图 20：河北发用电量情况（单位：亿千瓦时）.....	16
图 21：河北及全国火电利用小时数（单位：小时）.....	16
图 22：公司丰富的储备及在建项目将保障公司远期的成长（单位：万千瓦，截至 2024 年末）.....	17
图 23：我国天然气价格形成机制.....	18
图 24：公司累计拥有户数.....	19
图 25：公司运营城市燃气管道里程.....	19
图 26：公司输售气量结构（单位：亿立方米）.....	19

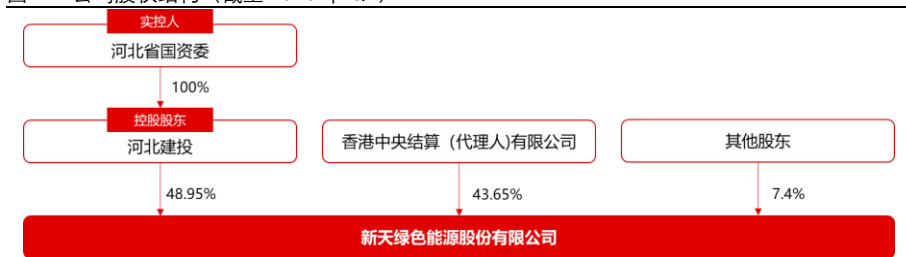
图 27: 公司天然气销售收入构成 (单位: 亿元)	19
图 28: 公司批发气及零售气单价	20
图 29: 公司天然气购销价差及毛利率	20
图 30: 公司天然气业务折旧和摊销费用	20
图 31: 公司 2024 年天然气业务净利润同比承压下行 (单位: 亿元)	20
图 32: 河北省天然气消费量	21
图 33: 河北省能源消费结构	21
表 1: 公司股权激励考核目标	9
表 2: 部分省份 136 号文实施方案存量机组机制电政策对比	11
表 3: 部分省份 136 号文实施方案增量机组机制电政策对比	12
表 4: 部分省份新能源现货累计成交电价 (单位: 元/兆瓦时)	12
表 5: 2024 年以来非水绿证核发和交易情况 (单位: 亿个)	13
表 6: 新增重点用能行业绿电消费比例对应潜在绿证需求空间	13
表 7: 部分新能源上市公司新能源装机容量对比 (截至 2024 年末, 单位: 万千瓦)	15
表 8: 公司风电资产布局 (截至 2024 年末)	15
表 9: 公司储备海上风电项目	17
表 10: 唐山 LNG 项目概况	21
表 11: 河北气电新增装机带来的天然气消耗量需求测算	22

立足河北，风气双翼

背靠河北建投，实控人为河北国资，股权结构稳定。公司成立于 2010 年，由河北建投与建投水务发起设立，并先后于 2010 年、2020 年分别在港交所及上交所两地主板上市。立足华北、辐射全国，公司是华北地区领先的清洁能源企业，主要从事风电和天然气业务，截至 2024 年，公司风电控股装机容量 658.74 万千瓦，权益装机 617.92 万千瓦，此外公司在河北省运营天然气装卸输配设施，对外销售天然气，有城市燃气项目 33 个。

截至 2025Q1，河北国资委为公司实际控制人，其通过河北建投间接持有公司 49% 股权。上市以来，河北建投持股比例保持稳定，河北国资背景为公司华北业务的开展提供强有力支撑。

图 1：公司股权结构（截至 2025 年 Q1）

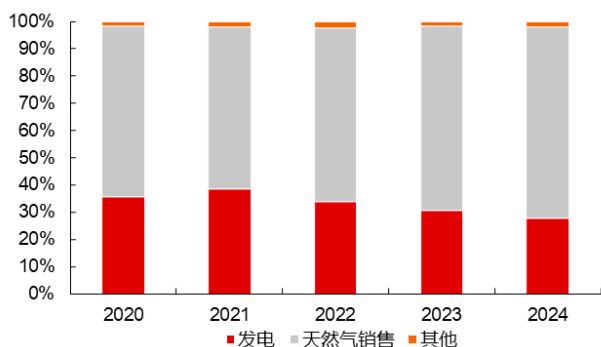


资料来源：公司公告，长江证券研究所

发电及天然气销售为核心主业，其中天然气业务为主要收入来源：

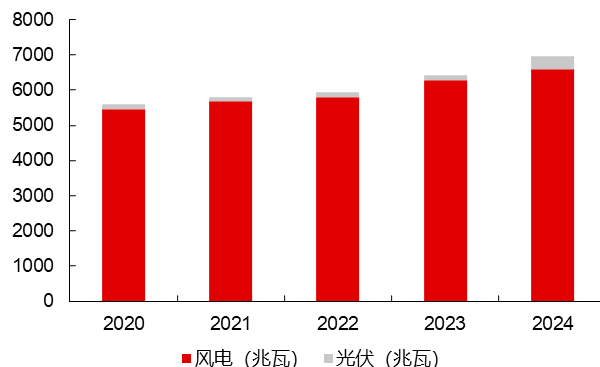
- 公司天然气业务位于产业链中下游，涉及 LNG 接收站运营、天然气长输管线的建设及运营管理、天然气销售等环节，主要赚取管输费用及服务费，单位利润率相对稳定。近年公司营收中天然气业务占比稳定在 60% 以上，是公司主要的收入来源。
- 电力业务中电源类型包括风电和光伏，其中以风电为主。截至 2024 年公司控股装机容量合计 695.65 万千瓦，其中风电控股装机 658.74 万千瓦，占比约 95%。上市以来公司风电控股装机容量稳步提高，2020-2024 年 CAGR 约 4.7%。
- 除风电、天然气业务以外，公司也正在积极拓展储能、燃气等其他能源业务。截至 2024 年末，公司参股河北丰宁抽水蓄能电站项目 12 台机组已全部投产，总装机容量 360 万千瓦。此外 2024 年公司新增燃机核准容量 192 万千瓦、压缩空气储能备案容量 40 万千瓦。更丰富的业务类型有助于加强公司上下游业务协同，增强公司业绩稳定性。

图 2：天然气业务是主要的营收来源



资料来源：公司公告，长江证券研究所

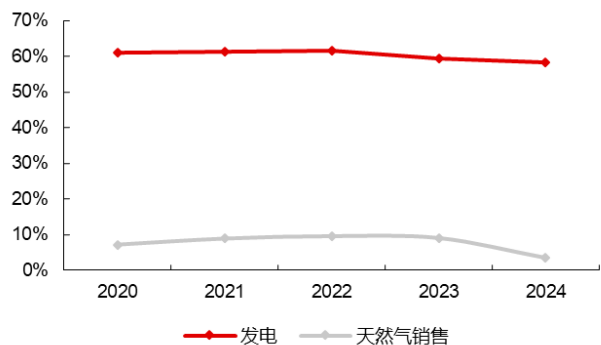
图 3：公司发电装机中风电是主要电源



资料来源：公司公告，长江证券研究所

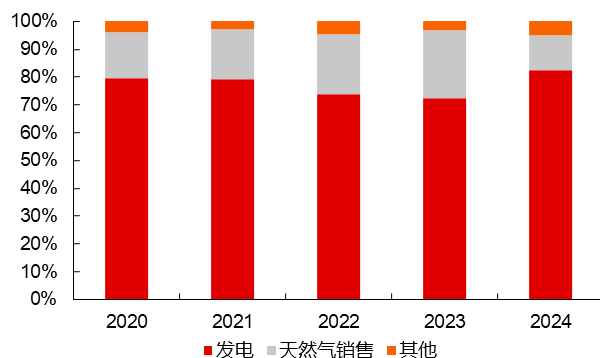
虽然收入天然气为主，但利润贡献的核心主要是发电业务。2021-2024 年，公司毛利构成中，发电业务贡献维持在 70%-80%左右。发电业务前期一次性投入多，后续成本以折旧摊销为主，营业成本较低，而天然气业务赚取购售价差，公司发电业务毛利率水平远高于天然气业务。2024 年，受唐山 LNG 项目一阶段、外输管线等资产对应的折旧费用较上年同期增加，叠加因暖冬导致公司核心燃气零售量同比下降 3%影响，公司天然气销售业务出现增收减利的情况，天然气业务毛利率下滑 5.54 个百分点至 3.52%，公司发电业务毛利润贡献占比达到 82%，同比提升 10 个百分点。

图 4：发电业务毛利率高于天然气销售



资料来源：公司公告，长江证券研究所

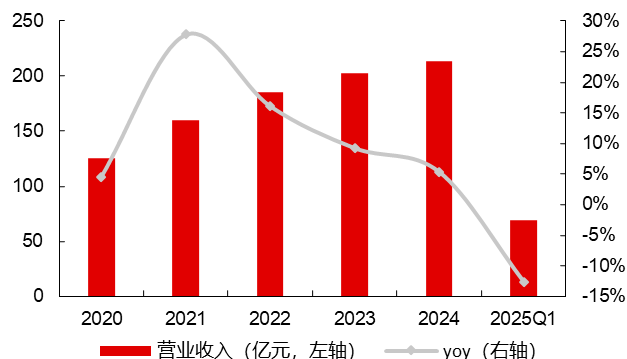
图 5：毛利主要由发电贡献



资料来源：公司公告，长江证券研究所

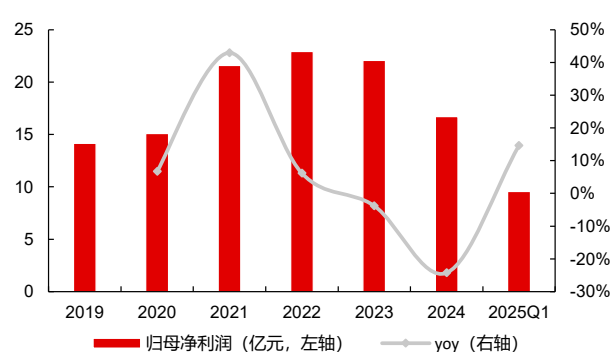
受来风偏弱及计提减值增加等因素影响，公司业绩暂时承压。从营收表现看，随着控股装机容量及管线规模提升，公司营收保持稳健增长，2024 年录得营收 213.7 亿元，同比增长 5%。但业绩出现一定下滑，2024 年归母净利润约 16.7 亿元，同比下降 24%。业绩下滑主因系核心资源区来风偏弱、计提较多资产减值以及暖冬导致天然气销量下降影响。2024 年公司控股风电机组利用小时数 2226 小时，同比下滑 193 小时。此外，由于部分风电厂址出现减值迹象，公司 2024 年计提资产减值 3.08 亿元，较 2023 年同期增加 1.92 亿元。但利用小时数的下滑更多是短期影响，而且暖冬导致的天然气销售业务的盈利下滑也不能做线性外推，尤其 2024 年的减值核心是风电机组以大代小产生的减值，更多系牺牲短期报表实现远期更优增长，我们认为公司短期的波动并不会改变公司长期经营持续改善的趋势。

图 6：2020 年以来公司营收平稳增长



资料来源：iFinD，长江证券研究所

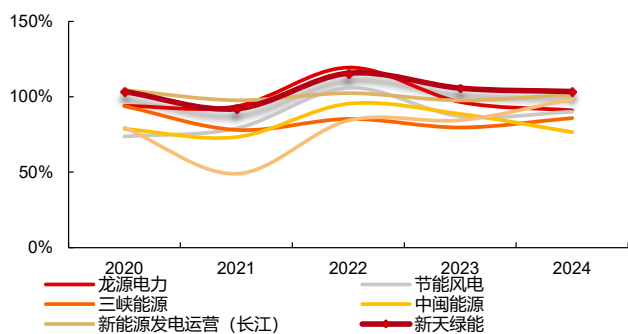
图 7：2024 年公司业绩有所下滑



资料来源：iFinD，长江证券研究所

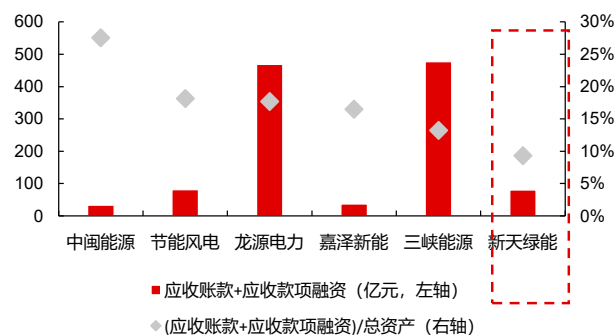
经营性现金流量良好，2025Q1 净现金流回正。由于公司存在大量新能源业务，虽然可再生能源补贴拖欠问题仍有待解决，但得益于公司较少的带补贴装机占比，以及天然气为主的营收构成，补贴问题对于公司整体现金流表现影响不大。公司净现比始终维持着 2 以上的高位，收现常年维持在 1 以上，处于同业较高水平。与之相印证的是，公司资产构成中应收账款+应收账款融资占总资产的比例相对较低，公司经营过程中收现能力较好。2022-2024 年公司现金净流出，主因在建项目投资占用现金流较多。

图 8：新天绿能及同业收现比



资料来源：iFinD，长江证券研究所

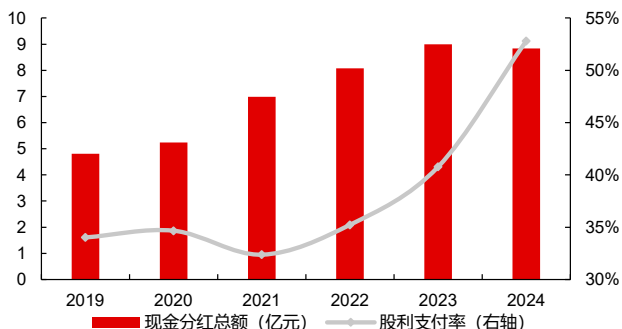
图 9：新天绿能及同业应收账款情况



资料来源：iFinD，长江证券研究所

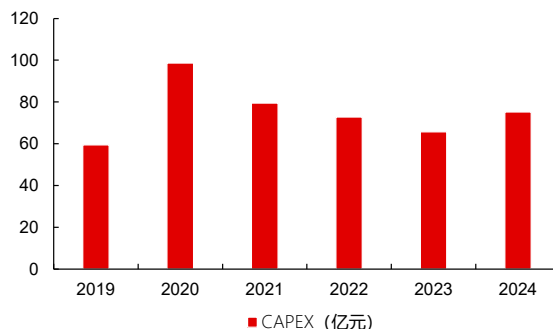
资本开支维持克制，加大分红回报。近年来，随着唐山 LNG 业务逐步投产，风电业务开发也维持稳定，公司资本开支强度也有所回落。2024 年，公司明显提升了分红强度，2024 年股利支付率达 53%，同比提升 12pct。

图 10: 公司股利支付率达到 50%以上



资料来源: iFinD, 长江证券研究所

图 11: 近年来资本开支强度降低



资料来源: iFinD, 长江证券研究所

加大推动市值管理工作，股权激励计划具备充分吸引。除持续提升分红水平以外，公司也在加大股权激励计划的落地，根据公司股权激励计划，2025 年需要达成营收约 262 亿元，由于公司 2024 年营收未达考核目标，意味着相比 2024 年营收同比增长约 22.5%。截至 2025 年 9 月 5 日，公司收盘价 7.73 元/股，相比 4.1 元/股的行权价高约 89%，股权激励计划对公司管理层具备充足的激励动力。而且若实现 2025 年的 EPS 考核目标，按公司 2024 年实际分红比例，则对应 A/H 股股息率分别达到 4.50%/8.69%。

表 1: 公司股权激励考核目标

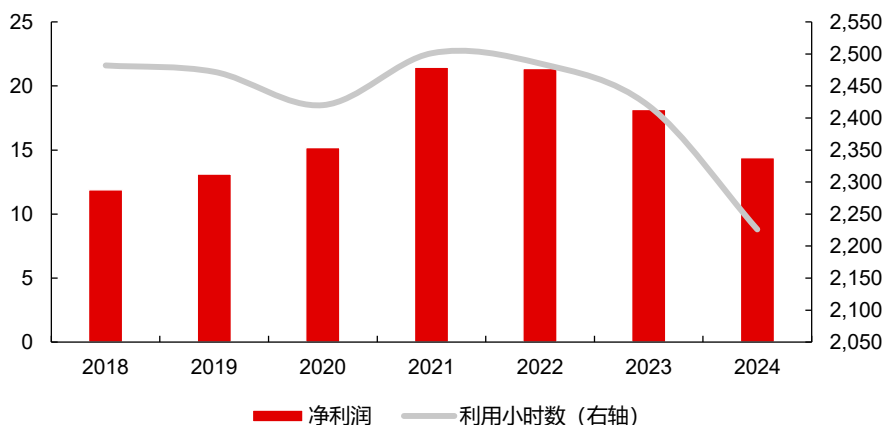
解除限售期	业绩考核条件		
	营收	EPS	收入结构
第一个解除限售期	2024 年营收较 2022 年增长 $\geq 25.44\%$ ，且不低于同行业平均水平。	2024 年度 EPS ≥ 0.60 元/股，且不低于同行业平均水平。	2024 年度主营业务收入占营业收入的比重不低于 90%。
第二个解除限售期	2025 年度营收较 2022 年增长率 $\geq 41.12\%$ ，且不低于同行业平均水平。	2025 年度 EPS ≥ 0.66 元/股，且不低于同行业平均水平。	2025 年度主营业务收入占营业收入的比重不低于 90%。
第三个解除限售期	2026 年度营收较 2022 年增长率 $\geq 60.17\%$ ，且不低于同行业平均水平。	2026 年度 EPS ≥ 0.72 元/股，且不低于同行业平均水平。	2026 年度主营业务收入占营业收入的比重不低于 90%。

资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

风电：确定战略方向，聚焦核心资产

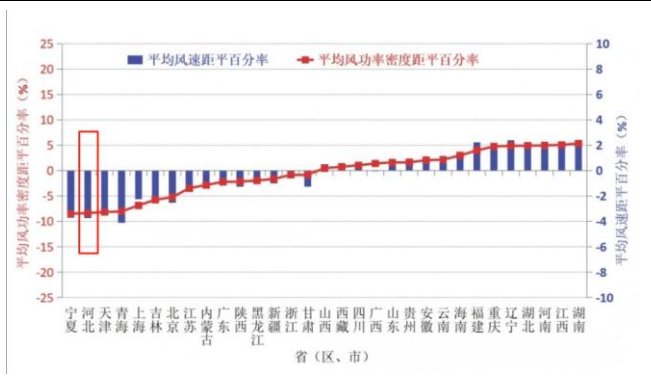
电量和电价同时承压，制约风电业务短期表现。2022 年以来，公司新能源板块经营业绩有所承压，核心在于利用小时数及电价持续承压下行，其中 2024 年降幅偏大，电量方面，2024 年公司风电发电量下滑的主要原因是来风情况较差，公司 2024 年风电利用小时数 2226 小时，同比下滑 193 小时。拆分来看，虽然弃风率略有回升，但基本可控，核心原因是自然来风情况较差，据《2024 年中国风能太阳能资源年景公报》，河北平均风功率密度明显低于平均水平。此外，公司风电业务也受到平均电价水平下滑的影响，2024 年公司平均上网电价 0.43 元/千瓦时，同比降低 0.02 元/千瓦时。电价下滑的主要原因是新能源更多参与市场化竞争，以及供需偏向宽松，行业电价整体进入下行通道。

图 12：公司新能源业务净利润及风电利用小时数近年来有所承压（单位：亿元，小时）



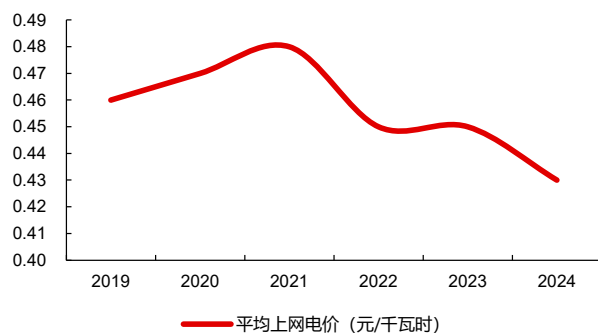
资料来源：公司公告，长江证券研究所

图 13：2024 年我国平均风功率密度



资料来源：中国气象局，长江证券研究所

图 14：公司风电平均上网电价



资料来源：公司公告，长江证券研究所

在当前时点，我们仍看好公司风电业务发展的原因是：1) 存量项目的电量角度，自然来风情况大概率好转，带动风电业务边际增长；2) 电价角度，136 号文稳定存量项目收益率预期，同时受益于公司相对较高的风电比例以及河北相对平衡的供需格局，公司电价预期水平相对同业更加稳定；3) 当前风电的绿色价值没有完全体现，随着绿证需求的释放，风电业务的绿色价值有望重估；4) 公司在运及在建项目资源禀赋优质，公司本身资产的增长具备确定性。

136 号文政策落地，保存量稳预期取向清晰

136 号文：市场化趋势不可阻挡，但存量项目收益仍有保障。2025 年 2 月，国家发改委发布《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》（即“136 号文”）。136 号文的总体思路是，推动新能源上网电量全面进入电力市场的同时区分存量和增量机组，对于存量已投产机组衔接已有的价格政策，同时保障项目在剩余生命周期合理利用小时数内的价格和机制电量比重保持稳定。从已发布的地方性文件看，地方性 136 号文的实施方案基本延续了这一精神，存量机组的收益模型不会发生太大变化。

表 2：部分省份 136 号文实施方案存量机组机制电政策对比

	电量	电价	执行期限
136 号文原文	衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	按照现行相关政策保障期限确定
山东	0.3949 元/千瓦时	单个项目机制电量上限参考外省新能源非市场化率，适度优化。	
蒙东	0.3035 元/千瓦时	衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定保持该部分电量收益基本稳定。	
湖南	0.45 元/千瓦时	光伏扶贫项目的扶贫容量对应电量 100% 保障； 常规分布式光伏、35kV 及以下风电和集中式光伏项目，按 80% 保障。	
新疆	补贴项目：0.25 元/千瓦时； 平价项目：0.262 元/千瓦时。	补贴项目机制电量比例 30%； 平价项目机制电量比例 50%。	
蒙西	0.2829 元/千瓦时；执行固定电价的 的新能源项目上网电量的机制电价 按照原核定电价确定。	衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定，保持该部分电量收益基本稳定。	按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数执行。
广西	分布式：0.4207 元/千瓦时。集中 式（不含海风）：0.324 元/千瓦 时。海风按现行政策。	分布式 100%。集中式 2025 年不设置机制 电量。	
湖南	0.45 元/千瓦时	光伏扶贫项目的扶贫容量对应电量 100% 保障； 常规分布式光伏、35kV 及以下风电和集中 式光伏项目，按 80% 保障。	
宁夏	0.2595 元/千瓦时	分布式 100%，集中式 10%	
辽宁	0.3749 元/千瓦时	衔接现行保障性优先发电电力电量平衡相 关政策。	
海南	竞配项目执行原价格，其余项目 0.4298 元/千瓦时。	2023 年以前项目 100%；2023 年项目 90%；2024 年项目 85%；2025 年上半年 项目 80%。	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。

资料来源：各省发改委、能源局，长江证券研究所

纵使新增项目需要竞价，但影响更多在于新增规模。对于 6 月 1 日后新增绿电项目而言，根据 136 号文政策指引，新项目机制电价需要参与竞价，并且设置竞价上限；机制电价以外的部分依然执行市场电价。但是对于增量项目而言，也基本保障了在合理投资回收期 10-14 年左右内机制电价和电量占比的稳定预期。而且机制电价的竞价更多是减少此前资源偏弱的项目投资必要性，从而弱化行业整体新增装机规模，但新增装机规模的减少又会在一定程度上降低非机制电量部分即市场化电量的电价压力，同样也会减小绿电行业资本开支及资产负债表的压力，因此我们认为新项目机制电价的竞价对行业也并非利空，而是对行业前期过激的扩张节奏进行优化。

表 3: 部分省份 136 号文实施方案增量机组机制电政策对比

增量项目	电价	电量	执行期限
136 号文原文	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。	由各地根据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等因素确定。	执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限合理确定。
山东	风电: 0.094-0.35 元/千瓦时 光伏: 0.123-0.35 元/千瓦时	2025 年机制电量总规模为 94.67 亿千瓦时 (按全年计算) 风电为 81.73 亿千瓦时, 光伏为 12.94 亿千瓦时。单个项目机制电量比例风电为 70%, 光伏为 80%	深远海风电为 15 年,其他项目为 10 年
甘肃	-	单个项目不高于 80%	12 年
内蒙	-	暂不安排新增纳入机制的电量。	/
新疆	竞价区间暂定为 0.15-0.262 元/千瓦时。	参照存量平价项目机制电量规模比例 (50%) 以及增量项目上网电量确定。	10 年
广西	竞价上限暂定为 0.4207 元/千瓦时	/	12 年
湖南	0.26-0.38 元/千瓦时	2025 年风电、光伏增量项目上网电量的 20%; 单个项目不超过 80%。	10 年
辽宁	0.18-0.33 元/千瓦时	2025 年增量项目上网电量的 55%	12 年
宁夏	0.18-0.2595 元/千瓦时	10%	10 年
海南	海风: 0.35-0.4298 元/千瓦时; 陆风及光伏: 0.2-0.3998 元/千瓦时。	2025 中-2026 年末新建投产的海风 80%, 陆风和光伏 75%。	海风: 14 年, 陆风光伏: 12 年

资料来源: 国家发改委, 各省能源局, 长江证券研究所

市场化压力逐步释放, 风电电价已有触底回暖趋势。除机制电量预期更加清晰以外, 对于市场化部分的电量而言, 尽管光伏和风电出力均有随机性、间歇性的特点, 但是风电出力时间段相比于光伏更加分散, 出力曲线更加平稳, 因此在电力市场上风电相对光伏面对的竞争压力更小, 价格整体优于光伏。从北方甘肃、山东、蒙西三地看, 2025 年 1-4 月三地风电累计现货电价均值 206 元/兆瓦时, 远高于光伏现货电价 137.3 元/兆瓦时。此外光伏和风电也出现了价格走势的分化, 2025 年 1-4 月甘肃、山东风电现货累计电价分别同比 46.3%/14.1%, 而同期光伏累计现货电价同比-63.7%/-40.1%。而电力现货市场本身就是新能源电价压力最大的市场, 现货电价的触底回暖预示着风电电价有望逐步走出困境。

表 4: 部分省份新能源现货累计成交电价 (单位: 元/兆瓦时)

	甘肃		山东		蒙西	
	光伏	风电	光伏	风电	光伏	风电
2024 年 1-4 月	300.73	185.50	96.86	214.58	300.73	409.45
2025 年 1-4 月	109.17	271.36	58.00	244.76	103.38	185.61
降幅	-63.7%	46.3%	-40.1%	14.1%	-65.6%	-54.7%

资料来源: 各省电力交易中心, 长江证券研究所

绿证市场供需优化，环境价值持续回暖

优化绿证供求关系，过剩格局有望缓解。2021年9月，在新增新能源正式告别国家可再生能源补贴时，为保障绿电行业的稳健增长及合理收益，我国正式启动绿电交易市场，随后我国持续推进绿电、绿证的交易体系。2024年全年我国累计核发非水绿证31.57亿个，但交易绿证仅有4.47亿个，需求有限使得绿电环境价值未能有效体现，绿证价格长期徘徊在1~2元/个的水平，折度电仅0.001~0.002元/千瓦时。进入2025年，我国通过在供给侧约束可交易绿证供给：**根据136号文政策要求“纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益”**，由于机制电量衔接非市场化电量，即136号文细则落地后，约一半的可交易绿证或将不再核发，可交易绿证过剩的供给有望得到显著改善。

表 5：2024 年以来非水绿证核发和交易情况（单位：亿个）

分类	2024 年 核发	2024 年 交易	交易占可交 易量比重	2025 年 1-6 月核发	2025 年 1-6 月交易	交易占可交 易量比重
风电	19.41	2.39	12.31%	5.76	1.76	30.58%
光伏	8.27	2.02	24.43%	2.80	1.45	51.70%
生物质	3.81	0.04	0.94%	0.88	0.21	23.52%
其他可再生能源	0.08	0.02	25.46%	0.07	0.08	110.01%
合计	31.57	4.47	14.16%	9.51	3.49	36.71%

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

从需求侧角度而言，2025年7月，国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合印发《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》，明确提出电解铝行业将考核绿电消费比例，对于钢铁等四大重点用能行业绿电消费比例完成情况只监测不考核。根据电解铝产量、电解铝综合电耗等估算各省电解铝行业用电量，**预计2025年的电解铝绿电消费比例考核将带动非水绿证需求约1.5亿个，若考虑后续钢铁等四大高耗能产业的潜在考核推进，五大高耗能产业带来的非水绿证的需求将达到约6.2亿个。**而在并未强制考核的2024年，我国绿证交易量已经达到4.47亿个，因此在需求持续放量的背景下，6月份全国单独交易绿证的平均价格为3.40元/个，环比增长24.77%，其中2025年电量对应绿证交易价格已经达到6.48元/张，环比增长31.99%，较5月份价格环比增速19.08%进一步提升，绿证交易价格呈现出加速上涨趋势。**我们认为，在可交易绿证供给侧收缩，需求侧加速考核的背景下绿证价格上涨趋势有望延续。**

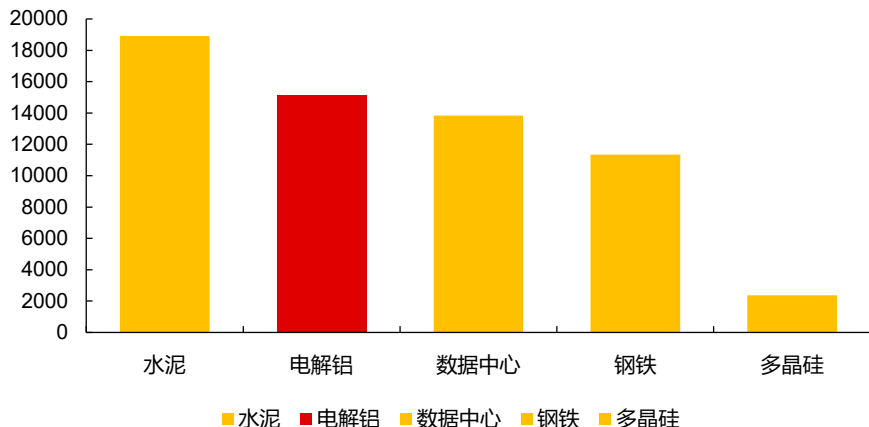
表 6：新增重点用能行业绿电消费比例对应潜在绿证需求空间¹

重点用能行业	2025 年绿电消费比例	用电量估算 (亿千瓦时)	潜在非水绿证需求 (万个)
电解铝	21.0%~70.0%	5857	15305
钢铁	25.2%~70.0%	4762	11351
多晶硅	25.2%~70.0%	977	2371
水泥	25.2%~70.0%	8584	18830
数据中心	80.0%	2110	13828
合计	-	22289	61685

资料来源：国家统计局，国家能源局，王永真等《中国数据中心综合能耗及其灵活性预测》，长江证券研究所

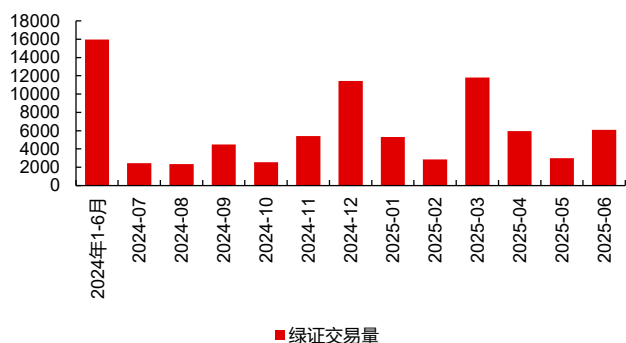
¹ 除电解铝行业以外，2025年新增重点用能行业绿电考核比例仅进行监测。

图 15: 五大重点用能行业潜在绿证需求 (万个)



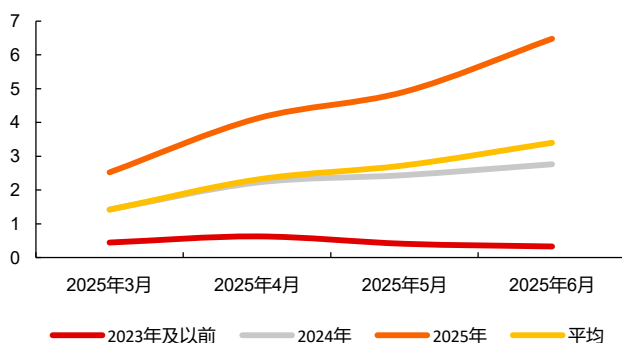
资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 王永真等《中国数据中心综合能耗及其灵活性预测》, 长江证券研究所

图 16: 2024 年以来分月绿证交易量 (单位: 万个)



资料来源: 国家能源局, 长江证券研究所

图 17: 2025 年以来不同年份生产电量对应绿证价格走势 (单位: 元/个)



资料来源: 国家能源局, 长江证券研究所

当前时点, 我们认为对于风电行业而言, 136 号文的政策框架下, 存量资产生命周期内的机制电价已经形成稳定预期, 纵使对于新增项目而言, 机制电价部分预期或有下降, 但其更多是对资源较差的项目量的扩张意愿予以约束, 对新增项目收益率预期并不会形成系统性压制。而且虽然风电市场化电价较火电依然存在劣势, 但在绿证价格以及现货电价回暖背景下已经有触底回暖趋势, 长期以来困扰行业的电价困境有望缓解。

剥离光伏资产, 储备项目保障成长

战略聚焦风电业务, 保障稳定电价预期。正如我们在前文所提到的, 在新能源资产中, 风电以更平滑的出力曲线, 相较于光伏电价更具优势, 而这也同样反映到基本面的预期中。公司正是意识到风电的显著优势, 因此近年来加大对风电项目的开发, 截至 2024 年末, 新天绿能 696 万千瓦总装机容量中风电装机容量 659 万千瓦, 占比达到 95%。而且根据公司于 2024 年 10 月末公司发布的《关于调整业务发展战略及与控股股东签署新<避免同业竞争协议>暨变更避免同业竞争承诺的公告》, 公司将计划剥离全资或控股持有的光伏发电业务及资产, 更加专注于风电项目的开发建设。

表 7: 部分新能源上市公司新能源装机容量对比 (截至 2024 年末, 单位: 万千瓦)

公司	风电	光伏	总装机	风电占比
节能风电	618	0	618	100%
中闽能源	91	2	93	98%
福能股份	181	7	187	96%
新天绿能	659	37	696	95%
江苏新能	134	25	159	84%
大唐新能源	1448	436	1885	77%
龙源电力	3041	1070	4111	74%
中广核新能源	444	255	698	64%
三峡能源	2243	2426	4670	48%
浙江新能	203	329	532	38%
金开新能	151	391	543	28%
太阳能	0	608	608	0%

资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

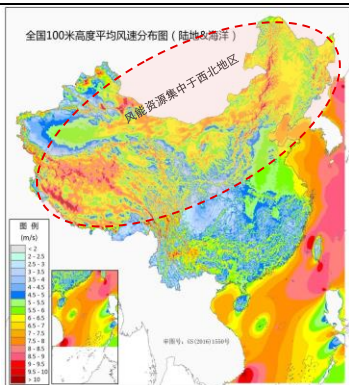
风电机组布局风能资源丰富地区, 利用小时数长期领先全国均值。从区域布局角度, 公司自河北起家, 风电业务逐步向全国拓展。截至 2024 年末, 公司在华北地区装机容量占比达 79.5%, 而华北是我国传统风电业务资源富集区, 得益于此, 公司整体风电利用小时数持续高于同业平均水平, 近年风电利用小时数年均比全国平均水平高 200-300 小时。2025 年 1-4 月公司风电利用小时数约 897 小时, 依然高于全国平均约 776 小时。

表 8: 公司风电资产布局 (截至 2024 年末)

按区域划分	装机容量 (万千瓦)
华北地区 (北京、天津、河北、山西、内蒙古)	523.9
华东地区 (上海、山东、江苏、安徽、浙江、福建、江西)	27.1
西北地区 (陕西、宁夏、新疆、青海、甘肃)	33.1
西南地区 (四川、云南、重庆、贵州、西藏)	19.4
华中地区 (河南、湖北、湖南)	15.6
华南地区 (广东、广西、海南、香港、澳门)	15.0
东北地区 (辽宁、吉林、黑龙江)	24.7
合计	658.7

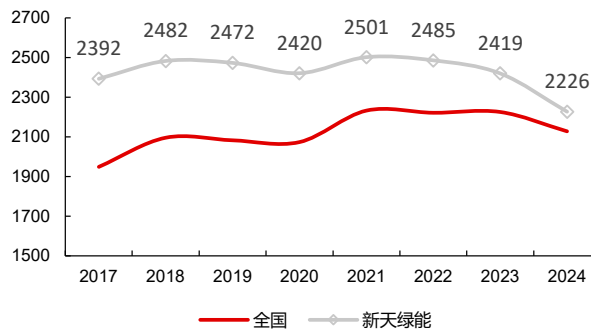
资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

图 18：我国风电资源集中于西北部地区



资料来源：国家气象中心，长江证券研究所

图 19：新天绿能风电利用小时数持续优于全国（单位：小时）



资料来源：公司公告，中电联，长江证券研究所

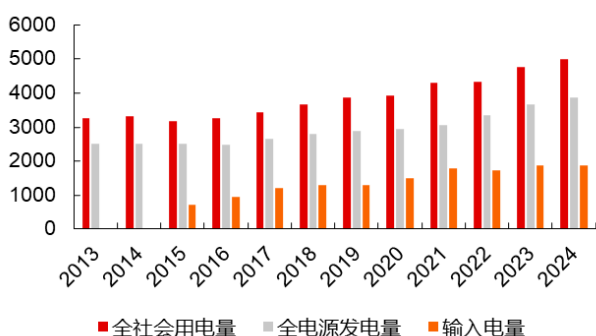
河北电力供需相对平衡，电价预期更加稳定。相较全国，河北的电力供需相对平衡，从两方面看：

1) 整体河北存在供需缺口，目前主要通过外购电量的方式解决用电需求。2024 年河北用发电量之间缺口约 1117 亿千瓦时，2019 年以来用发电量缺口维持在 1000 亿千瓦时左右，河北目前解决缺口的方式是外购电。因此，只要河北省用电需求保持稳健增长，省内风力风电仍有充分的余量空间。

2) 河北火力发电利用小时数保持相对高位。在发电顺序中，火电处于劣后的位置，因此从全国维度看，在供需较宽松的格局下，火电发电量必然受到挤压，全国火电机组利用小时数因此整体下行。反观河南的情况，其火电利用小时数明显高于全国平均水平，并且在 2023-2024 年逆势增长，映证其拥有相对平衡的供需关系。

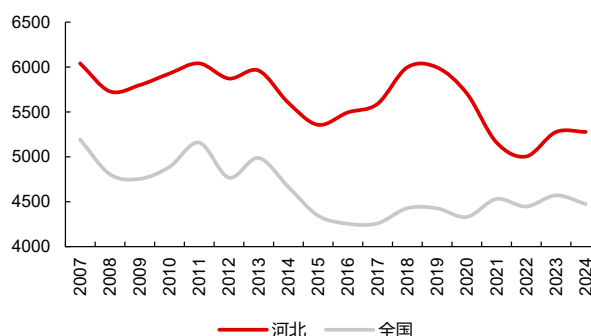
总的来说，得益于河北较为均衡的电力供需关系，电力市场竞争相对温和，电价预期相对更加稳定。

图 20：河北发用电量情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联，长江证券研究所

图 21：河北及全国火电利用小时数（单位：小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

在手储备项目丰富优质，未来成长具备高确定性。尽管在 136 号文影响下，行业新建新能源项目趋于谨慎，但公司丰富在储备风电资源依然可以保障有优质项目实现远期成长。2024 年公司新增风电核准装机容量 378 万千瓦，累计核准未开工项目 431 万千瓦，累计纳入各地开发建设方案容量已经达到 1322.3 万千瓦。而且近年来河北省大力发展海上风电产业，规划到 2027 年，海上风电累计投产 500 万千瓦，公司山海关、唐山顺恒、秦皇岛等海上风电项目共 150 万千瓦已经获得批复。从在建待建项目所处地理位置看，

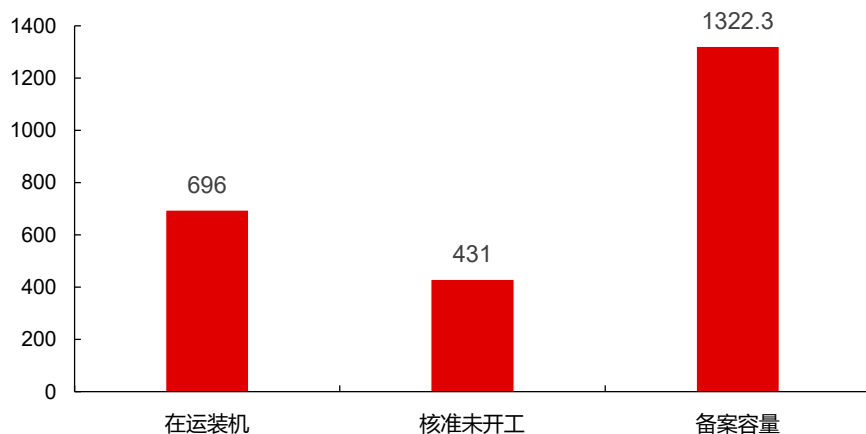
公司保持立足河北、寻找优质资源点位的扩张策略，风电在建项目全部位于河北，公司风电机组利用小时数预计持续保持高位。

表 9：公司储备海上风电项目

项目名称	装机容量 (万千瓦)	利用小时 (小时)	发电量 (万千瓦时)	造价 (亿元)	单位造价 (元/千瓦)
河北建投秦皇岛国管海域 50 万千瓦海上风电项目	50	3882	194075	55.44	1.11
山海关海上风电一期 500 兆瓦平价示范项目	50	3346	167301	40.33	0.81
河北建投祥云岛 250MW 海上风电项目	25	-	-	30.15	1.21
唐山顺桓祥云岛 250MW 海上风电项目	25	-	-	27.13	1.09

资料来源：秦皇岛市行政审批局，唐山市行政审批局，长江证券研究所

图 22：公司丰富的储备及在建项目将保障公司远期的成长（单位：万千瓦，截至 2024 年末）

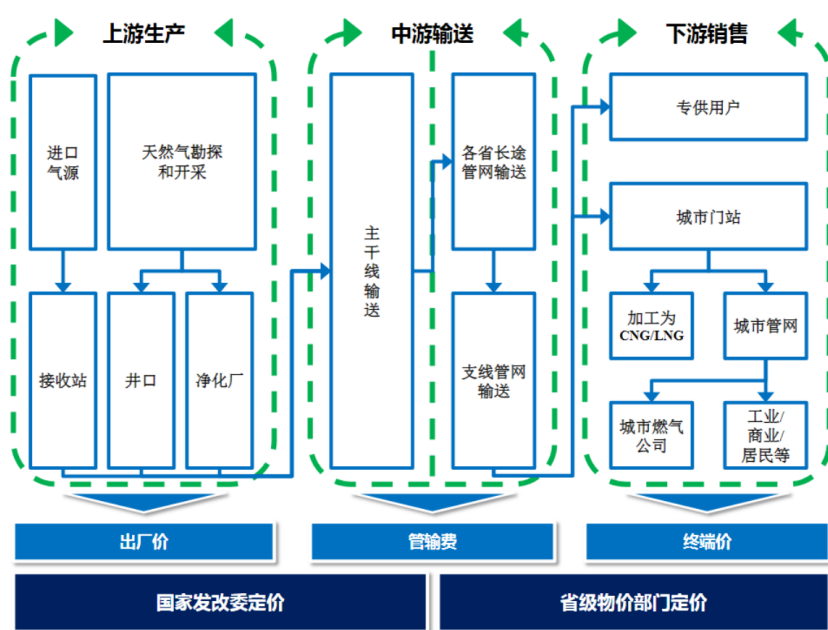


资料来源：公司公告，长江证券研究所

天然气业务：无惧短期波动，业绩修复可期 城燃业务长期稳健，暖冬限制气量增长

主营管输以及天然气销售，处于天然气产业链的中下游。公司拥有 1 座 LNG 接收站、11 条天然气长输管道、21 条高压分支管道、33 个城市燃气项目、34 座分输站、19 座门站、5 座 CNG 母站、3 座 CNG 加气子站、3 座 LNG 加注站、1 座 L-CNG 合建站。公司天然气业务主营天然输配设施运营以及天然气分销，处于产业链中下游，收入中包括其他公司天然气通过公司管道时收取“过路费”，以及向下游客户直接售气，赚取购销价差的批发及零售业务。

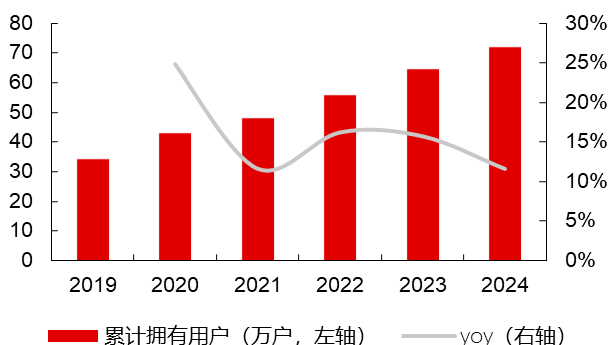
图 23：我国天然气价格形成机制



资料来源：新天绿能招股说明书，长江证券研究所

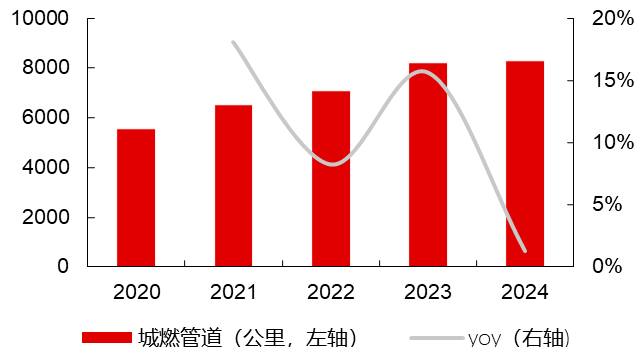
外延收购推动公司城燃业务稳健成长。我国实行城市燃气特许经营权制度，取得特许经营权的公司具有区域的排他性，而河北省特许经营权已基本授权完成，因此公司主要通过并购扩张业务版图。上市以来，公司相继收购了衡水鸿华燃气、邢台天宏祥燃气、高邑县凤城天然气等城燃公司，通过并购天然气用户数及城市燃气管道运营里程稳步增长，2020-2024 年公司累计拥有用户数量及运营城市天然气管道里程 CAGR 分别 13.8%/10.6%。

图 24: 公司累计拥有户数



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

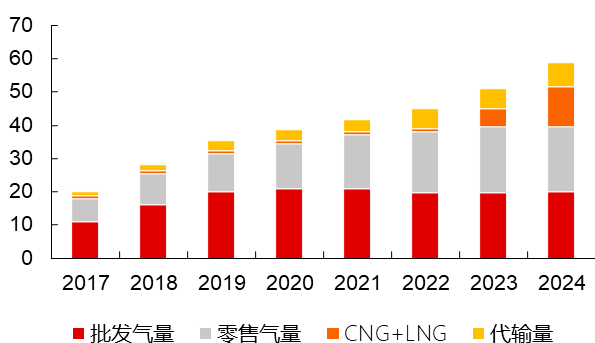
图 25: 公司运营城市燃气管道里程



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

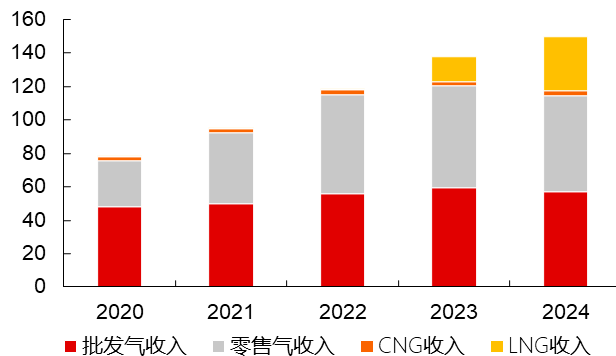
天然气销售业务自销为主代销为辅。2024 年, 公司输售气量 58.9 亿立方米, 同比增长 15.13%, 其中代输、自销分别 7.3、51.6 亿立方米 (占比分别 12.4%、87.6%)。从自销天然气结构看, 自销气中批发、零售、CNG/LNG 占比分别 39%、38%、23%, 三种销售路径占比相对均衡。

图 26: 公司输售气量结构 (单位: 亿立方米)



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

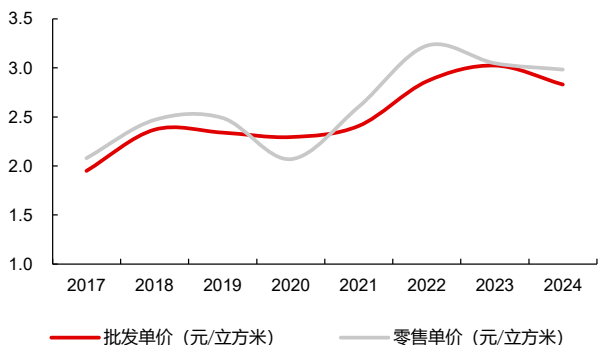
图 27: 公司天然气销售收入构成 (单位: 亿元)



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

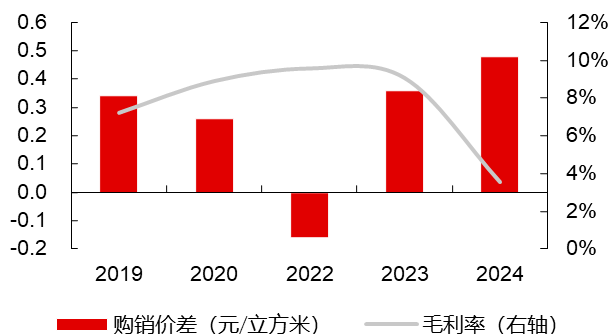
零售和批发业务量平衡且居民用户占比较少, 天然气毛利率长期稳定。在业务结构上, 公司批发、零售占比保持平衡, 批发端长输天然气销售基本可以实现上下游联动、价格同向顺价, 而且公司零售侧用户主要来自工商业 (截至 2019 年占比 90% 以上), 顺价也相对较为通畅。长期以来, 公司天然气业务毛利率维持稳定, 但 2024 年受暖冬影响, 公司天然气售气量承压, 公司天然气毛利率有所下降。

图 28: 公司批发气及零售气单价



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

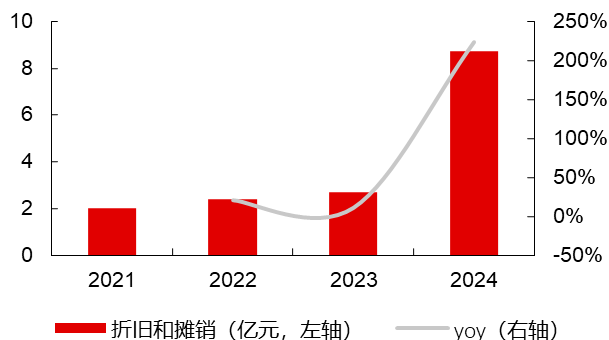
图 29: 公司天然气购销价差及毛利率



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

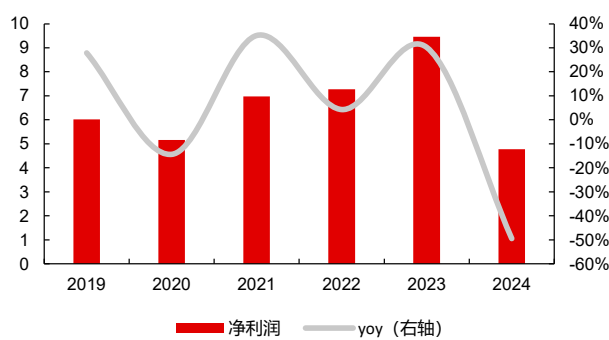
暖冬限制气量表现, 短期经营业绩承压。复盘 2024 年天然气板块业绩, 虽然全年增速尚可, 但其更多系规模扩张拉动, 四季度受暖冬影响, 天然气输售气量同比降幅高达 24.43%, 较前三季度增长 37.09%降低 61.52 个百分点, 全年输售气量同比增速回落至 15.13%。然而量的增速降低, 成本增速却维持高位, 2024 年公司唐山 LNG 项目以及部分外输管线开始转固, 公司天然气折旧及摊销费用达到 8.75 亿元, 同比增长 224%, 成本增速大于收入端增速, 因此 2024 年公司天然气业务净利润 4.78 亿元, 同比减少 49.50%。

图 30: 公司天然气业务折旧和摊销费用



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

图 31: 公司 2024 年天然气业务净利润同比承压下行 (单位: 亿元)



资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

唐山 LNG 项目, 短期承压不改成长预期

唐山 LNG 项目为公司控股子公司曹妃甸新天液化天然气公司 (以下简称新天液化气公司) 于河北省唐山市开建的大型项目, 两阶段拟共建成 12 座 20 万方 LNG 储罐、1 座 8-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位、1 座 1-26.6 万方 LNG 船舶接卸泊位, 设计接卸能力达 1000 万吨/年, 项目总投资 253.9 亿元。截至 2024 年末, 唐山 LNG 项目一阶段 4 台 20 万方 LNG 储气罐、3#码头已完工, 二阶段预计 2025 年建成。正如前文所言, 2023 年唐山项目一期投产后, 由于恰逢暖冬叠加负荷提升过程, 因此出现短期经营压力, 根据其少数股东披露财务数据倒算, 2024 年新天液化气公司亏损约 2.6 亿元, 系拖累公司天然气业绩承压重要主体。值得关注的是二期项目中, 中华煤气已经确认 22 亿元出资建设 2#、6#储罐, 公司则收取后续的储罐运营管理、LNG 接卸、气化外输、液态外输等配套服务, 并收取服务费用, 唐山项目经营压力有望得到边际缓解。

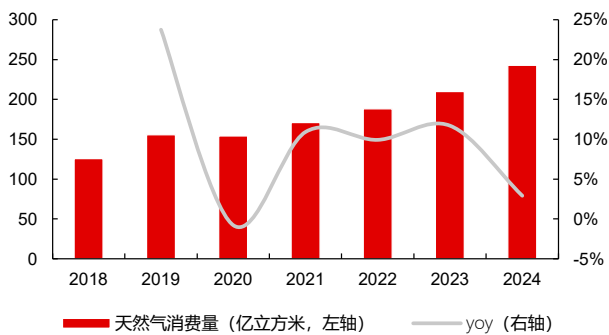
表 10: 唐山 LNG 项目概况

项目名称	建设主体	项目基本内容	项目建设计划	建设进度	项目总投资
唐山 LNG 项目	曹妃甸新天液化天然气有限公司	项目位于河北省唐山市。包含码头工程和接收站工程，接收站将建造 20 万立方米 LNG 储罐 20 个，液态外输规模为 200 万吨/年，气化外输规模 1000 万/吨，高峰最大气化外输能力为 1.6 亿方/天。	一阶段建设 4 台 20 万方 LNG 储罐、3#码头及栈桥，设计接卸能力 500 万吨/年。	已经于 2023 年 6 月投产	253.90 亿元
			二阶段建设 8 座 20 万方 LNG 储罐、1 座船舶装卸泊位及相关配套工艺设施，设计接卸能力 500 万吨/年。	预计 2025 年年末投产	
			三阶段项目 8 座 20 万方 LNG 储罐及相关配套设施。	2030 年投产	

资料来源：公司公告，长江证券研究所

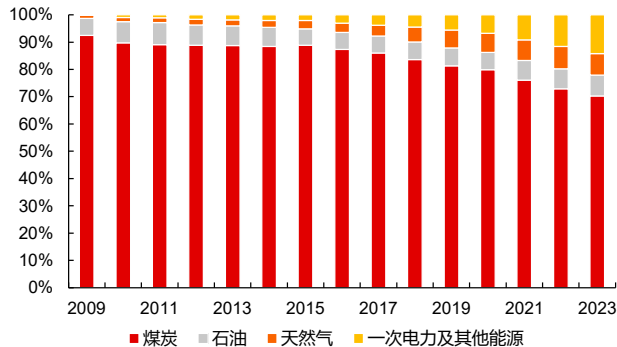
河北天然气占比仍处低位，区域需求持续扩张。相比煤和石油，天然气具备利用率更高、污染相对较少等特点，是实现双碳目标的重要能源。近年来河北省天然气消费量长期维持在 10% 左右的高速增长，2024 年受下游陶瓷等工业用户需求疲弱叠加暖冬影响，河北省天然气消费量达到 242.7 亿立方米，同比增长 2.9%。但从渗透率角度而言，2023 年，河北省天然气消费量占能源消费总量的比重仅有 7.84%，而根据《中国天然气发展报告》，截至 2023 年末我国天然气在一次能源消费中的占比约为 8.5%，即河北省尚距离全国平均水平存在较大差距。根据国家发改委《加快推进天然气利用的意见》等政策文件，我国将在 2030 年力争将天然气在一次能源中的占比提高到 15% 左右，因此在行业以及区域的低渗透率背景下，以河北为代表的华北天然气需求增速仍有望逐步修复。

图 32: 河北省天然气消费量



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 33: 河北省能源消费结构



资料来源：河北省统计局，长江证券研究所

调峰气电持续扩张，将推升燃气需求。2024 年 11 月，河北省发改委发布《关于完善天然气发电上网电价政策的通知》，明确对河北省天然气调峰、热电联产的天然气发电机组实施“两部制”电价制度，由电量电价和容量电价组成；建立竞争性容量电价支持政策，依全容量并网时间先后确定获得容量电价，先建先得。2027 年底前执行容量电价政策的天然气发电机组容量规模为 500 万千瓦，河北省天然气发电机组容量电价为 28 元/千瓦·月（含税）；电量电价建立气电联动机制，当天然气价出现较大变化时，天然气发电上网电价原则上每年进行联动调整。在政策东风下，预计河北省气电装机规模将迎来扩张期，实际上截至 2024 年末，河北省气电装机仅 95 万千瓦，也就是说河北省预计将在未来 3 年扩张超 400 万千瓦的气电需求，其中仅 2024 年公司新增燃气核准装机 192 万千瓦，累计核准气电装机 288 万千瓦。一方面在容量电价及气电联动政策的保障

下，公司新核准气电机组将进一步提升公司的盈利水平；另一方面新增气电机组也将带来确定性的天然气需求增量，按 408 万千瓦的新增机组测算，新投产气电机组带来的天然气需求量将达到 18.53 亿立方米，约 133 万吨，将进一步推升公司唐山 LNG 项目的负荷，改善项目的盈利能力。

表 11：河北气电新增装机带来的天然气消耗量需求测算

分类	单位	数据
新增装机	万千瓦	408
2022-2024 年全国气电平均利用小时数	小时	2413
新增气电电量	亿千瓦时	98
供电气耗	立方米/千瓦时	0.1882
天然气消耗量	亿立方米	18.53
天然气单位换算	万吨	133

资料来源：Wind，长江证券研究所

整体而言，我们认为公司天然气业务的短期经营压力无需过度线性外推，天然气消费长期增长的确性依然明确，唐山 LNG 项目作为国家天然气产供储运体系重点工程，公用事业属性的特征决定了长期亏损并不现实，下游的天然气电厂项目将一方面提升负荷水平，另一方面也将直接贡献增量收益，我们依然看好公司天然气业务稳定性叠加成长性带来的价值回归。

投资建议

过去的两年对于新天绿色能源而言经营业绩难言亮眼，但过去并不能对未来趋势线性外推，当前时点我们认为在基本面触底以及公司的积极态度下，公司有望迎来新一轮投资机遇：

对于风电业务而言，在 136 号文的政策导向下，保护存量稳定增量预期导向已经明晰。电力市场化以及绿证供需环境将持续优化，风电电价也呈现出触底回暖趋势。行业贝塔的回暖意味着公司预期的改善，在偏弱的基数下风电来风有望在 2025 年逐步好转，公司新能源盈利有望实现稳步修复。而且当前公司已经明确剥离光伏业务，战略聚焦风电业务，公司储备的大量风电项目尤其是海上风电业务，将在行业触底回暖背景下保障绿电业务的长期成长性。

虽然天然气业务因气量偏弱导致短期经营承压，但作为清洁能源的天然气销售量增长趋势不可逆转，唐山 LNG 项目作为国家天然气产供储运体系重点工程，公用事业属性的特征决定了长期亏损并不现实，公司获得核准的下游天然气电厂项目将提升天然气负荷水平，同时也将直接贡献增量收益，我们依然看好公司天然气业务稳定性叠加成长性带来的价值回归。

与此同时，公司持续提升分红水平，同时也在加大股权激励计划的落地，根据公司股权激励计划，若实现 2025 年的 EPS 考核目标，按公司 2024 年实际分红比例以及 9 月 5 日收盘价测算，则对应 A/H 股息率分别达到 4.50%/8.69%。

结合公司各项业务的经营情况以及发展规划，预计公司 2025-2027 年 EPS 分别为 0.52 元、0.58 元、0.62 元，对应港股 PE 分别为 7.74 倍、6.87 倍、6.44 倍，给予公司“买入”评级。

风险提示

1、电价下行超预期；公司风电上网电价近年来受市场化交易扩大影响，整体电价有所下行，若后续因市场化导致电价持续下行超预期，可能会导致风电业绩持续承压。

2、风电在建项目进展不及预期；公司未来的成长重要来源之一在于在建风电项目的投产，若后续风电建设不及预期，则公司风电盈利增长也将面临压力。

3、唐山 LNG 项目产能爬坡不及预期。公司天然气业务亏损的重要原因在于唐山 LNG 项目负荷持续低位运行，若唐山项目后续负荷长期维持低位，则会导致项目收益率长期承压，从而对公司业绩产生负面影响。

4、盈利预测不及预期。基于目前我们对行业和公司各要素的分析和判断，我们预计公司 2025-2027 年收入分别为 209.23 亿元、227.55 亿元和 244.14 亿元，业绩分别为 21.74 亿元、24.54 亿元和 26.16 亿元。

但如果出现供需宽松导致电量和电价表现偏弱、LNG 项目盈利不及预期影响，可能会导致公司收入业绩不及预期，悲观情形下预计公司 2025-2027 年收入分别为 199.85 亿元、217.51 亿元和 233.23 亿元，2025-2027 年业绩分别为 19.97 亿元、22.53 亿元和 24.04 亿元。

项目	基准情形			悲观情形		
	2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E
收入 (亿元)	209.23	227.55	244.14	199.85	217.51	233.23
同比	-2.10%	8.76%	7.29%	-6.49%	8.84%	7.23%
归母净利润 (亿元)	21.74	24.54	26.16	19.97	22.53	24.04
同比	30.01%	12.86%	6.62%	19.43%	12.81%	6.70%

投资评级说明

行业评级 报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

看 好： 相对表现优于同期相关证券市场代表性指数

中 性： 相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平

看 淡： 相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

公司评级 报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

买 入： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%

增 持： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间

中 性： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间

减 持： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%

无投资评级： 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。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C / (200080)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430023)

北京

Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C / (100020)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、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。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。本公司及作者在自身所知情形范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。