

中国华电新能源整合平台， 风光核电共助业绩增长

核心观点

公司系中国华电集团新能源最终整合平台，近年来，公司新能源装机维持较高增速。截至 2025 年 6 月末，公司控股发电项目装机容量为 8213.75 万千瓦，较去年同期增加 2811.1 万千瓦，其中，风电 3554.22 万千瓦，太阳能发电 4559.53 万千瓦。此外，公司参股福清及三门核电项目，权益装机规模为 285.36 万千瓦。目前，公司在手新能源项目资源丰富，重点开发西北清洁能源基地项目、东部海上风电项目，装机规模有望持续增长。电价方面，受平价项目增加的影响，公司上网电价整体呈下行趋势。伴随 136 号文的出台，新能源全面入市交易，各地陆续出台 136 号文承接细则。综合来看，存量新能源项目收益有望维持稳定，增量项目政策存在区域差异性，消纳能力强区域政策保障相对充分。

摘要

中国华电新能源整合平台，风光项目全国广泛分布

华电新能系中国华电集团旗下风力发电、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的唯一平台。公司控股股东系华电福瑞，持有公司 52.40% 股份；实际控制人为中国华电，通过华电福瑞及华电国际合计控制公司 83.43% 的股份。截至 2025 年 6 月末，公司控股发电项目装机容量为 8213.75 万千瓦，较去年同期增加 2811.1 万千瓦，其中，风电 3554.22 万千瓦，太阳能发电 4559.53 万千瓦，其他电源装机 100 万千瓦。此外，公司参股核电项目权益装机规模为 285.36 万千瓦。截至 2025 年 6 月末，公司累计在建项目装机容量 2895.71 万千瓦，新取得项目核准/备案容量 1959.89 万千瓦。伴随公司核准在建项目的陆续投产，公司装机容量有望持续增长。在区域分布方面，公司新能源项目遍布国内 31 个省（直辖市、自治区），其中新疆、内蒙古、山东、云南和江苏五地装机容量最多，分别为 1474.76、875.90、513.52、473.55 和 397.99 万千瓦；占全部装机比例的 18.0%、10.7%、6.3%、5.8% 和 4.8%。

装机提升带动营收增长，电价承压拉低利润增速

装机提升带动营收增长，市场化+平价项目影响利润增长。截至 2025 年 6 月末，公司控股装机容量达 8213.75 万千瓦，较去年同期增长 2811.10 万千瓦。2025 年上半年，公司实现上网电量为 555.4 亿千瓦时，同比增长 28.0%；当期营业收入 199.97 亿元，同比增长 15.9%。伴随公司风光装机容量的提升，公司上网电量及营收规模呈持续增长趋势。同时，公司在手新能源资源丰富，装机容量与营收规模有望保持增长势头。盈利能力方面，2025 年上半年，公司实现毛利润 100.03 亿元，同比增

华电新能 (600930. SH)

首次覆盖

不评级

高兴

gaoxing@csc.com.cn

021-68821600

SAC 编号:S1440519060004

侯启明

houqiming@csc.com.cn

SAC 编号:S1440525070011

发布日期: 2025 年 10 月 17 日

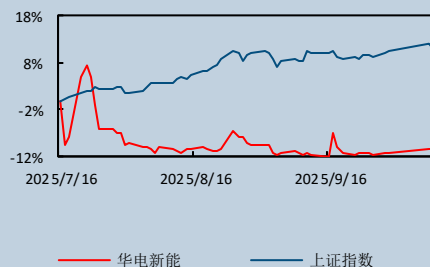
当前股价: 6.45 元

主要数据

股票价格绝对/相对市场表现 (%)

1 个月	3 个月	12 个月
0.94/-1.42	/	/
12 月最高/最低价 (元)		7.73/6.34
总股本 (万股)		4,171,428.57
流通 A 股 (万股)		250,517.53
总市值 (亿元)		2,690.57
流通市值 (亿元)		161.58
近 3 月日均成交量 (万)		27160.25
主要股东		
福建华电福瑞能源发展有限公司		46.04%

股价表现



长 7.5%；实现毛利率约 50.0%，同比下降约 3.9 个百分点。近年来，公司毛利率水平整体呈下行趋势，我们认为主要系平价项目增长、市场化比例提升、风光比例变化等因素的影响。考虑平价项目占比持续提升以及新能源项目全面入市交易的影响，我们认为风光整体上网电价仍存在下行压力，公司毛利率或将阶段性走低。归母净利润方面，2025 年上半年，公司实现归母净利润 62.40 亿元，同比增长 0.5%。受综合上网电价下行、折旧摊销及财务费用支出增长的影响，公司利润增速不及营收。在净资产收益率方面，公司 2025 上半年 ROE(加权)为 6.82%，同比下降 0.93 个百分点，主要系销售净利率同比下降的影响。

136 文开启全面入市阶段，各省承接细则陆续出台

近期，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》（下文简称为 136 号文），要求新能源项目全面入市交易，上网电价由市场形成。与此同时，136 号文提出差价结算机制，为新能源项目收益提供一定程度的保障，避免市场交易的波动影响新能源可持续发展。目前，全国已有 20 余地发布 136 号文承接细则（包含正式发文及征求意见稿），由于各区域在电力市场结构、供需情况、新能源消纳情况等方面存在差异，对 136 号文的承接细则也存在差异。其中，上海新能源消纳压力较小，差价结算保障程度较高；山西省细则衔接过去三年的市场交易情况，并在容量补偿范围纳入新能源项目；宁夏新能源消纳承压，承接文件保障程度有限；山东近期完成全国首次增量项目竞价，竞价结果体现市场竞争情况。

装机规模有望稳步增长，平价项目摊薄补贴电费

截至 2025 年上半年，公司已获得新疆天山北麓、内蒙古腾格里、甘肃腾格里、青海格尔木东等大基地项目的牵头开发权，规划总装机规模接近 6000 万千瓦。清洁能源基地项目均配套调节电源与电化学储能设施，并通过特高压外送通道向重庆、浙江、江西等地输送电量，有助于保障项目消纳利用水平。在项目收益方面，大基地项目可通过联营交易的方式参与电力市场交易（即新能源与配套调节电源将作为联营主体入市交易），有助于新能源项目市场竞争力的提升，保障项目收益率水平。2025 年上半年，公司发电项目平均度电上网电价约为 0.3582 元/千瓦时（不含税，下同），同比下降 0.0367 元/千瓦时，降幅约 9.3%；分电源类型来看，风电和光伏上网电价分别为 0.3807 和 0.3284 元/千瓦时，分别同比下降 0.0234 和 0.0467 元/千瓦时，降幅分别为 5.8%和 12.5%。分收入类型来看，公司标杆电价维持相对稳定，补贴电价被平价项目的增长持续摊薄。

风险提示

上网电价降幅较大的影响；风光上网电量波动的风险；投资收益波动的风险

目录

中国华电新能源整合平台，风光项目全国广泛分布.....	1
装机提升带动营收增长，电价承压拉低利润增速.....	3
136 文开启全面入市阶段，各省承接细则陆续出台.....	7
装机规模有望稳步增长，平价项目摊薄补贴电费.....	11
大基地项目建设持续推进，参股核电机组陆续投产.....	11
平价项目摊薄补贴费用，标杆电价水平相对稳定.....	14
盈利预测和投资建议.....	19
风险分析.....	22

图目录

图 1:公司股份结构图.....	1
图 2:公司发展大事记.....	2
图 3:2025H1 公司装机规模前五大区域.....	2
图 4: 2025H1 公司新增装机前五大区域.....	2
图 5:公司营收归母及变化情况（单位:亿元，%）.....	3
图 6:公司毛利润和毛利率情况（单位:亿元，%）.....	3
图 7:公司分电源类型收入情况（单位:亿元）.....	4
图 8: 公司分电源类型毛利情况（单位:亿元，%）.....	4
图 9:公司资产负债率变化情况（%）.....	4
图 10:公司期间费用率情况（%）.....	4
图 11: 公司投资收益变化情况（单位:亿元）.....	5
图 12:参股公司净利润表现（单位:亿元）.....	5
图 13:公司归母净利润情况（亿元，元/千瓦时）.....	5
图 14:公司 ROE 及销售净利率变化情况（单位:%）.....	5
图 15:公司现金流情况（单位:亿元）.....	6
图 16:公司净现比情况.....	6
图 17: 差价结算下的新能源收入结构.....	7
图 18:公司装机容量变化情况（单位:万千瓦）.....	11
图 19:公司上网电量变化情况（单位:亿千瓦时）.....	11
图 20:中国华电 2025 年部分省份风电指标中标规模（单位:万千瓦）.....	12
图 21:公司装机容量变化情况（单位:万千瓦）.....	12
图 22:公司在建装机情况（单位:万千瓦）.....	12
图 23:公司分电源利用小时情况（单位:小时）.....	13
图 24 公司弃风弃光率情况（单位:%）.....	13
图 25:分类型装机变化（单位:万千瓦）.....	14
图 26:分类型电费变化情况（单位:亿元）.....	14
图 27:公司电价变化情况（单位:元.千瓦时）.....	15
图 28:分类型度电电费变化情况（单位:元/千瓦时）.....	15

图 29:风电业务 2024 前五大客户销售情况.....	15
图 30: 风电业务 22-24 年平均电价变化情况（元/千瓦时）	15
图 31: 光伏业务 2024 前五大客户销售情况.....	16
图 32: 光伏业务 22-24 年平均电价变化情况（元/千瓦时）	16
图 33:公司成本结构变化情况（单位:亿元）	17
图 34:分电源类型成本变化情况（单位:亿元）	17
图 35:光伏行业综合价格指数变化情况.....	17
图 36:公司风光资产平均造价（单位:元/千瓦）	18
图 37:公司新增风光资产平均造价（单位:元/千瓦）	18

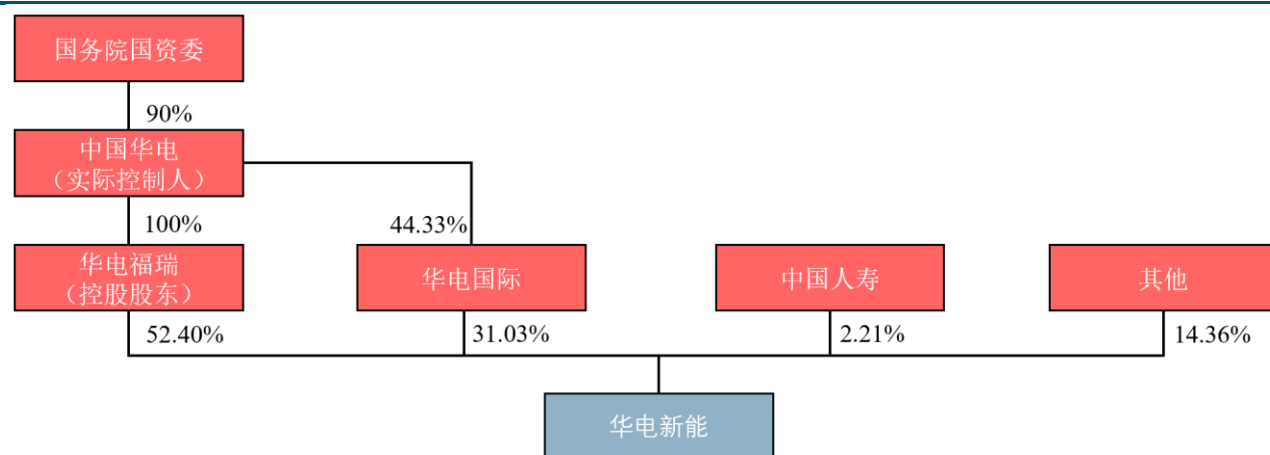
表目录

表 1:上海市 136 号文件承接细则.....	8
表 2:山东省 136 号文件承接细则.....	8
表 3:新疆维吾尔自治区 136 号文件承接细则.....	9
表 4:宁夏回族自治区 136 号文件承接细则.....	9
表 5:山西回族自治区 136 号文件承接细则.....	10
表 6:公司在建大基地项目情况（单位:万千瓦）	13
表 7:公司营收及成本构成预测表（单位:亿元）	19
表 8:华电新能盈利预测（单位:百万元，元/股）	20
表 9:华电新能资产负债表预测（单位:百万元）	20
表 10:华电新能现金流量表预测（单位:百万元）	21

中国华电新能源整合平台，风光项目全国广泛分布

华电新能系中国华电集团旗下风力发电、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的唯一平台。公司控股股东系华电福瑞，持有公司 52.40% 股份；实际控制人为中国华电，通过华电福瑞及华电国际合计控制公司 83.43% 的股份。中国华电作为我国五大发电集团之一，截至 2024 年末，累计控制装机达 23953 万千瓦，其中境内清洁能源装机占比 56.2%。受益于中国华电在发电领域的丰厚经验及强劲实力，公司在资源获取、项目运营、电力市场营销、风光火储联合运营等方面均具备显著优势。此外，根据控股股东及实际控制人的相关承诺，中国华电集团内存在客观障碍尚未纳入公司体内的新能源发电项目将在满足置入条件后陆续注入华电新能，后续母公司新能源资产有望持续注入上市公司。

图 1: 公司股份结构图

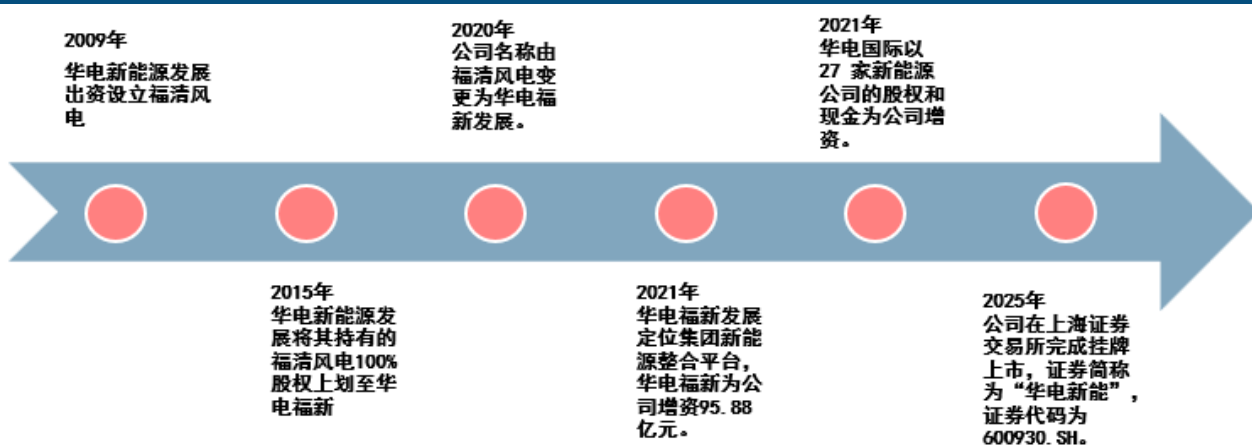


数据来源: 公司公告, 中信建投

资产注入叠加自有建设，新能源装机增速较快。2009 年 7 月，华电新能源发展出资设立福清风电（公司前身），此后，华电新能源发展持续增资；2015 年，华电新能源发展将福清风电 100% 股权划转至华电福新（08161.HK，已退市）；2020 年 9 月，为整合旗下新能源资产，华电集团通过子公司华电福瑞对华电福新进行私有化退市。2020 年 11 月，福清风电名称变更为华电福新发展；2021 年 5 月，华电福新发展定位为中国华电集团新能源业务最终整合平台，注册资本大幅增加；2021 年 12 月，华电国际以 27 家新能源公司的股权及部分现金增资华电福新发展；同时，公司直接控股股东变更为华电福瑞，原控股股东华电福新注销。2022 年，公司完成股份制改革，名称变更为华电新能源集团股份有限公司；2025 年，公司在上海证券交易所完成挂牌上市，证券简称为“华电新能”，证券代码为 600930。

截至 2025 年 6 月末，公司控股发电项目装机容量为 8213.75 万千瓦，较去年同期增加 2811.1 万千瓦，其中，风电 3554.22 万千瓦，太阳能发电 4559.53 万千瓦，其他电源装机 100 万千瓦。此外，公司参股核电项目权益装机规模为 285.36 万千瓦。截至 2025 年 6 月末，公司累计在建项目装机容量 2895.71 万千瓦，新取得项目核准/备案容量 1959.89 万千瓦。伴随公司核准在建项目的陆续投产，公司装机容量有望持续增长。

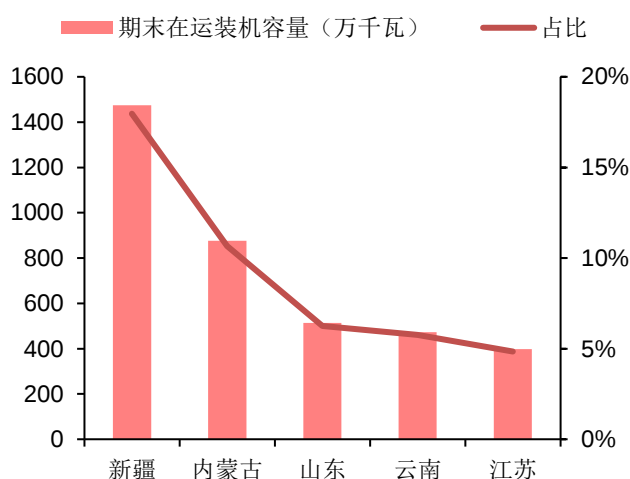
图 2:公司发展大事记



数据来源:公司公告, 中信建投

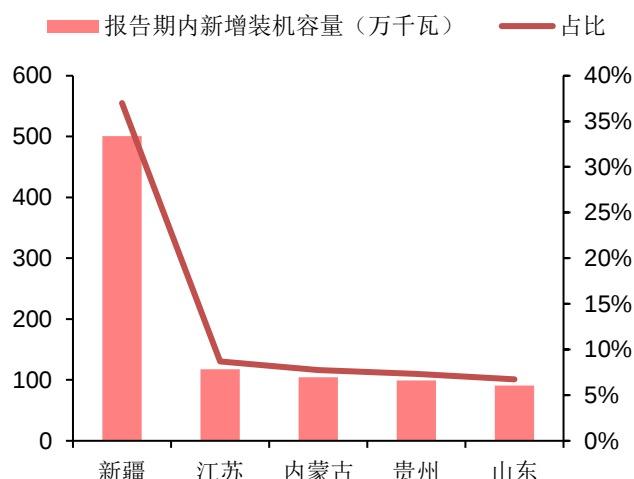
风光项目全国布局，新蒙鲁云苏区域分布较多。在区域分布方面，公司新能源项目遍布国内 31 个省（直辖市、自治区），其中新疆、内蒙古、山东、云南和江苏五地装机容量最多，分别为 1474.76、875.90、513.52、473.55 和 397.99 万千瓦；占全部装机比例的 18.0%、10.7%、6.3%、5.8% 和 4.8%。在新增装机方面，2025H1 公司在新疆、江苏、内蒙、贵州和山东五地新增装机较多，分别为 500.48、117.48、104.45、98.76 和 90.83 万千瓦，占上半年新增装机的 37.0%、8.7%、7.7%、7.3% 和 6.7%。规划在建项目方面，公司 2025 年 6 月末在建项目规模约为 2895.71 万千瓦，其中新疆、山东、甘肃、内蒙古、贵州五区域规划在建装机较多，分别约为 925、250、250、200 和 194 万千瓦，占期末在建项目的 31.9%、8.6%、8.6%、6.9% 和 6.7%。此外，公司积极通过项目核准备案、取得建设指标等方式获取项目开发权，累计资源储备量约 1.2 亿千瓦。2025 年上半年，公司在多地获取项目核准/备案批复，其中内蒙古、甘肃、新疆、山东和广西装机规模较大，分别约为 500、300、180、128 和 101 万千瓦。

图 3:2025H1 公司装机规模前五大区域



数据来源:公司公告, 中信建投

图 4: 2025H1 公司新增装机前五大区域

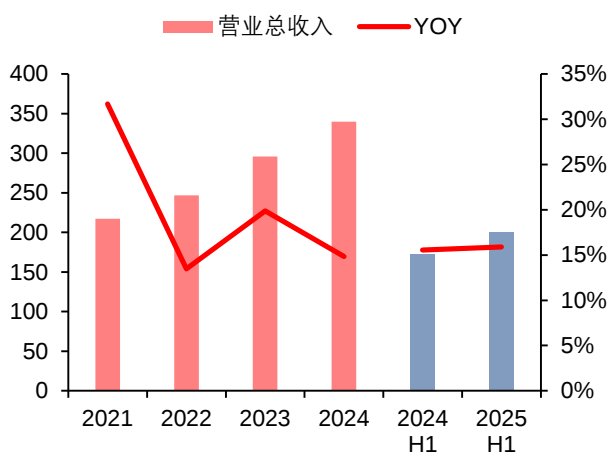


数据来源:公司公告, 中信建投

装机提升带动营收增长，电价承压拉低利润增速

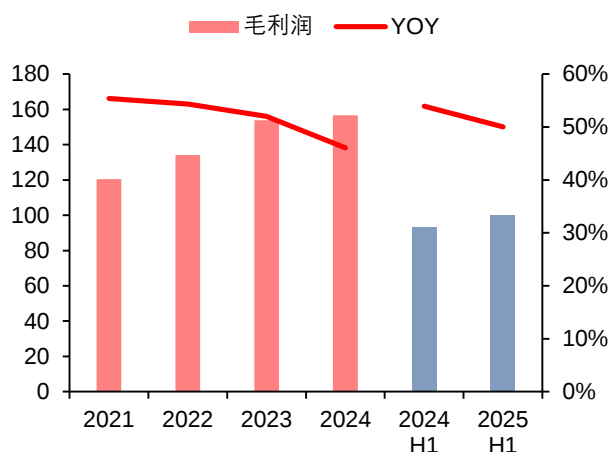
装机提升带动营收增长，市场化+平价项目影响利润增长。截至 2025 年 6 月末，公司控股装机容量达 8213.75 万千瓦，较去年同期增长 2811.10 万千瓦。2025 年上半年，公司实现上网电量为 555.4 亿千瓦时，同比增长 28.0%；当期营业收入 199.97 亿元，同比增长 15.9%。伴随公司风光装机容量的提升，公司上网电量及营收规模呈持续增长趋势。同时，公司在手新能源资源丰富，装机容量与营收规模有望保持增长势头。盈利能力方面，2025 年上半年，公司实现毛利润 100.03 亿元，同比增长 7.5%；实现毛利率约 50.0%，同比下降约 3.9 个百分点。近年来，公司毛利率水平整体呈下行趋势，我们认为主要系平价项目增长、市场化比例提升、风光比例变化等因素的影响。考虑平价项目占比持续提升以及新能源项目全面入市交易的影响，我们认为风光整体上网电价仍存在下行压力，公司毛利率或将阶段性走低。

图 5:公司营收归母及变化情况（单位:亿元，%）



数据来源:wind, 中信建投

图 6:公司毛利润和毛利率情况（单位:亿元，%）

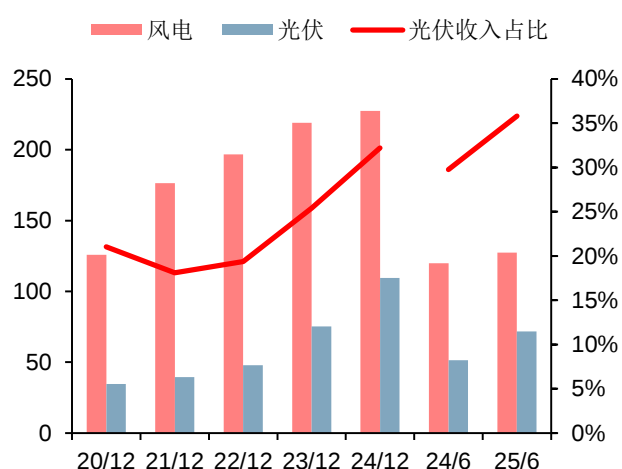


数据来源:wind, 中信建投

光伏营收维持高速增长，毛利率仍存下行压力。分电源类型营收情况来看，公司风电业务营收占比较高，光伏收入增速较快。2025 年上半年，公司风电和光伏分别实现营业收入 127.34 和 71.62 亿元，同比增长 6.2% 和 39.5%；在营业收入中的比例分别为 63.7% 和 35.8%。度电电价方面，根据公司营收和上网电量数据测算，公司 25H1 风电和光伏不含税上网电价分别为 0.3807 和 0.3284 元/千瓦时，同比下降 5.8% 和 12.5%。近年来，公司光伏装机增速较快，带动光伏上网电量及营收规模的快速增长。截至 2025 年 6 月末，公司风电和光伏装机分别为 3554.2 和 4559.5 万千瓦，同比增长 29.2% 和 72.0%。

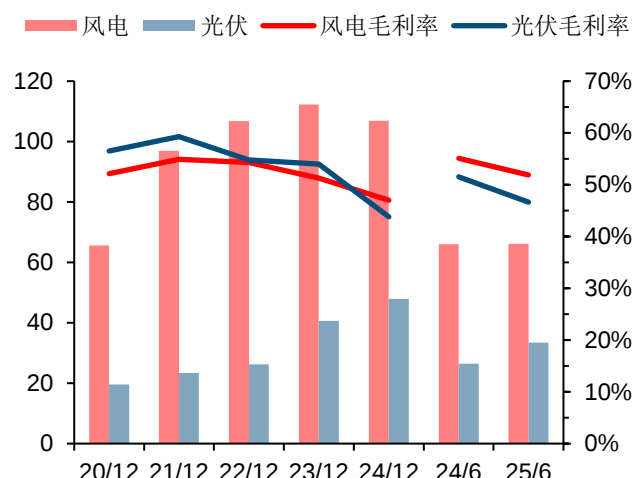
盈利能力方面，2025 年上半年，公司风电和光伏分别实现毛利润 66.05 和 33.4 亿元，同比增长 0.05% 和 26.4%；分别实现毛利率约 51.9% 和 46.6%，同比下降约 3.2 和 4.8 个百分点。折算度电毛利为 0.1975 和 0.1531 元/千瓦时，同比下降 11.2% 和 20.7%。整体来看，公司风光项目毛利率水平均有所下降，其中，光伏毛利率水平降幅较大。我们认为平价光伏装机增长较快，加速摊薄补贴电费及市场化交易比例上升是平均上网电价下行的主要原因。伴随 136 号文的发布，新能源项目全面入市交易。我们认为差价结算机制可为新能源项目提供一定的收益保障，但新增光伏项目盈利仍存在下行压力。在此基础上，公司光伏装机增速或将有所放缓，项目建设重心或更多转向消纳能力较强的中东部地区或中西部跨省外送大基地项目。

图 7:公司分电源类型收入情况 (单位:亿元)



数据来源:wind, 中信建投

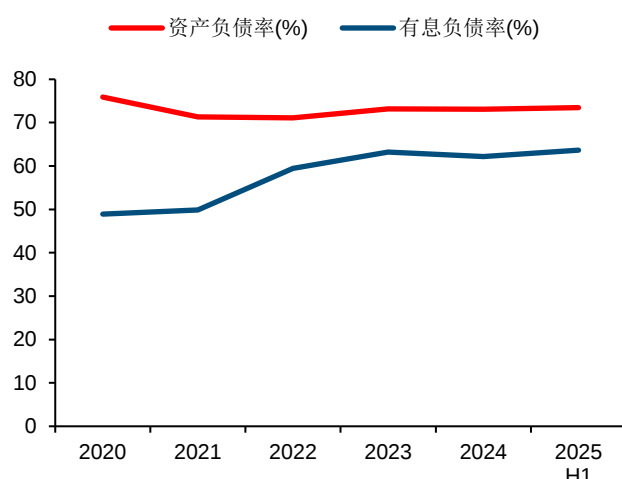
图 8:公司分电源类型毛利情况 (单位:亿元, %)



数据来源:wind, 中信建投

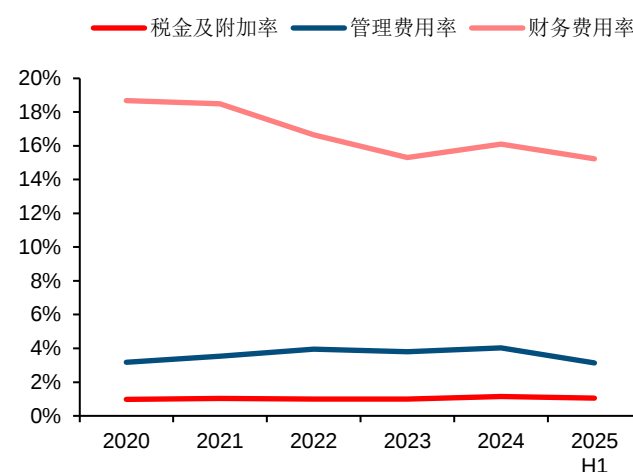
负债率方面，公司近年来处于项目规模化投产阶段，资本支出较大，资产负债率与有息负债率均维持较高水平。截至 2025 年 6 月末，公司资产负债率为 73.1%，较年初增加 0.42 个百分点；有息负债率为 63.62%，较年初增加 1.43 个百分点。期间费用率方面，公司财务及管理费用率呈波动趋势，税金及附加比例维持相对稳定。2025H1，公司财务费用率、管理费用率和税金及附加率分别为 15.2%、3.1%和 1.1%，同比变化+0.6、+0.2 和-0.2 个百分点。公司财务费用率上行主要系带息债务规模持续增长的影响。截至 2025 年 6 月末，公司带息债务规模约为 3078.86 亿元，同比增长 33.1%；财务费用/带息债务为 0.95%，同比下降 0.18 个百分点，处于较低水平。在国内利率环境整体偏宽松的背景下，公司综合融资成本仍有一定下降空间。

图 9:公司资产负债率变化情况 (%)



数据来源:wind, 中信建投

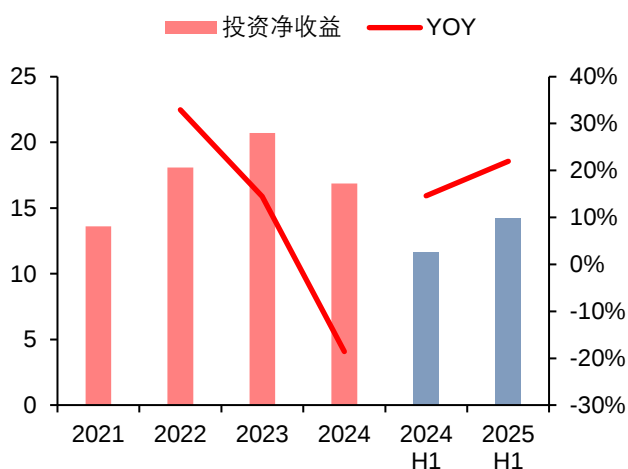
图 10:公司期间费用率情况 (%)



数据来源:wind, 中信建投

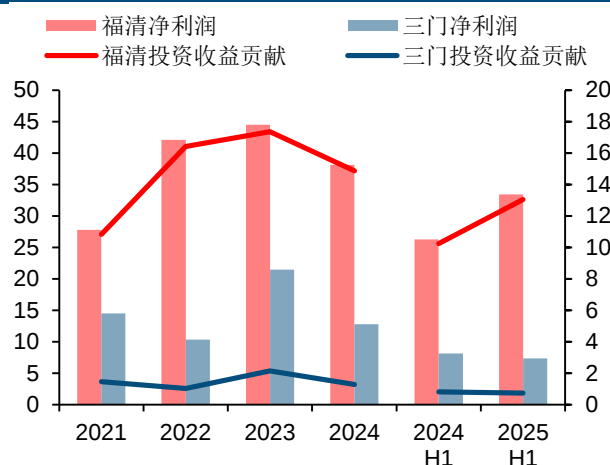
投资收益方面，参股核电公司系公司主要投资收益来源。截至 2025 年 6 月底，公司持有福清核电 39%、三门核电 10% 股份。2025 年上半年，公司投资净收益为 16.87 亿元，同比增长 22.0%，主要得益于福清核电机组维修损失较去年同期减少，发电量同比增长 26.51%。福清与三门核电 2025H1 分别实现净利润 33.43 和 7.35 亿元，同比变化+ 27.4%和-9.3%；按持股比例测算，对应投资贡献分别为 13.0 和 0.7 亿元。目前福清核电站在运机组 6 台，合计装机容量 667.8 万千瓦；三门核电站在运机组 2 台，合计装机容量 250 万千瓦，在建机组 2 台，共 250 万千瓦，预计 2027 年投入商运，另有 2 台机组 25 年批复核准，目前处于施工准备阶段。伴随三门在建机组的陆续投运，总装机规模将增长至 743 万千瓦，公司投资收益规模有望进一步增长。

图 11: 公司投资收益变化情况 (单位:亿元)



数据来源:wind, 中信建投

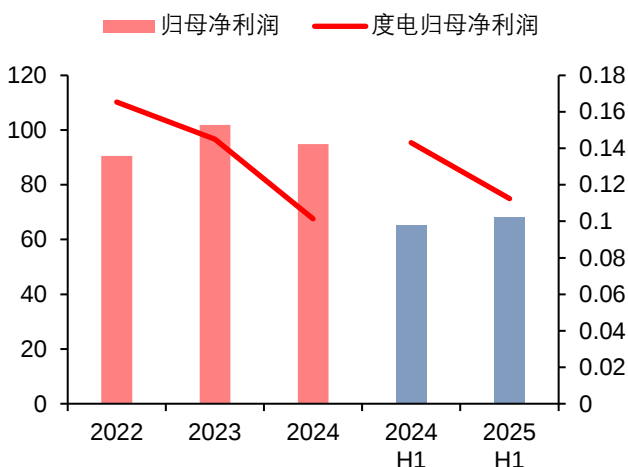
图 12: 参股公司净利润表现 (左: 净利润, 右: 投资收益, 亿元)



数据来源:wind, 中信建投

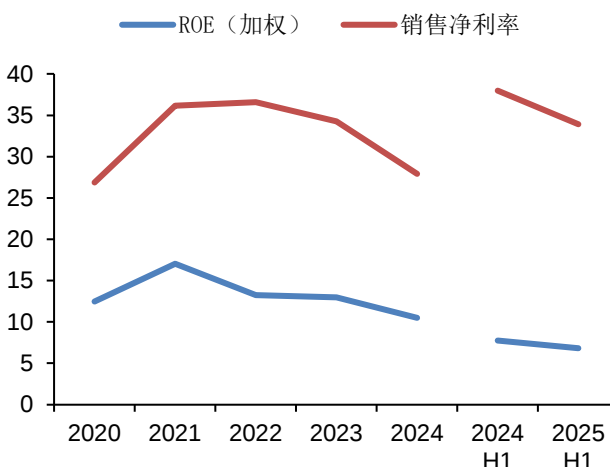
归母净利润方面，2025 年上半年，公司实现归母净利润 62.40 亿元，同比增长 0.5%。受综合上网电价下行、折旧摊销及财务费用支出增长的影响，公司利润增速不及营收。在净资产收益率方面，公司 2025 上半年 ROE(加权)为 6.82%，同比下降 0.93 个百分点，主要系销售净利率同比下降的影响。

图 13: 公司归母净利润情况 (亿元, 元/千瓦时)



数据来源:wind, 中信建投

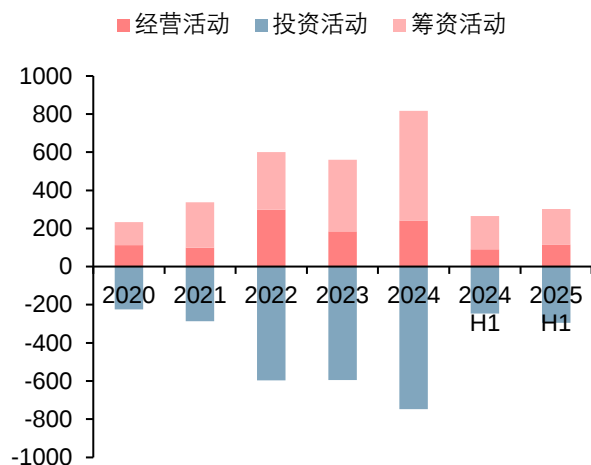
图 14: 公司 ROE 及销售净利率变化情况 (单位:%)



数据来源:wind, 中信建投

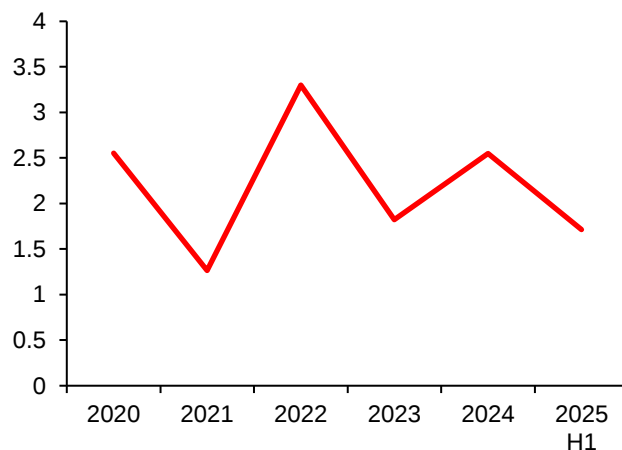
现金流方面，受大规模项目投建的影响，公司投资与筹资活动现金净额持续增长。同时，伴随在建项目的投运，经营活动现金流入同比增长。2025 年上半年，公司经营、投资和筹资活动净现金流分别为 116.27、-295.45 和 186.04 亿元，同比增长 28.4%、20.0%和 6.5%。净现比方面，受可再生能源补贴回款波动的影响，公司净现比水平有所波动，伴随平价项目的增长，公司盈利质量有望持续改善，净现比水平有望提升。2025H1，公司净现比水平为 1.71，同比增长约 24.1%。

图 15:公司现金流情况（单位:亿元）



数据来源:wind, 中信建投

图 16:公司净现比情况



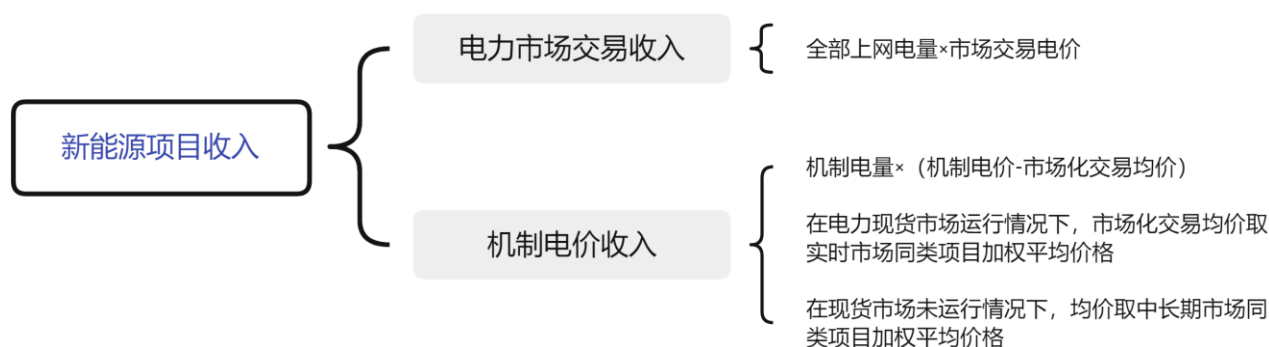
数据来源:wind, 中信建投

136 文开启全面入市阶段，各省承接细则陆续出台

近期，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》（下文简称为 136 号文），要求新能源项目全面入市交易，上网电价由市场形成。与此同时，136 号文提出差价结算机制，为新能源项目收益提供一定程度的保障，避免市场交易的波动影响新能源可持续发展。

具体来看，差价结算机制包括：**机制电量、机制电价和新老项目分类施策**三大内容。其中，机制电量为新能源项目中纳入差价结算机制的电量；机制电价为机制电量的执行电价，在差价结算机制下，新能源项目上网电量全面参与市场化交易，但机制电量部分仍执行机制电价水平，对于市场化交易价格与机制电价的差额实现差价结算且“多退少补”；新老项目分类政策是指以 2025 年 5 月 31 日为界对新能源项目进行存量和增量项目界定并分类施策。针对存量项目，机制电量需衔接各地方此前的保障性消纳政策，机制电价多为各地方燃煤发电基准价；针对增量项目，机制电量需要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；机制电价由市场竞价确定，且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。整体来看，差价结算机制给存量项目提供了较为确定的保障机制，因此全面入市对存量项目的影响偏小；增量项目则需要面对机制电量、机制电价等多方面的不确定性，受市场化交易的影响较大。

图 17: 差价结算下的新能源收入结构



数据来源: 中信建投

目前，全国已有 20 余地发布 136 号文承接细则（包含正式发文及征求意见稿），由于各区域在电力市场结构、供需情况、新能源消纳情况等方面存在差异，对 136 号文的承接细则也存在差异。

上海新能源消纳压力较小，差价结算保障程度较高。根据上海市发改委印发《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》。针对存量项目，《方案》提出存量项目最高 100% 纳入机制电量，机制电价为 0.4155 元/千瓦时。针对增量项目，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。在机制电价竞价方面，目前上海增量项目上限为 0.4155 元/度，下限以同期先进电站造价水平为基准，折算不含收益的度电成本（仅包含固定成本），必要时可参考新能源 EPC 市场报价。总体来看，上海的 136 号承接文件体现出较高保障水平，针对新项目也提出了接近老项目的政策条件。一方面，这是由于上海市本地新能源资源有限，新能源装机占比与未来增长空间均较小，新能源消纳压力较小；另一方面，这也是因为上海作为经济较发达区域，用电需求较为旺盛，对区域内新能源消纳能力较强。

表 1:上海市 136 号文件承接细则

	存量项目	增量项目
机制电量比例	100%	与存量项目相衔接
机制电价水平 (元/千瓦时)	0.4155	上限:0.4155, 下限:同期先进电站造价水平为基准, 折算不含收益的度电成本(仅包含固定成本)
执行期限	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	12 年
标杆电价水平		0.4155
实施时间		2025 年 6 月 1 日

资料来源:上海市发改委, 中信建投

山东完成首个增量项目竞价, 竞价结果体现市场竞争情况。2025 年 8 月, 山东省发改委、能源局等部门联合印发《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, 山东省政策要求存量项目的机制电量与现有保障小时政策衔接, 机制电价执行 0.3949 元/千瓦时, 执行期限为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。针对增量项目, 山东省提出工商业分布式项目不可参与机制电价竞价, 不可获得机制电量覆盖。在电量安排方面, 2025 年机制电量总规模为 94.67 亿千瓦时, 风电为 81.73 亿千瓦时, 光伏为 12.94 亿千瓦时。机制电价方面, 风光项目的竞价上限均为 0.35 元/千瓦时, 下限分别为 0.094 和 0.123 元/千瓦时。同时, 山东省的增量项目竞价机制中明确引入竞价申报充足率要求, 使得增量项目申报电量中必须有部分不得纳入机制电量中。

表 2:山东省 136 号文件承接细则

	存量项目	增量项目
机制电量比例	按现行的电量保障政策执行(约覆盖 80~90%左右)	2025 年机制电量总规模为 94.67 亿千瓦时, 风电为 81.73 亿千瓦时, 光伏为 12.94 亿千瓦时, 风电单个项目比例为 70%, 光伏为 80%
机制电价水平 (元/千瓦时)	0.3949	风电竞价空间为 0.094-0.35 元/度, 光伏竞价空间为 0.123-0.35 元/度
执行期限	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	深远海风电为 15 年, 其他项目为 10 年
标杆电价水平		0.3949
实施时间		2025 年 6 月 1 日

资料来源:山东省发改委, 中信建投

2025 年 9 月, 山东省发布首次增量项目机制电价的竞价结果, 本次风电和光伏入选机制电量分别为 59.67 和 12.48 亿千瓦时, 机制电价分别为 0.319 和 0.225 元/千瓦时。对比此前发布的增量项目竞价规则, 本次风电机制电量规模明显小于细则规定电量, 光伏电量接近细则规定电量, 风光项目的机制电价水平平均高于竞价下限。我们认为风电入选电量规模较小反映了风电在山东电力市场中处于相对优势的地位, 入选机制电量或减少部分项目收益。同时, 光伏入选机制电量规模较大反映了光伏项目在电力市场中处于相对劣势地位, 中长期预测的不确定性和现货价格走低等因素使得机制电量的确定性价值凸显。电价方面, 本次风光机制电价水平平均高于现货结算价格, 体现了差价结算机制对新能源项目收益的保障性。

存量项目考虑补贴收益，增量项目机制电量 50%。2025 年 6 月，新疆发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》。针对存量项目，《方案》提出补贴项目机制电价 0.25 元/千瓦时、机制电量比例为其上网电量的 30%；平价项目机制电价 0.262 元/千瓦时、机制电量比例为其上网电量的 50%。针对增量项目，机制电价需通过竞价形成；机制电量比例暂为其上网电量的 50%。在机制电价竞价方面，目前新疆增量竞价上限暂设为 0.262 元/千瓦时，下限为 0.150 元/千瓦时，后续视情况调整。新疆 136 号文细则对存量项目带补贴与无补贴项目进行了区分，并对无补贴项目给出更高的机制电量比例和机制电价水平，这反映了政策对保障项目收益率水平的关注。同时，对比其他西北省份，新疆机制电量保障比例较高。此外，在增量项目竞价方面，受区域内新能源装机增速较高、消纳承压的影响，增量项目竞价下限较低，但是仍可为项目收益率提供一定托底收益。

表 3:新疆维吾尔自治区 136 号文件承接细则

存量项目		增量项目
机制电量比例	补贴项目上网电量的 30%；平价项目上网电量的 50%。	50%
机制电价水平 (元/千瓦时)	带补贴项目 0.25；平价项目 0.262	0.15-0.262
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	10 年
标杆电价水平	0.262	
实施时间	2025 年 11 月 1 日	

资料来源: 新疆维吾尔自治区发改委, 中信建投

宁夏新能源消纳承压，承接文件保障程度有限。2025 年 7 月，宁夏发改委发布《自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》。针对存量项目，《方案》提出分布式项目上网电量全面纳入差价结算机制，集中式项目上网电量 10%纳入差价结算，机制电价执行宁夏燃煤基准价格为 0.2595 元/千瓦时。针对增量项目，政策提出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，暂按照全区增量新能源项目年度预测上网电量的 10%确定。在机制电价竞价方面，目前宁夏增量竞价上限暂设为 0.2595 元/千瓦时，下限为 0.18 元/千瓦时，后续视情况调整。**宁夏的机制电量覆盖比例偏低，对新能源项目的收益保障有限，我们认为这是西北地区本地消纳能力有限、区域内新能源装机容量增长较快、外送线路建设相对滞后等因素综合影响的结果。**

表 4:宁夏回族自治区 136 号文件承接细则

存量项目		增量项目
机制电量比例	分布式项目 100%，集中式项目 10%	10%
机制电价水平 (元/千瓦时)	0.2595	竞价上限暂设为 0.2595 元/千瓦时，下限为 0.18 元/千瓦时
执行期限	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	10 年
标杆电价水平	0.2595	
实施时间	2025 年 6 月 1 日	

资料来源: 宁夏回族自治区发改委, 中信建投

山西省细则衔接市场交易情况，容量补偿范围包含新能源项目。近期，山西省发改委发布了《山西省深化新能源上网电价市场化改革（征求意见稿）》。针对存量项目，《意见稿》明确其机制电量比例衔接保障消纳政策，根据 2022 年 7 月至 2025 年 5 月非市场化电量平均占比确定；机制电价为 0.332 元/千瓦时；针对增量项目，《意见稿》提出年度机制电量总规模=年度新能源预计投产规模×合理利用小时数×（1-新能源平均厂用电率）×机制电量比例×调节系数。其中，机制电量比例与原有保障政策相衔接；调节系数根据非水可再生能源消纳责任权重完成情况设定。机制电价方面，首次竞价上限为 0.332 元/千瓦时，下限为 0.199 元/千瓦时。此外，在容量电价方面，《意见稿》提出适时将发电侧容量补偿拓展至天然气发电、风电、光伏、抽水蓄能、新型储能等能提供有效容量的发电主体（不含已纳入机制的新能源）。

表 5:山西回族自治区 136 号文件承接细则

	存量项目	增量项目
机制电量比例	原则上按照具体新能源项目 2022 年 7 月至 2025 年 5 月非市场化电量平均占比确定	年度机制电量总规模=新能源预计投产规模×合理利用小时数×（1-新能源平均厂用电率）×机制电量比例×调节系数，其中机制电量比例原则上按照新能源项目 2022 年 7 月至 2025 年 5 月非市场化比例均值确定，调节系数根据非水可再生能源消纳责任权重完成情况设定
机制电价水平（元/千瓦时）	0.3320	风光分类竞价，下限 0.199，上限:0.332
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	执行期限按照风电、光伏项目回收初始投资（不考虑相关收益）的平均期限确定
标杆电价水平		0.332
实施时间		2025 年 6 月 1 日

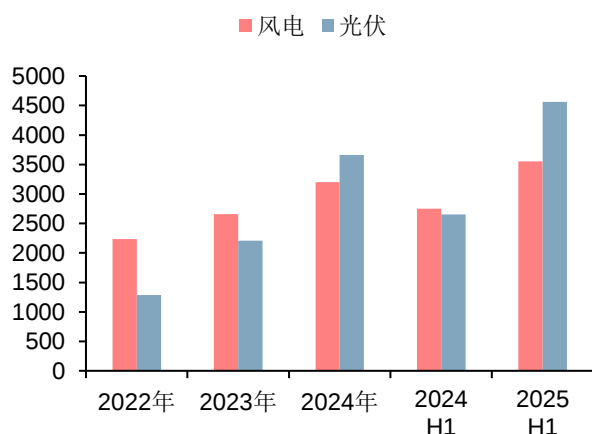
资料来源:山西省发改委, 中信建投

装机规模有望稳步增长，平价项目摊薄补贴电费

大基地项目建设持续推进，参股核电机组陆续投产

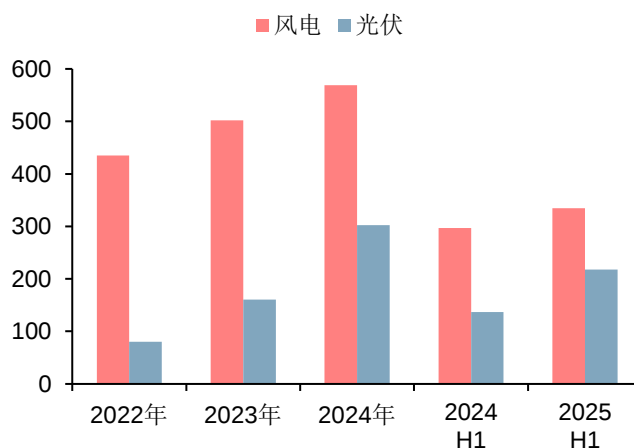
136 号文新旧项目分类施策，上半年新增装机容量同比增长。截至 2025 年 6 月末，公司新能源控股装机容量为 8113.8 万千瓦，其中风电 3554.2 万千瓦，光伏 4559.5 万千瓦；2025H1 新增装机容量达 1252 万千瓦，同比增长 134.8%；其中，风电和光伏分别新增 351.8 和 900.3 万千瓦，同比增长 287.9%和 103.5%。我们认为 2025 年上半年新能源装机新增容量规模较大主要系 136 号文对新老项目分类施策的影响，预计下半年新能源装机增长或将有所放缓。上网电量方面，2025 年上半年，公司上网电量为 555.4 亿千瓦时，同比增长 28.0%。其中，风电和光伏上网电量分别为 334.5 和 218.1 亿千瓦时，同比增长 12.7%和 59.3%。

图 18:公司装机容量变化情况（单位:万千瓦）



数据来源:公司公告, 中信建投

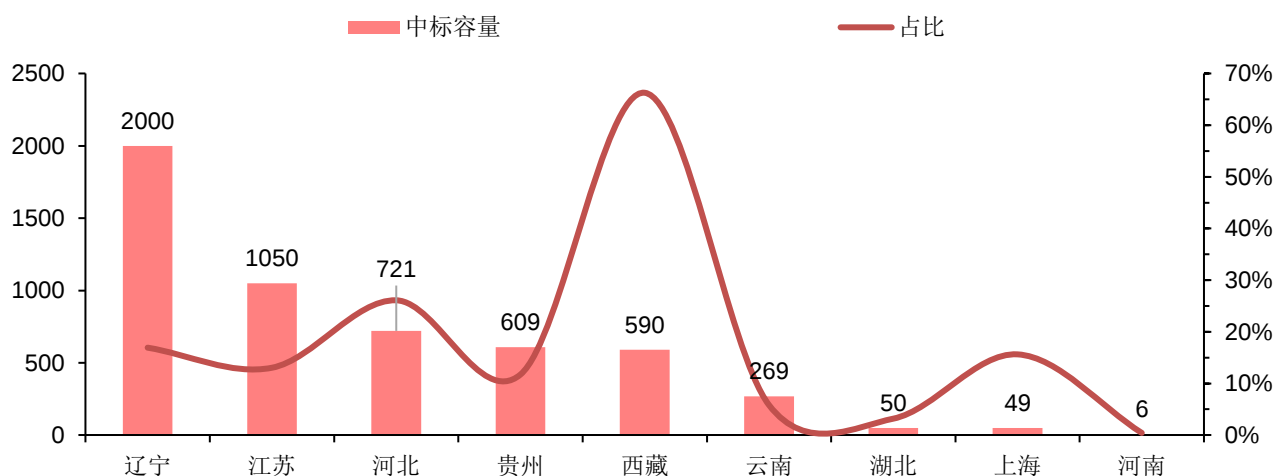
图 19:公司上网电量变化情况（单位:亿千瓦时）



数据来源:公司公告, 中信建投

多省完成 2025 年新能源竞配，华电风电指标约 534 万千瓦。近期，全国多个省市发布 2025 年新能源项目竞配中标名单，根据风芒能源整理，截至 2025 年 8 月 20 日，全国已有接近 10000 万千瓦新能源指标完成竞配，其中风电和光伏规模分别为 4519 和 5458 万千瓦。在开发主体方面，以五大六小发电集团为代表的央国企占据了风电开发的主导地位。其中，中国华电集团累计获取风电指标 534 万千瓦，主要分布于辽宁、江苏、河北、贵州等地区，中标容量领先各投资主体；累计获取光伏指标 250 万千瓦，新增规模低于风电。伴随 136 号文的发布，新能源项目上网电量全面入市交易，而光伏项目受限于自身出力的不稳定性，在市场交易中往往处于相对劣势地位，风电项目收益率水平对比较优。

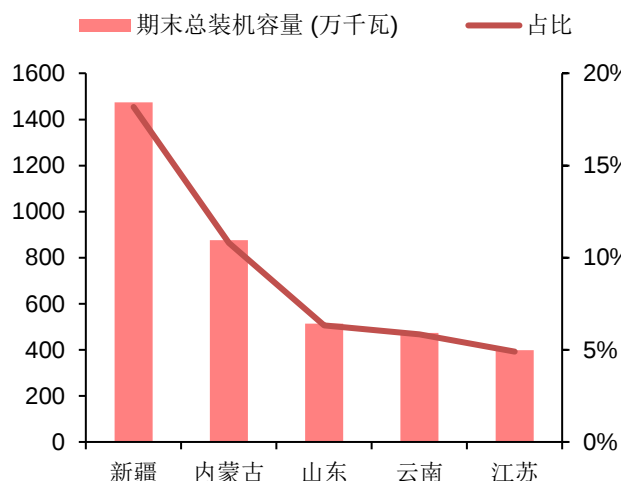
图 20:中国华电 2025 年部分省份风电指标中标规模 (单位:万千瓦)



数据来源:风芒能源, 中信建投

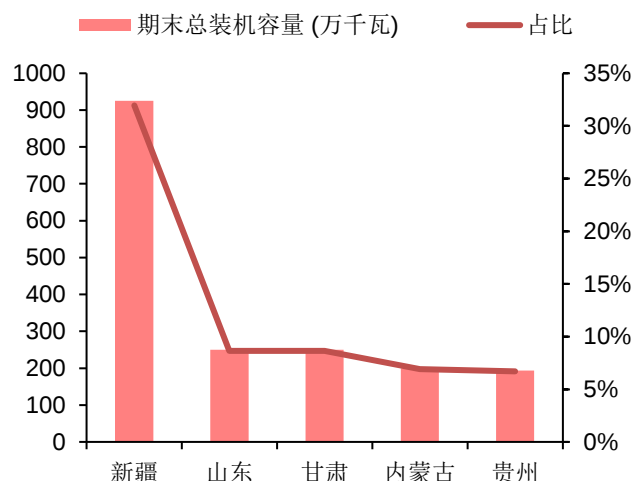
新疆内蒙在运装机较多，在建装机仍有较大规模。公司新能源资产主要位于国内风光资源较丰富和用电需求较充足区域。截至 2025 年 6 月末，公司控股总装机容量按区域排序前五位分别为:新疆、内蒙古、山东、云南和江苏，装机容量分别为 1474.8、875.9、513.5、473.6 和 398.0 万千瓦，分别占比 18.2%、10.8%、6.3%、5.8%和 4.9%。在建项目方面，截至 2025 年 6 月末，公司仍有在建项目 2895.71 万千瓦，按区域排序前五位分别为新疆、山东、甘肃、内蒙古和贵州，在建装机分别约为 925、250、250、200 和 194 万千瓦，约占全部在建的 31.9%、8.6%、8.6%、6.9%和 6.7%。此外，公司累计资源储备量约 1.2 亿千瓦。

图 21:公司装机容量变化情况 (单位:万千瓦)



数据来源:公司公告, 中信建投

图 22:公司在建装机情况 (单位:万千瓦)



数据来源:公司公告, 中信建投

西北大基地项目外送消纳，海风核电项目稳步推进。重点开发项目方面，截至 2025 年上半年，公司已获得新疆天山北麓、内蒙古腾格里、甘肃腾格里、青海格尔木东等大基地项目的牵头开发权，规划总装机规模接近 6000 万千瓦。清洁能源基地项目均配套调节电源与电化学储能设施，并通过特高压外送通道向重庆、浙江、江西等地输送电量，有助于保障项目消纳利用水平。在项目收益方面，大基地项目可通过联营交易的方式参与电力市场交易（即新能源与配套调节电源将作为联营主体入市交易），有助于新能源项目市场竞争力的提升，

保障项目收益率水平。

除西北“沙戈荒”大基地项目外，公司重点布局东部海上风电项目及西南清洁能源基地，在手项目包括福建福州长乐外海 K 区 56 万千瓦项目、盐城 60 万千瓦海上风电项目、金上清洁能源基地配套光伏项目指标 350 万千瓦等。除此以外，公司参股三门核电项目的 3、4 号机组（规划装机 2×125.1 万千瓦）已于 22-23 年开工，预计 26-27 年投产；5、6 号机组（规划容量 2×121.5 万千瓦）于 2025 年上半年完成核准批复。**综合来看，在我国新型电力系统转型的背景下，新能源装机规模持续提升的趋势为公司经营业绩的增长提供空间。**

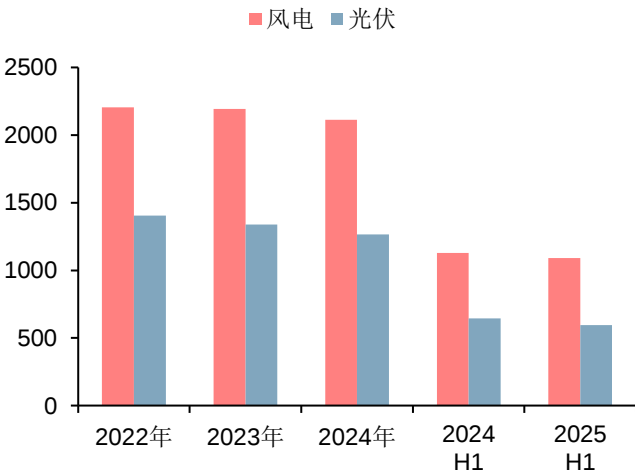
表 6:公司在建大基地项目情况（单位:万千瓦）

项目名称	总装机	风电装机	光伏装机	常规电源	光热项目	新型储能	消纳情况
新疆天山北麓清洁能源基地项目	810	420	180	200	10	120	哈重直流外送重庆，每年可外送电量 360 亿千瓦时
内蒙古腾格里清洁能源基地项目	1600	400	800	400		125	腾江直流外送江西，每年可外送电量 400 亿千瓦时
甘肃腾格里清洁能源基地项目	1520	400	700	400	20	200	陇电入浙外送浙江，每年可外送电量 360 亿千瓦时
青海格尔木东清洁能源基地项目	1774	500	1000	264	10	150	青桂直流外送广西，每年可外送电量 365 亿千瓦时
合计	5704	1720	2680	1264	40	595	

资料来源:公司公告，中信建投

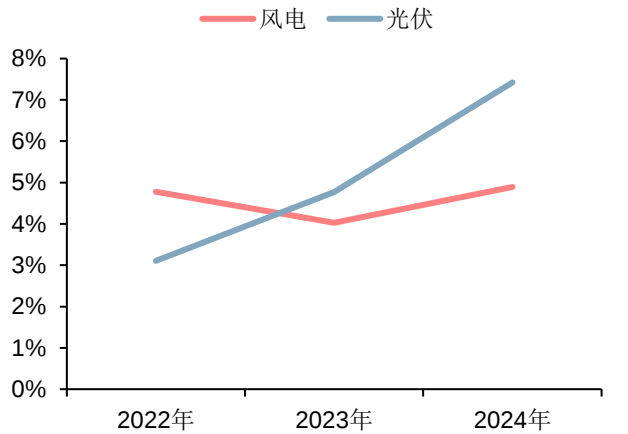
利用小时方面，根据公司披露数据，2025 年上半年，公司风电与光伏利用小时数分别为 1090 和 596 小时，同比下降 3.4%和 7.6%。整体来看，受自然资源变化情况、风光项目区域分布、弃风弃光率情况等多种因素综合影响，公司风光利用小时变化呈下降趋势。弃风弃光方面，2024 年，公司弃风率和弃光率分别为 4.89%和 7.42%，同比增加 0.86 和 2.65 个百分点，主要系新能源装机投产规模较大，当地配套电网建设及用电负荷滞后于装机增长，导致弃风弃光规模明显上升。**中长期来看，伴随新能源外送通道及灵活性调节电源建设的完善，公司新能源弃风弃光率有望改善。**

图 23:公司分电源利用小时情况（单位:小时）



数据来源:公司公告，中信建投

图 24 公司弃风弃光率情况（单位:%）



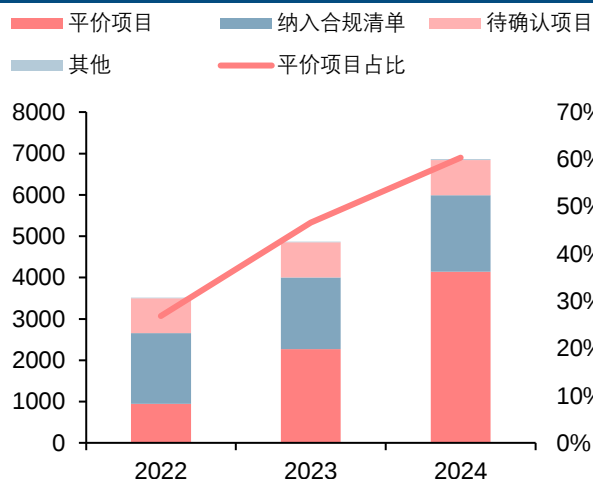
数据来源:公司公告，中信建投

平价项目摊薄补贴费用，标杆电价水平相对稳定

平价项目占比持续提升，补贴收入规模逐渐减少。根据项目是否可获得可再生能源补贴，公司在运项目可划分为平价、纳入合规清单和待确认三类项目。目前，可再生能源补贴核查尚处于进行过程中，部分项目补贴发放存在不确定性，因此被列为待确认项目。截至 2024 年末，公司在运新能源装机容量为 6861.71 万千瓦；其中平价、纳入合规清单、待确认项目装机容量分别为 4142.8、1844.73 和 855.01 万千瓦，占比分别为 60.4%、26.9%和 12.5%，同比变化+ 13.7、-8.7 和-4.9 个百分点。整体来看，伴随公司新能源装机的持续新增，平价项目占比呈增长趋势。

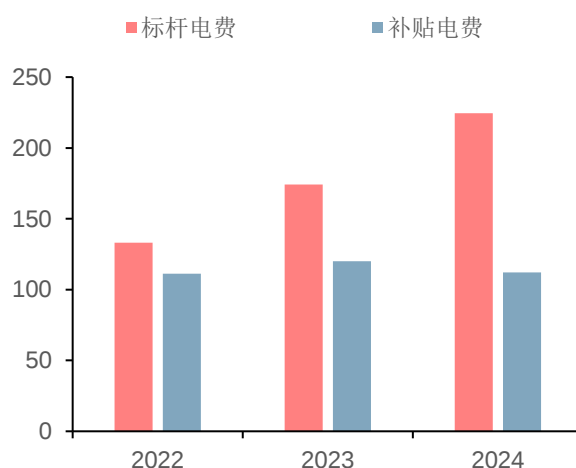
收入方面，公司发电收入包括标杆电费收入及补贴电费收入，其中标杆电价部分由电网公司直接支付，所有并网发电项目均可获得的收入；补贴电费主要系可再生能源电价附加收入，由财政及下游用户承担，目前公司除平价项目以外的项目均确认补贴收入。2024 年公司标杆电费收入为 224.57 亿元，同比增长 28.9%，占比 66.7%，同比增加 7.5 个百分点；补贴电费收入为 112.23 亿元，同比下降 6.5%。伴随可再生能源补贴的陆续退坡，补贴电费的规模及占比或将持续下降。此外，目前公司部分带补贴项目仍处于可再生能源发电补贴自查核查阶段，如未纳入合规清单则项目电价也将面临调整。

图 25:分类型装机变化（单位:万千瓦）



数据来源:公司公告, 中信建投

图 26:分类型电费变化情况（单位:亿元）



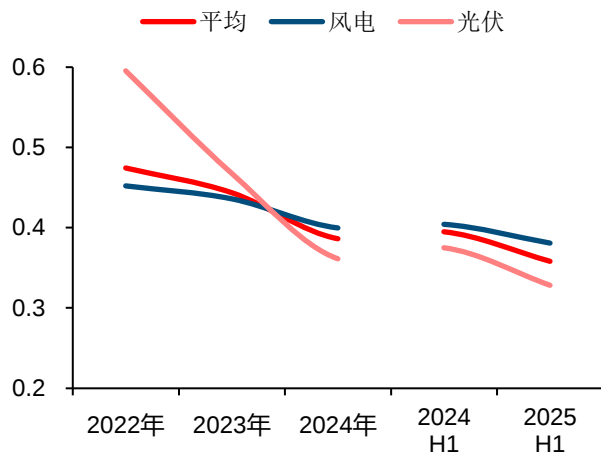
数据来源:公司公告, 中信建投

平价项目叠加光伏增长，上网电价整体下降。我们使用公司营业收入及上网电量情况测算公司度电上网电价。2025 年上半年，公司发电项目平均度电上网电价约为 0.3582 元/千瓦时（不含税，下同），同比下降 0.0367 元/千瓦时，降幅约 9.3%；分电源类型来看，风电和光伏上网电价分别为 0.3807 和 0.3284 元/千瓦时，分别同比下降 0.0234 和 0.0467 元/千瓦时，降幅分别为 5.8%和 12.5%。分收入类型来看，公司标杆电价维持相对稳定，补贴电价被平价项目的增长持续摊薄。

2022-2024 年，公司度电标杆电价分别为 0.2585、0.2626 和 0.2576 元/千瓦时，维持相对稳定；度电补贴电价分别为 0.216、0.181 和 0.129 元/千瓦时，维持下降趋势。伴随存量补贴电费规模的减少及公司上网电量的增加，度电补贴电价或将维持下降趋势。在此基础上，我们假设 2025H1 补贴电费总规模为 2024 年补贴电费的 50%，则 2025H1 度电标杆电价和补贴电费分别为 0.2572 和 0.1010 元/千瓦时。整体来看，目前公司平均上网电价的下降主要系平价项目增多摊薄补贴电费，而标杆电费收入保持相对稳定。伴随 136 号文的出台，新能源全面入市交易，差价结算机制对新老项目分类施策，存量项目标杆电价收入有望维持相对稳定，增量项目机制

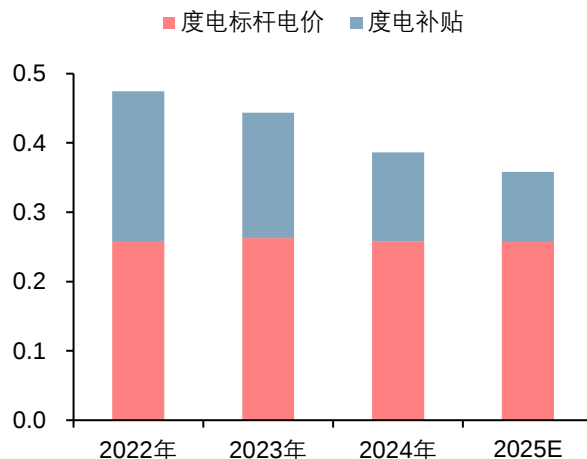
电量比例有限且需要通过竞价获得机制电价，受市场交易影响较大，其标杆电价收入或有所波动。

图 27:公司电价变化情况（单位:元/千瓦时）



数据来源:公司公告, 中信建投

图 28:分类型度电电费变化情况（单位:元/千瓦时）

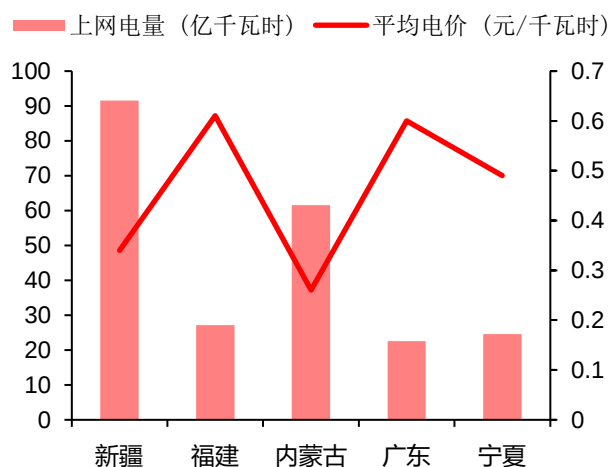


数据来源:公司公告, 中信建投

由于我国各个地方电力市场存在市场政策、电力供需、发电结构的差异，因此公司机组的区域分布也会影响电价变化情况。风电业务方面，2024 年公司前 5 大售电客户分别为新疆、福建、内蒙古、广东和宁夏电网，对应售电收入分别为 31.10、16.59、16.14、13.62、11.99 亿元；对应上网电量分别为 91.50、27.13、61.55、22.56 和 24.54 亿千瓦时；平均上网电价分别为 0.34、0.61、0.26、0.60 和 0.49 元/千瓦时，合计销售收入为 89.4 亿元，约占风电发电总收入 39.3%。

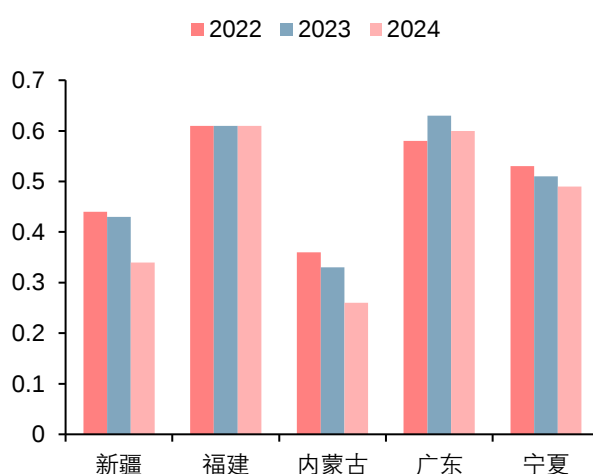
在电价方面，各区域上网电价变化趋势存在差异。新疆 24 年平均上网电价降幅较为明显，主要系平价项目增加拉低整体上网电价；福建平均上网电价水平较高，且维持相对稳定；内蒙古上网电价维持下行趋势，主要系市场化电量占比增长幅度较大叠加平价项目占比增加的影响；广东 23 年上网电价同比上涨主要系海风项目投产贡献，24 年受市场化比例提升和平价项目影响，上网电价同比下降；宁夏上网电价整体呈下降趋势主要系平价项目增加的影响。

图 29:风电业务 2024 前五大客户销售情况



数据来源:公司公告, 中信建投

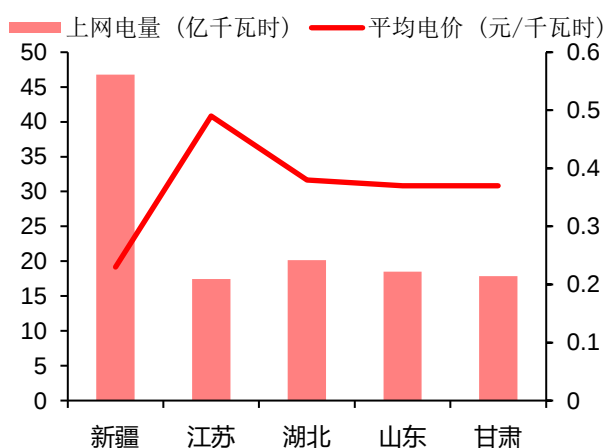
图 30:风电业务 22-24 年平均电价变化情况（元/千瓦时）



数据来源:公司公告, 中信建投

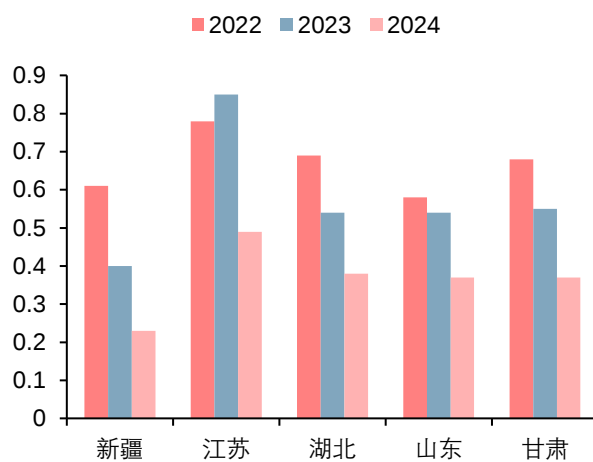
光伏方面，2024 年公司前 5 大售电客户分别为新疆、江苏、湖北、山东和甘肃电网，对应售电收入分别为 10.94、8.47、7.57、6.82、6.67 亿元；对应上网电量分别为 46.78、17.43、20.15、18.49 和 17.85 亿千瓦时；平均上网电价分别为 0.23、0.49、0.38、0.37 和 0.37 元/千瓦时，合计销售收入为 40.5 亿元，约占光伏发电总收入 37.0%。电价变化方面，新疆电价呈持续下行趋势，主要系平价项目比例大幅增长且市场化交易电量增加；江苏上网电价呈现波动趋势，24 年上网电价降幅较大主要系平价项目投产增加的影响。湖北、山东及甘肃省光伏平均上网电价均呈下行趋势，主要是平价项目增加的影响。**综合来看，目前公司新能源上网电价整体下行主要系平价项目增加的影响，同时，市场化交易比例提升、项目所在区域等因素也存在部分影响。同时，伴随平价项目占比的持续提升，公司上网电价仍存在下行压力，但下降幅度有望逐渐收窄。**

图 31: 光伏业务 2024 前五大客户销售情况



数据来源:公司公告, 中信建投

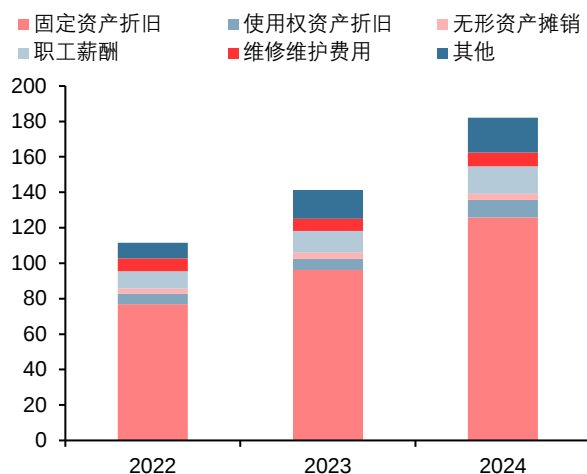
图 32: 光伏业务 22-24 年平均电价变化情况 (元/千瓦时)



数据来源:公司公告, 中信建投

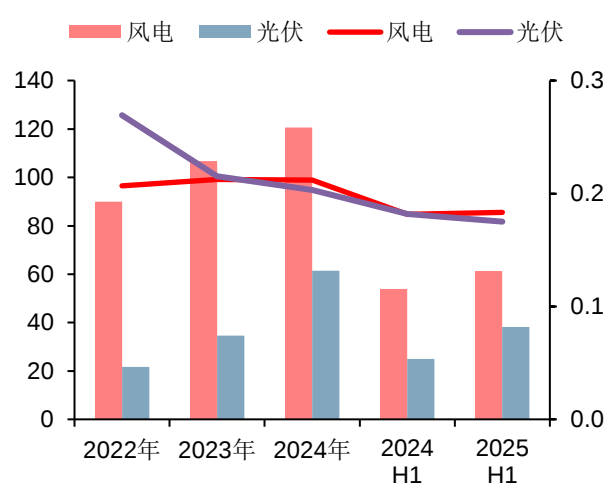
营业成本方面，公司发电业务成本以折旧摊销等固定成本为主，营业成本增长主要由装机容量的增长推动。2024 年，公司主营业务成本为 182.08 亿元，同比增长 28.8%；其中固定资产、使用权资产和无形资产的折旧摊销合计为 139.18 亿元，同比增长 31.5%，约占主营业务成本的 76.4%；职工薪酬、维护维修及其他成本合计为 42.91 亿元，同比增长 20.7%，约占主营业务成本的 23.6%。分电源类型来看，2025 年上半年，风电和光伏营业成本分别为 61.3 和 38.2 亿元，同比增长 13.6%和 53.4%；较去年同期新增装机容量分别为 802.64 和 1908.46 万千瓦，增幅为 29.2%和 72.0%。风电与光伏的度电成本分别为 0.1832 和 0.1752 元/千瓦时，同比变化 +0.8%和-3.7%。

图 33:公司成本结构变化情况 (单位:亿元)



数据来源:公司公告, 中信建投

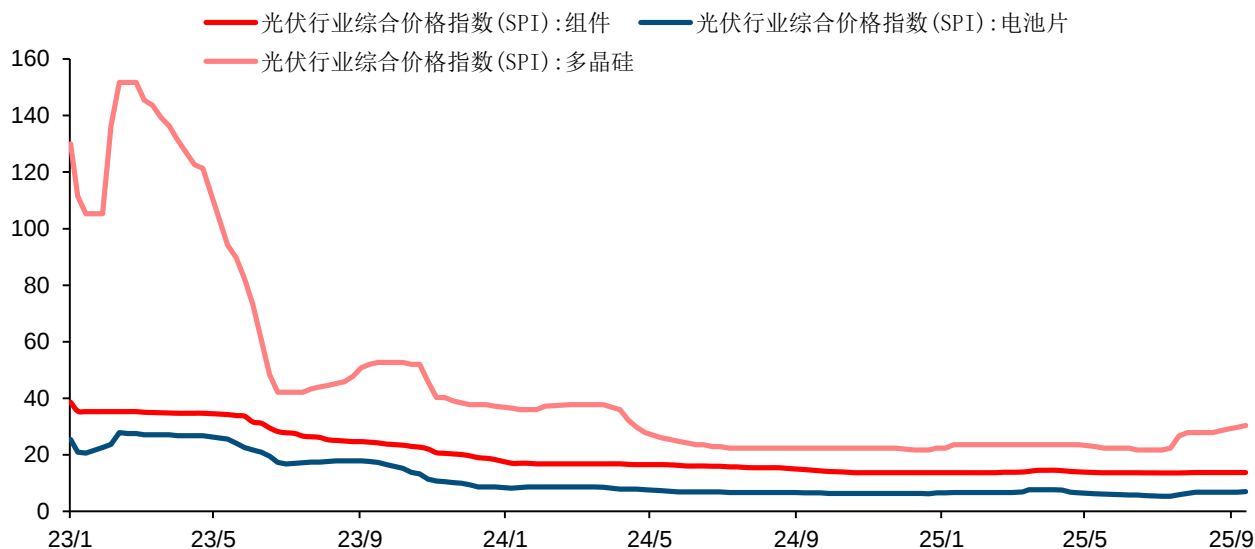
图 34:分电源类型成本变化情况 (单位:亿元)



数据来源:公司公告, 中信建投

除装机容量的增长外，单位容量的造价也是影响折旧摊销成本的重要因素。伴随我国新能源设备技术与产业的成熟，风光机组单位造价整体呈下降趋势。以光伏组件价格来看，根据 Wind 统计数据，截至 2025 年 9 月中旬，组件综合价格指数为 13.72（以 2014 年 5 月末水平为 100 测算，下同），同比下降 7.0%；电池片综合价格指数为 6.93，同比增长 6.9%；多晶硅综合价格指数为 30.34，同比增长 36.1%。近期，受光伏产业链反内卷的影响，电池片及多晶硅价格有所上涨。

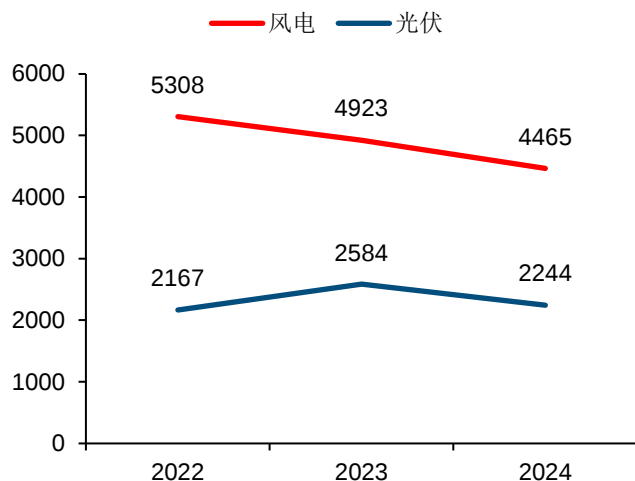
图 35:光伏行业综合价格指数变化情况



数据来源:Wind, 中信建投

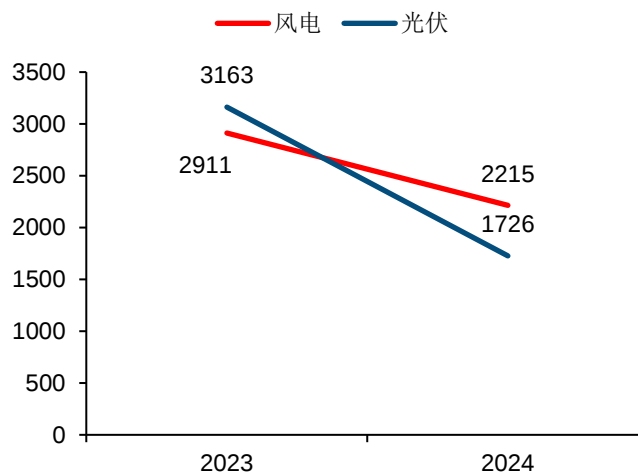
根据公司风光项目计入固定资产的原值及装机容量，我们测算了当年风光项目的平均造价的变化情况。2024 年，公司风电与光伏资产平均造价为 4465 及 2244 元/千瓦（未包含土地使用权等无形资产的成本，下同），同比下降 9.3%和 13.2%；新增风光资产平均造价为 2215 及 1726 元/千瓦，同比下降 23.9%和 45.4%。考虑 136 号文对新能源装机增速的影响，我们认为光伏装机成本有望维持相对低位，后续新能源项目造价仍有一定下降空间，公司度电折摊费用仍有改善空间。

图 36:公司风光资产平均造价（单位:元/千瓦）



数据来源:公司公告, 中信建投

图 37:公司新增风光资产平均造价（单位:元/千瓦）



数据来源:公司公告, 中信建投

盈利预测和投资建议

华电新能源 2025-2027 年盈利预测核心假设如下：

1. 公司新能源装机规模维持增长趋势，预计 2025-2027 年公司风电装机容量分别为 4354.2 、5054.2 和 5754.2 万千瓦；光伏装机容量分别为 5259.5 、5759.5 和 6259.5 万千瓦。考虑新增装机达产对利用小时的影响后，预计 25-27 年公司上网电量分别为 1318.5 、1606.3 和 1810.3 亿千瓦时。
2. 在上网电价方面，考虑新能源市场化比例提升对度电标杆电价的影响以及度电可再生能源补贴的摊薄，预计 25-27 年公司平均上网电价为 0.3355 、0.3169 和 0.3060 元/千瓦时。

根据上述核心假设公司营业收入和成本构成如下：

表 7:公司营收及成本构成预测表（单位:亿元）

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
收入合计	295.8	339.7	444.6	514.5	563.3
风电	219.0	227.4	294.3	340.1	376.1
光伏	75.2	109.4	148.1	171.7	183.9
其他业务	1.6	2.9	2.3	2.7	3.3
成本合计	142.0	183.1	258.4	305.4	348.5
风电	106.8	120.6	168.6	197.7	225.9
光伏	34.6	61.5	88.9	106.6	121.3
其他业务	0.6	1.0	0.9	1.1	1.3
毛利合计	153.8	156.6	186.2	209.1	214.8
风电	112.2	106.8	125.6	142.4	150.2
光伏	40.6	47.9	59.2	65.0	62.6
其他业务	1.1	1.9	1.4	1.7	2.0

数据来源:公司公告, 中信建投

作为中国华电旗下唯一新能源整合平台，伴随核准在建项目的陆续投产，公司装机规模及上网电量有望平稳增长。伴随 136 号文的出台，新能源发电项目全面入市交易，公司上网电价存在下行压力，但机制电价政策有助于维持存量项目的收益稳定性。我们预计公司 2025~2027 年归母净利润分别为 93.9 亿元、102.6 亿元、103.7 亿元；对应 EPS 为 0.23、0.25 和 0.25 元/股。

表 8:华电新能盈利预测（单位:百万元，元/股）

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	29580.1	33967.8	44461.9	51451.7	56325.9
营业成本	14195.5	18308.5	25841.0	30539.6	34848.6
营业税金及附加	296.0	390.2	510.5	590.7	646.7
管理费用	1124.4	1367.3	1833.8	2019.2	2097.8
财务费用	4525.6	5465.9	7113.9	7975.0	8448.9
减值损失	(432.0)	(164.7)	(391.7)	(488.9)	(486.3)
公允价值变动收益	2.0	(0.2)	0.0	0.0	0.0
投资净收益	2070.4	1686.5	2023.9	2123.9	2223.9
其他收益	415.3	537.6	703.7	814.3	891.4
营业利润	11398.6	10397.1	11498.6	12776.4	12912.9
营业外收入	139.5	277.3	196.0	196.0	196.0
营业外支出	195.1	184.7	156.0	156.0	156.0
利润总额	11343.1	10489.7	11538.6	12816.4	12952.9
所得税	1205.1	1010.0	1326.9	1538.0	1554.3
净利润	10137.9	9479.6	10211.6	11278.5	11398.5
少数股东损益	518.2	648.6	816.9	1015.1	1025.9
归属母公司净利润	9619.8	8831.1	9394.7	10263.4	10372.7
EPS	0.23	0.21	0.23	0.25	0.25

数据来源:公司公告, 中信建投

表 9:华电新能资产负债表预测（单位:百万元）

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
流动资产合计	46899.7	64634.4	82031.6	101055.9	115417.1
现金	6416.4	13280.7	21166.8	28191.8	34742.9
应收票据及应收账款	35596.4	45508.4	53968.1	64433.9	71456.5
其他应收款	608.0	1138.3	1066.8	1338.8	1568.2
预付账款	144.8	219.8	255.9	293.6	336.7
存货	73.6	81.1	117.0	128.7	141.2
其他流动资产	4037.8	4402.8	5457.0	6669.1	7171.6
非流动资产合计	289773.2	379455.8	441585.2	474362.0	493038.7
长期股权投资	12608.1	13530.1	14477.2	15490.6	16574.9
在建工程	51960.1	74946.3	73479.5	85071.3	83604.5
固定资产	180842.6	215354.9	267252.8	282583.9	297071.8
无形资产	5607.0	5947.1	6199.9	6441.1	6665.8
其他非流动资产	38755.3	69677.4	80175.8	84775.2	89121.5
资产总计	336672.9	444090.2	523616.8	575417.9	608455.8
流动负债	82594.4	105856.5	123296.3	140406.1	152952.4
短期借款	35401.0	40270.8	49729.5	51551.3	53210.9

A 股公司深度报告

应付票据及应付账款	23579.1	27612.2	36914.2	41851.9	46122.7
其他流动负债	23614.3	37973.4	36652.5	47002.8	53618.8
非流动负债	163776.2	218613.0	280925.3	308441.6	321720.8
长期借款	146185.3	181025.8	216121.0	234748.6	244252.6
其他非流动负债	17590.9	37587.1	64804.3	73693.0	77468.2
负债合计	246370.6	324469.5	404221.6	448847.7	474673.2
少数股东权益	6036.5	14039.2	7760.4	8658.9	9569.3
股本	36000.0	36000.0	36000.0	36000.0	36000.0
资本公积	8366.0	8251.0	8251.0	8251.0	8251.0
未分配利润	26996.7	34731.7	40784.9	47061.4	53363.4
归属母公司股东权益	84265.8	105581.6	111634.8	117911.3	124213.3
负债和股东权益	336672.9	444090.2	523616.8	575417.9	608455.8

资料来源:公司公告, 中信建投

表 10:华电新能现金流量表预测 (单位:百万元)

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
净利润	9031.6	10137.9	9479.6	10211.6	11278.5	11398.5
折旧与摊销	8685.9	10712.1	14045.5	19270.6	22528.4	25787.1
财务费用	4106.7	4525.6	5465.9	7113.9	7975.0	8448.9
投资收益	1809.2	2070.4	1686.5	2023.9	2123.9	2223.9
减值损失	-216.5	-69.9	-147.8	-447.0	-432.0	-164.7
营运资金变动	6924.7	-1542.6	-7502.6	1533.4	-3288.8	-3076.6
其他经营现金流	-16498.0	6441.8	10790.6	12948.7	15538.4	18646.1
经营性现金净流量	29804.7	18476.0	24164.3	20537.2	27840.5	28005.9
资本支出	-58363.3	-57940.6	-89682.6	-62129.4	-32776.8	-18676.7
其他投资现金流	1251.1	1497.5	-14856.9	1797.0	-17828.3	2156.4
投资性现金净流量	-59614.5	-59438.1	-74825.7	-63926.4	-14948.5	-20833.1
短期借款	21069.1	-3100.3	4869.8	9458.7	1821.8	1659.6
长期借款	2283.2	1848.9	4033.2	9302.0	4937.7	4270.8
普通股增加	16992.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
资本公积增加	-16018.1	-5202.4	-114.9	0.0	0.0	0.0
股利和分红	-9088.8	-6034.7	-7511.1	-9013.3	-10816.0	-12979.2
其他筹资现金流	-880.1	-42535.2	-46661.9	-48641.8	-6164.5	-14876.0
筹资性现金净流量	30188.4	37590.5	57495.2	51275.3	-5867.0	-621.7
现金流量净额	378.6	-3371.6	6833.8	7886.1	7025.0	6551.1

资料来源:公司公告, 中信建投

风险分析

上网电价降幅较大的影响: 新能源项目全面入市交易, 上网电价受电力供需情况、电源结构、政策导向等因素的影响, 电力供需偏宽松, 上网电价降幅较大, 公司盈利能力或将下降。假设公司 2025 上网电价较基准水平变化-9%、-6%和-3%, 公司归母净利润将下降 27.7%、18.5%和 9.2%。

风光上网电量波动的风险: 风电及光伏上网电量受自然资源条件、电网接入工程建设、当地新能源能力等因素影响, 如果上网电量下行, 公司经营业绩或将不及预期。假设公司 2025 上网电量较基准水平变化-9%、-6%和-3%, 公司归母净利润将下降 7.6%、5.1%和 2.5%。

投资收益波动的风险: 公司通过参股核电企业获得投资收益, 增厚自身利润。如果参股企业受机组检修、电价下降等因素的影响, 利润贡献有所下降, 公司盈利能力或将降低。假设公司 2025 投资收益较基准水平变化-9%、-6%和-3%, 公司归母净利润将下降 1.6%、1.1%和 0.5%。

分析师介绍

高兴

高兴：华中科技大学工学学士，清华大学热能工程系硕士，三年电力设备行业工作经验，2017 年开始从事卖方研究工作。2018 年加入中信建投证券，2021 年起担任公用环保首席分析师，带领团队获取 2021-2022 年新财富电力公用事业入围、2022 年水晶球电力公用入围（第五名）等奖项。

侯启明

公用环保组分析师，山东大学学士，复旦大学硕士，2023 年加入中信建投公用环保团队。

评级说明

投资评级标准		评级	说明
报告中投资建议涉及的评级标准为报告发布日后 6 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 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 指数作为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数作为基准；美国市场以标普 500 指数为基准。	股票评级	买入	相对涨幅 15% 以上
		增持	相对涨幅 5%—15%
		中性	相对涨幅-5%—5% 之间
		减持	相对跌幅 5%—15%
		卖出	相对跌幅 15% 以上
	行业评级	强于大市	相对涨幅 10% 以上
		中性	相对涨幅-10-10% 之间
		弱于大市	相对跌幅 10% 以上

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：（i）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、客观地出具本报告，结论不受任何第三方的授意或影响。（ii）本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

法律主体说明

本报告由中信建投证券股份有限公司及/或其附属机构（以下合称“中信建投”）制作，由中信建投证券股份有限公司在中华人民共和国（仅为本报告目的，不包括香港、澳门、台湾）提供。中信建投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，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。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由中信建投（国际）证券有限公司在香港提供。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。

一般性声明

本报告由中信建投制作。发送本报告不构成任何合同或承诺的基础，不因接收者收到本报告而视其为中信建投客户。

本报告的信息均来源于中信建投认为可靠的公开资料，但中信建投对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载观点、评估和预测仅反映本报告出具日该分析师的判断，该等观点、评估和预测可能在不发出通知的情况下有所变更，亦有可能因使用不同假设和标准或者采用不同分析方法而与中信建投其他部门、人员口头或书面表达的意见不同或相反。本报告所引证券或其他金融工具的过往业绩不代表其未来表现。报告中所含任何具有预测性质的内容皆基于相应的假设条件，而任何假设条件都可能随时发生变化并影响实际投资收益。中信建投不承诺、不保证本报告所含具有预测性质的内容必然得以实现。

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。中信建投建议所有投资者应就任何潜在投资向其税务、会计或法律顾问咨询。不论报告接收者是否根据本报告做出投资决策，中信建投都不对该等投资决策提供任何形式的担保，亦不以任何形式分享投资收益或者分担投资损失。中信建投不对使用本报告所产生的任何直接或间接损失承担责任。

在法律法规及监管规定允许的范围内，中信建投可能持有并交易本报告中所提公司的股份或其他财产权益，也可能在过去 12 个月、目前或者将来为本报中所提公司提供或者争取为其提供投资银行、做市交易、财务顾问或其他金融服务。本报告内容真实、准确、完整地反映了署名分析师的观点，分析师的薪酬无论过去、现在或未来都不会直接或间接与其所撰写报告中的具体观点相联系，分析师亦不会因撰写本报告而获取不当利益。

本报告为中信建投所有。未经中信建投事先书面许可，任何机构和/或个人不得以任何形式转发、翻版、复制、发布或引用本报告全部或部分内容，亦不得从未经中信建投书面授权的任何机构、个人或其运营的媒体平台接收、翻版、复制或引用本报告全部或部分内容。版权所有，违者必究。

中信建投证券研究发展部

北京
 朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼 18 层
 电话：（8610）56135088
 联系人：李祉瑶
 邮箱：lizhiyao@csc.com.cn

上海
 上海浦东新区浦东南路 528 号南塔 2103 室
 电话：（8621）6882-1600
 联系人：翁起帆
 邮箱：wengqifan@csc.com.cn

深圳
 福田区福中三路与鹏程一路交汇处广电金融中心 35 楼
 电话：（86755）8252-1369
 联系人：曹莹
 邮箱：caoying@csc.com.cn

中信建投（国际）

香港
 中环交易广场 2 期 18 楼
 电话：（852）3465-5600
 联系人：刘泓麟
 邮箱：charleneliu@csci.hk