华电新能（600930.SH）

风光筑基，核电等多元收益支撑，集团赋能成长

优于大市

核心观点

华电新能：华电集团新能源业务核心上市平台。华电新能是中国华电新能源业务核心上市平台，也是集团风电、光伏业务最终整合的唯一平台。公司已经形成覆盖全国32个省（区、市）的新能源资产布局，截至2026H1控股装机达到102.88GW，其中风电44.99GW、光伏55.89GW、其他2.00GW，风光合计装机超过100GW。2026年前三季度公司完成发电量1065.04亿千瓦时，同比增长24.22%，其中风电、光伏发电量分别为547.01、445.55亿千瓦时。

A股最大新能源发电上市公司，规模优势与资产质量构筑核心竞争力。截至2026H1，公司控股装机规模在A股新能源运营商中排名第一。从资产布局看，公司既拥有新疆、内蒙古等资源禀赋较优的“三北”大型基地，也持续布局中东南部负荷中心及沿海区域，通过区域分散降低单一省份电价及消纳波动影响。公司在装机快速扩张的同时保持了较好的发电效率，2026H1风电、光伏平均利用小时均高于全国平均水平，存量资产运营效率仍保持较强韧性。

核电：投资收益提供额外支撑。公司分别持有福清核电39%、三门核电10%股权，2026H1两家公司分别为公司贡献权益法投资收益4.89亿元、0.70亿元，合计约5.59亿元。三门核电3、4号机组规划容量2×1,251MW，目前正在建设；5、6号机组规划容量2×1,215MW，已获得核准，后续投产有望继续扩大核电收益贡献。与风光业务相比，核电利用小时和盈利波动相对较小，为公司整体盈利提供更加稳定的收益来源。

为什么我们在当前时点看好华电新能？1）重点省份机制电价回暖：公司在新疆、甘肃等“三北”资源大省装机及项目储备占比较高，上述地区2027年机制电价已出现明显修复。**2）新业态进展有序：**公司积极拓展绿电直连、绿氢、储能、算电协同和零碳园区等新能源融合业态，在建达茂旗风光制氢项目新能源规模1GW，和林格尔算电协同项目规划新能源装机0.5GW，多元业务布局有望进一步拓宽新能源资产收益来源。**3）集团赋能：**公司是中国华电风电、光伏业务最终整合的唯一平台，有利于提升资源协调、项目获取及资本运作效率，集团丰富的新能源资源有望持续赋能公司长期成长。

盈利预测与估值：我们预计2026-2028年公司归母净利润分别为54.26/66.85/75.13亿元，同比-25%/23%/12%，对应PE=30.4/24.6/21.9x。通过多角度估值，预计公司合理估值在4.49-4.61元之间，较2026.11.9收盘股价有13.7%-16.7%的溢价，首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示：电价下行风险；消纳与利用小时下降风险；高负债与财务费用侵蚀风险；补贴回款与应收账款回收不及预期风险；新业务拓展不及预期风险。

盈利预测和财务指标	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	33,968	38,980	42,750	48,001	51,020
(+/-%)	14.8%	14.8%	9.7%	12.3%	6.3%
归母净利润(百万元)	8831	7263	5426	6685	7513
(+/-%)	-8.2%	-17.8%	-25.3%	23.2%	12.4%
每股收益（元）	0.25	0.17	0.13	0.16	0.18
EBIT Margin	46.9%	39.0%	32.0%	33.4%	34.8%
净资产收益率（ROE）	9.3%	6.0%	3.9%	4.6%	5.0%
市盈率（PE）	16.1	22.7	30.4	24.6	21.9
EV/EBITDA	14.7	15.7	14.7	12.8	11.6
市净率（PB）	1.35	1.20	1.17	1.12	1.08

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰
021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：刘汉轩
010-88005198
liuhanxuan@guosen.com.cn
S0980524120001

证券分析师：崔佳诚
021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn
S0980525070002

基础数据

投资评级	优于大市(首次)
合理估值	4.49 - 4.61元
收盘价	3.95元
总市值/流通市值	164771/42436百万元
52周最高价/最低价	7.88/3.80元
近3个月日均成交额	466.03百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

华电新能：华电集团新能源业务核心上市平台 5
历史沿革：资产整合奠定平台地位，资本运作支撑规模扩张 5
股权结构：华电集团控股，持股比例 70%+ 5
财务分析：规模扩张延续，盈利能力尚待修复 6
A 股最大新能源发电上市公司，规模优势与资产质量构筑核心竞争力 11
装机：A 股装机规模第一，覆盖全国 32 个省（区、市） 11
利用小时：随行业回落，风电贴近全国平均、光伏领先优势收窄 14
电量：项目不断投运带动发电量稳增 16
电价：新能源全面入市对上网电价造成冲击 17
核电：投资收益提供额外支撑 18
投资收益：核电持续贡献绝大部分投资收益 18
福清核电：六机组运营夯实盈利基础，检修节奏主导短期业绩波动 18
三门核电：量价承压拖累短期盈利，后续机组投产打开成长空间 20
为什么我们在当前时点看好华电新能？ 22
重点省份 2027 年机制电价回暖 22
绿氢、算电协同等新业态进展有序 23
集团直控强化资源协同 25
盈利预测 26
假设前提 26
未来 3 年业绩预测 28
估值与投资建议 29
绝对估值：4.61 元 29
绝对估值的敏感性分析 29
相对法估值：4.49 元 30
投资建议 30
风险提示 30
附表：财务预测与估值 33

图表目录

图1： 华电新能历史大事沿革 5
图2： 华电新能股权结构（截至 2026 年 9 月 30 日） 6
图3： 2021-2026Q3 华电新能收入情况 7
图4： 2021-2026Q3 华电新能归母净利润情况 7
图5： 2023Q4-2026Q3 华电新能分季度营业收入情况 7
图6： 2023Q4-2026Q3 华电新能分季度归母净利情况 7
图7： 2021-2026H1 公司各板块收入占比情况（单位：%） 8
图8： 2021-2026H1 公司各板块毛利率情况（单位：%） 8
图9： 2021-2026H1 公司风电板块收入情况（单位：亿元） 8
图10： 2021-2026H1 公司风电板块毛利率情况（单位：%） 8
图11： 2021-2026H1 公司光伏板块收入情况（单位：亿元） 8
图12： 2021-2026H1 公司光伏板块毛利率情况（单位：%） 8
图13： 2021-2026Q3 公司综合利润率情况 9
图14： 2021-2026Q3 公司综合费用率情况（单位：%） 9
图15： 2021-2026H1 公司资产负债率情况 9
图16： 2021-2026H1 公司 OCF、FCF 及 CAPEX 情况 9
图17： 2021-2026Q3 公司应收账款及其周转率情况 10
图18： 2021-2026Q3 公司 ROE、ROA 情况 10
图19： 2021-2026Q3 公司杜邦分析情况 11
图20： 2021-2026H1 公司风电装机情况 12
图21： 2021-2026H1 公司光伏装机情况 12
图22： 截至 2026H1 部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）装机容量情况 12
图23： 公司分区域装机情况（截至 2025 年末） 14
图24： 2021-2026H1 公司风电利用小时情况 15
图25： 2021-2026H1 公司光伏利用小时情况 15
图26： 截至 2025 年末部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）利用小时情况 15
图27： 2021-2026H1 公司风电发电量情况 16
图28： 2021-2026H1 公司风电上网电量情况 16
图29： 2021-2026H1 公司光伏发电量情况 16
图30： 2021-2026H1 公司光伏上网电量情况 16
图31： 2021-2026H1 公司风电上网电价情况 17
图32： 2021-2026H1 公司光伏上网电价情况 17
图33： 截至 2025 年末部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）上网电价（不含税）情况 17
图34： 2021-2026H1 公司投资收益及构成情况 18
图35： 2021-2026H1 公司核电投资收益占总投资收益比例情况 18
图36： 2021-2025 福清核电营业收入情况 19

图37： 2021-2025 福清核电净利润情况 19
图38： 2021-2025 福清核电装机容量情况 19
图39： 2021-2025 福清核电发电量情况 19
图40： 2021-2025 福清核电利用小时情况 20
图41： 2021-2025 福清核电上网电价情况 20
图42： 2021-2025 三门核电营业收入情况 21
图43： 2021-2025 三门核电净利润情况 21
图44： 2021-2025 三门核电装机容量情况 21
图45： 2021-2025 三门核电发电量情况 21
图46： 2021-2025 三门核电利用小时情况 22
图47： 2021-2025 三门核电上网电价情况 22
图48： 和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目示意图 24
图49： 内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢示范工程示意图 24

表1： 公司省级装机分布及同比增长情况（截至 2025 年末） 13
表2： 截至目前已完成 2027 年机制电价竞价省份的竞价结果情况 23
表3： 公司新业态项目进展情况 25
表4： 集团体系内已形成超千万千瓦潜在资产注入储备 26
表5： 华电新能业务拆分 28
表6： 未来 3 年盈利预测表（单位：百万） 28
表7： 公司盈利预测假设条件（%） 29
表8： 资本成本假设 29
表9： 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元） 29

华电新能：华电集团新能源业务核心上市平台

历史沿革：资产整合奠定平台地位，资本运作支撑规模扩张

从风电项目公司起步，发展重心转向集团资产整合。华电新能的法人前身为 2009 年 8 月 18 日成立的华电（福清）风电有限公司。2020 年 11 月，公司更名为华电福新能源发展有限公司，原股东华电福新通过股权划转、协议转让等安排推动新能源资产向公司集中。

华电国际资产注入与增资引战衔接，规模和资本基础同步强化。2021 年 6 月 30 日，华电国际以 27 家新能源公司股权及现金参与的增资完成股权交割，取得福新发展 37.19%股权，扩大了公司的新能源资产基础。同年 12 月，公司引入 13 家战略投资者，增资金额 150 亿元。前者通过存量资产整合扩充经营基础，后者补充项目建设所需资本，推动公司由集团内部资产承接主体向多元股东参与的专业化平台演进。

股份制改造衔接主板上市，资本市场融资渠道进一步打开。2022 年 3 月 9 日，公司整体变更为华电新能源集团股份有限公司，注册资本为 360 亿元。截至 2024 年末，公司总装机达到 6861.71 万千瓦，其中风电 3202.45 万千瓦、光伏 3659.26 万千瓦，形成双主业格局。2025 年 7 月 16 日，公司在上交所主板上市，证券代码 600930。从发展路径看，股改、规模扩张和上市相衔接，使公司具备了以专业化运营和公开资本市场共同支持后续发展的基础。

图1：华电新能历史大事沿革



资料来源：公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

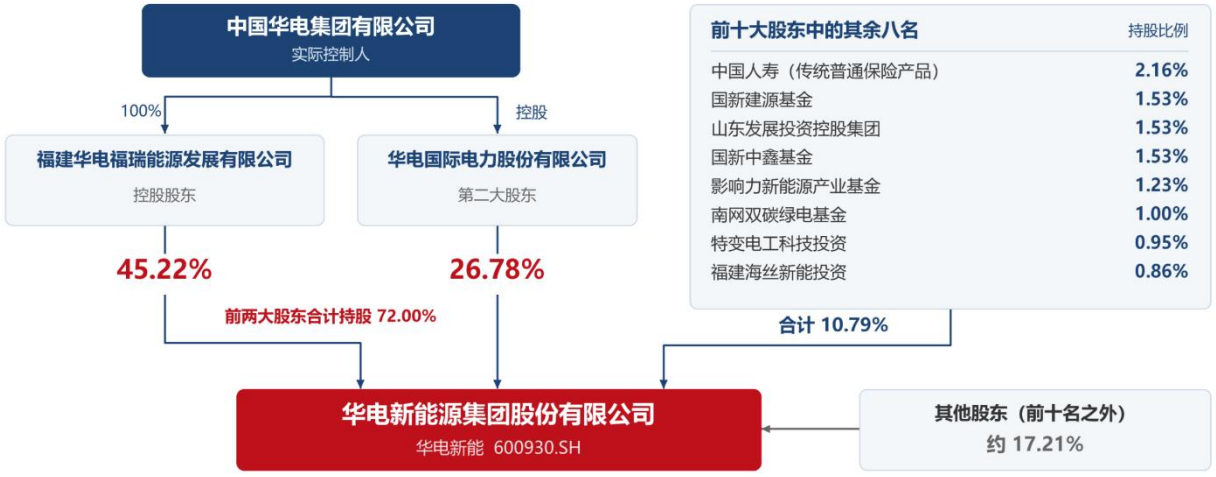
股权结构：华电集团控股，持股比例 70%+

华电集团控股地位稳固，产权层级优化有望提升管理效率。截至 2026 年 9 月末，华电福瑞、华电国际分别持有公司 45.22%、26.78%的股份，两者分别为中国华电的全资及控股子公司，合计持股 72.00%，公司控制权高度集中；其他主要股东涵盖保险资金、国有投资主体及产业基金，形成央企主导、多元机构参与的股东结构。公司中报显示上述持股及关联关系。期后公告披露，纳入华电产融持有的 0.72%股份后，华电系合计持股 72.72%；华电福瑞拟将 29%股权划转至中国华电，完成后中国华电将成为直接控股股东，实际控制人及华电系合计持股比例不变。我们认为，该安排有望缩短产权管理链条、强化集团战略协同，亦有利于提升资

源协调、项目获取及资本运作效率。

灵活运用优先股融资工具，低成本补充权益资本支撑装机扩张。2026 年 9 月 22 日华电新能拟通过全资子公司华电新能源集团国际投资有限公司向集团关联方华电海资定向发行不超过 23 亿元人民币境外优先股，前 5 年股息率固定为 3.25%，5 年内不可赎回，第 5 年后若未赎回则股息率重置为 6.25%；募集资金主要用于赎回 2022 年发行的 2 亿美元存量美元优先股及置换部分贷款融资。该交易有助于华新国投进一步优化境外融资结构，增强综合竞争力。通过引入低成本权益融资，可降低负债率，提升经营效益，为境外业务运作及后续发展提供有力支撑。

图2：华电新能股权结构（截至 2026 年 9 月 30 日）



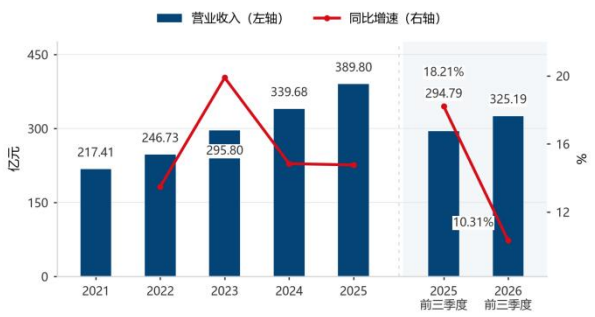
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

财务分析：规模扩张延续，盈利能力尚待修复

项目投产推动收入规模持续扩大，但增速有所回落。2021—2025 年，公司营业收入由 217.41 亿元增至 389.80 亿元，复合增速 15.72%；其中 2023 年收入同比增长 19.89%，2024—2025 年增速分别为 14.83%和 14.76%。2026 年前三季度实现收入 325.19 亿元，同比增长 10.31%，延续增长但较前两年全年增速放缓。

归母净利润在 2023 年达到阶段高点后连续承压，规模扩张尚未抵消项目盈利能力下降的影响。2021—2023 年，公司归母净利润由 72.54 亿元增至 96.20 亿元，2024、2025 年分别降至 88.31 亿元和 72.63 亿元，同比分别下降 8.20%和 17.76%；2026 年前三季度归母净利润 49.84 亿元，同比下降 35.32%，电价及利用小时下降、联营企业收益减少、陆上风电增值税即征即退优惠取消等因素共同影响盈利水平。

图3：2021-2026Q3 华电新能收入情况



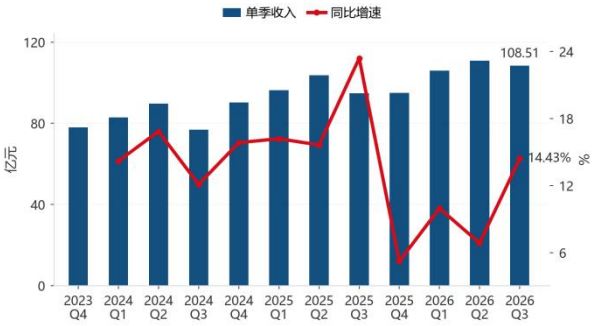
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图4：2021-2026Q3 华电新能归母净利润情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图5：2023Q4-2026Q3 华电新能分季度营业收入情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图6：2023Q4-2026Q3 华电新能分季度归母净利情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

光伏收入快速增长成为近年主要增量来源。2021—2025 年，风电收入由 176.49 亿元增至 226.02 亿元，复合增速 6.38%；光伏收入由 39.38 亿元增至 152.66 亿元，复合增速 40.32%，占总收入比例由 18.11%升至 39.16%。2025 年风电收入较上年略降，光伏收入增加约 43.27 亿元，贡献当年总收入增量的约 86.33%，收入结构由风电占主导逐步转向风光共同支撑。2025H1、2026H1 风电收入分别为 126.49 亿元、117.88 亿元，2026H1 同比下降 6.81%，收入增长动能减弱。2025H1、2026H1 光伏板块收入分别为 70.79 亿元、83.87 亿元，2026H1 同比增长 18.48%，主要系装机规模扩大带动发电量增加所致。

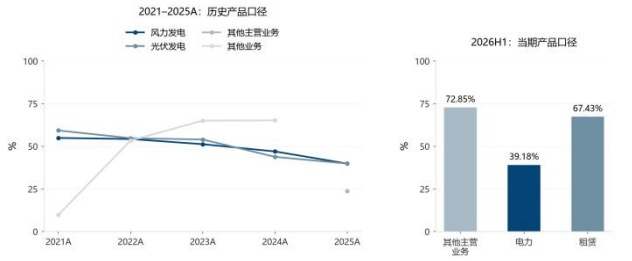
风电与光伏毛利率同步下行。2021—2025 年，公司风电毛利率由 54.90%降至 39.84%，光伏毛利率由 59.28%降至 39.85%，分别下降 15.06 和 19.43 个百分点，两项业务的毛利率差距明显收窄。2026 年上半年电力业务毛利率为 39.18%，租赁、及图示其他主营业务分别为 67.43%和 72.85%，但后两项合计收入占比不足 1%，对综合毛利率的提振有限。

图7：2021-2026H1 公司各板块收入占比情况（单位：%）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图8：2021-2026H1 公司各板块毛利率情况（单位：%）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图9：2021-2026H1 公司风电板块收入情况（单位：亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图10：2021-2026H1 公司风电板块毛利率情况（单位：%）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图11：2021-2026H1 公司光伏板块收入情况（单位：亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图12：2021-2026H1 公司光伏板块毛利率情况（单位：%）



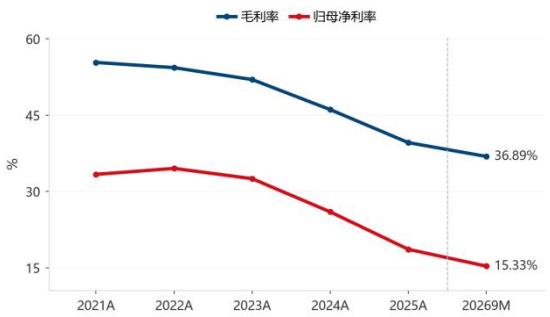
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

毛利率、净利率持续下行。2021—2025 年，公司毛利率由 55.37%降至 39.61%，归母净利率由 33.37%降至 18.63%；2026 年前三季度分别为 36.89%和 15.33%。我们认为，电价和利用小时承压时，折旧等相对刚性成本难以同步下降，导致新增收入的利润贡献减弱；投资收益、税费及少数股东损益等毛利以下项目，则进一步影响归母净利率。

财务费用率总体下降缓冲盈利压力，但费用绝对额仍随资产扩张增加。2021—2025 年，公司财务费用率由 18.49%降至 15.54%，期间在 2024 年有所回升；管理

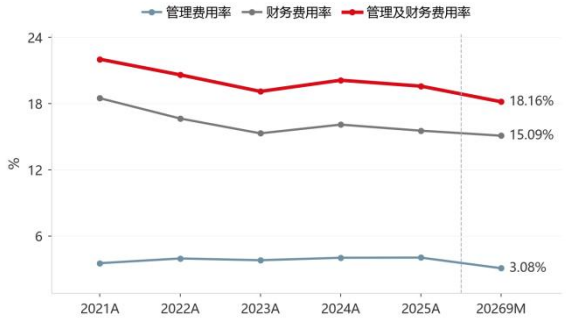
与财务费用合计占收入的比例由 22.02%降至 19.58%。2026 年前三季度，两项费用率分别为 3.08%和 15.09%，合计 18.16%。2021—2025 年财务费用由 40.19 亿元增至 60.58 亿元，2026 年前三季度为 49.07 亿元。我们认为公司长期费用率改善在财务结果上体现为收入增长快于费用扩张；但后续高资本开支仍需要外部融资支持，融资余额、借款利率及利息资本化比例均会影响财务费用。

图13：2021-2026Q3 公司综合利润率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图14：2021-2026Q3 公司综合费用率情况（单位：%）

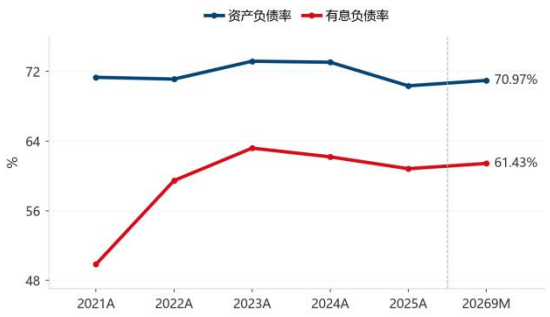


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

资产负债率在 2025 年下降后小幅回升，持续资本开支对债务融资仍有较强需求。2021—2024 年公司资产负债率大致维持在 71%—73%，2025 年末降至 70.35%，2026 年前三季度末回升至 70.97%，较年初增加 0.62 个百分点。按五项债务合计口径，有息负债由 2021 年末 1083.42 亿元增至 2025 年末 3151.89 亿元，2026 年 9 月末进一步升至 3406.41 亿元，有息负债率 61.43%。

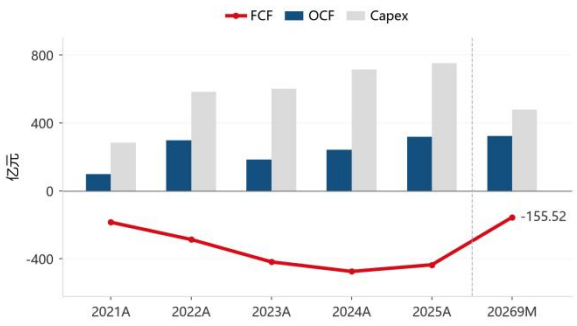
回款改善叠加资本开支同比下降，内生现金对建设投入的覆盖能力明显增强。2021—2025 年，公司经营现金流净额由 99.52 亿元增至 318.31 亿元，但受回款节奏影响波动较大；同期资本开支由 284.18 亿元增至 753.44 亿元，简化自由现金流持续为负。2026 年前三季度经营现金流 324.41 亿元，同比增长 21.16%，资本开支 479.93 亿元，同比下降 10.05%，自由现金流为-155.51 亿元，较 2025 年同期的-265.80 亿元收窄 110.29 亿元。经营现金流对资本开支的覆盖率由 50.18%升至 67.60%。公司将现金流增长归因于新增装机带来的电费和补贴回款增加。

图15：2021-2026H1 公司资产负债率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

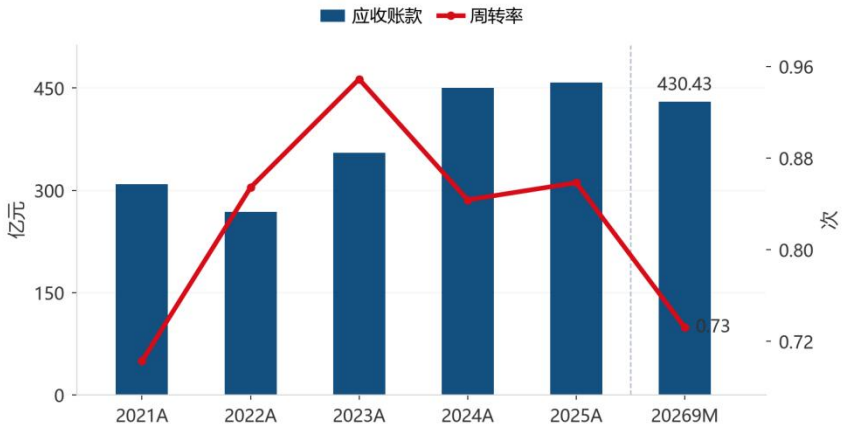
图16：2021-2026H1 公司 OCF、FCF 及 CAPEX 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

应收账款由累积转为较年初下降，现金回收出现积极变化。公司应收账款由 2021 年末 309.35 亿元降至 2022 年末 268.24 亿元，之后逐步增加至 2025 年末 457.88 亿元；2023—2025 年周转率分别约 0.95、0.84、0.86 次。2026 年 9 月末应收账款 430.43 亿元，较年初减少 27.45 亿元、下降 6.00%，前三季度周转率为 0.73 次。结合销售收现 393.56 亿元、同比增长 18.60%，应收减少与现金流改善相互印证。三季报披露电费及补贴回款增加，我们认为这有助于释放营运资金，但应收余额仍受新增电费确认、结算周期与补贴拨付共同影响。

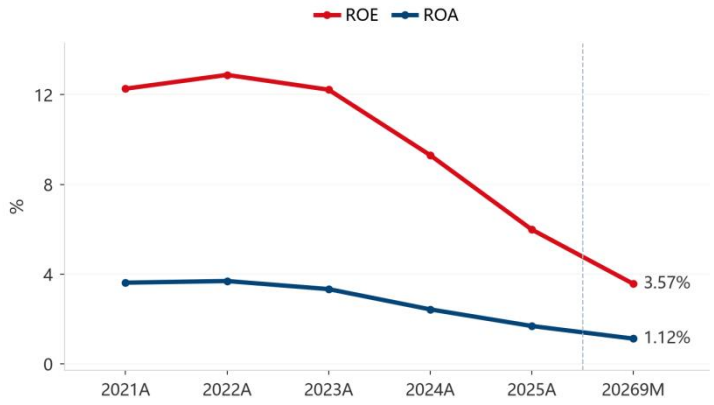
图17：2021-2026Q3 公司应收账款及其周转率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

利润回落叠加资本规模扩大，公司的资产与权益回报率均面临下行压力。2022 年公司 ROE 和 ROA 分别为 12.88%和 3.69%，2025 年降至 5.99%和 1.69%；2026 年前三季度分别为 3.57%和 1.12%（指标均未年化）。2023—2025 年，归母净利润由 96.20 亿元降至 72.63 亿元，同期归母权益由 842.66 亿元增至 1369.44 亿元，盈利与资本基数反向变化，构成 ROE 下降的直接原因。我们认为，在建项目投入以及新投产项目爬坡，使资产和资本先于完整经营收益进入报表；当项目利润率同步承压时，回报率恢复更依赖资产投产后的收益兑现。

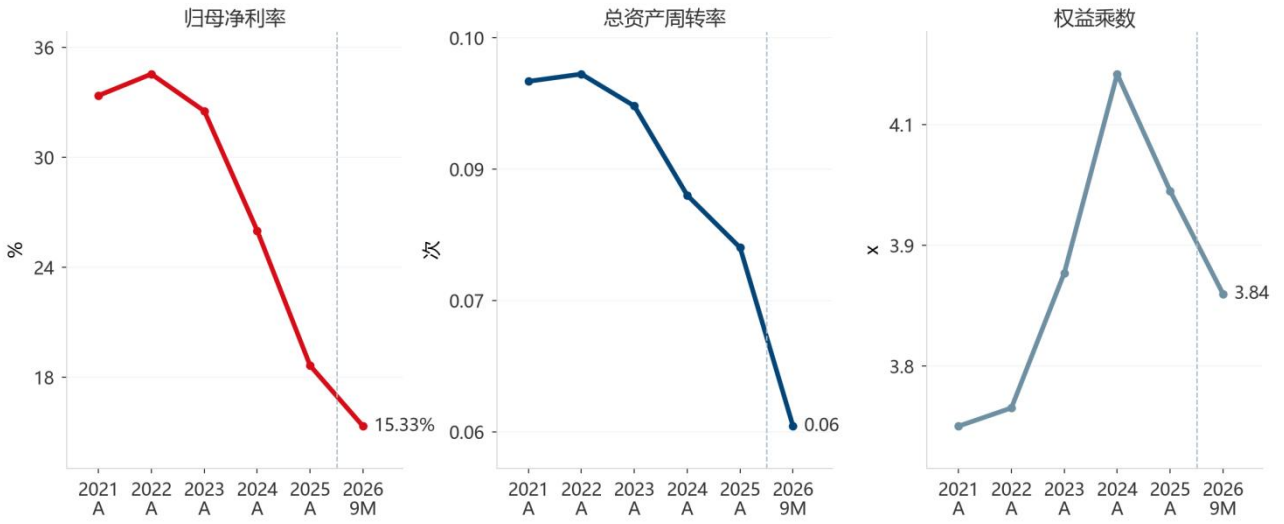
图18：2021-2026Q3 公司 ROE、ROA 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

净利率下降与资产周转放缓共同拖累 ROE。2023—2025 年，公司归母净利率由 32.52%降至 18.63%，总资产周转率由 0.0972 次降至 0.0810 次，权益乘数则由 3.87 倍升至 3.97 倍，对应简单 ROE 由 12.22%降至 5.99%。杠杆提升未能抵消利润率及周转效率的下降。2021—2025 年，总资产复合增速为 24.25%，高于收入 15.72%的复合增速，与资产周转放缓相互印证。我们认为，较高在建投入和新增资产收益释放滞后，可能使短期资产规模增长快于收入，电价压力则进一步压低单位资产创收能力。

图19：2021-2026Q3 公司杜邦分析情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

A 股最大新能源发电上市公司，规模优势与资产质量构筑核心竞争力

装机：A 股装机规模第一，覆盖全国 32 个省（区、市）

公司是中国华电以风力发电、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的唯一平台，是国内最大的新能源发电上市公司。截至 2025 年 12 月 31 日，公司控股发电项目装机容量 9,737.91 万千瓦，其中风电 4,251.30 万千瓦，光伏发电 5,286.60 万千瓦。截至 2026 年 6 月 30 日，公司控股发电项目装机容量为 10,288.05 万千瓦（同比增加 2,074.30 万千瓦），其中风电 4,498.56 万千瓦（市占率 6.63%，市占率同比提升 0.43 个百分点），光伏发电 5,589.48 万千瓦（市占率 4.39%，市占率同比提升 0.23 个百分点）。

风电装机规模持续扩大，为电量增长提供资产基础。2021—2025 年，公司风电装机容量由 2091.56 万千瓦增至 4251.30 万千瓦，年复合增速 19.40%；2025 年 6 月末、2026 年 6 月末分别为 3554.22 万千瓦、4498.56 万千瓦，2026 年 6 月末同比增加 944.34 万千瓦、增长 26.57%，较 2025 年末净增加 247.26 万千瓦。持续项目建设和投产推动储备资源向在运资产转化，支撑装机规模提升。

光伏装机规模继续扩大，维持公司风光容量中的较高占比。2021—2025 年，公司

光伏装机容量由 658.95 万千瓦增至 5286.60 万千瓦，年复合增速 68.30%；2025 年 6 月末、2026 年 6 月末分别为 4559.53 万千瓦、5589.48 万千瓦，2026 年 6 月末同比增加 1029.95 万千瓦、增长 22.59%，较 2025 年末净增加 302.88 万千瓦。项目建设及投产持续增加运营资产，推动光伏装机保持在较大规模。

图20：2021-2026H1 公司风电装机情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

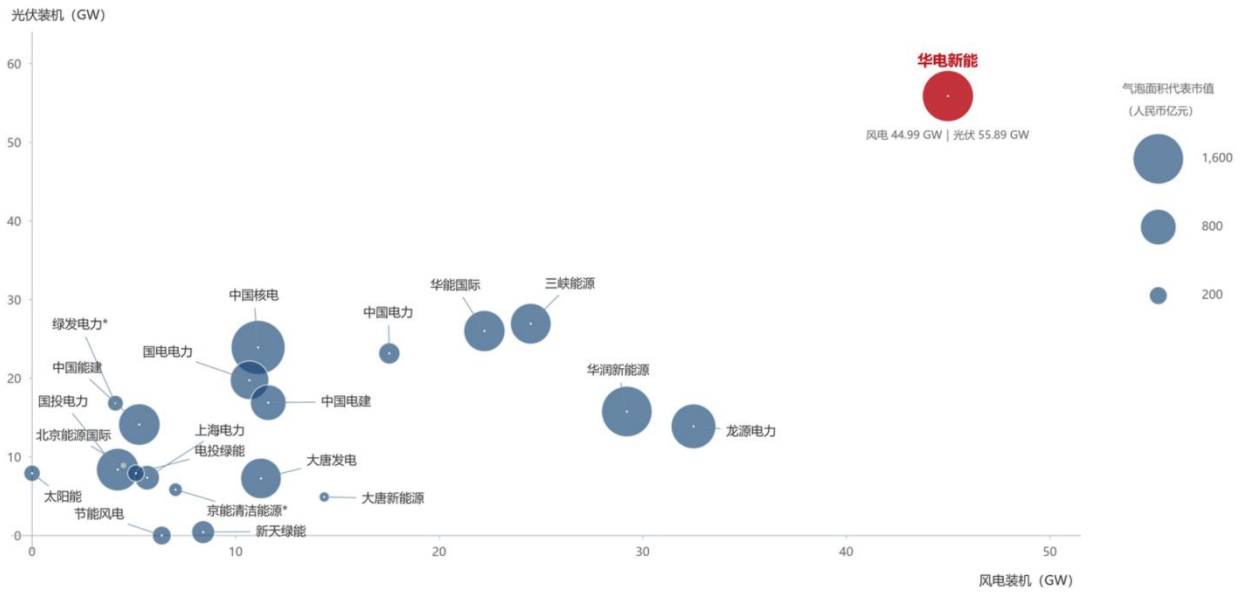
图21：2021-2026H1 公司光伏装机情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

风光装机双领先，规模优势与项目储备共同巩固新能源运营龙头地位。截至 2026 年 6 月末，华电新能控股风电、光伏装机分别达 44.99GW、55.89GW，风光合计装机达 100.88GW，在本次选取的 A/H 股上市公司样本中均位居首位；公司风电装机约为龙源电力的 1.38 倍，光伏装机约为三峡能源的 2.07 倍，领先优势显著。同时，公司期末在建项目装机达 33.62GW，为后续规模增长提供支撑。我们认为，庞大的在运资产基础与持续开发能力，有望强化公司在集中采购、工程建设及专业化运维等环节的规模效应，进一步巩固其新能源发电运营龙头地位。

图22：截至 2026H1 部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）装机容量情况



资料来源：公司年报，Wind，国信证券经济研究所整理

公司装机覆盖全国，但新疆和西北地区权重已显著上升。截至 2025 年末，公司西北地区装机约 32.89GW，占公司总装机 33.8%；华北约 18.49GW，占 19.0%；华

东约 16.60GW，占 17.0%；西南约 15.94GW，占 16.4%。新疆单省占比达到 22.5%，新疆、内蒙古、四川、山东和云南前五大省份合计占比约 49.6%。2025 年新疆新增装机 1,215.52 万千瓦，占公司全年新增装机 42.26%；叠加四川、内蒙古，三地合计贡献 60.05%的新增装机。

新疆、内蒙古是核心装机基地，“沙戈荒”开发奠定规模优势。2025 年末，两地装机占比分别为 22.49%、10.47%，合计接近三分之一；其中，新疆占比较 2024 年末提升 8.29 个百分点，是公司最主要的装机增长来源。依托风光资源富集与大基地开发条件，公司取得新疆天山北麓、内蒙古腾格里、甘肃腾格里及青海格尔木东等基地牵头开发权，通过新能源、调节电源、储能与外送通道配套布局，为资源优势向规模优势转化提供支撑。

西南地区已形成重要装机支撑，流域水风光一体化拓展成长空间。四川、云南、贵州装机占比分别为 5.88%、5.13%、3.31%，合计达 14.32%，其中四川、贵州 2025 年装机同比均增长超过 85%。公司在金沙江上游基地四川侧取得 350 万千瓦配套光伏指标，巴塘中咱 120 万千瓦项目已于 2025 年投产，相关项目规划通过金上—湖北直流通道外送消纳。依托流域一体化开发与跨省送出安排，西南布局有望将区域清洁能源资源与外部用电需求衔接起来，形成大基地之外的重要增长支撑。

华东存量布局与沿海海风储备相结合，增强对负荷市场的覆盖。山东、江苏、浙江装机占比分别为 5.63%、4.49%、2.87%，合计 12.99%，为公司对接东部用电市场提供项目基础。同时，公司持续推进广东、福建、江苏等地海上风电开发；截至 2025 年末，广东阳江三山岛六项目已开工，福建长乐外海 K 区项目进入施工准备阶段，江苏如东 H17#项目已取得核准。上述布局有助于拓展海上风电业务，并丰富公司的区域与电源结构。

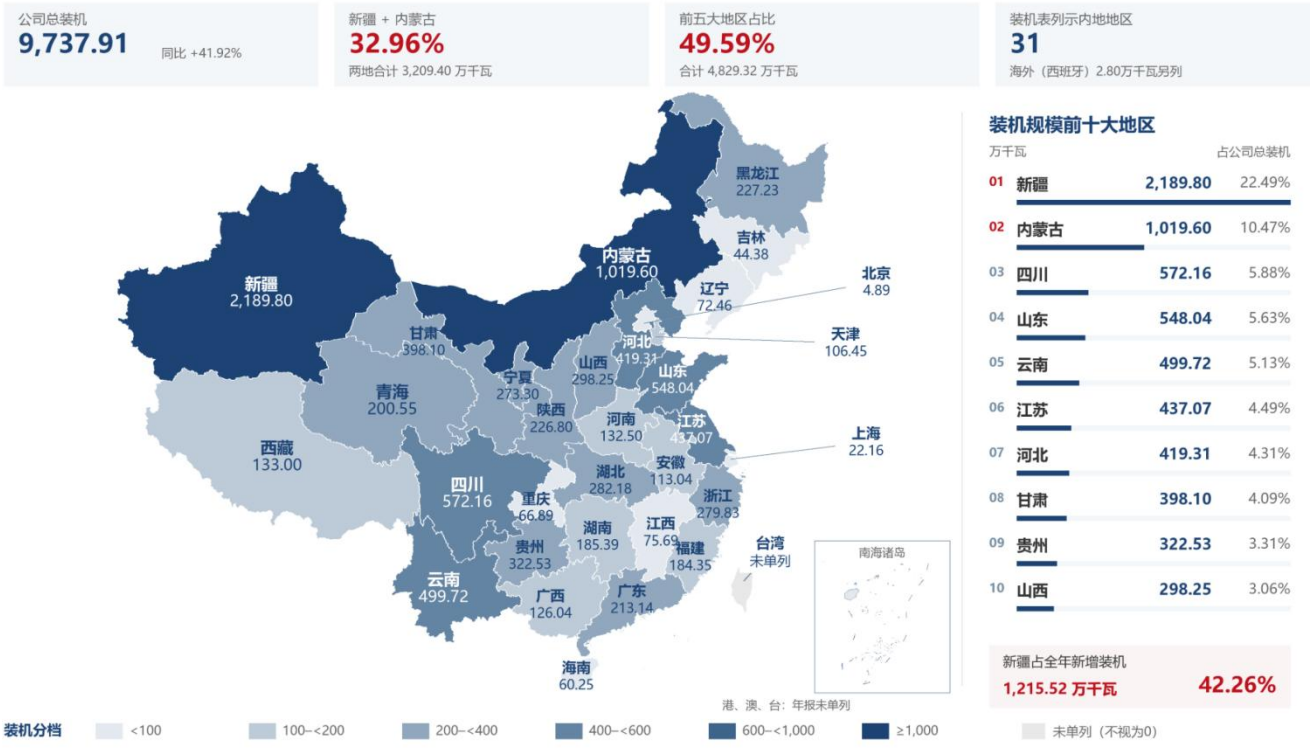
表1：公司省级装机分布及同比增长情况（截至 2025 年末）

省份	装机容量（万千瓦）	同比增长	公司装机占比
新疆	2,189.80	124.76%	22.5%
内蒙古	1,019.60	32.17%	10.5%
四川	572.16	85.34%	5.9%
山东	548.04	29.66%	5.6%
云南	499.72	25.53%	5.1%
江苏	437.07	55.81%	4.5%
河北	419.31	15.10%	4.3%
甘肃	398.10	2.55%	4.1%
贵州	322.53	85.67%	3.3%
山西	298.25	32.56%	3.1%
湖北	282.18	5.92%	2.9%
浙江	279.83	69.15%	2.9%
宁夏	273.30	7.50%	2.8%
黑龙江	227.23	43.37%	2.3%
陕西	226.80	13.00%	2.3%
广东	213.14	-5.00%	2.2%
青海	200.55	5.25%	2.1%
湖南	185.39	10.02%	1.9%
福建	184.35	17.59%	1.9%
西藏	133.00	60.24%	1.4%
河南	132.50	33.01%	1.4%
广西	126.04	-1.34%	1.3%
安徽	113.04	3.46%	1.2%
天津	106.45	0.01%	1.1%
江西	75.69	23.76%	0.8%
辽宁	72.46	163.87%	0.7%

重庆	66.89	24.96%	0.7%
海南	60.25	47.96%	0.6%
吉林	44.38	9.45%	0.5%
上海	22.16	82.84%	0.2%
北京	4.89	0.00%	0.1%
境外	2.80	—	不足 0.1%
合计	9,737.91	41.92%	100.0%

资料来源：公司年报，Wind，国信证券经济研究所整理

图23：公司分区域装机情况（截至 2025 年末）



资料来源：公司年报，Wind，国信证券经济研究所整理

利用小时：随行业回落，风电贴近全国平均、光伏领先优势收窄

风电利用小时与全国走势基本一致，2026H1 降幅略小于行业。2021—2025 年，公司风电利用小时由 2245 小时降至 1982 小时，全国同期由 2232 小时降至 1979 小时，整体差距较小。2026H1 公司风电利用小时为 923 小时，同比减少 167 小时；全国为 917 小时，同比减少 170 小时，公司高于全国 6 小时，领先幅度较 2025H1 扩大 3 小时。公司与全国同步回落且降幅接近，显示其利用小时变化与行业趋势较为一致。根据公司披露，消纳不足及部分地区风光资源变化对报告期利用小时形成约束。

光伏利用小时持续高于全国，但 2026H1 领先幅度明显收窄。2021—2025 年，公司光伏利用小时分别高于全国 63、68、52、55、97 小时。2026H1 公司光伏利用小时为 534 小时，同比减少 62 小时、下降 10.40%；全国为 527 小时，同比减少 33 小时、下降 5.89%，公司领先幅度由 2025H1 的 36 小时收窄至 7 小时。历史领先的重要支撑来自资源禀赋：招股书披露，公司光伏项目主要布局于新疆、内蒙古、甘肃等光照资源较好的地区。2026H1 消纳不足及部分地区风光资源变化对利

用小时形成一定约束。

图24：2021-2026H1 公司风电利用小时情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

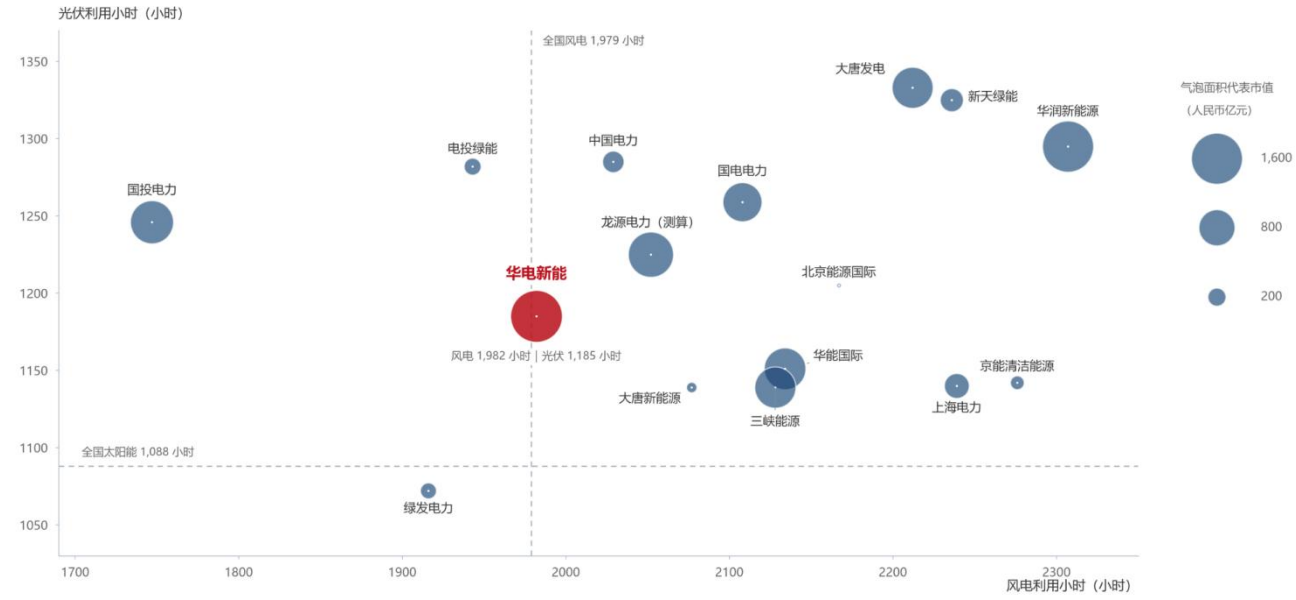
图25：2021-2026H1 公司光伏利用小时情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

风光利用小时高于全国基准，基地化布局有望持续释放规模与运营效益。2025 年，华电新能风电、光伏利用小时分别为 1,982 小时和 1,185 小时，较全国对应统计基准分别高出 3 小时和 97 小时，在全行业处于中游水平。对于公司与上市同业样本中位数的差异，我们认为应结合区域布局及项目结构理解：公司新疆、内蒙古装机合计占总装机约 33%，全国性资产组合所对应的资源禀赋、消纳条件与项目投产节奏，与部分区域集中型运营商存在差异，因此样本中位数尚不能直接作为同等条件下运营效率的评价标准。与此同时，公司河北、内蒙古等多个区域风电利用小时，以及江苏、山东、四川等多个区域光伏利用小时均实现同比提升，体现出区域项目运营改善的积极进展。展望未来，随着大基地外送与调节能力持续完善，以及绿电直连、水风光互补和精细化运营逐步推进，公司有望进一步将资源储备和装机规模优势转化为电量增长与经营效益，形成新增项目贡献增量、存量资产挖掘潜力的双重支撑。

图26：截至 2025 年末部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）利用小时情况



资料来源：中电联，公司年报，Wind，国信证券经济研究所整理（龙源电力光伏利用小时数为测算值，公司并未直接披露）

电量：项目不断投运带动发电量稳增

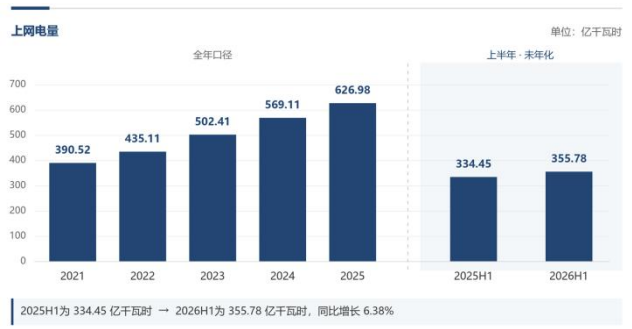
装机扩张抵消利用小时下降，风电发电量保持稳健增长。2021—2025 年，公司风电发电量由 409.01 亿千瓦时增至 637.88 亿千瓦时，累计增长 55.96%，年复合增速为 11.75%；2025 年同比增长 10.57%，低于同期末装机 32.75%的增幅。我们认为，新增机组投产及上年新增项目运行时间增加，是发电量增长的主要支撑，而利用小时下降抵消了部分规模增量。2021—2025 年，公司风电上网电量由 390.52 亿千瓦时增至 626.98 亿千瓦时，年复合增速为 12.56%，略高于发电量 11.75%的复合增速；同期上网电量占发电量的比例由 95.48%升至 98.29%。

图27：2021-2026H1 公司风电发电量情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

图28：2021-2026H1 公司风电上网电量情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

新增项目持续释放产出，光伏发电量维持高增长。2021—2025 年，公司光伏发电量由 61.80 亿千瓦时增至 473.40 亿千瓦时，增至 2021 年的 7.66 倍，年复合增速为 66.36%；其中 2023、2024 年分别增至 163.55 亿千瓦时、307.63 亿千瓦时，2025 年同比进一步增长 53.89%。尽管利用小时自 2022 年后持续回落，大规模装机增长仍推动总发电量快速上升。我们认为，当年新增机组投产叠加上年投产项目贡献完整年度产出，是电量增长的重要机制，也解释了 2025 年发电量增速高于当年末装机增速的现象。2021—2025 年，公司光伏上网电量由 58.61 亿千瓦时增至 465.89 亿千瓦时，年复合增速为 67.91%；上网电量占发电量的比例由 94.84%提高至 98.41%。

图29：2021-2026H1 公司光伏发电量情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

图30：2021-2026H1 公司光伏上网电量情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

电价：新能源全面入市对上网电价造成冲击

风电平均上网电价延续下行，价格压力削弱售电量增长对收入的拉动。2021—2025 年，公司不含税平均上网电价由约 0.452 元/千瓦时降至 0.359 元/千瓦时；2026H1 按电力销售收入与上网电量测算为 0.331 元/千瓦时，低于 2025H1 的 0.378 元/千瓦时，同比下降 12.40%。历史上新增平价项目占比提高影响组合电价，公司 2026 年半年报进一步指出，新能源全面入市对电价形成压力。2026H1 风电上网电量增长 6.38%，而电力销售收入下降 6.81%，反映价格下行超过电量增量的对冲作用。

光伏平均上网电价继续下行，电量增长对收入的拉动受到价格因素抵消。2021—2025 年，公司光伏不含税平均上网电价由约 0.672 元/千瓦时降至 0.323 元/千瓦时；2026H1 测算为 0.306 元/千瓦时，低于 2025H1 的 0.325 元/千瓦时，同比下降 5.77%。历史上新建平价项目投产降低存量高电价项目权重，2026 年半年报亦提示新能源全面入市影响电价。同期光伏上网电量增长 25.73%，电力销售收入增长 18.48%，反映电价下降抵消部分电量贡献。

图31：2021-2026H1 公司风电上网电价情况



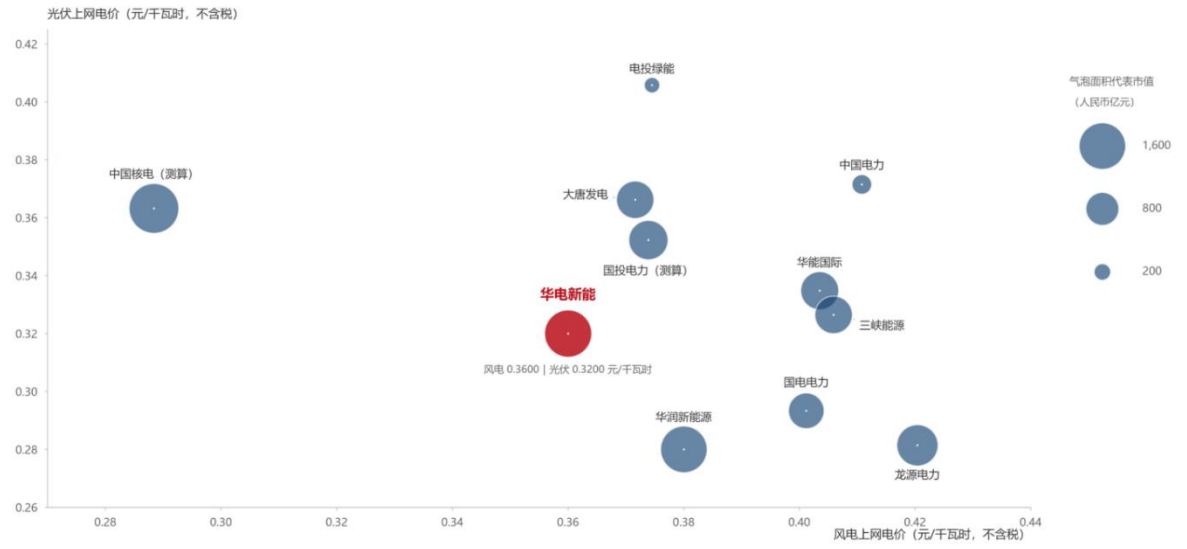
资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

图32：2021-2026H1 公司光伏上网电价情况



资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

图33：截至 2025 年末部分 A/H 股新能源发电上市公司风电（X 轴）、光伏（Y 轴）上网电价（不含税）情况



资料来源：公司年报，Wind，国信证券经济研究所整理（中国核电、国投电力为测算值，公司并未直接披露）

核电：投资收益提供额外支撑

投资收益：核电持续贡献绝大部分投资收益

华电新能持有福清核电 39%和三门核电 10%的股权，均源于华电集团早期在核电领域的参股布局，并最终通过资产重组集中到华电新能这一平台。福清核电 39%股权最早由华电集团旗下华电福建参与项目设立后持有，2008 年经股权调整确定为 39%，此后集中至华电福新；三门核电 10%股权则在 2005 年三门核电成立时由华电集团原始持有，2015 年华电福新以 11.16 亿元现金从集团收购上翻，使两笔核电股权统一由华电福新持有。2020 年华电福新私有化退市并启动新能源资产重组，同年 11 月将福清核电 39%和三门核电 10%股权无偿划转至华电新能的前身华电福新发展，华电新能由此成为两笔核电股权的直接持有主体，核电权益投资收益也逐步成为其利润结构中稳定而重要的组成部分。

核电参股收益支撑华电新能投资收益增长，但福清经营波动使 2026 年上半年收益明显承压。2021—2025 年，公司投资收益由 13.61 亿元增至 21.61 亿元，累计增长 58.8%；其中 2025 年同比增长 28.1%，扭转 2024 年的下降趋势。2026H1 投资收益为 6.34 亿元，较 2025H1 的 14.20 亿元下降 55.3%。从收益构成看，2025 年回升与 2026H1 下降均主要由福清核电贡献变化驱动。经营层面，福清 2025 年维修工期减少，带动电量和盈利回升；2026H1 检修天数同比增加，发电量同比下降 19.56%，对参股收益形成压力。

2021—2025 年，福清与三门合计贡献占公司投资收益的比重始终高于 90%，由 2021 年的 91.3%升至 2025 年的 97.6%。2026H1，两家核电合计贡献 5.59 亿元，同比下降 58.8%，占比由 2025H1 的 95.6%降至 88.1%，下降 7.5 个百分点。占比下降源于核电收益减少，同时其他投资收益由 0.63 亿元增至 0.76 亿元。由此看，公司投资收益仍高度依赖核电项目的经营表现。

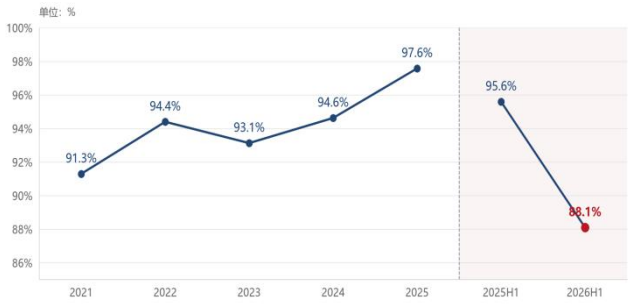
图34：2021-2026H1 公司投资收益及构成情况



	2021	2022	2023	2024	2025	2025H1	2026H1
福清	10.97	16.15	17.16	14.76	20.15	12.90	4.89
三门	1.45	0.93	2.12	1.20	0.93	0.67	0.70
其他	1.18	1.01	1.42	0.91	0.52	0.63	0.76

资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图35：2021-2026H1 公司核电投资收益占总投资收益比例情况



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

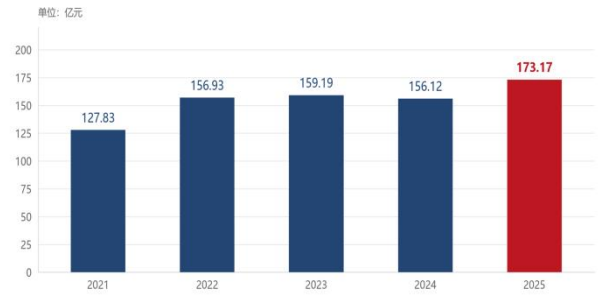
福清核电：六机组运营夯实盈利基础，检修节奏主导短期业绩波动

发电量恢复推动福清核电 2025 年收入增长。2021—2025 年，福清核电营业收入由 127.83 亿元增至 173.17 亿元，累计增长 35.5%；2023—2024 年收入分别为 159.19 亿元和 156.12 亿元，2025 年同比回升 10.9%，达到观察期内最高水平。2025 年在运装机保持不变，但维修工期明显缩短，上网电量同比增长 18.7%至 514.25 亿千瓦时；同期平均上网电价仅下降 0.23%。因此，收入增长主要由售电

量增加推动，电价变动对收入形成小幅拖累。

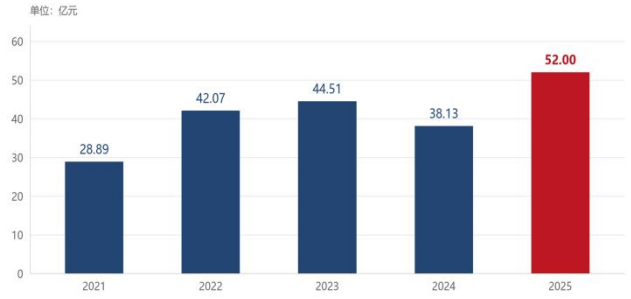
电量增长叠加费用下降，推动福清核电 2025 年利润增速明显高于收入增速。福清核电净利润由 2021 年的 28.89 亿元增至 2025 年的 52.00 亿元，累计增长 80.0%；2025 年同比增长 36.4%，高于同期 10.9%的收入增幅，净利率由 2024 年的 24.4%升至 30.0%。盈利改善来自多重因素：维修工期减少带动发电量增加、运维费用下降，毛利率由 38.97%升至 43.30%；期间费用由 25.90 亿元降至 20.78 亿元，其中财务费用减少 3.15 亿元；政府补助等其他收益由 7.95 亿元增至 11.12 亿元，共同放大了利润增长。

图36：2021-2025 福清核电营业收入情况



资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图37：2021-2025 福清核电净利润情况

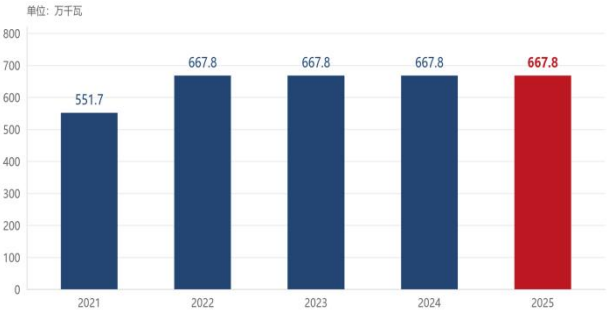


资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

六台机组投运后，福清核电进入以存量机组运营为主的阶段。2021 年末福清核电在运机组为 5 台，装机容量 551.7 万千瓦；2022 年 6 号机组投运后，在运机组增至 6 台，装机容量增加 116.1 万千瓦至 667.8 万千瓦，增幅 21.0%，并于 2023—2025 年保持稳定。装机扩张为 2022 年前后的电量增长提供支撑，此后由于没有新增机组投运，年度电量和盈利变化主要取决于检修安排、机组利用水平以及电价和成本变化。

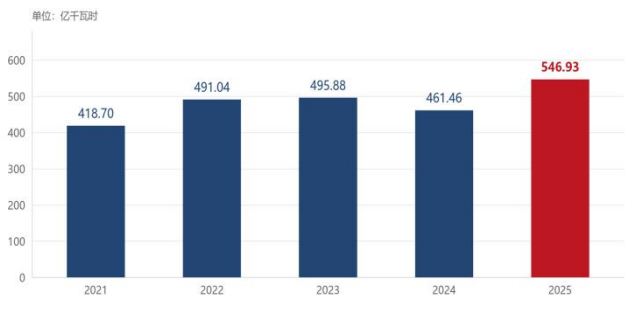
检修减少释放存量机组发电能力，福清核电 2025 年发电量显著回升。福清核电发电量由 2021 年的 418.70 亿千瓦时增至 2023 年的 495.88 亿千瓦时，2024 年回落至 461.46 亿千瓦时，2025 年升至 546.93 亿千瓦时，同比增长 18.5%，较 2021 年增长 30.6%。2025 年电量回升发生在装机规模不变的背景下，主要原因是大修次数由 2024 年的 5 次降至 2 次，维修工期由 166 天缩短至 55 天，机组可发电时间增加，带动全年电量恢复。

图38：2021-2025 福清核电装机容量情况



资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图39：2021-2025 福清核电发电量情况

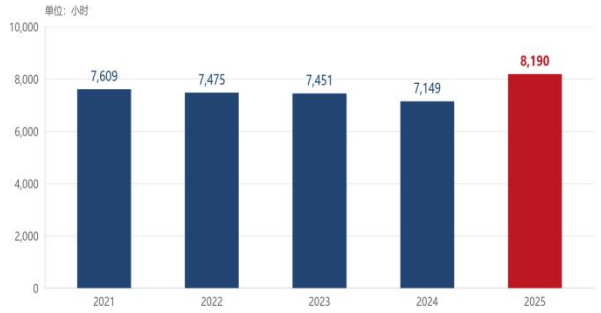


资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

利用小时显著回升是福清核电 2025 年存量装机增产的直接体现。按评级报告披露口径，福清核电利用小时由 2021 年的 7,609 小时降至 2024 年的 7,149 小时，2025 年回升至 8,190 小时，同比增加 1,041 小时，达到 2021—2025 年最高水平。利用小时回升与维修工期缩短相对应，机组能力因子由 2024 年的 81%升至 96%，负荷因子由 78%升至 94%。在装机容量稳定的情况下，机组可用时间和实际发电负荷同步改善，带动发电量增长。

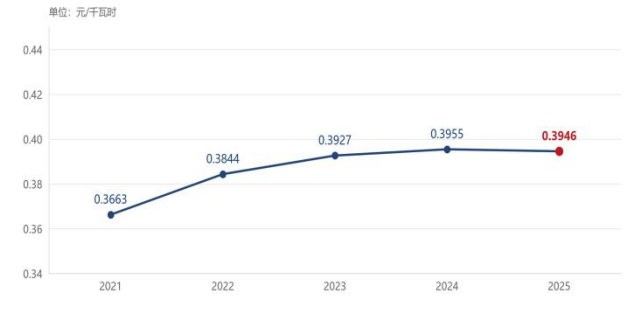
福清核电平均电价在前期抬升后趋于平稳。福清核电平均上网电价由 2021 年的 0.3663 元/千瓦时升至 2023 年的 0.3927 元/千瓦时，2024 年为 0.3955 元/千瓦时，2025 年小幅降至 0.3946 元/千瓦时，同比下降 0.23%。前期电价抬升受到市场化交易价格上涨支持，2021—2023 年市场化交易电价由 0.3499 元/千瓦时升至 0.4337 元/千瓦时；2025 年全部上网电量纳入市场化交易统计（含外送），市场化交易电价较 2024 年的 0.3970 元/千瓦时小幅下降，平均电价亦略有回落。

图40：2021-2025 福清核电利用小时情况



资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图41：2021-2025 福清核电上网电价情况



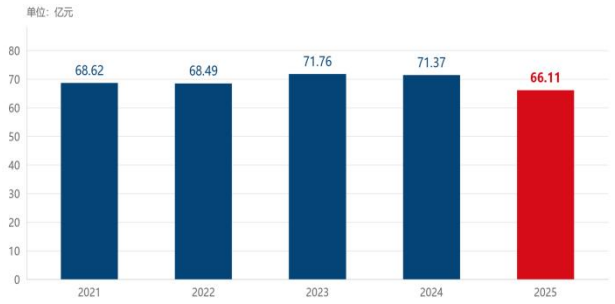
资料来源：福清核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

三门核电：量价承压拖累短期盈利，后续机组投产打开成长空间

售电量与平均电价同步下降，导致三门核电 2025 年收入承压。2021—2024 年，三门核电营业收入处于 68.49 亿—71.76 亿元区间，2025 年降至 66.11 亿元，同比下降 7.4%。收入下降主要由售电业务量价共同走弱导致：上网电量由 2024 年的 194.38 亿千瓦时降至 181.02 亿千瓦时，同比下降 6.9%；平均上网电价由 0.4154 元/千瓦时降至 0.4086 元/千瓦时，同比下降 1.6%。其中，换料大修天数增加及部分时段参与调峰压低电量，市场化交易规模扩大则使平均结算电价承压。

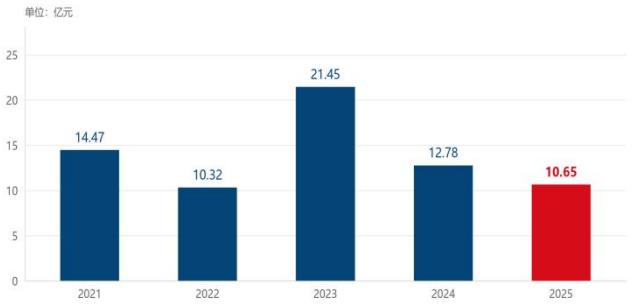
量价下降叠加成本压力，使三门核电 2025 年净利润降幅大于收入降幅。三门核电净利润由 2023 年的 21.45 亿元降至 2024 年的 12.78 亿元，2025 年进一步降至 10.65 亿元，同比下降 16.7%，降幅高于收入的 7.4%。根据评级报告，2025 年售电量、电价下降，同时天然铀价格上升、机组利用水平降低削弱固定成本摊薄效应，毛利率由 37.95%降至 35.40%。尽管财务费用由 9.47 亿元降至 7.56 亿元、期间费用合计减少 2.22 亿元，费用节约仍未能完全抵消主营业务毛利润下降，净利润继续承压。

图42：2021-2025 三门核电营业收入情况



资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图43：2021-2025 三门核电净利润情况

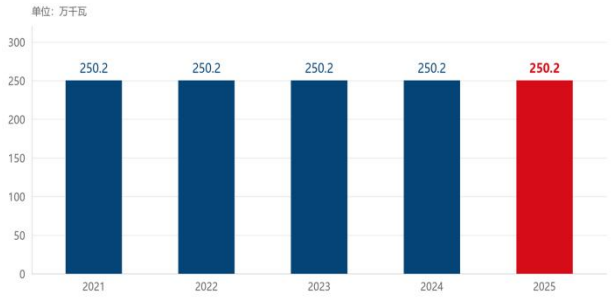


资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

三门核电在运装机保持稳定，3、4 号机组已全面开工建设，5、6 号机组获得核准批复。按项目公司及评级报告口径，2021—2025 年三门核电在运机组均为 2 台，装机容量维持 250.2 万千瓦。1、2 号机组已于 2018 年投入商业运行，后续项目截至 2025 年末尚未形成新增在运容量。因此，这一阶段发电量和利润的变化主要反映检修安排、机组负荷、电价及成本变化，在建机组的扩张效应尚未体现在图示在运装机中。三门核电项目 3、4 号机组（规划容量 2×1,251 兆瓦）分别于 2022 年、2023 年全面开工建设，按计划推动各项相关工作；5、6 号机组（规划容量 2×1,215 兆瓦）已获得核准批复文件，高质量推动施工准备工作。

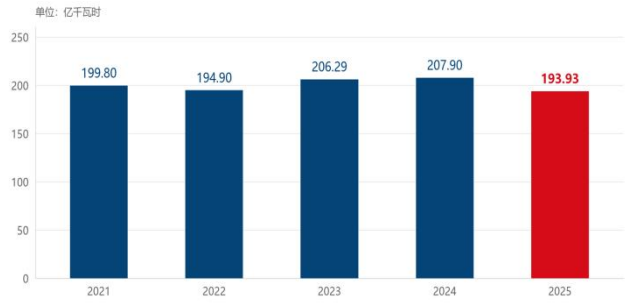
大修增加与调峰共同影响机组出力，三门核电 2025 年发电量回落。三门核电发电量由 2021 年的 199.80 亿千瓦时波动增至 2024 年的 207.90 亿千瓦时，2025 年降至 193.93 亿千瓦时，同比减少 13.97 亿千瓦时、下降 6.7%。在装机容量不变的情况下，2025 年大修次数由 1 次增至 2 次，维修工期由 19 天增至 56 天，减少了机组可发电时间；同时部分时段按照电网调度要求参与调峰，使实际发电负荷低于可用发电能力，两项因素共同导致全年电量下降。

图44：2021-2025 三门核电装机容量情况



资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图45：2021-2025 三门核电发电量情况

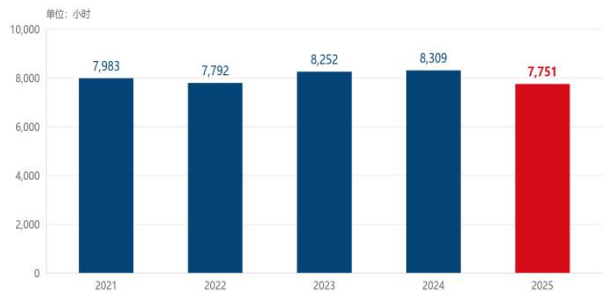


资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

机组可用时间与实际负荷同步下降，使三门核电 2025 年利用小时回落。三门核电利用小时由 2022 年的 7,792 小时升至 2023 年的 8,252 小时、2024 年的 8,309 小时，2025 年降至 7,751 小时，同比减少 558 小时。同期，能力因子由 97.28%降至 92.07%，负荷因子由 94.60%降至 88.48%。前者反映大修增加等因素压缩可发电能力，后者进一步体现实际发电负荷下降；结合评级报告对调峰的说明，2025 年利用小时回落同时受到检修和电网调度因素影响。

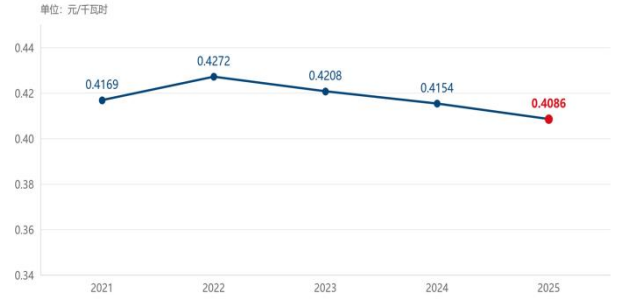
市场化交易规模扩大，使三门核电平均上网电价承压。三门核电平均上网电价由2022 年的 0.4272 元/千瓦时逐步降至 2023 年的 0.4208 元/千瓦时、2024 年的0.4154 元/千瓦时，2025 年进一步降至 0.4086 元/千瓦时，同比下降 1.6%。2025 年浙江相关交易安排明确，三门核电 5%电量参与中长期交易、10%电量参与现货交易；按评级报告披露数据计算，实际市场化交易电量占比由 2024 年的 3.4%升至 2025 年的 15.0%。随着更多电量按市场价格结算，平均上网电价低于 1、2 号机组 0.4203 元/千瓦时的核准电价，电价变化成为影响盈利的重要变量。

图46：2021-2025 三门核电利用小时情况



资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图47：2021-2025 三门核电上网电价情况



资料来源：三门核电债券评级报告，国信证券经济研究所整理

为什么我们在当前时点看好华电新能？

重点省份 2027 年机制电价回暖

从已公布结果来看，2027 年新能源机制电价竞价呈现明显回暖趋势。甘肃、新疆、黑龙江等省份出清价格较上一轮均有不同程度上涨，其中甘肃风电、光伏机制电价分别升至 0.2440、0.2447 元/千瓦时，接近或达到竞价上限；新疆光伏由 0.15 元/千瓦时大幅提升至 0.259 元/千瓦时，风电升至 0.23 元/千瓦时；黑龙江风电机制电价亦提升至 0.2845 元/千瓦时，云南风光电价则继续维持在 0.33 元/千瓦时左右高位。总体来看，首轮竞价中部分地区因竞争激烈导致的低价现象正在逐步纠偏，开发企业报价更加重视项目合理收益，机制电价逐步向竞价上限靠拢。

华电新能在机制电价回暖省份具备较高装机暴露，电价修复有望直接增厚公司盈利弹性。截至 2025 年末，公司在新疆、云南、甘肃、黑龙江四省新能源控股装机合计约 3315 万千瓦，占公司总装机约 34%，其中新疆装机约 2190 万千瓦、占比达 22.5%，是公司最核心的新能源布局区域之一。此次新疆 2027 年光伏机制电价由 0.15 元/千瓦时大幅提升至 0.259 元/千瓦时、风电升至 0.23 元/千瓦时，对公司存量项目电价和收益率修复形成直接利好；同时甘肃风光机制电价均较上一轮上涨约 25%，而公司在甘肃当前存量装机占比虽仅约 4%，但在建规模较大，机制电价上行有望显著改善新增项目全生命周期 IRR。叠加云南机制电价维持 0.33 元/千瓦时左右高位、黑龙江风电电价明显回升，我们认为，随着 2027 年各省机制电价逐步纠偏，公司高占比区域的电价中枢有望企稳回升，有助于缓解新能源市场化交易带来的电价压力，并强化 2027 年以后盈利修复的确定性。

表2：截至目前已完成 2027 年机制电价竞价省份的竞价结果情况

省份	类型	2026 年/上一轮机制电价（元/kWh）	2027 年机制电价（元/kWh）	变化	2027 年竞价区间（元/kWh）	华电新能装机容量（万 kW）	装机占比
甘肃	风电	0.1954	0.2440	+24.9%	0.1954-0.2447	398.1	4.1%
	光伏	0.1954	0.2447	+25.2%	0.1954-0.2447		
云南	风电	0.3350	0.3351	+0.03%	0.1800-0.3358	499.7	5.1%
	光伏	0.3290	0.3310	+0.6%	0.2200-0.3358		
新疆	风电	0.2100	0.2300	+9.5%	0.1500-0.2620	2,189.8	22.5%
	光伏	0.1500	0.2590	+72.7%	0.1500-0.2620		
黑龙江	风电	0.2281	0.2845	+24.7%	0.1600-0.3000	227.2	2.3%
	光伏	—	H1 未组织	—	—		
合计	—	—	—	—	—	3,314.9	34.0%

资料来源：国网新能源云、昆明电力交易中心、甘肃电力交易中心，国信证券经济研究所整理

绿氢、算电协同等新业态进展有序

新业态有望成为新能源主业提质增效的重要抓手。随着新能源全面进入市场化交易阶段，单纯依赖“资源获取—项目建设—并网发电”的传统开发模式面临电价波动、消纳约束等挑战，新能源运营商的竞争重点正逐步由单一装机规模扩张，转向资源获取、负荷绑定、灵活调节和终端消纳能力的综合竞争。国家能源局 2025 年出台《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，明确提出到 2030 年集成融合发展成为新能源发展的重要方式，并重点推动新能源与算力、绿氢、传统高载能产业协同发展；2026 年多用户绿电直连政策进一步将算力设施、绿色氢氨醇列为优先支持场景，为新能源就近消纳打开新的商业模式。

华电新能已将新能源融合发展纳入公司中长期战略，除传统风光项目外，重点布局绿电直连、算电协同、绿氢、储能及零碳园区等业态。公司在债券募集说明书中明确提出培育绿氢、绿氨醇及新型储能新的增长极，并加快布局零碳园区、虚拟电厂、绿电直连、算电协同等项目。我们认为，上述业务短期尚难成为公司利润主体，但其核心价值并不仅在于贡献新增收入，而在于通过绑定新增负荷、拓宽非电消纳渠道以及提高源网荷储协同能力，提升新能源资产的消纳确定性和收益稳定性，并反向增强公司新能源资源获取能力。

算电协同率先落地，和林格尔项目由示范向规模化复制迈进。2025 年，公司建成“全国一体化算力网络”和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目，其中一期 36 万千瓦风光电场已实现并网发电；截至 2026H1，后续 50 万千瓦风光电场已完成投资论证并进入施工准备阶段，其中风电 41 万千瓦、光伏 9 万千瓦。按中国华电披露口径，三期项目全部建成后风光装机规模合计达到 86 万千瓦，形成较大规模的算电协同示范项目。同时，公司已披露在四川、黑龙江、云南、内蒙古等区域继续开展算电协同、绿电直连项目前期工作。随着“东数西算”持续推进以及 AI 算力用电需求增长，西部风光资源富集地区与算力中心在空间上的匹配度提升，公司较大的新能源资源储备有望成为拓展算电协同项目的重要基础。

图48：和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目示意图



资料来源：中国能源新闻网，国信证券经济研究所整理

绿氢是公司将新能源价值链由电力向能源化工领域延伸的重要方向。截至2026H1，内蒙古达茂旗风光制氢一体化项目已开工建设，规划新能源装机100万千瓦，其中风电70万千瓦、光伏30万千瓦。包头市生态环境部门披露，项目规划年产绿氢约4.7万吨；与此同时，公司配套推进达茂旗至包头市区氢气长输管道，中报披露管道已全线贯通并预计年内投产。绿氢可将低价或富余风光电量转化为可储存、可运输的二次能源，从而突破新能源只能通过电网消纳的传统边界。根据包头市规划，达茂旗项目生产的绿氢将通过输氢管道向包头山南化工区输送，进一步连接化工、冶金、交通等工业用氢场景，形成“风光发电—电解水制氢—储运—工业消纳”的产业链闭环。对于内蒙古等新能源装机快速增长区域而言，绿氢本质上增加了一类可调、可转化的新增负荷，在新能源低价时段尤其具有消纳价值。

图49：内蒙古华电包头市达茂旗20万千瓦新能源制氢示范工程示意图



资料来源：中国能源新闻网，国信证券经济研究所整理

除算电协同及绿氢外，公司在绿电直连、零碳园区及独立储能领域亦已形成一定项目储备。2026H1，公司披露内蒙古东山铝业 60 万千瓦源网荷储项目、赤峰万泰 40 万千瓦项目正在推进前期工作；三亚崖州湾科技城约 70 万千瓦零碳园区已取得开发权；广东汕尾 20 万千瓦/40 万千瓦时独立储能项目已经投产，天津、云南储能项目亦处于建设或施工准备阶段。

表3：公司新业态项目进展情况

业态	重点项目	新能源/储能规模	截至 2026H1 进展
算电协同	内蒙古和林格尔园区绿色供电	风电 41 万 kW+光伏 9 万 kW	完成投资论证、施工准备
绿电供应	中车商都产业园	风电 20 万 kW+光伏 10 万 kW	全容量并网
绿电直连	内蒙古东山铝业	风电 30 万 kW+光伏 30 万 kW	已核准/备案，推进前期
绿电直连	内蒙古赤峰万泰	风电 40 万 kW	已核准，推进前期
绿氢	达茂旗风光制氢	风电 70 万 kW+光伏 30 万 kW	已开工
绿氢	乌鲁木齐制氢制储加用一期	风电 4 万 kW	全容量投产
零碳园区	三亚崖州湾科技城	约 70 万 kW	已取得开发权
独立储能	广东汕尾	20 万 kW/40 万 kWh	全容量投产
独立储能	天津南疆一期	10 万 kW/20 万 kWh	建设中
独立储能	云南泸水	10 万 kW/20 万 kWh	完成投资论证

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

集团直控强化资源协同

股权层级进一步理顺，集团直接控股有望强化资源配置与资本运作协同。2026 年 7 月，中国华电启动华电新能股权结构优化，拟由华电福瑞将所持公司 29%股份无偿划转至中国华电；本次划转完成后，公司控股股东将由华电福瑞变更为中国华电，中国华电将直接持有公司 29%股份，并通过华电福瑞、华电国际及华电产融等主体继续间接持股，直接及间接合计持股比例保持 72.72%，实际控制人仍为中国华电。我们认为，本次调整核心在于进一步缩短华电新能与集团总部之间的股权层级，使公司由集团间接控股的重要新能源平台进一步升级为集团直接控股的核心上市平台，在重大项目资源协调、跨区域项目开发、融资安排以及后续资本运作等方面有望获得更加直接的集团支持。

华电新能定位集团新能源最终整合唯一平台，存量待注入资产为外延成长提供明确储备。中国华电已明确将华电新能打造为集团以风电、光伏为主的新能源业务“最终整合的唯一平台”，此前集团已通过多轮股权及资产重组，将华电福新、华电国际及集团其他直属单位的大量新能源资产整合进入公司体系。根据公司上市文件，截至 2024 年末，控股股东及实际控制人控制的在运行、建设以及已核准/备案新能源项目装机合计 1,254.37 万千瓦，其中 177.36 万千瓦因上市公司独立性、业务差异等原因预计不予注入，剩余 1,077.01 万千瓦新能源项目已明确在满足上市公司注入条件后，由控股股东及实际控制人推动依法依规注入华电新能，占彼时公司在运及储备项目规模约 5.37%。上述资产为公司内生项目开发之外提供了较为清晰的外延成长储备，但具体注入节奏仍取决于项目合规整改、建成投产及相关审批程序。

集团庞大的新能源资源储备有望持续赋能公司长期成长。截至 2026 年 6 月末，公司风电、光伏并网装机已分别达到 4,498.56 万千瓦、5,589.48 万千瓦，合计超过 1 亿千瓦；同期在建项目装机 3,361.76 万千瓦，上半年新取得核准/备案容量 1,177.87 万千瓦。在自身储备充裕的基础上，未来若集团体系内具备注入条件

的新能源资产逐步整合至上市公司，公司成长模式有望由“自主开发建设”进一步拓展为“自主开发+集团资产注入”双轮驱动。叠加中国华电在大型风光基地、海上风电以及水风光一体化等领域持续加大资源布局，我们认为集团直接控股后，公司作为集团新能源核心上市平台的战略地位进一步凸显，项目获取、资源协同与资本运作能力有望持续增强，为中长期装机及盈利增长提供支撑。

表4：集团体系内已形成超千万千瓦潜在资产注入储备

所处阶段	资产持有主体	类型	装机容量（万千瓦）	后续安排
已投运	安徽新能源	风电	21.56	条件成熟后拟注入
	流亭公司	风电	14.70	条件成熟后拟注入
	南丹新能源	风电	20.00	条件成熟后拟注入
	华电新疆	风电	55.00	条件成熟后拟注入
	华电新疆	光伏	62.00	条件成熟后拟注入
	华电国际	光伏	1.70	条件成熟后拟注入
	华电四川	光伏	36.00	条件成熟后拟注入
	华电雄安	光伏	4.75	条件成熟后拟注入
	华电山西	光伏	7.00	条件成熟后拟注入
已投运拟注入小计			222.71	
在建	华电国际	光伏	1.50	投产并具备注入条件后拟注入
	华电四川	光伏	15.00	同上
	华电山西	光伏	3.00	同上
	金上公司	光伏	260.00	同上
在建拟注入小计			279.50	
核准备案、尚未开工	华电辽宁能源有限公司	风电	100.00	建设、投产并具备注入条件后拟注入
	华电辽能	风电	24.00	同上
	华电能源	风电	50.00	同上
	乌江水电	风电	30.00	同上
	乌江水电	光伏	25.00	同上
	华电雄安	风电	10.00	同上
	华电雄安	光伏	50.80	同上
	华电新疆	风电	285.00	同上
潜在业务机会小计			574.80	
拟注入合计			1,077.01	

资料来源：招股说明书，国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

风电业务

装机及发电量方面，预计公司风电装机规模由 2025 年末的 4,251 万千瓦提升至 2026—2028 年的 4,900/5,100/5,500 万千瓦，对应新增装机 649/200/400 万千瓦。考虑新增项目投产时点，我们采用 10%的新增装机年内加权系数测算平均有效装机。在利用小时方面，考虑行业消纳及市场化交易等因素，预计 2026—2027 年风电利用小时维持 1,775 小时，2028 年小幅回升至 1,800 小时，对应发电量分别为 766/873/922 亿千瓦时，上网电量分别为 753/860/907 亿千瓦时。

电价及收入方面，预计 2026 年平均上网电价（不含税）0.328 元/千瓦时，2027-2028 年小幅回升至 0.330 元/千瓦时。随着新增装机持续释放，公司风电板块收入预计由 2025 年的 224.8 亿元增长至 2026—2028 年的 247/284/299 亿元。

成本及盈利方面，假设新增风电项目单位造价为 4,800 元/千瓦，存量及新增资产加权后的单位建造成本逐步下降，固定资产折旧年限按 25 年、残值率按 5%测算。在单位成本方面，预计风电单位营业成本由 2025 年的 0.216 元/千瓦时下降至 2026—2028 年的 0.213/0.209/0.207 元/千瓦时。综合电价、发电量及成本变化，风电板块毛利率预计由 2025 年的 39.8%降至 2026 年的 35%，随后回升至 2027—2028 年的 36.6%/37.2%。

光伏业务

装机及发电量方面，预计公司光伏装机由 2025 年末的 5,287 万千瓦增至 2026—2028 年末的 5,800 / 6,000 / 6,200 万千瓦，对应新增装机 513 / 200 / 200 万千瓦。考虑新增项目首年发电贡献有限，将年内加权系数由 2025 年隐含的 20.6%下调至 10%，据此测算平均有效装机为 5,338 / 5,820 / 6,020 万千瓦。考虑光伏出力和消纳约束，预计 2026—2027 年利用小时均为 1,050 小时，2028 年小幅回升至 1,075 小时，对应发电量 560.5 / 611.1 / 647.2 亿千瓦时、上网电量 551.0 / 601.0 / 636.6 亿千瓦时。华电新能 2025 年年报

电价及收入方面，预计 2026—2027 年平均上网电价（不含税）均为 0.300 元/千瓦时，2028 年小幅回升至 0.305 元/千瓦时。新增装机带来的电量增长可抵消 2026 年电价下行的影响，预计光伏板块收入由 2025 年的 150.6 亿元增至 2026—2028 年的 165.3 / 180.3 / 194.2 亿元。华电新能 2025 年年报

成本及盈利方面，假设新增光伏项目单位造价为 3,200 元/千瓦，固定资产折旧年限为 25 年、残值率为 5%。2026 年利用小时回落，度电折旧由 2025 年的 0.161 元升至 0.166 元，带动度电营业成本由 0.196 元升至 0.200 元。叠加平均上网电价由 0.323 元降至 0.300 元/千瓦时，预计 2026 年毛利率由 2025 年的 39.5%降至 33.2%。随着低造价项目逐步并入，叠加 2028 年利用小时回升，预计 2027—2028 年度电营业成本回落至 0.196 / 0.191 元，毛利率修复至 34.6% / 37.4%。

投资收益：预计 2026—2028 年华电新能投资收益分别为 14.09、15.25、16.19 亿元。福清核电装机维持 667.8 万千瓦，2026-2028 年利用小时分别为 7400/7500/7500 小时，对应 2026—2028 年发电量分别为 494.17、500.85、500.85 亿千瓦时，按 6.1%、6.0%、6.0%的厂用电率测算，上网电量分别为 464.03、470.80、470.80 亿千瓦时。含税平均上网电价假设为 0.370、0.372、0.373 元/千瓦时，均低于 2025 年的 0.3946 元/千瓦时，对应不含税营业收入 151.94、154.99、155.41 亿元。中国核电披露，福清核电 2026 年前三季度因检修天数增加，发电量同比下降 11.34%，为全年利用小时下调提供了依据。模型将综合营业成本及期间费用率设为 72.5%，财务费用由 11.50 亿元逐步降至 9.00 亿元，因此 2027—2028 年利润修复主要来自电量恢复、结算电价小幅回升和财务费用下降。预计福清核电净利润分别为 32.54、34.95、36.33 亿元，按 39%持股比例计入华电新能投资收益 12.69、13.63、14.17 亿元。三门核电按 10%持股比例贡献 1.40、1.62、2.03 亿元，增量主要来自 3、4 号机组自 2027 年起分步投产，投产首年按部分年度发电计入，随后逐步爬坡。其他投资收益按零计入，两项核电投资收益合计于 2030 年升至 17.60 亿元，此后按该水平持平。

资产减值：2026—2028 年预计资产减值损失分别为 4.74、4.87、5.95 亿元。2026 年取 2023—2025 年实际减值损失 4.32、1.65、8.24 亿元的均值，后续逐年纳入最新预测值滚动测算。公司披露，2025 年减值上升主要与拟更新拆除的老旧风电

机组有关。滚动均值既平滑了集中计提带来的波动，也保留了后续改造的减值敞口。2026 年前三季度实际计提约 0.12 亿元，全年假设隐含四季度约 4.62 亿元，高于上年同期的 3.44 亿元，对年末计提预留了较充分的空间。

表5：华电新能业务拆分

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
风力发电业务						
收入（万元）	2,189,610	2,274,128	2,248,293	2,470,947	2,838,351	2,993,822
增速	11%	4%	-1%	10%	15%	5%
毛利（万元）	1,121,824	1,068,026	895,339	864,773	1,038,847	1,114,906
毛利率	51.2%	47.0%	39.8%	35.0%	36.6%	37.2%
太阳能发电业务						
收入（万元）	751,955	1,093,873	1,505,842	1,652,925	1,803,105	1,941,589
增速	57%	45%	38%	10%	9%	8%
毛利（万元）	405,934	479,140	594,390	549,093	623,551	725,568
毛利率	54.0%	43.8%	39.5%	33.2%	34.6%	37.4%
其他业务						
收入（万元）	16,448	28,774	143,903	151,099	158,654	166,586
增速	-28%	75%	400%	5%	5%	5%
毛利（万元）	10,704	18,763	54,219	56,930	59,776	62,765
毛利率	65.1%	65.2%	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%
合计						
总营收（万元）	2,958,013	3,396,775	3,898,039	4,274,971	4,800,109	5,101,997
增速	20%	15%	15%	10%	12%	6%
毛利（万元）	1,538,462	1,565,928	1,543,948	1,470,796	1,722,174	1,903,238
毛利率	52.0%	46.1%	39.6%	34.4%	35.9%	37.3%

资料来源:公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

未来 3 年业绩预测

表6：未来 3 年盈利预测表（单位：百万）

	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入	38980	42750	48001	51020
营业成本	23541	28042	30779	31988
销售费用	0	0	0	0
管理费用	1574	1569	1730	1821
研发费用	0	0	0	0
财务费用	6058	6770	7540	8199
营业利润	9249	6913	8514	9566
利润总额	9236	6900	8501	9554
归属于母公司净利润	7263	5426	6685	7513
EPS	0.17	0.13	0.16	0.18
ROE	5.99%	4%	5%	5%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理和预测

按上述假设条件，预计未来 3 年营收 427.50/480.01/510.20 亿元，同比+9.7%/12.3%/6.3%，毛利率 34.4%/35.9%/37.3%，毛利 147.08/172.22/190.32 亿元；归母净利润 54.26/66.85/75.13 亿元，同比-25.3%/23.2%/12.4%。

估值与投资建议

绝对估值：4.61 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 34.3%，2 年期的日度数据计算贝塔系数为 0.82，无风险利率 2.0%，风险溢价为 7%，债务资本成本为 2.7%，计算得出 WACC 值为 7.53%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 2%的假设条件下，测算出华电新能对应每股权益价值为 4.61 元，高于目前股价 16.7%。

表7：公司盈利预测假设条件（%）

	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入增长率	14.76%	9.67%	12.28%	6.29%
毛利率	39.6%	34.4%	35.9%	37.3%
管理费用/营业收入	4.04%	3.67%	3.60%	3.57%
销售费用/营业收入	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
营业税及附加/营业收入	1.30%	1.15%	1.20%	1.22%
所得税税率	12.09%	12.09%	12.09%	12.09%
股利分配比率	34.46%	20.00%	20.00%	20.00%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所假设

表8：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.82	T	12.09%
无风险利率	2.00%	Ka	7.74%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	2.20
公司股价（元）	3.95	Ke	17.39%
发行在外股数（百万）	41714	E/(D+E)	34.3%
股票市值(E，百万元)	164771	D/(D+E)	65.7%
债务总额(D，百万元)	315190	WACC	7.53%
Kd	2.7%	永续增长率（10 年后）	2%

资料来源：国信证券经济研究所假设（股价数据更新至 2026.11.9）

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 9 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表9：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		6.5%	7.0%	7.53%	8.0%	8.5%
永续增长率变化	3.5%	13.92	10.57	8.05	6.09	4.53
	3.0%	11.32	8.69	6.65	5.02	3.68
	2.5%	9.37	7.23	5.53	4.13	2.98
	2.0%	7.84	6.06	**4.61**	3.40	2.38
	1.5%	6.62	5.10	3.84	2.78	1.87
	1.0%	5.62	4.30	3.19	2.24	1.42
	0.5%	4.79	3.63	2.64	1.78	1.03

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：4.49 元

可比公司选择：聚焦大型央企新能源运营平台。公司主营业务以风电、光伏等新能源项目开发运营为主，我们选取业务模式及资产属性较为接近的三峡能源、龙源电力及节能风电作为可比公司。其中，三峡能源与龙源电力均为 A 股大型央企新能源运营平台，风光业务占比较高，在业务结构、成长模式及资本市场估值体系等方面与公司具有较高可比性；节能风电作为国内领先的专业新能源运营商，风电装机规模较大，在新能源项目运营效率、电价及利用小时等经营指标方面具有较强参考意义。2026-2028 年可比公司对应的平均 PE 估值均值分别为 31/26/22X，参考可比公司平均估值水平，考虑到公司领先的装机规模和持续滚动开发能力，我们给予公司 2027 年 28 倍 PE，对应股价 4.49 元/股，高于目前股价 13.7%。

表10：可比公司估值表

公司简称	代码	股价	总市值	EPS				PE				ROE	PEG	投资评级
			亿元	25A	26E	27E	28E	25A	26E	27E	28E	25A	26E	
华电新能	600930.SH	3.95	1648	0.18	0.13	0.16	0.18	21.94	30.37	24.65	21.93	5.99	-1.09	优于大市
	可比公司													
龙源电力	001289.SZ	14.73	1231	0.54	0.46	0.53	0.65	27.21	32.28	27.66	22.68	6.11	-2.05	优于大市
三峡能源	600905.SH	3.41	975	0.13	0.11	0.13	0.14	26.27	31.46	26.48	23.78	4.24	-1.91	优于大市
节能风电	601016.SH	3.05	200	0.11	0.10	0.12	0.15	28.77	30.14	24.80	20.75	3.91	-6.66	无
	均值								**31**	**26**	**22**			

资料来源:Wind、国信证券经济研究所整理注：可比公司取自 Wind 一致预期（股价数据更新至 2026.11.9）

投资建议

我们预计 2026-2028 年公司归母净利润分别为 54.26/66.85/75.13 亿元，同比-25%/23%/12%，对应 PE=30.4/24.6/21.9x。通过多角度估值，预计公司合理估值在 4.49-4.61 元之间，较 2026.11.9 收盘股价有 13.7%-16.7%的溢价，首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取了绝对估值和相对估值方法，多角度综合得出公司的合理估值在 4.49-4.61 元之间，但该估值是建立在相关假设前提基础上的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权平均资本成本（WACC）的计算、TV 的假定和可比公司的估值参数的选定，都融入了很多个人的判断，进而导致估值出现偏差的风险，具体来说：

可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长率估计偏乐观，导致未来 10 年自由现金流计算值偏高，从而导致估值偏乐观的风险；

加权平均资本成本（WACC）对公司绝对估值影响非常大，我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 2.0%、风险溢价 7%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值偏低，从而导致公司估值高估的风险；

我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 2%，公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；

相对估值方面：我们选取了可比公司 2026 年 PE 的 wind 一致性预期做为相对估值的参考，在行业平均水平的基础上，最终给予公司 2027 年 28 倍 PE，可能未充分考虑市场及该行业整体估值偏高的风险。

盈利预测的风险

- 我们预计公司未来 3 年毛利率分别为 34.4%/35.9%/37.3%，可能存在对公司成本估计偏低、毛利高估，从而导致对公司未来 3 年盈利预测值高于实际值的风险。
- 在对公司的未来盈利预测中，我们设定了如装机容量、发电量、上网电量、利用小时、上网电价等很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断，若这些参数的假设与实际情况偏离，可能导致对公司未来 3 年盈利预测值高于实际值的风险。

经营风险

1. 电价下行风险

随着新能源全面参与电力市场交易，风电、光伏项目上网电价受区域电力供需、新能源渗透率、电力市场化交易价格及机制电价竞价结果等因素影响有所加大。若部分新能源装机较为集中的区域电力供需持续宽松，或现货市场低价、负电价时段增加，可能导致公司市场化交易电价低于预期；同时，若后续新能源机制电价竞价结果低于预期，也可能对新增项目全生命周期收益率造成一定影响，进而影响公司收入及盈利水平。

2. 消纳与利用小时下降风险

近年来我国新能源装机持续快速增长，部分新能源资源富集地区电源建设速度可能阶段性快于电网送出能力及本地负荷增长速度。若特高压外送通道、电网配套工程及储能等调节资源建设进度不及预期，或部分区域新能源新增装机规模超预期，公司项目可能面临弃风弃光率上升、设备利用小时下降等风险。此外，风速、光照等自然资源条件具有一定年度波动性，若来风、光照条件偏弱，也可能导致公司发电量低于预期，从而对经营业绩产生不利影响。

3. 高负债及财务费用侵蚀风险

新能源运营行业具有前期资本投入较大、项目投资回收期较长的特点，公司持续推进风电、光伏等新能源项目开发建设，对资本金及债务融资需求较高。若未来公司装机扩张速度较快，债务融资规模可能进一步增加；同时，若市场利率出现上行，或新增项目收益率下降，公司财务费用及偿债压力可能有所提升。若经营现金流增长无法与资本开支及债务扩张相匹配，较高的财务费用可能对公司利润释放形成一定侵蚀。

4. 补贴回款及应收账款回收不及预期风险

公司部分存量新能源项目仍涉及可再生能源补贴款，应收账款规模及回款节奏受到补贴资金拨付安排、电网结算周期等因素影响。若可再生能源补贴回款进度低于预期，或市场化交易、电费结算周期延长，可能导致公司应收账款及营运资金

占用增加，影响经营性现金流表现，并带来一定的资金成本压力。若相关应收款项长期未能按期收回，也可能增加信用减值损失风险。

5. 新业务拓展不及预期风险

公司正在积极布局绿电直连、储能、绿氢、算电协同、零碳园区等新能源融合新业态，上述业务有望拓展新能源资产收益来源，但整体仍处于产业发展和商业模式持续探索阶段。相关项目的盈利能力受到技术成本、终端需求、配套政策、电价机制以及项目建设进度等多重因素影响。若后续行业政策支持力度、下游需求增长或项目落地进度不及预期，或新业务商业模式尚未形成稳定盈利闭环，公司新业务对收入及利润的贡献可能低于预期。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金及短期投资	13281	6656	8784	9574	8556
应收款项	46647	47981	46849	46028	41934
存货净额	81	106	126	138	144
其他流动资产	4626	4715	5171	5807	6172
流动资产合计	**64634**	**59459**	**60931**	**61547**	**56806**
固定资产及在建工程	290301	351473	379820	374712	368692
无形资产	5947	7175	6888	6601	6314
其他非流动资产	69677	85547	83362	81164	78858
长期股权投资	13530	14467	14467	14467	14467
资产总计	**444090**	**518120**	**545468**	**538491**	**525136**
短借及一年内到期负债	68332	77084	93290	76855	55798
应付款项	27612	31401	37405	41056	42668
其他流动负债	9913	7176	8461	9289	9661
流动负债合计	**105857**	**115661**	**139156**	**127200**	**108127**
长期借款及应付债券	183026	203245	202245	201245	200245
其他长期负债	35587	45601	45601	45601	45601
长期负债合计	**218613**	**248847**	**247847**	**246847**	**245847**
负债合计	**324469**	**364508**	**387002**	**374047**	**353973**
少数股东权益	14039	16669	17180	17811	18520
归母股东权益	105582	136944	141285	146633	152643
负债和股东权益总计	**444090**	**518120**	**545468**	**538491**	**525136**

关键财务与估值指标	2024	2025	2026E	2027E	2028E
每股收益	0.25	0.17	0.13	0.16	0.18
每股红利	0.00	0.06	0.03	0.03	0.04
每股净资产	2.93	3.28	3.39	3.52	3.66
ROIC	3.83%	2.74%	2%	3%	3%
归母平均净资产 ROE	9.30%	5.99%	4%	5%	5%
毛利率	46%	40%	34%	36%	37%
EBIT Margin	47%	39%	32%	33%	35%
EBITDA Margin	88%	84%	85%	84%	83%
收入增长	15%	15%	10%	12%	6%
净利润增长率	-8%	-18%	-25%	23%	12%
资产负债率	73%	70%	71%	69%	67%
股息率	0.0%	1.5%	0.7%	0.8%	0.9%
P/E	16.1	22.7	30.4	24.6	21.9
P/B	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1
EV/EBITDA	14.7	15.7	14.7	12.8	11.6

利润表（百万元）	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入	**33968**	**38980**	**42750**	**48001**	**51020**
营业成本	18308	23541	28042	30779	31988
营业税金及附加	390	506	491	575	620
销售费用	0	0	0	0	0
管理费用	1367	1574	1569	1730	1821
研发费用	0	0	0	0	0
财务费用	5466	6058	6770	7540	8199
投资收益	1687	2161	1409	1525	1619
资产减值及公允价值变动	(165)	(823)	(473)	(487)	(594)
其他经营损益	440	609	100	100	150
营业利润	10397	9249	6913	8514	9566
营业外净收支	93	(13)	(13)	(13)	(13)
利润总额	**10490**	**9236**	**6900**	**8501**	**9554**
所得税费用	1010	1117	834	1028	1155
少数股东损益	649	857	640	788	886
归属于母公司净利润	**8831**	**7263**	**5426**	**6685**	**7513**

现金流量表（百万元）	2024	2025	2026E	2027E	2028E
合并净利润	9480	8119	6066	7473	8399
资产减值准备	165	824	474	487	595
折旧摊销	14046	17673	22458	24145	24753
公允价值变动损失	0	(1)	(1)	(1)	(1)
财务费用调整	5424	5999	6847	7632	8290
营运资本变动	(3262)	1444	7945	4653	5707
其他经营调整	(1688)	(2227)	(1409)	(1525)	(1619)
经营活动现金流	**24164**	**31831**	**42380**	**42865**	**46123**
净资本开支	(71478)	(75311)	(47552)	(16000)	(16000)
其它投资现金流	(3347)	(684)	1409	1525	1619
投资活动现金流	**(74826)**	**(75995)**	**(46143)**	**(14475)**	**(14381)**
权益性融资	21337	33994	0	0	0
借款、债券等净融资	49239	25184	15206	(17435)	(22057)
支付股利、利息	(7511)	(8557)	(9314)	(10166)	(10703)
其他筹资现金流	(5569)	(13095)	0	0	0
融资活动现金流	**57495**	**37526**	**5892**	**(27601)**	**(32760)**
现金净变动（含汇兑）	**6835**	**(6642)**	**2128**	**789**	**(1018)**
期初现金及现金等价物	6217	13052	6410	8538	9328
期末现金及现金等价物	13052	6410	8538	9328	8310
企业自由现金流	(48539)	(45783)	(7795)	24110	27988
权益自由现金流	700	(20599)	1391	(34)	(1356)

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司

关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳
深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046　总机：0755-82130833

上海
上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京
北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032