2026 年 11 月 25 日

中国核电（601985.SH）

买入（首次评级）

公司深度研究

证券研究报告

厚积收获，量价双升

公用事业与环保组
分析师：姜涛（执业 S1130525120007）
jiang_tao@gjzq.com.cn
分析师：许子怡（执业 S1130526030003）
xuziyi@gjzq.com.cn
联系人：郭仕豪
guoshihao@gjzq.com.cn

市价（人民币）：9.91 元
目标价（人民币）：11.75 元

投资逻辑：

■ **盈利增长与资本提效共振，ROE 回升驱动价值重估**

公司前期核电建设投入持续增加，相关资本尚未形成完整利润贡献，叠加电价下行及新能源盈利承压，阶段性压低资本回报。核电成熟资产的盈利基础仍保持稳固，2025 年剔除中核汇能后的归母净利率约 13.3%，接近 2023 年的 13.5%。随着在建机组陆续商运，前期投入转化为电量与利润增量；市场电价回升提升存量机组收益，新能源经营改善减轻盈利拖累。三方面共同改善公司盈利能力与资产周转效率，推动 ROE 回升，公司当期成长逻辑更加清晰，远期红利属性逐步显现。

■ **集中投产打开成长空间，电价回升释放盈利弹性**

截至 2026 年 11 月公司在运核电装机 26.21GW，在建及核准待建装机分别为 17.0/8.6GW，预计 2027-2029 年分别投产 6.4/1.3/3.7GW 核电装机，电量增长具有高可见度。价格端，年度长协电价与上一年 12 月月度电价密切相关，江苏 12 月月度电价升至 0.398 元/千瓦时，看好 2027 年长协价格回升。我们预测江苏、福建、浙江、海南长协电价分别回升至 0.39、0.39、0.39、0.40 元/千瓦时（分别上涨 4.6、2.1、4.5、2.1 分），对应增厚归母净利润约 10.6 亿元。田湾核电 2026 年安排 300 亿千瓦时参与市场化交易，测算含税电价每上涨 1 分/千瓦时，增厚归母净利润约 1 亿元。同时，浙江等地核电电价保障机制持续完善，若江苏、福建进一步落地类似安排，将增强公司结算电价稳定性，并提供政策端盈利增量。

■ **新能源由扩张转向收益修复，现金流改善先于利润修复兑现**

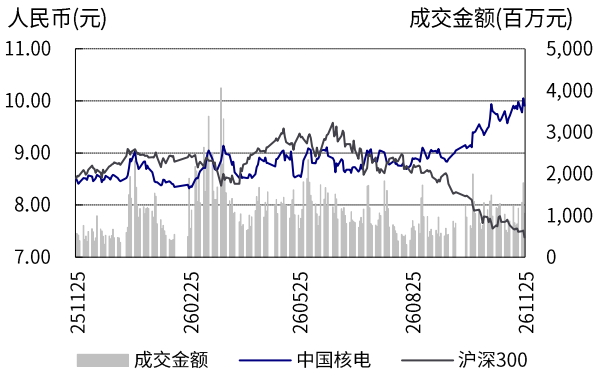
公司持有中核汇能 62.7%股权，在运风光装机分别为 11.2/24.7GW，在建风光装机分别为 3.9/5.4GW。补贴回款增加与投资支出收缩推动中核汇能自由现金流缺口由 2024 年 268 亿元降至 2025 年 103 亿元，后续消纳改善与利用小时修复将提升存量项目收益，逐步减轻新能源对集团盈利的拖累；审慎新增投资，并通过 REITs 等方式盘活新能源资产、回收资金，为核电建设提供资金空间。经营修复与资产结构优化共同增强公司 ROE 回升的持续性。

盈利预测、估值和评级

我们预测，2026-2028 年公司归母净利润 73.56/96.69/116.89 亿元，同比-20.9%/+31.4%/+20.9%，对应 PE 为 27.7/21.1/17.4 倍。公司核电机组投产高峰将至，同时受益于市场化交易电价上浮弹性，给予公司 2027 年 25 倍 PE，对应目标价 11.75 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

核电建设速度不及预期；电价波动风险；机组技术安全风险。



公司基本情况（人民币）

项目	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	77,272	82,075	83,652	95,685	107,318
营业收入增长率	3.09%	6.22%	1.92%	14.38%	12.16%
归母净利润(百万元)	8,777	9,304	7,356	9,669	11,689
归母净利润增长率	-17.38%	6.00%	-20.94%	31.44%	20.89%
摊薄每股收益(元)	0.465	0.452	0.358	0.470	0.568
每股经营性现金流净额	2.16	1.82	2.23	2.51	2.89
ROE(归属母公司)(摊薄)	7.96%	7.84%	5.98%	7.50%	8.60%
P/E	22.44	19.12	27.71	21.08	17.44
P/B	1.79	1.50	1.66	1.58	1.50

来源：公司年报、国金证券研究所

内容目录

一、核电主业基础稳固，资本回报将迎修复 5
1.1 核准重启推动成长兑现，中核产业链巩固龙头优势 5
1.2 核电贡献核心盈利，新能源投资收缩改善现金流 6
1.3 投产兑现与经营修复共振，共同支撑 ROE 回升 9
二、投产提速叠加电价回升，核电主业进入增长兑现期 10
2.1 量：核准储备充足，集中投产驱动电量增长 10
2.2 价：市场电价触底回升，保障机制完善降低波动 12
2.3 成本：铀价传导有限，融资降本与投产优惠支撑收益 16
三、新能源转向收益修复，资金占用收缩减轻主业负担 19
3.1 电价与消纳压制盈利，投资策略转向审慎 19
3.2 回款提速与投资收缩改善现金流，多元融资分担资金需求 20
四、盈利预测与估值 22
4.1 盈利预测 22
4.2 投资建议与估值 24
风险提示 25

图表目录

图表 1： 公司已深耕核电领域三十余年 5
图表 2： 2021-2026H1 我国核电装机容量 5
图表 3： 截至 2026H1 公司占全国核电装机的 39% 5
图表 4： 截至 2026 年三季报公司股权结构 6
图表 5： 公司在运核电机组主要分布在江苏、浙江、福建、海南 6
图表 6： 2021-2026Q1-3 公司营业收入及同比增速 7
图表 7： 2021-2026Q1-3 公司归母净利润及同比增速 7
图表 8： 2021-2026H1 公司分业务营业收入 7
图表 9： 2021-2026H1 公司分业务毛利率 7
图表 10： 2021-2026Q1-3 公司经营性现金流情况 8
图表 11： 2021-2026Q1-3 公司投资现金流净额 8
图表 12： 公司自由现金流情况 8
图表 13： 2021-2026Q1-3 公司应收账款 8
图表 14： 2021-2025 年公司股息率及分红率 8
图表 15： 公司股价与季度 ROE 复盘 9

图表 16： 在建工程占总资产比例升至高位，资产周转率下降 9
图表 17： 公司核电部分归母净利率与资产周转率维持高位 10
图表 18： 2019 年核电重启，近年来核电积极发展核准加速 11
图表 19： 《“十五五”碳达峰行动方案》提出到 2030 年核电装机容量达 110GW 11
图表 20： 我国核电运营商机组情况（截至 2026Q3） 12
图表 21： 2026-2031 年全国核电预计每年投产机组及装机容量 12
图表 22： 公司核电市场化交易电量及比例 13
图表 23： 公司核电平均上网电价 13
图表 24： 2026 年中国核电各机组电价政策汇总 13
图表 25： 公司各省核电平均上网电价（元/千瓦时） 14
图表 26： 江苏省 12 月月度电价达 0.398 元/千瓦时 14
图表 27： 公司市场化电价弹性测算 15
图表 28： 公司各省机组市场化电价利润敏感性测算 15
图表 29： 机制电价覆盖比例对公司归母净利润影响 16
图表 30： 公司营业成本结构拆分 16
图表 31： 全球铀市场价格 16
图表 32： 三代机组单位投资额整体高于二代机组 17
图表 33： 公司核电度电成本维持相对稳定 17
图表 34： 公司核电度电毛利 17
图表 35： 2021-2026Q1-3 公司期间费用率 18
图表 36： 2021-2026Q1-3 公司资金成本持续下降 18
图表 37： 公司计征乏燃料处置金电量占比 18
图表 38： 增值税退税收益估算（亿元） 19
图表 39： 公司在运在建新能源装机情况 19
图表 40： 公司新能源发电量快速增长 19
图表 41： 2026Q3 公司在运新能源装机量达 35.9GW 20
图表 42： 2026Q3 公司各电源装机容量占比 20
图表 43： 2021-2026Q1-3 中核汇能营业收入 20
图表 44： 2021-2026Q1-3 中核汇能归母净利润 20
图表 45： 中核汇能毛利率及归母净利率 20
图表 46： 公司光伏及风电度电收入 20
图表 47： 中核汇能自由现金流缺口大幅收窄 21
图表 48： 2021-2026Q1-3 中核汇能应收账款情况 21
图表 49： 中国核电及中核汇能新能源相关股权融资情况 21
图表 50： 中核汇能前十大商誉项目 22

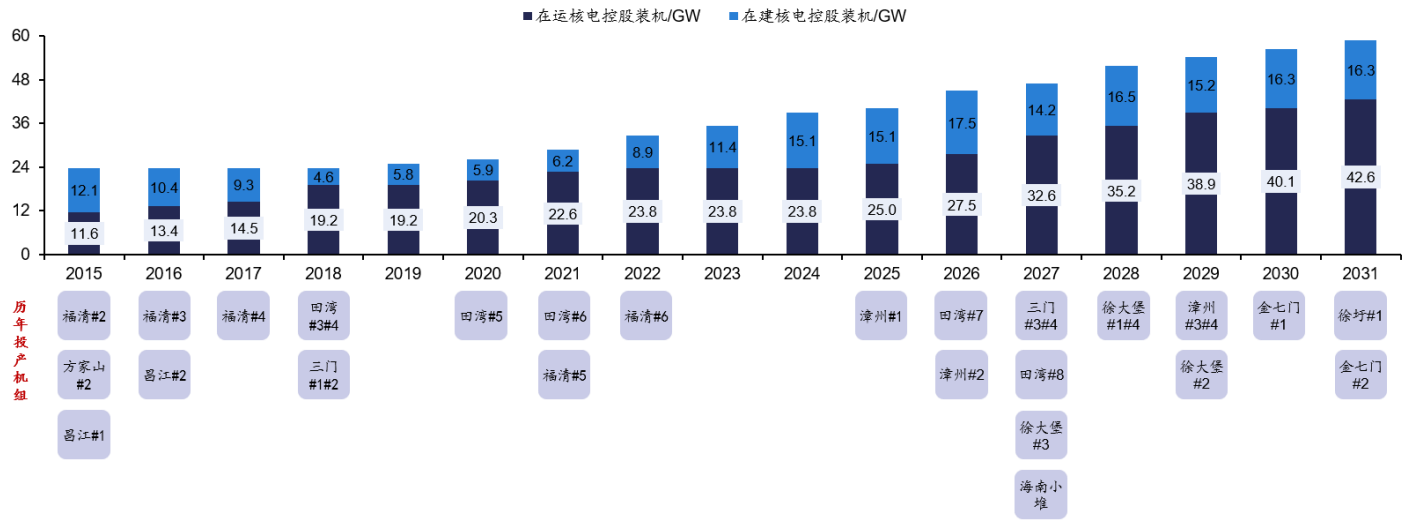
图表 51： 2025 年中核汇能商誉账面价值开始下降 22
图表 52： 公司主营业务经营数据预测 23
图表 53： 公司细分业务营收拆分 23
图表 54： 可比公司估值比较（收盘价日期：2026/11/25） 24

一、核电主业基础稳固，资本回报将迎修复

1.1 核准重启推动成长兑现，中核产业链巩固龙头优势

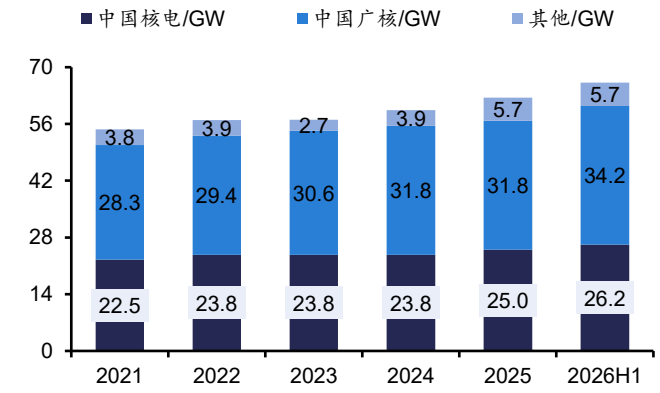
中国核电是我国四大核电运营平台之一，公司深耕核电主业三十余年。2026 年上半年末，公司控股在运核电机组 27 台、装机容量 26.21GW；截至 2026 年三季度，在建及核准待建装机容量达 25.64GW，接近现有在运规模。2019 年核电核准重启叠加 2020 年双碳目标提出，公司成长预期逐步修复，并在新机组投产兑现的过程中形成兼具利润增长与红利属性的投资逻辑。当下核电在建项目已经步入投产期，未来多年项目持续投产将推动核电主业利润稳健增长，与此同时市场化电价上行也将给公司带来较大的业绩弹性。公司盈利与现金流改善有望共同推动估值修复。

图表1：公司已深耕核电领域三十余年



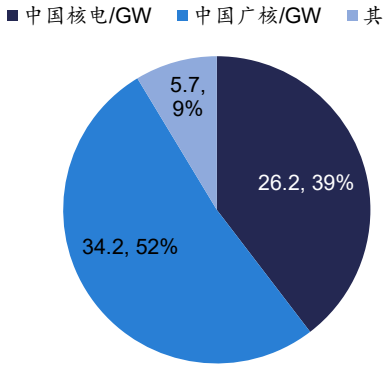
来源：公司公告，中国核能行业协会，国金证券研究所　备注：2026-2031 年为预测值

图表2：2021-2026H1 我国核电装机容量



来源：公司公告，中国核能行业协会，国金证券研究所

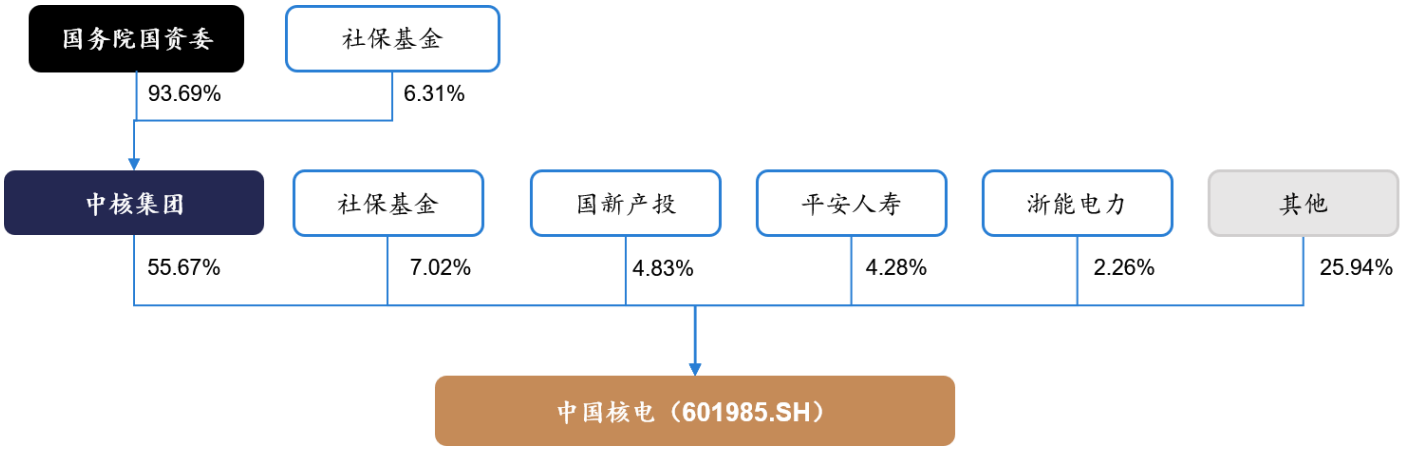
图表3：截至 2026H1 公司占全国核电装机的 39%



来源：公司公告，中国核能行业协会，国金证券研究所

公司控股股东为中国核工业集团有限公司，截至 2026 年三季报控股股东持股比例为 55.67%，实际控制人为国务院国资委。中核集团业务覆盖天然铀探采、核燃料制造、核电技术研发、工程建设总包、核燃料循环及后端放射性废物处理处置等环节，能够为公司提供全产业链协同。2024 年全国社保基金以 8.31 元/股参与公司定增，目前为公司第二大股东，持股比例为 7.02%。此外国新产业资本及平安人寿于 2026 年中报增持公司，目前持股比例分别为 4.83%及 4.28%，长期资金的参与进一步优化了公司股东结构。

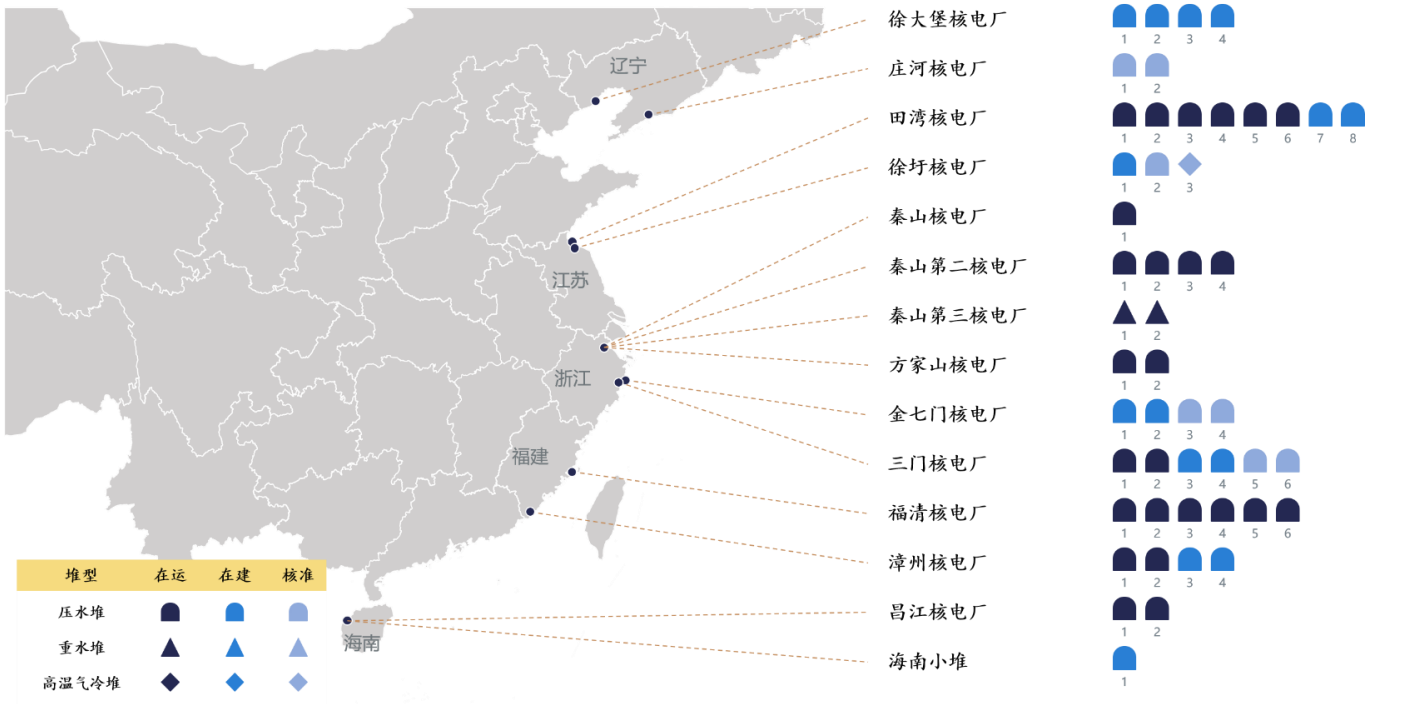
图表4：截至 2026 年三季报公司股权结构



来源：iFinD，国金证券研究所

公司核电项目集中于沿海省份，区域用电需求为存量机组运营及新增装机消纳提供支撑。公司在运核电装机 26.21GW，在建及核准待建装机分别为 17.0GW、8.6GW。在运、在建及核准机组分布于江苏、浙江、福建、海南及辽宁，其中江苏在运、在建、核准机组分别为 6、3、2 台，浙江分别为 11、4、4 台；福建在运及在建机组分别为 8 台和 2 台，海南分别为 2 台和 1 台；辽宁暂无在运机组，在建 4 台、核准 2 台。上述布局使公司能够依托沿海负荷中心推进核电主业的持续扩张。

图表5：公司在运核电机组主要分布在江苏、浙江、福建、海南



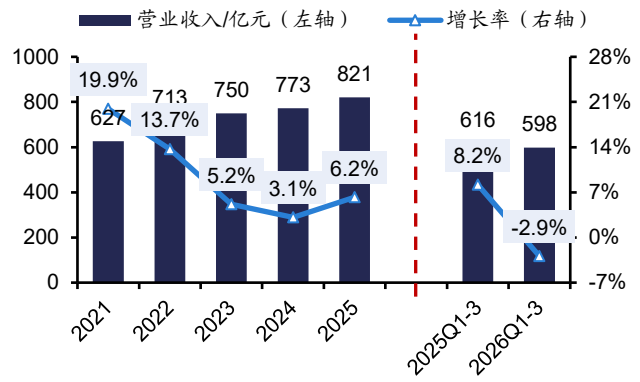
来源：公司公告，中国核能行业协会，国金证券研究所

1.2 核电贡献核心盈利，新能源投资收缩改善现金流

装机扩张推动公司收入增长，近两年利润受到税费、电价及新能源经营压力的影响。公司营业收入由 2021 年的 627 亿元增至 2025 年的 821 亿元，年均复合增长约 7.0%。同期归母净利润由 82 亿元增至 93 亿元，年均复合增长约 3.2%。2024 年公司计提增值税返还对应所得税，当期所得税费用同比增长 68.34%至 60.11 亿元，叠加新能源交易比例提升等因素影响，归母净利润同比下降 17.4%至 88 亿元。2026Q1-3 受新能源限电率等影响，公

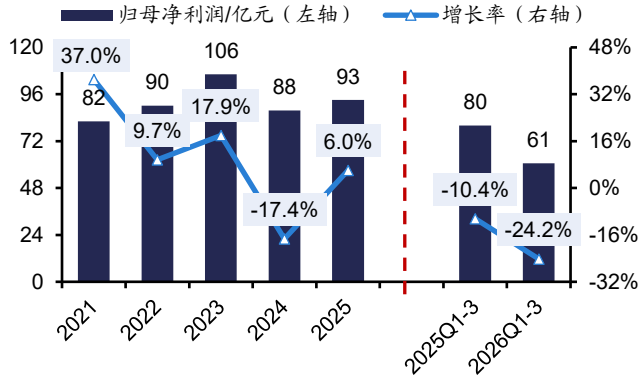
司营业收入 598 亿元，同比下降 2.9%；归母净利润 61 亿元，同比下降 24.2%。

图表6：2021-2026Q1-3 公司营业收入及同比增速



来源：iFinD，国金证券研究所

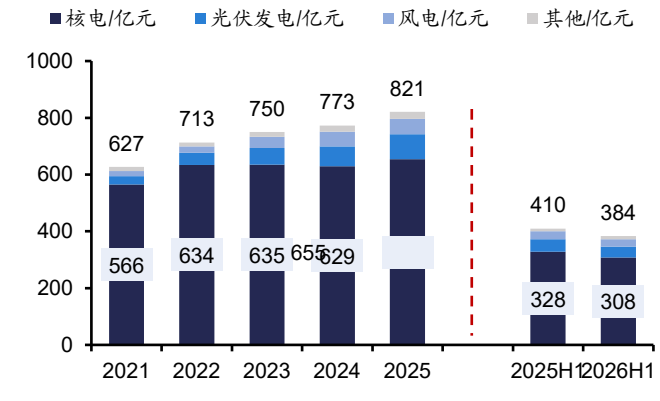
图表7：2021-2026Q1-3 公司归母净利润及同比增速



来源：iFinD，国金证券研究所

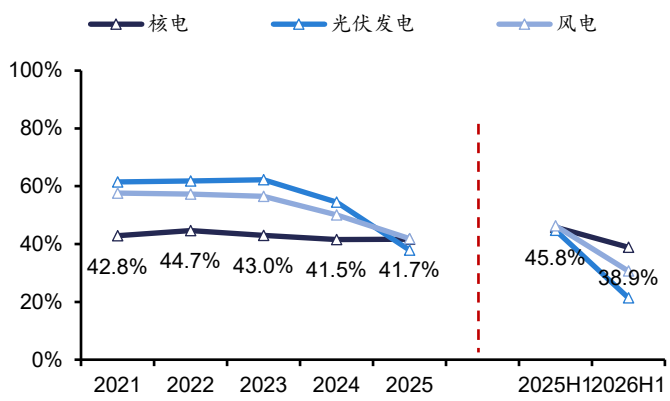
分业务看，核电仍是公司收入和电量的主要来源，新能源在核电投产相对有限的阶段补充增量。2025 年核电业务营收 655 亿元，占总营业收入的 80%。2023-2024 年公司没有新增核电装机投产，新能源业务作为有益补充快速发展，新能源发电营收从 2021 年 46.4 亿快速增长至 2025 年 141.7 亿，营收占比从 7.4%增长至 17.3%。毛利率上，2021-2025 年公司核电毛利率维持在 41%-45%，2026H1 受大修增加及市场化电价下降影响，阶段性降至 38.9%。新能源业务则受到电价下降、弃电增加及新增折旧的共同影响，2024-2026H1 风光毛利率持续回落，风电及光伏毛利率分别从 2023 年 56.5%和 62.2%下滑至 2025 年 41.9%和 37.9%，成为公司整体毛利率下滑的重要因素。

图表8：2021-2026H1 公司分业务营业收入



来源：公司公告，国金证券研究所

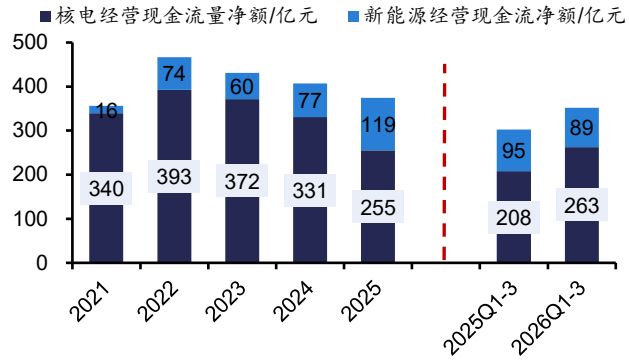
图表9：2021-2026H1 公司分业务毛利率



来源：iFinD，国金证券研究所

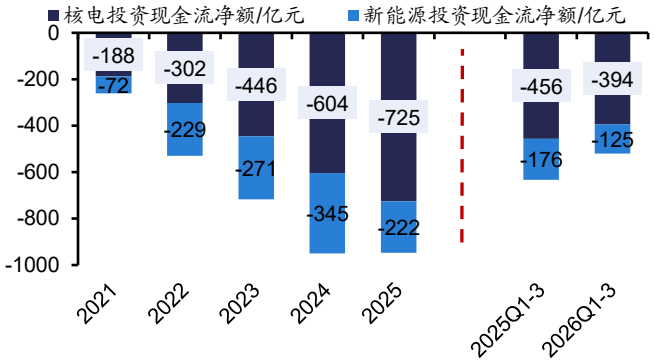
利润承压期间公司经营现金流仍保持较强韧性，2021-2025 年公司经营性现金流净额持续保持在 350 亿元以上；2026Q1-3 同比增长 16%至 352 亿元。投资端，受核电项目集中建设及新能源装机扩张影响，公司购建长期资产现金支出由 2021 年的约 251 亿元增至 2025 年的 937 亿元，核电项目核准放开后投资金额持续增长，2025 年达到 725 亿元，新能源项目投资在 24 年达到顶峰后开始收缩。2021-2025 年公司自由现金流由 96 亿元降至-573 亿元。我们测算随公司经营现金流回升及投资现金流下降，公司自由现金流缺口将从 2026 年开始逐步收窄。

图表10：2021-2026Q1-3公司经营性现金流情况



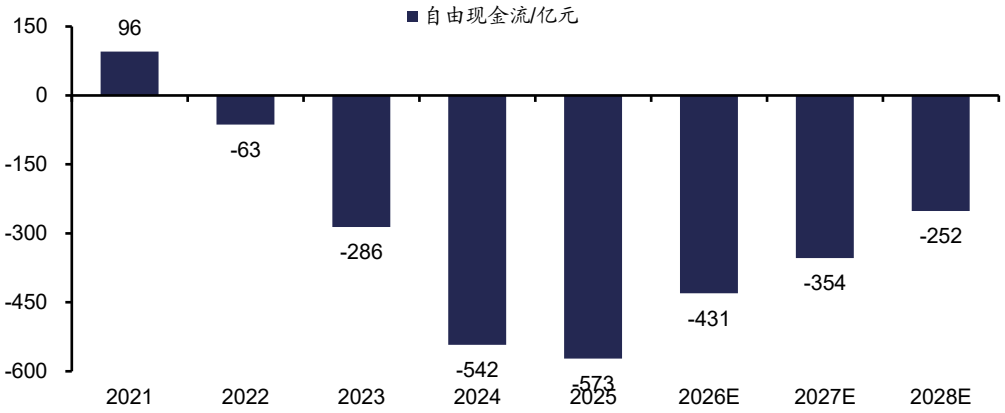
来源：iFinD，国金证券研究所　备注：核电经营现金流净额=公司经营现金流净额-中核汇能经营现金流净额

图表11：2021-2026Q1-3公司投资现金流净额



来源：iFinD，国金证券研究所　备注：核电投资现金流净额=公司投资现金流净额-中核汇能投资现金流净额

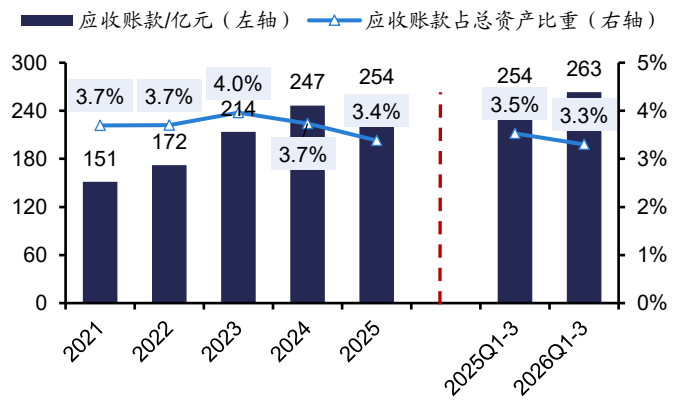
图表12：公司自由现金流情况



来源：iFinD，国金证券研究所　备注：自由现金流=经营现金流量净额+投资现金流量净额

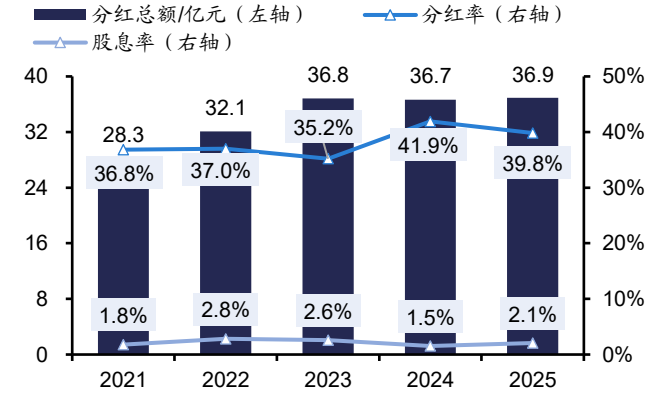
随着新能源装机规模扩大及补贴电费累积，公司应收账款由2021年的151亿元增至2025年的254亿元，但占总资产的比例已经从2023年最高4.0%下降至2026Q3的3.3%，回款压力有所缓解。分红方面，2021-2025年公司分红总额由28.3亿元增至36.9亿元，分红率由35%左右提升至40%。2024年7月公司发布《未来三年（2024-2026年）股东分红回报规划》，承诺每年现金分配利润不少于当年可分配利润的30%。核电新机组扩大盈利与现金流基础，叠加新能源投资放缓及补贴回款改善，远期公司的红利属性亦将逐步体现。

图表13：2021-2026Q1-3公司应收账款



来源：iFinD，国金证券研究所

图表14：2021-2025年公司股息率及分红率

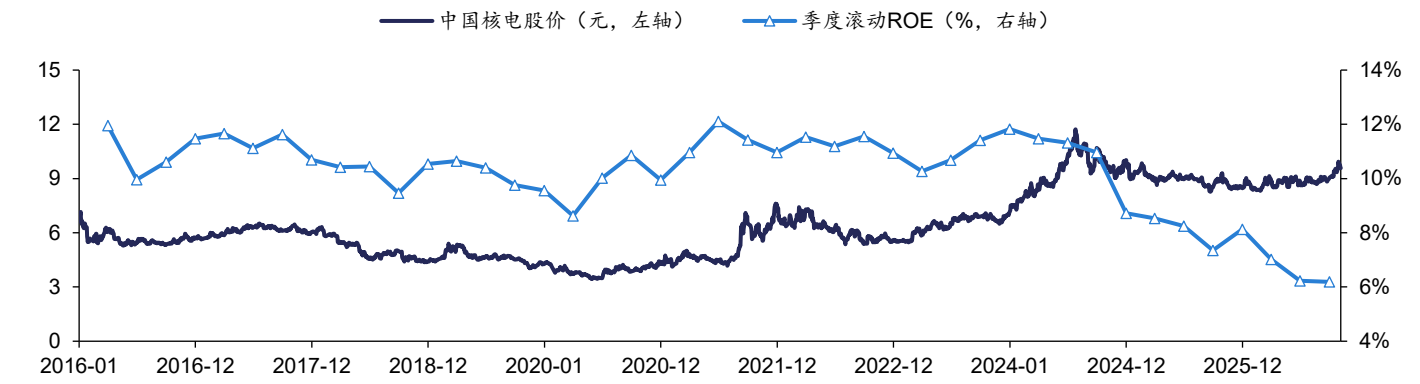


来源：iFinD，国金证券研究所

1.3 投产兑现与经营修复共振，共同支撑 ROE 回升

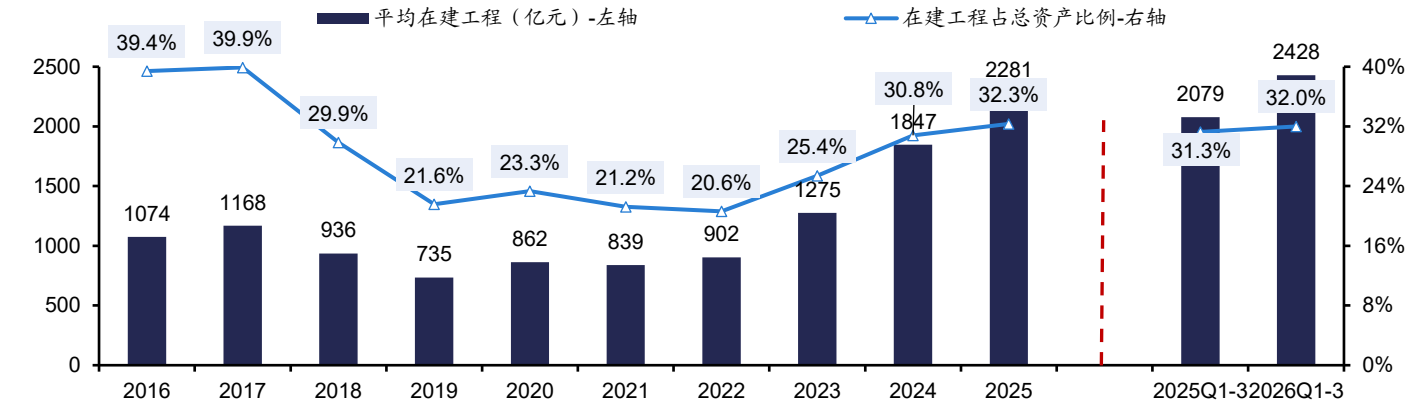
2016-2019 年受归母净利率下滑影响公司 ROE 逐步下降，股价同步受到压制。2020 年至 2024 年上半年，前期机组收益释放与经营改善共同推动 ROE 修复，支撑股价进入上行阶段。三门 2 号恢复运行，田湾 5-6 号、福清 5-6 号相继商运，新增机组逐步贡献完整年度电量，存量机组运行效率同步改善。推动归母净利率由 2019 年的 10.0%升至 2023 年的 14.2%。2024 年 Q4 后公司 ROE 大幅下降。利润端由于一次性计提增值税返还对应所得税，2024 年所得税率由 15.5%升至 26.6%，归母净利率下滑至 11.4%；此后核电市场化电价下降、新能源盈利承压影响利润增长。资产端，在建工程占总资产比例升至 2025 年的 32.3%，周转率较低的新能源资产占比也在提高，公司资产周转率由 14.9%降至 11.7%。上述因素共同使 2025 年 ROE 回落至 8.1%，盈利压力逐步反映至股价。

图表 15：公司股价与季度 ROE 复盘



来源：iFinD，国金证券研究所

图表 16：在建工程占总资产比例升至高位，资产周转率下降



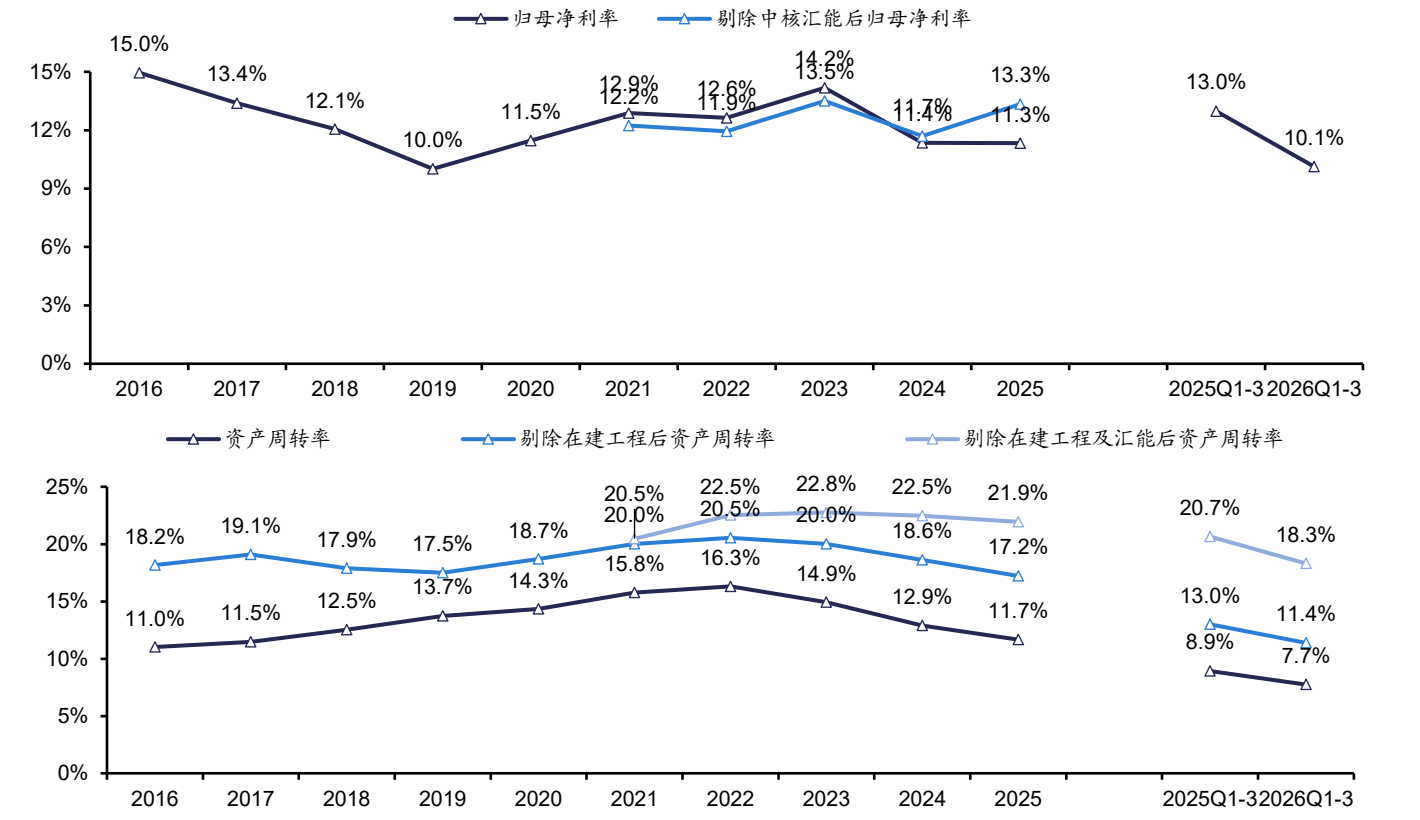
来源：iFinD，国金证券研究所

剔除汇能及在建资产影响后，核电主业的盈利基础仍然稳固，ROE 下降具有明显的阶段性和结构性特征。2025 年剔除中核汇能后的归母净利率约为 13.3%，接近 2023 年的 13.5%，核电业务的利润转化能力没有受到影响。资产效率方面，剔除汇能和在建工程后，资产周转率自 2022 年以来总体保持在 22%左右的高位；2022-2025 年汇能占集团剔除在建后平均资产的比例由 17.2%升至 35.9%。建设期资本沉淀与新能源业务权重提高，拉低了集团整体指标，而核电成熟资产的收入产出效率仍保持稳定。

在当前时间节点，公司 ROE 已经触底，未来预计持续修复。归母净利率上，2027 年市场化电价上涨预期强烈，核电电价修复提高存量机组收益，同时新能源业务亦见底向上。资产周转率上，2027 年是公司核电审批重启后的投产高峰，预计有 5 台机组投产，机组投产将带来收入释放，在建工程占总资产比例预计将从当前 32%的高位逐步下降。同时公司新

能源业务转向收益修复，将逐步减轻对公司 ROE 拖累，随着核电主业进入投产兑现期，新能源业务占比降低也将推动整体 ROE 改善。

图表17：公司核电部分归母净利率与资产周转率维持高位



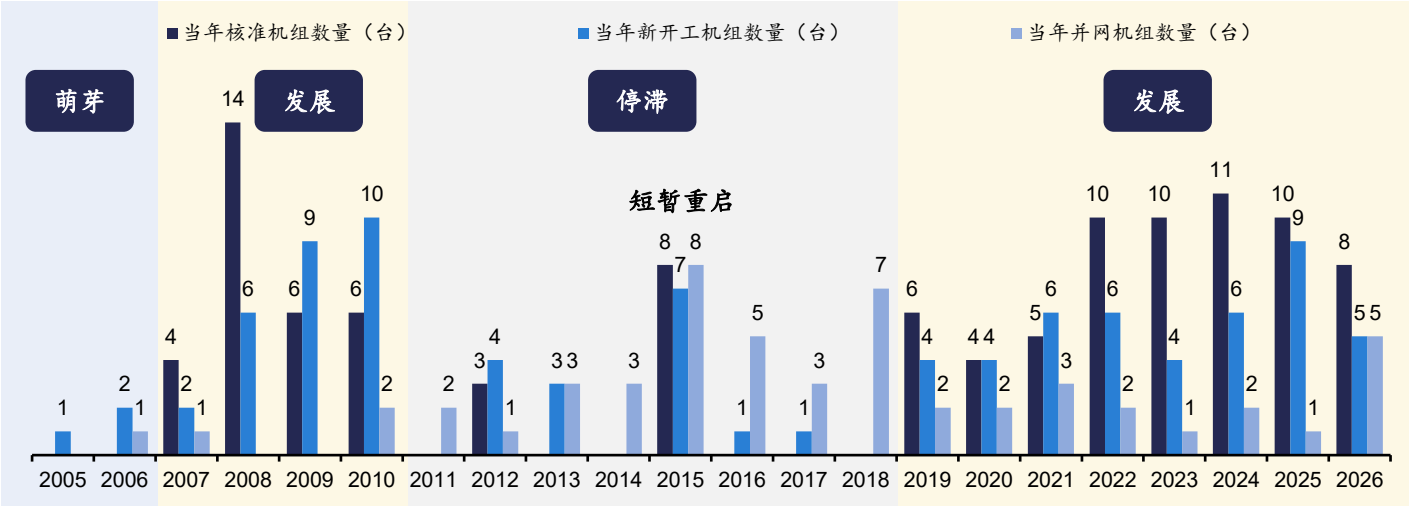
来源：iFinD，国金证券研究所

二、投产提速叠加电价回升，核电主业进入增长兑现期

2.1 量：核准储备充足，集中投产驱动电量增长

2019 年起我国重启核电审批，2026 年进入投产高峰。受 2011 年日本福岛核泄漏事故影响，2011 年之后我国核电进入停滞期，共有 6 年核电项目零审批。2019 年我国重启核电审批，2022 年以来核电核准加速，2022-2025 年连续四年核准 10 台以上机组。2026 年 7 月 31 日，国务院常务会议一次性核准 8 台机组。2026 年截至 11 月 20 日，共投产太平岭 1 号 2 号、三澳 1 号、昌江 3 号及漳州 2 号 5 台机组，核准项目开始集中兑现。

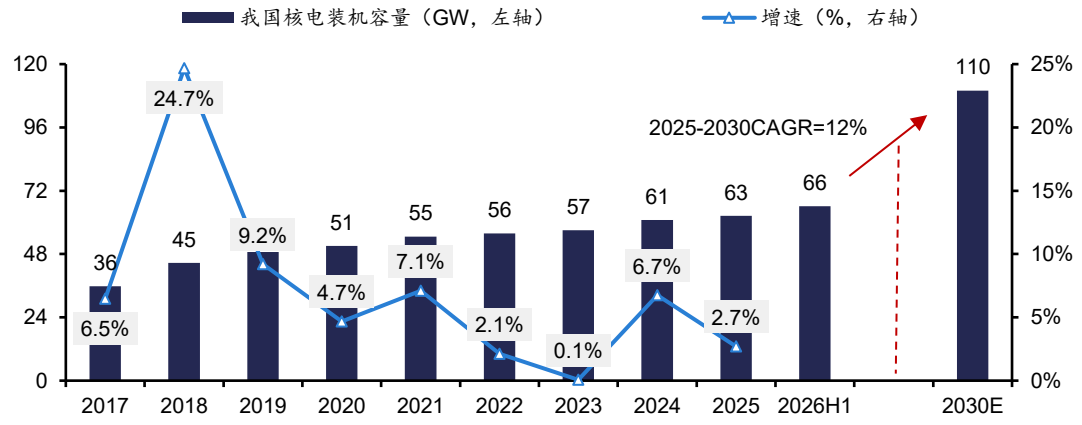
图表18：2019年核电重启，近年来核电积极发展核准加速



来源：中国核能行业协会，国金证券研究所　备注：根据各机组核准、开工、并网时间点进行计算，2026年为截至10月13日数据

核电装机增长提速，十五五期间投产规模将进一步扩大。国务院发布的《"十五五"碳达峰行动方案》明确到2030年核电运行装机容量达到1.1亿千瓦左右，为核电中期装机增长提供政策支撑。以2025年末我国核电运行装机62.52GW为基数测算，实现上述目标对应十五五期间新增装机约47.48GW，2025-2030年装机容量复合增速约12.0%。

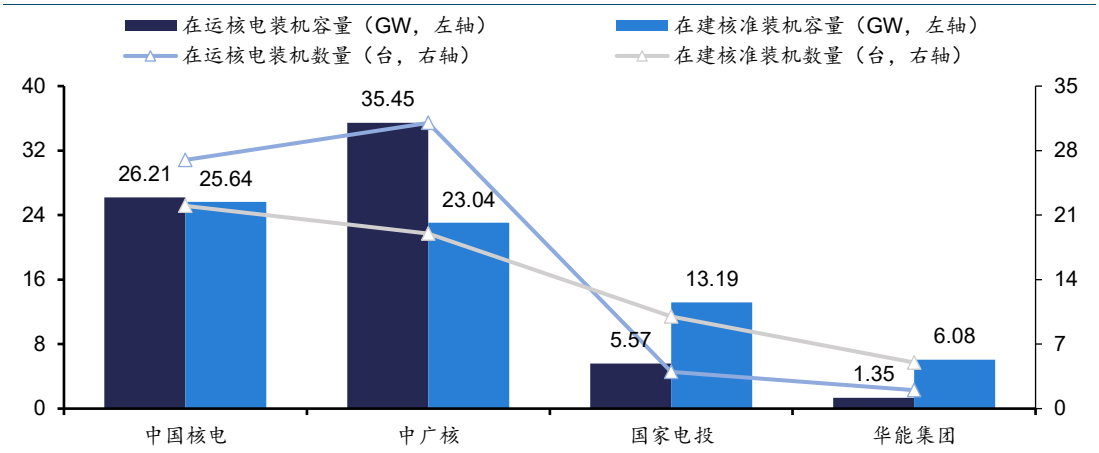
图表19：《"十五五"碳达峰行动方案》提出到2030年核电装机容量达110GW



来源：中国核能行业协会，国务院，国金证券研究所

核电运营资质稀缺，中国核电在建及已核准装机规模居首，后续增长空间充足。我国核电运营主要集中于中核、中广核、国家电投及华能四大集团，中核与中广核两家央企占据主要份额，运营资质具有较高稀缺性。截至2026年三季度，中国核电在建及已核准装机容量位居四家之首，相当于公司在运装机的97.8%，高于中广核约65.0%的水平。储备项目规模接近现有运营规模，将随建设进度逐步转化为新增电量和利润。

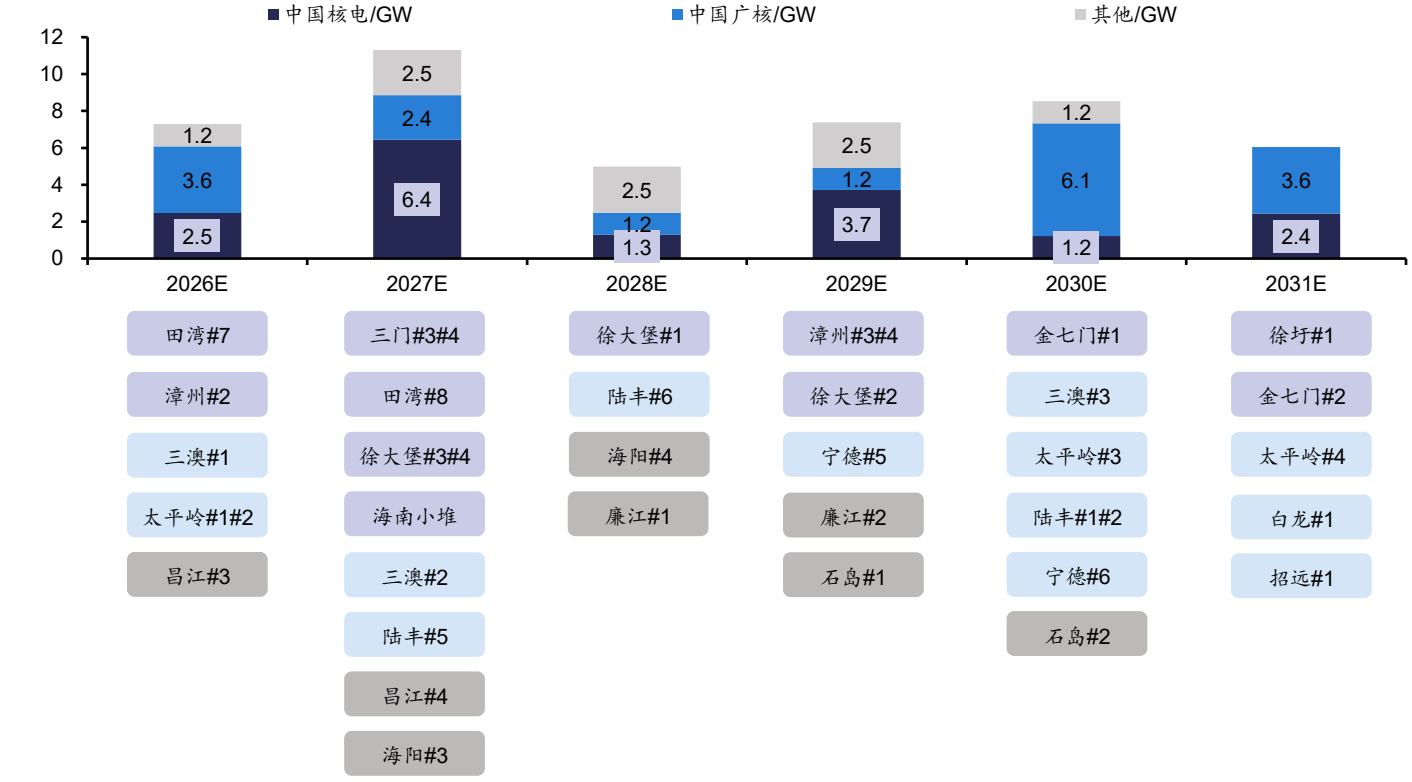
图表20：我国核电运营商机组情况（截至2026Q3）



来源：公司公告，中国核能行业协会，国金证券研究所

2026-2031 年预计 16.3GW 控股在建机组将投产，2025-2031 年装机复合增速 9.3%。公司预计 14 台在建装机将于 2031 年前投产，其中 2027 年预计有 6 台机组投产，将迎来投产高峰，2028-2031 年每年分别投产 1、3、1、2 台，装机容量稳步增长。此外公司有 8 台核准待建机组共计约 8.1GW 将在未来继续支撑装机增长。2026 年上半年，漳州 2 号机组实现商运，徐圩 1 号、金七门 2 号机组实现 FCD，三门 3 号、8 号机组进入调试阶段；10 月 8 日田湾 7 号实现首次并网。公司增长将逐步从资本投入转向装机和电量兑现。

图表21：2026-2031 年全国核电预计每年投产机组及装机容量



来源：国常会，中国核能行业协会，中国核电、中国广核财报，国电投，国金证券研究所

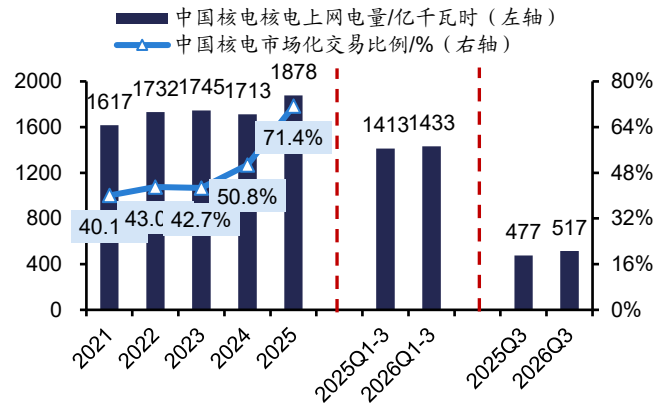
2.2 价：市场电价触底回升，保障机制完善降低波动

核电电价机制正向市场交易与收益保障相结合的方向演进，市场化电量比例提升与结算电价相对稳定有望并行。核电上网电价主要分为计划电价和市场电价，随着核电市场化交易比例提高，公司盈利对交易价格更加敏感。但核电作为清洁基荷电源，兼具稳定供电与低

碳价值，且投资规模大、建设周期长，需要合理、稳定的收益预期支撑长期开发建设，电能量市场的短期价格波动难以充分反映其系统价值。因此核电入市进程将伴随价格保障机制的完善，通过机制电价、政府授权合约等安排，缓解价格波动对实际结算电价的影响。最终核电有望形成高比例参与市场、长期收益相对稳定的经营格局。

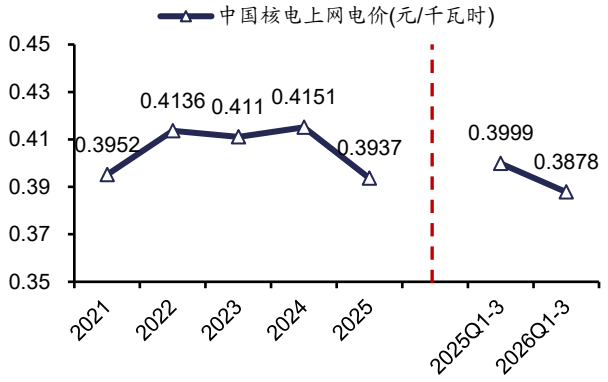
公司入市电量占比持续提升，近两年市场价格下行已传导至平均结算电价。2025 年公司核电市场化电量达 1340.5 亿千瓦时，占总上网电量的比例从 2019 年的 33.7%提升至 2025 年的 71.4%。受市场化电价承压影响，公司核电平均电价 2025 年阶段性下滑至 0.3937 元/千瓦时，2026Q1-3 下滑至 0.3878 元/千瓦时，下降幅度已大幅收窄。要结合各省政策区分的是，纳入市场化交易统计的电量中，部分仍通过政府授权合约等机制结算，入市比例与实际价格风险敞口不完全一致。

图表22：公司核电市场化交易电量及比例



来源：公司公告，国金证券研究所

图表23：公司核电平均上网电价



来源：公司公告，国金证券研究所

公司核电电价存在区域分化，价格保障机制覆盖程度决定各地收益稳定性。从 2026 年政策看，浙江秦山二期、三期及方家山按政府授权合约机制结算，秦山一期及三门核电自 9 月起将政府授权合约覆盖比例提高至 50%，电价稳定性进一步增强；海南昌江核电除保量保价电量外，市场交易部分亦设有溢价回收及低价补偿机制，有助于约束收益波动。相比之下，江苏田湾核电安排 300 亿千瓦时参与市场交易，其余电量保量保价；福建福清、漳州在运机组全部纳入市场化交易，两地电价对市场供需变化更为敏感。2021-2025 年，浙江、海南平均上网电价整体保持平稳，江苏电价自 2022 年高位持续回落，福建随着入市程度加深，电价波动亦有所增加。

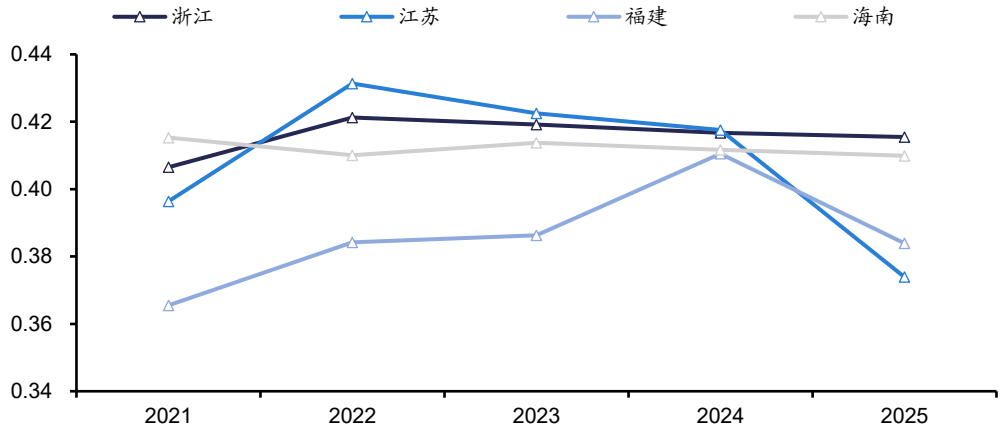
图表24：2026 年中国核电各机组电价政策汇总

省份	核电机组	当前电价政策	核准上网电价/元/千瓦时	市场化交易电价/元/千瓦时（2026 年度长协电价）
浙江	秦山二期 1、2 号机组	参与华东区域市场，电量纳入市场化统计，电价按政府授权合约机制结算	0.3998	-
	秦山二期 3、4 号机组		0.4153	
	秦山三期 1、2 号机组		0.4481	
	方家山 1、2 号机组		0.4153	
	秦山一期	2026 年初按 50%中长期交易＋10%现货交易＋40%政府授权合约安排；9 月起，50%政府授权合约，50%中长期市场化交易	0.4056	0.3449
	三门 1、2 号机组		0.4203	
江苏	田湾 1、2 号机组	100 亿度电市场化交易，其余电量保量保价	0.4390	0.3442

	田湾 3-6 号机组	200 亿度电市场化交易，其余电量保量保价	0.3910	
福建	福清 1-6 号机组 漳州 1、2 号机组	全部纳入市场化交易	-	0.3690
海南	昌江 1、2 号机组	约 33.74 亿度电市场化交易，其余保价保量；市场价部分以核电上网标杆电价为政府授权合约价。市场月均价高于合约价的部分回收；低于合约价 95%时，对 50%市场化结算电量按合约价的 95%保底	0.4153	0.3790

来源：海南省发改委，浙江省发改委，江苏省发改委，福建省发改委，公司公告，国金证券研究所

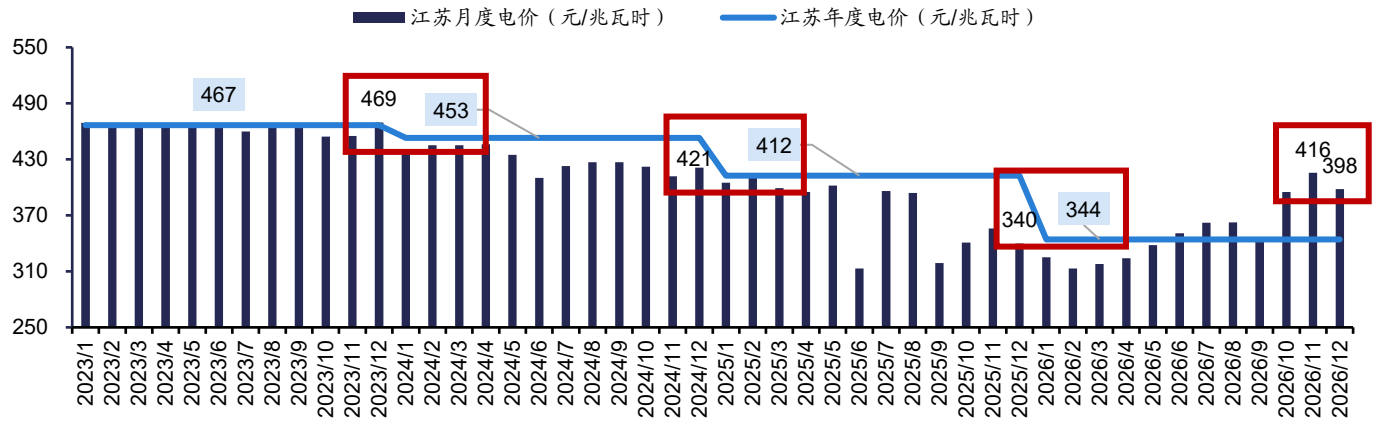
图表25：公司各省核电平均上网电价（元/千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

核电市场化电量以年度长协为主，月度交易为辅，当前月度电价明显抬升，跨年电价修复预期强化，核电市场化电价有望抬升。从江苏等省历年电力交易结果来看，每年年度交易电价与上一年 12 月月度电价密切相关。10 月江苏价格修复趋势进一步强化，江苏月度交易电价自 6 月起连续超过年度长协水平，12 月已达 0.398 元/千瓦时，超过年度长协 5.4 分/千瓦时。此前现货及月度价格低于年度长协，削弱了用户锁定年度电量的意愿；若当前价差关系延续，有望增强用户签订年度长协的需求，并改善 2027 年交易价格。对于市场化电量占比快速抬升的核电市场，2027 年在电价端预计将走出通缩。

图表26：江苏省 12 月月度电价达 0.398 元/千瓦时



来源：江苏电力交易中心，国金证券研究所

基于 2026 年 12 月江苏省月度电价，我们预测 2027 年海南、福建、江苏及浙江市场化电价有望分别回升至约 0.40、0.39、0.39 及 0.39 元/千瓦时，在交易电量及其他条件不变的情况下，预计可增厚公司归母净利润约 10.6 亿元，较 2025 年归母净利润弹性约 11%。

其中江苏、浙江、福建电价每上涨 1 分/千瓦时，分别带来 0.98、0.41、2.00 亿元利润弹性。核电成本相对刚性，电价改善带来的收入增量具有较高的利润转化效率，后续若市场供需及交易价格修复，公司盈利有望获得明显提振。

图表27：公司市场化电价弹性测算

省份	海南	福建	江苏	浙江
市场化发电量/亿千瓦时	34	600	480	107
2026 年长协电价/元/千瓦时	0.3790	0.3690	0.3442	0.3449
2027 年长协电价/元/千瓦时（假设）	0.400	0.390	0.390	0.390
电价变化/元/千瓦时	0.021	0.021	0.046	0.045
电价变化归属于公司的比例	50%	100%	63%	100%
核电上网电价变动/元/千瓦时	0.0105	0.0210	0.0286	0.0452
税金及附加/营业收入	1.51%	1.51%	1.51%	1.51%
所得税率/%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%
少数股东损益/净利润	50.0%	49.0%	50.0%	42.1%
收入变化/亿元	0.3	11.2	12.2	4.3
税金及附加变化/亿元	0.0	0.2	0.2	0.1
所得税变化/亿元	0.1	2.7	3.0	1.1
少数股东损益变化/亿元	0.1	4.0	4.5	1.3
归母净利润变化/亿元	0.1	4.2	4.5	1.8
利润变化合计/亿元		10.6		

来源：海南省发改委，浙江省发改委，江苏省发改委，福建省发改委，国金证券研究所 备注：不考虑机制电价覆盖比例变化；江苏发电量数据为全部发电量

图表28：公司各省机组市场化电价利润敏感性测算

利润弹性（亿元）	2027 年市场化长协电价（元/千瓦时）						
	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40
江苏	-0.41	0.57	1.55	2.53	3.51	4.49	5.47
浙江	-0.20	0.21	0.61	1.02	1.43	1.83	2.24
福建	-5.80	-3.80	-1.80	0.20	2.20	4.20	6.20

来源：浙江省发改委，江苏省发改委，福建省发改委，国金证券研究所

广西、辽宁、浙江等省都出台了核电电价托底政策，为后续政策演进提供参考。辽宁将每日 21 小时内的 80%上网电量纳入机制；红沿河 1-6 号机组机制电价统一执行 0.3798 元/千瓦时，市场均价低于或高于机制电价的部分，开展双向差价结算；广西自 2026 年 1 月起实施核电差价合约机制；浙江于 2026 年 9 月将政府授权合约覆盖比例由 40%提高至 50%，进一步降低现货价格波动对核电收益的影响。上述政策反映出各地在推进核电入市的同时，也在完善其收益稳定机制。当前部分地区核电电价承压，亦有望推动保障政策进一步完善，后续更多省份乃至全国层面的制度安排值得期待。若江苏及福建未来亦建立类似机制，既可能改善当前低于核准电价的部分电量收益，也有助于降低价格波动。按上述电价弹性测算的交易电量和核准电价等条件测算，假设两省机制覆盖比例均提高至 70%，与当前保障政策相比，公司归母净利润增量约 4.7 亿元。

图表29：机制电价覆盖比例对公司归母净利润影响

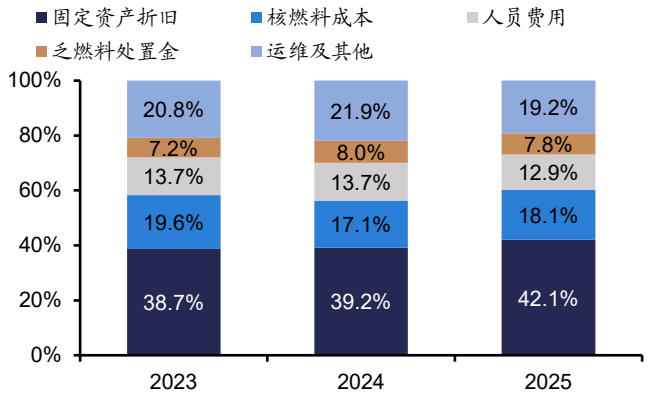
公司归母净利润变化/亿元		江苏机制电价覆盖比例								
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
福建机制电价覆盖比例	10%	-1.3	-0.7	-0.1	0.5	1.2	1.8	2.4	3.0	3.7
	20%	-1.0	-0.3	0.3	0.9	1.6	2.2	2.8	3.4	4.1
	30%	-0.6	0.1	0.7	1.3	1.9	2.6	3.2	3.8	4.4
	40%	-0.2	0.4	1.1	1.7	2.3	3.0	3.6	4.2	4.8
	50%	0.2	0.8	1.5	2.1	2.7	3.3	4.0	4.6	5.2
	60%	0.6	1.2	1.8	2.5	3.1	3.7	4.4	5.0	5.6
	70%	1.0	1.6	2.2	2.9	3.5	4.1	4.7	5.4	6.0
	80%	1.4	2.0	2.6	3.2	3.9	4.5	5.1	5.8	6.4
	90%	1.8	2.4	3.0	3.6	4.3	4.9	5.5	6.1	6.8

来源：国金证券研究所测算

2.3 成本：铀价传导有限，融资降本与投产优惠支撑收益

公司营业成本主要由折旧、核燃料、人员费用、运维成本及乏燃料处置金构成，公司度电成本总体维持稳定，其中折旧占比约 40%，核燃料成本占比约 20%。当前全球铀价正处于新一轮上涨周期，全球核电建设提速及存量机组延寿提升天然铀需求预期，同时前期铀矿投资不足，新项目建设周期较长，2026 年 11 月 17 日，国际天然铀现货价格达到 90.5 美元/磅。但天然铀现货价格波动对公司影响有限，铀资源成本约占核燃料成本 50%，综合仅占公司营业成本的 10%左右。同时公司与中国铀业签署了核燃料供应链长协，采用固定价与市场价相结合的定价方式，现货价格的传导比例进一步降低。

图表30：公司营业成本结构拆分



来源：公司公告，国金证券研究所　备注：包含新能源业务成本

图表31：全球铀市场价格



来源：numerco，国金证券研究所

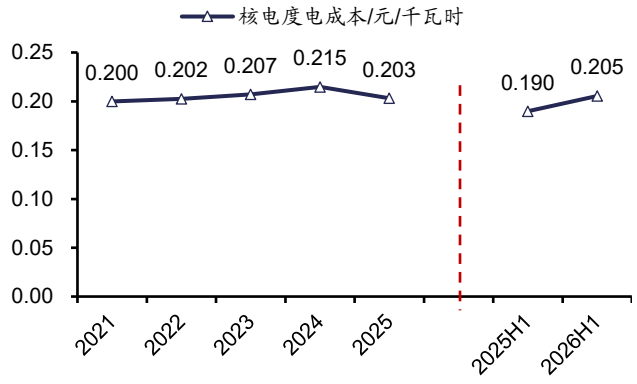
三代机组较高的初始投资有望通过更长的折旧周期及运行寿命得到消化，从项目对比看，成熟二代改进型机组单位投资多在 1.2-1.4 万元/千瓦，华龙一号等三代机组约为 1.6-1.8 万元/千瓦，投资强度有所提高。但同一技术路线并未随建设批次持续涨价，若考虑建设期间设备、建安及人工等投入价格上涨，其实际投资强度在逐步下降，体现出技术成熟、国产化与批量化建设的降本效果。同时，二代、三代机组核电专用设备的综合折旧年限分别约为 25 年、35 年，机组首次运行许可证对应的有效期限分别为 40 年、60 年，更长的折旧周期和使用寿命有助于摊薄三代机组的初始投资，拓展全生命周期回报空间。从当前成本来看，2021-2025 年公司核电度电成本在 0.200-0.215 元/千瓦时之间波动，总体维持稳定，年度间的波动主要因大修节奏不同导致。未来三代机组陆续投产，度电成本有望继续维持稳定。

图表32：三代机组单位投资额整体高于二代机组

项目	技术路线	技术代际	首台机组开工时间	单位投资额（万元/千瓦）	投产情况
秦山二期 3、4 号	CNP650	二代改进型	2006 年 4 月	1.162	已投产
昌江 1、2 号	CNP650	二代改进型	2010 年 4 月	1.916	已投产
福清 1、2 号	M310 改进型	二代改进型	2008 年 11 月	1.401	已投产
方家山 1、2 号	M310 改进型	二代改进型	2008 年 12 月	1.237	已投产
福清 3、4 号	M310 改进型	二代改进型	2010 年 12 月	1.196	已投产
田湾 5、6 号	M310 改进型	二代改进型	2015 年 12 月	1.377	已投产
田湾 3、4 号	VVER-1000/V428M	二代改进型（类三代）	2012 年 12 月	1.768	已投产
田湾 7、8 号	VVER-1200/V491	三代	2021 年 5 月	2.001	未投产
徐大堡 3、4 号	VVER-1200/V491	三代	2021 年 7 月	2.054	未投产
三门 3、4 号	CAP1000	三代	2022 年 6 月	1.846	未投产
徐大堡 1、2 号	CAP1000	三代	2023 年 11 月	1.634	未投产
福清 5、6 号	华龙一号	三代	2015 年 5 月	1.678	已投产
漳州 1、2 号	华龙一号	三代	2019 年 10 月	1.663	已投产
漳州 3、4 号	华龙一号	三代	2024 年 2 月	1.636	未投产
金七门 1、2 号	华龙一号	三代	2025 年 8 月	1.834	未投产
三门 5、6 号	华龙一号	三代	-	1.667	未投产

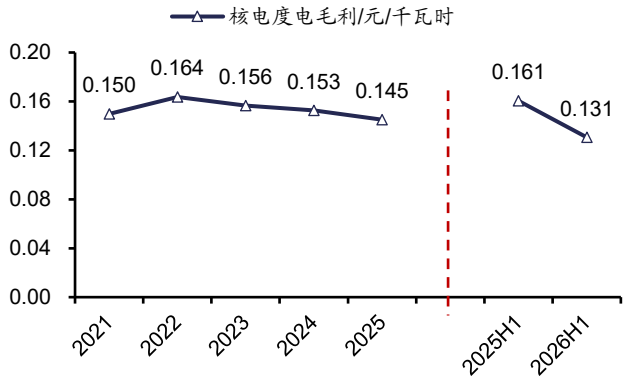
来源：公司公告，国金证券研究所

图表33：公司核电度电成本维持相对稳定



来源：公司公告，国金证券研究所

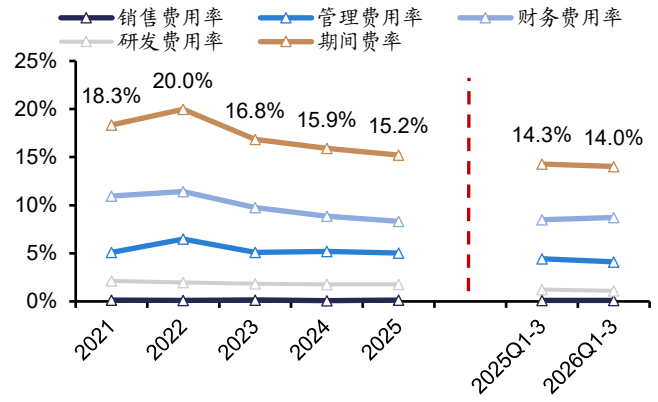
图表34：公司核电度电毛利



来源：公司公告，国金证券研究所

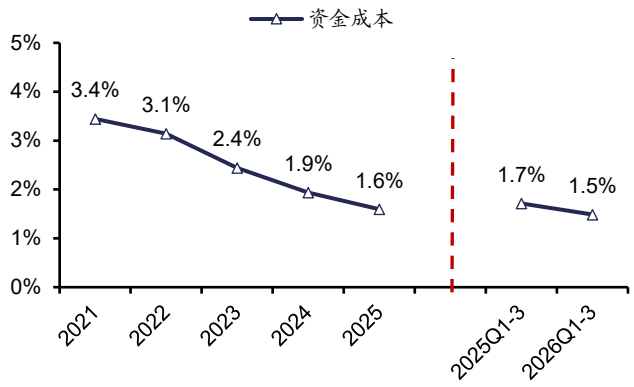
融资成本下降有助于缓解新增项目投产后的成本压力。公司期间费用率由 2022 年的 20.0%降至 2025 年的 15.2%，同期财务费用由约 81 亿元降至 68 亿元，资金成本由 2021 年的 3.4%快速降至 2025 年的 1.6%，2026 年前三季度进一步降至 1.5%，主要系商运核电项目贷款逐步偿还及低利率借款置换高成本融资。核电项目投资规模大、债务融资占比较高，资金成本下降能够显著降低建设期资本化利息及投产后的利息支出，为项目回报提供支撑。

图表35：2021-2026Q1-3 公司期间费用率



来源：iFinD，国金证券研究所

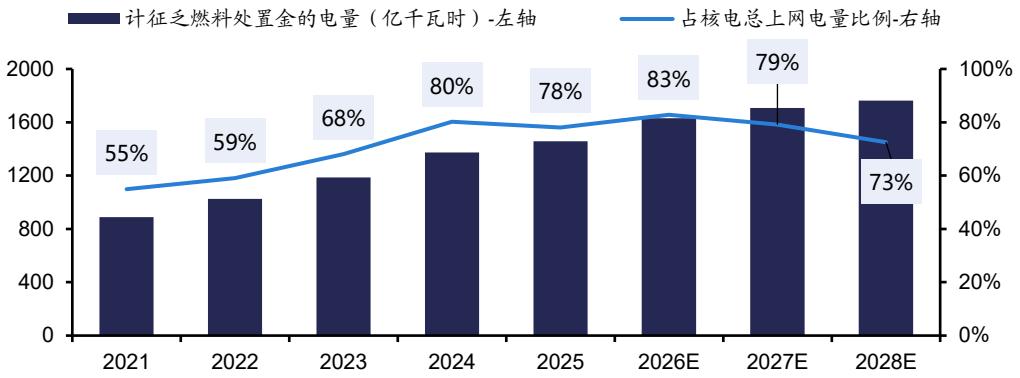
图表36：2021-2026Q1-3 公司资金成本持续下降



来源：iFinD，国金证券研究所

新机组商运前五年暂不计征乏燃料处置基金，有助于在集中投产阶段摊薄平均度电费用。乏燃料处置金计征标准是 2.6 分/千瓦时。根据单机组投产安排及上网电量预测，预计 2026-2028 年公司计征或计提乏燃料处置费的电量占核电总上网电量的比例分别约为 83%、79%、73%，两年累计下降约 10 个百分点。主要原因是漳州、田湾、三门及徐大堡等新机组陆续投产，推动核电总上网电量增速高于计提电量增速，有助于摊薄平均每度上网电量对应的乏燃料处置成本。

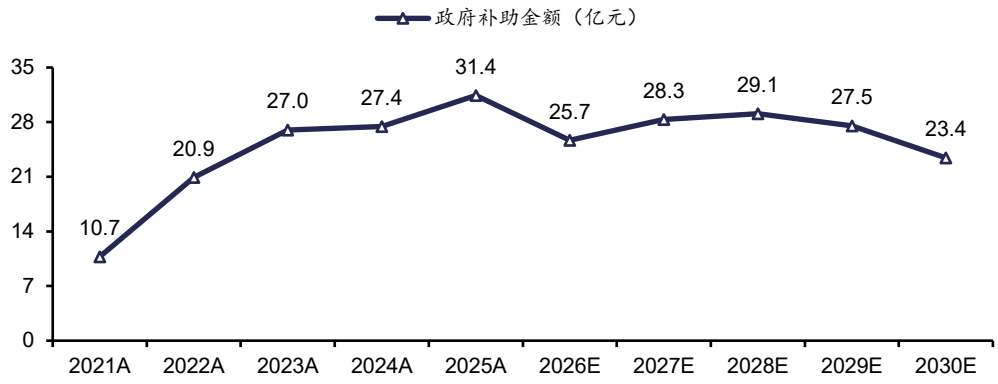
图表37：公司计征乏燃料处置金电量占比



来源：公司公告，国金证券研究所　备注：计征乏燃料处置金电量依据机组投产时间测算

近三年增量机组退税预计能够缓释部分存量优惠退坡。根据 2025 年第 10 号公告，2025 年 10 月底前已商运机组继续执行原政策，即商运次月起前 5 年、第 6-10 年及第 11-15 年分别退还已入库增值税的 75%、70%和 55%；此前已核准但尚未商运机组调整为商运次月起 10 年内退还 50%，此后新核准机组取消退税优惠。我们以政府补助近似表征核电退税收益，结合各机组商运时间及适用退税比例逐年测算，预计 2026-2028 年退税收益分别约为 25.7、28.3 和 29.1 亿元，未来几年田湾 5、6 号及福清 5、6 号机组的退税增量有望对冲部分存量机组优惠退坡，预测期内退税收益总体保持稳定。

图表38：增值税退税收益估算（亿元）



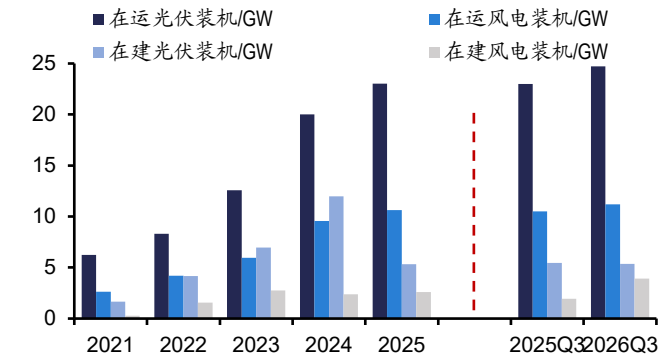
来源：公司公告，国金证券研究所　备注：用政府补助金额口径代替增值税退税金额

三、新能源转向收益修复，资金占用收缩减轻主业负担

3.1 电价与消纳压制盈利，投资策略转向审慎

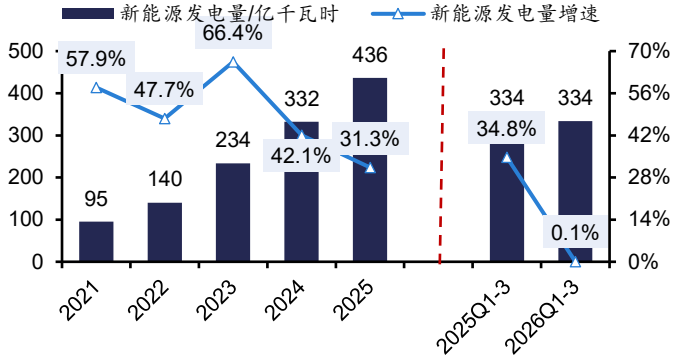
在核电主业迎来投产增量的同时，新能源业务正转向更重视投资回报与资金回收的阶段。中核汇能是公司新能源业务投资运营平台，中国核电持股 62.71%。过去几年，风电、光伏项目陆续并网，为核电投产相对有限时期的装机及电量增长提供了补充。2021-2025 年，中国核电新能源控股在运装机由 887.3 万千瓦增至 3364.1 万千瓦，年均复合增长 39.5%；发电量由 95 亿千瓦时增至 436 亿千瓦时，年均复合增长 46.3%。2024 年后随着行业收益率承压，公司开始放缓新增投入。

图表39：公司在运在建新能源装机情况



来源：公司公告，国金证券研究所

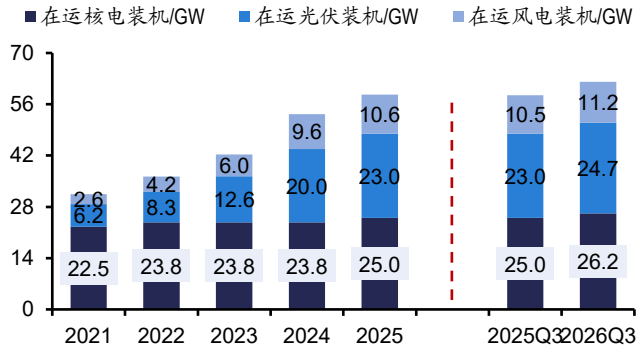
图表40：公司新能源发电量快速增长



来源：公司公告，国金证券研究所

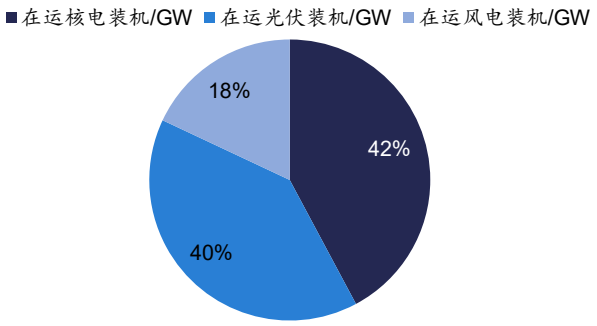
新能源已形成较大存量规模，后续经营重点逐步转向存量收益与项目筛选。2026H1 公司在运新能源装机占总装机容量 57%，其中控股在运光伏及风电装机分别为 23.9、11.1GW。在建新能源装机容量 9.24GW，其中风电 3.98GW、光伏 5.26GW。随着核电项目进入投产期，公司进一步提高新能源投资标准，2025 年下半年以来建设及投产速度放缓。2026 年上半年，公司控股新能源装机较 2025 年末增加 1.36GW。

图表41：2026Q3 公司在运新能源装机量达 35.9GW



来源：公司公告，国金证券研究所

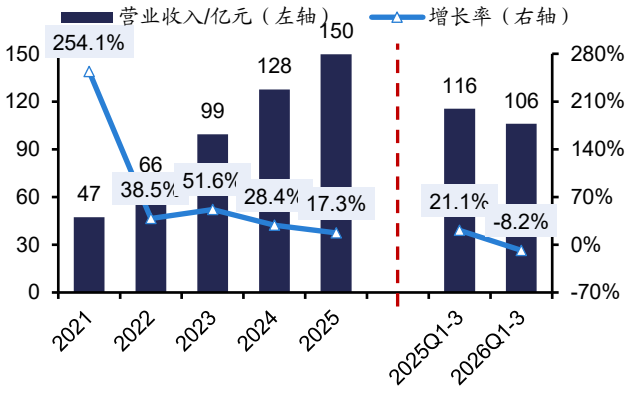
图表42：2026Q3 公司各电源装机容量占比



来源：公司公告，国金证券研究所

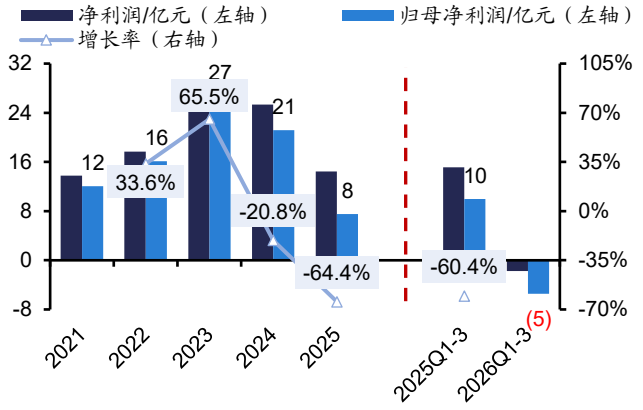
存量规模扩大支撑收入增长，但电价与消纳压力已明显侵蚀利润。2021-2025 年中核汇能营收由 47 亿元增至 150 亿元。光伏、风电度电收入却分别由 0.58、0.41 元/千瓦时降至 0.36、0.29 元/千瓦时。电价下降、弃电增加及新增折旧等因素共同作用下，中核汇能毛利率由 2023 年的约 60%降至 2025 年的约 39%，2026 年前三季度进一步降至约 26%。合并净利润由 2023 年的 29.4 亿元降至 2025 年的 14.5 亿元，2026 年前三季度为-1.8 亿元。

图表43：2021-2026Q1-3 中核汇能营业收入



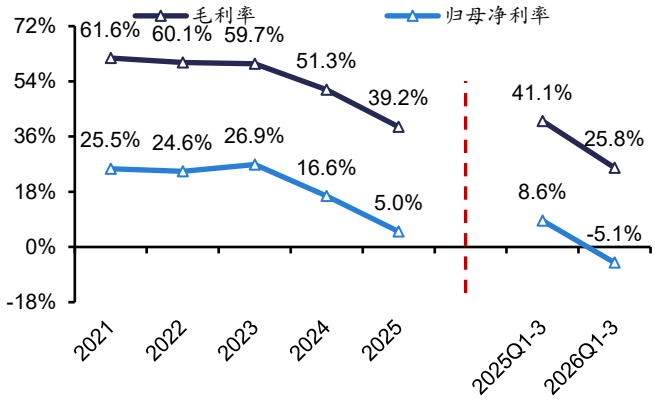
来源：中核汇能公司公告，国金证券研究所

图表44：2021-2026Q1-3 中核汇能归母净利润



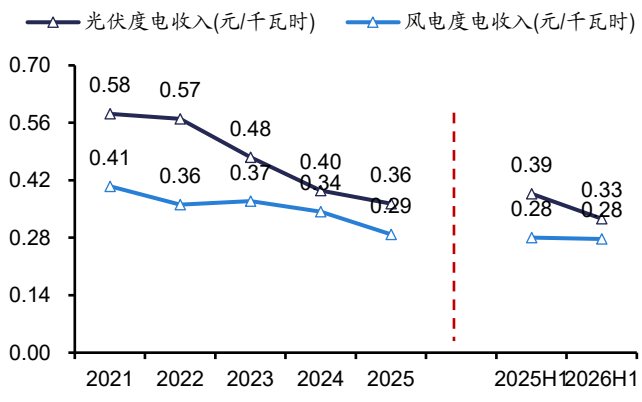
来源：中核汇能公司公告，国金证券研究所

图表45：中核汇能毛利率及归母净利率



来源：中核汇能公司公告，国金证券研究所

图表46：公司光伏及风电度电收入



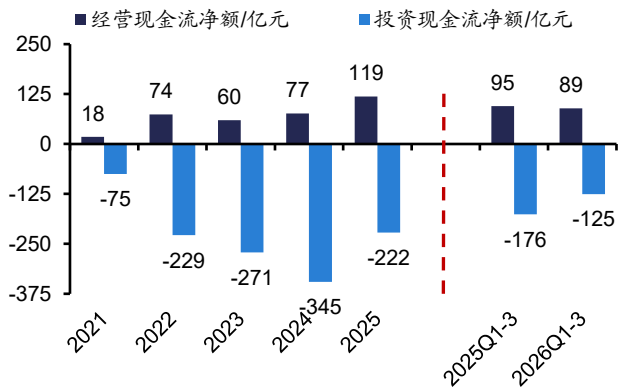
来源：公司公告，国金证券研究所

3.2 回款提速与投资收缩改善现金流，多元融资分担资金需求

补贴回款增加与投资支出收缩推动新能源资金缺口明显改善。2025 年，新能源补贴回款

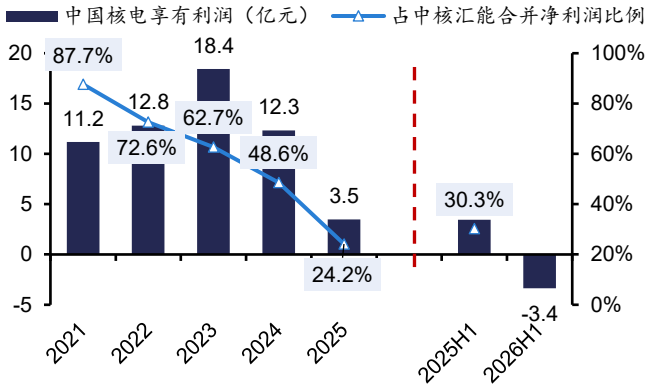
增加，带动中核汇能经营活动现金流净额由 2024 年的 77 亿元增至 119 亿元。随着项目筛选标准提高、投资节奏放缓，投资活动现金净流出由 345 亿元降至 222 亿元，按经营与投资现金流净额合计测算的自由现金流缺口由 268 亿元收窄至 103 亿元。2026 年前三季度，自由现金流缺口进一步由 81 亿元收窄至 36 亿元。同时中核汇能通过平台增资引战、项目层面类 REITs 及市场化债转股等方式引入外部资金，按历史利润归属情况测算，中国核电享有利润占中核汇能合并净利润的比例由 2021 年的 87.7%降至 2025 年的 24.2%。上述融资安排降低了新能源扩张对中国核电股东资金投入的依赖，为核电主业建设保留资金空间；外部权益投资者亦分担相关项目的经营损益，减轻了板块下行对公司归母业绩的影响。

图表47：中核汇能自由现金流缺口大幅收窄



来源：中核汇能公司公告，国金证券研究所

图表48：2021-2026Q1-3 中核汇能应收账款情况



来源：公司公告，国金证券研究所

图表49：中国核电及中核汇能新能源相关股权融资情况

层次	时间	事项及投资方	金额（亿元）	持股或权益比例变化
中国核电	2022 年 5 月	首轮增资引战，引入国寿资产、川投能源、浙能电力等 7 家投资者	75	中国核电持有汇能比例由 100%降至 70%
	2024 年 11 月	第二轮增资引战，新增中核集团、中核资本，由中国核电及部分原股东共同增资	78.96	中国核电持有汇能比例由 70%降至 62.71%
中核汇能	2024 年 6 月	中核汇能首期新能源权益型并表类 REITs，覆盖 27 个风光项目	71.37	相关项目汇能持有权益由 100%降至 15.02%，继续并表
	2024 年 8 月	市场化债转股，向汇能所属 30 家全资新能源项目公司增资	不超过 68.30	外部投资方持股约 45%-49.5%；汇能保留控股权及并表
	2024 年 10 月	中核汇能二期新能源权益型并表类 REITs，覆盖 14 个风光项目	43.61	相关项目汇能持有权益由 100%降至 18.49%，继续并表
	12025 年	中核汇能三期新能源权益型并表类 REITs，覆盖 5 家项目公司的光伏资产	25.36	汇能及关联方合计持有合伙企业 20%，继续并表

来源：公司公告，国金证券研究所

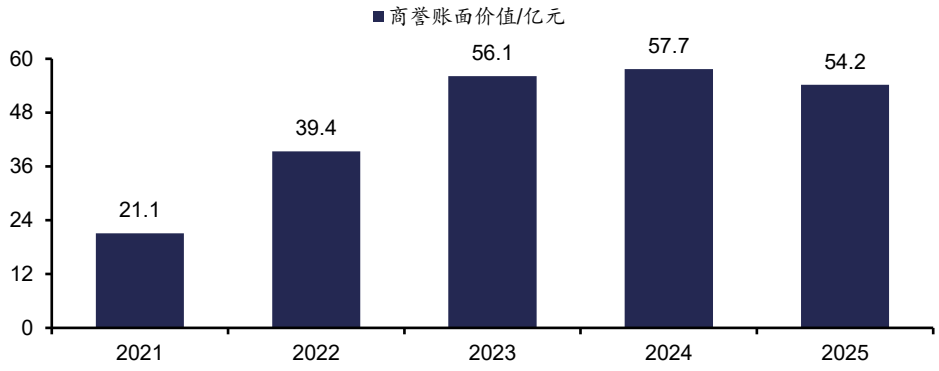
2025 年，中核汇能未新增并购商誉，年末商誉原值 60.82 亿元，账面价值由 57.71 亿元降至 54.19 亿元，其中当年计提减值 3.24 亿元。前十项商誉净值合计 16.05 亿元，占总净值约 29.6%，项目分布较为分散，单一项目的影响相对有限。随着公司提高投资标准、放缓扩张节奏，新增并购带来的商誉增量预计有限，但电价及消纳压力仍可能影响多个项目的现金流，分散布局亦不能消除行业共同承压带来的减值风险。综合来看，新能源对集团资金的占用已明显收缩，盈利修复仍需等待电价及消纳改善，后续部分项目仍将逐步计提减值，但预计幅度可控。

图表50：中核汇能前十大商誉项目

项目	商誉净值（亿元）	2025 年减值（亿元）
富川协合风力发电	3.25	-
肇源新龙顺德风力发电	2.14	0.2
富川协合新造风力发电	1.66	0.02
锡林郭勒盟镶黄旗协鑫能源	1.54	-
叶县将军山新能源	1.53	0.04
郯城县伟晟新能源	1.25	0.07
林甸东明园风力发电	1.23	0.49
民勤县国能太阳能发电	1.2	-
金昌国能太阳能发电	1.14	-
山西西易风能电力	1.11	-
合计	16.05	0.82

来源：公司公告，国金证券研究所

图表51：2025 年中核汇能商誉账面价值开始下降



来源：中核汇能公司公告，国金证券研究所

四、盈利预测与估值

4.1 盈利预测

核电业务：1）装机容量：根据公司在建核电机组投产节奏，预计公司 2026-2028 年分别有 2、5、2 台核电机组投产，装机容量分别为 27.6、32.6、35.2GW。2）利用小时数：由于 2026-2028 年有较多新增装机投产，受新机组投产初期检修调试及大修节奏影响，根据各机组大修节奏分别测算，预计 2026-2028 年公司核电机组利用小时数分别为 7831、7690、7646 小时，上网电量分别为 1969、2159、2428 亿千瓦时。3）上网电价：核电市场化交易电价主要为年度长协，可参考前一年末月度交易电价，根据江苏月度交易电价上涨情况，假设 2026-2028 年浙江市场化交易电价（含税）分别为 0.3449/0.3900/0.4028 元/千瓦时，江苏分别为 0.3442/0.3900/0.3950 元/千瓦时，福建分别为 0.3690/0.3900/0.3950 元/千瓦时，海南分别为 0.3782/0.3997/0.4212 元/千瓦时，据此测算公司 2026-2028 年核电平均上网电价（不含税）分别为 0.342、0.356、0.357 元/千瓦时。

新能源业务：1）装机容量：根据近年装机投产节奏，预计公司 2026-2028 年光伏装机容量分别为 25.0、26.5、28.0GW；风电装机容量分别为 11.6、13.1、14.6GW。2）利用小时数：装机投产降速后，新增装机对利用小时的阶段性摊薄减弱，预计 2026-2028 年光伏利用小时数分别为 1050、1150、1150 小时，上网电量分别为 260、301、318 亿千瓦时；风

电利用小时数分别为 1750、1800、1800 小时。3）上网电价：参考 2026 年新能源全面入市，后续伴随特高压投产、下游需求提升，新能源供需有所改善，预计 2026-2028 年光伏上网电价（不含税）分别为 0.312、0.315、0.322 元/千瓦时；风电上网电价（不含税）分别为 0.283、0.285、0.291 元/千瓦时。

图表52：公司主营业务经营数据预测

合计	2024	2025	2026E	2027E	2028E
装机容量/GW	53.3	58.6	64.2	72.3	77.8
发电量/亿千瓦时	2163	2434	2571	2848	3180
上网电量/亿千瓦时	2039	2297	2428	2691	3004
利用小时数/时	4055	4161	4048	4090	4153
上网电价/元/千瓦时（不含税）	0.368	0.347	0.334	0.346	0.348
核电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
装机容量/GW	23.8	25.0	27.6	32.6	35.2
发电量/亿千瓦时	1831	1998	2105	2307	2594
上网电量/亿千瓦时	1713	1868	1969	2159	2428
利用小时数/时	7710	8038	7831	7690	7646
上网电价/元/千瓦时（不含税）	0.367	0.350	0.342	0.356	0.357
光伏发电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
装机容量/GW	20.0	23.0	25.0	26.5	28.0
发电量/亿千瓦时	181	243	263	305	322
上网电量/亿千瓦时	179	240	260	301	318
利用小时数/时	903	1056	1050	1150	1150
上网电价/元/千瓦时（不含税）	0.395	0.363	0.312	0.315	0.322
风电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
装机容量/GW	9.6	10.6	11.6	13.1	14.6
发电量/亿千瓦时	152	193	203	236	263
上网电量/亿千瓦时	148	189	199	231	257
利用小时数/时	1582	1818	1750	1800	1800
上网电价/元/千瓦时（不含税）	0.344	0.288	0.283	0.285	0.291

来源：公司公告，国金证券研究所　备注：核电电量不含江苏核电蒸汽供能折算电量

基于上述核心业务假设，预计公司 2026-2028 年：

核电业务营收分别为 674、769、867 亿元，成本方面，核电度电成本较为刚性，核燃料价格变动影响较小，毛利率主要受电价影响，对应未来三年核电毛利率分别为 37.8%、40.9%、41.1%。

光伏发电业务营收分别为 81、95、102 亿元，光伏成本主要为折旧，预计组件等设备价格下行空间有限，伴随新增项目电价逐步触底，电价降幅收窄，对应未来三年毛利率分别为 22.3%、25.3%、29.0%。

风电业务营收分别为 56、66、75 亿元，风电成本主要为折旧，预计风机等设备价格下行空间有限，伴随新增项目电价逐步触底，对应未来三年毛利率分别为 34.8%、37.4%、40.5%。

图表53：公司细分业务营收拆分

合计	2024	2025	2026E	2027E	2028E
收入/亿元	772.7	820.8	836.5	956.8	1073.2
yoy	3.1%	6.2%	1.9%	14.4%	12.2%

成本/亿元	441.2	481.6	536.6	585.6	648.3
毛利润/亿元	331.6	339.1	299.9	371.2	424.9
毛利率/%	42.9%	41.3%	35.9%	38.8%	39.6%
核电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
收入/亿元	629.2	654.5	673.5	768.8	867.4
yoy	-0.9%	4.0%	2.9%	14.2%	12.8%
成本/亿元	367.8	381.8	418.9	454.5	511.0
毛利润/亿元	261.4	272.7	254.6	314.4	356.4
毛利率/%	41.5%	41.7%	37.8%	40.9%	41.1%
光伏发电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
收入/亿元	70.6	87.3	81.1	95.1	102.4
yoy	20.1%	23.5%	-7.1%	17.3%	7.8%
成本/亿元	32.1	54.2	63.0	71.0	72.7
毛利润/亿元	38.5	33.1	18.0	24.1	29.7
毛利率/%	54.5%	37.9%	22.3%	25.3%	29.0%
风电	2024	2025	2026E	2027E	2028E
收入/亿元	50.9	54.4	56.2	65.9	74.9
yoy	29.5%	7.0%	3.2%	17.3%	13.7%
成本/亿元	25.4	31.6	36.6	41.3	44.6
毛利润/亿元	25.5	22.8	19.6	24.7	30.3
毛利率/%	50.1%	41.9%	34.8%	37.4%	40.5%
其他	2024	2025	2026E	2027E	2028E
收入/亿元	22.1	24.5	25.8	27.1	28.4
yoy	30.4%	11.2%	5.0%	5.0%	5.0%
成本/亿元	15.8	14.0	18.0	18.9	19.9
毛利润/亿元	6.2	10.6	7.7	8.1	8.5
毛利率/%	28.2%	43.1%	30.0%	30.0%	30.0%

来源：iFinD，国金证券研究所

投资收益方面，公司持有海南昌江二期 49%股权，3 号机组已于 2026 年 9 月商运，4 号机组预计 2027 年商运，公司此前投资收益主要来自永泰抽蓄、中核财务、中核融资租赁、山东核电等参股企业，利润较为稳定，预计 2026-2028 年投资收益分别为 5.6、8.4、11.2 亿元。

少数股东损益方面，公司大部分少数股东损益来自核电及新能源子公司，子公司秦山一核、秦山二核、秦山三核、田湾核电、三门核电、福清核电、海南核电、漳州核电、徐大堡核电持股比例分别为 72%、50%、51%、50%、56%、51%、50%、51%、54%，假设各子公司持股比例保持不变，预计 2026-2028 年公司少数股东损益分别为 70.44、93.06、105.28 亿元。

4.2 投资建议与估值

基于以上分析，我们预计 2026-2028 年公司分别实现营业收入 836.52/956.85/1073.18 亿元，归母净利润 73.48/96.48/116.67 亿元，同比-20.9%/+31.4%/+20.9%，对应 EPS 为 0.358/0.470/0.568 元。公司核电机组投产高峰将至，同时受益于市场化交易电价上浮弹性，参考可比公司估值，给予公司 2027 年 25 倍 PE，对应目标股价 11.75 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

图表54：可比公司估值比较（收盘价日期：2026/11/25）

公司代码	公司名称	市值/亿元	PE/倍	归母净利润/亿元

			2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
003816.SZ	中国广核	2,141	19.29	19.44	19.29	16.33	15.26	108.38	97.65	111.03	131.15	140.34
600900.SH	长江电力	7,820	22.25	19.28	23.48	21.65	20.83	324.96	345.03	333.05	361.13	375.35
001289.SZ	龙源电力	1,140	20.70	27.78	30.49	26.55	24.04	63.55	45.26	37.39	42.94	47.44
600930.SH	华电新能	1,639	0.00	36.13	27.82	24.55	22.79	88.31	72.63	58.93	66.78	71.94
600905.SH	三峡能源	886	20.46	31.48	24.12	25.11	22.67	61.10	37.14	36.74	35.29	39.10
平均值					25.04	22.84	21.12					
601985.SH	中国核电	2,038	22.44	19.12	27.71	21.08	17.44	87.77	93.04	73.56	96.69	116.89

来源：中国广核、长江电力盈利预测来自国金证券，龙源电力、华电新能、三峡能源来自 iFinD 一致预期

风险提示

核电建设速度不及预期。公司未来增长主要依赖于核电机组的建设与项目投产。目前我国核电核准加速，但考虑到核电建设周期较长、投资规模较大，若核电机组实际建设过程中受自然条件影响导致工期延误，以及资金压力较大等拖累施工进度，或将影响在建机组实际投运时间。

电价波动风险。近年来公司核电市场化交易比例逐步提升，核电及新能源上网电价有较大的波动风险，若 2027 年主要省份市场化电价未能如期上涨，可能影响项目盈利能力。

机组技术安全风险。中国核电所辖运行机组堆型复杂，且部分机组运行年限较长，随着运行机组增多，机组的大修时间及安全稳定运行可能面临风险。

附录：三张报表预测摘要

损益表（人民币百万元）

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
主营业务收入	**74,957**	**77,272**	**82,075**	**83,652**	**95,685**	**107,318**
增长率		3.1%	6.2%	1.9%	14.4%	12.2%
主营业务成本	-41,510	-44,116	-48,161	-53,660	-58,564	-64,826
%销售收入	55.4%	57.1%	58.7%	64.1%	61.2%	60.4%
毛利	33,448	33,156	33,914	29,992	37,121	42,492
%销售收入	44.6%	42.9%	41.3%	35.9%	38.8%	39.6%
营业税金及附加	-1,032	-1,077	-1,237	-1,192	-1,380	-1,565
%销售收入	1.4%	1.4%	1.5%	1.4%	1.4%	1.5%
销售费用	-115	-62	-100	-102	-116	-130
%销售收入	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
管理费用	-3,828	-4,027	-4,119	-4,277	-4,893	-5,453
%销售收入	5.1%	5.2%	5.0%	5.1%	5.1%	5.1%
研发费用	-1,384	-1,375	-1,440	-1,500	-1,699	-1,904
%销售收入	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
息税前利润（EBIT）	27,089	26,616	27,020	22,922	29,033	33,440
%销售收入	36.1%	34.4%	32.9%	27.4%	30.3%	31.2%
财务费用	-7,302	-6,844	-6,834	-7,197	-7,890	-8,467
%销售收入	9.7%	8.9%	8.3%	8.6%	8.2%	7.9%
资产减值损失	-292	-564	-519	-499	-432	-484
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	382	411	309	560	840	1,120
%税前利润	1.7%	1.8%	1.3%	3.0%	3.5%	3.9%
营业利润	22,646	22,382	23,122	18,291	24,157	28,313
营业利润率	30.2%	29.0%	28.2%	21.9%	25.2%	26.4%
营业外收支	335	182	167	170	170	170
税前利润	22,981	22,564	23,289	18,461	24,327	28,483
利润率	30.7%	29.2%	28.4%	22.1%	25.4%	26.5%
所得税	-3,571	-6,011	-5,318	-4,061	-5,352	-6,266
所得税率	15.5%	26.6%	22.8%	22.0%	22.0%	22.0%
净利润	19,411	16,553	17,971	14,400	18,975	22,217
少数股东损益	8,787	7,776	8,666	7,044	9,306	10,528
归属于母公司的净利润	**10,624**	**8,777**	**9,304**	**7,356**	**9,669**	**11,689**
净利率	14.2%	11.4%	11.3%	8.8%	10.1%	10.9%

现金流量表（人民币百万元）

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
净利润	19,411	16,553	17,971	14,400	18,975	22,217
少数股东损益	8,787	7,776	8,666	7,044	9,306	10,528
非现金支出	17,079	18,874	22,122	24,640	29,057	34,474
非经营收益	7,206	6,627	6,769	6,477	6,845	7,056
营运资金变动	-569	-1,334	-9,453	255	-3,323	-4,371
经营活动现金净流	**43,126**	**40,721**	**37,408**	**45,772**	**51,553**	**59,376**
资本开支	-66,974	-90,707	-93,618	-88,399	-86,638	-84,535
投资	-5,199	-3,144	-1,376	-984	-1,131	-1,111
其他	462	-1,093	316	560	840	1,120
投资活动现金净流	**-71,712**	**-94,945**	**-94,679**	**-88,824**	**-86,930**	**-84,526**
股权募资	12,036	40,934	19,524	14,891	15,000	15,000
债权募资	47,633	56,066	57,669	40,679	33,580	24,671
其他	-37,337	-32,510	-24,154	-10,106	-11,657	-12,952
筹资活动现金净流	**22,332**	**64,490**	**53,040**	**45,463**	**36,923**	**26,719**
现金净流量	**-6,263**	**10,247**	**-4,238**	**2,412**	**1,546**	**1,569**

资产负债表（人民币百万元）

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金	9,774	19,738	15,582	17,624	18,798	19,993
应收款项	23,204	26,778	27,607	28,706	33,360	38,298
存货	26,423	30,860	36,322	37,765	41,668	46,659
其他流动资产	8,840	6,806	6,567	6,819	7,112	7,480
流动资产	68,240	84,182	86,077	90,914	100,939	112,430
%总资产	12.7%	12.8%	11.5%	11.1%	11.3%	11.8%
长期投资	8,126	8,902	10,914	11,898	13,030	14,141
固定资产	430,497	515,003	592,095	652,166	707,254	754,396
%总资产	79.8%	78.1%	79.0%	79.5%	79.5%	79.1%
无形资产	10,426	14,355	15,905	16,322	16,721	17,100
非流动资产	471,027	575,557	663,185	728,957	788,636	840,827
%总资产	87.3%	87.2%	88.5%	88.9%	88.7%	88.2%
资产总计	**539,267**	**659,739**	**749,262**	**819,870**	**889,576**	**953,258**
短期借款	59,373	60,395	65,226	58,417	60,997	64,669
应付款项	27,362	30,769	31,891	36,312	39,654	43,899
其他流动负债	10,863	10,579	8,396	7,693	9,295	10,477
流动负债	97,598	101,743	105,513	102,422	109,947	119,044
长期贷款	244,853	304,304	363,176	403,176	433,176	453,176
其他长期负债	34,018	44,324	48,347	55,683	57,736	59,754
负债	376,469	450,371	517,036	561,281	600,859	631,975
普通股股东权益	90,950	110,217	118,718	123,038	128,859	135,897
其中：股本	18,883	20,568	20,568	20,568	20,568	20,568
未分配利润	37,750	41,658	46,513	50,942	56,764	63,802
少数股东权益	71,848	99,151	113,508	135,552	159,858	185,385
负债股东权益合计	**539,267**	**659,739**	**749,262**	**819,870**	**889,576**	**953,258**

比率分析

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
每股指标						
每股收益	0.563	0.465	0.452	0.358	0.470	0.568
每股净资产	4.816	5.837	5.772	5.982	6.265	6.607
每股经营现金净流	2.284	2.156	1.819	2.225	2.506	2.887
每股股利	0.195	0.220	0.180	0.142	0.187	0.226
回报率						
净资产收益率	11.68%	7.96%	7.84%	5.98%	7.50%	8.60%
总资产收益率	1.97%	1.33%	1.24%	0.90%	1.09%	1.23%
投入资本收益率	4.81%	3.31%	3.10%	2.42%	2.83%	3.04%
增长率						
主营业务收入增长率	5.15%	3.09%	6.22%	1.92%	14.38%	12.16%
EBIT 增长率	5.97%	-1.75%	1.52%	-15.17%	26.66%	15.18%
净利润增长率	17.91%	-17.38%	6.00%	-20.94%	31.44%	20.89%
总资产增长率	16.07%	22.34%	13.57%	9.42%	8.50%	7.16%
资产管理能力						
应收账款周转天数	93.9	108.7	111.2	115.0	117.0	120.0
存货周转天数	225.2	237.0	254.6	260.0	265.0	270.0
应付账款周转天数	178.5	187.4	195.9	200.0	200.0	200.0
固定资产周转天数	1,348.5	1,413.5	1,565.5	1,712.7	1,717.1	1,735.4
偿债能力						
净负债/股东权益	186.03%	171.91%	182.92%	178.25%	170.87%	160.86%
EBIT 利息保障倍数	3.7	3.9	4.0	3.2	3.7	3.9
资产负债率	69.81%	68.27%	69.01%	68.46%	67.54%	66.30%

来源：公司年报、国金证券研究所

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	1	19	31	47	73
增持	0	2	2	4	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	**1.00**	**1.10**	**1.06**	**1.08**	**1.00**

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

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

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持 ； 2.01~3.0=中性

3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

特别声明：

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

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

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

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

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

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

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

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

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-86695353
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806

【小程序】
国金证券研究服务

【公众号】
国金证券研究