

储能机制重估：省际 IRR 分化与投资

华泰研究

2026 年 8 月 16 日 | 中国内地

深度研究

新型储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期，各省政策分化决定了储能电站的盈利能力差异。我们以 100MW/200MWh 2h 磷酸铁锂独立储能为基准资产，对 11 个区域在同一框架下测算全投资 IRR：2026YTD 省际 IRR 从 0.9%（新疆）到 8.0%（蒙西）不等，跨度超过 7 个百分点；电价机制（价差、补偿、充放次数）而非建设成本，是决定省际回报差异的核心变量。沿“机制稳定性”与“成本优势”主线，推荐新天绿色能源、绿发电力、南网储能、广州发展。

转型窗口：储能从“量的逻辑”切换为“机制定价的逻辑”

136 号文取消强制配储、114 号文确立容量电价机制，储能收益模式由“单一峰谷套利”演变为“现货价差+政策补偿+容量收入+辅助服务”的多层结构；独立储能接棒新能源配储成为新增主力（2025 年占新增 69%、26H1 达 74.3%）。当装机总量不再是主要矛盾，决定投资回报的变量从“建多少”变成“在哪里建、按什么机制结算”，省际机制差异正是重新定价的起点。

核心实证：不同区域 2026YTD IRR 跨度超 7 个百分点

我们在同一现金流框架下测算 11 个区域的全投资 IRR：2026YTD 从新疆（0.9%）到蒙西（8.0%）不等，跨度超过 7 个百分点。归因显示，机制变量对 IRR 的影响数倍于成本端——价差±0.05 元/kWh 对应±1.1~2.2pct、补偿±20%对应±0.6~1.9pct、充放电次数±50 次对应±0.9~3.8pct，而 EPC±5%仅±0.5~0.9pct。按“价差变化×容量电价变化”双维框架，区域增长前景分化为四类：蒙西/蒙东（补偿托底+造价优势，收益稳定性最高）、山东/广东/辽宁（价差走阔+机制增厚，最具增长潜力）、甘肃/新疆（容量托底，长时化主线）、宁夏/河北/江苏（价差收窄，短期承压）。

机制定价：造价、价差、充放次数、补偿的区域错配投资机会

造价上，低价梯队 2026YTD EPC 低至 0.665-0.95 元/Wh、较高价梯队低 10-37%；价差上，现货与分时口径最高相差 2-4 倍，山东、广东逆势走阔而宁夏、江苏大幅收窄；次数上，利用率是比价差更稀缺的变量，蒙、新装机领跑却双双缺席效率榜；补偿上，同为 165 元/kW·年，6h 与 10h 折算基准下 2h 项目收益相差近七成（55 vs 33 元/kW·年）。

与市场观点的不同之处

市场主要聚焦装机总量增长与产业链价格反弹，将储能视为“量的逻辑”；我们认为 2026 年更是“机制定价的逻辑”，收益机制变量对区域 IRR 的影响、省际机制差异被系统性低估。

投资结论

容量电价/补偿落地快、标准高的区域托底现金流稳定性更强，推荐绿发电力（西北大基地资产）、新天绿色能源（河北容量电价先行先试+港股估值折价）。现货弹性主线，山东、广东现货价差逆势走阔，装机由用户侧转向电网侧支撑，负荷中心主体量价双升，推荐南网储能（南方电网“抽蓄+新型储能”平台）、广州发展（大湾区负荷中心综合能源平台，2025 年新增储能超 1GWh）。长时化结构主线，容量电价按 6-10h 时长基准折算激励长时，长时项目储备与构网型技术能力带来结构性超额收益，推荐绿发电力（乌海半固态储能电站）、南网储能（液流丽江华坪+构网型丘北）。

风险提示：政策落地不及预期的风险；价差收窄超预期的风险；充放电次数与利用率不及预期的风险；成本假设与模型简化风险；数据口径与测算方法风险；重点推荐公司经营风险。

发电

增持（维持）

王玮嘉

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

研究员

wangweijia@htsc.com
+(86) 21 2897 2079

黄波

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

研究员

huangbo@htsc.com
+(86) 755 8249 3570

李雅琳

SAC No. S0570523050003
SFC No. BTC420

研究员

liyalin018092@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

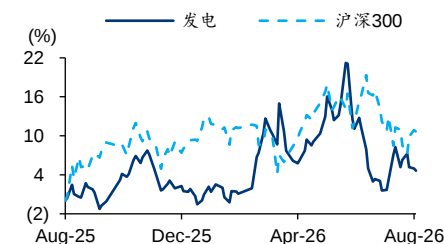
康琪*

SAC No. S0570526070019

研究员

kangqi@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
新天绿色能源	956 HK	5.20	买入
绿发电力	000537 CH	11.80	买入
南网储能	600995 CH	18.17	买入
广州发展	600098 CH	8.78	买入

资料来源：华泰研究预测

正文目录

核心投资逻辑.....	4
与市场观点的不同之处.....	4
储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期.....	5
全国储能装机高速增长，独立储能接棒新能源配储.....	5
储能省际装机与盈利能力分化.....	7
省际储能 IRR 比较：同一资产、同一框架、不同参数.....	9
模型框架：单一基准资产下的多层收入结构.....	9
造价假设：区域差异化设定，电芯/碳酸锂反弹驱动.....	11
价差口径：现货、分时峰谷与分时平谷的三层结构.....	12
充放电次数与利用率：比价差更稀缺的变量.....	13
容量/电量补偿：顶峰能力促进长时化趋势.....	14
辅助服务：从“固定补偿”向“市场竞价”切换.....	14
价差与容量电价变化的共同作用下，区域储能增长前景分化.....	16
技术路线与政策适配：省际差异决定技术选型.....	18
投资建议.....	19
风险提示.....	21

图表目录

图表 1： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机容量.....	5
图表 2： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机电量.....	5
图表 3： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机容量.....	5
图表 4： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机电量.....	5
图表 5： 2024-2025 年电化学储能年均利用小时.....	6
图表 6： 2024-2025 年电化学储能年均等效充放电次数.....	6
图表 7： 2021 年至 26H1 平均储能时长逐渐增长.....	6
图表 8： 2023-2025 年末分省份储能累计装机前五名.....	7
图表 9： 2025 年新增装机容量前五的省份.....	7
图表 10： 26Q1 新增装机电量前五的省份.....	8
图表 11： 规模×变化双维度筛出储能省际 IRR 重估样本.....	8
图表 12： 基准资产：为什么是 100MW/200MWh 2h 磷酸铁锂独立储能.....	9
图表 13： 收入端多层结构：市场化收益与政策托底的组合.....	9
图表 14： 不同区域的储能参数设置.....	10
图表 15： 全投资 IRR vs 资本金 IRR：现金流口径.....	10
图表 16： 不同区域储能全投资 IRR 测算（2025 vs 2026YTD）.....	11
图表 17： 不同区域储能 IRR 敏感性分析.....	11
图表 18： 不同区域储能 EPC 差异.....	12



图表 19: 蒙西: 现货≈分时, 2026YTD 现货下穿分时	12
图表 20: 甘肃: 现货>>分时, 分时口径严重失真	12
图表 21: 山东: 2026YTD 分时峰谷价差与现货价差多次出现剪刀差	13
图表 22: 山西: 现货高位、分时塌陷	13
图表 23: 广东: 分时/现货背离绝对值全国最大	13
图表 24: 陕西: 现货数据自 2025 年 7 月起, 现货低于分时	13
图表 25: 装机规模≠运行效率	14
图表 26: 分省容量/电量补偿机制对照	14
图表 27: 分省辅助服务补偿要点	15
图表 28: 蒙西储能 IRR 敏感性分析	16
图表 29: 蒙东储能 IRR 敏感性分析	16
图表 30: 山东储能 IRR 敏感性分析	16
图表 31: 广东储能 IRR 敏感性分析	16
图表 32: 辽宁储能 IRR 敏感性分析	16
图表 33: 甘肃储能 IRR 敏感性分析	17
图表 34: 新疆储能 IRR 敏感性分析	17
图表 35: 宁夏储能 IRR 敏感性分析	17
图表 36: 河北储能 IRR 敏感性分析	17
图表 37: 江苏储能 IRR 敏感性分析	17
图表 38: 成本曲线决定“入场券”, 政策机制决定“胜负手”	18
图表 39: 容量电价按时长折算: 时长基准越短, 长时激励越强	18
图表 40: 重点公司推荐一览表	20
图表 41: 重点推荐公司最新观点	20

核心投资逻辑

储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期，投资坐标应从“装机总量”切换为“省际机制差异定价”。136号文取消强制配储后，需求主导权已由新能源配储切换至独立储能（2025年新增占比69%、26H1达74.3%）；114号文在国家层面确立容量电价机制，行业商业模式由“单一峰谷套利”升级为“现货套利+政策补偿+容量类固定收入+辅助服务”的多层收入结构。我们的测算表明，同一基准资产（100MW/200MWh 2h磷酸铁锂）在11个区域的2026YTD全投资IRR从0.9%到8.0%不等、跨度超过7个百分点——电价机制（价差、补偿、充放次数）而非建设成本，是省际回报差异的第一决定变量：价差±0.05元/kWh对应IRR±1.1~2.2pct、补偿±20%对应±0.6~1.9pct、充放电次数±50次对应±0.9~3.8pct，而EPC±5%仅影响±0.5~0.9pct。

基于“价差变化×容量电价变化”双维框架，11个区域的增长前景可划分为四类：补偿托底+造价优势、收益稳定性最高（蒙西/蒙东，0.665元/Wh全国最低造价+0.28元/kWh×10年发电量补偿，2026YTD IRR 8.0%/6.7%居全国前二）；价差走阔+机制增厚、最具增长潜力（山东/广东/辽宁）；价差收窄但容量托底增强、结构性增长并以长时化为主线（甘肃/新疆）；价差收窄、短期承压（宁夏/河北/江苏）。西北大基地省份的造价优势与容量电价托底共振，是2026年储能投资稳定性最高的方向；容量电价按6-10h时长基准折算的机制设计，则使长时化成为技术路线演进的产业级趋势。

沿“机制稳定性”与“成本优势”双主线，我们推荐：新天绿色能源（河北容量电价先行先试+港股估值折价）、绿发电力（西北大基地资产，低造价+容量托底双击）、南网储能（南方电网“抽蓄+新型储能”平台，2025年归母净利润yoy+49.9%）、广州发展（大湾区负荷中心综合能源平台，2025年新增储能超1GWh）。

与市场观点的不同之处

市场主流观点聚焦装机总量增长与产业链价格反弹（2026YTD电芯、系统中标价回升），将储能视为“量的逻辑”；我们认为2026年储能更是“机制定价的逻辑”——收益机制（容量电价标准、充放次数、现货价差走向）对区域IRR的影响数倍于成本端，而当前市场对省际机制差异的定价或有不足。

预期差一：部分观点认为西北大基地省份“消纳难、电价低”。我们测算，2026YTD蒙西/蒙东在全国最低造价（0.665元/Wh）与发电量补偿（0.28元/kWh×10年）的双重支撑下，全投资IRR达8.0%/6.7%、居全国前二——“低电价区”恰是“高收益区”，区域造价差异（不同区域相差10-37%）或是此前未被定价的护城河。

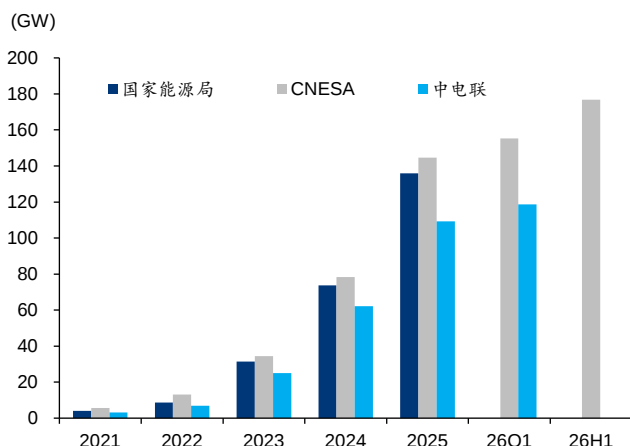
预期差二：市场对分时价差大幅收窄的省份（2026YTD对比2025年均值，宁夏/新疆/江苏-67%/-55%/-34%）普遍悲观。我们认为其中相当部分是口径失真而非真实需求变差——宁夏2026YTD现货口径价差约0.28元/kWh，叠加0.80元/Wh低造价后全投资IRR约3.1%；26H1宁夏招标12GWh领跑全国、与账面经济性明显背离，或说明产业资本已按容量电价落地预期定价，正式文件印发即是预期差修复的催化剂。

储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期

全国储能装机高速增长，独立储能接棒新能源配储

中国新型储能装机正处于高速增长阶段。国家能源局数据显示，2021-2025 年，全国新型储能累计装机由不足 5GW 跃升至 136GW；2025 年单年新增 62GW，约为 2021 年的 26 倍。但 2025 年的高增是政策节点塑造的脉冲而非线性趋势，136 号文取消强制配储并实行新老划断，催生“531”抢存量认定与“1231”抢机制窗口的双抢装。CNESA 数据显示，2026H1 全国储能新增 21.64GW/58.20GWh，容量较抢装高基数小幅回落（yoy-6.0%）、电量创历史同期新高（yoy+3.7%）。

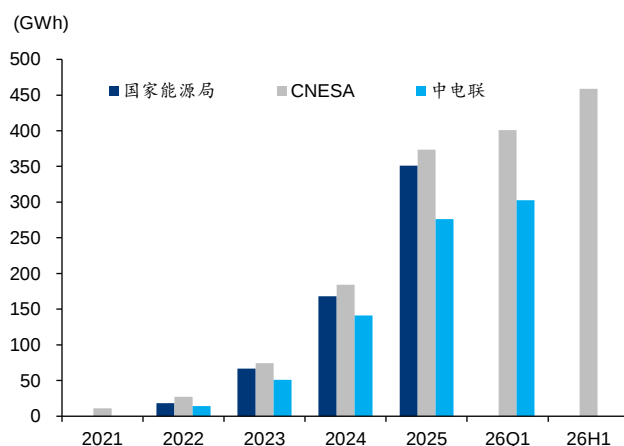
图表1：2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机容量



注：国家能源局为官方口径，CNESA 为项目库不完全统计，中电联为电力安全生产委员会 24 家成员单位报送的电化学储能口径。三口径差异主要源于统计覆盖面。本报告全国总量以国家能源局口径为准，结构与运行数据以颗粒度更细的中电联、CNESA 口径为补充

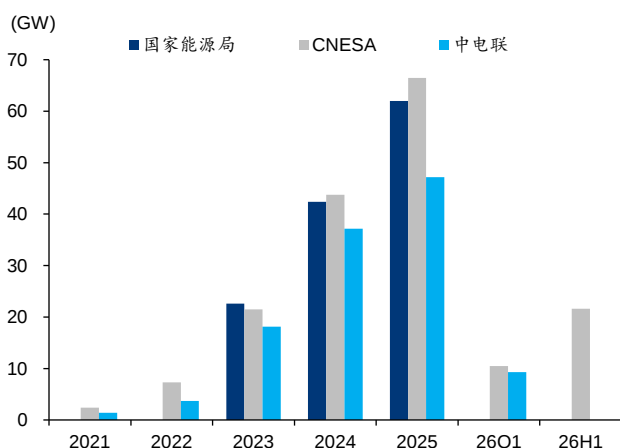
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

图表2：2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机电量



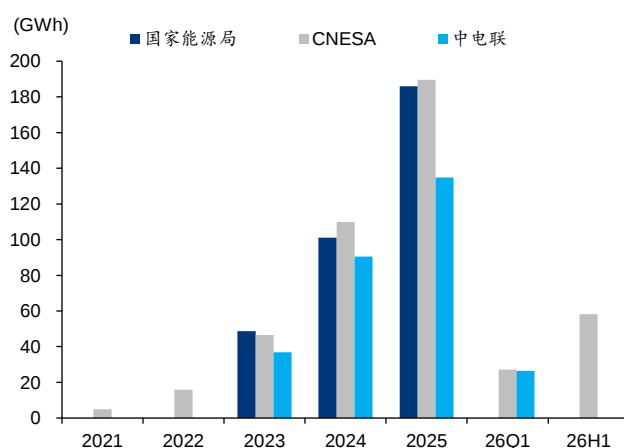
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

图表3：2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机容量



资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

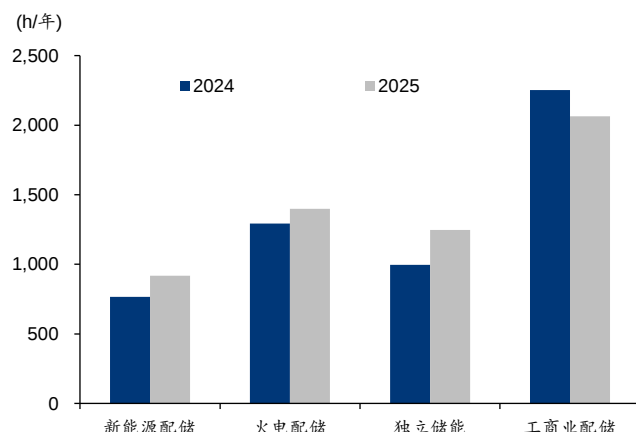
图表4：2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机电量



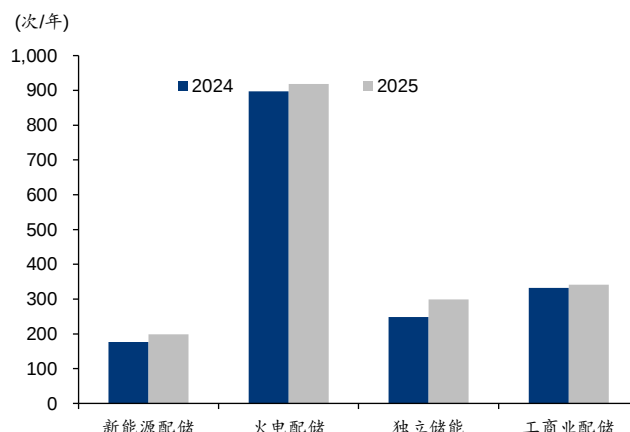
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

独立储能接棒新能源配储成为新增主力。CNESA 数据显示，26Q1 独立储能新增 8.7 GW/23.0 GWh，yoy+174%/+205%，占新增容量的 83%、yoy+34pct；同期新能源配储新增仅 1.0 GW/2.5 GWh，yoy-56%/-54%；26H1 独立储能占新增容量的 74.3%。这一切换是 2025 年趋势的延续与加速：中电联口径下（《2025 年度电化学储能电站行业统计数据》，2026-03），2025 年独立储能新增 32.33 GW（yoy+39%）、占新增容量的 69%，新能源配储新增 12.60 GW（yoy-4%），136 号文效应首次显现。

充放电次数系统性改善，独立储能领跑。装机高增的同时，存量电站运行效率同步改善。中电联口径 2025 年全国电化学储能年均运行小时 1940 h (yoy+291 h)、利用小时 1084 h (yoy+173 h)、等效充放电 248 次 (yoy+27 次)，约每 1.5 天完成一次完整充放；利用率指数 49% (yoy+8pct)；26Q1 全国日均利用小时 3.10 h (yoy+0.27 h)，改善趋势延续（中电联 2026 年一季度简报，2026-05-18）。分场景看，独立储能全面领跑，运行小时 2025 h (yoy+424 h)、利用小时 1246 h (yoy+251 h)、等效充放电 299 次 (yoy+52 次)、利用率指数 60% (yoy+7pct)；新能源配储仅 199 次、利用率指数 40%，场景间分化显著，配储资产效率低是强制配储模式难以为继的核心原因。国家能源局口径 2025 年新型储能等效利用小时 1195 h (yoy+300 h)，平均转换效率 89.23%、可用系数 0.98。

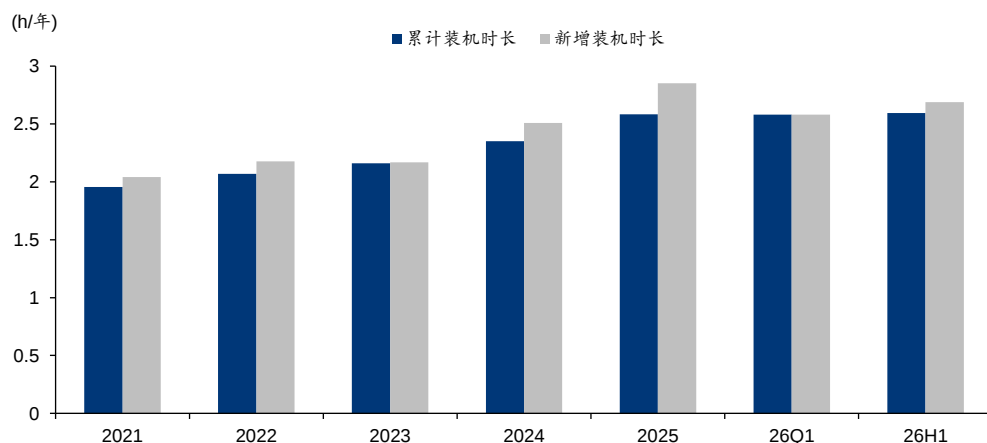
图表5：2024-2025 年电化学储能年均利用小时


资料来源：中电联、华泰研究

图表6：2024-2025 年电化学储能年均等效充放电次数


资料来源：中电联、华泰研究

储能时长分化决定容量电价折算与现货套利中的收益上限。总量层面，2025 年末全国新型储能平均储能时长 2.58 h (yoy+0.30 h)，100MW 及以上大型项目占比 72% (yoy+10pct)（国家能源局，2026-01-30）。结构层面，2025 年 4h+ 长时储能新增中，内蒙古占全国 48%、新疆占 22%，青海、甘肃、河北均超 6%；内蒙古新增项目平均时长达 3.9 h，其新增中 4h+ 占比 88.2%，远高于全国新增项目的平均时长 2.85 h (CESA 储能应用分会，2026-02；CNESA，2026-01-22)。2026 年时长增加趋势未改，5 月全国新增平均时长 2.93 h 创年内新高 (CESA，2026Q1；CNESA，2026-06-16)，26H1 储能系统招标容量同比-3.4%、电量同比+88.3%，容量与电量的增速剪刀差扩大、亦即储能时长增加 (CNESA，2026-07-06)；中电联预计 2026 年底全国新型储能平均储能时长将突破 2.8 h (yoy+0.22h)。

图表7：2021 年至 26H1 平均储能时长逐渐增长


资料来源：中电联、华泰研究

储能省际装机与盈利能力分化

中国新型储能的省际格局完成了一次根本性重构：2023-2025 年头部省份由“山东、湖南等负荷侧示范省”切换为“内蒙古、新疆等新能源大基地省”，2025 年末蒙新两省累计装机合计 39.06GW、占全国的 28.7%（国家能源局，2026-01-30）。2025 年新增进一步向头部集中，前五省合计占全国新增 58.3%（同比提升约 14.7pct）；进入 2026 年，格局再度洗牌，Q1 宁夏单季容量登顶、河南同比+51%新进前五。规模与增速的分化，正是分省 IRR 重估的现实起点：装机越集中的省份，机制设计与收益参数的差异越值得单独定价。我们筛出内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、山东、山西、广东、江苏、辽宁等区域作为后文 IRR 测算样本。

2023-2025 年末累计装机头两名与第三名的差距由“并驾齐驱”拉大到“近一倍”，省际分化在存量维度已经固化。2023-2025 年末累计装机容量（国家能源局口径），内蒙古由 3.54 GW 增至 20.26 GW（5.7 倍），新疆由 3.09 GW 增至 18.80 GW（6.1 倍），而山东仅由 3.98 GW 增至 11.21 GW（2.8 倍）——头部两省增速持续跑赢全国、山东跑输全国。2024 年末内蒙古以 10.23 GW 成为全国首个储能累计装机破千万千瓦的省区；2025 年末内蒙古 20.26 GW 已达山东 11.21 GW 的 1.8 倍。区域维度，2025 年末华北占 32.5%、西北占 28.2%，两区域合计 60.7%，东北仅 0.7%。

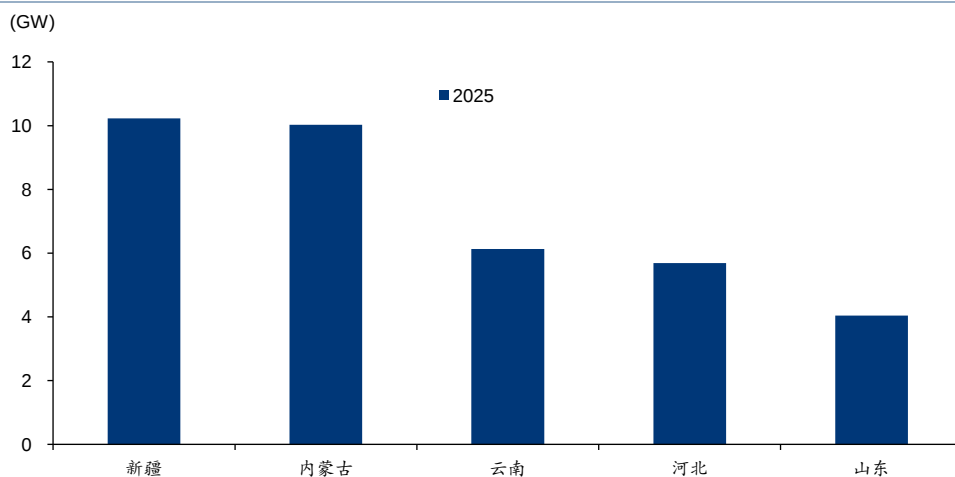
图表8：2023-2025 年末分省份储能累计装机前五名

排名	2023 年末	2024 年末	2025 年末
1	山东 3.98 GW	内蒙古 10.23 GW	内蒙古 20.26 GW
2	内蒙古 3.54 GW	新疆 8.57 GW	新疆 18.80 GW
3	新疆 3.09 GW	山东 7.17 GW	山东 11.21 GW
4	甘肃 2.93 GW	江苏 5.62 GW	未披露
5	湖南 2.66 GW	宁夏 4.43 GW	未披露

资料来源：国家能源局 2024-01-25、2025-01-23、2026-01-30 新闻发布会；《中国新型储能发展报告(2025)》，2025-07-31；华泰研究

2025 年新增装机的集中度高于存量。国家能源局口径 2025 年华北新增 21.88 GW 占 35.2%、西北新增 19.66 GW 占 31.6%；新疆、内蒙古合计占全国新增 32.7%，前五省占 58.3%。CNESA 口径 2025 年内蒙古新增 12.8 GW 居第一（占 19.3%）、新疆 9.5 GW 第二（14.3%）。中电联口径前十省合计 41.18 GW、占全国新增 87.33%。云南 2025 年“5/31 抢装”单月新增近 2.5 GW 居全国第一，全年 6.13 GW 为年度第三（CNESA 月报，2025-06-10；国家能源局，2026-01-30）。山东 2025 年新增 4.04 GW 退居第五、新增排名连续两年下滑，负荷侧示范省的装机动能明显让位于新能源大基地省。CNESA 口径 26H1 新增 21.64 GW/58.20 GWh，独立储能占新增 74.3%，超八成新增集中于风光富集区与重点负荷区（来源：CNESA，2026-07-19），区域集中度较 2025 年有增无减。

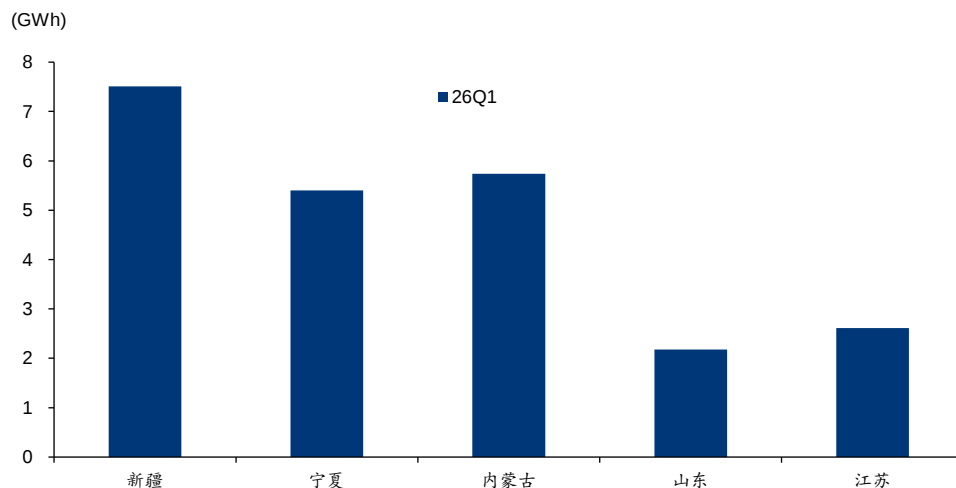
图表9：2025 年新增装机容量前五的省份



资料来源：国家能源局、华泰研究

26Q1 新增重心进一步西移。Q1 西北区域容量、电量占比双第一（41.4%/45.6%）；其中容量第一的宁夏新增 2.7 GW，电量第一的新疆新增 7.51 GWh。中电联口径 26Q1 新增前五省份为新疆、宁夏、河北、河南、内蒙古，合计占全国新增超 78%（中电联《2026 年一季度电化学储能电站行业统计数据简报》，2026-05-18）。5 月新疆、宁夏新增电量均超 1.2 GWh 居前二，新疆 5 月容量电价 165 元/kW·年新政叠加调频市场开放形成政策催化（CNESA，2026-06-16）；6 月西藏新增储能电量超 1.5 GWh、首次登顶全国第一，由阿里麻米措源网荷储一体化能源站一期 1.5 GWh 构网型储能全容量投运驱动；新疆、甘肃均超 1.4 GWh 列前三，山东新增容量全国第一（CNESA，2026-07-20）。

图表10：26Q1 新增装机电量前五的省份



资料来源：CNESA、华泰研究

规模×变化双维度筛出省际 IRR 重估样本。装机规模决定“值不值得研究”，新增变化决定“需不需要重估”。我们以 2025 年末累计规模（约 3 GW 以上、全国前 12）为第一维度，2025 年到 2026Q1/H1 新增的方向变化为第二维度，叠加收益机制参数的数据可得性，最终筛出内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、山东、山西、广东、江苏等区域进入 IRR 重估样本；辽宁作为观察样本，拟实施全国最高的容量补偿标准。重估样本 2025 年末累计合计约 81 GW，约占全国六成，覆盖了头部与代表性腰部省份。重估样本在 2025 年到 2026Q1 均出现可识别的方向性变化，且变化动因各异（抢装透支、容量电价落地、现货价差收窄、用户侧退坡），恰好适用于 IRR 的敏感性分析。西北四省（蒙、疆、甘、宁）为 136 号文后容量电价机制落地最快、长时化最彻底的大基地地区；晋、鲁为现货市场正式运行的先行区；粤、苏为用户侧与租赁模式的负荷区样本。

图表11：规模×变化双维度筛出储能省际 IRR 重估样本

省份	2025 年末累计	2025 年新增	2026Q1/H1 边际变化
内蒙古	20.26 GW	10.03 GW	Q1 新增 1.58 GW/5.74 GWh，节奏放缓
新疆	18.80 GW	10.23 GW	Q1 新增 7.51 GWh 第 1，5/6 月持续高增幅
甘肃	7.28 GW	2.39 GW	6 月新增超 1.4 GWh 重回前三
宁夏	7.63 GW	2.57 GW	Q1 新增 2.7 GW 第 1；H1 招标 12 GWh 领跑全国
山东	11.21 GW	4.04 GW	6 月新增容量第 1；2026 年目标 14 GW（较 2025 年末+25%）
山西	3.20 GW	1.17 GW	装机平稳，但 2025 年新增备案 100.6 GW 全国第一、现货价差收窄约 24%
广东	5.01 GW	2.92 GW	Q1 新增 1.9 GWh；转向电网侧支撑
江苏	7.60 GW	2.24 GW	Q1 新增 2.61 GWh 第 5；用户侧新增占全国 48%
辽宁	<1GW	未披露	370 元/kW·年可靠容量补偿全国最高（拟 2027 执行）；2027 年目标 5GW

资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

省际储能 IRR 比较：同一资产、同一框架、不同参数

模型框架：单一基准资产下的多层收入结构

基准电站设为 **100MW/200MWh 2h 磷酸铁锂独立储能**，其代表性有三：独立储能 2025 年累计装机占比已达 51.2%、为第一大应用场景（国家能源局，2026-01-30）；2h 仍是招中标主力时长；100MW 级为中电联统计的主力容量段。假设充放电效率 83%、年衰减 1.3%（电量类收入逐年递减）、运营期 15 年、残值 5%、15 年直线折旧、所得税率“三免三减半”后为 25%、运维 0.012 元/Wh·年、保险 0.1%×初始投资/年。

图表12：基准资产：为什么是 100MW/200MWh 2h 磷酸铁锂独立储能

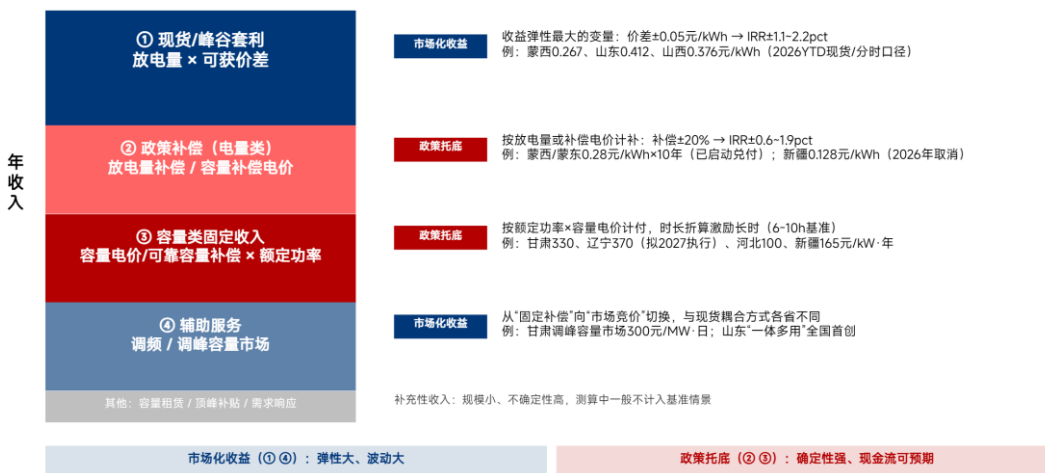


注：所有省际 IRR 测算统一采用该基准资产，仅替换区域参数（价差 / 次数 / 补偿 / 容量电价 / EPC）

资料来源：国家能源局（2026-01-30）、华泰研究

收入端采用多层结构：年收入=现货/峰谷套利（放电量×可获价差）+政策补偿（放电量补偿/容量补偿电价）+容量类固定收入（容量电价/可靠容量补偿×额定功率）+辅助服务（调频/调峰容量市场）+其他（容量租赁/顶峰补贴/需求响应）。该结构与 136 号文后“全面入市+容量兜底”的政策方向一致：现货/峰谷套利对应市场化收益，容量类收入对应政策托底收益，二者的相对权重决定 IRR 的稳定性（发改价格〔2026〕114 号，2026-01-30）。

图表13：收入端多层结构：市场化收益与政策托底的组合



注：年收入=现货/峰谷套利+政策补偿+容量类固定收入+辅助服务(+其他) | 100MW/200MWh 基准资产

资料来源：发改价格〔2026〕114 号（2026-01-30）、华泰研究

不同区域的储能参数设置：2026YTD 各省储能充放电电价差较 2025 年普遍收窄，11 个区域中 9 个区域价差下行，其中江苏（由 0.573 降至 0.380 元/kWh）、蒙西（由 0.384 降至 0.267）、蒙东（由 0.340 降至 0.237）收窄幅度居前，仅山东（yoy+0.051）、广东（yoy+0.060）价差逆势走阔。初始投资单价参考 2026H1 分省 EPC 中标均价（北极星储能网，2026-07-22），按区域造价差异化设定：西北大基地省份规模效应显著，蒙西/蒙东低至 0.665 元/Wh、宁夏 0.80、新疆 0.85、甘肃/河北 0.95。补偿机制区域分化：蒙西、蒙东电量补偿由 0.35 降至 0.28 元/kWh，新疆 2026 年电量补偿取消，辽宁容量电价由 165 提升至 370 元/kW、甘肃容量电价 330 元/kW 紧随其后，是对冲价差收窄的主要政策变量。

图表14：不同区域的储能参数设置

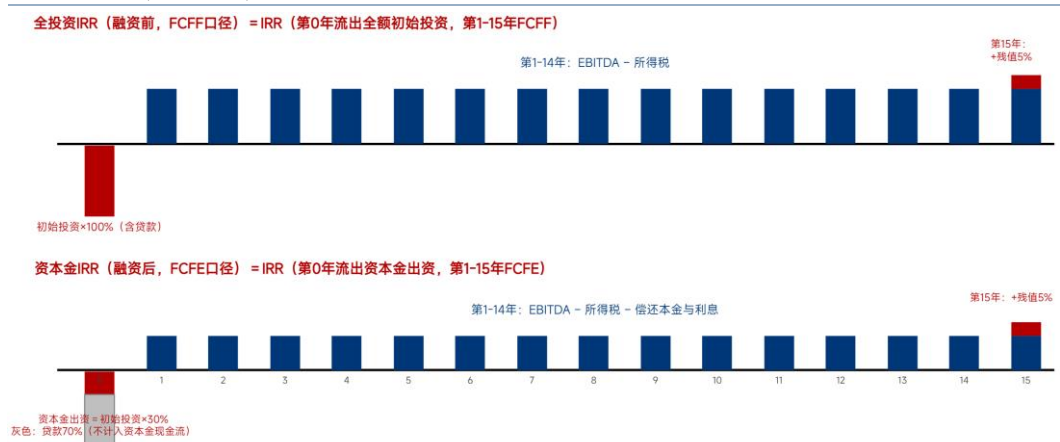
区域	价差（元/KWh）	充放电次数	电量补偿（元/KWh）	容量电价（元/KW）
	2025/2026YTD	2025/2026E	2025/2026E	2025/2026E
山西	0.425/0.376	300/300	-	165/165
蒙西	0.384/0.267	275/275	0.35/0.28	0/0
蒙东	0.34/0.237	275/275	0.35/0.28	0/0
河北	0.417/0.393	300/300	-	100/100
山东	0.361/0.412	275/275	-	165/165
甘肃	0.227/0.192	330/330	-	330/330
宁夏	0.302/0.28	284/284	-	165/165
新疆	0.232/0.222	300/300	0.128/-	165/165
广东	0.22/0.28	300/300	-	200/200
江苏	0.573/0.38	300/300	-	165/165
辽宁	0.416/0.355	300/300	-	165/370

注：2026E 为全年预测值；现货价差为 2h 储能系统按月度现货出清价格测算的充放电价差；分时价差按代理购电工商业电价公告口径计算，充电侧含上网环节线损与系统运行费

资料来源：各省发改委、华泰研究预测

现金流口径：1) 税后全投资 IRR（项目融资前）：第 0 年现金流出为初始投资，第 1-15 年现金流入为 EBITDA-所得税，末年加回残值（5%）；2) 税后资本金 IRR（项目融资后）：第 0 年现金流出为初始投资，第 1-15 年现金流入为 EBITDA-所得税-偿还本金与利息，末年加回残值（5%）。

图表15：全投资 IRR vs 资本金 IRR：现金流口径



资料来源：CNESA、华泰研究

不同区域储能 IRR 测算：省际回报差异主要由电价机制、建设成本决定。2025 年蒙西（9.8%）、蒙东（8.4%）、江苏（8.3%）领跑；2026YTD 蒙西（8.0%）仍居全国第一，蒙东（6.7%）、山西（5.2%）次之，河北（4.6%）、山东（4.4%）、辽宁（4.4%）处第二梯队；新疆价差收窄至 0.222 元/kWh 叠加电量补偿取消、造价无明显折价，IRR 下降 2.9pct；江苏分时价差大幅回落导致 IRR 由 8.3%降至 3.0%（-5.3pct），降幅居前。同比维度上，6 个区域 IRR 改善：广东（+1.4pct）、辽宁（+0.7pct）、山东（+0.6pct）、河北（+0.4pct）、宁夏（+0.3pct）、甘肃（持平），分别受益于价差走阔、容量电价上调与造价区域折价。

图表16：不同区域储能全投资 IRR 测算（2025 vs 2026YTD）

区域	IRR	IRR	同比变化	首年收入	
	2025	2026YTD		2025	2026YTD（年化）
山西	6.2	5.2	-1.0	2,603	2,387
蒙西	9.8	8.0	-1.8	2,965	2,210
蒙东	8.4	6.7	-1.7	2,787	2,089
河北	4.2	4.6	0.4	2,280	2,174
山东	3.8	4.4	0.6	2,188	2,394
甘肃	3.2	3.2	0.0	2,074	1,904
宁夏	2.8	3.1	0.3	1,747	1,655
新疆	3.8	0.9	-2.9	2,073	1,465
广东	-0.4	1.0	1.4	1,560	1,824
江苏	8.3	3.0	-5.3	3,012	2,161
辽宁	3.7	4.4	0.7	2198	2383

注：IRR 单位为%，收入为万元

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、华泰研究预测

驱动因素归因采用逐因素替换法，顺序为 CAPEX、价差、充放电次数、容量/电量补偿，每步仅替换单一因素并记录 Δ IRR（各贡献与替换顺序相关，供结构判断用）；敏感性在 2026 年参数集上作 CAPEX $\pm$ 5%、价差 $\pm$ 0.05 元/kWh、次数 $\pm$ 50 次、容量补偿 $\pm$ 20%四组单因素测试。模型输出的 10 个区域的 2025 vs 2026YTD 全投资 IRR 对比如下图所示。我们测算：

- 1)EPC 每变动 $\pm$ 5%，各省 IRR 变动约 0.5~0.9pct；低造价的蒙西、蒙东弹性最大（ $\pm$ 0.9pct）；
- 2）价差每变动 $\pm$ 0.05 元/kWh，各省 IRR 变动约 1.1~2.2pct；蒙东（ $\pm$ 2.1~2.2pct）、蒙西（ $\pm$ 2.0~2.2pct）、新疆（ $\pm$ 1.7~2.1pct）弹性最大，山东最小（ $\pm$ 1.1pct）；
- 3）充放电次数每变动 $\pm$ 50 次，各省 IRR 变动约 0.9~3.8pct；蒙西、蒙东因电量补偿按次结算且低造价放大了次数杠杆，敏感度高达 $\pm$ 3.5~3.8pct；甘肃、新疆以容量电价为主，仅 $\pm$ 0.9~1.5pct；
- 4）电量/容量补偿标准每变动 $\pm$ 20%，各省 IRR 变动约 0.6~1.9pct；蒙西/蒙东（电量补偿 0.28 元/kWh， $\pm$ 1.8~1.9pct）、甘肃（容量电价 330 元/kW， $\pm$ 1.3~1.4pct）敏感度高，河北、江苏仅 $\pm$ 0.6pct。

图表17：不同区域储能 IRR 敏感性分析

区域	基准 IRR%	EPC $\pm$ 5%	价差 $\pm$ 0.05 元/kWh	充放电次数 $\pm$ 50 次	补偿 $\pm$ 20%
山西	5.2	5.8/4.6	6.4/3.9	6.8/3.5	6.1/4.2
蒙西	8.0	8.9/7.1	10/5.8	11.6/4.2	9.8/6.2
蒙东	6.7	7.6/5.9	8.8/4.5	10.2/3	8.6/4.9
河北	4.6	5.3/4	6/3.2	6.4/2.8	5.2/4
山东	4.4	5/3.8	5.5/3.3	6/2.7	5.3/3.5
甘肃	3.2	3.8/2.7	4.7/1.6	4.1/2.3	4.5/1.8
宁夏	3.1	3.6/2.5	4.6/1.4	4.6/1.4	3.9/2.2
新疆	0.9	1.5/0.3	2.6/-1.2	2.2/-0.6	1.8/-0.1
广东	1.0	1.6/0.5	2.4/-0.6	2.3/-0.5	1.8/0.1
江苏	3.0	3.6/2.4	4.2/1.7	4.5/1.3	3.6/2.4
辽宁	4.4	5/3.8	5.6/3.1	5.8/2.9	5.3/3.4

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、华泰研究预测

造价假设：区域差异化设定，电芯/碳酸锂反弹驱动

EPC 单价按区域差异化设定。2025 年西北大基地省份取 0.85~0.87 元/Wh，其余省份取全国 2h 中标均价 1.04 元/Wh（CNESA，2026-01-08）；2026YTD 蒙西/蒙东进一步降至 0.665 元/Wh（全国最低，大容量共享储能规模效应）、宁夏 0.80、新疆 0.85、甘肃/河北 0.95、山西 1.02，中东部省份维持 1.09 元/Wh，与 2026H1 分省 EPC 投标均价梯队一致。碳酸锂由 2025 年 6 月低点约 6 万元/吨涨至 2026 年 5 月的 18.15 万元/吨（+200%以上），314Ah 储能电芯 2026 年 5 月价格也较 2025 年中低点回升 20%-35%，2h 系统投标均价同比+8%，为近三年首次同比转正（SMM/InfoLink/北极星，2026-07-16）。EPC 中标价区间较宽，受招标范围边界（是否含土建/送出/升压站）、时长与区域影响显著；模型取全国加权均价作为单一造价锚，未对各省单独设定造价差异，属简化处理。

图表18：不同区域储能 EPC 差异

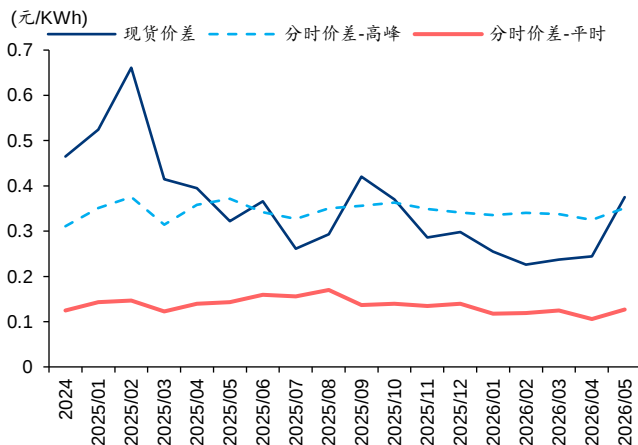


资料来源：CNESA、华泰研究

价差口径：现货、分时峰谷与分时平谷的三层结构

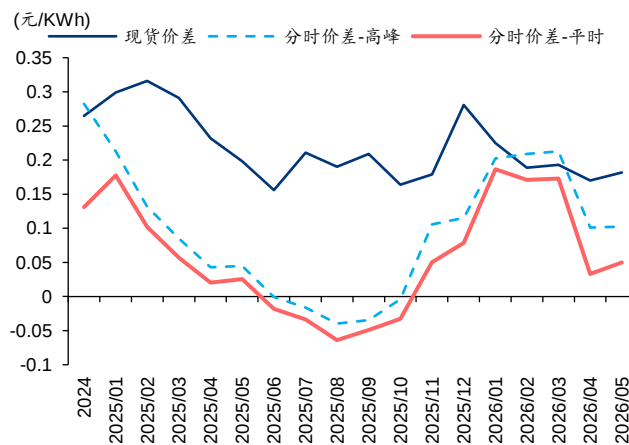
储能收益测算用哪一层价差？同一省份同时存在三个可观测的价差口径：现货充放电价差（市场真实信号）、行政分时·高峰低谷价差（政策定价上限）、行政分时·平时低谷价差（政策定价下限），三者可相差 2-4 倍。真实有现货出清数据的仅 7 个电网区域（蒙西、甘肃、山东、山西、广东、陕西自 2025 年 7 月起、辽宁自 2025 年 9 月起），其余省份“价差”全部来自分时体系。多数现货区域现货价差高于分时峰谷价差，分时峰谷口径存在系统性高估；甘肃、山西、辽宁、蒙西（2025 年）出现现货与分时峰谷“倒挂”，说明分时滞后于真实供需、甚至严重失真；2026YTD 分时价差在宁夏、新疆、江苏因政策调整出现大幅收窄，而山东、广东、陕西现货价差逆势走扩。

图表19：蒙西：现货≈分时，2026YTD 现货下穿分时



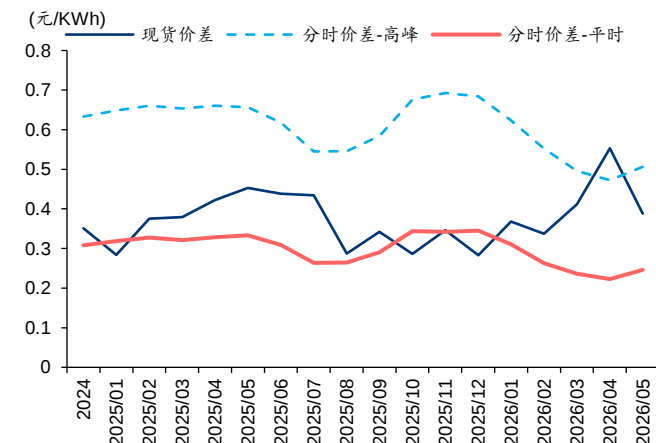
注：蒙西现货已正式运行，独立储能按现货节点电价结算
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表20：甘肃：现货>>分时，分时口径严重失真



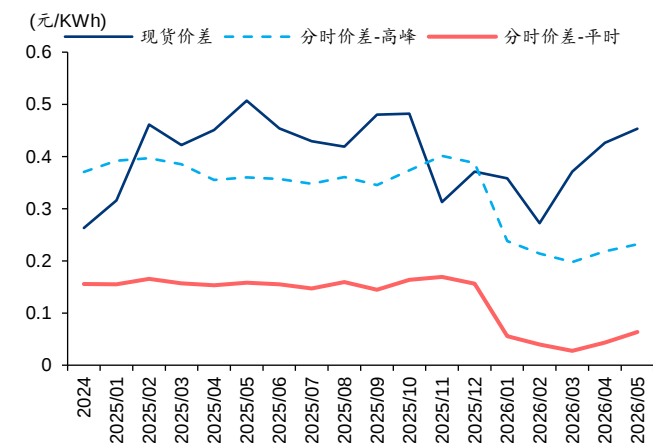
注：甘肃代理购电高峰与低谷价差窄，分时口径失真，现货才是真实价格信号
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表21：山东：2026YTD 分时峰谷价差与现货价差多次出现剪刀差



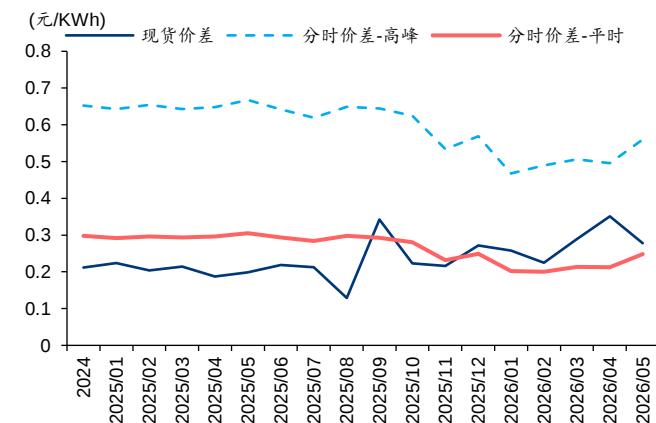
注：分时电价浮动比例（高峰上浮70%）是政策定价，现货则反映真实供需。新能源大发时段负电价（2025年约1,574小时）持续压低充电成本、拉大峰谷价差
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表22：山西：现货高位、分时塌陷



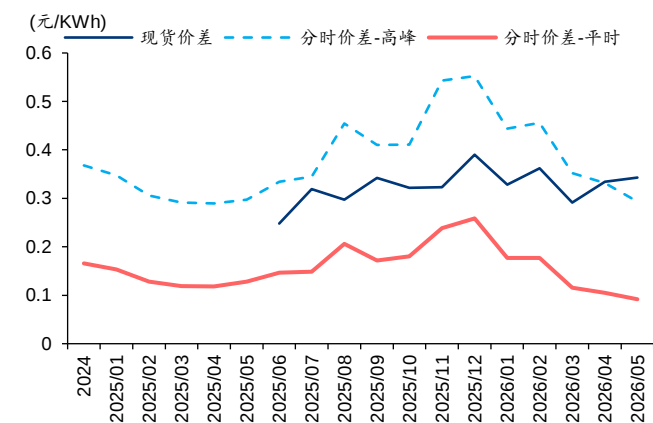
注：2026年现货0.376元/kWh对分时峰谷0.218元/kWh，分时口径因分时政策调整（浮动比例收窄、计价基数变化）大幅走低，现货保持相对高位
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表23：广东：分时/现货背离绝对值全国最大



注：广东电源以气电、煤电为主，边际成本曲线平坦，珠三角负荷特性使现货峰谷差天然较窄
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表24：陕西：现货数据自2025年7月起，现货低于分时



注：陕西2025年进入现货连续试运行，属“现货低于分时”的常规形态
 资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

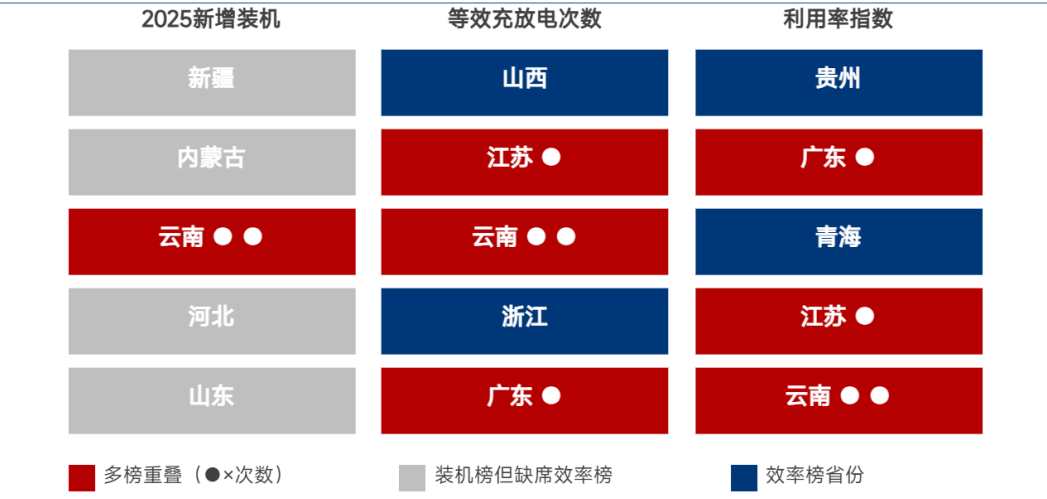
电网侧独立储能的商业模式不以现货市场为前提。河北（现货未正式运行，冀北/河北2025年新增装机居全国前列）、宁夏、青海等现货未正式运行省份均有大规模独立储能并网投运。其价差确定方式分两类：1）无现货省份：收益锚定分时电价体系，执行“低谷充电、高峰或平段放电”。实际可捕获价差介于分时高峰低谷价差（上限，放电全部落在高峰时段）与分时平时低谷价差（下限，放电落在平段）之间，具体落点取决于调度调用的时段分布。2）有现货省份：价差由市场出清决定，且从目录电价/分时电价转入现货的省份往往经历价差“祛魅”——现货价差系统性低于分时峰谷口径，广东是最典型案例（2025年分时口径虚高0.2-0.4元/kWh）；仅甘肃、山西、辽宁等少数省份因分时电价政策严重滞后出现“现货高于分时”的倒挂。

充放电次数与利用率：比价差更稀缺的变量

分省看，独立储能利用小时 $\geq 1,500$ h的省份共9个，包括内蒙古、青海、浙江、甘肃、山西、河北、云南、江苏、新疆；等效充放电次数前五为山西、江苏、云南、浙江、广东，利用率指数前五为贵州、广东、青海、江苏、云南（中电联，2026-03）；充放电次数榜前列主要是现货先行省与负荷省，而装机榜前列的蒙、新并未进入次数榜前列，规模与效率的背离，也是省际IRR分化的核心因素之一。



图表25：装机规模≠运行效率



资料来源：中电联、华泰研究

容量/电量补偿：顶峰能力促进长时化趋势

从“电量激励”走向“容量保底”，但保底本身也在被重新定价。114号文（发改价格〔2026〕114号，2026-01-30）首次在国家层面将电网侧独立新型储能纳入容量电价机制，但省级落地的进度、标准、折算基准与考核条款高度分化。各省按落地状态可分为三类：1）正式落地，包括吉林、甘肃、青海等8个省区已明确标准并进入结算，但折算基准从4h到10h不等，实际保底厚度存在差异；2）征求意见稿或细则缺失，辽宁370元/kW·年可靠容量补偿为全国最高，宁夏、河南、黑龙江、山西等省区的储能折算细则尚未出台；3）市场化或电量补偿型，山东储能按“月度市场化可用容量占比”分配，内蒙古执行放电量补偿，2025/2026年投产项目为0.35/0.28元/kWh（补偿期10年），江苏执行顶峰放电补贴0.3元/kWh延期至2027年1月（入现货后不再享受）。

图表26：分省容量/电量补偿机制对照

省份\时长	电价基准	时长基准	储能时长				
	元/KW·年	h	2h	4h	6h	8h	10h
辽宁	370	*8	93	185	278	370	370
吉林	330	8	83	165	248	330	330
甘肃	330	6	110	220	330	330	330
青海	185	8	46	93	139	185	185
新疆	165	6	55	110	165	165	165
陕西	165	6	55	110	165	165	165
湖北	165	10	33	66	99	132	165
河北	100	4	50	100	100	100	100

注：辽宁拟2027-01-01执行、时长基准为近3年最大净负荷高峰持续时长（未披露、此处假设为8h）；

资料来源：各省发改委、华泰研究

辅助服务：从“固定补偿”向“市场竞价”切换

辅助服务是储能收益结构中最市场化的部分，调峰、调频、爬坡、备用、黑启动五类品种的补偿逻辑、价格形成与现货耦合方式各不相同，且正在经历从“固定补偿”向“市场竞价”的系统性切换。计价方式：调峰补偿按电量（元/kWh）、调频按调节里程（元/MW）、调峰容量市场按容量（元/MW·日）、黑启动多为元/次或元/MW·次。114号文中补偿标准明确“以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础”，定价逻辑本身即承认容量补偿与市场收益并存，排他仅限“对获得其他保障的容量不重复补偿”以及容量电价与可靠容量补偿衔接替代、二选一。储能企业、虚拟电厂经营主体地位法定化，调频、备用、爬坡与现货可独立出清、具备条件时推动联合出清，区域调峰、区域备用应及时转为电能量交易，现货连续运行地区调频、备用费用向用户侧疏导。196号文（发改价格〔2024〕196号）锚定调峰价格上限，调峰补偿原则上不高于当地平价新能源上网电价。

图表27：分省辅助服务补偿要点

区域	调峰	调频	黑启动 / 爬坡与备用
蒙西	现货替代，固定补偿实质退出	报价 2-18 元/MW、出清上限 15；容量 60 元/MW+ 里程双重补偿	备用市场已建未运行；黑启动无公开标准
新疆	现货试运行期间调峰市场暂不运行	上限 15 元/MW；获容量电费主体原则上应当申报	—
甘肃	调峰容量市场 300 元/MW·日（与现货融合出清）	上限 15 元/MW；与现货独立出清	—
宁夏	固定补偿已退出	5-15 元/MW，SOC 门槛、储能总中标≤需求 50%	—
青海	现货替代，固定补偿实质退出	—	—
陕西	—	上限 15 元/MW	—
山东	0.15 元/kWh（常规）/0.40（特殊）	0.1-12 元/MW，与现货联合出清	黑启动试验 30 万元/次、实际调用 1,000 万元/次；爬坡上限 1,500 元/MWh
山西	无固定补偿（现货+调频双轮）	一次调频 6 元/MW 固定单价；二次 5-15 元/MW 分 5 时段、储能中标≤55%	—
广东	充电补偿 0.792→0.453 元/kWh（-42.8%）	申报 3.5-15 元/MW，边际替代率系数；与现货时段二选一	黑启动细则鼓励、专项标准未公开
广西	0.396→0.4207 元/kWh（南方唯一上调）	南方区域统一规则	同南方区域
云南	0.5952→0.3358 元/kWh	南方区域统一规则	黑启动市场化交易规则（2022）
贵州	0.6624→0.3515 元/kWh（-47%，降幅最大）	南方区域统一规则	—
海南	0.648→0.4298 元/kWh	南方区域统一规则	—
湖南	现货试运行期间暂停	4-15 元/MW，储能中标≤40%；按日二选一	黑启动成功 100 万元/台；爬坡 15 元/MW
河南	0.2 元/kWh（上限 200 元/MWh）	0-15 元/MW，容量预留模式可同日参与现货	—
四川	充电补偿 350 元/MWh；配建 40 元/MWh	申报上限 5 元/MW	黑启动成功 100 万元/台；爬坡 40 元/MW；备用上限 126.8 元/MWh
福建	最高 10 万元/台次（深调补偿已取消）	一次调频 600 元/MWh；低频调节 800 元/MWh	黑启动动作 2,000 元/MW·次；备用 10 元/MWh（现货主体 50）；爬坡 120 元/MW·天
江苏	迎峰期调用≥160 次或放电≥320h，放电按 0.391 元/kWh	—	顶峰补贴 0.3 元/kWh（延至 2027-01，与现货二选一）
浙江	现货连续运行后退出	二次调频上限 60 元/MWh	—
安徽	现货运行后调峰市场不再运行	调频市场尚未开放	—
西藏	困难时段储存电量按比例补偿	有偿一次调频按贡献电量补偿	—

资料来源：各省发改委文件、华泰研究

价差与容量电价变化的共同作用下，区域储能增长前景分化

补偿托底+造价优势，收益稳定性最高。蒙西、蒙东发电量补偿 0.28 元/kWh、补偿期 10 年，2026 年 2 月已公示兑付 42 个项目，长期现金流托底；EPC 造价 0.665 元/Wh 为全国最低，大容量共享储能的规模效应筑成成本护城河；尽管价差分别收窄 0.117、0.103 元/kWh、电量补偿退坡 20%，2026YTD 全投资 IRR 仍有 8.0%/6.7%、居全国前二。收益结构对利用率与补偿政策高度敏感——充放电次数敏感度±3.5~3.8pct、容量/电量补偿敏感度±1.8~1.9pct 均为全国最高；主要风险在 2027 年新项目补偿规则未定，存量项目的收益稳定性优于增量项目。

图表28：蒙西储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KWh)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		0.224	0.28	0.336
0.05	0.317	8.2%	10.0%	11.8%
0	0.267	6.2%	8.0%	9.8%
-0.05	0.217	4.0%	5.8%	7.7%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表29：蒙东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KWh)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		0.224	0.28	0.336
0.05	0.287	7.0%	8.8%	10.6%
0	0.237	4.9%	6.7%	8.6%
-0.05	0.187	2.5%	4.5%	6.4%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差走阔+机制增厚，较具增长潜力。1) 山东现货价差逆势走阔、由 2025 年均值 0.361 增至 2026YTD 的 0.412 元/kWh，全投资 IRR 提升 0.6pct，2026 年累计装机目标 14GW、较 2025 年末+25%（《山东省 2026 年新能源高水平消纳行动方案》，山东省能源局 2026-04-01）。2) 广东价差由 2025 年的 0.22 增至 2026YTD 的 0.28 元/kWh，全投资 IRR 提升 1.4pct，新增储能装机由用户侧转向电网侧支撑。3) 辽宁 370 元/kW·年可靠容量补偿为全国最高，全投资 IRR 提升 0.7pct；辽宁 2027 年累计装机目标 5GW（辽宁省发展改革委、工信厅，2026-05-07），“十五五”首批遴选 3.2GW（2026-04-30）。

图表30：山东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.462	4.6%	5.5%	6.3%
0	0.412	3.5%	4.4%	5.3%
-0.05	0.362	2.4%	3.3%	4.1%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表31：广东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		160	200	240
0.05	0.33	1.6%	2.4%	3.1%
0	0.28	0.1%	1.0%	1.8%
-0.05	0.23	-1.6%	-0.6%	0.4%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表32：辽宁储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		296	370	444
0.05	0.405	4.6%	5.6%	6.5%
0	0.355	3.4%	4.4%	5.3%
-0.05	0.305	2.1%	3.1%	4.1%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差收窄但容量托底增强，结构性增长、以长时化为主线。1) 甘肃 330 元/kW·年容量电价于 2026 年正式落地，补偿标准敏感度±1.3~1.4pct 居全国前列，6 月新增重回全国前三。2) 新疆 165 元/kW·年容量电价 2026 年 6 月执行叠加调频市场开放，26Q1 新增电量全国第一；但 2h 项目 2026YTD 全投资 IRR 0.9%、经济性偏弱，新增将加速向 4h+ 长时集中。

图表33：甘肃储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		264	330	396
0.05	0.242	3.4%	4.7%	6.0%
0	0.192	1.8%	3.2%	4.5%
-0.05	0.142	-0.1%	1.6%	3.0%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表34：新疆储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.155	1.8%	2.6%	3.4%
0	0.105	-0.1%	0.9%	1.8%
-0.05	0.055	-2.3%	-1.2%	-0.2%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差大幅收窄，短期承压。1) 2026YTD 宁夏分时口径价差大幅收窄至 0.099 元/kWh，现货口径约 0.28 元/kWh；165 元/kW·年容量电价仍为征求意见稿，现货口径叠加 0.80 元/Wh 低造价后全投资 IRR 约 3.1%、仅勉强转正；值得注意的是宁夏 26Q1 装机第一、26H1 招标 12GWh 领跑全国，招标热度与项目经济性明显背离，我们认为背离的原因有三：其一，产业资本按容量电价落地预期定价，保底收入足以扭转账面亏损；其二，清单制下“先建先得”的窗口逻辑，开发商有动机在细则印发前锁定备案与接入资源，招标节奏领先于收益兑现；其三，分时价差骤降 68% 源于分时政策调整而非真实供需状况，现货口径约 0.28 元/kWh 叠加 93.10% 的第一转换效率（中电联，2026-03），实际运营质量优于账面。2) 河北 100 元/kW·年容量电价 24 个月激励期 2026 年底到期、续期政策不明，IRR 4.6%。3) 江苏分时价差由 0.573 降至 0.38 元/kWh、进现货市场后价差或进一步收窄，顶峰放电补贴与现货二选一，用户侧模式退坡，IRR 由 8.3% 降至 3.0%、降幅居全国前列。

图表35：宁夏储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.33	3.8%	4.6%	5.4%
0	0.28	2.2%	3.1%	3.9%
-0.05	0.23	0.4%	1.4%	2.3%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表36：河北储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		80	100	120
0.05	0.443	5.4%	6.0%	6.6%
0	0.393	4.0%	4.6%	5.2%
-0.05	0.343	2.6%	3.2%	3.8%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表37：江苏储能 IRR 敏感性分析

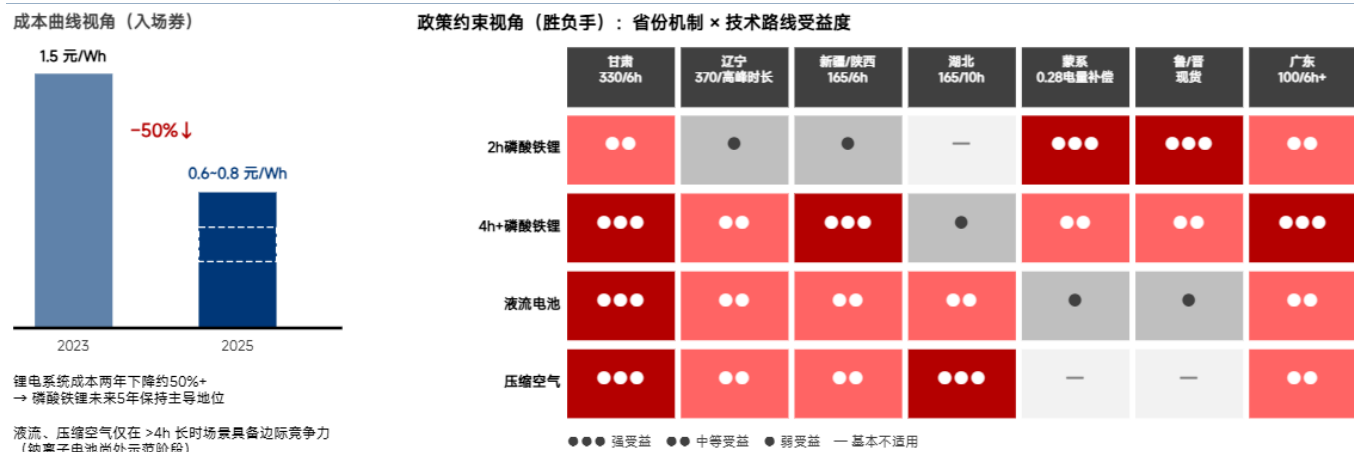
全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.43	3.6%	4.2%	4.8%
0	0.38	2.4%	3.0%	3.6%
-0.05	0.33	1.0%	1.7%	2.3%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

技术路线与政策适配：省际差异决定技术选型

技术路线选择不仅取决于成本曲线，政策框架才是首要约束。储能行业技术路线的讨论通常围绕锂电池（磷酸铁锂）、液流电池、压缩空气储能、钠离子电池等技术的成本曲线展开。随着锂电池系统成本从 2023 年的 1.5 元/Wh 降至 2025 年的 0.6~0.8 元/Wh，我们认为磷酸铁锂将在未来 5 年内保持主导地位，液流电池和压缩空气储能仅在长时储能（>4 小时）场景下具备边际竞争力。但我们梳理各省政策后发现，政策框架而非成本曲线才是技术选型的首要约束：甘肃 330 元/kW·年容量电价+6h 基准时长的设计，直接激励液流电池和压缩空气储能；广东 100 元/kW·年容量电价+6h 及以上系数=1 的设定，使长时储能在广东具备结构性溢价；而蒙西电量补偿（2025/2026 年投产项目分别为 0.35/0.28 元/kWh）×10 年的“效果导向”模式，则更适合充放电效率高、循环寿命长的磷酸铁锂电池。

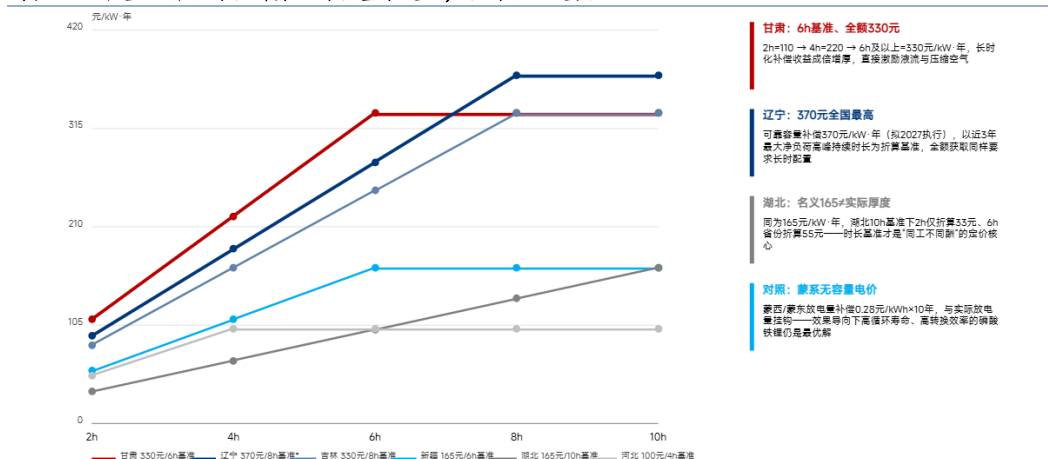
图表38：成本曲线决定“入场券”，政策机制决定“胜负手”



资料来源：各省发改委文件、华泰研究

容量电价按时长折算的省份天然激励长时技术。甘肃 2026 年容量电价 330 元/kW·年按 6h 基准折算，2h 项目仅获 110 元、4h 项目 220 元、6h 及以上全额 330 元，长时化的补偿收益成倍增厚；辽宁 370 元/kW·年可靠容量补偿（拟 2027 年执行）以近 3 年最大净负荷高峰持续时长为折算基准，全额获取同样要求长时配置；新疆、陕西 165 元/kW·年按 6h 折算（2h=55 元、4h=110 元）。在此类省份，4h+液流电池、压缩空气储能的补偿增厚已可覆盖其与磷酸铁锂的造价差，开始具备边际竞争力。相反，蒙东、蒙西电量补偿（2026 年投产项目为 0.28 元/kWh×10 年）与实际发电量挂钩，收益弹性取决于循环寿命与转换效率，磷酸铁锂（循环寿命 6,000 次以上、往返效率 85%+）仍是最优技术解；山东、山西等现货省份收益锚定日内价差，2h 磷酸铁锂叠加构网型控制即可覆盖主要套利窗口。

图表39：容量电价按时长折算：时长基准越短，长时激励越强



投资建议

储能行业处于政策驱动向市场驱动的转型期，基于机制稳定性与成本优势视角，布局四条主线。1) 机制红利主线：114 号文确立容量电价机制后，补偿标准高、落地进度快的区域（甘肃 330 元/kW·年、新疆 165 元/kW·年已正式执行，辽宁 370 元/kW·年拟 2027 年执行，内蒙古 0.28 元/kWh 发电量补偿×10 年且已启动兑付）为运营商提供长期托底现金流，存量资产集中于上述区域的公司最先受益；2) 成本优势主线：2026H1 低价区域 EPC 造价低至 0.665-0.95 元/Wh，较高价区域低 10-37%（北极星储能网，2026-07-22），西北大基地布局者具备天然 IRR 护城河；3) 长时化结构主线：容量电价按 6-10h 时长基准折算的机制，激励 4h+ 长时与构网型技术，长时项目储备充足的运营商获取结构性超额收益；4) 现货弹性主线：山东、广东现货价差逆势走阔（分别+0.051、+0.060 元/kWh），现货运营能力强、卡位负荷中心的主体享受量价双升。据此，我们推荐新天绿色能源（956 HK）、绿发电力（000537 CH）、南网储能（600995 CH）、广州发展（600098 CH）。

新天绿色能源（956 HK，目标价 5.20 港元，“买入”评级）：河北建投旗下新能源平台，风电装机规模居河北省首位。河北 2025 年新增储能装机 5.69GW、居全国第四，且为容量电价先行先试省份（100 元/kW·年、4h 折算，冀发改能价〔2025〕366 号），测算全投资 IRR 4.6%、同比+0.4pct；省内新能源高占比带来配储与独立储能需求共振，公司“风光+储能”协同布局直接受益于河北机制红利，港股估值折价具备修复空间。

绿发电力（000537 CH，目标价 11.80 元，“买入”评级）：中国绿发旗下新能源平台，资产集中于内蒙古、甘肃、新疆、青海等西北大基地省份——恰为 EPC 造价全国最低（0.665-0.95 元/Wh）且容量电价落地最快的区域，公司项目享受“低造价+容量托底”双击；甘肃 2026 年容量电价 330 元/kW·年按 6h 基准折算的长时激励机制，与公司大基地长时项目储备高度匹配；内蒙古乌海 20 万 kW/80 万 kWh 半固态储能电站验证其新型长时技术运营能力，二期规划打开成长空间。

南网储能（600995 CH，目标价 18.17 元，“买入”评级）：南方电网旗下唯一“抽蓄+新型储能”上市平台。2025 年末抽水蓄能投运装机 1268 万 kW（2025 年新投产梅蓄二期、南宁两座电站共 240 万 kW，全国市占率 19.2%）、在建 8 座共 960 万 kW，容量电价机制下业绩基本盘稳固；新型储能投运装机 65.42 万 kW/129.83 万 kWh，2025 年新投产 3 座电化学储能电站（含全国首座同时配装锂电池和钠电池的构网型储能站云南丘北 200MW/400MWh），新型储能营收 3.57 亿元（yoy+28.6%）；丽江华坪储能项目（液流技术）已开工、宁夏中卫项目完成招标、实现“沙戈荒”地区大型储能布局突破，规划“十五五”末总装机突破 2800 万 kW。广东现货价差逆势走阔、装机由用户侧转向电网侧支撑，公司作为南方区域电网侧储能主力平台，辅助服务与现货收益的市场化程度全国领先。

广州发展（600098 CH，目标价 8.78 元，“买入”评级）：广州市属综合能源平台，电力、燃气、新能源、储能、能源物流、能源金融多元协同。公司 2025 年全年新增新型储能规模超 1GWh，佛山高明 208MW/416MWh（粤港澳大湾区最大电网侧独立储能项目）、河北邯郸大名 200MW/400MWh 全容量并网，江苏惠然实业 100MW/300MWh（国内最大用户侧储能项目）部分并网运行，洪湖一期 50MW/100MWh 钠离子电站建成后将成为国内最大容量钠电储能；公司参与竞拍云南富民、禄丰抽水蓄能项目股权、实现水能资源开发重大突破，并积极布局半固态/固态电池新路线，在广东现货价差走阔与电网侧转型中项目储备弹性充足；电力+燃气+物流的多元结构平滑单一电价机制波动，高股息属性提供防御价值。

图表40：重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	最新收盘价	目标价	市值 (百万)	EPS (元)				PE (倍)			
			(当地币种)	(当地币种)	(当地币种)	2025	2026E	2027E	2028E	2025	2026E	2027E	2028E
新天绿色能源	956 HK	买入	3.19	5.20	14,356	0.40	0.45	0.56	0.69	6.82	6.20	4.92	4.01
绿发电力	000537 CH	买入	8.04	11.80	16,528	0.39	0.35	0.53	0.60	20.64	23.04	15.28	13.37
南网储能	600995 CH	买入	12.39	18.17	39,599	0.53	0.59	0.63	0.64	23.45	21.16	19.74	19.25
广州发展	600098 CH	买入	6.20	8.78	21,736	0.66	0.58	0.59	0.66	9.37	10.75	10.55	9.33

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表41：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
新天绿色能源 (956 HK)	首次覆盖新天绿能并给予“买入”评级，A股目标价 11.30 元（对应 2026 年 25xPE），港股目标价 5.20 港元（对应 10xPE）。公司是河北省国资委旗下唯一清洁能源上市平台，主营业务涵盖风力发电与天然气全产业链运营。我们看好公司的核心逻辑在于：1）公司凭借菩提岛项目经验在河北省管海域海上风电竞配中具备先发优势；2）新天 LNG 接收站第三方代储业务推动天然气板块毛利率从底部逐步修复；3）四座燃气电厂 2027-2028 年有望贡献利润增量。潜在催化剂包括：河北海风竞配落地、LNG 期货交割库资质获批、燃机项目并网转商、天然气顺价机制深化。 我们预测公司 2026-2028 年归母净利润为 20.08/25.31/31.05 亿元，三年 CAGR 约 19%，对应 EPS 分别为 0.45/0.56/0.69 元。基于 2026 年盈利，采用分部估值法（SOTP）：A 股风电业务 31x PE、天然气与燃气电厂 12x PE，对应目标价 11.30 元；港股风电业务 11x PE、天然气与燃气电厂 12x PE，汇总后给予 10% 港股流动性折价，对应目标价 5.20 港元。 风险提示：天然气价格大幅波动；燃气电厂投产进度不及预期；风电弃风限电率超预期；河北省电价政策调整；LNG 接收站负荷率提升不及预期。 报告发布日期：2026 年 06 月 01 日 点击下载全文：新天绿能(600956 CH,买入;956 HK,买入)：海上风电与气电资源蓄势待发
绿发电力 (000537 CH)	绿发电力发布年报及一季报，2025 年实现营收 48.93 亿元（yoy+27%），归母净利 8.01 亿元（yoy-21%），扣非净利 8.78 亿元（yoy-3%），归母净利符合业绩预告区间（6.91~8.98 亿元）；其中 Q4 业绩转亏主要受电价下行、限电增加及资产减值计提影响。2026 年 Q1 实现营收 11.77 亿元（yoy+15%），归母净利 0.89 亿元（yoy-65%），低于华泰预测区间下限（1.80 亿元），主要受电价下行、弃电率上升、折旧摊销及利息费用增加的影响。新能源全面入市背景下电价承压，公司积极推进“两个转移”战略，有望对冲存量资产的经营压力；补贴回收加速，经营现金流大幅改善。维持“买入”评级。 我们预计公司 26-28 年归母净利润为 7.17/10.81/12.36 亿元（较前值分别调整-43%/-29%/，三年复合增速为 16%），对应 BPS 为 9.83/10.21/10.59 元。下调主要是考虑到新能源全面入市后电价持续承压，新疆、青海等核心区域现货价格低迷；弃风弃光率上升，消纳瓶颈制约电量增长；在建项目集中转固，折旧与财务费用进入高峰期。Wind 一致预期可比公司 26 年 PB 均值 1.66x，公司 26-28 年归母利润 CAGR 高于行业均值（3.2%）、但 26 年 ROE（3.6%）低于行业均值（9.3%），给予公司 26 年 1.2xPB，目标价为 11.8 元（前值 10.71 元，对应 25 年 1.1xPB）。 风险提示：绿电行业竞争加剧；弃风限电风险；补贴拖欠恶化。 报告发布日期：2026 年 04 月 28 日 点击下载全文：绿发电力(000537 CH,买入)：绿电发展战略调整对冲经营压力
南网储能 (600995 CH)	南网储能发布年报，2025 年实现营收 73.77 亿元（yoy+19.49%），归母净利 16.89 亿元（yoy+49.89%），扣非净利 16.71 亿元（yoy+44.62%）。其中 4Q25 实现营收 20.57 亿元（yoy+24.33%），归母净利 2.55 亿元（yoy+213.90%），归母净利润位于我们 4Q25 前瞻报告预期 1.20-2.70 亿元的上区间。看好公司在建抽蓄产能于“十五五”期间陆续投产带来公司长期价值提升，维持“买入”评级。 我们基本维持公司 2026-2027 年归母净利润预测 18.71/20.06 亿元（前值 18.21/19.69 亿元），引入 2028 年归母净利润预测值 20.57 亿元，对应公司 EPS 为 0.59/0.63/0.64 元，根据可比公司 2026 年 Wind 一致预期 PE29x，考虑公司抽蓄及电网侧独立储能业务具有较大成长性给予公司估值溢价，由于可比公司中南网能源因绿电直连概念估值快速增长而下调估值溢价率，目标估值为 31x 2026E PE，对应目标价 18.17 元（前值：15.81 元基于 31x 2025E PE），维持“买入”评级。 风险提示：增量抽蓄项目盈利能力低于预期；来水不及预期。 报告发布日期：2026 年 03 月 31 日 点击下载全文：南网储能(600995 CH,买入)：三大主营业务营收同比齐增长
广州发展 (600098 CH)	广州发展发布年报，2025 年实现营收 508.83 亿元（yoy+5.3%），归母净利 23.19 亿元（yoy+34%），扣非净利 10.54 亿元（yoy-35%）；归母净利基本符合华泰预测（24.06 亿元），同比增长主要受益于土地交储收益兑现（17.89 亿元）；扣非净利同比下滑主要受新能源电价与煤价下降影响。其中 Q4 实现营收 129.18 亿元（yoy+4.9%，qoq-12%），归母净利 1.61 亿元（yoy+11%，qoq-69%）。广东容量电价政策落地，天然气与煤炭产业链协同效应持续显现。2025 年公司拟派发 DPS 0.35 元，派息总额 12.27 亿元，派息率 52.9%，当前股息率约 4.9%。维持“买入”评级。 我们将公司 26-27 年归母净利下调 14%/12%至 20.22/20.61 亿元、预计 28 年 23.29 亿元，对应 BPS 为 7.98/8.22/8.53 元。下调主要是考虑到天然气价格上涨、发电小时数下降；市场化交易导致新能源毛利率下降。可比公司 26E 平均 PB 为 1.1x，给予公司 26E 1.1xPB，目标价 8.78 元/股（前值 9.06 元，对应 26E 1.1xPB）。公司当前股息率约 4.9%，分红政策明确、已连续 26 年实施现金分红，具备较高的防御配置价值。 风险提示：能源价格波动风险；项目建设不及预期风险；政策调整风险。 报告发布日期：2026 年 04 月 15 日 点击下载全文：广州发展(600098 CH,买入)：高股息凸显防御配置价值

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

风险提示

政策落地不及预期的风险。宁夏、辽宁等省份容量电价仍处于征求意见稿阶段，正式文件的印发时点、补偿标准与考核细则可能低于预期；河北 100 元/kW·年容量电价 24 个月激励期 2026 年底到期，续期政策不明；内蒙古电量补偿已明确退坡路径（0.35 降至 0.28 元/kWh），2027 年起新项目补偿规则未定，若补偿标准进一步下调或兑付周期拉长，将直接削弱存量与增量项目的托底收益（补偿±20%对应 IRR 变动±0.6~1.9pct）。

价差收窄超预期的风险。136 号文后新能源全面入市加剧电价波动，现货省份存在价差“祛魅”效应（现货价差系统性低于分时口径），分时政策调整已导致宁夏、新疆、江苏等省分时价差大幅收窄；价差每变动±0.05 元/kWh 对应 IRR 变动±1.1~2.2pct，若现货价差进一步收窄，蒙东、新疆等高价差弹性省份的测算结论将不成立。

充放电次数与利用率不及预期的风险。充放电次数是本模型弹性最大的变量（±50 次对应 IRR 变动±0.9~3.8pct），若新能源大发时段充电受限、调度调用不足或利用率指数回落，实际可捕获价差电量将低于假设；广东等省份已出现已批项目“申报热、建设冷”、利用小时下滑的现象。

成本假设与模型简化风险。电芯、碳酸锂价格反弹幅度若超预期（2h 系统投标均价 2026 年同比+8%），EPC 成本将进一步上行（EPC+5%对应 IRR 拖累 0.5~0.9pct）；EPC 中标价区间宽（2026H1 报价 0.56-1.05 元/MWh），模型以 2h 基准资产与区域均价为造价锚，分省低价主要由 4h+大容量项目贡献，对 2h 项目存在一定低估，单一项目的造价、时长与招标边界偏离均可能导致 IRR 测算失真。

数据口径与测算方法风险。全国及分省装机数据存在国家能源局、CNESA、中电联三口径差异；部分省份价差采用行政分时口径、与现货口径存在系统性偏差（甘肃、山西等省出现现货与分时倒挂）；敏感性分析为单因素测试，驱动因素归因结果与替换顺序相关，仅供结构判断参考。

重点推荐公司经营风险。新天绿色能源来风情况与河北机制执行不及预期；绿发电力大基地项目投产进度与消纳不及预期；南网储能抽蓄及新型储能项目投产进度、调峰水电来水、电力现货推进不及预期；广州发展煤价、气价波动及新能源、储能项目投产进度不及预期。若上述风险发生，相关公司盈利预测与目标价将不成立。

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、康琪，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”（华泰证券股份有限公司已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格）。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰证券力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰证券及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰证券不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰证券及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰证券可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰证券的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。华泰证券保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为华泰证券的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 新天绿色能源（956 HK）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方 “美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳、康琪本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 新天绿色能源（956 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前 12 个月内曾向标的公司提供投资银行服务并收取报酬。
- 新天绿色能源（956 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司预计在本报告发布日之后 3 个月内将向标的公司收取或寻求投资银行服务报酬。
- 新天绿色能源（956 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15% 以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15% 以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国：华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J

香港：华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

美国：华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡：华泰证券（新加坡）有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，并且是豁免财务顾问，经营许可证编号为：202233398E

华泰证券股份有限公司

南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com

华泰金融控股（香港）有限公司

香港中环皇后大道中 99 号中环中心 53 楼

电话：+852-3658-6000/传真：+852-2567-6123

电子邮件：research@htsc.com

http://www.htsc.com.hk

华泰证券（美国）有限公司

美国纽约公园大道 280 号 21 楼东（纽约 10017）

电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702

电子邮件：Huatai@htsc-us.com

http://www.htsc-us.com

华泰证券（新加坡）有限公司

滨海湾金融中心 1 号大厦，#08-02，新加坡 018981

电话：+65 68603600

传真：+65 65091183

https://www.htsc.com.sg

©版权所有 2026 年华泰证券股份有限公司