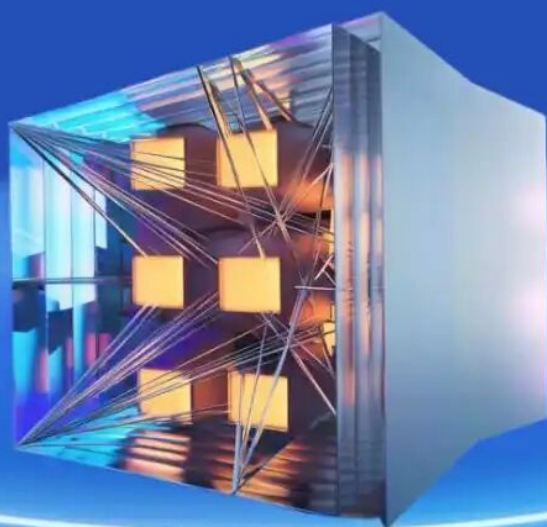


省际分化下储能投资 的四条主线



核心观点

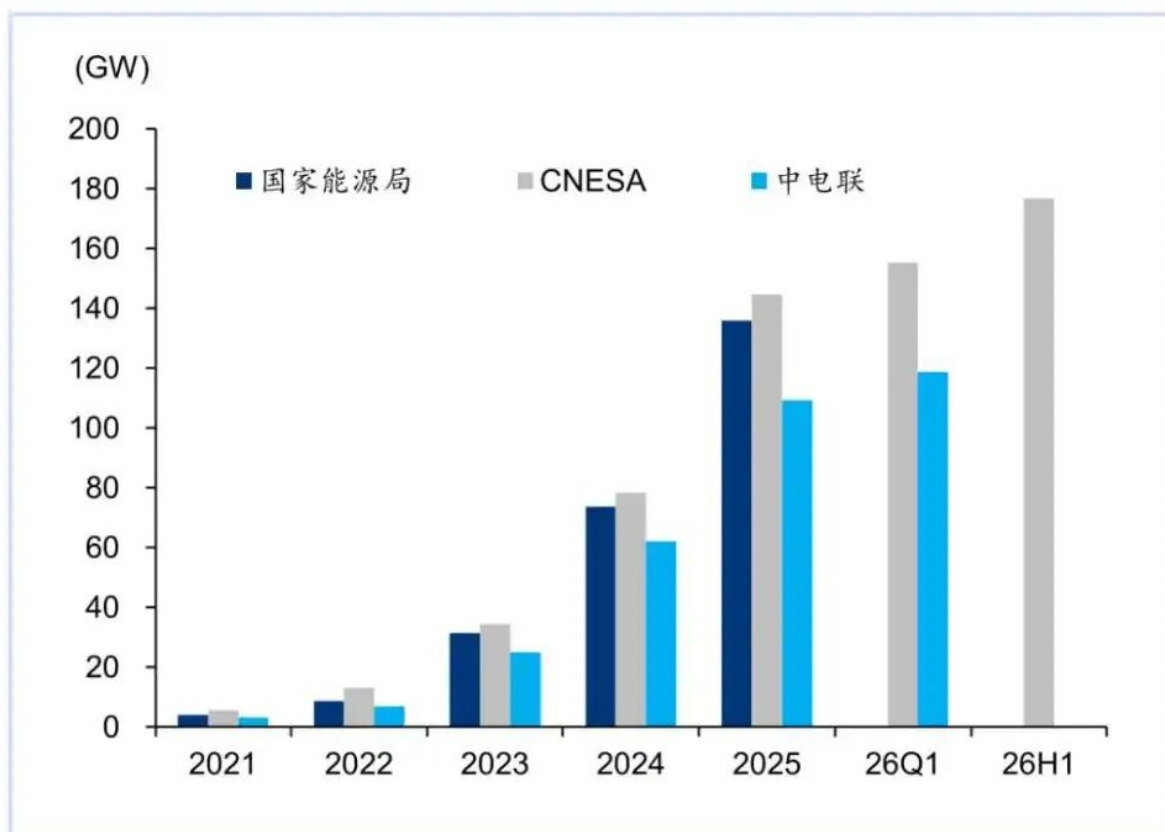
新型储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期，各省政策分化决定了储能电站的盈利能力差异。我们以100MW/200MWh 2h磷酸铁锂独立储能为基准资产，对 11 个区域在同一框架下测算全投资 IRR：2026YTD 省际 IRR 从 0.9%（新疆）到 8.0%（蒙西）不等，跨度超过7个百分点；电价机制（价差、补偿、充放次数）而非建设成本，是决定省际回报差异的核心变量。

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，。

2021年至26H1全国新型/电化学储能累计装机容量

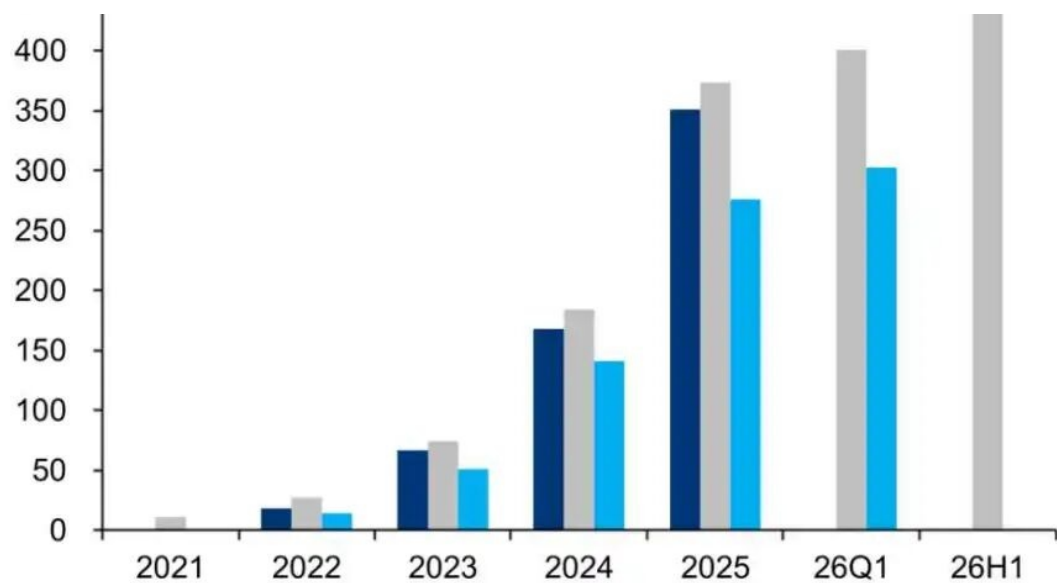


注：国家能源局为官方口径，CNESA为项目库不完全统计，中电联为电力安全生产委员会24家成员单位报送的电化学储能口径。三口径差异主要源于统计覆盖面。本报告全国总量以国家能源局口径为准，结构与运行数据以颗粒度更细的中电联、CNESA口径为补充

资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

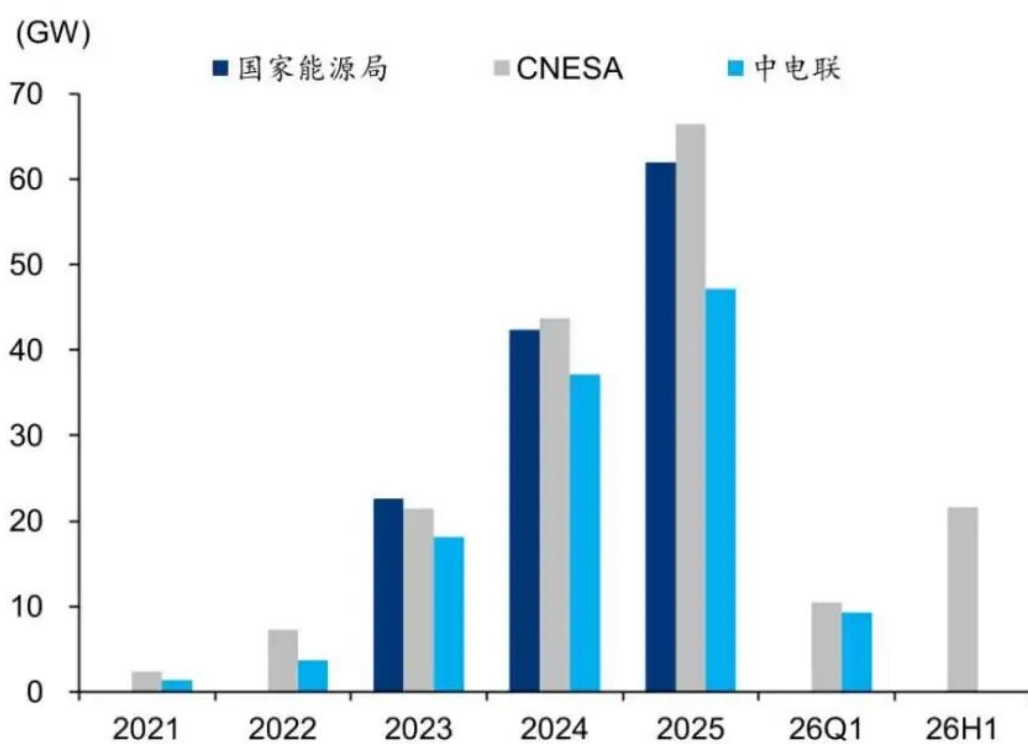
2021年至26H1全国新型/电化学储能累计装机电量





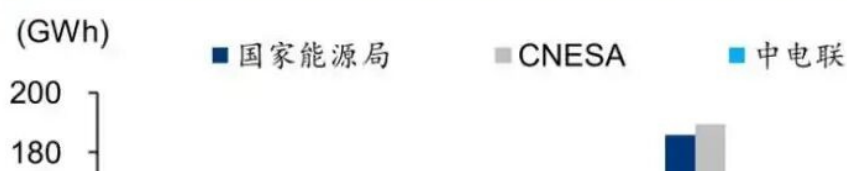
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

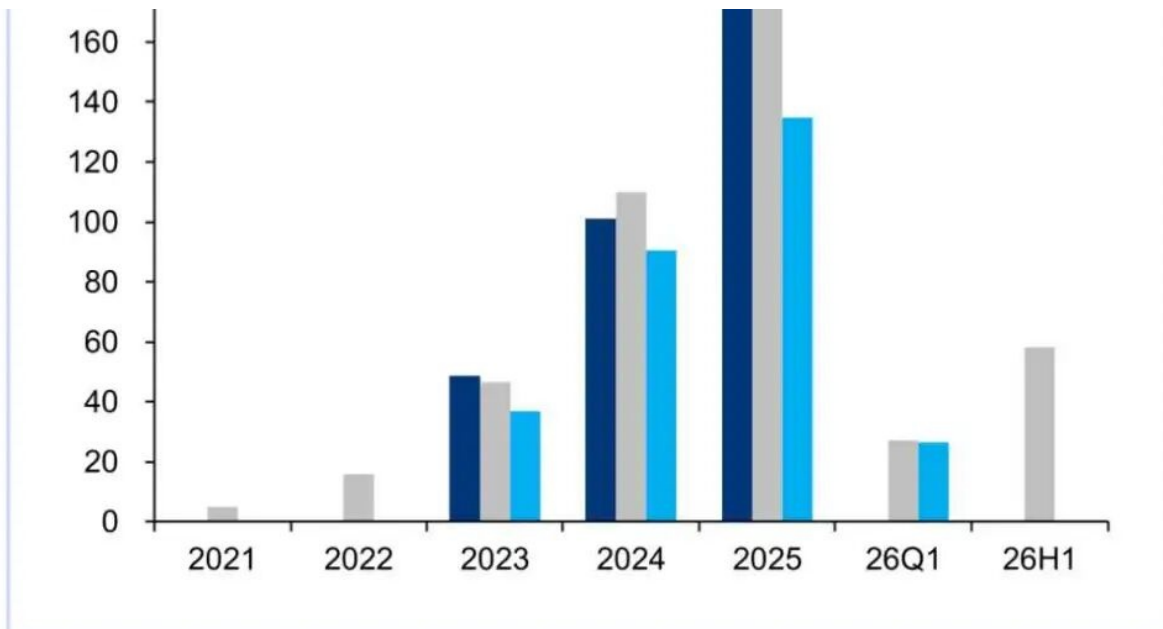
2021年至26H1全国新型/电化学储能新增装机容量



资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

2021年至26H1全国新型/电化学储能新增装机电量



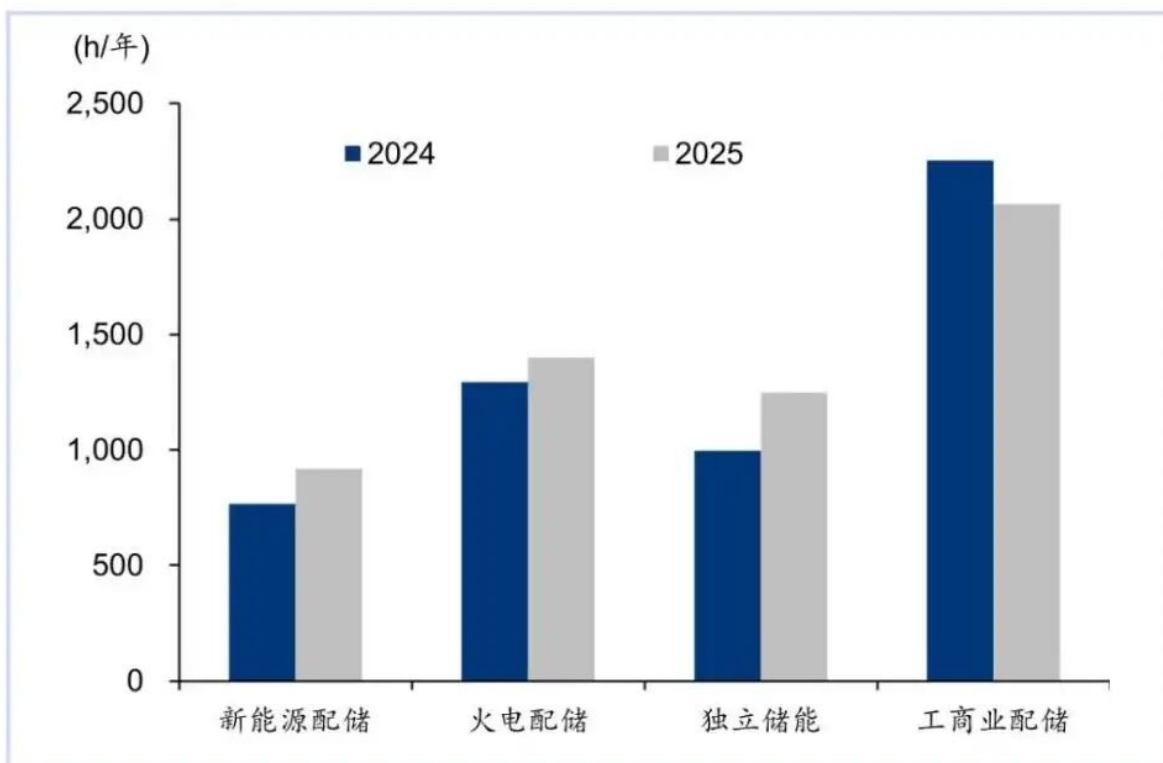


资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

独立储能接棒新能源配储成为新增主力。

充放电次数系统性改善，独立储能领跑。

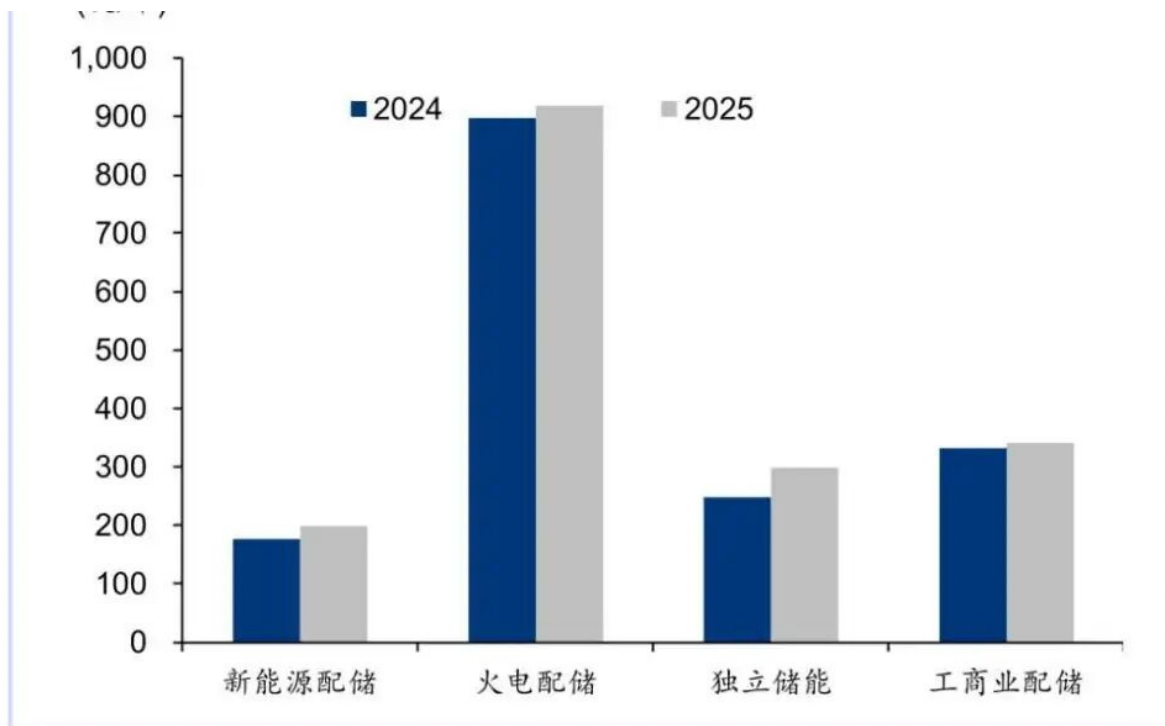
2024-2025年电化学储能年均利用小时



资料来源：中电联、华泰研究

2024-2025年电化学储能年均等效充放电次数

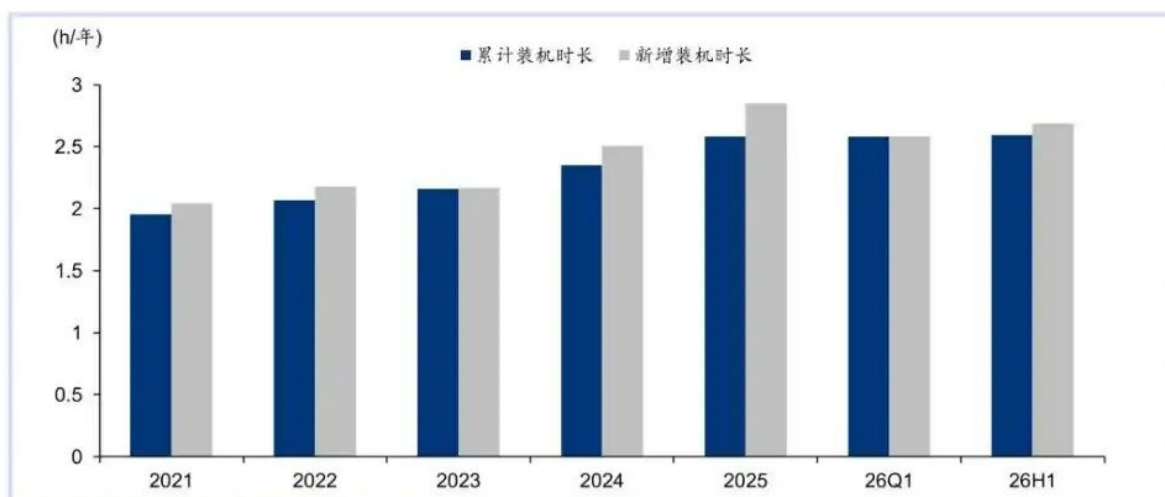
(次/年)



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。

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

中国新型储能省际格局完成根本性重构。

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

与开发 投入约 20 亿元，目标为在江津地区实现规模化。

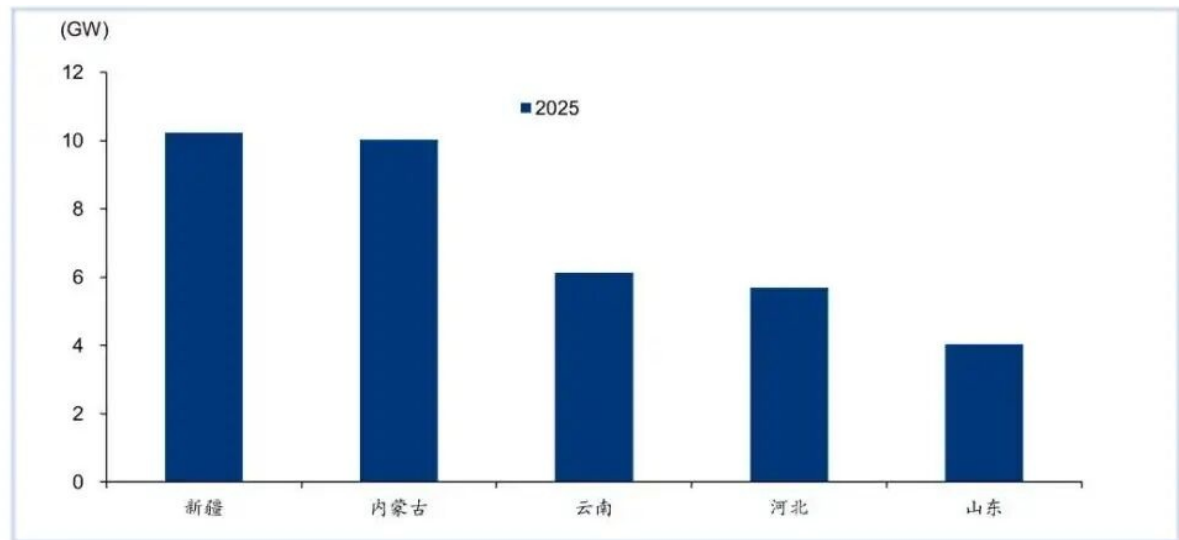
2023-2025年末分省份储能累计装机前五名

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年新增装机集中度高于存量。

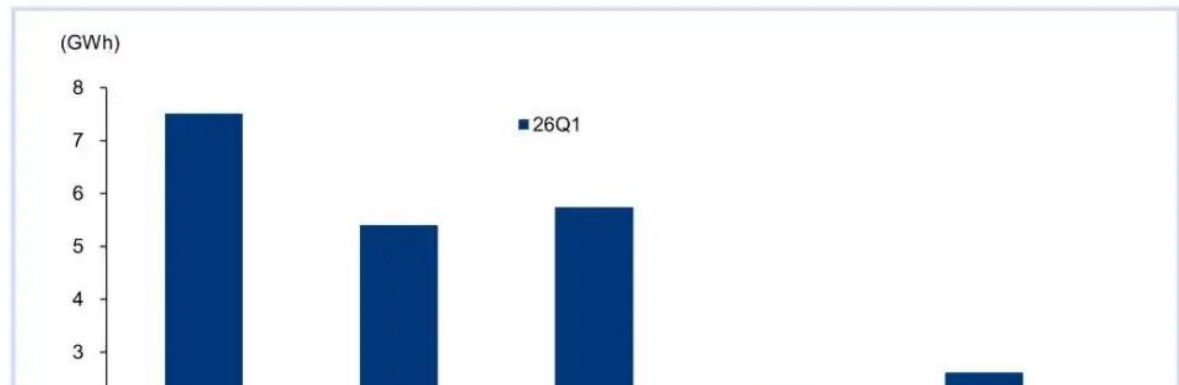
2025年新增装机容量前五的省份

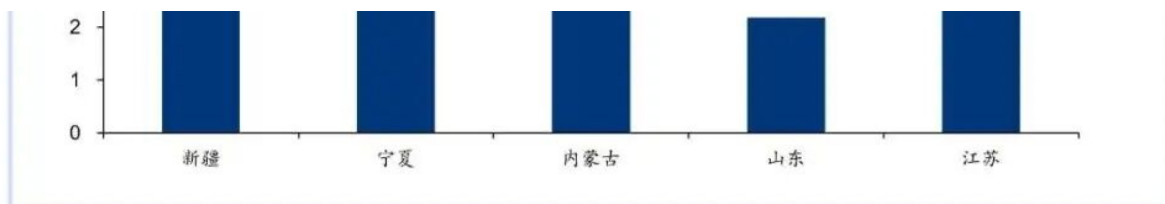


资料来源：国家能源局、华泰研究

26Q1新增重心进一步西移。

26Q1新增装机电量前五的省份





资料来源：CNESA、华泰研究

规模 × 变化双维度筛选出省际 IRR 重估样本。

规模 × 变化双维度筛选出储能省际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

2

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，代表当前主力应用场景与容量段。

基准资产：为什么是 100MW/200MWh 2h 磷酸铁锂独立储能



初始投资 分省0.665-1.09 元/Wh（西北低，中东部高）

依据③ 100MW级 = 主力容量段

>10万kW 72.0%

<10万kW 28.0%

国家能源局，2026-01-30：10万kW及以上大型项目占比72%，yoy+10pct，大型化趋势明确

关键假设参数（全部测算统一适用）

运营期 15 年

残值率 5%

直线折旧 15 年

所得税 三免三减半→25%

增值税率 13%

运维 0.012 元/Wh·年

保险 0.1%×初始投资/年

贷款 70%-3%-10年等额本金

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。

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

2026年各省充放电价差普遍收窄，仅山东、广东逆势走阔，蒙西、蒙东及江苏收窄幅度居前。

不同区域的储能参数设置

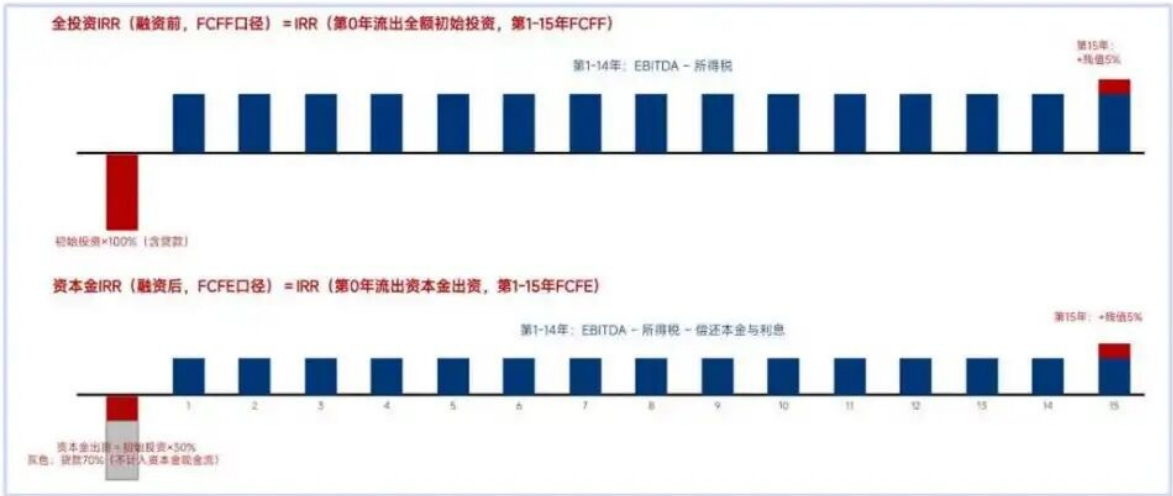
区域	价差（元/KWh）	充放电次数	电量补偿（元/KWh）	容量电价（元/KW）
	2025/2026YTD	2025/2026E	2025/2026E	2025/2026E
山西	0.425/0.376	300/300	-	165/165
蒙西	0.384/0.267	275/275	0.35/0.28	0/0
蒙东	0.34/0.237	275/275	0.35/0.28	0/0
河北	0.417/0.393	300/300	-	100/100
山东	0.361/0.412	275/275	-	165/165
甘肃	0.227/0.192	330/330	-	330/330
宁夏	0.302/0.28	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

现金流口径区分税后全投资IRR与资本金IRR，分别测算融资前后项目的现金流入与残值回收。

全投资IRR vs资本金IRR：现金流口径



资料来源：CNESA、华泰研究

不同区域储能全投资IRR测算（2025 vs 2026YTD）

区域	IRR 2025	IRR 2026YTD	同比变化 2025 vs 2026YTD	首年收入 2025	首年收入 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

不同区域储能IRR敏感性分析

区域	基准 IRR%	EPC±5%	价差±0.05 元/kWh	充放电次数±50 次	补偿±20%
----	---------	--------	---------------	------------	--------

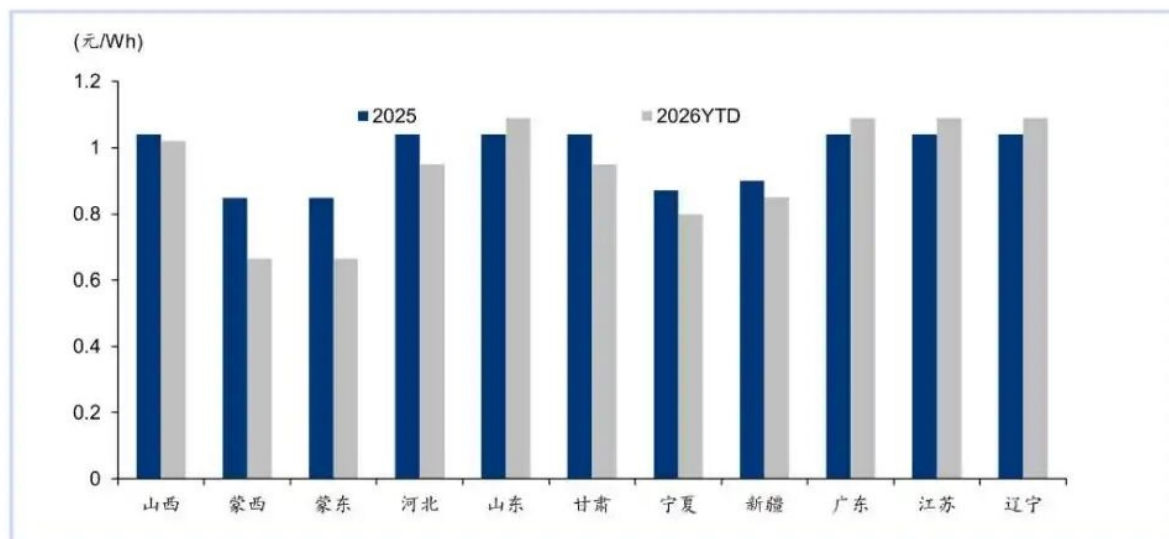
山西	5.2	5.8/4.6	6.4/3.9	6.8/3.5	6.1/4.2
蒙西	8.0	8.9/7.1	10/5.8	11.6/4.2	9.8/6.2
蒙东	6.7	7.6/5.9	8.8/4.5	10.2/3	8.6/4.9
河北	4.6	5.3/4	6/3.2	6.4/2.8	5.2/4
山东	4.4	5/3.8	5.5/3.3	6/2.7	5.3/3.5
甘肃	3.2	3.8/2.7	4.7/1.6	4.1/2.3	4.5/1.8
宁夏	3.1	3.6/2.5	4.6/1.4	4.6/1.4	3.9/2.2
新疆	0.9	1.5/0.3	2.6/-1.2	2.2/-0.6	1.8/-0.1
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，碳酸锂与电芯价格反弹驱动系统投标均价同比转正，模型以全国加权均价作为单一造价锚。

↔ 不同区域储能EPC差异 ↔



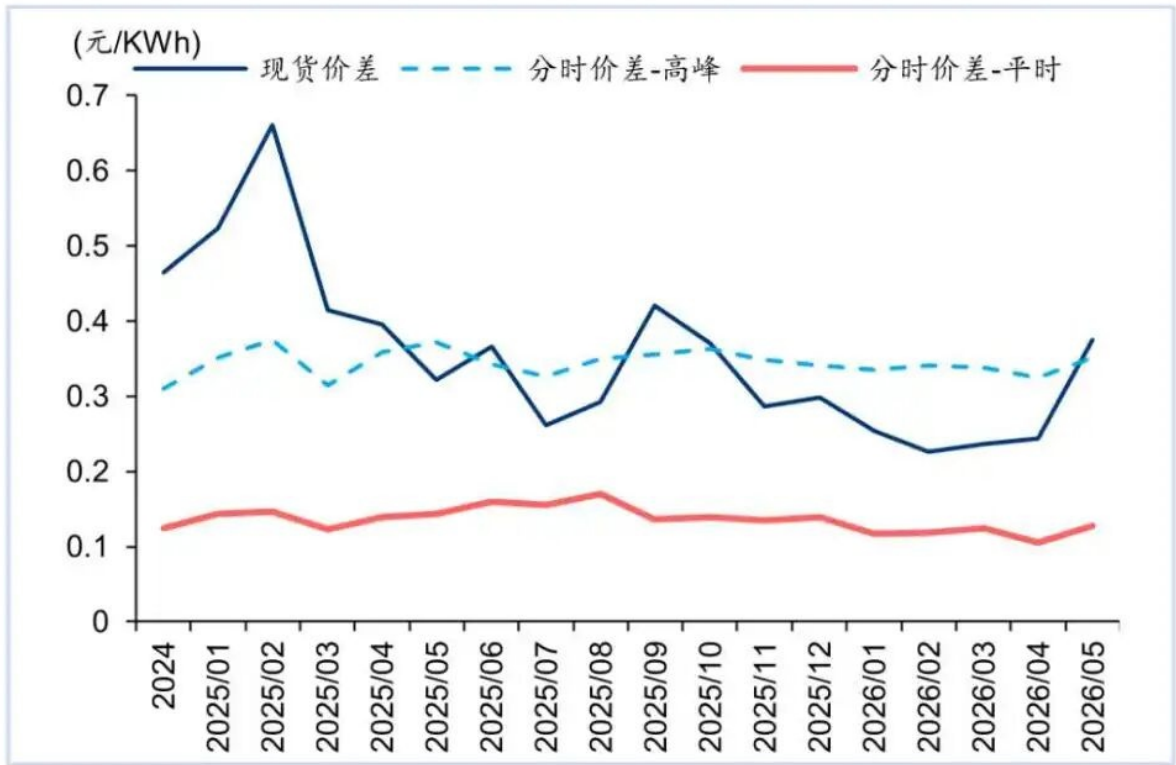
资料来源：CNESA、华泰研究

❏ 价差口径：现货、分时峰谷与分时平谷的三层结构

储能收益测算存在现货与分时峰谷、平谷三层价差，三者可相差2-4倍且分时口径常系统性高估，但电网侧独立储

能商业模式不以现货市场为前提。

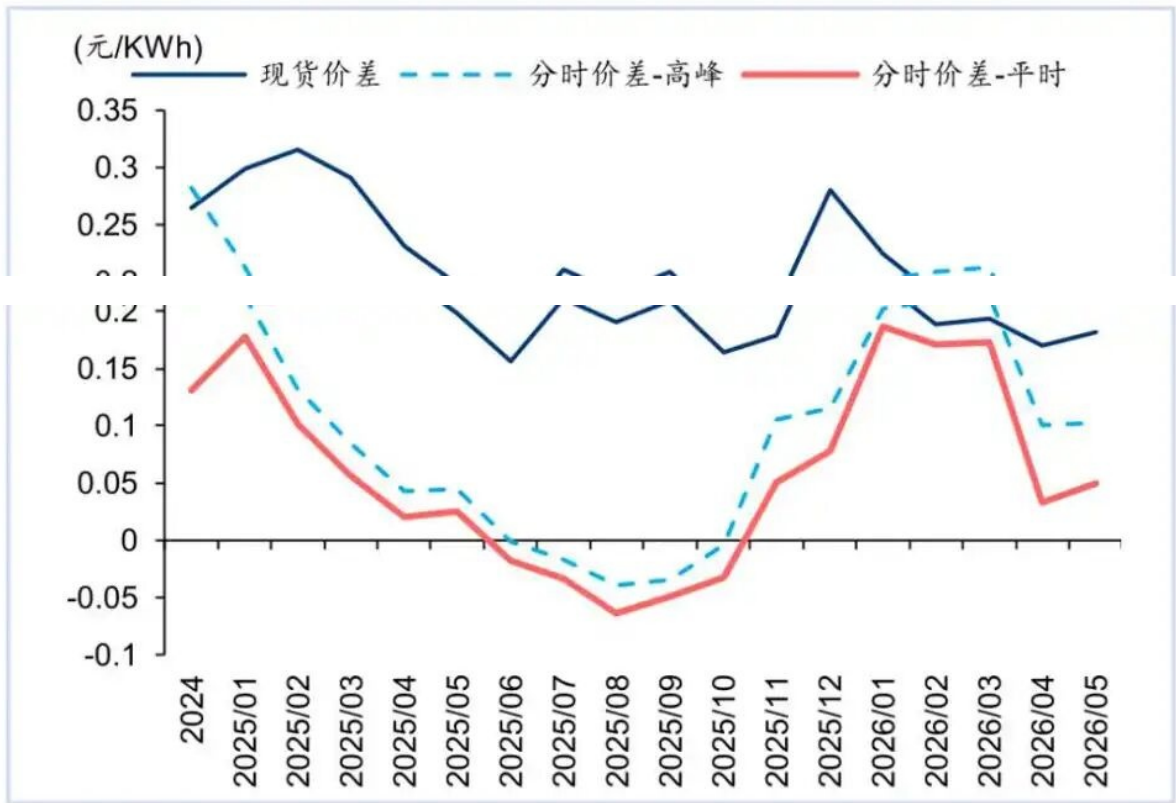
❖ 蒙西：现货≈分时，2026YTD现货下穿分时 ❖



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

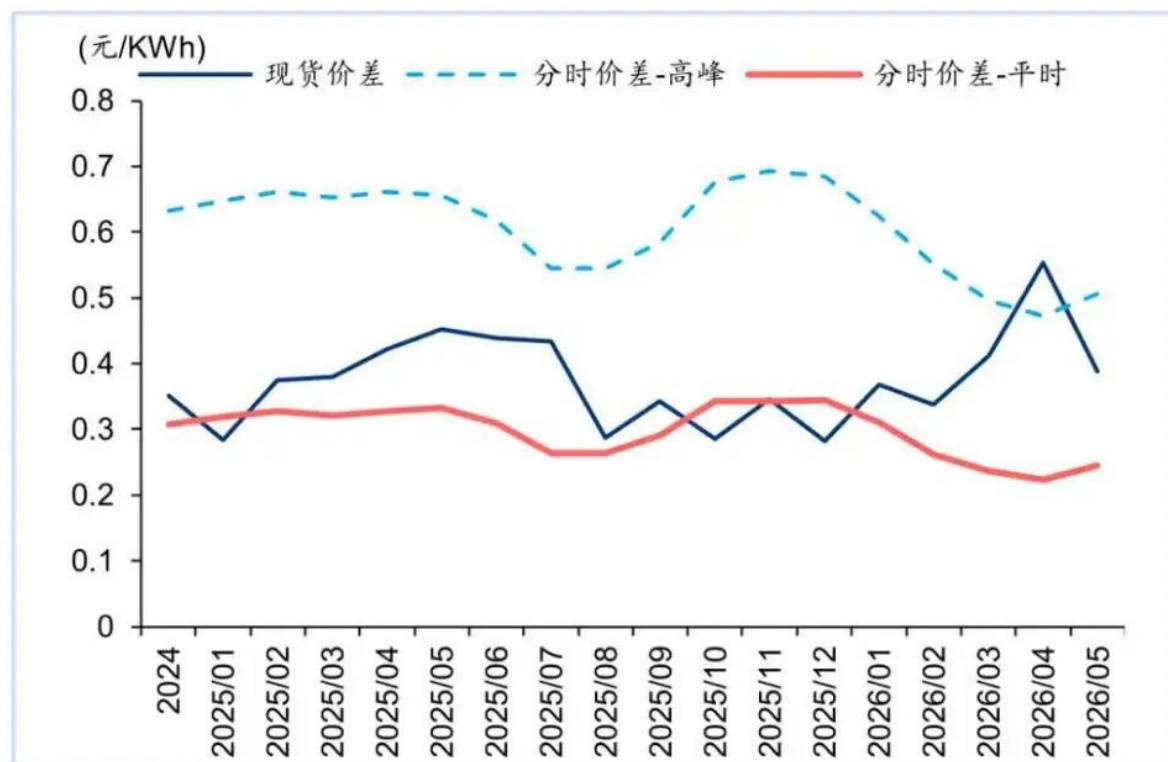
❖ 甘肃：现货>>分时，分时口径严重失真 ❖



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

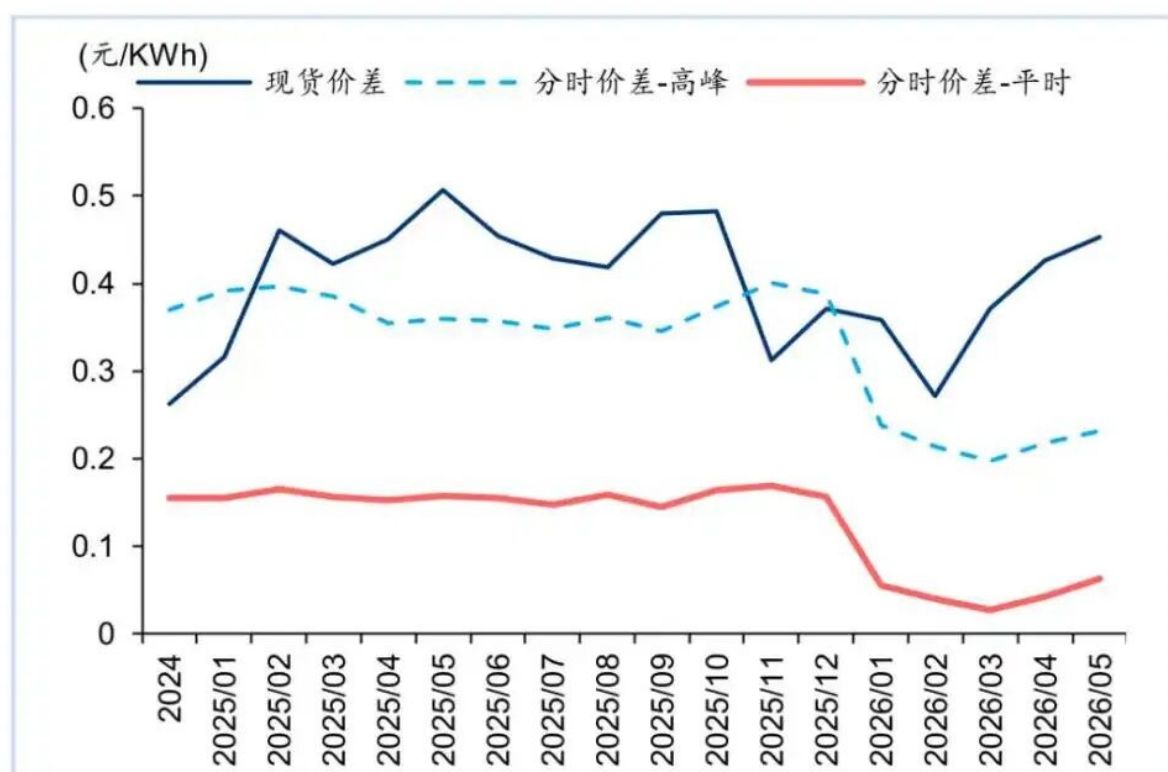
山东：2026YTD分时峰谷价差与现货价差多次出现剪刀差



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、拉大峰谷差

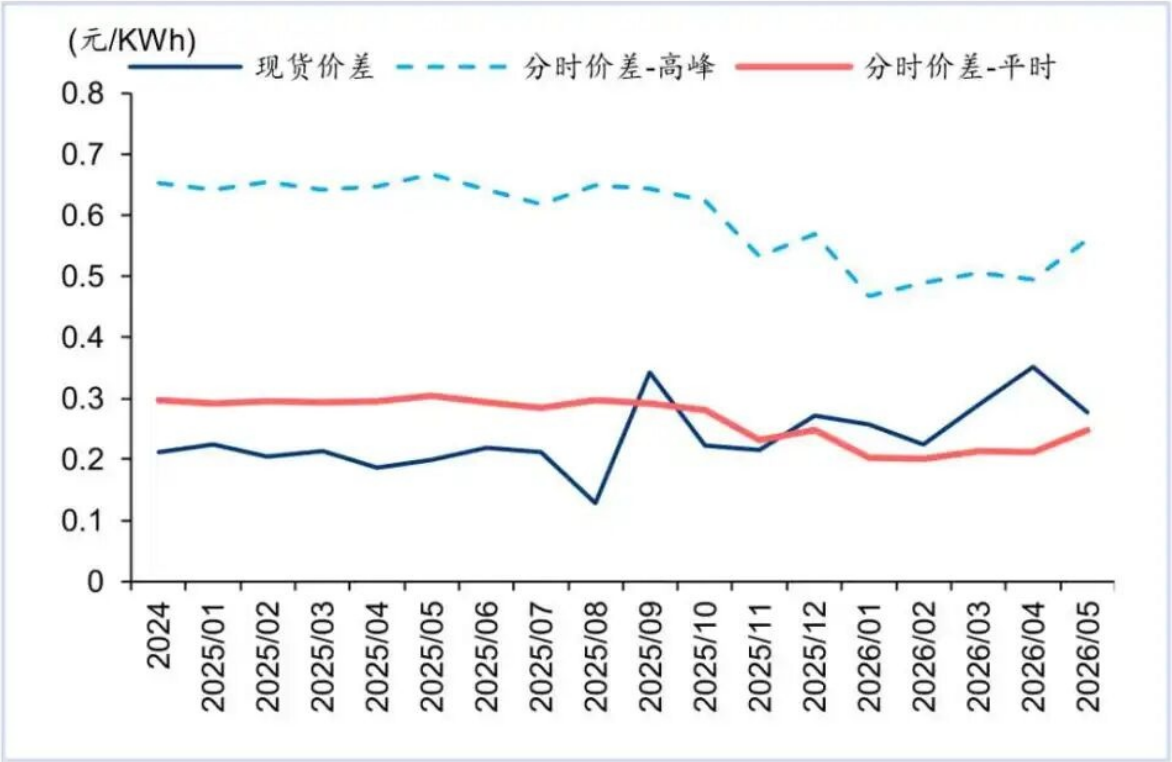
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

山西：现货高位、分时塌陷



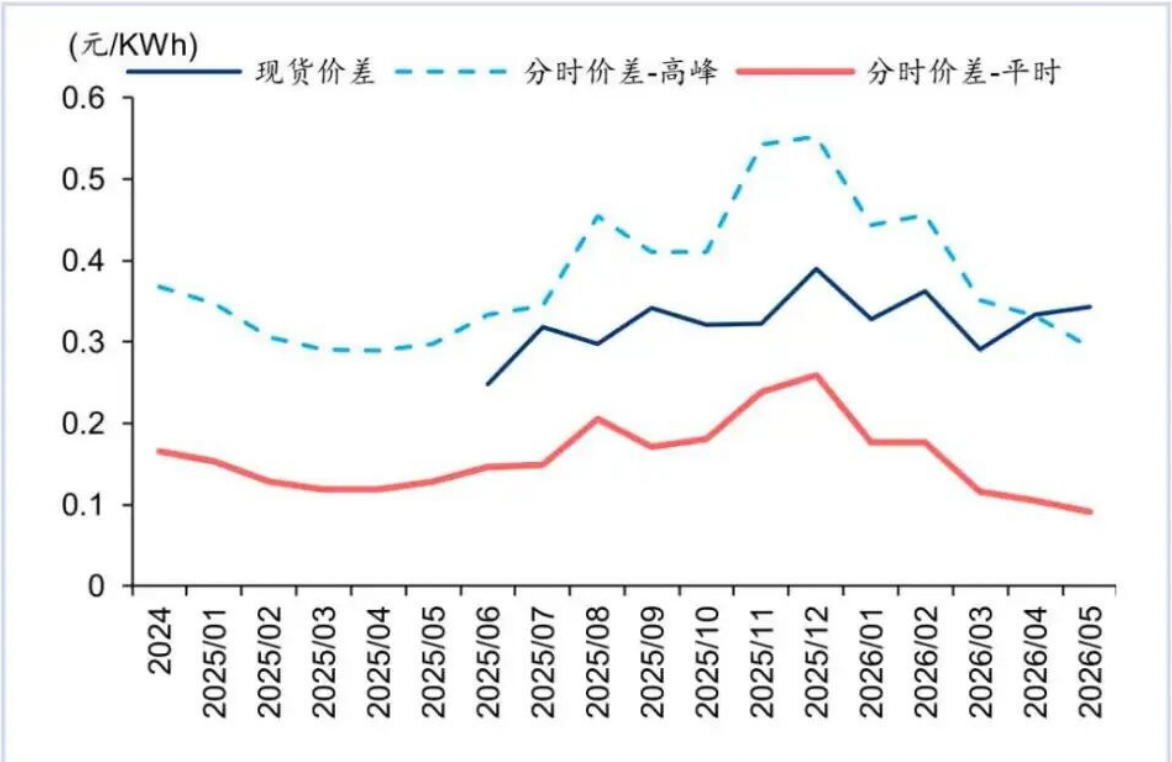
注：2026年现货 0.376 元/kWh对分时峰谷 0.218 元/kWh，分时口径因分时政策调整（浮动比例收窄、计价基数变化）大幅走低，现货保持相对高位
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

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

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。

❖ 充放电次数与利用率：比价差更稀缺的变量

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。

❖ 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。

❖ 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。

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	困难时段储能电量按比例补偿	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

3

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

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。

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

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

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。

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

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。

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

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

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。

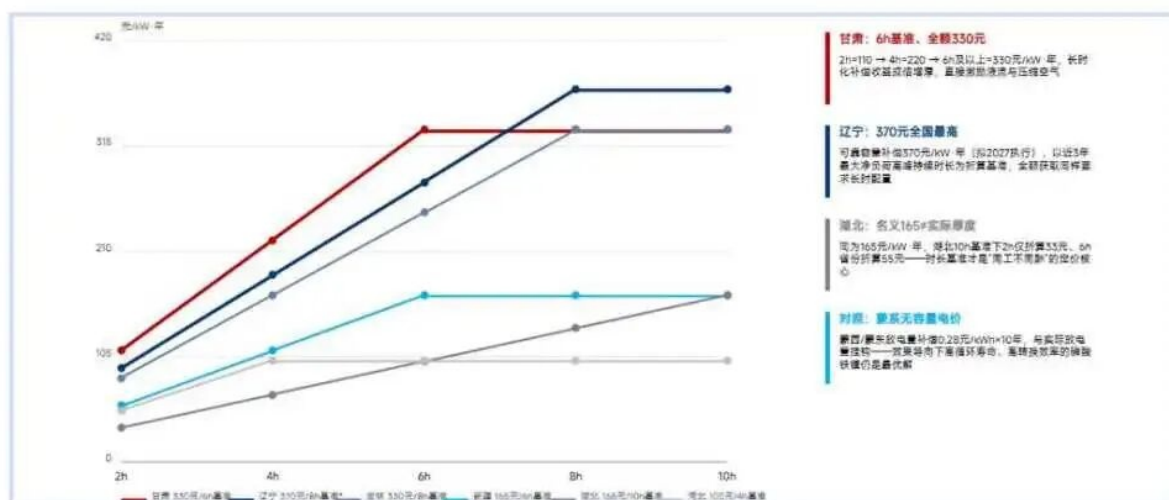
成本曲线决定“入场券”，政策机制决定“胜负手”



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。

容量电价按时长折算：时长基准越短，长时激励越强



注：折算公式：折算额=电价基准×MIN(储能时长,时长基准)/时长基准（超过时长基准后按全额计）。辽宁时长基准为近三年最大净负荷高峰持续时长（未披露，此处假设8h）；湖北10h为全国最长基准，2h仅折算33元/kW·年

资料来源：各省发改委文件、华泰研究

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%，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，现货运营能力强、卡位负荷中心的主体享受量价双升。

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 $\pm 20\%$ 对应IRR变动 $\pm 0.6\sim 1.9\text{pct}$ ）。

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、江苏等省份价差大幅收窄，价差每变动 $\pm 0.05\sim 0.1\text{元/kWh}$ 对应IRR变

复、新疆、江苏等省份分时价差大幅收窄；价差每变动 ± 0.05 元/KWh对应IRR变动 $\pm 1.1\sim 2.2$ pct，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 $\pm 0.9\sim 3.8$ pct），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/Wh），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。

关联研报

《储能机制重估：省际IRR分化与投资》



2026-08-16

作者信息

王玮嘉

wangweijia@htsc.com

SAC No. S0570517050002

研究员

021-28972079

SFC No. BEB090

黄波

huangbo@htsc.com

SAC No. S0570519090003

研究员

0755-82493570

SFC No. BQR122

李雅琳

研究员

liyalin018092@htsc.com

SAC No. S0570523050003

SFC No. BTC420

康琪

研究员

kangqi@htsc.com

SAC No. S0570526070019

免责声明

本报告由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，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）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。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 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。





华泰睿思
微信扫描二维码关注