

国内储能深度：配储退出，独储登台，高质量需求爆发且持续

电新首席证券分析师：曾朵红
执业证书编号：S0600516080001
联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

电动车首席证券分析师：阮巧燕
执业证书编号：S0600517120002
联系邮箱：ruanqy@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199793
2025年9月26日

- ◆ **容量电价密集出台可期，独储商业模式跑通。** 136号文后，国内由强制配储向独立储能转变，现货市场在29个省级电网区域开展试运行或正式运行，电力市场化改革将改变储能项目收益模型，驱动IRR抬升。地方政府密集出台储能容量电价补偿政策，建立市场化收益机制。当前已落地的地区包括内蒙古、甘肃、河北、宁夏、新疆等，补偿标准可分为“按容量补贴”（元/kW·年）与“按放电量补贴”（元/kWh），并配合考核机制，项目IRR普遍在8-12%区间，高价值省份可达15%以上。我们预计未来仍将有更多省份跟进出台容量补偿政策，储能收益模型将持续优化。其中，内蒙古储能政策补贴力度全国最强，需求拉动效应显著。0.35元/kWh放电补偿下，项目IRR可达10-20%，处于全国最高水平。
- ◆ **上修国内储能需求预测，且持续性超预期。** 25年1-8月国内新型储能装机75.9GWh，同比+42%；1-8月储能EPC招标116GWh，同比增约40%，配储取消后，需求仍强劲，近期单月招标均超20GWh，我们预计25年国内储能装机149GWh，同比+35%，26年装机194GWh，同比+30%，到30年预计装机340GWh，同比+12%。分省份看，25-26年新疆和内蒙是装机主力，贡献70GWh，贡献40-50%装机。同时，已出容量电价补充的省份，如河北、甘肃、山东等平均贡献10-20GWh；另外青海、山东、浙江、江苏等地，我们预计26年发力，分别有10GWh+的空间。此外，国内算力发展对储能拉动明显，我们预计2030年数据中心储能需求120GWh，占总体储能需求1/3。
- ◆ **储能电芯供不应求持续至26H2，产业链向高质量发展，利好系统及电池龙头，同时二线改善明显。** 国内储能需求上修，叠加海外需求强劲，我们预计25/26年全球储能电池需求521/710GWh，同比增长60%/36%，而产能释放有限，全行业产能利用率80-90%，一二线持续满产，我们预计储能电芯紧缺将持续至26H2。价格方面，低价订单价格已上涨1-3分/wh，我们预计价格可持续，厂商盈利大幅改善。同时国内市场独立储能取代配储，对储能电池和系统的质量要求提高，我们测算采用龙头的电池的储能电站，年稳定运行天数高20%，对应IRR高30%+，因此国内竞争格局有望集中。此外，独立储能利好系统一体化集成厂商，且代建代运营模式开始兴起，具备技术、资源优势厂商受益。
- ◆ **投资建议：**国内独立储能兴起，经济性跑通，需求明显上修；欧洲及新兴市场大储需求持续高增，美国OBBA法案留有窗口期，因此全球大储高景气度持续。我们预计储能电芯紧缺持续至26H2，后续价格仍有提升空间，同时商业模式创新，一体化系统集成商优势凸显，且具备软件和运营能力厂商将增厚利润，全面看好大储板块！首推**宁德时代、阳光电源、海博思创、亿纬锂能**；其次为**阿特斯、比亚迪、中创新航、欣旺达、派能科技、上能电气、科华数据**，关注**鹏辉能源、瑞浦兰钧、英维克、伊戈尔**等。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策超预期变化、原材料供应不足

- PART1 容量电价密集出台可期，独储商业模式跑通
- PART2 上修国内储能需求预测，且持续性超预期
- PART3 储能电芯供不应求，产业链高质量发展利好龙头
- PART4 估值对比与投资建议
- PART5 风险提示

PART 1：容量电价密集出台可期，独储商业模式跑通

- ◆ **阶段一（2017—2025年初）：政策驱动下“强制配储”**。17年青海率先提出新建风电项目按装机规模10%配置储能，拉开国内强制配储的序幕。此后全国20余省区市陆续跟进，普遍要求新能源项目按照15—20%功率配比、2小时时长建设储能，部分地区上调至30%。储能建设由行政命令推动，电站被动承担成本，储能利用率偏低。
- ◆ **阶段二（2025年5月至今）：强制配储正式退出**。25年2月，136号文明确提出：“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。”内蒙古、河北、甘肃、宁夏等地陆续试点容量电价补偿机制，以“容量租赁”或“容量电价”的形式给予独立储能稳定现金流，推动储能逐步脱离对新能源项目的绑定，实现市场化独立发展。
- ◆ **阶段三（未来展望）：电力市场化改革落地**。25年9月，国家发改委、能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》，提出到2027年，新型储能装机规模达到1.8亿千瓦以上，带动直接投资约2500亿元，市场机制、商业模式、标准体系基本健全。

图表：国内储能政策变化



17年青海要求新建风电项目按规模10%配套建设储能。**此后全国20多个省区市跟进出台类似要求，且储能配置比例和时长不断提高**，部分地区提高到装机容量的30%。

国务院关于印发《2024—2025年节能降碳行动方案》的通知

国发〔2024〕12号

24年5月《2024—2025年节能降碳行动方案》提出，保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降至90%，新能源95%消纳红线放开，配储规模进一步扩大。



25年9月，国家发改委、能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》提出，**27年新型储能基本实现规模化、市场化发展，市场机制、商业模式、标准体系基本成熟健全。**

23年，新能源配储的平均利用率指数仅为17%，而电网侧独立储能平均利用率指数则为38%，新能源配储“建而不用”的问题突出。

136号文件

25年2月，发改委和能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（136号文），提出**“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”**。

- ◆ **强制配储与独立储能在收入结构与经济性方面差异显著。**强制配储收入依赖于提高新能源消纳、减少弃风弃光及有限的辅助服务补偿。但由于储能规模较小、配置分散、响应质量有限，电网侧实际调用频次低，导致配储的经济回报较弱，整体上难以覆盖新增投资成本。
- ◆ **独立储能作为独立主体接入电力市场，具备多元化的收益来源：**部分省区已纳入容量电价/容量补偿体系，提供稳定现金流；可通过现货市场及峰谷价差实现套利；还可通过容量租赁与参与辅助服务市场获取增量回报。独立储能的收益模式更为市场化和多元，经济性更优，有望受益于电力市场化改革。

图：强制配储和独立储能对比

维度	强制配储（新能源电站配套）	独立储能（单独建站/市场化）
政策背景	地方政府强制要求（一般10-30%配比，2h时长）	136号文后成为主流方向，鼓励市场化运营
投资主体	新能源发电企业（风光场站）	独立储能投资商、电网公司、社会资本
收入来源	提高新能源消纳（减少弃风弃光）、辅助服务（调频/调峰），主要作用是降低损失，不是直接盈利	容量电价/容量补偿（如有）、电力现货交易峰谷价差套利、直接容量租赁（租给新能源或用户）、辅助服务补偿（调频/黑启动/备用等）
收益属性	偏成本端（额外投资，收益不独立核算）	偏收益端（有独立电价机制，市场化博弈）
调度调用	电网侧调用有限，很多时候闲置	由市场信号驱动，能灵活参与多个电力市场
经济性	收益单一、大部分项目难以覆盖成本、靠新能源电价补偿间接消化	收益来源多元、若容量电价+现货价差放开，盈利模式更清晰盈利能力取决于电价机制成熟度
未来趋势	强制要求逐步退出	国家鼓励，27年目标基本实现市场化、规模化发展

图：强制配储和独立储能(100MW/200MWh)经济性对比

收益类型	收入来源	年收入（万元）	计算依据
独立储能	容量电价补偿	1050	租赁率70%-80%，单价150-300元/kW，按70%利用率、150元/kW折算
	现货市场价差套利	1875	价差0.3元/kWh，运行250天，年充放电量6250万kWh
	辅助服务	500	辅助服务价格0.0705元/kWh，示范项目双倍补偿，按日2.5h运行、效率86%计算
		3425	
强制配储	弃风弃光收益	525	配储率50%，收益来自消纳与并网保障
	现货市场价差套利	0	容量主要用于电源侧保障，现货套利消失
	辅助服务	500	辅助服务收入保留
		1025	

- ◆ **现货市场在29个省级电网区域开展试运行或正式运行。**继山西、广东于23年底正式运行后，山东、甘肃现货市场于24年6月和9月转正，蒙西现货市场于25年2月转正。湖北、浙江、安徽、陕西24年内转为连续结算试运行。辽宁、河北南网24年11月实现为期一月的长周期结算试运行，于25年3月启动连续结算试运行，推进速度加快。湖北、浙江可能在25年底前转正，安徽、陕西、辽宁、河北南网大概率在25年维持。福建、江苏、湖南、宁夏等有望转为连续结算试运行。
- ◆ **电力市场化改革将改变储能项目收益模型，驱动IRR抬升。**136号文后，储能从政策驱动转向市场驱动，现货市场套利成为核心增量，全国统一电力市场建设推动跨省区现货交易加快。若电力现货交易价差超过0.5元/kwh，独立储能收益率在无容量电价补贴情况，IRR也可达到6%+。

图：全国各地区现货市场的建设进度（截至25年3月）

模拟试运行（含调电）	短周期结算试运行	长周期结算试运行	连续结算试运行	正式运行
- 黑龙江 - 蒙东 - 吉林 - 青海 - 湖南 - 新疆 - 上海	- 江西 - 青海 - 吉林 - 上海 - 新疆 - 黑龙江 - 蒙东 - 河南 - 宁夏 - 重庆 - 陕西 - 南方区域	- 福建 - 四川 - 江苏 - 河南 - 湖南 - 宁夏 - 重庆 - 南方区域 - 浙江 - 安徽 - 湖北	- 湖北 - 浙江 - 安徽 - 陕西 - 辽宁 - 河北南网 - 山东 - 甘肃 - 省间现货 - 蒙西	- 山西 - 广东 - 山东 - 甘肃 - 国网省间 - 蒙西

- ◆ **绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。**25年5月，发改委发布650号文，设定绿电直连项目中“自发自用电量占可用发电量比例不少于60%，占用电量比例不少于30%”，强调“以荷定源、源荷匹配”。9月，发改委印发完善价格机制通知，明确绿电直连项目可根据需求选择稳定供应保障服务并向电网支付费用，采用按容或按需量缴纳输配电费的方式，暂按下网电量收取系统运行费用，推动绿电直连项目的发展。
- ◆ **绿电直连项目的储能配置要求更高，拉动储能需求。**根据规定，配套绿电至少需自消纳60%以上，且企业负荷30%以上应来自绿电，因此储能不仅需满足调峰需求，还需保障一定的夜间用电需求。由于绿电直连项目对储能的需求量显著提高，不仅功率配比通常在稳定用电负荷的25%及以上，储能时长也在4个小时及以上，相比传统集中式新能源项目，储能需求预计至少翻倍。

表：全国首个跨省区绿电直连项目

项目要素	内容
项目类型	全国首个跨省区绿电直连项目
项目名称	国家电投铝电公司降碳增绿项目
场址位置	内蒙古阿拉善盟
装机规模	新能源装机 300 万千瓦
直连对象	宁夏宁东铝业、宁夏青铜峡铝业
供电方式	专线直供，点对点短距离跨省区输电
模式创新	创新推出跨省区新能源“点对点”直供模式
意义	实现内蒙古新能源与宁夏负荷匹配，推动资源优势互补，探索绿电直连新路径

表：各省绿电直连政策汇总

省份	政策文件	距离限制
云南	《云南省推动绿电直连建设实施方案》	负荷距离电源汇集站原则上不超过50公里
青海	《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》	不设直连线路距离限制
陕西	《关于组织开展绿电直连试点工作的通知》	直连线路长度暂不做限制
河北	《关于组织开展绿电直连项目申报工作的通知》	未明确要求

- ◆ **地方政府密集出台储能容量电价补偿政策，建立市场化收益机制。**当前已落地的地区包括内蒙古、甘肃、河北、宁夏、新疆等，政策模式涵盖发电量补偿、容量电价机制（火储同补）、容量电价+峰谷电价叠加、以及容量补偿+辅助服务考核等。
- ◆ 补偿标准看，可分为“按容量补贴”（元/kW·年）与“按发电量补贴”（元/kWh），并配合考核机制确保储能出力质量，**项目IRR普遍在8-12%区间，高价值省份可达15%以上。**我们预计未来仍将有更多省份跟进出台容量补偿政策，储能收益模型将持续优化。

表：各省容量电价补偿政策汇总

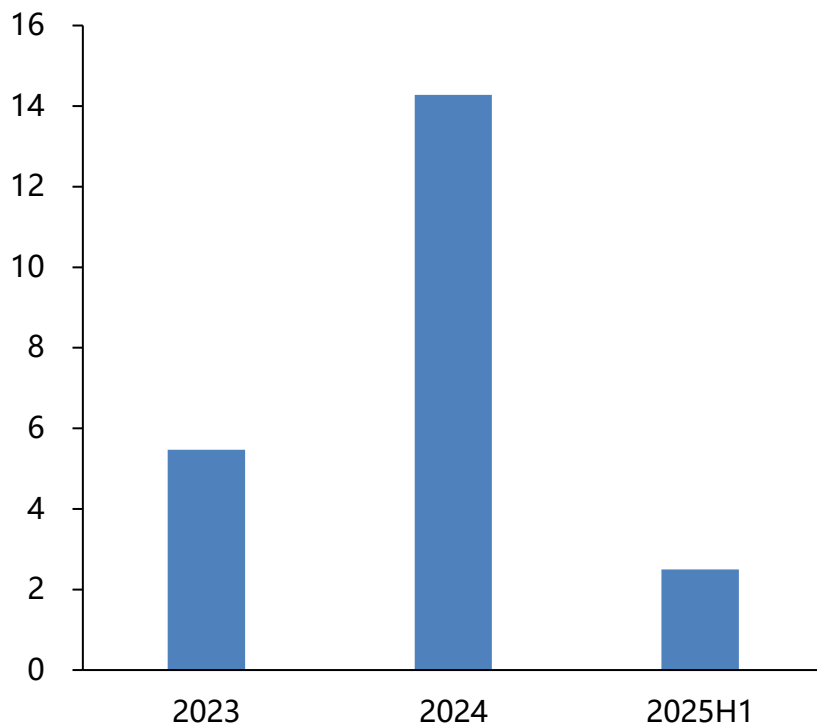
省份	内蒙	甘肃	河北	宁夏	新疆
政策模式	发电量补偿	容量电价机制（“火储同补”）	容量电价机制+充放电价格政策	容量电价机制	容量补偿+调峰辅助服务
补贴标准	发电量补偿：2025年及以前建成投产项目0.35元/KWh	容量电价：330元/KW·年（与煤电机组暂定同标准）	容量电价：100元/KW·年	容量电价：2025年10-12月：100元/KW·年；2026年1月起：165元/KW·年	容量补偿：2023年0.2元/KW时，2024年0.16元/KW时，2025年0.128元/KW时（逐年递减20%）
计价基准	向电网的发电量	有效容量 = (满功率放电时长/6) × 额定功率 - 厂用电	月度平均可用容量 (以4小时充放电时长为基准折算)	有效容量 = (满功率放电时长/6) × 额定功率 - 厂用电	实际发电量
激励周期	补偿标准每年公布，执行时间为10年；25年6月30日前开工项目方可享受首年补贴	执行期2年	执行2年，先建先得，25年1月开始执行，执行期2年，26年6月前未并网项目扣减容量补偿月数	未明确说明执行期限	政策有效期至2025年12月31日
考核机制	-	月内发生三次非计划停运，扣减当月容量电费；全年有三个月发生，扣减全年容量电费	月内发生2次未达申报容量：扣减10%当月容量电费；3次：扣减50%；4次及以上：扣减100%。年调用完全充放电次数原则上不低于330次	月内发生3次非停：扣减当月容量电费；全年有3个月发生非停：取消未来一年获取容量电费的资格	南疆四地州投运独立储能项目2023年全年调用完全充放电次数不低于100次；调度机构可进行调度测试
峰谷价差	蒙西电力现货交易，独立储能充放电价差0.27元/wh	甘肃现货运行一年，平均峰谷价差超过0.24元/kwh	电力现货交易，平均峰谷价差超0.25-0.3元/wh	电力现货交易试运行，平均峰谷价差超0.26-0.31元/wh	电力现货交易，平均峰谷价差超0.25-0.3元/wh
经济性	IRR测算10-20% (补贴0.35元/kwh)	IRR测算9-12% (补贴0.15-0.18元/kwh)	IRR测算6-8% (补贴0.08元/kwh)	IRR测算6-8% (补贴0.08-0.1元/kwh)	IRR测算6-8% (考虑补贴按照25年标准延续)
储能装机目标		2025年底新型储能装机超过6GW；2030年底10GW	2025年1月1日至2026年12月31日参与竞争的独立储能容量规模为河北南网7.7GW，冀北电网8.3GW		

- ◆ **内蒙古储能政策补贴力度全国最强，需求拉动效应显著。**25年3月内蒙发布《关于加快新型储能建设的通知》，对25年6月30日前开工并建成投产的项目，给予0.35元/kWh电量补偿，补贴周期10年，强度高于其他省份。成本由新能源发电企业按装机容量分摊，形成“强制分摊+高额放电补偿”的组合机制。配套上，蒙西现货交易形成0.27元/Wh的充放电价差，叠加辅助服务市场（调频里程补偿2-12元/MW），进一步提升储能利用效率。**经测算，0.35元/kWh放电补偿下，项目IRR可达10-20%，处于全国最高水平。**
- ◆ **储能并网规模持续增长，25H1新开工项目超50GWh。**内蒙24年储能并网14.3GWh，同增161%，规模第二，占比13%；25H1并网约2.5GWh，但新开工项目超50GWh。

表：经济性测算

	龙头	小厂商
固定成本合计(万/gwh)	80,284	73,464
运营规模(MW)	250	250
储能时长 (h)	4	4
循环寿命	8000	6000
一天充放电次数	1	1
运营年限 (年)	21.92	16.44
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用 (万元)	1043.69	1101.96
容量出租比例	0%	0%
租金 (元/kw*年)	330	330
容量电价补偿 (元/kwh)	0.35	0.35
调峰补偿 (元/Mwh)	0	0
调峰数量 (Mwh/年)	0	0
购电电价 (元/kwh)	0.20	0.20
售电电价 (元/kwh)	0.40	0.40
峰谷价差 (元/kwh)	0.20	0.20
充放电额外税费 (元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	330	270
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	18.88%	11.02%

图：23-25H1内蒙古新增储能并网规模 (GWh)



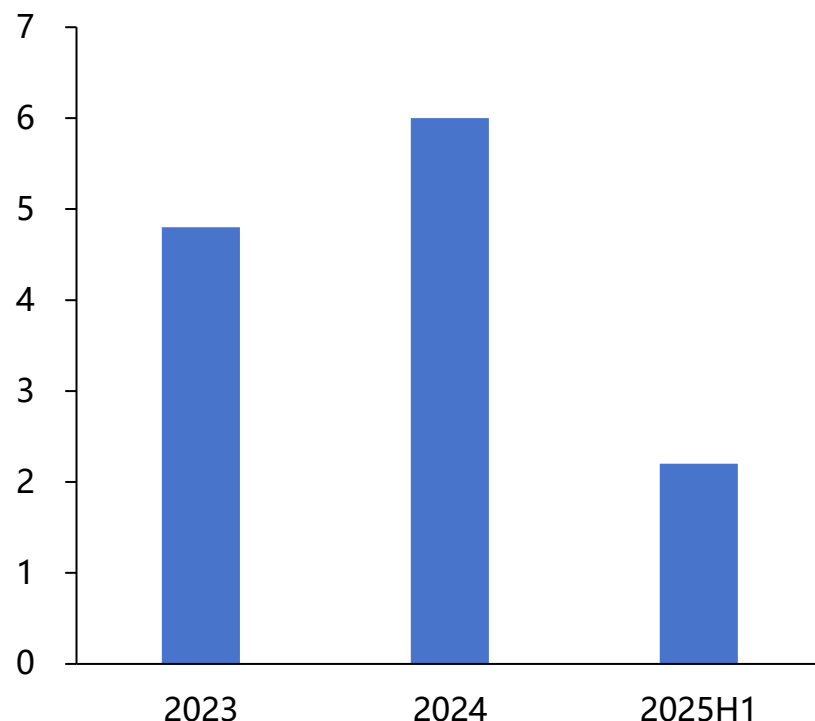
甘肃：率先落地“火储同补”容量电价机制

- ◆ **甘肃率先落地“火储同补”容量电价机制，补贴确定性与现金流稳定性优于发电量补偿模式。**25年7月《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》规定，储能按有效容量计价（折算公式：有效容量 = 放电时长/6×额定功率-厂用电），执行标准为330元/kW·年，与火电机组同价，执行期2年。
- ◆ **配套市场环境良好，现货运行一年，平均峰谷价差0.24元/kWh+；辅助服务补贴上限为300元/MW·日（调峰）和12元/MW（调频），项目IRR约9–12%，单位补贴0.15–0.18元/kWh，位于全国中高水平。**
- ◆ **25年储能并网约5GWh，新型储能装机超6GW。**甘肃24年底新型储能装机规模累计11.41GW，预计25年储能并网规模约5GWh，H1并网约2-2.5GWh，25年底新型储能装机超过6GW，30年底10GW。

表：经济性测算

	龙头	小厂商
固定成本合计(万/gwh)	80,284	73,464
运营规模(MW)	250	250
储能时长(h)	4	4
循环寿命	8000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限(年)	21.92	21.92
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用(万元)	1043.69	955.03
容量出租比例	0%	0%
租金(元/kw*年)	330	330
容量电价补偿(元/kw*年)	330.0	330.0
有效容量(MW)	166.7	166.7
容量供需系数		
调峰补偿(元/Mw*日)	300	300
调峰数量(Mw/年)	33,000	26,000
购电电价(元/kwh)	0.16	0.16
售电电价(元/kwh)	0.40	0.40
峰谷价差(元/kwh)	0.24	0.24
充放电额外税费(元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	330	260
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	12.60%	9.48%

图：23-25H1甘肃新增储能并网规模（GWh）

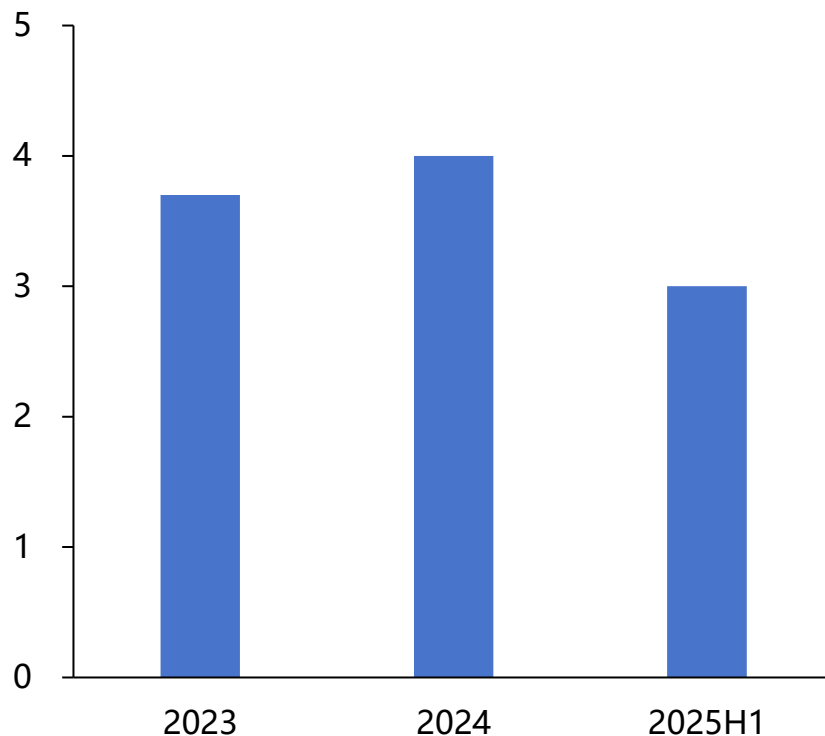


- ◆ **容量电价逐步上调，IRR为6%-8%**。25年9月印发《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，提出自25年10月起执行100元/kW·年，26年上调至165元/kW·年，按有效容量折算，成本由工商业用户和外送电量共同分摊。考核较严，月内三次非停扣减当月电费，全年三个月取消未来一年资格。宁夏现货价差0.26-0.31元/kWh，辅助服务调频价格区间5-15元/MW，增强储能多元化收益。**整体IRR测算6-8%，对应补贴0.08-0.1元/kWh。**
- ◆ 24年宁夏累计新型储能装机4.72GW/9.44GWh，全国第五。25H1宁夏储能装机约3GWh，截至8月28日，宁夏储能装机容量达6.14GW/12.93GWh，全国第四。

表：经济性测算

	龙头	小厂商
固定成本合计(万/qwh)	80,284	73,464
运营规模(MW)	250	250
储能时长(h)	4	4
循环寿命	8000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限(年)	21.92	21.92
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用(万元)	1043.69	955.03
容量出租比例	0%	0%
租金(元/kw*年)	330	330
容量电价补偿(元/kw*年)	165.0	165.0
有效容量(MW)	166.7	166.7
容量供需系数		
调峰补偿(元/Mwh)	0	0
调峰数量(Mwh/年)	0	0
购电电价(元/kwh)	0.20	0.20
售电电价(元/kwh)	0.51	0.51
峰谷价差(元/kwh)	0.31	0.31
充放电额外税费(元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	330	275
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	8.42%	5.62%

图：23-25H1宁夏新增储能并网规模 (GWh)

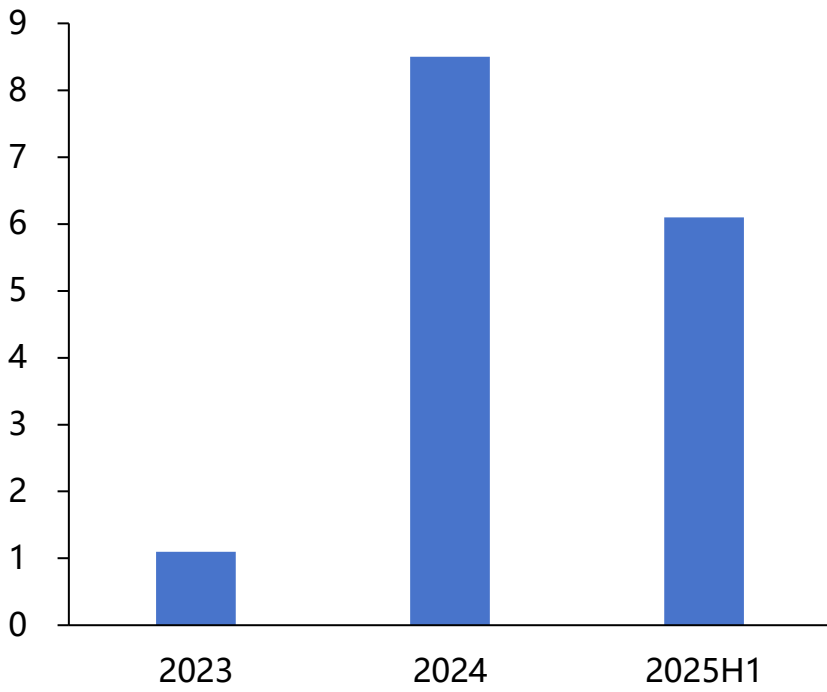


- ◆ **容量电价机制+充放电价格政策并行，IRR约6%-8%。**25年3月河北发布《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》，提出独立储能享受100元/kW·年容量电价，以4小时充放电时长折算的月度可用容量为基准，执行期2年，先建先得，26年6月前未并网项目扣减补贴月数。考核端要求全年调用次数不少于330次，执行严格。容量电费由工商业用户分摊，保障结算稳定。**河北现货市场峰谷价差0.25-0.3元/kWh，叠加容量电价补贴，相当于0.08元/kWh，整体IRR约6-8%。**
- ◆ **24年储能并网规模8-9GWh，规模第五；25H1并网6.1GWh，增长势头强劲。**25年2月，河北发改委下发总规模6.4GW/20.86GWh的37个独立储能项目指标。25、26年参与竞争的独立储能容量规模为河北南网7.7GW，冀北电网8.3GW。我们预计河北新增储能装机维持10-15%。

表：经济性测算

	龙头	小厂商
固定成本合计(万/gwh)	80,284	73,464
运营规模(MW)	250	250
储能时长 (h)	4	4
循环寿命	8000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限 (年)	21.92	21.92
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用 (万元)	1043.69	955.03
容量出租比例	0%	0%
租金 (元/kw*年)	330	330
容量电价补偿 (元/kw*年)	100.0	100.0
有效容量(MW)	250.0	250.0
容量供需系数		
调峰补偿 (元/Mwh)	300	300
调峰数量 (Mwh/年)	33,000	28,000
购电电价 (元/kwh)	0.15	0.15
售电电价 (元/kwh)	0.43	0.43
峰谷价差 (元/kwh)	0.28	0.28
充放电额外税费 (元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	330	280
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	8.78%	6.50%

图：23-25H1河北新增储能并网规模 (GWh)

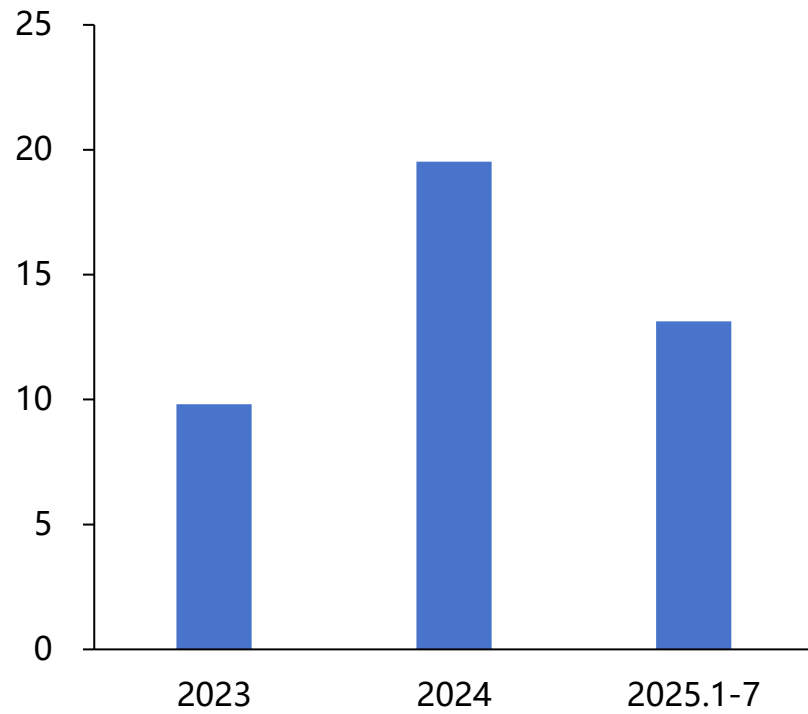


- ◆ **IRR测算6-8%，若补贴延续25标准，仍具吸引力。**23年出台的《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》明确，独立储能按实际发电量享受容量补偿，补贴标准逐年下调（23年0.2元/kWh，24年0.16元/kWh，25年0.128元/kWh），政策有效期至25年底。资金由全体工商业用户分摊。考核要求调用次数不少于100次，调度机构可测试。峰谷价差维持在0.25-0.3元/kWh，叠加调峰辅助服务（充电补偿0.55元/kWh，放电结算0.25元/kWh），形成额外收益。整体IRR测算6-8%，若补贴按25年标准延续仍具备一定吸引力。
- ◆ **25年H1并网7Gwh，储能需求有望维持高位。**新疆24年储能并网20GWh，规模第一，占比18%；25H1并网7Gwh，同比近30%增长。截至25年6月底，已开工和正在实施采招的项目还有73GWh。预计25年装机30gwh，我们预计26年可维持40gwh规模。

表：经济性测算

	龙头	小厂商
固定成本合计(万/gwh)	80,284	73,464
运营规模(MW)	250	250
储能时长 (h)	4	4
循环寿命	8000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限 (年)	21.92	21.92
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用 (万元)	1043.69	955.03
容量出租比例	0%	0%
租金 (元/kw*年)	330	330
容量电价补偿 (元/kw*年)	128.0	128.0
有效容量(MW)	250.0	250.0
容量供需系数		
调峰补偿 (元/Mwh)	300	300
调峰数量 (Mwh/年)	41,250	32,500
购电电价 (元/kwh)	0.15	0.15
售电电价 (元/kwh)	0.41	0.41
峰谷价差 (元/kwh)	0.26	0.26
充放电额外税费 (元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	330	260
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	9.41%	5.61%

图表：23-25.1-7新疆新型储能装机规模 (GWh)

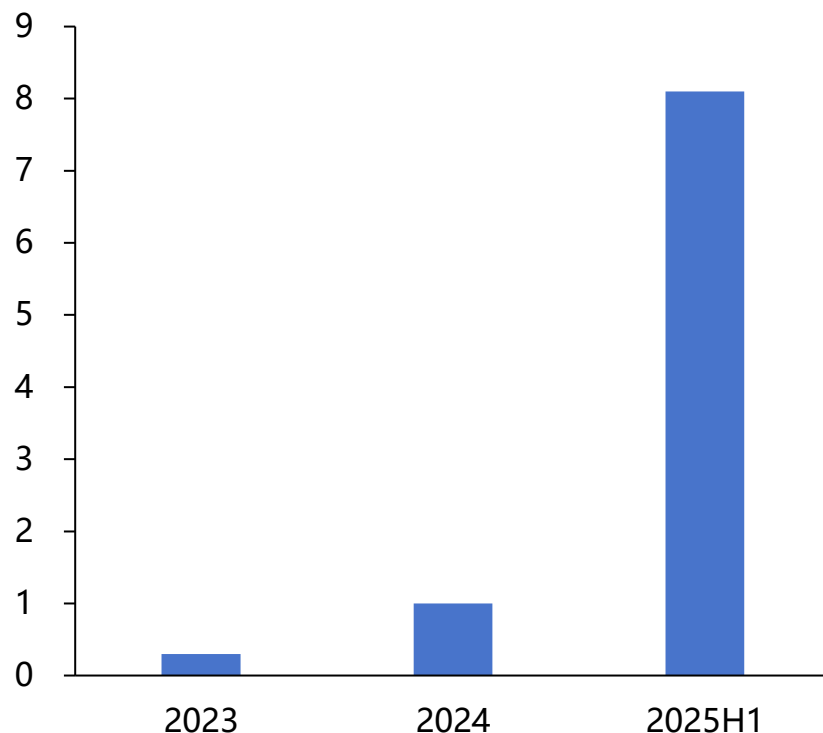


- ◆ **新能源项目按不少于10%配置储能或支付容量费用，为盈利提供保障，整体IRR约8.3%。**云南未成交租赁容量可按参考价220元/kW·年下浮30%获得收益(154元/kW·年)，形成“兜底”收益。磷酸铁锂可按装机规模的1.8倍计入租赁服务，全钒液流按3倍计入。若未足额租赁储能容量，需按参考价上浮30%(286元/kW·年)缴纳调节费用，未成交部分与差额由市场主体按可交易容量比例分摊。现货价差与分时电价机制为储能提供套利空间，每充电1度电可获利约0.133元/kWh；同时已建立调频(里程补偿3-8元/MW、AGC补偿4-5元/MWh)与黑启动市场(平均中标2.48万元/月·台)。
- ◆ **云南新型储能迅速增长，截至25H1投产并网新型储能5GW，但目前暂缓审批铁锂储能项目，25年预计下降。**24年，云南新型储能装机约1GWh，25H1，新型储能装机约8.1GWh，系调节容量市场机制和独立储能可租赁容量奖励政策的实施，实现跨越式发展。

表：经济性测算

	龙头
固定成本合计(万/gwh)	80,284
运营规模(MW)	250
储能时长(h)	4
循环寿命	8000
一天充放电次数	1
运营年限(年)	21.92
首年衰减率	1.80%
年衰减率	1.20%
放电深度	92.00%
逆变器折旧年限	10
年通胀率	3.00%
年运营费用(万元)	1043.69
容量出租比例	0%
租金(元/kw*年)	330
容量电价补偿(元/kw*年)	220.0
有效容量(MW)	250.0
实际容量电费收益(元/kw*年)	277.2
调频补偿(元/Mw*日)	300
调频数量(Mw/年)	41,250
购电电价(元/kwh)	0.20
售电电价(元/kwh)	0.36
峰谷价差(元/kwh)	0.16
充放电额外税费(元/kwh)	0.02
年运行天数	330
每天放电容量比重	100%
项目内部收益率	8.30%

图：23-25H1云南新增储能并网规模 (GWh)

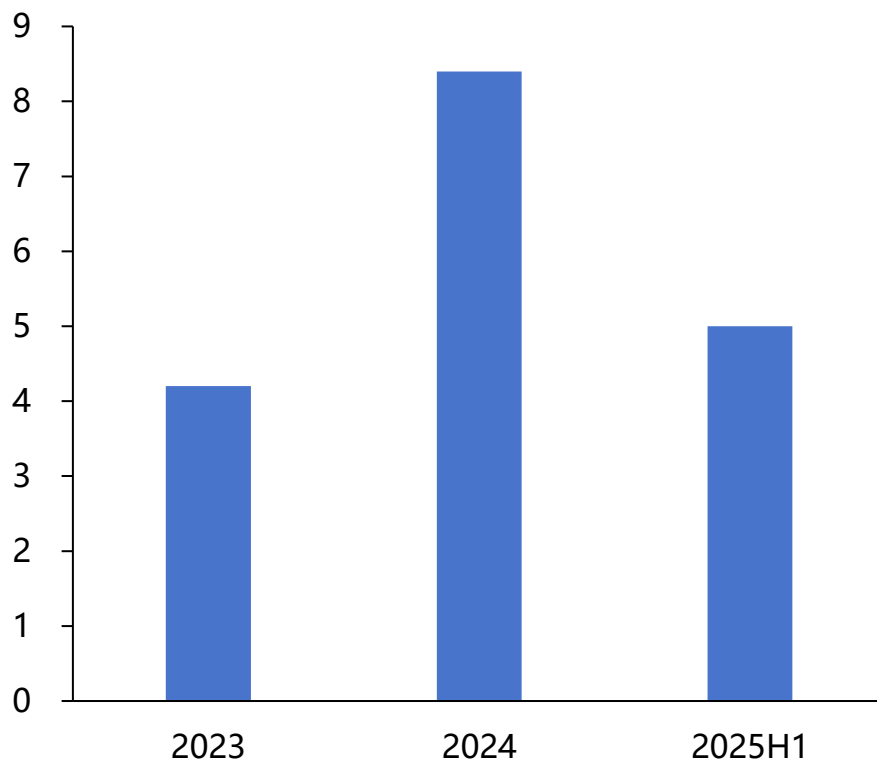


- ◆ **山东通过容量补偿与市场机制优化为储能发展提供支持，整体测算IRR约5%-8%。**容量补偿方面，示范项目容量电价为0.14元/kWh、市场化项目为0.07元/kWh，按“容量电价×日可用容量”计算，为储能提供基础收益保障；市场机制方面，通过放宽现货限价、统一尖峰时段核定有效容量、拓展调频与备用等辅助服务交易，推动储能发挥更大调节价值；同时，独立储能充电免除输配电价及政府性基金，并鼓励新技术应用。
- ◆ **山东率先建立储能现货市场交易机制，推动新型储能发展。**24年底，新型储能在运规模达717.7万千瓦，较22年底增长3.6倍，创新储能自调度机制，独储“日充一放”，利用率高于周边地区。**25H1山东新型储能并网规模约5GWh，我们预计年新增10GWh规模可持续。**

表：经济性测算

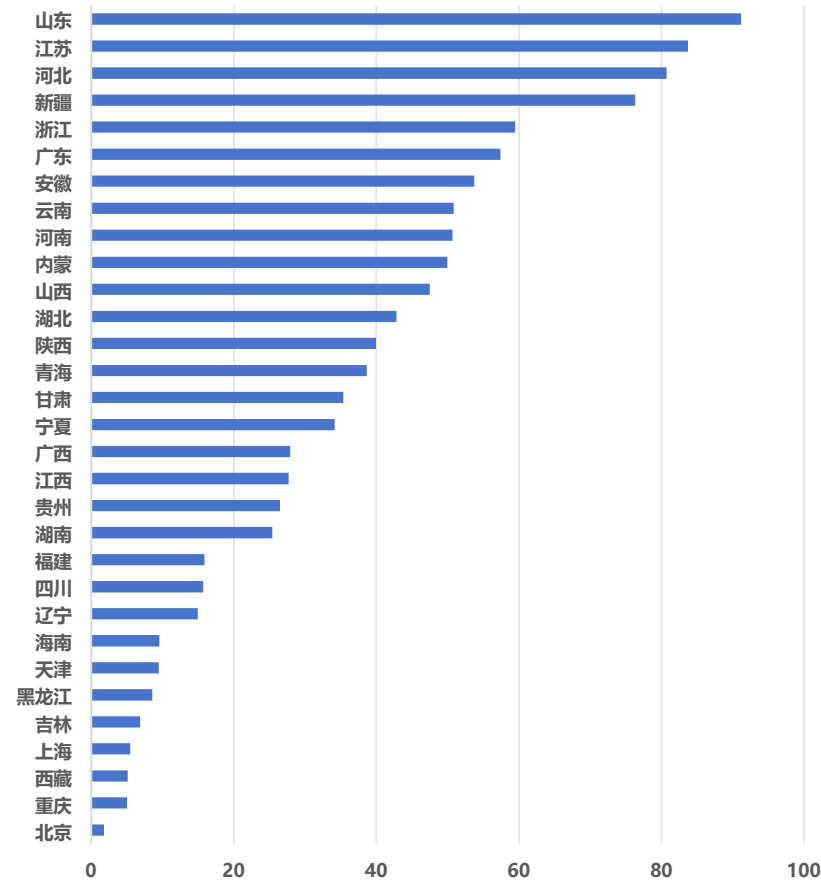
固定成本合计(万/gwh)	80284	73464
运营规模(MW)	250	250
储能时长(h)	4	4
循环寿命	8000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限(年)	21.92	21.92
首年衰减率	1.80%	2.00%
年衰减率	1.20%	1.50%
放电深度	92.00%	90.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
所得税免税年限	3	3
所得税减半年限	3	3
年运营费用(万元)	0.00	0.00
容量出租比例	0%	0%
租金(元/kw*年)	330	330
容量电价补偿(元/kwh)	0.07	0.07
调频补偿(元/Mw*日)	300	300
调频数量(Mw/年)	33,000	33,000
购电电价(元/kwh)	0.20	0.20
售电电价(元/kwh)	0.50	0.50
峰谷价差(元/kwh)	0.30	0.30
充放电额外税费(元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	320	265
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	8.21%	4.94%

图：23-25H1山东新增储能并网规模（GWh）

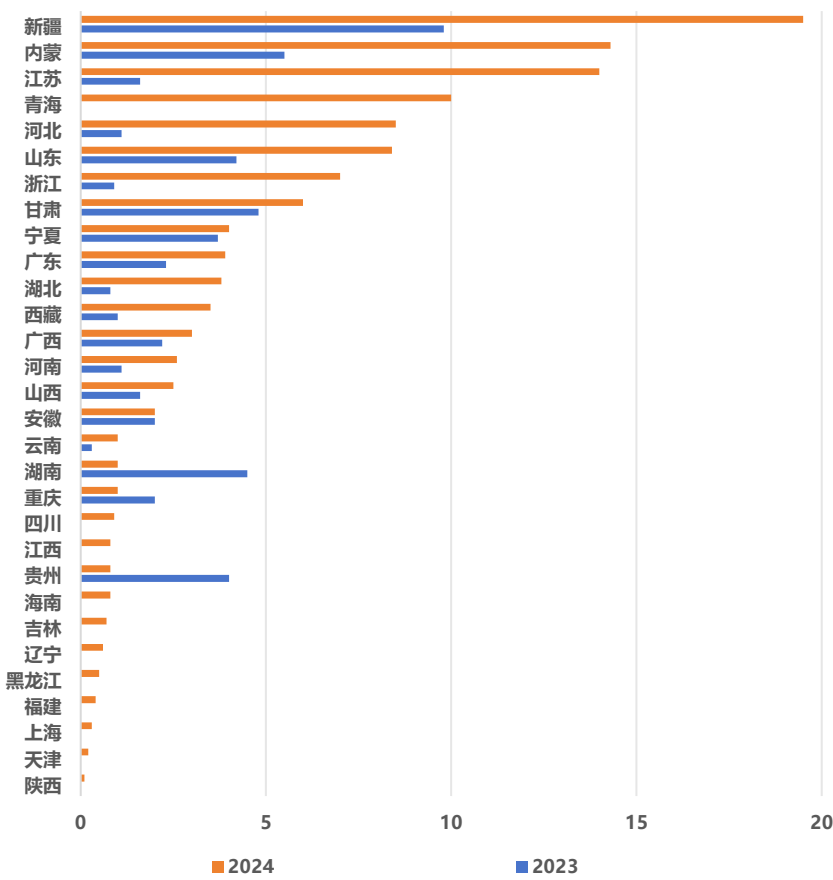


◆ **容量电价出台可期，储能空间广阔。**截至25H1，江苏、浙江、广东、安徽、青海等省份累计光伏装机容量分别为84/59/57/54GW，23及24年新增储能装机约16/8/6/4/10GWh，光伏装机规模大，储能配套水平高，但仍存在提升空间。未来随着容量电价等政策逐步出台，储能补偿机制进一步完善，有望打开更大成长空间。我们预计青海、山东、浙江、江苏等地26年发力，分别有10GWh+的空间。

表：各省份截至25H1累计光伏装机容量（GW）



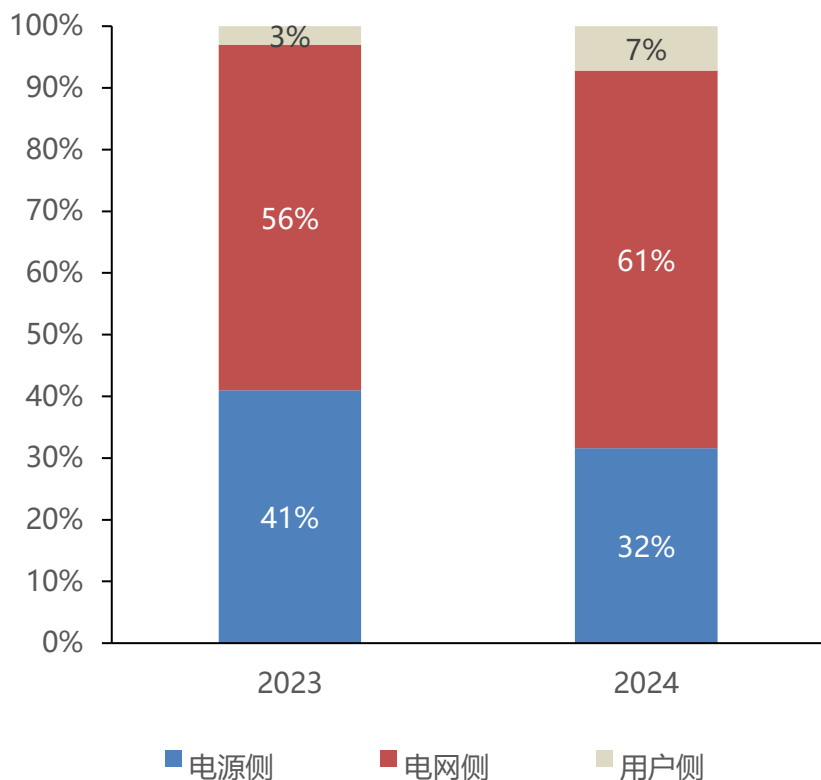
表：各省份23、24年新增储能装机容量（GWh）



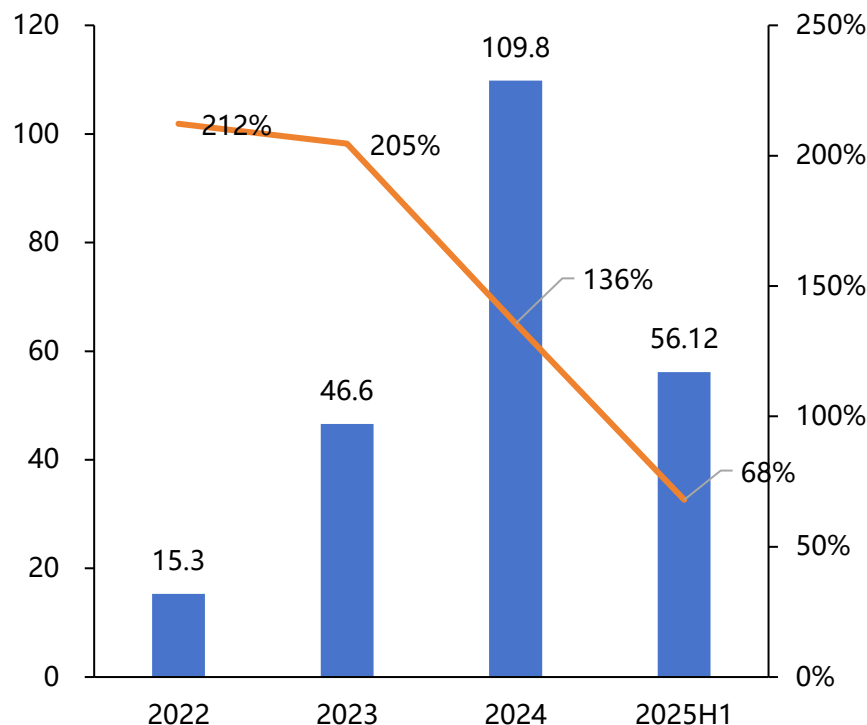
PART 2: 上修国内储能需求预测，且持续性超预期

- ◆ **新型储能方面**，22-24年装机15.3/46.6/109.8GWh，同比+212%/205%/136%，25H1延续增势，装机56.12GWh，同比+68%。23年国内大储装机量45.2GWh，24年大储装机量101.9GWh，同比+125.4%。配储时长方面，23-25H1分别为2.17/2.51/2.44小时。

表：23-24年国内新型储能装机类别占比

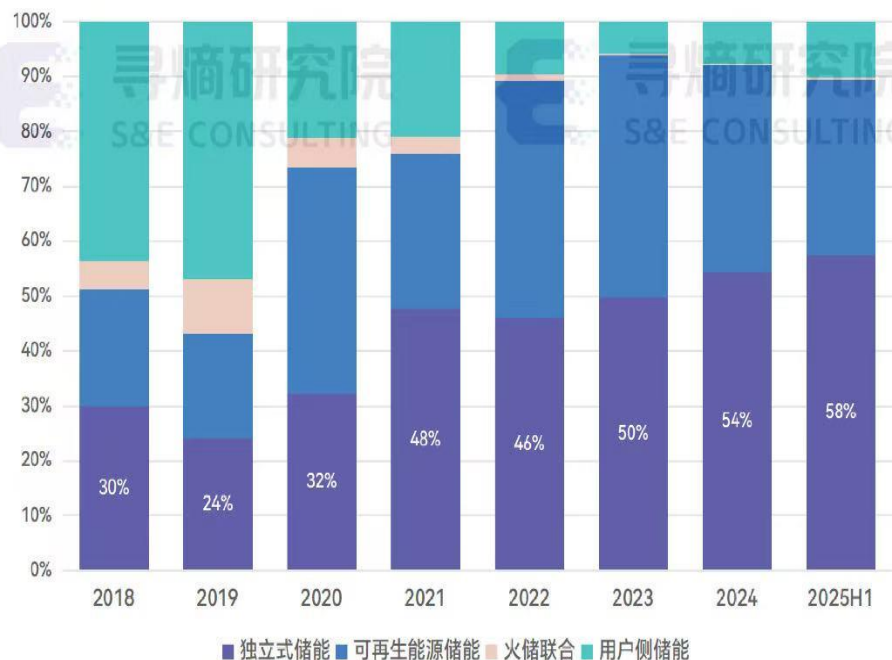


表：国内新型储能历史装机 (GWh)

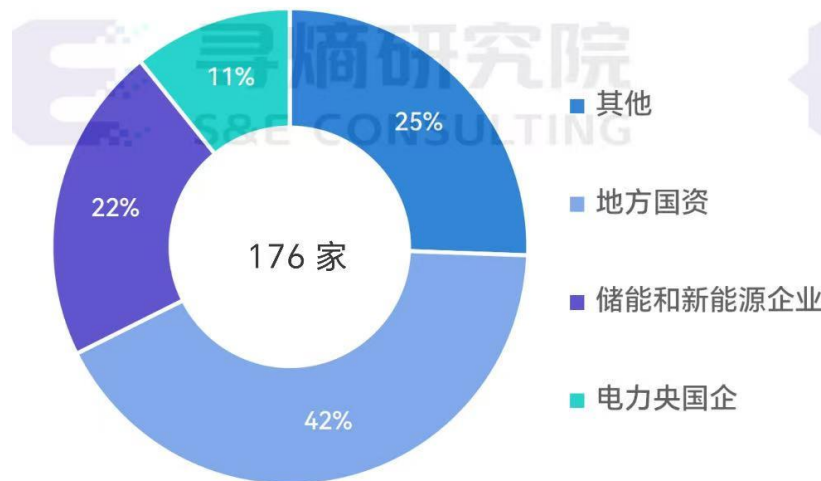


- ◆ **独储占比有望提升。**25H1国内独立储能占比58%，累计装机规模127GWh。下半年取消配储后，装机和占比有望提升。其中7月储能招标中，独立储能占比已达到92%，8月若不考虑系统集成，占比也超过90%。
- ◆ **资金来源以地方国资为主。**截至25H1，国内已有176家业主/开发商实现独储项目建成并网，规模不低于1GWh业主有29家。其中，“五大六小”为代表的电力央企占比11%，地方国资占比42%，储能和新能源制造企业占比22%。

图：国内独立储能占比变化

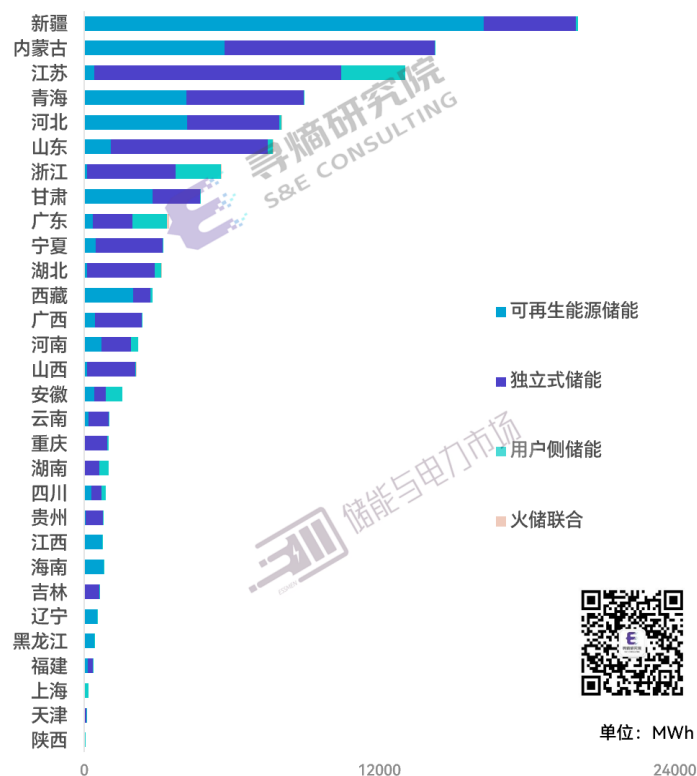


图：国内已建成独立储能项目资金来源

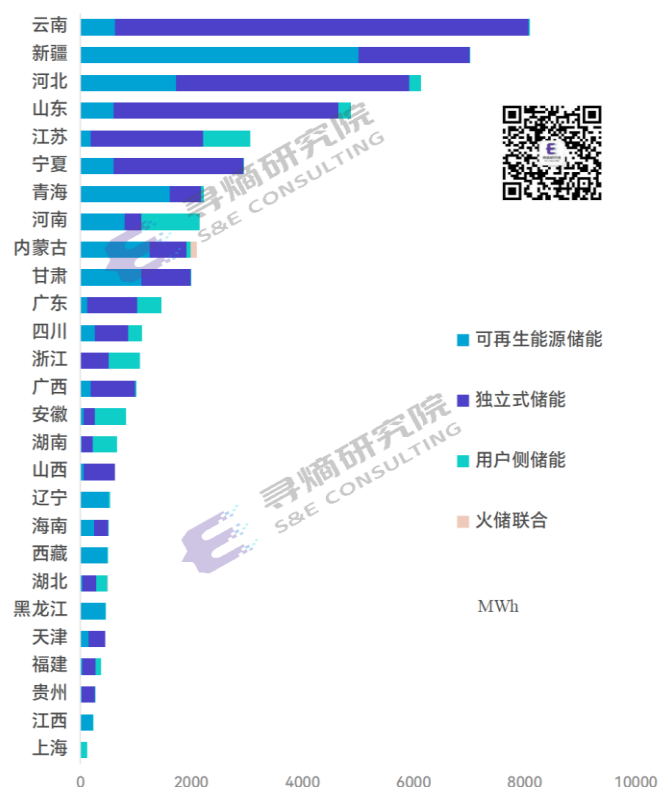


- ◆ **分省份看，新疆、河北装机份额位居前列。**24年，新疆、内蒙古、江苏、青海、河北分列前五，份额约为17%/13%/13%/9%/8%，合计份额超60%。
- ◆ 25H1，云南凭借调节容量租赁激励政策，新增装机8.1GWh，份额16%；新疆新增并网规模7.0GWh，份额26%；河北并网规模6.1GWh，份额12%。内蒙古上半年并网不突出，受0.35元/kWh容量补偿电价驱动，新开工规模超50GWh，份额5%，我们预计H2装机爆发式增长；青海、山东份额约为9%、8%。

图：24年各省装机排名

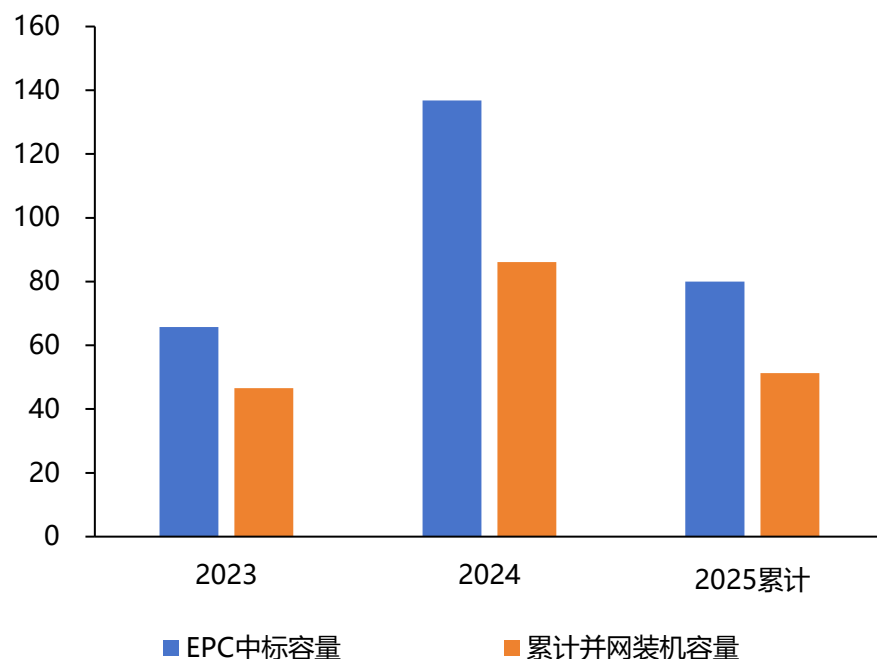


图：25H1年各省装机排名

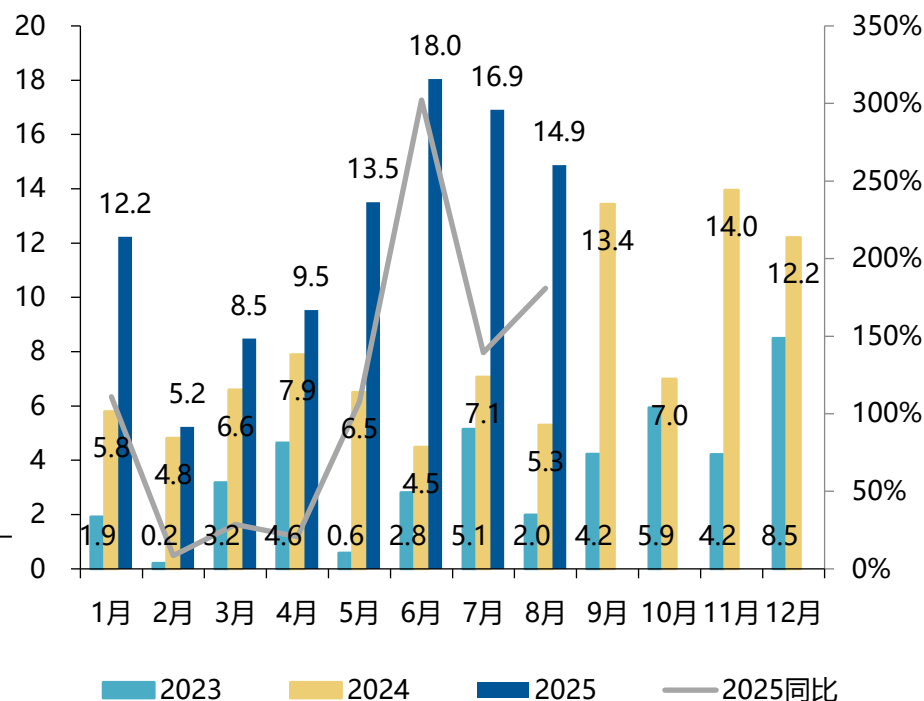


- ◆ **储能建设未完全落地，后续装机兑现空间充足。** 25年H1，EPC中标容量约80GWh，25年1-8月累计并网装机容量51.3GWh，中标容量大于并网装机容量，表明当前储能建设未完全落地，订单高景气为未来装机增量奠定基础，下半年储能并网规模有望快速释放。
- ◆ **强制配储取消，需求依旧强劲。** 25年以来储能EPC招标延续高景气，25年1-8月国内储能EPC招标116GWh，同比增约40%，近2月EPC招标均维持20GWh以上，我们预计全年EPC招标量有望超过200GWh。

图：EPC中标容量与并网装机容量对比（GWh）



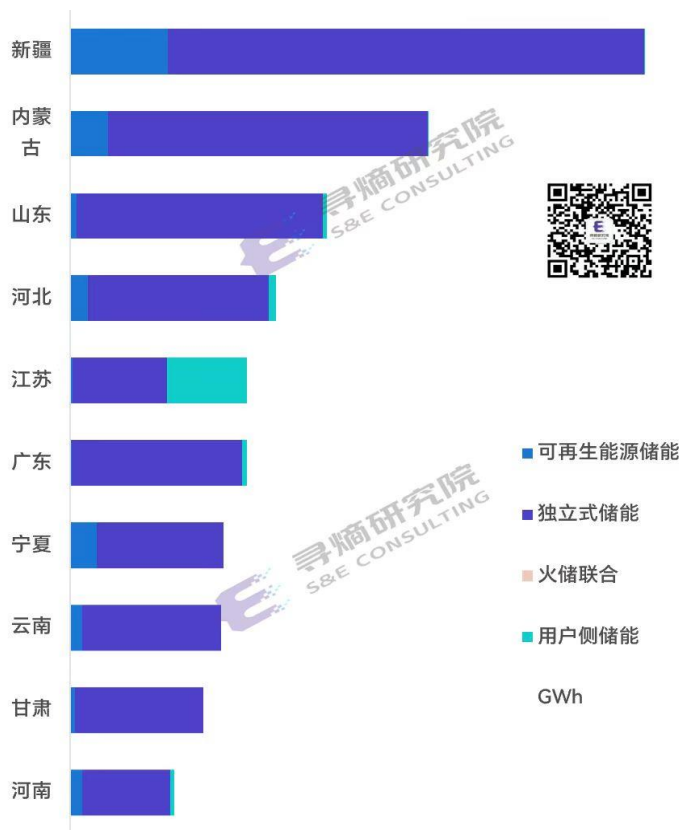
图：23-25年EPC月度招标容量及增长（GWh）



注：EPC中标容量为25H1，累计并网容量为25年1-8月

- ◆ **25H1 储能采招高增，新疆、内蒙古领跑全国市场。** 25H1 国内储能采招总规模 179.1GWh，对应 42.4GW/171.1GWh 储能系统需求，同增 150%。分地区看，新疆、内蒙古、山东、河北、江苏 储能采招需求位居前五。新疆和内蒙古 25H1 储能采招需求达 22.2GWh 和 13.8GWh，系两省多个 GWh 级大型独立储能项目完成采招。江苏、安徽、重庆等地百 MWh 级用户侧储能采招项目频现，包括针对有色金属、化工、钢铁等场景的大型单体项目，以及围绕产业园区一体化布局开发的区域性项目，用户侧储能项目的最大采招规模达到 600MWh。

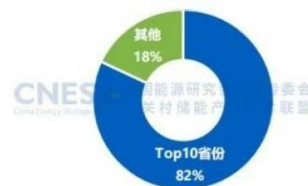
图：25H1 采招需求前十位的区域储能市场



图：2024 年新型储能累计装机规模前五省



Top 10 省份新增装机占比分布 (单位: MWh%)



◆ **算力产业高速发展推升储能需求。**“东数西算”战略下，新疆等西部地区凭借低电价与丰富绿电，快速崛起为全国算力新高地，通算、智算、超算全面布局，算力规模呈指数级扩张，数据中心对电力的稳定性和灵活性也提出更高要求，储能系统已从“可选”逐渐演变为“刚需”。**我们预计若2030年新增算力5GW，按照75%由绿电供应，储能功率配比40%、配储时长8h，对应储能需求120GWh。**

表：中国数据中心储能相关政策

时间	部门	政策名称	政策内容
2023年10月	工信部等	《算力基础设施高质里发展行动计划》	支持液冷、储能等新技术应用，优化算力设施电能利用效率;鼓励算力中心采用源网荷储等技术，与风电、光伏等可再生能源融合开发、就近消纳，逐步提升算力设施绿电使用率。
2024年7月	国家发展改革委等	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》	实施一批算力与电力协同项目。统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。
2024年7月	国家发展改革委等	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	到2025年底，全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于60%，平均电能利用效率降至1.5以下，可再生能源利用率年均增长10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。
2025年2月	工信部等八部门	《新型储能制造业高质量发展行动方案》	面向数据中心、智算中心、通信基站工业园区、工商业企业、公路服务区等对供电可靠性、电能质量要求高和用电量大的用户，推动配置新型储能。
2025年3月	国家发改委等五部门	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》	加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到2030年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳权重平均水平;国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在80%基础上进一步提升。

表：算力产业发展推升储能需求

年份	累计功率 GW	新增功率 GW	PUE	新增用电量 TWh	新能源用电 比例	对应新增新 能源用电量 TWh	新能源年发 电数 h	新能源新增 需求 GW	功率配比	配储时长 h	对应新增储 能需求 GWh
2024	22	1.7	1.46	22	40%	9	1200	7	20%	4.0	6
2025E	25	3.0	1.45	38	50%	19	1200	16	25%	4.8	19
2026E	28	3.0	1.43	38	55%	21	1200	17	30%	5.8	30
2027E	32	4.0	1.42	50	60%	30	1200	25	33%	6.9	57
2028E	36	4.0	1.40	49	65%	32	1200	27	36%	8.0	77
2029E	41	5.0	1.39	61	70%	43	1200	35	40%	8.0	113
2030E	46	5.0	1.37	60	75%	45	1200	38	40%	8.0	120

- ◆ 我们预计25年国内储能装机149GWh，同比+35%，26年装机194GWh，同比+30%，到30年预计装机340GWh，同比+12%。同时25H1中国光伏累计装机超1100GW，而储能仅95GW，且存量储能配储占比高，从空间上看，按照2030年2500GW光伏累计装机，20%功率配比，3h配储时长，对应储能累计需求1500GWh。
- ◆ 分省份看，25-26年新疆和内蒙是装机主力，贡献70GWh，贡献40-50%装机。同时，已出容量电价补充的省份，如河北、甘肃、山东等平均贡献10-20Gwh；另外青海、东三省、浙江、江苏等地，我们预计26年将发力，分别有10GWh+的空间。

表：国内储能分省份需求预测

新能源装机	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
锂电大储装机 (GWh)	104	140	183	215	249	282	314
-同比	135%	35%	30%	18%	15%	13%	11%
新疆	20	30	40	44	48	53	59
云南	1	10	3	5	7	8	9
内蒙	14	40	30	21	25	29	33
河北	9	14	18	18	18	18	18
宁夏	4	6	8	10	12	13	15
甘肃	6	6	14	15	17	20	23
山东	8	10	10	12	13	15	17
山西	3	3	8	10	12	13	14
东三省			15	20	24	29	35
其他省份	39	21	37	61	73	84	91
锂电工商储装机 (GWh)	6	9	11	14	17	22	27
-同比	46%	50%	21%	27%	25%	24%	23%
合计国内锂电储能装机 (GWh)	110	149	194	229	266	303	340
-同比	128%	35%	30%	19%	16%	14%	12%

预计25年国内储能需求200GWh，26年260GWh

- ◆ **国内储能系统2025年千亿市场空间。**我们预计25年储能电池需求197GWh，同比+42%，其中大储需求185GWh，同比+41%，工商储需求12GWh，同比+57%，对应储能系统和电芯均价分别为0.48、0.28元/wh，市场空间分别为945/551亿元。
- ◆ **2026年国内储能市场空间预计增长30%+。**我们预计26年储能电池需求255GWh，同比+30%，其中大储需求241GWh，同比+30%，工商储需求14GWh，同比+21%，对应储能系统和电芯均价分别为0.49、0.29元/wh，市场空间分别为1252/741亿元。

表：国内储能需求预测

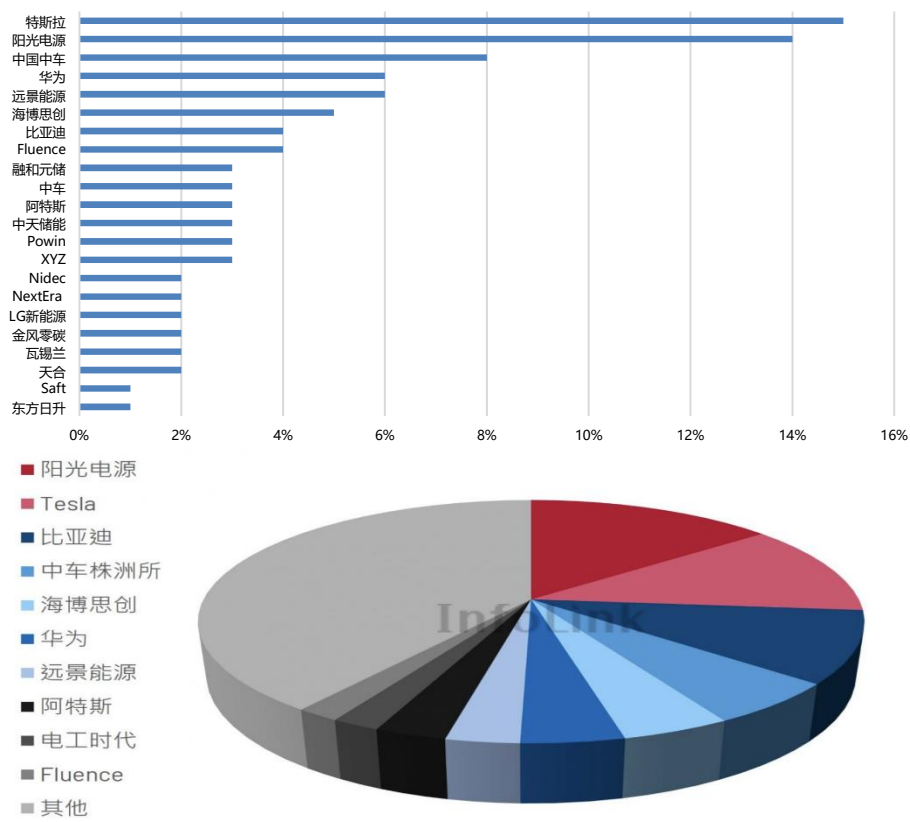
新能源装机	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
锂电大储需求 (GWh)	131	185	241	284	328	372	414
-同比	126%	41%	30%	18%	15%	13%	11%
锂电工商储需求 (GWh)	8	12	14	18	23	29	35
-同比	41%	57%	21%	27%	25%	24%	23%
合计国内锂电储能需求 (GWh)	139	197	255	303	351	400	449
-同比	119%	42%	30%	19%	16%	14%	12%
储能系统均价	0.47	0.48	0.49	0.49	0.50	0.50	0.50
储能市场空间 (亿元)	652	945	1,252	1,484	1,756	2,002	2,246
储能电芯均价	0.27	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.30
储能市场空间 (亿元)	374	551	741	878	1,054	1,201	1,347

PART3 储能电芯供不应求，产业链高质量发展利好龙头

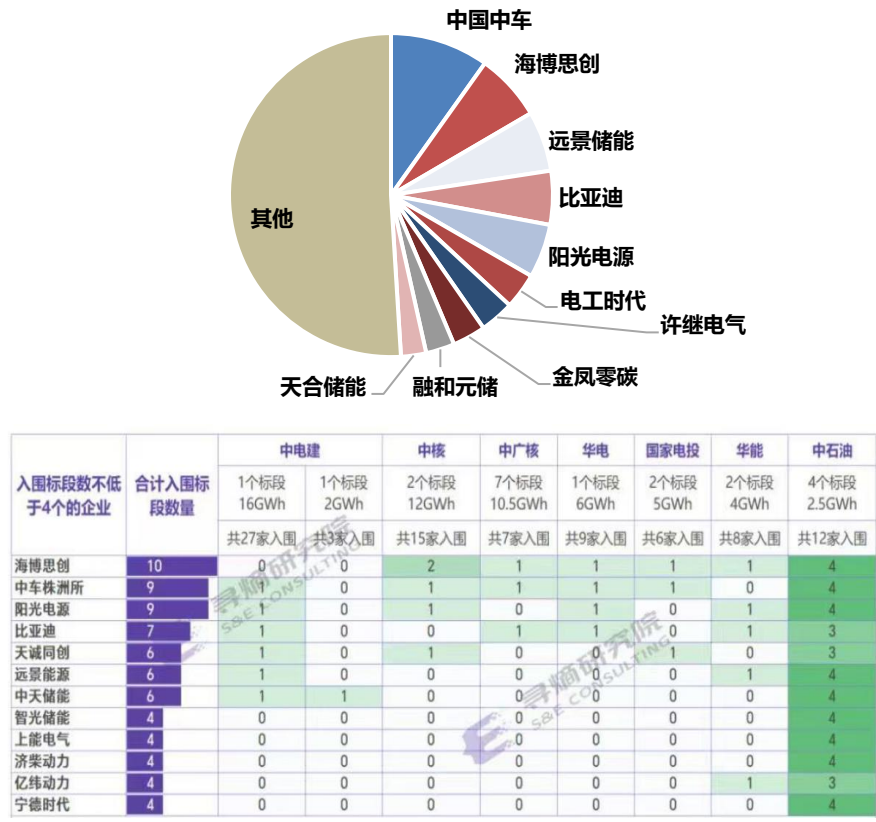
储能系统：竞争格局分散，未来集中度有望提升

- ◆ **全球储能系统竞争格局整体分散，但集中度较国内略高。**24年全球储能系统市场中，特斯拉、阳光电源、中国中车、华为、远景位列前五，CR5合计49%。25年，全球储能系统厂商全球份额前五名的厂商分别为阳光电源、特斯拉、比亚迪、中国中车、海博思创。
- ◆ **国内储能系统竞争格局更加分散。**24年国内前十储能系统集成商为中车、海博思创、远景、比亚迪、阳光，CR5合计约30-35%，格局相较海外更加分散。未来随着储能应用场景从分布式向大基地、独立储能加速扩展，具备技术、产能、渠道与资金优势的龙头企业更易形成规模壁垒，国内行业集中度有望逐步上行。

图：24年（上）/25年（下）全球储能系统竞争格局



图：24年国内储能系统份额(上)/25H1储能系统集采入围情况(下)



- ◆ 储能电站作为“源网荷储”协同的核心枢纽，运行效果关系电网调峰调频能力、新能源消纳水平以及用户侧经济性。衡量储能电站价值的四大核心指标为设备在线率、运行效率、充放电深度（DOD）与容量衰减率，对应“可用性、经济性、单次出力能力与长期寿命”，决定电站能“跑多久、跑得多好、单次能跑多远、能跑多少年”。
- ◆ 未来具备电芯-PCS-EMS一体化设计能力、强控保算法与模块化运维体系的厂商有望脱颖而出。伴随电气拓扑创新、液冷与智能热管理普及及高性能电芯规模化应用，未来储能电站有望实现“高在线率（≥99.9%）、高效率（≥90%）、深度DOD（≥95%）、低衰减（≤4%/年）”的目标。

表：储能电站运行效果核心影响因素

核心指标	决定因素/意义	关键影响因素与优化方向
设备在线率	收益基石，下降1%对应年均千兆瓦时级别电量损失	高可靠PCS、电池簇及EMS设计；模块化维护能力；灵活冗余机制
运行效率	决定项目盈利能力，每提升1%可显著增厚收益	PCS拓扑优化；SiC功率器件应用；先进热管理策略
充放电深度	影响单次调峰出力，DOD≥95%显著提升调度价值	组串式拓扑；3S一体化控保系统；精准保护逻辑
容量衰减率	决定全生命周期收益，衰减率降低=长期价值提升	温控管理；电芯一致性；循环控制；系统化设计

表：设备充放电深度（DOD）—单次出力的“调节旋钮”

拓扑结构	DOD支持范围	单次充放电能力	年价差收益增量 (对比DOD 90%)
优秀组串式	98%	8.00%	+345万元
一般组串式	95%	5.00%	+171万元
传统集中式	90%	0%	基准
关键差异	8%	8.00%	+345万元

表：设备电池容量衰减率—电站“长效性”的关键

首年容量保持率 (每日1次充放)	7000次容量保持	首年收益差异 (400MWh, 0.3元/kWh 现货价差)	全生命周期收益差异 (400MWh, 0.3元/kWh 现货价差)
行业平均94%	70%	36万元	1800万元
优秀设备98%	60%		

表：设备运行效率—电站“经济性”的核心

关键设备环节	行业平均效率	领先方案效率	400MWh年收益增量 (对比行业)
直流侧效率	94%	95%	+60万元
PCS转换效率	97.20%	98.50%	+78万元
热管理系统能耗	3.00%	1.80%	+72万元
690V~110kV升压系统效率	97.00%	98.00%	+60万元
送出线路线损	1%	1%	0
系统综合效率	85.00%	89.00%	+240万元

- ◆ **独储快速发展趋势下，“代建代运营”正成为创新型商业模式。**该模式不仅关注电芯性能，更强调系统集成商与运营商综合能力，通过软硬件结合提升储能电站全生命周期收益率。以特斯拉为例，其自研 PCS、BMS 和 EMS 并实现互通，依托强大的算法与软件能力，推出 Powerhub 与 Autonomous Control 等产品，为客户提供能源管理、预测优化与实时交易支持，帮助储能电站更好参与市场化运营。
- ◆ **提供更优软件的系统集成商帮助储能电站提高收益率，具备较强竞争力。**海博思创具备系统集成能力，实现更高转化效率、更低电池衰减率和更多循环次数，具备BMS软件算法和全生命周期管理能力，可控制开发及运维成本，提升综合回报。

图：特斯拉Megapack优势



表：单独卖设备和设备+运营对应的盈利测算对比

模式	设备价格 (元/wh)	设备利润 (元/wh)	合计利润 (元/wh)
单独设备	0.5	0.02	0.02

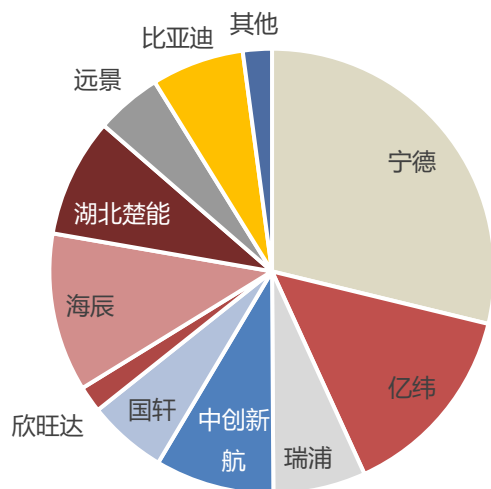
	设备价格 (元/wh)	设备利润 (元/wh)	运维收入 (元/wh)	运维利润 (元/wh)	合计利润 (元/wh)
设备+运营	0.5	0.02	0.02	0.01	0.03

硬件和固件： BMS、PCS、EMS自研，直流侧交流侧集成自产

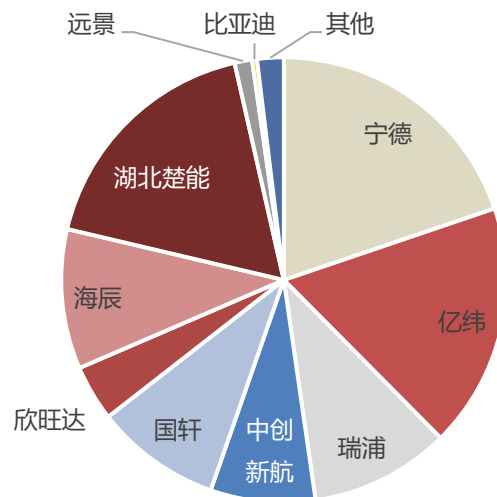
软件： 能源管理检测：Powerhub；
电力市场化交易：Autobidder

- ◆ **国内格局加速向海外靠拢，集中度有望提升。**全球层面，25年宁德时代储能电芯市占率约30%，稳居第一，亿纬、海辰、湖北楚能、中创新航、比亚迪紧随其后，CR3份额超50%，头部相对集中。国内市场相对分散，25年宁德、亿纬、湖北楚能分列前三，合计份额45-50%。在海外，宁德、亿纬、海辰、比亚迪等中国厂商已凭借成本与产能优势占据主导，25年CR3份额接近60%，集中度明显高于国内。未来随着国内独立储能规模化落地、电芯大容量化趋势显现，对成本、能效、安全性要求全面提升，**具备产能、技术和渠道优势的龙头企业市场份额有望持续提升，国内电芯竞争格局将向海外集中化模式收敛。**

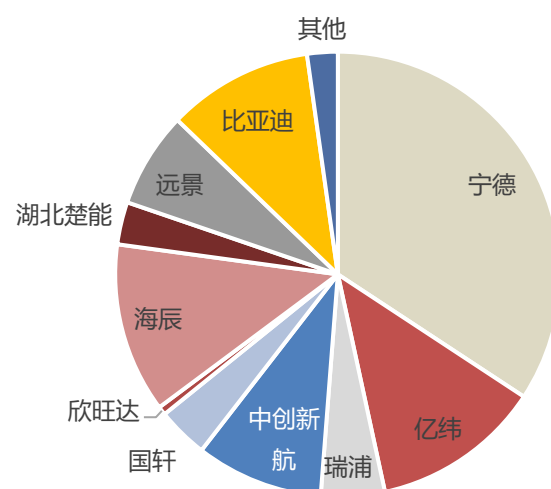
图：25年全球储能电芯格局



图：25年国内储能电芯格局



图：25年海外储能电芯格局



- ◆ **独立储能对储能电芯提出更高要求。**独储项目需覆盖10-15年全生命周期，电芯循环寿命需达1万次以上，保证长期稳定运行，兼顾能量密度和安全性，实现440Wh/L以上的高能量密度，通过叠片工艺、三维散热等技术降低热失控风险。此外，独立储能承担调频、调峰等辅助服务，对电芯提出更高要求，例如需适配高倍率、高频次充放电场景。
- ◆ **龙头储能大电芯稳定性、循环性更优，考虑电芯售价高于同行15-20%情况下，由于一年利用天数高可高达330天以上、首效高、衰减低，在内蒙高强度补贴下，irr高于小厂商电芯8-10pct，我们预计份额将进一步提升。**

表：独立储能对电芯性能要求提升

维度	储能电池（独立储能 BESS 应用）
电芯尺寸	逐渐采用 大电芯（300Ah+） ，降低系统集成成本
能量密度	相对较低（<200 Wh/kg），优先考虑安全性与寿命
循环寿命	6000-10000 次甚至更高，需覆盖电站长期运行
安全性 / 稳定性	高稳定性要求，需适应长周期、环境波动，热管理更严格
一致性要求	独立储能对电芯一致性要求更高，否则会缩短系统寿命
成本敏感度	强调 全生命周期度电成本（LCOE） ，看重寿命和可靠性
化学体系选择	LFP 占主流，兼顾安全与长寿命，部分尝试钠电

表：龙头电芯对应储能irr更高

	小厂商	龙头
固定成本合计(万/gwh)	73,464	80,284
运营规模(MW)	250	250
储能时长 (h)	4	4
循环寿命	6000	8000
一天充放电次数	1	1
运营年限 (年)	20.55	20.55
首年衰减率	2.00%	1.80%
年衰减率	1.50%	1.20%
放电深度	90.00%	92.00%
逆变器折旧年限	10	10
年通胀率	3.00%	3.00%
年运营费用 (万元)	1101.96	1043.69
容量出租比例	0%	0%
租金 (元/kw*年)	330	330
容量电价补偿 (元/kwh)	0.35	0.35
调峰补偿 (元/Mwh)	0	0
调峰数量 (Mwh/年)	0	0
购电电价 (元/kwh)	0.2	0.2
售电电价 (元/kwh)	0.4	0.4
峰谷价差 (元/kwh)	0.2	0.2
充放电额外税费 (元/kwh)	0.02	0.02
年运行天数	270	330
每天放电容量比重	100%	100%
项目内部收益率	10%	18%

储能电池全球需求：26年预计35%+增长

- ◆ 我们预计25年全球储能电池需求500-550gwh，同比增50-80%，26年预计全球储能需求上修至35%+增长。
- ◆ 分区域看，国内上修，欧洲和新兴市场持续高增，美国25年抢装明显。我们预计国内25年40%+增长，26年维持30%+增长。欧洲和新兴市场大储25年翻番以上增长，26年维持50-100%增长；美国25年抢装明显，26-27年obbb法案生效，我们预计增速放缓。

表：全球储能电池需求测算

全球市场	2023E	2024E	2025E	2026E	2027	2028	2029	2030
全球储能装机需求 (Gwh)	126.8	210.3	310.1	426.4	529.7	649.5	783.4	939.9
-储能装机增速	106%	66%	47%	38%	24%	23%	21%	20%
-放大比例	161%	155%	168%	166%	163%	160%	160%	160%
全球储能出货量 (Gwh)	204	325	521	710	862	1,041	1,250	1,500
-储能出货增速	61%	59%	60%	36%	21%	21%	20%	20%
其中储能出货量：分区域								
美国 (Gwh)	59	79	116	129	141	167	200	244
-增速	31%	34%	48%	11%	9%	19%	19%	22%
-占比	29%	24%	22%	18%	16%	16%	16%	16%
中国 (Gwh)	77	139	197	255	303	351	400	449
-增速	99%	79%	42%	30%	19%	16%	14%	12%
-占比	38%	43%	38%	36%	35%	34%	32%	30%
欧洲 (Gwh)	31	46	79	118	154	183	215	261
-增速	33%	48%	70%	48%	31%	19%	18%	21%
-占比	15%	14%	15%	17%	18%	18%	17%	17%
其他地区 (Gwh)	36	61	128	208	265	340	434	546
-增速	91%	68%	110%	62%	27%	28%	28%	26%
-占比	18%	19%	25%	29%	31%	33%	35%	36%

- ◆ 全球储能供需格局看，需求端保持高增速，供给端产能虽快速扩张，但利用率维持高位，整体供给相对紧缺，我们预计持续至26H2。我们预计25年全球储能装机需求310.1GWh，同比增长47%；对应出货量约521GWh，同比增长60%。同期全球储能产能约607GWh，产能利用率高达86%，26年新增产能释放，全球储能产能利用率预计为82%，头部公司为85%-90%。

图：全球储能主流厂商的产能利用率及总体产能利用率

	产能		产能利用率	
	2025E	2026E	2025E	2026E
宁德时代	160	230	91%	85%
亿纬锂能	80	130	100%	88%
欣旺达	10	15	100%	67%
中创新航	50	70	96%	93%
海辰新能源	75	102	93%	98%
瑞浦兰钧	37	45	95%	89%
国轩高科	40	55	79%	76%
湖北楚能	100	150	60%	53%
合计	552	787	87%	85%

全球市场	2023	2024	2025E	2026E
全球储能装机需求 (Gwh)	126.8	210.3	310.1	426.4
-储能装机增速	106%	66%	47%	38%
-放大比例	161%	155%	168%	166%
全球储能出货量 (Gwh)	204	325	521	710
-储能出货增速	61%	59%	60%	36%
全球储能产能	300	420	607	866
全球储能产能利用率	68%	77%	86%	82%

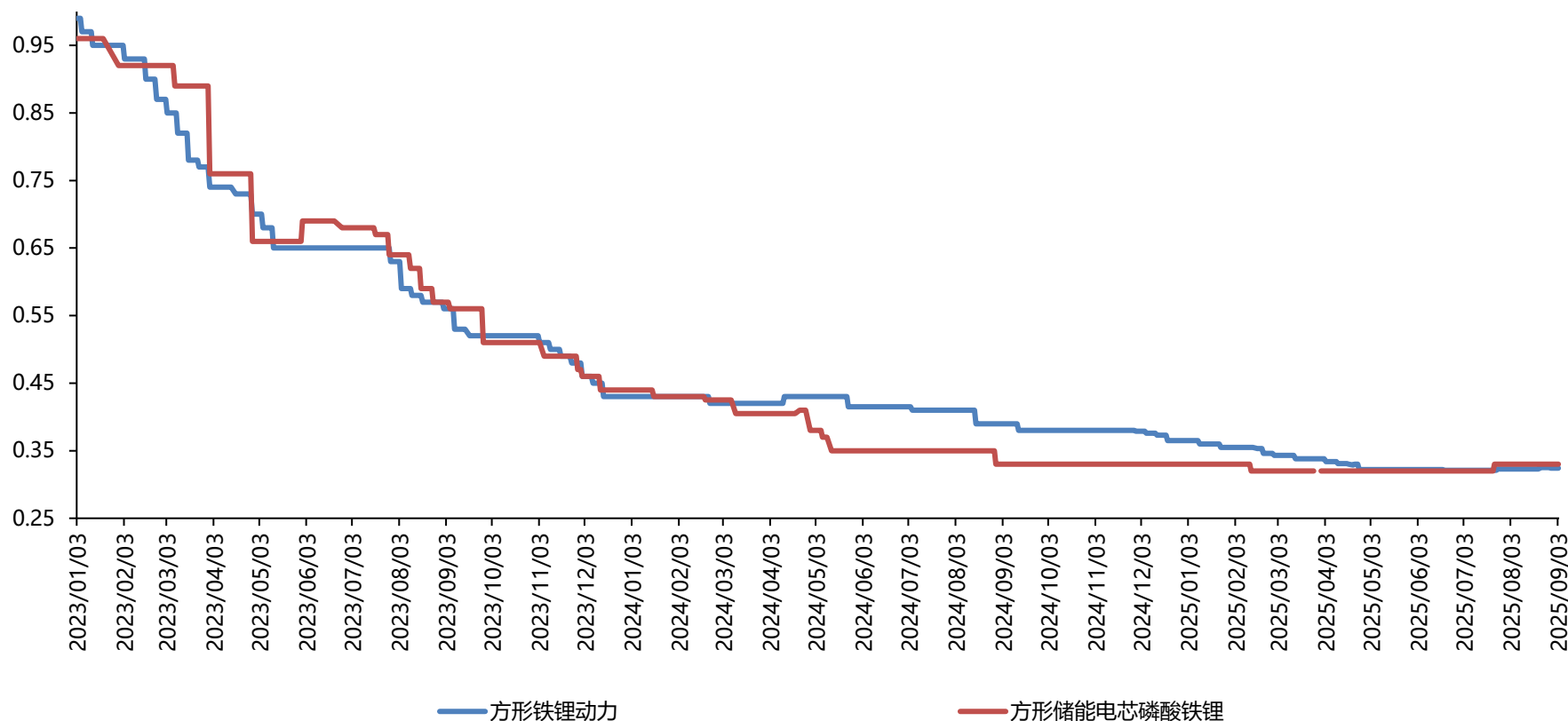
◆ **储能价格见底，二线盈利底部，龙头维持领先优势。**行业电芯均价0.27-0.3元/wh已企稳，其中宁德25H1单价较24年有所降低，但直流侧和海外客户占比高，价格为0.59元/Wh，仍远高于同业。亿纬锂能、中创新航、瑞浦兰钧单价均较24年有所下滑，分别为0.42、0.31、0.3元/Wh，已经见底。盈利端，宁德时代毛利率维持26%、单wh毛利0.13元/wh（扣除质保金计入成本影响，略微下降），二线电池储能毛利率基本为12%，单wh毛利0.03-0.04元，基本盈亏平衡或微利。

表：23-25年H1国内厂商储能盈利情况

		2023	2024	25H1
宁德时代	收入(亿元)	599	573	284
	毛利 (亿元)	143	154	72
	毛利率	24%	27%	26%
	出货(GWh)	69	93	54
	单价(元/Wh)	0.98	0.70	0.59
	单位毛利(元/Wh)	0.21	0.17	0.13
亿纬锂能	收入(亿元)	163	190	103
	毛利 (亿元)	28	28	12
	毛利率	17%	15%	12%
	出货(GWh)	26.29	50.45	28
	单价(元/Wh)	0.70	0.43	0.42
	单位毛利(元/Wh)	0.11	0.06	0.04
中创新航	收入(亿元)	48	82	58
	毛利 (亿元)	7	10	7
	毛利率 (估)	15%	12%	13%
	出货(GWh)	8	25	21
	单价(元/Wh)	0.67	0.37	0.31
	单位毛利(元/Wh)	0.09	0.04	0.04
海辰储能	收入(亿元)	102	129	
	毛利 (亿元)	12	23	
	毛利率	12%	18%	
	出货(GWh)	17.8	33.6	
	单价(元/Wh)	0.65	0.43	
	单位毛利(元/Wh)	0.07	0.07	
瑞浦兰钧	收入(亿元)	70	73	51
	毛利 (亿元)	3	4	6
	毛利率	5%	5%	12%
	出货(GWh)	15	22	18.87
	单价(元/Wh)	0.53	0.37	0.30
	单位毛利(元/Wh)	0.02	0.02	0.03

- ◆ **储能电池价格底部抬升：**25年7月以来，储能电芯磷酸铁锂价格小幅上升，由24年底部0.25元/wh提升至0.27-0.28元/wh，其中1分反应碳酸锂涨价，其余为价格超跌反弹，同时储能质量要求提升，对应价格改善。
- ◆ **储能景气度超预期，我们预计持续性至26H2，25Q4和26Q1预计低价订单仍有上行空间。**

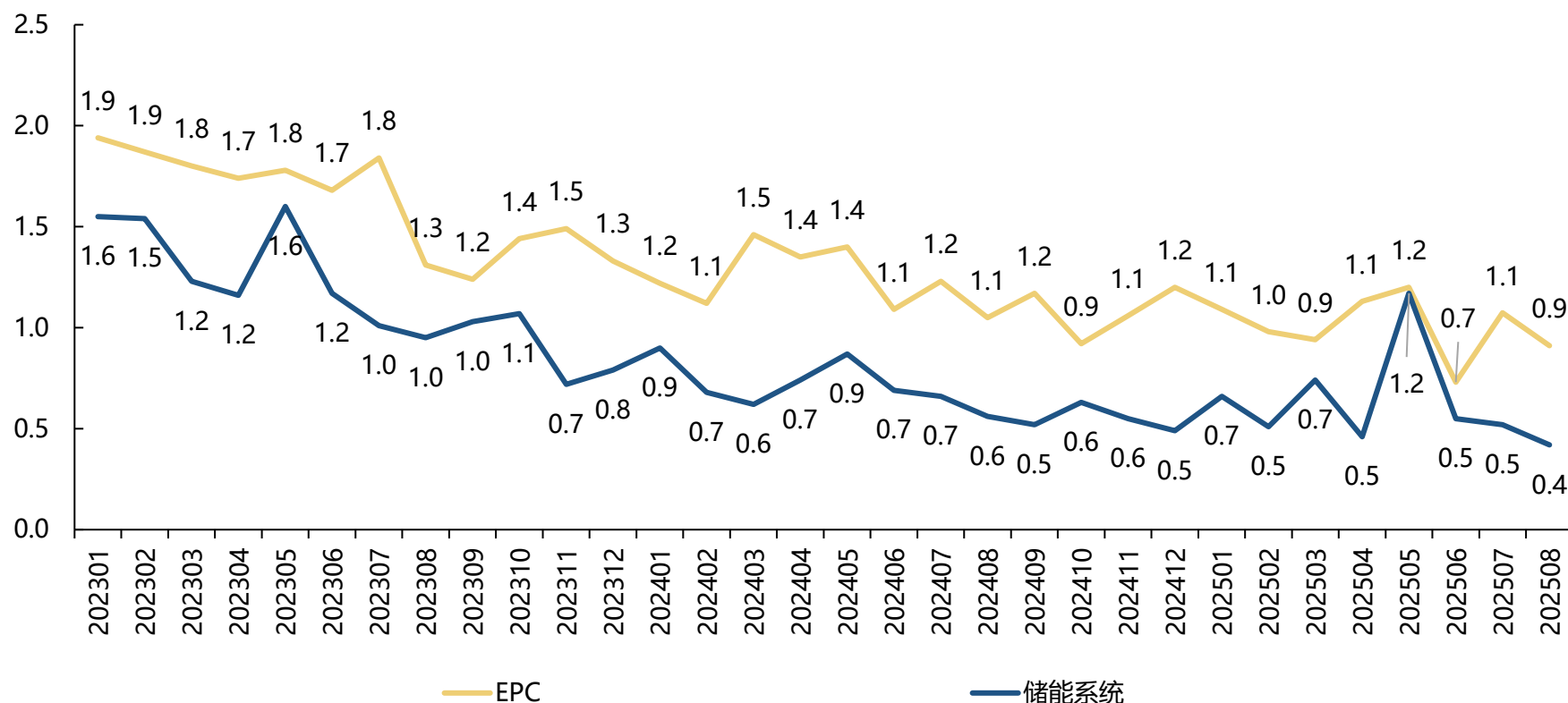
图：储能价格变化（元/wh）



招标价格：EPC与系统价格有望企稳回升

- ◆ **储能EPC与系统价格底部企稳，价格下探空间有限。**23年以来，EPC及储能系统招标价格持续降低，23年1月初，EPC及储能系统招标价格为1.9元/wh、1.6元/wh，25年8月EPC招标价格已降至0.9元/wh，储能系统招标价格为0.4元/wh。
- ◆ 25年8月，2小时储能系统招标价格首次跌破0.5元/Wh至0.491元/Wh，创历史新低；4小时系统均价0.431元/Wh，环比小幅回升。EPC方面，2小时均价1.062元/Wh，4小时均价0.904元/Wh，价格下行接近阶段性底部，存在止跌企稳或小幅回升的可能。

图：EPC及储能系统招标价格（元/Wh）



- ◆ **假设25H2储能价格上涨1分**，我们预计宁德时代、亿纬锂能、中创新航25年储能盈利为135/12/2.93亿元，利润占比为20%/27%/22%，预计阳光电源、海博思创25年储能盈利为143/8.7亿元。
- ◆ **假设26年储能价格不再上行**，我们预计宁德时代、亿纬锂能、中创新航、瑞浦兰钧26年储能盈利为180.5/25.3/8.19/2亿元，利润占比为21%/32%/31%/27%，我们预计阳光电源、海博思创26年储能盈利为159.5/17.4亿元。

表：核心公司储能弹性测算

2025年				储能			合计			
25H2储能价格上行1分	出货量	单位盈利	利润	出货量	单位盈利	利润	出货量	单位盈利	利润	储能利润占比
宁德时代	500	0.09	450.0	150	0.09	135	650	0.09	675.0	20%
亿纬锂能	50	0.03	15.0	80	0.015	12	130	0.02	45.0	27%
欣旺达	28	-0.02	-2.2	12	-0.04	-1.92	40	-0.01	20.8	-
中创新航	70	0.023	10.5	45	0.01	2.93	115	0.01	13.4	22%
瑞浦兰钧	30	0.016	4.8	45	-0.011	-4.95	75	0.00	-0.2	-
2025年				海外			合计			
		国内								
阳光电源	10	0.02	2.0	32	0.3	96	42	0.23	143.0	69%
海博思创	19	0.03	5.7	2	0.15	3	21	0.04	8.7	100%
2026年				储能			合计			
储能价格不再上行	出货量	单位盈利	利润	出货量	单位盈利	利润	出货量	单位盈利	利润	储能利润占比
宁德时代	610	0.09	549.0	190	0.095	180.5	800	0.09	850	21%
亿纬锂能	85	0.032	27.2	115	0.022	25.3	200	0.03	79.5	32%
欣旺达	46	0.01	1.8	12	-0.02	-0.96	58	0.00	28.4	-
中创新航	110	0.025	17.9	70	0.018	8.19	180	0.01	26.1	31%
瑞浦兰钧	55	0.01	5.5	40	0.005	2	95	0.08	7.5	27%
2026年				海外			合计			
		国内								
阳光电源	10	0.02	2.0	45	0.25	112.5	55	0.21	159.5	72%
海博思创	33	0.03	9.9	5	0.15	7.5	38	0.05	17.4	100%

估值对比与投资建议

宁德时代：业绩增长确定性强，竞争实力长期领先

- ◆ **动储需求持续超预期，龙头出货快于行业增速，单位盈利维持稳定。**25年全球储能+欧洲动力超预期，我们预计公司出货650GWh，同增35%+，其中储能140-150gwh，增长50%+，26年行业维持20-25%增长，我们预计公司出货800GWh，同增20%+，其中储能190GWh，同增30%+。盈利方面，电池价格底部已企稳，受益于产品和客户结构，公司盈利预计维持近0.1元/Wh。
- ◆ **海外电动化提速接力国内增长，公司海外产能顺利推进，26年份额进一步提升。**宁德25-30年欧洲新一轮定点份额已获50%+，且本土化产能建设加快，其中德国14gwh、匈牙利100gwh，西班牙50gwh，匈牙利一期预计25年投产，后续在欧份额有望提升至50%+。美国技术授权模式顺利推进，我们预计26年投产突破美国市场。
- ◆ **宁德时代全面布局新材料体系技术，不断推出新产品稳固份额及盈利，技术实力长期领先。**宁德陆续推出神行、麒麟、逍遥、天行等新产品，并发布凝聚态，布局全固态，覆盖各个细分市场打造差异化竞争格局，配套供应链和专利布局都已形成坚实壁垒，产品竞争力持续领先。
- ◆ **投资建议：**预计25-27年归母净利润661/802/966亿元，25-27年同增30%/21%/20%，对应PE为26/22/18x，考虑到公司为全球动力电池龙头，我们给予26年25x PE，对应目标价440元，维持“买入”评级。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策超预期变化

表：宁德时代收入分拆（亿元）

	2022年	2023年	2024年	2025年E	2026年E	2027年E
动力电池系统						
收入 (亿元)	2366	2853	2530	3146	3662	4248
-增长	159%	21%	-11%	24%	16%	16%
销量 (gwh)	242	321	381	509	605	716
-增长	107%	33%	19%	34%	19%	18%
均价 (含税, 元/wh)	1.10	1.00	0.75	0.70	0.68	0.67
单位净利 (元/wh)	0.07	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08
净利润 (亿元)	168	322	352	391	476	558
储能系统						
收入 (亿元)	450	599	573	755	962	1178
-增长	230%	33%	-4%	32%	27%	23%
销量 (GWh)	47	69	93	144	187	234
-增长	181%	47%	35%	55%	30%	25%
均价 (含税, 元/wh)	1.08	0.98	0.70	0.59	0.58	0.57
单位净利 (元/wh)	0.07	0.10	0.10	0.08	0.08	0.08
净利润 (亿元)	31	72	94	116	154	190
锂电材料						
收入 (亿元)	260	336	287	201	241	289
毛利率	21.2%	11.4%	10.5%	25.0%	24.0%	24.0%
电池矿产资源						
收入 (亿元)	45	77	55	71	57	85
毛利率	12.2%	19.9%	8.5%	9.0%	10.0%	25.0%
其他						
收入 (亿元)	165	144	175	192	231	277
毛利率	74.0%	46.5%	51.8%	70.0%	60.0%	60.0%
合计净利润 (亿元)	307	441	507	661	802	999
-同比	93%	44%	15%	30%	21%	25%

- ◆ **经营拐点已至、后续量利双升、利润弹性可期。**公司25年Q2出货27.3GWh，同环比+30%/+21%，6月产能利用率达90%，我们预计25年出货130GWh，同增60%+，26年出货有望达200GWh，同增50%+，27年仍维持高速增长。盈利方面，电池价格已触底，储能持续满产满销，随着小鹏、零跑等爆款车型放量，产能利用率持续提升，此外合资材料工厂即将盈利，我们预计Q3经营大幅改善，26年随着大圆柱+大铁锂新品开启放量，海外市场大规模放量，单wh盈利有望进一步提升，动储业务预计贡献70亿利润，26-27年利润弹性可期。
- ◆ **打造差异化产品、大圆柱+大铁锂订单饱满、26年布局收获期。**新品方面，公司差异化布局大圆柱+大铁锂，规划27年产能达300GWh，大圆柱26年出货预计20GWh+，其中以宝马为主，此外拓展塔塔、奔驰等客户，有望贡献100亿收入，我们预计27年翻倍增长；大铁锂26年出货预计40GWh，解决热复合叠片问题，下游客户订单饱满，海外基地加速布局，我们预计27年翻倍以上增长。固态方面，公司成都量产基地正式揭牌，“龙泉二号”全固态电池成功下线，25年底具备60Ah电池制造能力，能量密度突破400Wh/kg，26年底具备100MWh产能，在机器人、低空飞行器、AI等领域开启应用。
- ◆ **投资建议：**预计25-27年归母净利润47/75/105亿，同增16%/59%/40%，对应PE为33x/21x/15x，给予26年25x估值，对应目标价92元，维持“买入”评级。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策超预期变化

表：亿纬锂能收入分拆（亿元）

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
动力储能电池						
动力储能电池收入合计（亿元）	277	403	382	551	804	1,030
-增速	177%	46%	-5%	44%	46%	28%
出货量（gwh）	30.3	54.4	80.7	130.3	184.9	240
-增速	139%	79%	49%	61%	42%	30%
动力（gwh）	18.5	28.1	30.3	49.6	80	110
储能（gwh）	11.8	26.3	50.5	80.7	104.9	130
均价（元/wh，含税）	1.03	0.84	0.53	0.48	0.49	0.48
单wh利润（元/wh）	0.015	0.032	0.018	0.02	0.024	0.026
利润率（亿元）	445	1726	1465	2660	4359	6295
消费电池						
消费类合计营收（亿元）	85	84	103	111	125	136
收入增速	24%	-2%	23%	7%	13%	9%
毛利率	22.60%	23.70%	27.60%	29.00%	29.00%	29.20%
净利润（亿元）	9.42	10	13	16	18	19
3.电子烟等						
思摩尔净利润（亿元）	25	16	14	16	18	21
电子烟少数股东权益	32%	31%	31%	31%	31%	31%
思摩尔投资收益（亿元）	8	5.14	4.39	4.8	5.52	6.34
合计碳酸锂投资收益（亿元）	3.59	2.08	0.75	0.75	0.75	0.75
中游材料投资收益（亿元）	0.83	-1.14	0.5	1	1	1
合计						
-对比报表利润（亿元）	35.09	40.50	40.76	47.17	75.00	105.02
-增速	21%	15%	1%	16%	59%	40%

- ◆ **全球逆变器龙头，格局稳定奠定业绩基础。**公司是全球光伏逆变器龙头，全球份额达20%+，位列全球第二，与华为合计占据全球50%+份额，格局相对稳定，盈利能力已基本趋稳，逆变器业绩保持10~20%增长。
- ◆ **海外市占率持续提高，高盈利可维持，出货持续高增。**公司作为逆变器出身的系统集成商，对电网理解力更强，电网端认可度高，美国市占率始终稳居第三，储能援助比例要求限制下25年美国储能抢装，但25年底前开工项目不受此约束，同时有新模式出现，潜在美国订单充足，近几年美储有望高增，欧洲公司签单持续高增，25年欧洲份额扩大至20%，欧美价格1+元/Wh，公司毛利率超30%，盈利水平可达到0.3~0.4元/Wh。新兴市场公司亦在持续签单，公司全年出货有望达40-50GWh，同增50%，26年有望持续高增。
- ◆ **AIDC布局全面、打造第三增长曲线** 公司AIDC团队建设与布局处于高起点，已布局相关事业群，电力电子行业技术储备深厚；产品方面，公司首先重点布局覆盖800V HVDC、SST大功率产品，同时PSU柜内电源等中小功率产品也有所布局，重点瞄准海外市场，公司作为全球知名品牌、拥有较强的技术创新能力，与海外客户对接有一定优势，我们预计26年将有产品逐步推出；中期维度看，公司有望成为AIDC电源领域核心供应商之一。
- ◆ **投资建议：**保守预期预计25-27年公司归母净利润140/162/179亿，同增27%/15%/10%，给予公司26年25xPE，对应目标价195元，维持“买入”评级。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策超预期变化

表：阳光电源收入分拆（百万元）

项 目	2022	2023	2024	2025	2026	2027
太阳能光伏逆变器						
销售收入	15,717.24	27,653.07	29,127.00	30,437.72	31,807.41	33,238.75
平均售价（元/W）	0.215	0.221	0.198	0.188	0.179	0.17
销售数量（GW）	73	125	147	162	178	196
毛利率	33.22%	37.93%	30.90%	30.80%	30.80%	30.50%
销售成本	10,495.97	17,164.26	20,126.76	21,062.90	22,010.73	23,100.93
毛利	5,221.27	10,488.81	9,000.24	9,374.82	9,796.68	10,137.82
电站系统集成(不含自制产品)						
销售收入	11,515.00	24,732.65	21,003.00	21,717.10	22,455.48	23,218.97
平均售价（元/W）	3.29	2.84	2.33	2.19	2.06	1.94
销售数量（MW）	3.5	8.71	9	9.9	10.89	11.98
毛利率	11.76%	16.34%	19.40%	17.00%	16.00%	16.00%
销售成本	10,160.84	20,691.33	16,928.42	18,025.19	18,862.61	19,503.93
毛利	1,354.16	4,041.31	4,074.58	3,691.91	3,592.88	3,715.04
储能产品						
销售收入	10,132.00	17,801.50	24,959.00	34,381.02	41,772.94	50,754.12
平均售价（百万元/MWh）	1.49	1.7	1.25	1.19	1.07	0.96
销售数量（MWh）	6.8	10.5	20	29	39.15	52.85
毛利率	23.24%	37.47%	36.69%	33.00%	32.00%	31.00%
销售成本	7,777.32	11,131.28	15,801.54	23,035.29	28,405.60	35,020.35
毛利	2,354.68	6,670.22	9,157.46	11,345.74	13,367.34	15,733.78
销售收入小计	40169.24	72250.67	76051.5	87698.29	97444.9	108926.19
增长率（YOY）	66.42%	79.87%	5.26%	15.31%	11.11%	11.78%
销售成本小计	30322.6	50314.06	53418.26	62790.98	70100.86	78640.86
毛利	9846.64	21936.61	22633.24	24907.31	27344.04	30285.33
平均毛利率	24.51%	30.36%	29.76%	28.40%	28.06%	27.80%

- ◆ **深耕储能系统领域，营收业绩持续高增。**公司是集研发、生产、销售为一体的电化学储能系统解决方案与技术服务提供商。董事长毕业于清华电机系，为电网高级工程师，公司高管团队多为技术出身，专业能力领先、行业资源深厚。
- ◆ **独储接棒增长，国内大储需求上修，持续性超预期。**136号文引发国内储能商业模式变化，独立储能接棒配储成重要增长引擎，中电联数据显示25H1独储占比超60%，内蒙古、甘肃、河北、宁夏、新疆、山东等陆续落地容量电价补偿给予储能保底收益，我们预计未来将有更多省份跟进，叠加峰谷价差+辅助服务等多元收益模式，独储可实现至少6~7%投资回报率，同时随电力市场化改革，现货价差拉大，未来收益率有望进一步提升打开长期成长空间，截至目前，内蒙古/新疆等六省发布独立储能项目合计103GWh，其中内蒙古最多达到49GWh，上修25年国内需求至150GWh，同比+35%，我们预计26年装机近200GWh，同比+30%，同时国内算力发展也将拉动储能需求，我们预计30年装机达350GWh，需求持续性超预期。
- ◆ **136号文引发国内储能商业模式变化，公司享受超额收益。**1) 商业模式创新：不控股项目公司，仅参股1~5%用于运维绑定，联合政府基金、保险、金租机构进行共同投资；项目交付即绑定远程交易+现场服务，储能集成供应+轻资产运维模式。2) 竞争优势：电网背景强，公司已经拥有交易平台和大数据分析，能够提供一站式解决方案，从项目开发、资金支持到技术保障，整个过程高度贴合，给资方和开发商承诺最低收益率。4) 已有项目：内蒙已有10GWh+项目、甘肃5GWh+，今年预计20GWh，发货12~15GWh，项目盈利能力高于强配储，25年运维收入预计破1亿元，远期我们预计20-40亿潜力。
- ◆ **海外突破持续超预期，贡献较大业绩弹性。**我们预计25年公司海外出货保3GW争取5GWh，24年不到0.5GWh，海外主要以欧洲为主（近2GWh），剩余为澳洲、南美、亚太等地区，26年美国市场将有规模化出货，未来有望持续翻倍。
- ◆ **盈利预测与投资建议：**保守预期预计25-27年公司归母净利润9.2/12.7/18.2亿，同增41%/38%/43%，对应PE分别为52.6/38.1/26.6x，维持“买入”评级。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、行业需求不及预期。

表：海博思创利润分拆（百万元）

	确收量			单位利润			合计利润（亿）		
	2024	2025E	2026E	2024	2025E	2026E	2024	2025E	2026E
储能系统（GWh、元/Wh、亿元）	11.45	22.5	35.8	0.054	0.041	0.036	6.20	9.20	12.80
-国内	11	20	32	0.045	0.021	0.021	5.00	4.20	6.72
-海外	0.45	2.5	3.8	0.265	0.200	0.160	1.19	5.00	6.08

- ◆ **投资建议：**国内独立储能兴起，经济性跑通，需求明显上修；欧洲及新兴市场大储需求持续高增，美国 OBBB 法案留有窗口期，因此全球大储高景气度持续。我们预计储能电芯紧缺持续至 26H2，后续价格仍有提升空间，同时商业模式创新，一体化系统集成商优势凸显，且具备软件和运营能力厂商将增厚利润，全面看好大储板块！首推**宁德时代、阳光电源、海博思创、亿纬锂能**；其次为**阿特斯、比亚迪、中创新航、欣旺达、派能科技、上能电气、科华数据**，关注**鹏辉能源、瑞浦兰钧、英维克、伊戈尔**等。

表：重点公司估值表（截至2025年9月24日）

	证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润（亿元）			PE			评级	总股本 (亿股)
					2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E		
电池	300750.SZ	宁德时代	17,460	383	661	802	966	26	22	18	买入	45.62
	002594.SZ	比亚迪	9,304	106	450	589	710	21	16	14	买入	91.17
	300014.SZ	亿纬锂能	1,562	76	47	75	105	33	21	15	买入	20.46
	300207.SZ	欣旺达	612	33	21	25	30	30	24	20	买入	18.47
	688063.SH	派能科技	149	61	3	5	8	54	29	20	买入	2.45
PCS&大 储集成	300274.SZ	阳光电源	3,197	154	140	162	179	23	20	18	买入	20.73
	688411.SH	海博思创	484	269	9	13	18	52	37	27	买入	1.80
	300763.SZ	锦浪科技	341	86	12	14	18	29	24	19	买入	3.98
	605117.SH	德业股份	671	74	36	43	52	19	16	13	买入	9.04
	688390.SH	固德威	137	56	3	5	7	52	27	19	买入	2.43
	688032.SH	禾迈股份	139	112	5	7	9	27	20	15	买入	1.24
	002518.SZ	科士达	229	39	6	8	12	39	28	20	买入	5.82
	688472.SH	阿特斯	447	12	23	32	39	20	14	12	买入	37
	300693.SZ	盛弘股份	118	38	5	7	8	24	17	14	买入	3.13
	603063.SH	禾望电气	154	34	6	7	8	26	22	19	买入	4.55
	300827.SZ	上能电气	173	35	6	7	9	31	24	19	买入	5.02
	002335.SZ	科华数据	378	73	7	10	14	55	36	27	买入	5.15
	688717.SH	艾罗能源	124	77	5	7	8	27	19	16	买入	1.60

风险提示

- ◆ **竞争加剧：**若竞争加剧，或压缩业内公司盈利水平。
- ◆ **政策超预期变化：**政府补贴力度、容量电价机制、辅助服务价格等变化将对储能收益率带来显著影响，进而影响储能装机需求。
- ◆ **原材料供应不足：**IGBT、电芯为光伏逆变器、储能PCS重要原材料，若供应不足，将影响公司生产经营。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

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，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，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。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园