

大储全球开花，户储工商储方兴未艾

——储能2026年中策略

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

联系电话：021-60199793
2026年7月22日

■ PART 1 大储：国内外共振，高质量发展

- 一、国内：市场化元年，驱动储能高质量发展
- 二、美国：政策门槛抬升，数据中心储能成为竞争核心
- 三、欧洲：东西欧需求爆发，多市场开花
- 四、新兴市场：大项目批量落地，未来增长延续
- 五、产业链：自上而下价格传导，龙头恒强

■ PART 2 用户侧储能：户储爆发式增长，工商储增速亮眼

- 一、逆变器出口稳健增长，全球区域有所分化
- 二、模式多元、刚需涌现，全球工商储需求加速释放
- 三、产业链：户储出货高增，工商储贡献较大弹性

■ PART 3 投资建议

■ PART 4 风险提示

- ◆ **国内：容量电价+市场化收益驱动，大储进入高质量发展期。** 2026年为独立储能容量电价机制落地元年，国家补偿标准165-370元/kW·年，储能收益模式由现货交易+辅助服务+容量补偿构成，西北、华北等资源富集且现货成熟省份IRR可达6-10%。26年1-6月国内大储EPC累计招标/中标容量304.8/263.89GWh，同比+193%/+298%。国内1-6月新增并网储能60.26GWh(+17%，同比数据，下同)。我们预计2026年国内锂电储能装机253GWh(+44%)。构网型储能、大电芯、算电协同为未来趋势及方向，支撑需求增长及格局优化，我们预计2027年锂电储能装机354GWh(+40%)。
- ◆ **海外：美国AI储能崛起，欧洲政策与项目共振，新兴市场大项目批量涌现。** 美国“大而美法案”带动抢装，2026年1-5月大储装机5.14GW(+94%)，AI配储成新增长极，2027年或为AI储能元年，我们预计2026/2027年美国大储装机55/70GWh，其中AI低压直流储能需求2/7 GWh。欧洲风光发电占比首超化石能源，负电价倒逼建设，英国MACSE/容量市场、意大利MACSE二轮16GWh、保加利亚RESTORE、西班牙容量市场获批，中企欧单加速放量；我们预计2026年欧洲大储装机45.3GWh，同比+124%，2027年将继续保持翻倍增长。新兴市场光储平价、受美伊战争影响较大，项目获批加速，中东、澳洲、东南亚等大项目近两年批量落地，我们预计2026/2027年新兴市场大储装机97/179GWh，同比+161%/+84%。
- ◆ **大储产业链：龙头集中度提升，市场盈利分层。** 我们预计2026年全球储能装机需求588.2GWh(+62%)，出货1111GWh，27年867.3GWh(+47%)，到2028年全球装机将超1TWh，2026-2030年复合增速约30%。2026Q1全球储能系统出货中国企业占82%，阳光电源、比亚迪居前二。全球价格及盈利分层明显，美澳>西欧>东欧~拉美>中东>中国。当前储能电芯受全球需求爆发影响供不应求、订单排至2027年；集成商接单与交付存在6-12个月时间差，碳酸锂和电池材料成本上涨导致短期盈利压力；目前新签项目已经部分传导，集成环节盈利有望在2026H2迎来修复。碳酸锂高位回落，观望项目启动，有利于需求上量；大电芯26年H2放量有助于系统成本降低、进一步加速项目落地；AI储能成新增量，27年储能高增确定性强，龙头优势继续强化。
- ◆ **用户侧储能：户储澳洲/欧洲/东南亚爆发、工商储元年已至、业绩拐点明确。** 1) **户储：** 澳洲户储补贴叠加中午免费用电三小时驱动，我们预计26/27年户储装机将达15/12GWh(+200%/-20%)；欧洲英国温暖家园计划预计Q4落地+27年荷兰切换净计费模式+乌克兰战后重建，潜在增量空间达70GWh+；东南亚战争影响导致缺电/涨电价，户储需求悄然爆发，我们预计26年全球户储装机47GWh(+83%)，考虑补贴及电价政策的持续效应，预计2027年户储依然维持30%以上的高增长。2) **工商储：** 海外工商储商业模式丰富，动态电价推行下欧洲工商储0补贴但回收期已缩短至3-5年，经济性凸显，东南亚、非洲等缺电市场工商光储替代柴发，国内零碳园区+台区储能等场景开始涌现，全球工商储进入爆发元年，我们预计26/27年装机达43/73GWh(+112%/+69%)。3) **产业链：** 户储以渠道、产品为竞争核心，消费属性强，格局相对分散，但各家毛利率维持35-50%，产品创新、市场拓展、电池配套成为增长动力。工商储受项目非标化、市场教育较慢等影响，爆发期滞后户储2-3年，但工商储单台价值量为户储数十倍，且电池基本100%自配，为小储公司提供强有力的增长支撑，26H1德业、锦浪等公司工商储占比已达35-40%，27年我们预计超过50%，工商储已成未来竞争要素。
- ◆ **投资建议：大储主力市场中美开启新一轮增长周期，欧洲、新兴市场多点开花，全球大储未来2-3年连续高增可期、产业链高景气度持续！** 继续强推大储：阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、海博思创、比亚迪、阿特斯、中创新航、上能电气、科华数据等；并看好户储/工商储：德业股份、思格新能、锦浪科技、固德威、盛弘股份、科士达、艾罗能源、派能科技、禾迈股份、昱能科技等。
- ◆ **风险提示：** 竞争加剧、政策超预期变化、可再生能源装机不及预期、海外政策风险等

PART 1 大储：国内外共振，高质量发展

一、国内：市场化元年，驱动储能高质量发展

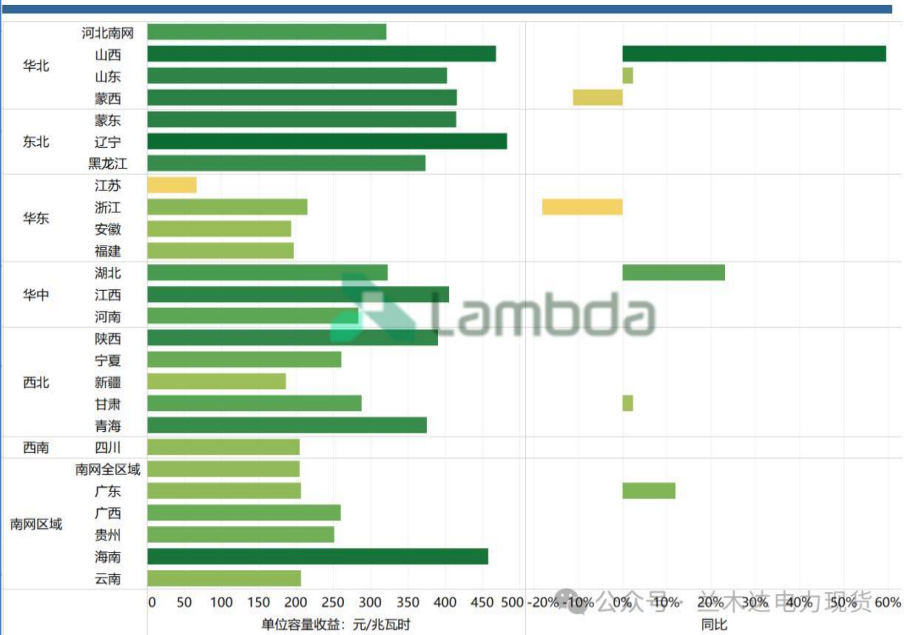
1 国内：114号文确立容量补偿框架，储能收益模式重塑

◆ 114号文确立储能容量电价和容量补偿机制，赋予独立储能系统电源地位，使储能成为收益稳定的灵活资产。2026年114号文正式出台，首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制（165-370元/kW·年），标志着储能增长逻辑从“强制配储”切换为“市场化收益驱动”。容量电价相当于每年稳定的“基础底薪”，通常可覆盖项目全投资成本的20%-30%，为项目提供了保底现金流。新政后储能的收益率高度依赖电价波动、系统调用频次和容量补偿政策的组合强度，使得在不同区域的IRR可以出现显著分化，现货成熟度、容量电价水平、系统运行费用、辅助服务准入规则四个维度参考价值提升。

图表：中国大储市场化转型的关键政策

时间	政策/机制	关键内容	对大储商业模式的影响
2025年初	强制配储政策退出	新能源项目不再将配置储能作为并网前置条件	储能由“成本项”转向“价值项”
2025年4月	394号文	2025年底前基本实现省级电力现货市场全覆盖	峰谷价差与实时价格波动为独立储能提供套利基础
2025年9月	1144号文	明确“电能量+辅助服务+容量补偿”三重收益	市场化收益框架初步成型
2026年1月	114号文	首次在国家层面建立电网侧独立新型储能容量电价机制；“煤电基准+因子折算”定价；远期建立可靠容量补偿机制	储能获得“保底工资”，项目回报稳定性提升；长时储能获差异化政策支持
2026年	全国统一电力市场体系	中长期、现货、辅助服务、容量市场逐步衔接	储能收益从拼凑式走向系统性

图表：2025年各价区储能单位容量收益



2 国内：区域性容量电价决定保底收益

◆ 容量电价落地后，区域收益分化开始拉大。截至2026年5月，全国已有13个省份明确独立储能容量电价或补偿政策，补偿模式大致分为三类：**第一类是煤电基准型**，以煤电容量电价为参考，典型如甘肃、湖北、宁夏、陕西、青海；**第二类是电量激励型**，按向公用电网放电量进行补贴，典型如内蒙古、新疆；**第三类是市场化复合型**，容量补偿与可用容量、现货市场或用户侧征收机制挂钩，典型是山东。甘肃/吉林/辽宁（征求意见稿）是高补偿档，宁夏/湖北/青海/陕西/浙江居中，河北/广东偏保守，而内蒙古、新疆虽然不是按kW补偿，但其按放电量补贴的强度在高利用率场景下可能更具吸引力。

图表：2026年各价区储能单位容量补偿标准

省份	补偿模式	2026年标准	机制特点
甘肃	煤电基准型	330元/kW·年	全国高位，执行期2年，可靠容量按时长折算
云南	煤电基准型	330元/kW·年	与甘肃并列高位
天津	煤电基准型	231元/kW·年	中间水平
四川	煤电基准型	231元/kW·年	中间水平
宁夏	煤电基准型	165元/kW·年	2025年100元，2026年上调至165元
湖北	煤电基准型	165元/kW·年	自2026年2月起执行，低利用率有回收考核
青海	煤电基准型	185元/kW·年	参与配储的不纳入补偿
陕西	煤电基准型	165元/kW·年	纳入煤电基准口径
河北	按容量补贴	100元/kW·年	2025年延长有效期至2026年底
广东	容量补偿	100元/kW·年	试行电费补偿机制
浙江	容量补偿	170元/kW·年	2024/2025/2026分别200/180/170元[kW·年]
内蒙古	电量激励型	0.28元/kWh	2025年0.35元/kWh，2026年退坡至0.28元/kWh
新疆	电量激励型	0.128元/kWh（2025口径）	按放电量逐年递减20%
辽宁	可靠容量补偿	370元/kW·年（征求意见稿）	若落地将为全国最高之一
安徽	容量补偿	最高110元/kW·年	低于西北高补偿省份

图表：主要省份独立储能容量补偿收益

省份	储能容量补偿（元/kW·年）	项目年容量收益（项目功率100MW，4h项目）	折算基准时长	折算比例（4h项目）
辽宁	370（征求意见稿）	3,700万元	未明确	暂按100%
吉林	330（基准，按8h折算）	1,650万元	8小时	50%
甘肃	330	2,210万元	6小时	67%
湖北	165（按10h折算）	660万元	10小时	40%
宁夏	165	1,650万元	未明确	暂按100%
陕西	165（按6h折算）	1,100万元	6小时	67%
青海	185（按8h折算）	925万元	8小时	50%
新疆	0.128元/kWh（按放电量） 2025年口径	按实际放电量计算	—	—
内蒙古	0.28元/kWh（按放电量）	按实际放电量计算	—	—
浙江	170（2026年）	1,700万元	未明确	暂按100%
河北	100	1,000万元	未明确	暂按100%
广东	100（含税）	1,000万元	未明确	暂按100%
一般II类省（煤电165，2h储能）	≈82.5（2h折算0.5）	825万（2h）	4小时	50%

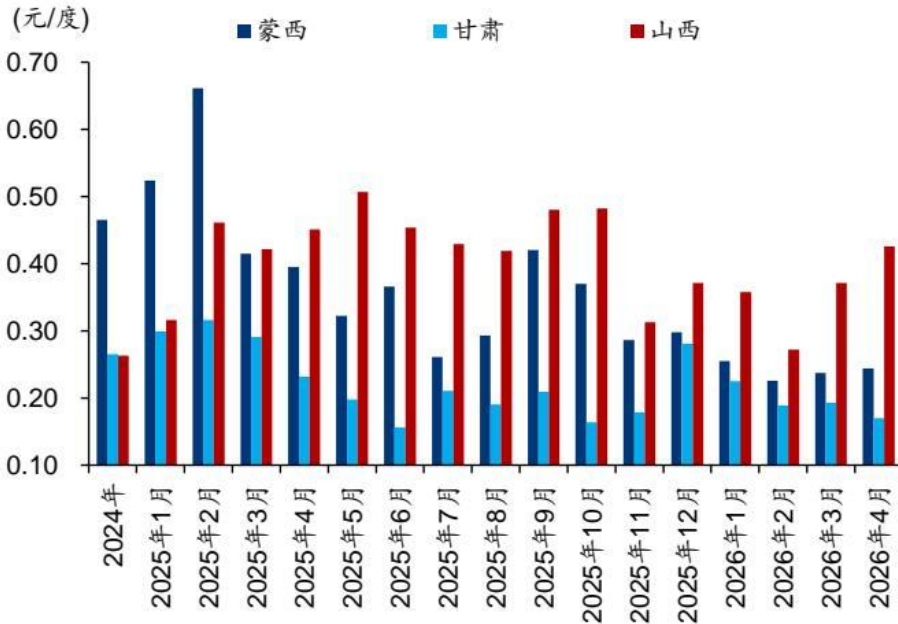
3 国内：现货价差决定收益弹性

◆ 根据2026年1月数据，平均价差超过0.35元/kWh的地区为山西、陕西、青海、新疆、海南。按2026年一季度口径，黑龙江、蒙东、吉林、海南的平均价差甚至超过400元/MWh，另有14个省份价差分布在250-400元/MWh区间。部分省份因储能加速装机，致使现货价差明显下降，如蒙西降至0.22-0.25元/度、甘肃降至0.17-0.23元/度、山西降至0.27-0.42元/度。

图表：主要省份现货价差水平对比

省份	现货价差水平	口径与特征	经济性判断
山西	0.3-0.8元/kWh	全国第一梯队，峰谷波动大	高弹性
山东	0.2-0.6元/kWh	市场成熟，策略空间大	高弹性
甘肃	0.25-0.7元/kWh	新能源波动强，昼夜价差明显	中高弹性
广东	0.2-0.5元/kWh	高负荷、高绝对电价，但价差结构复杂	中高弹性
蒙西	0.15-0.45元/kWh	价差不如山西极致，但配合补贴强	中高弹性
新疆	0.15-0.35元/kWh	西北场景中较强，短期表现突出	中等偏上
河北	0.2-0.4元/kWh	试运行阶段，持续性待观察	中等偏上
辽宁	约0.2-0.5元/kWh	冬季峰值显著	中等偏上
海南	较高，超过0.35元/kWh	小电网特征明显	中高弹性
江西	较高，超过0.35元/kWh	短期测算较优	中高弹性
江苏	偏低	工商业优势大于独立大储	偏弱
浙江	中等	更依赖辅助服务补充	中等

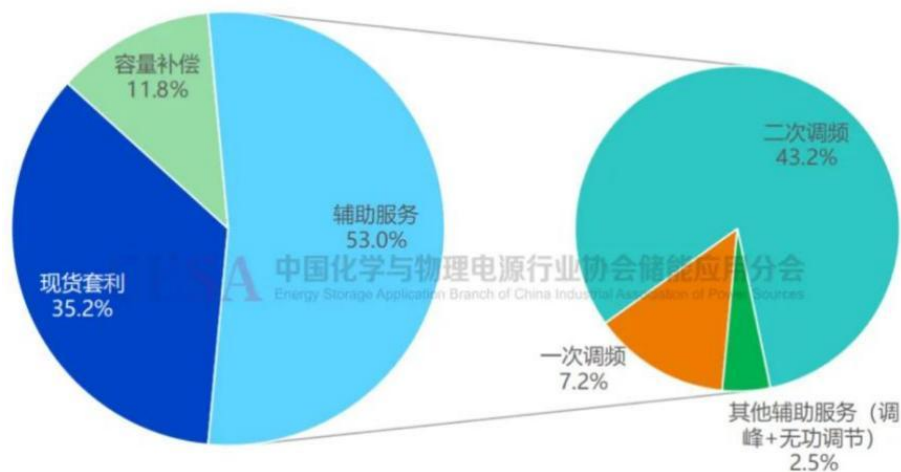
图表：典型省份现货价差收窄



4 国内：调频为新高收益方向

- ◆ **山西首个开放一次调频市场化省份，价差+调频复合收益结构形成高收益。**2026年山西储能电站收益中，辅助服务占比53.0%，现货套利占比35.2%，容量补偿占比11.8%；而辅助服务内部，二次调频占比43.2%，一次调频占比7.2%，其他辅助服务占比2.5%。因此**调频收益有望抬升项目IRR**，是把项目IRR从刚过线抬升至优质区间的关键第二曲线。

图表：2026年山西储能电站收益中辅助服务占比过半



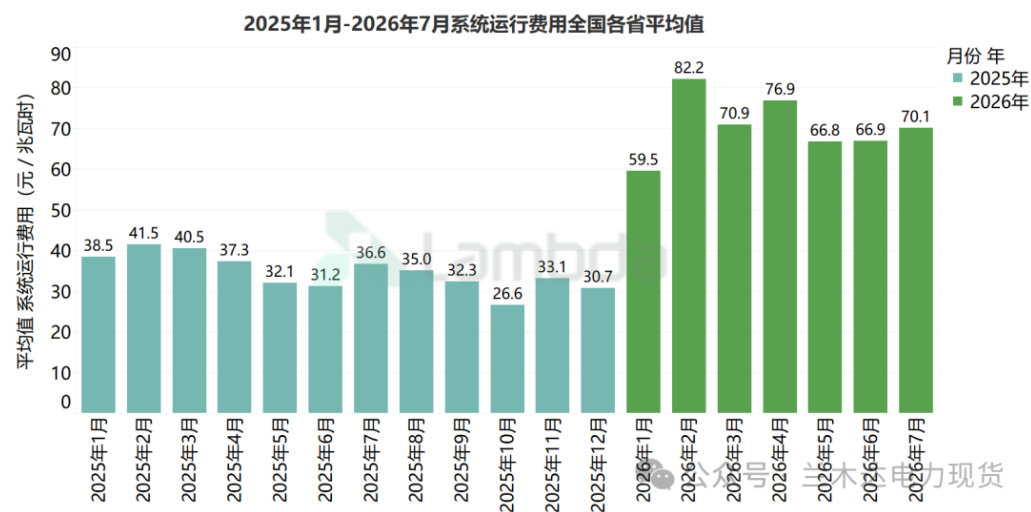
图表：主要省份调频收益机制对比

省份	调频收益机制	代表水平	投资含义
山西	一次调频+二次调频双开放	一次调频报价5-10元/MW；二次调频鼓励参与	全国最成熟、收益弹性最大
广东	市场化定价	全国最成熟的调频市场	对冲系统运行费压力的关键来源
蒙西	AGC/里程补偿	0.41元/kWh	高补贴基础上的收益增强项
河北	调频补偿	0.028元/kWh	收益绝对值中等
山东	调频试运行	0.015-0.0225元/kWh	未来弹性大于当前兑现
福建	一次调频	600元/MWh	区域特色明显
浙江	二次调频	上限15元/MW	可能成为下一个调频高弹性省份
吉林	调频报价上限	15元/MW，但与现货二选一	规则约束收益兑现
四川	调频市场初期	上限5元/MW	贡献有限

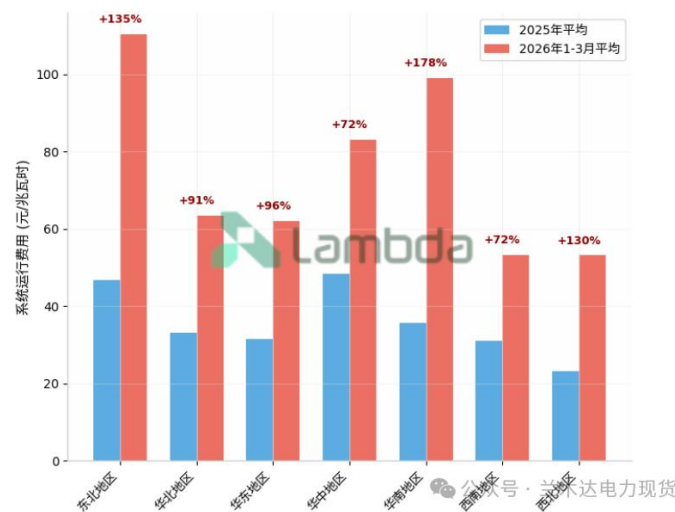
5 国内：系统运行费用小幅吞噬容量收益，西北主战场压力较小

- ◆ **进入2026年后，系统运行费用出现大幅跳涨。**2025年1-12月全国系统运行费用整体平稳低位波动，全年数值维持在26.6~41.5元/兆瓦时区间，波动幅度较小。2026年1月环比2025年12月近乎翻倍至59.5元/兆瓦时，2月冲高后，3-4月小幅回落但仍维持70元/兆瓦时以上高位，5-7月逐月小幅上升，7月增速稍有加快。整体来看，2026年系统运行费用较2025年整体水平显著抬升，各月均远高于上年同期，费用中枢出现明显上移。
- ◆ 2026年4月，系统运行费辽宁15.0分/kWh、海南13.7分/kWh、黑龙江13.3分/kWh、广西11.9分/kWh、河南11.5分/kWh、山西11.0分/kWh，属于高位区；甘肃6.3分/kWh、新疆6.5分/kWh、宁夏4.6分/kWh、青海4.6分/kWh、蒙西4.1分/kWh、河北5.0分/kWh，则明显低于东中部和东北。西北主战场的容量收益更容易保留下来，而山西、广东、辽宁等虽然现货和辅助服务收益强，但也会受到更高系统运行费侵蚀。

图表：全国各省系统运行费平均值（截至2026年7月）



图表：全国26年一季度与25年平均系统运行费用对比



6 国内：算电协同-新市场新空间

- ◆ 一个 1GW 级大数据中心，可能撬动 GW 级风光+GWh 级储能。离网或直供型 AIDC 项目常用配置是 60%风电+40%光伏+4 小时储能。在 IT 负载 1000MW、PUE 1.25、绿电直连占比 80% 的假设下，对需要的配套新能源与储能规模可达：风电 4093MW、光伏 2729MW、储能功率 1364MW、储能容量 5458MWh。
- ◆ 算电协同正将中国大储带向高可靠、高功率、长时化的新阶段。2026年《政府工作报告》首次将算电协同纳入新基建工程，国家数据局要求枢纽节点新建算力设施绿电应用占比≥80%。典型项目层面，宁夏中卫、甘肃庆阳、新疆克拉玛依等项目已密集落地，储能成为算电协同的刚性配置。算电协同有望持续撬动大储需求，抬升场景价值量、改善时长结构。

图表：AIDC+算电协同率先兑现增量的区域

区域	资源与政策特征	典型项目/信号	对大储的意义
内蒙古	风电资源优、绿电直连政策先行、靠近京津冀算力需求	7个总投资超300亿元项目	最有可能率先形成批量大储需求
宁夏	中卫枢纽、绿电直供示范成熟	200万千瓦算电协同项目，每年供绿电22.9亿度	证明大基地+储能+算力直供路径可复制
甘肃	庆阳节点、西北新能源富集	千兆瓦级绿电聚合项目落地	储能与长时化需求潜力大
新疆	绿电成本低、枢纽外溢潜力强	克拉玛依等项目推进	可能成为下一批高弹性区域
贵州/韶关/张家口	地理或时延优势明显	传统节点向算电协同升级	更多偏园区与电网侧储能需求

图表：各省算电协同典型项目

区域	项目名称	新能源装机	储能配置	项目状态
内蒙古	乌兰察布中金数据零碳算力基地	20万kW风电+10万kW光伏	4.5万kW储能	2025年7月投产，全国首个数据中心绿电直连源网荷储一体化项目
内蒙古	和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目	一期36万kW风光储	6.48万kW/25.92万kWh（18%/4h）	一期2024年并网，二期20万、三期30万千瓦计划2026年底建成
宁夏	中卫云基地数据中心绿电供应项目（一期）	50万kW光伏+150万kW风电	配套储能系统	计划2026年9月全容量并网，届时年可满足中卫云基地数据中心22.9亿kWh用电需求。
甘肃	庆阳“东数西算”绿电聚合试点项目	总装机200万kW（一期100万）	配套储能系统+4座330kV升压站	一期2026年1月首批并网，整体建成后年直供绿电约40亿kWh
新疆	克拉玛依光伏算电协同一体化项目	300MW光伏	30MW/60MWh	2025年12月并网，配套500P Flops智算中心

7 国内：构网型储能渗透率持续提升

- ◆ **构网型储能渗透率攀升，政策与项目同步加码。**25年国内投运构网型储能项目66个，规模7.3GW/25.2GWh，容量同比增近3倍，渗透率12.8%；26Q1升至近20%，GGII预测全年大储渗透率35%。政策端，国家能源局要求渗透率突破30%，辽宁调峰电站强制构网型，云南共享储能原则要求，两项新国标预计26H2实施。
- ◆ **多个百MWh级构网型项目加速落地。**河北康保400MW/1600MWh项目完成储能系统采购公示，宁德时代、阳光电源、远景能源入围；贵州绥阳300MW/600MWh项目6月5日开工，预计12月31日前并网；国家能源集团已投运6座构网型电站，覆盖电网侧独立储能、沙戈荒基地、区域共享储能等场景。

图表一：2025-2026年构网型储能渗透率变化

时间节点	渗透率
2025年全年	12.8%
2026年Q1	19.2%（容量占比）
2026年E（大储）	35%
2026年E（工商储）	10%

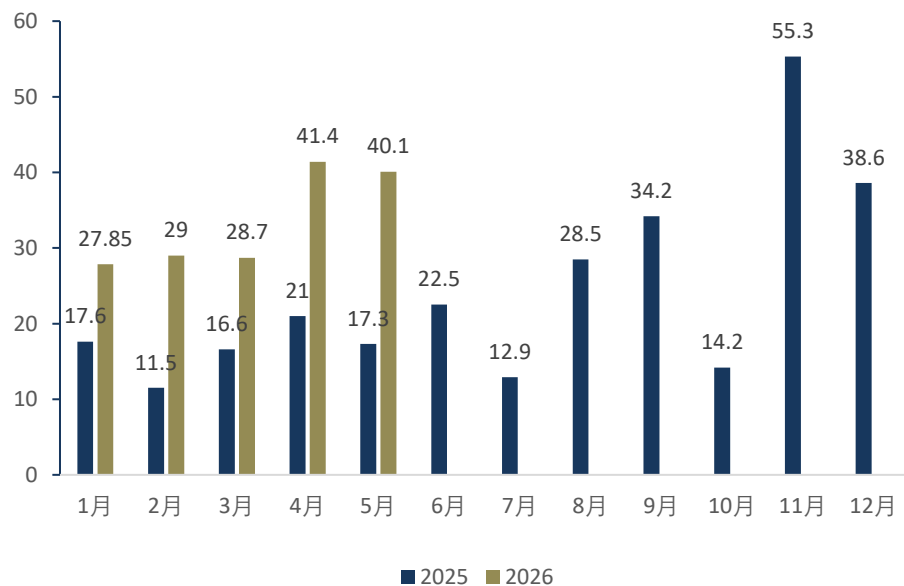
图表二：构网型储能重点项目清单

项目名称	规模	进展	预计投运时间
河北康保构网型独立储能电站	400MW/1600MWh	2026年6月8日完成储能系统设备采购中标候选人公示，宁德时代、阳光电源、远景能源入围	设备2026年8月30日开始供货，10月10日完成供货
贵州绥阳启源构网型独立储能电站	300MW/600MWh	2026年6月5日正式开工	2026年12月31日前全部并网发电
国家能源集团6座构网型储能电站	覆盖电网侧独立储能、沙戈荒大基地、区域共享储能	已建成投运	已投运
新疆双杰乌什构网型独立储能项目	250MW/1000MWh	已开工，分两期建设	一期200MW/800MWh计划2026年6月底建成并网

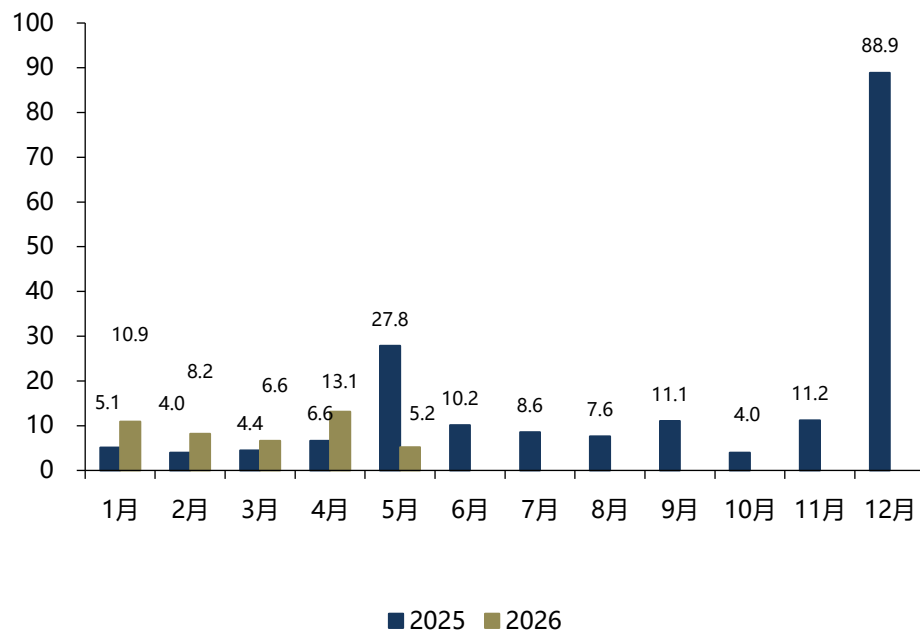
8 国内：26年H1招标亮眼，支撑全年高增长

- ◆ **招标和中标累计100%+增长**：26年1-6月国内大储EPC累计招标/中标容量为304.8/263.89GWh，同比+193%/+298%。国内1-6月新增并网储能60.26GWh，同比+17%。
- ◆ **备案量规模激增**：CNESA显示，2026年一季度全国新增新型储能备案项目2919个，规模约677GWh，同比增速199%。全国大储备案仍处高景气，2026年没有出现“强配取消后的塌缩”。Q1备案515.82-677GWh，4月仍有186.29GWh，行业真实市场化需求正在接棒政策性需求。

图表：2025~2026年国内新型储能EPC单月招标量（GWh）



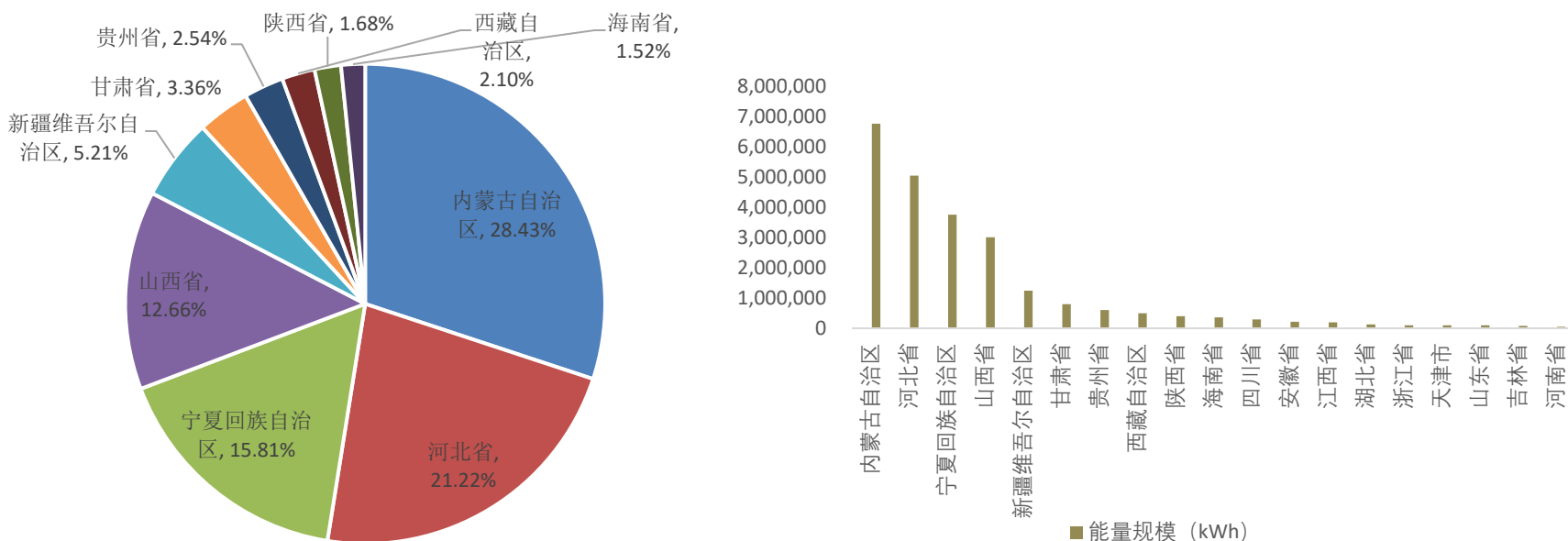
图表：2025-2026年国内新型储能单月装机量（GWh）



9 国内：内蒙古、新疆、宁夏三地需求持续领跑

- ◆ **26Q1装机高增、独立储能主导。** 26Q1新增10.5GW/27.1GWh（+60%/+76%），独立储能占83%（+34pct），西北占55%。
- ◆ **内蒙古、新疆、宁夏三地需求持续领跑。** 26年5月招标47.76GWh，新疆7.34GWh居首，内蒙古、山西、山东、安徽超3GWh。4月招标85.3GWh创月度新高，宁夏15.49GWh、山西10.89GWh、内蒙古11.21GWh分列前三。1-3月新疆、内蒙古、宁夏均超10GWh。西北三省合计贡献全国近半招标容量。

图表：2026年1-5月国内新型储能分省份招标量 (kWh)



10 总结：26年大储装机高增，预计同增44%

- ◆ **大储装机需求将继续向“资源富集+现货价差+容量补偿”省份集中。**中国2026-2027年大储装机需求明确且强劲，增长由清晰的省级目标、跑通的经济模型和多元的应用需求共同驱动。省份结构上，内蒙古、新疆是26年大储装机的增长核心，我们预计合计贡献约80GWh，占全国装机32%。同时，其它已出容量电价补充或具备政策与电网侧场景支撑的省份预计需求将进一步增加。26/27年预计大储装机253/354GWh，同比增长44%/40%。
- ◆ 锂电其他装机方面，2026年预计装机14GWh，同比增长12%。合计国内锂电储能装机2026/2027年预计达267/369GWh，同比增长42%/38%。

图表：国内大储及锂电储能装机预测

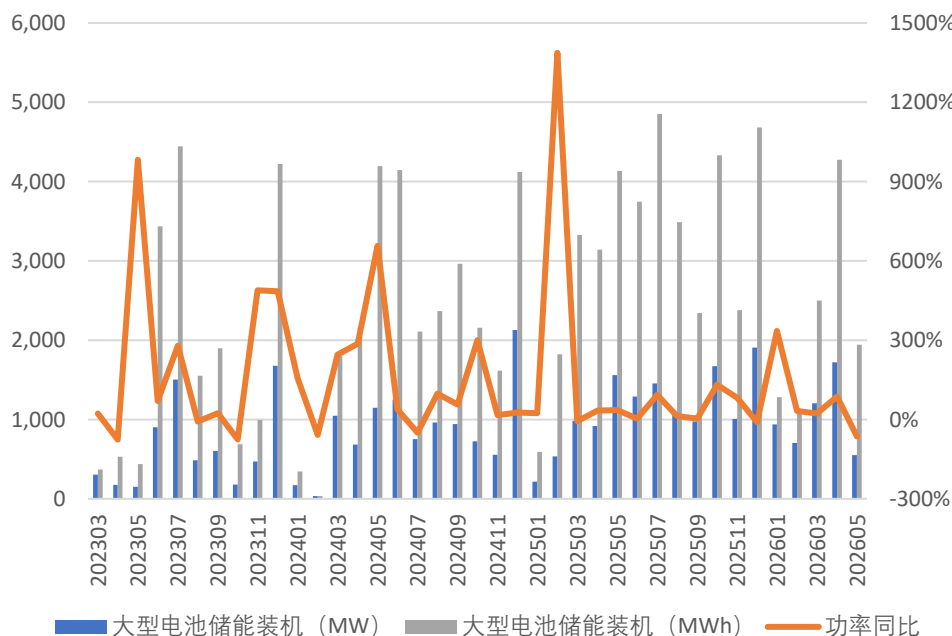
新能源装机	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
锂电大储装机 (GWh)	100	176	253	354	406	430	450
-同比	127%	75%	44%	40%	15%	6%	5%
新疆	20	37	33	55	61	35	35
内蒙	14	55	30	30	27	24	22
宁夏	6	8	30	20	13	10	8
河北	13	13	20	22	18	16	15
甘肃	6	6	15	18	15	13	10
山东	8	8	15	20	23	25	25
河南	-	-	6	18	20	23	23
江西	-	-	8	15	15	10	8
山西	-	-	18	18	17	15	15
东三省	5	6	20	31	37	45	20
云南	1	13	5	5	5	5	5
其他省份	28	30	53	102	156	209	265
锂电基站服务等其他装机 (GWh)	10	12	14	15	17	20	23
-同比	150%	17%	12%	13%	14%	15%	17%
合计国内锂电储能装机 (GWh)	111	188	267	369	424	450	474
-同比	129%	70%	42%	38%	15%	6%	5%

二、美国：政策门槛抬升，数据中心储能成为竞争核心

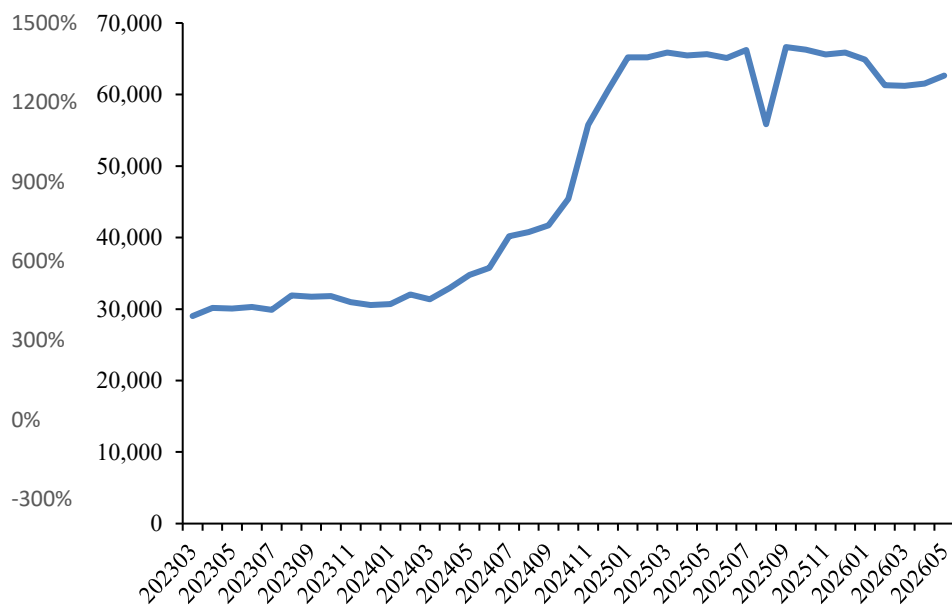
1 美国：26年1-5月大储装机5.14GW，同比增长94%

- ◆ 26年1-5月美国大储装机增速持续增长，根据EIA数据，2026年1-5月美国大储累计装机5.14GW，同比增长94%。截止26年5月，美国大储备案量62.6GW，其中EIA预计26年6-12月并网功率17.7GW。

图：美国EIA月度大储装机（MW/MWh）



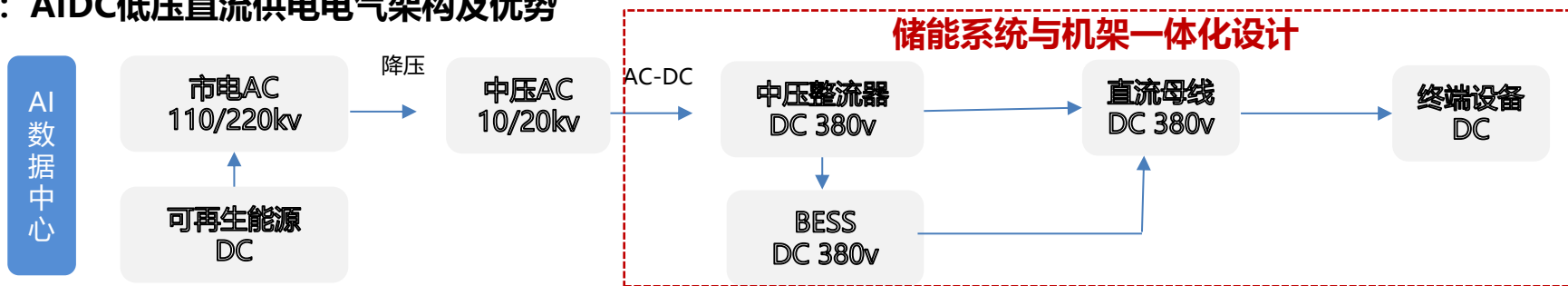
图：美国大型电池储能备案量（MW，累计）



2 AIDC新架构：新增储能BESS，低压直流供电

- ◆ 美国电网稳定性差，新增数据中心用电量大、负荷波动高，亟须新增供电和电能质量管理，可由绿电直连配储、数据中心储能等方式来解决。
- ◆ **AIDC电气架构：新增BESS，低压直流供电，具备电源+监测中心+脉冲修复功能。**在接入外部电源后，通过高压配电系统降压（110kv/220kv降压至10kv/20kv），新增中压变流+BESS（交流转直流+储能接入），将10kv的交流转为380v的低压直流，再引入PCS+BESS进行调度（充放电），形成统一的直流供电总线，供应终端设备。

图：AIDC低压直流供电电气架构及优势



核心优势维度	关键支撑能力	效果
更强峰值支撑	瞬时微峰值捕捉	无算力降频，模型训练效率提升 15%-20%
	长周期峰值续航	满足 4-8h 满负荷训练
减少电网冲击	高密度峰值承载（含 PCS 抗浪涌与板卡扩容）	单机柜板卡数量提升 13%，算力密度同步增 13%；年处理数据量增加 15%，无需额外扩建机房
	负载波动平抑（削峰填谷）	避免电网扩容，年省调峰成本 2000 万元；电网频率波动收窄至 $\pm 0.1\text{Hz}$
降低运营成本	瞬时尖峰吸收	零电网告警，避免因停机导致模型训练周期延长 40%
	离线峰值运行	减少限电停电导致损失
脉冲修复	更低的PAA电价、谷电补能	降低电费
	更精准的波纹，实现“一次 3 分钟、1 小时 6 次”的高频维护	1) 输出可编程脉冲波形，精准可控；2) 毫秒级响应，精准触发；3) 寿命增益

数据来源：LAZARD，东吴证券研究所

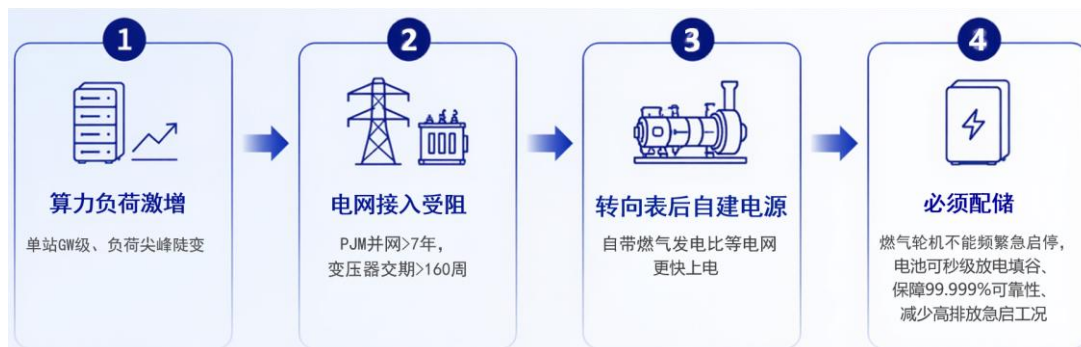
3 FERC大型负荷统一监管框架正式落地

- ◆ **电网瓶颈倒逼数据中心加速配储，迫切的容量需求倒逼审批加开绿色通道。**美国电网并网队列规模已达历史峰值，并网队列规模为10年前的10倍，电网扩容严重滞后。储能是最快速提供电网容量的技术形式，满足加速并网入围需求，可与风光搭配或长时储能模式，以形成可靠容量支撑。
- ◆ **FERC发布大型负荷接网统一规则，批准PJM“加速并网通道”。**26年6月美国联邦监管委员会FERC批准PJM提出的，为发电设施设立“加速并网通道”方案，允许新发电机绕过传统的并联队列，相关变更预计26年7月31日生效，持续至27年底。PJM将以快速通道方式，考虑最多10个/年新建或升级容量资源的并联请求，这些资源至少250MW，将贡献2.5GW/年增量。目标申请后10月内完成并网协议，PJM数据显示2025年投运项目平均耗时超7年，其中获得接入协议约3年、协议后并网还需约4年。另有FERC联邦级加速并网文件正在审核中，预计今年内将出台。

图：全美数据中心累计电力需求与项目数量

指标	数值
运营及规划中数据中心	4,000+
累计电力需求	>240 GW
2026年数据中心建筑支出增速	+25.2%
2026-2030年累计支出	\$6,593 亿

图：数据中心配储加速并网的标杆案例与趋势



4 数据中心储能项目与订单密集落地

◆ FERC落地前，以两类过渡模式为主；落地后“直挂式”数据中心储能有望批量放量。**模式一：混合储能(燃气轮机+电池)**，数据中心自建离网/表后电源，燃气轮机供基荷、电池填补功率尖峰并保护轮机。26年4月，BloombergNEF已追踪 4.9GW 与化石能源并置的数据中心储能，占全球已公布在址储能约32%。代表：xAI Colossus、西德州Pacifico(1.8GW储能配7.65GW燃气)、Williams。**模式二：公用事业配储间接供应数据中心**。储能不直接挂在数据中心，而是由公用事业/开发商在电网侧建设大储以支撑区域电网与数据中心负荷接入。代表：阿特斯 2.5GWh、海博思创 2GWh、Meta-Enbridge怀俄明项目。



**当前过渡模式
(混合储能 & 间接配储)**

满足数据中心用能需求，缓解电网接入与容量约束。



FERC规则落地中

同址 (co-location)、表后发电与柔性大负荷接入规则制定中
(各区60天内回应，2026下半年)陆续成型)



直挂式批量放量

数据中心直接配置、直挂电网的储能将获得清晰费率与接入路径，进入批量落地阶段。

图表：数据中心储能项目与订单

公司	项目/订单	规模	模式	时间
特斯拉 (Tesla Megapack)	xAI Colossus(孟菲斯)累计采购	约10亿美元(2024-2026, 4月单月2.69亿美元), 已部署168台	与燃气轮机并置 (离网混合)	2026
特斯拉 (Tesla Megapack)	Meta-Enbridge怀俄明Cowboy项目	200MW/1600MWh (储能约2亿美元)	公用事业侧光储 支撑数据中心	2027投运
阿特斯储能 (e-STORAGE)	美国某大型公用事业BESS	500MW/2493MWh (2.5GWh,约500台SolBank3.0)	公用事业侧支撑 数据中心电网	2027交付
海博思创 (HyperStrong)	美国(德州等)两座电站	约2GWh (纽约头部储能开发商)	公用事业侧配储 支撑数据中心	2026
Fluence	西门子-英伟达DSX参考架构	136MW设施(100MW IT负荷) 集成Smartstack	数据中心内直接配储 + 负荷平滑	2026
Fluence	与大型燃气公司洽谈供货	管线最快增长板块	燃气轮机到位前的 桥接储能	2026

5 大而美法案落地，政策收紧催生抢装潮

- ◆ **FEOC**：2026-2030年开工项目若要申请税收抵免，非FEOC成本比例需达到55%/60%/65%/70%/75%，且比例逐年提高。同时，美国项目若想获得30% ITC，必须使用非“受关注外国实体”电池，并可额外争取10%的本土含量激励。**关税**：26年中国储能出口至美国关税构成：3.4%基础关税+25%301关税（25年为7.5%）+10%全面关税=38.4%（芬太尼关税取消，关税由48.4%降至38.4%）。
- ◆ 在关税上升与FEOC约束下，开发商前置采购、EPC前移施工和设备端提前锁货，在2025年底开工的将不受大而美法案限制，**据行业相关数据统计，2025年底开工未并网的储能规模约150GWh，可覆盖2026-2027年美国储能的基础需求，保证储能持续增长。**

图：美国光储LECO测算

50%+4h配储，1800h	本土电芯+30%ITC补贴	中国电芯48.4%关税+0补贴	中国电芯38.4%关税+0补贴	中国电芯48.4%关税+30%补贴	中国电芯38.4%关税+30%补贴
储能电芯（美元/Wh）	0.097	0.08	0.072	0.08	0.05
其他储能系统成本（海外，美元/Wh）	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
储能系统成本（美元/Wh）	0.177	0.16	0.152	0.16	0.13
储能建设成本（美元/Wh）	0.13	0.15	0.13	0.15	0.13
储能EPC（美元/Wh）	0.23	0.31	0.282	0.22	0.26
光伏EPC（美元/W）	1	1.00	1	1.00	1
光储EPC（美元/W）	1.46	1.63	1.564	1.44	1.52
LCOE（美元/kWh）	0.065	0.072	0.07	0.064	0.063

图表：美国2026年大储政策框架

政策项	具体变化	对市场的影响
ITC税收抵免	延续至2036年或2034年后退坡至2036年退出	提供长期收益锚，支撑项目IRR
FEOC规则	2026-2030年非FEOC比例55%-75%	提高供应链门槛，倒逼本地化与第三地布局
301关税	非车用锂电池2026年提升至25%	中国直接出口成本上升
综合关税	最高可达82.4%；边际口径43.4%-48.4%	直接出口盈利受压，但需求不被根本阻断

数据来源：EIA, Lazard, 东吴证券研究所

6 美国储能系统集中度高，电芯开始逐步切换本土产能

- ◆ **因大而美法案要求，本土电芯产能快速扩张。** 26年初电芯产能仅22GWh，在建116GWh。ESC预计2026年底达145GWh。LG密歇根Holland扩至25GWh、兰辛50GWh（2027年）；特斯拉内华达10GWh已建成；三星SDI 33GWh（2027年初）；SK On 10GWh（2026年底）；远景7GWh已投产。
- ◆ **美国储能格局：北美市场特斯拉以39%份额居首，阳光电源、Powin分列二三位。** 26年起储能项目须满足FEOC材料成本占比门槛方可获得ITC，叠加本土含量加成后最高可抵免40%以上。然而即便叠加45X补贴，美国国产系统仍比中国进口贵31%。政策可改变产业链流向，却无法立刻改变成本曲线，中国电芯及集成商在北美仍具竞争力。

图：美国本土电池产能梳理

公司	工厂地址	2026年储能电芯产能 (GWh / 年)	状态	主要技术路线
特斯拉	内华达州 LFP 工厂	10	一期10GWh年底建成	LFP 方形
LG 能源	密歇根州 Holland 工厂	25	已扩产至25 GWh	LFP软包
LG新能源	密歇根州Lansing工厂	50	与特斯拉合作，预计2027年投产	LFP方形
三星 SDI	印第安纳州 Kokomo 工厂: (与 Stellantis 合资)	33	预计2027年初投产	LFP方形
SK On	乔治亚州 Commerce 工厂	10	项目预计26年扩张至10GWh	LFP
远景能源	田纳西州 Smyrna 工厂	7	已投产	LFP
亿纬锂能	密西西比州 Byhalia 工厂	10	商用车项目转储能，尚未完全确定	LFP

注：SK on、亿纬锂能产能状态为据公开信息预测值

7 总结：美国2026-2030储能需求

- ◆ 由于AI数据中心电力缺口增大，绿电配储空间大且低压直流为AIDC架构新趋势，假设新增算力需求持续增加，绿电直连比例增加，AIDC低压直流储能比例提升，26-27年单GW算力储能需求维持10%增速，28年之后维持1%增速。**经测算，2026年美国大储装机需求约55GWh；AI储能需求约13GWh。**27-28年，受益于AI数据中心拉动，我们预计需求增速持续提升。**若后续绿电比例提升，需求存在进一步上调空间。**

图：美国储能需求预测

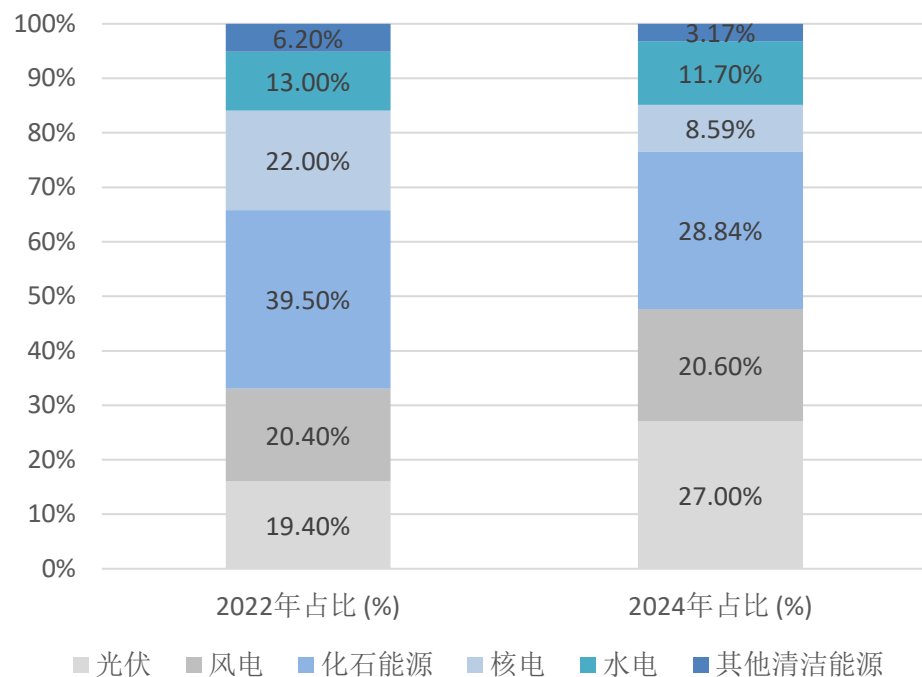
美国	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
大储需求 (GWh)	29	43	55	70	97	134	187
-同比		49%	29%	27%	39%	39%	39%
AI储能需求 (GWh)	1	4	13	29	43	64	97
-同比		553%	235%	121%	46%	50%	52%
-新增算力需求 (GW)	2	6	12	20	23	28	34
-AIDC绿电直连比例	5%	10%	16%	18%	21%	22%	23%
-单GW算力储能需求 (GWh)	0.3	0.6	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2
-AIDC绿电直联配储需求 (GWh)	1	4	12	22	28	34	41
-AIDC低压直流储能比例	0%	1%	3%	7%	12%	20%	30%
-单GW算力储能需求 (GWh)	4.4	4.4	4.5	5.3	5.4	5.4	5.5
-AIDC低压直流储需求 (GWh)	0	0	2	7	15	30	56
其余大储需求 (GWh)	28	39	42	41	54	70	90

三、欧洲：东西欧需求爆发，多市场开花

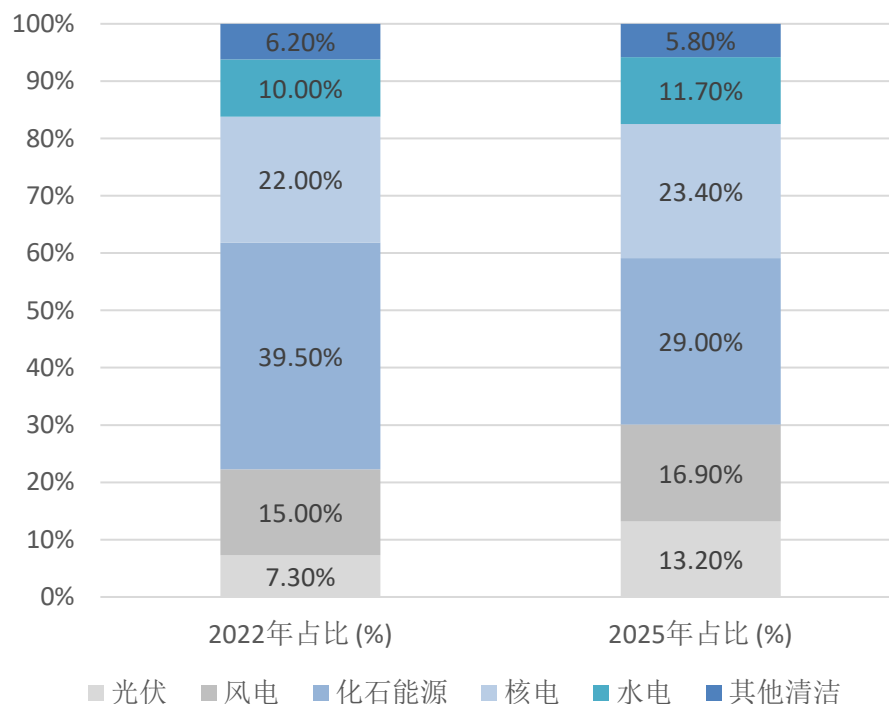
1 欧洲：可再生能源消纳催生大储需求，支持力度大

- ◆ 欧洲风光发电首超化石能源，负电价常态化倒逼储能加速。25年风光发电量合计占30.1%，首次超越同年化石燃料的29.0%。25年欧盟新增储能装机27.1GWh，同比+45%，累计77.3 GWh。大储占新增55%，取代户储成为主引擎。同时负电价激增：德国573小时、西班牙超500小时、法国509小时，英国362小时，对储能的需求显著提升。

图：2022与2024年欧盟各能源装机占比情况



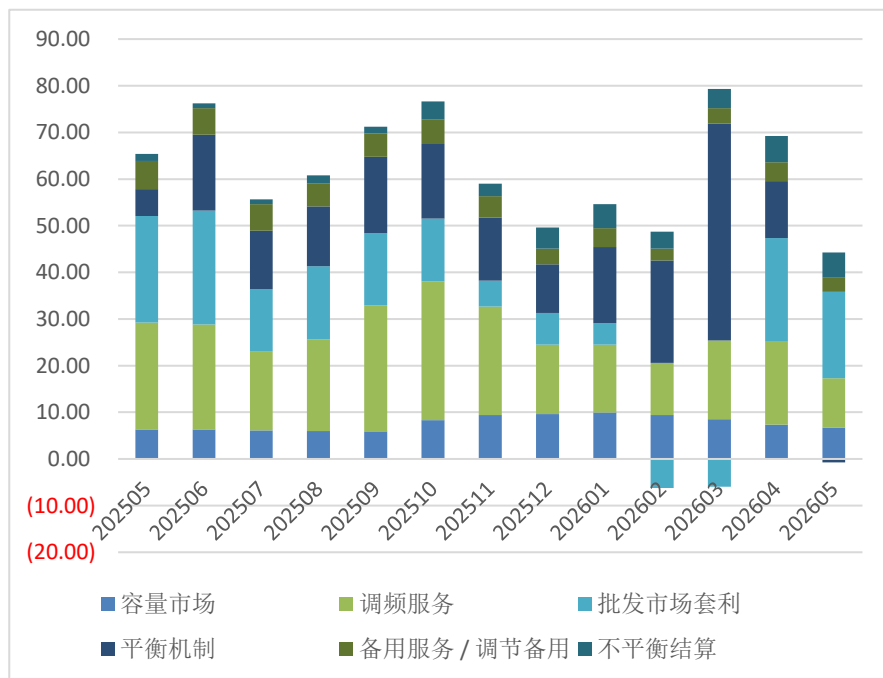
图：2022与2025年欧盟各能源发电占比情况



1 收益模式转型，中国项目加速落地

- ◆ **英国具备多元市场收益，储能扩张提速。**英国储能市场的收益重心已从早期以调频服务为主，逐步转向批发市场套利与平衡机制等能量交易收益。2026年Q1末累计电池储能规模增至7.3GW。但英国电池储能系统（BESS）并网队列容量约90GW，是CP30 2035年目标近三倍，但过量项目占据队列并拖慢电网规划，CMP470出台推动并网队列出清。
- ◆ **中国储能企业在英国市场集中释放大规模项目建设动能，**表格所列项目合计总规模超4.8GWh，涵盖独立储能、光伏配储等多种应用场景。

图：收益模式（英镑/兆瓦/年）



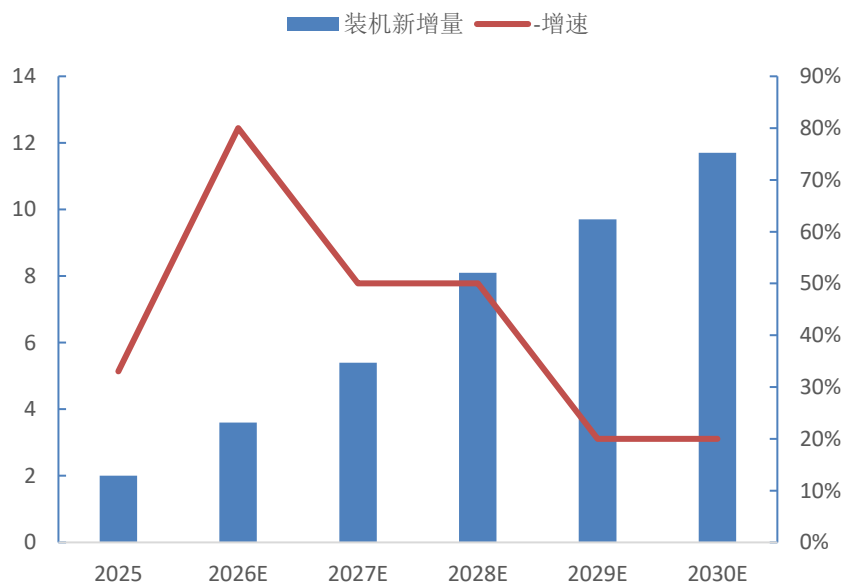
图：新增项目、规模及配储时长（容量招标）

项目名称	项目规模	容量市场信息	状态
远景能源—Statera Carrington项目	680MW/1,360MWh	项目选址大曼彻斯特特拉福德低碳能源园区，远景提供AI驱动型电池储能系统；已获2.35亿英镑融资支持	预计2026年底投运
阿特斯储能—Drax Group项目	420MWh (英格兰 60MW/120MWh + 苏格兰 Neilston 150MW/300MWh)	Marfleet 阿特斯储能提供SolBank 3.0 电池储能系统，签署长期服务协议 (LTSA)	2026年Q3设 备交付， Neilston 2027年初交付
南都电源—英国某项目公司	230MWh (英国东北部)	南都Center L Plus 5MWh液冷集装箱储能系统，搭载自研314Ah电芯	2025年7月签约
赣锋锂业—EDF Kintore项目	50MW/160MWh	赣锋在英国首个大型储能项目	预计2026年商业化运行
华能门迪二期项目	49.9MW/149.7MWh	全国产电池储能系统，门迪一期 (99.8MW) 于2021年投运	2025年12月22日开工，力争2026年底并网
楚能新能源—Immersa战略合作	2.5GWh(英国多地)	采用5MWh电池预制舱 CORNEXM5，合作模式含SPV架构与本地化运营	2025年5月签约

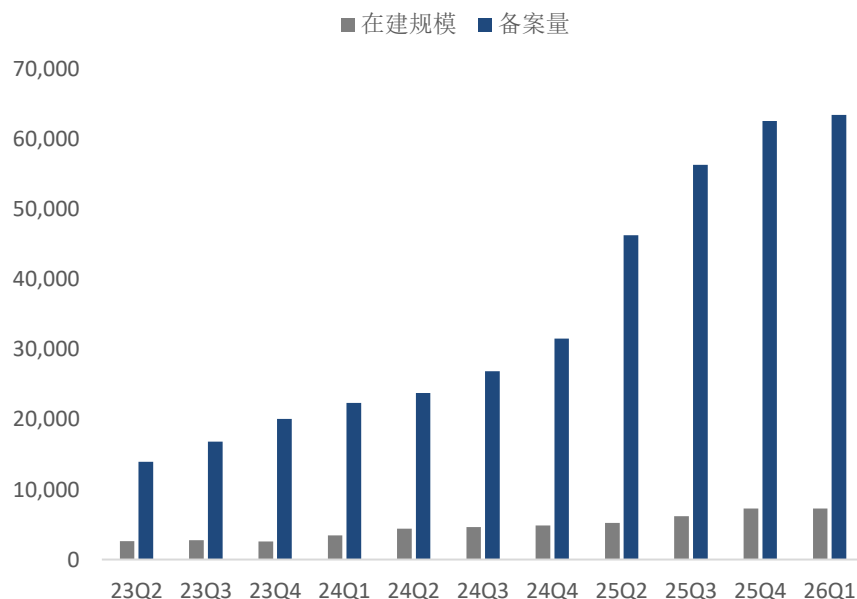
2 备案量超预期，项目进入密集投运期

- ◆ **装机高增长，储备充裕支撑长期释放。** 2025年英国新增投运电池系统储能容量超过4GWh，创历史新高，累计运营容量达12.9GWh。截至2026年5月，英国电网级电池储能装机已达7.3GW。项目储备方面，约57GW已获规划许可，17GW已获容量市场协议；截至2025年10月，在建项目约21.88GWh，已获批规划项目达162.5GWh。
- ◆ **我们预计26年英国储能新增装机3.6GWh，同比+80%。**随着备案量大幅提升，政策加码鼓励长时储能，预计30年英国储能装机可达11.7GWh，同比+20%。

图：新增装机及未来装机增长预测（GWh）



图：英国在建规模和备案量（累计，MW）



1 政策支持力度大，MACSE第二轮扩容至16GWh

◆ **政策支持力度大，MACSE第二轮扩容至16GWh。** 23年12月，欧盟批准意大利177亿欧元的储能计划，援助该国建设超过9GW/71GWh储能设施，计划持续到33年底，向储能开发商提供年度付款，具体为可再生能源拍卖方式。26年5月Terna发布第二轮MACSE拍卖规则，目标容量从首轮10GWh提升至16GWh（+60%），定于26年11月24日举行。申请期为26年7月7日至27日。根据Terna规划，MACSE远期总规模达50GWh。 Terna最新储能路线图显示，保守场景下30年储能需求42±2GWh，基准场景下约104GWh，35年升至约134GWh。

图：意大利储能相关政策

名称	启动时间	核心目标 / 合同规模	合同机制与收益模式	特点与市场影响
快速储备拍卖（Fast Reserve）	20年起	促成 250MW小型储能项目	要求项目每年提供 1000小时快速调频服务 ，其余时段可参与现货/辅助市场	提供短周期收益通道，提升系统灵活性
容量市场（Capacity Market）	22年起	26年交付年度Asta Madre拍卖分配38.4GW容量，新建容量中超90%为BESS	合同期最长15年 ，27交付年度拍卖结算价约4.7万欧元/MW/年	电池成为主力品类，提供长期现金流保障
MACSE机制	25年9月启动	首轮10GWh（28年交付），投标量超需求4倍以上，平均中标价12,959欧元/MWh/年；第二轮26年11月24日，规模16GWh（29年交付）	15年固定收入合同 ，部分容量可参与市场化套利；首轮对应投资约10亿欧元；第二轮申请期26年7月7-27日	引导储能由政策驱动向收益自立转型

2 储能装机已进入加速通道，2028年有望迎来集中兑现

◆ **意大利大储装机跃升欧洲第二。**23年初不足100MW增至25年底近1.9GW/7.3GWh（两年增近20倍）。25年新增4.9GWh（欧盟第二），26Q1新增802MWh，累计18.8GWh。Fast Reserve、容量市场、MACSE三大机制并行。覆盖短期调频至15年长期收益。MASE已签132项许可（11.2GW），FRV（2.9GW/11GWh）、CIP×GCSS（2.3GW）等头部项目加速推进，预计28年进入集中兑现期。

图：意大利储能主要招标项目

项目 / 拍卖中标（或开发商）	规模	支撑机制	预计并网
NHOA — Central Italy BESS	39 MWh（turnkey supply）	Capacity Market 等早期机制	NHOA已完成融资，2026年开工，2028年投运
Enel Libra Flexsys 资产组合出售 / Sosteneo 交易	Enel 储能资产组合 ~1.7 GW（含在运与在建）	企业并购 / 资本运作	2024 年交易披露，反映行业资本化与并购潮。2026年5月完成财务关闭
Enfinity Global — Emilia Romagna 大型项目	486 MW / 1,944 MWh（4h）（为大型组合项目）	开发融资协议 / 参与国家拍卖	预计2026年底前全面投运
多家开发商组合批准的 648 MW 多项目（中南部与南部）	合计 ~648 MW（多地项目组合）	地方审批 / 拍卖	2025 年获批，分期建设。
ENI / Seri Industrial 电池生产	年产能规划 >8 GWh/年（电池制造）	产业链本地化（上游）	2027年上半年完成Teverola-Brindisi BESS组装线；2029年建成第二座超8 GWh/年的电芯与模组超级工厂
Roma Fiumicino "Pioneer"（二手 EV 电池利用）	10 MWh（二手 EV 电池组）	公司自发 / 示范项目	2025 年投运（机场示范），展示电池循环利用路径
Terna 首轮 MACSE（集合中标）	10 GWh（地区分配：Central-South / South & Calabria / Sicily / Sardinia）	MACSE 15年固定合同	要求 2028 年投运（全部为锂电）；平均中标价 ~€12,959/MWh·年。
Enel / Plenitude 等（MACSE 中若干中标项目；Enel 获得多数份额）	Enel 获“超半数”中标份额；Plenitude 获两项目合计约 500 MWh	MACSE	2028 年交付目标；合同 15 年。
GreenVolt / GreenVolt Power（获 MACSE / 其他拍卖）	约 75 MW / 600 MWh	MACSE / 拍卖	已中标/获批，项目预计 2028 年左右投运（首批八小时项目）。
Enel Green Power — 在运营/在建 BESS 已拥有 ~1.7 GW（运行）+ 多项目在建，合计近数百 MW-GW 级别		容量市场 / 自身项目开发	Enel 为意大利最大储能运营方之一（多批次投运）。

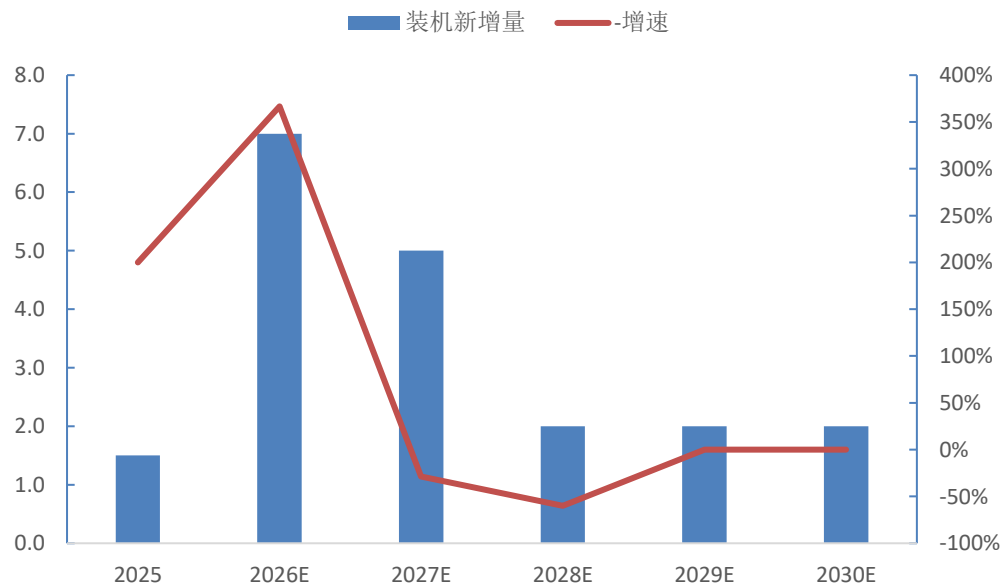
1 国家推动批量项目规划，26年进入落地阶段

- ◆ 保加利亚储能核心是国家复苏与弹性计划中的“RESTORE”项目。首轮实际批准9.7 GWh（82个项目），RESTORE 2再批超4 GWh（31个项目），两轮合计近14 GWh，远超30年1.28 GW的官方目标。首轮项目要求2026年3月前投运，第二轮要求2026年7月31日前并网。
- ◆ 保加利亚已成为欧洲储能增长最快的市场之一。25年新增并网储能1.5 GWh（同比+200%），位列欧盟第三，截至26年5月BESS装机已达3.3 GW，Aurora预计2026年将再新增5-6GWh。我们预计26年保加利亚新增装机7GWh，同比+367%

图：保加利亚储能政策梳理

政策类型	核心信息
RESTORE（首轮）	补贴 5.87 亿欧元；82 个项目（9.71GWh）；2025 年 4 月结束
RESTORE 2	补贴 1.18 亿欧元（最高 50% 成本）；≥10MW/2h；2025.9 申请，2026.7 投运
法律保障	2023 年修法，允许储能参与电力市场、容量拍卖
国家目标	2026年建成 10GWh 电池储能
资金来源	欧盟 RRF 基金（纳入 NRRP 计划）
申请约束	2024.6.25 后开工；需电网协议 + 建筑许可；3% 保函 + 10% 履约保证金
技术要求	独立储能≥10MW 功率、≥2 小时储能时长

图：保加利亚储能装机预期（GWh，%）



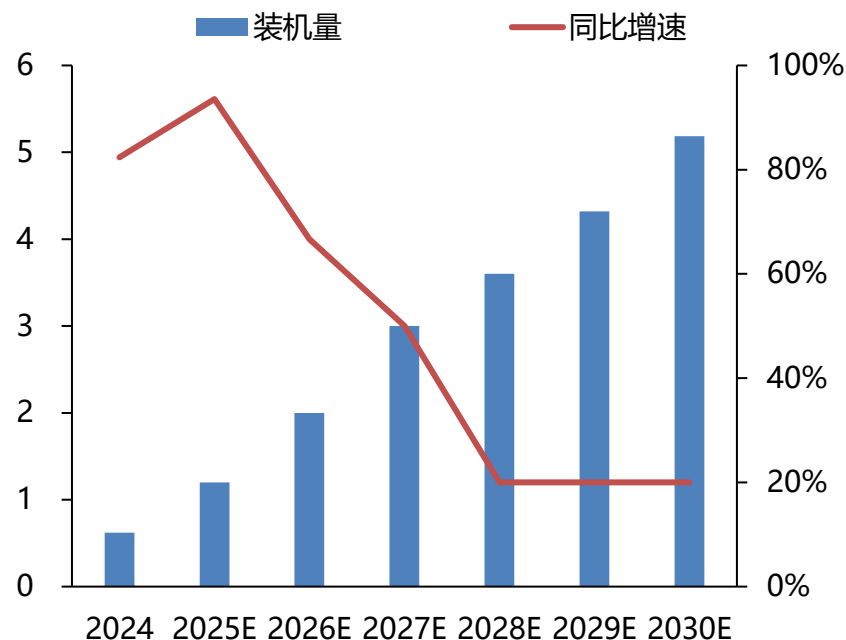
1 在建项目超3GW，26-27年多项目集中投运

- ◆ 荷兰电网拥堵严重，国家推动下储能已进入大规模集中建设期，26年多个标杆项目集中投运。Antares（100 MW/200 MWh）25年4月开工，预计26年中投运，为首个直接接入Tennet高压电网的大型BESS；Amethyst（45 MW/90 MWh）已于26年6月完成通电，即将全面投入商业运营；Mufasa（350 MW/1,400 MWh）与Leopard（300 MW/1,200 MWh）预计27年投运。我们预计26年荷兰新增装机2GWh，同比+67%。随着取消净计量倒逼储能配套、在建项目势能扩张强劲，往后看到30年荷兰储能装机或将超过5GWh。

图：荷兰大储项目汇总

项目名称	规模 (MW / MWh)	开发商	项目进展	投运时间	备注
Mufasa项目	364 MW / 1,457 MWh	Lion Storage	已完成融资，进入建设准备阶段	延后到2027年上半年	荷兰规模最大的高压储能项目之一
Leopard项目	300 MW / 1,200 MWh	Giga Storage	已完成约3亿欧元融资并开工，与Vattenfall签署100MW tolling协议	2027年下半年	属于Giga Storage核心储能布局
Amethyst项目	45 MW / 90 MWh	Dispatch 公司	已于2026年6月完成通电，即将全面投入商业运营	2026年	预计成为荷兰最大独立电池储能系统
Maxima项目	35 MW / 100 MWh	Fluence	2024年5月启动，结合燃气与光伏发电	—	位于弗莱福兰省Maxima电厂
Dordrecht港口项目	45 MW / 90 MWh	Fluence	2024年6月启动，Eneco参与优化	2026年	Fluence提供系统集成

图：荷兰储能装机预测 (GWh, %)



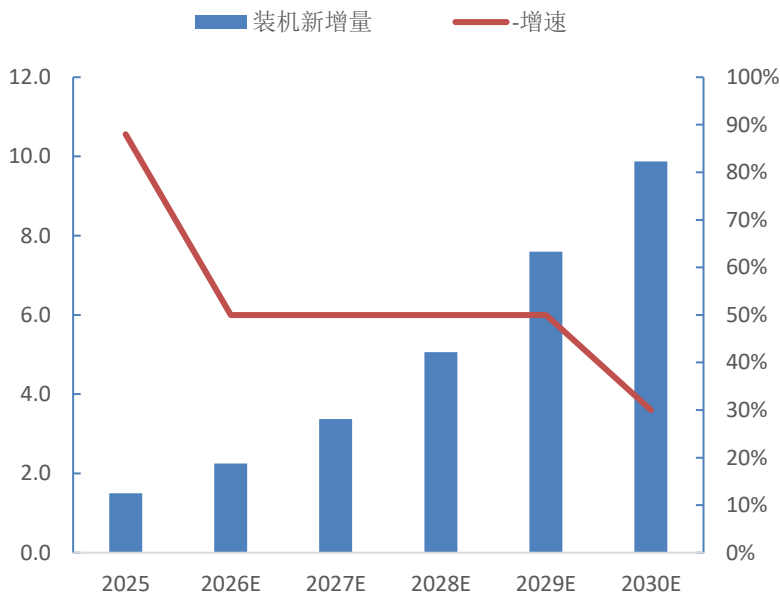
1 装机高增长，制度系统性改革落地

- ◆ **备案量高但推进缓慢，已重新进行项目评估。**截至2025年底，德国大型电池储能系统并网申请总容量已超过720GW，但已获并网承诺容量仅约78GW，显示并网队列中存在大量低成熟度项目占位。为提高并网资源配置效率，德国四大输电系统运营商自2026年4月起实施成熟度评估程序，将土地、许可、融资、技术方案及系统价值纳入排序标准。
- ◆ **2025年德国电池储能全口径新增容量约7.3GWh，截至年底累计约25.5GWh，显示储能市场整体仍保持较快扩张。我们预计26年德国新增储能装机2.3GWh，同比+50%，预计27年3.4GWh，同比+50%。**随着储能目标上修、多家国内外企业布局储能项目，我们预计30年德国储能装机可达9.9GWh，同比+30%。

图：德国储能项目梳理

项目/公司	规模	投运时间	说明/特点
LEAG — GigaBattery Jämschwalde 1000	1GW / 4GWh	预计2027–2028年完工	采用Fluence Smartstack储能平台，磷酸铁锂电池；为LEAG “GigawattFactory” 战略核心组成部分。项目容量可满足超160万户家庭持续四小时用电需求
Neoen 德国储能项目	45MW/90MWh (Arneburg) 10MW/41MWh (Willstätt)	2026年	Neoen在德国首个项目Arneburg Battery于2025年1月正式宣布开工。第二个项目Willstätt Battery于2026年2月开工建设，为巴登-符腾堡州首个大型电池项目。
RWE “合成惯量” 储能园区	600MW/1.2GWh	2026–2028年	原燃煤电厂旧址改造，提升电网稳定性
Trianel 北威州储能	900MW	2028年	德国最大储能设施之一
Eco Stor 德国在运储能	300MW/714MWh (Förderstedt) 103.5MW/238MWh (Bollingstedt, 已投运)	Förderstedt: 在建 Bollingstedt: 2025年5月已投运	最大在运储能系统，6GW项目储备转让给西班牙X-Elio

图：德国储能装机预期（GWh，%）



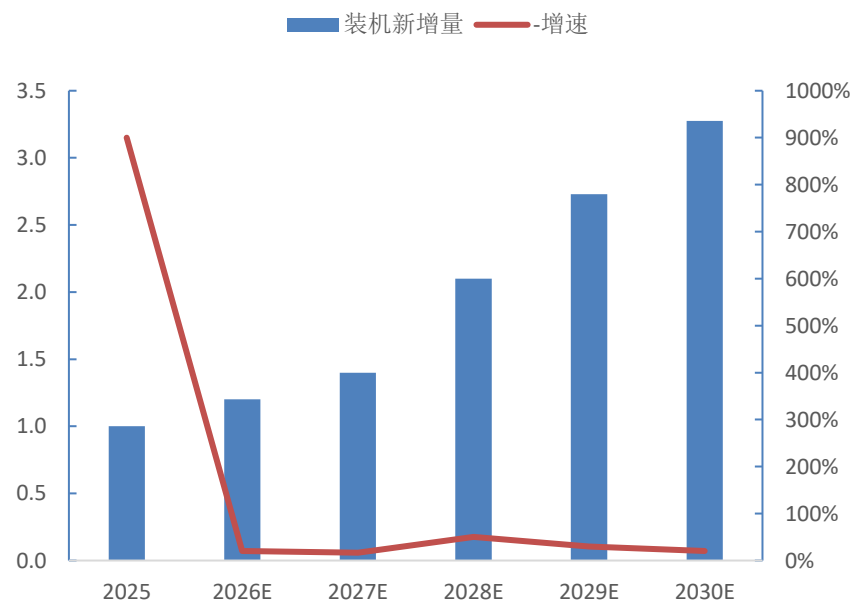
1 申请量远超预期，大储并网紧迫

- ◆ **项目申请量远超预期。**25年3月希腊启动4.7GW无补贴优先并网计划，截至10月底申请截止，合计收到12.15GW申请，超募近2.6倍。弃电从24年的0.9TWh翻倍至2025年约2TWh，预计26年达3.7TWh（+75%），光伏收益缩水约20%，储能并网紧迫。**我们预计26年希腊新增装机超过1.2GWh，同比+20%；**预计27年1.4GWh，同比+17%。随着储能项目申请数量增多，我们预计30年希腊储能装机可达3.3GWh，同比+20%。

图：希腊储能项目

项目	规模	开发商	进展	要点	预计时间
国家援助计划独立储能项目 (SA.64736)	总计900 MW	多家中标方（分三轮：400MW、300MW、200MW）	首批3个项目 (MORE公司) 已在2026年4月开始并网测试	由欧盟RRF资金支持；全周期效率≥80%，可靠性≥93%；投资补贴40-50%，运营补贴10年差价合约	2030年前逐步并网
南都电源独立储能项目	— / 130 MWh	南都电源 × 希腊能源企业	2025年7月签约，液冷系统 2026年1月，南都电源在希腊中标了235MWh的新订单	提供十年全生命周期运维服务	2025-2026年
Lightsource项目 (法尔萨拉地区)	100 MW	Lightsource (英国)	2025年7月申报	电池储能系统，申请阶段	—
Smart Battery Solutions项目群	400 MW	Smart Battery Solutions	2025年7月集中申报	当前申请中单一开发商占比最高	—
抽水蓄能项目	8 MW	—	2025年7月申请	唯一非电化学储能项目	—
市场总体申请量 (2025年7月)	1,275 MW	39个申请项目	RAAEEY接收申请	电池系统为主，占比>99%	—

图：希腊储能装机预期(GWh, %)



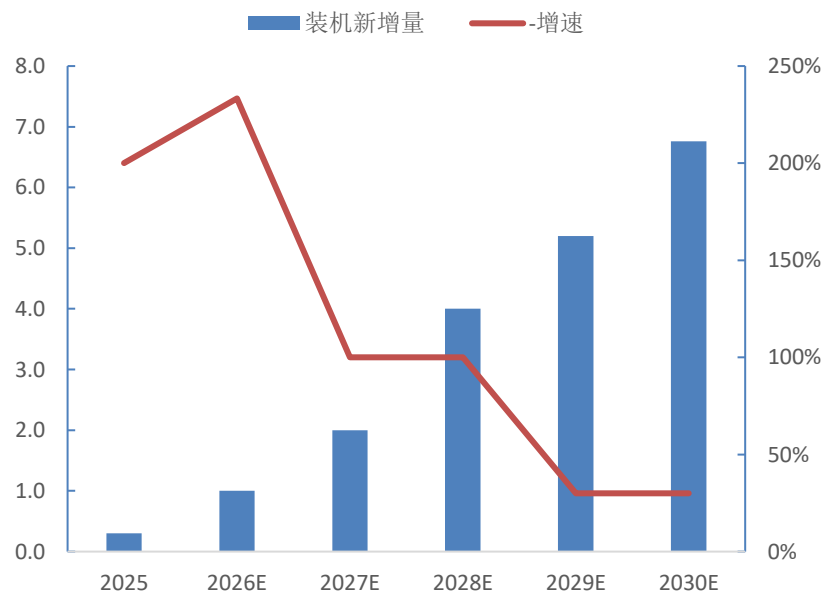
1 负电价倒逼储能需求，容量市场正式落地

- ◆ 负电价频发。西班牙负电价频次急剧攀升。2025年全年负电价达555小时，较2024年（168小时）增长超2倍，至2026年负电价进一步加剧，1-5月累计已达527小时，光储一体化需求上升。
- ◆ 容量市场正式落地，政策推动优先并网。2026年5月欧盟委员会正式批准西班牙容量市场机制，将在2026-2036年十年间调动高达90亿欧元资金。Red Eléctrica已批准储能并网许可达22GW，另有16GW待批。
- ◆ 我们预计26年西班牙储能新增装机1GWh，同比+233%；预计27年装机2GWh，同比+100%。我们预计30年西班牙储能装机可达6.8GWh，同比+30%。

图：西班牙储能项目梳理

时间	项目/参与方	项目规模	主要内容与进展
首批4个2025年10月已开工，预计2026年全部投运	Naturgy 十个 BESS项目组合	160MW / 342MWh	投资约8000万欧元，平均持续放电时间为2.13小时，9个与光伏/风电共址，1个为独立储能（维戈市）；
预计2025年Q4并网	Iberdrola 三个光储一体化项目	100MW / 200MWh	分布于布尔戈斯、韦尔瓦和埃斯特雷马杜拉，获政府约2600万欧元资助，是光储一体化落地的代表项目
预计2027年开工、2028年投运	Engie ST Cerrillo项目	77.6MW / 340MWh	位于马拉加省，配置4小时储能，投资超过8000万欧元，偏长时储能属性更强
2026-2027年投运	FRV 西班牙 BESS组合	1.2GW / 5GWh	包括San Serván、Solanilla及Carmonita等多个光伏配储项目，是西班牙已披露储能项目中规模较大的组合之一
2026年下半年启动，预计2027年投产	Grenergy与宁德时代	1.5GWh电池储能系统	宁德时代供应252套TENER S储能系统，对应Oviedo独立储能项目和Escuderos光储项目，体现中国电池企业参与西班牙大储放量

图：西班牙储能装机预期（GWh，%）



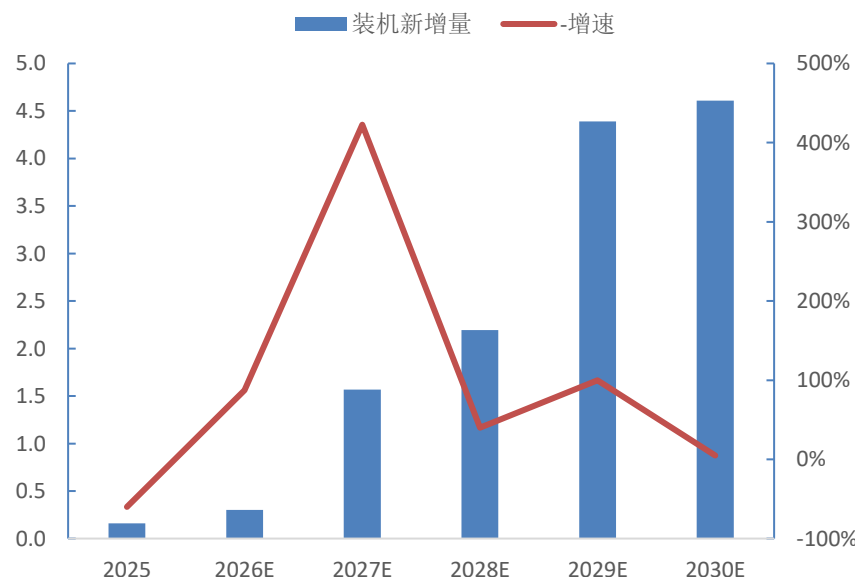
1 电网灵活性需求提升，项目储备支撑装机增长

- ◆ **DS3机制延续至FASS上线，保障储能项目过渡期收益确定性。** DS3项目是爱尔兰政府为支持电池储能项目发展而设立的辅助服务框架下的补贴政策，原计划24年退出经多次延期后，定于2026年12月结束。监管机构已将其进一步延长至FASS（未来辅助服务安排）上线，目标时间为2027年5月。DS3延续有助于避免新旧辅助服务机制切换期间出现收益真空，为已投运和在建电池储能项目提供更稳定的现金流预期，推动项目继续并网和交付。
- ◆ **我们预计26年爱尔兰储能新增装机0.3GWh，同比+88%；27年储能装机1.6GWh，同比+423%。**随着DS3机制延续，我们预计30年爱尔兰储能装机可达4.6GWh，同比+5%。

图：爱尔兰储能项目

公司/机构	项目名称/地点	容量	项目类型	进展/特点	合作方
Statkraft	Cushaling BESS (奥法利郡)	22.8MW / 91.2MWh (4小时)	共址BESS (与55.8MW风电场)	2026年2月已投运，爱尔兰首个4小时电网级电池储能系统；Statkraft在爱尔兰的第三个BESS项目	—
Lumcloon Energy & Hanwha Energy	Shannonbridge B (奥法利郡)	4,000MVA 同步调相机 + 180MWh BESS	混合电网稳定系统 (同步调相机+BESS)	2026年3月已投运；爱尔兰首个混合储能技术系统；可输出20MW电力持续9小时；2023年开工，2025年下半年完工	Hanwha Energy
SSE Renewables	Derrymeen BESS (蒂龙郡，北爱尔兰)	100MW / 200MWh (2小时)	独立BESS	2025年12月达成FID；2026年开工建设；Kirby Group Engineering和Sungrow为主承包商 (提供PowerTitan 2.0)；已获10年容量市场合同 (2028年10月生效)	Sungrow, Kirby Group Engineering
Form Energy & FuturEnergy y Ireland	爱尔兰西北部项目	10MW / 1,000MWh (100小时)	铁空气电池 LDES	2026年3月签约；爱尔兰首个铁空气电池储能项目；预计2029年投运	FuturEnergy Ireland

图：爱尔兰储能装机预期 (GWh, %)



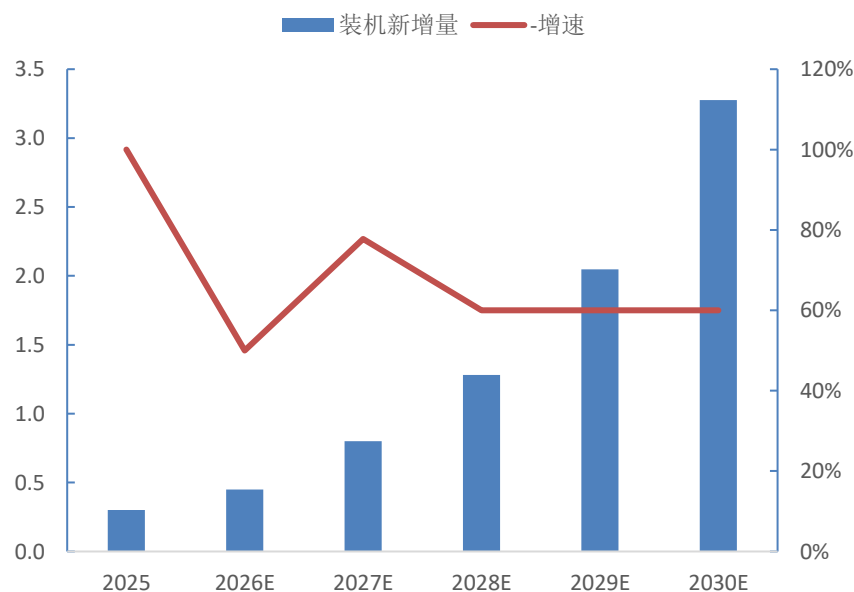
1 政策改革驱动，项目加速落地

- ◆ **26年CRE改革聚焦并网放宽与负电价机制优化，推动光储项目经济性改善。**2026年4月，法国能源监管委员会CRE提出25项系统性改革建议，一方面允许17MW以上“光伏+储能”混合项目在限制并网功率条件下接入中压电网，提升大型光储项目接入可行性；另一方面优化负电价补贴规则，鼓励储能在低价/负电价时段充电、在高峰时段释电量。政策有助于缓解新能源消纳压力，并提升储能在法国电力系统中的调节价值。
- ◆ **2025年全年电网侧电池储能新增约265MW，使法国本土累计装机达到约1.4GW。我们预计26年新增装机0.5GWh，同比+50%，预计27年装机0.8GWh，同比+78%。**随着负电价机制优化及aFRR辅助服务市场持续运行，我们预计30年法国储能装机可达3.3GWh，同比+60%。

图：法国储能项目梳理

项目名称	规模 (MW/MWh)	开发商	技术供应商	位置	计划时间	项目功能
Neoen — Vernou-la-Celle-sur-Seine BESS	248MW / 496MWh	Neoen	日本尼得科 (Nidec ASI)	Vernou-la-Celle-sur-Seine	2026年夏季开工，预计2028年投运	投运后将成为法国最大电池储能项目，首个接入 RTE 400kV 输电网的电池储能项目；将为巴黎所在的法兰西岛大区电网提供调频调压服务
TagEnergy 储能项目	240MW / 480MWh	TagEnergy	Tesla (系统 + EPC)	马恩省 Cernay-lès-Reims	2026年6月已投运	目前法国最大已投运电池储能项目，容量超过法国第二大运营项目两倍；项目与 RTE、区域电力公司 SICAE 及地方政府合作开发，用于支撑法国能源转型和电网灵活性
Harmony Energy — 三个 100MW/200MWh 项目	100MW / 200MWh	Harmony Energy	Tesla 等	南特圣纳泽尔港；瓦兹省；诺曼底大区 Eure 省	三个项目投运时间在 2025 到 2026 年间	Cheviré 项目为法国首批两小时级大型 BESS，后续 Oise、Foriaux 项目延续百兆瓦级布局

图：法国储能装机预期 (GWh, %)



1 高比例资本补贴驱动下东欧大储全面启动

- ◆ **东欧各国正从政策规划阶段全面转入项目落地阶段。** 1) 波兰凭借约10亿欧元工商业储能补贴及容量市场机制，25年新增装机543MW /1013MWh，预计26年底运营容量将达1.3GW；2) 罗马尼亚规划26年底实现2GW储能装机；3) 匈牙利Greenvolt于26年6月正式投运99.8 MW/288.6 MWh BESS项目，为匈迄今最大储能设施；4) 捷克通过Lex OZE III法案（2025年8月生效）首次允许独立储能并网参与市场，并网申请量已超105 GWh。

图：主要东欧国家大储政策及装机规划

国家	大储补贴政策	大储规划目标	在建规模 / 已建成	26年装机量预期
波兰	欧盟批准总额超12亿欧元补贴计划，补贴最高覆盖投资成本45%，中型企业55%，小型企业65%；以赠款和贷款形式发放，项目需在2028年底前投运。	2030年超8GW储能装机	2025年底运营0.4GW，2026年底预计达1.3GW（获17年容量合同，2026年开工）	2025年新增543MW/1013MWh； 预计2026年新增2.5GWh，2027年达4.9GWh
罗马尼亚	欧盟批准1.5亿欧元国家援助计划，支持至少2,174 MWh新储能设施，每MWh补贴最高6.9万欧元；NRRP与现代化基金提供超3.8亿欧元资助；2026年预算拟7600万欧元用于户储及工商储混改补贴	2026年底新增5GW；2030年达5GW/20GWh。	已投运：Florești 200MW/400MWh（2025年12月投运，罗马尼亚最大）；Aukera 250MW/500MWh项目一期在建，二期预计2026年底投运；Engie 85MW/170MWh项目预计2026年底投运	2026年底目标2GW；预计2026年新增装机有望达2.5GW
匈牙利	1000亿福林（约3.05亿美元）户储补贴计划，每户最高250万福林无偿补贴；Ányos Jedlik能源计划挹注500亿福林额外资金	2026年底500MW，2030年达1GW	2025年初运营55MW，2025年5月达73.2MW；2026年6月Greenvolt投运Buj项目99.8MW/288.6MWh；MVM、MET Group等多家开发商加速布局	2026年底预计超500MW运营；分析师预计2030年达3,300MWh
捷克	Lex OZE III法案明确独立储能法律地位，消除双重收费，允许储能独立并网并参与调频、电力交易；2.79亿欧元国家援助计划覆盖50%投资	2030年公用事业级BESS达~6 GWh	当前BESS容量约2.3 GWh；并网申请量超105 GWh（30 GW+功率）；Second Foundation在建307MW项目	2026年项目回本周周期约5年，IRR超15%；2030年达~6GWh

1 2026年H1中国储能企业欧洲订单加速放量

◆ 订单结构转向多区域、多客户、多类型项目并行发展。根据EnergyTrend数据2026年Q1欧洲以19.71GWh位居中国储能企业海外订单首位。2026年Q1 10GWh以上超大订单占比下降，5GWh以下中小型订单明显增加，获得海外订单的中国企业数量也有所上升，说明欧洲市场从头部企业主导的超大项目，转向头部大单与中小规模项目并行、多区域多客户共同驱动的格局，二线系统商和细分企业的参与度明显提升。

图：截至2026年6月欧洲储能系统新增订单情况

公司	时间	订单	规模 (GWh)
阳光电源	2026年6月13日	与瑞士Delta Capacity、罗马尼亚ENEVO集团分别签署1GWh供货协议，合计2GWh；欧洲累计签约已超4.7GWh	2
	2026年6月16日	与Nuveen Infrastructure签署框架协议，部署1.32GWh储能系统	1.32
	2026年3月	与罗马尼亚ENEVO集团签署1GWh储能系统供货协议	1
	2026年3月	与瑞士BESS开发商Delta Capacity签署1GWh供货协议	1
	2026年6月	由Greenvolt Power投资建设的匈牙利最大电池储能项目正式投运，项目规模99.8MW/288.6MWh，比亚迪提供魔方电池储能系统（MC Cube）	0.289
比亚迪	2026年1月8日	与欧洲能源企业ContourGlobal合作共建的保加利亚Maritsa East 3电厂202MW/500MWh独立式电池储能系统正式投入商业运营，为东欧地区规模最大的独立式储能项目之一	0.5
	2025年3月签约，预计2026年Q1完工	与波兰Greenvolt Power签署合作协议，共同开发400MW/1.6GWh电池储能项目，涵盖Turośń Kościelna和Nowa Wieś Elcka两处储能资产，已正式开工建设	1.6
远景能源	2026年6月	与储能系统集成商Prevalon Energy签署三年期战略供货协议，将供应超10GWh高品质储能电芯及模组，用于公用事业储能、新能源并网、电网调频及AI数据中心电力基建等场景	10+ GWh
海博思创	截至2026年6月	在欧洲市场累计斩获超1.5GWh储能订单，业务覆盖德语区、西班牙、罗马尼亚、克罗地亚、塞尔维亚等多个国家。其中中西欧签约近550MWh（德语区六笔订单+西班牙首单），东南欧签约超1GWh（罗马尼亚两个合计逾900MWh大型项目+克罗地亚/塞尔维亚75MWh）	1.5+
永泰数能	2026年2月	与罗马尼亚能源集团Metropolitan Energy SRL签约，建设135MW/270MWh独立储能项目。	0.27
楚能新能源	2026年6月	2026年6月欧洲智慧能源展期间，楚能新能源在新兴市场累计斩获6.6GWh订单。其中，与InterConti达成2GWh乌克兰战略合作，助力战后能源基础设施重建；与Takom签署2GWh波兰协议，强化中东欧市场布局；与Energy Investment达成1GWh罗马尼亚大储项目合作；与Orshar签署以色列1.6GWh直流侧项目合作协议。	6.6
库博能源	2026年	与捷克能源基础设施服务商 IBG Group 签署1.5GWh战略合作协议，双方计划在18个月内完成交付，推进捷克储能市场项目。	1.5
天合光储	2026年6月2日	获得罗马尼亚40MW/160MWh储能订单，为LSG集团旗下子公司Izvoarele光伏园区配套储能；采用Elementa 2 Pro+Electra AC一体化方案，为天合DC+AC架构首次欧洲商业化落地；预计2026年Q3并网	0.16
	2026年1月23日	与爱尔兰可再生能源开发商Aer Soléir签署协议，在意大利都灵地区建设250MW/1,000MWh Rondissone储能电站，为意大利乃至欧洲最大储能项目之一；项目已在意大利2027年容量市场拍卖中中标；天合提供Elementa金刚2 Pro液冷系统+20年LTSA	1.0
	2026年6月3日	与芬兰储能系统集成商Merus Power签署战略合作协议，将向北欧市场交付约3GWh储能系统解决方案	3
宁德时代	2026年5月21日	与西班牙Grenergy签署战略协议，为西班牙Oviedo（700MWh）和Escuderos（800MWh）两大旗舰储能项目供应总计1.5GWh TENER S磷酸铁锂储能系统	1.5
	2026年5月	东欧企业Solarpro Holding与宁德时代合作的601MWh大型储能项目在保加利亚成功并网投运，为东欧已投运最大储能电站	0.601

1 总结：欧洲装机预测

- ◆ 我们预计26年欧洲新增储能装机容量45.3GWh，同比+124%，意大利、英国、德国、荷兰、希腊新增装机7/3.6/2.3/2/1.2GWh，同比+40%/80%/50%/67%/20%。西班牙25年基数较低，预计26年新增装机同增233%。预计到30年欧洲新增装机有望达147+GWh。

图：分国家大储新增装机预测和储能电池需求预测

欧洲	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (GW)	10.1	18.1	24.9	32.4	37.1	40.4
合计当年新增储能 (GWh)	20.25	45.30	74.78	111.94	131.04	147.57
-容量增速	131%	124%	65%	50%	17%	13%
英国	2.0	3.6	5.4	8.1	9.7	11.7
-增速	33%	80%	50%	50%	20%	20%
意大利	5.0	7.0	8.5	10.2	11.2	12.3
-增速	39%	40%	21%	20%	10%	10%
希腊	1.0	1.2	1.4	2.1	2.7	3.3
-增速	900%	20%	17%	50%	30%	20%
西班牙	0.3	1.0	2.0	4.0	5.2	6.8
-增速	200%	233%	100%	100%	30%	30%
爱尔兰	0.2	0.3	1.6	2.2	4.4	4.6
-增速	-60%	88%	423%	40%	100%	5%
波兰	0.7	2.5	6.0	10.0	12.0	12.6
-增速	75%	257%	140%	67%	20%	5%
德国	1.5	2.3	3.4	5.1	7.6	9.9
-增速	88%	50%	50%	50%	50%	30%
法国	0.3	0.5	0.8	1.3	2.0	3.3
-增速	100%	50%	78%	60%	60%	60%
荷兰	1.2	2.0	3.0	3.6	4.3	5.2
-增速	94%	67%	50%	20%	20%	20%
比利时	0.3	0.5	0.8	1.2	1.8	2.7
-增速	100%	67%	60%	50%	50%	50%
保加利亚	1.5	7.0	5.0	2.0	2.0	2.0
-增速	200%	367%	-29%	-60%	0%	0%
其他	6.3	17.5	36.9	62.2	68.0	73.3
-增速	568%	178%	111%	68%	9%	8%

四、新兴市场：大项目批量落地，未来增长延续

1 中东：24 年订单爆发式增长，26年起装机集中兑现

- ◆ 阿联酋项目体量迅速放大，且与数据中心耦合的储能需求开始出现。 EWEC 5GW/19GWh项目本身已说明，AI算力与能源基础设施在中东开始融合，这会提升储能的规格要求和盈利能力。沙特项目兑现正在从单个批次，转向连续批次，阿布扎比Masdar数据中心项目20GWh重新招中标，项目方预计26-27年陆续投放。我们预计2026年中东北非地区仅特大型储能项目就将交付33.8-42.2GWh，且项目储备极为充足。
- ◆ 中东及北非储能市场呈现“主权采购+超大项目+中国设备供应”特征。沙特和阿联酋是当前区域储能需求的核心，前者以SEC/SPPC集中式采购、独立储能和电网侧调峰为主，项目呈现标准化、批量化特点；后者以EWEC、DEWA主导的光伏配储和全天候可调度清洁电力项目为主，储能更多与AI算力、电网灵活性和高比例光伏消纳绑定。埃及、摩洛哥等北非市场则开始加速跟进，项目多依托EETC、MASEN等国有购电方，并结合国际开发金融机构融资，形成“光伏+储能”一体化开发模式。

图：中东部分储能项目进展

国家	项目	规模	预计投运/交付	类型
沙特	SEC/SPC项目	2GW/4GWh	2026年4月	独立储能
阿联酋	EWEC	5GW/19GWh	2026年H2	数据中心/大型储能
阿联酋	EWEC	0.4GW/0.8GWh	2026年	独立储能
阿联酋	DEWA	1.4GW/8.4GWh	2026年底/2027年	光伏配储
埃及	AMEA Power	0.3GW/0.6GWh	2026年6月	储能
埃及	Scatec (Obelisk)	0.1GW/0.2GWh	2026年H1	光伏配储
埃及	Scatec (EETC)	1.95GW/3.9GWh	2027年	光伏配储+独立储能
摩洛哥	ACWA Power	0.8GW/1.2GWh	2026年6月	光储一体化

2 澳大利亚：市场化收益+构网价值+在建储备，高增基础扎实

- ◆ 2025年澳大利亚大型电池储能并网容量为2GW/5.1GWh，较2024年增长233%/200%，超过2017-2024年累计并网总量，进入真正意义上的规模化阶段。我们预计26年并网9GWh，同比增100%+。
- ◆ 在建和储备项目规模大，奠定26-27年高增基础：截至2025Q4，澳大利亚已获投资承诺或在建项目规模为4.2GW/13.4GWh；储备项目容量达13GW/34.7GWh；2025H2新增获得资金承诺项目超6GWh。

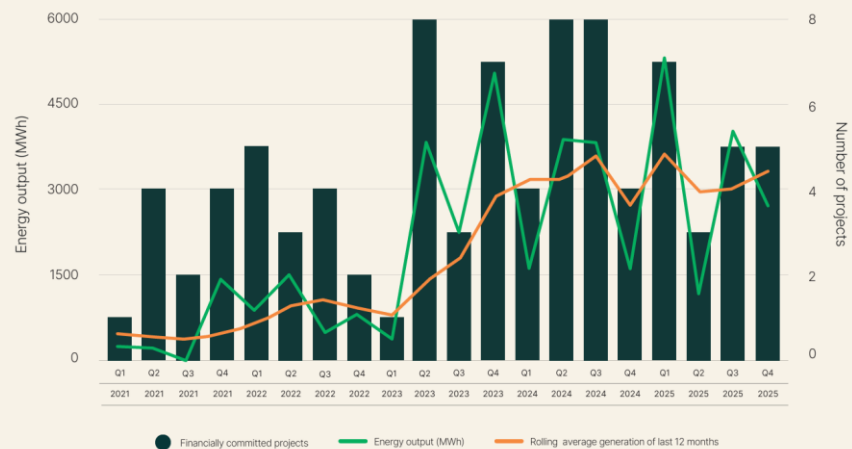
图：澳大利亚BESS装机量（MWh）

Commissioned energy storage projects by year

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Number of projects	1	3	3	1	4	4	8	5	11
Investment (A\$m)	90	129	72	42	353	87	960	1,325	2,001
MW	150	90	130	13	426	69	724	619	1,872
MWh	194	115	135	4	647	101	947	1,677	4,924
Average MW	150	30	43	13	107	17	91	124	170
Average MWh	194	38	45	4	162	25	118	335	448
Average duration (MWh/MW)	1.3	1.3	1.0	0.3	1.5	1.5	1.3	2.7	2.6

图：澳大利亚BESS获得融资规模（MWh）

Financially committed storage projects by energy output, quarterly MWh



2 澳大利亚：中国头部大单突破，二线厂商加速切入

◆ 澳洲大储市场正在从“海外系统集成商主导”转向“中国电池与系统厂商深度参与”。2025-2026年6月，宁德时代凭借5GWh+订单跃居第一，体现出澳洲开发商对中国头部电池系统的接受度显著提升；而国轩、阳光、海博等企业的进入，则说明澳洲市场不再只是少数头部企业竞争，而是开始形成“头部大单+二线渠道/项目切入”的扩散格局。

图：澳大利亚储能电池新增订单（截至2026年6月）

	公司	时间	订单	规模（GWh）
储能系统	宁德时代	2026.6	与Edify Energy签约，为澳大利亚昆士兰州Smoky Creek和Guthrie's Gap光储项目（合计600MW/2.4GWh储能，配套720MWp光伏）供应2.4GWh储能系统，计划2028年投运	2.4
	Tesla	2025.12	Neoen Australia开工建设，为全球首个部署特斯拉下一代Megablock技术的项目,项目规划总容量可达900MW/3,600MWh。	0.866
	国轩高科	2026.6	承建澳洲Lower Wonga光储一体化项目，储能规模281MW/843MWh，为Lightsource bp投资，搭载乾元智储5MWh系统	0.843
	Fluence	2025.7	Tomago Battery（新南威尔士，AGL，500MW/2000MWh），AGL新建四小时大储项目，Fluence提供BESS与服务	2
		2025.2~7	Wellington BESS 一期 300MW/600MWh，AMPYR Australia与Fluence签订EPC/设备合同	0.6
储能电池	阳光电源	2025.11	在 All-Energy Australia 2025 上，与 Raystech Group 签署 2026 年澳洲市场分销协议	1
	海博思创	2025.7	与 Alpina 合作推进“充电+储能”一体化项目	未披露
	宁德时代	2025.8	与澳洲开发商 ACEnergy 签署合作，将为其在新南威尔士州 Yanco、维州 Joel Joel 和 Little River 三个项目合计供应 3GWh 电池储能系统（含电池与系统集成）	3

3 拉美：智利规模化兑现 巴西政策细化 墨西哥开启储能大项目

- ◆ **智利储能提前四年超额达标，弃电倒逼下电网加速光储协同。**智利能源部预计2026年初已提前完成2GW目标，若趋势持续，2026年底智利将拥有约9GW*4小时的BESS投运，较原定2030年目标提前四年。同年弃电量超6TWh，同比增长8%；若无已投运储能，弃电将高达8TWh，储能成为“系统止血”核心工具。
- ◆ **巴西明确储能监管及技术型号，首次储能拍卖定档今年12月。**2026年6月ANEEL正式批准储能监管细则，确立独立业态地位；并宣布12月举行首届容量拍卖（15年合同、2028年8月供电）。技术要求明确单项目≥30MW、时长≥4小时、效率≥85%、最长充电≤6小时、须具备构网能力，选在SIN电网战略节点可获额外补贴。
- ◆ **墨西哥混合模式落地，目标2030年清洁能源占比45%。**政府已授予超3.3GW发电+1.2GW储能，首次为独立BESS单独设招标路径。与CFE混合模式（54%国有+46%私营，合同期25年，承诺购电70%）吸引了222个提案、近38GW，相当于可用容量（7.5GW）的580%。
- ◆ **中国10余企拉美斩获超16GWh储能订单，比亚迪两期合作引领，与 Grenergy 合作规模已累计达 9.1 GWh，阳光电源累计超3.6GWh、天合1.2GWh、东方日升巴西3GWh战略合作紧随。**

图：截至2026年6月南美储能订单情况（GWh）

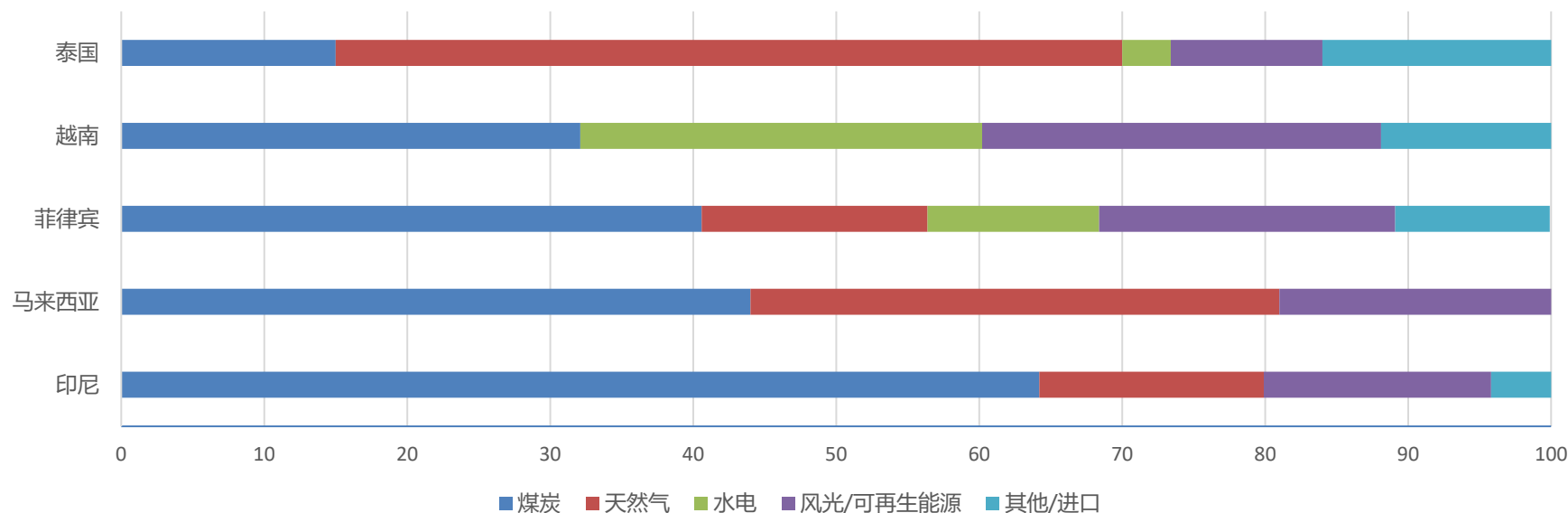
公司	时间	订单	规模GWh
阳光电源	2025.11	为智利 Dune Plus 项目提供 509MW/2,036MWh 储能系统，担任 EPC 并签订 LTSA，项目电力长期供给 Codelco（15 年 PPA，每年约 1TWh）	2.04
	2026.6	与Sonneditx签约，为智利Librilla储能电站项目提供643.8MWh PowerTitan 2.0系统，5小时配置，预计2027年Q1完工	0.64
Acciona Energía	2025.11.11	阿塔卡马沙漠200MW/1000MWh储能项目（Malgarida光伏配套）	1
Acciona Energía和宁德时代	2026.6	在智利阿塔卡马沙漠El Romero Solar光伏园区建设1GWh储能系统，采用宁德时代Tener Stack方案	1
天合储能	2025.10.29	为 Atlas Renewable Energy 的 Copiapó 光储项目提供 233MW/932MWh BESS 技术与服务	0.932
	2026.1	与阿根廷YPF Luz签约Alma Sur项目（90MW/481MWh），属ALMA GBA计划组成部分	0.481
	2026.1	与智利T-Power签约722MWh（Luz del Norte项目）	0.722
Grenergy (由比亚迪供货)	2026.6正式投运	在智利正式启动Elena光储电站，配套光伏446MW+储能3.5GWh，为美洲最大储能项目。	3.5
比亚迪	2026.3	与Grenergy达成新合作，为智利中部绿洲光储项目提供2.6GWh MC Cube-T储能系统	2.6
东方日升	2025.12	与巴西工业巨头WEG签署3GWh战略合作协议，2026-2028年交付	3

数据来源：CNESA, 商务部公告，新华财经，中国储能网，ACERA，东吴证券研究所

4 东南亚能源结构高度依赖化石能源，储能需求刚性凸显

- ◆ 东南亚各国电力装机高度依赖煤电与天然气，新能源占比低但转型目标激进，电网薄弱叠加AI数据中心用电需求爆发，储能成为提升系统灵活性与保障能源安全的刚需。
- ◆ 东南亚能源结构的三个核心矛盾决定储能需求超预期：1) **化石能源依赖度高**：各国电力高度依赖煤电与天然气，能源转型压力突出。2) **新能源目标激进但电网薄弱**：可再生能源装机目标明确，但电网基建落后且孤岛电网多，储能成为新能源消纳和电网调度的工具。3) **AI数据中心用电需求增长**：以马来西亚为例，数据中心用电占比预计从2025年的2%飙升至2035年的52%，传统火电无法满足毫秒级响应与绿电要求，光储一体化成为必选项。

图：东南亚主要国家电力能源结构对比（2025年）



*注：泰国“其他/进口”占比16%为净进口电力

4 东南亚政策影响集中兑现，开始大规模落地

- ◆ **东南亚储能在2026年爆发，主要系电网薄弱&政策扶持：** 第一，电网基建薄弱、电力供给缺口扩大，储能成为刚需。第二，新能源政策密集落地。马来西亚、越南、菲律宾、泰国、印尼等国家正在密集推出新能源扶持、简化审批、虚拟电厂试点等政策，2025开始起量，2026政策影响集中兑现。**菲律宾：** 孤岛电网多，电网韧性需求强；电价高，储能经济性更容易跑通；大型项目群建设持续推进，以提升系统稳定性。**越南、泰国、马来西亚、印尼：** 从政策红利走向项目落地。东南亚已从过去的政策规划阶段，正式进入大规模项目落地期。
- ◆ **市场格局：中国企业在亚洲（不含中东、中国储能订单）2025年全年订单与合作规模达到51.50GWh，占中国储能出海总规模的18.12%。** 宁德时代深度绑定印尼—新加坡绿色经济走廊，累计订单6.2GWh，同时在印尼卡拉旺建设年产能6.9GWh电池工厂；阳光电源与CREC签署1.5GWh协议（2024年12月），为当时东南亚最大储能合同；海博思创2025年10月启用马尼拉办公室后签约185MWh项目，已锁定海外订单约10GWh，东南亚及其他区域占比25%。东南亚已从政策规划阶段正式进入大规模项目落地期。

图：东南亚主要大储能项目（截至2026年6月）

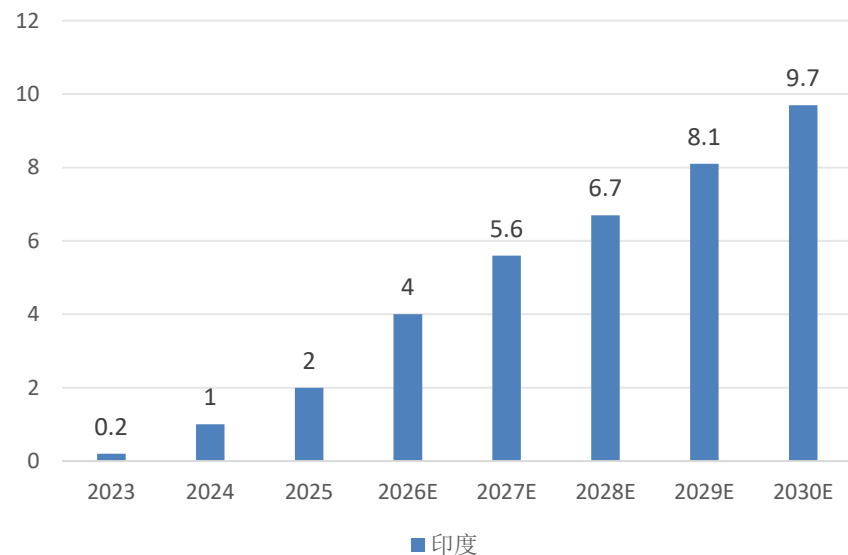
国家	时间	实体	容量	进度
菲律宾	2025年10月（EPC签约）	MTerra Solar项目	3.5GW光伏 + 4.5GWh储能	中国能建签约南区块EPC（1.05GW光伏+1.2GWh储能）；一期1.5GW光伏+2GWh储能建设中，截至2025年7月完成54%；一期预计2026年完工，二期预计2027年完工
	2026年6月3日（签约）	ACWA Power新克拉克城光储项目	500MW光伏+BESS（具体储能容量待定）	ACWA Power与BCDA签署500公顷土地租赁协议，初始投资至少40万美元/MW，满建容量可达500MW
印尼	2025年7月（首批签约）；2025年12月（增订）	宁德时代—Vanda RE	累计6.2GWh（首批2.2GWh+增订4GWh）	配套印尼2GWp光伏向新加坡出口电力，为印尼—新加坡绿色经济走廊重点项目；宁德时代印尼工厂（6.9GWh产能）预计2026年底投产供货
马来西亚	2026年5月18日	TNB Santong储能项目	100MW/400MWh	马来西亚首个接入国家电网的公用事业级BESS；投资约3.8亿林吉特；可满足东海岸约4万户家庭用电需求
	2026年6月底（签约）	亿纬锂能×GSPARX光储项目	40MWp（一期25MWp已签约；二期15MWp 将有序接续）	一期预计2026年10月15日并网投运；亿纬锂能在马建成当地唯一储能电池制造基地
越南	2025年11月	EVN首个BESS试点项目	50MW/50MWh	2025年11月正式商业运营，为越南首个并网BESS项目，由EVN在越南中部平顺省开发运营
柬埔寨	2026年6月24日（融资批准）	亚行（ADB）柬埔寨茶胶省BESS项目	250MW/500MWh	亚洲开发银行（ADB）批准总额6344万美元融资方案，支持柬埔寨建设首个公用事业级电池储能项目；投运后预计每年减碳约2.77万吨
泰国	2026年2月6日（融资签约）	ADB—Gulf Energy光储项目	126MW/151MWh（两个光储项目）	ADB提供3.5亿美元贷款，另有一个68MW光伏项目；投运后预计年减碳19.15万吨

数据来源：北极星储能网，Mercom India Research, 东吴证券研究所

5 印度：强制配储、招标放量、并网提速

- ◆ **强制配储与国家级招标双轮驱动：**1)强制配储政策落地：自2025年2月起，所有光伏项目必须按装机容量的10%配套2小时储能系统，未来拟提升至30%-40%。2)2026上半年邦级招标全面提速：中央邦招标750MW/1500MWh、西孟加拉邦招标500MW/2000MWh等，储备持续增厚。
- ◆ **储备项目起量、装机规划明确。**截至2026年4月独立储能累计招标73个项目，共67GWh；光储系统累计招标20GW/35GWh；2025-26财年要求并网4GW/17GWh电化学储能项目，且“不允许任何拖延”。到2026年4月，随着Adani并网2.4GWh、ACME并网2GWh，总投运电池储能系统迅速升至5.6GWh。

图：印度大储装机量预测（GWh）



图：印度独储招标情况（截至2026年4月）



5 总结：新兴市场大储26年爆发，可持续至2030年

- ◆ 我们预计其他新兴市场26年新增储能至97.26GWh，同比增长161%：26年储能累计装机165.2GWh。其中，中东预计增长至20GWh，智利增长至6GWh，澳大利亚9GWh，菲律宾、印度各贡献4GWh。

图表：新兴市场大储需求预测

其他区域	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (GW)	4.0	12.4	30.9	56.9	81.6	109.4	139.3
合计当年新增储能 (GWh)	10.55	37.29	97.26	179.32	259.56	351.50	452.12
-增速	121%	253%	161%	84%	45%	35%	29%
中东地区	4.0	14.0	20.0	32.0	36.8	42.3	48.7
-增速	100%	250%	43%	60%	15%	15%	15%
智利	2.0	4.0	6.0	7.8	9.4	11.2	13.5
-增速	300%	100%	50%	30%	20%	20%	20%
澳大利亚	1.8	5.0	9.0	11.7	14.0	16.8	20.2
-增速	29%	178%	80%	30%	20%	20%	20%
菲律宾	0.8	2.0	4.0	4.5	5.0	5.4	6.0
-增速	60%	150%	100%	13%	10%	10%	10%
印度	1.0	2.0	4.0	5.6	6.7	8.1	9.7
-增速	400%	100%	100%	40%	20%	20%	20%
其他	1.0	10.3	54.3	117.7	187.7	267.6	354.1
-增速	479%	983%	427%	117%	59%	43%	32%
储能累计装机 (GW)	11.0	23.4	54.3	111.2	192.8	302.2	441.5
累计装机储能 (GWh)	30.6	67.9	165.2	344.5	604.0	955.5	1407.6
-累计光伏装机储能功率配比	3.62%	5.37%	9.13%	14.30%	19.55%	24.74%	29.73%

5 总结：26年全球储能需求588.2GWh，增长62%

- ◆ 我们预计26年全球储能需求同比+62%至588.2GWh。且预计2027年全球储能仍可维持45%+增长，至约867.3GWh；2030年需求超1600GWh，占锂电需求40%+。
- ◆ 总体看，2026年国内和美国仍有超预期空间：2026年中国装机量253GWh（占比47%，增速44%），美国装机量63.5GWh（占比12%，增速22%）。

表：全球储能电池需求测算

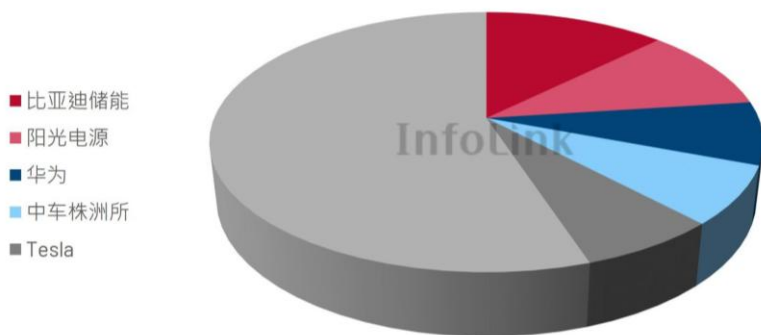
储能需求								
全球市场	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全球储能装机需求 (GWh)	126.8	211.9	362.2	588.2	867.3	1122.2	1364.2	1644.2
-储能装机增速	106%	67%	71%	62%	47%	29%	22%	21%
-放大比例	161%	155%	177%	189%	181%	177%	173%	171%
全球储能出货量 (GWh)	204	329	643	1,111	1,572	1,981	2,358	2,806
-储能出货增速	61%	61%	95%	73%	42%	26%	19%	19%
其中储能新增装机：分区域								
美国 (GW)	7	12	17	20	24	33	44	59
美国 (GWh)	22.7	35.5	51.9	63.5	80.0	108.8	148.3	203.6
-增速	66%	56%	46%	22%	26%	36%	36%	37%
-占比	23%	20%	16%	12%	10%	10%	12%	13%
中国 (GW)	22	38	61	77	98	102	103	108
中国 (GWh)	50.04	100.50	175.86	253.43	353.80	406.44	429.97	450.46
-增速	230%	101%	75%	44%	40%	15%	6%	5%
-占比	50%	56%	55%	47%	44%	39%	34%	29%
欧洲 (GW)	10	12	18	32	46	62	75	90
欧洲 (GWh)	17.73	22.45	37.87	77.42	128.13	188.47	234.98	287.79
-增速	115%	27%	69%	104%	66%	47%	25%	22%
-占比	18%	13%	12%	14%	16%	18%	19%	19%
其他地区 (GW)	6	10	24	56	90	125	165	211
南非 (GWh)	1.84	2.51	3.27	4.00	4.74	5.51	6.29	7.06
-增速	-	37%	31%	22%	18%	16%	14%	12%
-占比	2%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
其他地区 (GWh)	8.71	17.70	51.43	135.94	233.82	333.04	448.71	579.23
-增速	115%	103%	191%	164%	72%	42%	35%	29%
-占比	9%	10%	16%	25%	29%	32%	35%	38%

五、产业链：自上而下价格传导，龙头恒强

1 全球格局洗牌中，中国企业出货领先

- ◆ **全球大储系统出货量比亚迪、阳光电源、华为领先。**26年Q1全球大储系统出货103.70GWh，同比增速60.78%，整体市场出货继续维持高位。26年Q1前五名大储系统集成商为：比亚迪、阳光电源、华为、中车株洲所、特斯拉；特斯拉退居第五。同时，本季前五名供应商(CR5)的市场份额环比下滑至44.94%，大储竞争日趋激烈。
- ◆ **中国企业已从“设备供应商”升级为全球系统集成核心力量。**Woodmac数据显示，中国储能集成商持续主导全球电池储能赛道，全年全球市场份额高达76%。全球十大储能集成商中，八家企业总部位于中国，特斯拉、阳光电源连续三年锁定全球冠亚军，比亚迪大幅跃升五位跻身全球第三。彭博新能源财经2026 Q2 全球一级储能厂商榜单中，中国企业56家占85%，头部地位进一步巩固。

图：26年Q1全球大储(含工商业)系统出货格局



*Source: InfoLink 全球储能供应链数据库

*Note：从2026年度起，大储榜单逢一、三季公布Top5排名情况，逢半年度、年度公布Top10排名情况。

图：2025年全球储能系统集成商出货排名



Source: Wood Mackenzie, Note: The market share calculation is based on integrators' AC battery energy storage system shipment numbers in 2025.

1 全球格局洗牌，中国企业出货领先

◆ 2026年全球大储系统行业已经进入“头部集中+区域分化+价格分层”阶段。从2026年规划规模看，阳光电源、特斯拉、海博思创构成第一梯队，出货规划大致在60GWh以上；阿特斯、天合、晶科、中车、远景处于第二梯队，区间大致在15-40GWh；隆基、思格、正泰、思源、融和元储则处于2.5-25GWh的第三梯队。

图表：重点大储系统集成公司25/26年出货规划总览

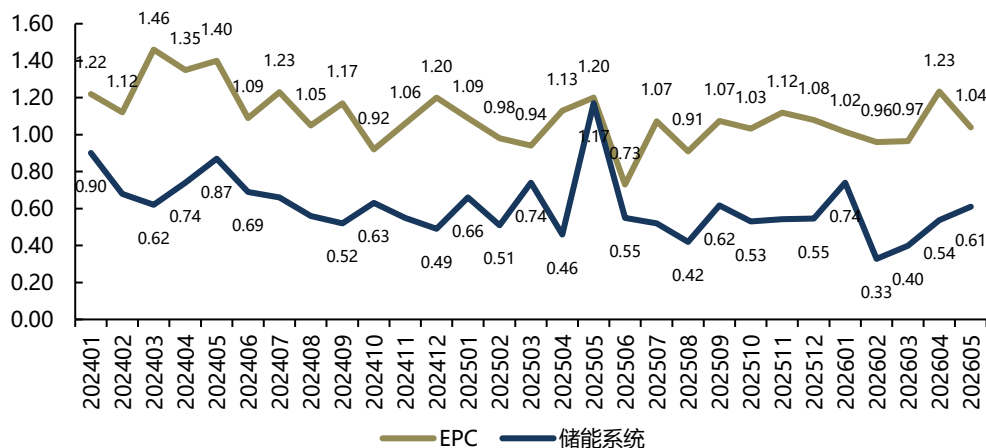
公司	2025年出货	2026年目标	市场分布及订单情况
海博思创	30GWh	70GWh	26年国内60GWh，海外10GWh
阳光电源	43GWh	60GWh+	26年中东非增长乏力，中国增长，美洲增长20%-30%，欧洲、亚太增长80%-90%
特斯拉	46.7GWh	-	出货100%海外
Fluence	17.8GWh	-	出货100%海外，在手订单56亿美元
远景能源	24-25GWh	45GWh	26年国内出货30GWh，占比77%
融和元储	11-12GWh	20-21GWh	26年国内占比超过90%，海外重点布局一带一路国家
天合光能	8GWh+	16GWh	26年预计海外占 70%-80%；欧洲 20%+，北美约15%，在手订单约14GWh
阿特斯	7.8GWh	13-15GWh	美国占 40%，其余为欧洲，加、澳、东南亚等，在手订单36亿美元
晶科能源	5GWh	10+GWh	26年预计欧洲 40%、北美 10%、亚太 30%
隆基绿能	-	6GWh	26年海外占比20%，优先布局中、欧、其余新兴市场，美国市场不确定性较高
正泰电源	0.6-0.7GWh	2.5GWh	欧洲1-2GWh，澳洲 500+MWh，其余少量
思格新能	-	意向订单5GW以上	26年主要是中东示范性项目，27年预计出货20GWh

数据来源：Reuters, SMM, Solar Media, 东吴证券研究所

2 国内系统端价格回升，海外储能价格分层

- ◆ **国内储能系统端与EPC端价格走势分化。**2026年5月储能系统采购中标均价为0.607元/Wh，较4月上涨14%，主要受电芯成本上行和需求持续旺盛驱动；5月储能EPC项目中标均价为1.04元/Wh，较上月下降16%，体现了施工与配套环节竞争加剧。
- ◆ **海外大储价格进入区域再定价阶段，美国高溢价强化，新兴市场分层加剧。**2025年美澳市场FOB报价约0.61元/Wh，欧洲IEC标准产品约0.50–0.54元/Wh，中东及印度市场约0.36–0.40元/Wh；国内4小时交流侧系统均价约0.5元/Wh。**进入2026年**，美国受301关税、FEOC限制及本土化供应链要求影响，中国电池及储能系统进入难度提升，高价区属性进一步强化；我们预计欧洲项目报价上涨至0.54-0.58元/Wh，主要反映碳酸锂等原材料涨幅传导，但受中国厂商和Tesla等头部供应商竞争压制，价格中枢我们预测整体稳定。**新兴市场价格分化进一步加剧：**拉美、非洲、东南亚等市场受融资成本、税费、并网条件和本地施工能力影响，价格区间更宽，整体处于中等偏高水平；Reuters预测其未来五年增速可能达到 30%–50%或更高。
- ◆ **成本持续上行叠加需求高增，储能电芯价格步入上行通道：**26年5月电芯中标加权均价0.37元/Wh，主流314Ah电芯的完全成本约0.339元/Wh；从2025年下半年至今，原材料价格剧烈波动，直接导致电芯成本涨幅超过30%。

图表：国内储能系统及储能EPC价格走势（元/Wh）



图：美国储能系统价格



数据来源：Reuters, SMM, Solar Media, 东吴证券研究所

2 区域价格体系已逐步清晰

- ◆ **全球市场呈阶梯式价格梯度，与市场准入门槛高度匹配。**美国：26年直流侧FOB主流约95-100美元/kWh，交流侧或本地化方案可更高；**西欧**：26年主流大储系统约0.9-1.1元/Wh，或80-85美元/kWh直流侧；**东欧**：26年大储系统约0.7-0.9元/Wh，价格低于西欧约一档；**澳洲**：26年整体价格接近美国，通常高于欧洲大陆，主流可参考美国相近水平或欧洲偏上沿；**东南亚**：26年整体价格接近欧洲中低位，通常低于澳洲和美国；**中东**：26年主流项目价格约0.6-0.8元/Wh，或55-65美元/kWh、部分口径为60-65美元/kWh；**拉美**：26年大储系统价格通常略低于欧洲、高于中东，约欧洲低5%左右，或落在0.75-1.0元/Wh区间；
- ◆ **盈利水平随价格带同步分化，高壁垒市场收益确定性更强。**美澳西欧等成熟市场项目毛利率显著高于新兴市场；中东、拉美等区域中国厂商集中竞标，内卷程度接近国内，盈利空间持续收窄。
- ◆ **26年大储系统价格从高到低的基本排序是：美国 ≈ 澳洲 > 西欧 > 东欧 ≈ 拉美 ≈ 东南亚 > 中东。**其中 东南亚整体大致介于东欧/拉美与中东之间，且不同国家差异较大。

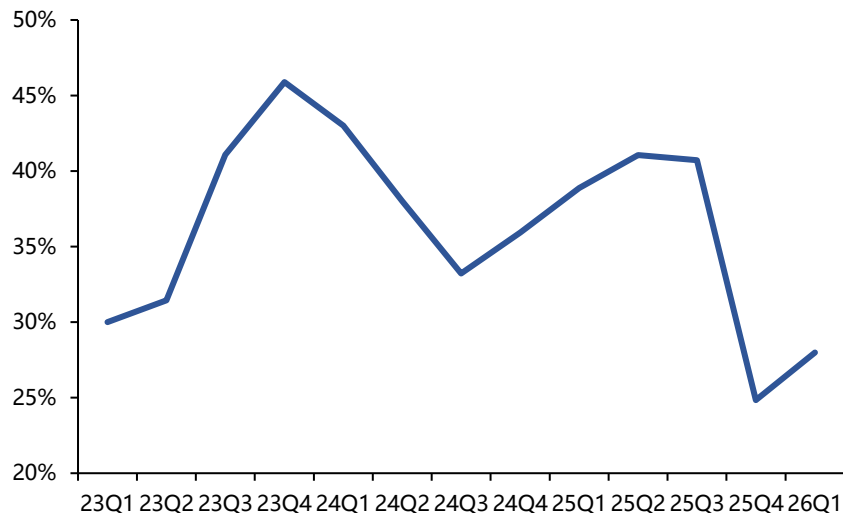
图表：储能系统及储能EPC价格走势（元/Wh）

区域	主流价格区间	说明	相对位置
美国	95-100美元/kWh主流；广义75-110美元/kWh	直流侧FOB为主，交流侧/本地化更高	最高
西欧	0.9-1.1元/Wh；或80-85美元/kWh	高毛利区域	高
东欧	0.7-0.9元/Wh	补贴多但价格低于西欧	中高
澳洲	0.95-1.15元/Wh	接近美国	高
东南亚	0.7-0.9元/Wh	接近欧洲中低位	中
中东	0.6-0.8元/Wh	大项目压价明显	低
拉美	0.75-1.0元/Wh	略低于欧洲	中

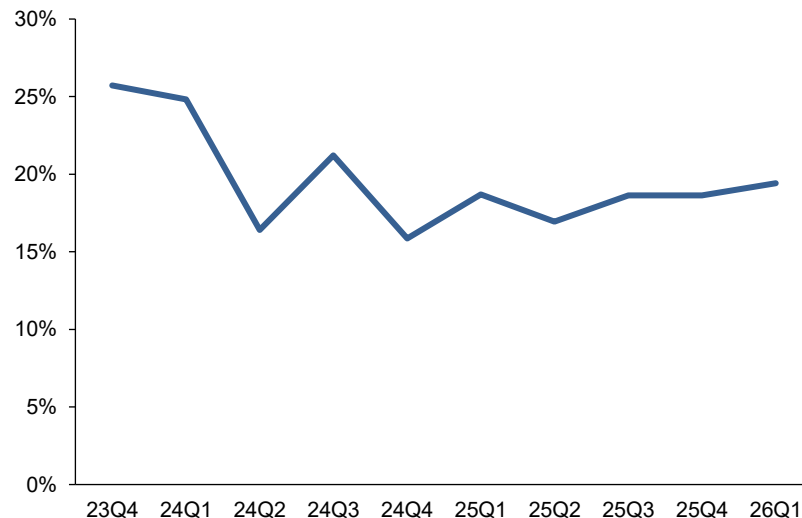
3 短期盈利承压，中长期有望逐步恢复

- ◆ **海外大储价格及盈利短期承压，后续有望改善：**以阳光电源及海博思创为例，伴随碳酸锂跌价、竞争加剧的影响，22~25年海外大储系统价格有所下降。1) 阳光电源：南美项目价格较低，25Q4阳光电源确收结构中南美占比较高致毛利率大幅下滑，储能毛利率仅24%，环降17pct。伴随高毛利市场占比提升，26Q1阳光电源储能毛利率有所回升至28%。2) 海博思创：25Q1~26Q1公司毛利率基本维持在17~19%，相较23~24年有一定幅度下滑，海博作为龙头系统集成厂商，具备更强的采购及规模化实力，国内外毛利率已基本位于行业前列。
- ◆ **我们判断：**1) 碳酸锂跌价有望带动储能毛利率逐步修复；2) 以阳光为首的海外头部厂商，有望向下游客户部分顺价；3) 采用大电芯有望实现5~10pct降本；上述因素有望带动储能系统毛利率逐步恢复。

图：阳光电源储能系统毛利率走势



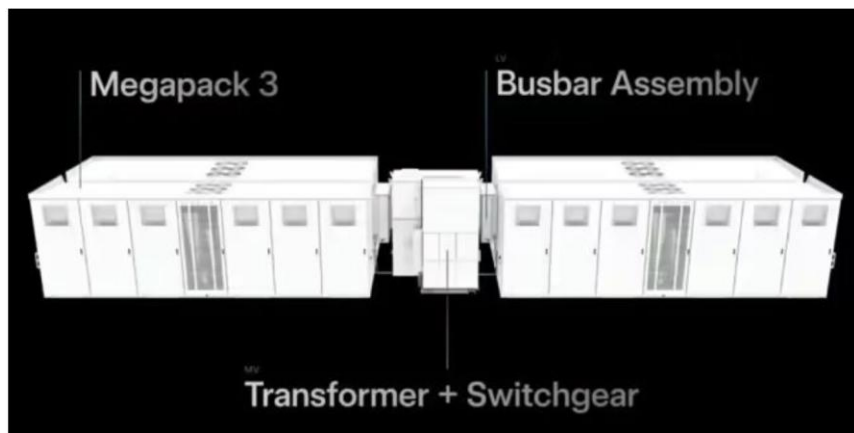
图：海博思创各季度综合毛利率走势



4 AI储能贡献增量，特斯拉与阳光优势突出

- ◆ 低压直流储能要求极高，成本较普遍储能系统成本提高30%+，需要厂商具备极强的软硬件能力（数据协同能力、AI驱动的整段和控制能力、高密度的集成和散热能力），既懂电网又懂AIDC又懂储能。
- ◆ 同时，低压直流储能与后端机架一体化集成，需与业主方深度合作绑定。
- ◆ 特斯拉与阳光电源为全球AI储能龙头，特斯拉短期自供为主，阳光可对接全球科技公司。特斯拉Megapack3将于2026H2推出，采用双通道控制架构（功率调度器 + 虚拟机）可自主建立稳定电压和频率，在电网波动时提供亚周期级无功支撑（响应时间 < 10ms），预计率先用于Aix数据中心上。阳光兼具AIDC及储能能力，储能系统广泛应用于全球项目，且具备成本优势，有望逐一突破海外科技公司。

图：特斯拉Megapack3



- ◆ 采用了更大的 2.8 升电池电芯，新款容量可达约 5 MWh。同时对散热舱结构进行了大幅简化，使连接点数量减少 78%。20日内可完成1GWh储能部署

图：阳光PowerTitan 3.0



- ◆ 灵犀交付系统：配置检查时间从17天缩短至1小时，人工巡检效率提升85%，大幅加快投运节奏。
- ◆ PowerDoctor运维平台：集成AI大模型，可实现30+类型故障的早期预警，准确率超过99%，非计划停机率降低99%，运维效率提升92%。
- ◆ PowerBidder电力交易系统：基于AI算法优化储能参与市场策略。

5 系统集成厂商锁定核心电池厂产能，专线生产

- ◆ **当前储能系统集成厂商普遍采用“1-3家核心供应商”的供应链策略：**阳光主要供应商为中创新航、欣旺达；特斯拉为宁德；海博思创为宁德、亿纬；中车为湖北储能；华为为亿纬等。
- ◆ **专线生产，推动电芯技术迭代和降本，大电芯尤为明显：**行业加速推进包线、专线生产模式，集成商深度参与电池产线规划，定制适配自身系统的专属电芯，如大电芯、高容量、特定工艺型号产品，实现电芯与储能系统的高效匹配。如大电芯，目前行业内**有688ah/587ah/628ah等，龙头集成厂商可定义电芯型号。**

图：系统集成商对应电芯供应商

系统集成商	25年出货 (GWh)	26年预计出货 (GWh)	电芯主供	其余供应商
阳光电源	43	60+	中创新航	欣旺达、瑞浦、宁德
特斯拉	46.7	-	宁德	自制、LG
海博思创	30	70	宁德、亿纬	-
阿特斯	7.8	13-15	宁德、亿纬	-
Fluence	17.8	-	远景动力 (AESC)	-
天合光能	8	16	自研自产 + 外部采购	-
晶科储能	5	10+	亿纬锂能	-
隆基	-	6	-	-
正泰电源	0.6-0.7	2.5	-	-
融和元储	10	20	-	-
远景能源	24-25	45	远景动力 (AESC)	-

图：系统集成商与电池企业采购协议

系统集成商	电池企业	具体合作内容
海博思创	宁德时代	2026-2035 年 (10 年)，不低于 200GWh 电芯供应
	亿纬锂能	2025-2027 年 (3 年)，约 50GWh 电芯采购
中车株洲所	海辰储能	2026-2030 年 (5 年)，不低于 120GWh 储能电池供应
	中创新航	高容量电芯及液冷系统深度合作
阳光电源	欣旺达	百亿级电芯采购 (约对应 100GWh+)
	中创新航	包产线定制化电芯供应
特斯拉 (美国)	三星 SDI	三年，每年 10GWh，总计 30GWh 储能电池供应
	LG 新能源	2027-2030 年 (3 年)，43 亿美元磷酸铁锂电池供应

6 全球储能电池出货高增，中国企业主导格局强化

- ◆ 出货量高增，行业高景气延续。根据鑫椤数据，2026年初至6月全球储能电池累计出货507.8GWh，同比增长107%；6月单月出货100.9GWh，同比大增74%，环比增长3%。我们预计26年出货1028GWh，同比+71.9%。
- ◆ H1累计格局：宁德时代遥遥领先，海辰储能和亿纬锂能分列二、三位。26年H1累计出货量中，宁德时代110.1GWh（占比21.7%）稳居首位；海辰储能47.0GWh（占比9.3%）与亿纬锂能46.7GWh（占比9.2%）分列二、三位。与2025年全年占比对比，整体呈现格局优化，二线追赶。整体看，头部三家（宁德、亿纬、海辰）市占率合计从25年全年的50.04%降至41.13%，二线企业追赶势头显著，行业集中度呈分散化趋势。海外企业份额持续被挤压，中国企业继续主导全球储能电池市场：LGES 26年H1累计占比仅2.72%（2025年全年2.2%），三星SDI仅0.59%（2025年全年0.9%），松下、SKI几乎归零。前十五名中仅两家韩国企业入榜。

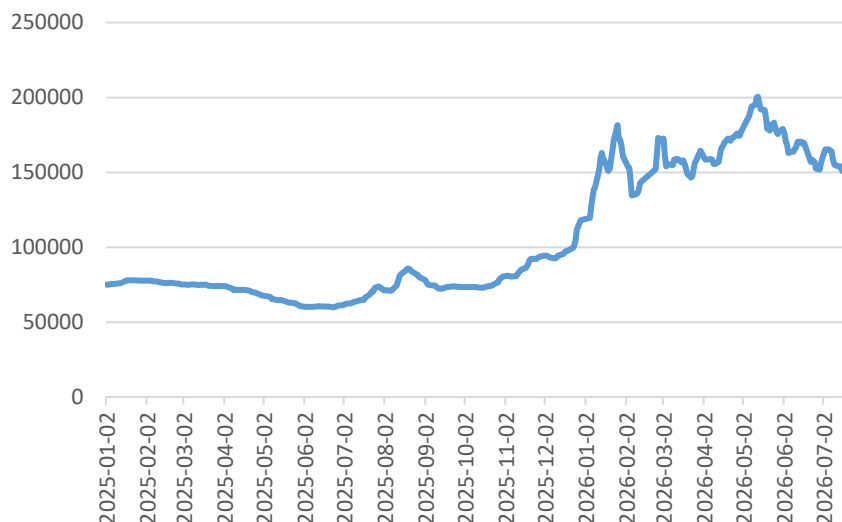
图表：全球储能电池企业出货量及累计出货量对比（GWh）

	全球储能电池企业出货量（GWh）				累计出货量对比（GWh）					
	26年4月	26年5月	26年6月	单月占比	26H1	26年H1累计占比	25年累计	累计占比	2026年E	同比
宁德时代	19.8	21.0	21.3	21.5%	110.1	21.7%	152.0	25.4%	260	71.1%
亿纬锂能	8.5	8.6	9.2	8.8%	46.7	9.2%	70.0	11.7%	110	57.1%
瑞浦能源	5.6	5.6	5.6	5.7%	31.4	6.2%	46.0	7.7%	65	41.3%
中创新航	6.1	6.2	6.2	6.3%	32.7	6.4%	51.1	8.5%	70	37.0%
比亚迪	7.4	7.5	6.2	7.7%	39.1	7.7%	62.0	10.4%	70	12.9%
海辰储能	8.4	8.5	9.8	8.7%	47.0	9.3%	72.0	12.0%	80	11.1%
国轩高科	4.5	4.0	5.2	4.1%	23.5	4.6%	32.0	5.4%	45	40.6%
远景能源	4.5	5.2	5.1	5.3%	23.7	4.7%	31.5	5.3%	40	27.0%
鹏辉能源	4.8	4.2	5.0	4.3%	23.7	4.7%	19.4	3.2%	50	157.7%
赣锋锂电	4.8	5.2	4.8	5.3%	23.7	4.7%	19.0	3.2%	40	110.5%
LGES	2.7	2.8	2.8	2.9%	13.8	2.7%	13.0	2.2%	20	53.9%
三星SDI	0.5	0.5	0.6	0.5%	3.0	0.6%	5.2	0.9%	7	34.6%
南都电源	0.4	0.4	0.3	0.4%	3.3	0.6%	2.9	0.5%	8	175.9%
力神电池	1.2	1.2	1.7	1.2%	6.2	1.2%	7.0	1.2%	-	-
派能科技	0.4	0.5	0.7	0.5%	2.2	0.4%	3.0	0.5%	8	166.7%
松下	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.1	0.0%	0.2	0.0%	-	-
双登富郎特	0.2	0.2	0.3	0.2%	1.0	0.2%	0.2	0.0%	-	-
SKI	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.1	0.0%	0.2	0.0%	-	-
中天储能	0.1	0.1	0.1	0.1%	0.4	0.1%	0.3	0.0%	-	-
其他	13.3	16.1	16.0	16.5%	76.2	15.0%	7.9	1.3%	-	-
合计	93.1	97.8	100.9	100.0%	507.8	100.0%	598.0	100.0%	1,028	71.9%

7 国内：锂价高位有所回落，国内储能项目收益影响有限

- ◆ **碳酸锂价格：从底部V型反转至高位震荡。**2025年碳酸锂价格走出一轮典型的“V型反转”行情。2025年4月底广州期货交易所碳酸锂期货主力合约价格跌破7万元/吨；自7月起开启反弹，12月底价格冲高至13.45万元/吨，较年内低点累计涨幅超过120%。进入2026年，碳酸锂现货价格呈现反复震荡、整体上行的走势。5月11日，国内期货市场碳酸锂主力合约2609突破20万元/吨的高位，这一价格较近一年前5.84万元/吨的低位已上涨超过250%，较年初也已上涨近70%。
- ◆ **碳酸锂价格成本传导机制与IRR敏感性分析。**碳酸锂价格每上涨1万对应电芯成本上涨0.6分/Wh，当碳酸锂15万元/吨，叠加中游涨价，电芯成本较底部上涨7-8分/Wh，对应电芯报价0.38-0.4元/Wh，国内储能收益率尚可接受。而电池价格每涨2分，对应国内储能项目irr下降1pct，碳酸锂价格超过18万元/吨，预计一定比例项目受影响（电芯价格+8分，irr下降4pct，普通项目irr低于6%）。**我们认为锂价合理中枢15万元/吨，预计2028年价格反转，26-27年高位震荡，对储能需求影响有限。**

图表：电池级碳酸锂平均价趋势图（元/吨）



图表：不同锂价情景下IRR影响测算（以12万元/吨为基准）

碳酸锂价格 (万元/吨)	较底部涨幅	电芯成本增量	全投资IRR影响
12	基准	基准	基准IRR
15	+3万	+1.8分/Wh	IRR ↓约1pct
18	+6万	+3.6分/Wh	IRR ↓约2pct
20	+8万	+4.8分/Wh	IRR ↓约2-3pct
25	+13万	+7.8分/Wh	IRR ↓约4-5pct
30	+18万	+10.8分/Wh	IRR ↓约5-6pct

8 储能大电芯开始放量，我们预计占比提升15-20%，降本增效

- ◆ 储能电池向大电芯方向迭代：25-26年储能电池向大电芯持续迭代，500Ah+大容量储能电芯及与之配套的6MWh+储能系统。大电芯成本有望下降1-2分/wh，且有利于集成厂商降本10-15%，有望成为主要趋势。
- ◆ 2026年宁德大电芯100GWh，亿纬大电芯40-50GWh，同时中创新航、欣旺达、瑞浦、海辰等大电芯纷纷放量，我们预计大电芯出货量150-200GWh，占比15-20%，且后续份额有望持续提升。

表：国内外厂商储能电芯技术进展

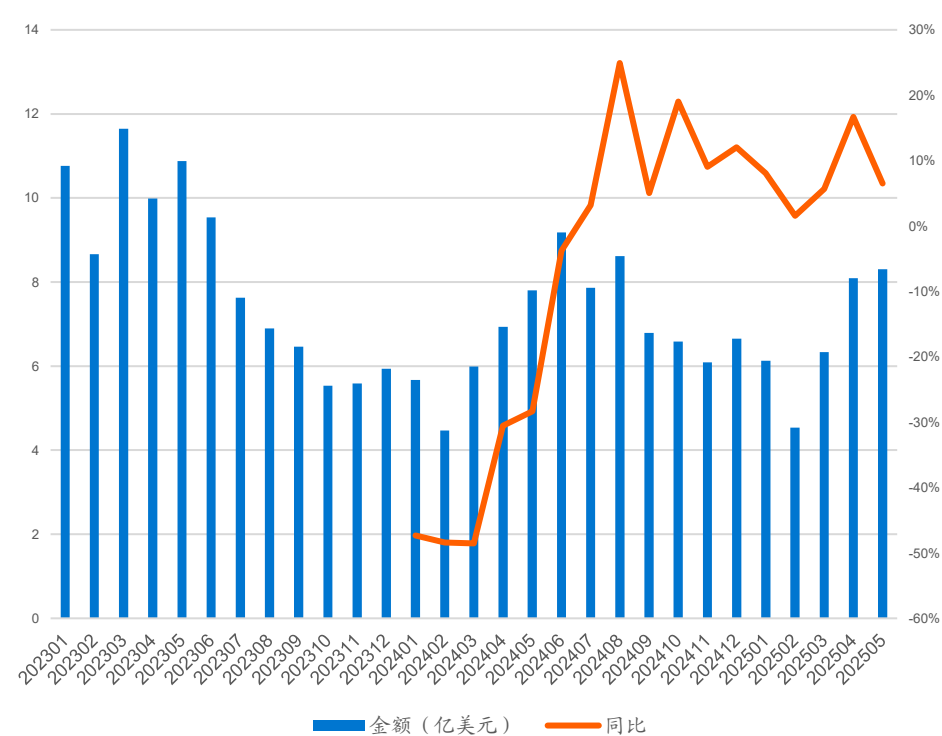
厂商	最大电芯容量	技术路线 / 结构	尺寸	最大电芯产品性能
宁德时代	587Ah	LFP，卷绕	73.05mm×274.6mm×218.1mm（长×宽×高）	25年6月量产交付，高能量密度（434Wh/L）、长循环寿命、高安全性和低衰减，集成于“天恒”储能系统，优化集装箱空间利用和PCS电压匹配，单GWh储能电站电芯数量减少40%，整站效率提升1%-2%。
亿纬锂能	628Ah	LFP，叠片	长352.3mm、宽71.7mm、高207.2mm（含端子）	“MR.BIG”电芯采用极筒集成方案，相比主流314Ah电芯，减少50%的电芯数量、连接点和系统配件量，降低系统复杂度和运维成本。
中创新航	625Ah	LFP，叠片	54mm×470mm×182mm（长×宽×高）	能量密度超440Wh/L，为20尺标准集装箱提供6.8MWh的电量，还推出500Ah+卷绕电芯和600Ah+叠片电芯，实现12,000次和15,000次循环寿命
国轩高科	688Ah	LFP，JTM集成技术	72mm×320mm×215mm（长×宽×高）	能量密度435Wh/L以上，循环寿命超过10,000次，日历寿命超20年。配套20尺标准舱，系统容量可提升至6.9MWh以上，节省约20%占地面积、减少约20%零部件数量，降低约8%初始成本
欣旺达	684Ah	LFP，叠片	501.5mm×175.5mm×55.5mm（长×宽×高）	能量密度超440Wh/L，融合热电分离设计与三维散热结构，循环寿命超20年，减少27%的集装箱部署数量，全生命周期度电成本降低8%，预计25Q4量产
蜂巢能源	770Ah	短刀+叠片	53mm×500mm×215mm（长×宽×高）	第三代叠片技术，能量密度达435Wh/L，循环寿命10,000-15,000次，系统成本降低28%，产品已通过头部储能集成商验证，预计25大批量出货
瑞浦兰钧	688Ah	“问顶”技术	72mm×320mm×215mm（长×宽×高）	能量密度达190Wh/kg，循环寿命8000次以上，应用于7.03MWh储能系统，实现“一柜顶两柜”，显著降低度电成本
海辰储能	1175Ah	LFP，卷绕	580.22mm×75.22mm×216.31mm（长×宽×高）	标称电压3.20V，标称能量3760Wh，质量能量密度≥180Wh/kg，体积能量密度≥400Wh/L，循环寿命≥11,000次，最大放电倍率1C/30s，最大电流≤752A

PART 2 用户侧储能：户储爆发式增长，工商储增速亮眼

一、逆变器出口稳健增长，全球区域有所分化

◆ **逆变器整体出货稳健增长，澳大利亚、东南亚、波兰、意大利等增长显著。**2026 年以来我国逆变器出口保持稳健增长韧性，1-5 月累计出口额达 43.05 亿美元，同比增长 29%；5 月单月出口 9.44 亿美元，环比提升 1%、同比增长 14%；分区域看：受益于补贴政策推动、澳洲户储装机需求爆发，1-5 月累计出口同比大幅增长 224%，5月单月同比增速达 316%；东南亚的越南、泰国、菲律宾，中东非区域均贡献亮眼增量；**欧洲**市场内部分化显著，意大利、波兰同比大增145%、131%，德国等成熟市场小幅增长。

图表：逆变器出口整体情况



图表：逆变器分地区出口情况

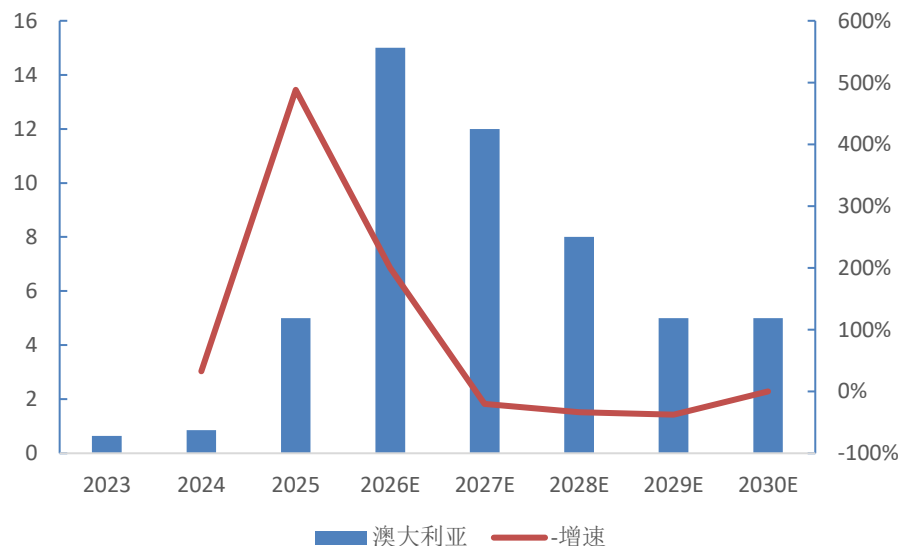
单位：亿美元		类别	26M05	M05环比	M05同比	26M04	M04环比	26M01-05	累计同比
逆变器	到达洲	总金额	9.44	1%	14%	9.38	24%	43.05	29%
		亚洲	3.57	4%	14%	3.45	44%	15.02	24%
		欧洲	3.34	-12%	0%	3.77	25%	16.34	27%
		非洲	0.79	6%	37%	0.74	8%	3.91	45%
		北美洲	0.23	-11%	7%	0.26	47%	1.14	-2%
		南美洲	0.78	15%	-7%	0.68	2%	3.43	-2%
	到达地	大洋洲	0.74	53%	288%	0.48	-26%	3.21	213%
		英国	0.21	-16%	35%	0.25	81%	0.84	19%
		德国	0.52	-42%	-38%	0.90	20%	3.45	21%
		意大利	0.18	-5%	145%	0.19	-20%	1.02	189%
		乌克兰	0.02	34%	11%	0.02	-45%	0.12	29%
		波兰	0.19	-4%	131%	0.20	144%	0.67	138%
		印度	0.57	-3%	30%	0.59	39%	2.66	20%
		越南	0.27	9%	33%	0.25	94%	0.86	61%
		泰国	0.35	103%	202%	0.17	50%	0.80	89%
		菲律宾	0.31	-2%	82%	0.31	171%	0.97	88%
		南非	0.16	4%	-5%	0.15	16%	0.81	-4%
		中东	0.86	40%	-9%	0.61	66%	3.69	38%
		美国	0.22	-5%	20%	0.22	45%	0.98	-1%
		澳大利亚	0.72	56%	316%	0.46	-27%	3.08	224%

◆ **高户光渗透率+低配储率，补贴加码驱动需求爆发：**截至2025年末，澳洲户用光伏累计安装约430万套，户用光伏渗透率高达39%，**但存量户用光伏配储率仅约10%**（累计户储安装约45万套），存在大量未配储的存量光伏用户。2025年7月，联邦政府推出“更便宜家用电池计划”，初始规模23亿澳元，补贴额度达372澳元/kWh（覆盖安装成本30-35%），立即引爆需求，2025年全年澳洲户储装机超5GWh。2025年12月，政府追加补贴资金至72亿澳元并调整细则（降低14kWh以上大容量补贴力度），新政于2026年5月生效，新老政策过渡期刺激大容量户储加速抢装。叠加西澳“住宅电池计划”（最高3800澳元补贴+无息贷款，强制接入VPP），同时7月开始，澳大利亚新洲、南澳以及昆州东南部部分家庭可参加联邦政府推出的“太阳能共享优惠”，每天中午可享受3h免费用电，有望进一步推动储能需求增长，预计2026年澳洲户储装机有望翻倍至15GWh，且未来五年维持高装机水平。

图表：澳大利亚户储补贴情况

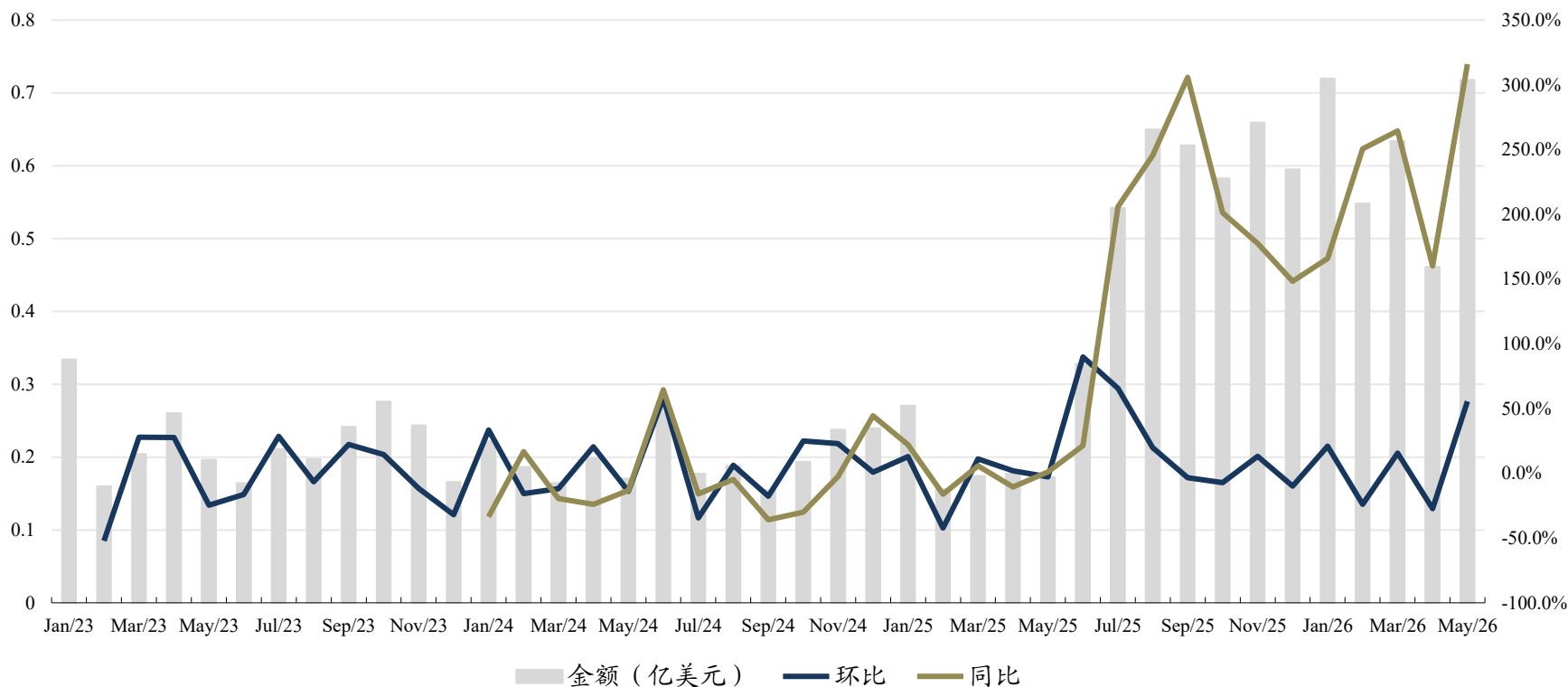
时间段	基准 STC 系数 (个 /kWh)	补贴金额（澳元 /kWh）
2026 年 1 月 - 4 月	8.4	336
2026 年 5 月 - 12 月	6.8	272
2027 年 1 月 - 6 月	5.7	228
2027 年 7 月 - 12 月	5.2	208
2028 年 1 月 - 6 月	4.6	184
2028 年 7 月 - 12 月	4.1	164
2029 年 1 月 - 6 月	3.6	144
2029 年 7 月 - 12 月	3.1	124
2030 年 1 月 - 6 月	2.6	104
2030 年 7 月 - 12 月	2.1	84

图表：澳洲户储装机预测（GWh, %）



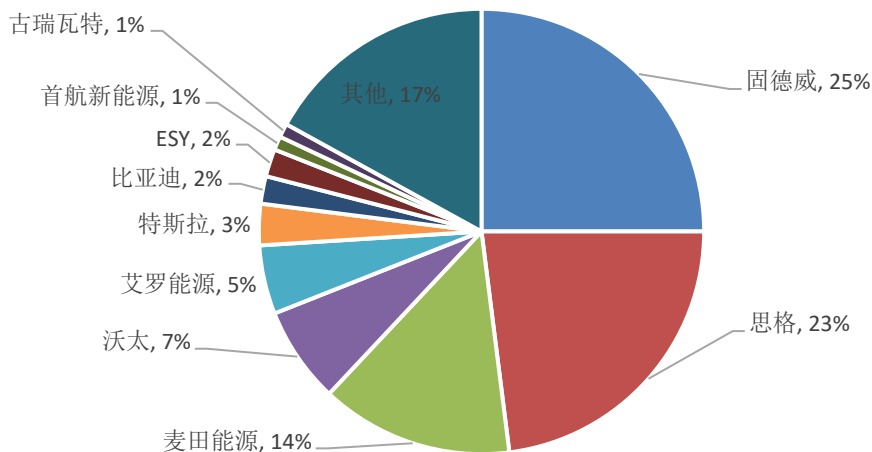
- ◆ **受益户储需求爆发，出口规模保持高速增长。**受益于澳大利亚“更便宜家用电池计划”补贴加码、新旧政策过渡期抢装效应，户储终端需求持续爆发，拉动逆变器出口高增。2026年1-5月我国对澳逆变器累计出口额达3.08亿美元，同比大幅增长224%；5月单月出口0.72亿美元，同比激增316%，环比提升55.6%，增长动能持续走强。

图表：澳大利亚逆变器出口情况



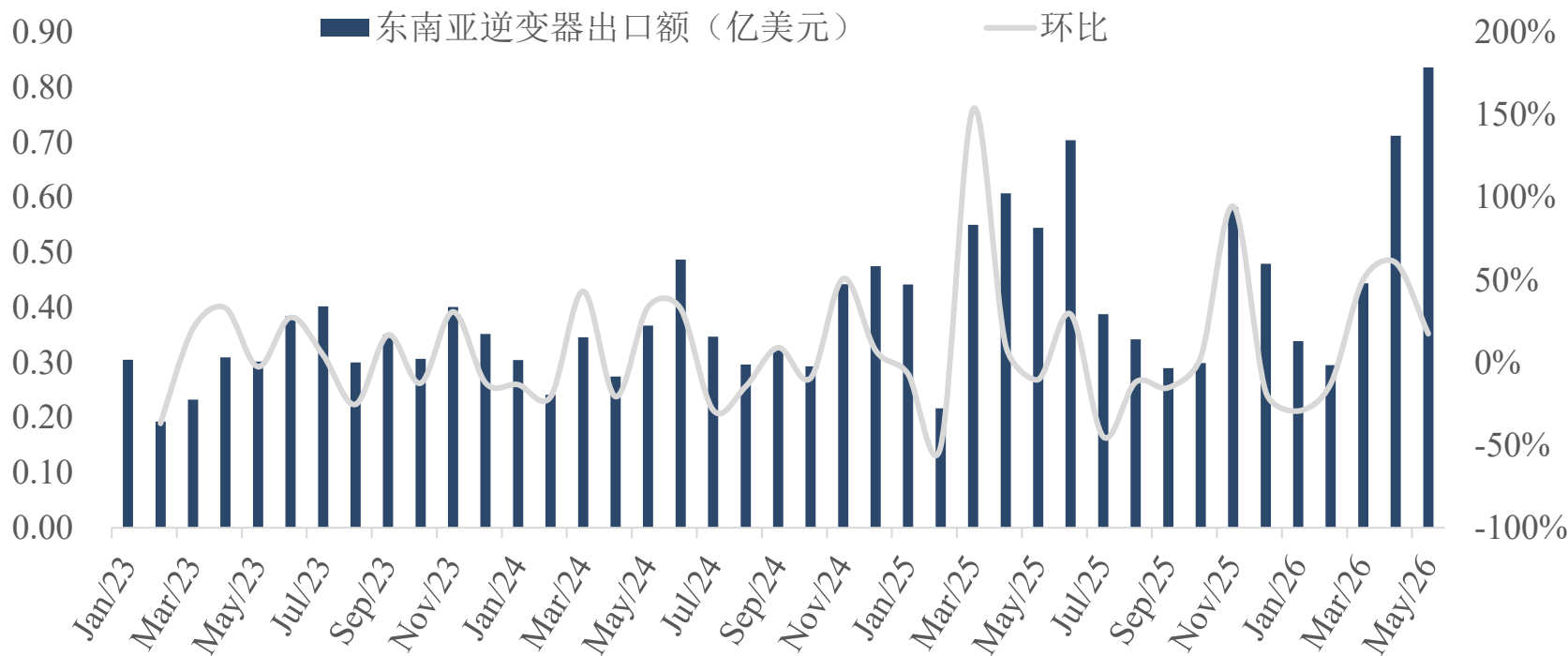
- ◆ **头部位次洗牌，固德威、思格、麦田稳居前三。** 25年12月至26年5月澳洲户储市场排名波动显著，固德威份额从25年末的 7%持续攀升至26年5月的25%，大幅提升18个百分点，跃居市场第一。思格从28%的25年12月高位略降至23%；麦田能源走势冲高回落，26年3月曾触及28%的高位，随后份额逐步下滑至26年5月的14%。至26年5月，澳洲形成固德威、思格双强格局，麦田位居第三。
- ◆ **国产品牌占据绝对主导，市场梯队分化清晰。** 截至26年5月，澳洲户储市场由中国厂商主导，头部3家品牌合计占据超 60%市场份额，头部集中特征显著。第二梯队中，艾罗能源从3%增长至5%；特斯拉、比亚迪、首航新能源、古瑞瓦特等品牌维持 1%-3% 的份额区间，整体竞争聚焦头部品牌的产品力与渠道布局比拼。

图表：2026年5月澳大利亚户储市占率情况



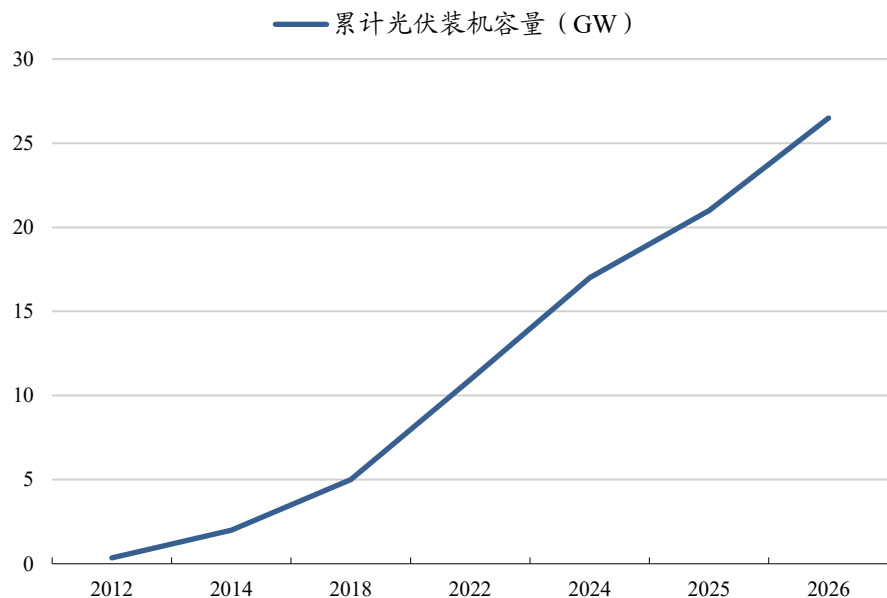
- ◆ **中东战争推动下户储需求起量爆发。**东南亚地区电网薄弱，电力发电主要以火电为主，在中东战争影响下油气价格快速上涨，电价或受影响有所上行；同时东南亚国家光伏发展基础较为良好，2024年，越南（19GW）、泰国（3.4GW）、马来西亚（2.3GW）、菲律宾（2.9GW）等国已积累了一定规模的光伏装机，为户储发展奠定了基础，在此推动下东南亚户储需求快速起量。

图：对东南亚逆变器出口金额

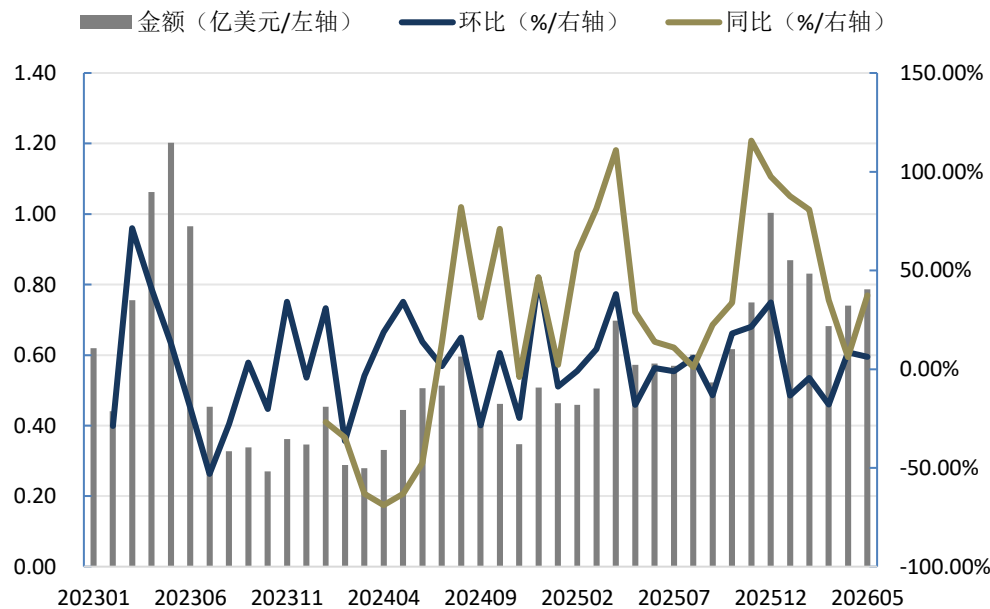


- ◆ **非洲电网薄弱+停电刚需，光伏资源优质叠加光储成本下行推动户储需求起量。**非洲电网基建薄弱，供电不稳、停电限电常态化，居民与工商业备电成为需求刚性，柴油发电机是传统备用电源，当地能源高度依赖煤、油、气等化石能源，而发电成本随国际油价持续走高，非洲光照资源充足，光伏装机持续快速增长，IRENA 数据显示，非洲光伏累计装机从 2012 年 0.35GW 增至 2025 年 21GW，柴油发电成本上行、光储设备价格持续下行，离网光储方案性价比显著提升，直接带动户储需求放量。2026年1-5月我国对非洲逆变器月度出口规模整体走高，印证当地光储需求持续起量。

图：非洲累积光伏装机容量



图：对非洲逆变器出口金额

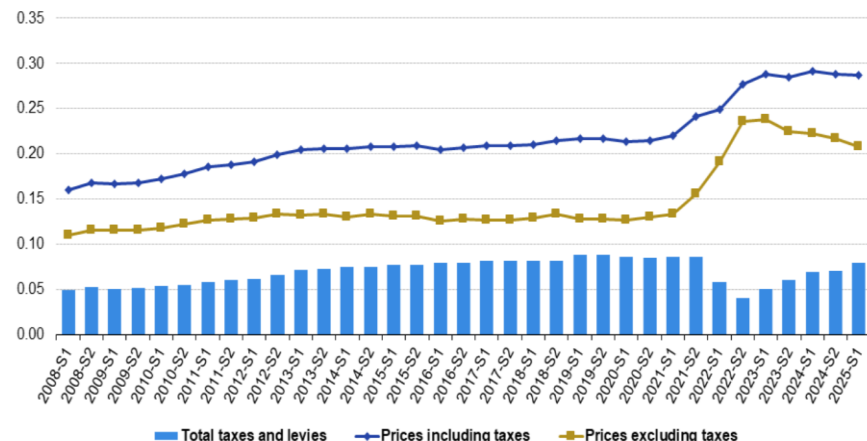


欧洲：负电价时长不断提升，电网消纳压力大

- ◆ **欧洲居民电价22年后持续维持相对高位水平。**根据eurostat数据显示，2021年后欧洲居民电价上涨，22年达到相对峰值，2022年后不含税费及附加等费用的电价随能源危机缓解逐步有所回落，但受能源转型成本分摊、天然气供应链重构、碳税、电网平衡费、部分国家取消增值税优惠（如西班牙22-24年居民电价VAT降至10%，25年恢复为21%）等因素影响，税费及附加成本持续上升，导致欧洲居民电价持续处于相对高位。
- ◆ **2025年欧盟风光发电占比超越化石能源达30%，负电价时长不断提升，电网消纳问题不断显现。**2022年能源危机后欧洲加速能源转型，风光装机占比快速提升，2024年装机占比约48%，较2022年提升8pct，根据Ember实测数据统计，2025年欧盟电力结构中风光合计发电占比首次超越化石能源达到30%，实现了由传统化石能源向波动性新能源的主导权更迭。欧洲各国负电价时长也随之提升，2025H1荷兰、西班牙、德国等国负电价时长占比达9.2%、9%、8.1%。同时2025年欧洲新能源并网排队容量超1700GW，欧洲累计在运风光装机约600-700GW，因此欧洲电网面临较大消纳难题，因此欧洲各国加大储能支持力度推动储能发展。

图：欧盟2008-2025年居民电价情况

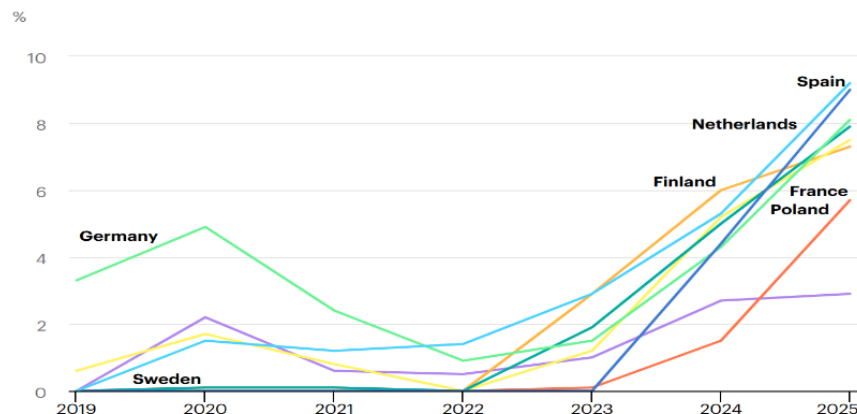
Development of electricity prices for household consumers, EU, 2008-2025
(€ per kWh)



Source: Eurostat (online data code: nrg_pc_204)

eurostat

图：2019-2025H1年欧洲部分国家负电价市场占比情况



IEA. Licence: CC BY 4.0

Netherlands Spain Germany Sweden France Finland Poland
United Kingdom

◆ **发展模式逐步转变，户储提升自用比例，户储参与VPP提供辅助服务。** 随电网消纳问题不断显现，欧洲逐步发力加大户用光伏配储增加自发自用比例缓解电网压力同时亦在逐步推动户储等分布式灵活性资源参与市场辅助服务等缓解电网堵塞等问题，2024年欧盟电力市场设计改革法案允许聚合商代表户储参与所有电力市场，分国家看目前德国VPP相关市场最为成熟，通过《太阳能峰值法案》从2025年1月起强制推动智能电表与动态电价，为户储VPP参与电力市场提供设备基础，同时允许户储通过VPP参与FCR（一次调频）与能量套利，户储发展模式逐步从自发自用转为自发自用同时通过VPP参与辅助服务与能量套利，实现分布式灵活性资源充分利用。

表：欧盟及部分国家支持VPP发展相关措施

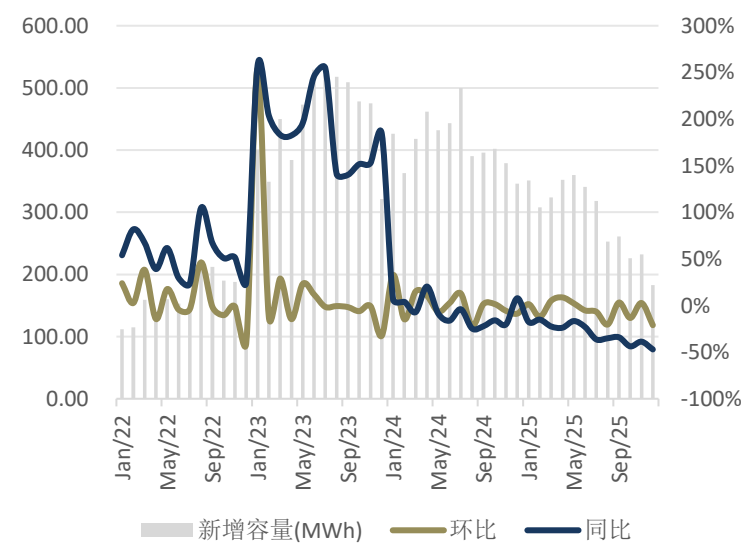
国家或地区	时间	内容
欧盟	2024	《电力市场设计改革法案》允许聚合商代表户储参与所有电力市场
德国	2025	《可再生能源法》允许户储通过VPP参与FCR与能量套利 《太阳能峰值法案》强制推广智能电表与动态电价，为户储VPP参与市场提供基础设施保障。
英国	2024	独立聚合商（非能源供应商）可直接注册为VLP代表户储/BTM资源参与日前/日内批发市场，实现表后资源（户储、光伏、EV）全市场货币化。

表：部分欧盟国家电价与净计量政策

国家	时间	政策
西班牙	2019年4月起	自消费监管法规：100kW以下采用净计费，余电补偿率仅为零售电价的30%-50%，且抵扣金额受限。
匈牙利	2023年9月	总计结算机制（Gross Settlement）：余电以极低调节价（约1.3欧分/kWh）出售，无网格费用补偿。
意大利	2024年底起	SSP机制终止：存量系统过渡期至2027年，新并网系统立即停止SSP，转为RID（Net Billing）结算。
波兰	2022年4月	净计量转向净计费：取消电量抵扣，余电按批发市场月均价结算（仅约零售价的20%-30%）。
	2025年起	净计量废除与上网费：2027年彻底结束净计量；能源商提前收取上网费（约0.08-0.12欧元/kWh）。
	2025年3月	FiT上网电价调整：9kW以下项目禁止全额上网，余电上网电价较2025年Q1降幅达50%。
法国	2025年2月	2025年财政法案：余电固定上网价下调至4欧分/kWh（原12.69欧分），同时增值税降至5.5%以对冲初装成本。
德国	2025年2月	太阳能峰值法案：取消负电价时段的上网补贴；2kW以上新系统负电价无补偿，无智能电表系统限容60%。
	2026年2月	EEG法定FiT最后调整：明确2026年为固定上网电价补贴最后一年，余电补偿微降至约7.78欧分/kWh。

- ◆ **德国户光配储率较高，受户光增速放缓及补贴退坡等影响，户储装机下滑。**截至2025年12月德国户用光伏累计安装套数约410万套，考虑德国约4100万户家庭，考虑50%可安装屋顶光伏，**德国户光渗透率测算约20%**，德国户光渗透率处于相对较高水平，同时2024年德国户光配储率约70-80%，远高于其他欧洲国家，因此在户光增长放缓，补贴退坡（如德国23年KfW补贴退坡）、电网费豁免取消等因素影响下户储装机有所下滑，据RWTH数据显示，2025年德国户储装机约4.4GWh，同比下滑约12%。
- ◆ **多样化政策推动户储发展模式转变。**近两年德国陆续出台相关政策支持户储发展与模式转变，同时德国政府通过推动取消负电价上网补贴、未安装智能电表的光伏系统设置上网上限，降低纯光伏系统收益，在动态电价普及下储能可进行价差套利，同时户储可通过VPP参与电力市场进行辅助服务与能量套利，中长期看户储发展将逐步从补贴+高电价驱动逐步转向市场化+VPP聚合+辅助服务等多样化模式转变。

图表：德国历年户储装机量（MWh）



表：德国近期主要户储政策

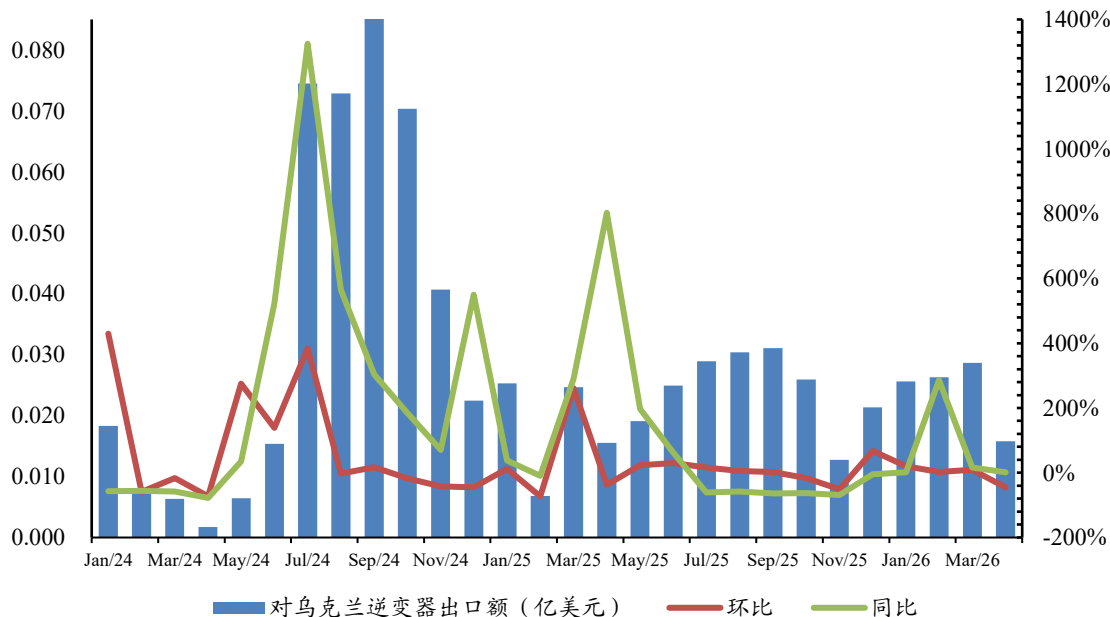
政策	主要内容
1000 亿欧元气候与转型基金	从 5000 亿欧元特别基金中划拨 1000 亿欧元，专项支持能源转型；重点倾斜户用光伏、户储及热泵等综合能源系统，通过 KfW 低息贷款和地方补贴降低安装门槛；明确资金仅用于新增项目投资，不用于填补现有预算缺口。
《可再生能源法》	允许户储通过VPP参与FCR与能量套利
强制性动态电价机制	要求所有供电商必须为终端用户提供动态电价选项，电价随现货市场实时波动；通过拉大峰谷价差，引导用户利用户储在电价低谷充电、高峰放电，提升储能经济性；与智能电表深度绑定，为户储参与虚拟电厂调度和需求响应奠定基础。
EEG 2025 修正案（负电价补贴调整及上网限制）	对 2025 年 2 月 25 日后投运、功率>2kW 的新光伏系统，在现货市场负电价时段暂停上网补贴；未安装智能电表的光伏系统，发电量仅允许 60% 上网，剩余 40% 需自行消纳，倒逼用户配套储能；安装智能电表的系统，可在 20 年补贴期结束后累加负电价时段损失的补贴，相当于延长补贴周期。
EEG 2026 光伏上网电价补贴下调	2026 年为固定上网电价补贴的收官年，自 2 月 1 日起，光伏上网电价补贴下调 1%，并网剩余电力补贴从 7.86 欧分 / 千瓦时降至 7.78 欧分 / 千瓦时；政策明确未来将取消对新建光伏系统的固定补贴，进一步倒逼用户通过储能实现自发自用。

- ◆ **政策支持+生存刚需，乌克兰光储需求持续高增。**截至2025年供暖季，俄军持续打击已摧毁乌克兰约80%发电设施，当前发电装机不足10GW，电力缺口高达10GW，多地日均停电超16小时。0关税+0增值税+零利率贷款+30%本金补贴等政策持续加码，生存刚需驱动分布式光储需求爆发，2025年12月我国对乌逆变器出口环比大幅提升。我们预计2026年乌克兰户储装机超2GWh；若考虑战后重建，按1400万户家庭、30%安装率、80%配储率、单户10kWh测算，重建顺利推进后的增量空间高达34GWh。

表：乌克兰支持户储发展的相关政策

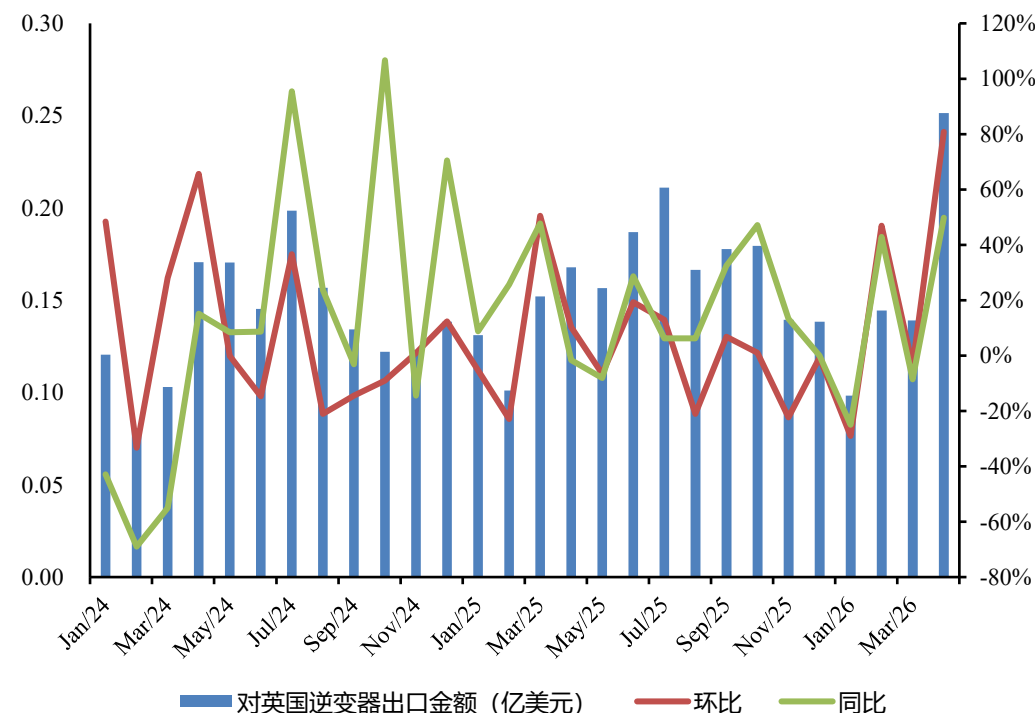
时间	内容
2024.7	免征光伏组件、储能电池（大功率）、逆变器等能源设备进口关税与增值税，有效期至戒严令结束（不晚于2026年1月1日，后延至 2028年 ）
2024.7	个人购买光伏+储能系统可申请 0%利率 贷款，最高 48万格里夫纳 （约8.5万元人民币），期限10年，通过乌克兰主要银行发放。 2025年11月修订为安装太阳能或风能系统并置储能 的个人，现在将获得一次性抵扣相当于贷款本金 30% 的报销。
2024年底	公寓楼业主协会可获 10-30万格里夫纳 补贴，用于购买电池、光伏等。首批覆盖基辅， 26年计划扩至哈尔科夫、敖德萨、第聂伯罗等地区。

图：对乌克兰逆变器出口金额（左轴：亿美元，右轴：%）



◆ **新建建筑强配光伏，温暖家园计划百亿补贴助力光储发展。**在净零目标+能源安全等考量下，2025年英国政府宣布2027年起英格兰地区新建建筑将强制要求安装光伏系统，同时25年11月宣布电力结算转向半小时数据，为动态电价、VPP聚合调度奠定底层基础，提升户储参与峰谷套利与灵活性收益空间，缓解电网压力。2026年初英国政府发布“温暖家园计划”给予150亿英镑补贴推动光储发展。截至2025年，英国累计光伏安装户数约160万户，考虑英国总屋顶约4000万个，假设40%可安装光伏屋顶，累计光伏渗透率约10%，远低于德国渗透率水平。该计划目标为2030年新增300万户光伏家庭，光伏累计安装数有望翻2倍增长至约480万户，光伏渗透率提升至约30%，假设考虑80%的光伏配储率及单套10kWh容量测算，我们预计带来24GWh户储增量空间，户储市场的增长空间将进一步打开。

图：对英国逆变器出口金额



表：英国“温暖家园计划”

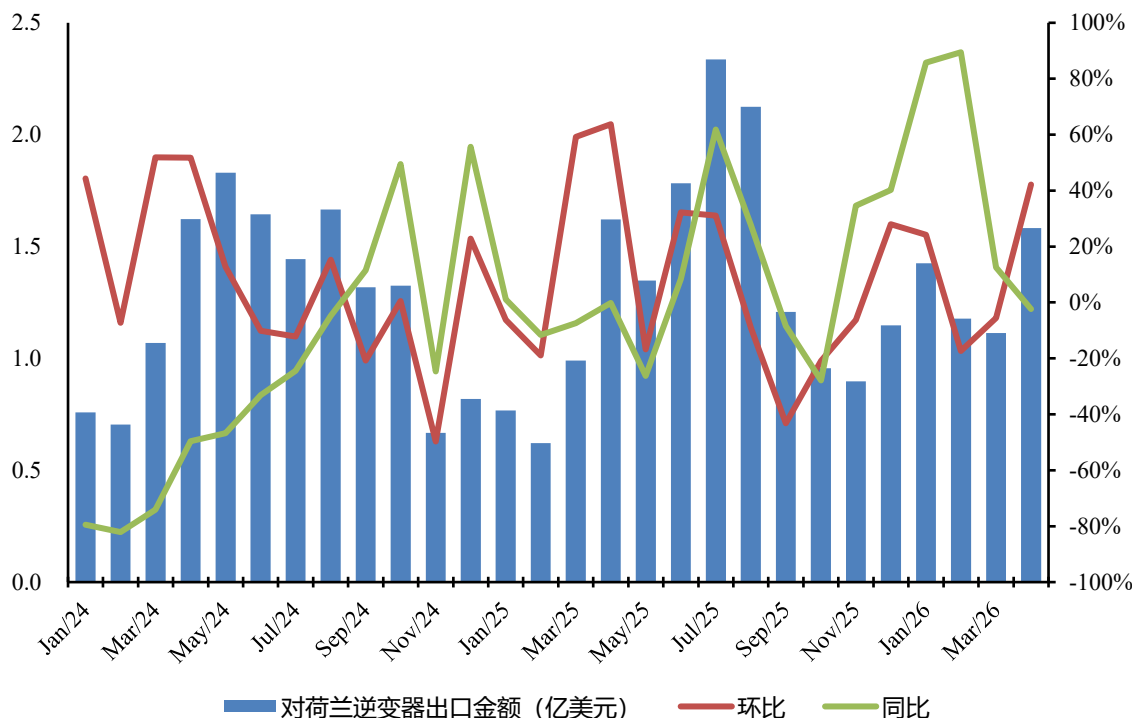
资金	用途
50亿英镑 (44亿直接资金补助+6亿温暖家园基金定向支持)	用于低收入家庭房屋升级
27亿英镑	锅炉升级计划 (BUS)
20亿英镑 (17亿温暖家园基金+3亿其他政府投资)	低息/零息消费贷款
27亿英镑	用于创新金融进行股权投资与供应链扩张
11亿英镑	用于热力管网
15亿英镑	地方行政机构配套资金
合计150亿英镑	帮助100万户家庭摆脱燃料贫困，让英国2030年新增300万户家庭安装光伏

◆ **高户光渗透率下，净计量政策取消倒逼存量光伏增加户储需求。**截至2025H1，荷兰累计户光安装数为324万户，荷兰总家庭约830万户，假设可安装屋顶数约60%，户光渗透率约65%，为欧洲户用光伏渗透率最高国家，根据Slimster调研数据显示，荷兰拥有光伏系统用户中不足10%配备储能，随2027年1月1日净计量制度全面终止，余电上网补偿将降至约0.0025 欧元/kWh，与零售电价形成超120倍价差，纯光伏系统收益将大打折扣，安装储能将有效提升收益，荷兰存量光伏安装户储需求将大幅提升，**考虑存量用户中配储率由不足10%提升至80%，单户10kWh测算，我们预计有20GWh+需求增量空间。**

表：荷兰最新主要户储政策

政策名称	主要内容
住宅太阳能板0% 增值税政策	住宅及其附属建筑的太阳能板“供货与安装”适用0%增值税税率，直接降低户用光伏一次性投资成本。
太阳能净计量制度	2025–2026年户用光伏仍可将年度上网电量与用电量进行净计量冲抵；自2027年1月1日起停止净计量，余电上网由供应商进行补偿

图：对荷兰逆变器出口金额



- ◆ **推出第七轮10亿PLN补贴推动户储增长，推动居民转向净计费模式。**波兰“我的电力”系列已迭代6轮，2019-2024年为1-5轮，其中2024年8月起波兰并网光伏配储才可获得补贴，最新为第七轮，2026年开始生效，相较第六轮政策定位从以前“扩装机”逐步转向“提质量、强电网、促离网”方向转变，强制要求储能系统具备能源管理系统与离网运行能力，同时差异化对待净计费与净计量用户，倒逼净计量用户向净计费模式转变。该计划有望带来6.25万套储能增量，假设平均单台15kWh，我们预计带来约1GWh增量空间。

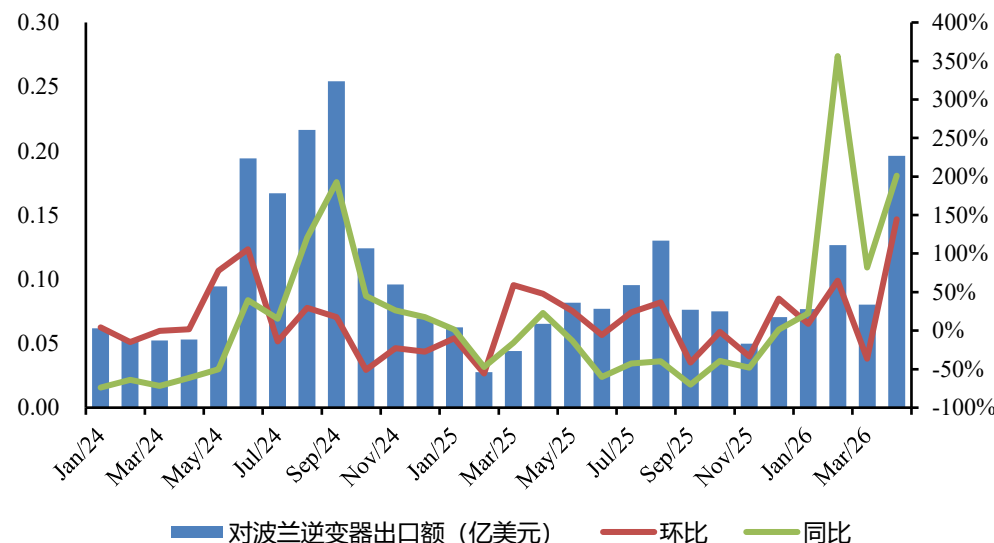
表：波兰“我的电力”计划

	第六轮	第七轮
容量门槛	≥2kWh，光伏功率1.5倍	≥12kWh，光伏功率1.5倍
补贴比例	≤成本50%，单套上限16000PLN	≤成本30%，单套上限16000PLN，单kWh补贴上限800PLN，单kWh成本上限为3000PN
总预算	18.5亿PLN	10亿PLN（约19亿人民币）
内容要求		强制EMS能源管理系统与离网运行能力，设备采购时间不早于2025年11月
补贴差异		存量Net-metering用户最高仅800PLN，现有Net-billing或从Net-metering切换的用户可拿最高16000PLN补贴

表：波兰净计量与净计费政策

	Net-billing	Net-metering
结算方式	按价值结算：上网按批发/日前电价卖，用电按零售电价买	按净电量结算
折算系数	上网电价约零售电价50-60%	≤10kW：1kWh上网=0.8kWh可用 10-50kW：1kWh上网=0.7kWh可用

图：对波兰逆变器出口数据



数据来源：海外光储观察员，infolink，海关总署，东吴证券研究所

- ◆ **政府发布户储储能补贴推动装机。**2026年匈牙利政府推出家庭能源储能计划，总预算为1000亿福林（约22亿人民币），单户补贴上限250万福林（约合人民币5.4万元），政策明确要求补贴用户必须已安装光伏或者同步新装光伏，截至2025年3月，匈牙利户用光伏装机约2.4GW，同时为DC耦合技术的储能系统，我们预计可补贴户数为4万户，假设单户安装15kWh，将带来增量0.6GWh。
- ◆ **为能源转型与缓解电网压力，东欧多国出台政策支持户储发展并提出强制配储要求。**东欧部分国家出台支持户储发展，这些政策以补贴、强制配储等方法为主，既通过直接投资补贴降低户储安装门槛，又以法规约束推动光伏与储能配套建设，在提升家庭能源自给率的同时，也为区域能源转型与电网韧性建设提供了重要支撑。

表：匈牙利家庭能源储能计划

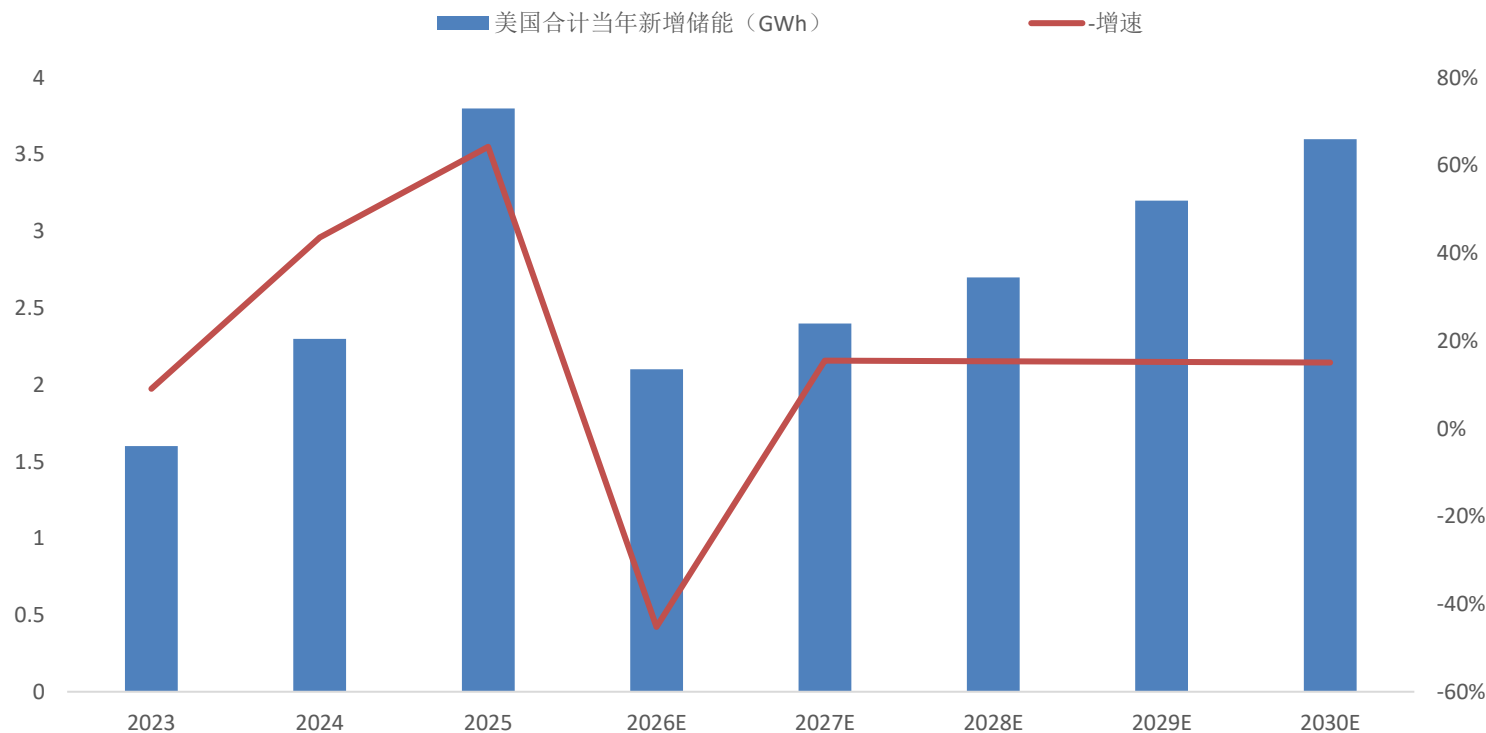
	内容
预算	1000亿福林（约22亿人民币）
补贴力度	单户最高补贴250万福林，最高80%合格成本
容量要求	≥10kWh
技术要求	仅DC耦合给予补贴，电池≥100V，逆变器功率≤5kW，光伏超配≤120%
其他	必须已装光伏或同步新装光伏，优先退出出净计量用户，人口<5000的乡村居民

表：东欧其他国家户储政策

时间	国家	内容
2025年12月	保加利亚	RESTORE2给予户储 + 光伏 最高 40% 成本补贴，上限 4000 欧元 / 户，必须配 ≥3kWp 光伏、≥5kWh 储能，总预算5000 万欧元（欧盟 NRRP + 国家资金），26 年 1–6 月开放申请，2026 年底前并网。26年起所有大于10kW的光伏系统必须配套10%以上比例的储能，未配储项目将限制上网功率至 3kW。
2025年7月	罗马尼亚	推出强制配储法案，10.8-400kW户用光伏必须在 27年底之前配套储能系统，未配储项目上网共功率将限制为3kW。

- ◆ **26年装机需求回落，中长期恢复平稳增长。**2025年受ITC补贴影响，美国户储迎来抢装行情，2026年受补贴取消影响，TPO模式部分对冲需求下滑，户储装机或有所回落，我们预计26年美国户储装机约2.1GWh，同比-45%，27年略微增长，考虑28年商业ITC补贴取消，户储装机再次回落，之后户储逐步恢复平稳增长。

图：美国户储装机预测



总结：25年结构驱动下户储高增，26年稳健增长

- ◆ 我们预计26年全球户储装机46.74GWh，同比+83%，27-30年保持20-30%复合增速。考虑欧洲市场受乌克兰及英国等市场增量贡献，我们预计全球2026年户储装机可达46.74GWh，同增83%，2027-2030年我们预计保持20-30%复合增速。
- ◆ 分区域看，2026年欧洲户储装机预计15.5GWh，同比+51%，为主要增量来源；其他市场预计13GWh，同比+122%，增速亮眼；澳洲市场预计15GWh，同比+200%，延续高增；美国市场受NEM政策调整，预计2.1GWh，同比-45%；中国市场预计1.1GWh，同比+61%。

图表：全球户储需求预测

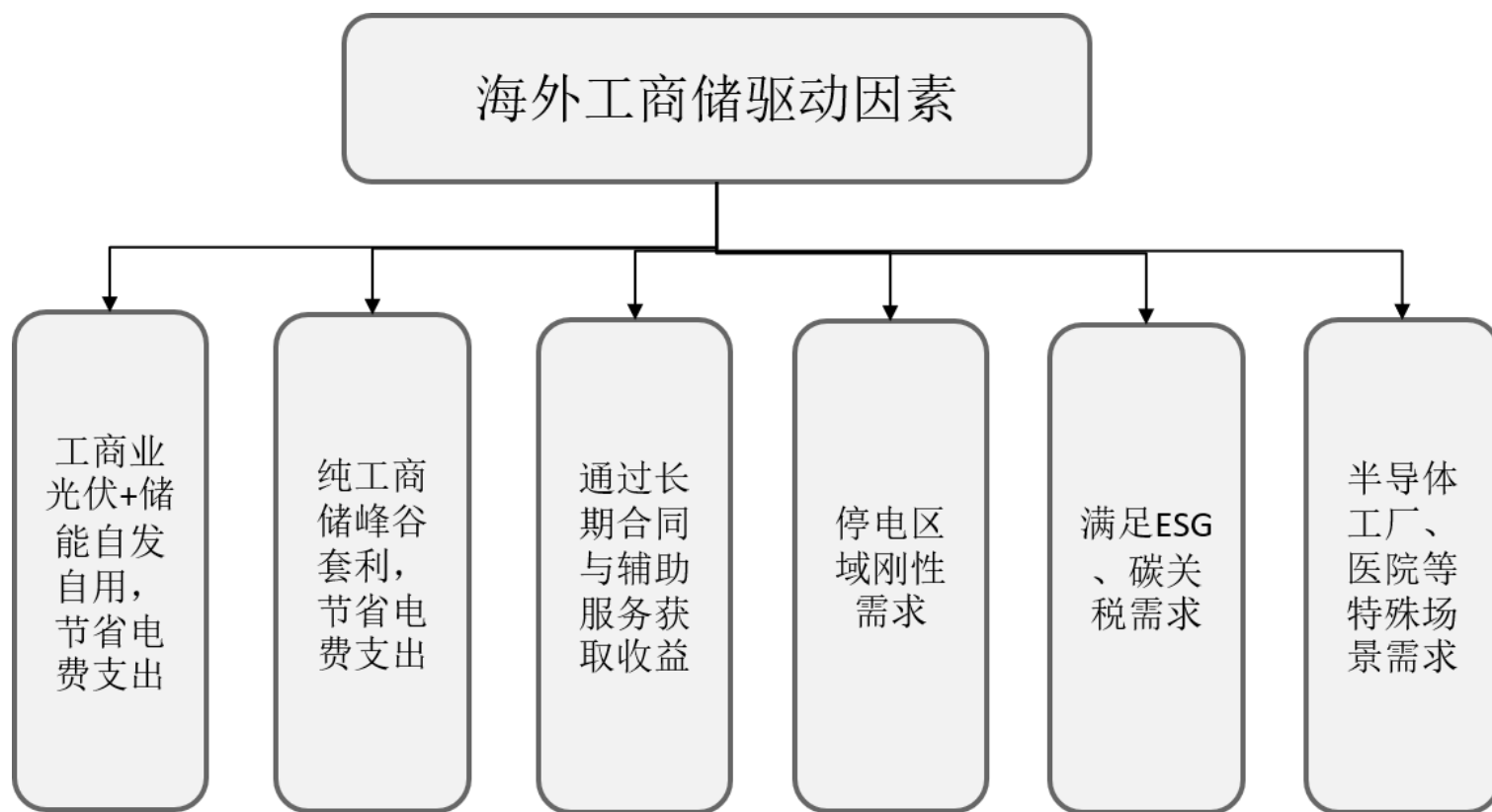
全球市场	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (GW)	10.4	10.7	14.5	26.3	34.4	42.3	50.4	58.9
合计当年新增储能 (GWh)	17.55	18.71	25.60	46.74	62.21	77.61	93.39	110.40
-增速	105%	7%	37%	83%	33%	25%	20%	18%
1) 美国市场								
新增储能 (GW)	0.96	1.32	2.06	1.11	1.25	1.42	1.60	1.81
新增储能 (GWh)	1.6	2.3	3.8	2.1	2.4	2.7	3.2	3.6
-增速	9.06%	43.57%	64.27%	-45.22%	15.50%	15.35%	15.20%	15.06%
2) 中国市场								
新增储能 (GW)	0.16	0.17	0.34	0.55	0.78	1.07	1.39	1.75
新增储能 (GWh)	0.3	0.3	0.7	1.1	1.6	2.1	2.8	3.5
-增速	1.82%	6.92%	101.05%	60.65%	40.92%	37.97%	30.08%	25.23%
3) 欧洲市场								
新增储能 (GW)	6.85	5.60	5.25	7.77	11.23	14.01	16.34	18.49
新增储能 (GWh)	12.1	10.4	10.3	15.5	22.5	28.0	32.7	37.0
-增速	68.69%	-13.60%	-1.14%	50.95%	44.47%	24.77%	16.62%	13.17%
4) 澳洲市场								
新增储能 (GWh)	0.64	0.85	5.00	15.00	12.00	8.00	5.00	5.00
-增速		32.81%	488.24%	200.00%	-20.00%	-33.33%	-37.50%	0.00%
-占比	3.65%	4.54%	19.53%	32.09%	19.29%	10.31%	5.35%	4.53%
6) 其他市场								
新增储能 (GWh)	2.9	4.8	5.9	13.0	23.8	36.7	49.8	61.3
-增速	73%	64%	22%	122%	83%	54%	36%	23%
-占比	16.78%	25.75%	22.91%	27.90%	38.30%	47.30%	53.30%	55.53%

数据来源：CPIA、中关村储能联盟、储能与电力市场、CNESA、CESA，东吴证券研究所

二、模式多元、刚需涌现，全球工商储需求加速释放

- ◆ **工商储商业模式多样化**，从目前海外工商储应用来看，增长驱动力包括：1) 工商业企业光伏+储能，自发自用，节约电费；2) 纯工商储参与市场交易（峰谷套利）；3) 长期合同与辅助服务获取收益；4) 停电区域的刚性需求；5) 参与市场调峰调频；6) 满足大厂ESG与碳关税要求等。

图表：海外工商储驱动因素



- ◆ **光储自发自用、回收期约4-5年**：工商业光伏+储能系统，假设125kW光伏+125kWh储能，利用自发自用节省高额电网电费。德国工商业电价约0.282USD/kWh，光伏年发电约1200h，考虑自用比例85%，回收期约4年。
- ◆ **纯工商储峰谷套利、回收期约5年**：利用日前批发电价+分时电网费双重峰谷价差。德国日前峰谷价差约0.089欧元/kWh，叠加分时电网费后用户侧综合价差约0.18欧元/kWh。考虑系统效率90%、年循环300次，回收期约5年。
- ◆ **辅助服务（调频）**：储能参与FCR（一次调频）和aFRR（二次调频），1MW/2MWh储能系统年调频收益约10-15万欧元，回收期约4年。

图表：德国工商业光储回收期测算（东吴证券研究所测算）

光储自发自用	成本及回收期	纯工商储峰谷套利	成本及回收期	辅助服务	成本及回收期
125kW光伏系统成本（万元）	22.5	125kW/250kWh储能系统成本(万元)	60	1MW/2MWh储能系统成本(万元)	480
125kW/250kWh储能系统成本(万元)	60	批发电价峰谷价差（元/kWh）	0.71	FCR收益（万元）	15.65
总成本	82.5	分时电网费峰谷价差（元/kWh）	0.71	aFRR收益（万元）	106.25
光伏发电自用节省成本（万元）	19.6	充放电收益（万元）	11.75	总收益（万元）	121.91
回收期（年）	4.21	回收期（年）	5.11	回收期（年）	3.94

- ◆ **缺电区域替代柴油发电满足刚需：**东南亚、乌克兰、非洲等地区由于电网设施落后供电经常中断，工业区也经常拉闸限电，随储能价格下行，工商储逐步部分代替柴发，如下表哈里亚纳邦工厂1MW/2.236 MWh储能系统项目、不仅可以降低用电成本，还能提高用电可靠性，消除噪音和排放，更环保和绿色。
- ◆ **特殊场景瞬时响应（半导体/医院/数据中心）：**传统柴油发电机因10-15秒级启动延迟、供电质量谐波污染与高全生命周期成本（TCO），已无法满足毫秒级电力保障需求，这一间隔足以导致半导体产线报废整批晶圆、医疗ICU设备停机或数据中心业务中断。工商业储能系统凭借毫秒级切换速度、稳压精度与零碳排放优势，成为唯一能同时覆盖备电、电能质量治理与绿电波动平抑的系统性解决方案。
- ◆ **满足ESG与碳关税要求：**很多国际大型企业集团有较高的ESG相关零碳要求，促使供应商去满足绿色低碳要求，比如苹果要求2030年供应商100%的绿电，谷歌要求2030年100%无碳能源等。同时欧盟2026年1月正式施行碳边境调节机制政策（也称“碳关税”）。上述这些政策都将促进工商储需求提升。

图表：储能替代柴发案例

项目名称	具体内容
印度哈里亚纳邦工厂1MW/2.236 MWh储能系统项目	通过替代传统柴油发电机，不仅帮助客户显著降低了用能成本、大幅提升了供电可靠性，更以其零排放、低噪音的特性，为印度工业领域的绿色能源转型提供切实的实践范本
SMA 乌克兰布罗瓦里多学科临床医院光伏储能项目	21千瓦的光伏系统和7千瓦时的电池系统使医院能够覆盖约一半的能源消耗，每年约30,000千瓦时，显著降低了电费，同时保障停电时生命支持设备运行，替代柴发。
乌克兰文尼察州制冷设备工厂光储项目	规模是1MW 光伏加800kWh 储能，配置了8 台 Solax Aelio P50B100 工商业储能一体机并联，完全替代柴油发电机，保障电网限电 / 停电时连续生产，消除噪音、排放与燃料成本。
越南北宁1MWh工商业储能项目	1MWh/500kW配套8MWp光伏电站，形成“光伏+储能”协同运行与储能单独运行双模式互补的能源架构，代替柴油机发电。形成稳定、低碳及低成本的能源精准供应，适配越南当地电价政策与园区用电负荷特性，最大化释放绿电价值

图表：特殊场景三大代表性案例分析

三大场景案例	具体成效
缅甸曼德勒地区电子加工厂案例	原有电源为市电加柴油发电机，由于当地电网不稳定，突发停电频繁，对工厂正常生产造成严重影响。安装离网储能系统后，该系统可实现 8ms无感自动切换 ，整个过程用户无感知，保障关键设备运行不中断。同时可实现白天供电时自动充电，停电自动切换储能放电，降低对柴油发电机的依赖。最终 大幅降低运行成本与维护负担，增强了用电稳定性。
三晶电气南非半导体制造商 Condere Group案例	此前因电网波动，导致半导体产品的良率波动达5%，单月损失超20万美元。安装储能系统后，系统的电压稳定精度 $\pm 1\%$ ，通过光伏超配与储能调度的结合，Condere Group 的能源自给率显著提升，半导体产品的良率波动降至0.5%以内， 年能源成本降低18%。
菲律宾卡加巴雷特岛微电网案例	此前采用柴油发电机供电，但柴油成本高，且发电质量差，无法满足当地居民和商业的用电需求。采用了6.69MWh 储能系统方案，储能系统负责平抑光伏波动，将多余电量储存，并支撑夜间的全部用电负荷；柴油发电机仅作为极端连续阴雨天气下的冗余手段，该海岛 实现了24小时稳定供电，能源成本较纯柴发方案降低35%，绿电占比达80%。

◆ 欧洲各国政策正从“激活需求”转向“放大项目可行性”，与成本下行、收益改善形成共振：欧洲各国政策从“应急补贴”（免税、直接拨款）转向“长效机制”（容量市场、电池护照）。德国、西班牙、波兰、罗马尼亚等市场的支持政策持续落地，推动欧洲工商储由局部试点走向多国扩散。中国储能产业链扩产带动磷酸铁锂储能电芯价格快速下行，项目初始投资明显下降；在高电价、强波动市场中，部分典型工商业储能项目回收期由约7年压缩至3-4年，经济性明显改善。

图表：工商业储能爆发政策演进

阶段	年份	政策
阶段一	2022	德国：宣布免除户用及小型工商储增值税（VAT），释放强烈信号。 意大利：启动“超级bonus”税收抵免讨论，市场开始预热。 英国：启动容量市场（CM）改革咨询，探索储能独立参与机制。
阶段二	2023 - 2024	意大利 (2024 Q1)： 3.2亿欧元工商储专项补贴落地（覆盖40%-50%成本），引爆南欧市场。 欧盟 (2024)： 《净零工业法案》(NZIA) 通过，简化储能项目许可审批流程。 德国 (2024)： KfW 270计划优化，提供低息贷款；并网流程强制简化。 希腊 (2024)： 批准1.54亿欧元电池存储基金，新兴市场需求释放。
阶段三	2025 - 2026	欧盟 (2025)： 《新电池法》全面生效，强制要求“电池护照”与碳足迹声明（合规壁垒建立）。 英国 (2025-26)： 容量市场长时储能（LDES）专项拍卖，保障4小时以上储能收益。 德国 (2025)： 气候与转型基金（KTF）持续支持工业“光储氢”一体化。 波兰 (2026)： 40亿兹罗提差异化补贴，中东欧市场接力增长。 欧盟（2026）： 欧盟电力市场设计改革 (EMD Reform) 落地实施

图表：欧洲各国工商储补贴（截至2026Q1）

国家	内容
德国	2025年3月通过的《基本法》修正案设立的5000亿欧元基础设施特别基金在2026年持续发力，其中1000亿欧元注入气候与转型基金（KTF），重点支持包括工商储在内的能源转型项目，特别是结合氢能、工业脱碳的储能应用。
西班牙	获批7亿欧元超高比例补贴，重点支持工业园区的“光储氢”一体化项目。
波兰	40亿兹罗提差异化补贴计划，针对中东欧新兴市场的工商储进行追赶式补贴。
罗马尼亚	欧盟委员会批准1.5亿欧元国家援助计划（2026年初落地），专门建设新型电力储能设施，独立储能项目可竞争性招标。

◆ 动态电价是欧洲工商储收益增强的重要基础，正呈现“成熟应用、节点强化、渐进扩散”三类格局：1) 成熟应用：北欧走在前列，25年挪威动态电价渗透率超90%，而芬兰在2024年全年数据约为33%；英国拥有欧洲最丰富的动态电价产品体系。2) 制度节点强化：德国2025年1月1日起所有电力供应商必须至少提供一种动态电价；西班牙2024年1月PVPC启用新计价方法；爱尔兰2026年6月1日五家主要供应商须提供标准动态电价合同。3) 区域渐进扩散：波兰、捷克、立陶宛已出现与日前批发市场联动的动态电价产品，比利时动态合同已具法律基础，东欧市场正加快推广。动态电价普及后，工商业用户可通过储能进行日前价差套利，日内价差越大，储能收益越丰厚。

图表：欧洲各国动态电价梳理（截至2026Q1）

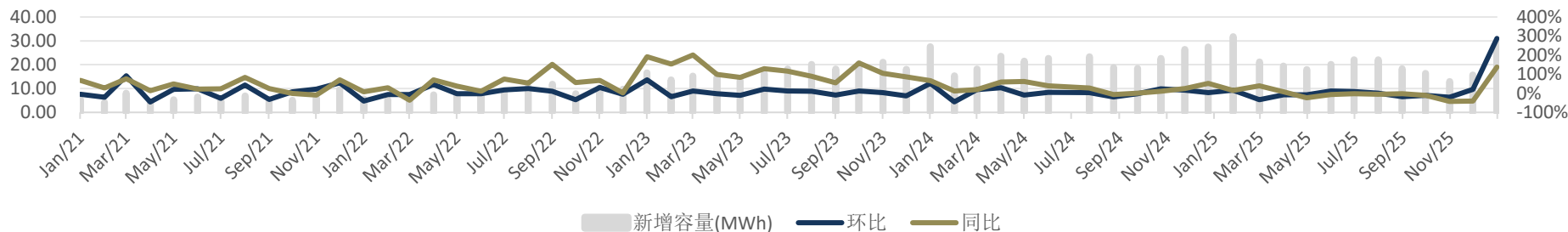
国家	关键时间	当前状态	核心内容
英国	2018.02.01	供应商侧动态/半小时电价已落地，后续MHHS将在2025–2027年继续扩大此类产品供给。	英国2018年率先推出半小时动态电价，市场化产品先行
比利时	2021Q2	比利时零售市场自2021年二季度起已有动态电价合同，早期主要在佛兰德地区。	比利时2021Q2起零售侧出现动态电价合同。
法国	2021.03.03	法国法律明确：超过20万站点的供应商，对装有Linky等智能计量装置且提出请求的客户，须提供动态电价；目前法国市场也已有动态电价产品。	法国2021年完成动态电价法律框架搭建。
西班牙	2024.01.01	受监管动态电价PVPC的新设计于2024年1月1日生效；截至2025年，约40%家庭用户仍在PVPC上。	西班牙2024年起优化PVPC，动态电价进入新阶段。
德国	2025.01.01	自2025年1月1日起，所有电力供应商都必须至少提供一种动态电价；但实际可得性仍受智能电表铺设限制。	德国2025年起进入“强制供给”阶段。
爱尔兰	2026.06.01上线	目前爱尔兰零售市场尚无动态电价产品；五家义务供应商须在2026年6月1日前推出标准动态电价合同。	爱尔兰2026年6月起标准动态电价将正式上线。
挪威	2017.04.20	动态电价（现货联动合同）渗透率超过90%，属于欧洲成熟市场。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日；2019年前后完成AMI普及，为动态电价普及奠基。
芬兰	2024.04.01	动态电价合同占比已由2021年的9%升至2024年的33%；同时，固定期限合同占比约45%。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日。
瑞典	2023.04.01	2025年动态电价使用占比约12%，已落地但渗透率低于挪威、芬兰。	2024年开始推广15分钟合同
丹麦	2025.04.01	2025年动态电价使用占比约12%，已落地但渗透率低于挪威、芬兰。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日。

数据来源：SolarPower、CEC，东吴证券研究所

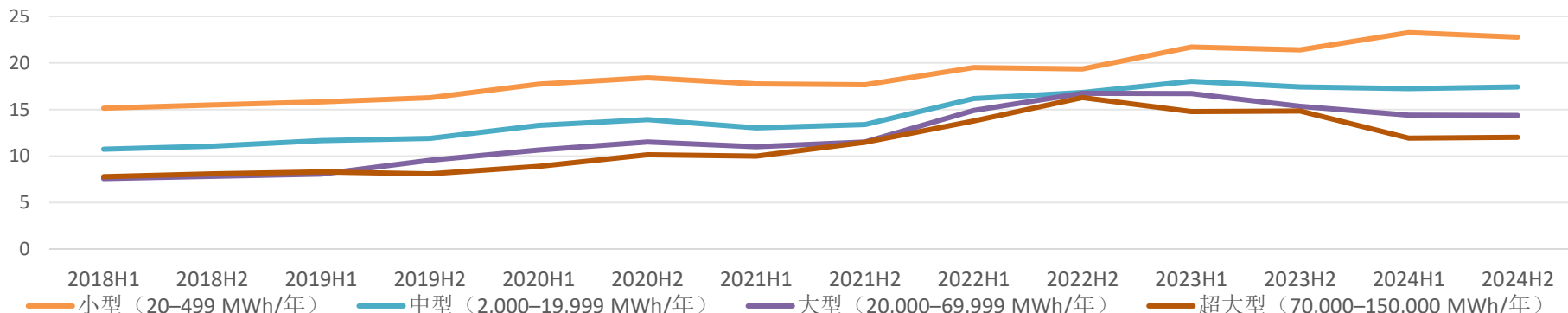
德国：先发市场迈向深化渗透，存量光伏配储是关键

- ◆ **德国工商储已从“先发市场”迈向“深化渗透”阶段，后续核心看存量光伏配储释放。**2025年5月末德国电池工商业储能新增29.3MWh、同增288%，仍位居欧洲首位；但受电价回落、支持政策不足和收益模式复杂等因素影响，其工商储渗透率仍低于真实潜力。考虑到德国截至2024年底已拥有61GW的工商业光伏存量，而配储率仍低于20%，后续“存量光伏加储能”有望成为重要增长来源。
- ◆ **德国不同规模企业终端电价分化明显，中小企业电价压力更高，小型工商储经济性更强、后续渗透提升空间更大。**2024H2 小型/中型/大型/超大型企业电价分别为 22.77/17.41/14.36/12.00 p/kWh，小型企业较大型高 58.6%，较超大型高 89.8%，中型较大型也高 21.2%；在大型高耗能企业更易获得网络费、附加费及电税减免的背景下，中小企业电价压力更高，小型工商储降本价值更容易兑现，后续渗透率仍有较大提升空间。
- ◆ **政策拐点出现：**德国持续放宽储能市场化使用与规划约束，重塑并网和网费规则，工商储正从“可选配置”加速转向提升光伏消纳、削峰套利的关键灵活性资产。

图表：德国电池工商业储能月度新增(MWh)

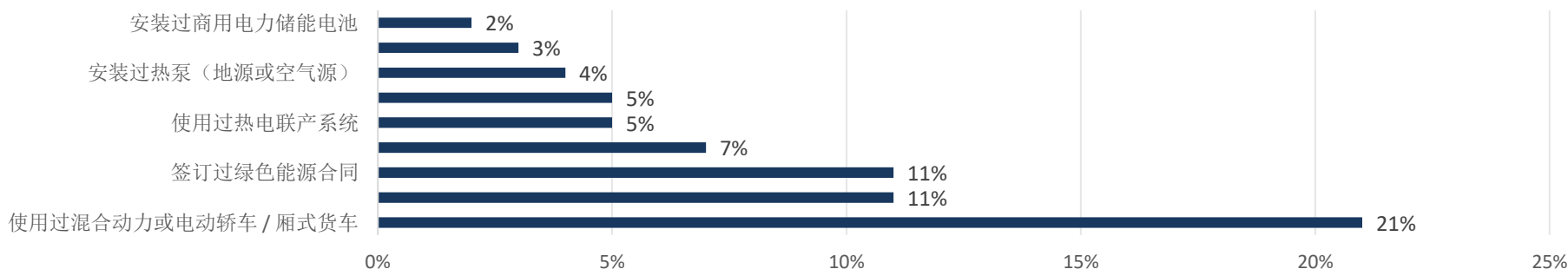


图表：德国不同规模工商业终端电价对比 (2018H1—2024H2, p/kWh)

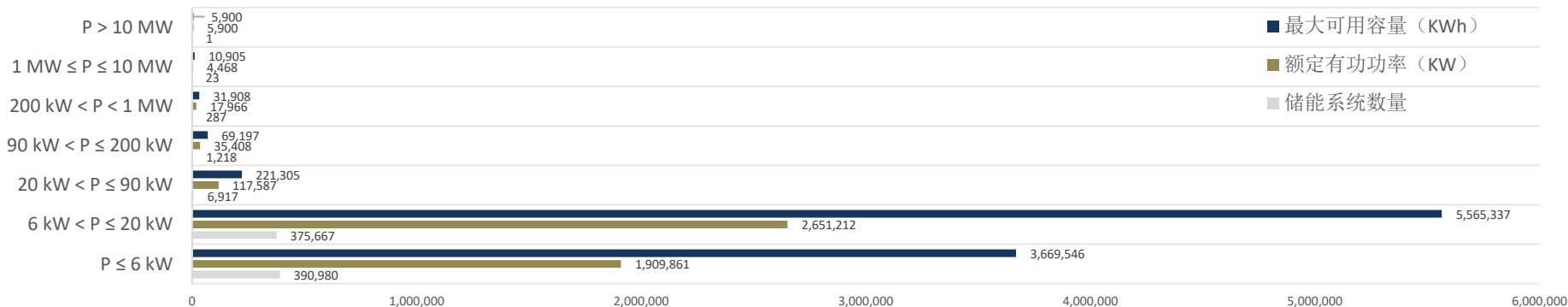


- ◆ **英国**：工商储仍处早期阶段，仅2%非住宅用户安装商业电池储能，但商业光伏基础已具规模（存量分布式光伏中非民用项目占42.52%装机容量），“商业光伏+表后储能”提升空间大。
- ◆ **西班牙**：进入政策与需求共振阶段。截至2025年底光伏自消费累计达9.3GW，2025年工业自消费新增679MW。第7/2026号皇家法令扩大集体自消费半径至5公里，储能项目可采用灵活接入许可。2026年起投资可再生能源自消费系统可自由摊销（上限50万欧元），进一步强化“自消费+储能”经济性。
- ◆ **意大利**：已形成一定规模底盘。截至2025Q1， $\geq 20\text{kWh}$ 储能系统能量容量占比已达43%（单项目规模已放大），20kW-1MW工商业光伏配储场景已形成约8422套系统（171MW/322MWh）。PNRRIC FTV SUD基金、MACSE与TIDE/PUN改革持续改善商业环境。

表：受访英国企业低碳能源措施采用情况（2024年7月调研，%）



表：意大利配套光伏的储能系统



欧洲工商储需求预测：26年预计翻倍增长

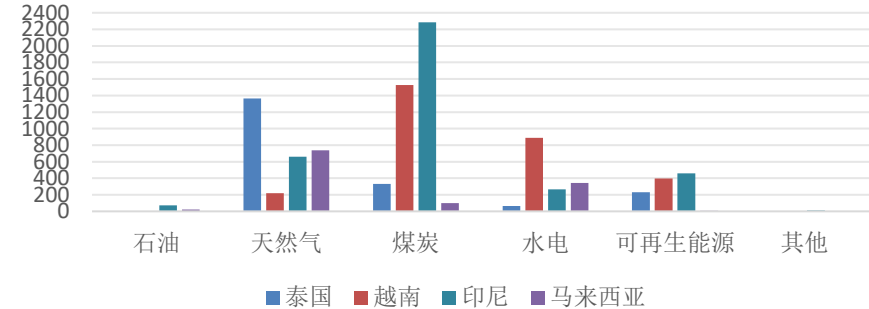
- ◆ **欧洲工商储景气度延续，增长核心来自“光伏扩容+配储率提升+配比时长上行”三重驱动。**2025-2030E，我们预计欧洲新增光伏装机由20.18GW增至37.74GW，新增配储渗透率由42%升至70%，功率配比由30%升至81%，时长由2.4h增至3.3h，推动新增储能规模由6.2GWh增至101GWh，工商储需求保持高增长。其中26年我们预计欧洲工商储翻倍以上增长至15GWh。

图表：欧洲工商业储能的需求预测

欧洲	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增工商业光伏装机 (GW)	15.00	17.55	20.18	24.22	27.85	31.19	34.31	37.74
-增速	43%	17%	15%	20%	15%	12%	10%	10%
存量光伏装机 (GW)	95	113	133	157	185	216	251	288
新增配储渗透率 (%)	15.0%	23.0%	42.0%	50.0%	52.0%	60.0%	65.0%	70.0%
功率配比 (%)	23%	25%	30%	39%	47%	56%	67%	81%
储能时长 (h)	2.2	2.2	2.4	2.7	3.0	3.1	3.2	3.3
新增装机配储能 (GW)	0.5	1.0	2.5	4.7	6.8	10.5	15.0	21.4
新增装机配储能 (GWh)	1.1	2.2	6.1	12.8	20.3	32.6	48.1	70.5
年初存量光伏未配储 (GW)	81.4	94.1	107.6	119.2	128.9	135.8	140.1	142.3
存量光伏新配储渗透率 (%)	0.1%	0.1%	0.1%	2.0%	5.0%	6.0%	7.0%	8.0%
功率配比 (%)	23%	25%	30%	39%	47%	56%	67%	81%
储能时长 (h)	2.2	2.2	2.4	2.7	3.0	3.1	3.2	3.3
存量装机新增配储能 (GW)	0.0	0.0	0.0	0.9	3.0	4.6	6.6	9.2
存量装机新增配储能 (GWh)	0.0	0.0	0.1	2.5	9.0	14.2	21.2	30.4
合计当年新增储能 (GW)	0.5	1.0	2.6	5.7	9.8	15.1	21.6	30.6
合计当年新增储能 (GWh)	1.17	2.26	6.17	15.26	29.38	46.77	69.26	100.90
-容量增速	640%	94%	173%	147%	93%	59%	48%	46%
储能累计装机 (GW)	0.8	1.8	4.4	10.1	19.9	34.9	56.6	87.2
累计装机储能 (GWh)	1.7	4.0	10.1	25.4	54.8	101.5	170.8	271.7
累计光伏装机储能功率配比	0.85%	1.63%	3.32%	6.40%	10.73%	16.16%	22.58%	30.23%

- ◆ **能源结构催生刚性保供需求，电价上行强化工商储经济性：**东南亚以柴油、煤炭发电为主，电网设施落后，停电限电频发。这一背景直接催生了工商业储的商业模式，核心需求来自超市、医院、酒店、商城等场景。2024年东南亚各国工商业电价持续上涨，储能通过削峰填谷、降低峰时用电成本，经济性显著提升。
- ◆ **政策密集出台推动光储发展：**各国正从个别试点走向系统性要求。越南2025年4月首次将储能纳入FiT范畴；泰国2025年立法强制新建光伏配储 $\geq 15\%$ ；印尼规划100GW光伏+320GWh储能微电网。东南亚各国多项政策推动光储需求发展。

图表：2024年东南亚主要国家分燃料发电量（亿千瓦时）



图表：东南亚主要国家工商业电价（USD/kWh）

国家	工商业2023-2025平均电价	工商业2025电价
泰国	0.128	0.125
越南	0.078	0.079
印尼	0.070	0.066
菲律宾	0.155	0.159
马来西亚	0.129	0.140

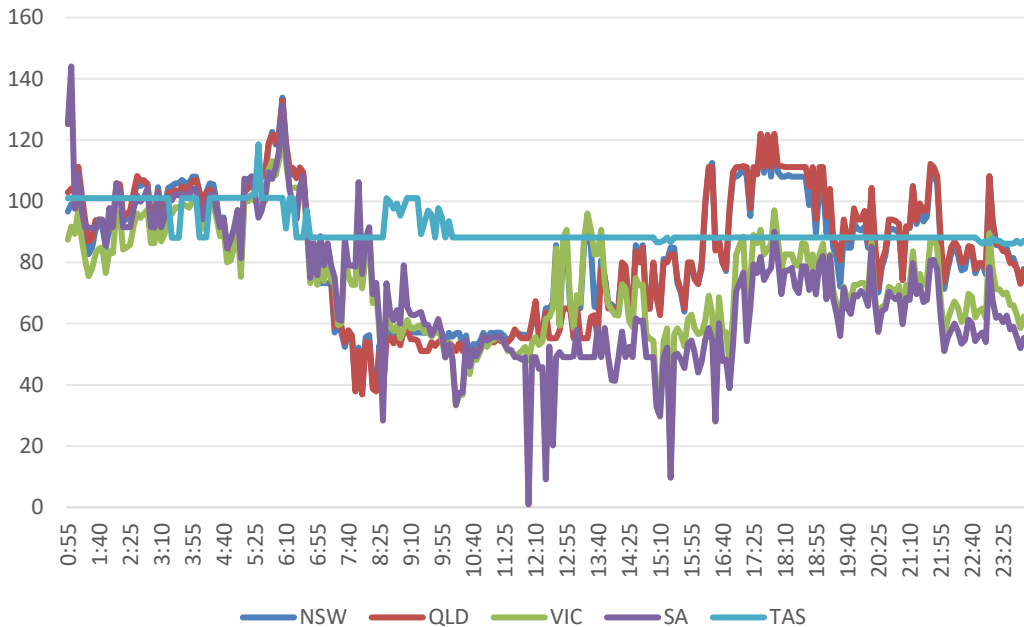
图表：东南亚国家储能电力政策

国家	政策 / 规划文件	核心内容
泰国	PDP 2024-2037（电力发展规划）及 AEDP（可再生能源发展计划）	2037年可再生能源发电占比达51%；光伏装机超24GW，储能10.5GW；2025年起新建光伏项目强制配储不低于15%；同步推进智能电网、跨境互联及绿电交易；提供BOI税收优惠、FIT电价补贴、储能并网扶持
马来西亚	自用光伏（SELCO）新规 SolarATAP计划（2026年推出）	对容量超过1MWac的非家庭自用光伏系统，强制配备储能系统 取代净计量电价政策，鼓励自发自用
柬埔寨	电力发展总体规划（PDP）2022-2040	2022-2040年新增光伏2.549GW（CAPEX 13.33亿美元）、水电1.645GW（CAPEX 41.37亿美元）；2030/2040年光伏装机占比17.9%/29.8%，水电占比27.7%/28.0%
印度尼西亚	100GW光伏计划（2025年8月宣布）	在8万个村庄部署“1MW光伏+4MWh储能”微电网系统（合计80GW光伏、320GWh储能），另加20GW集中式光伏；由乡村合作社管理运营
越南	国家电力发展规划2021-2030（第八电力规划，至2045年）	至2030年陆风11.82-13.82GW、海风2+GW、光伏18.64-22.04GW；至2045年陆风27.11-32.72GW、海风21-36GW、光伏51.54-63.54GW；风电/光伏/水电装机占比2030年为5.6%-6.5%/5.4%-5.9%/15.4%-16.8%
菲律宾	第988/QD-BCT号决定（2025年4月） 第DC2026-02-0008号部门通告（2026年发布）	首次将储能系统正式纳入上网电价补贴（FiT）范畴：光伏电站配备至少10%容量、2小时时长的储能，且储能充电量占电站发电量5%以上，可享受更高档位电价 全国所有装机容量10MW及以上的可再生能源（VRE）项目（含光伏、风电），必须配套建设储能系统，配置比例不低于电站总装机容量的20%

◆在澳大利亚联邦政策引导下，工商储能持续得到战略性推动。2025年，联邦容量投资计划已支持超过15GWh储能项目落地，为企业储能提供市场基础，联邦能源战略明确提出，到2030年前将推动工商储总装机达到50GWh以上，并鼓励企业储能参与需求响应及虚拟电厂（VPP）运营，提升能源灵活性与市场效率。同时各州层面：新州（NSW）PDRS计划为企业电池提供1600–2400澳元补贴，并对VPP接入给予250–400澳元奖励。南澳州为企业光伏补贴1000–2000澳元，电池补贴最高2000澳元。北领地（NT）企业可按400澳元/kWh获得储能补贴，最高可达12000澳元。

◆能量套利收益丰富，工商储需求持续增长：澳洲电力现货价格波动剧烈，日内价差普遍超150澳元/MWh，部分时段可达300澳元/MWh以上。2026年，长时储能可充分捕捉日内价差，套利收益较2小时短时储能提升50%以上，单GWh储能年套利收益可达80-120万AUD。SunWiz预测，2025年澳洲工商业储能新增装机规模约为600MWh，体现出市场在经济性约束下的稳步增长特征。

图表：澳大利亚五大洲日内电价波动情况（AUD/MWh）



图表：澳洲各州工商储相关激励政策汇总

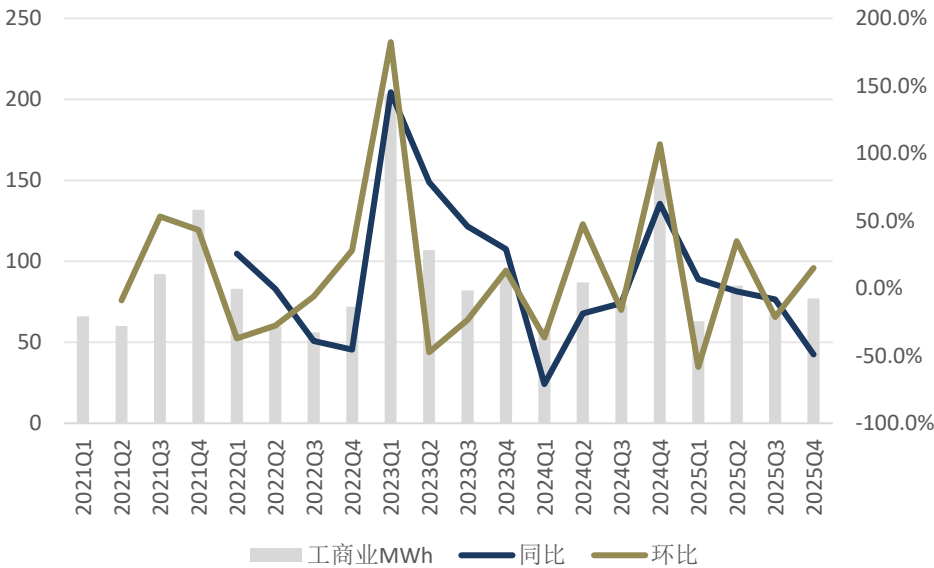
州/地区	内容
新南威尔 士州 (NSW)	为企业安装电池提供1600–2400澳元补贴（2–28kWh），需由认证供应商安装，可与光伏系统结合
新南威尔 士州 (NSW)	储能接入虚拟电厂（VPP）可获得250–400澳元奖励，三年内最多可申请两次
新南威尔 士州 (NSW)	对屋顶光伏及电池系统提供最高10%补贴（上限1000澳元）
南澳州 (SA)	阿德莱德市为安装太阳能电池板和电池的企业提供退税。安装10千瓦至20千瓦太阳能系统的企业最高可获得1,000澳元，而安装20千瓦以上系统的企业最高可获得2,000澳元。此外，安装新电池的企业可获得电池成本50%的返利最高可达2,000澳元。
北领地 (NT)	按400澳元/kWh提供补贴，最高12000澳元，适用于新建或改造光伏储能系统

- ◆ 美国 2026 年 1 月全国平均电价中，居民/商业/工业分别约为 17.45/13.64/9.29 美分/kWh。美国商业电价低于居民电价，削弱了工商储单靠电费套利的经济性；但**联邦税抵、州级补贴、VPP/需求响应收益、以及数据中心等高可靠负荷场景，正在把市场从“全国普及逻辑”转向“局部高景气逻辑”**。
- ◆ **少数高收益州主导，区域性市场拉动增长**。2025Q4新增77MWh，装机向优势州集中。加州 Q4 装机 45MW、占到美国总装机的58%；在系统成本下行、税收抵免优化、州级激励延续支撑下，市场仍有望保持增长，加州、马萨诸塞、纽约将继续为主力市场。

图表：美国主要工商储政策

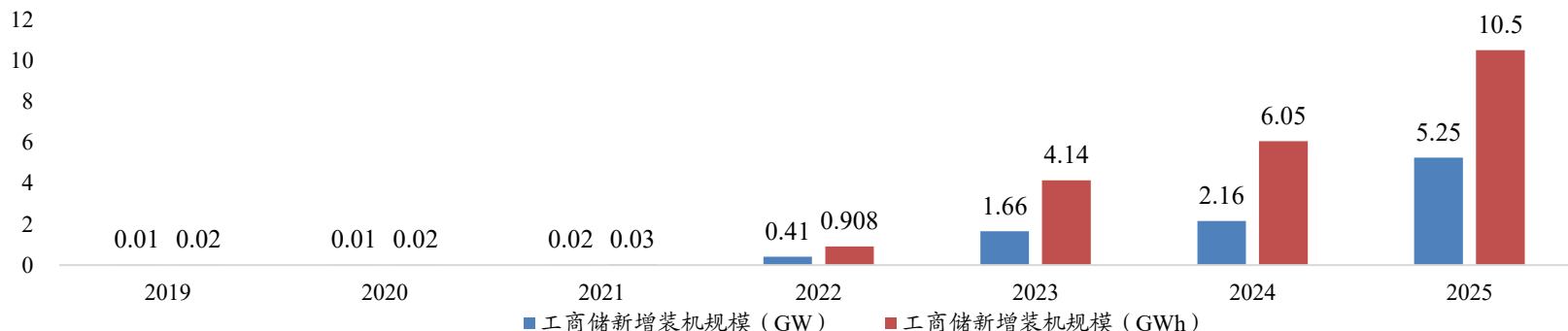
发布	政策	内容
美国税务局	联邦税抵 (48E)	自 2025 年 1 月 1 日后投运 的储能项目可申请 Clean Electricity Investment Credit。基准税抵为 6%，满足工资与学徒要求可提升至 30%，再叠加国产化能源社区加成各 +10pct；税抵还可转让或直接支付。
加州	SGIP	非住宅客户可获得电池储能补贴，普通市场补贴最高可覆盖约 25% 安装成本；若属于关键设施/高火险韧性场景，补贴更高。
马萨诸塞	Connecte dSolution s	工商业电池可参加需求响应/VPP 型项目，大客户电池项目激励约 200 美元/kW·夏季，小型电池约 275 美元/kW。
纽约	NYSERDA	商业储能可申请 Retail Energy Storage Incentive，项目规模上限 5MW；纽约州储能目标为 2025 年 1.5GW、2030 年 6GW。
美国能源部	2025.01 VPP/市场机制	DOE 2025 更新指出，北美 VPP 规模已达 33GW，到 2030 年可扩至 80–160GW，覆盖约 10%–20% 峰荷；DOE 同时指出 CAISO 和 ISO-NE 已完成 FERC Order 2222 的合规。

图表：美国工商业储能季度新增（MWh）



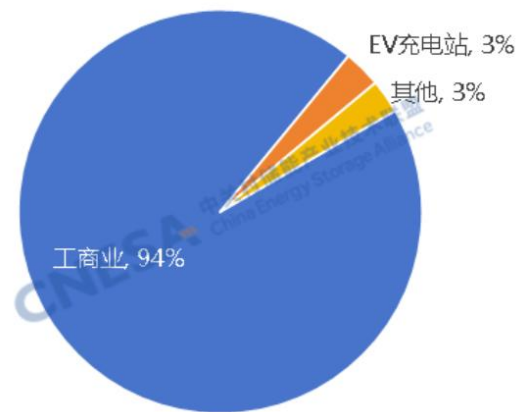
- ◆ **2026年1月用户侧新型储能新增投运中，工商业占比高达94%。**2025H1国内工商业储新增备案项目4064个，总规模达13.21GW/31.07GWh，同比增长192%；与此同时，2026年1月用户侧新型储能新增投运项目中，工商业应用占比达94%，工商储已成为用户侧储能的核心场景。

图表：2019-2025年工商储新增装机规模



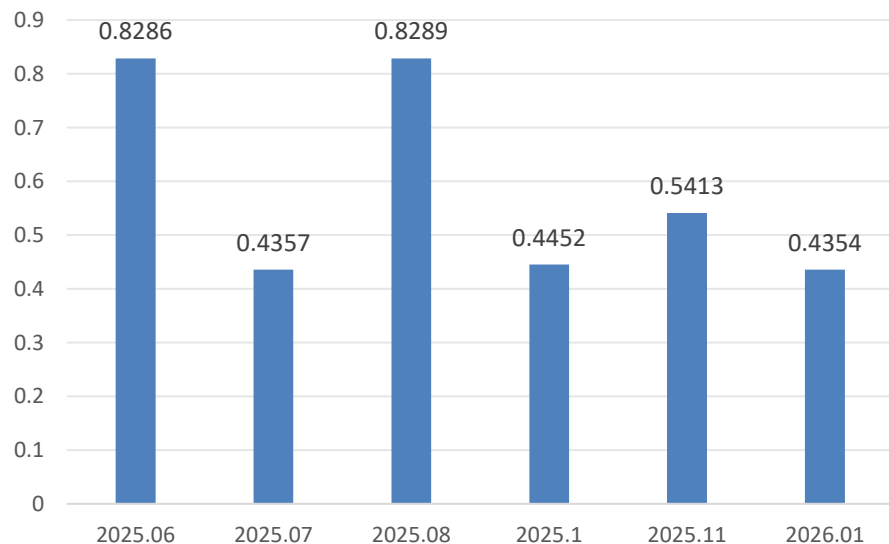
图表：国内工商储新增备案规模 (GWh)

图表：2026年1月新增投运用户侧新型储能项目应用分布 (MW%)

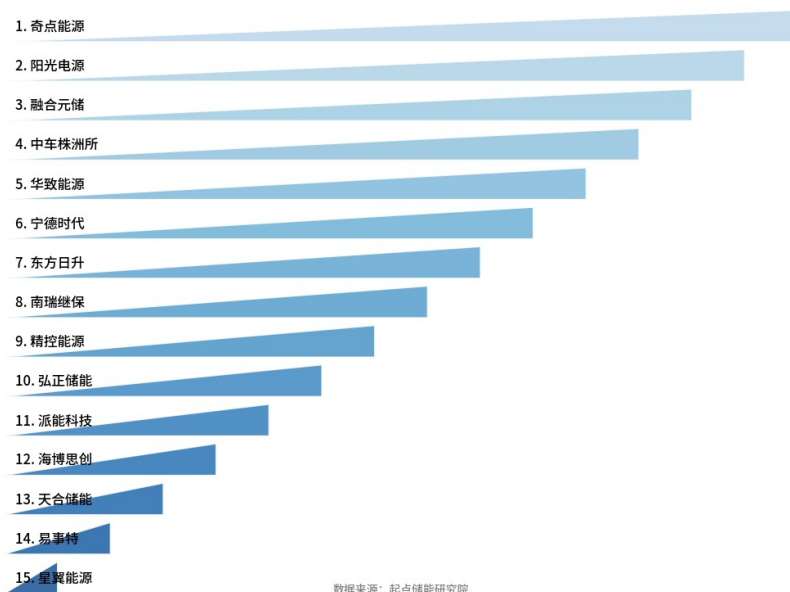


- ◆ **2025年6月以来，国内工商业储能月度新增投运整体维持高位，项目落地节奏持续推进。** 2025年6月以来，我国工商业储能月度新增投运规模整体保持在较高水平，6月、8月单月新增投运均超过0.82GWh，11月达0.54GWh，显示工商储项目落地节奏仍较活跃，行业景气度延续。
- ◆ **产业链逐步成熟，头部系统厂商竞争优势持续强化。** 截至2026Q1，中国企业工商业储能系统出货已形成较清晰的竞争梯队，头部厂商在产品集成、渠道拓展、项目交付和运维服务等方面优势逐步显现，有望进一步支撑2026年工商储市场持续增长。

图表：2025年6月以来我国工商业储月度新增投运规模（GWh）



图表：中国企业工商业储能系统出货排名（截至2026Q1）



◆ 多地已明确推动分时电价由固定机制转向市场机制，短期终结简单套利模式，长期构建更稳定广阔发展空间。截至2026年2月，按官方转载口径，已有9地明确从固定分时电价转向市场分时电价；截至2026年4月，四川等地也在继续跟进。取消固定分时电价后，简单套利模式被彻底颠覆，收益可预期性大幅下降，市场化电价不确定性增加，极大提升了运营操作难度。但长期看，在构建新型电力系统的进程中，能够提供调峰、调频、容量支撑等服务的储能，其长期价值和发展空间将更加广阔和稳定。

图表：各省市固定分时电价转向市场分时电价梳理（截至2026年4月）

层级/省份	关键变化
全国规则	国家发改委、国家能源局规定：自2026年3月1日起，直接参与市场交易的经营主体不再人为规定分时电价水平和时段；但电网代理购电用户仍执行政府统筹优化后的峰谷机制。
云南	2026年3月1日起，直接参与电力市场交易的用户不再执行政府规定的分时电价。
重庆	不再人为规定分时电价水平和时段，由中长期分时段交易形成分时电价。
陕西	各经营主体可参考现货已连续运行月份的分时价格走势，通过市场化方式形成具有合理价差的分时交易价格。
辽宁	现货结算试运行期间，批发市场电能量价格、输配电价、线损费用不执行现行计划性峰谷分时电价政策。
河北南网、湖北、吉林、河南、贵州	国家能源局 2026-02-06 转载梳理中，将这5地与上面4地一并列为已明确取消固定分时电价、转向市场分时机制的地区。
江苏、山西	国家能源局 2026-02-06 中提到：江苏、山西当时仍在征求意见阶段。
四川	四川能源监管办 2026-04-17 答复提到，4月9日出台的细则已明确：对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；但到户执行仍与省发改委价格政策衔接。
安徽	安徽 2026-03-20 发布的中长期市场实施细则提出：交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

- ◆ 多省已发布零碳园区试点/创建方案，零碳园正从示范探索走向批量扩容，园区侧储能有望从可选配置走向基础设施。在中性假设下，我们预计十五五末零碳园区工商业配储规模达到12GWh。

图表：各省份零碳园区试点政策明细

省份	已公开动作 / 目标
山东	18 个省级零碳园区创建名单；2026 年打造 20 家省级以上零碳园区
福建	首批 5 个省级零碳园区
四川	首批 4 个零碳工业园区试点
云南	已推进 3 批共 15 个省级零碳园区
甘肃	2027 年建成 5 个左右，2030 年 10 个左右
青海	2030 年 1-2 个国家级、5-6 个省级
吉林	2030 年建成 10 个左右省级零碳园区

图表：零碳园区数量预测（政策口径）

2026E	52 个国家级建设名单 + 多省省级扩容
2027E	首批项目进入验收窗口，省级试点继续扩围
2030E	“十五五” 100 个左右国家级目标 + 省级项目池持续扩张

图表：零碳园区工商储市场空间测算

工商储空间 = 零碳园区数量 × 单园区平均配置规模

测算口径	单园区配置假设	首批 52 个国家级零碳园区	100 个国家级零碳园区目标
保守	30MW / 60MWh	1.6GW / 3.1GWh	3.0GW / 6.0GWh
中性	60MW / 120MWh	3.1GW / 6.2GWh	6.0GW / 12.0GWh
积极	100MW / 200MWh	5.2GW / 10.4GWh	10.0GW / 20.0GWh

◆ **台区储能的核心价值，在于将工商储从单体用户配置前移至配电台区治理场景。**分布式光伏与充电负荷加快接入后，台区侧对削峰填谷、稳压保供和新能源消纳的需求上升，推动台区储能由示范应用逐步走向推广复制。当前河北、湖南、福建、山东等地已开展公开试点，验证了其在台区治理和末端灵活调节中的可行性。

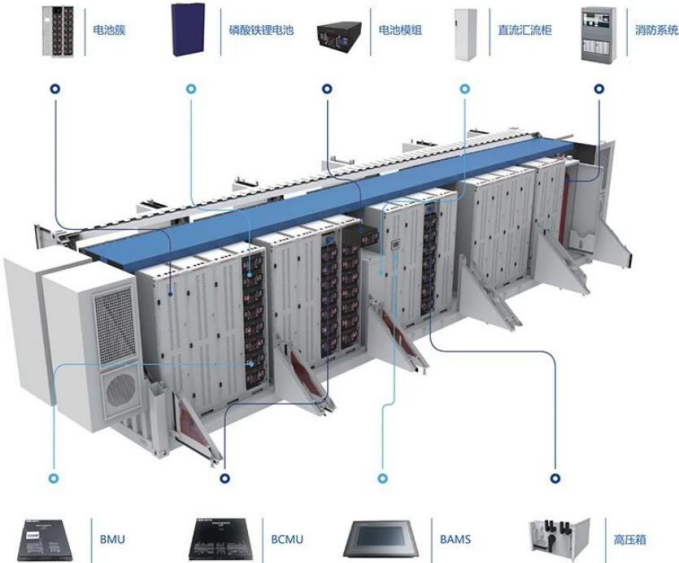
图表：台区储能试点省份

试点省份/区域	具体内容	已披露成效
河北（保定、石家庄、雄安）	官方披露已开展分布式储能聚合调控试点建设，在配电台区、低压配电线路累计试点投入20台分布式储能调节装置。	已“初步形成分布式储能作为灵活调控资源”的场景，有助于提升分布式新能源接入能力和供电服务能力。
湖南（永州宁远）	国网湖南披露当地首个低压配电网台区储能项目投运，规模100kW/215kWh，接入200kVA公变台区。	主要用于解决台区高负荷、低电压问题，验证台区储能可作为低压配网治理方案。
福建（福州）	国网福州披露投运100kW/215kWh低压分布式储能装置，在负荷低时充电、晚峰时放电，也可在分布式新能源出力高时吸纳电量。	可有效化解重过载压力，并提高绿色清洁能源消纳水平。
山东（济宁曲家）	国家电网报披露，国网山东在提升分布式新能源承载力过程中，已完成济宁曲家台区储能项目建设。	项目落地：山东分布式新能源装机67.7GW 占总装机35.8%，项目指向高渗透地区的台区承载与调节需求。

图表：台区储能驱动因素与试点数据

驱动因素	关键数据	台储指向
全国太阳能发电装机（2024年底）	886.66GW	光伏快速增长，末端消纳与调节压力上升
全国新能源汽车保有量（2024年底）	3140万辆	充电负荷持续向配电网末端聚集
河北分布式储能聚合调控试点	20台装置	说明台区/低压线路侧已经进入成批试点阶段
湖南宁远台区储能项目	100kW/215kWh	台区治理型项目已有标准化容量形态
福建福州低压分布式储能	100kW/215kWh	说明“低压台区储能柜”具备可复制性
山东分布式新能源装机	67.7GW	高渗透地区对台区储能的需求更强

图表：台区储能系统及设备构成示意



- ◆ 我们预计26年全球工商业储能装机同比增长112%至43GWh，2026至2030年年度同比增速维持40%以上的平均增速：我们预计26年全球工商业储能装机达到43GWh，同比增约112%，其中中国17.7GWh。工商储海内外共同发展，随补贴推进、商业模式创新，有望持续增长。

图表：全球工商储需求预测

全球市场	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (GWh)	20.30	43.00	72.66	111.44	163.31	218.21
-增速	89%	112%	69%	53%	47%	34%
储能累计装机 (GW)	15.5	30.1	52.7	85.3	130.3	188.2
累计装机储能 (GWh)	40.5	83.5	156.2	267.6	430.9	649.2
累计光伏装机储能功率配比	4.39%	6.25%	8.44%	10.92%	13.70%	16.58%
美国市场						
新增光伏 (GW)	2	2	2	2	3	3
-增速	10%	10%	10%	12%	10%	10%
-占比	1.36%	1.53%	1.52%	1.56%	1.58%	1.60%
新增储能 (GW)	0.22	0.26	0.30	0.35	0.40	0.44
新增储能 (GWh)	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
-增速	15%	21%	21%	21%	15%	15%
-占比	2.99%	1.71%	1.22%	0.97%	0.76%	0.66%
中国市场						
新增光伏 (GW)	83	71	74	78	82	86
-增速	5%	-15%	5%	5%	5%	5%
-占比	62.96%	54.70%	51.88%	49.90%	48.22%	46.67%
新增储能 (GW)	3.63	6.11	8.38	11.41	15.09	16.31
新增储能 (GWh)	10.5	17.7	26.7	40.1	58.2	66.1
-增速	74%	68%	51%	50%	45%	14%
-占比	51.86%	41.23%	36.78%	35.94%	35.66%	30.30%
欧洲市场						
新增光伏 (GW)	20	24	28	31	34	38
-增速	15%	20%	15%	12%	10%	10%
-占比	15.28%	18.74%	19.47%	19.97%	20.22%	20.50%
新增储能 (GW)	2.57	5.65	9.79	15.09	21.64	30.58
新增储能 (GWh)	6.2	15.3	29.4	46.8	69.3	100.9
-增速	173%	147%	93%	59%	48%	46%
-占比	30.41%	35.49%	40.44%	41.97%	42.41%	46.24%
其他市场						
新增光伏 (GW)	26.96	32.35	38.82	44.64	50.89	57.51
-增速	28%	20%	20%	15%	14%	13%
-占比	20.40%	25.03%	27.13%	28.58%	29.98%	31.23%
新增储能 (GW)	1.03	2.65	4.12	5.74	7.86	10.59
新增储能 (GWh)	3.0	9.3	15.7	23.5	34.6	49.8
-增速	58%	210%	69%	50%	47%	44%
-占比	14.73%	21.57%	21.56%	21.12%	21.17%	22.80%

三、产业链：户储出货高增，工商储贡献较大弹性

- ◆ **工商储因用电特性与合同约束，需求触发明显滞后。** 2022年俄乌冲突引发天然气与电力价格飙升成为户储需求爆发的直接导火索。居民电价方面传导相对较快，居民电价大幅上涨，户储“自发自用+峰谷套利”经济性凸显。而工商业企业多签订长期供电合同，电价锁定周期通常为2-3年，2022年电价上涨传导至工商端滞后约12-18个月，需求爆发晚于户储。
- ◆ **工商储前期投入更高，决策周期更长，需求爆发市场相对较晚。** 户储与工商储的渠道模式差异直接导致渗透率提升速度差距，工商储项目制开发，企业决策周期更长的复杂性显著制约推广效率。同时工商储单项目前期投入规模为用户的数十倍，投资回报评估更谨慎，需更长市场教育周期培育企业投资意愿。

图：户储与工商储的产业差异

对比维度	户用储能	工商业储能
电价传导时间	居民电价上涨传导较快，需求对电价波动敏感、户用光储自发自用+峰谷套利经济性凸显	工商业企业多签订长期供电合同，电价锁定周期通常为2-3年，长协电价传导滞后 12-18 个月，需求爆发 晚于户储
渠道及决策周期	经销商+安装商推广，标准化产品 + 标准化安装，个人短决策周期	企业直签+项目定制化解决方案，企业多部门协同决策，流程复杂、落地周期长
产品特征	5-15kWh 小容量，高度标准化，适配居民屋顶场景	50kWh-2MWh 中大容量，场景定制化，适配工业、商业、园区等多元应用场景
前期投入	单套价值 1-1.5 万元	单套价值为用户数十倍，前期投入更大，投资决策更谨慎

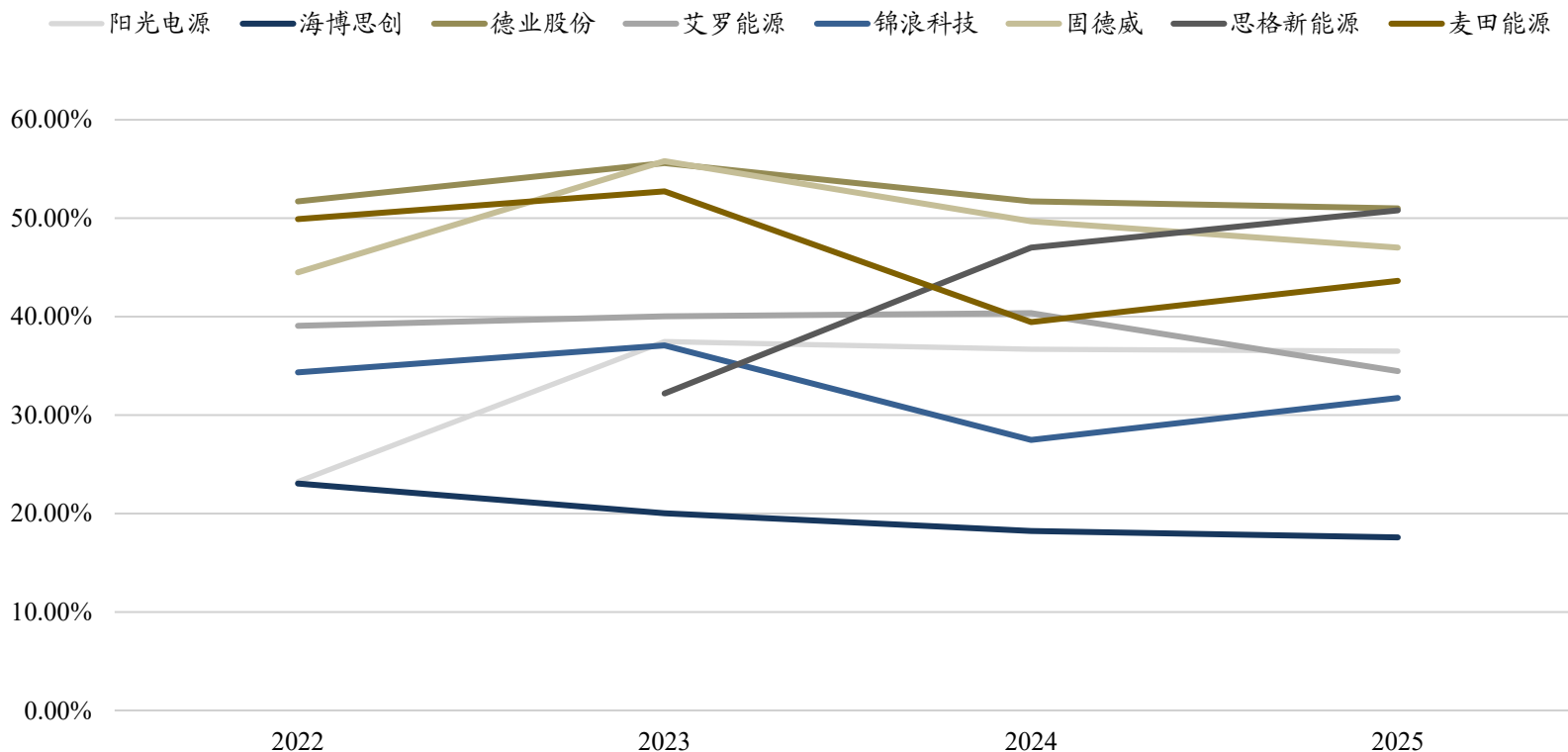
◆ **户储厂商全球化拓展持续推进，销售区域逐步趋同。** 2022年各储能玩家全球布局重心各有差异，德业股份从南非起家，率先布局亚非拉等新兴市场，为新兴市场之王，锦浪科技、固德威、艾罗能源等以欧洲户储为主。德业股份积极开拓欧洲市场，受益乌克兰需求爆发及东欧户储需求提升，市场份额快速提升，欧洲占比也提至40-50%，锦浪、固德威、艾罗亦逐步加码开拓亚非拉等新兴市场，同时受益澳洲市场需求爆发，各厂商澳洲占比均有所提升。

图：部分厂商户储出货市场分布

	欧洲	澳洲	新兴市场及其他
锦浪科技	50-60%	40-50%	
固德威	30-40%	40-50%	10-20%
德业股份	40-50%	<5%	40%
艾罗能源	50-60%	15%	30-40%
思格新能源	40-50%	40-50%	10%

- ◆ **23-25年户储PCS价格稳步下行，户储厂商持续迭代降本，毛利率维持高水平。**2023年-2025年户储环节经历市场需求快速爆发后到去库存，户储竞争逐步加剧，户储PCS价格随竞争逐步下行，价格已从2022年1元+/W降至2025年约0.6-0.7元/w，但户储厂商同步积极进行产品迭代降本，因此户储厂商毛利率大部分维持在40-50%高盈利水平。

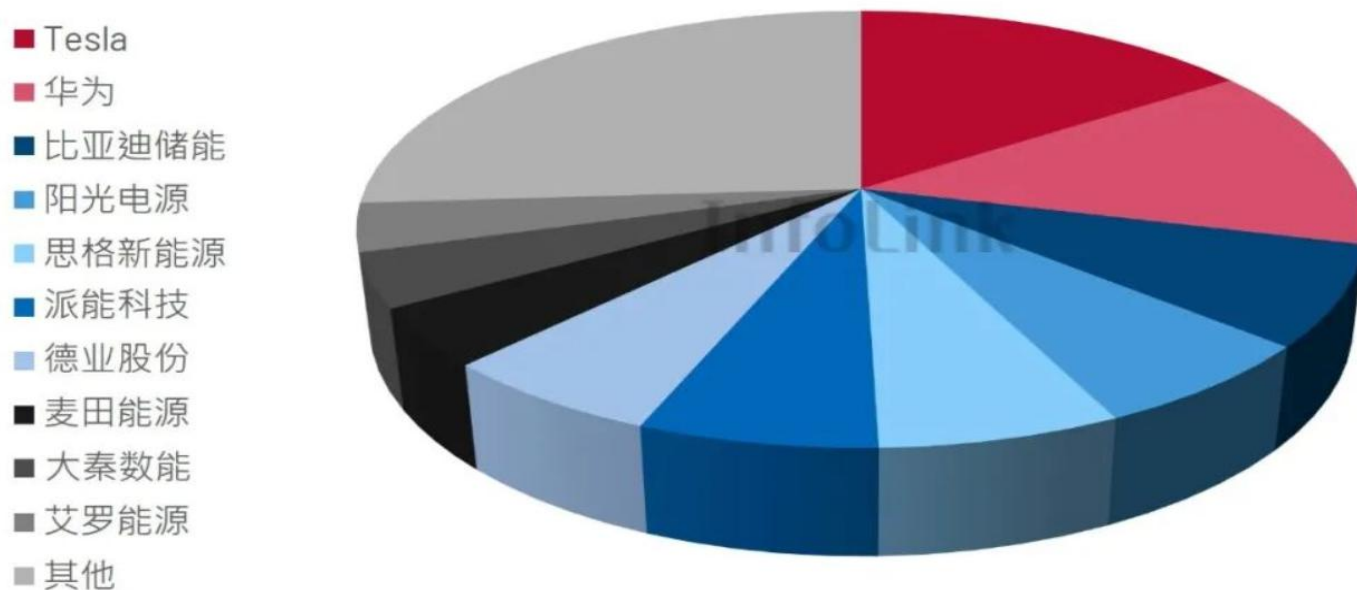
图：储能业务毛利率对比



- ◆ **2025 年全球户储系统出货35GWh，同比增长75%+，前十中九席为国产厂商，市场格局相对分散，龙头集中度有望进一步提升。**根据infolink数据显示，2025年全球户储出货35GWh，同增75%+，2025 年度，该领域前五名供应商为Tesla、华为、比亚迪储能、阳光电源、思格新能源，前十中国产厂商占据九席，市场格局相对分散，前八名市占率差距尚未显著拉开，未来龙头集中度有望进一步提升。

图：25年全球户储系统竞争格局（出货端）

2025年度全球户储系统出货排名



- ◆ **工商储单体规模与单位价值显著高于户储，工商储成为重要业绩驱动力。**对比户储与工商储产品，户储系统通常为5kW/10kWh，单台价值1-1.5万元；而工商储产品多为50-100kWh、250kWh等规格产品，单台价值量通常为户储数十倍，同时工商储电池包自配率较高，随工商储出货不断增长，工商储将成为户储厂商重要业绩新增长动能。

表：2026年各厂商工商储占比

公司	2026年工商储占比
德业股份	40%
锦浪科技	约30%
思格新能	15-20%
艾罗能源	约15%
固德威	约10%

表：户储工商储产品价格对比

产品	价值量
户储系统（5kW/10kWh）	1-1.5万元
工商储系统（50kW/100kWh）	10-15万元
工商储系统（125kW/250kWh）	20-30万元

图：2025年电池包自配率与营收情况

公司	电池包自配率	电池包收入
固德威	户储自配率50%	12-15亿元
	工商储完全自配	
德业股份	户储自配率约30-40%	30-40亿元
	工商储70-80%	
锦浪科技	25年自配率为0，户储及工商储电池包26年开始出货自配	15-20亿元

◆受益多市场需求爆发，26年户储出货有望高增，工商储及大储为新增长动能。受益于澳、乌户储需求爆发，东欧需求旺盛，英国政策推动下需求进一步提升，户储厂商26年出货均有望高增，我们预计26年固德威户储pcs翻倍增长，电池包翻2-3倍增长，德业户储pcs有望同增40%+，电池包翻倍增长。此外，工商储及大储行业需求爆发，全球需求有望同增50%+，各家工商储及大储业务受益出货预期高增，成为各户储厂商新增长动能，27年有望引领主要增长。

表：逆变器厂商出货及预期（东吴证券研究所预测）

			2024	2025	2026E
阳光电源	逆变器	总出货(GW)	147.0	143	140-150
	储能	大储集成 (GWh)	28.1	43	60+
		户储 (GWh)	1	1.5	2-3
德业股份	户储PCS (万台)		54.6	80+	120+
	工商储 (万套)		5	10+	20+
	微逆 (万台)		41.97	25-30	10-20
	组串 (万台)		41.04	60-70	80-90
	电池包 (亿元)		24.5	30-40	110+
固德威	组串 (万台)		54.8	75-80	60-70
	储能PCS (万台)		5.2	12	40-50
	工商储				10亿元+
	电池包 (GWh)			2+	8+
锦浪科技	组串 (万台)		82.5	60-70	50-60
	户储 (万台)		8.8	25-30	60 (包含10万+套系统)
	工商储 (万台)			1+	4-5 (包含1万套系统)
禾迈股份	微逆 (万台)		95.4	80	90-100
	户储 (亿元)		<1	1	4-5
	工商储及大储 (亿元)			3	10-15
昱能科技	微逆 (万台)		98.0	70-80	80-100
	储能PCS (万台)		<1	1	2
	整体出货 (亿元)		30	40-42	75+
艾罗能源	户储 (亿元)			26	40+
	工商储 (亿元)			6	12
	大储 (亿元)				10-15
派能科技	储能 (GWh)		1.5	4.1	10
	户储 (GWh)		0.4	4	8-10
思格新能源	工商储 (GWh)				1-2
	大储 (GWh)				2-3
麦田能源	逆变器 (万台)		69	61	150亿元
	储能电池 (GWh)		1.1	3.4	

数据来源：公司公告，东吴证券研究所预测

PART3 投资建议

◆ **投资建议：大储主力市场中美开启新一轮增长周期，欧洲、新兴市场多点开花，全球大储未来2-3年连续高增可期、产业链高景气度持续！**继续强推大储：**阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、海博思创、比亚迪、阿特斯、中创新航、上能电气、科华数据等**；并看好户储/工商储：**德业股份、思格新能、锦浪科技、固德威、盛弘股份、科士达、艾罗能源、派能科技、禾迈股份、昱能科技等**。

图表：重点公司估值表（截至2026年7月22日）

【东吴电新】重点公司盈利预测及估值20260722											
	证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润（亿元）			PE			评级
					2026E	2027E	2028E	2026E	2027E	2028E	
电池	300750.SZ	宁德时代	17,563	372	962	1,215	1,469	18	14	12	买入
	002594.SZ	比亚迪	7,779	92	404	505	636	19	15	12	买入
	300014.SZ	亿纬锂能	1,152	53	72	95	124	16	12	9	买入
	300207.SZ	欣旺达	314	17	22	31	41	14	10	8	买入
	002245.SZ	蔚蓝锂芯	289	17	13	25	36	22	11	8	买入
	688063.SH	派能科技	100	41	4	5	7	25	19	14	买入
	300438.SZ	鹏辉能源	277	55	20	30	37	14	9	8	买入
	688772.SH	珠海冠宇	158	14	7	10	15	22	15	11	买入
大储	300274.SZ	阳光电源	2,279	110	131	181	236	17	13	10	买入
	688411.SH	海博思创	347	190	19	32	41	18	11	8	买入
	688599.SH	天合光能	303	13	3	20	40	107	15	8	买入
	688223.SH	晶科能源	427	4	6	29	51	70	15	8	买入
	688472.SH	阿特斯	348	10	24	35	45	14	10	8	买入
	601222.SH	林洋能源	112	6	8	10	12	14	11	9	买入
	603063.SH	禾望电气	137	30	7	8	9	19	17	15	买入
	300827.SZ	上能电气	134	24	7	9	11	18	14	12	买入
	002335.SZ	科华数据	231	31	7	9	12	33	25	19	买入
户储&工商储	300763.SZ	锦浪科技	229	57	15	25	34	15	9	7	买入
	605117.SH	德业股份	1,024	80	60	79	95	17	13	11	买入
	688390.SH	固德威	153	63	12	17	23	13	9	7	买入
	6656.HK	思格新能	733	294	50	65	79	15	11	9	买入
	688717.SH	艾罗能源	89	56	8	12	14	11	8	6	买入
	688032.SH	禾迈股份	94	76	2	4	6	49	23	17	买入
	688348.SH	昱能科技	46	30	1	2	3	91	21	14	买入
	002518.SZ	科士达	192	33	9	14	20	21	14	10	买入
	300693.SZ	盛弘股份	108	35	6	7	9	19	16	12	买入

PART4 风险提示

- ◆ **竞争加剧：**储能仍处于行业发展早期，新进入者较多，竞争不断加剧，或压缩业内公司盈利水平。
- ◆ **政策超预期变化：**当下储能行业仍依赖于政府政策支持，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。
- ◆ **可再生能源装机不及预期：**当前储能需求仍以可再生能源配储为主，若可再生能源装机需求下滑，或进而削弱储能装机需求。
- ◆ **原材料供应不足：**IGBT、电芯为光伏逆变器、储能PCS重要原材料，近期供应持续保持紧俏，若未来供应不足，将直接影响公司生产经营。

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**
- 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