

全球开花，开启两年持续高增新周期

——储能2026年度策略

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

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12月14日

- ◆ **国内：容量电价+商业模式创新，驱动储能需求高增。**国内地方政府陆续出台容量电价补贴，储能电站IRR收益利率6-12%，叠加金租资金支持+专业化运营，商业模式跑通，招标和备案量大幅提升。2025年1-11月国内储能招标190GWh，+138%，中标175GWh，同环比+99%，备案量超1TWh，其中内蒙与新疆占比超50%。25年1-10月国内累计装机72GWh，同比增42%，我们预计全年装机163GWh+，同比+47%，26年装机265GWh+，同比增长60%+。
- ◆ **海外：美国AI催生需求，欧洲与新兴市场持续高增。**美国AI数据规模快速增长，我们预计2030年用电量占电力需求超20%，叠加美国尖峰负荷紧缺、电网差，急需新增发电装置。而光储为美国近年主流新增发电装置，同时AI数据中心低压直流侧储能方案开始渗透，二者合力推动美储二次增长。我们预计2025年美国新能源储能装机需求约53GWh，数据中心相关（绿电直联配储+电能管理）合计9GWh，2026年预计装机80GWh，同比增51%，数据中心相关贡献37GWh。欧洲市场多点开花，容量电价政策支持力度大，且电力交易价差大，南欧和东欧等近2年增量明显，我们预计25年大储装机20GWh，同增131%，26年42GWh，同增109%。新兴市场方面，储能需求主要来自中东、澳大利亚、东南亚、南美，合计25年大储装机34GWh，同比增220%+，26年预计装机80gwh，同比增约134%。
- ◆ **大储产业链：高质量发展，价格企稳，大电芯开始渗透，龙头恒强。**我们预计25年全球储能电池需求628gwh，同+91%，26年663GWh，同+61%，且27年仍可维持30%+增长。储能电芯持续紧缺至26H2，龙头产能率先释放，我们预计份额强势回升，电芯价格已底部反弹2-3分/wh，厂商25Q4盈利将改善，同时电芯材料价格26年底部反弹，总体电池成本上涨幅度4-6分/wh，我们预计对储能电站IRR影响相对有限。系统集成商格局有望优化，海外特斯拉与阳光双龙头，比亚迪增长势头强劲，国内海博思创引领商业模式创新，26年份额将进一步提升，同时系统价格底部企稳，大电芯集成降本10-15%，龙头先发优势显著。
- ◆ **用户侧储能：户储稳健，工商储增长亮眼，看好具备渠道优势集成商。**澳大利亚25年贡献户储增量需求，我们预计装机4-5GWh，较24年增长近3倍，26年再进一步提升；欧洲市场去库完成，需求企稳；美国25年抢装，26年预计小幅下降。总体户储25-26年全球装机20GWh，保持10-20%增长。工商储方面，欧洲政策支持，25年预计近2倍增长至6GWh+，总体全球25年装机近20GWh，同环比增长90%，26年预计维持30%+增长。具备渠道优势厂商，具备先发优势。
- ◆ **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，可支撑26-27年持续翻番高增，因此全球大储2-3年维度连续高增可期、产业链高景气度持续！**继续强推大储：**阳光电源、宁德时代、海博思创、亿纬锂能、阿特斯、上能电气、比亚迪、科华数据、禾望电气等**；并看好户储/工商储：**德业股份、艾罗能源、锦浪科技、派能科技、固德威、禾迈股份、盛弘股份、科士达、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

■ PART 2 用户侧储能：户储平稳，工商储增速亮眼

■ PART 3 投资建议和风险提示

PART 1 大储：国内外共振，高质量发展

- ◆ 需求全面开花，中国和美国大储已高增2年，国内容量电价补贴、美国AI数据中心拉动，开启二次高增
- ◆ 欧洲和新兴市场储能渗透率低，空间广阔。

图 全球储能分区域增长驱动力及产量

全球			
◆ 装机：2025年 (236GWh, +69%) , 2026年 (428GWh, +82%) , 2027年 (617GWh, +44%) ◆ 出货量：2025年 (611GWh, +86%) , 2026年 (1002GWh, +64%) , 2027年 (1339GWh, +34%) ◆ 渗透率：累计光伏配储功率渗透率12% (不考虑光伏增长情况下，功率渗透率提升至30%，配储时长翻番，对应空间有6倍)			
中国	美国	欧洲	新兴市场
◆ 驱动力：新能源后周期，容量电价补贴，商业模式跑通 ◆ 渗透率：累计光伏配储功率渗透率15% ◆ 装机：2025年 (136GWh, +49%) , 2026年 (229GWh, +69%) ◆ 出货量：2025年 (240GWh, +65%) , 2026年 (400GWh, +70%)	◆ 驱动力：光储平价，IRA补贴，AI数据中心 ◆ 渗透率：累计光伏配储功率渗透率20% ◆ 装机：2025年 (44GWh, +49%) , 2026年 (69GWh, +55%) ◆ 出货量：2025年 (150GWh, +70%) , 2026年 (190GWh, +26%)	◆ 驱动力：新能源后周期，容量招标 ◆ 渗透率：累计光伏配储功率渗透率11% ◆ 装机：2025年 (21GWh, +129%) , 2026年 (43GWh, +108%) ◆ 出货量：2025年 (92GWh, +106%) , 2026年 (157GWh, +63%)	◆ 驱动力：新能源后周期，容量电价补贴，光储平价，AI数据中心 ◆ 渗透率：累计光伏配储功率渗透率5% ◆ 装机：2025年 (40GWh, +233%) , 2026年 (229GWh, +69%) ◆ 出货量：2025年 (125GWh, +136%) , 2026年 (230GWh, +80%)

一、国内：容量电价+商业模式创新，驱动储能需求高增

1 国内：国内储能政策从强制配储向独立储能转变

- ◆ **从配储转为独储：**阶段一（2017–2025年初）：政策驱动下“强制配储”；阶段二（2025年5月至今）：强制配储正式退出；阶段三（未来展望）：电力市场化改革落地，，现货价差扩大，对容量电价依赖减弱。
- ◆ **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	

2 国内：多省份推出容量补偿大幅提升IRR，政策有望陆续推出

◆ 地方政府密集出台储能容量电价补偿，作为盈利的重要补充。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、山东、黑龙江等。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。

图表：各省容量电价政策

省份	内蒙	甘肃	河北	宁夏	新疆	黑龙江
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+充放电价政策	容量电价机制	容量补偿+调峰辅助服务	以“市场化交易+容量补偿”混合机制为主。
补贴标准	发电量补偿：2025年及以前建成投产项目0.35元/KWh；2026年项目0.28元/KWh。截至2025年6月底，两家电网企业转移支付新型储能电站发电量补偿金额总计20875.16万元	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/KWh时，2024年0.16元/KWh时2025年0.128元/KWh（逐年递减20%）	细则待定，先并先得。
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	建立在“有效容量×容量电价标准×供需系数”这一框架上
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	计划“按年公布/动态调整”
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	新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0.34元/kWh	甘肃现货运行一年，平均峰谷价差超过0.14元/kWh	电力现货交易，平均峰谷价差超0.7-0.8元/kWh	电力现货交易试运行，平均峰谷价差超0.26-0.31元/kWh	电力现货交易，平均峰谷价差超0.25-0.3元/kWh	黑龙江平均峰谷价差大约在0.4元/kWh左右。
经济性	IRR测算10-20% (补贴0.35元/kwh) IRR测算8-15% (补贴0.28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）	IRR测算6%-13%
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			到2027年，黑龙江力争实现新型储能装机600万千瓦（6GW）以上。

3 国内：独立储能电站收入来源容量电价补贴及峰谷价差套利

- ◆ 1GWh储能电站在容量补贴情况下，收入超过1亿元，其中容量电价补贴0.5-0.8亿，套利0.5亿，其余0.05-0.1亿辅助服务收益。假设电站运行20年，补贴10年，良好运行情况下，对应内蒙irr14%、甘肃11%。

图表：内蒙和甘肃储能电站收益率测算

EPC工程 (含税)		1gwh	
	单位价值量	单位	总额(万)
电池	0.31	元/wh	31,000
BMS、EMS及线束等	0.07	元/wh	7,440
电池系统合计	0.42	元/wh	42,284
PCS双向变流器	0.10	元/w	2,500
温控系统	0.02	元/wh	2,000
配件 (接口、线路、集装箱等)	0.13	元/wh	13,000
升压站	0.10	元/w	2,500
其他 (含建安)	0.18	元/wh	18,000
固定成本合计	0.85	元/wh	80,284

运营数据假设:	
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
容量电价补贴	蒙: 0.28 (元/kwh) ; 甘: 330元/KW*年, 4h/6*250MWh
峰谷价差 (元/kwh)	0.22 (甘) /0.24 (蒙)
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%

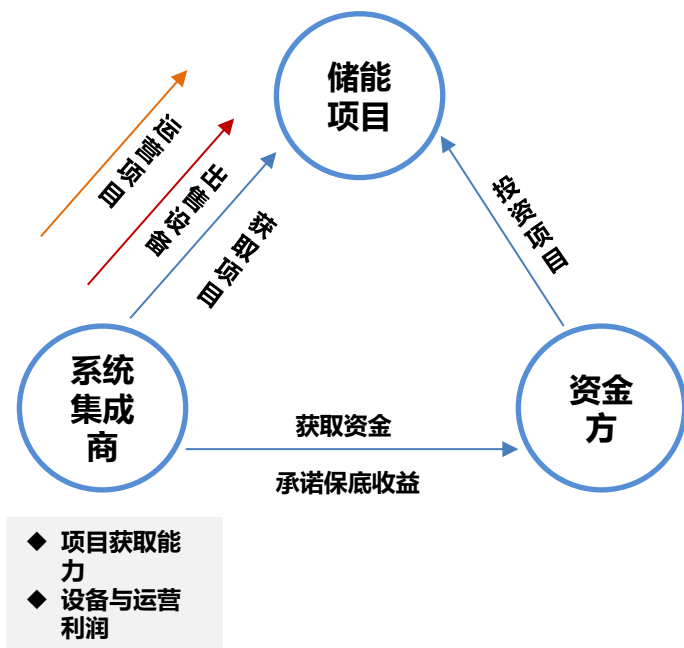
金融数据假设:	
贷款比例	70.00%
贷款利率	3.00%
贷款期限	10
融资金额 (万元)	56,199
贴现率	5.00%
等额本金偿还	\$6,588.21

年	单位	内蒙	甘肃
容量电价补偿收入 (含税)	万元	8,348	5,500
电池容量保持率	KW	98%	98%
充放电量	Mwh/年	298,135	298,135
峰谷电价差套利收益 (含税)	万元	5,392	5,937
辅助服务收益			743
合计收入	万元	13,740	12,179
运维费用	万元	1,204	1,204
营业利润	万元	12,536	10,975
债务余额	万元	-51,297	-51,297
本金偿还	万元	-4,902	-4,902
利息费用	万元	-1,686	-1,686
税前利润	万元	10,850	9,289
所得税	万元	1,627	1,393
净利润	万元	9,222	7,896
净利率	万元	67.12%	64.83%
设备更换			
净现金流量	万元	4,320	2,993
净现金流量现值		4,114	2,851
净现金流量累计现值		-19,971	-21,234
项目内部收益率		13.95%	11.07%

4 国内：储能资产+专业化运营+综合金融方案模式兴起

- ◆ **储能资产+专业化运营+综合金融方案**：系统集成商获取电网关键节点项目，寻找资金方投资（同时适当跟投），并将设备出售给项目方（不走招标模式，系统售价高于集采价格0.05元/wh+），并且帮资金方运营储能项目，收取运营费（运营费每年为系统价格的2%），并承诺资金方保底收益。
- ◆ **独立储能融资租赁创新模式**：“城投+”、F+EPC+F、经营性租赁、新能源基金、新能源SPV跨境租赁、“弱主体”结构化融资、联合租赁。

图表：储能金租模式



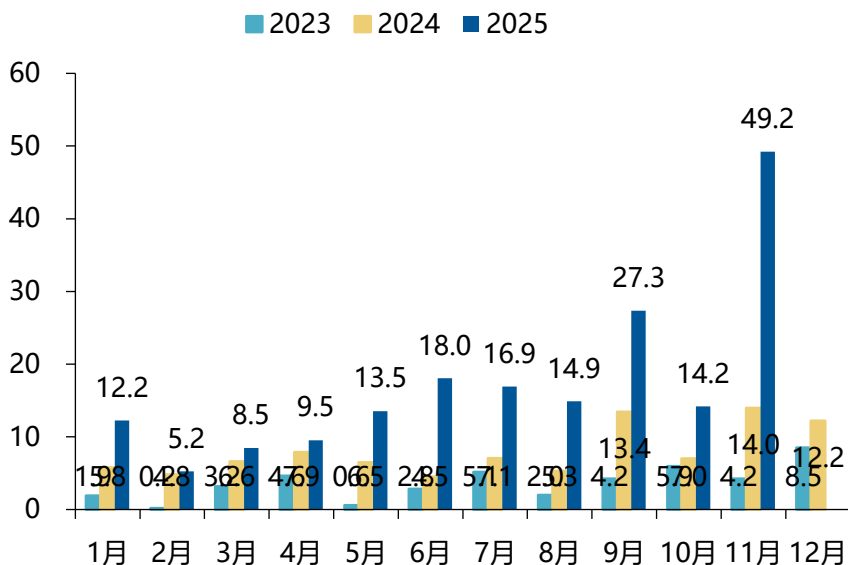
图表：海博思创与金租公司合作

时间	合作方	合作内容（重点金额）
7月3日	越秀产业基金	打造“开发型+持有型+创新型资产证券化”基金矩阵，未披露具体金额
8月20日	中信银行北京分行、中信金租	围绕“储能+金融”开展综合金融服务、租赁等合作，未披露具体金额
9月30日	国银金租	以融资租赁方式获取500MW/3GWh储能电站设备，租金总额17亿元（利息约3.8亿元）
12月2日	兴业金租	洽谈储能领域深度合作，未披露具体金额

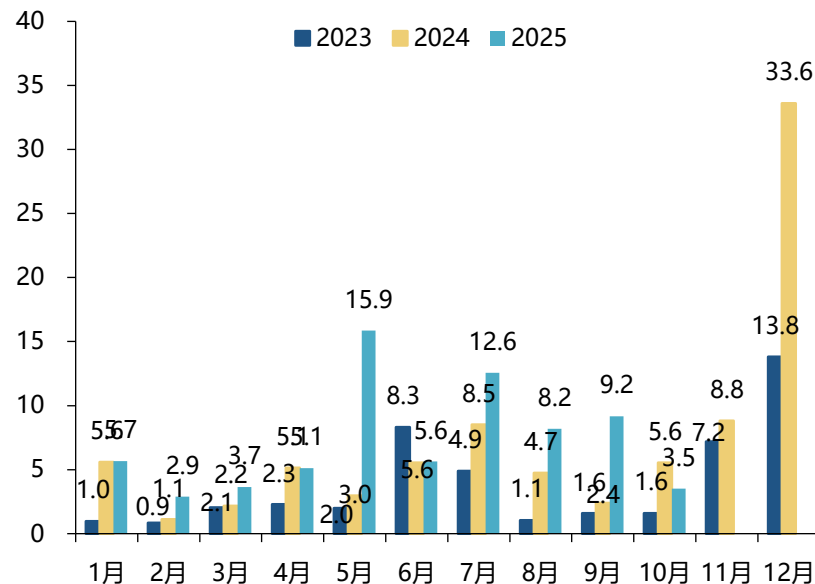
5 国内：25年招标和备案亮眼，支撑26年高增长

- ◆ **装机：**国内新型锂电储能1-10月并网72.2GWh，同比增42%，其中用户侧5GWh，同比增146%；全年预计国内装机有望超160GWh，同比增长40-50%。
- ◆ **招标和中标累计100%+增长：**1-11月国内新型储能EPC招标190GWh，同比增138%；中标175GWh，同比增99%，配储时长2.7h。
- ◆ **备案规模激增：**25Q3新增备案量518GWh，同比增343%，其中482GWh，均为独立储能项目，累计备案量超1TWh。其中25Q3，宁夏75GWh，广东48GWh，内蒙42GWh，甘肃38GWh，河北36GWh，河南35GWh，山西31GWh，江苏30GWh，山东28GWh，规模较大。

图表：2023~2025年国内新型储能EPC单月招标量 (GWh)



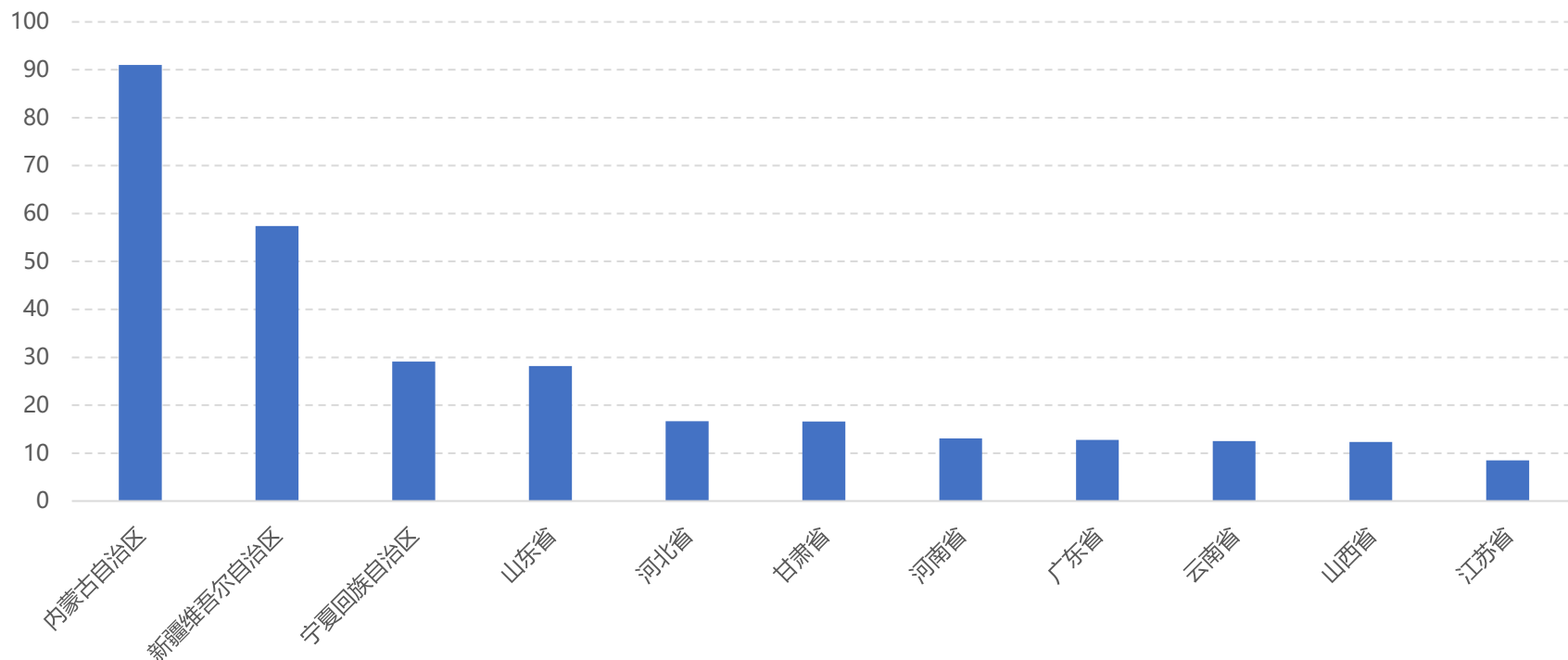
图：2023-2025年国内新型储能单月装机量 (GWh)



6 国内：内蒙和新疆为25-26年装机主力，其余多点开花

- ◆ 国内储能需求在商业模式改善与大基地项目带动下持续高景气。其中 1-11 月招标容量 Top10 省份分别为：内蒙古自治区 31%、新疆维吾尔自治区 20%、宁夏回族自治区 10%、山东省 10%、河北省 6%、甘肃省 6%、河南省 5%、广东省 4%、云南省 4%、山西省 4%，呈现西北、华北地区集中式项目拉动的结构。

图表：2025年1-11月国内新型储能分省份招标量（GWh）



7 总结：25年大储装机高增，预计同增50%+

- ◆ **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2025-2027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。新疆、内蒙古是近25-26年的增长核心，我们预计贡献40-50%装机。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。25年预计储能装机163GWh+，同比+47%；26年预计装机265GWh+，同比增长60%+。

图表：国内大储需求预测

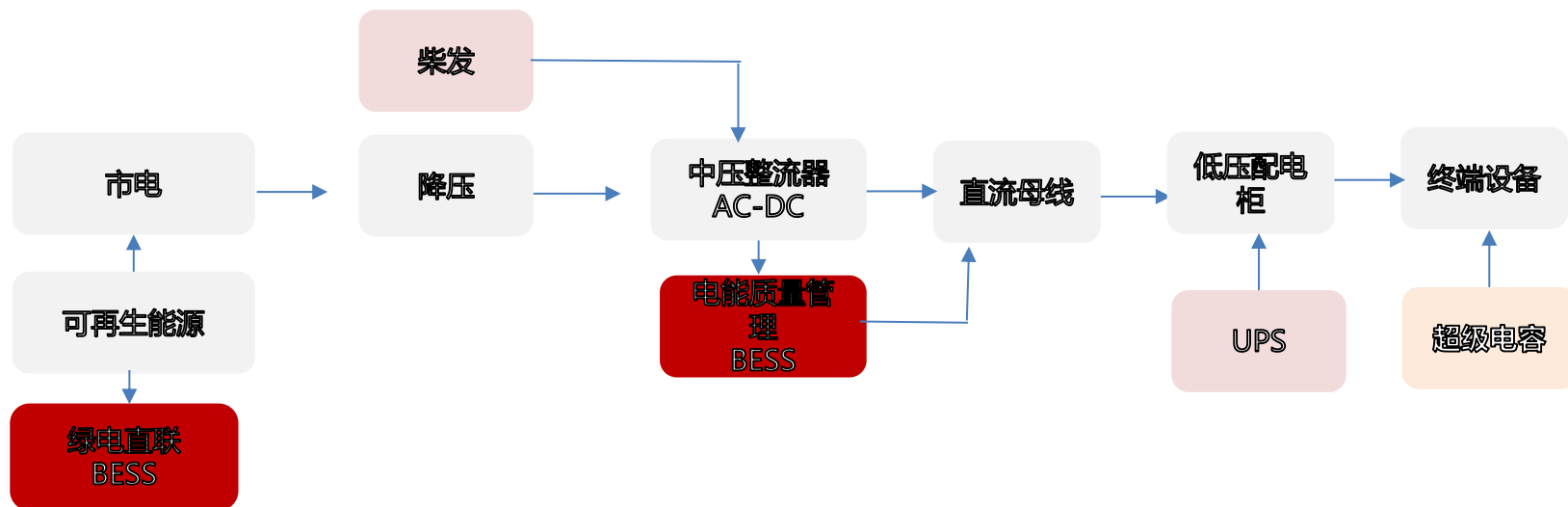
新能源装机	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
锂电大储装机 (GWh)	105	152	249	328	377	413	453
-同比	137%	45%	64%	31%	15%	10%	10%
新疆	20	30	40	44	48	53	59
云南	1	10	3	5	7	8	9
内蒙	14	45	45	29	26	24	21
河北	9	14	18	18	18	18	18
宁夏	4	6	12	12	14	16	18
甘肃	6	6	15	15	17	20	23
山东	8	10	15	17	20	23	26
山西	3	3	15	15	17	19	21
东三省			20	25	30	36	43
其他省份	40	28	66	148	179	197	215
锂电工商储装机 (GWh)	6	11	16	23	34	48	65
-同比	46%	74%	51%	47%	45%	40%	37%
合计国内锂电储能装机 (GWh)	111	163	265	351	411	461	518
-同比	129%	47%	63%	32%	17%	12%	12%

二、美国：AI数据中心加剧缺电，光储需求爆发

1 AI数据中心对锂电储能需求主要为两部分

- ◆ **供电方式：绿电直连对应配储。** 储能规模，取决于绿电供应比例。美国电力紧缺，新增AI数据中心缺电，需新建发电装置，绿电（占比30~50%）+电网交易（占比50%~70%）为主要趋势，按绿电功率50%+4h配储，对应1GW算力配储4-6GWh。
- ◆ **电能质量管理：新增储能BESS，实现低压直流，为AIDC电气架构新趋势。** 在中压侧，新增中压变流+BESS（交流转直流+储能接入），形成统一的直流供电总线，再降压、分路送至终端，减少终端的AC-DC转换，可减少5-8%电耗。对于大型AIDC，这部分储能若同时满足备用电源+削峰填谷需求，相当于电耗功率110%*（4-8h）配储时长，若仅用于备用电源，平滑波动，则相当于电耗功率110%*（20min）配储时长。
- ◆ **锂电在中压侧替代柴发+低压侧替代UPS，规模较小，且从响应速度和供电时长看，难以完全替代。**

图：AI数据中心储能需求



2 AI数据中心需求爆发，美国电力存在显著缺口

- ◆ 按照2030年底美国累计AI算力153GW，当年新增40GW测算，我们预计2026年-2030年美国电力需求年复合增长4-5%。其中AI算力2030年需用电约1269TWh（假设满负荷运行），占总体用电量22%。
- ◆ 发电新增装置看，假设50-65%新增光伏装置占比，则25年新增发电装置需求30GW、2030年为215GW，远高于25年美国备案量（30-40GW）。

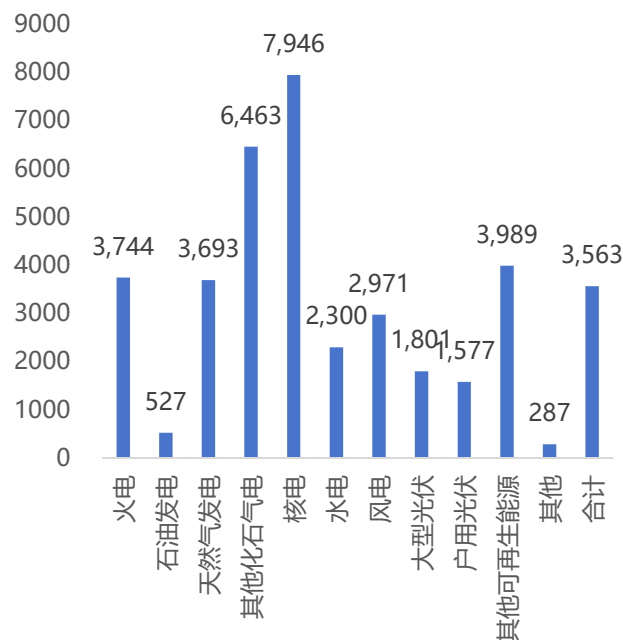
图：美国电力缺口测算（AI算力用电考虑前一年累计装机）

	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
AI算力新增 (GW)	2	7	18	23	28	34	40
AI算力累计 (GW)	2	9	27	50	78	112	153
单位算力用电量 (TWh/GW)	12	12	12	12	11	11	11
AI算力合计用电量 (TWh)	24	24	105	313	579	895	1,269
-占比	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%
其余领域用电量 (TWh)	3,952	4,031	4,111	4,194	4,277	4,363	4,450
-同比		2%	2%	2%	2%	2%	2%
售电量 (TWh, 不含户用)	3,975	4,054	4,216	4,506	4,857	5,258	5,719
-同比	3%	2%	4%	7%	8%	8%	9%
新增电力需求 (TWh)	101	79	162	290	350	401	461
对应新增发电装置需求 (GW)	38	30	64	119	150	179	215
-同比		-22%	116%	87%	26%	19%	20%
新增光伏装置 (年1800h, GW)	30	24	51	97	124	149	179
-光伏装置占比	50%	50%	53%	56%	59%	62%	65%
-同比		-22%	118%	89%	27%	20%	21%
新增其他发电装置 (年7000h, GW)	8	6	12	22	27	31	35
发电装置备案量 (GW, 扣除储能)		36	45	43	23	9	
-光伏发电装置备案量 (GW)		33	36	40	19	6	

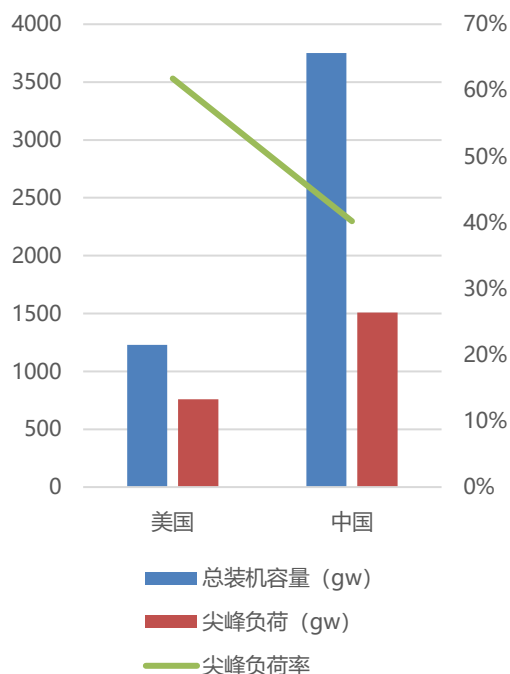
3 美国用电负荷破新高，电网不稳定加剧缺口

- ◆ 2024年美国总体发电装置利用小时数高，核电满负荷、气电3693h（调峰成本高）。2024年美国尖峰负荷创新高，达到760GW，尖峰负荷率超60%+，较中国高20pct。
- ◆ 美国拥有三个主要区域电网，东部、西部、得克萨斯州三点电网互联性极差，且电网不稳定，24年美国停电时间663分钟，同比增81%。
- ◆ AI数据中心负荷增加，且功率波动，将加剧尖峰负荷紧缺和电网不稳定。

图：2024年美国发电装置平均发电小时数



图：2024年中美尖峰负荷对比



图：美国电网停电情况

Year	SAIDI (分钟/年)	SAIFI (次/年)	CAIDI (分钟/次)
2014	236.2	1.3	188.0
2015	209.0	1.3	163.9
2016	268.4	1.3	202.2
2017	505.9	1.4	356.2
2018	349.2	1.3	260.5
2019	295.5	1.3	221.8
2020	456.1	1.4	329.3
2021	475.8	1.4	331.2
2022	333.0	1.4	233.5
2023	366.6	1.3	271.8
2024	662.6	1.5	432.7

4 美国发电存量与新增装机：火电退役，光伏为主力新增电源

- ◆ 美国截至2024年底存量发电装机规模为1282GW，其中天然气发电装机506GW，火电为174GW，光伏为175GW，风电152GW，光伏装机占比14%。
- ◆ 净新增发电装机看，2021年阶段性突破30GW，2022年回落，2023-2024年均保持40%+增长，**其中2024年新增48GW，按2025年备案看，新增规模预计突破55GW，同比增28%。若扣除储能，24年实际为32GW。**

图：美国发电存量装机与历史新增装机

	新增装机规模 (GW)										存量(GW)
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024
火电	-19.4	-13.1	-10.1	-13.8	-14.1	-13.1	-5.7	-20.5	-10.9	-4.3	174
石油发电	-4.3	-2.4	-1.1	-1.1	-0.8	-3.8	0.6	2.6	-1.3	-0.8	29
天然气发电	7.3	7.4	9.2	14.2	6.3	9.2	6.1	10.5	5.1	-1.2	506
其他化石气电	0.6	0	-0.1	0.2	0	-0.2	-0.4	-0.2	0.1	-0.2	2
核电	0.1	0.9	0.1	-0.2	-1.3	-1.6	-1	-0.9	1.1	2.7	98
水电	0.1	0.5	-0.1	0.1	-0.2	0.4	0	0.2	0	-0.1	103
风电	8.3	8.7	6.3	6.8	9.2	14.8	14.4	8.6	6	4.7	152
大型光伏	3.2	8.3	5	4.9	5.6	10.6	13.8	11.3	19.1	31.5	122
户用光伏	2.5	3	3.4	3.4	3.7	4.4	5.5	6.7	7.9	5.5	53
其他可再生能源	0.7	-0.1	-0.1	-0.3	-0.5	-0.2	-0.8	-0.2	-0.3	-0.5	15
其他	-1	0.2	0.9	-0.5	0.3	0.5	3.2	4.1	7	11	28
合计	-1.9	13.4	13.4	13.7	8.2	21	35.7	22.2	33.8	48.3	1282
-同比			0%	2%	-40%	156%	70%	-38%	52%	43%	
光伏占比		84%	63%	61%	113%	71%	54%	81%	80%	77%	14%

5 美国未来发电规模备案量中，光伏仍为主流

- ◆ 美国已备案净新增发电装机规模（新增-退役），25年为55.6GW，25-29年合计229GW，累计净新增发电装机规模大。
- ◆ 结构看，光伏为主力，25年计划新增光伏装机33GW，占发电新增装机比重59%，按未来发电结构看，光伏基本占比在50-60%。同时气电从备案量看，大规模释放需要至2028年。

图：美国新增发电装机备案规模

GW	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2025E-2029E
煤炭	-6.2	-3.4	-6.8	-11.4	-3.3	-31.1
石油	-0.7	0.0	0.0	0.0	-0.7	-1.5
天然气	3.1	1.6	1.3	11.0	3.9	20.9
其他化石气	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
核能	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
水电	0.0	0.0	0.6	2.1	0.0	2.8
风电	7.4	10.4	7.5	2.3	3.2	30.7
光伏	33	36	40	19	6	134
地热能	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
其他能源	19.3	19.5	19.3	12.8	2.7	73.6
合计	55.6	64.5	62.1	35.7	11.3	229.1
-光伏占比	59%	56%	65%	53%	49%	58%

6 美国FERC提案，鼓励AI数据中心直连发电机组、加速并网

- ◆ 根据联邦能源管理委员会（FERC）大负荷并网提案，主要内容：1) 制定统一技术标准，对于超过20MW的大负荷（用于AIDC，半导体和电动车等高端制造工厂）**直接接入高压输电网络**；2) **大负荷和发电机组直连**，减少电网升级；3) **加速大负荷用电并网流程审批，最快60天**；4) 与大负荷用电配套的发电机组应负责根据**峰值需求提供辅助服务**，并获得对应补偿；电网升级成本由互联负荷承担。FERC将于26年4月30日前进行细则制定。
- ◆ 该法案落地，将加速负荷端自建发电机组，有利于风光储发电落地。

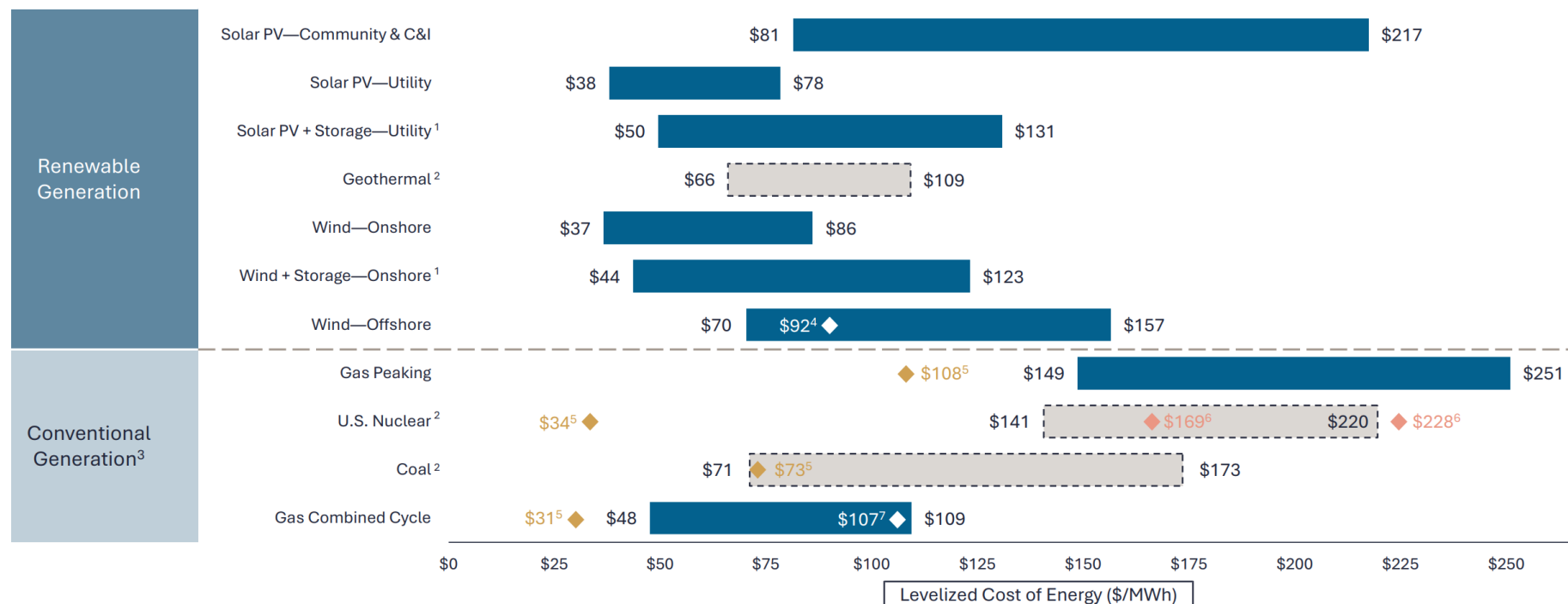
图：FERC大负荷提案细节

要点类别	具体内容	细节说明
大负荷定义与范围	20MW+，后续可调整	覆盖 AI 数据中心（AIDC）、半导体工厂、电动汽车电池厂等，需满足高压并网技术标准
直接联接机制	大负荷与发电机组就近匹配	适用场景：靠近现有电厂 / 自建配套电厂；需提交《电网稳定性评估报告》
加速审批规则	60 天时限，仅适用于两类项目	适用条件：①参与需求侧响应（高峰削负荷）；②自带新建发电机组；豁免部分 NEPA 流程
辅助服务要求	配套机组需提供峰值辅助服务	服务类型：调频、旋转 / 非旋转备用、资源充足性；补偿机制由 FERC 制定（市场化定价为主）
电网升级成本承担	由互联大负荷单独承担	覆盖成本：输电线路改造、变电站扩容、调度系统升级；例外情况可协商分摊（大负荷承担≥70%）
时间节点	FERC 需 2026 年 4 月 30 日前推进细则制定	需完成：①技术标准草案；②审批操作手册；2025 年联邦站点优先试点

7 美国：不考虑补贴情况下，光储发电成本极具竞争力

- ◆ 根据Lazard的2025年6月能源度电成本分析报告，基于过去1年分析，在不考虑补贴情况下，光伏发电度电成本最低为0.038~0.078美元/kwh（0.27~0.55元/kwh），光储度电成本为0.05~0.13美元/kwh（0.35~0.91元/kwh），相对于煤炭发电、核电、气电，光储发电方式具备经济性优势。气电发电成本为0.048~0.11美元/kwh，但由于涡轮机短期、成本上涨、交付周期延长，导致未来成本上涨。

图：不考虑补贴下，美国不同类型发电成本对比（美元/Mwh）

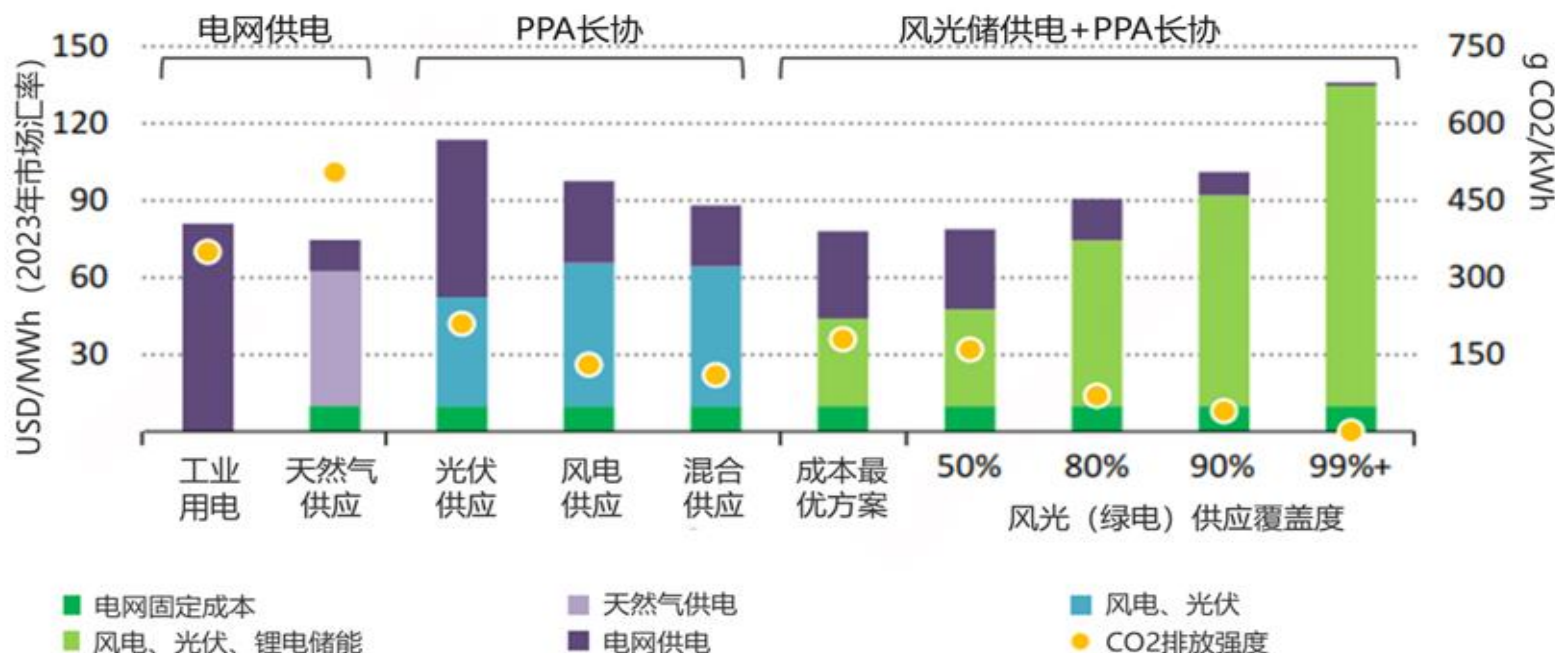


备注：黄色的数据反映完全折旧的天然气峰值、燃气轮机联合循环、煤炭和核设施运营的高、低 LCOE 边际成本的平均值，包括核设施的退役成本。红色数据代表沃格特尔核电站3号和4号机组的示例性LCOE值。

8 混合绿电+市电组合方案，为美国数据中心供电最优方案

- ◆ 综合度电成本、建设周期、单位Capex、碳排放、政策支持，**混合绿电+市电组合方案，为最优方案，用电成本控制在0.07-0.09元/kwh**。同时风光储耦合，可最大限度实现可再生能源利用，降低度电成本和碳排放量。

图 IEA对美国数据中心不同电力供应组合LCOE及碳排强度测算



9 美国数据中心多采用混合供电方式，新能源+储能增多

图：典型数据中心供电方式

项目名称	所属系列 / 主体	位置	容量	时间安排	电力信息
Stargate 1	Stargate 系列 (OpenAI 主导)	阿比林, 得克萨斯州	1.2-1.6 GW	第一阶段 (200+MW) : 2024 年 6 月启动, 2025 年 6 月完成; 第二阶段 (1.2 GW) : 2025 年 3 月启动, 2026 年年中完成	电网新增 1.2 GW 容量 (含 1 GW 天然气容量); 2025 年 1 月申请建设 360.5MW 简单循环燃气电厂 (离网备用, 不接入电网), 配置 10 台燃气涡轮机; 纳入大规模储能保障可靠性 / 经济性 / 碳优化; Cruise 目标数据中心 PUE 为 1.2-1.3x
Frontier	Stargate 系列 (OpenAI 主导)	沙克尔福德县, 得克萨斯州	1.4 GW	第一栋建筑 2026 年上半年完成	备案计划配置 709 MW, 含 210 台 INNIO Jenbacher 备用发电机 (197 台运行, 13 台备用); 主要依赖德州电网, 辅以附近 Lone Star 风电场 400MW 风电; Vantage 承销 2 GW 零排放能源 (太阳能 / 风能 / 电池储能) , 与 WEC Energy 合作, 70% 电力分配给威斯康星州设施, 剩余匹配可再生能源; 采用闭环冷却系统, 大幅减少用水量
Lighthouse	Stargate 系列 (OpenAI 主导)	华盛顿港, 威斯康星州	1 GW	2028 年完成	与 WEC Energy 合作开发零排放能源, 70% 电力来自零排放能源 (太阳能 / 风能 / 储能) , 30% 供应威斯康星州其他用户; 100% 零排放运营, 非可再生能源消耗通过年度可再生能源购买实现 100% 匹配; Vantage 投资至少 1.75 亿美元升级关键区域电力及水设施
Project Jupiter	Stargate 系列 (OpenAI 主导)	多纳安娜县, 新墨西哥州	1.5 GW	2025 年末启动建设	独立微电网供电 (配 700-900 MW 简单循环涡轮机 + 储能); 计划整合可再生能源, 暂不考虑核能; 长期规划 2045 年完全依赖清洁能源 (太阳能 + 储能)
Lordstown & Milam County	Stargate 系列 (OpenAI 主导)	Lordstown, 得克萨斯州 Milam County	2+ GW	未来 18 个月启动, 2026 年投用, 可扩展至 1.5 GW 以上	Milam County 由 SB Energy 太阳能供电 (SB 已运营 900 MW 太阳能, 谷歌为锚定客户); Lordstown 依赖当地电网及自备电源补充
Meta Prometheus	Meta 系列	新奥尔巴尼, 俄亥俄州	1 GW	2026 年完成	备案含 516 MW (大气条件下), 配 250 台燃气涡轮机、 18 台太阳能光伏涡轮机 、30 台卡特彼勒 3500 发动机、16 台卡特彼勒 C15 柴油发动机; 支持 “快速启动备用负荷”、“黑启动发电”, 仅作为电网辅助服务, 不直接支持数据中心电力负荷; Williams 提供 400 MW 场内天然气电力
Meta Hyperion	Meta 系列	里奇兰教区, 路易斯安那州	5 GW	2GW 30年投用; 各新电厂分阶段建 2.2 GW 联合循环燃气轮机 + 600 MW 变电站及专用输电线路; Entergy 配套建设 3 座燃气涡轮机, 总容量 2.3GW (占全州发电能力 20%); Meta 承诺同步建设 1.5GW 太阳能 + 储能设施 ; 申请电力交易许可, 可通过批发市场转售电力降低成本	
Meta El Paso	Meta 系列	埃尔帕索, 得克萨斯州	1 GW	2025 年动工, 2028 年投用	与埃尔帕索电力合作开发多伙伴发电方案, 含分布式发电; 承诺 100% 使用可再生能源 ; 采用闭环液冷系统, 全年多数时间零用水, 2030 年实现水正平衡 (返还 200% 消耗水)
Amazon 宾夕法尼亚 AI 创新园区	Amazon 系列	宾夕法尼亚州	1.92 GW	2026 年 7 月 29 日完成 (扩容至 240/360/480 MW)	Talent 能源公司通过萨斯奎哈纳核电站供应 1.92 GW 电力, 协议至 2042 年; 2026 年春改为 “电表前” 模式, AWS 承担输电费用; 投资升级区域输电设施
Microsoft Fairwater	Microsoft & xAI 系列	芒特普莱森特, 威斯康星州	900 MW (未来 3 年扩至 2.5 GW+)	第一阶段 2026 年初投用	与 WEC Energy 子公司合作接入电网; WEC 计划 2025-2029 年新增 1.9 GW 燃气 + 4.3 GW 可再生能源容量; 配套 250MW 太阳能项目 (Portage 县) ; 对消耗的每千瓦时化石燃料能源, 通过向电网提供无碳能源实现 1:1 匹配; 90% 设施使用干冷, 10% 使用外部空气和蒸发冷却
xAI Colossus 1 & 2	Microsoft & xAI 系列	孟菲斯, 田纳西州	1.4 GW (Colossus 1 : 300 MW; Colossus 2: 1.1 GW)	122 天启动 Colossus 1, 再 19 天启动 Colossus 2; 2025 年初动工、7 月投用	田纳西河谷管理局 (TVA) 提供 60% 可再生能源 (水电 / 太阳能 / 风能 / 核能) ; 电网容量 300MW (第一变电站 150MW 已投用, 第二变电站 150MW 2025 年秋季投用); 初期 15 台燃气涡轮机 (许可至 2027 年 1 月, 后续转为备用) 150MW 特斯拉 Megapack 电池系统 (约 168 台, 每台 3.9MWh); 西侧和南侧规划建设 88MW 光伏 + 100MW 储能, 2026 年 Q1 开工、2027 年 Q2 并网
Fermi America Project Matador	其他主要项目	阿马里洛, 得克萨斯州	11 GW	第一阶段 1 GW 2026 年末完成; 第一座核反应堆 2026 年开工, 2032 年投用	收购 580 MW 框架级涡轮机, 含 157.5MW GE TM2500 燃气涡轮机 (2025 年底交付, 2026 年初投用); 与 Siemens Energy 签意向书 (供 1.1 GW 联合循环机组); 天然气、核能、 太阳能和储能综合利用 , 提供 “超级冗余” 电力

注：以上统计数据截至2025年11月

数据来源：LAZARD，东吴证券研究所

10 数据中心绿电供电：对应储能需求测算

- 按照50%的绿电供应（为简单测算，绿电为光伏，实际情况多为光伏+风电+储能耦合），光伏年发电1800h，50%功率配比，4h配储时长，对应1GW算力对应储能6GWh，若80%绿电供应，对应10GWh。
- 2030年美国新增算力40GW，按照50%绿电配比，对应新增储能需求约240GWh。若按照30%绿电配比，对应约150GWh需求。

图 绿电供应比例对应储能弹性需求测算（GWh）

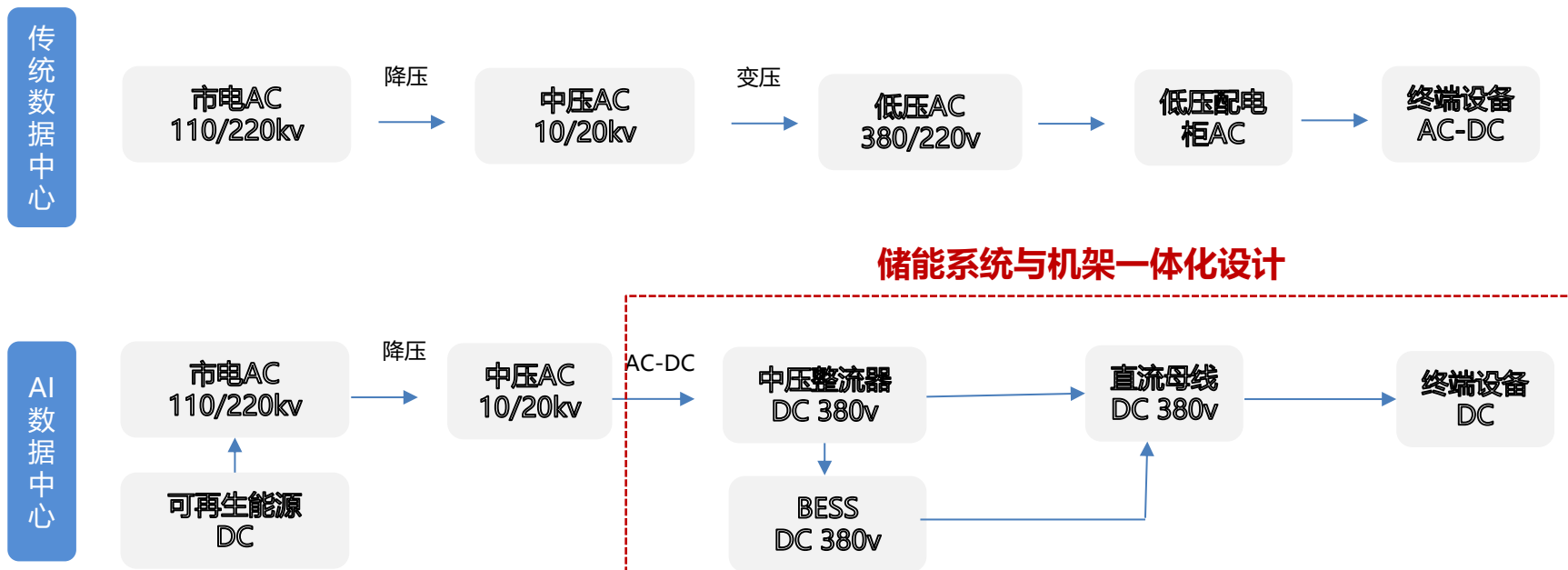
假设		1GW算力 绿电供电比例		储能需求 GWh	
算力规模（GW）	1	100%		12.2	
年电量需求（GWh）	10,950	80%		9.7	
光伏年发电（h）	1,800	50%		6.1	
储能功率配比	50%	30%		3.7	
配储时长	4	20%		2.4	
		10%		1.2	

		绿电供电比例（%）					
		100%	80%	50%	30%	20%	10%
新增算力（GW）	5	61	49	30	18	12	6
	10	122	97	61	37	24	12
	20	243	195	122	73	49	24
	30	365	292	183	110	73	37
	40	487	389	243	146	97	49
	50	608	487	304	183	122	61
	60	730	584	365	219	146	73
	70	852	681	426	256	170	85
	80	973	779	487	292	195	97
	90	1,095	876	548	329	219	110
	100	1,217	973	608	365	243	122

1 低压直流为AIDC新架构，电源+监测中心+脉冲修复功能

- ◆ **传统数据中心电气架构：**“中压交流-低压交流”，最后由终端设备（服务器等）转换为低压直流。
- ◆ **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：传统数据中心与AIDC低压直流供电电气架构



2 低压直流为AIDC新架构，电源+监测中心+脉冲修复功能

- ◆ 低压直流新架构：储能系统与机架一体化设计。
- ◆ 低压直流储能作为电源：1) 更高的峰值支撑，可长时保持满负荷运行，同时提高高密度的峰值承载能力，实现板卡的扩容，提高算力密度；2) 减少对电网的冲击，顺势功率波动，储能毫秒级响应，从而可获得更有竞争力的PPA电价，并且可用谷电补能，更具优势（1GW数据中心年耗电1TWh，0.08美元/kwh电费，对应8亿美元）。
- ◆ 低压直流储能方案的脉冲修复优势突出：1) 输出可编程脉冲波形，精准可控，适配板卡电路特性；2) 监控-修复联动：毫秒级响应，精准触发；3) 高频兼容性：无供电中断，适配密集修复节奏；4) 寿命增益，降低全周期成本。

图：AIDC低压直流储能优势

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
	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
减少电网冲击	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 $\pm 0.1\text{Hz}$
	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%
降低运营成本	离线峰值运行	减少限电停电导致损失
	更低的PAA电价、谷电补能	降低电费
脉冲修复	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

3 低压直流储能为方向，其他厂商加快跟进

图：主流厂商AI数据中心储能方案整理

企业名称	储能装置表述	方案设计核心
特斯拉 (Tesla)	Megapack 2 XL: 2MW/4MWh per unit, 200MW/400MWh per acre; IP66 防护, 含 AC 电池模块、Grid-Tied Inverter、EMS 系统	1. 并联接入负载, 平滑 AI 训练 70%+ 负载波动; 2. 支持 LVRT, 与 UPS 协同避免电网瞬间断连; 3. 参与需求响应, 与柴发配合提升稳定性; 4. 20 + 年使用寿命, 适配 GW 级 AIDC
FlexGen	4 小时时长公用事业级 BESS; 含功率转换子系统 (DC-AC/AC-DC)、EMS、安全及 HVAC 子系统	1. 峰谷套利 + 削峰填谷, 加速电网接入审批; 2. 整合可再生能源, 支撑 24/7 绿电消纳; 3. 分三阶段演进 (备用电源→整合 UPS→替代柴发); 4. 参与电力市场获取多维度收益
华为 (HUAWEI)	适配液冷 + 高效模块化 UPS 的协同储能系统; 支持算网存协同的模块化储能单元	1. 弹性供电 + 供冷联动, 适配训推融合场景; 2. 算存协同加速 CKPT 备份与故障恢复; 3. 融入 “一底座两平台三中心” 架构, 保障长稳训练; 4. 适配万卡集群, PUE 最低 1.08
英伟达 (NVIDIA)	800V HVDC 架构专属 双层储能系统 : ① 机架侧超级电容 (毫秒级响应, 吸收 GPU 脉冲电流); ② 设施级锂电池 BESS (10 秒 - 1 小时级能量缓冲, 直接挂载 800V 直流母线, 无需双向逆变器)	1. 储能协同: 超级电容抑制 GPU 30%-100% 功率跳变, BESS 平抑 100ms-5 分钟级负载波动, 满足电网负荷波动率 < 2% 要求; 2. 架构三阶段演进: UPS 升级版 (存量改造) → 中压整流器 + HVDC (2026 年规模化) → SST 固态变压器 (终极方案, 效率超 98.5%); 3. 端到端优化: 中压 AC→800V DC (1 次转换) → 机柜 12V DC (单级降压), 总转换仅 2 次, 铜耗降低 61%、空间节省 30%; 4. 适配 NVL72/NVL144/Kyber 机架, 支撑单机柜 1MW 功率, 适配 576 GPU 集群连续运行
GE	LFP 电池 + LV5 + 逆变器组成的 BESS; 与航改型燃气轮机协同的混合储能单元	1. 混合备份: BESS 毫秒级应急, 燃气轮机长时支撑; 2. 融入 GridNode 微电网, 与风光协同; 3. 负荷平滑 + 调频调压, 适配高密 AIDC; 4. 支持绿氢燃料, 降低碳排放
施耐德 (Schneider)	模块化 BESS; 适配交流 / 高压直流 / 800V 直流等多供配电架构	1. 算电协同核心: 平抑 50%+AI 负载波动; 2. 适配单机柜 50-100kW + 高密供电; 3. 数字化联动电网、绿电、制冷系统; 4. 降低 PUE 至 1.08, 保障供电稳定性

4 总结：低压直流储能需求潜力巨大

- ◆ 对于峰值支撑，特斯拉当前方案1GW算力，110%功率配比+4h配储时长（含脉冲修复），对应4.4GWh储能。其下一代方案，将提升至6-8h，对应1GW算力需6.6-8.8GWh储能。
- ◆ AIDC低压直流储能作为：电源、脉冲修复、监测中心。按照2030年美国新增40GW算力，30-50%方案渗透率，对应储能系统需求约80-130GWh。
- ◆ 该方案特斯拉已使用2年，且2026年将迭代至第三代，国内系统集成商+电池厂商、美国系统集成商均联合下游科技公司共同合作，我们预计26年有望初步落地，总体预计26年该方案渗透率达到5%，未来将快速提升，有望提升至30%+。

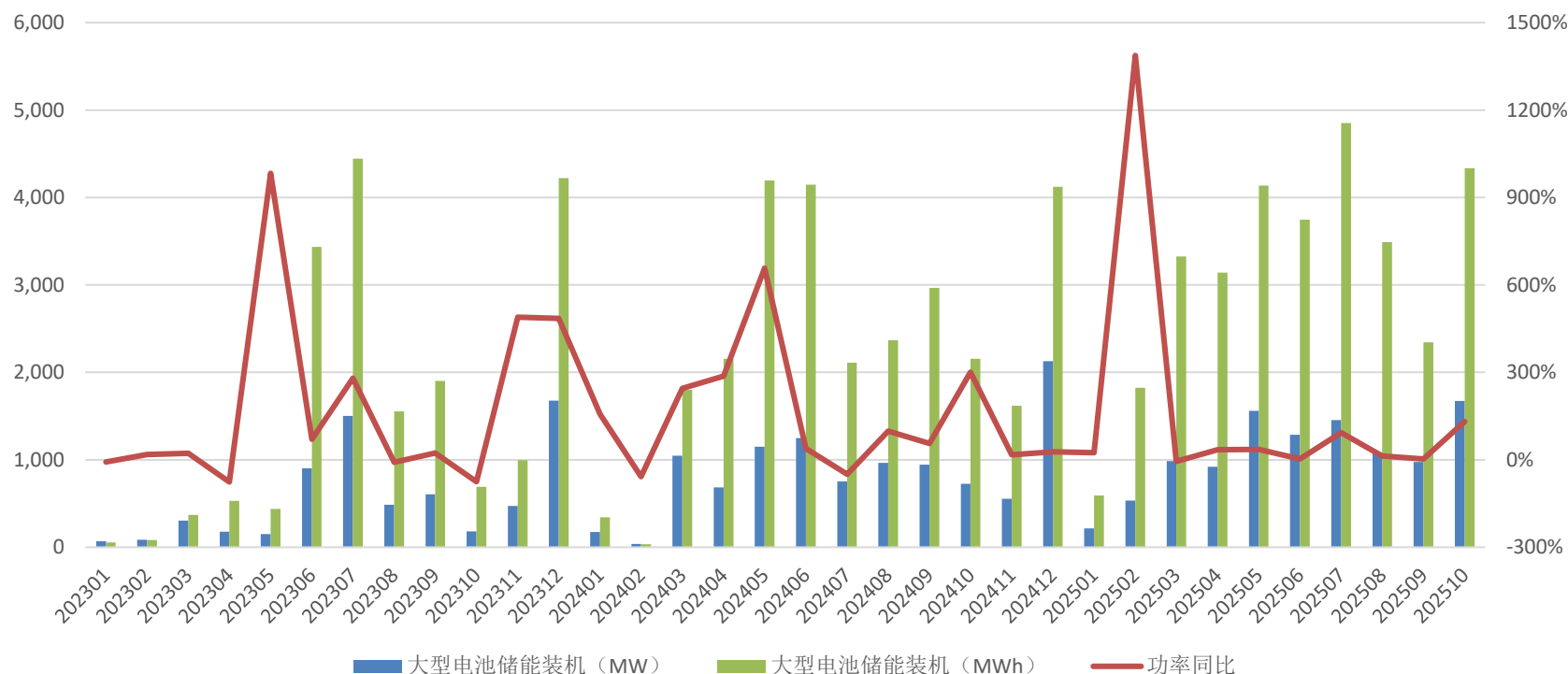
图：低压直流储能方案对应储能需求测算（GWh）

	低压直流方案渗透率（%）						
		100%	80%	50%	30%	20%	10%
新增算力（GW）	5	33	26	17	10	7	3
	10	66	53	33	20	13	7
	20	132	106	66	40	26	13
	30	198	158	99	59	40	20
	40	264	211	132	79	53	26
	50	330	264	165	99	66	33
	60	396	317	198	119	79	40
	70	462	370	231	139	92	46
	80	528	422	264	158	106	53
	90	594	475	297	178	119	59
	100	660	528	330	198	132	66

5 美国：25年1-10月大储装机31.8GWh，同增38%

- ◆ 25年美国大储装机增速持续增长，25年1-10月新增装机容量同增38%。美国大储10月新增装机1.7GW，同环比+131%/+72%，对应4.3GWh，同环比+101%/85%，平均配储时长2.6h。2025年1-10月累计装机11GW，同比+38%，对应31.8GWh，同比+43%。

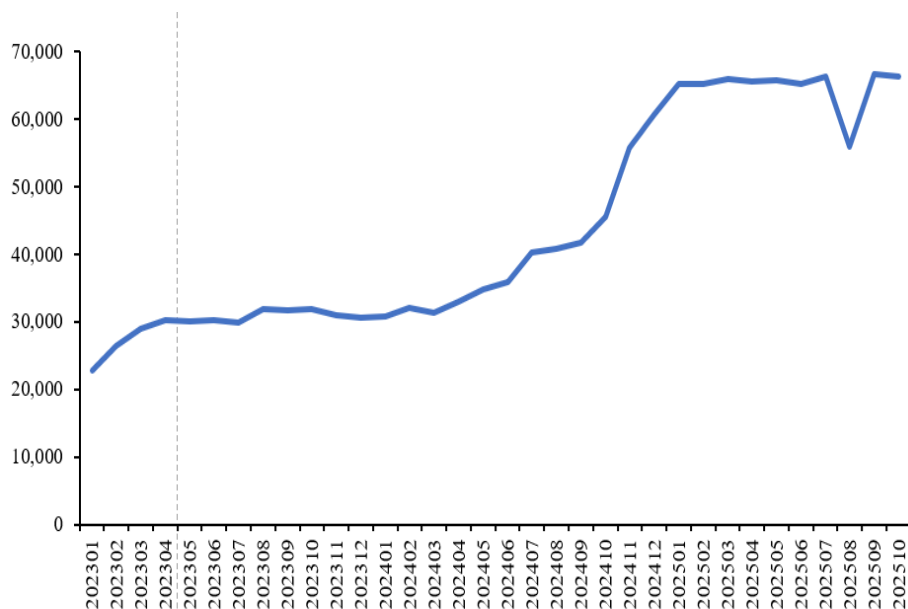
图：美国EIA月度大储装机（MW/MWh）



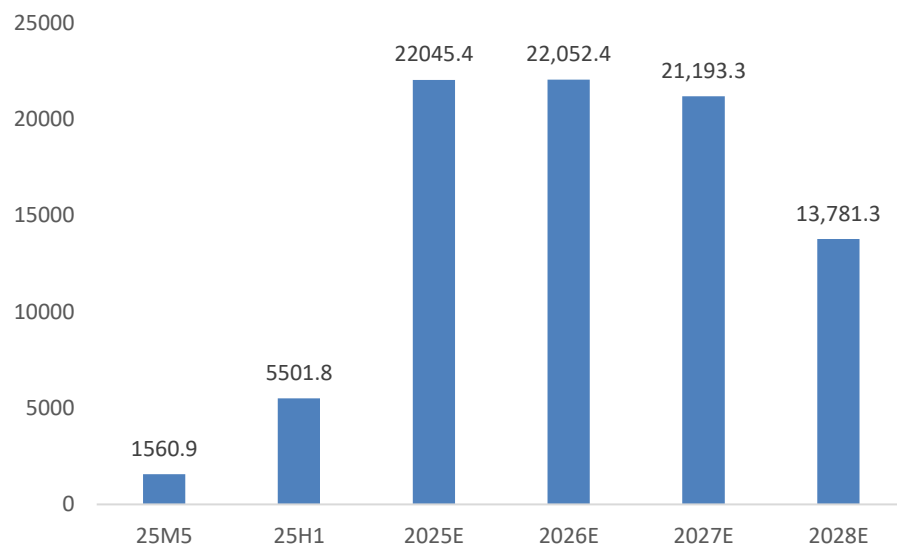
6 美国：25年大储计划并网规模同增155%，26年预计维持高位

- ◆ 10月末美国大储累计备案量66.2GW，环比-0.6%，同比+59%，按照平均配储时长3h测算，对应储能备案规模超200GWh。

图：美国大型电池储能备案量（MW，累计）



图：美国大型储能电池分年度并网规划（MW）



7 上修美国2026-2030储能电池需求

- ◆ 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，2025年美国新能源储能装机需求约53GWh，数据中心相关（绿电直联配储+电能管理）合计9GWh，2026年预计装机80GWh，同比增51%，数据中心相关贡献37GWh。
- ◆ 电池需求端，考虑抢装，我们预计2025年电池需求150GWh，同比增71%，2026年预计191GWh，增长27%，27-28年，受益于AI数据中心拉动，预计需求增速为34%/30%。若后续绿电比例提升，需求将进一步超预期。

图：美国储能电池需求预测

美国	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
大储需求 (GWh)	30	49	77	122	184	276	386
-同比		64%	58%	58%	51%	50%	39%
AI数据中心储能需求 (GWh)	1	9	37	84	143	231	335
-新增算力需求 (GW)	2	7	18	23	28	34	40
-AIDC绿电直连比例	5%	10%	15%	25%	35%	45%	50%
-单GW算力储能需求 (GWh)	0.6	1.2	1.8	3.1	4.3	5.5	6.1
-AIDC绿电直联配储需求 (GWh)	1	9	33	71	120	185	247
-AIDC低压直流储能比例	0%	1%	5%	10%	15%	25%	40%
-单GW算力储能需求 (GWh)	4.4	4.4	4.8	5.3	5.4	5.4	5.5
-AIDC低压直流储需求 (GWh)	0	0	4	12	23	46	89
其余大储需求 (GWh)	29	40	40	38	42	46	50
工商储需求 (GWh)	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
-同比		15%	21%	21%	21%	15%	15%
户储需求 (GWh)	2.3	3.8	2.1	2.4	2.7	3.2	3.6
-同比		64%	-45%	16%	15%	15%	15%
合计新能源及数据中心储能装机 (GWh)	33	53	80	125	188	281	391
-同比		63%	51%	56%	50%	49%	39%
其他储能 (GWh)	26	31	31	31	31	31	31
对应储能电池需求 (GWh)	88	150	191	256	332	452	578
-同比		71%	27%	34%	30%	36%	28%
-放大系数	1.90	2.25	2.00	1.80	1.60	1.50	1.40

8 关税及大而美法案落地，25~26年发货景气度高

- ◆ **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%芬太尼（下调10%）+10%对等关税=48.4%。
- ◆ **OBBB法案：给予敏感实体缓冲期，年底出具体细则。**30%的ITC补贴延迟1年退坡，延期至2034、2035年分别下降25%、50%；新增储能敏感实体考核，要求储能系统26/27/28/29/30年及以后非外国实体材料援助比例分别为55%/60%/65%/70%/75%，该模式下当前已签订合同或者今年年底前开工项目不受影响。年底细则落地，企业反馈有一定的预案以应对敏感实体考核。
- ◆ **中国电芯48.4%关税+0补贴，1800h光伏发电，50%+4h配储，对应度电成本0.072美元/kwh，较本土电芯厂30%的补贴，高10%，在北美缺电芯及技术情况下，中国供应链依然有望享受美国光储新增高增。**

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48.4%关税+30%补贴
储能电芯（美元/wh）	0.10	0.08	0.08
其他储能系统成本（海外，美元/wh）	0.08	0.08	0.08
储能系统成本（美元/wh）	0.18	0.16	0.16
储能建设成本（美元/wh）	0.15	0.15	0.15
储能EPC（美元/wh）	0.23	0.31	0.22
光伏EPC（美元/W）	1.00	1.00	1.00
光储EPC（美元/W）	1.46	1.63	1.44
LCOE（美元/kwh）	0.065	0.072	0.064

9 美国储能系统集中度高，电芯开始逐步切换本土产能

- ◆ 美国储能系统集中度高，特斯拉第一、阳光份额第二。除了电源侧的储能系统，在aidc中的低压直流储能系统预计阳光优势突出，与特斯拉平分天下。
- ◆ 电芯高度依赖中国，宁德份额约50%，26年起逐步切换本土产能。目前美国本土电芯产能有限，26年有效产能为特斯拉10gwh+ lg的17gwh +远景7gwh，2027-2028年增量产能同样有限，我们预计将加速本土产能建设。
- ◆ OBBB法案细则年底出台，法案预计对中国供应链仍有可协商空间。

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	30	17GWh 将于25年底达产，计划到26年底扩至50GWh	LFP软包
三星 SDI	印第安纳州 Kokomo 工厂: (与 Stellantis 合资)	30	第一工厂产能33GWh，第二工厂产能34gwh，项目预计27年初投产	LFP方形
SK On	乔治亚州 Commerce 工厂	10	项目预计25年底改造投产4gwh，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

三、欧洲：南欧与东欧需求爆发，多点开花

1 欧洲：可再生能源发电占比高，政策鼓励储能

- ◆ **欧洲可再生能源发电占比持续大幅提升。**2024 年欧盟可再生能源发电量占比达 47.4%，其中太阳能占 11.1%、风能占 17.4%，核能以 23.7% 占比居首，天然气占比约 19.2%，煤炭占比降至 9.8%。电网灵活性不足的瓶颈进一步凸显，2024 年德国、法国、英国、西班牙等主要国家负电价小时数大幅激增，分别达 468 小时、356 小时、179 小时、247 小时，同比增幅最高达 147%。
- ◆ **欧盟电改进入全面实施阶段：**欧盟委员会于2023年3月提出了欧盟电力市场设计改革的提案，2024 年 7 月 16 日正式生效，成员国需在 2025 年 1 月 17 日前完成国内转化。改革核心聚焦可再生能源并网与系统灵活性，明确鼓励电网引入储能、需求侧响应等非化石灵活性技术，并通过容量机制、长期购电协议（PPA）、双向差价合约等工具提供稳定回报，保障电力供应安全。

图：欧洲储能补贴政策更新

国家	储能补贴政策
德国	2025年3月，德国议会批准了一项宪法改革，允许该国为基础设施和气候投资承担大量新债务，并批准从总计5000亿欧元的基础设施和国防基金中拨款1000亿欧元专门用于气候行动和能源转型项目（KTF），支持德国到2045年实现气候中和的目标。2029年前投入使用的储能项目可享受电网接入费用豁免，降低项目成本。 德国监管机构计划改革电网费用系统，从2026年开始可能每年减少 25% 的“避免电网费用”权利，预示着市场收益模式将趋向更加精细化的市场服务，而非传统的费用减免
西班牙	2025年3月，欧盟委员会批准了一项在西班牙部署大规模电力存储的新援助计划，耗资7亿欧元。独立的储能站点、与可再生能源设施一起安装的项目以及计划作为火力发电厂一部分的储能项目将获得补贴。
荷兰	政府公布《2024年春季备忘录》，拨款1亿欧元补贴与光伏同步部署的电池储能项目（2025-2034年实施）。
波兰	2025年4月，波兰政府正式启动了预算总额达41.5亿兹罗提（约合10亿美元）的储能设施补贴计划，项目目标为推动大规模储能项目建设，提升国家电网（NPS）稳定性。 波兰国家环保与水资源管理基金（NFOŚiGW）计划在2025年上半年启动针对支持电网的储能项目的资本支出支持计划，提供不可退还的补助金，以推动项目建设
意大利	欧盟批准177亿欧元国家援助计划，支持建设总容量超9GW/71GWh的储能设施，持续至2033年底，以年度付款形式涵盖投资和运营成本。

数据来源：《欧盟电力批发市场的主要发展-2024年市场检测报告》，东吴证券研究所

1 政策支持力度大，MACSE远期拍卖规模超50GWh

- ◆ **欧盟与国家层面共同驱动储能建设。**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。
- ◆ **合约收益机制保障大储收益：快速储备拍卖机制**自20年起实施，促成250MW小型储能项目落地，要求项目每年提供1000小时快速调频服务，其余时段可灵活参与现货电力与辅助服务市场，提升项目收益灵活性。**容量市场机制**自22年起运行，在25年2月拍卖中储能项目占据95%的新增中标容量，合同期最长15年，结算价约4.7万欧元/MW/年，为大储项目提供长期稳定现金流。**MACSE拍卖**于9月30日完成首轮，共计10GWh储能项目指标全部成功分配，平均中标价12.959欧元/KWh/年，100%采用锂电技术，项目预计28年全部投运。

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	2025年2月拍卖中储能占95%新增中标容量	合同期最长15年，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	首轮释放10GWh合同目标（约1.25–2.5GW装机），30年目标50GWh	15年固定收入合同，部分容量可参与市场化套利	引导储能由政策驱动向收益自立转型

2 项目招标规模大，首批10GWh已落地

- ◆ **项目招标规模大，储能装机有望在26–28年迎来集中兑现。** Terna首轮MACSE拍卖已完成10GWh指标分配，远期总规模规划达50GWh；容量市场拍卖中储能已占新增中标容量的95%，头部企业（Enel、Plenitude、Enfinity、GreenVolt、NHOA等）纷纷加速布局，目前披露的在建与中标项目规模合计已超过15GWh。随着MACSE项目陆续进入建设期、上游电池产能（如ENI-Seri JV）本地化落地，项目预计26–28年将成为意大利大储装机集中兑现期，装机规模有望提升数倍，支撑可再生能源并网与系统调节需求。

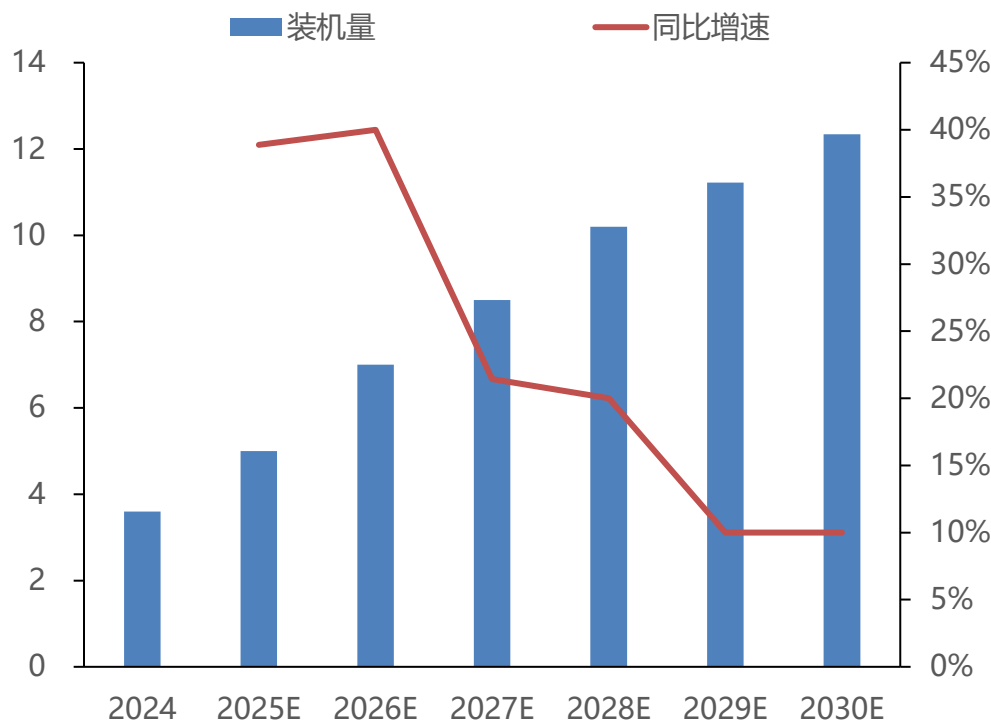
图：意大利储能主要招标项目

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	2023 年中标并推进交付（为 2024–25 年节拍的容量市场项目）
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
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	许可与建设进行中（公告 2025 年），目标后几年并网。
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）	2025 年宣布，2026 年开始评估与推进（将支撑本地 BESS 供货）
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 Enel 获“超半数”中标份额；Plenitude 获两项目合标项目；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）。

3 装机规模超预期，持续高增可期

- ◆ 24年意大利装机规模超预期，为欧洲大储增长最快的市场之一。24年意大利新增大储装机约3.6GWh，同比+17倍，平均配储时长约2.2小时，同比+58%。24年意大利大储+户储规模合计6.3GWh，同比增50%。25年H1，意大利新增储能装机容量3.3GWh，同比+27%，其中大储高增，户储同比下降。
- ◆ 我们预计25年意大利储能装机5GWh，同比+39%，预计26年装机7GWh，同比+40%。随着政策支持力度及项目招标规模扩大，预计30年意大利储能装机可达12.3GWh，同比+10%。

图：意大利新增储能装机容量(GWh/%)



图：意大利储能电站收益率 (%)

运营数据假设:		
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
固定成本(元/wh)		1.4
总投入(亿)		12.7
容量电价补偿(元/kwh*年)		106.3
峰谷价差(元/kwh)		0.66
年运行天数		280
每天放电容量比重		90%
年		
容量电价补偿收入(含税)	单位	1
电池容量保持率	万元	10,626
非出租充放电量	KW	98%
峰谷电价差套利收益(含税)	Mwh/年	227,667
合计收入	万元	12,330
运维费用	万元	22,956
营业利润	万元	1,908
债务余额	万元	21,048
本金偿还	万元	-81,273
利息费用	万元	-7,767
税前利润	万元	-2,671
所得税	万元	18,377
净利润	万元	2,757
净利率	万元	15620
设备更换	万元	68.04%
净现金流量		
净现金流量现值	万元	7853
净现金流量累计现值		7,479
项目内部收益率		-30,681
	20.88%	

数据来源：ANIE Rinnovabili, Terna, 东吴证券研究所

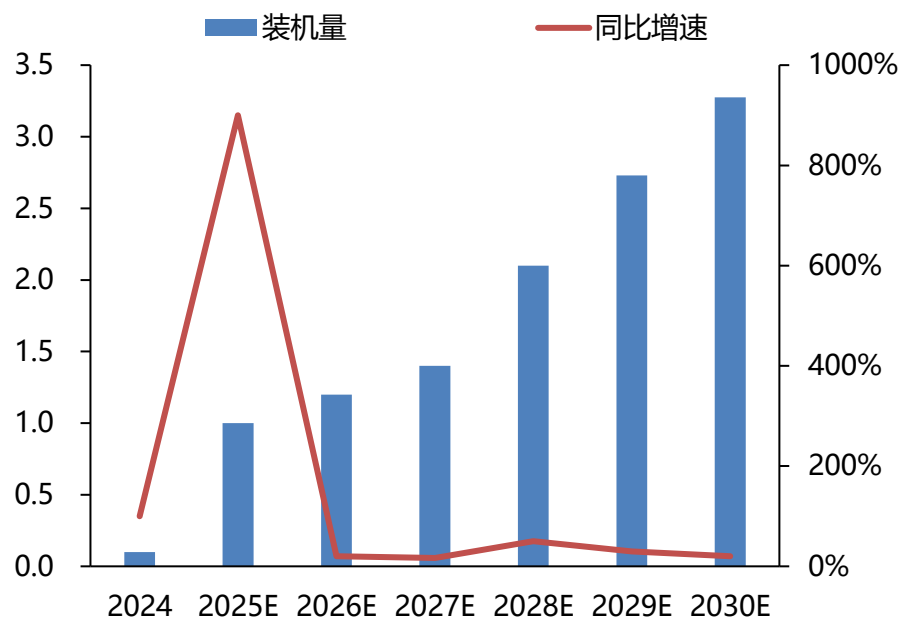
1 储能市场加速推进

- ◆ **启动4.7GW储能计划，向商业模式转变。**25年2月希腊能源局计划在内部署4.7GW储能项目，其中900MW为此前招标项目，其余项目以市场化方式运行，无补贴（此前的容量招标成交价约5万欧元/MW），但可优先并网。
- ◆ **7月储能项目申请达1.275GW，储能市场加速推进。**政府在欧盟RRF框架下实施的900MW独立储能招标项目分三轮开展，提供40–50%资本补贴及10年运营支持；南都电源130MWh液冷储能项目于7月签约，配套十年运维服务；25年7月，能源监管局RAAEY收到1.275GW储能项目申请，其中Lightsource申报100MW项目，Smart Battery Solutions集中申报8个共400MW项目，其余多为独立电池系统。
- ◆ **我们预计25年希腊储能装机1GWh，同比+900%，预计26年装机1.2GWh，同比+20%。**随着储能项目申请数量增多，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）	分三轮招标推 进中	由欧盟RRF资金 支持；全周期 效率≥80%，可 用性≥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	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	RAAEY接收申 请	电池系统为主， 占比>99%	—

图：希腊储能装机预期(GWh, %)



数据来源：The voice of renewables, RAAEY, 东吴证券研究所

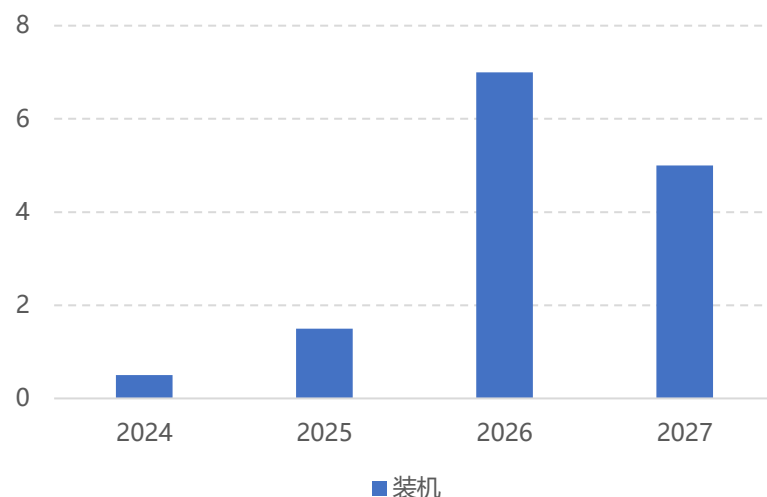
1 高额补贴，一期二期合计超10GWh，26年并网

- ◆ **保加利亚储能核心是《国家复苏与弹性计划》中的“RESTORE”项目。**保加利亚24年底光伏累计装机4.7GW，新能源发电占比超20%。在2024年对《能源法》和《电力交易规则》进行了修订，正式承认了储能设施作为独立的市场参与者。25年4月，首轮“restore”招标，计划3GWh，实际政府批准了总计近10 GWh的储能项目（82个项目，总计 9,712.89MWh），并为此提供了高达6亿欧元的公共资金支持，对应1GWh近5亿元补贴，可覆盖EPC成本20-30%。并且25年9月，启动restore2招标，规划项目1.9GWh。项目主要是以调频为主，配储时长≥2h。
- ◆ **项目要求并网时间26年，考虑一定延后性，预计27年底项目将全部并网，因此预期保加利亚25年将新增1-2GWh装机，26年预计6-7GWh。阳光电源已获取大规模项目。**

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 高比例资本补贴与援助计划推动大储发展

- ◆ **东欧各国推出高比例资本补贴与援助计划推动大储发展。** 罗马尼亚计划到30年建成5GW/20GWh储能系统。波兰凭借12亿欧元支持计划，预计30年底新增5.4GWh储能容量；捷克通过Lex OZE III法案实现储能独立并网与市场化运营，预计28年新增1.6GWh；匈牙利装机体量仍有限，预计26年底超过500MW。

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	25/26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年实现4.6GW储能装机	已建成1.96GW；在建3.9GW。	-
罗马尼亚	通过PNRR与欧盟现代化基金提供3.8亿欧元资助；部分光伏系统强制配储。	2026年底新增5GW；2030年达5GW/20GWh。	已投运137MW/269MWh；3GW获接入许可，9GW评估中。	2026年底新增5GW
匈牙利	提供类似CfD机制的补贴，运营支出支持最高达项目成本45%，并设11年、11-29年、30年以上三阶段。	2030年实现1GW储能装机。	并网73.2MW（截至2025年5月）；在建规模持续增长。	预计2026年底超过500MW
捷克	欧盟批准2.79亿欧元援助计划，补贴覆盖50%投资；Lex OZE III修法允许储能独立并网并参与调频、电力交易。	2028年新增1.6GWh储能。	2024年新增1.2GWh；电网公司CEZ已开放独立储能接入申请。	-

1 政策鼓励储能，24年储能已经实现高增

- ◆ **取消净计量倒逼储能配套，电网费率折扣提升经济性。**27年起，荷兰将全面取消户用光伏净计量政策，余电上网补偿大幅降至0.0025欧元/kWh，倒逼用户配置储能系统，缓解低压电网压力。此外，政府通过《2025年多年气候基金计划》拨款4.16亿欧元支持储能建设，1亿欧元用于光伏配套储能项目（2025-2034年），降低表前储能并网成本。电网运营商Tennet还推出灵活容量合同，储能项目最高可获65%电网费率折扣。
- ◆ **24年储能装机高增，我们预计25-26持续增长。**24年，荷兰新增大储装机277MWh，累计620MWh，同比+81%，新增装机容量121MW，累计350MW，同比+53%。25年统计超3GWh储能项目正在建设，我们预计25-26年将持续增长。

图：荷兰储能政策

政策类别	主要内容	关键参数	政策影响	涉及主体
取消净计量政策	自2027年起全面取消户用光伏净计量政策，余电上网补偿降至0.0025欧元/kWh	2027年实施；补偿价仅0.0025欧元/kWh	倒逼用户加装储能系统，提高自发自用比例，缓解低压电网压力	户用光伏用户
气候基金补贴	《2025年多年气候基金计划》拨款4.16亿欧元支持储能建设	总额4.16亿欧元；其中1亿欧元用于光伏配套储能（2025–2034年）	降低表前储能并网成本，提升项目IRR，激励开发商建设	荷兰政府、储能开发商
灵活容量合同	储能在电网拥堵时段响应调度可享电网费率折扣	最高可获65%电网费率折扣	提升储能资产灵活性收益	电网运营商Tennet、储能项目方
非固定协议与时间加权费率	限制15%高拥堵时段充电权，降低电网费用	降低电网费用约67%	提升储能项目经济性与灵活调度能力	Tennet、储能运营商
分时输电权合同	在非高峰时段提供固定输电权	电网费最高可节省65%	鼓励储能项目参与电网调节	Tennet、储能项目方
并网容量规划	规划到2030年提供9GW储能并网容量	2030年目标9GW；需通过综合评估机申请量>可用容量	需通过综合评估机制分配接入指标	Tennet、电力监管机构、储能开发商

图：荷兰储能装机情况

指标	2023年	2024年	年增长率
大型电池项目数量 (≥1MWh)	40个	84个	110%
总装机容量 (MW)	229 MW	350 MW	53%
总储能容量 (MWh)	343 MWh	620 MWh	81%
Energy Storage NL 修正后估算	—	≥860 MWh	—
在建项目储能容量	—	约3,000 MWh	—

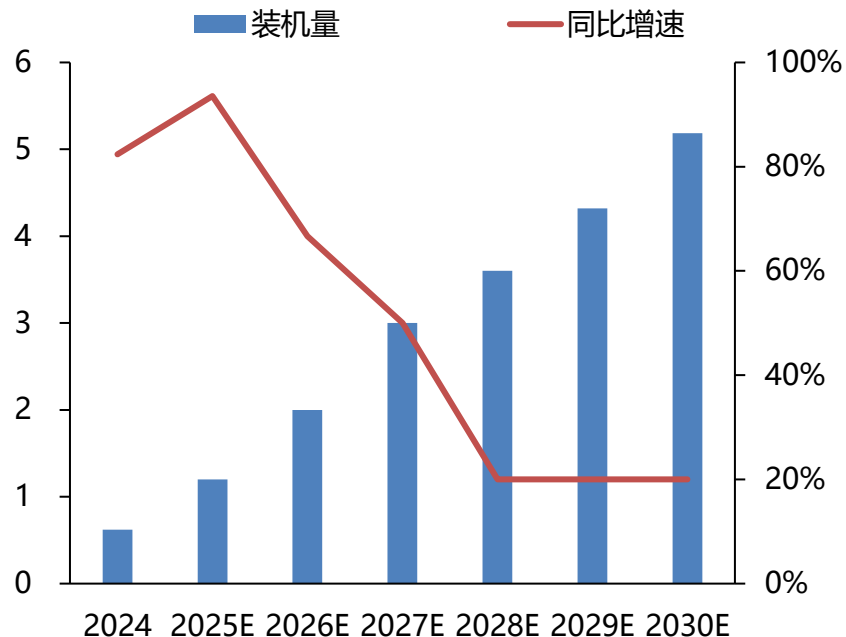
2 在建大项目多，持续爆发

- ◆ **荷兰储能开始进入大规模集中建设期，扩张势能强劲。**截至25年7月10日，荷兰已投运储能项目装机容量340MW，较24年10月底增+35%，在建项目1,010MW，增+474%，处于最终许可阶段项目1,930MW，增+11%。Lion Storage主导的Mufasa项目(364MW/1457MWh)已完成融资，项目预计26年投运；Giga Storage的Leopard项目(300MW/1200MWh)同步推进建设，计划同年并网；Dispatch公司的Amethyst项目(45MW/90MWh)预计26年初投运。
- ◆ **我们预计25年荷兰储能装机1.2GWh，同比+94%，预计26年装机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，预计30年荷兰储能装机可达5.2GWh，同比+20%。

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	2026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	已获资金支持，建设中	2026年	属于Giga Storage核心储能布局
Amethyst项目	45 MW / 90 MWh	Dispatch 公司	2024年6月开建，独立储能项目	2026年初	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, %)



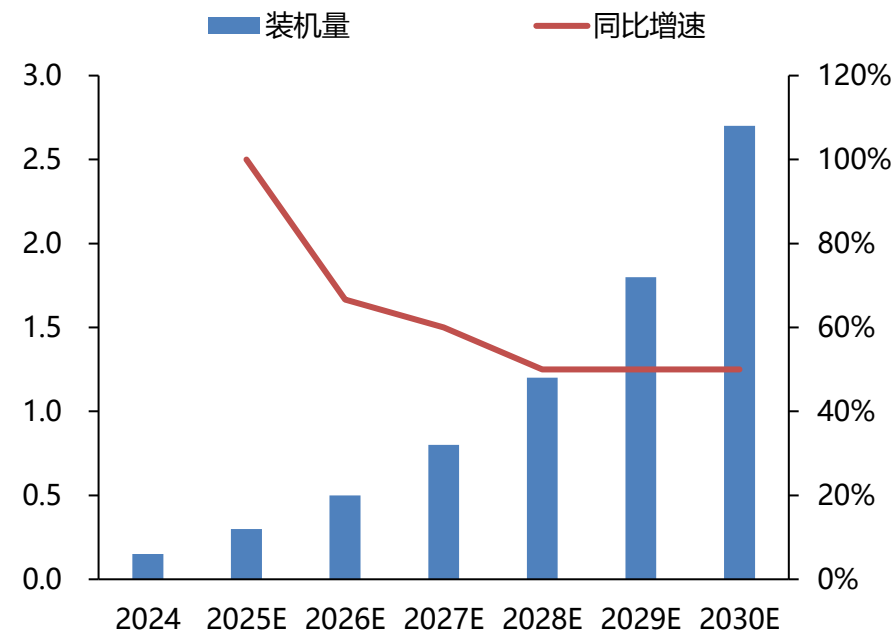
1 容量拍卖推动装机加速

- ◆ **容量拍卖推动装机加速。**比利时储能已招标1.1GW，28-29年交付期仍有近1.5GW的容量采购需求。
- ◆ **储能市场快速扩张，以电网侧大储项目为主。**Engie Vilvoorde项目(200MW/800MWh)首阶段已并网，采用阳光电源Power Titan系统，获Elia 15年容量市场合同；Engie Kallo项目(100MW/400MWh)于25年5月开工，由NHOA Energy集成，计划年内并网；Engie Drogenbos项目(80MW)仍处规划阶段；**Giga Storage Green Turtle项目(2.8GWh)预计25年开建、28年投运。**
- ◆ **我们预计25年比利时储能装机0.3GWh，同比+100%，预计26年装机0.5GWh，同比+67%。**随着容量拍卖推动装机加速，预计30年比利时储能装机可达2.7GWh，同比+50%。

图：比利时储能项目

项目名称	规模	合作方	项目进展	投运时间	主要特征
Engie Vilvoorde项目	200 MW / 800 MWh	Engie × 阳光电源	首阶段已并网，2025年底全部部署	2025年底	采用阳光电源PowerTitan系统；与Engie燃气电站同址建设；获Elia 15年容量市场合同
Engie Kallo项目	100 MW / 400 MWh	Engie × NHOA Energy	2025年5月奠基，建设中	2025年底	NHOA负责系统集成；位于原天然气电站场地，用于电网稳定
Giga Storage Green Turtle项目	— / 2.8 GWh	Giga Storage	2024年10月宣布扩建，2025年启动建设	2028年	欧洲最大在建储能项目之一，标志比利时储能规模化发展
Engie Drogenbos项目	80 MW / —	Engie	规划阶段	—	尚未公布承建方

图：比利时储能装机预期 (GWh, %)



1 政策目标规划大

- ◆ **政策护航长期增长、长时储能打开新空间。**《清洁能源2030行动计划》提出，到30年实现23-27GW电池储能目标，每年新增4.4GW，按照3h配储时长，对应年增需求13GWh，25年装机预计3GWh，成长空间大。
- ◆ **“保底+限价”方案强化长时储能收益确定性。**英国25年推出的LDES“保底+限价”机制强化长时储能收益确定性，要求最少8小时储能时长，25年首批77个项目（总规模28.7GW）进入评估阶段，70%采用锂电技术，26年中将确定名单，到35年，该计划将支持2.7GW至7.7GW的LDES容量的部署，8小时储能系统意味着LDES的存储容量为21.6-61.6GWh，35年后可能更多。

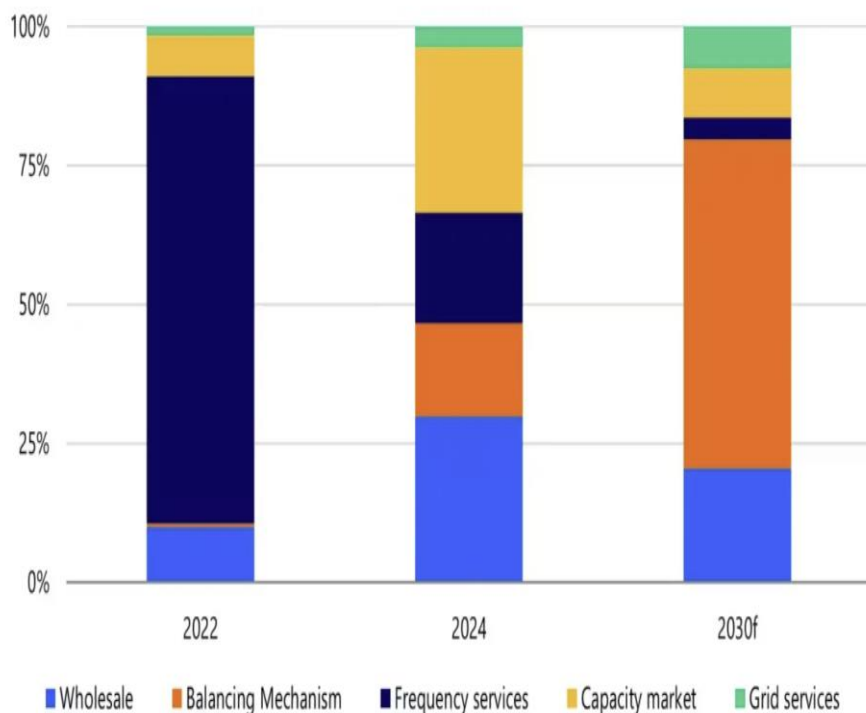
图：英国大储相关政策

政策名称	发布 / 生效时间	主要目标	储能相关核心内容	关键机制 / 条款
Clean Power 2030 Action Plan	2024年12月	到2030年实现英国电力系统“清洁、可靠、低成本”转型	• 电池储能（短期BESS）目标23-27 GW，当前约4.5 GW • 长时储能（LDES）目标4-6 GW • 提升系统灵活性、加快电网接入、加快清洁项目审批	• 明确电池储能作为“系统灵活性”关键支撑 • 要求规划 / 连接改革提升储能项目可行性 • 提示储能容量目标范围（23-27 GW） • 强调“准备好的项目要推进”
LDES Cap & Floor Scheme (Long-Duration Electricity Storage)	政府于2024年10月提出，技术细节于2025年3月公布 (Invinity)	鼓励长期（≥8小时）储能项目投资，补齐英国在长时储能（LDES）上的空白	• 面向8小时以上储能系统 • 首批申请窗口2025年4月开启 • 支持项目规模门槛：2030年前项目最低100 MW；2030-2035年项目最低50 MW	• “地板”（floor）机制：若市场收入低于一定水平，项目获得最低保障收益 • “封顶”（cap）机制：若项目收益超出一定水平，多余部分回馈消费者 • 项目需通过成本-效益分析 / Ofgem审批

2 大储收益模式变化，鼓励长时储能

- ◆ **英国储能市场正经历从调频服务向能量套利的策略转型。**由于市场趋于饱和，调频服务在整体收益体系中的占比已从2022年的约80%骤降至2024年的仅20%，套利型储能逐渐成为主流收益模式。
- ◆ **中国储能企业在英国市场集中释放大规模项目建设动能，**新增项目总规模超10GWh，单体储能时长普遍达3-4小时。代表性项目包括阳光电源与Fidra Energy合作的4.4GWh储能群、海辰储能720MWh容量保障项目、阿特斯2GWh苏格兰项目，以及楚能新能源、比亚迪等企业多项在建项目。

图：收益模式



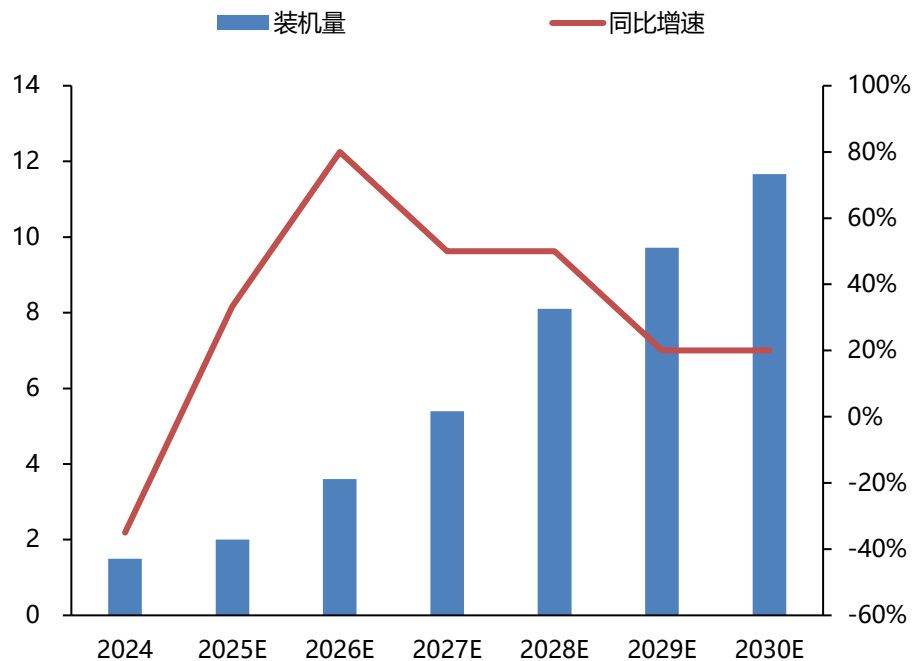
图：新增项目、规模及配储时长（容量招标）

项目名称	项目规模	容量市场信息	状态
AIP & BWESS 储能组合项目	Bramley (100MW/331MWh, 已投运) Hams Hall (400MW/1422MWh, 在建) Berkswell (200MW/712MWh, 在建)	平均时长约3.5小时，全面投运后可支撑约230万户家庭用电	Bramley已投运，Hams Hall与Berkswell在建
天合储能—Boat of Garten 项目	50MW/100MWh (苏格兰)	2小时；位于可再生能源富集区，通过高效能量管理提升电网稳定性	在建
海辰储能—Elements Green 合作项目	720MWh (诺丁汉郡)	获英国容量市场15年期收入保障合同 + 与EDF签订长期购电协议	2025 年签约，2027 年投运
阳光电源—Fidra Energy 合作项目	4.4GWh (3.3GWh Thorpe Marsh + 1.1GWh West Burton C)	约2-3小时；通过电力交易实现收益最大化，为110万户家庭供电	2024 年 11 月签约，建设中
阿特斯储能—CIP 合作项目	2GWh (苏格兰两项目)	AC侧一体化解决方案；支持电网调峰与可再生能源整合	签约执行中
楚能新能源—Immersa 战略合作	2.5GWh (英国多地)	采用5MWh电池预制舱 CORNEX M5，合作模式含 SPV架构与本地化运营	2025 年 5 月签约
比亚迪—U Power / EO Power 合作项目	新一代“浩瀚”储能系统 (单系统14.5MWh)	系统容量提升300%，Vcfs效率全球最高52.1%，小体积大推广中	能量设计

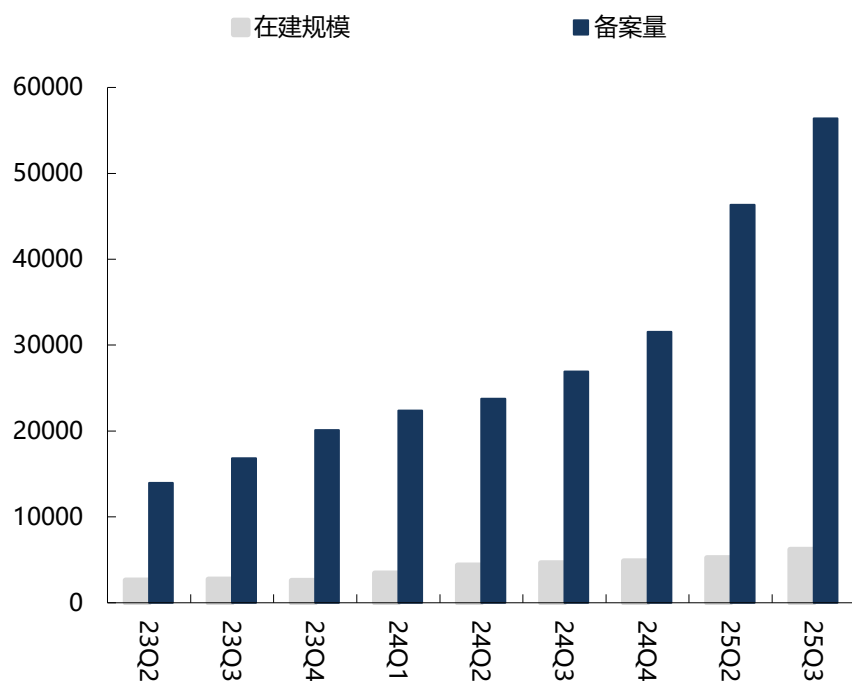
1 备案量超预期，但并网待提速

- ◆ **项目储备充足，并网环比加速：** 25Q3英国新增并网大储容量达372MW，同环比+830%/+27%，Q1-3新增并网0.66GW，同比+14%。假设平均配储时长2小时，25Q3新增并网0.7GWh。Q3末，英国储能备案项目总规模56.4GW，较年初增79%；在建大储项目6.2GW，较年初增28%，将支撑未来2-3年高增速释放。
- ◆ **我们预计25年英国储能装机2GWh，同比+33%，预计26年装机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：历史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，GW）



1 储能目标有望上修

- ◆ **储能目标升级：**德国光伏协会（BSW）呼吁政府制定“2030年累计储能装机100GWh”目标，截至25年H1，德国储能累计装机22.5GWh，未来五年存在超70GWh增长空间。
- ◆ **光伏PPA承压下，光储一体化成为经济性突破口：**24年，德国光伏PPA均价维持在50–60欧元/MWh，已低于新建项目度电成本（LCOE约70–80欧元/MWh），导致投资回收期从5–7年延长至8–10年。25H1，PPA均价进一步下滑至48–55欧元/MWh，纯光伏项目收益持续被压缩，**“光伏+储能”方案凸显经济性优势：储能可通过削峰填谷、负电价套利及参与辅助服务市场显著提升系统收益，改善项目IRR与现金流稳定性。**
- ◆ **并网瓶颈与政策缺口制约储能发展节奏：**一是并网审批周期过长，当前排队申报项目规模超500GWh，重复评估与技术排查耗时较多；二是电网费用豁免政策临时性强，现行减免政策仅延长至29年，中长期激励不足；三是独立储能缺乏新能源补贴支持，在投资回报与融资成本上处于劣势。

图：德国储能相关政策

政策名称	主要内容	目标与影响
“Energy Storage 2025” 储能大会（2025）	德国光伏行业协会（BSW-Solar）呼吁政府设定2030年累计BESS装机目标100 GWh；建议强制推行电网接入申请数字化流程	明确储能发展路线，推动审批提速与标准化管理
电网使用费豁免政策	储能设施免缴电网使用费政策延长至2029年	降低储能项目运维成本，增强商业可行性
德国光伏装机目标	2030年光伏装机目标215 GW，2040年达400 GW	光伏扩张将带动储能需求快速增长
《太阳能峰值法案》（Solar Peak Act）	推动家庭用户光储一体化，支持负电价套利、智能计量、并网注册简化及储能参与调度	项目预计2029年户用储能年装机量达7 GWh，助力分布式储能普及

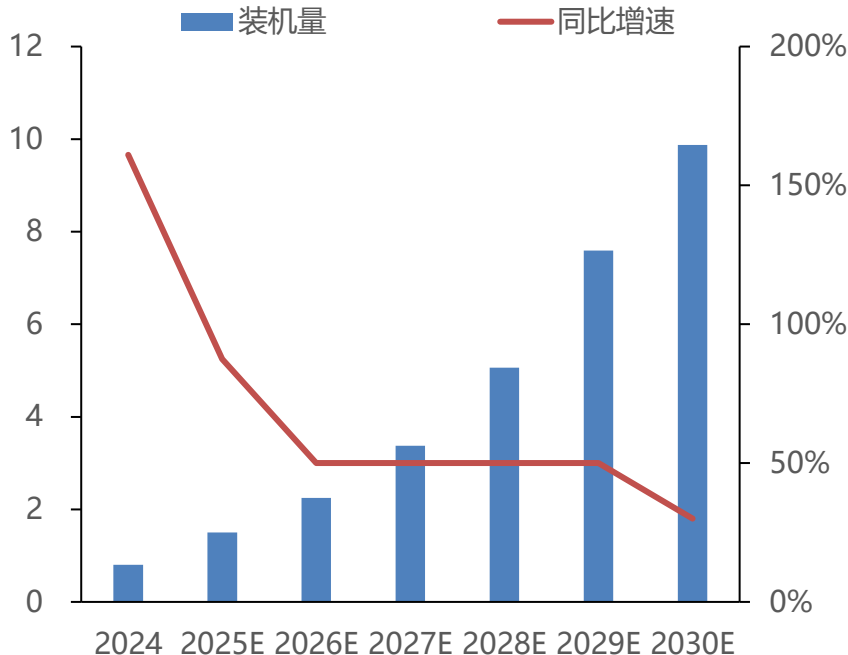
1 储能目标有望上修

- ◆ **25年大储装机增长显著。** 25年9月，德国大储装机28.7MWh，同环比+61.24%/-5.59%，25年1-9月，德国大储累计装机775MWh，同比+88%。当前德国大储备案量累计6.9GWh，高于装机量，增长空间显著。
- ◆ **市场快速扩张，多家国内外企业布局储能项目。** 大众Salzgitter 20MW/40MWh储能系统将于25年底投运；RWE、Trianel、BW ESS等在建项目规模从数百MW至GW不等，项目预计26-28年陆续投运；国际开发商Neoen、Fluence、Eco Stor等亦布局GW级储能项目。
- ◆ **我们预计25年德国储能装机1.5GWh，同比+88%，预计26年装机2.25GWh，同比+50%。** 随着储能目标上修、多家国内外企业布局储能项目，预计30年德国储能装机可达9.87GWh，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
大众集团 Salzgitter 储能	20MW/40MWh	2025年12月	由Elli负责方案与运营，PowerCo提供电池及系统集成，可扩展能源交易及电网服务平台
Neoen 德国储能项目	1GW	2026年 (首个45MW/90MWh)	提供电网平衡服务
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
BW ESS & Zelos Energy	1.5GW	-	公用事业规模，布局德国东北部电网加固区域
Eco Stor 德国在运储能	103.5MW/238MWh	已投运	最大在运储能系统，6GW项目储备转让给西班牙X-Elio
Fluence & MW Storage Arzberg	100MW/200MWh	-	700MW德国储能项目的一部分

图：德国储能装机预期（GWh，%）



数据来源：Grafana，东吴证券研究所

1 政策目标清晰，但商业模式有待完善

- ◆ **政策规划30年实现 22.5GW 储能装机目标。**西班牙政府在《国家能源与气候计划》（NECP）中明确提出，到30年实现22.5GW储能装机目标，体现中长期能源转型决心。落地进展方面，西班牙储能产业仍处早期阶段。截至25年4月，全国BESS装机仅约60MW，远未形成规模化发展。
- ◆ **这一滞后主要受两方面因素制约：一是替代性强、需求迫切性不足。**目前西班牙已建成约 6.3GW 抽水蓄能与 1GW 热储能，叠加电网韧性较高，使得锂电储能在电力系统中的边际价值有限。**二是收益机制缺乏清晰预期。**现阶段BESS参与电力与辅助服务市场的规则尚未完善，能源套利空间有限，且缺乏容量补偿机制，导致商业模式尚未成型。

图：西班牙大储相关政策

时间	政策/计划名称	主要内容	资金规模	重点受益方向	影响与解读
2024年	《国家能源与气候计划（NECP）》	到2030年实现22.5 GW储能装机，其中40%为独立或混合型电池系统；独立储能、混合储能共7.3 GW，用户侧1.6 GW	—	储能整体发展规划	国家级顶层设计明确储能发展方向，目标清晰、路线明确
2025年3月	储能补贴配额公示	全国近7亿欧元储能补贴，安达卢西亚大区获最高配额（独立储能7000万欧元、混合储能1.3亿欧元）	约7亿欧元	区域示范项目	标志储能补贴政策加速落地
2025年6月11日	CNMC新配网接入规程	要求9月起配电企业公开≥1 kV节点接入容量地图	—	独立储能项目选址	提升电网透明度，促进储能选址优化与市场参与
2025年6月25日	RDL紧急措施与电气化基金	延期并网授权、豁免可再生配储环评、设立5亿欧元电气化基金	5亿欧元	可再生能源+储能项目	政策松绑与资金支持并行，改善项目落地环境
2025年6月27日	可再生能源制造项目补贴计划	批准2.96亿欧元支持33个风、氢、光、电池制造项目	2.96亿欧元	储能制造端（电池生产）	强化本地储能制造能力与产业链安全
2025年6月28日	电池回收与二次利用补贴计划	启动首个电池回收与再利用项目资助	1亿欧元	储能全生命周期管理	构建闭环产业链，推动绿色可持续发展
地区政策	穆尔西亚、加那利群岛等地方新规	穆尔西亚简化荒地储能用地审批；加那利群岛允许独立储能入市并计划提升10倍可再生并网容量至1.36 GW	—	地方储能示范项目	区域层面支持储能落地，加快本地项目审批与市场化进程

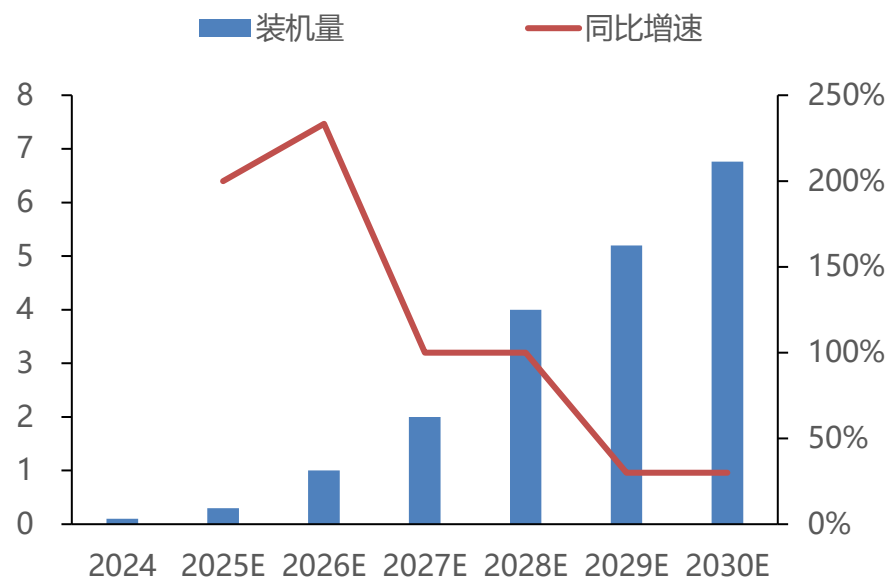
1 大储收益模式开始好转，新增项目增多

- ◆ **储能收益模式改善，政策推动优先并网。** 负电价次数增加，光伏+储能可提高PPA电价，增厚收益。**容量补贴方面**，西班牙正在起草容量市场提案，处于公众咨询阶段。西班牙政府正在修订《2014年皇家法令413号》（可再生能源总体框架），拟优先允许“配套储能且储能容量低于发电容量”的可再生能源项目并网。
- ◆ **收益模式改善推动项目储备激增。** 据BloombergNEF数据，当前BESS项目储备约3GW，西班牙TSO（Red Eléctrica）的并网申请登记显示总需求已达22.1GW，显示大储收益模式开始好转，新增项目显著增多。
- ◆ **我们预计25年西班牙储能装机0.3GWh，同比+200%，预计26年装机1GWh，同比+233%。** 随着储能收益模式改善、项目储备激增，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	项目类型	主要内容与进展
2025年3月	Renewco & Atlantica	2.2 GW	源网侧 BESS	两家公司宣布在西班牙联合开发总规模2.2 GW的电池储能系统项目，覆盖全国多个区域
2025年6月	BW ESS & Ibersun	2.2 GW (8个项目)	源网侧 BESS (4小时储能时长)	签署合资协议，联合开发8个绿地项目，总容量达2.2 GW，单体配置约4小时储能时长
2025年	欧盟区域发展基金 (ERDF) 支持项目群	约2 GW	各类BESS与混合储能项目	欧盟批准资助近100个储能项目，涵盖独立与混合型储能体系

图：西班牙储能装机预期（GWh，%）



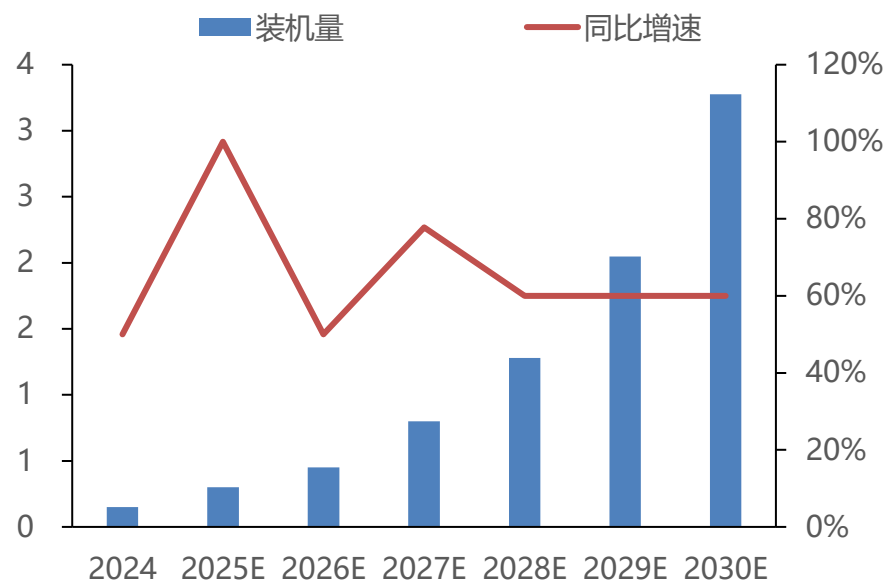
1 TURPE 7改革改善项目经济性

- ◆ **法国储能政策核心在于电网费率改革与市场化辅助服务机制。**25年实施的Turpe 7改革显著改善项目经济性，高峰放电网费最高减免32.6欧元/MWh，直接提升储能IRR。辅助服务方面，AFRR市场全面放开，自23年底起转向市场化竞价机制，25年4月法国加入跨境AFRR协调平台，为电网侧储能提供新增收益渠道。
- ◆ **法国三大储能项目总规模达440MW/880MWh。**TagEnergy项目为目前法国最大储能系统，采用特斯拉全套技术方案；Cheviré项目为首个双小时级放电系统；Alpiq项目则显示跨国开发商积极布局法国市场。
- ◆ 截至24年底，法国储能总装机约1.7GW，超过8GW的新BESS项目已获并网权。**我们预计25年法国储能装机0.3GWh，同比+100%，**预计26年装机0.5GWh，同比+50%。随着Turpe 7改革改善项目经济性AFRR市场全面放开，项目预计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	并网时间	项目功能
Cheviré电 池储能系统	100MW / 200MWh	Harmony Energy (英 国)	Tesla Megapack + Autobidde r	南特圣纳泽 尔港	2025年	提供调频与 电网平衡服 务，替代化 石燃料调峰 电站
TagEnergy 储能项目	240MW / 480MWh	TagEnergy	Tesla (系 统+EPC)	马恩省 Cernay- lès-Reims	2025年底	支撑可再生 能源并网， 提升电网稳 定性
Alpiq储能 项目	100MW / 200MWh	Alpiq (瑞 士)	—	巴黎北部 Oise地区	在建	推动法国电 网储能容量 扩张

图：法国储能装机预期（GWh，%）



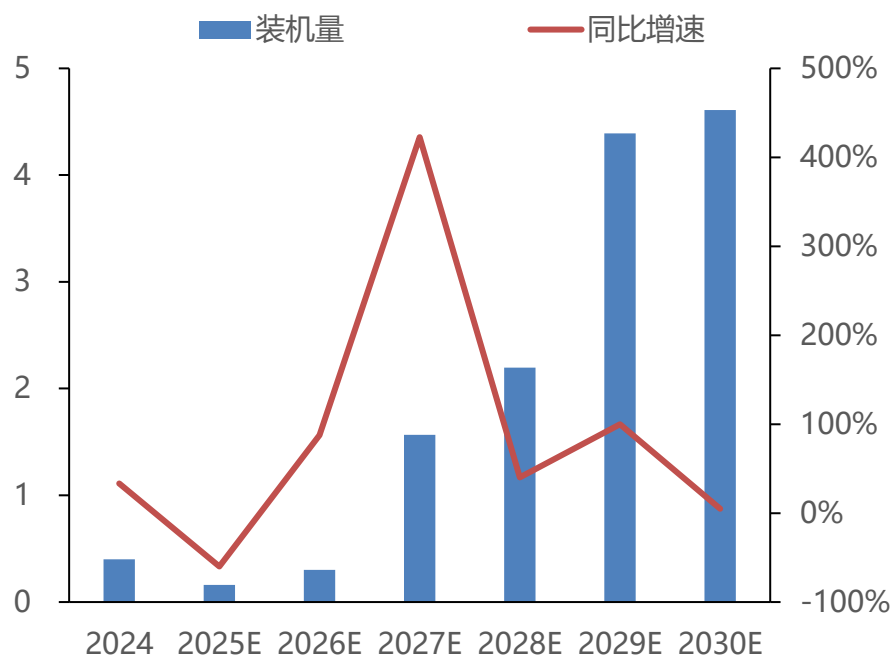
1 规划总量近10GW，26年恢复增长

- ◆ **储能装机持续增长，项目储备充足。**根据Energy Storage Ireland，截至2025年6月，爱尔兰累计建成储能1.3GW，其中锂电储能0.97GW，对应2-3GWh。目前在建83MW，对应0.2-0.3GWh，已获电网许可项目2.5GW，备案项目10GW，从规划项目看，配储时长多为2h和4h项目，65%为独立储能。
- ◆ **DS3机制延续，装机规模有望重回高增长。**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，储能项目项目减少，导致25-26年装机规模较小，但该政策先延至26年，且后续有望再延期，项目预计27年装机量将恢复至2GWh，高峰期年装机量有望突破5Gwh。
- ◆ **受补贴政策原计划退出影响，我们预计25年爱尔兰储能装机0.2GWh，同比-60%，预计26年装机0.3GWh，同比+88%。**随着DS3机制延续，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
L&G NTR清洁能源（欧洲）基金	Monvallet项目（劳斯郡）	总容量超过211MW（含太阳能+BESS）	太阳能+储能组合	收购阶段，属清洁能源投资组合	—
ESB Network	都柏林BESS项目	75MW / 150MWh	独立电池储能系统	已部署运行	—
ESB	Aghada BESS（科克郡）	150MW / 300MWh	独立电池储能系统	已启用，标志ESB储能战略重大进展	—
Statkraft	多个项目（首个BESS及4小时储能项目）	首个项目容量未披露；新项目4小时持续时间	独立储能系统	2020年交付爱尔兰首个BESS；计划建设首个4小时长时储能系统	Fluence（首个项目合作方）
Highfield Energy	多个太阳能+储能及独立BESS项目	已提交15份申请	太阳能+储能/独立储能	爱尔兰最活跃储能开发商之一；项目处于开发/申请阶段	Aura Power
Lightsource bp & Terra Solar	多个太阳能发电场（配储能）	—	太阳能+储能	计划为太阳能电站配套部署储能系统	—

图：爱尔兰储能装机预期（GW，%）



1 欧洲装机预测

- ◆ 我们预计25年欧洲新增储能装机容量20.25GWh，同比+131%，意大利、英国、德国、荷兰新增装机5/2/1.5/1.2GWh，同比+39%/33%/88%/94%。希腊、西班牙24年基数较低，预计25年新增装机同增900%/200%。预计26年欧洲新增储能装机42.28GWh，同比+109%，到30年欧洲新增装机有望达128+GWh

图：分国家大储装机预测和储能电池需求预测

欧洲	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (Gw)	4.9	10.1	16.9	23.4	28.1	32.2	35.8
合计当年新增储能 (Gwh)	8.76	20.25	42.28	70.11	96.82	113.38	128.52
-容量增速	143%	131%	109%	66%	38%	17%	13%
英国	1.5	2.0	3.6	5.4	8.1	9.7	11.7
-增速	-35%	33%	80%	50%	50%	20%	20%
意大利	3.6	5.0	7.0	8.5	10.2	11.2	12.3
-增速	1700%	39%	40%	21%	20%	10%	10%
希腊	0.1	1.0	1.2	1.4	2.1	2.7	3.3
-增速	100%	900%	20%	17%	50%	30%	20%
西班牙	0.1	0.3	1.0	2.0	4.0	5.2	6.8
-增速	0%	200%	233%	100%	100%	30%	30%
爱尔兰	0.4	0.2	0.3	1.6	2.2	4.4	4.6
-增速	33%	-60%	88%	423%	40%	100%	5%
波兰	0.4	0.7	1.5	2.0	2.8	3.4	3.5
-增速	700%	75%	114%	33%	40%	20%	5%
德国	0.80	1.5	2.3	3.4	5.1	7.6	9.9
-增速	161%	88%	50%	50%	50%	50%	30%
法国	0.2	0.3	0.5	0.8	1.3	2.0	3.3
-增速	50%	100%	50%	78%	60%	60%	60%
荷兰	0.6	1.2	2.0	3.0	3.6	4.3	5.2
-增速	82%	94%	67%	50%	20%	20%	20%
比利时	0.2	0.3	0.5	0.8	1.2	1.8	2.7
-增速	#DIV/0!	100%	67%	60%	50%	50%	50%
保加利亚	0.5	1.5	7.0	5.0	2.0	2.0	2.0
-增速	#DIV/0!	200%	367%	-29%	-60%	0%	0%
其他	0.9	6.3	15.5	36.3	54.3	59.0	63.3
-增速	386%	568%	146%	134%	50%	9%	7%

7 2025 年中国新势力 GWh 订单快速崛起

图：截至2025年12月欧洲储能系统新增订单情况

公司	时间	订单	规模 (gwh)
阿特斯	2025.12.2	阿特斯位于英国林肯郡的Tillbridge光伏储能项目已正式获得开发许可	1
Tesla	2024持续至2025	特斯拉 Megapacks 确认将用于法国新的最大电池储能系统项目，该项目位于 Marne，由 TagEnergy 建造，容量为 240 MW / 480 MWh。	0.48
	2025.11	与法国能源巨头 Engie 合作，在比利时维尔弗尔德天然气电站园区建设大型电池储能项目目前项目两期均已完成并网，电池公园已实现全容量商业运行	0.4
阳光电源	2025.11	与壳牌能源欧洲 围绕中东欧一座超过 600MWh 的电池储能项目签署了为期五年的跨境价差对冲协议，协议于 2025 年 11 月 5 日签订，项目目前处于开发建设和融资优化阶段，预计在 2026 年第二季度实现商业运营	2
	2025.06	与意大利可再生能源解决方案商PM Service S.p.A. 达成分销合作，后者将采购100台PowerStack 255CS储能系统，于2025年交付。	0.5
比亚迪	2025.3	Greenvolt Power 与比亚迪储能签订协议，将在波兰开发高达 1.6 GWh 的地标性储能项目（包括 Turośń Kościelna 和 Nowa Wieś Elcka 两个地点）。项目交付预计在 2025年第四季度开始	1.6
	2025.11	与英国 Masdar Arlington 合作，在英国斯托克波特建设 Welkin Road 储能电站并提供整套电池储能系统，截至 2025 年 12 月 3 日项目已通过 G99 并网测试并成功并网，进入商业运行阶段	未披露
	2025.11.5	与英国储能开发商 Staterra Energy 合作，在英国特拉福德低碳能源园推进Carrington Storage 储能项目，2025 年 11 月 5 日完成 2.35 亿英镑债务融资，目前处于项目建设与实施阶段，预计 2027 年下半年投运。	0.68/1.4
远景能源	2025.11	与德国能源企业 Leag 合作，在德国耶恩施瓦尔德推进GigaBattery 储能项目，项目预计于明年二季度完成审批后开工，计划在 2027 年底至 2028 年初之间建成投运	1
中汽新能	2025.11	与比利时AVESTA公司正式签署了容量达2GWh的储能战略合作协议	2
	2025.9.2	与浦项国际、一汽进出口公司达成储能系统产品采购签约	3
	2025.2.5	与欧洲 某大型能源集团签订订单	2
库博能源	2025.11	库博能源与罗马尼亚能源创新型企业VoltLink Energy举行战略合作签约仪式。双方管理团队代表共同签署协议，确立了规模达1GWh的战略合作关系。	1
	2025.11	Fluence 确认将为德国能源公司 Leag 供应 1 GW / 4 GWh 的电池储能项目	4
Fluence	2025.9	在波兰 Trzebinia 交付储能项目	0.13
	2025.7	Fluence 与 VERBUND 合作，在德国启动了大型电池储能项目	0.75
湖北楚能	2025.4	在芬兰的 55 MW / 110 MWh BESS 项目供应系统，该系统将为 FinGrid 提供重要的系统服务	0.11
	2025.05	德国慕尼黑展中，斩获2.5GWh订单	2.5
海博思创	2025.07	与欧洲大型储能项目开发商Repono正式达成战略合作，双方将在2027年前共同推进总规模达1.4GWh的电网级储能项目落地。	1.4
南都电源	2025.07	与英国某储能项目公司签订《采购合同》，将提供搭载自研 314Ah 储能电芯的 Center L Plus 5MWh 液冷集装箱储能系统，合计装机 230MWh。	0.23
首航新能源	2025年	与多家欧洲头部能源企业签署超1GWh的PowerMagic系列储能系统战略合作协议。	1
晶科储能	2025.06	与希腊能源公司Metlen集团签署了具有里程碑意义的框架协议，正式确立了双方在电网侧储能系统领域的战略合作伙伴关系。该协议在Metlen集团希腊雅典总部签署，双方将在智利和欧洲市场部署超过3GWh的储能项目。	3
林洋能源	2025.04	林洋能源近日在欧洲签订两笔储能系统订单，总规模为860MWh。	0.86
	2025.11	与欧洲区域客户签订储能产品销售合同，采用了 Elementa 2 Pro 集成储能系统。	1
天合光储	2025.9	宣布完成德国北部 50 MW / 100 MWh 的 Strübbel BESS 项目建设，该项目采用其 Elementa BESS 方案，旨在支持德国电网的稳定。	0.1
	2025.9	与立陶宛 EPC 公司 Stiemmo 签署战略合作协议，共同部署多 GWh 级的 BESS 系统。	0.18
	2025.8	宣布将为罗马尼亚的 Toplița 项目提供 65 MWh 的 BESS 系统（Elementa 2 电池单元）。该项目是其在罗马尼亚的首个部署。	0.65
	2025.7	签署了希腊 Amyntaio 地区 50 MW / 200 MWh BESS 项目的供货协议。	0.2

四、新兴市场大规模爆发，国内玩家竞相出海

1 中东：24 年订单爆发式增长，25-26 年装机集中兑现

- ◆ 中东2025年并网大项目为阳光电源7.8GWh沙特项目。26年陆续并网的项目，阿布扎比19GWh（25年10月开建），比亚迪的SEC 12.5GWh储能，另有SPPC一期8GWh、阿布扎比二期20GWh、阿联酋8.4GWh等项目招标落地。
- ◆ 我们预计中东25年并网12GWh，26年并网规模达到40GWh。

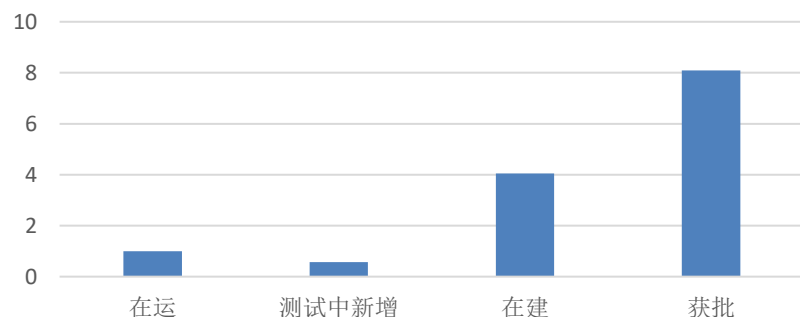
图：中东部分储能项目进展

国家	项目名称	时间（招标 / 潜在招标时间）	项目容量	项目进展 & 说明	供应商
沙特阿拉伯	AMAALA BESS	2024.5	160MW/760MWh	2024.5 完成招标→建设中，项目预计2027 年完工	阳光电源
沙特阿拉伯	红海项目 BESS 二期	2024	1.8GWh	2024 启动招标→处于开发 / 招标阶段，项目预计 2026 年前投运	
沙特阿拉伯	沙特 ALGIH AZ 储能项目	2024	7800MWh	2024 完成招标→2025并网	阳光电源
沙特阿拉伯	SPPC 一期储能项目	2024.11（启动）/2025（正式）	2GW/8GWh	2024.11 启动招标→2025 年正式招标（9 家中资企业通过资格预审），计划2026-2027 年并网	待确定
沙特阿拉伯	SEC 三期储能项目	2025.1	12.5GWh	2025.1 完成招标→2025 年交付完毕	比亚迪
沙特阿拉伯	红海项目 BESS 后续扩建项目	2026	待定	一期 2023 年建成、2025 年持续扩展后，2026 年或启动新一轮储能扩容招标	待确定
沙特阿拉伯	NEOM BESS 扩容项目	2026	待定	NEOM 绿氢工厂 2026-2027 年投运后，需配套新增储能容量，2026 年或启动招标	待确定
阿联酋	Mohammed bin Rashid Al Maktoum 光伏园区第七期（光伏 + 储能）	2025.2	1.4GW/8.4GWh	2025.2 启动招标→2025-2026 年完成 EPC 招标，项目预计 2027-2028 年投运	待确定
阿联酋	阿布扎比 Masdar 一期储能项目	2025.1	19GWh	2025.1 完成招标→2027 年投入运营	阳光、比亚迪（储能）、晶澳 / 晶科（光伏）
阿联酋	阿布扎比 Masdar 二期储能项目	2026	20GWh	2024 年规划项目，计划 2026 年视一期进展启动招标	待确定
埃及	Abydos 储能项目	2024.12	300MWh	2024.12 完成招标→2025-2026 年完成安装并网	天合光能
埃及	Infinity Power & Hassan Allam 储能项目	2025.11（待启动）	720MWh	2025.11 协议落地→待启动招标，项目预计 2026-2027 年开工建设	待确定

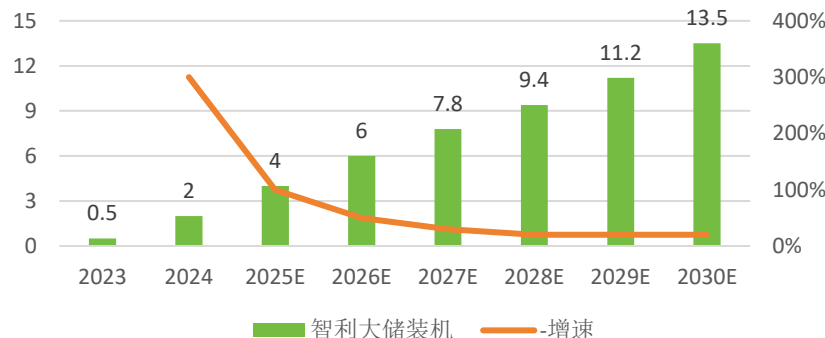
2 智利：多元化储能市场格局成型，2025年建设规模创新高

- ◆ 智利储能市场呈现出项目在建规模大幅跃升、项目储备量呈几何级增长、在运容量持续加速三种特征：到2025年中，在建项目达4.05 GW；得益于政府新的储能激励政策，截至年中，处于获批和审查阶段的项目总和已超过 23 GW；在运容量从 3 月底的 954 MW 持续增加，并于年中正式突破 1 GW，我们预计到 2025 年底将达到 2.21 GW。
- ◆ 中国 11 企拿下 17 GWh 订单，由比亚迪 6.5 GW 巨型光储引领。Grenergy 的阿塔卡马绿洲项目在比亚迪供应 3.5 GWh 储能设备后，总容量将达 6.5 GWh，应用重点服务于北部矿业基地的能源转型。受惠于高达 50% 的所得税减免等长期优惠政策激励，以宁德时代 (1.25 GWh)、阳光电源 (2.14 GWh) 为代表的 11 家中国企业加速布局，累计已斩获 16.96 GWh 储能订单，成为推动智利实现高比例可再生能源目标的主力军。

图：截至2025年6月底智利储能项目进展 (GW)



图：智利新能源装机预测 (GWh)



图：截至2025年12月南美储能订单情况 (GWh)

公司	时间	订单	规模GWh
宁德时代	2024.11	将为Grenergy的阿塔卡马绿洲光伏储能项目第四期提供1.25 GWh的EnerX型储能系统	1.25
Prevalon Energy	2025.3	为Atlas的智利BESs del Desierto项目提供880MWh储能系统	0.88
阳光电源	2025.11	与法国能源巨头 Engie 合作，在比利时维尔弗尔德天然气电站园区建设大型电池储能项目目前项目两期均已完成并网，电池公园已实现全容量商业运行	0.1/0.4
	2025.1	与Grenergy协议将智利阿塔卡马绿洲储能系统采购规模扩至3GWh	3
	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
比亚迪	2025.1	签约南美1.8GWh储能订单	1.8
Canadian Solar e-STORAGE	2025.4.23	向智利发电公司 Colbún 的 Diego de Almagro Sur 项目供货	0.912
Acciona Energia	2025.11.11	阿塔卡马沙漠200MW/1000MWh储能项目 (Malgarida光伏配套)	1
阿特斯	2025.5	为阿塔卡马沙漠地区的Diego de Almagro Sur项目提供228MW/912MWh储能系统，计划2026年12月投入商业运营	0.9
Sungrow	2025.5	为智利 Tarapacá 地区 Aurora 光储一体化项目提供电池储能系统 (BESS)	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
Sungrow 和 Roca Group	2025.8.17	未来三年在巴西部署合计 400MWh 电池储能系统合作协议	0.4

数据来源：ACERA，东吴证券研究所

3 澳大利亚：大规模大储已开建，25-26并网高峰

- ◆ **25年并网延续高增态势：**25Q3澳大利亚大储新增并网3个储能项目，合计0.54GW/1.8GWh，创历史新高。25年累计并网2.8GWh（24年全年1.8GWh），配储时长2.8h，较24年提升0.1h。我们预计25年并网4.5-5GWh，同比增150%+。
- ◆ **在建和储备项目规模大：**截至25Q3有74个储能项目正在推进中，其容量/能源输出相当于13.3GW/35GWh，。

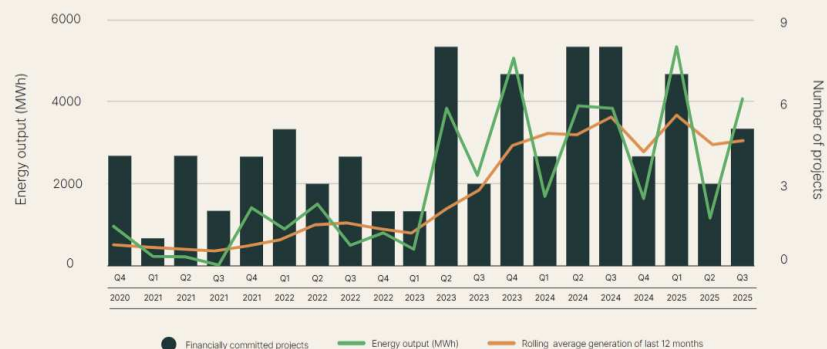
图：澳大利亚BESS装机量（MWh）

Commissioned energy storage projects

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Number of projects	1	3	3	1	4	4	8	5	8
Investment (AUD \$M)	90	129	72	42	353	87	960	1,325	780
MW	150	90	130	13	426	69	724	619	1,022
Average MW	150	30	43	13	107	17	91	124	128
MWh	194	115	135	4	647	101	947	1,677	2,824
Average MWh	194	38	45	4	162	25	118	335	353
Average storage duration (hours)	1.3	1.3	1.0	0.3	1.5	1.5	1.3	2.7	2.8

图：澳大利亚BESS获得融资规模（MWh）

Financially committed storage projects by energy output, quarterly MWh



3 澳大利亚：特斯拉、阳光、宁德、海博等布局领先

- ◆ 按已披露订单口径粗算，宁德时代在电池端订单量占到 70%+。与 2024 年“Tesla 领先、阳光抢量”不同，2025 年宁德时代在澳洲从跟随者直接跃升为第一；同时，阿特斯、海博思创等中国厂商通过单体项目和渠道/本地化合作切入，更多依靠单点项目和渠道合作争取后续增量空间。

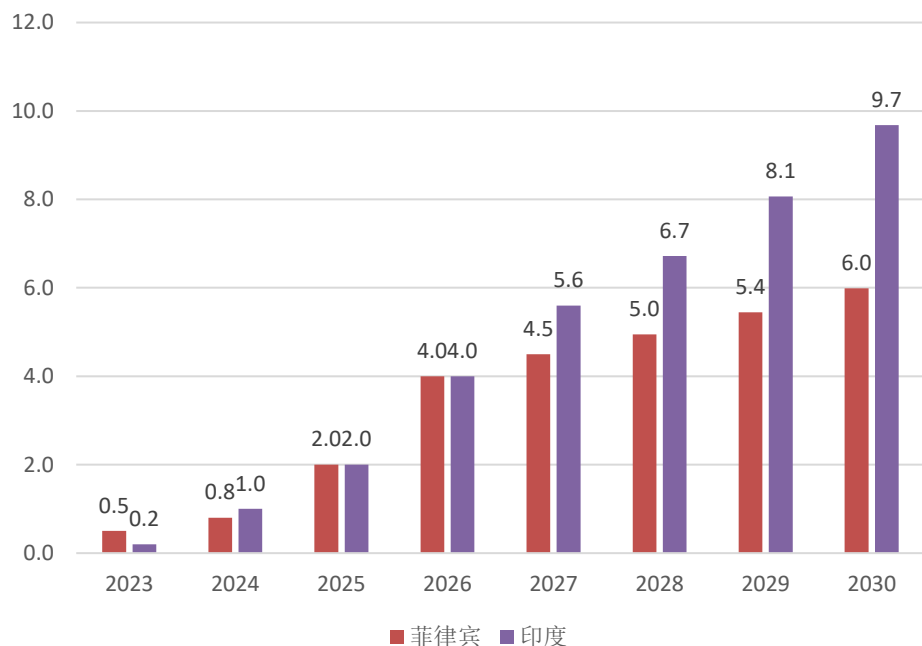
图：澳大利亚储能电池新增订单（截至2025年11月）

	公司	时间	订单	规模 (gwh)
储能系统	Tesla	2025.3	Golden Plains 风电场一期 150MW/600MWh 储能项目和Calala BESS 项目	1.1
		2025.6	Merredin BESS 100MW/400MWh, 2025-06/07 完成财务结算, Tesla 与 GenusPlus 负责系统供货与建设。	0.4
	Fluence	2025.1	Muchea Battery 164MW/905MWh, 2025-10 开工, Neoen 项目, 由 UGL 承建, 采用 252 台 Tesla Megapack 2XL。	0.905
		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	阿特斯	2025	Summerfield Battery 240MW/960MWh (南澳), 2025 年与 CIP 签订系统供货合同	0.96
	宁德时代	2025.03	与Quinbrook Infrastructure Partners达成技术合作, 将在澳大利亚率先部署规模为3GW/24GWh的全球首个商业化8小时长时储能系统EnerQB。	24
	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

4 印度和东南亚：大项目密集落地，中国企业主导

- ◆ **印度-政策强驱动下的爆发：**1)强制配储政策落地：2025年起新建风光项目必须配置4小时储能（部分邦要求6小时），推动上半年招标量同比激增180%。2)财政补贴加码：中央财政对储能项目补贴提升至30%（上限\$50/kWh），刺激Adani、Tata等本土巨头加速布局。3)强制性 ESO 义务：电力部已设定储能采购义务（ESO）路径，要求到2029-30财年储能占比达到4%并要求新建太阳能项目最低配置2小时储能。
- ◆ 此外马来、菲律宾、印尼等地，电网不稳定，开始大力发展储能。**我们预计南亚和东南亚25年装机规模6-8GWh，26年有望翻番增长。**

图：印度和菲律宾大储装机量预测（GWh）



图：东南亚主要大储能项目

国家	时间	实体	容量	进度
印度	2024.6	JSW Energy	1GWh	已完成50%
	2024.9	SECI	1000MW/2000 MWh	宁德时代+塔塔电力中标
	2024.6	NTPC	250MW/500M Wh	并网时间提前至2025.12
	2025.8	NTPC	1.7GW/4GWh	处于招标阶段
	2025.11	SECI	1200MWh储能 + 50MW光伏	处于开发/前期落地阶段
	2025.11	阿达尼集团 (Adani Group)	1126MW/3530 MWh	处于规划与前期准备阶段，预计2026年3月前投运
	2.25.11	RRVUNL	500MW/2000 MWh	进入招标/实施准备阶段
	2024.8	融捷能源	约800MWh	印度市场陆续投运，部分项目已并网，其余按计划推进
	2025.5	NTPC	100MW/400M Wh	取消（转为液流电池项目）
	2025.12	NTPC	125MW/500M Wh	招标
菲律宾	2024.11	Terra Solar项目	4.5GWh	一期1.2GWh于2025.6投运（华为供应），计划于2026年初完工并实现并网发电 剩余3.3GWh延期至2027年底（光伏配套滞后）
	2024.12	CREC项目	1.5GWh	2025.4 签约（中菲合资）2026Q3 开工（中国能建阳光）

数据来源：Mercom India Research, 东吴证券研究所

5 总结：新兴市场大储24-26年爆发，可持续至2030年

- ◆ 我们预计26年增长144%至90.92gwh：预计25年新兴市场大储装机37.29GWh，同比增253%+，26年预计装机90.92gwh，同比增约144%，其中，中东预计增长至40gwh，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	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (Gw)	4.0	12.4	28.9	50.3	73.9	97.6	122.8
合计当年新增储能 (Gwh)	10.55	37.29	90.92	158.56	234.97	313.53	398.41
-增速	121%	253%	144%	74%	48%	33%	27%
中东地区	4.0	14.0	40.0	48.0	55.2	63.5	73.0
-增速	100%	250%	186%	20%	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	27.9	81.0	144.7	208.5	276.0
-增速	479%	983%	171%	190%	79%	44%	32%
储能累计装机 (Gw)	11.0	23.4	52.3	102.6	176.5	274.1	396.8
累计装机储能 (Gwh)	30.6	67.9	158.8	317.4	552.3	865.9	1264.3
-累计光伏装机储能功率配比	3.62%	5.37%	8.69%	12.82%	17.06%	21.01%	24.66%

5 总结：26年全球储能需求560.4GWh，增长60%+

- ◆ 我们预计25年全球储能电池需求335.3gwh，同增58%，26年预计全球储能需求上修至67%增长至560.4GWh。且预计2027年全球储能仍可维持41%+增长，至788.2GWh；2030年需求超1500GWh，占锂电需求40%+。
- ◆ 总体看，2026年国内和美国仍有超预期空间。

表：全球储能电池需求测算

全球市场	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全球储能装机需求 (Gwh)	126.8	211.9	335.3	560.4	788.2	1015.7	1243.7	1512.4
-储能装机增速	106%	67%	58%	67%	41%	29%	22%	22%
-放大比例	161%	155%	182%	179%	170%	159%	155%	153%
全球储能出货量 (Gwh)	204	329	611	1,002	1,339	1,612	1,931	2,308
-储能出货增速	61%	61%	86%	64%	34%	20%	20%	20%
其中储能出货量：分区域								
美国 (Gwh)	59	88	150	189	232	282	360	479
-增速	31%	49%	71%	26%	23%	22%	27%	33%
-占比	29%	27%	25%	19%	17%	18%	19%	21%
中国 (Gwh)	77	144	236	403	509	555	618	694
-增速	99%	86%	64%	71%	26%	9%	11%	12%
-占比	38%	44%	39%	40%	38%	34%	32%	30%
欧洲 (Gwh)	31	44	92	157	222	276	325	378
-增速	33%	39%	111%	70%	41%	24%	18%	16%
-占比	15%	13%	15%	16%	17%	17%	17%	16%
其他地区 (Gwh)	36	53	132	253	376	499	629	757
-增速	91%	46%	149%	91%	49%	33%	26%	20%
-占比	18%	16%	22%	25%	28%	31%	33%	33%

五、产业链：价格企稳，龙头恒强

1 储能电池：需求高增，龙头份额将回升

- ◆ 2025年根据主流厂商出货目标，**合计出货量641GWh，同增91%**，其中宁德时代出货140GWh，同增51%，由于产能紧缺，份额有所下降。
- ◆ **26年根据主流厂商出货目标，合计1033GWh，同增61%**，其中宁德时代出货260GWh，同增86%，由于公司年底山东济宁一二期120GWh产能率先投产，且加大国内储能市场布局，我们预计份额将明显回升。

图：全球储能主流厂商的出货量

GWh	2023年	2024年	2025年E	同比	2026年E	同比
宁德时代	69	93	140	51%	260	86%
比亚迪	25	30	50	67%	70	40%
亿纬锂能	26	51	78	53%	130	67%
中创新航	8	25	45	80%	70	56%
瑞浦兰钧	15	22	45	104%	65	45%
厦门海辰	18	34	60	79%	80	33%
湖北储能		20	70	250%	120	71%
国轩高科		19	30	59%	45	50%
欣旺达		2	12	500%	20	67%
鹏辉能源		9	25	178%	50	100%
远景能源		11	30	173%	40	33%
派能科技		2	4	153%	8	111%
南都电源		3	8	168%	8	7%
赣锋锂电		8	30	275%	40	33%
LG		5	10	122%	20	100%
三星		4	5	35%	7	40%
主流厂商合计		336	641	91%	1,033	61%

2 储能电池：电芯产能受限，紧缺持续至26H2

- ◆ 25-26年全球储能电池产能利用率90%+，一线和二线公司满产，26年底二线新产能释放后，紧缺有望缓解。2025年全球储能产能约670GWh+，产能利用率高达91%，26年新增产能释放，行业总体产能利用率预计仍在90%，头部公司可达到100%。
- ◆ 因此行业26Q1储能排产淡季不淡，满负荷生产。

图：全球储能主流厂商的产能利用率及总体产能利用率（出货口径）

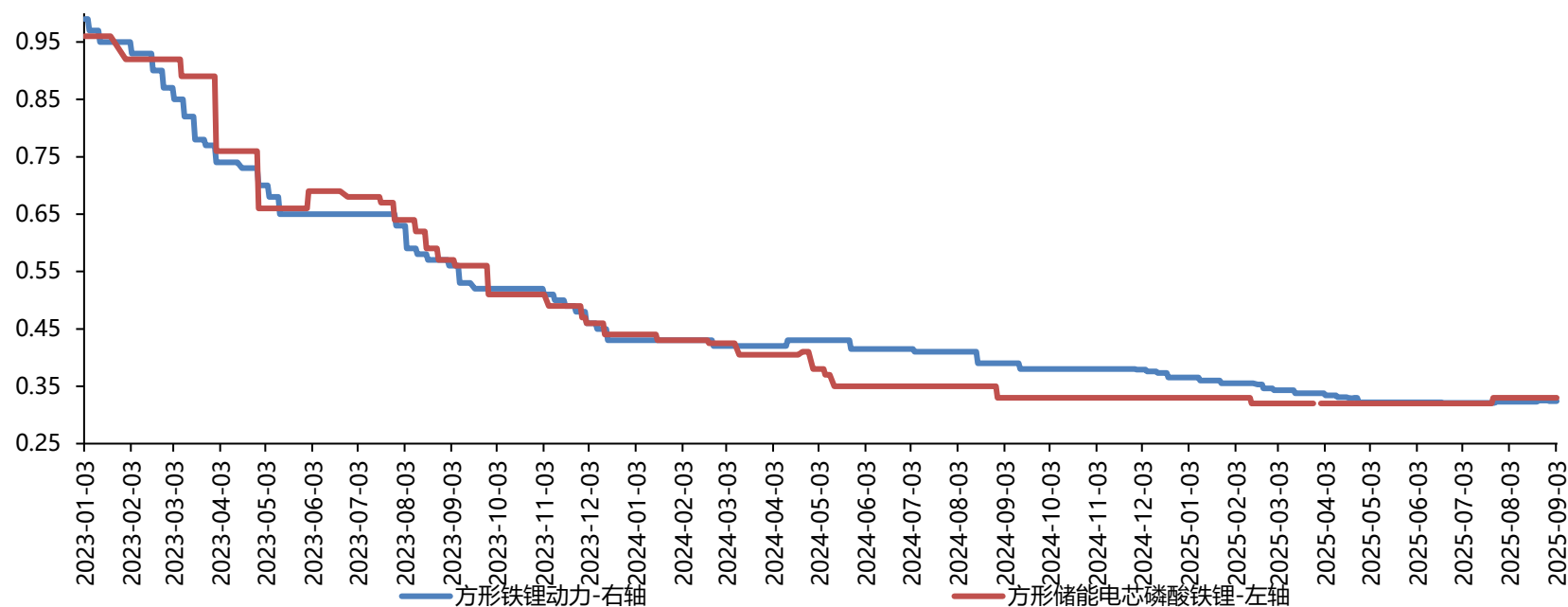
	产能(GWh)		产能利用率(%)	
	2025E	2026E	2025E	2026E
宁德时代	145	300	93%	90%
亿纬锂能	75	130	107%	88%
欣旺达	10	20	100%	50%
中创新航	50	70	96%	100%
海辰新能源	75	102	93%	98%
瑞浦兰钧	50	70	90%	93%
国轩高科	40	55	79%	82%
湖北楚能	100	150	70%	80%
主流产商合计	545	897	90%	89%

全球市场	2023	2024	2025E	2026E
全球储能出货量 (Gwh)	204	329	611	1,002
-储能出货增速(%)	61%	59%	86%	64%
全球储能产能 (Gwh)	300	420	670	1,112
全球储能产能利用率(%)	68%	78%	91%	90%

3 储能电芯价格底部企稳回升，盈利平均提升1-2分/wh

- ◆ **储能电池价格底部抬升：**7月以来，储能电芯磷酸铁锂价格小幅上升，长协由24年底部0.25元/wh提升至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。另外高品质储能电芯和散单报价均高于0.3元/wh。

图：储能电芯价格变化（元/wh）



4 储能大电芯开始放量，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，并且有利于集成厂商降本，预计为主要趋势。
- ◆ 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”电芯采用极简集成方案，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

5 储能电芯成本上涨总体可控，可传导至集成厂商

- ◆ **中性：**碳酸12万、6F15万，铁锂电芯成本0.28，其他材料合理小幅上涨，电芯成本上涨4-5分/wh
- ◆ **乐观：**碳酸15万、6F20万，铁锂电芯成本0.31，其他材料合理小幅上涨，电芯成本上涨6-7分/wh
- ◆ **电池企业与集成厂签订年度合同，基准电芯价格，但原材料涨幅超过一定幅度，可联动。**

图：高端储能电芯成本测算

磷酸铁锂	2025：铁锂					2026：铁锂（中性）					2026：铁锂（乐观）				
	单位用量	单位	单位价格（万）	单位成本（元/wh）	单位成本占比	单位用量	单位	单位价格（万）	单位成本（元/wh）	单位成本占比	单位用量	单位	单位价格（万）	单位成本（元/wh）	单位成本占比
电芯原材料成本															
正极材料	1863	t	3.1	0.05	27%	1826	t	4.5	0.07	31%	1826	t	5.2	0.08	32%
-正极加工费	1863	t	0.5	0.01	4%	1826	t	0.6	0.01	4%	1826	t	0.6	0.01	3%
-磷酸铁	1863	t	1.0	0.02	9%	1826	t	1.1	0.02	8%	1826	t	1.1	0.02	7%
正极导电剂（AB）	29	t	10.00	0.00	1%	29	t	10.00	0.00	1%	29	t	10.00	0.00	1%
正极黏贴剂（PVDF）	37	t	8.00	0.00	1%	36	t	8.00	0.00	1%	36	t	8.00	0.00	1%
分散剂（NMP）	8	t	2.50	0.00	0%	8	t	2.50	0.00	0%	8	t	2.50	0.00	0%
正极集流体（铝箔）	349	t	2.00	0.01	3%	342	t	2.10	0.01	3%	342	t	2.10	0.01	2%
负极活性物质（石墨）	941	t	1.60	0.01	7%	922	t	1.80	0.01	6%	922	t	1.80	0.01	6%
负极粘结剂1（SBR）	39	t	10.00	0.00	2%	38	t	25.00	0.01	4%	38	t	40.00	0.01	5%
负极粘结剂2（CMC）	39	t	4.00	0.00	1%	38	t	8.00	0.00	1%	38	t	12.00	0.00	2%
负极集流体（铜箔）	728	t	8.5	0.05	29%	713	t	8.7	0.05	23%	713	t	8.7	0.05	21%
电解液	1301	t	1.80	0.02	11%	1275	t	3.08	0.03	15%	1275	t	3.68	0.04	16%
隔膜（湿法涂覆）	1752	万m2	0.9	0.01	7%	1717	万m2	1.0	0.02	6%	1717	万m2	1.0	0.02	6%
壳体&辊压膜及其他	1	套	0.0	0.02	10%	1	套	0.0	0.02	9%	1	套	0.0	0.02	8%
电芯材料成本合计(元/wh)	0.19					0.23					0.26				
碳酸锂（正极+电解液含量）	520	t	7.00	0.04	19%	520	t	12.00	0.06	27%	520	t	15.00	0.08	30%
六氟磷酸铁锂	140	t	6.00	0.01	4%	140	t	15.00	0.02	8%	140	t	20.00	0.02	10%
电费	4,000	万kwh	0.40	0.02		4,000	万kwh	0.40	0.02		4,000	万kwh	0.40	0.02	
人工	60	人	10.00	0.01		60	人	10.00	0.01		60	人	10.00	0.01	
折旧(元/wh)	1	亿		0.01		1	亿		0.01		1	亿		0.01	
其他				0.01					0.01					0.01	
电芯材料制造成本合计(元/wh)	0.04					0.04					0.04				
合格率	98.0%					98.0%					98.0%				
产能利用率	100.0%					100.0%					100.0%				
电芯成本合计（元/wh），不含税）	0.238					0.282					0.307				

数据来源：Wind，东吴证券研究所测算，市值截至2025年10月28日

6 电芯涨幅可控，储能电站收益率维持较高水平

- ◆ 甘肃项目，电芯价格0.31元/wh，储能收益率为11%。电芯价格每上涨2分，irr下降1pct。
- ◆ 在电芯成本乐观涨价情况下（碳酸锂15万、6F为20万/吨），储能电芯价格对应3.7-3.8元/wh，IRR预计为5-6%，尚具备投资价值。若电芯价格进一步上涨，则将影响储能需求。

图：高端储能电芯成本测算

11.07%	270	280	290	300	310	320	330
0.26	9.8%	10.7%	11.5%	12.4%	13.2%	14.0%	14.9%
0.27	9.1%	9.9%	10.8%	11.6%	12.4%	13.2%	14.0%
0.28	8.4%	9.2%	10.0%	10.9%	11.7%	12.5%	13.3%
0.29	7.7%	8.5%	9.3%	10.1%	10.9%	11.7%	12.5%
0.3	7.1%	7.9%	8.7%	9.4%	10.2%	11.0%	11.8%
0.31	6.4%	7.2%	8.0%	8.8%	9.6%	10.3%	11.1%
0.32	5.8%	6.6%	7.4%	8.1%	8.9%	9.6%	10.4%
0.33	5.2%	6.0%	6.8%	7.5%	8.3%	9.0%	9.7%
0.34	4.7%	5.4%	6.2%	6.9%	7.7%	8.4%	9.1%
0.35	4.1%	4.9%	5.6%	6.4%	7.1%	7.8%	8.5%
0.36	3.6%	4.4%	5.1%	5.8%	6.5%	7.2%	7.9%
0.37	3.1%	3.8%	4.6%	5.3%	6.0%	6.7%	7.4%
0.38	2.6%	3.3%	4.1%	4.8%	5.5%	6.2%	6.8%
0.39	2.1%	2.9%	3.6%	4.3%	5.0%	5.6%	6.3%
0.4	1.7%	2.4%	3.1%	3.8%	4.5%	5.1%	5.8%

7 龙头全面受益，二线厂商底部盈利有所改善

- ◆ **龙头储能全面受益。**产能加速释放，份额再提升；其次，电池运行稳定，循环寿命、首效等优势凸显，年利用天数超330天，高于其他厂商25%，对应irr可高8-10pct，将受益于国内独立储能高增，份额将显著提升；第三，龙头企业上游资源和中游材料自供比例高，可一定程度对冲涨价影响。
- ◆ **二线厂商底部盈利有所改善。**24年价格触底，25年底部价格有所抬升，对应盈利有所改善。

表：核心标的盈利弹性测算

2025年				储能			合计			
25H2储能盈利上行1分	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	储能利润占比(%)
宁德时代	500	0.094	470	150	0.092	138	650	0.09	698	20%
亿纬锂能	50	0.03	15	80	0.015	12	130	0.02	45	27%
欣旺达	28	-0.02	-2.2	12	-0.04	-1.92	40	-0.01	20.8	-9%
中创新航	70	0.023	10.5	45	0.011	3.22	115	0.01	13.7	24%
瑞浦兰钧	30	0.016	4.8	45	-0.011	-4.95	75	0	-0.2	3300%

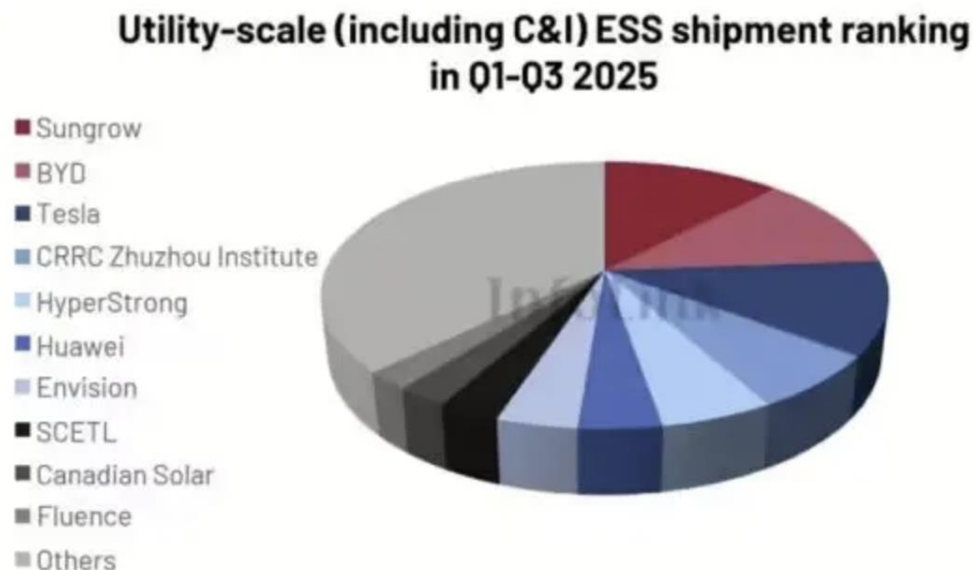
2026年				储能			合计			
储能价格不再上行	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	储能利润占比(%)
宁德时代	590	0.094	554.6	260	0.095	247	850	0.09	922	27%
亿纬锂能	70	0.032	22.4	130	0.022	28.6	200	0.03	78	37%
欣旺达	45	0.01	1.8	20	-0.02	-1.6	65	0	29	-6%
中创新航	110	0.025	17.9	70	0.018	8.19	180	0.01	26.1	31%
瑞浦兰钧	35	0.01	3.5	65	0.005	3.25	100	0.07	6.8	48%

2026年				储能			合计			
储能盈利再上涨1分	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	出货量 (GWh)	单位盈利(元/Wh)	利润(亿)	储能利润占比(%)
宁德时代	590	0.094	554.6	260	0.105	273	850	0.1	947.6	3%
亿纬锂能	70	0.03	21	130	0.032	41.6	200	0.03	89.6	15%
欣旺达	38	0.01	1.5	20	-0.01	-0.8	58	0	29.5	2%
中创新航	110	0.025	17.9	70	0.028	12.74	180	0.17	30.6	17%
瑞浦兰钧	35	0.01	3.5	65	0.015	9.75	100	0.13	13.3	96%

1 海外特斯拉与阳光双龙头，国内海博份额提升

- ◆ **全球：阳光电源、特斯拉、比亚迪领先。**2025年前三季度，该领域出货量达252.5GWh，**但前五名供应商（CR5）的市场份额环比下滑至47.3%**，反映出头部企业在公用事业级储能赛道的竞争日趋激烈。这一细分市场的前五名依次为：阳光电源、比亚迪、特斯拉、中车株洲所、海博思创，其中比亚迪在第三季度实现对特斯拉的反超，跃居第二名，且其大项目储备多，26年比亚迪增长潜力大。
- ◆ **国内：中车、海博规模领先。**25H1国内储能系统出货量Top10企业，依次为中车株洲所、海博思创、远景能源、阳光电源、中电装储能-电工时代、新源智储、融和元储、许继、金风零碳和中天储能。

图：25年1-3Q全球大型储能系统集成商格局（出货端）



图：25H1国内大储集成商竞争格局（出货端）

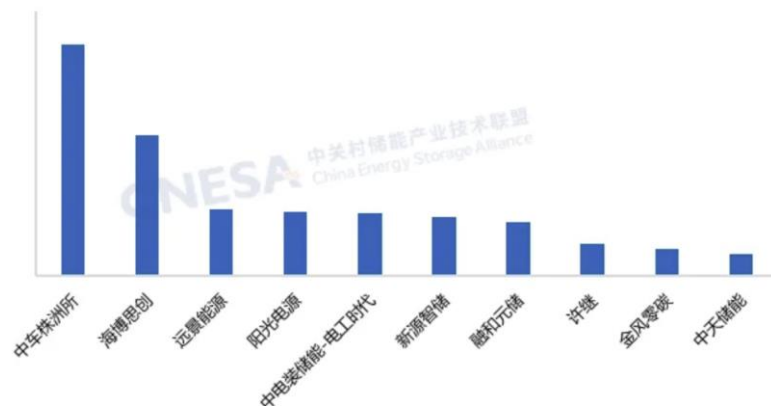
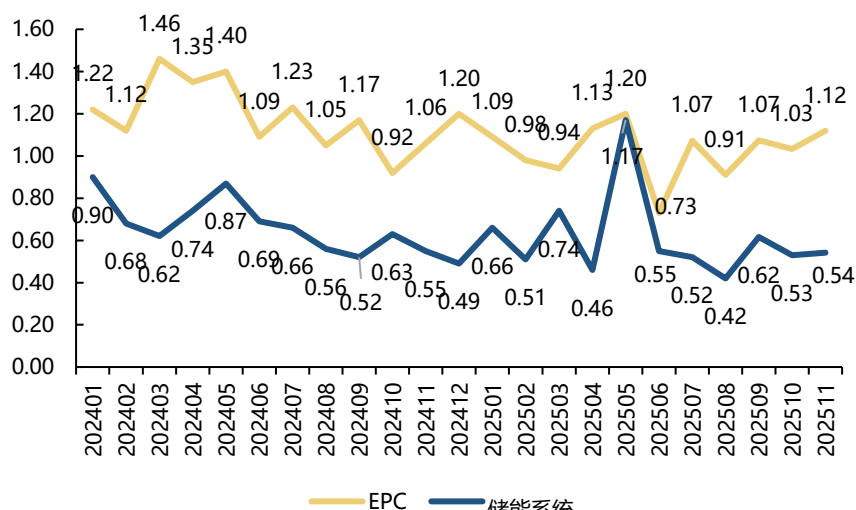


图5：2025.H1中国储能系统集成商国内市场出货量Top10（单位：GWh）

2 系统集成商价格与盈利基本企稳，大电芯集成降本显著

- ◆ **国内储能系统、epc中标均价企稳回升。**2025年11月中标均价抬升至1.12元/Wh，较年初+14%，较8月+53%；系统价格0.5-0.6元/wh。对应国内系统单wh利润0-0.03元/wh。
- ◆ **海外价格分化，价格调整到位，美国稳定，欧洲有小幅下降空间。**美国4h大储系统价格基本稳定再0.1美元/wh，较国内高0.2-0.3元/wh，基本稳定。欧洲价格接近美国，但中国厂商密集进入，26年价格或小幅走低。新兴市场价格分化，其中中东价格略高国内0.6-0.7元/wh，澳大利亚价格接近美国，其余市场处于中等水平，价格基本稳定。海外单wh利润0.1-0.3元/wh。
- ◆ **系统集成顺价存在滞后性，但龙头向上游议价能力高于小厂。**系统集成已中标即确定价格，国内交付周期短，海外交付周期较长，中间原材料波动对已签订项目盈利有影响。但新签项目价格调涨速度较快。
- ◆ **大电芯对应系统集成降本显著：**大电芯集成端降本10-15%，对应可下降0.05元/wh，龙头厂商优势突出。

图表：国内储能系统及储能EPC价格走势（元/Wh）



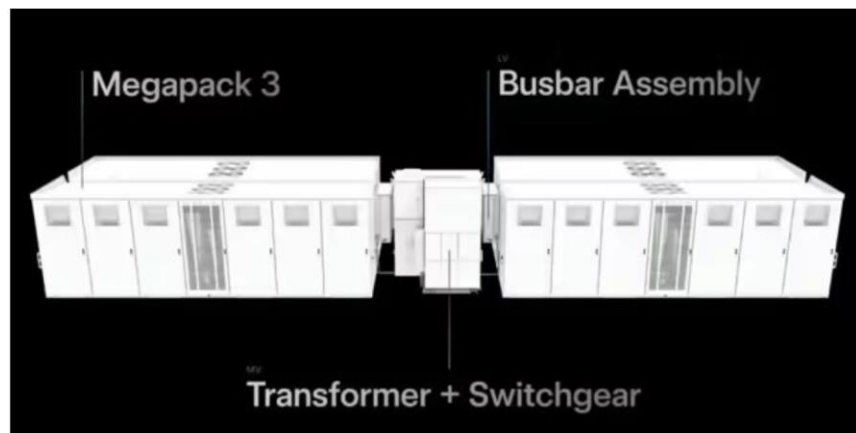
图：美国储能系统价格



3 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。

4 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	2025年出货量 GWh	26年出货量 GWh	电芯主供	其余供应商
阳光电源	40-50	70-90	中创新航 (60%)	欣旺达、 瑞浦、宁 德
特斯拉	40-50	70-80	宁德 (100%)	自制、LG
海博思创	25	60-70	宁德 (60%)、 亿纬	
中车	35-40	60	湖北楚能	
阿特斯	8	15	宁德、亿 纬	
Fluence	8	12	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

5 储能系统盈利弹性大，首推阳光和海博

- ◆ 趋势上看，国内储能系统盈利水平有小幅提升空间，主要受益独立储能爆发+金租模式，整体盈利水平大幅好于此前集采模式，单wh利润有望提升0.5-1分/wh。
- ◆ 海外储能系统盈利水平，或小幅下降。一是价格小幅下跌，而是美国关税提升有所影响，但基本平稳。
- ◆ 系统集成商利润弹性明显，阳光、海博、阿特斯（美国租赁费补上股权比例降低）均受益。

图：2026年主要储能系统集成商弹性测算

2025年				海外			合计		
	出货量 GWh	国内 单位盈利 元/wh	利润 亿	出货量 GWh	单位盈利 元/wh	利润 亿	出货量 GWh	单位盈利 元/wh	利润 亿
阳光电源	8	0.01	0.8	34	0.31	105.4	42	0.25	146.2
海博思创	22	0.035	7.7	1	0.15	1.5	23	0.04	9.2
非美地区				美国			合计		
阿特斯	5	0.18	9	3	0.25	7.5	8	0.21	15
2026年				海外			合计		
	出货量 GWh	国内 单位盈利 元/wh	利润 亿	出货量 GWh	单位盈利 元/wh	利润 亿	出货量 GWh	单位盈利 元/wh	利润 亿
阳光电源	15	0.02	3	50	0.28	140	65	0.22	193
海博思创	38	0.04	15.2	4	0.15	6	42	0.05	21.2
非美地区				美国			合计		
阿特斯	11	0.15	16.5	5	0.25	11.125	16	0.17	25.6

数据来源：公司公告，东吴证券研究所测算

PART 2 用户侧储能：户储平稳，工商储增速亮眼

一、户储：欧洲底部企稳，新兴市场

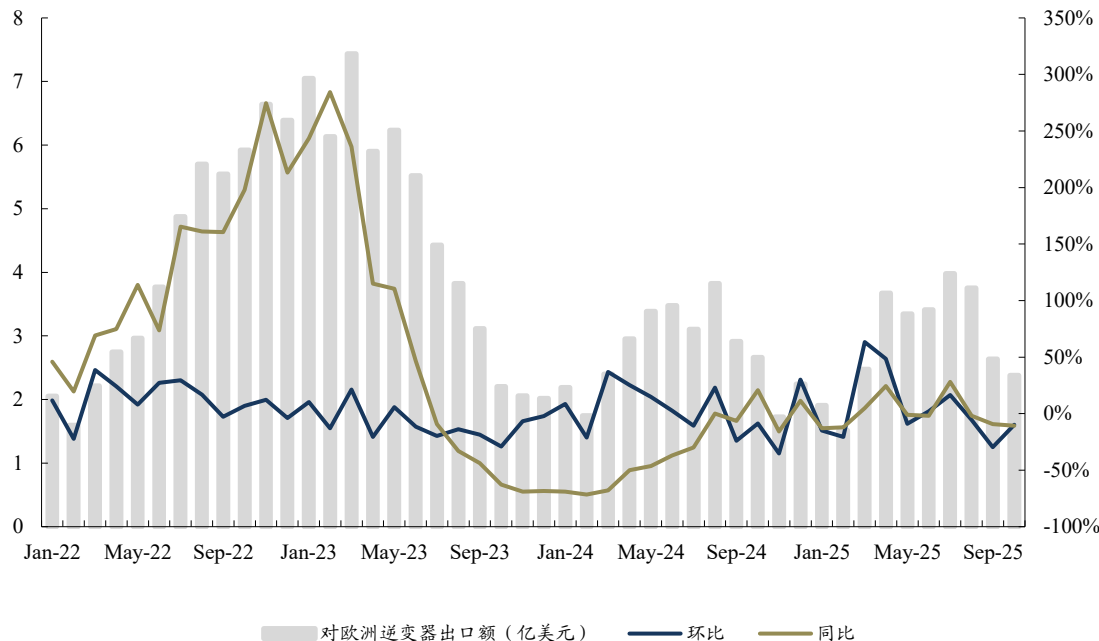
1 欧洲：去库完毕，25年需求逐步复苏

- ◆ 欧洲户储库存去化完毕，25年户储需求开始逐步复苏。欧洲24Q4库存去化基本完成，24全年户储装机8-9gwh，同比下滑30%在。2025年1-10月欧洲逆变器出口额约29.06亿美元，同比+1%。**25年3月起出口额有所回升，欧洲户储出货需求开始逐步复苏。**政策角度看，虽意大利退坡，但德国、英国、奥地利仍有增值税减免政策，同时户用光伏与储能价格较高点下跌30%+，即使考虑欧洲居民电价回落至21年水平，户储依然具备经济性。

图表：欧洲主要国家光伏政策

国家	执行时间	内容
德国	2023.1	免除增值税（VAT，19%），简化了增值税免税流程
意大利	2020.7	超级补贴政策，23年从110%退坡至90%，2024年退坡至70%，2025年至65%，2026年取消
英国	2024.2	取消安装储能电池20%增值税（此前仅局限于与太阳能同时安装的）
奥地利	2024.1	对于个人光伏系统免增值税，政策有效期2年
西班牙	2023中旬	计划将2030年太阳能光伏装机目标从37GW提高到76GW以上

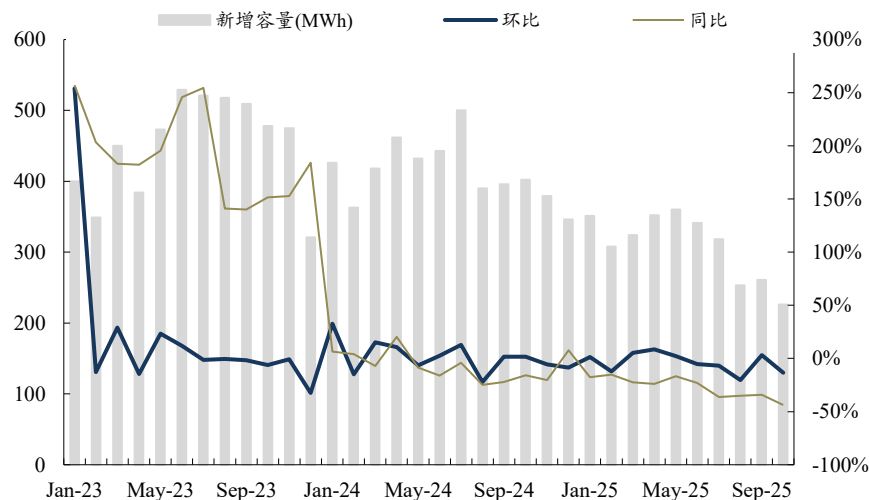
图表：对欧洲逆变器月度出口



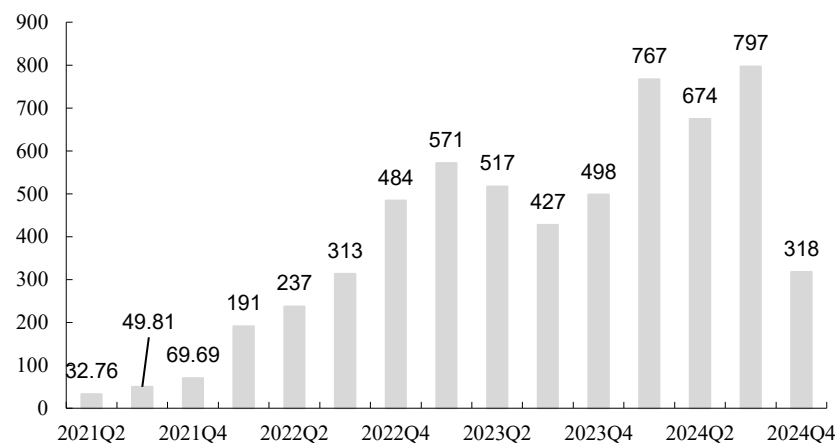
2 德国意大利预计25年户储需求有所放缓，26年逐步企稳

- ◆ **德国户储24年同比下滑8%。**24年德国户储装机5gwh，同比-8%。25年1-11月德国户储装机3.3gwh，同比-28%，我们预计25年装机仍略有下滑，26年或逐步企稳。
- ◆ **意大利补贴退坡，户储存量装机增长，但新增需求有限。**意大利Superbonus补贴戛然而止，在补贴退坡影响下，意大利户储需求逐步回落，意大利24年户储装机下滑至2.6GW左右，我们预计25年装机增长有所放缓。

图表：德国户储月度装机量 (MWh)



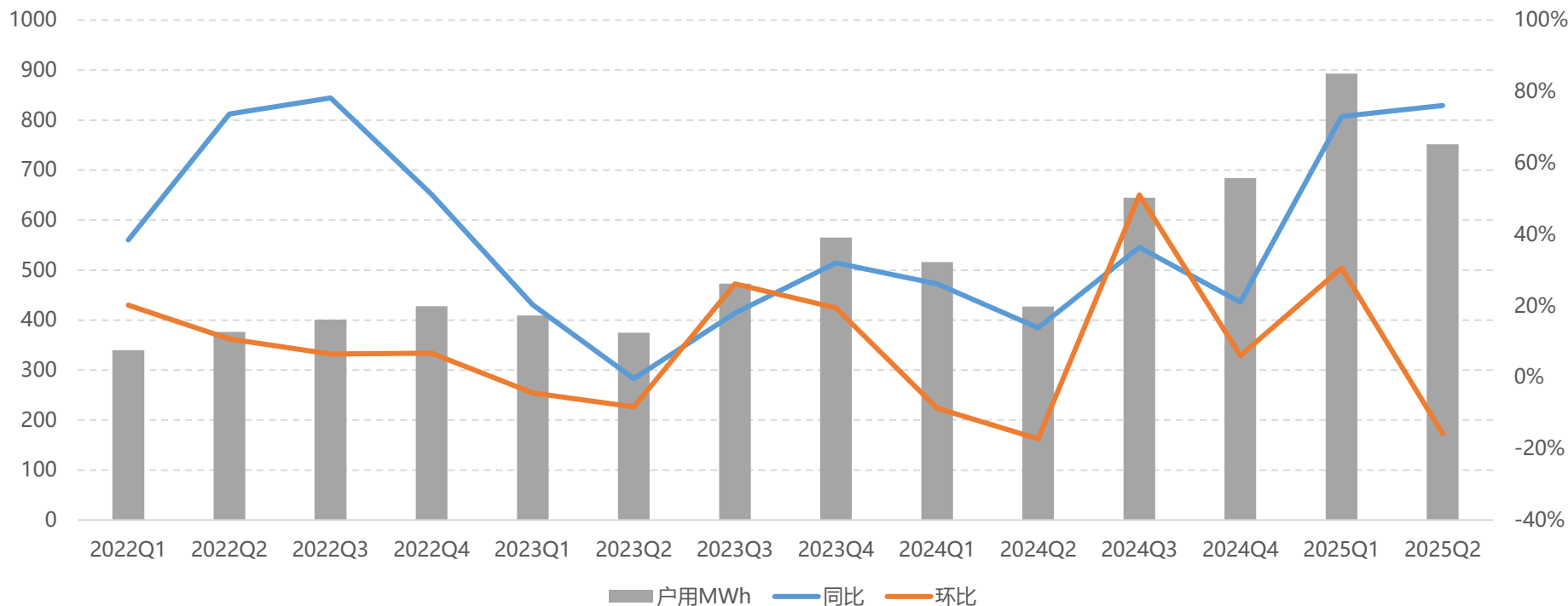
图表：意大利户储装机 (MW)



3 美国：受户储补贴取消影响25年户储抢装，26年需求或将下滑

- ◆ **25年抢装美国户储高增，26年或有所回落。**美国BBB法案将户储ITC补贴于法案生效180天后结束，25年美国户储有所抢装，25H1美国户储实现装机1.6gwh，同比+74%，25年我们预计美国户储装机3-4gwh，同增60%+，26年美国户储或有一定回落。

图表：美国季度户储容量 (MWh)



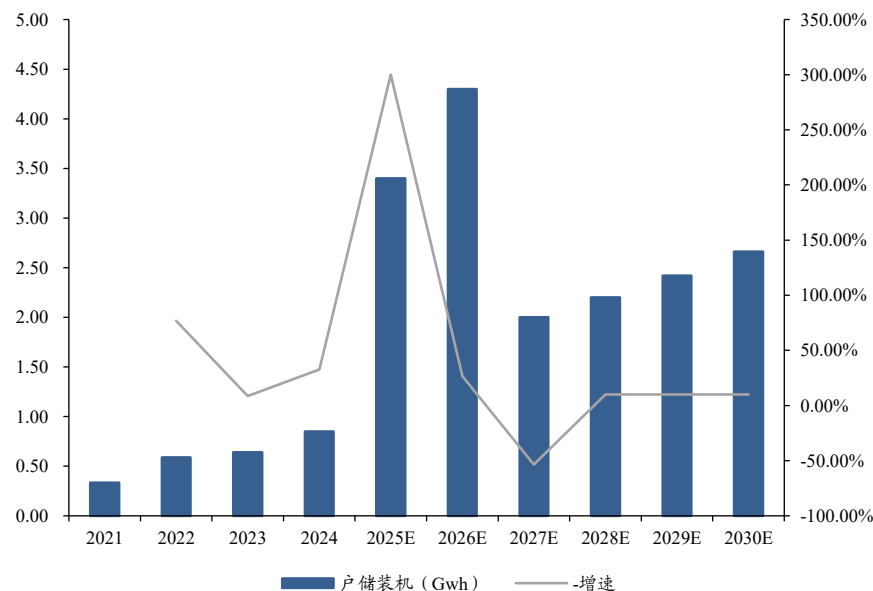
1 澳大利亚：电价上涨+政策补贴助力25/26年户储高速增长

- ◆ 澳大利亚大幅提高多地基准电价，同时叠加政策补贴，澳洲25/26年户储有望高速增长。澳大利亚能源监管机构自2025年7月1日起上调南澳州、新州和昆州东南部的基准电价，同比涨幅从0.9%到9.7%不等。同时澳洲推出23亿澳元“更便宜家用电池计划”补贴户储，2025年补贴预计可达372澳元/kwh，降低约30%储能装机成本，我们按照单月2万台出货，单台20kwh测算，全年澳洲户储预计装机可达3GWh+，预计消耗近9亿澳元补贴资金，按照26年单台20kwh，补贴332澳元/KWh，我们测算剩余补贴资金还可补贴约20万台，我们预计26年澳洲户储装机可达4-5GWh，持续高增长，但27年或将无补贴资金，澳洲户储装机或有所下滑。

图表：澳大利亚户储补贴情况

年份	补贴系数 (STC个数)	补贴金额 澳元/KWH (考虑STC单 个约40澳元 /kwh)
2025	9.3	372
2026	8.4	332
2027	7.4	296
2028	6.5	260
2029	5.6	224
2030	4.7	188

图表：澳大利亚户储新增装机 (GWh)



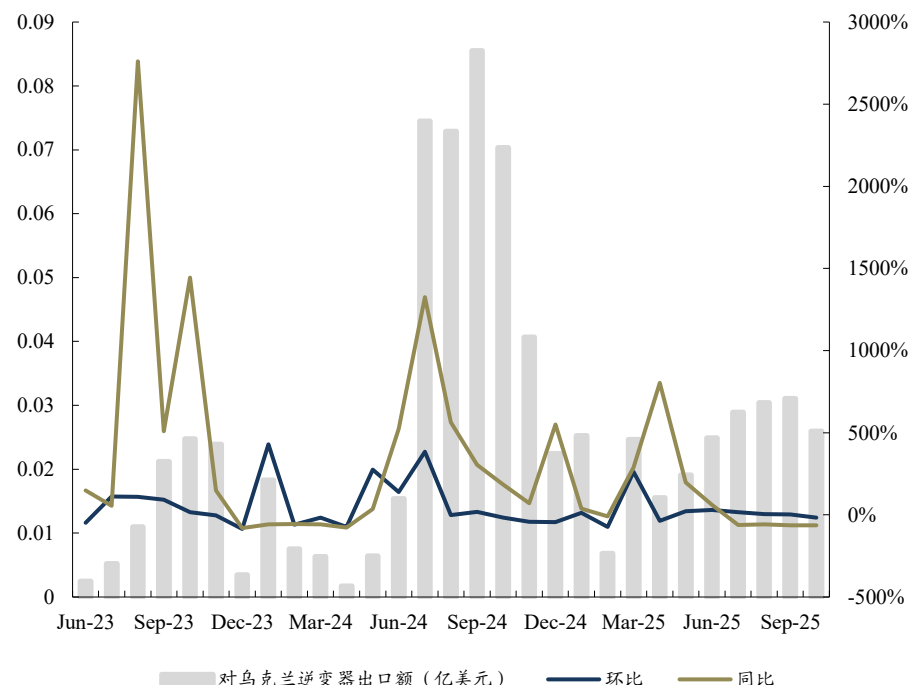
2 乌克兰：25Q4需求爆发，26年有望延续增长

◆ **战火下电力设施受损严重，发电能力大幅下降，25年Q4遭受大规模停电，叠加冬季供暖需求提升，户储需求再次爆发。**乌克兰发电能力在2023年冬季能源需求高峰时达到18GW，现在其中一半已不复存在，其中80%的火电和30%的水电被摧毁，24年6月乌克兰相继推出零利率贷款以及免进口税等措施推动可再生能源发展，24年7月起我国对乌克兰逆变器出口大幅增长，24Q4需求集中爆发。同时2025年Q4乌克兰遭俄军突袭，首都基辅超50万用户断电，此外基辅州、哈尔科夫州等区域部分用户断电，叠加冬季供暖需求提升，户储需求再次爆发。

表：乌克兰相关政策支持

时间	内容
2024.5	乌克兰政府决定商业用电从6月1日起大幅涨价，另外政府会议将讨论一项家庭用电涨价提案，将影响乌克兰超过49.6%的家庭。
2024.6	乌克兰官方推出贷款援助，针对户用光伏或户用电安装需求，用户可以获得最高月480000格里夫纳（约11650美元）的0利率贷款期限5年。
2024.7	乌克兰议会已经通过两项关键性法律，明确免除了对进口发电机、风电、光伏设备以及蓄电池等关键能源设备的关税和增值税。这一决策旨在加速这些设备的引进，以缓解当前的能源供应紧张局面。
2024.7	乌克兰政府已经设立了超过5.51亿欧元的专项基金，专门用于支持能源行业的运营和维护工作，确保能源供应的稳定性和可持续性。

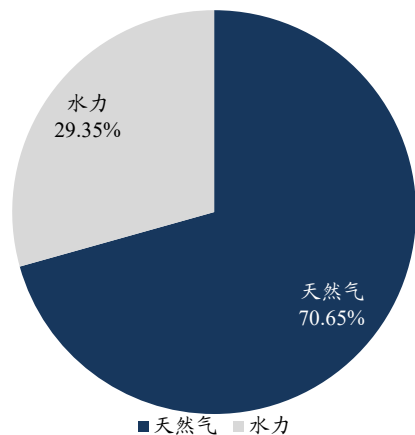
图：对乌克兰逆变器出口金额（左轴：亿美元，右轴：%）



3 尼日利亚：电力供需紧张催生光储需求

◆ **电力供需紧张催生光储需求高增，有望成为下一个爆发市场。**尼日利亚以天然气及水电发电为主，但其发电设施老旧，由于政府及发电公司债务问题存在天然气供应不足，电价持续上涨，其全国近97%企业自备发电机，约54%家庭通电，电力供应严重不足。截至2024年12月20日，其电网系统在2024年已崩溃约12次，因此政府不断出台政策支持光储发展，光储需求不断提升，截至2025年10月，我国对尼日利亚逆变器出口额达1.2亿美元，同增29%，需求持续高增长。

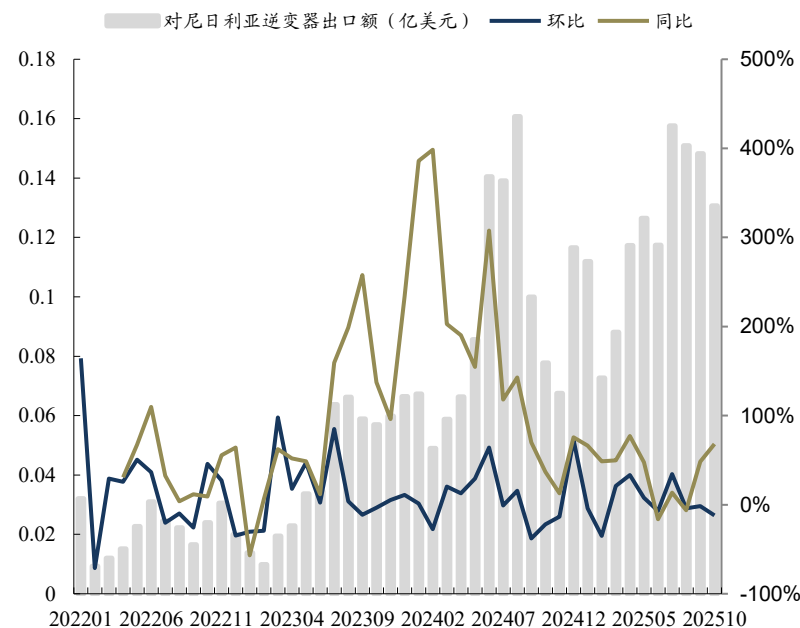
表：2024/2025年尼日利亚发电结构



图：尼日利亚新能源规划

目标	规划
短期	到2024年新增光伏装机1.6GW
中期	到2030年总装机达30GW，30%来自于可再生能源
长期	到2050年，总装机达250GW，90%来自于可再生能源

图：对尼日利亚逆变器出货情况



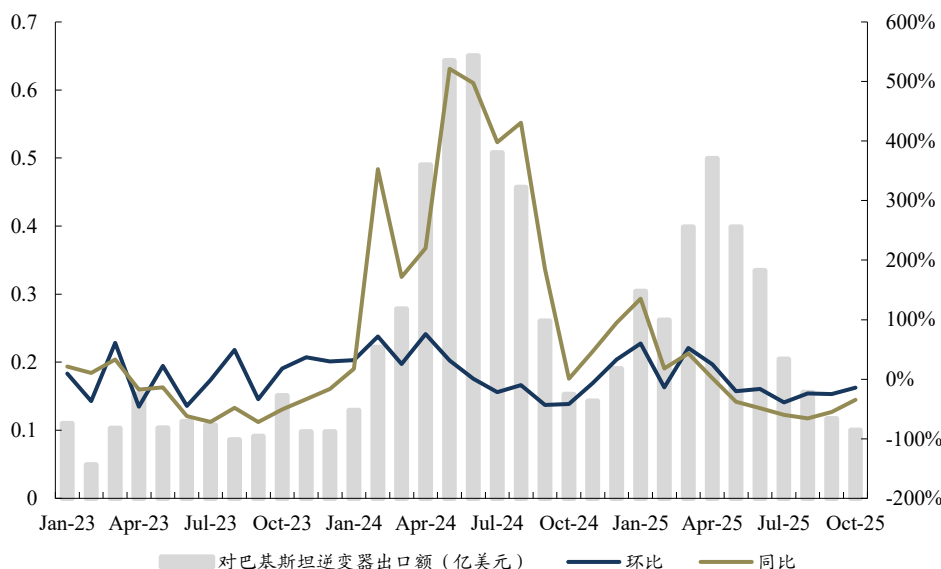
4 巴基斯坦：25年需求回落逐步稳定，26年预计保持稳健

◆ **25年H2巴基斯坦户储需求逐步回落至平稳水平，26年预计保持稳健。**巴基斯坦24年持续上调居民电价至1.8元/kwh，拉动需求高速增长，24年对巴出口逆变器4.12亿美元，同增227%。24年9月巴基斯坦政府目标电价降费20%，考虑居民电价降20%至1.5/kwh左右，光储系统成本约5.1元/W，考虑40%发电自用，上网电价约0.29元/Kwh，我们测算IRR仍可达30%+，3-4年可收回投资成本。25年4月，巴基斯坦居民电价下调7.41卢比/度。我们预计巴基斯坦25年户储装机1.5-2.0gwh。我们测算巴基斯坦户储空间约20gwh，可支撑25年继续高增。

图：户储经济性测算（横轴：居民电价元/kwh；纵轴：光储系统成本元/w）

	2	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3
6.50	31.13%	28.92%	26.74%	24.59%	22.48%	20.39%	18.34%	16.31%
6.30	32.85%	30.55%	28.28%	26.04%	23.83%	21.66%	19.52%	17.41%
6.10	34.70%	32.30%	29.93%	27.59%	25.29%	23.02%	20.79%	18.59%
5.90	36.69%	34.19%	31.72%	29.28%	26.87%	24.49%	22.16%	19.86%
5.70	38.84%	36.23%	33.65%	31.10%	28.57%	26.09%	23.64%	21.24%
5.50	41.17%	38.44%	35.74%	33.07%	30.43%	27.82%	25.26%	22.74%
5.30	43.69%	40.84%	38.01%	35.21%	32.44%	29.71%	27.02%	24.37%
5.10	46.43%	43.45%	40.49%	37.55%	34.64%	31.77%	28.94%	26.15%
4.90	49.41%	46.29%	43.18%	40.10%	37.05%	34.03%	31.05%	28.11%

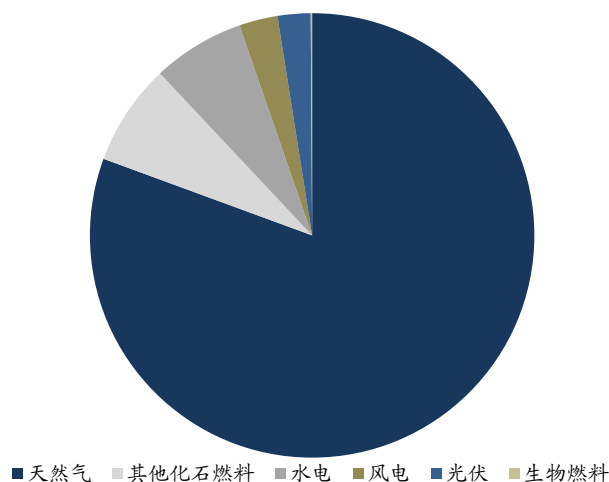
图：对巴基斯坦逆变器出口金额（左轴：亿美元，右轴：%）



5 埃及：政府能源转型支持光储需求增长

- ◆ **发电结构单一，政策推动能源转型，居民电价上涨催生光储需求提升。**同巴基斯坦类似，发电结构较为单一，以天然气为主，政策也在规划推动能源转型，计划2035年可再生能源装机达32GW（20GW光伏+12GW风电），2040年可再生能源占比达40%。同时埃及夏季高温影响下电力供应紧缺，从而通过大规模滚动停电方式减少电力负荷。此外埃及居民电价也在不断上涨，进一步推动光储需求。

表：2024年埃及发电结构



表：埃及居民电价

用电范围（千瓦时）	2008-2016年平均电价（EGP/kWh）	2024年电价调整后（EGP/kWh）
0-50	11.00	0.58-0.83
51-100	16.75	0.58-0.83
101-200	-	0.58-0.83
201-350	16.00	1.25-1.65
351-650	24.00	1.25-1.65
651-1000	-	1.25-1.65
超过1000	48.00	1.25-1.65

图：埃及可再生能源规划

目标	规划
短期	2024年计划装机规模实现1.9GW，目前可再生能源发电装机容量仅占总容量的11.2%
长期	2040年的可再生能源目标为40%

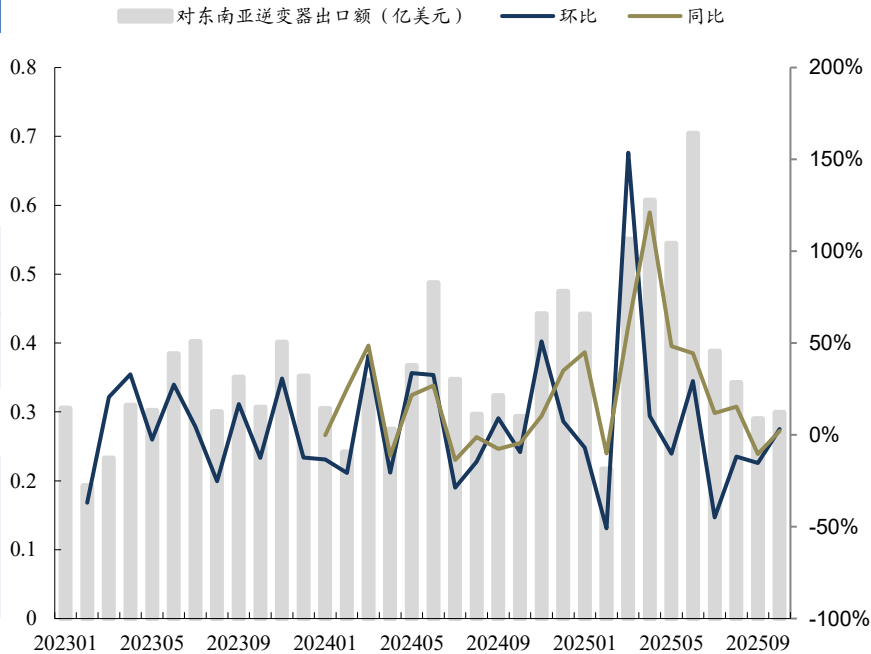
6 东南亚：电网薄弱+电价上涨提升光储需求

◆ 东南亚各国居民电价不断上涨叠加政策鼓励推动光储需求提升。东南亚各国本身电网较为薄弱，电力供需失衡下，2024年东南亚多个国家电价上涨，同时，各国纷纷出台政策鼓励光储发展，2024年中国对东南亚逆变器出货额约4.2亿美元，同增9%。25年1-10月出口额达到4.4亿美元，同增34%。我们认为光储平价下，东南亚是重要的分布式新兴市场，光储需求可持续高速增长。

表：东南亚电价梳理

国家	电价变化
马来西亚	马来西亚政府通过ICPT机制调整电价。2024H1用电量超过1,500度的家庭用户的ICPT附加费用为每度10仙。中小企业等非家庭低压用户，可享每度3.7仙的ICPT附加费，但中高压工商业用户须缴交每度17仙的附加费用；根据马来西亚能源委员会公布，2025年7月1日起基础电价由0.3995令吉/kWh上调至0.454令吉/kWh，涨幅约14%。
越南	越南电力集团2024年10月11日调整平均零售电价：平均零售电价为2,103.1159越南盾/千瓦时（不含增值税），此次调整相当于比当前平均零售电价上涨4.8%；2025年5月10日起，不含增值税电费均价由2103.11越南盾/千瓦时上涨至2204.0655越南盾/千瓦时，涨幅达4.8%。
泰国	泰国能源管理委员会（ERC）取得内阁同意后，上涨2024年1月-4月电价为每度4.18泰铢
菲律宾	马尼拉电力公司（Meralco）宣布，2024年7月份其特许经营区域的电价每千瓦时上涨2.1496菲律宾比索，使本月每千瓦时电价从6月份的9.4516菲律宾比索上涨至11.6012菲律宾比索；由于输电成本上涨，24年9月整体电价每千瓦时上涨0.1543比索
缅甸	缅甸电力部宣布从2024年9月1日起调整电价，家庭用电从125缅元上涨到300缅元（200度以上）。而商业用电从180缅元上涨到500缅元（20001度以上）

图：东南亚逆变器出口数据



1 全球：25年全球户储需求回暖，增长分化

- ◆ 我们预计25年全球户储装机24gwh，同比+27%：预计24年新兴市场户储爆发对冲欧洲下滑，全年装机18.7gwh，同比增加7%；25年预计装机增长27%，有望达23.7gwh，其中欧洲市场9.3gwh，占比39.14%；2026-2030年预计维持10%以上的增长速度。

图表：全球户储需求预测

全球市场	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (Gw)	10.4	10.7	13.4	14.6	15.8	18.6	21.3	23.9
合计当年新增储能 (Gwh)	17.55	18.71	23.74	26.39	29.09	34.76	40.16	45.60
-增速	105%	7%	27%	11%	10%	19%	16%	14%
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
-占比	9.06%	12.21%	15.81%	7.79%	8.16%	7.88%	7.85%	7.96%
2) 中国市场								
新增储能 (Gw)	0.16	0.17	0.34	0.69	1.07	1.48	1.91	2.38
新增储能 (Gwh)	0.3	0.3	0.7	1.4	2.1	3.0	3.8	4.8
-占比	1.82%	1.82%	2.89%	5.25%	7.35%	8.49%	9.52%	10.44%
3) 欧洲市场								
新增储能 (Gw)	6.85	5.60	4.74	4.98	5.81	6.75	7.81	9.00
新增储能 (Gwh)	12.1	10.4	9.3	10.0	11.6	13.5	15.6	18.0
-占比	68.69%	55.68%	39.14%	37.78%	39.91%	38.82%	38.89%	39.47%
4) 澳洲市场								
新增储能 (Gwh)	0.64	0.85	3.40	4.30	2.00	2.20	2.42	2.66
-增速		32.81%	300.00%	26.47%	-53.49%	10.00%	10.00%	10.00%
-占比		4.84%	18.17%	18.12%	7.58%	7.56%	6.96%	6.63%
4) 其他市场								
新增储能 (Gwh)	2.9	4.8	6.6	8.7	11.0	13.4	15.1	16.5
-增速	73%	64%	37%	31%	26%	22%	13%	9%
-占比	16.78%	25.75%	27.84%	32.89%	37.70%	38.48%	37.71%	36.29%

二、海外工商储起量爆发，项目数量高速增长

1 欧洲：各国加大政策补贴支持工商储发展

◆ 欧洲各家政策加码支持工商储发展。2024-2025年，欧洲各国连发数项新政，免税、补贴、价格机制与流程简化并举，为工商储能打开政策支持窗口。

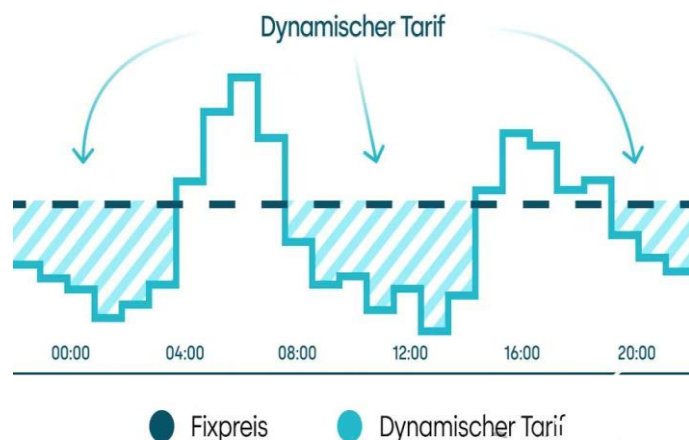
图表：欧洲各国工商储政策

国家	时间	政策	主要内容
英国	2024年2月	储能电池免税新政	自2024年2月起取消储能系统20%的增值税，此前仅适用于与光伏配套的电池，新政单独覆盖储能系统，大幅降低安装成本
	2024年12月	新国家规划政策框架 (NPPF)	2024年12月英国修订了国家规划政策框架 (NPPF)，政府对国家规划政策框架进行了修订，简化光伏发电和储能项目的审批流程，降低项目开发成本。
	2025年3月	长时储能“上限-下限”价格机制	3月11日，英国能源监管机构Ofgem公布长时储能“上限-下限”价格机制，该机制专门针对8小时及以上储能项目，通过为开发商提供收入保障，降低投资风险，推动长时储能技术的发展。
意大利	2024年12月	中小企业能源补贴计划	意大利政府2024年12月推出3.2亿欧元中小企业能源补贴计划，其中30%(约9600万欧元)定向用于储能项目，支持中小企业投资光伏、风电及配套储能系统。
希腊	2025年1月	企业储能计划	2025年1月开始实行“企业储能计划”，总预算1.53亿欧元，其中1亿欧元定向支持小微企业储能项目，5370万欧元用于中大型企业储能建设
荷兰	2025H1	能源投资减税 (EIA) 政策新规	企业投资符合能效标准的储能设备可享受40%的投资成本税前扣除。2025年起，荷兰将实施新规取消光伏系统必须接入小型电网的限制，扩大储能项目适用范围。但同步规定未接入电网的光伏项目不再享受环境投资减免 (EIA) 优惠，强制要求储能系统必须与电网协同运一
立陶宛	2025年	公司和能源社区补贴计划	立陶宛于2025年实施了一项新的1800万欧元资本支出计划，该计划为公司和能源社区提供30%的补贴，用于储能项目。预计到2026年4月，该计划将交付超过110兆瓦时的新C&I储能项目。
波兰	2025年3月	储能补贴方案	波兰于3月7日公布储能补贴方案，总预算达40亿兹罗提（36亿直接赠款，4亿融资贷款），对新建或扩建不低于2MW/4MWh的中高压并网储能项目，提供最高45%的补贴，中、小型企业分别提升至55%和65%
斯洛伐克	2025年	企业补贴计划	斯洛伐克将启动补贴计划，为太阳能和储能装置的企业提供资本支出补贴，每套装置最高可达5000欧元。
捷克	2025H1	工商业光储补贴追加	工业和贸易部向工商业太阳能与储能补贴计划追加10亿捷克克朗(总预算30亿)，企业可享光伏最高30%、储能最高50%的安装费用补贴。
德国	2025年1月	通过《太阳能峰值法案》	负电价时段暂停新建光伏(>2 kW)的EEG上网补贴；允许储能“两充两放”
	2025年3月	设立基础设施特别基金	设立5000亿欧元基础设施特别基金，其中，1000亿欧元注入气候与转型基金 (KTF)
法国	2025年	屋顶光伏上网电价政策	正式取消9kW以下光伏的上网电价补贴以鼓励业主增加自发自用比例
西班牙	2025年3月	储能补贴计划	3月17日，欧盟委员会批准西班牙7亿欧元储能补贴计划，补贴范围涵盖独立储能、可再生能源配套储能及热力发电厂储能项目，补贴比例最高可达项目总成本的85%

1 欧洲：各国实行动态电价政策，加大储能盈利空间

- ◆ **动态电价扩大套利空间催生工商储发展。**随着智能电表在欧洲各国逐步普及，欧洲除了固定电价合同外，开始逐步给用户提供动态电价合同，**动态电价按日前市场每小时电价进行动态结算**，电费包含固定月度费用+日前动态电费+其他附加费用。德国25年1月起就要求所有售电公司给客户动态电价，此前售电公司与工商业及居民用户主要签订1-2年固定电价协议。动态电价锚定日前电价，日前电价为D-1日获取第二日动态电价，随新能源装机发展，日内电价波动加大，正午高峰期甚至出现负电价，进行动态电价催生工商业及居民用户套利需求，催生工商储发展。

图表：德国动态电价



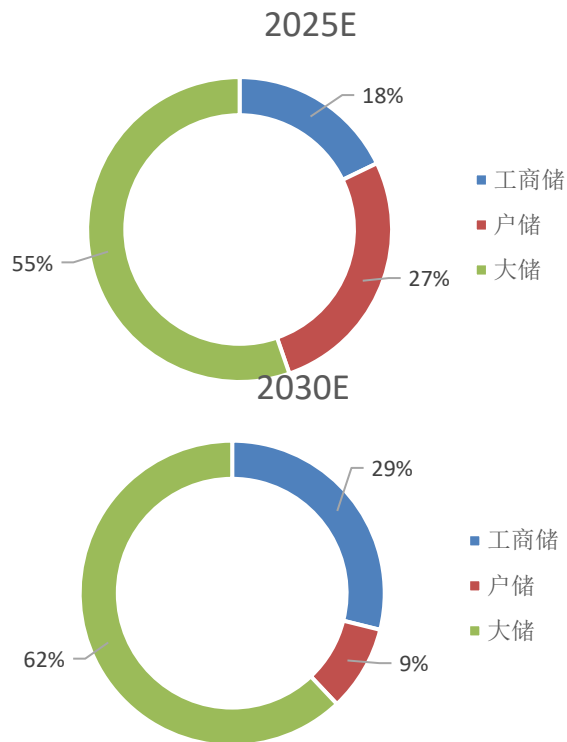
图表：欧洲部分国家动态电价政策

国家	时间	范围	内容	补充
希腊	2025年2月	约150万户使用模拟电表的家庭，旨在利用光伏发电高峰期的低价红利	双区电价：将传统单一夜间低价时段拆分为两个低价时段：冬季（11月-3月）：正午（12:00-15:00）和午夜（02:00-05:00） 夏季（4月-10月）：正午（11:00-15:00）和午夜（02:00-04:00）	2025年7月热浪期间，批发电价单日飙升45%至115.12欧元/兆瓦时，晚间峰值达213.53欧元/兆瓦时，主因天然气发电占比升至45.3%且夜间可再生能源短缺。
德国	2025年1月	重点面向年用电量超6000千瓦时的家庭及灵活调负荷用户	依托智能电表实时定价。用户可在负电价时段通过储能或直接消费获利，但需承担高价时段风险	自2025年1月1日起，德国强制要求电力供应商向所有用户（包括工商业和居民）提供动态电价套餐
法国	2025年2月	选择市场化电价（占用户40%）的家庭	电力消费税（TICFE）上调，将使选择市场化电价（占用户40%）的家庭年均电费增加约233欧元	

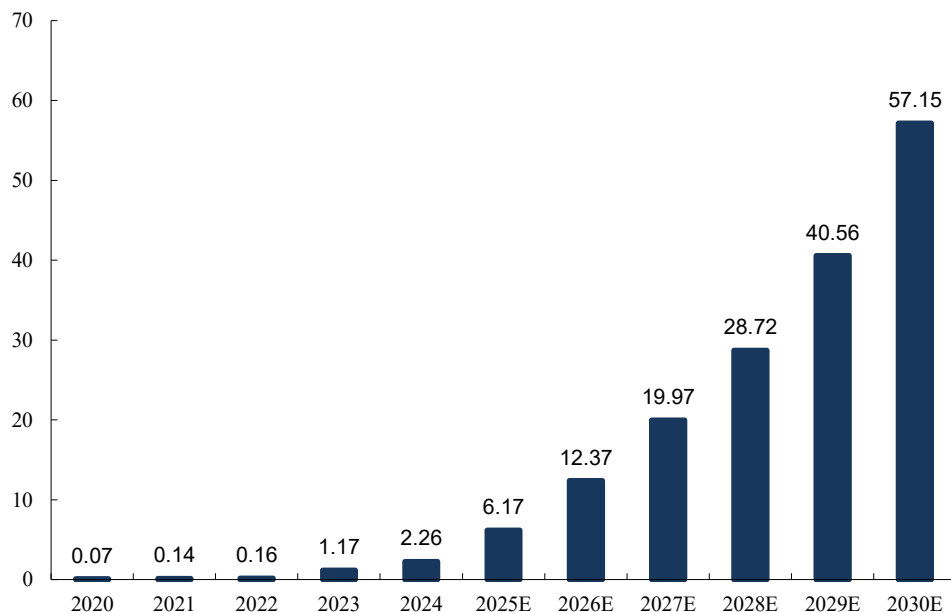
1 欧洲：工商储逐步起量爆发，德国意大利有望领衔增长

- ◆ 我们预计25年欧洲工商储规模达6.17gwh,2025-2030年保持40-50%复合增速。欧洲工商储在2024年达到了2.2GWh的装机规模，工商储开始处于起量爆发阶段，2025年我们预计欧洲工商储装机达6.17gwh，2025-2030年欧洲工商储有望保持40-50%复合增速。

图表：SPE对欧洲新增装机量分类型占比预测



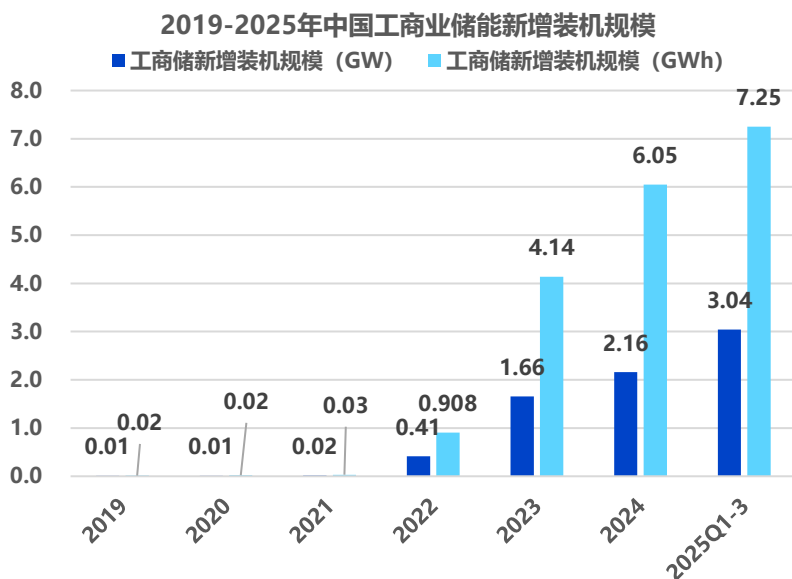
图表：欧洲工商储装机量预测 (GWH)



2 国内：25H1备案量超30gwh，同增192%

- ◆ 25H1国内工商储新增备案量高达31.07GWh，容量规模同比增长192%。2025年上半年，国内新增备案的用户侧工商业储能项目共计4064个，总规模达13.21GW/31.07GWh，其中江苏新增备案867个，规模高达9.26GW/21.03GWh，占比67.7%。

图表：2019-2025工商储新增装机规模



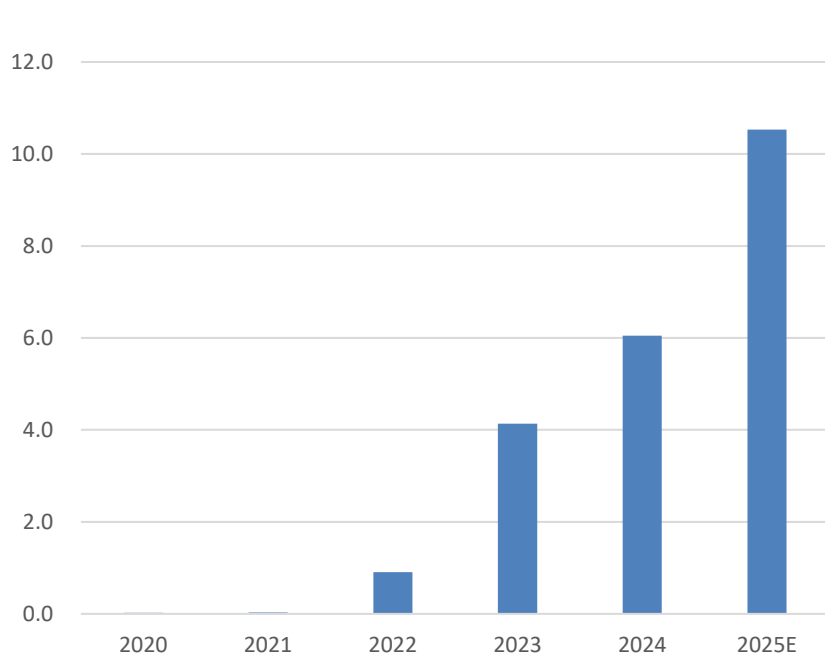
图表：国内工商储新增备案规模（GWh）



2 国内：工商装机高增，26年有望持续高增长

- ◆ **24年工商储装机高增，同比增长46%**：2024年我国工商储装机6GWh，全球占比59%，2025前三季度，中国工商业储能新增并网项目746个，总规模达3.04GW/7.25GWh，全年我们预计25年工商储装机超10gwh，持续保持高增。
- ◆ **工商储盈利模式相对单一，未来场景有望扩大**：当前，工商业储能以中型工商业、园区/微电网、高载能企业为主要应用场景，主要盈利模式为降低需量电费，以及在园区内保障电力供应。而分布式光伏接入能力不足、电力消纳受限区域(山东、河北、河南等)、台区储能、储充/光储充等应用场景将有望成为新机会；随着电力市场化的不断推动，虚拟电厂、分布式光伏配储等应用场景未来亦可期待。

图表：2020~2025年我国工商储装机情况（GWh）



图表：中国企业工商业储能系统解决方案提供商出货排名（MWh）



2 国内：初始成本较高+利用率较低，装机远低于备案

- ◆ 工商储实际应用中收益率低于理论值，同时分时电价政策存在不确定性，工商储装机远低于备案量。工商储单个项目功率较大，初始投资成本约上千万元，此外由于分时电价政策变化的不确定性（如浙江省25年10月调整分时电价机制，原先政策下可进行两次低谷充电+高峰放电，现行机制下仅能进行一次低谷充电与高峰放电，收益有所下滑），若实际利用天数较低，收益率将打较大折扣，每天同一充放次数下，220天利用天数与340天利用天数可产生近2倍收益率差异。考虑目前实际利用是一充一放为主，280天利用天数下IRR为7.75%。

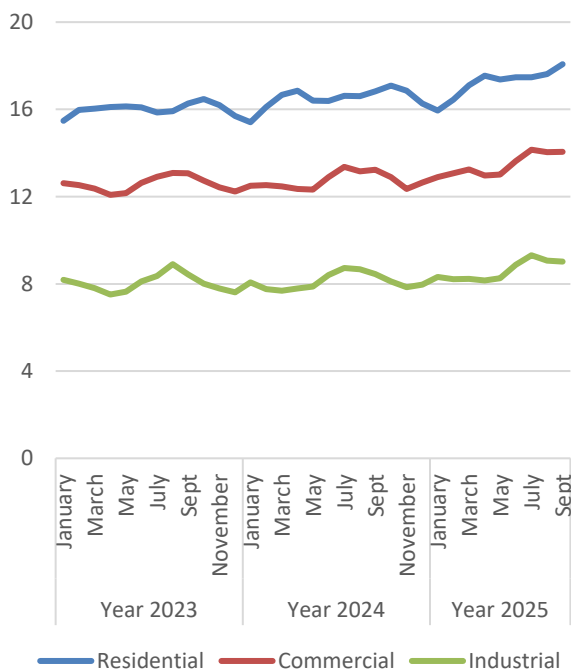
图表：每天充放次数与利用天数不同情形下IRR

实际利用天数	一充一放下收益率	两充两放收益率
340	11.74%	27.59%
320	10.45%	25.16%
300	9.12%	22.68%
280	7.75%	20.15%
260	6.35%	17.55%
240	4.90%	14.87%
220	3.39%	12.08%

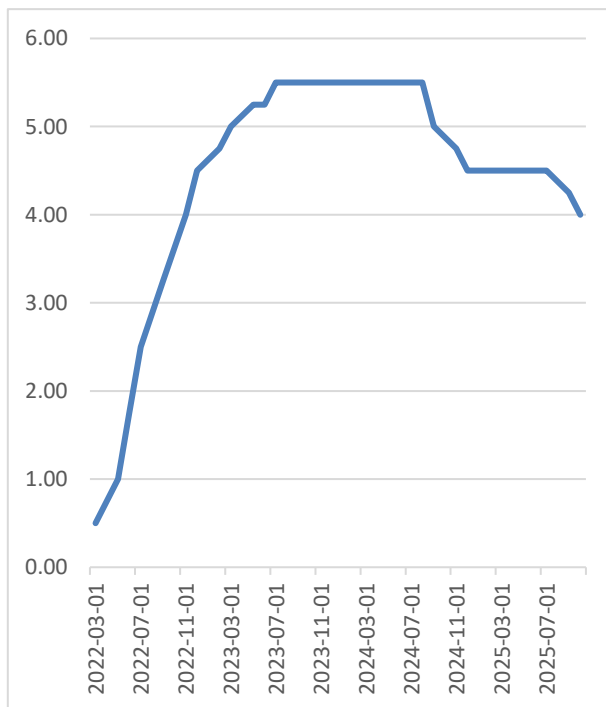
3 美国：工商业电价总体较低，峰谷套利存在空间

◆ 美国商业及工业用电价格低于居民电价，低3-8美分/KWh，同时23年美国利率高企，低电价影响美国工商储装机积极性。截至2025年9月，美国商业及工业电价为14.06、9.02美分/Kwh，而居民用电价格高达18.07美分/Kwh，工商业用电价格低于居民端3-8美分/KWh，同时2023年美国利率较高，因此高利率+低电价影响下美国工商储经济性不强，发展较为一般。美国电力市场化发展迅速，光储成本降低+NEM3.0可进一步催生工商储需求。

图表：美国分部门终端电价（美分/kwh）



图表：美国联邦目标利率（%）



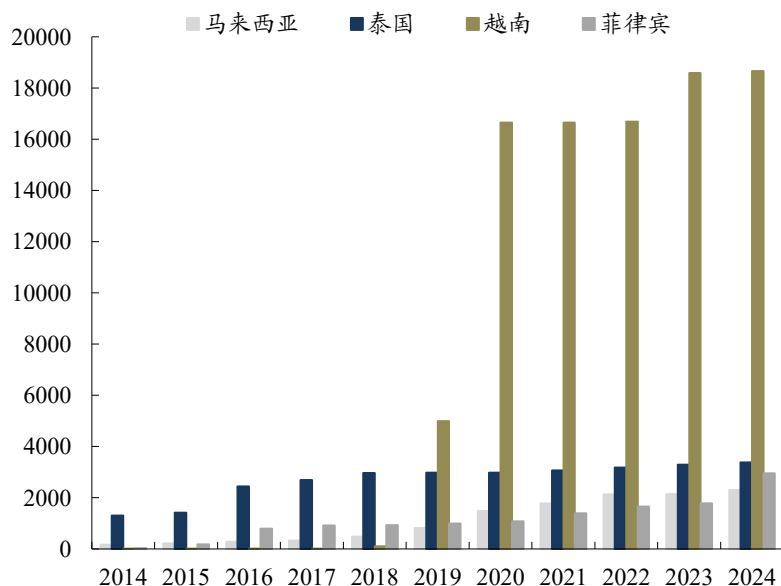
图表：美国加州非居民电价情况（美元/kWh）

	Secondary Voltage	Primary Voltage	Transmission Voltage
Total Customer Charge Rates			
Customer Charge Mandatory B-20 (\$ per meter per day)	\$53.72582 (I)	\$53.45785 (I)	\$36.57149 (I)
Total Demand Rates (\$ per kW)			
Maximum Peak Demand Summer	\$31.13 (I)	\$31.83 (I)	\$22.85 (I)
Maximum Part-Peak Demand Summer	\$6.34 (I)	\$6.06 (I)	\$5.44 (I)
Maximum Demand Summer	\$26.29 (R)	\$23.87 (R)	\$13.54
Maximum Peak Demand Winter	\$2.34 (I)	\$2.32 (I)	\$3.05 (I)
Maximum Demand Winter	\$26.29 (R)	\$23.87 (R)	\$13.54
Total Energy Rates (\$ per kWh)			
Peak Summer	\$0.18730 (I)	\$0.18223 (I)	\$0.15687 (I)
Part-Peak Summer	\$0.15357 (I)	\$0.14638 (I)	\$0.13476 (I)
Off-Peak Summer	\$0.12693 (I)	\$0.12136 (I)	\$0.11007 (I)
Peak Winter	\$0.16721 (I)	\$0.15941 (I)	\$0.15580 (I)
Off-Peak Winter	\$0.12672 (I)	\$0.12143 (I)	\$0.10560 (I)
Super Off-Peak Winter	\$0.07247 (I)	\$0.06754 (I)	\$0.05546 (I)
Power Factor Adjustment Rate (\$/kWh/%)	\$0.00005	\$0.00005	\$0.00005
PDP Rates			
PDP Charges (\$ per kWh)			
All Usage During PDP Event	\$0.90 (R)	\$0.90 (R)	\$0.90 (R)
PDP Credits			
Demand (\$ per kW)			
Peak Summer	(\$7.60) (R)	(\$7.79) (R)	(\$7.33) (R)
Part-Peak Summer	(\$1.10) (R)	(\$1.07) (R)	(\$1.75) (R)
Energy (\$ per kWh)			
Peak Summer	\$0.00000	\$0.00000	\$0.00000
Part-Peak Summer	\$0.00000	\$0.00000	\$0.00000

4 东南亚：电力需求强劲，电价上涨

- ◆ **东南亚电力需求增长强劲。**电力需求来看，东盟十国总用电量约1.1万亿千瓦时，人均用电量1660千瓦时，为世界人均用电水平的45%左右。面对全球产业结构转移，预计未来用电量需求增长强劲，年均复合增速达到5~6%。而电力系统投资不足、季节性气候变化可能导致东南亚的电力供应危机。
- ◆ **东南亚光伏装机快速提升，以越南为主。**需求结构来看，印尼、泰国、菲律宾、越南等占据用电需求的绝大部分，其中越南以户用、集中式为主，菲律宾户用市场活跃，泰国工商业主导。从累计光伏装机体量来说，2024年马来西亚、泰国、越南、菲律宾分别为2.3、3.4、19、2.9GW。东南亚四国面临较大的电力危机下，电价快速提升。

图表：东南亚四国光伏累计装机情况（MW）



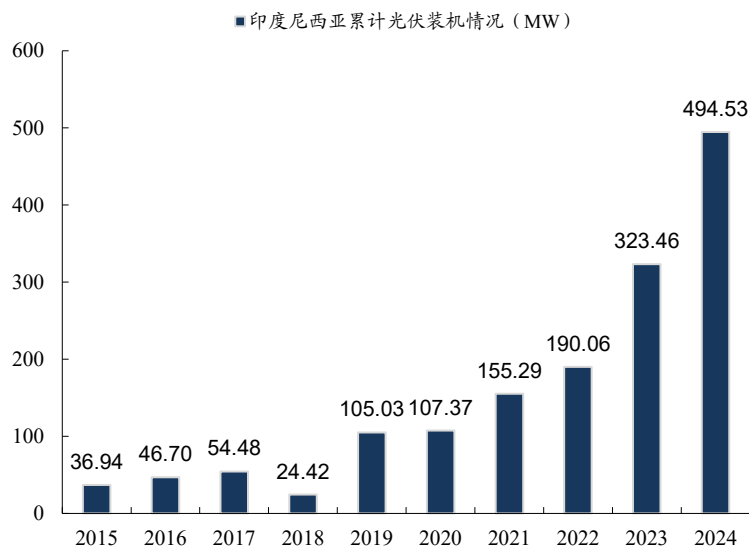
图表：东南亚四国电价情况

国家	电价情况	电价	电价（人民币/kWh）
马来西亚	吉隆坡国家能源有限公司表示：在25-27年三年期间马来西亚半岛的基本电价定在45.62 仙/kWh，相比22-24年增长14.2%	0.46林吉特/kWh	0.75
泰国	能源监管委正在制定措施，确保2025年余下的时间里即Q4的电价能维持在每度3.99泰铢的上限以内。	3.99泰铢/kWh	0.89
越南	自2025年5月10日起，平均零售电价为2204.07越南盾/千瓦时（不含增值税）。本次调整相当于与目前的平均零售电价相比上涨4.8%	2204越南盾/kWh	0.6
菲律宾	2025年7月，达沃电力公司（达沃电力）居民电价上涨0.0887比索/千瓦时，从上个月的每千瓦时8.6885比索上涨至每千瓦时8.7772比索。该价格适用于7月11日至8月10日的结算期。	8.78比索/kWh	1.11

4 东南亚：印尼光储潜力大，十年战略驱动能源扩张

- ◆ **电力需求潜力大+天然地理优势助力光储发展。** 印尼人口2.8亿，排名全球第四，经济增长较快，2024年人均用电量1.32WMh，远低于其他东南亚国家，电力需求增长潜力大；印尼位于赤道，全年日照时间相对稳定，光照资源丰富，光伏发展潜力大。
- ◆ **十年电力战略蓝图：光伏发电94.6GW+222.5GWh。** 2025年11月19日，ESDM发布印尼2025-2034年电力战略蓝图，预计投资2967.4万亿印尼盾，力争实现94.6GW光伏发电容量（PLTS）和222.5GWh的电池储能容量（BESS），驱动下游产业发展和经济增长。该战略为工商业投资者布局光伏提供了长期且稳定的政策预期，印尼工商储市场有望爆发增长。

图表：印尼累计光伏装机情况（MW）



图表：PLTS和BESS总目标细节

分类	说明	年份 2025 - 2034
PLTS 100 GW项目  接入PLN电网的大型PLTS，包括面向村庄的项目	此类PLTS因其经济规模大，能够以经济实惠的价格提供电力。	PLTS: 88 GWp BESS: 194.5 GWh
 已通电但未接入PLN电网的村庄PLTS	该类型PLTS即便规模较小，也因地处偏远仍可提供经济实惠的电力。	PLTS: 6.2GWp BESS: 27 GWh
 为尚未通电的村庄提供PLTS（Lisdes计划）	该类型PLTS能够为完全未接入电网的地区，例如3T地区，提供电力。	PLTS: 0.4GWp BESS: 1 GWh
PLTS与BESS总开发		PLTS: 94.6GWp BESS: 222.5 GWh

5 全球：工商储需求较小，潜在需求待开发

- ◆ 我们预计25年全球工商业储能装机增长92%至19.68gwh，2026至2030年维持35%以上：预计25年全球工商业储能装机达到19.68gwh，同比增约92%，其中中国10.5gwh，海外市场分散，预计装机9.2gwh。工商储隔膜基数低，随商业模式创新，有望持续稳健增长。

图表：全球工商储需求预测

全球市场	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (Gw)	2.6	3.9	7.2	11.4	16.0	21.9	29.3	38.7
合计当年新增储能 (Gwh)	6.42	10.25	19.68	30.16	44.77	64.95	91.72	127.75
-增速	285%	60%	92%	53%	48%	45%	41%	39%
1) 美国市场								
新增储能 (Gw)	0.18	0.19	0.22	0.26	0.30	0.35	0.40	0.44
新增储能 (Gwh)	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
-占比	7.54%	5.17%	3.08%	2.44%	1.99%	1.66%	1.36%	1.13%
2) 中国市场								
新增储能 (Gw)	1.66	2.16	3.63	5.47	7.33	9.74	12.49	15.61
新增储能 (Gwh)	4.1	6.1	10.5	14.2	21.0	30.6	43.2	59.4
-占比	64.44%	59.02%	53.50%	47.20%	46.83%	47.18%	47.11%	46.52%
3) 欧洲市场								
新增储能 (Gw)	0.53	1.03	2.57	4.85	7.54	10.44	14.23	19.37
新增储能 (Gwh)	1.2	2.3	6.2	12.4	20.0	28.7	40.6	57.1
-占比	18.15%	22.06%	31.37%	41.02%	44.62%	44.21%	44.22%	44.73%
4) 其他市场								
新增储能 (Gw)	0.23	0.50	0.81	0.85	0.83	1.39	2.19	3.31
新增储能 (Gwh)	0.6	1.4	2.4	2.8	2.9	4.5	6.7	9.7
-增速	106%	123%	68%	19%	4%	53%	49%	45%
-占比	9.86%	13.75%	12.04%	9.34%	6.56%	6.94%	7.30%	7.63%

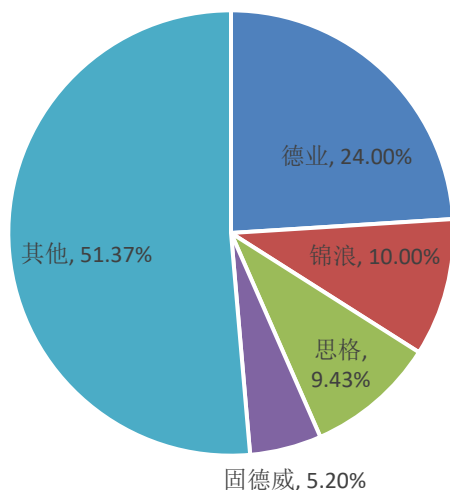
数据来源：CPIA、中关村储能联盟、储能与电力市场、CNESA、CESA，东吴证券研究所

三、产业链：工商储贡献弹性，总体稳健

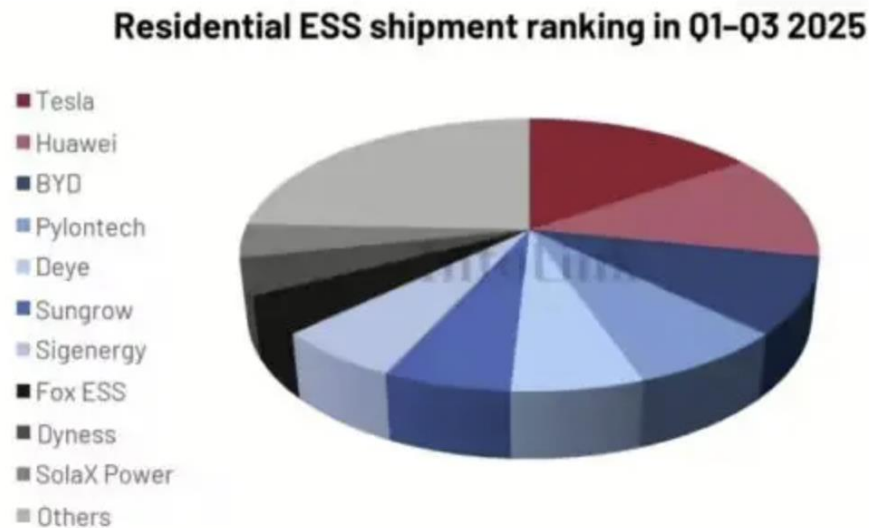
1 PCS：大型PCS集中度高，户储渠道为王

- ◆ 在户用储能市场，2025年前三季度全球出货量达26.6GWh，其中第三季度出货量接近10GWh。该领域前五名供应商为特斯拉、华为、比亚迪、派能科技与德业股份，CR5 市场份额环比提升约3个百分点，达到50.9%，且特斯拉与华为已明显拉开与中小竞争对手的差距，头部优势持续巩固。

图：25年户储PCS竞争格局（出货端）



图：25年1-3Q全球户储系统竞争格局（出货端）



2 工商储增长明显，为后续主要增长拉动点

- ◆ **储能PCS厂商出货高增，户储行业增速放缓，工商储为未来重要新增长点。**大储PCS厂商出货持续高增，上能预计26年出货翻倍增长，市占率有望超10%，户储全球行业增速逐步放缓，各厂商纷纷逐步拓展至工商储，未来将成为各户储玩家重要新增长点，德业预计26年工商储翻倍增长。

表：逆变器厂商出货及预期（东吴证券研究所预测）

公司	出货	2023	2024	2025E	2026E
上能电气	光伏逆变器 (GW)	23.5	25	40	47-50
	储能PCS (GW)	4	6.4	12-14	26-28
德业股份	储能PCS (万台)	40.87	54.6	70-80	100+
	微逆 (万台)	27.35	41.97	25-30	30-40
	组串 (万台)	20.67	41.04	60-70	70-80
固德威	组串 (万台)	53.23	54.8	70-80	90-100
	储能PCS (万台)	15.41	5.2	10-15	15-20
锦浪科技	组串 (万台)	67	82.5	60-70	80
	储能PCS (万台)	7	8.8	20-30	30-40
禾迈股份	微逆 (万台)	131.90	95.4	80	90-100
	储能PCS (万台)	<1	<1	2	5-6
昱能科技	微逆 (万台)	84.25	98.0	70-80	80-100
	储能PCS (万台)	<1	<1	1	2
思格新能源	储能 (GWh)		0.45	3-4	5-6

PART3 投资建议和风险提示

- ◆ **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，可支撑26-27年持续翻番高增，因此全球大储2-3年维度连续高增可期、产业链高景气度持续！继续强推大储：阳光电源、宁德时代、海博思创、亿纬锂能、阿特斯、上能电气、比亚迪、科华数据、禾望电气等；并看好户储/工商储：德业股份、艾罗能源、锦浪科技、派能科技、固德威、禾迈股份、盛弘股份、科士达、昱能科技等。

图表：重点公司估值表（截至2025年12月12日，未评级标的盈利预测来自wind一致预期）

【东吴电新】重点公司盈利预测及估值20251212														
板块		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)	来源
						2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E			
电池	电池	300750.SZ	宁德时代	17,880	392	690	862	1,066	26	21	17	买入	45.64	东吴
		002594.SZ	比亚迪	8,844	97	350	509	664	25	17	13	买入	91.17	东吴
		300014.SZ	亿纬锂能	1,492	71	45	83	111	33	18	13	买入	21.02	东吴
		300207.SZ	欣旺达	547	30	21	30	41	27	18	13	买入	18.47	东吴
		688063.SH	派能科技	141	57	1	5	7	137	28	20	买入	2.45	东吴
	PCS&大 储集成	300274.SZ	阳光电源	3,628	175	143	172	193	25	21	19	买入	20.73	东吴
		688411.SH	海博思创	476	264	9	19	31	52	25	15	买入	1.80	东吴
		300763.SZ	锦浪科技	287	72	12	14	18	25	20	16	买入	3.98	东吴
		605117.SH	德业股份	825	91	33	40	48	25	21	17	买入	9.08	东吴
		688390.SH	固德威	126	52	2	5	7	55	27	18	买入	2.43	东吴
		688032.SH	禾迈股份	119	96	0	3	5	543	41	26	买入	1.24	东吴
		688348.SH	昱能科技	80	51	1	2	-	68	47		增持	1.56	东吴
		002518.SZ	科士达	277	48	6	9	12	47	32	22	买入	5.82	东吴
		688472.SH	阿特斯	590	16	15	26	35	39	22	17	买入	36.88	东吴
		300693.SZ	盛弘股份	123	39	5	7	8	25	18	15	买入	3.13	东吴
		603063.SH	禾望电气	143	31	6	7	8	24	20	17	买入	4.58	东吴
		300827.SZ	上能电气	183	36	6	7	9	32	25	20	买入	5.04	东吴
		002335.SZ	科华数据	293	57	5	9	14	58	32	21	买入	5.15	东吴
		688717.SH	艾罗能源	103	65	2	4	6	46	25	16	买入	1.60	东吴
风险提示：需求不及预期，行业竞争加剧。														

- ◆ **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