



阳光电源 (300274.SZ)

买入 (维持评级)

公司深度研究

证券研究报告

逆境中绽放，质疑中成长

——光伏景气底部看龙头系列（五）

投资逻辑：

储能业务已成影响 EPS 及 PE 的核心矛盾。2024H1 公司毛利中储能业务占比已至 31%，成为第二大利润来源。目前公司 PE-TTM 中枢仅 14 倍左右，处于历史较低水平，我们认为影响公司 PE 的核心因素：1) 市场对储能高盈利持续性存在分歧；2) 美国政策对未来业绩（主要是储能）影响的不确定性。因此我们将从量利角度详细严谨的定量分析公司储能系统业务未来成长性 & 竞争格局。

利：对标特斯拉，海外中长期毛利率 32%-40%。公司 2023H2 至今储能系统毛利率高达 40% 以上，我们判断短期汇率、运费下降对毛利率的贡献不到 4pct，超额利润主要来自储能系统集成环节留存的“期货利润”。剔除原材料降价贡献的超额利润之后，测算 2023 年储能系统的“合理利润”大约在 0.22-0.24 元/Wh，预计 2024-2025 年储能系统单位净利大约为 0.28-0.29、0.20-0.22 元/Wh。中长期我们认为公司海外储能可对标特斯拉，我们测算公司储能产品均价大约相当于特斯拉的 64%-69%。2024 年 7 月特斯拉官网 Megapack 售价 0.267 美元/Wh，考虑到碳酸锂降价后电芯对系统成本影响逐步减小，预计未来特斯拉储能系统降价幅度或逐步收窄。假设公司海外储能售价为 Megapack 的 60%-70%，测算公司海外储能业务毛利为 0.36-0.52 元/Wh，毛利率为 31.9%-40.1%。

为什么海外储能业务可享受高盈利？储能系统集成并非简单的组装，集成等环节的故障率远高于制造，随着构网型储能对并网技术要求提高，具备完整系统交付能力的企业将更具差异化优势，交流侧集成能力、可融资性等“软实力”有望转化为企业超额利润。
量：海外大储规划提速，非美国地区占比提升显著。近几年新能源装机增长带来电网波动性加剧的问题，促使海外越来越多国家大储规划提速，我们预计 2024 年全球储能装机 180GWh，中/美/欧/其他市场分别为 80/40/25/35GWh。此外，根据我们不完全统计，2023-2024 年公司新签海外大储订单规模达到 17.7GWh，中东/澳大利亚/欧洲分别占 49%/22%/19%，非美国地区占比大幅提升。

盈利预测、估值和评级

维持公司 2024-2026 年归母净利润预测 123、150、180 亿元，根据各业务增速分别给予 2025 年储能业务/其他业务 20/10 倍 PE，目标价 101.16 元，对应 2024-2026 年 PE 为 17、14、12 倍，维持“买入”评级。

风险提示

传统能源价格大幅波动风险；国际贸易摩擦加剧；汇率波动风险。

新能源与电力设备组

分析师：姚遥 (执业 S1130512080001)

yaoy@gjzq.com.cn

分析师：宇文甸 (执业 S1130522010005)

yuwendian@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：71.44 元

目标价 (人民币)：101.16 元

相关报告：

- 《阳光电源公司点评：盈利能力持续亮眼，下半年海外储能订单确认有...》，2024.8.24
- 《阳光电源公司点评：Q1 业绩超预期，海外储能业务多点开花》，2024.4.23
- 《阳光电源公司点评：量利逆势提升，尽显龙头优势》，2023.10.29



公司基本情况 (人民币)

项目	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	40,257	72,251	91,129	111,364	135,648
营业收入增长率	66.79%	79.47%	26.13%	22.21%	21.81%
归母净利润(百万元)	3,593	9,440	12,340	15,032	18,004
归母净利润增长率	127.04%	162.69%	30.72%	21.81%	19.78%
摊薄每股收益(元)	2.42	6.36	5.95	7.25	8.68
每股经营性现金流净额	0.82	4.70	2.50	5.94	7.18
ROE(归属母公司)(摊薄)	19.25%	34.07%	31.38%	29.10%	27.05%
P/E	46.21	13.78	11.44	9.40	7.84
P/B	8.90	4.70	3.59	2.73	2.12

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

1、阳光电源：储能业务已成影响 EPS 及 PE 的核心矛盾.....	4
2、利：预计储能合理利润 0.20-0.22 元/Wh，海外中长期毛利率 32%-40%.....	5
2.1 汇率、运费波动对逆变器/储能毛利率影响不到 4pct.....	5
2.2 剔除原材料价格影响，预计储能合理利润 0.20-0.22 元/Wh.....	6
2.3 对标特斯拉，海外储能中长期毛利率 32%-40%.....	7
3、为什么海外储能系统集成业务可以享受高盈利？.....	9
3.1 集成、组装及施工环节的难度远大于制造.....	9
3.2 构网型储能对 PCS 及并网技术要求进一步提高.....	10
3.3 需要海外成熟项目业绩积累，可融资能力背书.....	11
4、量：海外大储规划提速，公司非美地区占比提升显著.....	12
4.1 中国：消纳新形势下，储能利用率及配储比例有望持续提升.....	12
4.2 美国：储能装机稳步高增，储备项目中独立储能占比提升.....	14
4.3 新兴市场：全球绿色转型加速储能部署，在建项目规模爆发式增长.....	15
4.4 公司：海外大储订单规模领先，非美国地区占比提升显著.....	17
5、盈利预测与投资建议.....	18
5.1 盈利预测.....	18
5.2 投资建议及估值.....	19
6、风险提示.....	20

图表目录

图表 1：阳光电源 PE、EPS 历史复盘.....	4
图表 2：2023-2024H1 储能业务收入占比 25%.....	4
图表 3：2023-2024H1 储能业务毛利占比 31%.....	4
图表 4：2023 年欧元/美元兑人民币汇率上涨.....	5
图表 5：汇率上涨对逆变器及储能系统毛利率影响测算.....	5
图表 6：中国出口集装箱运价指数:综合指数.....	5
图表 7：运费/收入与海运费价格呈显著正相关.....	5
图表 8：海外储能项目从签单至确认收入一般需要 6-9 个月.....	6
图表 9：复盘：公司储能系统毛利率与碳酸锂价格及定价机制有关.....	6
图表 10：储能系统的超额利润来自于签单-采购期间的电芯价差.....	7
图表 11：阳光电源储能系统毛利率及净利率测算（元/Wh）.....	7
图表 12：阳光电源储能系统毛利率及净利率测算（元/Wh）.....	7
图表 13：2023 年公司储能系统约有 71%销往海外（GWh）.....	8



图表 14:	特斯拉 megapack 主要销售地区分布	8
图表 15:	2022 年全球储能系统集成商市场份额排名	8
图表 16:	2023 年全球储能系统集成商市场份额排名	8
图表 17:	特斯拉储能业务拆分	8
图表 18:	阳光电源储能业务拆分	9
图表 19:	Megapack 售价较去年 4 月下降 45% (美元/Wh)	9
图表 20:	不同假设下公司美国市场储能盈利测算	9
图表 21:	集成是最容易导致储能系统故障的环节	10
图表 22:	控制系统和 BOS 是出故障最多的部件	10
图表 23:	储能系统主要构成及故障原因和后果分析	10
图表 24:	构网型储能与普通储能技术对比	11
图表 25:	各国构网型并网技术的标准和要求	11
图表 26:	2023 年储能 PCS 可融资性评级榜单	12
图表 27:	2023 年储能系统集成商可融资性评级榜单	12
图表 28:	2024 年全球储能新增装机市场分布	12
图表 29:	国内新型储能月度新增装机规模 (GW)	13
图表 30:	国内新型储能月度新增装机规模 (GWh)	13
图表 31:	2022-2023 年不同应用场景储能利用率指数	13
图表 32:	10-50MW 储能电站利用小时及充放电次数情况	13
图表 33:	各省市新能源项目配储比例持续提升	14
图表 34:	美国储能项目每月并网更新	15
图表 35:	截至 2022 年底光伏配储仅占储能总装机的 43%	15
图表 36:	截至 2023 年底储备项目中 49.1% 为独立储能	15
图表 37:	拉美地区可再生能源主要来自风光装机 (GW)	16
图表 38:	撒哈拉以南非洲的可再生能源主要来自风光	16
图表 39:	近两年新兴市场大型储能规划及招标规模密集释放	16
图表 40:	2023-2024 年公司海外订单中非美国占比提升	17
图表 41:	阳光电源海外储能签单规模位居前列	17
图表 42:	国内大储公司海外订单梳理	17
图表 43:	公司主营业务拆分	19
图表 44:	可比公司估值对比	19
图表 45:	公司储能系统出货量预测 (GWh)	20
图表 46:	公司储能系统业务净利润预测 (亿元)	20
图表 47:	公司各业务分部估值	20



1、阳光电源：储能业务已成影响 EPS 及 PE 的核心矛盾

从历史上看，阳光电源的 PE-TTM 大多时候在 15-20 倍左右，2020 年以来受益于光伏平价时代到来，行业需求增速从 20% 增长至 40%，公司 2019-2023 年净利润复合增速达到 80%，期间 PE-TTM 提高至 40-100 倍。

进入 2023 年下半年，随着碳酸锂价格的下跌，公司储能业务盈利能力持续超预期，带动 EPS 表现显著领先同行。2023 年至 2024 年上半年公司收入/毛利中，储能业务占比已提升至 25%/31%，成为仅次于逆变器的第二大利润来源。

但受到光伏板块整体基本面走弱、逆变器高库存等因素影响，公司估值在 2023 年大幅下行，目前 PE-TTM 中枢仅 14 倍左右，处于历史较低水平，同时显著低于其他可比公司。

我们认为当前市场下影响公司 PE 的因素主要是：1) 市场对储能系统业务高盈利的持续性以及未来公司业绩增速存在分歧；2) 美国贸易/能源政策对公司未来业绩（主要是储能）影响的不确定性。

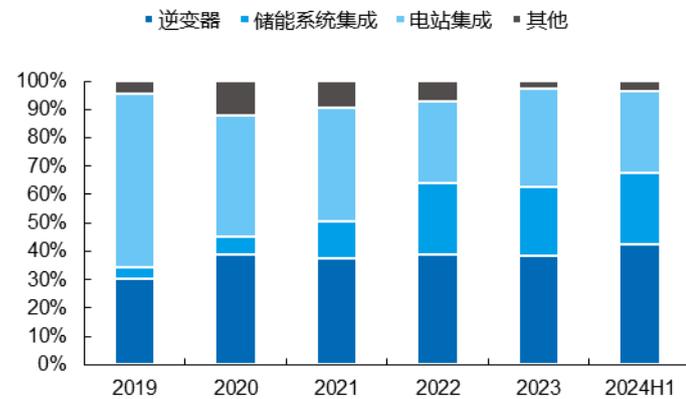
考虑到储能业务已成为影响公司 EPS 及 PE 的最核心矛盾，我们本篇报告将从量利角度详细严谨的定量分析公司储能系统业务未来的成长性及竞争格局演绎趋势。

图表1：阳光电源 PE、EPS 历史复盘



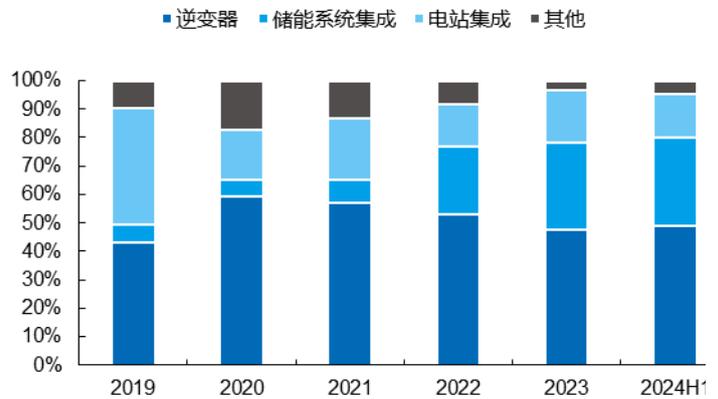
来源：Wind，国金证券研究所

图表2：2023-2024H1 储能业务收入占比 25%



来源：Wind，国金证券研究所

图表3：2023-2024H1 储能业务毛利占比 31%



来源：Wind，国金证券研究所



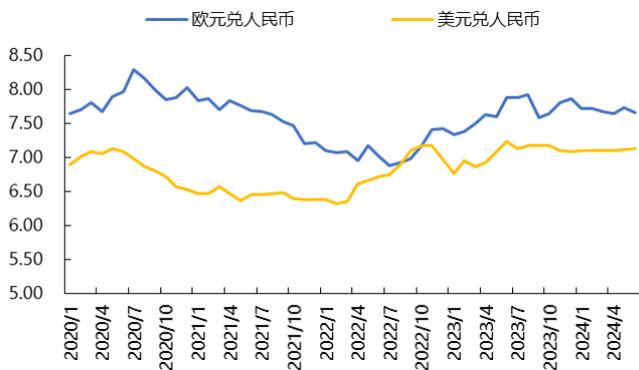
2、利：预计储能合理利润 0.20-0.22 元/Wh，海外中长期毛利率 32%-40%

2.1 汇率、运费波动对逆变器/储能毛利率影响不到 4pct

考虑到公司出货以欧美市场为主，原材料采购和生产主要发生在国内，因此汇率对公司毛利率的影响主要体现在收入上。由于海外订单周期普遍较长，逆变器 3 个月以上，储能系统 6 个月以上，签订订单至确认交付期间汇率的涨跌将影响订单实际交付单价，进而影响公司相关产品的毛利率。

2023 年 1 月至 2023 年 12 月，欧元兑人民币、美元兑人民币汇率区间最大涨幅分别为 8.1%、6.9%，区间涨幅分别为 7.1%、4.8%。基于谨慎原则，我们取两个涨幅的中值，即 7.6%和 5.8%，作为评估汇率波动对公司收入影响的指标。2023 年公司国内收入占比 54%，海外占比 46%，结合全球装机分布情况，我们合理假设公司 2023 年逆变器收入中欧洲、美国分别占比 20%，储能系统收入中欧洲、美国分别占比 20%、40%，测算汇率对逆变器和储能收入的贡献分别为 2.7%、3.8%左右，对毛利率的贡献分别为 1.8pct、2.8pct。

图表4：2023 年欧元/美元兑人民币汇率上涨



图表5：汇率上涨对逆变器及储能系统毛利率影响测算

	汇率上涨前	汇率上涨后
逆变器收入	100%	102.7%
逆变器毛利率	33.0%	34.8%
储能系统收入	100%	103.8%
储能系统毛利率	23.0%	25.8%

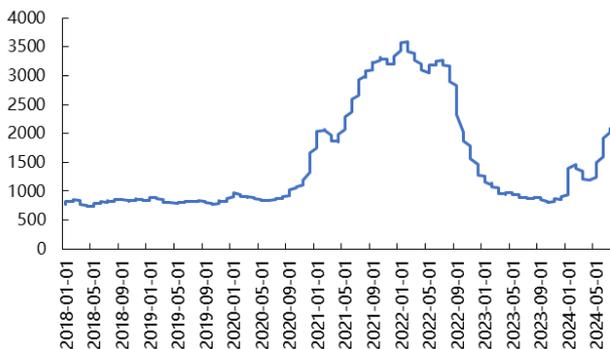
来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所测算

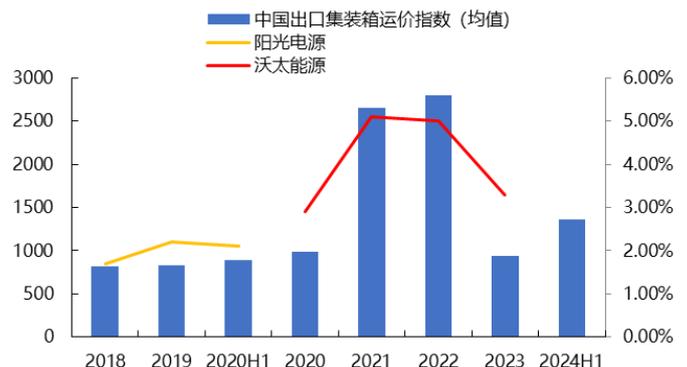
根据公司 2018-2020H1 披露的销售费用明细，运杂费占公司逆变器及储能总收入的比例分别为 1.7%、2.2%、2.1%，若剔除国内市场影响，则运杂费占海外收入比例更高。2020 年下半年开始海运费持续上涨，根据上海航运交易所发布的中国出口集装箱运价综合指数 (CCFI)，2018-2020H1 期间 CCFI 均值分别为 819.33、824.20、883.72，到 2021-2022 年攀升至 2647.81、2792.14，2023 年又回落至 937.29。虽然公司未单独披露 2021-2023 年运杂费，但参考同业沃太能源，2020 年其境外物流运输费用占境外销售收入比例为 2.9% (与公司 2020H1 数值较为接近)，2021-2022 年上涨至 5.1%、5.0%，2023H1 又回落到 3.3%，我们合理推测公司运杂费占收入的比例也呈现类似的趋势，即 2023 年运费对公司逆变器及储能业务毛利率的贡献大约在 2pct 左右。

2024 年受到红海危机等国际事件影响，CCFI 重新站上 2000，假设下半年海运价格维持高位，根据我们前述方法论测算今年运费对公司逆变器及储能业务毛利率的影响大约在 1.0pct 左右。

图表6：中国出口集装箱运价指数:综合指数



图表7：运费/收入与海运费价格呈显著正相关





来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所测算（沃太能源 2023 年数据为上半年占比）

2.2 剔除原材料价格影响，预计储能合理利润 0.20-0.22 元/Wh

对于海外大型储能项目，从签订合同并锁定价格、到最终交付并确认收入，整个过程通常需要大约 6-9 个月。具体来说，采购和生产阶段大约需要 0.5 个月，而运输和交付周期则主要取决于目的地的地理位置。对于亚太地区，运输和交付一般需要大约 10 天左右；对于中东和北美地区，这一周期通常在 1 个月左右；而西欧和南美地区，则可能需要超过 1 个月的时间。

鉴于公司在欧美市场的业务占比较高，我们可以合理假设运输和交付周期大约为 1.5 个月。此外，考虑到原材料和产成品的库存周期，一般还需要额外 1 个月左右的时间。因此我们可以认为公司储能系统从采购-确收的时间大约需要 3 个月左右，倒推从接单锁价到采购原材料的时间周期大约在 3-6 个月左右。

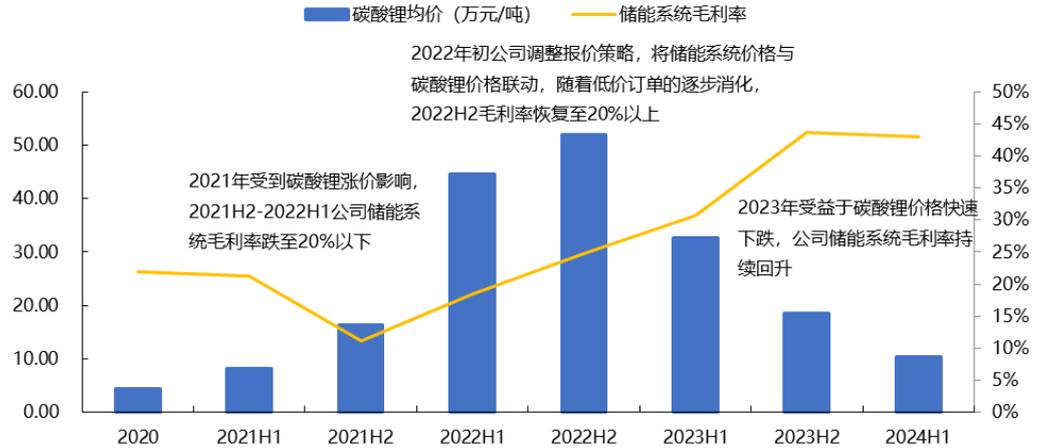
在接单-采购期间，如果原材料价格出现大幅波动，那么因此产生的超额利润/亏损将大多由系统集成商来承担，这也是 2021-2023 年公司储能系统毛利率波动显著的主要原因。

图表8：海外储能项目从接单至确认收入一般需要 6-9 个月

接单-确收	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
6个月	接单			采购-生产-运输-确收								
7个月	接单			采购-生产-运输-确收								
8个月	接单			采购-生产-运输-确收								
9个月	接单			采购-生产-运输-确收								

来源：国金证券研究所绘制

图表9：复盘：公司储能系统毛利率与碳酸锂价格及定价机制有关



来源：Wind，公司公告，国金证券研究所（因 2024 新版会计准则将质保费用计入营业成本，2024H1 毛利率为按照 2023 年会计准则复原之后的测算值）

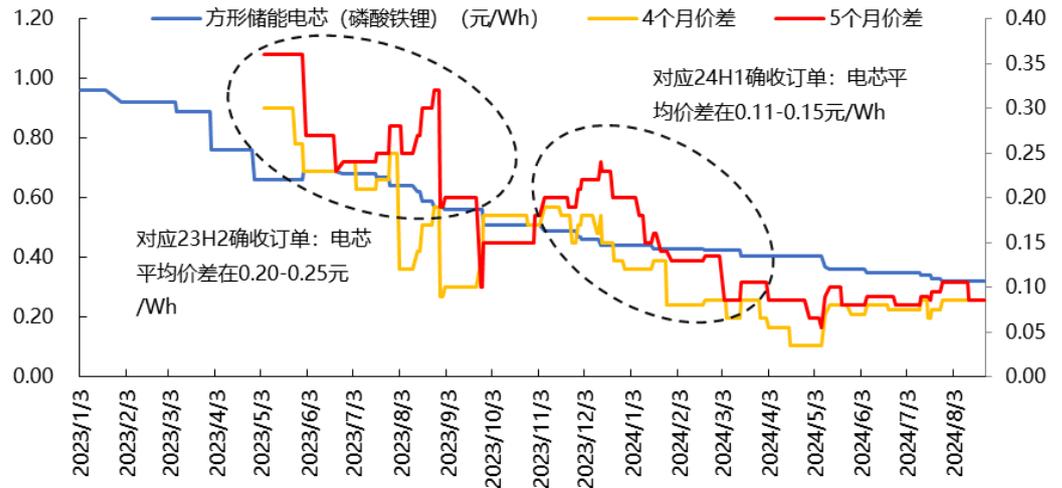
为了剔除原材料价格对储能系统利润的影响，我们复盘了当接单-确收为 7-8 个月时，不同时间段对应电芯价格的降幅。

根据前文分析，对于 2023H2 和 2024H1 确收的储能系统订单，其采购电芯的时间范围基本是确定的，大约在 2023/5-2023/10 和 2023/11-2024/4。当接单到采购时间为 4 个月时（即接单-确收为 7 个月），采购时电芯的价格大约比接单时能节省 0.20 和 0.11 元/Wh；当接单到采购时间为 5 个月时（即接单-确收为 8 个月），采购时电芯的价格大约比接单时能节省 0.25 和 0.15 元/Wh。

此外，由于 2022 年底至 2023 年初电芯价格走势相对平稳，我们合理估算 2023H1 确收的系统订单电芯采购成本大约比接单时节省 0.07 元/Wh。



图表10: 储能系统的超额利润来自于接单-采购期间的电芯价差



来源: SMM 新能源, 国金证券研究所 (4 个月价差=签订单时的电芯价格-4 个月后采购电芯的价格)

根据我们测算, 公司 2023H1 和 2023H2 储能系统单位毛利分别为 0.54、0.72 元/Wh, 如果剔除掉对应期间电芯降价的影响, 对应合理毛利分别为 0.48、0.50-0.56 元/Wh, 测算对应合理净利分别为 0.20、0.23-0.28 元/Wh, 即 2023 年公司储能业务理论上的合理利润大约为 0.22-0.24 元/Wh。

我们根据 2023 年储能合理盈利的测算结果, 再加回原材料价格的影响, 预计 2024-2025 年公司储能业务的单位净利大约为 0.28-0.29、0.20-0.22 元/Wh, 随着原材料价格逐步企稳, “期货利润”的贡献逐步下降。

图表11: 阳光电源储能系统毛利率及净利率测算 (元/Wh)

	电芯含税价	非电芯成本	单价	单位毛利	合理毛利	毛利率	合理毛利率	费用率	单位净利	合理净利	净利率	合理净利率
2023H1	0.86	0.40	1.70	0.54	0.48	31.7%	28.1%	14%	0.26	0.20	11.9%	11.9%
2023H2	0.64	0.36	1.65	0.72	0.56	43.9%	33.7%	14%	0.42	0.28	16.7%	16.7%
2024H1E	0.43	0.33	1.24	0.53	0.44	42.9%	35.8%	14%	0.31	0.23	18.5%	18.5%
2024H2E	0.33	0.32	1.08	0.46	0.41	43.1%	38.5%	14%	0.27	0.22	20.9%	20.9%
2025E	0.30	0.31	0.97	0.39	0.39	40.7%	40.7%	14%	0.22	0.22	22.7%	22.7%

来源: 公司公告, 国金证券研究所测算 (合理毛利=单位毛利-4 个月内电芯价差; 因 2024 新版会计准则将质保费用计入营业成本, 2024-2025 年毛利率为按照 2023 年会计准则复原之后的测算值)

图表12: 阳光电源储能系统毛利率及净利率测算 (元/Wh)

	电芯含税价	非电芯成本	单价	单位毛利	合理毛利	毛利率	合理毛利率	费用率	单位净利	合理净利	净利率	合理净利率
2023H1	0.86	0.40	1.70	0.54	0.48	31.7%	28.1%	14%	0.26	0.20	11.9%	11.9%
2023H2	0.64	0.36	1.65	0.72	0.50	43.9%	30.4%	14%	0.42	0.23	14.0%	14.0%
2024H1E	0.43	0.33	1.24	0.53	0.41	42.9%	32.9%	14%	0.31	0.20	16.1%	16.1%
2024H2E	0.33	0.32	1.08	0.46	0.39	43.1%	36.5%	14%	0.27	0.21	19.1%	19.1%
2025E	0.30	0.31	0.94	0.37	0.37	39.0%	39.0%	14%	0.20	0.20	21.2%	21.2%

来源: 公司公告, 国金证券研究所测算 (合理毛利=单位毛利-5 个月内电芯价差; 因 2024 新版会计准则将质保费用计入营业成本, 2024-2025 年毛利率为按照 2023 年会计准则复原之后的测算值)

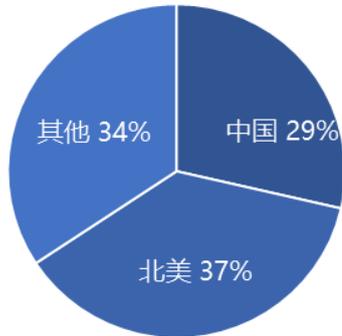
2.3 对标特斯拉, 海外储能中长期毛利率 32%-40%

公司储能系统产品以出口为主, 主要竞争对手为特斯拉。公司 2023 年储能系统出货 10.5GWh, 约有 71%销往海外地区, 其中北美市场占比超过一半。根据 Wood Mackenzie 最新统计, 公司在北美地区出货量位居第二, 主要竞争对手为特斯拉、Fluence 等欧美企业。

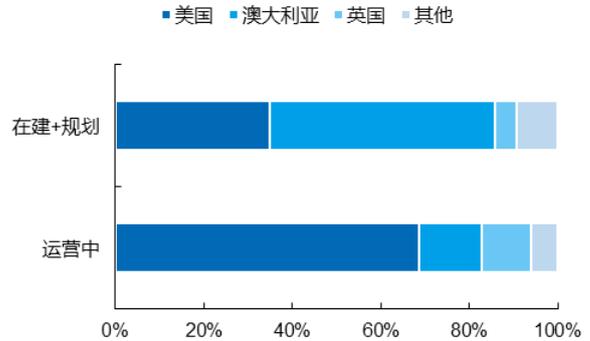


从特斯拉大储产品 Megapack 的主要销售地区来看，未来公司在北美以外的欧洲、澳大利亚等市场也将面临与特斯拉的直接竞争。

图表13: 2023 年公司储能系统约有 71% 销往海外 (GWh)



图表14: 特斯拉 megapack 主要销售地区分布



来源: 公司公告、CNESA、Wood Mackenzie, 国金证券研究所估算

来源: lorenz-g.github, 国金证券研究所

与中国市场不同，欧美大储市场格局较为稳定，市场集中度在近两年呈现提升的趋势。欧洲地区前三大储能系统集成商日本电产、特斯拉和比亚迪的市场份额从 2022 年的 54% 增加到 2023 年的 68%；北美地区前三大系统集成商特斯拉、阳光电源和 Fluence 的份额从 2022 年的 60% 增加到 72%。尤其是特斯拉，随着其新产能的持续释放，在欧美市场的市占率显著提升，2023 年全球市场份额达到 15%。

图表15: 2022 年全球储能系统集成商市场份额排名

图表16: 2023 年全球储能系统集成商市场份额排名



来源: Wood Mackenzie, 国金证券研究所 (含表前及工商业储能)

来源: Wood Mackenzie, 国金证券研究所 (含表前及工商业储能)

公司海外储能系统销售均价约为特斯拉的六至七成。根据特斯拉季报披露的收入及出货量数据，我们估算其能源业务收入中 95% 以上来自储能业务，因此我们进行分析时近似地将其能源业务的收入和毛利率等同于储能业务。根据测算，2023 年特斯拉储能系统出货 14.7GWh，销售均价约为 0.41 美元/Wh，折合人民币 2.87-3.07 元/Wh。同期阳光电源储能系统的海外均价约为 1.97 元/Wh，大约是特斯拉均价的 64%-69%。我们判断，这两家在全球储能市场领先的公司之间存在如此显著的价格差异，主要可以归因于两个因素：海外品牌的销售溢价，以及国内供应链在成本控制方面的优势。

图表17: 特斯拉储能业务拆分

	3Q22	4Q22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	1Q24	2Q24
能源业务								
收入 (百万美元)	1,117	1,310	1,529	1,509	1,559	1,438	1,635	3,014
成本 (百万美元)	1,013	1,151	1,361	1,231	1,178	1,124	1,232	2,274
毛利 (百万美元)	104	159	168	278	381	314	403	740
毛利率	9%	12%	11%	18%	24%	22%	25%	25%
储能业务								
出货量 (MWh)	2100	2462	3889	3653	3980	3202	4053	9400



	3Q22	4Q22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	1Q24	2Q24
均价 (美元/Wh)	0.53	0.53	0.39	0.41	0.39	0.45	0.40	0.32
成本 (美元/Wh)	0.48	0.47	0.35	0.34	0.30	0.35	0.30	0.24
毛利 (美元/Wh)	0.05	0.06	0.04	0.08	0.10	0.10	0.10	0.08
毛利率	9%	12%	11%	18%	24%	22%	25%	25%

来源：特斯拉季报，国金证券研究所测算（以上均为理论计算，或与公司实际情况略有出入）

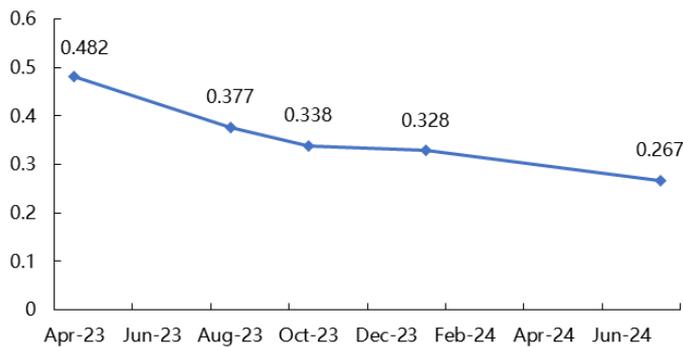
图表18：阳光电源储能业务拆分

	2021	2022	2023
收入 (百万元)	3,138	10,126	17,802
出货量 (GWh)	3.0	7.7	10.5
均价 (元/Wh)	1.05	1.32	1.70
-国内均价	0.90	1.01	1.06
-海外均价	1.11	1.45	1.97
成本 (元/Wh)	0.90	1.01	1.06
毛利 (元/Wh)	0.15	0.31	0.64
毛利率	14.1%	23.2%	37.5%

来源：公司年报，国金证券研究所测算（假设国内储能出货占比70%，均价≈生产成本；以上均为理论计算，或与公司实际情况略有出入）

参考 Megapack 最新报价，测算公司海外储能中长期毛利率为 31.9%-40.1%。根据特斯拉官网显示，2024 年 7 月 1.93MW/3.85MWh 的 Megapack 单位售价为 0.267 美元/Wh，较去年 4 月下降 45%。随着碳酸锂价格的大幅下降，电芯价格对储能系统成本影响逐步减小，我们判断未来特斯拉储能系统降价幅度或逐步收窄。假设阳光电源海外储能系统售价分别为 Megapack 的 60%-70%，测算对应美国市场储能业务毛利分别为 0.36-0.52 元/Wh，毛利率分别为 31.9%-40.1%，考虑到非美国地区关税较低，我们认为这可作为公司海外储能业务中长期盈利能力的审慎参考。

图表19：Megapack 售价较去年 4 月下降 45% (美元/Wh)



来源：特斯拉官网，国金证券研究所

图表20：不同假设下公司美国市场储能盈利测算

	特斯拉 (Megapack)	阳光电源 (美国)
单价 (元/Wh)	1.86	1.12
成本 (元/Wh)	1.40	0.76
毛利 (元/Wh)	0.47	0.36
测算毛利率	25.0%	31.9%

来源：特斯拉官网，国金证券研究所测算（出口关税已计入公司生产成本）

3、为什么海外储能系统集成业务可以享受高盈利？

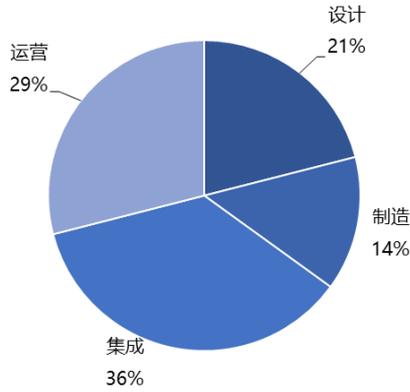
3.1 集成、组装及施工环节的难度远大于制造

储能系统集成并非简单的组装，其在电站的建设和运营中扮演着至关重要的角色。储能系统集成商负责将电池单元、电池管理系统(BMS)、储能变流器(PCS)、能量管理系统(EMS)以及其他配件等组合成一个复杂的系统。他们不仅需要确保所有部件的兼容性和协同工作能力，还要保证整个系统的安全性和可靠性。由于电池储能系统往往包含来自多个供应商的产品，为了保障系统工作时的一致性，需要集成商在设计、安装、调试等多个环节进行把关。

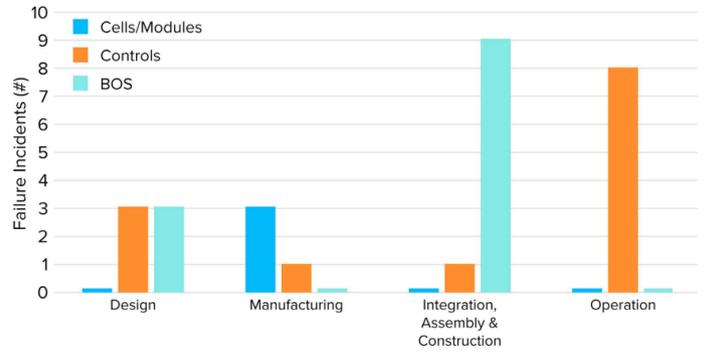


与普遍认知不同，从故障分析结果来看，集成、组装及施工阶段的难度大于制造。根据美国电力研究所(EPRI)发布的《来自 EPRI 电池储能系统故障事件数据库的见解：故障根本原因分析》报告，与以往普遍认为电池是造成系统故障的观点不同，报告根据对过往 26 个储能项目的故障分析，认为 BOS 和控制系统是故障最常见的原因，电池单元本身的故障相对较少；同时故障更多出现在集成、组装和施工环节，其次是运营环节，而制造问题导致的故障数量最少，体现出集成商交流侧集成能力和现场调试经验等“软实力”的重要性。

图表21：集成是最容易导致储能系统故障的环节



图表22：控制系统和 BOS 是出故障最多的部件



来源：《来自 EPRI 电池储能系统故障事件数据库的见解：故障根本原因分析》，国金证券研究所

来源：《来自 EPRI 电池储能系统故障事件数据库的见解：故障根本原因分析》，国金证券研究所

图表23：储能系统主要构成及故障原因和后果分析

构成	故障原因	故障后果
电池单元/模块 储能系统的基本功能单元，包含电极、电解液、外壳、端子和通常的分隔器。	可能由设计不良、制造缺陷、不正确安装或电池滥用引起。	可能导致短路，进而可能触发热失控，是电池安全中的一个重要问题。
控制系统 包括电池管理系统 (BMS)、能量管理系统 (EMS)、工厂控制器以及任何子系统。	包括控制系统集成问题、传感器或控制器的制造缺陷，或者由于操作限制不当而引起的错误。	可能导致无法正确感应电压、电流、温度等参数，或在超出设计限制的情况下运行，从而可能引起电池过充、过放或过热。
BOS (Balance of System) 包括电池单元、模块和控制系统之外的所有 BESS 元素，如母线、电缆、外壳、功率转换系统、变压器、消防系统、暖通空调或液体冷却系统。	BOS 的故障可能包括由于多个供应商模块之间的不兼容、安装不当或调试程序不充分而引起的问题。	可能导致电气连接问题、冷却系统失效或安全系统（如消防系统）无法正常工作，增加火灾风险。

来源：《来自 EPRI 电池储能系统故障事件数据库的见解：故障根本原因分析》，国金证券研究所

目前储能系统集成市场参与者大致可以分为三类：1) 以特斯拉、阳光电源为代表的储能系统集成商，PCS 自研实力强，可提供整套交流侧解决方案；2) 以宁德时代为代表的电芯企业，主要为 OEM 模式，可提供直流侧电池柜，客户需另配 PCS 等交流系统；3) 以阿特斯、Fluence 为代表的企业，具备系统集成能力，可提供交流侧解决方案，但 PCS 主要依赖外采（尤其海外市场）。根据前述分析，我们认为，与大多数电芯企业的 OEM 模式相比，具备集成和完整系统交付能力的企业将更具差异化竞争优势，交流侧集成能力和现场调试经验等“软实力”有望转化为企业的超额利润。

3.2 构网型储能对 PCS 及并网技术要求进一步提高

构网型储能对维持电网稳定具有重要意义。随着光伏、风电等可再生能源渗透率的持续提升，逆变器等电力电子设备逐步取代传统同步发电机在电力系统中的主导地位。传统的并网型逆变器一般采用最大功率跟踪输出原理，主要目的是将新能源注入电网，但面对系统电压、频率变化时响应不够迅速，且无法在没有电网的情况下提供必要的惯性支持，导致电力系统惯性减少、稳定性面临挑战。

在此背景下，业界提出构网型逆变器的概念，本质上是通过特有的控制策略实现电力电子



设备独立产生并维持电网电压和频率，可以在电网故障或孤岛模式下帮助电网维持稳定，具有构网型逆变器功能的电池储能系统被称为构网型储能系统。

图表24：构网型储能与普通储能技术对比

	构网型储能	普通储能
电网支持能力	独立为电网创建稳定的电压和频率基准，有效地“形成”电网。它可以对电网干扰做出快速反应，并有助于维持整体系统的稳定性	依赖现有的电网进行同步
逆变器技术	类似于同步发电机，充当电压源	通常使用并网跟随逆变器，类似于电流源，不能独立于电网运行
对电网事件的响应	为电网事件提供瞬时、无延迟的电力响应	响应时间可能较慢，并且对电网干扰的反应能力有限
灵活性和可控性	可调整电压幅度、相位角和频率等参数，从而实现微调的电网支持	通常具有更有限的控制能力
提供的服务	同时提供多种并网服务，包括惯性、系统强度和孤岛能力	通常仅限于基本的能源存储和放电功能

来源：Energy Storage News，国金证券研究所梳理

构网型储能尚处发展初期，掌握核心技术的系统集成商有望形成差异化竞争力。从定义可以看出，构网型储能技术的核心在于更为复杂的电力电子控制技术，需要相关企业在控制策略、拓扑设计及硬件电路设计方面有丰富的经验和技術积累。全球范围来看，构网型技术仍属于前沿技术领域，目前只有在美国、澳大利亚、英国、欧盟等国家和地区得到较为广泛的研究和应用，并且建立了相对全面的技术标准和规范，其他地区仍处于发展初期。因此，目前构网型储能市场的主要参与者主要为在欧美及中国头部电力电子企业，国内比较成熟项目案例大多来自南瑞、阳光、华为等，海外具备构网技术的企业主要有德国 SMA、特斯拉等。未来随着越来越多国家和地区对构网型储能技术要求的提高，我们认为对电网及并网技术的深刻理解将成为电力电子企业出身的系统集成商形成差异化竞争力的关键。

图表25：各国构网型并网技术的标准和要求

时间	国家	主要参考标准
2021年12月	美国	北美电力可靠性公司（NERC）发布构网技术在大功率电力系统中的运行规范。
2023年6月	美国	北美电力可靠性公司（NERC）发布电池储能系统构网功能规范。
2023年5月	澳大利亚	澳大利亚能源市场运营商（AEMO）发布了关于构网型逆变器的自愿性规范，提供了在澳大利亚国家电力市场中应用的指导。
2020年8月	德国	FNN 发布关于 HVDC 和直流电厂的构网能力指南。
2023年6月	芬兰	特定地区电池储能系统强制要求采用构网型控制技术。
2024年5月	英国	英国国家电网发布第二版构网型电厂指导说明，明确构网型电厂的概念及必须遵守的电网规范和技术要求等。
2024年6月	中国	中国电工技术学会发布《构网型储能系统并网技术规范》，详细规定了构网型储能系统接入电网的电能质量、功率控制等方面的技术要求。

来源：NERC，AEMO，中国电工技术学会，国金证券研究所汇总

3.3 需要海外成熟项目业绩积累，可融资能力背书

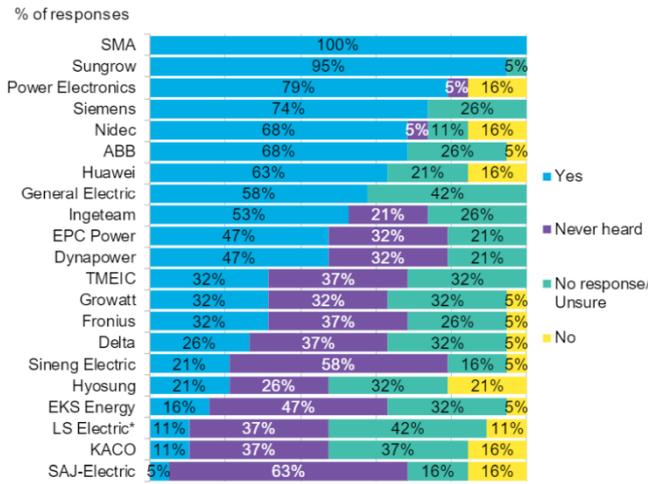
海外电力市场化程度高，储能项目经验认可度广。海外电力市场化程度普遍较高，2022 年全球约有 50% 的电力消费来自于市场化的电力系统，储能项目的需求和商业模式更加多元。不同国家和地区有不同的技术标准和法规要求，对系统集成商的经验和技术要求更高，因此具有海外成熟项目业绩积累的集成商更易获取客户信任。

海外储能项目投资金额大，需要可融资能力背书。储能属于资本密集型行业，如今动辄几百兆瓦时至吉瓦时级别的项目前期垫资需几亿至几十亿元，且要保障长达十几年以上的售后维护，对供应商的资金实力和持续经营能力要求非常高。从全球市场来看，可融资性排名靠前的企业往往代表其在金融机构具有更广泛的认可度，有相对更强的订单获取能力。根据 BNEF 2023 年储能供应商的可融资性评级榜单，公司在 PCS 及储能系统

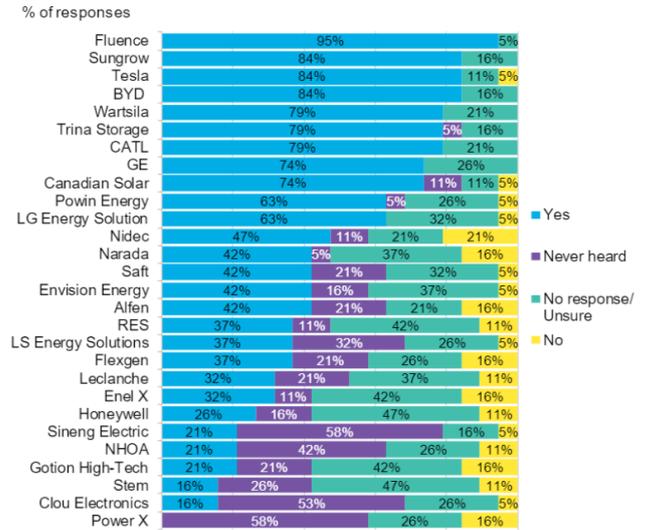


集成商两个领域均位居行业第二，以微小差距仅次于 SMA 及 Fluence，海外影响力远领先于国内其他企业。

图表26：2023 年储能 PCS 可融资性评级榜单



图表27：2023 年储能系统集成商可融资性评级榜单



来源：BNEF，国金证券研究所

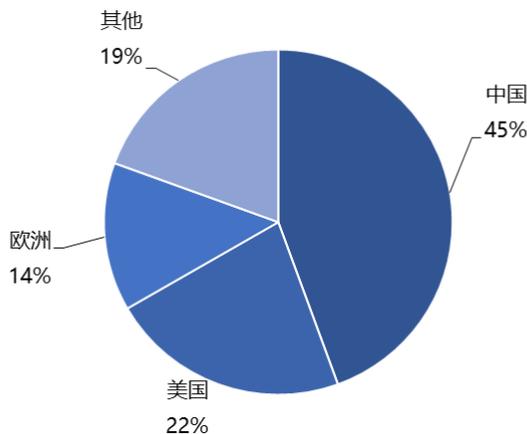
来源：BNEF，国金证券研究所

4、量：海外大储规划提速，公司非美地区占比提升显著

全球可再生能源在过去几年飞速增长后，各国对于构建更可靠灵活电力系统的诉求空前强烈，由于大型储能系统能够提供电网级的调节服务，如频率调节、峰值负荷管理、紧急功率支持等，更能受到电力公司的青睐，以往户储强势的市场如欧洲、澳大利亚在 2023 年之后纷纷将规划重点转移至大型储能，我们预计 2024 年全球大储装机有望达到 150GWh，同比增速接近翻倍，户储装机 16GWh，工商业储能 14GWh。

分市场来看，中美欧大储市场延续高景气度，澳大利亚、印度、日本、中东非等新兴大储市场将呈现“0-1”爆发式增长，预计 2024 年全球储能装机 180GWh，中/美/欧/其他分别为 80/40/25/35GWh。

图表28：2024 年全球储能新增装机市场分布



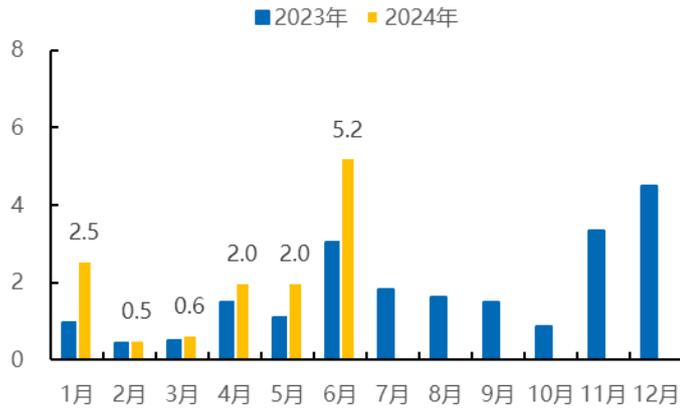
来源：国金证券研究所

4.1 中国：消纳新形势下，储能利用率及配储比例有望持续提升

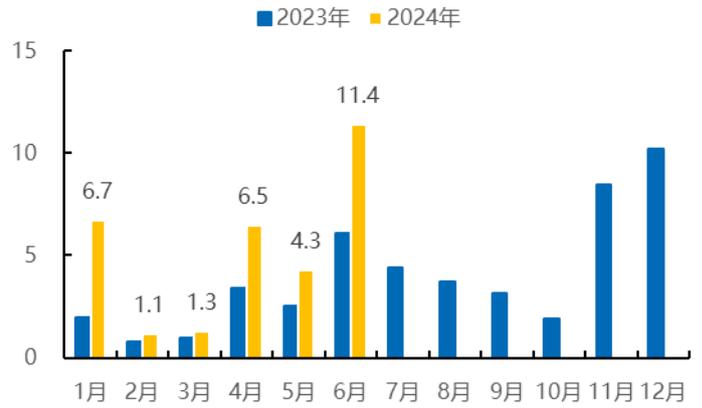
据 CESA 不完全统计，6 月国内投运新型储能约 5.2GW/11.4GWh，同比+71%/+87%，环比+160%/+168%；1-6 月新型储能累计装 12.9GW/31.2GWh，同比+71%/+99%，其中锂电池储能新增装机约 12.1GW/26.9GWh，同比+77%/+95%。



图表29: 国内新型储能月度新增装机规模 (GW)



图表30: 国内新型储能月度新增装机规模 (GWh)



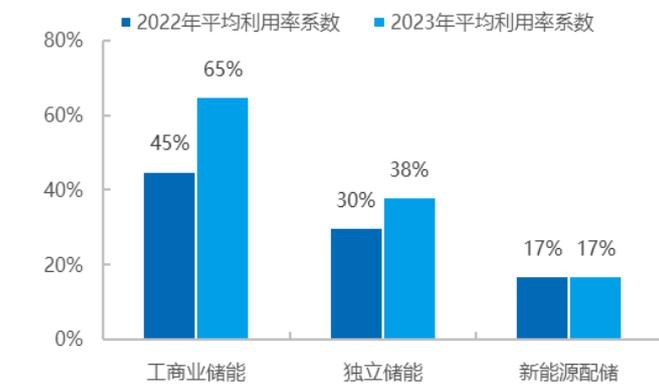
来源: CESA, 国金证券研究所

来源: CESA, 国金证券研究所

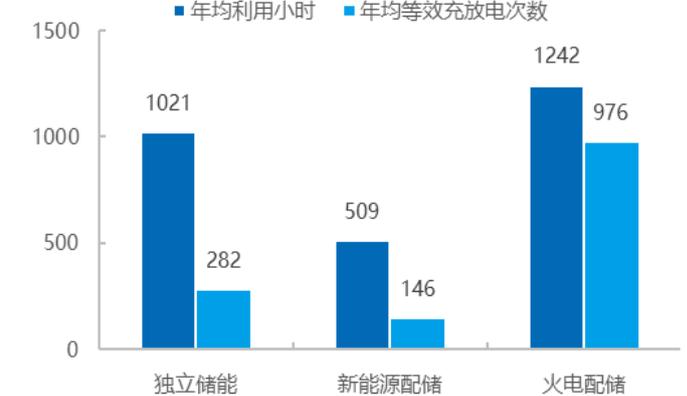
随着国内新能源消纳形式日益严峻, 储能电站利用率持续提升。根据国家能源局统计, 上半年国网区域新型储能等效利用小时数达 390 小时、等效充放电次数约 93 次, 较 1H23 分别提高约 100%、86%。南网区域新型储能等效利用小时数达 560 小时, 已接近 2023 年全年调用水平。

随着新能源装机占我国电源比例的持续提升, 消纳形式日益严峻, 新能源电站消纳红线的逐步放开是大势所趋, 也是寻求高比例可再生能源电力系统可靠性与经济性最优解的必由之路, 光伏电站参与现货市场交易趋势已十分明朗, 我们预计国内储能电站参与峰谷套利及其他潜在调度运行方式的频次及收入有望持续提升, 有望改善实际运营中的储能电站项目的收益率, 进而逐步扭转目前国内大储招投标市场中, 因项目利用率低、业主对产品品质差异不敏感所导致的长期普遍存在的“劣币驱逐良币”的窘境。随着国内大储利用率不断提升, 我们认为兼具技术及成本优势的大储企业有望充分受益并逐步释放增量利润弹性。

图表31: 2022-2023 年不同应用场景储能利用率指数



图表32: 10-50MW 储能电站利用小时及充放电次数情况



来源: 中电联电动交通与储能分会, 国金证券研究所

来源: 中电联电动交通与储能分会, 国金证券研究所测算

消纳压力与成本下降共促配储比例进一步提升。消纳新形势下, 部分省份配储要求持续提升, 以弃电率较高的河北省为例, 2022 年风、光建设方案要求保障性项目按项目容量配储 10%-15%、2 小时, 2023 年建设方案则将配储比例增加至 20%、4 小时。部分消纳压力较大的省份如内蒙古、西藏尽管近一年配储政策未发生变化, 但横向对比其他省份, 现有配储要求已明显高出全国平均水平。

此外, 受益于组件、储能系统成本的改善, 项目配储的空间大大增加, 部分省份竞配、优选项目的配储比例明显提升。以安徽为例, 2023 年竞配最终新能源名单中风光项目配储平均比例分别为 26.5%、13.5%, 而 24 年竞配结果中风光平均配储比例上升至 44.5%、25.5%。除安徽外, 河南、山东竞配、优选项目配储比例也相对前次有明显提升。



图表33: 各省市新能源项目配储比例持续提升

省份	形式	比例	时长	特别说明	方式	发布时间
河北	风、光	10%	2	保障性项目/南网	建设方案规定	2022年11月
	风、光	15%	2	保障性项目/北网	建设方案规定	2022年11月
	风、光	15%	2	保障性项目/南网	建设方案规定	2023年7月
	风、光	20%	2	保障性项目/北网	建设方案规定	2023年7月
	风、光	20%	4	市场化项目	建设方案规定	2023年7月
河南	风、光	20%-55%	2	市场化项目	申报承诺	2022年10月
	风、光	40%-55%	2	市场化项目	申报承诺	2023年9月
江苏	光	8%-10%	2	市场化项目	政策规定	2023年4月
	风、光	10%	2	市场化项目	政策规定	2023年9月
安徽	风	26.5%		/	竞配结果	2023年1月
	光	13.5%		/	竞配结果	2023年1月
	风	44.5%		/	竞配结果	2024年5月
	光	25.5%		/	竞配结果	2024年5月
山东	风、光	39%	2	市场化项目	竞配结果	2022年12月
	风、光	43%	2.15	市场化项目	竞配结果	2024年5月
广东	风、光	10%	1	/	政策规定	2023年5月
	风、光	10%	2	/	政策规定	2024年7月
内蒙古	风、光	15%	4	市场化项目	政策规定	2022年12月
	风、光	15%	4	工业园区绿色供电项目	政策规定	2023年11月
	风、光	15%	4	源网荷储一体化项目	政策规定	2023年11月
西藏	风、光	20%	4	保障性项目	政策规定	2023年1月
	风、光	20%	4	保障性项目	建设方案规定	2024年4月

来源: 各省市发改委、能源局, 国金证券研究所

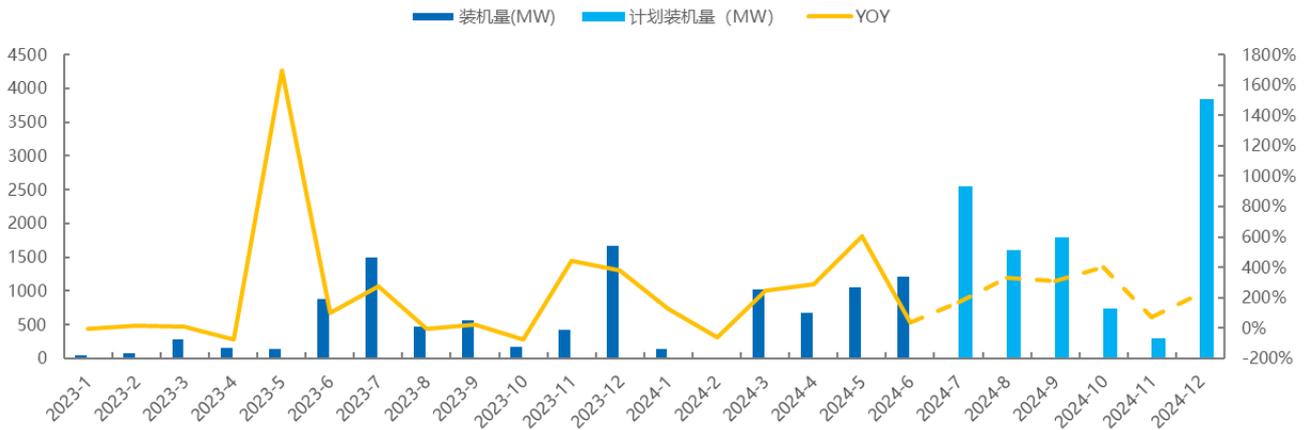
4.2 美国: 储能装机稳步高增, 储备项目中独立储能占比提升

据美国能源署, 2024年6月美国公用事业规模光伏实现新增装机2.15GW, 同比+33.0%, 环比-9.5%, 公用事业规模储能实现新增装机1.23GW/4.05GWh, 同比+36.8%/+39.0%, 环比+15.1%/+29.2%。1-6月公用事业光伏实现新增装机11.8GW, 同比+97.8%; 1-6月公用事业储能实现新增装机4.2GW/11.2GWh, 同比+150.5%/+201.1%。从年内计划装机规模来看, 7-12月美国公用事业规模光伏计划装机25.0GW, 同比增长88.4%; 7-12月美国公用事业规模储能计划装机10.8GW, 同比增长122.4%。

上半年公用事业光伏、储能装机高增验证美国市场旺盛需求。此前我们预测今年美国储能装机40GWh, 同比增长54%, 参考去年上半年公用事业大储装机占全年比例22.1%(EIA、GWh口径), 预计下半年大储需求有望持续释放, 全年实现40GWh装机目标可期。



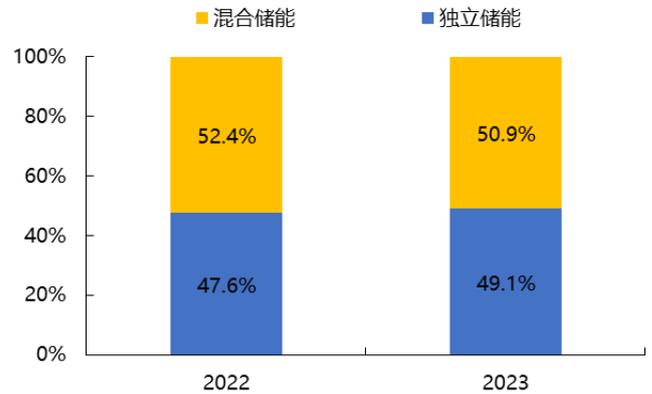
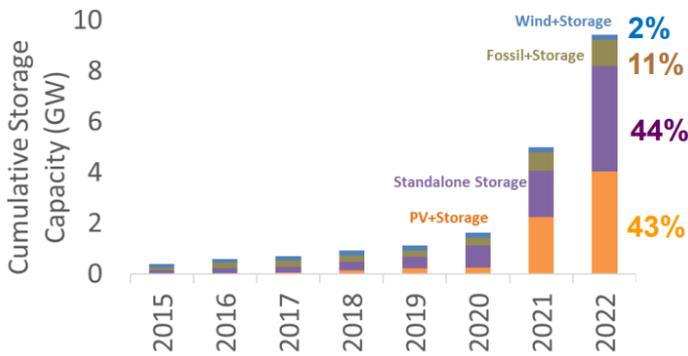
图表34: 美国储能项目每月并网更新



来源: EIA, 国金证券研究所 (仅统计已并网且装机容量大于 1MW 的项目)

光伏配储仅占储能装机的一半左右,对储能装机的影响有限。独立储能电站可以放置在适合电网的任意位置,而光伏配储项目必须放置在光照资源较好的位置,一定程度上限制了储能发挥支持电网的最大价值。2022年IRA法案颁布后,独立储能项目也可享受之前仅限于可再生能源配储项目的ITC抵免政策,这进一步刺激储备项目中独立储能占比的提升,截至2023年底美国申请并网的储能项目中独立储能占比已达到49.1%。

图表35: 截至2022年底光伏配储仅占储能总装机的43% 图表36: 截至2023年底储备项目中49.1%为独立储能



来源: LBNL, 国金证券研究所

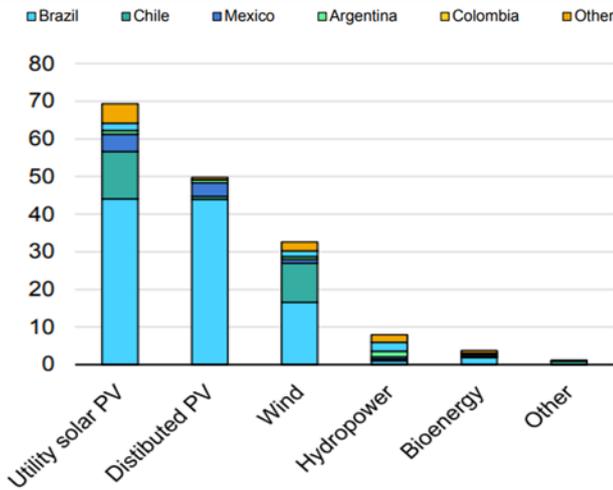
来源: LBNL, 国金证券研究所测算

4.3 新兴市场: 全球绿色转型加速储能部署, 在建项目规模爆发式增长

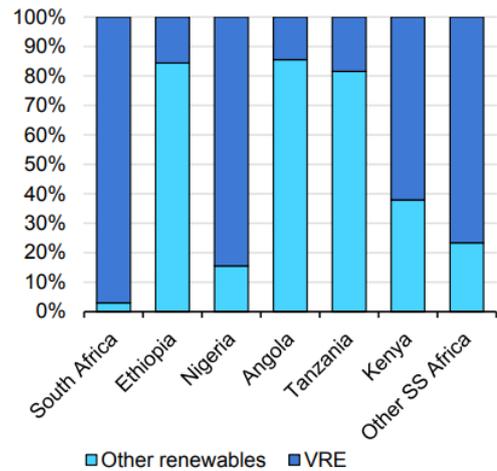
全球绿色转型加速,可再生能源装机增长推动大储需求爆发。根据国际能源署统计,2023年全球可再生能源新增装机507GW,同比增长50%,且预计未来5年全球可再生能源装机容量将迎来快速增长期,其中大约96%来自风光等波动性能源。随着可再生能源在电力结构中占比的提升,电网需要更多的灵活性资源来应对供需平衡的挑战,尤其是电网设施落后的新兴市场国家面临的形势更为严峻,越来越多国家通过政策激励来支持储能技术的发展,包括提供财政补贴、税收优惠和市场机制改革等举措。



图表37: 拉美地区可再生能源主要来自风光装机 (GW)



图表38: 撒哈拉以南非洲的可再生能源主要来自风光



来源: IEA, 国金证券研究所

来源: IEA, 国金证券研究所

新兴市场大型储能项目规划、招标规模创新高。1) 欧洲: 2023 年欧盟通过电力市场改革明确储能的重要地位, 各国在电网侧储能领域的投资开始加速, 意大利、波兰、比利时等多个国家启动容量市场招标采购计划, 预计 2024 年大储装机有望达到 15GWh; 2) 澳大利亚: 截至 2023 年底, 澳大利亚有 27 个大规模电池储能项目正在建设中, 总容量约为 5GW/11GWh, 相比 2022 年 1.4GW/2GWh 有显著增加; 3) 智利: 截至 2024 年 7 月在运储能项目 0.4GW, 在建项目 1.3GW, 已批准项目 2.9GW, 在建项目中 97% 左右为光伏配储项目; 4) 印度: 截至 1Q24 电池储能累计装机 0.3GWh, 根据印度中央电力局的预测, 预计 2026-2027 年的电池储能容量需求为 8.68GW/34.72GWh; 5) 日本: 2024 年低碳能源容量市场拍卖中电池储能中标项目达到 1.1GW。

图表39: 近两年新兴市场大型储能规划及招标规模密集释放

国家	推出时间	政策	具体内容
克罗地亚	2024 年 4 月	-	宣布将为国内大储项目提供约 5 亿欧元的补贴
罗马尼亚	2024 年 2 月	-	开启并网储能项目招标, 预计规模不低于 240MW/480MWh
希腊	2024 年 2 月	-	公布第二轮总计 1.5GW/3.1GWh 的储能项目中标名单
智利	2023 年 12 月	《存储系统发展促进计划》	为将于 2026 年投入运营的储能项目分配财政土地, 预计总容量为 13GWh
巴西	2024 年 5 月	-	开展听证会讨论是否将储能电池纳入 2024 年 8 月的政府电力系统容量储备拍卖
南非	2024 年 4 月	-	南非矿产资源和能源部启动第三轮电网支持电池储能系统采购, 容量 0.62GW/2.46GWh
印度	2023 年 5 月	《2022-2032 年国家电力计划》	预计 2026-27 年印度电化学储能需求将达到 47.65 GWh
印度	2023 年 9 月	《可行性缺口资金计划》	为 2030-2031 年开发的 4GWh 储能系统提供 40% 的投资补贴
日本	2023 年 12 月	-	新加坡可再生能源公司 Gurin Energy 计划在日本建设一个 500MW/2000MWh 电池储能项目, 预计 2026 年开始建设。
日本	2024 年 4 月	“长期脱碳电源拍卖计划”	日本举行新的低碳能源容量市场拍卖, 共有 1.67GW 的项目中标, 其中包括 32 个电池储能系统 1.1GW, 该计划可提供 20 年固定容量市场合同。
澳大利亚	2023 年 11 月	-	澳大利亚联邦政府扩大了容量投资计划 (CIS), 将 2030 年“可调度”清洁电力项目的容量目标从 6GW 提高到 9GW 储能+23GW 新能源发电
澳大利亚	2024 年 4 月	-	联邦政府正准备在未来几个月内为西澳大利亚州批发能源市场 (WEM) 启动首个容量投资计划 (CIS) 招标, 初步目标是 500MW/2000MWh 的“清洁可调度容量”。



国家	推出时间	政策	具体内容
沙特	2024年5月		阳光电源与全球知名EPC公司L&T签署供货协议，为沙特超豪华度假综合体Amaala提供165MW光伏逆变器和160MW/760MWh储能系统。

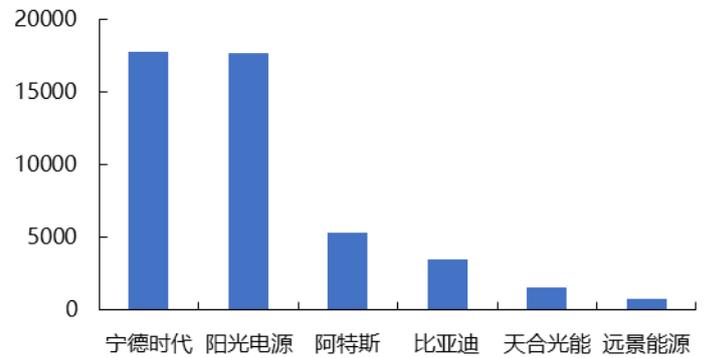
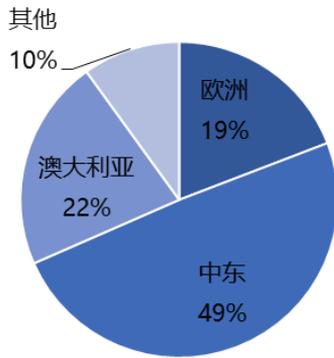
来源：智利能源部、Energy Storage News、PV Magazine，国金证券研究所

4.4 公司：海外大储订单规模领先，非美国地区占比提升显著

我们梳理了2023-2024年国内储能系统集成商已公布的海外大储订单情况，公司累计订单规模高达17.7GWh，仅次于宁德时代17.8GWh（含10GWh五年长协订单），相当于公司2024年出货目标的85%。其中订单规模较大的地区分别为中东、澳大利亚、欧洲，分别占比为49%、22%、19%，其他地区主要为北美及拉美地区。随着海外新兴市场大储需求逐步放量，公司对美出货占比显著下降，进一步提升公司综合竞争力和抗风险能力。

图表40：2023-2024年公司海外订单中非美国占比提升

图表41：阳光电源海外储能签单规模位居前列



来源：阳光电源公众号，Energy Storage News，国金证券研究所

来源：Energy Storage News，各公司公众号、公告，国金证券研究所（根据各公司公开信息整理，统计数据不代表公司实际在手订单）

图表42：国内大储公司海外订单梳理

日期	国家	业主	中标人	功率规模 (MW)	能量规模 (MWh)
2024/5/24	英国	Atlantic Green	远景能源	300	624
2023/5/11	英国	Harmony Energy Income Trust	远景能源	83	166
2024/7/16	比利时	Engie	阳光电源	200	800
2024/7/15	沙特阿拉伯	ALGIHAZ	阳光电源		7800
2024/6/5	智利	Atlas Renewable Energy	阳光电源	200	880
2024/6/4	澳大利亚	ZEN Energy	阳光电源	138	330
2024/5/21	沙特阿拉伯	Red Sea Global	阳光电源	160	760
2024/5/16	德国	Nofar Energy	阳光电源	116.5	230
2024/4/16	英国	SSE Renewables	阳光电源	320	640
2024/3/28	泰国	GULF	阳光电源		
2023/11/1	澳大利亚	CETF	阳光电源		3000
2023/9/19	智利	WEG-4	阳光电源	60	132
2023/8/31	智利	Engie	阳光电源	68	418
2023/8/23	英国	SSE Renewables	阳光电源	150	300
2023/8/14	以色列	EDF Renewables	阳光电源		127
2023/8/2	墨西哥	Quartux	阳光电源		25
2023/7/26	美国	Spearmint Energ	阳光电源	150	300
2023/7/5	英国	Penso Power 和 BW ESS	阳光电源	100	260



日期	国家	业主	中标人	功率规模 (MW)	能量规模 (MWh)
2023/6/7	黎巴嫩	未公开	阳光电源	14	24.9
2023/5/15	澳大利亚	Solar Juice	阳光电源		500
2023/3/13	英国	Constantine Energy Storage	阳光电源		825
2024/6/27	德国	Obton	天合光能	15.8	35
2024/4/22		Pacific Green	天合光能		1500
2023/11/8		Quinbrook	宁德时代		10000
2023/9/19	澳大利亚	西澳大利亚州政府	宁德时代	700	2800
2023/3/27	美国	HGP Storage	宁德时代		5000
2024/8/7	美国		科陆电子		200
2024/7/24	美国		科陆电子		600
2024/1/1	美国	Stella Energy Solutions	科陆电子		480
2023/10/12	尼日利亚	Solarmate Engineering	晶科		4.82
2023/10/12	日本	Grand Works Inc	晶科		15
2024/7/17	罗马尼亚	Electric Spot	华为		204
2023/11/24	土耳其	Margün Enerji	华为	2	
2024/8/1	英国	Statera	比亚迪	400	2400
2024/1/17	智利	Grenergy	比亚迪		1100
2024/8/7	澳大利亚	Fotowatio Renewable Ventures (FRV)	阿特斯	100	200
2024/7/10	加拿大	NS Power	阿特斯	150	705
2024/7/10	美国	Aypa Power	阿特斯		498
2023/12/8	英国	Engie	阿特斯	100	200
2023/12/5	英国	Alcemi	阿特斯	500	1000
2023/11/28	澳大利亚	CIP	阿特斯	240	480
2023/10/27	美国	TEP	阿特斯	200	800
2023/5/18	美国	Aypa Power	阿特斯		363
2023/2/27	美国	Aypa Power	阿特斯		487
2023/1/5	英国	Pulse Clean Energy	阿特斯		550

来源: Energy Storage News, 各公司公众号、公告, 国金证券研究所

5、盈利预测与投资建议

5.1 盈利预测

预计公司 2024-2026 年营业收入分别为 911、1114、1356 亿元, 同比增长 26%、22%、22%, 毛利率分别为 30.1%、29.2%、28.5%, 归母净利润分别为 123、150、180 亿元, 同比增长 31%、22%、20%。

光伏逆变器: 考虑到公司全球逆变器市场地位稳固, 预计未来三年逆变器出货增速将与全球光储需求增速接近, 假设未来三年光伏、大储需求复合增速分别为 15%、50% 以上, 预计公司 2024-2026 年逆变器出货分别为 165、199、234GW, 同比增长 27%、21%、18%。由于 IGBT 等原材料成本持续下降, 我们预计逆变器单价也将保持一定降幅, 预计公司 2024-2026 年收入分别为 311、357、399 亿元, 同比增长 13%、15%、12%。公司主攻的大型逆变器市场进入门槛高, 竞争格局稳定, 预计毛利率有望稳定在 37% 左右。

储能系统: 根据我们预测, 未来三年全球大储行业将继续维持 50% 以上复合增速, 公司有望受益于行业高增长, 预计 2024-2026 年出货分别为 18、27、40GWh, 同比增长 71%、50%、48%。考虑到 2023 年以来储能系统价格下降幅度较大, 预计公司 2024-2026 年收入分别为 198、259、352 亿元, 同比增长 11%、31%、36%。公司大储系统先发优



势明显，近几年海外大储增速高，预计公司海外高盈利市场出货占比仍将维持高位，但随着单价下降，预计单位盈利或逐步收缩，根据我们前文对储能系统长期盈利中枢的分析，预计 2024-2026 年毛利率分别为 43.6%、39.6%、36.4%。

电站系统集成：公司电站系统集成业务主要来自于国内市场，受到光伏系统单价下降影响，预计公司 2024 年收入增速或有所放缓，2025-2026 年有望重新恢复 10%左右增长，对应公司 2024-2026 年收入分别为 254、276、300 亿元，同比增长 3%、9%、9%。随着原材料价格和销售单价逐步企稳，我们预计公司毛利率有望稳定在 17.0%左右。

图表43：公司主营业务拆分

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
光伏逆变器						
收入（百万元）	9,051	15,717	27,653	31,148	35,725	39,906
yoy		74%	76%	13%	15%	12%
出货量（GW）	47	73	130	165	199	234
yoy		55%	78%	27%	21%	18%
毛利率	33.8%	33.2%	37.9%	37.0%	37.0%	37.0%
储能系统						
收入（百万元）	3,138	10,126	17,802	19,800	25,920	35,200
yoy		223%	76%	11%	31%	36%
出货量（GWh）	3.0	7.7	10.5	18.0	27.0	40.0
yoy		157%	36%	71%	50%	48%
毛利率	14.1%	23.2%	37.5%	43.6%	39.6%	36.4%
电站系统集成						
收入（百万元）	9,679	11,604	24,734	25,420	27,600	30,000
yoy		20%	113%	3%	9%	9%
毛利率	11.9%	12.8%	16.4%	17.0%	17.0%	17.0%
营业收入（百万元）	24,137	40,257	72,251	91,129	111,364	135,648
yoy		67%	79%	26%	22%	22%
毛利率	22.3%	24.5%	30.4%	30.1%	29.2%	28.5%

来源：公司公告，国金证券研究所（2024 新版会计准则将质保费用计入营业成本，2024-2026 年毛利率为按照 2023 年会计准则复原之后的预测值）

5.2 投资建议及估值

我们选取五家逆变器公司盛弘股份、德业股份、固德威、锦浪科技、上能电气作为可比公司，可比公司 2024-2026 年平均 PE 为 30、22、17 倍，远高于公司的 11、9、8 倍。考虑到公司各业务增速差异较大，我们对公司进行分部估值。

图表44：可比公司估值对比

代码	名称	总市值（亿元）	归母净利润（亿元）				PE			
			2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E
300693.SZ	盛弘股份	57	4.03	5.05	6.69	8.98	14	11	9	6
605117.SH	德业股份	566	17.91	26.75	34.53	38.09	32	21	16	15
688390.SH	固德威	114	8.52	7.62	10.28	13.89	13	15	11	8
300763.SZ	锦浪科技*	220	7.79	9.62	12.41	16.18	28	23	18	14
300827.SZ	上能电气*	416	2.86	5.35	7.64	10.13	146	78	54	41
	平均值						47	30	22	17
300274.SZ	阳光电源	1412	94.40	123.40	150.32	180.04	15	11	9	8

来源：Wind，国金证券研究所（标*可比公司盈利预测选取 Wind 一致预测，其他公司采取国金证券预测，截至 2024/8/23）

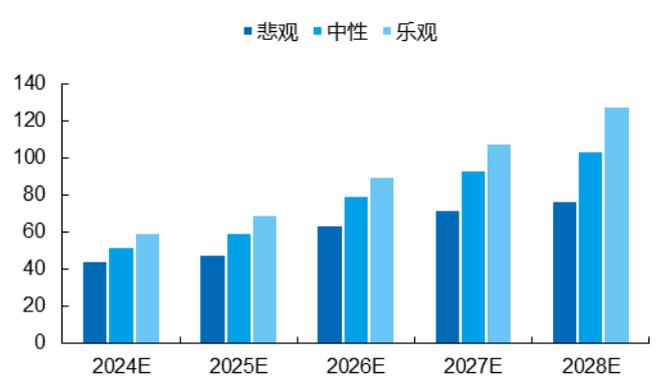
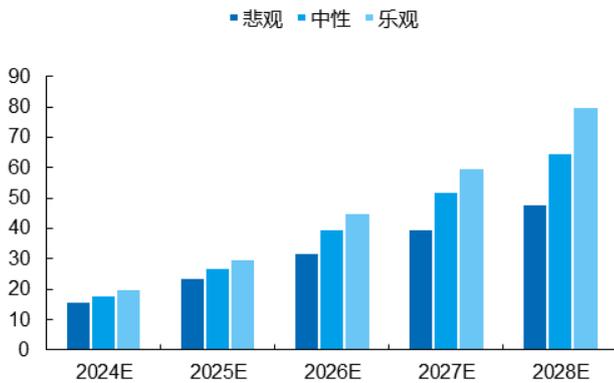
储能系统业务：根据前文对公司储能系统业务量利的分析，我们测算了悲观、中性、乐观场景下公司 2024-2028 年储能业务的出货量及净利润，对应未来五年复合增速分别为 14%、19%、21%。中性假设下储能业务 2025 年净利润为 59.4 亿元，给予 2025 年储能净利润 20



倍 PE，对应市值 1188 亿元。

图表45：公司储能系统出货量预测 (GWh)

图表46：公司储能系统业务净利润预测 (亿元)



来源：国金证券研究所预测

来源：国金证券研究所预测

其他业务：逆变器及电站系统集成业务等其他业务合计贡献利润 90.9 亿元，参考行业增速给予 10 倍 PE，对应市值 909 亿元。

基于以上分部估值的分析，测算公司目标市值为 2097 亿元，目标价为 101.16 元，对应 2024-2026 年 PE 为 17、14、12 倍。

图表47：公司各业务分部估值

	净利润 (亿元)	PE	市值 (亿元)
	2025E		
储能系统业务	59.4	20	1188
其他业务	90.9	10	909
合计	150.3	14	2097

来源：国金证券研究所测算

6、风险提示

传统能源价格大幅（向下）波动风险：近年来全球各国的双碳目标诉求及地缘政治动荡等因素造成的传统能源价格大幅飙升，是新能源需求超预期高增的一大驱动因素，若传统能源价格及对应电价在未来出现趋势性、大幅下跌，将边际削弱光储系统的相对经济性，并可能对板块投资情绪产生负面影响。

国际贸易摩擦加剧：公司收入以海外为主，若海外主要销售地区出台贸易壁垒或本土保护政策，可能会导致公司产品难以在当地继续销售，对公司业绩造成影响。

汇率波动风险：公司海外收入占比较高，且储能订单确认周期较长，若未来人民币汇率大幅波动，或影响公司业绩兑现。



附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)							资产负债表 (人民币百万元)							
	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	
主营业务收入	24,137	40,257	72,251	91,129	111,364	135,648	货币资金	7,790	11,667	18,031	19,854	28,137	37,966	
增长率	66.8%	79.5%	26.1%	22.2%	21.8%		应收款项	11,242	17,101	23,973	28,593	36,279	43,918	
主营业务成本	-18,765	-30,376	-50,318	-63,717	-78,853	-96,958	存货	10,768	19,060	21,442	30,091	37,720	47,178	
%销售收入	77.7%	75.5%	69.6%	69.9%	70.8%	71.5%	其他流动资产	6,508	4,166	5,839	9,647	11,612	13,368	
毛利	5,371	9,881	21,933	27,412	32,512	38,689	流动资产	36,307	51,994	69,284	88,185	113,748	142,430	
%销售收入	22.3%	24.5%	30.4%	30.1%	29.2%	28.5%	%总资产	84.8%	84.4%	83.6%	84.6%	87.9%	89.4%	
营业税金及附加	-82	-143	-324	-501	-613	-746	长期投资	368	884	1,260	1,580	1,760	1,940	
%销售收入	0.3%	0.4%	0.4%	0.6%	0.6%	0.6%	固定资产	4,670	5,732	8,124	9,135	9,779	10,271	
销售费用	-1,583	-3,169	-5,167	-6,379	-7,684	-9,224	%总资产	10.9%	9.3%	9.8%	8.8%	7.6%	6.4%	
%销售收入	6.6%	7.9%	7.2%	7.0%	6.9%	6.8%	无形资产	198	439	822	1,259	1,374	1,480	
管理费用	-491	-612	-873	-1,367	-1,559	-1,763	非流动资产	6,533	9,632	13,593	15,994	15,592	16,920	
%销售收入	2.0%	1.5%	1.2%	1.5%	1.4%	1.3%	%总资产	15.2%	15.6%	16.4%	15.4%	12.1%	10.6%	
研发费用	-1,161	-1,692	-2,447	-3,463	-3,898	-4,476	资产总计	42,840	61,626	82,877	104,179	129,340	159,350	
%销售收入	4.8%	4.2%	3.4%	3.8%	3.5%	3.3%	短期借款	1,730	2,232	4,135	1,300	1,800	2,300	
息税前利润 (EBIT)	2,054	4,265	13,121	15,702	18,758	22,479	应付款项	18,266	26,686	29,904	37,267	46,105	56,678	
%销售收入	8.5%	10.6%	18.2%	17.2%	16.8%	16.6%	其他流动负债	3,512	6,550	11,898	13,480	16,444	19,861	
财务费用	-283	477	-21	-183	-50	-114	流动负债	23,507	35,469	45,937	52,047	64,350	78,839	
%销售收入	1.2%	-1.2%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%	长期贷款	1,891	4,162	4,180	6,612	6,612	6,612	
资产减值损失	-481	-831	-2,028	-814	-787	-894	其他长期负债	738	2,259	3,305	4,266	4,597	5,023	
公允价值变动收益	66	-30	36	0	0	0	负债	26,136	41,889	53,422	62,924	75,559	90,474	
投资收益	355	40	97	200	200	200	普通股股东权益	15,655	18,666	27,705	39,325	51,662	66,556	
%税前利润	18.8%	1.0%	0.8%	1.3%	1.1%	0.9%	其中：股本	1,485	1,485	1,485	2,073	2,073	2,073	
营业利润	1,898	4,141	11,466	14,905	18,121	21,672	未分配利润	6,533	9,613	18,729	28,995	41,332	56,226	
营业利润率	7.9%	10.3%	15.9%	16.4%	16.3%	16.0%	少数股东权益	1,049	1,071	1,749	1,929	2,119	2,319	
营业外收支	-5	-7	-6	0	0	0	负债股东权益合计	42,840	61,626	82,877	104,179	129,340	159,350	
税前利润	1,893	4,134	11,460	14,905	18,121	21,672	比率分析		2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
利润率	7.8%	10.3%	15.9%	16.4%	16.3%	16.0%	每股指标							
所得税	-189	-439	-1,851	-2,385	-2,899	-3,467	每股收益	1.066	2.419	6.356	5.95	7.25	8.68	
所得税率	10.0%	10.6%	16.2%	16.0%	16.0%	16.0%	每股净资产	10.541	12.568	18.655	18.968	24.919	32.103	
净利润	1,704	3,695	9,609	12,520	15,222	18,204	每股经营现金净流	-1.103	0.815	4.701	2.497	5.937	7.177	
少数股东损益	121	102	169	180	190	200	每股股利	0.111	0.220	0.965	1.000	1.300	1.500	
归属于母公司的净利润	1,583	3,593	9,440	12,340	15,032	18,004	回报率							
净利率	6.6%	8.9%	13.1%	13.5%	13.5%	13.3%	净资产收益率	10.11%	19.25%	34.07%	31.38%	29.10%	27.05%	
							总资产收益率	3.69%	5.83%	11.39%	11.84%	11.62%	11.30%	
							投入资本收益率	9.09%	14.58%	29.12%	26.82%	25.33%	24.27%	
							增长率							
							主营业务收入增长率	25.15%	66.79%	79.47%	26.13%	22.21%	21.81%	
							EBIT增长率	-7.07%	107.66%	207.64%	19.67%	19.46%	19.84%	
							净利润增长率	-19.01%	127.04%	162.69%	30.72%	21.81%	19.78%	
							总资产增长率	52.98%	43.85%	34.48%	25.70%	24.15%	23.20%	
							资产管理能力							
							应收账款周转天数	115.9	102.2	88.2	95.0	95.0	95.0	
							存货周转天数	142.4	179.2	146.9	175.0	180.0	185.0	
							应付账款周转天数	160.8	139.7	105.2	110.0	110.0	110.0	
							固定资产周转天数	64.2	41.2	32.5	28.2	23.9	19.9	
							偿债能力							
							净负债/股东权益	-47.78%	-34.27%	-40.02%	-33.97%	-40.53%	-45.19%	
							EBIT利息保障倍数	7.3	-8.9	637.1	85.6	377.1	197.5	
							资产负债率	61.01%	67.97%	64.46%	60.40%	58.42%	56.78%	

来源：公司年报、国金证券研究所


市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	10	26	44	61	139
增持	4	8	12	17	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.29	1.24	1.21	1.22	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得1分，为“增持”得2分，为“中性”得3分，为“减持”得4分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
 3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来6—12个月内上涨幅度在15%以上；

增持：预期未来6—12个月内上涨幅度在5%—15%；

中性：预期未来6—12个月内变动幅度在-5%—5%；

减持：预期未来6—12个月内下跌幅度在5%以上。



特别声明：

国金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。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究