

电气化时代的“大脑”，电力电子龙头价值重估启航

华泰研究

深度研究

2025 年 10 月 22 日 | 中国内地

本文聚焦阳光电源的价值重估逻辑，我们认为公司作为电力电子龙头，储能+出海逻辑延续，AIDC 有望打开增长新空间：1) 短期：国内 136 号文取消强制配储政策下，独立储能调峰需求和容量电价支撑下有望阶段性高增；美国“大而美”法案及关税不确定性虽带来扰动，但基于政策细则、公司海外产能、不同出海模式分析，我们认为储能需求和出海业务仍具韧性。2) 中长期：26 年起全球多地区新能源+储能陆续实现平价。我们看好美国数据中心负荷增长带来的储能需求，叠加潜在降息周期；欧洲多国大储容量招标，以及澳大利亚、中东、印尼等地区光储政策，有望进一步支撑海外市场增量。3) 公司定位：我们认为公司不仅是逆变器与储能龙头，实际是电力电子龙头，未来氢能、AIDC 等新兴业务延展，有望打开更高成长上限。

为何我们认为无需对短期需求波动过度担忧？

- 2025-26 年独立储能有望贡献主要增量，短期内弥合配储缺口。25 年 1-8 月储能招标、中标量同比+89%/191%，独立储能占比近 60%。我们测算 2024-27 年全国电网调峰缺口累计+158/184/248/318GW，带动独立储能刚需。容量电价试点落地有望改善项目收益，叠加光储反内卷推进和新能源全面入市后电价信号明确，储能盈利模式或进一步厘清。
- “大而美”法案新规美国光伏/储能补贴实际延续至 2030/32 年，外资比例可维持在 40-60%/25-45%。光伏逆变器在项目造价中占比低（户用 10-15%，集中式 5-8%），受外资比例限制影响有限；储能项目造价中电池占比超 60%，公司或通过海外产能应对。关税潜在调整空间和美国 AIDC 带动外溢光储需求偏刚性，关税成本或能传导，护航公司出海。

系统平价储能是核心受益方向，为何我们认为行业重估才刚起步？

系统平价需以储能时长和配比提升为抓手，因此储能增速有望超过新能源本身，或进一步带动储能行业重估。我们预测 2024-30 年全球储能、风电、光伏装机 CAGR 分别为 44.5%、13.9%和 7.9%，到 30 年全球新增储能装机可达 1556GWh；其中，海外有望于 2026 年率先平价；国内三步走：2025-26/27/30 年实现风光储/光储用电侧/光储发电侧平价。此外，美国数据中心负荷增长带动光储外溢需求刚性，叠加降息预期；欧洲大储容量招标及澳大利亚、中东、印尼光储新政提振需求，新能源+储能新业态多地开花。

电力电子龙头方为本色，公司如何成为电气化时代浪潮的 Alpha？

电力电子技术同源优势驱动多板块布局，公司已成长为光储风氢综合能源装备领军者。公司凭借高研发投入和广泛渠道铺设，在逆变器和储能领域形成稳固的龙头优势，并以构网型技术引领储能新方向。氢能领域后来居上，2025H1 全国电解槽中标容量居行业首位。2025 年公司进一步切入 AIDC 赛道，拟涉足柜外供电系统（800V 强电系统、SST 等）及柜内电源等产品，我们测算全球柜内外电源市场到 2030 年规模有望超 4600 亿元，2024-30 年 CAGR>60%，远期或为公司带来超四百亿元营收增量。

盈利预测与估值

我们预测 2025/26/27 年公司归母净利润为 155.4/186.2/216.7 亿元（前值 145.6/155.1/170.7 亿元，上修 7%/20%/27%，上修主要系美国市场政策扰动影响小于预期，以及 26 年起全球多地区新能源+储能实现平价、美国 AIDC 负荷增长带动外溢光储需求、欧洲大储加速落地等），EPS 7.50/8.98/10.45 元。基于可比公司估值，给予公司 2026E PE 21.76x（前值 2025E 21x），目标价 195.40 元/股（前值 147.42 元/股），维持买入评级。

风险提示：储能需求不及预期、出海政治风险不确定性、行业竞争加剧。

投资评级(维持):

买入

目标价(人民币):

195.40

刘俊

SAC No. S0570523110003
SFC No. AVM464

研究员

karliu@htsc.com
+(852) 3658 6000

边文蛟

SAC No. S0570518110004
SFC No. BJS399

研究员

bianwenjiao@htsc.com
+(86) 755 8277 6411

苗雨菲

SAC No. S0570523120005
SFC No. BTM578

研究员

miaoyufei@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

邵梓洋*

SAC No. S0570124030024

联系人

shaoyizyang@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

徐嘉欣*

SAC No. S0570125070136

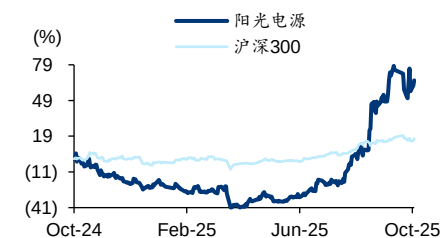
联系人

xujiixin@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

基本数据

收盘价(人民币 截至 10 月 21 日)	152.79
市值(人民币百万)	316,766
6 个月平均日成交额(人民币百万)	6,548
52 周价格范围(人民币)	55.70-165.00

股价走势图



资料来源：Wind

经营预测指标与估值

会计年度(人民币)	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万)	77,857	100,369	122,981	142,925
+/-%	7.76	28.91	22.53	16.22
归属母公司净利润(百万)	11,036	15,541	18,622	21,674
+/-%	16.92	40.82	19.82	16.39
EPS(最新摊薄)	5.32	7.50	8.98	10.45
ROE(%)	34.16	35.67	32.13	29.03
PE(倍)	28.70	20.38	17.01	14.62
PB(倍)	8.58	6.31	4.82	3.79
EV EBITDA(倍)	21.04	14.92	12.07	9.99
股息率(%)	0.71	1.00	1.19	1.39

资料来源：公司公告、华泰研究预测

盈利预测

资产负债表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
流动资产	69,284	95,149	114,122	142,385	162,333
现金	18,031	19,799	30,111	39,354	50,024
应收账款	21,098	27,640	29,713	38,610	43,062
其他应收账款	1,409	1,761	2,325	2,681	3,137
预付账款	542.85	410.83	818.59	687.81	1,063
存货	21,442	29,028	32,910	43,042	45,481
其他流动资产	6,763	16,510	18,244	18,009	19,567
非流动资产	13,593	19,925	23,098	26,121	28,465
长期投资	440.04	483.90	514.58	622.93	727.25
固定投资	6,438	9,002	11,882	14,571	16,692
无形资产	732.42	1,122	1,258	1,384	1,500
其他非流动资产	5,982	9,317	9,443	9,542	9,546
资产总计	82,877	115,074	137,220	168,506	190,798
流动负债	45,937	60,298	68,717	84,408	89,087
短期借款	2,793	4,214	5,841	5,247	4,681
应付账款	15,571	20,957	23,872	31,100	32,970
其他流动负债	27,573	35,128	39,005	48,061	51,437
非流动负债	7,485	14,577	14,658	14,399	13,670
长期借款	4,180	4,863	4,944	4,685	3,956
其他非流动负债	3,305	9,714	9,714	9,714	9,714
负债合计	53,422	74,875	83,375	98,807	102,757
少数股东权益	1,749	3,294	3,615	3,999	4,447
股本	1,485	2,073	2,073	2,073	2,073
资本公积	7,606	7,013	7,013	7,013	7,013
留存公积	19,795	29,412	42,057	57,207	74,840
归属母公司股东权益	27,705	36,905	50,230	65,699	83,594
负债和股东权益	82,877	115,074	137,220	168,506	190,798

现金流量表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
经营活动现金	6,982	12,068	15,235	16,752	18,747
净利润	9,609	11,264	15,862	19,007	22,121
折旧摊销	677.92	865.35	878.22	1,141	1,396
财务费用	20.60	290.41	158.64	67.28	(65.06)
投资损失	(96.56)	(419.57)	(419.57)	(419.57)	(419.57)
营运资金变动	(5,765)	(1,434)	(178.58)	(1,977)	(3,219)
其他经营现金	2,537	1,502	(1,067)	(1,067)	(1,067)
投资活动现金	(3,821)	(10,853)	(3,567)	(3,680)	(3,256)
资本支出	(2,741)	(2,786)	(3,948)	(3,971)	(3,539)
长期投资	(1,188)	(8,312)	(30.69)	(108.35)	(104.32)
其他投资现金	107.81	244.53	411.26	399.15	387.04
筹资活动现金	3,280	258.80	(1,356)	(3,829)	(4,821)
短期借款	1,371	1,421	1,627	(593.91)	(566.62)
长期借款	18.05	683.73	80.81	(258.85)	(729.40)
普通股增加	(0.04)	588.06	0.00	0.00	0.00
资本公积增加	553.34	(593.42)	0.00	0.00	0.00
其他筹资现金	1,337	(1,840)	(3,065)	(2,976)	(3,525)
现金净增加额	6,465	1,450	10,311	9,243	10,670

资料来源：公司公告、华泰研究预测

利润表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	72,251	77,857	100,369	122,981	142,925
营业成本	50,318	54,545	66,939	82,086	95,671
营业税金及附加	324.45	403.07	519.61	636.68	739.93
营业费用	5,167	3,761	5,279	6,469	7,518
管理费用	873.17	1,201	1,931	2,367	2,750
财务费用	20.60	290.41	158.64	67.28	(65.06)
资产减值损失	(1,301)	(777.80)	(1,606)	(1,968)	(1,429)
公允价值变动收益	36.19	64.32	64.32	64.32	64.32
投资净收益	96.56	419.57	419.57	419.57	419.57
营业利润	11,466	13,564	19,084	22,865	26,610
营业外收入	25.16	23.93	19.42	19.42	19.42
营业外支出	31.65	43.86	30.62	30.62	30.62
利润总额	11,460	13,544	19,073	22,854	26,599
所得税	1,851	2,280	3,211	3,847	4,478
净利润	9,609	11,264	15,862	19,007	22,121
少数股东损益	169.18	227.95	321.00	384.63	447.65
归属母公司净利润	9,440	11,036	15,541	18,622	21,674
EBITDA	12,258	14,545	19,910	23,817	27,644
EPS (人民币, 基本)	6.36	5.32	7.50	8.98	10.45

主要财务比率

会计年度 (%)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
成长能力					
营业收入	79.47	7.76	28.91	22.53	16.22
营业利润	176.89	18.29	40.70	19.81	16.38
归属母公司净利润	162.69	16.92	40.82	19.82	16.39
获利能力 (%)					
毛利率	30.36	29.94	33.31	33.25	33.06
净利率	13.30	14.47	15.80	15.46	15.48
ROE	40.71	34.16	35.67	32.13	29.03
ROIC	64.91	55.91	65.00	63.16	60.86
偿债能力					
资产负债率 (%)	64.46	65.07	60.76	58.64	53.86
净负债比率 (%)	(31.63)	(9.61)	(24.43)	(33.01)	(39.51)
流动比率	1.51	1.58	1.66	1.69	1.82
速动比率	1.00	1.04	1.13	1.14	1.27
营运能力					
总资产周转率	1.00	0.79	0.80	0.80	0.80
应收账款周转率	4.14	3.19	3.50	3.60	3.50
应付账款周转率	3.47	2.99	2.99	2.99	2.99
每股指标 (人民币)					
每股收益(最新摊薄)	4.55	5.32	7.50	8.98	10.45
每股经营现金流(最新摊薄)	3.37	5.82	7.35	8.08	9.04
每股净资产(最新摊薄)	13.36	17.80	24.23	31.69	40.32
估值比率					
PE (倍)	33.56	28.70	20.38	17.01	14.62
PB (倍)	11.43	8.58	6.31	4.82	3.79
EV EBITDA (倍)	25.05	21.04	14.92	12.07	9.99

正文目录

电气化时代的“大脑”，电力电子龙头价值重估启航	7
为何我们认为无需对短期需求波动过度担忧?	10
国内：独立储能阶段性高增，调峰刚需+容量电价激励下弥合配储缺口	10
美国：政策逆风影响可控，海外产能+关税成本传导或可护航出海	13
美国本土需求持续：“大而美”新规光/储补贴实际延至 30/32 年	13
光伏逆变器：受美国外资限制新规影响或不大，海外建厂或能有效对冲关税风险	16
储能：调整电池采购策略或能满足本土化要求，价格传导有望减轻关税对盈利冲击	18
问题二：系统平价储能是核心受益方向，行业重估为何刚起步	20
以储能为桥梁，从理论度电平价迈向系统全局平价	20
海外：2026 年平价将至，光储一体新业态有望多地开花	22
美国：降息周期或提升新能源配储项目投资回报预期，数据中心有望带动光储外溢需求	23
欧洲：大储补位引领储能装机增长，政策目标驱动下新能源配储发展可期	25
亚洲：缺电压力叠加基建薄弱，离网/并网光储成供电首选	27
澳大利亚：户储支持新政带动需求增长	28
中东：能源转型需求叠加低成本优势，有望崛起为全球光储市场新增长极	29
国内：三步走推进 25-26/27/30 年实现风光储/光储用电侧/光储发电侧平价	30
问题三：电力电子龙头方为本色，为何阳光是电气时代 Alpha	32
研发驱动与全球渠道双轮共振，筑牢公司行业龙头优势	32
耕耘光伏逆变器二十余载，从中国龙头走向世界领先	34
构网型技术领航储能系统发展，高研发壁垒铸就“懂电”优势	36
电化学、电力电子、电网技术“三电融合”，业务多元布局突破能力极限	40
进军 AIDC 赛道，延伸电力电子触角有望进一步打开业务增长空间	43
盈利预测与估值	45
分业务板块盈利预测	45
光伏逆变器	45
储能系统	46
新能源投资开发、光伏电站发电与其他	47
三费与净利润	48
估值	50
风险提示	50

图表目录

图表 1：阳光电源股价复盘	9
图表 2：公司盈利水平与估值季度复盘	9
图表 3：组件和逆变器价格复盘	9
图表 4：国内储能招标量月度变化（2024/1-2025/8）	10

图表 5: 国内储能中标量月度变化 (2024/1-2025/8)	10
图表 6: 国内储能中标量结构 (2024/1-2025/8)	10
图表 7: 电力调峰供需自 2023 年起由盈余转为缺口, 调峰需求带动 2025-26 年独立储能刚需阶段性高增	11
图表 8: 引入容量电价后, 储能项目回报率 IRR 显著提升 (以甘肃为例)	12
图表 9: 136 号文后, 各省 (市) 储能容量电价/辅助服务价格/峰谷价差政策一览表	12
图表 10: “大而美”法案美国光储项目补贴实际仍可延续至 2030/32 年	13
图表 11: 美国历史光伏装机与当前披露在建项目容量	14
图表 12: 美国储能装机与当前披露在建项目容量	14
图表 13: 光伏逆变器未成为历史多轮关税政策的主要冲击对象, 非电动车用电池关税上调 2026 年起执行	15
图表 14: 美国 2025 年对华关税时间线	15
图表 15: 光伏项目生产/投资补贴的外资比例限制	16
图表 16: 美国光伏项目造价拆分	16
图表 17: 阳光电源海外产能与工厂分布	17
图表 18: 美国对各国加征对等关税一览表 (截至 2025 年 10 月 10 日)	17
图表 19: 储能项目生产/投资补贴的外资比例限制	18
图表 20: 美国储能项目造价拆分	18
图表 21: 分情景测算阳光电源在美储能业务利润受到的影响	19
图表 22: 储能需求测算总表	20
图表 23: 英国、美国 PJM 最新招标新能源置信系数远低于传统能源	21
图表 24: 根据 PJM, 风电和光伏置信系数随装机容量提升而边际递减	21
图表 25: 英国电网招标储能置信系数随储能时长提高而增加	21
图表 26: 储能耦合有利于匹配新能源出力曲线与用电负荷	21
图表 27: 海外新能源装机增速与储能对比	22
图表 28: 国内新能源装机增速与储能对比	22
图表 29: 新能源配储项目 Equity IRR 对利率敏感性测算	23
图表 30: 6 个重点区域电网增量负荷预测汇总	24
图表 31: 基于 AIDC 投资情景分析的光储柴补位需求测算	24
图表 32: 欧洲发电结构中新能源占比较高	25
图表 33: 欧洲电网基础设施呈现分散化特征	25
图表 34: 2023 年下半年起欧洲电价逐步回落	25
图表 35: 欧洲大储补位成为储能增长主力	26
图表 36: 欧洲主要国家光伏与储能装机 2030 目标概览	26
图表 37: 英国、意大利、波兰电力容量市场大储招标规模追踪	26
图表 38: 欧洲 2024-26E 储能装机结构拆分	26
图表 39: 欧洲电力市场多元化机制带动储能项目潜在收益提升	27
图表 40: 亚太地区是全球电力需求增长最快的地区	28
图表 41: 亚洲国家基建薄弱, 电网供电稳定性较差	28
图表 42: 亚洲国家光伏储能装机目标及配储要求一览表	28
图表 43: 印尼光储微电网相比传统柴发有望降低电价 40% 以上	28
图表 44: 澳大利亚大储与户储新增装机容量	29

图表 45: 澳大利亚户储需求高增	29
图表 46: 中东地区历史能源结构以石油和天然气为主导	29
图表 47: 中东地区不同阶段的储能项目容量	29
图表 48: 不同绿电自供率下, 风光储系统最优 LCOE 和配储比例一览	30
图表 49: 风光储系统平价三步走	31
图表 50: 阳光电源光、储、风、氢板块历史沿革	32
图表 51: 阳光电源与同行业公司研发人员数量和占比对比	33
图表 52: 阳光电源与同行业公司研发费用对比	33
图表 53: 阳光电源海外渠道与同行业公司对比	34
图表 54: 阳光电源海外营收规模与占比	34
图表 55: 阳光电源光伏逆变器海内外盈利能力对比	34
图表 56: 阳光电源储能系统海内外盈利能力对比	34
图表 57: 阳光电源光伏逆变器渗透率趋势	35
图表 58: 公司光伏逆变器出货量地区分布与各地区市占率	36
图表 59: 全国组串式逆变器占比提升至 2023/24 年的约 80%	36
图表 60: 公司分类型逆变器出货量与全球市占率	36
图表 61: 公司储能业务营收规模与业务占比	37
图表 62: 公司分类型储能系统出货量与全球市占率	37
图表 63: 阳光电源储能业务产品单位价格、成本及毛利率变化	37
图表 64: 阳光电源 2021Q4 因上游原材料价格上涨毛利受损, 依托高效供应链管理实现毛利快速修复	37
图表 65: 阳光电源储能系统具有交付效率和技术性能上的双重优势	38
图表 66: 公司 2024 年起斩获多项海外储能大单	38
图表 67: 公司储能出货量地区分布与各地区市占率	38
图表 68: 构网型与跟网型储能产品对比	39
图表 69: 阳光电源完成业内首个光储全场景构网实证	39
图表 70: 美国 2030 年最高负荷在数据中心等拉动下增加超 100GW	40
图表 71: PJM 容量电价同比上涨 22%	40
图表 72: 英国门迪储能系统 5 分钟内修复频率	40
图表 73: 中东电网基础设施较为薄弱且分布不均	40
图表 74: 阳光电源收入结构变化 (2015-2024)	41
图表 75: 阳光电源新能源投资与其他业务板块在产品、出货量、技术方面具有领先优势	41
图表 76: 公司风电变流器出货量	42
图表 77: 公司风电变流器营收规模	42
图表 78: 阳光氢能中标全球最大规模绿色氢氨醇一体化项目	43
图表 79: 2025H1 国内电解水制氢设备中标份额	43
图表 80: 全球数据中心装机需求预测	43
图表 81: 柜外电源市场空间预测	44
图表 82: 柜内电源市场空间预测	44
图表 83: 公司光伏逆变器销量和毛利率季度预测	45
图表 84: 公司光伏逆变器销量、售价、毛利率 2025-27 年度预测	46

图表 85: 公司储能系统销量和毛利率季度预测	47
图表 86: 公司储能系统销量、售价、毛利率 2025-27 年度预测	47
图表 87: 公司各业务板块营收、毛利率预测汇总	48
图表 88: 公司各业务板块季度预测汇总	49
图表 89: 公司营收、三费、归母净利润、EPS 预测汇总(2025-27E)	49
图表 90: 可比公司估值表	50
图表 91: 阳光电源 PE-Bands	50
图表 92: 阳光电源 PB-Bands	50

电气化时代的“大脑”，电力电子龙头价值重估启航

本文聚焦阳光电源的价值重估逻辑。公司作为光伏逆变器与储能设备的双赛道龙头，最初深耕集中式光伏逆变器和大储设备，随后逐步拓展至户用与工商用逆变器及户储产品，实现了在多元应用场景下的全面覆盖。在深厚电力电子技术积淀的支撑下，公司进一步延伸布局氢能、充电桩及 AIDC 等新兴业务，推动业务版图持续扩展。2024 年，公司光伏逆变器出货量总计 147GW，占全球市场 25%，与华为并列全球前二；储能设备出货量总计 28GWh，全球市占率 14%，与特斯拉（2024 年特斯拉全球储能系统出货市场占有率为 15%）共同主导市场格局。复盘公司历史业绩与股价表现，可大致分为以下阶段：

1. **2020-21 年，光伏高景气驱动盈利估值双增：**行业光伏装机量高增，公司顺势把握市场机遇，扩大业务规模，市占率与盈利能力同步提升。在行业乐观情绪与基本面共振下，公司估值（NTM 滚动预测 PE 倍数，下同）与股价上行，显著跑赢大盘。
2. **2022-24 上半年，储能+出海驱动盈利二次增长，但估值承压：**随着光伏需求放缓，行业进入下行周期，光伏指数明显回落；组件与分布式逆变器价格见顶回落，集中式逆变器价格相对稳健。公司凭借储能的前瞻布局，储能营收占比持续提升，同时加快海外市场开拓（2022 年以来海外营收占比已超过公司总营收的 45%），带动毛利率逆势走高，盈利表现显著优于同行。然而，由于光伏板块整体表现不佳，加之市场对国内外光储需求的担忧，估值倍数进一步下滑，股价略有下滑但仍优于行业。
3. **2024 下半年至今，储能+出海驱动盈利提升，开启估值修复，业绩与估值共振：**2024 年下半年起，公司依托高毛利储能业务与出口优势，盈利能力进一步增强。4Q24-1Q25 受国内电力市场化推进节奏、美国新能源补贴调整及关税波动等外部扰动影响，估值一度维持在约 10x 水平。随后美国抢出口带动公司出货加速，2Q25 EPS 同比+37%。随着基本面持续向好、提振市场对未来储能需求预期，估值有所回升。截至 2025 年 10 月，公司 NTM 滚动预测 PE 已回升至约 20x，股价在业绩与估值驱动下表现亮眼。

2Q25 公司经营质量进一步提升，但市场对光伏及储能需求的短期扰动因素及中长期成长动力仍存在担忧。核心问题在于：短期海内外政策变化对光储需求的影响能否快速消化，中长期储能需求增长的路径是否清晰，以及公司的龙头优势和 AIDC 业务的增长潜力如何。我们认为，公司不仅是逆变器龙头，实际是电力电子龙头，未来储能+出海仍为核心成长主线，且全球数据中心负荷快速增长背景下，AIDC 布局或能打开更高成长上限。因此，我们看好公司或能再度开启成长之路，具备进一步价值重估空间，具体围绕三个关键问题展开分析：

（1）为何我们认为无需对短期需求波动过度担忧；（2）系统平价储能是核心受益方向，为何我们认为行业重估才刚起步；（3）电力电子龙头是阳光本色，公司如何成为电气化时代浪潮的 Alpha。通过回答上述三个问题，我们认为公司当前的估值修复仍刚起步，随着业绩兑现与成长逻辑强化，公司有望再度开启成长之路，仍具备进一步重估空间。

问题一：为何我们认为无需对短期需求波动过度担忧

短期扰动不改储能成长逻辑。国内方面，调峰缺口扩大带动独立储能刚需阶段性高增，短期弥合配储缺口，容量电价等政策机制下项目收益提升。新能源并网量增加导致调峰缺口扩大，经我们测算，若不建设电化学储能，2024-27 年全国电网调峰缺口累计为 +158/+184/+248/+318GW，电网最大不平衡缺口约 20%，2025-26 年国内独立储能刚需有望阶段性高增；且部分省份新型储能容量电价机制先行，大幅改善了独立储能项目经济性，以甘肃为例，引入容量电价后，20MWh 储能项目的 20 年期 IRR 由 3.8%提升至 8.7%。

海外方面，美国光储补贴与需求支撑延续，虽然政策不确定性持续，但出口窗口仍在。美国“大而美”法案虽对新能源补贴进行了退坡调整，并对项目外资比例提出约束，但光伏/储能项目补贴实际仍可延续至 2030/32 年，项目外资比例仍可维持 40%-60%/25%-45%；且由于光伏逆变器在户用/集中式光伏项目造价中占比仅 10-15%/5-8%，受外资比例限制实质影响或有限。同时，尽管关税反复，但公司核心出口产品（光伏逆变器与储能系统）未被 201 关税及东南亚四国反倾销与反补贴关税覆盖，对储能电池 301 关税的上调（自 2026 年由 7.5% 至 25%）亦带来阶段性抢出口空间；叠加其海外产能布局及 2025 年对等关税潜在调整空间，以及关税成本的传导可能，公司出口美国的可行性仍在。此外，美国 AIDC 负荷增长带来对光储的外溢需求偏刚性。我们测算 2025-26 美国储能新增装机规模共计需实现 28-51GW，按 4 小时配置对应 110-205GWh 装机量，相较 2024 年 37GWh 装机量仍需保持 50% 以上年增速。

问题二：系统平价储能是核心受益方向，为何我们认为行业重估或刚起步

新能源+储能系统平价的商业模式创新正在重塑行业逻辑。通过优化风光储配比并提升储能循环次数，可实现出力与负荷的最低成本耦合。而实现新能源供电可靠性提高需以储能配比和储能时长提升为抓手，有望打破此前“新能源定储”的逻辑，使储能需求增速跑赢新能源装机增速，推动储能行业在平价进程中的持续景气。我们预计 2024-30 年全球储能、风电、光伏装机的 CAGR 分别为 44.5%、13.9%、7.9%，到 2030 年全球储能新增装机有望达 1556GWh/年，对应万亿数量级的市场空间。

海外各地区有望在 2026 年实现光储平价，经我们测算，2024-30 年风光装机 CAGR 预计为 11.1%，同期储能装机 CAGR 有望实现 51.9%，平均储能配比由 10%/2.3hr 提升至 38%/4hr。核心驱动力来自多重因素共振：（1）美国降息预期提振储能预期回报，叠加 AIDC 负荷快速上升，带动光储外溢需求增长。2025-26 美国储能需求对应 110-205GWh 新增装机量，较 2024 年 37GWh 保持 50%+ 年增速。（2）欧洲能源安全与 2030 年可再生能源目标双重推动下，光储建设提速。英国、意大利、波兰的电力容量市场大储招标储备充足（到 2029 年需交付新增大储装机分别为 21.4GW、13.5GW、4.2GW）（3）澳大利亚推出 23 亿澳元的户用储能补贴政策（提供相当于初始投资 30% 的折扣补贴）；印尼提出 100GW“宏达光伏发展计划”，包括 80GW 分布式（以“1MW 光伏+4MWh 储能”形式）和 20GW 集中式光伏；中东地区大型储能项目密集招标；海外新能源+储能市场增量空间持续扩大。

国内新能源系统平价将分“三阶段”逐步实现，2024-30 年国内风电光伏装机 CAGR 预计为 7.4%，同期储能装机 CAGR 有望达到 37.9%，储能配比预计由 2024 年 12%/2.3hr 提升至 2027 年 21%/3.2hr，2027-30 年配储加速，储能配比到 2030 年提升至 32%/4hr：（1）2025-26 年仍以独立储能为主要增量，满足电力系统调峰需求，并实现第一阶段风光储用电侧平价；该阶段在满足欧洲碳边境税绿电比例要求下（即绿电利用率达到 70%+），20% 储能配比（GWh）、风光装机比为 7:3 的系统对应 LCOE 仅为 0.29 元/kWh，实现用电侧平价（用电侧平价线为 0.394 元/kWh）。（2）2027 年光储用电侧平价，光储组合的平价将会摆脱风电资源限制，打开新能源替代的新空间。（3）2030 年实现光储发电侧平价，储能项目不再受限于负荷和灵活性资源需求构成的天花板，需求进一步提升。

问题三：电力电子龙头方为本色，公司如何成为电气化时代浪潮的 Alpha

公司在过去二十年的经营中建立了与之匹配的产品研发与市场拓展能力。逆变器与储能设备属于“产品性能+研发创新”高度耦合的行业，客户对产品迭代频率和性能提升要求较高。公司持续加大研发投入，研发人员长期占比超过 40%，2024 年已达约 7000 人，现已形成涵盖集中式、组串式、户用及模块化等全品类产品体系。同时，公司渠道铺设广泛，自 2022 年以来海外营收占比超过 45%，并在全球设立 20 余家分支机构。海外市场毛利率较高（海外毛利率约 40% V.S. 国内约 20%），成为公司收入与盈利增长的重要引擎。我们看好公司作为光伏逆变器和储能系统全球龙头，凭借深厚研发壁垒形成“懂电”优势，实现储能系统高效并网和整体性能领先，同时通过构网型产品领航新技术发展。随着全球多地区新能源+储能陆续实现平价、新能源渗透率不断提升，公司有望在多个市场保持竞争力。

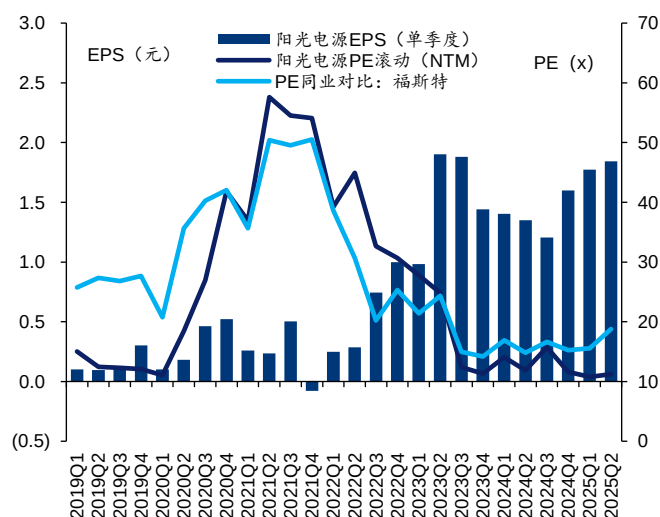
电力电子技术同源优势驱动多板块发展,公司完成全场景光储风氢的综合业务布局升级。(1) 公司作为风电变流器国产化主力,引领行业技术升级,2023/24年,公司风电变流器全球出货量达 32/44GW,市占率保持全球第一。(2) 氢能业务 2021 年启动,三年时间跻身行业前三,2024 年公司氢能项目签约市占率位列全国第一,并中标全球最大规模绿色氢氨醇一体化项目(中能建松原氢能产业园示范工程),独占最大标段。25H1 全国电解槽中标容量中公司市占率超 30%,同时海外订单占比超过 50%,国际化竞争力持续增强。(3) 2025 年公司进一步切入 AIDC 赛道,拟涉足 800V 强电系统、SST、以及柜内电源等产品。我们测算,到 2030 年全球柜外供电链路(UPS/HVDC/SST)与柜内服务器电源(PSU/BBU/超级电容)市场空间有望达到 2068、2541 亿元,2024-30 年 CAGR 约为 74%、64%;整体市场规模有望超过 4600 亿元。我们看好公司依托深厚的电力电子技术底蕴与全球化市场布局,在全球数据中心增长的浪潮下,持续打开电力电子产业空间上限。

图1: 阳光电源股价复盘



资料来源: iFind, 华泰研究

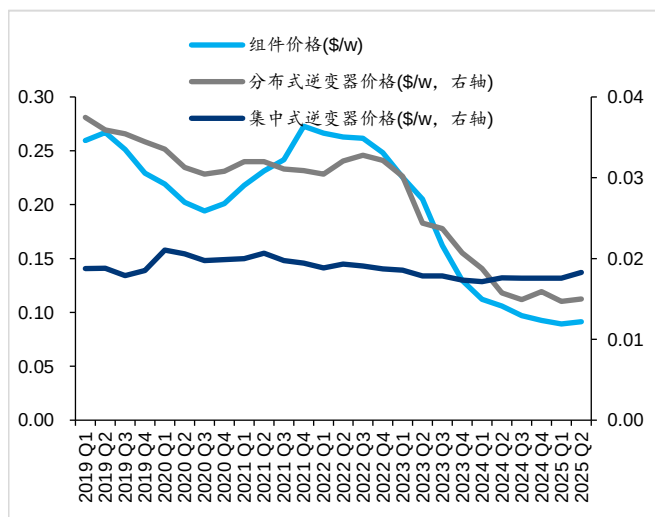
图2: 公司盈利水平与估值季度复盘



注: PE 倍数为 NTM 滚动预测 PE 倍数

资料来源: Wind, 华泰研究

图3: 组件和逆变器价格复盘



资料来源: iFind, 华泰研究

为何我们认为无需对短期需求波动过度担忧？

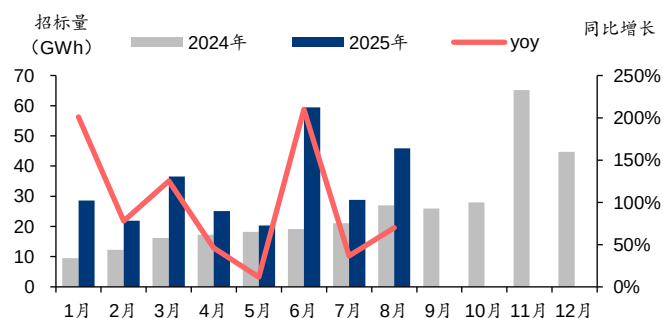
市场对于公司光伏逆变器、储能需求的担忧主要集中在两方面：一是国内政策松绑对储能需求的短期影响，国内 136 号文明确要求“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，打破此前强制配储模式，短期储能需求面临一定不确定性；二是美国“大而美”法案与关税政策波动，引发市场对公司新能源产品出口美国的担忧。从实际结果来看，以上两方面因素的实际影响或低于此前悲观预期，我们认为：

- **新能源并网量增加导致调峰缺口扩大，2025-26 年国内独立储能刚需有望阶段性高增**，短期填补配储缺口；且部分省份新型储能容量电价机制先行，大幅改善了独立储能项目经济性。中长期随新能源+储能实现系统平价（即 2025-26/27/30 年实现风光储用电侧、光储用电侧、光储发电侧平价），新能源配储一体化模式有望加速铺开。
- **“大而美”新规下美国本土光储需求持续**，光伏/储能项目补贴实际仍可延续至 2030/32 年，项目外资比例仍可维持在 40%-60%/25%-45%。**公司核心出口产品，即光伏逆变器与储能系统，或仍具备出口美国的可行性。**回顾关税政策，201 关税及东南亚四国反倾销与反补贴关税主要针对光伏组件，未涉及逆变器和储能系统；301 关税对非电动车用储能电池税率自 2026 年起由 7.5% 提升至 25%，公司可通过提前出货及产能转移策略进行应对；此外考虑公司海外产能布局及关税政策调整，或进一步降低出口阻力。

国内：独立储能阶段性高增，调峰刚需+容量电价激励下弥合配储缺口

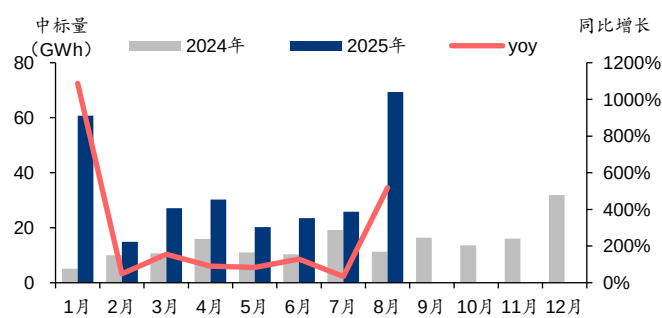
2025 年下半年国内储能招标、中标量保持增长，独立储能贡献主要增量。此前市场对储能需求的担忧主要源于 25 年初 136 号文提出，“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，对应 2025 年 2-5 月国内储能招标中标量同比增速确有放缓。“531”光伏抢装结束后，6 月国内储能招标量超预期大增，实现同环比+210%/193%；8 月储能招标、中标量同比大增，相比 24 年同期+70%/517%。拆分结构来看，独立储能成为国内储能需求的主要增量。2025 年 1-8 月新增中标项目中，独立储能占比 59%（V.S. 新能源配储占比 5%），相比去年同期（2024 年 1-8 月独立储能占新增中标容量的 48%）进一步提升。

图表4：国内储能招标量月度变化（2024/1-2025/8）



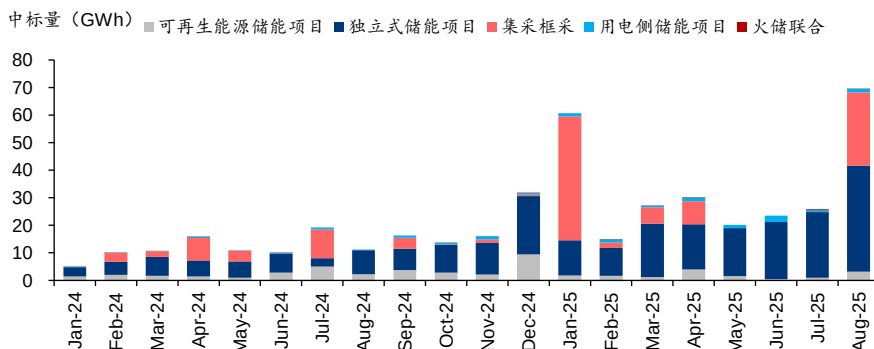
注：招标、中标包含储能系统和 EPC，含集采、框采
资料来源：CNESA，华泰研究

图表5：国内储能中标量月度变化（2024/1-2025/8）



注：招标、中标包含储能系统和 EPC，含集采、框采
资料来源：储能与电力市场，华泰研究

图表6：国内储能中标量结构（2024/1-2025/8）



资料来源：寻熵研究院，华泰研究

新能源并网量增加导致调峰缺口扩大，2025-26 年国内独立储能刚需阶段性高增。我们参考电网对于各类电源和负荷的调峰影响进行分析，统计调峰能力供给端包括近两年新增煤电、气电装机，以及抽蓄、充电桩和负荷响应能力的建设；统计调峰能力需求端则包括最大负荷的增长，风光新能源间歇性出力带来的反调峰属性；综合两者我们预计，若不建设电化学储能，2024-27 年全国电网调峰缺口累计为+158/+184/+248/+318GW，电网最大不平衡缺口约 20%；因此 2025-27 三年独立储能建设的增长具有必要性。我们测算 25/26/27 年国内电化学储能至少分别新增 50/60/66GW，才能有效缓解电网调峰压力，远高于储能 3 年行动方案的 105GW 保底要求。因此我们认为，独立储能短期内有望弥合强制配储取消后的配置缺口，带动储能需求迎来上行拐点；而到 2027 年随着调峰缺口的缓解，新能源消纳空间再次打开，且光储实现用电侧、发电侧平价（我们将在“问题二”部分对平价进程进行详细阐述），新能源配储模式有望加速铺开，推动储能装机中长期规模持续增长。

图表7：电力调峰供需自 2023 年起由盈余转为缺口，调峰需求带动 2025-26 年独立储能刚需阶段性高增

增量平衡	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
调峰需求增量 (MW)	76,318	143,594	204,599	175,658	143,257	145,953
负荷峰谷调峰需求	8,160	18,300	30,000	26,658	28,257	29,953
风光反调峰需求	68,158	125,294	174,599	149,000	115,000	116,000
调峰供给其他增量 (MW)	57,080	33,078	61,038	65,407	79,151	75,409
煤电	25,801	18,165	32,406	48,000	48,000	36,000
燃气	4,222	1,671	6,503	6,602	5,752	3,000
抽水蓄能	18,300	3,555	10,300	10,200	12,220	19,980
需求侧响应（不含用户侧储能）	6,736	7,515	8,905	-2,524	9,466	11,633
充电桩 - 只考虑客车和专用车	886	1,475	2,160	2,862	3,713	4,796
增量供给需求 (MW)	19,238	110,516	143,561	110,251	64,107	70,544
如果不装电化学储能，调峰缺口情况 (MW)	-33,200	59,716	158,078	183,592	247,698	318,242
新增电化学 (MW)	8,800	22,600	42,368	50,000	60,000	65,500
调峰能力 (%)	200%	200%	200%	200%	200%	200%
独储 - 电化学增量装机 (MW)	2,226	8,701	23,193	32,000	40,000	30,000
用户侧储能 - 电化学增量装机 (MW)	1,346	255	7,077	10,000	5,000	5,000
一体化配储 - 电化学增量装机 (MW)	-	-	-	8,000	15,000	30,500
新能源配储 - 电化学增量装机 (MW)	5,227	13,644	12,099			
独储安装阶段性高增，调峰缺口情况 (MW)	-50,800	14,516	73,341	83,592	27,698	-32,758
对应剩余电化学空间 (MW)				41,796	13,849	-16,379

注：独立储能 2025-26 年有望弥合强制配储取消后的配置缺口；而到 2027 年随着调峰缺口的缓解，新能源消纳空间再次打开，且光储实现用电侧、发电侧平价，新能源配储模式有望加速铺开

资料来源：能源局，中电联，华泰研究预测

以容量电价为代表的各省储能支持政策落地，显著提振项目回报预期。独立储能可以通过自主参加电力市场交易，实现现货价差套利、辅助服务、容量电价、容量租赁等多元盈利模式。国家 136 号文政策发布后，各省（市）积极出台配套措施。甘肃、安徽、山东等地率先引入容量电价，分别通过固定容量电价、与发电量挂钩的容量电价、储能实际市场化可用容量占比等多类型定价机制给予储能项目保障型收益。以甘肃为例，25 年 7 月甘肃出台 330 元/（千瓦·年）的容量电价机制。我们测算，在此前仅考虑峰谷价差与容量租赁的情景下，20MWh 储能项目 20 年 IRR 仅为 3.8%；而引入容量电价后（我们假设容量电价机制下储能项目不再参与容量租赁服务），IRR 可提升至 8.7%；若再叠加储能项目造价成本下降，以及新能源全面入市后更多省份批发侧电力市场形成电价信号，独立储能峰谷价差套利空间或进一步扩大。除容量电价政策外，其他地区也在探索多元化支持举措。河南、青海通过重新确定辅助服务价格与明确成本分摊方式改善储能项目预期收益；浙江、江西、四川则为储能项目提供优惠型充放电价格（如充电按低谷时段电价、放电按燃煤发电基准价执行），或进一步提升储能项目收益预期。

图表8：引入容量电价后，储能项目回报率 IRR 显著提升（以甘肃为例）

甘肃储能盈利模式参数设置			
商业模式	科目	单位	数值
项目参数	运营规模	MW	10
	小时数	h	2
	运营规模	MWh	20
	系统单价	元/Wh	0.95
	系统造价	万元	1,892
	循环寿命	次	7,200
	日充放次数	次	1
	年充放天数	天	360
	折算年限	年	20
	末年充放次数	次	0
	充放电深度	%	85%
	DOD		
	电池容量年衰		
	减	%	1%
	运维费率	%	1.5%
所得税税率	%	15.0%	
系统转换效率	%	100%	
租赁标准	元/KW·年	250	
租赁比例	%	28.5%	
收益一： 容量租赁 (有容量电价 情景下不考虑 容量租赁)	年收益	万元	71.3
收益二： 容量电价	单价	元/KW	330
	年收益	万元	104.5
收益三： 峰谷套利	充放价差	元/KWh	0.27
	充电价格	元/KWh	0.1
	全年充放次数	次	360

无容量电价情景下储能IRR测算								
IRR敏感性		套利价差 (元/kWh)						
	3.8%	0.12	0.17	0.22	0.27	0.32	0.37	0.42
系统造价- 元/kWh	650.0	3.0%	5.1%	7.1%	9.0%	10.7%	12.4%	14.1%
	750.0	1.4%	3.4%	5.2%	6.9%	8.5%	10.1%	11.6%
	850.0	0.0%	1.9%	3.6%	5.2%	6.7%	8.2%	9.6%
	950.0	-1.1%	0.7%	2.3%	3.8%	5.2%	6.6%	7.9%
	1050.0	-2.2%	-0.4%	1.2%	2.6%	4.0%	5.3%	6.5%
	1150.0	-3.1%	-1.4%	0.2%	1.6%	2.9%	4.1%	5.3%
	1250.0	-3.9%	-2.2%	-0.7%	0.6%	1.9%	3.1%	4.2%

引入330元/KW·年容量电价情景下储能IRR测算								
IRR敏感性		套利价差 (元/kWh)						
	8.7%	0.12	0.17	0.22	0.27	0.32	0.37	0.42
系统造价- 元/kWh	650.0	7.9%	10.4%	12.7%	15.0%	17.3%	19.4%	21.6%
	750.0	5.9%	8.2%	10.4%	12.4%	14.4%	16.4%	18.3%
	850.0	4.3%	6.4%	8.5%	10.4%	12.2%	14.0%	15.7%
	950.0	2.9%	5.0%	6.9%	8.7%	10.4%	12.0%	13.6%
	1050.0	1.8%	3.7%	5.5%	7.2%	8.8%	10.4%	11.9%
	1150.0	0.8%	2.6%	4.4%	6.0%	7.5%	9.0%	10.4%
	1250.0	-0.1%	1.7%	3.3%	4.9%	6.3%	7.7%	9.1%

注：甘肃储能项目参与调峰、调频辅助服务的规模未知，IRR 测算暂未考虑辅助服务对应的收入，若考虑这部分额外收入，项目 IRR 将会进一步提升
 资料来源：甘肃省发改委，华泰研究预测

图表9：136 号文后，各省（市）储能容量电价/辅助服务价格/峰谷价差政策一览表

省(市)	发文时间	省级政策文件	政策细则
储能容量电价/容量补偿			
安徽	2025/8	《关于做好新型储能调度运行结算工作的通知》	2025年7/8/12月上网总发电量，按0.2元/千瓦时补贴；2026年1/7/8/12月上网总发电量，按0.1元/千瓦时补贴
甘肃	2025/7	《关于建立发电侧容量电价机制的通知》	新型储能与煤电机组统一执行每年每千瓦330元的容量电价标准，执行期限为2年
山西	2025/7	《深化新能源上网电价市场化改革 促进能源高质量发展实施方案》	容量补偿实行统一电价标准，容量补偿费用由容量补偿标准、有效容量、供需系数共同确定
辽宁	2025/7	《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	采用固定容量电价补偿，基于煤电、电网侧新型储能提供的系统容量贡献（煤电容量电价100元/千瓦·年（含税））
山东	2025/7	《山东电力市场规则(试行)》（征求意见稿）	独立新型储能电站市场化可用容量=储能电站核定放电功率×储能电站日可用系数×储能电站日可用等效小时数/24
黑龙江	2025/7	《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.1版）》	提出逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿+容量市场等方式
上海	2025/5	《上海市新型电力系统调节能力奖励资金管理办法》	用户侧储能（满足技术先进性、产业带动性、用地集约性）：奖励0.2元/千瓦时；独立储能（满足技术先进性、产业带动性）：奖励0.35元/千瓦时；独立储能（满足用地集约性）：0.2元/千瓦时；每千瓦时储能容量的年电量奖励上限600千瓦时，奖励期3年
河北	2025/3	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	按容量电价标准和月度平均可用容量确定。年度容量电价为100元/千瓦（含税），月度标准按8.3333元/千瓦执行
内蒙古	2025/3	《关于加快新型储能建设的通知》	2025年及以前建成投产的独立新型储能电站，补偿0.35元/千瓦时，补偿期为10年，每年9月底前公布次年标准
云南	2025/2	《云南省电力需求响应方案》	根据交易品种（邀约型削峰、实时型（可中断）削峰、邀约型填谷、实时型填谷四类）给予补偿，上限32元/千瓦·次
福建	2025/2	《福建电力市场运行基本规则（2025年修订版）》	提出容量成本回收机制通过容量补偿、容量市场等方式形成容量价格
新疆	2023年政策延续	《新疆维吾尔自治区独立储能电站容量电价试行方案》	2023年暂定0.2元/千瓦时，2024年起逐年递减20%（即2024年补偿0.16元/千瓦时、2025年补偿0.128元/千瓦时）
储能辅助服务补偿			
河南	2025/8	《河南电力辅助服务市场交易细则》	新型储能调峰补偿采用15分钟计算周期，补偿电量按周期内参与调峰的储能电量计算，报价区间300-377.9元/MWh，储能补偿费用，由燃煤机组、风电场、光伏电站按季节差异化比例共同承担；容量租赁参考价200元/千瓦时·年
青海	2025/6	《关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》	电网调用储能的调峰价格暂定为0.3247元/千瓦时
储能峰谷价差交易优惠政策			
浙江	2025/8	《关于优化迎峰度夏期间电网侧储能价格机制的通知》	2025年7月1日至9月15日，电网侧储能项目充电价格按低谷时段价格执行；放电价格继续按煤电基准价执行
江西	2025/6	《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	“五段多季”设计（尖、峰、平、谷、深谷），结合±60%峰谷浮动比例和深谷70%上浮力度，实现新型储能两充两放
四川	2025/4	《2025年四川电力市场结算细则》	储能用户充电时按用户户号整体进行电费结算，不区分储能充电电量和其他用电量；放电时，储能用户放电电量则参照煤电政府授权合约价格机制结算平均差价费用
海南	2025/3	《关于明确我省电化学独立储能电站充放电价格及有关事项的通知》	充电时视同工商业用户，按购电低谷时段电价执行，放电价格参照海南省燃煤发电基准价，按0.4298元/千瓦时执行

资料来源：各省官网，华泰研究

美国：政策逆风影响可控，海外产能+关税成本传导或可护航出海

美国本土需求持续：“大而美”新规光/储补贴实际延至 30/32 年

市场此前担忧“大而美”法案可能全面推翻 IRA 中针对新能源和储能项目的补贴，从实际通过的政策细则来看，调整力度相对温和：光伏/储能的补贴实际可延续至 30/32 年，有望保障美国本土光储持续性需求，同时由于“安全港”原则要求项目在今明两年开工，也推动了美国光储需求的集中抢装。回顾拜登政府时期《通胀削减法案》（IRA）对新能源项目的补贴政策，45Y/48E（清洁电力生产/投资税收补贴）原定退坡时间为 2033 年或当美国电力生产的温室气体排放量降至 2022 年水平的 25% 以下（取二者中较晚的时间）：

1. **光伏**：虽然新规要求 2027 年后取消对光伏项目的 45Y/48E 补贴，但政策设定了开工豁免期，即在 2026/7/4 前开工并于 4 年内建成的项目，补贴不受影响。这意味着实际享受补贴的光伏装机需求将延续至 2030 年。
2. **储能**：“大而美”新规下 2032 年前补贴维持不变，2033/34/35/36+ 补贴退坡至此前额度的 100%/75%/50%/0%。补贴驱动的储能装机需求在未来 8 年内仍有保障，后续需求或受益于政策的进一步调整和光储实现平价后市场化驱动力的增强。

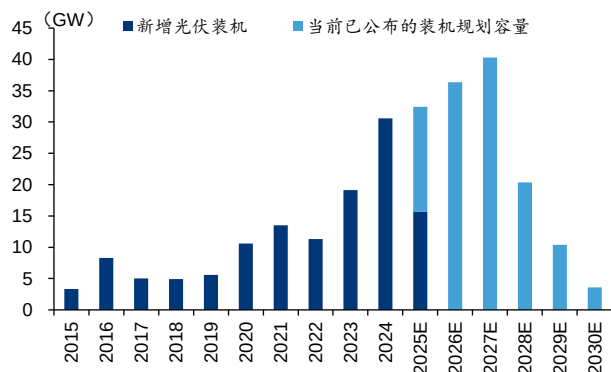
结合 EIA 2025 年 8 月公布的在运装机容量和装机规划，仅考虑“已规划的在建项目”，2025/26/27 年美国光伏装机 Pipeline 分别为 32/36/40GW，并网储能装机 Pipeline 为 19/19/19GW，光伏/储能 2025-27 年平均新增装机相比 2024 年增长 19%/9%。

图表10：“大而美”法案美国光储项目补贴实际仍可延续至 2030/32 年

涉及IRA条款	涉及能源转型领域	IRA规定的存续期	大而美法案修正后存续期
税收抵免基本保留	Advanced Manufacturing PTC (45X)	清洁能源（风电、光伏、储能）：2032/12/31后取消，2030-2032陆续退坡 关键矿物：永久	2027/12/31后取消 2032/12/31后取消，2030/31/32税收抵免分别退坡至此前75%/50%/25% 2033/12/31后取消，2031-2033陆续退坡
	Carbon Oxide Sequestration Credit (45Q)	碳捕获	2032/12/31后取消
	Zero-Emission Nuclear Power Production Credit (45U)	核电	2032/12/31后取消
	Clean Fuel PTC (45Z)	清洁化石能源/运输燃料	2027/12/31后取消
	Clean Electricity PTC (45 Y) and Clean Electricity ITC (48E)	风电光伏项目 其他清洁能源项目（包括储能）	以下二者中较晚的时间为准开始退坡：（1）2032 年；（2）美国电力生产对应的温室气体排放量为2022年排放量的25%或更低 2027/12/31后取消对风电光伏项目的补贴（26年7月前开工，开工后4年内完工的项目补贴不受影响） 2033/34/35/36+税收抵免分别退坡至此前100%/75%/50%/0%
税收抵免基本取消	Clean Hydrogen PTC (45V)	氢能	2032/12/31后取消
	Energy Efficient Home Improvement Credit (25C)	绿色建筑/节能	2032/12/31后取消
	Residential Clean Energy Credit (25D)	户用（光伏储能）	2032年前设备成本的30%享受消费税抵免；2033/34年分别退坡至26%/22%
	New Energy Efficient Home Credit (45L)	绿色建筑/节能/户用（光伏储能）	2032/12/31后取消
	Energy Efficient Commercial Buildings Deduction (179D)	绿色建筑/节能	永久
	Previously-Owned Clean Vehicles Credit (25E)	电动车/新能源车	2032/12/31后取消
	Clean Vehicle Credit (30D)	电动车/新能源车	
	Qualified Commercial Clean Vehicles Credit (45W)	电动车/新能源车	
外国实体权限限制（无法申领相关补贴）	Alternative Fuel Vehicle Refueling Property Credit (30C)	电动车/新能源车	2026/6/30后取消
	Clean Electricity PTC (45 Y) and Clean Electricity ITC (48E)	清洁能源项目（包括风电、光伏、储能等）	限制范围包括“被禁止外国实体”（Prohibited Foreign Entity）和以组件或材料形式提供的“实质性援助”（Material Assistance）
	Advanced Manufacturing PTC (45X)		限制范围包括“被禁止外国实体”
	Carbon Oxide Sequestration Credit (45Q)	碳捕获	
	Zero-Emission Nuclear Power Production Credit (45U)	核电	限制范围包括“特定外国实体”（Specified Foreign Entity）和“外资影响实体”（Foreign-Influenced Entity）
	Clean Fuel PTC (45Z)	清洁化石能源/运输燃料	

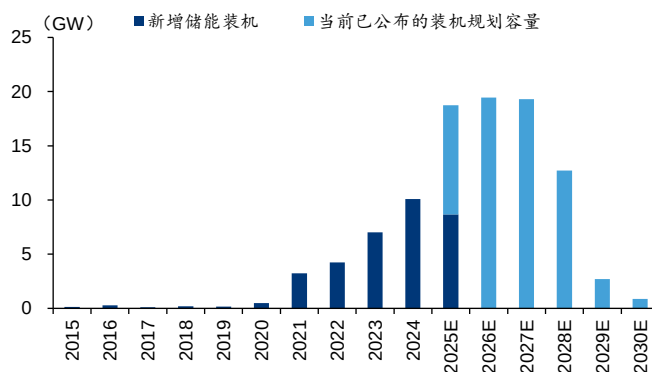
资料来源：Steptoe, Sidley, Holland & Knight, IRA 政策文件 Building a Clean Energy Economy, 白宫官网, 华泰研究

图表11: 美国历史光伏装机与当前披露在建项目容量



注: 当前已公布的装机规划容量仅考虑 EIA 披露已公布计划 (Planned) 的容量;
2025 年新增光伏装机为 1-8 月已完成的装机容量
资料来源: EIA, 华泰研究

图表12: 美国储能装机与当前披露在建项目容量



注: 当前已公布的装机规划容量仅考虑 EIA 披露已公布计划 (Planned) 的容量;
2025 年新增储能装机为 1-8 月已完成的装机容量
资料来源: EIA, 华泰研究

我们进一步探讨美国关税政策不确定性对公司光伏逆变器和储能系统产品出口的影响。10 月 10 日, 特朗普宣布自 11 月 1 日起对中国进口商品额外再加征 100% 关税, 并拟实施针对“所有关键软件”的出口管制, 市场担忧美国出口前景存在不确定性。回顾历史, 自 2018 年以来, 美国陆续推出 201 关税、301 关税、东南亚四国反倾销与反补贴关税, 以及 2025 年的多轮对等关税调整, 贸易政策的不确定性持续存在。我们认为, 公司核心输美产品: 即光伏逆变器与储能系统, 或仍具备出口美国的可行性, 主要基于以下三点判断:

1. 历史 201 关税及东南亚四国反倾销与反补贴关税: 主要针对光伏电池与组件, 而非逆变器与储能系统, 因此公司主要产品未被直接波及。
2. 301 关税: 2024 年 301 关税进一步提高, 其中光伏组件税率由 25% 上调至 50%, 自 2024 年 9 月起执行; 而非电动车用储能电池税率由 7.5% 升至 25%, 自 2026 年执行, 因此公司在此期间可通过提前出货与产能转移策略进行应对。同时, 逆变器税率仍维持自 2020 年以来的 25% 水平, 压力相对可控。
3. 对等关税或仍有调整空间: 2025 年以来的对等关税波动虽提升了外部不确定性, 但参考过去数轮关税政策调整, 以及美国 AIDC 等带动的光储外溢需求偏刚性, 考虑未来关税政策或仍有调整空间, 有望延长并护航公司对美出口的窗口期。



图表13：光伏逆变器未成为历史多轮关税政策的主要冲击对象，非电动车用电池关税上调 2026 年起执行

	201关税	232关税	301关税					反倾销反补贴税	2025对等关税
针对国家	加拿大和部分小 额进口比例的发展 中国家有豁免*	除阿根廷**、 澳大利亚、巴西 **、加拿大、 墨西哥和韩国** 的所有国家	中国					柬埔寨 马来西亚 泰国 越南	所有国家所有商 品
			光伏电池组件	电动车用电池	电池部件（如正 负极材料等）	非电动车用电池	逆变器		
2018			10%				10%		
2019			25% (5/10/2019上 调至25%)	15%	15%	15%	25% (5/10/2019 上调至25%)		
2020					7.50%	7.50%			
2021									
2022									
2023									
2024				7.50% (2/14/2020生 效，受益于 1/15/2020 美国 和中国签署第一 阶段经济贸易协 定)					
2025	2018/2发布， 针对洗衣机、光 伏电池和组件 (Solar Cells and Modules)， 暂不包括逆变器 和储能系统	2018/3发布， 针对钢铁、铝及 其衍生品，暂不 包括逆变器和储 能系统	50% (9/27/2024生 效，拜登政府 2024年上调针 对光伏电池、组 件的301关税暂 不包括逆变器)	25% (9/27/2024生 效，拜登政府 2024年上调针 对电池的301关税)	25% (9/27/2024生 效，拜登政府 2024年上调针 对电池的301关税)			2024/11针对光 伏电池和组件 (Solar Cells and Modules)， 发布东南亚四国 反倾销反补贴税 ，暂不包括逆变 器和储能系统	4/2/2025 起对国 有国家加征对等 关税，其中： • 中国：10%对 等关税+20%芬 太尼关税+ (24%对等关 税暂停90天) • 印度：25% • 泰国19% 注：特朗普 10 月 10 日宣布，自 11 月 1 日起对中国进 口商品额外加征 100%关税
2026						25% (1/1/2026 生 效，拜登政府 2024 年上调针对电池的 301 关税)			

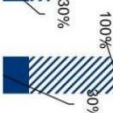
注：*表示占美国洗衣机或太阳能产品进口 3%以下的发展中国家和占美国洗衣机和太阳能产品进口之和 9%以下的发展中国家可豁免 201 关税；***代表这些国家虽免
受 232 关税，但仍受到进口配额管制；10 月 10 日，特朗普宣布自 11 月 1 日起对中国进口商品额外再加征 100%关税
资料来源：白宫官网，Official Website of the International Trade Administration，华泰研究

图表14：美国 2025 年对华关税时间线

时间	法律参考	加税依据（引用白宫文件官方表述）	加税政策	本轮对华额外关税
2/1/2025	《国际紧急经济权力法》（IEEPA）	"应对非法移民、芬太尼等毒品流入美国的危机"	加拿大和墨西哥进口商品：25%额外关税 加拿大能源资源：10%额外关税 中国进口商品：10%额外关税	 10%
中国国务院2月4日宣布，2月10日起对美国进口煤炭、液化天然气加征15%关税，对原油、农业机械、大排量汽车、皮卡加征10%关税				
2/11/2025	Section 232	"保护美国钢铁和铝产业"	停止现有豁免 钢铁：恢复25%关税 铝：将关税从10%提升到25%	
3/3/2025	《国际紧急经济权力法》（IEEPA）	"应对非法移民、芬太尼等毒品流入美国的危机"	中国进口商品：额外关税提升至20%	 20%
中国国务院3月4日宣布，3月10日起对美国进口鸡肉、小麦、玉米、棉花加征15%额外关税，对高粱、大豆、猪肉、牛肉、水产品、水果、蔬菜、乳制品加征10%额外关税				
3/26/2025	《贸易扩张法》	"应对国家安全"	汽车和零部件：25%关税	
4/2/2025	《国际紧急经济权力法》、《国家紧急状态法》、《贸易法》等	"征收对等关税...缓解美国巨额贸易逆差，保障经济安全和全球贸易体系平衡"	所有国家：10%额外关税的基准 部分国家更高，其中对中国征收34%额外关税	 54%
中国国务院4月4日宣布，4月10日起对原产于美国的所有进口商品，在现行适用关税税率基础上加征34%关税				
4/8/2025	《国际紧急经济权力法》、《国家紧急状态法》、《贸易法》等	"征收对等关税...缓解美国巨额贸易逆差，保障经济安全和全球贸易体系平衡"	中国进口商品：34%额外关税调整至84%	
中国国务院4月9日宣布，4月10日起对美加征额外关税由34%提高至84%				
4/9/2025	《国际紧急经济权力法》、《国家紧急状态法》、《贸易法》等	"征收对等关税...缓解美国巨额贸易逆差，保障经济安全和全球贸易体系平衡"	中国进口商品：84%额外关税调整至125%	 145%
中国国务院4月11日宣布，4月12日起对美加征额外关税由84%提高至125%				
5/12/2025	《中美日内瓦经贸会谈联合声明》	-	中美分别取消91%加征关税（125%-34%=91%），对剩余34%关税，其中24%的关税相互暂停加征90天，保留剩余10%的关税	
7/30/2025	Section 232	"应对铜进口对美国国家安全的影响"	铜半成品（如铜管、铜线、铜棒、铜板和铜管）和铜密集型产品（如管件、电缆、连接器和电气元件）进口：普遍征收 50% 的关税	 24%
8/12/2025	《中美斯德哥尔摩经贸会谈联合声明》	-	继续暂停实施24%的对等关税90天	
10/10/2025	-	-	自11月1日起对中国进口商品额外加征100%关税，并拟实施针对"所有关键软件"的出口管制	


30%


24%


100%

30%：10%对等关税
+20%芬太尼关税；
24%：对等关税暂停
加征90天

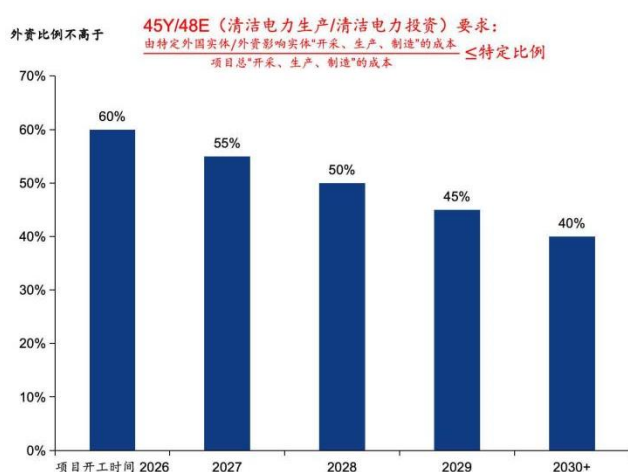
30%：10%对等关税
+20%芬太尼关税；
特朗普宣布11月1日
起对中国进口商品额
外加征100%关税

资料来源：中华人民共和国中央人民政府官网，中国人民共和国财政部官网，美国白宫官网，华泰研究

光伏逆变器：受美国外资限制新规影响或不大，海外建厂或能有效对冲关税风险

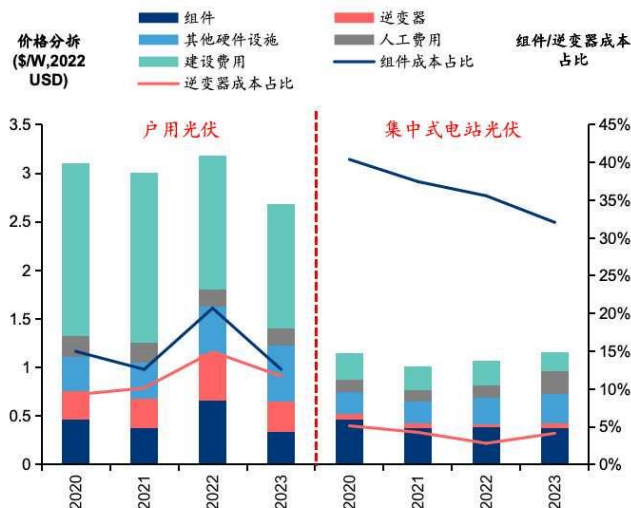
公司核心光伏出海产品为逆变器，在光伏项目总造价中占比较低，或免受“大而美”新规对外资比例限制的影响。“大而美”法案新增对外资比例限制的条款，针对申领清洁电力生产/投资税收补贴的光伏项目，外资开采、生产、制造成本在项目总造价中占比不得超过特定上限。2026-29 年开工项目的外资比例上限值设定为 60%/55%/50%/45%，2030 年及以后降至 40%。我们对美国光伏项目造价成本进行拆分，逆变器在户用光伏/集中式电站光伏项目的总造价中仅占 10-15%/5-8%，低于光伏组件（15-20%/30-40%）和人工建造费用。我们认为未来光伏项目外资比例上限逐渐收紧情况下，为满足补贴申领要求，本土化优先级或更多集中于组件及其他高成本环节，对逆变器影响可能有限。

图表15：光伏项目生产/投资补贴的外资比例限制



资料来源：Final OBBBA Overview，华泰研究

图表16：美国光伏项目造价拆分



资料来源：NREL，华泰研究

公司持续推进海外产能多元布局，未来或可通过海外产能出口缓冲关税政策的不确定性，同时对冲 PFE 相关限制（Prohibited Foreign Entity）。公司现已在亚太、欧洲、美洲、中东及非洲设有超 20 家分公司，并在泰国等建有海外生产基地。2025 年 4 月，阳光电源泰国新工厂二期施工总承包工程启动，有望进一步扩大海外产能。参考美国对各国最新关税政策（泰国对等关税 19% V.S. 中国 10% 对等关税+20% 芬太尼关税），且 10 月 10 日特朗普宣布，自 11 月 1 日起对中国进口商品额外再加征 100% 关税；公司海外产能出口或能降低其面临的实际关税成本，同时缓冲未来美国关税政策带来的不确定性。长期来看，公司可进一步依托亚洲、美洲等国家的产能和销售渠道，通过海外集成、转运实现间接出口，进一步解决关税和美国对外资比例限制带来的出口影响。



图表17：阳光电源海外产能与工厂分布



注：公司官网中位于合肥的“China - HQ Sungrow Power Supply Co., Ltd.”被列举在海外分公司部分，图片中未体现；多个国家在一个方框中的，即欧洲存在多个国家设置一个海外分公司的情况。

资料来源：公司官网，国复咨询，华泰研究

图表18：美国对各国加征对等关税一览表（截至 2025 年 10 月 10 日）

美国对各国额外加征对等关税情况									
中国									
10%对等关税+20%芬太尼关税+（24%对等关税暂停90天）+（特朗普宣布11月1日起对中国进口商品再额外加征100%关税）									
亚洲太平洋地区									
澳大利亚	印度	印度尼西亚	日本	韩国	中国台湾	泰国			
10%	25+25%	19%	15%	15%	20%	19%			
欧洲地区									
比利时	荷兰	卢森堡	丹麦	瑞典	芬兰	法国	希腊	土耳其	
欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	15%
德国	奥地利	瑞士	英国	以色列	意大利	波兰	西班牙	挪威	
欧盟标准	欧盟标准	39%	10%	15%	欧盟标准	欧盟标准	欧盟标准	15%	
欧盟国按欧盟标准统一执行：若商品对应最惠国税率>15%，不额外加征；若<15%，加征至15%									
美洲地区									
巴西	智利	墨西哥*	美国						
10%	10%	25%芬太尼关税	-						
中东非洲地区									
南非	阿联酋								
30%	10%								

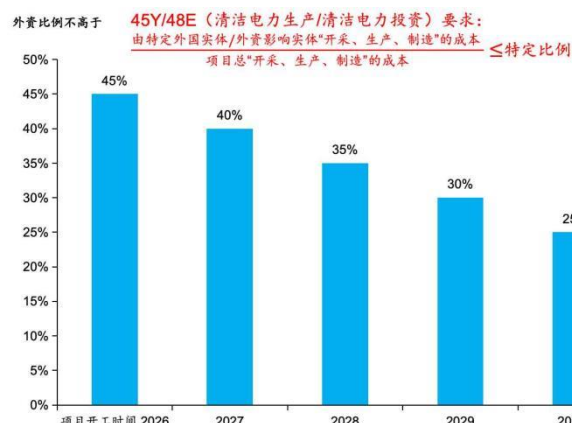
注：特朗普 7 月末与墨西哥达成协议，除 25%芬太尼关税、25%对汽车定向关税，50%对钢铁、铝、铜定向关税，其他关税暂停 90 天；8 月 12 日斯德哥尔摩会谈中国 24%对等关税继续暂停 90 天，保留 10%对等关税+20%芬太尼关税，10 月 10 日，特朗普宣布自 11 月 1 日起对中国进口商品额外再加征 100%关税；美国 8 月 6 日以印度“以直接或间接方式进口俄罗斯石油”为由，对印度输美产品再征收额外的 25%关税，叠加此前 25%对等关税总计 50%

资料来源：白宫官网，华泰研究

储能：调整电池采购策略或能满足本土化要求，价格传导有望减轻关税对盈利冲击

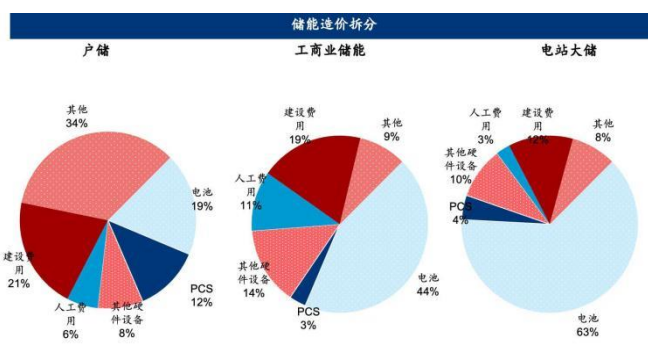
公司在储能领域的核心优势是高性能 PCS 与系统集成，或可通过海外产能转移/美国电池采购集成策略满足本土化要求：相比光伏项目，“大而美”法案对储能项目外资比例限制更为严格，即针对申领清洁电力生产/投资税收补贴的储能项目，2026-29 年外资开采、生产、制造成本在项目总造价中占比不得超过 45%/40%/35%/30%，2030 年及以后上限收紧至 25%。我们对不同类型储能项目的造价进行拆分，储能总造价中电池占比较高，电站级大储中电池占比超过 60%，如继续采用国内电池采购+集成出口模式，或难以满足美国本土化要求，且在 2026 年后面临较高的关税成本（2026 年起，301 关税由 7.5%提升至 25%，以及对等关税的不确定性）。我们进一步分析：（1）公司通过海外产能转移/美国本土电池采购策略，能否对冲“大而美”法案对外资比例的限制，进而保留申领补贴的资格；（2）基于售价端价格传导，测算不同模式下储能业务销售价格、成本及利润表现。

图表19：储能项目生产/投资补贴的外资比例限制



资料来源：Final OBBBA Overview，华泰研究

图表20：美国储能项目造价拆分



资料来源：NREL，华泰研究

公司凭借 PCS 与系统集成技术优势或能将关税成本部分传导至售价端，保障公司盈利能力。我们测算，在不考虑额外关税的影响下，我们测算中国储能系统出口美国的毛利率约为 45%（公司在海外市场储能系统毛利率约为 41%，美国地区毛利率相比亚洲、中东等地区较高）。核心假设包括（所有美元成本价格均已换算为人民币元）：销售价格 1.15 元/Wh，相比美国本土售价 2 元/Wh 较低，具有潜在提价和关税成本传导空间；系统成本 0.63 元/Wh，其中电芯成本 0.38 元/Wh，低于美国本土电池采购价 0.6 元/Wh；假设除 301 关税提升外，美国额外加征 10%对等关税+20%芬太尼关税（基于 8 月 12 日斯德哥尔摩会谈结果，暂不考虑后续可能实施的 100%新增关税）。三种模式对应储能业务价格、成本及利润表现如下：

- 情景一：国内电池采购+集成直销：**在此模式下，公司出口需承担多重关税：储能电池 301 关税（2026 年起由 7.5%升至 25%）+对等关税 10%+芬太尼关税 20%。在售价端，由于未满足清洁电力生产 45Y/清洁电力投资 48E 补贴的本土化规定（对于申领补贴的储能项目，2026-30+年外资比例不超过 45%/40%/35%/30%/25%），公司产品将面临 0.21 元/Wh 的补贴损失折价，相当于公司产品在美国最高可提价至 1.79 元/Wh（本土售价 2 元/Wh 减去补贴折价）。考虑到美国储能市场格局和公司的价格优势，假设最终能将关税成本全部传导至售价端，意味着公司储能设备可提价至 1.45 元/Wh，公司毛利率将从关税成本未传导时的 19%回升至 36%，盈利能力有所改善，但仍低于无额外关税时的 45%水平。特朗普 10 月 10 日宣布自 11 月 1 日起对中国进口商品额外再加征 100%关税，若未来关税政策进一步收紧，或成本传导及美国市场提价力度不及预期，公司盈利能力仍将承受较大压力。

2. **情景二：国内电池采购+海外集成直销（以泰国为例）：**通过东南亚建厂等产能转移方式，公司可有效对冲 301 关税，仅需承担 19% 的对等关税（以泰国为例）。由于该模式同样未能满足 45Y/48E 补贴要求，产品在售价端仍面临约 0.21 元/Wh 的折价压力，且考虑异地生产直销对应单位成本相比国内 0.63 元/Wh 增长 10% 至 0.70 元/Wh。在此背景下，若不考虑关税成本传导，毛利率将由国内直销模式的 19% 提升至 28%；若进一步实现全部关税成本向终端传导，对应毛利率有望达 35%。整体而言，海外集成模式在降低未来政治风险不确定性方面具有优势，即使公司在美国市场关税成本传导至终端不及预期，在此模式下仍能保持较稳健的盈利能力。
3. **情景三：美国本土电池采购+本土集成：**若公司改用 LG 美国工厂生产的电池（假设采购价 0.6 元/Wh，高于国内 0.38 元/Wh 约 60%），并在美国完成储能系统集成（假设美国集成费用较国内高 20%），系统单位成本将上升至 0.90 元/Wh。因美国本土电池采购和集成费用较高，若公司保持原有售价 1.15 元/Wh，则盈利能力低于国内直销/泰国海外工厂直销模式，但其优势在于可完全对冲 301 关税、芬太尼关税及对等关税，并显著降低未来政策不确定性风险。同时，该模式可满足美国 45Y/48E 补贴申领标准，相当于毛利可额外增加 0.21 元/Wh，提价后毛利率可回升至 34%。

图21：分情景测算阳光电源在美储能业务利润受到的影响

核心假设		情景一：国内电池采购+集成直销			情景二：国内电池采购+海外集成直销（以泰国为例）	情景三：美国本土电池采购+本土集成
美国销售价格		×			×	√
阳光电源储能产品售价（元/Wh）	1.15	是否满足补贴对应本土化要求				
阳光电源储能产品成本（元/Wh）	0.63	关税				
毛利率	45%	301关税			2026年由7.5%提升至25%	-
Fluence储能产品售价（元/Wh）	2	对等+芬太尼关税			30%	19%
Fluence储能产品成本（元/Wh）	1.7	最大提价空间				
毛利率	15%	当前储能产品销售价格（元/Wh）			1.15	1.15
电池成本		最高可销售价格（Fluence售价-补贴差额）			1.79	2.00
国内电池采购价（元/Wh）	0.38	设备成本与关税传导（元/Wh）				
LG电池采购价（元/Wh）	0.60	储能产品成本（不考虑额外关税）			0.63	0.70
美国本土税收补贴		储能产品成本（考虑额外关税）			0.93	0.83
补贴退坡时间线	2032年前补贴不变，2033/34/35/36+ 税收抵免分别退坡至此100%/75%/50%/0%	关税成本传导至售价比例			100%	100%
45Y清洁电力生产补贴（储能全生命周期，元/Wh）	0.20	提价后储能产品销售价格			1.45	1.28
48E清洁电力投资补贴（储能全生命周期，元/Wh）	0.21	毛利率				
补贴标准：		毛利率（不考虑额外关税）			45%	40%
45Y清洁电力生产补贴：		毛利率（考虑额外关税）			19%	28%
45Y补贴标准（美元/KWh）	0.003	毛利率（考虑关税成本传导/补贴）			36%	35%
45Y补贴标准（换算元/KWh）	0.022					
储能日均利用小时数	2.5					
45Y补贴（全年，元/Wh）	0.02					
48E清洁电力投资补贴：						
48E补贴标准	投资额6%					
电站储能单位造价（美元/KWh）	477					

注：储能全生命周期收到的补贴测算，按照项目 10 年周期，2026-2032 年开工项目若满足本土化要求，即可 100% 获得补贴（电力生产 45Y、电力投资 48E 补贴选其一，不可同时申请获得两项补贴）。所有美元成本价格测算均换算为元。

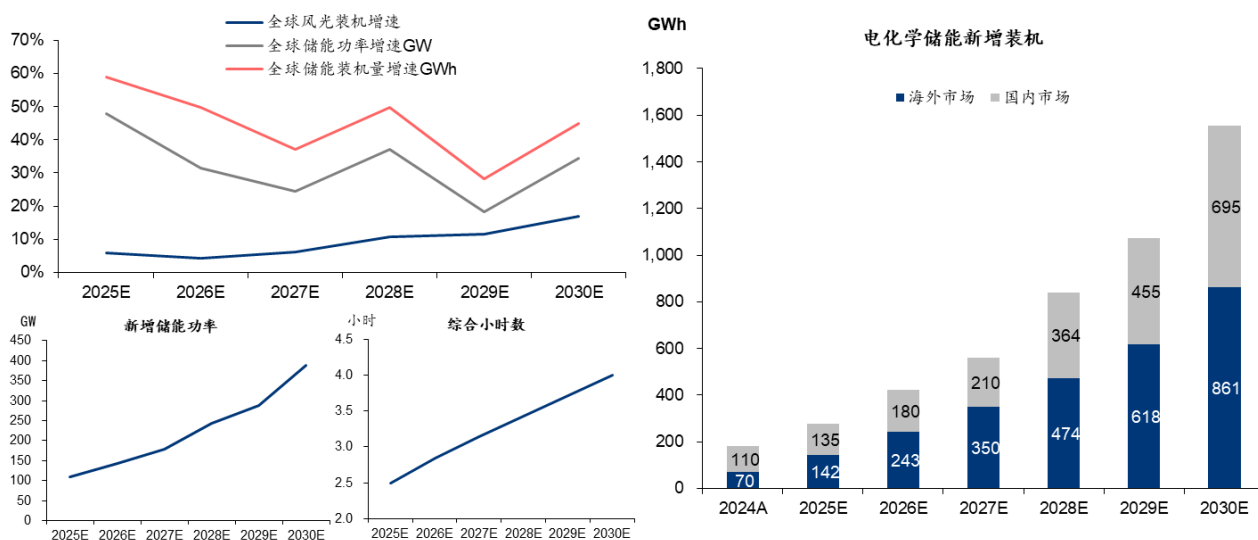
资料来源：公司官网，公司年报，Fluence 年报，IRA 政策文件 Building a Clean Energy Economy，华泰研究

问题二：系统平价储能是核心受益方向，行业重估为何刚起步

我们认为，对新能源平价的研究范式亟需从过去单纯的度电成本平价转变为系统成本平价，以体现新能源可靠性、曲线匹配性等系统隐性成本。新能源+储能系统平价有赖于新的商业模式，即通过优化风光储配比并提升储能循环次数，提供一条稳定的发电曲线，能够与实际负荷匹配。系统平价的到来有望打破此前“新能源定储”的逻辑，带动储能行业重估。

我们认为行业发展结构将呈现出两大趋势：1) 实现新能源供电可靠性提高（使其更接近传统电源），需以储能配比和储能时长提升为抓手，因此储能需求增速将跑出相对于新能源装机增速的 α ，我们预计 2024-30 年全球储能、风电、光伏装机的 CAGR 分别为 44.5%、13.9%、7.9%，储能增速显著快于新能源装机，到 2030 年全球储能新增装机有望达 1556GWh/年，对应万亿数量级的市场空间；2) 海外市场在更高用户侧电价、更高传统电源成本、更快降息节奏的加持下，或早于国内实现系统平价，因此海外储能需求增速将跑出相对于国内储能需求增速的 α ，我们预计 2024-30 年海外和国内储能装机 CAGR 分别为 51.9%和 37.9%。对于阳光电源而言，公司在过去几年持续加大海外市场大客户和渠道开拓力度，凭借电力电子基因和高研发投入优势，有望抓住本轮新能源配储系统平价和海外多个市场光储需求释放的机遇，实现二次腾飞。

图表22：储能需求测算总表



资料来源：华泰研究预测

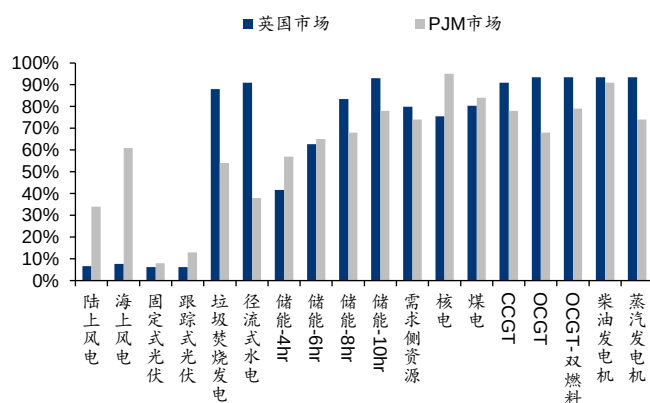
以储能为桥梁，从理论度电平价迈向系统全局平价

“平价”概念的重新定义，过去的平价是单纯的度电成本平价，但并没有考虑可靠性和电价的分时性。我们在 2024 年 10 月 25 日发布的《新型电力系统 成本篇：多维解决消纳问题，新能源迈入 2.0 时代》中测算，东西部地区风光度电成本在 2020-22 年已经相继实现了相对火电机组的平价，也由此带来风光装机容量快速增长，新能源实现了理论意义上的度电成本平价。但实际上，行业内、电力系统内部并不完全认同这一论断，新能源装机从 2024 年开始所面临的消纳问题也是新能源实际上并未实现系统全局平价的一种体现，电力市场化也正是将隐藏在新能源理论平价和系统平价之间的隐性成本进行了显性化。

新能源的理论度电成本平价和系统全局平价之间存在差异，我们认为核心原因在于三点。

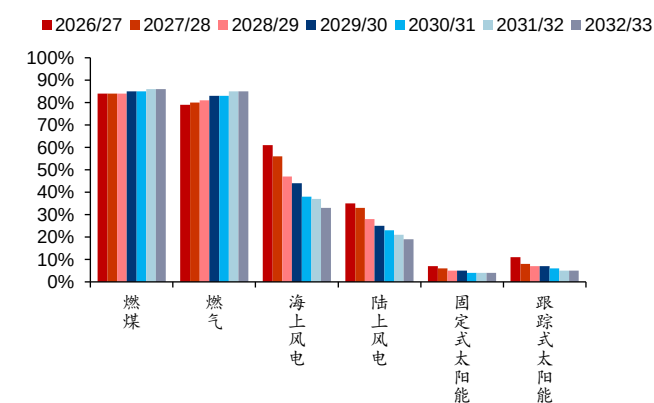
1. **新能源发电利用小时数远低于负荷侧，造成前置投资较高且对利率较为敏感。**以我国为例，负荷端利用小时约 7000 小时，而新能源风电光伏的年均利用小时仅 1100-2100 小时，远低于负荷侧以及其他传统电源装机。这意味着新能源装机容量需要达到负荷侧的数倍才能提供所需的电量，带来更高的前置资本开支压力，特别是在高融资利率的环境下将进一步带来初始投资障碍。
2. **新能源的可靠性成本过去并未得到充分定价。**相比传统电源，新能源发电具备随机性、间歇性、季节性特征，导致一般在电力系统规划中赋予新能源的置信系数一般在 5-10%，远低于传统能源的 70%+。此外，新能源无法为电力系统提供运行所需的转动惯量，也容易导致电力系统在出现局部故障时，问题被链式放大。上述供电可靠性问题，或者说为应对新能源不可靠情景所造成的系统额外成本（调峰、备用等）未被充分定价。
3. **新能源波动性导致的实际电价低于理论电价问题未在项目回报率模型中得到充分体现。**由于新能源出力曲线和用户侧负荷曲线形态存在差异，在实际电力市场当中新能源所接受的实际电价和平均电价存在差异（往往是更低），这一点在传统以单一电价水平为参数的项目回报率 IRR 模型中并没有得到充分的考虑。

图表 23：英国、美国 PJM 最新招标新能源置信系数远低于传统能源



资料来源：UK National Grid ESO Electricity Capacity Report, PJM 电力市场官网，华泰研究

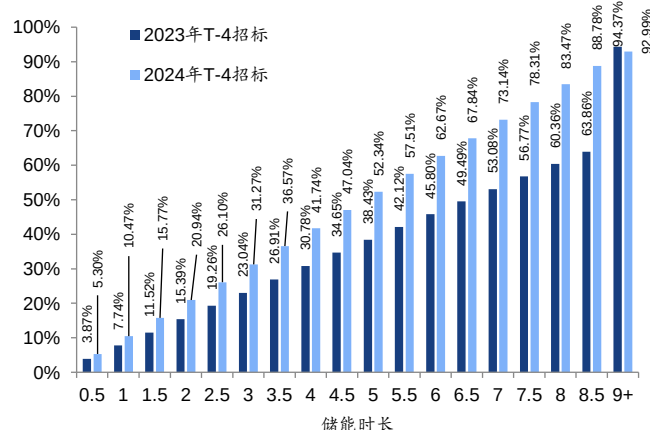
图表 24：根据 PJM，风电和光伏置信系数随装机容量提升而边际递减



资料来源：PJM 电力市场官网，华泰研究

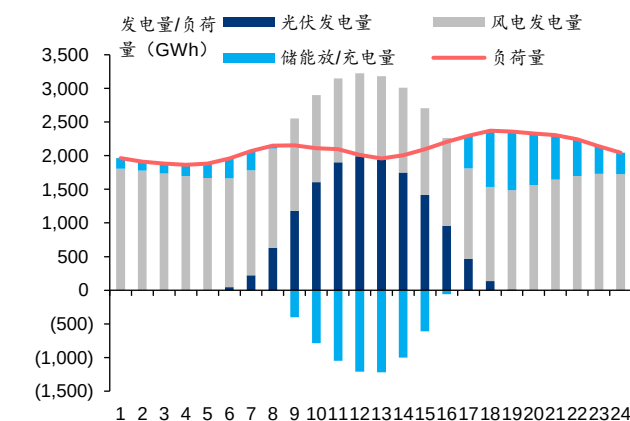
储能配套是风光新能源从理论度电成本平价迈向系统全局平价的桥梁。一方面，储能作为一种可调可控的装机，在电力系统规划中一般被赋予高于新能源的置信系数（4 小时储能的置信系数可以达到 40-50%，6-8 小时储能的置信系数可以达到 60-80%），因此通过配置储能提升新能源的可靠性，是一种降低对电网备用或柴发备用依赖度的方式。另一方面，储能的耦合可以使得新能源出力曲线与用电负荷更加匹配，使得发电侧能够捕捉到更高电价时段的电力需求，从而提升项目的综合电价和项目回报率。

图表 25：英国电网招标储能置信系数随储能时长提高而增加



资料来源：UK National Grid ESO Electricity Capacity Report, 华泰研究

图表 26：储能耦合有利于匹配新能源出力曲线与用电负荷

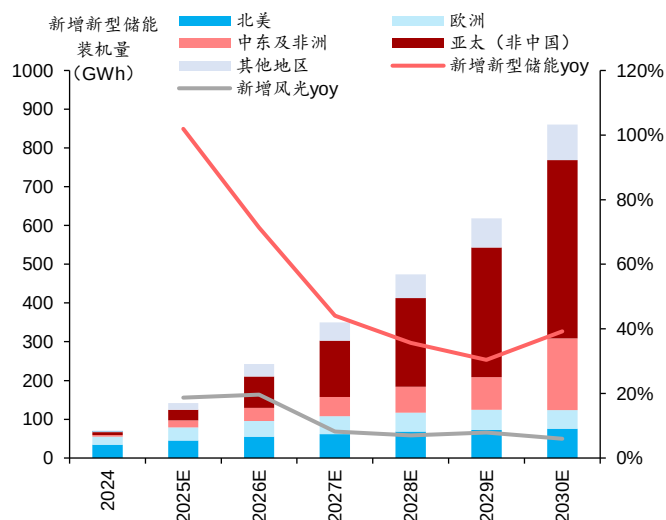


资料来源：兰木达，华泰研究

在此前 2025 年 9 月 22 日发布的《新型电力系统 商业篇：变革已至，系统平价带来能源需求为王的时代》中，我们对海内外实现新能源+储能平价的时间节点，以及由此带动的风、光、储装机需求进行了详细测算。我们采用蒙特卡洛模拟生成一年 8760 小时的风电出力曲线、光伏出力曲线以及负荷需求曲线，实现对季节性和随机性的模拟，以此来更接近风光储供需匹配的真实状态，并进一步基于风光耦合比例、超配率、储能功率/容量优化以及应急备用等多个维度分析，计算在满足一定绿电利用率要求的前提下，当前和未来风光储项目可以达到的度电成本和回报率水平，描绘海内外风光储的平价之路。具体结论如下：

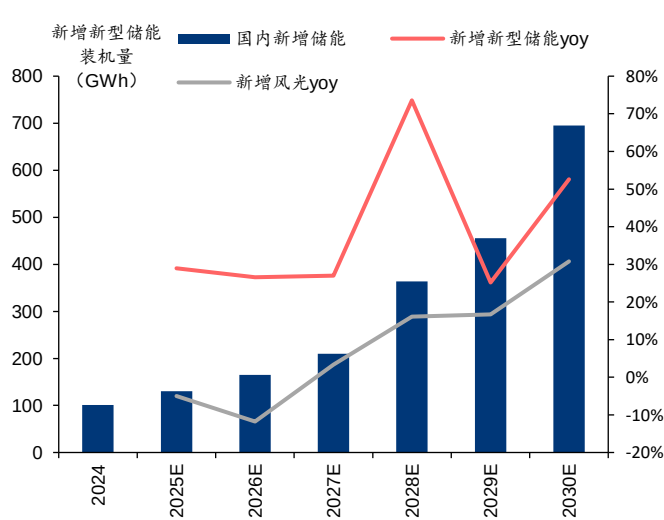
1. **海外各地区有望在 2026 年实现光储平价**，2024-30 年风电光伏装机 CAGR 预计为 11.1%，同期储能装机 CAGR 有望达到 51.9%，平均储能配比由 10%/2.3hr 提升至 38%/4hr。分地区来看，北美、欧洲历史新增储能规模大，2025/26 年仍为全球新增储能装机的主力，中东及非洲、亚太地区随平价进程推进，2027 年起新增装机进一步提速，成为贡献海外储能装机的主要增量。
2. **国内新能源系统平价将分“三阶段”逐步实现**：2025-26 年仍以独立储能为主要增量，满足电力系统调峰需求，并实现第一阶段风光储用电侧平价，新能源项目配储需求开始释放；2027 年进一步实现光储用电侧平价，配储进入加速阶段；至 2030 年实现光储发电侧平价，储能项目不再受限于负荷和灵活性资源需求构成的天花板，需求进一步提升。2024-30 年国内风电光伏装机 CAGR 预计为 7.4%，同期储能装机 CAGR 有望达到 37.9%，储能配比预计由 2024 年 12%/2.3hr 提升至 2027 年 21%/3.2hr，2027-30 年配储进入加速阶段，储能配比到 2030 年进一步提升至 32%/4hr。

图表27: 海外新能源装机增速与储能对比



资料来源：能源局，BNEF，CNESA，GWEA，华泰研究预测

图表28: 国内新能源装机增速与储能对比



资料来源：能源局，BNEF，CNESA，GWEA，华泰研究预测

海外：2026 年平价将至，光储一体新业态有望多地开花

在系统平价的基础上,我们进一步从区域维度出发,分析各地区储能装机需求的增长动力,基于政策支持和电网环境评估储能投资的潜力与必要性。

美国：降息周期或提升新能源配储项目投资回报预期，数据中心有望带动光储外溢需求

美国新能源配储项目回报率对利率较为敏感，0.5pct 利率下降有望带动 IRR 提升 0.5pct。

华泰宏观组在 9 月 21 日发布的《美国经济动能回升之际联储上调降息指引》中分析，9 月会议如期降息 25 个基点，Miran 要求降息 50bp；联储对就业市场放缓风险担忧升温，点阵图指示年内再降息 50bp。降息对新能源配储项目收益的提升主要通过三个路径实现：一是降低融资成本，优化项目杠杆结构；二是降低贴现率，提高未来收益的价值；三是降低基准投资回报预期：提升风光储项目相对于其他能源方案的经济性优势。由于新能源配储项目初始投资较高，其预期收益对利率变化高度敏感。我们测算显示，利率每下降 0.5 个百分点，项目股权回报率 IRR 可提升 0.5 个百分点。此外，美国降息周期还可能通过外汇市场与宏观政策影响全球利率水平，或加速全球多地区光储平价进程。

图表29： 新能源配储项目 Equity IRR 对利率敏感性测算

风光储项目 Equity IRR 对利率敏感性		贷款利率						
项目折 旧期限	9.82%	3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%	5.50%	6.00%
	12	11.44%	11.00%	10.58%	10.15%	9.73%	9.32%	8.91%
	13	11.29%	10.86%	10.45%	10.05%	9.66%	9.27%	8.88%
	14	11.16%	10.73%	10.32%	9.93%	9.55%	9.19%	8.82%
	15	11.03%	10.61%	10.21%	9.82%	9.45%	9.09%	8.74%
	16	10.92%	10.50%	10.11%	9.72%	9.35%	9.00%	8.65%
	17	10.81%	10.40%	10.01%	9.63%	9.26%	8.91%	8.57%
	18	10.71%	10.30%	9.92%	9.54%	9.18%	8.83%	8.50%

资料来源：华泰研究测算

另一方面，美国 AI 数据中心推动的电力需求浪潮或面临电力供给瓶颈，带动光储外溢需求。EIA 于 9 月更新了电源装机与退役展望，并预测美国 2025/26 两年电量增速在 2.3%/3.0%。我们基于更新后的数据中心资本开支假设推算 25-26 美国本土每年有望新增 6-13GW AIDC 电力需求。而 6 个重点区域（占美国最高负荷 55%；以及涵盖主要数据中心聚集州）的增量负荷预测年均均在 15GW+，意味着非数据中心年均也将有 2GW+ 的增量负荷。综上，我们测算美国最高负荷有望保持 2% 以上增速（vs 2016-2024 年 0.5% 的 CAGR），到 2026 年底累计功率缺口或达 18-27GW。（详见我们于 2025 年 10 月 3 日发布的《美国 AI 带来“电力在加速”，储能可能是被忽略的解法》）

不同于燃气轮机的产能瓶颈与漫长安装调试过程，光储的供应链相对宽松，且和 SOFC 类似部署节奏快、通常有望在 1-1.5 年内上线，对于近 2-3 年 AIDC 集中投运带来的电网压力形成有效支撑。考虑 SOFC 仅 2GW 左右产能，在煤电半数推迟退役的情景下，短期负荷仍有 11-20GW 的缺口，参考 PJM 的评估独立储能在电网中提供 40% 的降额系数，折合储能装机 28-51GW，按 4 小时配置相当于 2 年 110-205GWh 装机需求。相较美国 2024 年 37GWh 电化学储能装机量需要持续保持 50%+ 增速。



图表30：6个重点区域电网增量负荷预测汇总

GW	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
需求端							
全美最高负荷	745	760	775	791	807	824	841
YoY	0.4%	2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	2.1%	2.1%
关键区域合计	412	426	442	457	474	491	508
YoY		3.6%	3.6%	3.6%	3.5%	3.6%	3.6%
相当于全美比例	55%						
ERCOT	85	89	94	98	103	108	114
	6.3%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
PJM	166	171	176	181	187	192	198
		3.1%	3.1%	3.1%	3.0%	3.0%	3.0%
CAISO	46	48	49	51	53	55	56.5
		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.4%
NYISO	34	35	36	37	39	40	41
		3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
MISO	46	48	49	51	53	55	57
		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Florida(Duke+FPL+Orlando)	35	36	37	38	39	41	42
		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
关键区域增量合计 (GW)		15	15	16	16	17	17

注：预测逻辑详见我们于 2025 年 10 月 3 日发布的《美国 AI 带来“电力在加速”，储能可能是被忽略的解法》

资料来源：PJM、MISO、CAISO、ERCOT、NYISO 电力市场官网，FPL，Duke，Orlando Utilities Commission，华泰研究预测

图表31：基于 AIDC 投资情景分析的光储柴补位需求测算

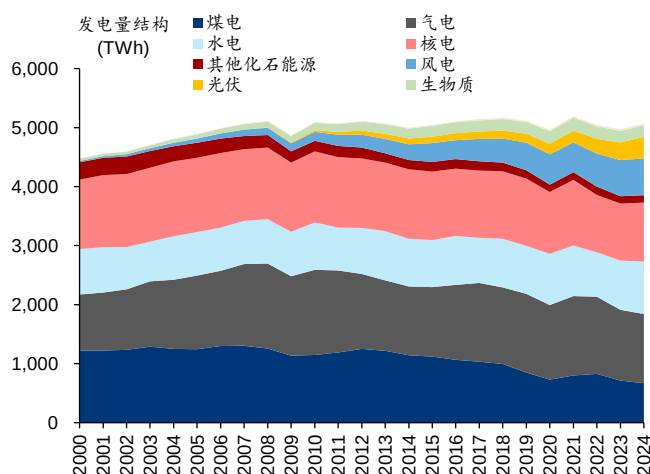
	2024A	2025E	2026E	2025E	2026E
EIA 预测年末存量(2025.9) GW					
气电	489.0	492.3	494.1	492.3	494.1
核电	97.7	98.5	98.5	98.5	98.5
煤电	171.8	165.6	162.2	165.6	162.2
边际变化 GW		2025E	2026E	2025E	2026E
气电		3.3	1.8	3.3	1.8
核电		0.8	-	0.8	-
煤电		-6.2	-3.4	-6.2	-3.4
基荷变化		-2.1	-1.6	-2.1	-1.6
数据中心增量 GW		乐观情景		保守情景	
年度增量		10	13	6	8
累计增量			24		14
功率缺口 GW					
年新增缺口		-12	-15	-9	-9
累计功率缺口			-27		-18
缺口解法:					
(1) 煤电半数推迟退役缺口收窄至			-22		-13
(2) SOFC 装机			2		2
(3) 短期负荷缺口			20		11
按40% derating factor 反算					
储能装机需求 (GW)			51		28
考虑4小时配置					
电化学储能2年需求 (GWh)			205		110
电化学储能年均需求 (GWh)			102		55

资料来源：EIA，PJM，JLL，NVDA，华泰研究预测

欧洲：大储补位引领储能装机增长，政策目标驱动下新能源配储发展可期

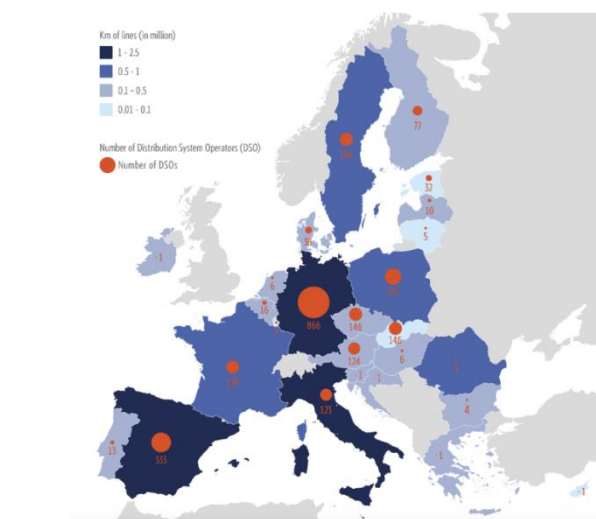
欧洲新能源渗透率高，电力基础设施呈现区域分散化特征，储能系统可有效平滑电网波动、延缓电网升级扩容压力。欧洲各国电网互联紧密、相互依赖度高；加之可再生能源在发电结构中的占比不断上升（2024 年新能源发电量占欧洲总发电量的 42%，其中风光合计约 20%），风光出力的间歇性和波动性进一步放大了电网的调节难度，对灵活性资源和稳定供电能力提出了更高要求。在此背景下，储能容量建设能有效平滑电网波动、增强系统韧性，成为促进新能源消纳和保障电力系统稳定运行的关键工具。

图表32：欧洲发电结构中新能源占比较高



资料来源：Ember，华泰研究

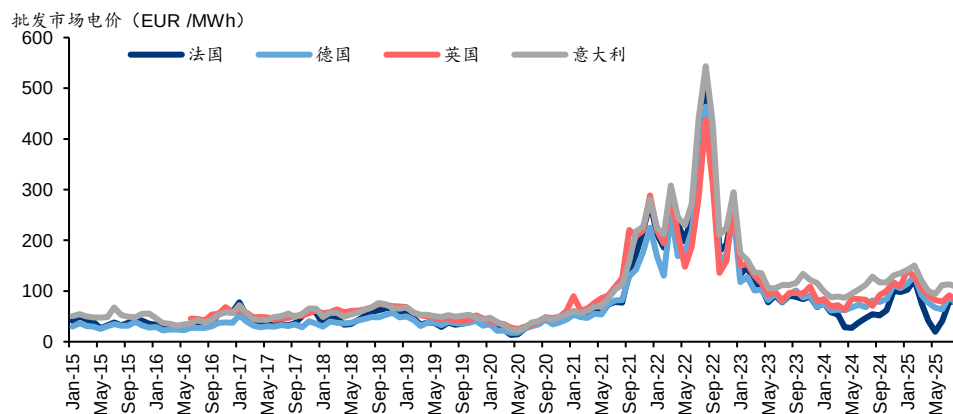
图表33：欧洲电网基础设施呈现分散化特征



资料来源：ECA，European Parliamentary Research Service，华泰研究

大储快速崛起，或成为支撑 2030 年可再生能源目标与能源安全战略的核心动力。欧洲历史储能装机以户储为主，自 2023 年下半年起，随欧洲电价回归稳定，户储装机激励减弱，增长有所放缓；电站大储基于其在保障供电稳定方面的必要性，以及系统平价趋势带来的储能部署经济性提升，逐步补位成为储能增长主力：2024 年欧洲大储、工商储、户储新增装机 8.8、2.2、10.8 GWh，同比+80%、+16%、-11%。随着 2030 年欧洲可再生能源目标进一步上调，大储装机或成为未来储能增长的核心动力。根据欧盟委员会官网信息，RePower EU 最新规划将 2030 年可再生能源占比目标从 40%上调至 42.5%-45%，光伏装机规模预计从 2024 年的 338GW 翻倍至 2030 年的 700GW，储能装机规模由 89GW 提升至 200GW，以支撑欧洲能源转型与能源安全战略，降低对俄罗斯天然气和石油的依赖。在此背景下，德国、法国、英国、意大利等主要国家结合本国装机现状，亦陆续制定光储增长规划和 2030 年目标，或进一步保障未来欧洲光伏与储能需求增量释放。

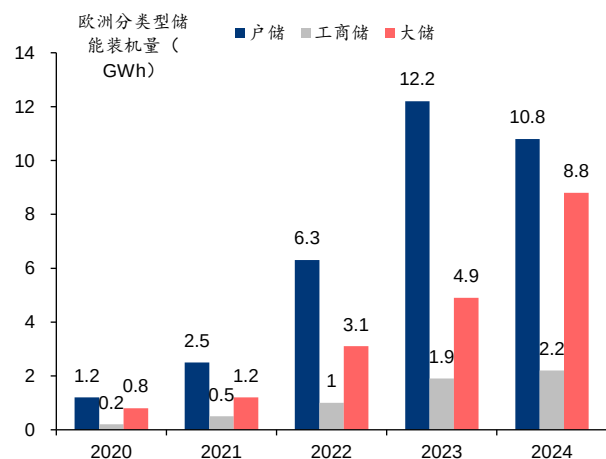
图表34：2023 年下半年起欧洲电价逐步回落



注：批发市场电价为对应时间段内日前市场和现货市场平均值

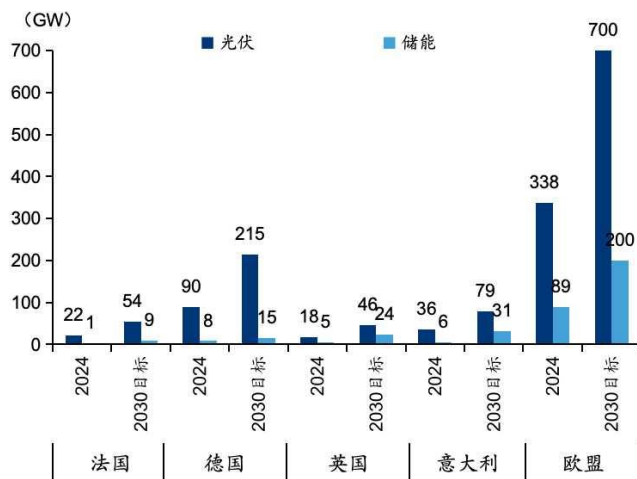
资料来源：Ember，LCCC (UK)，semopx (Ireland)，ENTSO-E，华泰研究

图表35：欧洲大储补位成为储能增长主力



资料来源：Solar Power Europe European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029，华泰研究

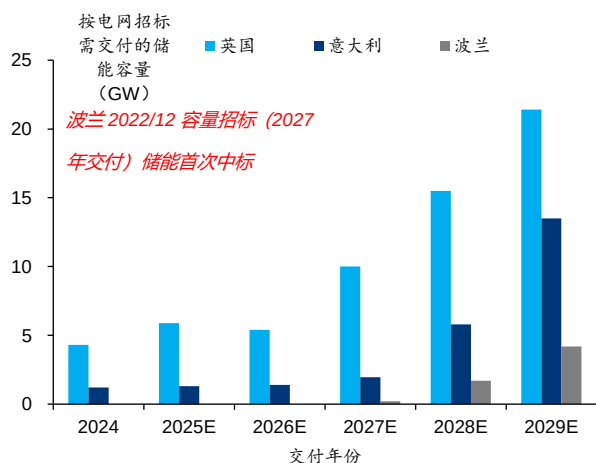
图表36：欧洲主要国家光伏与储能装机 2030 目标概览



资料来源：Our World in Data, European Commission, Aurora, The Renewable Energy Institute, Renewable Energy UK, Gov UK, Solarify EU, Strategic Energy Europe，华泰研究

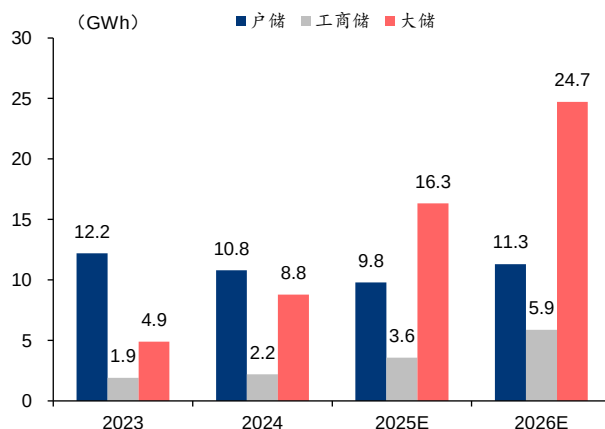
需求明确、目标上调的同时，一方面，供给端有充足保障，各国电网储能容量招标储备充足，未来投产可预见性较强。我们统计英国、意大利、波兰根据电力市场容量招标计划，在未来几年预计投产的电化学储能装机规模，预计到 2029 年需交付的大型储能装机规模分别达到 21.4、13.5、4.2GW，为 2025-27 年大储投产的高速增长提供有力保障；除招标外，希腊、芬兰正在推进数个储能在建项目，计划于 2025-26 年实现 900MW、251MW 的新增储能并网，进一步贡献增量。另一方面，工商储表现亮眼。德国零售侧动态电价、希腊储能 CAPEX 补贴等支持性政策从 2025 年开始生效，此外荷兰、英国电气化率提升推动的电网扩容需求，或带动工商储需求的结构性增长。综合以上，根据 SPE 预计 2025 年欧洲大储、工商储、户储装机或达到 16.3、3.6、9.8GWh，同比+86%、+63%、-10%；2025/26 年新增储能装机整体达到 29.7、41.9GWh，同比增长 36%、41%，市场增速持续上行。

图表37：英国、意大利、波兰电力容量市场大储招标规模追踪



注：意大利除传统容量市场 Terna 招标外，新增 Electric Storage Capacity Procurement Mechanism (MACSE) 招标，计划于 2028/29/30 年分别新增储能容量招标 10/20/20GWh，按意大利新增储能平均时长 2.6h 转化为对应 GW 数。
资料来源：BNEF, OFGEM, Terna, MACSE, Forum Energii，华泰研究

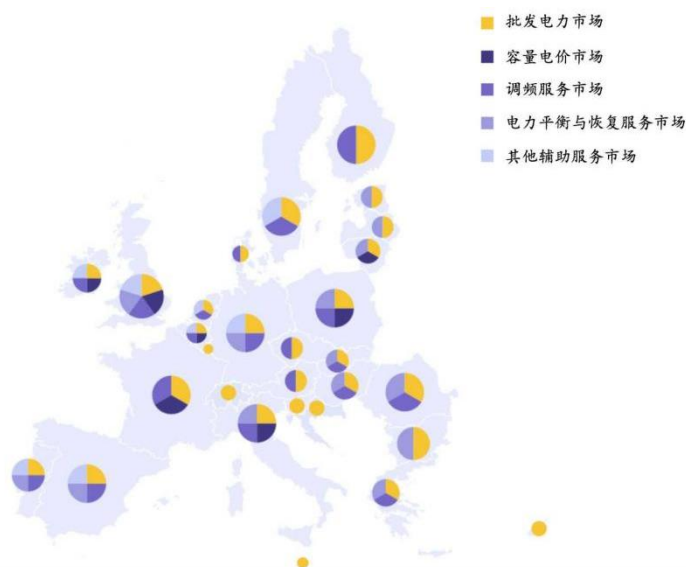
图表38：欧洲 2024-26E 储能装机结构拆分



资料来源：SPE，华泰研究预测

欧洲电力市场机制成熟，为储能应用提供多元收益渠道，利好阳光电源作为高技术壁垒企业的产品出口。欧洲已建立起较为完善的电力市场体系，包括现货市场、容量市场、调频服务市场、其他辅助服务市场等机制，推动储能项目收益模式实现多样化，当地储能项目经济回报驱动性更强，也因此市场竞争环境更为良性。客户产品采购从单纯关注初始投资 CAPEX 成本，转向全生命周期运行成本 OPEX 的优化，并进一步关注产品能否按时并网、运行转换效率、调节能力等技术性能。在这种市场需求结构下，阳光电源作为具备深厚电力技术积累、高并网效率和强产品壁垒的企业，竞争优势进一步凸显。

图表39：欧洲电力市场多元化机制带动储能项目潜在收益提升



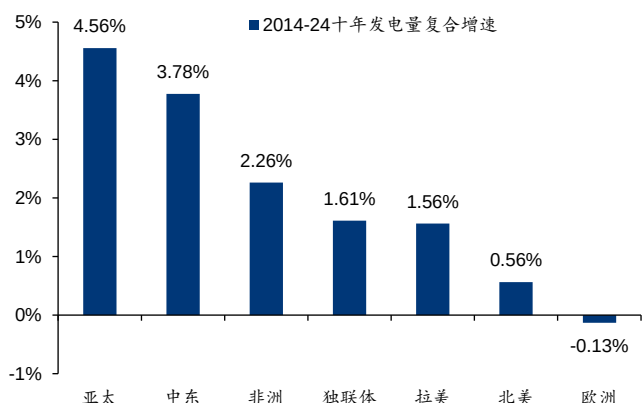
资料来源：Solar Power Europe European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029，华泰研究

亚洲：缺电压力叠加基建薄弱，离网/并网光储成供电首选

缺电压力和电网可靠性不足的制约下，亚洲各国正积极推进新能源装机和储能配套政策规划，以保障电力稳定供应并顺应全球能源转型趋势。亚洲是全球电力需求增速最快的地区，2014-24 十年发电量复合增速为 4.56%。从政策层面看，多个国家已设立明确的光储发展目标：印度计划 2026-27 年光伏累计装机达 186GW，相比 2024 年装机量翻一倍（2024 年印度光伏装机量为 97.6GW），此外新增光伏项目需配套超过 10% 的储能容量且储能时长不少于 2 小时；越南提出 2030 年光伏装机达 46-73GW 的目标（2024 年 18.7GW），同样设定 10%/2hr 配储要求；泰国、马来西亚虽未强制配储，但已提出配储建议或制定未来 5-10 年的储能装机蓝图，凸显了光储在未来亚洲电力系统中的重要地位。

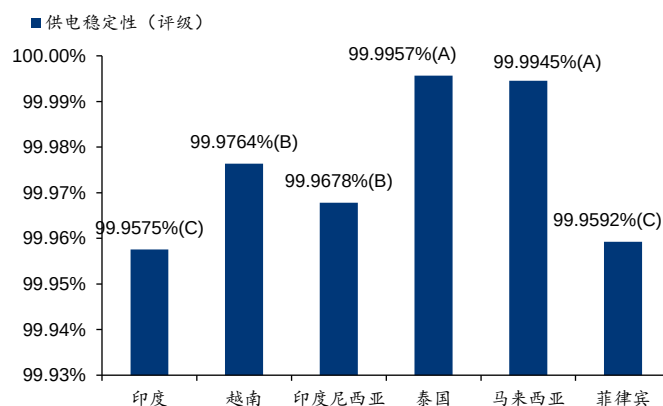
印尼 2025 年 8 月正式启动“宏达光伏发展计划”，光储微电网相比传统柴发具有成本优势，或成为解决地区缺电挑战的重要路径。印度尼西亚 8 月正式宣布启动“宏达光伏发展计划”，目标在五年内建设 100GW 太阳能装机，其中包括 80GW 分布式光伏，通过“1MW 光伏+4MWh 储能”的微电网系统覆盖约 8 万个村庄，解决农村缺电问题；以及 20GW 集中式光伏，为工业园区和数据中心等高耗能用户提供绿色电力。印尼能源部测算显示，项目落地后农村电价有望降至 0.12-0.15 美元/度，较传统柴油发电 0.20-0.40 美元/度下降 40% 以上。我们看好亚洲电气化进程加速、电力需求快速增长，以及基建积累相对薄弱带来的新能源配储经济优势，将持续推动光储需求释放，为市场空间拓展提供长期支撑。

图表40：亚太地区是全球电力需求增长最快的地区



资料来源：BP Statistics, 华泰研究

图表41：亚洲国家基建薄弱，电网供电稳定性较差



注：供电稳定性指标根据每年用电侧单个客户断电时长的平均值计算

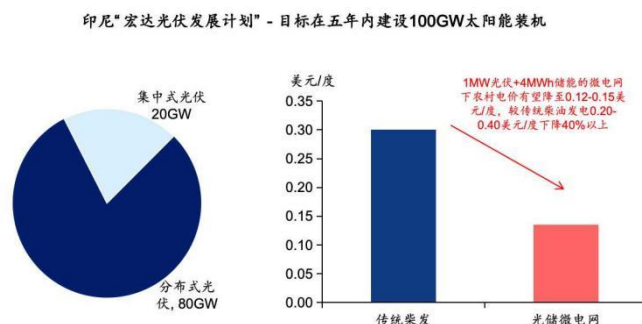
资料来源：World Bank, 华泰研究

图表42：亚洲国家光伏储能装机目标及配储要求一览表

	光伏		储能		配储要求
	2024年装机量(GW)	目标	2024年装机量	目标	
印度	97.58	2026-2027年光伏累计装机186GW	4.86GW (抽蓄4.75GW+新型储能0.11GW)	2030年前新增14GW/28GWh	光伏装机容量的10%以上, 2小时
越南	18.67	2030年光伏装机达46-73GW	五国电池储能累计装机容量为781兆瓦/564兆瓦时	2030年完成10-16.3GW电池储能装机	光伏装机容量的10%以上, 2小时
印度尼西亚	0.94	五年内建设100GW太阳能装机, 包括80GW分布式光伏和20GW集中式光伏		80GW分布式光伏以1MW光伏+4MWh储能的形式建设	分布式光伏配储
泰国	3.39	到2035年光伏装机容量累计突破15.6GW		到2037年新增10GW储能容量	建议15%, 无强制
马来西亚	2.31	2035年可再生能源在发电结构中的比重达40%		-	无强制要求
菲律宾	2.97	2030年光伏装机量达13.8GW, 2050年达56.5GW		-	中标项目15%容量

资料来源：IRENA, Our World in Data, InfoLink Consulting, 光伏双碳公众号, 华泰研究

图表43：印尼光储微电网相比传统柴发有望降低电价 40%以上

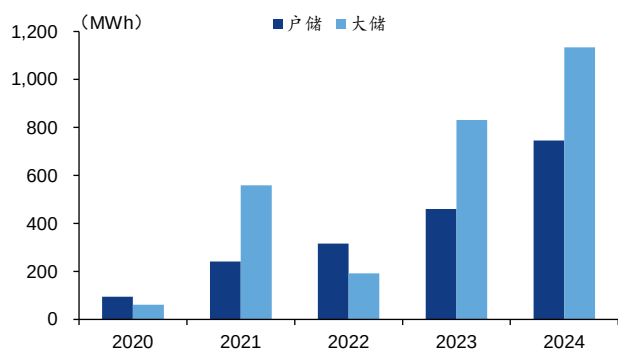


资料来源：印尼能源部, 索比光伏网, 华泰研究

澳大利亚：户储支持新政带动需求增长

补贴政策驱动下户储装机增长强劲。根据 AEMO 和 Clean Energy Council, 澳大利亚 2024 年大储、户储新增装机分别实现 1.13GWh、0.75GWh, 同比增长 36%、62%。2025 年 7 月 1 日起, 由澳大利亚政府资助的总规模 23 亿澳元的 Cheaper Home Batteries Program 正式生效, 针对装机容量在 5-50 kWh 之间的与家庭光伏配套的储能装置 (需能接入虚拟电厂) 提供相当于初始投资 30% 的折扣补贴, 补贴额度会根据储能电池成本的下降而逐步退坡直至 2030 年全面退出。这一计划旨在补贴家庭安装太阳能储能电池的成本和居民用能成本。政策落地后效果显著: 2025 年 7 月单月新增户用储能达到 19592 套 (对应容量 356.6 MWh), 约相当于此前年份单季度新增总量, 呈现大幅提升趋势。

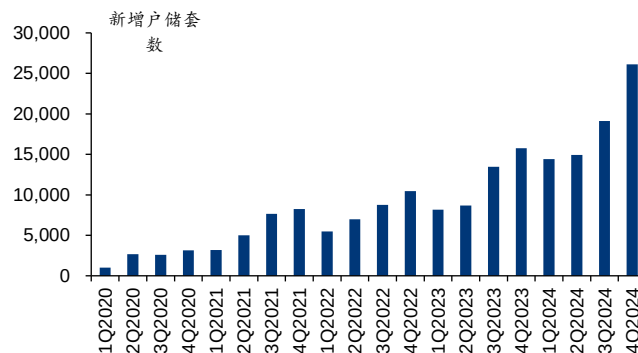
图表44：澳大利亚大储与户储新增装机容量



注：户储新增装机为根据套数估算的容量值

资料来源：AEMO, Clean Energy Council, 华泰研究

图表45：澳大利亚户储需求高增

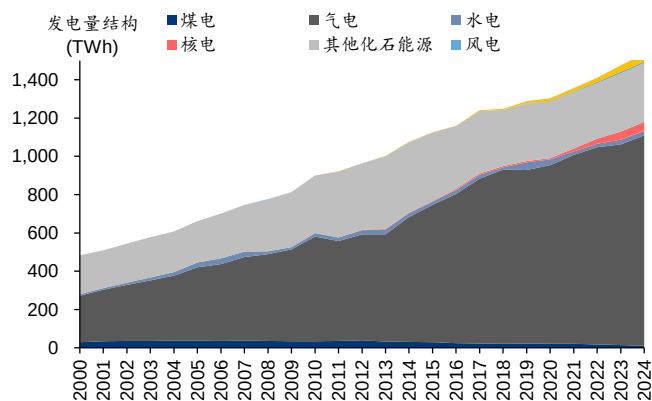


资料来源：Clean Energy Council, 华泰研究

中东：能源转型需求叠加低成本优势，有望崛起为全球光储市场新增长极

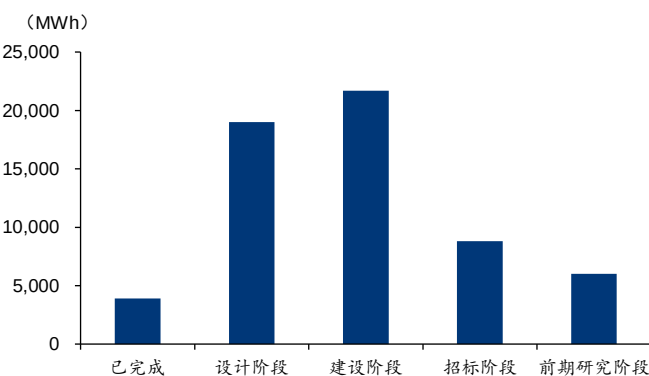
核心动力来自能源结构转型需求与光储布局的低成本优势，新能源配储有望逐步替代石油和天然气依赖。中东地区历史能源结构以石油和天然气为主导，2024年化石能源占总发电量比例高达 95%。在全球能源转型趋势和区域经济多元化驱动下，中东主要国家陆续推出可再生能源发展目标和油气替代计划。沙特阿拉伯计划在 2030 年前实现 40GW 的太阳能装机容量，相关项目由 ACWA Power、Masdar 等企业主导开发；阿联酋作为第 28 届联合国气候变化大会的主办方，全面启动清洁能源转型，计划到 2030 年提升新能源装机至 14GW（当前为 6GW），其中光伏占据主体地位。阿曼、约旦也分别提出了到 2030 年实现 30%、到 2050 年实现 50% 的可再生能源发电占比目标。此外，凭借项目规模效应、配套硬件价格低、劳动力成本低以及丰富的太阳能辐射条件，中东 2h/4h 储能项目造价较欧美低 30%-40%，成本优势或进一步推动光储一体化项目部署。截至 2025 年 2 月在建、招标中、设计中储能项目规模分别达到 21.7、8.8、19GWh，为近年需求增长保驾护航。

图表46：中东地区历史能源结构以石油和天然气为主导



资料来源：Ember, 华泰研究

图表47：中东地区不同阶段的储能项目容量

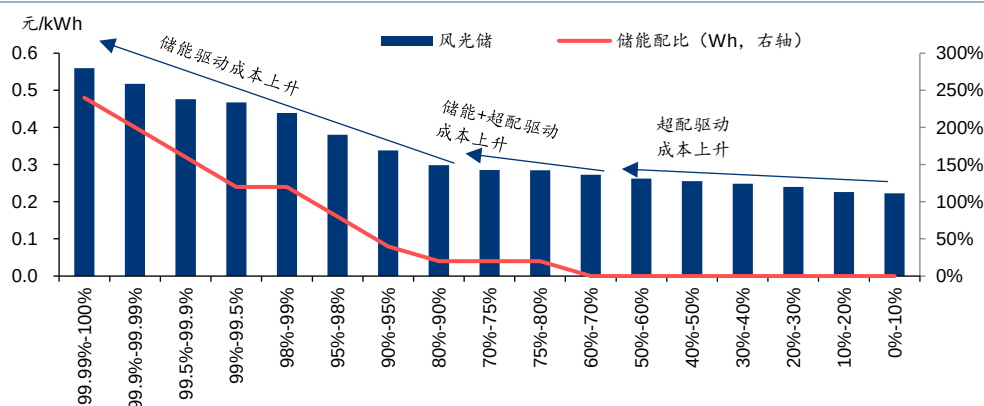


资料来源：MEED, 华泰研究

国内：三步走推进 25-26/27/30 年实现风光储/光储用电侧/光储发电侧平价

国内我们基于绿电利用率提升，从成本优化和系统优化角度出发，要使得绿电利用率（即负荷需求由绿电满足的比例）提升，储能的配套率会非线性提高。由于风光资源具备波动性，因此在提升绿电利用率的过程中，风光出力匹配负荷曲线的难度亦相应增大，可以通过风光配比优化、风光超配、引入储能这三种方式来提升出力曲线和负荷曲线的匹配度。当绿电利用率处于 0-30% 区间，系统无需储能投入且弃电率较低；30-70% 阶段主要通过提升新能源装机量和优化风光配比来满足负荷需求，开始出现一定弃电；当绿电利用率大于 70% 时逐步引入储能配置需求，但仍主要通过风光装机耦合优化和超配控制成本；80-95% 区间，系统对储能的边际依赖快速提升，而在 95-100% 阶段，系统需应对持续时间较长的季节性缺口，储能成本将成为核心成本增加项。虽然通过超配一定比例新能源可以通过抵消短时波动，尤其是在 80%-95% 的绿电利用率区间可以有效降低储能配比需求，但是由于新能源存在季节性长时波动，我们注意到在绿电利用率要求达 95% 以上时仅通过超配来实现与负荷需求的匹配难度较大，收益边际快速递减，此消彼长之下进一步催生配储需求。

图表48：不同绿电自供率下，风光储系统最优 LCOE 和储能配比一览

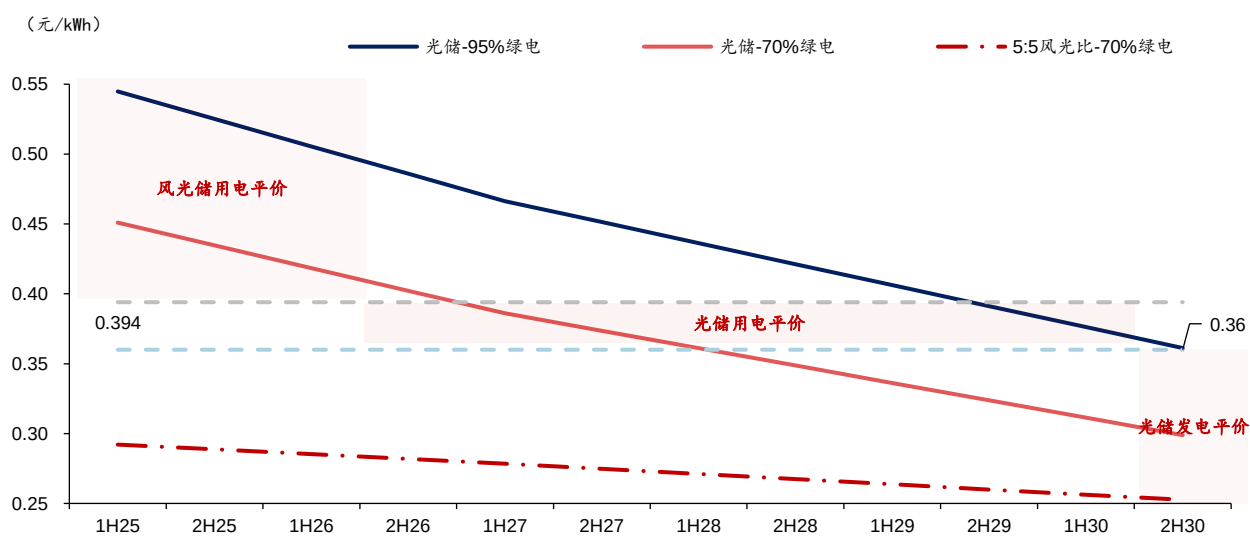


资料来源：华泰研究预测

长远来看，新型电力系统会从发电平价，到系统平价，再到最终的完全平价。而按照风电，光伏和储能的价格发展态势，我们可以看到在任一时点，具备风光储平价特性的组合方式是一个区间、而不是一条线，因此，一方面在经济性扩散的过程中，行业内将呈现多种商业模式百花齐放的形式；另一方面系统平价也会分为三步走，从风光储平价到光储用电侧平价，再到光储发电侧平价。

- 第一步，满足出口绿电比例需求（70%+）的风光储平价；**在满足欧洲碳边境税绿电比例要求下（即绿电利用率达到 70%+），我们测算，20% 储能配比（GWh）、风光装机比为 7:3 的系统在实现 75%-80% 绿电利用率情景下，对应 LCOE 仅为 0.29 元/kWh，已实现用电侧平价（用电侧平价线为 0.394 元/kWh）。参考宁德项目等案例，产业内已按照风光储的逻辑实现了项目落地，与我们的测算吻合。
- 第二步，用电侧光储平价，摆脱风电资源束缚；**随着光储成本的下降，风电在项目组合中的占比可以继续下降，我们测算到 1H28 的光储成本和循环次数下，以 70% 绿电利用率，国内可以实现光储用电侧利用小时平价。考虑赤道无风带等风电资源限制区，光储组合的平价将会摆脱风电资源限制，打开新能源替代的新空间。
- 第三步，发电侧光储平价，95% 利用率等效，新能源装机需求进一步增长。**不同于用电侧平价后仍具有负荷和灵活性资源需求构成的天花板，发电侧平价将进一步释放新能源与储能装机需求。随着双碳目标的深入，绿电在系统中的比例必须进一步提高，也即市场所讨论的，以光储为主体的电力系统，能够在 95% 利用率水平实现平价（全年维度传统电源/电网备用的调用几率低于 5%）。

图表49：风光储系统平价三步走



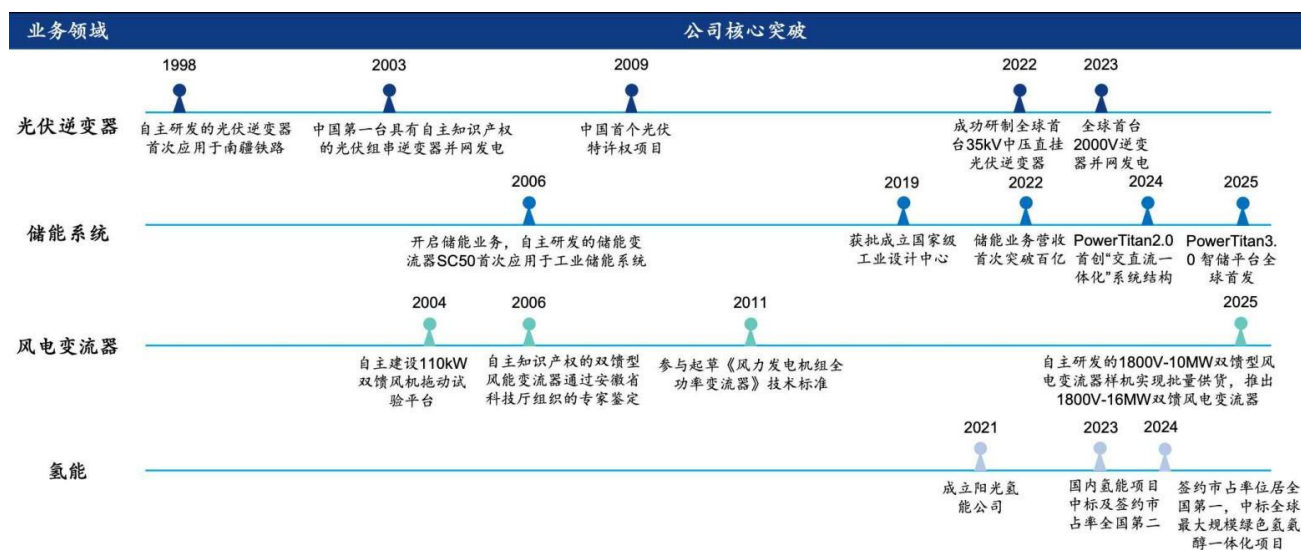
资料来源：发改委，能源局，中电联，华泰研究预测

问题三：电力电子龙头方为本色，为何阳光是电气时代 Alpha

公司在过去二十年的经营中彰显出了优秀的市场嗅觉，以及与之相衬的产品研发迭代能力、销售拓展能力，实现了从集中式光伏逆变器龙头到全场景光储风氢龙头的华丽升级。凭借高研发投入与全球广泛渠道布局，公司在逆变器和储能领域持续巩固行业龙头地位，并依托电力电子基因的“懂电”优势，在储能领域实现快速并网调试与产品性能领先，并率先发力构网型新技术路线，持续引领行业发展。同时，公司积极拓展氢能 and AIDC 等新兴业务。在氢能领域，公司三年内跻身行业前三，2025H1 全国电解槽中标规模中公司市占率稳居行业首位。公司进一步将能力边界拓展至 AIDC 柜内外电源产品。我们测算到 2030 年全球柜外供电链路（UPS/HVDC/SST）与柜内服务器电源（PSU/BBU/超级电容）市场空间有望达到 2068、2541 亿元；整体市场规模有望超过 4600 亿元，按 AIDC 电源业务公司全球市占率 10% 测算（参考储能系统 2023-24 年全球市占率约 11-14%），AIDC 业务板块远期有望为公司带来超过四百亿元营收增量。

展望未来，我们认为公司不仅是逆变器与储能龙头，实际上是电力电子龙头。公司凭借对电力电子、电化学及电网技术三电领域的深刻认知，能够打通光、储、风、氢、AIDC 全业务链条，成长为“电气化时代的西门子能源”——即，其核心竞争力不仅在于单一类型产品，更在于电力电子基因下与电网的深度适配能力及多元业务拓展能力，进而有望响应新型电力系统带来的新需求，把握电气化时代的发展机遇。

图表50：阳光电源光、储、风、氢板块历史沿革



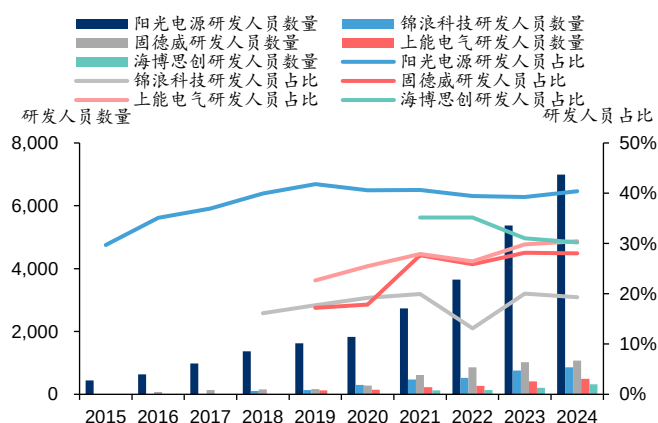
资料来源：公司官网，公司年报，华泰研究

研发驱动与全球渠道双轮共振，筑牢公司行业龙头优势

公司业务起源于光伏逆变器，后凭借深厚的电力电子技术积累，逐步在储能领域发力，布局储能变流器（PCS）制造及储能系统集成业务，电力电子基因深植于企业发展脉络之中。逆变器与储能系统均属产品+研发耦合型行业，客户对性能、效率与可靠性的迭代需求，对企业的技术创新与快速响应能力提出了更高要求。公司一方面持续加大研发投入，不断推动产品升级，以技术创新巩固行业竞争优势；另一方面积极拓展全球销售与服务网络，覆盖美国、欧洲、中东等高毛利海外市场，出海贡献二次增长曲线并强化龙头地位。研发与渠道优势也为公司业务多元化拓展及 AIDC 等新兴电力电子市场机遇的把握奠定了基础。

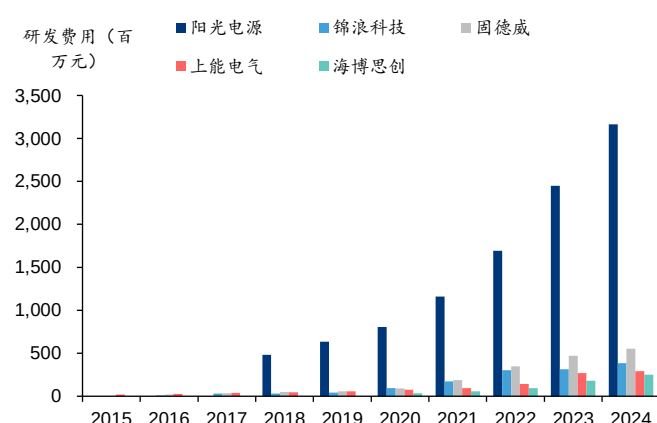
公司深耕研发，高研发投入与领先技术优势构筑行业竞争壁垒。公司持续加大研发投入，研发人员长期占比超过 40%，2024 年已达约 7000 人，显著高于行业其他公司。依托雄厚的研发能力，公司现已形成覆盖集中式、组串式、户用、模块化等全品类、超 20 种型号的逆变器产品体系，以及覆盖 10-40kWh 户用储能、200-900kWh 液冷工商业储能和 3000-6000kWh 大型电站储能的多层次产品矩阵。研发费用投入和专利积累进一步强化了公司的技术护城河，2024 年公司研发费用达 31.6 亿元，累计申请专利 9401 项，其中发明专利 5081 项、实用新型 3708 项、外观设计 612 项；强大的研发能力和专利储备使其能快速响应市场变化与新兴需求，优化产品结构 with 全球市场布局，稳固其行业竞争优势。

图 51：阳光电源与同行业公司研发人员数量和占比对比



资料来源：各公司年报，华泰研究

图 52：阳光电源与同行业公司研发费用对比



资料来源：各公司年报，华泰研究

公司渠道铺设广泛，海外市场已成为其营收和盈利增长的重要引擎，我们看好 2026 年起全球各地区新能源+储能陆续实现平价进一步带动装机需求增长，公司凭借广泛渠道布局和本地化服务能力积累，或进一步受益于海外多地区需求释放。截至 2024 年年报，公司已在全球设立 20 余家分支机构，形成五大服务区域，搭建超 520 个服务网点和数百家核心渠道合作伙伴，业务覆盖 180 多个国家和地区，并拥有 1774 名海外员工，全球化运营能力持续增强。海外业务作为公司业绩增长的重要贡献，2022 年以来，海外营收占比超过 45%，2023-24 年保持在 300 亿元以上高位，2025 年上半年受益于美国政策不确定性带来的抢装效应及多地区大储订单交付，海外营收占比进一步提升至 58.3%。海外市场盈利能力较高，以储能系统为例，公司在美国、欧洲市场储能毛利率高达 45%，海外整体毛利率在 40% 以上，显著高于国内（国内储能毛利率~25%）。展望 2025 下半年，我们预计美国市场光伏逆变器与储能抢装行情仍将延续（“大而美”法案要求光伏项目在 2026/7 前开工以获取补贴，叠加关税政策不确定性刺激前置需求）；2026 年起，随着全球各地区新能源+储能陆续实现平价，欧洲、中东等地光储需求有望释放，叠加美国 AIDC 建设带来的光储外溢需求，公司在海外高毛利业务板块有望保持增长，盈利弹性进一步强化。

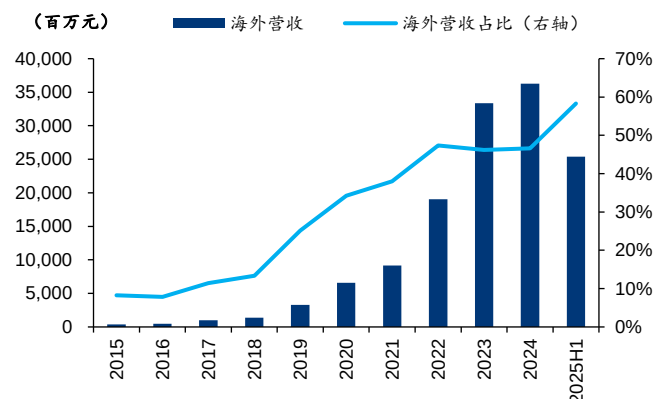
图表53：阳光电源海外渠道与同行业公司对比

	海外子公司数量	服务网点数量	覆盖国家	海外员工数量
阳光电源	>20	520+	180+	1774
锦浪科技	5+	在英国、美国、澳大利亚、巴西、南非、印度、墨西哥、西班牙、荷兰、罗马尼亚等地设全球办事处和技术售后中心	100+	未披露
国德威	8+	20余个客户服务中心和分支机构	100+	150+
上能电气	1	77	未披露	未披露
海博思创	3	重点布局欧洲、北美中东和亚太四个区域	未披露	未披露

注：数据为截至 2024 年年报

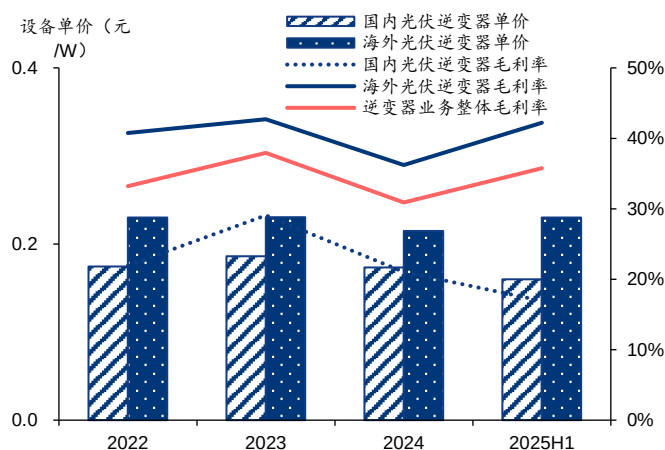
资料来源：公司年报，华泰研究

图表54：阳光电源海外营收规模与占比



资料来源：公司年报、2025 半年报，华泰研究

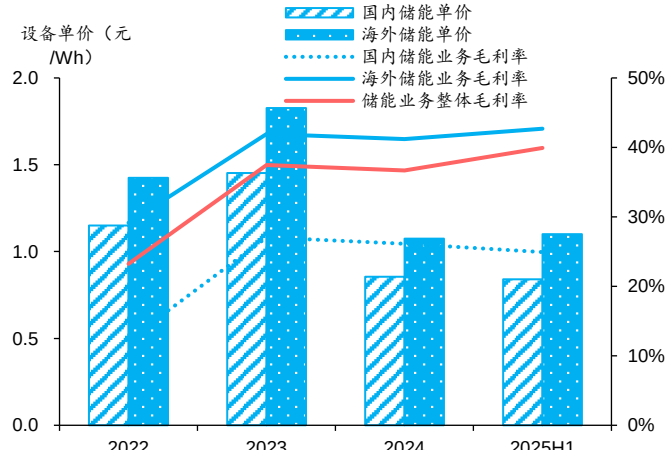
图表55：阳光电源光伏逆变器海内外盈利能力对比



注：海内外光伏逆变器单价、毛利率为测算值

资料来源：公司年报、2025 半年报，华泰研究

图表56：阳光电源储能系统海内外盈利能力对比



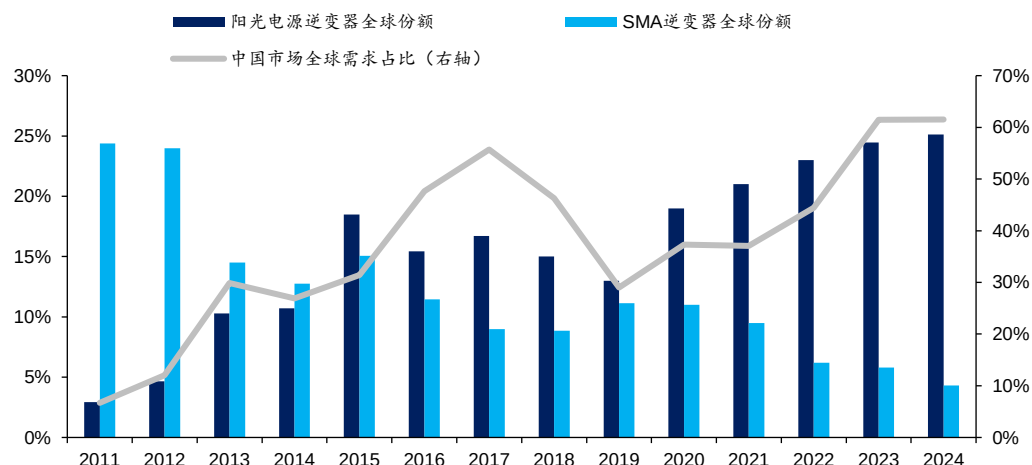
注：海内外储能单价、毛利率为测算值

资料来源：公司年报、2025 半年报，华泰研究

耕耘光伏逆变器二十余载，从中国龙头走向世界领先

光伏逆变器：海内外齐飞、集中式组串式并举，地面电站与分布式并进。阳光电源自 1997 年成立以来长期深耕光伏逆变器领域，是国内最早从事逆变器产品研发生产的企业。市占率的提升并非一蹴而就，公司光伏逆变器全球市场份额经历了三个阶段：1) 2010-15 年，公司全球市占率从 3% 提升至 18%，随中国市场需求增长而迅速提升并在 2015 年首次成为全球龙一；2) 2016-19 年，公司全球市占率稳定在 13-17% 这一平台，其中 2018-19 年受中国内需转弱市占率有所下降；3) 2020 年以后，公司国内、海外市场开拓并举，完善了集中式、组串式逆变器产品序列，拓宽了地面电站、分布式电站销售渠道，加速对海外企业替代，从而实现了市占率的快速攀升，于 2020 年实现 19% 的市占率，首次超越了 2015 年水平，此后逐年稳步提升，至 2024 年公司全球光伏逆变器市占率达到 25%。

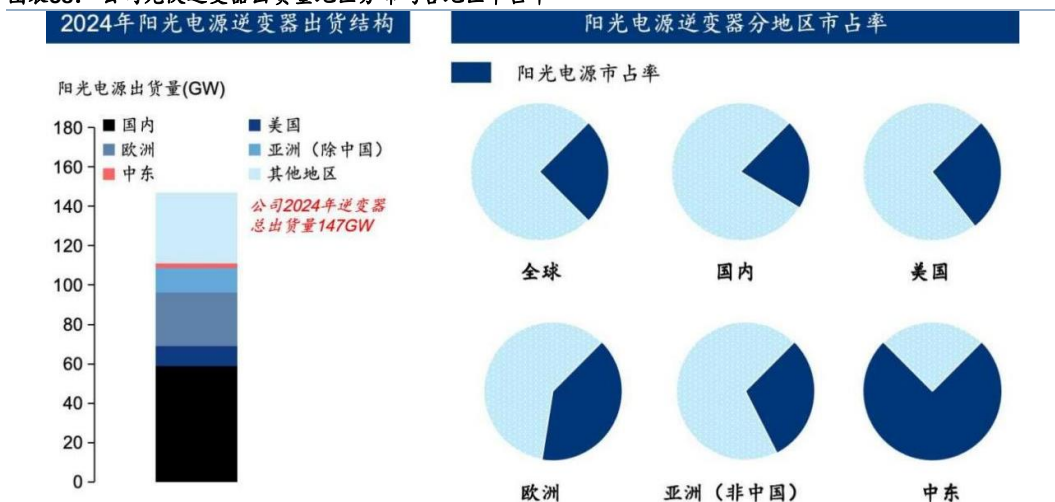
图表57：阳光电源光伏逆变器渗透率趋势



资料来源：BloombergNEF, Wood Mackenzie, Energy Institute, 华泰研究

- 1. 从中国市场走向全球舞台：**2011-15 年，海外市场在债务危机后萎缩而中国本土光伏市场在政策支持下崛起，中国市场占光伏终端需求的比例从 7% 提升至 31%，公司光伏逆变器全球市场份额随中国光伏市场全球需求占比增长而增长，同期市占率从 3% 提升至 18%。公司在 2015 年首次超越连续多年排名全球第一的欧洲企业 SMA，成为全球光伏逆变器出货量最大的公司。2016-18 年国内光伏需求占比达到 46-56%，公司全球份额亦维持在 15-17%。2018 年国内光伏“531”政策出台后下半年需求开始大幅回落，2019 年国内需求占比跌至 29%，同年公司全球市占率跌至 13%。面对国内需求的不利环境，公司逆势加大了对海外市场的拓张力度，在 2018 年下半年实现首个海外逆变器工厂投产，2019 年强化全球化支撑能力建设实现海外出货 87.5% 的同比增长，2020 年实现在海外多个国家地区市占率第一，2021 年凭借半导体供应链优势在紧缺环境下继续实现份额突破，全球市占率首次破“2”达到 21%，此后继续稳步提升，2024 年达到 25%。
- 2. 从集中式逆变器向集中式、组串式技术路线并举：**光伏逆变器方面，公司最初以集中式产品为主，2003 年并网中国首台具有自主知识产权的光伏逆变器，至 2011 年涵盖集中式与组串式两类共 4 个型号（参考 2011 年公司招股书）。随着分布式光伏加速发展以及集中式电站应用组串式逆变器比例的提升，全国组串式逆变器占比由 2018 年的 60% 提升至 2023/24 年的约 80%，公司同步推进产品迭代升级，现已构建涵盖集中式、组串式、户用、模块化等全品类、超 20 种型号的逆变器产品体系。
- 3. 从地面电站王者到地面电站、分布式逆变器双冠：**2021 年以来，随海外户用及工商业新能源装机加速，公司敏锐把握行业趋势，加大在欧洲、美国、日本、中国等市场的渠道布局，积极拓展分布式产品市场，2020/21/22/23/24 年公司光伏逆变器销售中分销（户用+工商业）占比分别为 24%/28%/37%/35%/35%，顺应行业变化实现分销业务的大幅增长。2024 年，我们估算公司户用逆变器、工商业逆变器全球市占率分别达到 18%、24%。

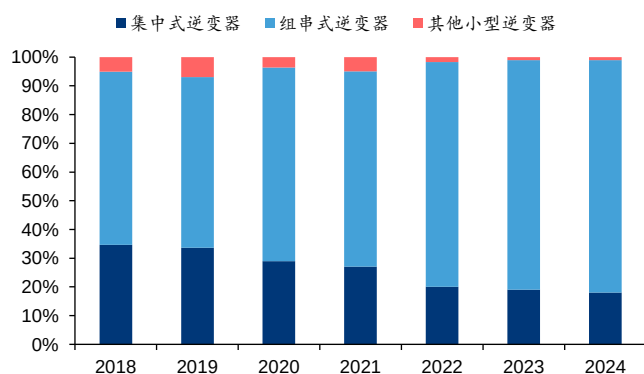
图表58：公司光伏逆变器出货量地区分布与各地区市占率



注：公司逆变器出货结构与各地区市占率为估算值

资料来源：Wood Mackenzie，公司年报，华泰研究

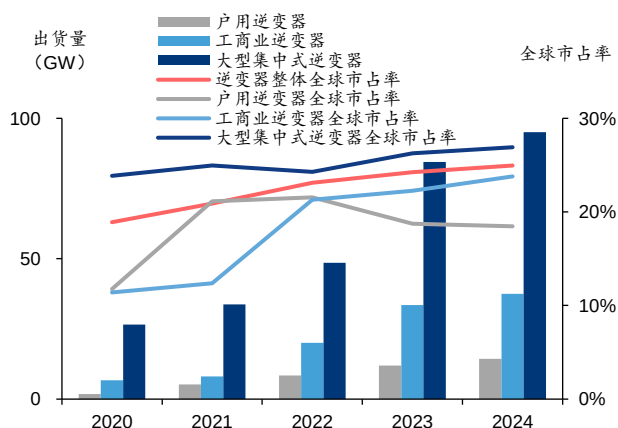
图表59：全国组串式逆变器占比提升至 2023/24 年的约 80%



注：2024 年为估算值

资料来源：CPIA、国德威定增说明书、头豹研究院，华泰研究估算

图表60：公司分类型逆变器出货量与全球市占率

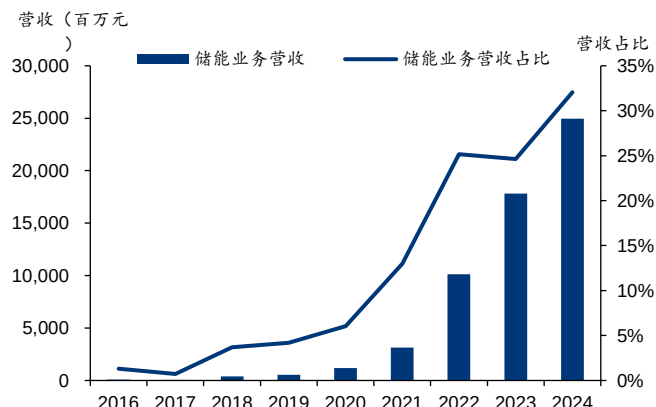


资料来源：公司年报，Wood Mackenzie，华泰研究

构网型技术领航储能系统发展，高研发壁垒铸就“懂电”优势

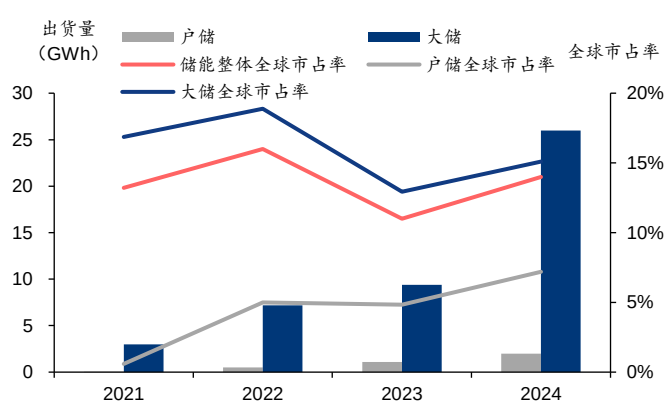
公司自 2006 年即前瞻性切入储能领域，早期以大储产品为核心，后持续拓展产品谱系，有望适配平价时代的多场景装机需求。2006 年，公司储能变流器 SC50 首次应用于工业储能系统，标志其储能业务初步启动。2020 年起储能业务布局加速，2020-24 年间储能营收 CAGR 达 115%，储能业务营收占公司总营收比例由 2020 年 6% 提升至 2024 年 32%。公司早期以大储产品为核心，伴随 2021 年以来海外户储市场的快速崛起，公司敏锐捕捉行业趋势拓展产品线，2024 年户储产品全球市占率达 7%，大储产品以 19% 的市占率保持全球领先，储能总出货量占全球市场的 14%，不断巩固龙头地位。目前，公司已形成覆盖户用、大型集中式等多场景、十几种型号的储能系统产品谱系，并在储能变流器等核心技术环节具备优势，有望满足平价时代下储能装机需求释放所带来的多元化需求。

图表61：公司储能业务营收规模与业务占比



资料来源：公司年报，华泰研究

图表62：公司分类型储能系统出货量与全球市占率

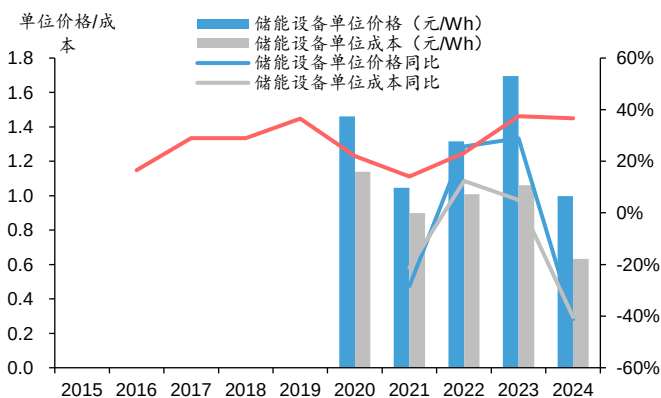


注：户储、大储出货量、全球市占率为测算值

资料来源：公司年报，Wood Mackenzie，华泰研究

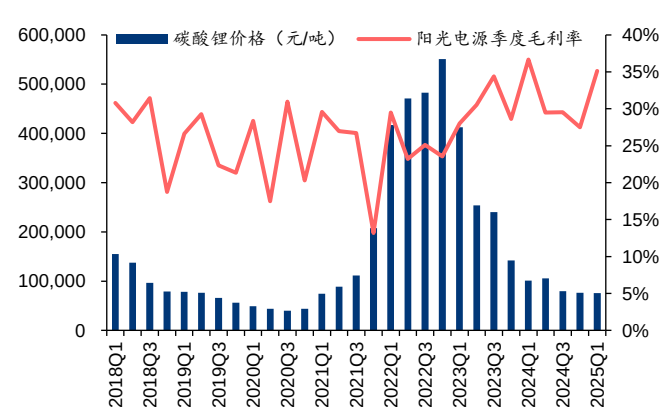
规模效应和高效供应链管理强化成本控制能力，支撑储能业务高盈利能力。回顾公司历史成本管理表现，2020-24年，随行业产能扩张与技术成熟，储能设备整体价格下行；公司通过优化成本管理及供应链原材料采购等环节，实现单产品成本与售价同步下降，毛利率保持稳健。2021-22年，上游关键原材料（以碳酸锂为例）价格大幅上涨，公司毛利率一度降至历史低点（2021Q4降至13.2%）。依托行业龙头地位，公司在供应链中保持强议价能力，并利用规模优势强化成本控制，同时依托海外高毛利市场拓展，毛利率自2022Q1起快速回升。目前市场原材料价格已回落至低位，而公司在供应链管理方面保持高效，未来有望在规模优势放大及高附加值产品出海推动下，进一步提升盈利能力。

图表63：阳光电源储能业务产品单位价格、成本及毛利率变化



资料来源：公司年报，华泰研究

图表64：阳光电源 2021Q4 因上游原材料价格上涨毛利受损，依托高效供应链管理实现毛利快速修复



资料来源：Wind，公司年报，华泰研究

深耕研发掌握电力变换、控制及安全管理等核心技术，“懂电”优势体现为储能系统高效并网和产品整体性能领先。公司在交付效率与技术性能方面均有突出表现。以托格若格高海拔共享储能电站为代表，公司将行业普遍90天的并网周期缩短至25天，提速超70%。最新推出的PowerTitan 3.0系统，结合全栈自研的“灵犀交付系统”，将配置检查由15天压缩至30分钟，实现“到站即配网”；同时，“一键交付前巡检”将原本需2天的人工检测缩短至30分钟，提升交付效率。在技术性能方面，公司坚持“三电融合”路线，系统具备极致的环境适应性（支持-40℃至55℃运行，5000米海拔不降额）、超高空间效率（能量密度超500kWh/m²），不仅节省45%土地与10%线缆成本，降低初始投资，还有利于保障项目全生命周期的安全性，节约运维费用。交付效率和技术性能上的双重优势成为其巩固储能领域核心竞争力的关键。

图表65：阳光电源储能系统具有交付效率和技术性能上的双重优势

阳光电源电力电子基因															
快速并网速度	全系统技术性能优势														
 高海拔托格若格共享储能电站 PowerTitan储能系统出厂前即已完成预安装和联调，设备到站即并网，现场作业时间从90天降至25天，比业内平均水平提速70%+	以最新PowerTitan3.0全系产品为例 <table><tr><td>效率</td><td>首次规模化应用全液冷碳化硅PCS，最大效率提至99.3%</td></tr><tr><td>能量密度</td><td>Plus版单柜容量12.5MWh，能量密度超500kWh/m³</td></tr><tr><td>温度覆盖范围</td><td>-40℃-55℃</td></tr><tr><td>海拔范围</td><td>海拔5000米不降额</td></tr><tr><td>占地面积节省</td><td>↓45%</td></tr><tr><td>线缆节省</td><td>↓10%</td></tr><tr><td>可靠性优势</td><td> 30+故障极早预警、根因定位准确率99% - 热失控预警准确率超过99%，智能SOH误差率小于2% - 大电流基础上，毫秒级自动识别拉弧，0.2秒关断 </td></tr></table>	效率	首次规模化应用全液冷碳化硅PCS，最大效率提至99.3%	能量密度	Plus版单柜容量12.5MWh，能量密度超500kWh/m³	温度覆盖范围	-40℃-55℃	海拔范围	海拔5000米不降额	占地面积节省	↓45%	线缆节省	↓10%	可靠性优势	30+故障极早预警、根因定位准确率99% - 热失控预警准确率超过99%，智能SOH误差率小于2% - 大电流基础上，毫秒级自动识别拉弧，0.2秒关断
效率	首次规模化应用全液冷碳化硅PCS，最大效率提至99.3%														
能量密度	Plus版单柜容量12.5MWh，能量密度超500kWh/m³														
温度覆盖范围	-40℃-55℃														
海拔范围	海拔5000米不降额														
占地面积节省	↓45%														
线缆节省	↓10%														
可靠性优势	30+故障极早预警、根因定位准确率99% - 热失控预警准确率超过99%，智能SOH误差率小于2% - 大电流基础上，毫秒级自动识别拉弧，0.2秒关断														
 PowerTitan3.0平台搭载全栈智能系统矩阵 - 灵犀交付系统一键整站配网，15天缩短至30分钟 - 一键交付前巡检，2天人工巡检可缩短至30分钟															

资料来源：公司官网，储能盒子，新能源产业家，华泰研究

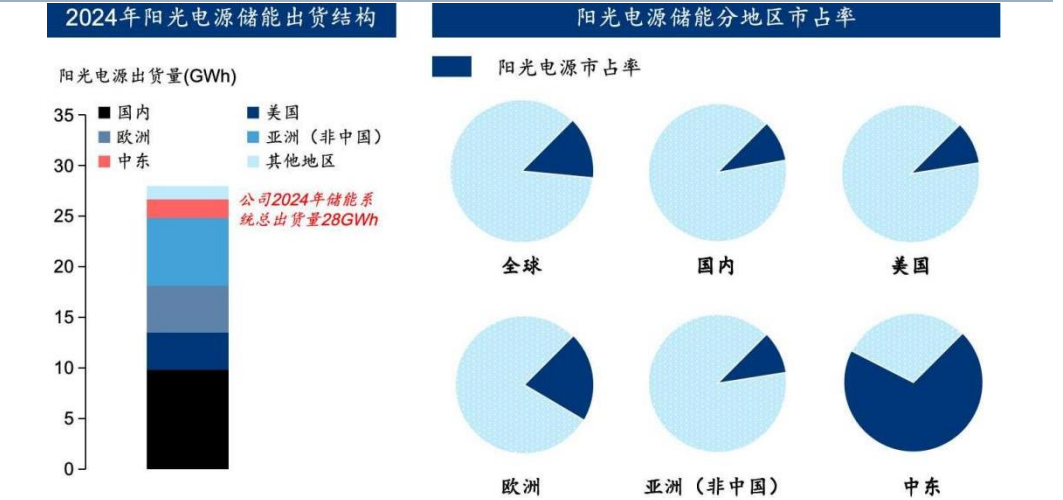
我们估算 2024 年，公司整体储能系统全球市占率达到 14%，并在中国、中东、欧洲、美国等重点市场占据领先地位。在中国市场，公司持续加大产品技术研发并深度参与构网型电网标准制定，凭借构网型先发优势，有望在未来充分发挥储能对电力系统稳定性的支撑作用。公司进一步将“懂电”优势复制到海外市场，产品成功适配美国数据中心高负荷增长需求，以及欧洲和中东地区复杂多变的电网环境，展现出强劲的海外市场拓展能力。2024 年以来，公司持续在国内外斩获储能标志性大单，典型项目包括沙特 ALGIHAZ（7.8GWh）、英国 FIDRA Energy（4.4GWh）、欧洲 SUNOTEC（2.4GWh）、智利 Zelestra（1GWh）等。

图表66：公司 2024 年起斩获多项海外储能大单

项目国家	签约时间	签约电力公司	订单规模
沙特	2024/7	Aljihaz	7.8 GWh
英国	2024/11	Fidra Energy	4.4GWh
菲律宾	2024/12	CREC	1.5GWh
智利	2025/5	Zelestra	1GWh
南非	2025/5	Globeleq	612MWh
保加利亚及其他欧洲市场	2025/7	Sunotec	2.4GWh
西班牙葡萄牙	2025/8	Galp	147MWh

资料来源：Wood Mackenzie，CNESA，华泰研究

图表67：公司储能出货量地区分布与各地区市占率



注：2024 年为中东储能元年，2024 年下半年比亚迪、宁德时代中东大单于 25 年起陆续交付，公司 2025 年中东市占率或有所下滑
资料来源：Wood Mackenzie，华泰研究

1. 在国内市场，公司率先发力构网型储能领域，有望引领新一轮储能升级浪潮。我们预计国内有望在 2025-26/27/30 年陆续实现风光储平价/光储用电侧/光储发电侧平价，带动装机需求释放。平价时代新能源与储能增长背景下，电力系统对稳定性与灵活性的要求会进一步增强。在技术侧，构网型储能凭借自主同步机制建立稳定的电压和频率信号，相较于传统跟网型储能，在新能源占比高、电网稳定性差的情景下具有更强的系统调节和支撑能力。2024 年 7 月 1 日起储能 PCS 新国标 GB/T 34120-2023 和 GB/T 34133-2023 正式实施，明确了无功响应、调节时间等一系列构网型技术指标，为行业技术升级指明方向。公司敏锐捕捉构网型需求率先布局，早在 2023 年便推出业内首个以光储构网型控制技术为核心的《干细胞电网技术白皮书》，奠定技术领先基础；2024 年，公司进一步取得突破，其搭载干细胞电网技术的储能变流器获得全球首个构网技术标准认证；同年 9 月，公司预中标华能西藏光伏项目配套的 40MW/160MWh 构网型储能系统。随着电力系统对稳定性和灵活调节需求的日益突出，构网型储能战略价值凸显或带动公司市场竞争力进一步提升。

图68：构网型与跟网型储能产品对比

	跟网型储能	构网型储能
核心原理	监测电网的电压和频率，通过锁相环与电网同步，向电网注入指定的有功和无功电流	不依赖外部电网信号，通过控制算法自主建立和维持电网的电压和频率
控制方式	电流源型控制，控制目标是输出特定的电流，其输出电压和频率由电网决定	电压源型控制，控制目标是建立稳定的电压值和频率，其输出电流由电网的负载需求决定
同步机制	通过锁相环测量并网点的相位信息实现与电网的同步	自主同步，通过内部振荡器或虚拟同步机（VSG）等算法自主产生稳定的电压和频率信号
电网支撑能力	弱	强，能够主动支撑弱电网或孤岛微网的稳定运行
稳定性	在弱电网中易引发宽频振荡等稳定性问题	用于增强弱电网的稳定性，抑制振荡
特征	1. 技术成熟，成本较低 2. 控制简单，易于实现 3. 适用于大多数现有强电网场景 4. 对电网强度依赖高，在弱电网中表现差	1. 控制算法复杂，技术门槛高 2. 极大增强电网韧性和稳定性，支持高比例可再生能源接入 3. 具备黑启动和孤岛运行能力，提供虚拟惯性等服务

资料来源：北极星电力网，华泰研究

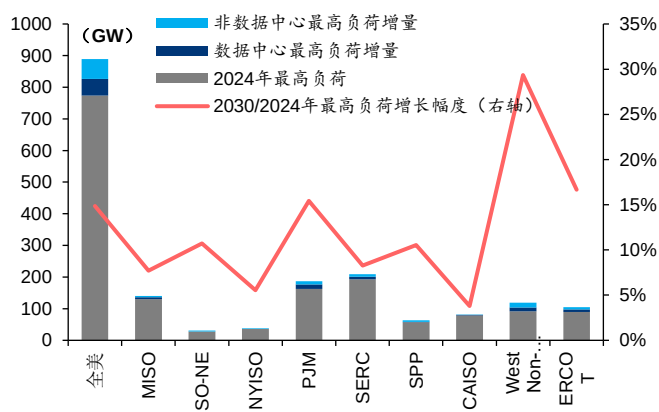
图69：阳光电源完成业内首个光储全场景构网实证



资料来源：公司官网，华泰研究

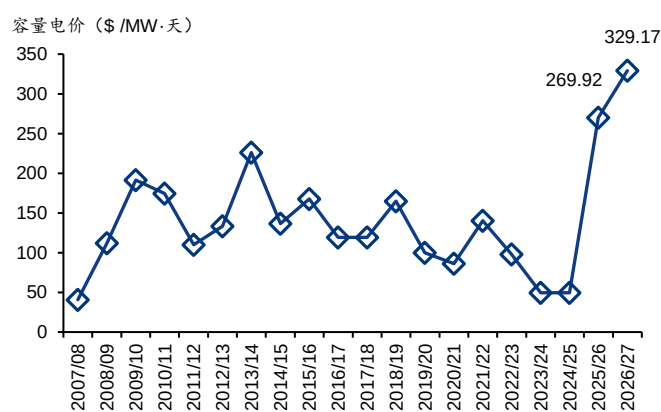
2. 在美国市场，电力紧缺与数据中心扩张凸显公司“懂电”核心竞争力。美国能源部电力资源充裕性报告预测，到 2030 年美国电网最高负荷相比 2024 年将增长超过 100GW（CAGR 2.3%，其中 50GW 来自数据中心）。以数据中心密度最高的电力市场之一 PJM（覆盖弗吉尼亚、宾夕法尼亚等 13 个州）为例，其 2026/27 周期容量电价达到 \$329.17/MW·天，同比增长 22%，体现负荷上行背景下备用容量的需求上涨。阳光电源凭借在电力电子领域的深厚技术积累，形成了在高效并网和储能系统整体性能上的核心优势，使其能够为数据中心高负荷下的稳定供电需求提供支撑，并在技术层面相比特斯拉等主要对手保持竞争力，具备提升售价（传导关税成本）的潜力。
3. 在欧洲和中东市场，公司产品具有应对复杂气候与离网条件下的适应性优势：欧洲气候复杂、电网高度互联且客户分散；中东电网基础薄弱，新能源与储能项目多位于沙漠、远离主网；上述自然条件均要求储能系统具备更高的适应性，公司构网型储能产品因此成为满足这一需求的重要解决方案。以欧洲为例，2023 年 12 月，英国与法国互连器 IFA1 跳闸造成约 1GW 电力损失，电网频率瞬间跌至 49.3Hz。阳光电源在英国门迪运行的百兆瓦级储能系统在 1 秒内完成启动响应，使电网频率在 5 分钟内恢复，成功避免大范围停电。中东跨国输电线路稀疏且分布不均，当地基础设施薄弱进一步强化未来公司构网型储能在快速响应和电网稳定性保障方面的竞争优势。

图表70：美国2030年最高负荷在数据中心等拉动下增加超100GW



资料来源：美国能源部，华泰研究

图表71：PJM 容量电价同比上涨22%



资料来源：Power, NRG Energy, 华泰研究

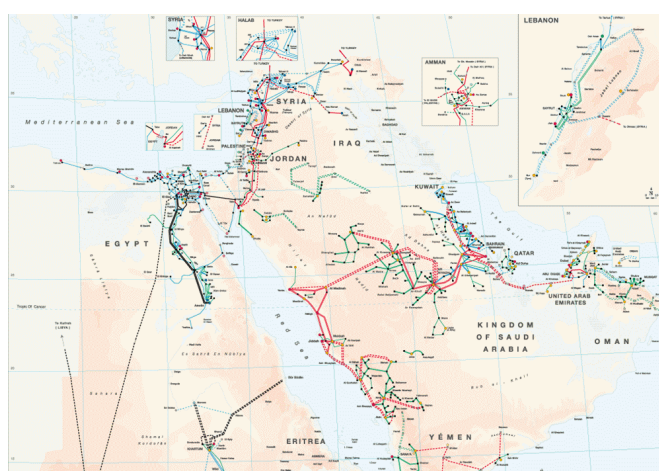
图表72：英国门迪储能系统5分钟内修复频率

System Frequency, 22 December 2023



资料来源：BMRS, Watt-Logic, 华泰研究

图表73：中东电网基础设施较为薄弱且分布不均

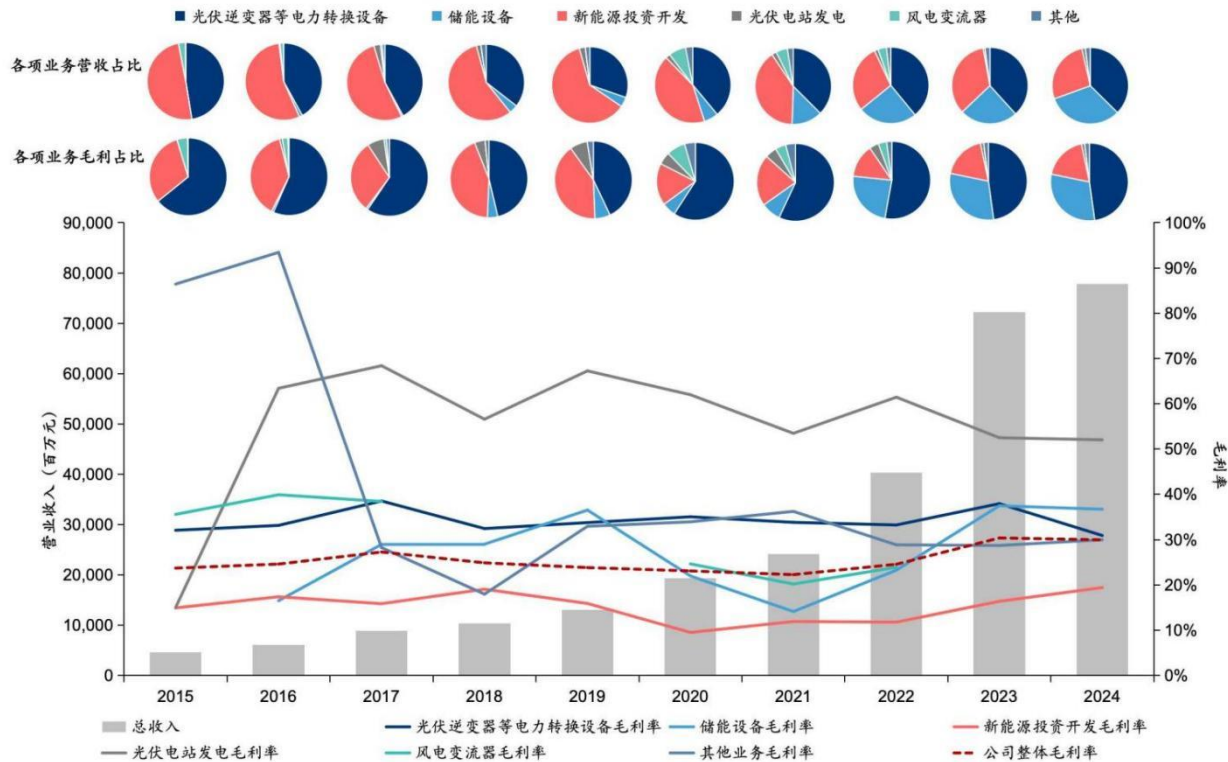


资料来源：Global Energy Network Institute, 华泰研究

电化学、电力电子、电网技术“三电融合”，业务多元布局突破能力极限

电力电子技术同源优势驱动多板块协同发展，公司能力边界已向光储之外多次拓展。一方面，在新能源投资开发领域，公司积极推进集中式与分布式光伏电站、光储充一体化、家庭屋顶太阳能及风电场等多类型项目建设，截至2024年12月累计开发电站容量达54GW，位居全球光伏电站开发商首位，过去三年(2022-2024年)相关业务占公司总营收25%-35%，毛利率保持在10%-20%之间。另一方面，公司将电力电子“基因”延伸至新能源汽车电控及电源系统、智慧运维、充电设备、氢能装备等高技术新兴板块；虽当前营收规模占比较小，但毛利率维持在接近30%水平，并在全球市占率及服务网络方面取得领先优势：如水面光伏系统连续7年全球市占率第一，充电设备覆盖全球6大区域并设有490余个服务网点。随相关技术不断突破，新兴业务板块与产品布局有望成为未来的重要业绩增长点。

图表74：阳光电源收入结构变化（2015-2024）



资料来源：公司年报，华泰研究

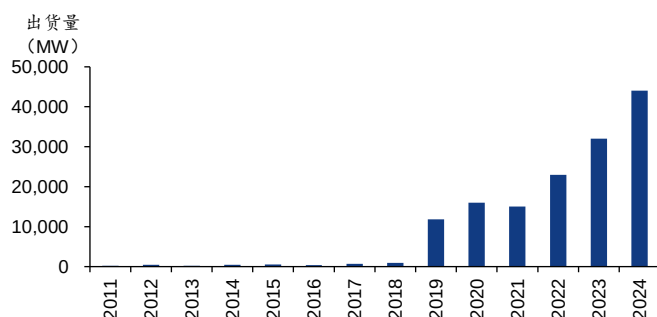
图表75：阳光电源新能源投资与其他业务板块在产品、出货量、技术方面具有领先优势

业务类别		产品矩阵	出货量/容量	技术领先优势
新能源投资开发	新能源投资开发	覆盖集中式/分布式光伏电站、光伏充一体化项目、家庭屋顶太阳能项目、风电厂等	累计开发建设新能源电站54GW	连续多年全球光伏电站开发商第一名 覆盖全球15+国家和地区
	光伏电站发电	光伏电站发电电力收入	-	-
其他	风电变流产品	包括风电变流器改造（整机替换/控制器替换/功率模组替换）和风电变桨改造（变桨系统整体替换/变桨驱动器替换/后备电源电池放电容）	2024年风电变流器全球出货量44GW，全球市占率第一	全功率风电变流器实现极致功率密度、平滑转矩控制、冗余多级降额，保障机组高效可靠运行 双馈风电变流器实现超大功率风冷散热、复杂电网下高性能并网控制、支持中压双馈等多方案设计
	新能源汽车电控及电源系统	覆盖乘用车、商用车、工程机械等多种场景，提供电控、电源、电驱总成等产品	-	已获授权专利188项
	水面光伏系统	掌握系统设计、材料、结构与方阵、锚固系统等漂浮电站关键技术，提供浮体、浮台产品	全球累积应用3.7GW	水面光伏全球市占率连续七年第一 已获国内外专利280+
	智慧运维	数智运维+技术改造（安全型技术改造、生产型技术改造、效益型技术改造）	承接运维容量43GW+	服务客户70+，业务场景20+，60+软件著作权，50+发明专利
	充电设备	提供直流桩、交流桩、集成桩、超充桩等产品	-	累计专利授权200余项，主导参与10项充电桩相关标准，全球6大服务区。490+服务网点
	氢能装备	拥有PWM制氢电源、ALK和PEM电解槽、电解槽数字化管理系统、气液分离与纯化设备、智慧氢能管理系统等一体化系统设备的研发制造和交付能力，并开发了离网、并网、微网多模式下制氢系统解决方案	-	200+发明专利，10+产品认证

资料来源：公司年报，公司官网，华泰研究

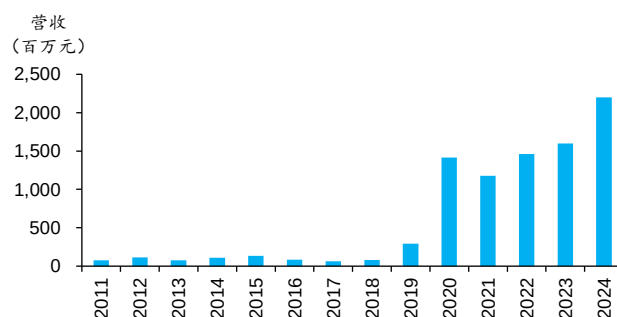
风电变流器国产化主力，引领行业技术升级。风电机组通过变流器实现变速运行，从而使风轮的转速处于最佳发电功率，同时将风力发电机发出的不稳定的交流电能，经过交流-直流-交流转换，变为稳定的、符合电网电能质量要求的交流电能馈入电网。风能变流器以控制复杂、可靠性及稳定性要求高为主要特点，是风电机组的关键部件之一。2006 年以前，我国风电变流器市场几乎被国外厂商垄断，2004 年 10 月阳光电源自主建设了 110 千瓦双馈风机拖动试验平台，研发了可与 1.5 兆瓦-2 兆瓦双馈式风力发电机组配套应用，还可应用于大功率同步直驱式风力发电机组的大型风力发电用交直交并网变流器，并于 2006 年 1 月通过省级鉴定。2006 年，公司承担了“十一五”国家科技支撑计划中 1.5MW 以上风能变流器的研发课题，推出 1.5 兆瓦双馈变流器、850 千瓦和 2 兆瓦全功率变流器产品。2010 年 10 月，公司 2 兆瓦全功率变流器通过国际权威检测机构 Intertek 的测试，成为国内首个通过欧盟 CE 认证的风能变流器产品。随着风电平价时代到来，风电机组向大兆瓦方向发展，阳光电源持续迭代产品，2020 年公司 3MW-12MW 多款三电平变流器等产品率先开始为国内多家主流整机厂批量配套供货，2021 年、2022 年公司持续推升大兆瓦变流器产品到 15MW、16MW 平台，在全球风电变流器市场保持领先。2023/24 年，公司全球风电变流器出货量达 32/44GW，同比增长 40%/37.5%，市占率保持全球第一。截止 2024 年年报，公司海上 26MW 全功率风电变流器样机顺利下线，海上 18MW 风电变流器实现批量应用。

图表 76：公司风电变流器出货量



资料来源：公司年报，华泰研究

图表 77：公司风电变流器营收规模



资料来源：公司年报，华泰研究

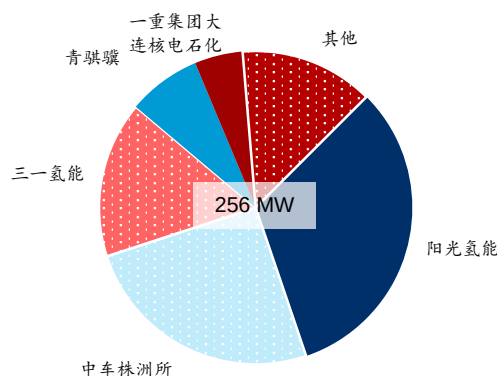
氢能业务后来居上，电力电子认知优势匹配行业痛点，三年时间跻身行业前三。阳光氢能成立于 2021 年 6 月，为阳光电源控股子公司，孵化于 2019 年设立的氢能事业部。凭借母公司在电力电子领域的深厚积累，公司针对氢能产业痛点，即氢电融合形成深刻的技术理解和解决方案，实现在氢能领域技术话语权和市占率从零到领先的跨越。公司在国内率先提出柔性制氢概念并推出柔性制氢系统解决方案，基于柔性组网、电力电子、能量管理等六大核心技术，聚焦 PWM 制氢电源、电解水制氢设备和智慧氢能管理系统三大核心环节，充分适应新能源功率的快速波动与间歇性特征，实现“荷随源动”，在 30% 功率下稳定运行，并支持 5%/秒的功率变动，大幅提升电解槽对电网的适应性。凭借领先技术，公司迅速实现市场突破：2023 年即跃居国内项目中标及签约市占率全国第二；2024 年公司签约市占率位列全国第一，并中标全球最大规模绿色氢氨醇一体化项目——中能建松原氢能产业园示范工程，独占最大标段，且成为业内唯一一家实现制氢电源与电解槽双双中标的企业。最新 25H1 氢能业绩再度领先，国际化加速显现。截至 2025 年上半年，全国电解槽中标规模累计 256MW，其中阳光氢能中标市占率超 30%，稳居行业首位。同时，公司海外业务快速拓展，成功中标阿曼 320MW 绿色合成氨项目的最大份额，并在意大利、巴西等市场斩获订单，海外订单占比超过 50%，国际化竞争力持续增强。

图表78：阳光氢能中标全球最大规模绿色氢氨醇一体化项目



资料来源：氢能观察，华泰研究

图表79：2025H1 国内电解水制氢设备中标份额



资料来源：势银 (TrendBank)，华泰研究

进军 AIDC 赛道，延伸电力电子触角有望进一步打开业务增长空间

大模型迭代与应用侧突破共同驱动全球 AI 算力需求加速释放，供电链路与服务电源环节迎来成长 Alpha。随 AI 大模型的持续升级及训练、推理场景的快速扩张，全球 AI 算力需求呈现快速增长趋势。我们基于 Visible Alpha 一致预期，假设 GPU 功耗占比 60%、PUE 为 1.2 (Power Usage Effectiveness, $PUE = \text{数据中心总耗电量} / \text{IT 设备耗电量}$)，预计 2024-30 年全球数据中心新增装机量由 8.3GW 提升至 96.1GW，对应 CAGR 达 50.5%；同期全球机柜功率由 6.9GW 增长至 80.1GW。中国、美国市场预计贡献主要增量，2030 年合计占全球数据中心总新增容量约 75%。在 AIDC 数据中心投资结构中，非 IT 设备中电力电子类设备占比约 50%，其中柜外供电链路 (UPS/HVDC/SST) 与柜内服务器电源 (PSU/BBU/超级电容) 两大环节，随芯片型号快速迭代升级有望实现价值量提升，在数据中心产业链中具备成长 Alpha。

图表80：全球数据中心装机需求预测

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
NVDA GPU Units		1,570	2,508	5,807	7,385	9,522				
A series	K#	707	610	205	2	0				
H100/H200/H800	K#	40	1,144	3,351	726	152				
H20/B20/30/40/R20	K#	0	182	1,077	662	700				
B100/B200	K#	0	0	205	2078	2330				
Blackwell Ultra/B300	K#	0	0	0	654	1898				
L series and others (L40S, T4, A10, et	K#	824	572	835	858	667				
GB series	K#	0	0	134	2405	2703				
Rubin platform series	K#	0	0	0	0	1073				
NVDA GPU 单卡功耗		381	525	606	942	1,110				
A series	W/#	400	400	400	400	400				
H100/H200/H800	W/#	700	700	700	700	700				
H20/B20/30/40/R20	W/#	400	400	400	400	400				
B100/B200	W/#	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000				
Blackwell Ultra/B300	W/#	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400				
L series and others (L40S, T4, A10, et	W/#	350	350	350	350	350				
GB series	W/#	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200				
Rubin platform series	W/#	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600				
数据中心功耗测算										
NVDA GPU出货对应总功耗	GW	0.6	1.3	3.5	7.0	10.6				
GPU功率在服务器中占比		60%								
数据中心PUE		1.2								
NVDA 出货对应数据中心装机	GW	1.2	2.6	7.0	13.9	21.1	29.6	38.5	48.1	57.7
NVDA 占全球数据中心比例	%	95%	90%	85%	80%	70%	60%	60%	60%	60%
全球数据中心装机量	GW	1.3	2.9	8.3	17.4	30.2	49.3	64.1	80.1	96.1
其中：美国		41%	54%	57%	60%	60%	58%	56%	54%	52%
美国数据中心装机量	GW	0.5	1.6	4.7	10.4	18.1	28.6	35.9	43.3	50.0
其中：中国	yoy	21%	209%	197%	121%	74%	58%	26%	21%	16%
中国数据中心装机量	GW	0.3	0.5	1.1	4.2	6.8	11.1	14.4	18.0	21.5
全球机柜功率	GW	1.1	2.4	6.9	14.5	25.2	41.1	53.4	66.8	80.1
美国机柜功率	GW	0.4	1.3	3.9	8.7	15.1	23.8	29.9	36.1	41.7
中国机柜功率	GW	0.2	0.4	0.9	3.5	5.6	9.2	12.0	15.0	18.0

注：假设 GPU 功耗占比 60%、PUE 为 1.2 (Power Usage Effectiveness, $PUE = \text{数据中心总耗电量} / \text{IT 设备耗电量}$)

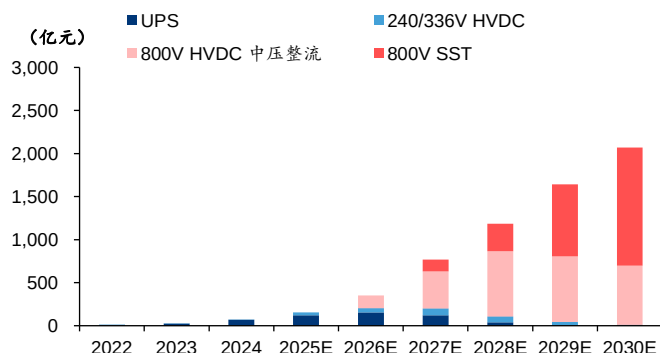
资料来源：Visible Alpha 一致预期，华泰研究预测

我们基于数据中心装机量、技术路线测算柜内外电源的潜在市场空间，核心假设包括：

1. **柜外电源**：随 AI 算力需求快速释放，数据中心（IDC）加速向 AIDC 进化，高效服务器电源需求随之增长。我们预计 800V HVDC 方案渗透率将持续上升，带动一次电源价值量随之提升。海外市场方面，以 NVL72、NVL144 等高功耗机柜方案的推出为代表，我们假设未来高功耗芯片（如 GB、Rubin 系列）将由 800V HVDC（中压整流及 SST 技术）的柜外电源供电，带动 800V 中压整流及 SST 方案渗透率提升。国内受出口禁令及技术逐步发展等影响，预计国内电源结构演进较海外落后约 1-2 年。
2. **柜内电源**：单机柜功耗上升推动 PSU 输出功率要求提升。例如，2025 年 OCP EMEA 峰会上，Meta 公布 ORV3HPR（高功率机架）V2-V4 代蓝图，其中 HPR V2 将单模块功率从 5.5kW 提升至 12kW。我们假设 5.5kW PSU 将应用于 B 系列和 GB 系列芯片，而下一代 Rubin 将使用 12kW 以上功率的 PSU。

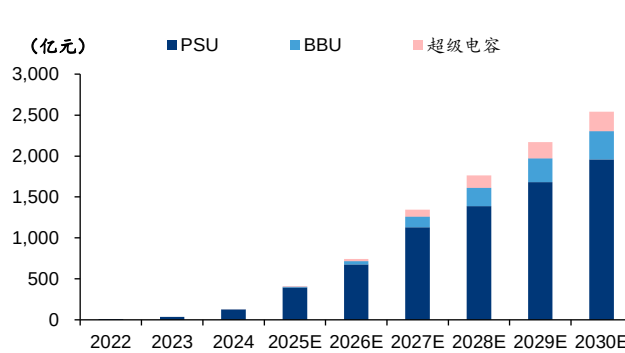
我们看好公司在 AIDC 电源领域的中长期成长潜力，AIDC 业务有望进一步为公司打开电力电子市场空间。我们测算到 2030 年全球柜外供电链路（UPS/HVDC/SST）与柜内服务器电源（PSU/BBU/超级电容）市场空间有望达到 2068、2541 亿元，2024-30 年 CAGR 约为 74%、64%；整体市场规模有望超过 4600 亿元。公司已于 2025 年 5 月设立合肥阳光源智科技有限公司，布局 AIDC 电源业务。根据公司 1H25 业绩会交流，拟涉足的领域包括但不限于柜外供电系统（含 800V 强电系统、SST 等）及柜内电源等产品，打通 AIDC 供电的低高压直流系统解决方案。AIDC 与公司现有逆变器、储能业务在底层技术上高度协同，若公司未来在柜内外电源市场的全球市占率达到 10%（参考其储能系统 2023-24 年全球市占率约 11-14%，估计柜内外电源市占率），远期有望贡献超过四百亿元营收增量。我们看好公司凭借深厚的电力电子技术底蕴、人才资源优势以及市场开拓能力，有望在 AIDC 时代的业务拓展中打开电力电子市场空间上限。

图表81：柜外电源市场空间预测



资料来源：JLL，华泰研究预测

图表82：柜内电源市场空间预测



资料来源：JLL，华泰研究预测

盈利预测与估值

分业务板块盈利预测

公司主要业务包括光伏逆变器、储能系统、新能源投资开发（电站系统集成）、光伏电站发电与其他五项。其中：（1）光伏逆变器、储能系统为公司核心竞争力业务，2024 年占公司总营收的 37.4%、32.1%，我们对该业务板块的盈利预测逻辑基于海内外市场销售量、产品单位售价、单位成本；（2）新能源投资开发、光伏电站发电、其他三项业务，2024 年占公司总营收的 27.0%、1.5%、2.1%；我们基于对应业务板块的增长驱动因素，对其营收增速和毛利率进行预测。

光伏逆变器

销量：基于公司业绩指引，到 2030 年公司光伏逆变器出货量 CAGR 预期为 11-12%，我们额外考虑关税政策不确定性和美国“大而美”法案“安全港”原则要求项目在今明两年开工（“大而美”新规规定，申请光伏补贴的项目需要在 2026 年 7 月前开工），或带动美国光伏装机和对应光伏逆变器采购在 2025-26 年抢装；2027 年起美国抢装结束，但海内外多个地区新能源+储能陆续实现平价，消纳问题缓解或进一步打开光伏装机空间。

- 我们预测公司 2025-27 年光伏逆变器销量为 167/189/209 GW，同比+14%/13%/11%。
- 基于历史出货结构、美国 2025-26 年光伏抢装效应、以及海内外实现新能源+储能平价的时间线（海外预计 2026 年率先实现平价，国内预计 2027/30 年分别实现光储用电侧/发电侧平价），我们预测 2025-26 年光伏逆变器销量中海外市场占比较大，海外和国内分别占公司总销量的 65%和 35%；2027 年国内市场销售占比有所提升，海外和国内分别占公司总销量的 60%和 40%。

产品单价：我们测算 2024 年光伏逆变器国内、海外市场售价分别为 0.17、0.21 元/W，整体销售均价为 0.20 元/W。2025H1 美国市场的抢装行情带动海外高价产品出海比例上升，国内逆变器市场价格仍存在一定下行压力，整体销售均价小幅上涨至 0.21 元/W 左右。

- **国内：**考虑国内光伏反内卷政策带动产业环境改善，我们预测 2025 年公司在国内市场光伏逆变器售价小幅下滑后保持稳定，预计 2025/26/27 年单价维持在 0.16 元/W 水平。
- **海外：**考虑关税政策不确定性与“大而美”法案“安全港”原则带动的 2025-26 年光伏抢装效应，2025-26 年美国出货量占公司总销量比例较高；而公司在美逆变器销售单价通常高于亚洲、中东等其他海外地区。我们预测 2025/26 年光伏逆变器海外市场销售均价上升至 0.23/0.22 元/W，2027 年美国抢装效应减弱，欧洲、中东、亚洲等多地区光伏需求放量，欧洲产品毛利率与美国接近，海外均价按 2024 年 0.21 元/W 估计。

成本与毛利率：我们测算 2024 年公司光伏逆变器单位成本为 0.14 元/W，对应国内和海外市场光伏逆变器业务毛利率为 21.0%/36.2%，整体光伏逆变器业务板块毛利率为 30.9%；2025H1 美国逆变器抢装效应下，整体逆变器板块毛利率上升至 35.74%。考虑出货规模提升带动单位成本下降，我们预测 2025/26/27 年光伏逆变器单位成本下滑至 0.13 元/W，对应 2025-27 年国内逆变器毛利率为 16.93%；海外毛利率为 42.21%/39.58%/38.08%，整体逆变器业务板块毛利率为 35.20%/33.21%/31.06%。

图表83：公司光伏逆变器销量和毛利率季度预测

阳光电源	24Q1	24Q2	24H1	24H2	2024	25Q1	25Q2	25H1	25Q3E	25Q4E	2025E
光伏逆变器											
营业收入（百万元）			13,093	16,034	29,127	6,970	8,357	15,327	9,635	9,292	34,254
销售量(GW)			65	82	147	34	40	74	47	46	167
均价(元/W)						0.205	0.209	0.21	0.205	0.202	0.21
毛利率			37.62%	25.41%	30.90%	35.50%	35.94%	35.74%	35.50%	34.00%	35.20%

资料来源：公司年报，华泰研究预测

图表84：公司光伏逆变器销量、售价、毛利率 2025-27 年度预测

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
逆变器销量 (GW)					
逆变器销量	130	147	167	189	209
yoy	68.83%	13.08%	14%	13%	11%
国内	52	59	58	66	84
海外	78	88	109	123	126
销售单价/成本 (元/W)					
平均销售单价	0.21	0.20	0.21	0.20	0.19
国内	0.19	0.17	0.16	0.16	0.16
海外	0.23	0.21	0.23	0.22	0.21
平均销售成本	0.13	0.14	0.13	0.13	0.13
毛利率					
逆变器业务整体毛利率	37.93%	30.90%	35.20%	33.21%	31.06%
国内	29.07%	21.02%	16.93%	16.93%	16.93%
海外	42.71%	36.21%	42.21%	39.58%	38.08%

注：2023、2024 年国内、海外销售单价和毛利率为估算值

资料来源：公司年报，华泰研究预测

储能系统

销量：我们考虑储能出货量驱动因素如下：2025 年关税政策不确定性带动储能系统在美国市场抢装出口，2026 年起美国 AIDC 集中投运对电网压力有赖新能源配储提供支撑，且海外多地区陆续实现新能源+储能系统平价，结合公司业绩指引，储能系统出货量中长期实现 CAGR 20-30%：

- 2024 年公司储能系统出货量为 28GWh，考虑从出货到交付确收存在延迟，2024 年储能系统销量为 25GWh。
- 参考公司业绩指引，2025 年储能系统出货量预计在 40-50GWh 之间。考虑到美国市场的抢装需求，我们按指引上限测算，预计 2025 年出货量约 48GWh，对应确认为收入的销量约 42GWh。2026 年起，海外多地区新能源+储能陆续实现平价，或带动欧洲、中东等地区储能装机需求进一步释放。公司在上述地区具备较强的订单获取能力，我们预测公司 2025/26/27 年储能系统销量为 42/61/76GWh，同比+68%/45%/25%。
- 基于历史出货结构，以及海内外实现新能源+储能平价的时间线（海外 2026 年实现平价，国内 2027/30 年实现光储用电侧/发电侧平价），储能系统销量中海外市场占比较高，我们预测 2025 年销量结构中海外/国内市场分别占 25%/75%，贡献销量 10.5/31.5 GWh；2026 年海外率先实现平价，预计海外储能系统销量同比增长 50%至 47GWh，国内销量小幅上涨至 14 GWh；2027 年仍维持海外/国内市场分别占销量 25%/75%预测，分别贡献销量 19/57 GWh。

产品单价：我们测算 2024 年国内/海外储能系统销售单价分别为 0.86/1.08 元/Wh，整体销售均价为 1.0 元/Wh。2025H1 关税不确定性带动美国市场储能抢装行情，美国储能系统销售价格较高，2025H1 储能系统整体销售均价上涨至 1.05 元/Wh。

- **国内：**考虑国内新能源+储能实现系统平价将分三阶段进行，即 2025-26/27/30 年陆续实现风光储用电侧/光储用电侧/光储发电侧平价；同时结合国内储能系统招标、中标价格下降放缓的趋势，我们认为国内市场储能系统销售单价短期内仍有小幅下降空间，2027 年之后有望维持稳定，我们预测 2025/26/27 年公司在国内市场储能系统的销售单价为 0.84/0.83/0.82 元/Wh。
- **海外：**考虑关税政策不确定性下 2025 年美国市场储能系统抢装效应（美国储能系统销售单价在海外各地区中较高），2026 年起 AIDC 负荷增长进一步带动美国储能系统需求；我们进一步考虑 2026 年起美国针对储能系统电芯的 301 关税由 7.5%提升至 25%，同时海外多地区陆续实现新能源+储能平价，欧洲产品毛利率与美国接近，欧洲出货增加背景下海外市场平均售价或有所回升；综合分析，我们预测 2025/26/27 年海外市场储能系统销售单价平均为 1.10/1.07/1.08 元/Wh。

成本与毛利率：我们测算 2024 年公司储能系统单位成本为 0.63 元/Wh，对应国内和海外市场储能系统毛利率为 26.1%/41.2%，整体储能系统业务板块毛利率为 36.7%。2025H1 美国储能系统抢装效应下，整体储能系统板块毛利率上升至 39.92%。考虑出货规模提升（带动单位成本下降）和上游电芯涨价（带动单位成本上升）的综合因素，我们维持 2025/26/27 年储能系统单位成本 0.63 元/Wh。对应 2025-27 年国内市场储能系统毛利率为 24.95%/24.05%/23.12%；海外市场毛利率为 42.69%/41.08%/41.63%，整体储能系统业务板块毛利率为 38.50%/37.89%/37.89%。

图表85：公司储能系统销量和毛利率季度预测

阳光电源	24Q1	24Q2	24H1	24H2	2024	25Q1	25Q2	25H1	25Q3E	25Q4E	2025E
储能系统											
营业收入（百万元）			7,816	17,143	24,959	7,175	10,628	17,803	13,130	12,120	43,053
发货量(GWh)			8	20	28	12	8	20	14	14	48
销量(GWh)			7.5	17.5	25	7	10	17	13	12	42
均价(元/Wh)						1.03	1.06	1.05	1.01	1.01	1.03
毛利率			40.08%	35.14%	36.69%	39.50%	40.20%	39.92%	37.5%	37.5%	38.50%

资料来源：公司年报，华泰研究预测

图表86：公司储能系统销量、售价、毛利率 2025-27 年度预测

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
储能系统销量 (GWh)					
储能系统销量	10.5	25	42	61	76
yoy	36.36%	138.10%	68%	45%	25%
国内	4	9	11	14	19
海外	7	16	32	47	57
销售单价/成本 (元/Wh)					
平均销售单价	1.70	1.00	1.03	1.01	1.02
国内	1.45	0.86	0.84	0.83	0.82
海外	1.83	1.08	1.10	1.07	1.08
平均销售成本	1.06	0.63	0.63	0.63	0.63
毛利率					
储能系统业务整体毛利率	37.47%	36.69%	38.50%	37.89%	37.89%
国内	27.05%	26.14%	24.95%	24.05%	23.12%
海外	41.93%	41.22%	42.69%	41.08%	41.63%

注：2023、2024 年国内、海外销售单价和毛利率为估算值

资料来源：公司年报，华泰研究预测

（关于美国 AIDC 集中投运带来的储能装机需求，详见我们于 2025 年 10 月 3 日发布的《美国 AI 带来“电力在加速”，储能可能是被忽略的解法》；关于系统平价的时间线和分析测算，详见我们于 2025 年 9 月 22 日发布的《新型电力系统商业篇：变革已至，系统平价带来能源需求为王的时代》）

新能源投资开发、光伏电站发电与其他

新能源投资开发、光伏电站发电与其他（包括氢能、充电桩、AIDC 等）三大业务板块，我们对其 2025-27 年营收和毛利进行预测如下：

- **新能源投资开发：**2022/23/24 年营收规模分别为 116.0/247.3/210.0 亿元，同比 +19.9%/113.1%/-15.1%，毛利率为 11.8%/16.4%/19.4%；公司 2022-2024 年营收规模分别为 116.0/247.3/210.0 亿元，同比 +19.9%/+113.1%/-15.1%；同期毛利率为 11.8%/16.4%/19.4%。2025H1 公司该业务板块实现营收 84.0 亿元，同比下降 6%，毛利率为 18.1%。我们认为，随着新能源+储能逐步实现系统平价，装机需求有望进一步释放，从而带动新能源投资开发板块增长率由负转正。我们预计公司 2025-27 年新能源投资开发营收规模分别为 200.2/200.2/210.2 亿元，同比 -5%/0%/+5%。同时，在光伏行业反内卷进程推动下，EPC 价格有望止跌企稳，毛利率维持在 18%左右。

- **光伏电站发电**：2022/23/24 年光伏电站发电营收规模分别为 6.3/5.7/11.4 亿元，同比 +28.8%/-9.3%/100.8%，毛利率为 61.4%/52.5%/52.0%。光伏电站发电业务板块的营收将随未来光伏装机量上涨，我们预测 2025/26/27 年营收规模为 12.5/14.4/16.6 亿元，同比+10%/15%/15%；毛利率维持 52.0%。
- **其他（包括氢能、充电桩、AIDC 等）**：2022/23/24 年其他业务板块营收规模为 7.2/14.9/16.3 亿元，同比+19.1%/106.8%/8.9%，毛利率为 28.8%/28.7%/30.0%。考虑氢能和 AIDC 等作为新兴业务领域，未来营收增速有望进一步增加，预测 2025/26/27 年营收同比+10%/15%/20%，规模实现 17.9/20.6/24.7 亿元，毛利率维持 30.0%。

综上，我们预测 2025/26/27 年公司各业务板块总营收为 1003.7/1229.8/1429.3 亿元，同比 +28.9%/22.5%/16.2%，毛利率分别为 33.3%/33.3%/33.1%。

图表87：公司各业务板块营收、毛利率预测汇总

（百万元）	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
总营收	72,251	77,857	100,369	122,981	142,925
yoy	79.47%	7.76%	28.91%	22.53%	16.22%
毛利率	30.36%	29.94%	33.31%	33.25%	33.06%
光伏逆变器					
收入	27,653	29,127	34,254	37,553	40,384
yoy	75.94%	5.33%	17.60%	9.63%	7.54%
成本	17,163	20,128	22,197	25,082	27,841
毛利率	37.93%	30.90%	35.20%	33.21%	31.06%
储能系统					
收入	17,802	24,959	43,053	61,910	77,394
yoy	75.79%	40.21%	72.49%	43.80%	25.01%
成本	11,132	15,801	26,477	38,455	48,069
毛利率	37.47%	36.69%	38.50%	37.89%	37.89%
新能源投资开发（电站系统集成）					
收入	24,734	21,003	20,017	20,017	21,018
yoy	113.15%	-15.08%	-4.70%	0.00%	5.00%
成本	20,687	16,928	16,409	16,414	17,234
毛利率	16.36%	19.40%	18.02%	18.00%	18.00%
光伏电站发电					
收入	567	1,139	1,253	1,441	1,657
yoy	-9.32%	100.82%	10.00%	15.00%	15.00%
成本	269	546	601	691	795
毛利率	52.49%	52.02%	52.02%	52.02%	52.02%
其他					
收入	1,495	1,629	1,792	2,060	2,472
yoy	106.82%	8.95%	10.00%	15.00%	20.00%
成本	1,066	1,141	1,255	1,443	1,732
毛利率	28.69%	29.95%	29.95%	29.95%	29.95%

资料来源：公司年报，华泰研究预测

三费与净利润

公司 2024 年销售、管理、研发费率分别为 4.83%/1.54%/4.06%，2025H1 三费分别为 5.26%/1.92%/4.68%。考虑 2025 年起光伏逆变器与储能系统进一步拓展海外市场，带来销售、管理费率上升，我们参考 2025H1 费率，预测 2025/26/27 年销售费率为 5.26%，管理费用率为 1.92%；研发费用率方面，考虑公司持续深耕氢能、AIDC 产品研发及新业务拓展，研发费用率进一步上升，预测 2025-27 年研发费用率分别为 4.68%/5.18%/5.68%。

2025H1 公司资产减值损失计提 6.9 亿元, 占总营收的 1.6%, 较 2024 年的 1.0% 有所上升。主要原因是行业竞争加剧及产品迭代加快, 部分库存产品出现减值迹象, 公司基于谨慎性原则计提了相应的存货跌价准备。我们预计 2025-26 年资产减值计提将维持在 1.6% 的水平; 2027 年及以后国内光储平价进一步带动光、储需求释放, 且行业反内卷有望实现产能出清, 预计公司减值计提自 2027 年起回落至 1.0%。其他费用、财务费用率、税率、少数股东损益占净利润比例均与 2024 年水平保持一致。

综上, 我们预测 2025/26/27 年公司归母净利润为 155.4/186.2/216.7 亿元 (前值 145.6/155.1/170.7 亿元, 上修 7%/20%/27%)。上修主要源于美国市场政策扰动影响小于预期, 以及 2026 年起全球多地区新能源+储能平价推进、美国 AIDC 负荷增长带动外溢光储需求、欧洲大储项目加速落地等因素。对应 EPS 为 7.50/8.98/10.45 元。

图表88: 公司各业务板块季度预测汇总

阳光电源	24Q1	24Q2	24H1	24H2	2024	25Q1	25Q2	25H1	25Q3E	25Q4E	2025E
光伏逆变器											
营业收入 (百万元)			13,093	16,034	29,127	6,970	8,357	15,327	9,635	9,292	34,254
销售量(GW)			65	82	147	34	40	74	47	46	167
均价(元/W)						0.205	0.209	0.21	0.205	0.202	0.21
毛利率			37.62%	25.41%	30.90%	35.50%	35.94%	35.74%	35.50%	34.00%	35.20%
储能系统											
营业收入 (百万元)			7,816	17,143	24,959	7,175	10,628	17,803	13,130	12,120	43,053
发货量(GWh)			8	20	28	12	8	20	14	14	48
销量(GWh)			7.5	17.5	25	7	10	17	13	12	42
均价(元/Wh)						1.03	1.06	1.05	1.01	1.01	1.03
毛利率			40.08%	35.14%	36.69%	39.50%	40.20%	39.92%	37.5%	37.5%	38.50%
新能源投资开发											
营业收入 (百万元)			8,955	12,048	21,003	3,000	5,398	8,398	5,668	5,951	20,017
毛利 (百万元)			1,512	2,563	4,075	570	946	1,516	1,020	1,071	3,608
毛利率			16.88%	21.27%	19.40%	19.00%	17.5%	18.1%	18.00%	18.0%	18.02%
光伏电站发电与其他											
营业收入 (百万元)			1156	1612	2,768	1,891	114	2,005	170	869	3,045
毛利 (百万元)			486	594	1,080	810	46	856	58	275	1,188
毛利率			42.00%	36.90%	39.04%	42.81%	40.51%	42.68%	34.00%	31.6%	39.04%
公司整体											
营业收入 (百万元)	12,614	18,406	31,020	46,837	77,857	19,036	24,497	43,533	28,603	28,232	100,369
毛利 (百万元)	4,625	5,430	10,056	13,257	23,312	6,688	8,269	14,957	9,422	9,050	33,430
毛利率	36.67%	29.50%	32.42%	28.30%	29.94%	35.13%	33.75%	34.36%	32.94%	32.06%	33.31%
销售费用率	8.87%	3.56%	5.72%	4.24%	4.83%	5.05%	5.43%	5.26%	5.26%	5.26%	5.26%
管理费用率	1.80%	1.63%	1.70%	1.44%	1.54%	1.75%	2.06%	1.92%	1.92%	1.92%	1.92%
研发费用率	5.20%	4.51%	4.79%	3.58%	4.06%	4.20%	5.05%	4.68%	4.68%	4.68%	4.68%
期间费用率及其他	20.05%	13.95%	16.43%	15.33%	15.77%	15.03%	17.80%	16.59%	17.94%	19.60%	17.82%
归母净利润 (百万元)	2,096	2,863	4,959	6,077	11,036	3,826	3,908	7,735	4,290	3,516	15,541
归母净利率	16.62%	15.55%	15.99%	12.98%	14.18%	20.10%	15.95%	17.77%	15.00%	12.46%	15.48%

资料来源: 公司年报, 华泰研究预测

图表89: 公司营收、三费、归母净利润、EPS 预测汇总(2025-27E)

(百万元)	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
总营收	72,251	77,857	100,369	122,981	142,925
yoy		7.76%	28.91%	22.53%	16.22%
营业成本	50,318	54,545	66,939	82,085	95,671
毛利率	30.36%	29.94%	33.31%	33.25%	33.06%
销售费用	5,167	3,761	5,279	6,469	7,518
%	7.15%	4.83%	5.26%	5.26%	5.26%
管理费用	873	1,201	1,931	2,367	2,750
%	1.21%	1.54%	1.92%	1.92%	1.92%
研发费用	2,447	3,164	4,697	6,370	8,118
%	3.39%	4.06%	4.68%	5.18%	5.68%
归母净利润	9,440	11,036	15,541	18,622	21,674
yoy		16.92%	40.82%	19.82%	16.39%
EPS (元)	6.36	5.32	7.50	8.98	10.45

资料来源: 公司年报, 华泰研究预测

估值

我们预测 2025/26/27 EPS 为 7.50/8.98/10.45 元, 给予公司 2026E PE 21.76x(前值 2025E 21x), 目标价 195.40 元/股 (前值 147.42 元/股)。在可比公司选择上, 我们选取了光伏逆变器 (上能电气、锦浪科技、固德威)、储能相关 (亿纬锂能、宁德时代、海博思创)、风电变流器 (禾望电气) 的龙头企业; 这些企业均在细分行业保持技术领先并广泛布局海内外市场, 并有望受益于海内外新能源+储能平价带来的装机需求上涨, 与公司在业务结构和利润增长驱动方面具有可比性; 此外, 考虑到海博思创 PE 估值显著偏高, 我们在可比公司 PE 平均值计算中予以剔除。基于可比公司估值, 给予公司 2026E PE 21.76x (前值 2025E 21x), 目标价 195.40 元/股 (前值 147.42 元/股)。

图表90: 可比公司估值表

证券代码	公司名称	总市值 (亿元)	收盘价 (元)	每股收益 (元)					PE			2025-27年归母净利润 CAGR
				2024	2025E	2026E	2027E	TTM	2025E	2026E	2027E	
688411 CH	海博思创	524.95	291.49	4.86	4.96	6.59	8.60	76.99	57.95	43.65	33.42	21.0%
300827 CH	上能电气	151.16	29.98	1.17	1.25	1.59	1.97	32.96	23.92	18.82	15.18	19.0%
300763 CH	锦浪科技	307.86	77.33	1.75	2.89	3.58	4.29	34.68	26.39	21.35	17.81	34.8%
688390 CH	固德威	130.85	53.90	-0.26	1.10	1.99	2.79	-239.76	48.84	26.99	19.28	-
300014 CH	亿纬锂能	1608.97	78.65	1.99	2.29	3.39	4.28	45.41	33.44	22.55	17.86	29.1%
300750 CH	宁德时代	17317.80	375.90	11.58	14.43	17.32	20.58	26.89	25.40	21.16	17.81	21.1%
603063 CH	禾望电气	146.89	32.09	1.00	1.35	1.62	1.92	27.79	23.72	19.72	16.61	24.3%
平均值									34.24	24.89	19.71	
剔除海博思创后平均值									30.28	21.76	17.42	
300274 CH	阳光电源	3167.66	152.79	5.32	7.50	8.98	10.45	22.93				25.3%

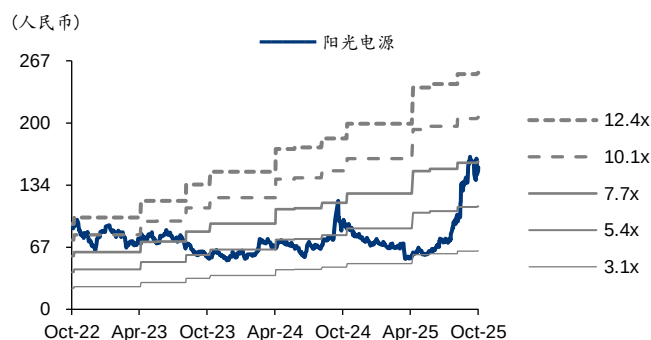
资料来源: Wind 一致预期, 华泰研究预测

图表91: 阳光电源 PE-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

图表92: 阳光电源 PB-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

风险提示

储能需求不及预期

海外储能市场是公司未来营收和利润增长的重要增量来源。若海外市场, 如美国、欧洲等储能需求及项目落地不及预期, 会影响公司未来出货量 and 对应业务板块的盈利能力。

出海政治风险不确定性

公司储能及逆变器产品海外收入占比持续提升, 考虑未来关税政策波动等不确定性, 若关税和外资限制政策等进一步收紧, 可能对公司获取海外订单、及时产品交付、以及利润兑现造成影响。

行业竞争加剧风险

若行业竞争加剧, 如新技术路线开发、新竞争对手进入、海外市场的本土企业支持政策等, 可能影响公司市场份额; 同时若价格战朝不利方向演进, 公司盈利能力也将受到影响。

免责声明

分析师声明

本人，刘俊、边文姣、苗雨菲，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”（华泰证券股份有限公司已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格）。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰证券力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰证券及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰证券不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰证券及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰证券可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰证券的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。华泰证券保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为华泰证券的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 阳光电源（300274 CH）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司实益持有标的公司的市场资本价值的 1%或以上。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方 “美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师刘俊、边文姣、苗雨菲本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 阳光电源（300274 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司实益持有标的公司某一类普通股证券的比例达 1%或以上。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）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，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15%以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15%以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡: 华泰证券(新加坡)有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证, 并且是豁免财务顾问, 经营许可证编号为: 202233398E

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心53楼

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2567-6123

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

华泰证券(新加坡)有限公司

滨海湾金融中心1号大厦, #08-02, 新加坡 018981

电话: +65 68603600

传真: +65 65091183

<https://www.htsc.com.sg>

©版权所有2025年华泰证券股份有限公司