

电力设备及新能源

在吃力不讨好的反复博弈中寻求突破

股票代码	股票名称	投资评级	EPS（元）		PE	
			2025E	2026E	2025E	2026E
001301.SZ	尚太科技	增持	4.01	5.18	13.59	10.52
002459.SZ	晶澳科技	增持	0.78	1.41	14.42	7.98
300035.SZ	中科电气	买入	0.77	0.99	22.84	17.77
300274.SZ	阳光电源	增持	5.51	6.4	15.34	13.21
300750.SZ	宁德时代	增持	14.85	17.97	17.75	14.67
300842.SZ	帝科股份	买入	3.22	3.64	13.98	12.36
301358.SZ	湖南裕能	增持	2.58	3.36	13.19	10.13
600438.SH	通威股份	买入	0.79	1.4	26.43	14.91
600732.SH	爱旭股份	增持	0.91	1.24	15.82	11.61
601012.SH	隆基绿能	买入	0.4	0.68	40.03	23.54
603806.SH	福斯特	买入	0.63	0.78	22.62	18.27
605117.SH	德业股份	买入	5.74	6.71	9.15	7.82
688472.SH	阿特斯	买入	0.96	1.1	9.78	8.54
688717.SH	艾罗能源	买入	2.64	3.46	23.44	17.89

资料来源：长城证券产业金融研究院

光伏：需求被前置透支，供给侧改革效果需跟踪观察。从前两轮行业周期反转的经验来看，有足够大的需求增量驱动市场扩张可能是产业端与投资端最为期待看到的变化，但在消纳能力受限的情况下，技术端已难以催生需求井喷，且部分海外市场的本地制造保护机制导致其需求与中国产能错配，供给侧出清成为了令行业重回正轨的核心路径。而相对于市场化出清的前路漫漫，光伏可能更需要依赖政策端发力的效果，结合近期官媒文章、政策动向、顶层规划等方面综合考虑，国家对于造成光伏行业目前困境的病因已摸排清晰，并展现出更加坚定的整治态度与决心。我们以出清 30-40%存量产能为基准，以各环节投资回收期作为合理利润的假设锚，推算需满足利润条件的产品价格与当前的产业链状态相比有较大的弹性空间，但最终的实际表现可能还要面临多重博弈：（1）为实现产能出清而垫付的资金、资源成本会推高价格底线；（2）需求难以为继导致“产品报价上涨但成交寥寥”的尴尬局面；（3）为避免“拥硅为王”的垄断局面再次上演产业链内的各环节在政策制定过程中冲突激烈，继续维持行业弱复苏状态的判断。

储能：需求景气度无虞，关注格局变化。当前产业端众多的相似点让市场产生了“大储可能会走上光伏老路”的质疑情绪，但我们对于大储的预期仍相对较为乐观，最核心的要素在于投资方对于大储产品有着更高的质量底线，风险意识驱使业主方抵触过于低价的产品，除此之外，储能系统集成服务方案是较为非标化的，业主方愈发强调供应商针对性提供全套的储能系统集成落地方案，价值量高的标杆性项目仍有较高的竞争门槛，最后，在经历上一轮的融资高峰以及行业景气度回落之后，外界资本对于新能源投融资愈发审慎，此前光伏行业供血烧钱打价格战的剧情已难以上演，我们认为海外大储行业价格竞争的底线与激烈程度会优于预期，国内大储价格则在行业生态逐步改善的驱动下回归价值，预计大储合理的毛利率中枢最后将收敛回归至 20-25%的水平。

而对于分布式系统，海外户用/工商业光储的竞争已进入了新阶段，欧洲能源危机的暂告一段落宣布昔日户储企业躺着就能赚钱的好日子已经到头，从数个季度的跟踪来看，所谓强者恒强的逻辑在当下的户储行业其实不一定成立，部分已上市的逆变器企业账上躺着前期完成融资的资金却难以在新市场

强于大市（维持评级）

行业走势



作者

分析师 于夕朦

执业证书编号：S1070520030003

邮箱：yuximeng@cgws.com

分析师 吴念峻

执业证书编号：S1070524070003

邮箱：wunianjun@cgws.com

相关研究

- 1、《本周电解槽中标项目有所突破，多地发布氢能支持政策——氢能行业周报点评（20250728-20250801）》2025-08-07
- 2、《25H1 海风新增并网同比+200%，破内卷推进招投标制度改革——风电周报（2025.7.28-2025.8.3）》2025-08-06
- 3、《国之重器水电大心脏，清洁能源输电主动脉——雅江水电专题系列报告 2：机电设备》2025-08-05

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

大展拳脚，但部分未上市的新锐企业凭借足够深度的理解需求、开发市场正在冉冉升起，我们仍然认为并非所有逆变器企业都能把握新兴市场的机遇，洞察新市场、布局新市场的实际运作十分考验企业的执行能力与对下沉市场的理解，星辰大海的全球分布式光储市场仍有较大格局洗牌的可能，海外户储的“卷”可能才刚刚开始。

锂电：行业壁垒决定话语权，电池龙头钝化材料环节的周期节奏。从今年的持续跟踪来看，原本被市场寄予厚望的铁锂、负极、电解液环节并未兑现足够的涨价幅度，材料价格出现波动更多可能为上游压力传导，实际加工费提升有限。造成材料环节当前议价能力羸弱的首要因素是真实的供需状态演变低于预期，下游需求有被前置透支的迹象，最近数月锂电排产在个位数的幅度中波动，行业景气度并未得到延续，供给方面前两年扩产高峰的规划项目部分仍如期投产，我们测算锂电产业链各环节整体有效产能利用率可能会在60%-65%的区间徘徊。而在经历过21年的原材料价格暴涨后，电池厂商愈发注重对上游的把控，深度绑定前排供应商、扶持有潜力的新晋玩家，深入摸排每家材料厂的产品成本，根据各家不同的诉求以订单为饵、精准定价实现各个击破，材料环节的各家企业难以抱团合力，主动权一再受挫。我们并不否认锂电材料在产品升级、持续降本的双重苛求下会实现优胜劣汰的供给出清，但由于产业链话语权的稳固，电池龙头将主导、延迟甚至钝化材料环节的周期节奏。即使是已上市的头部企业，25Q1仍有大面积的收益不及预期甚至亏损，而且这些头部的材料企业即便已满产运行也难以得到平等的议价地位，从供需平衡、周期反转的角度实现盈利修复可能还需要经历一番波折，材料厂自身仍需继续通过深度降本、技术迭代、出海投产等方式完成“自我进化”。

投资建议：电新板块从高位回调后已处于数年的摸底震荡状态，“再续成长”或“周期反转”成为了最被期待的行情逻辑，但结合长期的基本面与行情跟踪来看，当前板块仍处于“反复博弈”的低效状态：需求回暖被认为难以持续，排产提升被视为季节性因素，产品涨价被解读为不及预期，对于政策支持具有较高的观望情绪。这样的情绪波折缘于板块数次强预期弱现实导致的信心受挫、缘于市场过度研究后的吹毛求疵，“业绩弹性有限、估值较难提升”可能将成为电新板块一段时间内的主旋律。然而我们认为，行业发展虽然未能完全兑现此前的乐观预期，却并不代表没有往积极的方向变化，价格、业绩、政策、产业生态等多维度已出现底部拐点，光伏的政策、储能的订单、锂电的价格让市场逐步完成认知重塑，多空博弈的角力有望逐渐发生改变，我们认为板块景气度的排序优先级仍为储能>动力>光伏。从个股层面，近些年即使是在行业景气度震荡时期，市场却见证了一批企业凭借自身管理、成本、渠道、技术等各方面优势在业绩层面率先跑出分化，行业贝塔可能很难再回到当初一帆风顺的程度，但经历过周期淬炼的头部企业却已经有受到认可的阿尔法价值。

相关标的：通威股份、隆基绿能、爱旭股份、阿特斯、阳光电源、德业股份、艾罗能源、福斯特、帝科股份、宁德时代、湖南裕能、尚太科技、中科电气、天赐材料。

风险提示：国际政治经济局势变动风险；下游光储需求不及预期；海外本土企业市场竞争风险；产业链价格波动风险。

内容目录

围绕需求与格局，再论电新板块价值	5
光伏：需求被前置透支，供给侧改革效果需跟踪观察	5
需求侧：消纳困境难以摆脱、政策变化影响装机节奏，主力市场放缓拖累全球增速	5
供给侧：政策出清为合理路径，实际效果博弈深重	13
储能：全球需求百花齐放，格局未定仍将洗牌	17
需求侧：国内出现行业生态拐点，静候海外项目兑现	17
供给侧：户储竞争进入新阶段，大储是否会发展成下一个光伏？	28
动力电池：需求相对坚挺，周期节奏仍需观察	31
需求侧：国内销量稳中有进，欧洲市场重回正轨	31
供给侧：龙头话语权定调一切还是周期之势不可抵挡	38
投资建议	44
风险提示	45

图表目录

图表 1：中国月度新增光伏装机（GW）	5
图表 2：中国季度光伏装机结构（%，GW）	5
图表 3：中国电源装机结构与发电结构	6
图表 4：光伏发电设备平均利用小时累计值（H）	6
图表 5：部分省份 136 号文细则归纳总结	6
图表 6：美国光伏月度装机跟踪	7
图表 7：美国光伏装机结构	7
图表 8：大漂亮法案后美国光伏项目补贴情况	8
图表 9：美国各类电力能源 PPA 价格走势	9
图表 10：25Q1 美国各电力系统运营商光伏 P25 价格分布	9
图表 11：中国光伏电池组件欧洲出口额（亿美元）	9
图表 12：中国光伏电池组件欧洲出口量（GW）	9
图表 13：欧洲地区各能源 PPA 季度均价走势	10
图表 14：欧洲主力国家装机容量与装机目标（GW）	10
图表 15：中国光伏组件出口其他传统主力市场表现（GW）	11
图表 16：国内出口印度光伏电池组件规模（GW）	11
图表 17：印度大型地面光伏电站装机地区结构	11
图表 18：国内出口中东地区国家光伏组件规模（GW）	12
图表 19：全球各主力市场光伏装机需求预测（GW）	12
图表 20：光伏产业链各环节排产	13
图表 21：光伏产业链各环节库存情况	13
图表 22：光伏产业链单瓦盈利周度跟踪（元/W）	14
图表 23：25Q1 光伏主链各公司在手资金与对应负债（亿元）	14
图表 24：25Q1 光伏主链各公司资产负债率与偿债指标	15
图表 25：主流电池技术效率提升趋势	16
图表 26：光伏主链各环节单位盈利测算与代表公司跟踪	16
图表 27：中国储能新型储能装机规模（GW）	17
图表 28：山东独立储能项目 PIRR 敏感性分析测算	18
图表 29：2024 年各省储能租赁中标公示情况（均价右轴）	18
图表 30：2024 年储能容量租赁不同年限项目结构	18
图表 31：中国储能项目月度招标跟踪（功率，GW）	18
图表 32：中国储能项目月度招标跟踪（容量，GWh）	18
图表 33：2018-2024 年美国储能装机规模	19
图表 34：美国储能季度装机结构（MWh）	19
图表 35：美国加州地区电池储能项目年均单位功率收益	20
图表 36：美国各地区月度负荷加权 15 分钟电力均价走势	20
图表 37：美国大储月度装机规模	20

图表 38:	大漂亮法案后美国储能项目补贴政策.....	21
图表 39:	欧洲各地区调频辅助服务均价 (€/MW/hour)	21
图表 40:	欧洲各地区 FCCR 需求与电池储能装机 (MW)	21
图表 41:	欧洲各地区 FCCR 需求与电池储能装机对比 (MW/)	22
图表 42:	欧洲各地区储能项目运营利润模拟值与要求值对比 (€/MW/year)	23
图表 43:	欧洲储能装机规模趋势 (MW, 2025 年后为预期值)	24
图表 44:	中东非地区储能装机结构 (GWh, %)	25
图表 45:	印度储能招标跟踪 (GWh)	25
图表 46:	澳大利亚 NEM 网侧储能电站的净收入情况	25
图表 47:	截至 25H1 智利电池储能项目 (MW/MWh)	25
图表 48:	单月逆变器出口欧洲金额 (亿元, %)	26
图表 49:	单月逆变器出口亚洲金额 (亿元, %)	26
图表 50:	动态电价下日均用电负荷曲线.....	27
图表 51:	非洲某地区柴油与工商光储方案对比.....	27
图表 52:	全球电池储能装机需求测算 (GWh)	27
图表 53:	国内储能系统中标均价走势 (元/Wh)	28
图表 54:	直流侧储能电池预制舱价格 (元/Wh)	28
图表 55:	全球储能系统出货排名变化.....	28
图表 56:	全球储能系统市场格局.....	28
图表 57:	电池储能系统故障根本原因与细分元件.....	29
图表 58:	全球各地区对储能系统的针对性要求.....	30
图表 59:	逆变器企业季度毛利率变化 (%)	31
图表 60:	逆变器企业季度净利率率变化 (%)	31
图表 61:	中国新能源汽车月度销量与渗透率.....	32
图表 62:	中国动力电池月度装机.....	32
图表 63:	中国新能源汽车渗透率结构 (按价格段)	32
图表 64:	中国新能源汽车渗透率结构 (按车型)	32
图表 65:	国内部分车企 2025 年新车型情况.....	33
图表 66:	2025 年新能源汽车相关政策细则.....	34
图表 67:	欧洲地区新能源汽车销量与渗透率.....	34
图表 68:	2025 年上半年欧洲地区各品牌销量.....	35
图表 69:	欧盟地区碳排放考核对应销量测算 (万辆)	36
图表 70:	北美地区新能源汽车销量与渗透率.....	36
图表 71:	美国电动车补贴政策变化.....	37
图表 72:	补贴政策变化后部分车企对美国市场布局变化.....	37
图表 73:	其他地区 2025 年前五个月新能源汽车销量与增速.....	38
图表 74:	全球动力电池装机需求测算 (GWh)	38
图表 75:	锂电正极材料价格走势 (元/吨)	39
图表 76:	锂电负极材料价格走势 (元/吨)	39
图表 77:	锂电电解液与六氟磷酸锂价格走势 (元/吨)	39
图表 78:	锂电隔膜价格走势 (元/平米)	39
图表 79:	全球动力电池装机市占率变化 (%)	39
图表 80:	国内锂电厂商季度扣非净利率变化 (%)	40
图表 81:	海外锂电池厂商营业利润率变化 (%)	40
图表 82:	锂电产业链各环节排产与产能利用率测算 (吨, 平米, %)	40
图表 83:	锂电产业链各环节全球名义产能变化.....	41
图表 84:	锂电材料部分公司 25Q1 单位盈利与合理利润对比 (万元/吨, 元/平米)	42
图表 85:	快充带动负极厂商份额变化.....	42
图表 86:	各家 3C 厂商硅碳负极产品布局	42
图表 87:	干法湿法工艺对比.....	43

围绕需求与格局，再论电新板块价值

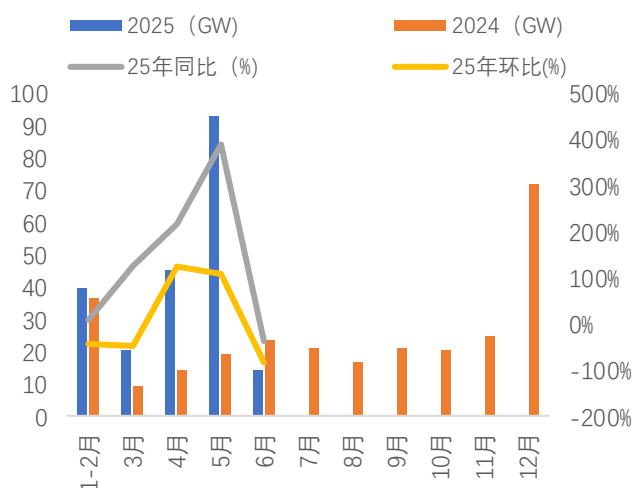
在年度报告《祛魅存真，透析电新》中，我们对电新板块提出三条投资主线逻辑：（1）光伏：需求难以为继、技术进步趋缓，开启供给侧改革；（2）锂电：差异化加速格局重塑，市场拐点愈发清晰；（3）储能：龙头聚焦大储，逆变器分化已现。进入 2025 年，海内外政策、进出口贸易、企业经营行为等因素的变化对行业整体运行带来显著冲击，通过对产业基本面、各板块上市公司财报等层面的跟踪分析，我们希望梳理产业周期演绎的阶段以及上述逻辑是否发生了变化。

光伏：需求被前置透支，供给侧改革效果需跟踪观察

需求侧：消纳困境难以摆脱、政策变化影响装机节奏，主力市场放缓拖累全球增速

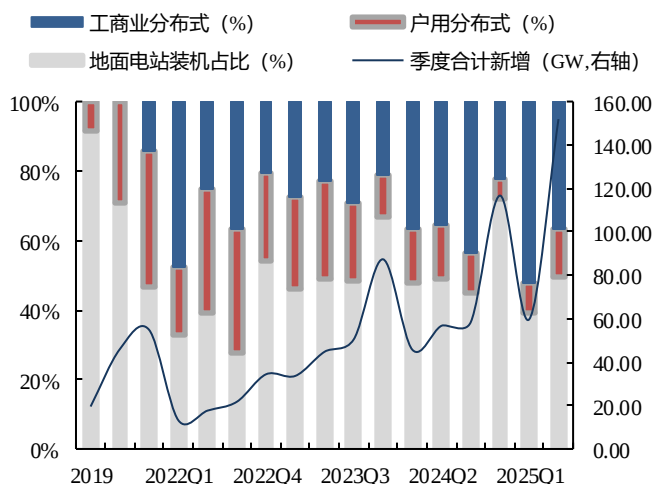
2025 年上半年，中国合计新增光伏装机 212.21GW，同比增长约 107.1%，其中 5 月单月装机 95.91GW，同比/环比+388%/105.5%，创历史新高；从装机结构来看，25H1 国内集中式/工商业分布式/户用光伏分别装机 98.8/87.18/25.6GW，与去年同期相比，集中式增长 99%、工商业增长 135%。结合超预期新增装机以及装机结构来看，136 号文等“绿电入市”政策文件显著影响国内光伏行业，“4.30”、“5.31”等关键节点催生旺盛抢装需求，6 月单月新增光伏装机下滑至 14.36GW，同比/环比-38%/-84.5%，需求被前置透支。

图表1：中国月度新增光伏装机（GW）



资料来源：国家能源局，长城证券产业金融研究院

图表2：中国季度光伏装机结构（%，GW）

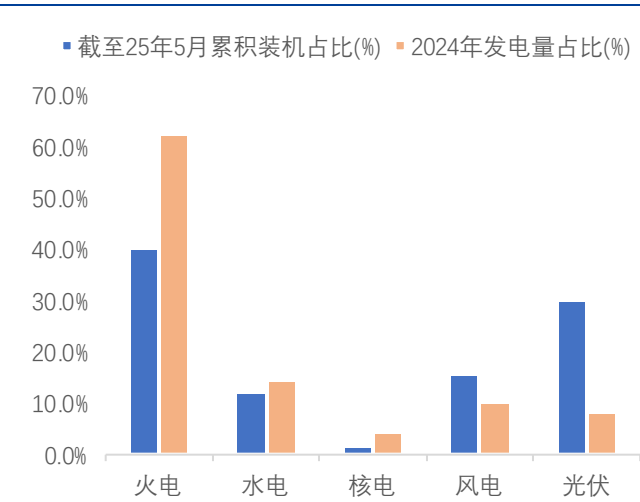


资料来源：国家能源局，长城证券产业金融研究院

过去得益于政策端对新能源的倾斜，光伏发电除了补贴优惠之外，还有全额上网等保障性支持，为光伏电站赋予“固收”的金融属性，电站持有业主从传统的五大六小等央企发电企业，扩展到各种民营企业与民间资本，只要项目内部收益率达标，电站装机就

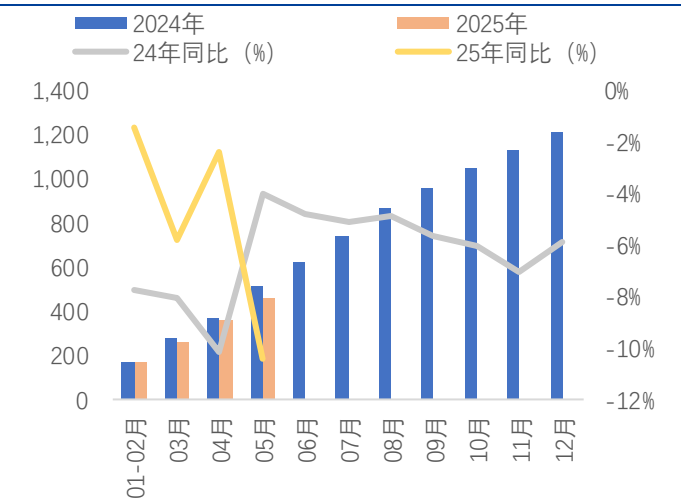
会一直滚动进行。然而随着装机规模高速增长，电网输配电能力的“捉襟见肘”导致光伏发电出现消纳困境，西部地区规划电源已远超当地用电需求、大部分本地无法消纳的电量仍难以匹配外送通道，东部地区自用比例逐渐降低、部分分布式光伏项目遇到可接入容量明显受限的问题。消纳困境直接负反馈于电站项目收益，项目发电由全额上网、保障性收购，逐步转向市场化交易，市场上供需的错配令交易电价中枢难以抬升，冲击项目实际收益率，行业投资生态恶化。

图表3: 中国电源装机结构与发电结构



资料来源: 国家能源局, 长城证券产业金融研究院

图表4: 光伏发电设备平均利用小时累计值(H)



资料来源: 国家能源局, 中电联, 长城证券产业金融研究院

消纳困境是物理约束，而通过完善现货市场交易体系与制度有望快速传导消纳压力，从而倒逼电源侧、输电侧加速投入相关基础设施建设。2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局重磅发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)，改革主要包括推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，新能源参与市场交易后，在结算环节建立可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，按机制电价结算；区分存量和增量项目分类施策。存量项目的机制电价与现行政策妥善衔接，增量项目的机制电价通过市场化竞价方式确定。2025年6月1日以前的项目按现行政策实施，之后的项目纳入机制电价的新能源项目。政策的短期影响已迅速发酵，大量项目为享受存量项目政策抢在5月31日前装机，而从长期来看，结合当前山东、广东等光伏大省各自推出的136号文细则，我们认为，政策的意义在于维持绿电全产业链长远健康发展，“全面入市”要求倒逼电站持有方提升电力市场交易的专业能力，单纯依赖政策红利的投资模式难以为继，缺乏电力交易能力的中小投资者逐步退出，行业向专业国企、大型能源集团集中，主力装机结构也由前期的分布式转变为地面集中式与大基地项目；相关价格机制的完善则为项目收益的稳定性提供保障，投资可持续性加强，行业长期稳定发展的预期得到强化，新能源从“规模扩张”转向“质量优先”的新阶段。

图表5: 部分省份136号文细则归纳总结

省份	山东	广西	广东	蒙东	蒙西	新疆	湖南	山西
存量项目	0.3949 元/千瓦时 (燃煤基准价)	分布式: 0.4207 元/千瓦时 (燃煤基准价) 集中式 (不含海风): 0.324 元/	未明确	0.3035 元/千瓦时 (燃煤基准价)	0.2829 元/千瓦时 (燃煤基准价)	补贴项目: 0.25 元/千瓦时 (燃煤基准价) 平价项目: 0.262 元/千瓦时	0.45 元/千瓦时 (燃煤基准价)	≤0.332 元/千瓦时 (燃煤基准价)

			千瓦时						
	电 量 比例	纳入 100%电量 (含绿证剥离)	分 布 式：100% (即全部实际上 网 电 量) 集 中 式：2025 年已由中长期合 约保障, 无机制 电量	未明确	分布式/扶贫项 目：100% (即全 部实际上网电 量) 带补贴集中式： 按小时折算 (现 货运行前按不同 分 类 执 行 790~1900 小 时；现货运行后 380~760 小时)	分布式/扶贫项 目：100% (即实际上 网 电 量) 带补贴集中式： 按 215~1220 小 时折算	补 贴 项 目 30% 平价项目 50%	光 伏 扶 贫 项 目：100% 电 量 其他分布式/ 集中式：80% 电量	每年自主核定比 例
	执 行 期限	剩余生命周期合 理小时数	分布式按剩余生 命周期合理小时 数或投产满 20 年 (取早)	未明确	剩余生命周期合 理小时数或投产 满 20 年 (取 早)	剩余生命周 期合理小时 数或投产满 20 年 (取 早)	剩余生命周期合理小时 数或投产满 20 年 (取 早)	剩余生命周期合 理小时数或投 产满 20 年 (取 早)	剩余生命周期合 理小时数或投 产满 20 年 (取 早)
	机 制 电价		竞价上限：暂定 0.4207 元/千瓦 时	竞价形成	暂不安排机制电 量，后续视消纳 责任权重等因素 动态调整；现货 市场申报价上下 限 暂 定 为 - 0.5~1.5 元/千瓦 时	暂不安排机制 制电量，后 续视消纳责 任权重等因 素 动 态 调 整；现货市 场申报价上 下限暂定为 - 0.5~1.5 元/千 瓦 时	竞价区间：0.15~0.262 元/千瓦时	竞价区间： 0.26~0.38 元/ 千瓦时	竞 价 区 间： 0.15~0.35 元/千 瓦 时
	电 量 比例	2025 年申报充 足率：≥125%	2025 年 按 照 2024 年 省 内 新 能源非市场化比 例 确 定 为 33% (全年 66%) 或 8% (类 型 不 同)，单 项 目 申 请机制电量比例 ≤80%	≤90%			由平价项目机制电量 规模比例以及增量项目 上 网 电 量 确 定 分类竞价：分风电/光 伏两类组织	2025 年暂定 竞价风电项目 全年上网电量 的 20%；单 项 目 申 请 机 制 电 量 比 例 ≤90%	由 竞 价 规 模 确 定，申报充足率 ≥1.2；分风电/ 光伏两类 (竞争 不足可合并)
	执 行 期限	后续竞价约定	统一 12 年	海上风电 14 年 其他项目 12 年			10 年	10 年	按投资回收期设 定 (暂未明确固 定年限)
差异点		存量项目保障力 度大；增量项目 设置竞价下限	存 量 分 布 式 100%电量保电价	海上风电最长执 行期 (14 年)	增量项目完全市 场化、暂无机制 电 价 政 策； 现货市场设置负 电价下限	精细化区分 存量补贴/平 价项目	分月电量动态调整机 制，缓解季节性消纳矛 盾：1、7、9、12 月保 供紧张月份按照机制电 量 (存量)/竞得机制电 量 (新增) 比例的 1.2 倍 (96%) 执行；3-6 月消纳困难月份按照机 制电量比例的 0.8 倍 (64%) 执行；2、9-11 月按照机制电量比例 (80%) 执行		存量项目保障力 度大；增量项目 设置竞价下限

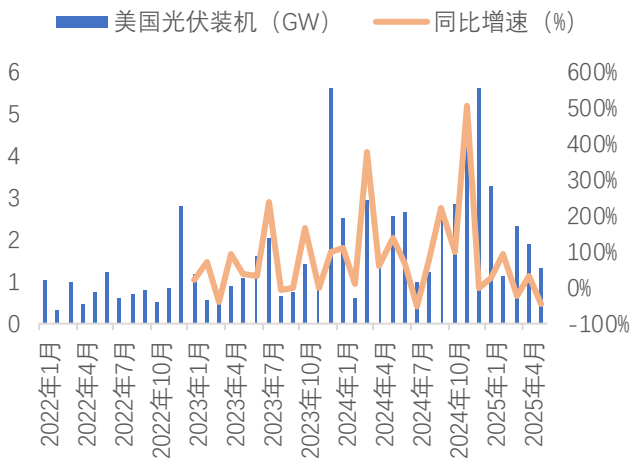
资料来源：各省发改委、长城证券产业金融研究院

消纳难题的成因及其对光伏电站建设的影响短期内难以根除，但政策机制的持续健全与新型电力系统的加速完善，有望为可再生能源装机打开长期增长空间。我国光伏装机历经数年高速增长后，增速或将逐步回归理性区间，截至 2025 年 5 月，全国风电/光伏累计装机量分别为 567.49GW 与 1084.44GW，基于中美《阳光之乡声明》的目标指引，并综合考虑国有企业在基建投资中的任务担当、政策端对新型电力系统建设的支持力度，我们将国内 2030 年可再生能源装机目标上调至 2020 年的 4 倍。据此测算，2025-2030 年需新增风电及光伏装机约 18 亿千瓦，年均增量约 300GW，装机增速趋缓，但产业基本盘依然稳固。

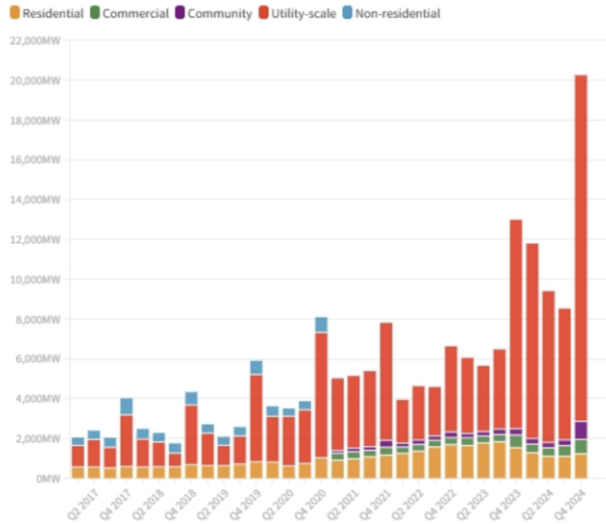
美国：本土工业体系的重塑与人工智能、数据中心等高用电量领域景气度上行催生美国光伏装机需求，供应链本土化以及利率压力放缓则逐步利好装机成本，2024 年美国新增光伏装机约 50GW，同比 23 年增长 21%，创造美国光伏年度新增装机新纪录。但归根结底，从美国光伏的历史表现来看，当地的装机表现十分依赖于政策的补贴支持力度，而新总统的上任则可能会对政策税收抵免后续的可持续性带来显著冲击。

图表6: 美国光伏月度装机跟踪

图表7: 美国光伏装机结构



资料来源: EIA, 长城证券产业金融研究院



资料来源: SEIA, 长城证券产业金融研究院

美东时间 7 月 4 日,《大而美法案》(One Big Beautiful Bill Act, OBBBA) 经总统特朗普签署通过,成为正式法律,其中法案内容大幅修改《降低通胀法案》(IRA) 中对于新能源相关补贴规定,从需求与供应链等维度影响未来美国光伏装机: (1) 原有户用项目延续到 2034 年的税收抵免在 25 年底前取消; (2) 各类项目 ITC、PTC 补贴要求在 29 年-31 年分别退坡 20%、40%、60%, 32 年取消; (3) 明确界定了“被禁止外国实体”(Prohibited Foreign Entity), 涵盖“特定外国实体”与“受外国影响实体”, 一旦厂商被划入这些范畴, 将无法获得税收抵免。

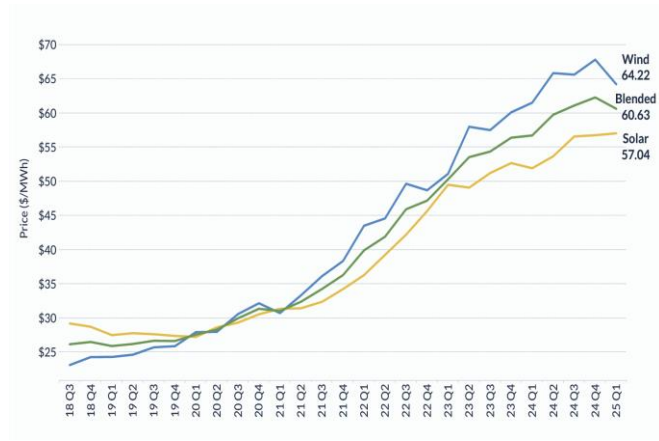
图表 8: 大漂亮法案后美国光伏项目补贴情况

户用光伏补贴明细															
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ITC 补贴比例	30%	30%	30%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1MW 以下非户用光伏补贴明细															
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
基础补贴	30%	30%	30%	30%	30%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
满足本土制造条件		10%	10%	10%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
项目位于能源社区		10%	10%	10%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
低收入支持:															
低收入社区		10%	10%	10%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
低收入住房或经济效应项目		20%	20%	20%	20%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1MW 以上非户用光伏补贴明细															
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
基准通用情况															
基础补贴	6%	6%	6%	6%	6%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
满足本土制造条件		2%	2%	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
项目位于能源社区		2%	2%	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
满足相关劳工条件															
基础补贴	24%	24%	24%	24%	24%	24%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
满足本土制造条件		8%	8%	8%	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
项目位于能源社区		8%	8%	8%	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
低收入支持:															
低收入社区		10%	10%	10%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
低收入住房或经济效应项目		20%	20%	20%	20%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

资料来源: SEIA, 长城证券产业金融研究院

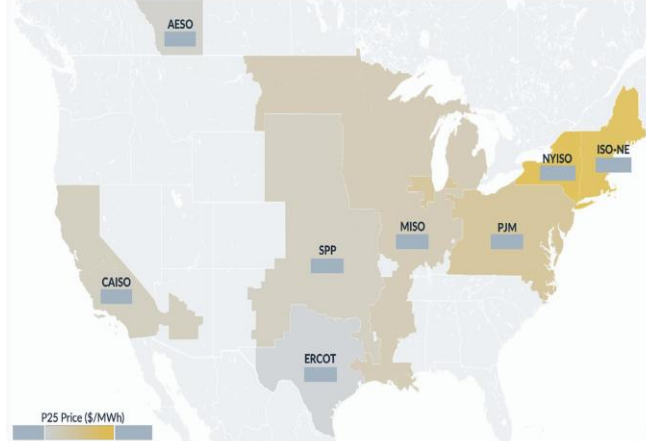
根据 SEIA 和 WoodMackenzie 统计数据, 2024 年美国户用/商业/社区光伏分别装机 4.7/2.1/1.7GW, 非公用事业装机合计 8.5GW, 占比整体装机约 17%, 受 25 年补贴退坡的光伏项目规模相对有限。而对于主力的公用事业装机而言, 尽管中长期也有补贴走弱的风险, 但其需求仍有一定的韧性, 美国各州的强制减排、海外碳关税、企业 ESG 承诺等硬性约束驱使科技公司、工业厂商等众多用电大户偏向可再生能源, 能源交易的双方仍在希望通过创新合约条款等方式共同抵御关税、补贴退坡、供应链受阻等挑战, 2025 年一季度在 LevelTen 能源平台发布的美国清洁能源招标量达 1300 万兆瓦时, 北美光伏 PPA 价格仍维持小幅上涨趋势。根据 EIA 数据披露, 2025 年前 5 个月, 美国累计实现光伏新增装机 9.97GW, 同比变化约-0.39%, 结合当前项目储备、政策不确定性等因素考虑, 保守预计美国光伏装机规模在 40-50GW 的区间弱势波动。

图表9: 美国各类电力能源 PPA 价格走势



资料来源: LevelTen, 长城证券产业金融研究院

图表10: 25Q1 美国各电力系统运营商光伏 P25 价格分布

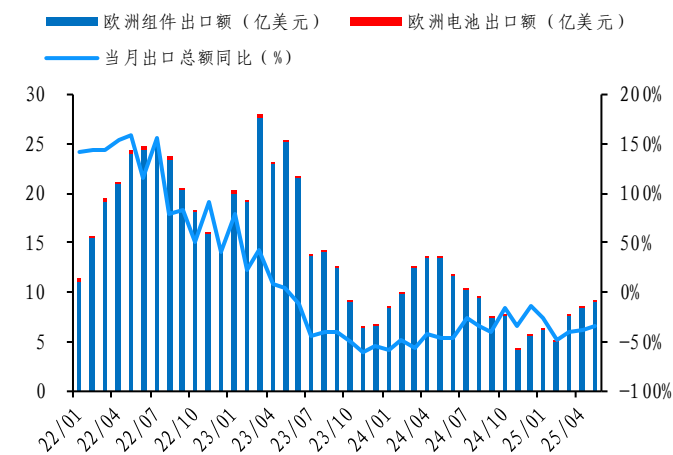


资料来源: LevelTen, 长城证券产业金融研究院

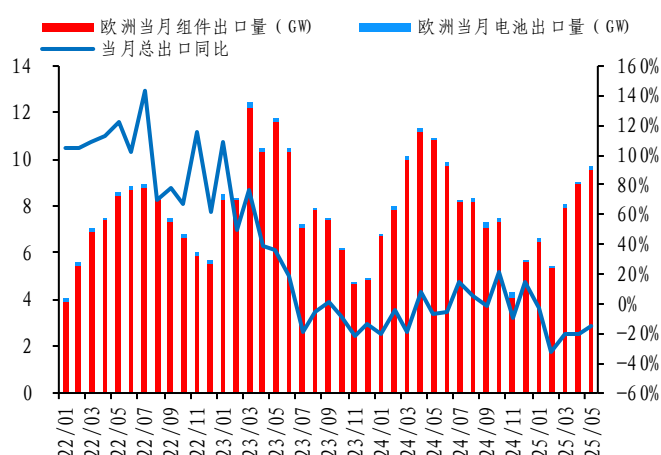
欧洲: 虽然距离 2022 年俄乌战争爆发已有一段时间, 但能源危机时期光伏需求透支性爆发的负面影响仍在持续, 电网配套速度落后前期新能源装机增速, 大批项目排队并网评估且负电价现象频出压制开发商投资热情, 电价逐步回落令居民降低对于分布式系统的紧迫性, 同时渠道端组件、逆变器库存累积导致的产品价格战进一步加剧户用市场的观望情绪, 根据 IRENA 统计, 2024 年欧洲地区新增光伏装机 58.8GW, 考虑到部分离网/未并网的分布式光伏, 我们预计 24 年欧洲地区合计新增光伏约 68-72GW, 同比 23 年以个位数小幅增长, 增速出现明显放缓, 测算 24 年全年中国出口欧洲地区光伏电池组件 99.1GW, 同比下降 1.6%。

图表11: 中国光伏电池组件欧洲出口额 (亿美元)

图表12: 中国光伏电池组件欧洲出口量 (GW)



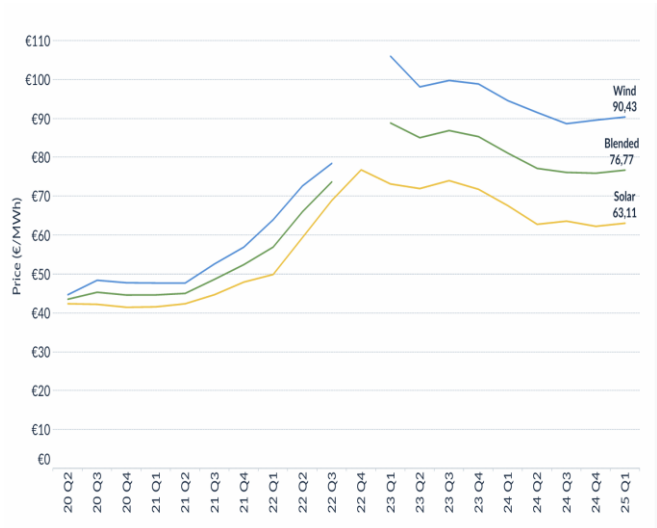
资料来源：海关总署、长城证券产业金融研究院



资料来源：海关总署、长城证券产业金融研究院

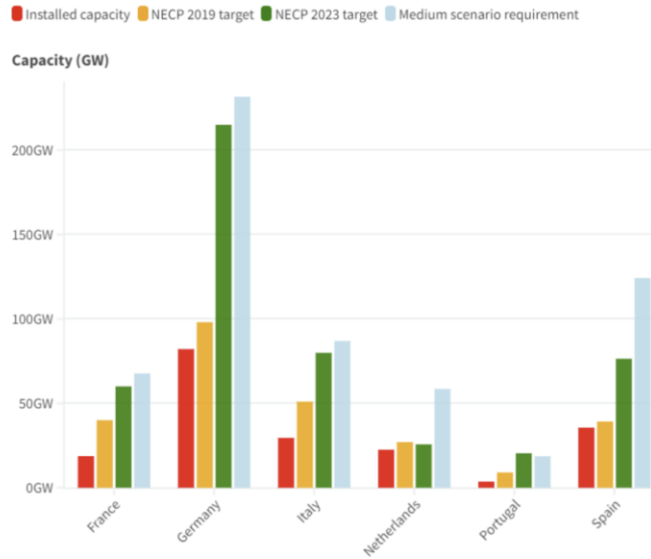
但与之之前大起大落的急剧震荡相比，我们认为，稳定且可预见的回收周期对于光伏装机需求的健康增长更有意义，经过三年时间的波动，当下产业链价格、居民电价已逐步趋于稳定，2025Q1 欧洲光伏 PPA 均价 63.11 欧元/MWh，环比+1.3%，价格波动率连续<2%，当地组件价格也开始止跌回暖，25 年 5 月国内出口欧洲地区光伏电池组件约 9.5GW，环比增长约 7.38%，创过去半年新高，市场企稳向好信号明显。我们仍以各国的装机目标指引作为欧洲光伏长期空间的锚，尽管当前基础设施、电力系统的硬约束仍存，但从各国的政策导向来看，能源转型的趋势仍相对坚定，SolarPower Europ 预计 2030 年欧洲光伏总装机容量超 800 吉瓦，测算后续欧洲光伏市场仍将以每年 10%左右的增速持续成长。

图表13：欧洲地区各能源 PPA 季度均价走势



资料来源：LevelTen、长城证券产业金融研究院

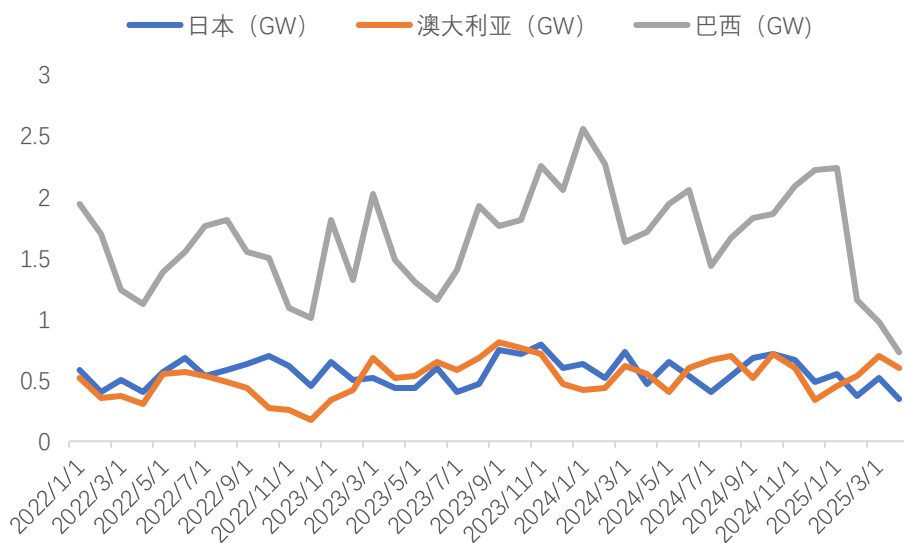
图表14：欧洲主力国家装机容量与装机目标（GW）



资料来源：SolarPower Europe、长城证券产业金融研究院

其他市场：从终端装机、国内出口表现来看，日本、澳大利亚、巴西等传统国家市场成熟、需求稳定，每年维持约 10GW 级体量的新增装机，稳步向各自 2030 年规划迈进，装机的增量潜力主要来自于众多新兴市场。

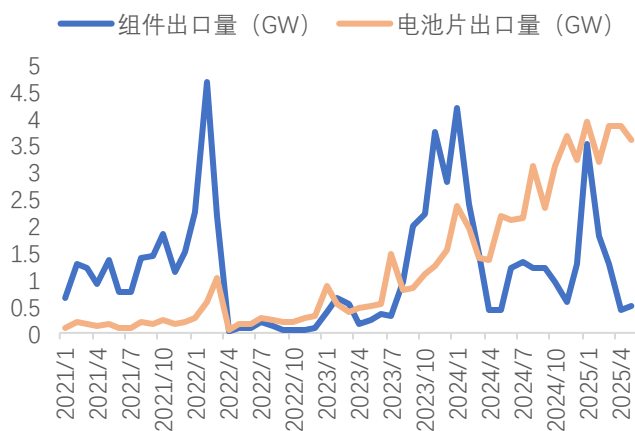
图表15: 中国光伏组件出口其他传统主力市场表现 (GW)



资料来源: 海关总署, PVinfolink, 长城证券产业金融研究院

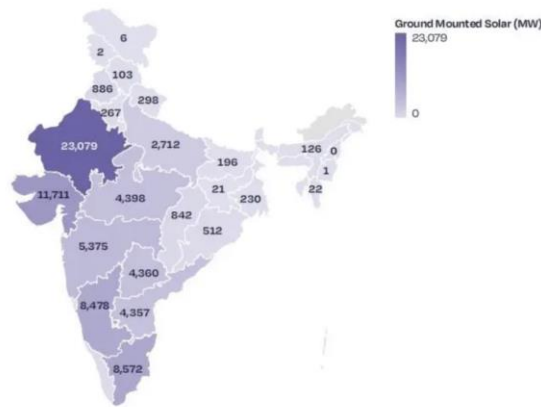
根据印度新能源和可再生能源部(MNRE)数据披露, 2024 年印度新增光伏装机 24.5GW, 同比增长翻倍, 成为仅次于中美的全球第三大单一光伏市场, 从装机结构上来看, 大型地面光伏项目占比超 87%, 分布式屋顶占项目 13%。印度当地希望通过发展可再生能源摆脱对化石能源依赖, 同时愈发平价的绿电有望助力本土制造业崛起以及满足欧美国家的碳关税需求, 在 2030 年 300GW 的光伏装机指引下, 政府政策端持续加码, 除了光伏园区计划、政府生产者计划等集中式项目政策, 2024 年推出 PM-Surya Ghar 支持户用光伏, 预计投入 90 亿美元为一千万户家庭提供每月最多 300 kWh 的免费用电。截至 2025 年 1 月, 印度光伏总装机容量为 100.33GW, 正在建设的项目达 84.10GW, 另有 47.49GW 正在招标, 考虑到当地众多政策的目标节点为 2026 年, 25-30 年印度新增光伏装机有望年均 30-40GW 的规模成长, 且最近两年有集中抢装趋势。

图表16: 国内出口印度光伏电池组件规模 (GW)



资料来源: 海关总署, PVinfolink, 长城证券产业金融研究院

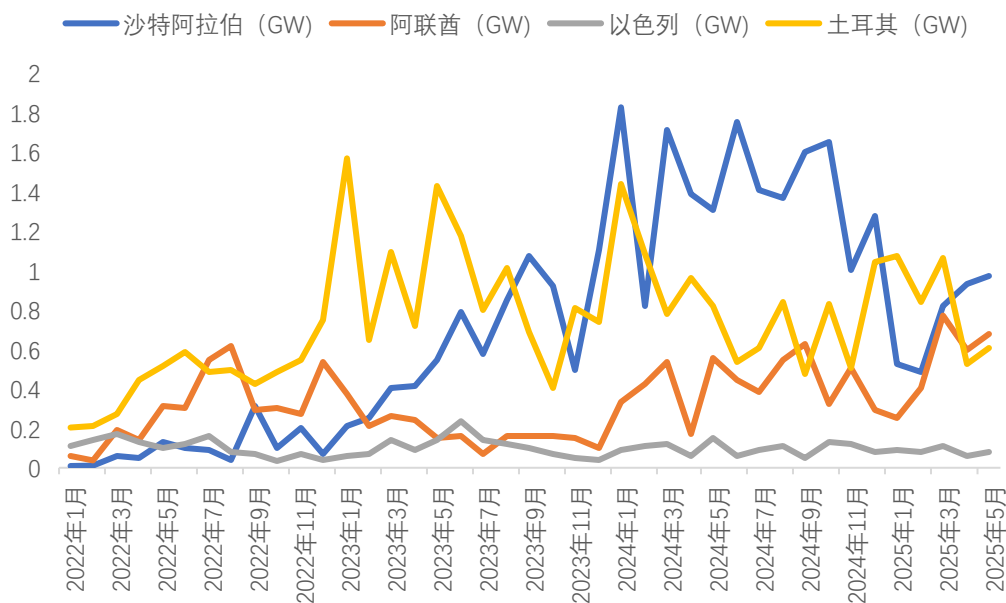
图表17: 印度大型地面光伏电站装机地区结构



资料来源: SPE, 长城证券产业金融研究院

土耳其是 2024 年全球最为亮眼的光伏市场之一，根据 IRENA 披露，2024 年土耳其新增光伏装机约 8.6GW，同比翻倍增长，截至 24 年年底土耳其累积光伏装机已达 19GW，提前完成 25 年装机目标。坚定转向可再生能源主要系土耳其当地化石能源进口依赖度极高，度电成本日益下行的光伏发电有助于缓解通胀压力，并应对后续欧盟 CBAM 碳边境税。尤其在 2023-2024 年当地政府为光伏装机针对性进行政策解绑：自用型电站无需申请许可证，并取消发电设施必须与用电地点同址的限制，进一步放宽至允许不同配电区间建设，叠加净计量、固定电价补贴等措施，企业自选地区建设光伏电站的投资积极性得到大幅提升，以该国 2035 年 120GW 风光装机的最新目标测算，对应每年仍需 7.5-8GW 的可再生能源装机，25Q1 土耳其新增光伏装机约 1.82GW，开年表现持续强劲。而对于中东地区另一新兴主力市场沙特阿拉伯，根据其国家可再生能源计划框架，已招标的可再生能源装机容量达 43.213GW，其中 38.713GW 已签署购电协议，10.213GW 已接入电网，与其宏大的可再生能源目标相比，项目实际进度有所落差，主要系受到当地电网智能化与容量限制，消纳能力欠缺导致光伏项目审批流程变长并需自建输配通道，电站建设周期被拉长，而从月度数据来看，每月国内出口沙特光伏电池组件已维持在 GW 级别，力证当地光伏市场需求确定性，在当地持续推动电网升级以及国内组件企业建厂深化技术合作的支持下，预计沙特新能源市场装机有望加速平稳落地。

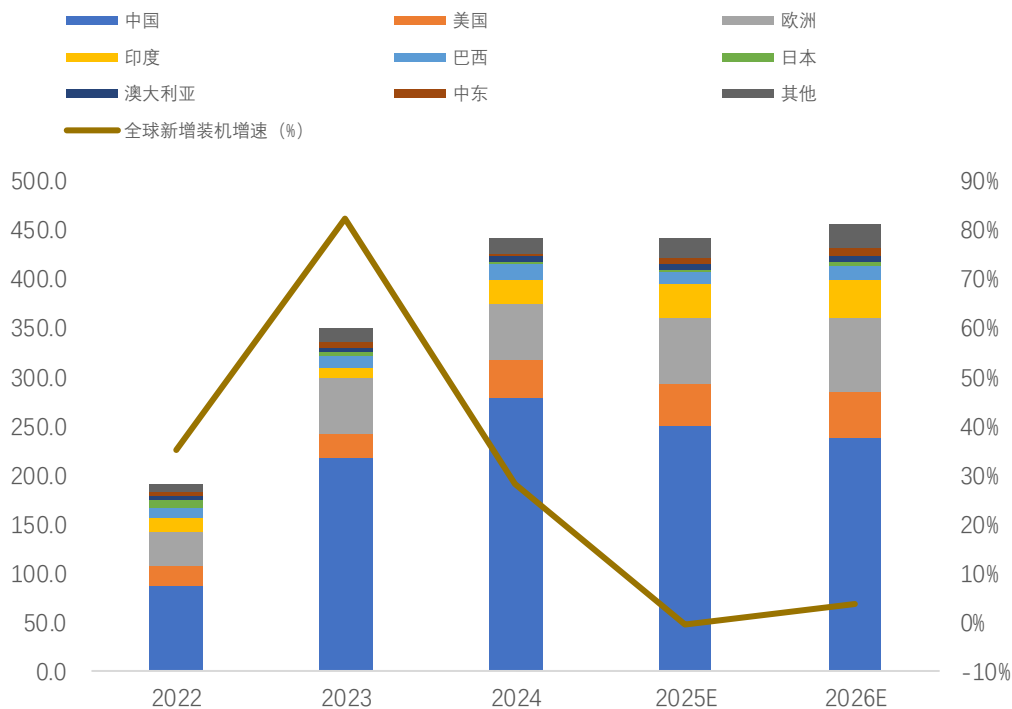
图表 18: 国内出口中东地区国家光伏组件规模 (GW)



资料来源: 海关总署, PVinfolink, 长城证券产业金融研究院

虽然当前全球光伏市场受到高基数、基础设施、贸易政策等因素冲击，但电气化、城镇化带来的用电量提升与不可逆的双碳趋势仍是全球光伏装机的底层逻辑，光储平价让更多地区具备高性价比的装机条件，需求理论天花板得以打开。结合各主力市场当下政策刺激、消纳条件、目标指引等因素考虑，我们预计 2025-2026 年全球光伏装机需求位于 540-580GW 的规模区间，第一大市场中国的需求走缓对整体市场增速表现冲击明显，预计 25-26 年均维持 10%左右的成长增速，结合容配比、物流仓储等因素考虑，对应近三年全球光伏组件实际需求体量可能处于 650GW 的规模区间。

图表 19: 全球各主力市场光伏装机需求预测 (GW)

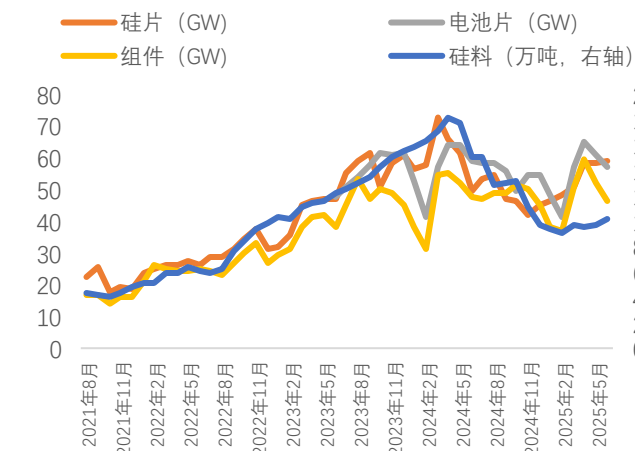


资料来源: IEA, 国家能源局, EIA, PVinfolink, IRENA, 长城证券产业金融研究院

供给侧：政策出清为合理路径，实际效果博弈深重

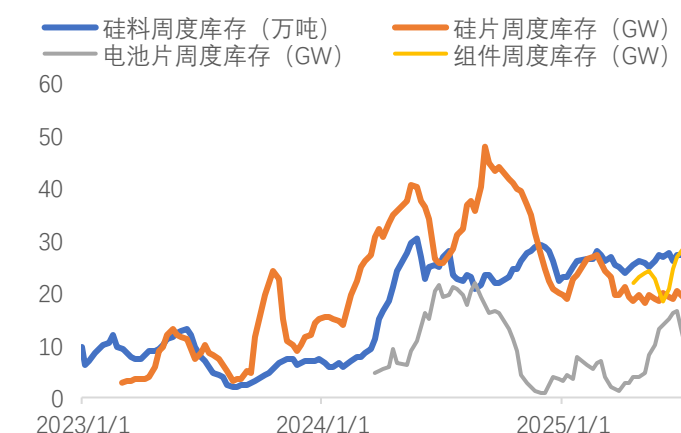
从产业观察来看，在国内市场抢装与海外市场补库等因素驱动下，25年初光伏产业链各环节排产数据节节攀升，4月组件端排产达到约60GW的高点，但从实际的价格变化、盈利表现来看，即便是在需求侧集中短期爆发的阶段，产业链价格高点仅在现金线附近徘徊，行业整体仍继续处于亏损的泥潭，多晶硅料的库存量也一直在3个月水平的高位难以出清，而从5月开始，失去了下游旺盛需求的支撑，各环节减产动作明显，经营压力可能进一步加大。

图表20: 光伏产业链各环节排产



资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

图表21: 光伏产业链各环节库存情况

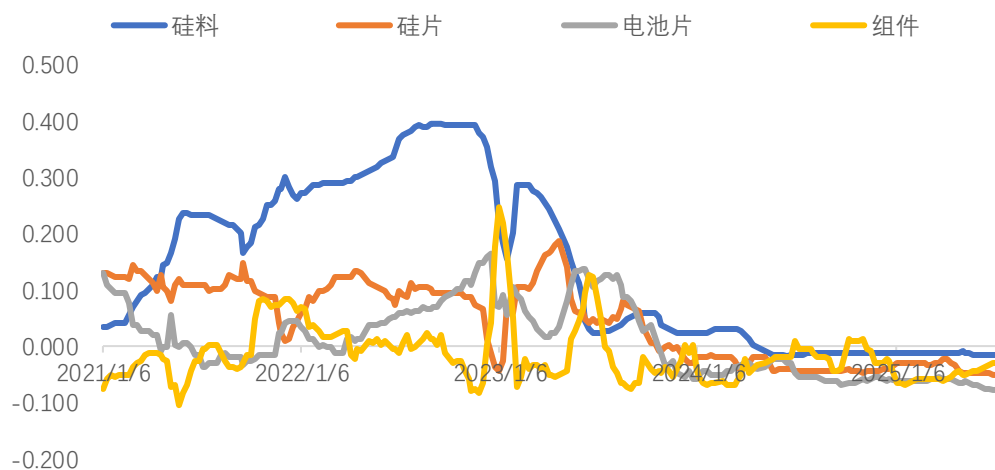


资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

从前两轮行业周期反转的经验来看，有足够大的需求增量驱动市场扩张可能是产业端与

投资端最为期待看到的变化，但正如我们前文分析，在消纳能力受限的情况下，政策端、技术端都难以作出突破性的变化催生需求井喷，且部分市场由于其本地制造保护机制，需求逐渐难以与国内产能匹配，供给侧出清成为了令行业重回正轨的核心路径。

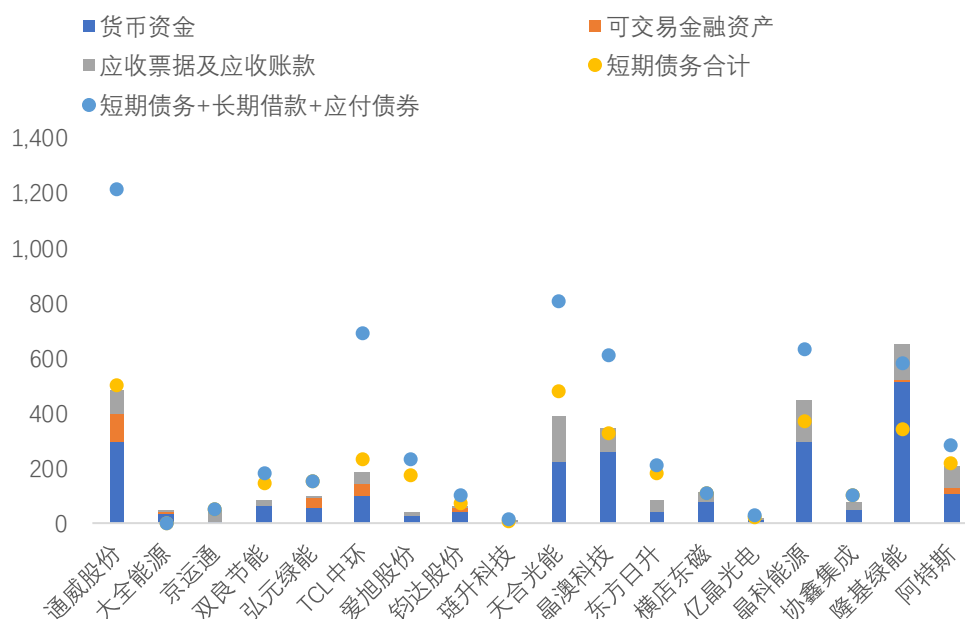
图表22: 光伏产业链单瓦盈利周度跟踪 (元/W)



资料来源: PVinfolink, 长城证券产业金融研究院

成本差距、技术迭代等因素导致的企业差异是一个行业实现市场化出清以及形成稳定格局的关键。而对于光伏行业，各家企业报表端的表现行业底部周期可谓众生平等，所谓产品、渠道、品牌的优势在头部大厂之间也变成了同质化的经营要素，前期所营造出来的领先更多是由于部分企业更加大幅度投资上游、一体化程度较高带来的红利，当前也被更大规模的资产减值所侵蚀。“热钱”与跨界玩家的退出能看作供给侧变化的信号，但真正实现市场化出清可能需要看到头部大厂的“折戟沉沙”，而从各家的报表来看，前期大量的资本涌入为头部企业奠定了深厚的流动性基础，叠加当前限产限价背景下，各家企业通过严苛的控费裁员手段，整体经营现金流可能仅处于微亏的状态，且还有相对丰富的融资手段，头部大厂短期出现现金流问题的可能性仍较低，大家仍能为了维持市场份额而展开价格竞争，通过经营竞争实现市场化出清的道路可能相对漫长，对应可积累的隐患也将越深，不排除极端情况下引发系统性风险。

图表23: 25Q1 光伏主链各公司在手资金与对应负债 (亿元)



资料来源：，各公司 2025 年一季报，长城证券产业金融研究院

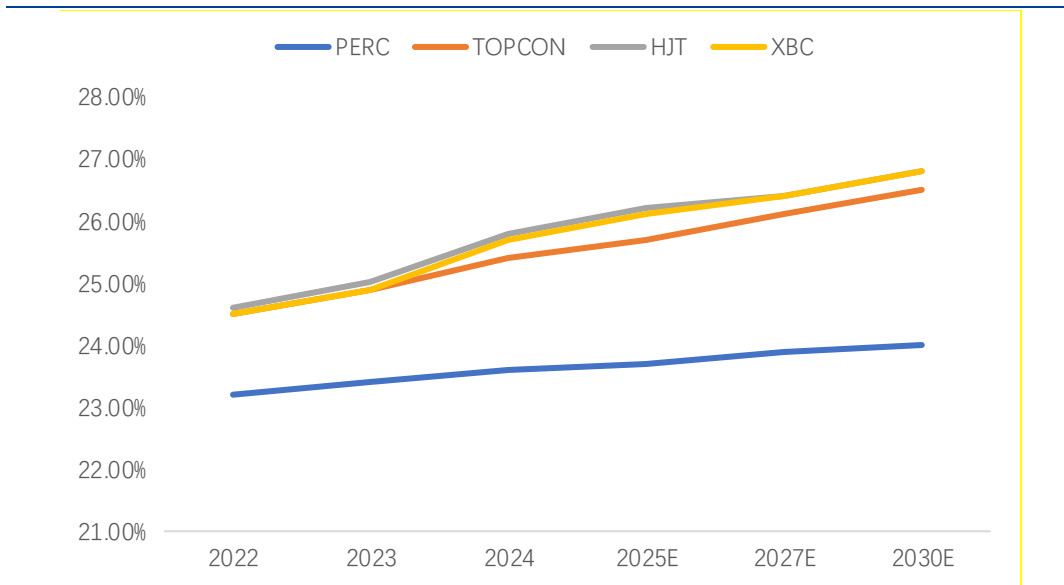
图表 24: 25Q1 光伏主链各公司资产负债率与偿债指标

	资产负债率	流动比率	速动比率	现金比率
通威股份	72.25%	1.32	1.07	0.69
大全能源	8.26%	4.89	4.58	1.32
京运通	53.40%	1.16	1.01	0.07
双良节能	83.23%	0.63	0.54	0.33
弘元绿能	58.15%	0.83	0.72	0.57
TCL 中环	64.32%	1.22	0.97	0.53
爱旭股份	85.97%	0.41	0.31	0.16
钧达股份	78.95%	1.12	1.02	0.85
天合光能	74.97%	1.30	0.86	0.39
晶澳科技	76.33%	1.22	0.96	0.54
东方日升	72.44%	0.66	0.50	0.20
横店东磁	55.03%	1.32	1.00	0.63
晶科能源	72.72%	1.41	1.13	0.67
协鑫集成	88.88%	0.85	0.72	0.43
隆基绿能	59.80%	1.60	1.35	1.01
阿特斯	65.56%	1.13	0.85	0.42

资料来源：，各公司 2025 年一季报，长城证券产业金融研究院

而从技术迭代的角度来看，当前主流的 TOPCon、HJT、xBC 三大技术路线尚未跑出能“一统市场”的产品，且大家已经对争论技术路线兴致索然，原因在于：（1）无论是哪种技术都难以帮助需求端解决消纳、土地、安装条件等限制装机的问题；（2）当前头部企业对于各大主流技术均有不同程度的技术储备，即使某种技术跑赢成为主流，其所获得的先发优势也会被迅速抹平；（3）技术开发的知识产权问题，上游材料厂、设备厂深度参与了每次新技术的迭代，在新技术量产后能迅速帮助其他电池厂反推技术，不管是流动性尚可的头部友商，还是已获得国央企注资的中小企业，同样有后发而先至的可能性，通过技术迭代完成市场化出清的可能性被大幅冲击，xBC 平台化、金属环节少银、去银化等当前主流的技术发展方向面临着效率/成本博弈的同时，也无一例外重复着上述的恶性循环。

图表25: 主流电池技术效率提升趋势



资料来源: CPIA, 长城证券产业金融研究院

因此, 相对于市场化出清的前路漫漫, 光伏供给侧出清可能更需要依赖政策端发力的效果。其实从 24 年以来, 工信部、行业协会等组织已从配额限产、严格审批、限价引导、反内卷呼吁等措施对光伏行业进行“有形之手”的引导, 但从整体效果来看, 政策手段相对较为温和且多针对新的增量项目, 主要系当前众多光伏产能经营主体虽以民企为主, 但背后涉及各地地方产业投资资本, 牵扯当地就业、税收、财政收入, 部分地方政府仍有变相输血的措施, 政策端出清考虑慎重, 难以进行大规模的“一刀切”式强制出清。但从近期的跟踪来看, 结合官媒文章、政策动向、顶层规划等方面综合考虑, 我们认为, 国家对于造成光伏行业目前困境的诸多原因已摸排清晰, 并展现出更加坚定的整治态度与决心。在政策出清仍是核心的趋势方向下, 我们以出清 30-40% 存量产能为基准, 以各环节投资回收期作为合理利润的假设锚, 测算硅料/硅片/电池片/组件合理单位利润分别为 0.65-0.7 万元/吨、0.025-0.03 元/W、0.02-0.025 元/W、0-0.005 元/W, 推算需满足上述利润的产品价格分别为 53-54 元/kg、2.1-2.15 元/片、0.54-0.55 元/W、1.01-1.03 元/W, 与当前的产业链状态相比有较大的弹性空间, 但**最终的实际表现可能还要面临多重博弈**: (1) 为实现产能出清而垫付的资金、资源成本会推高价格底线; (2) 需求难以为继导致出现产品报价上涨但成交寥寥的尴尬局面; (3) 为避免“拥硅为王”的垄断局面再次上演产业链内的各环节在政策制定过程中冲突激烈。我们继续维持行业弱复苏状态的判断, 业绩弹性有限、估值修复缓慢仍是板块的主线旋律。

图表26: 光伏主链各环节单位盈利测算与代表公司跟踪

	合理单位利润	满足利润对应价格测算	25Q1 代表企业单位盈利
硅料	0.65-0.7 万元/吨	53-54 元/kg	硅料 A: -0.84 万元/吨; 硅料 B: -1.83 万元/吨
硅片	0.025-0.03 元/W	2.1-2.15 元/片	硅片 A: -0.033 元/W; 硅片 B: -0.055 元/W
电池片	0.02-0.025 元/W	0.54-0.55 元/W	电池片 A: -0.01 元/W
组件	0.005 元/W	1.01-1.03 元/W	组件 A: -0.103 元/W; 组件 B: -0.099 元/W; 组件 C: -0.12 元/W; 组件 D: -0.098 元/W; 组件 E: -0.029 元/W
一体化	0.045-0.05 元/W		

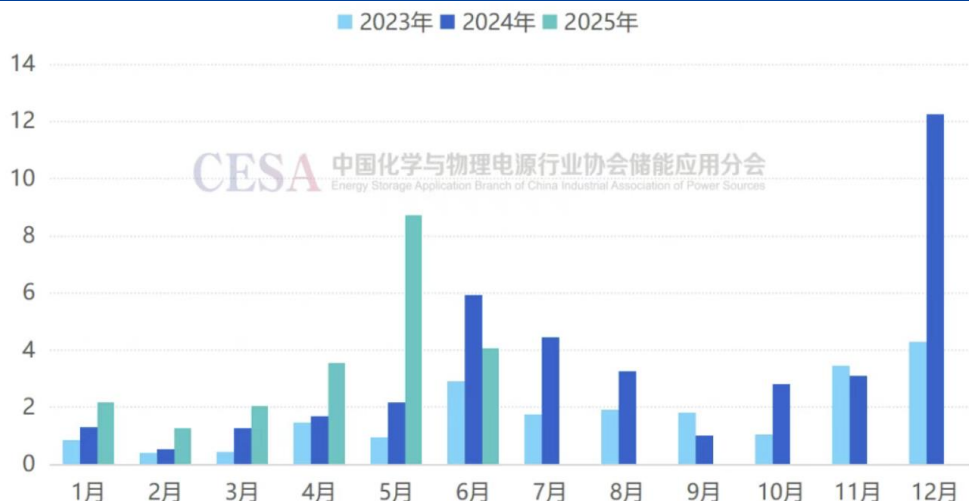
资料来源: , CPIA, 各公司公告, 长城证券产业金融研究院

储能：全球需求百花齐放，格局未定仍将洗牌

需求侧：国内出现行业生态拐点，静候海外项目兑现

中国：在全球能源转型的过程中，为提高新能源消纳能力、保障用电的稳定性，储能系统在各国的电力系统中的地位与作用被持续强化，我国近几年通过强制配储加补贴支撑的方式在政策端带动储能装机。但从实际落地效果来看，由于储能电站运行的责任、收益分配、商业模式尚未明确，配储项目分散且规模较小，真实利用次数大打折扣，直接冲击项目收益，强制配储成为电力企业无奈的成本负担。2024 年上游电芯价格下行带来的成本松绑成为驱动装机爆发的直接因素，全年中国新增新型储能装机 43.7GW/109.8GWh，同比增长 103%/136%，电站利用次数不高的窘境也让业主方持续放低对产品质量的要求，储能系统市场呈现劣币驱逐良币的价格恶性竞争。

图表 27: 中国储能新型储能装机规模 (GW)



资料来源: CNESA, 长城证券产业金融研究院

而进入到 2025 年，136 号文的发布对我国储能行业同样具有显著且深远的影响。从近期来看，为了配合风光新能源 5.31 抢装的需求，2025 年 5 月国内新型储能装机新增 6.32GW/15.85GWh，同比+193%/+228%，扭转一季度淡季弱势，25 年前 6 个月已合计装机 21.9GW/55.2GWh，同比增长 69.4%/76.6%。除此之外，136 号文对储能最直接的冲击来自于取消强制配储，我们以 100MW/200MWh 的山东独立储能电站为例，在“电能量价差+容量补偿+容量租赁”的市场收益模式下，我们测算 2024 年该项目收入的结构为 52%容量租赁业务、16%容量补偿、32%现货套利，配储政策的退坡将直接冲击容量租赁的价格与需求，2024 年全国容量租赁中标价格在 40-442.63 元/kW·年，加权均价在 132.03 元/kW·年，实际租赁价格与各地容量租赁指导价格相差甚远，除此之外，市场机制缺陷、政策规则约束、软硬件技术瓶颈等因素导致现货套利的价差、充放电次数实际不及预期，独储项目的实际收益蒙上阴影。

图表 28: 山东独立储能项目 PIRR 敏感性分析测算

独立储能项目 PIRR 敏感性测试		现货套利价差 (元/KWh)						
		0.192	0.216	0.228	0.24	0.252	0.264	0.288
容量租赁价格 (万元/MW)	16	4.32%	5.11%	5.50%	5.88%	6.26%	6.63%	7.36%
	18	5.71%	6.46%	6.83%	7.20%	7.56%	7.91%	8.61%
	19	6.38%	7.11%	7.47%	7.83%	8.18%	8.53%	9.22%
	20	7.03%	7.75%	8.10%	8.45%	8.80%	9.14%	9.81%
	21	7.67%	8.37%	8.72%	9.06%	9.40%	9.74%	10.40%
	22	8.29%	8.98%	9.32%	9.66%	9.99%	10.32%	10.98%
	24	9.50%	10.17%	10.50%	10.82%	11.15%	11.47%	12.10%

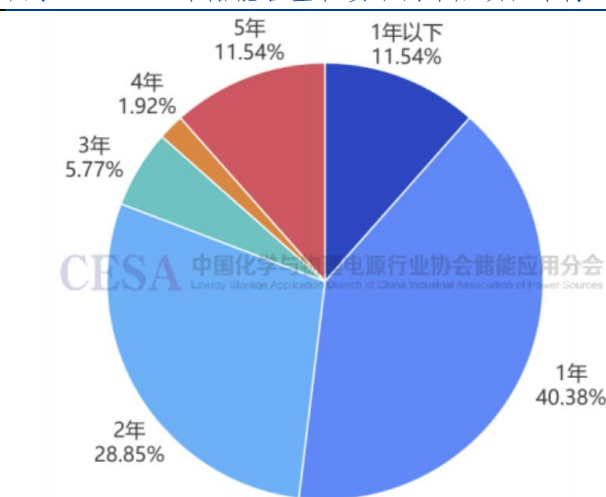
资料来源: CNESA, 长城证券产业金融研究院

图表 29: 2024 年各省储能租赁中标公示情况 (均价右轴)



资料来源: CNESA, 长城证券产业金融研究院

图表 30: 2024 年储能容量租赁不同年限项目结构

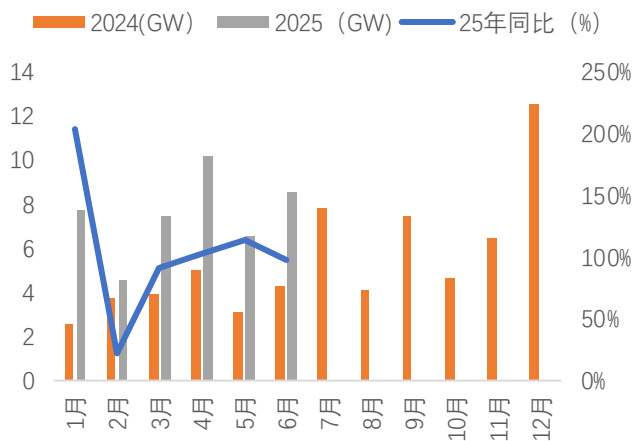


资料来源: CNESA, 长城证券产业金融研究院

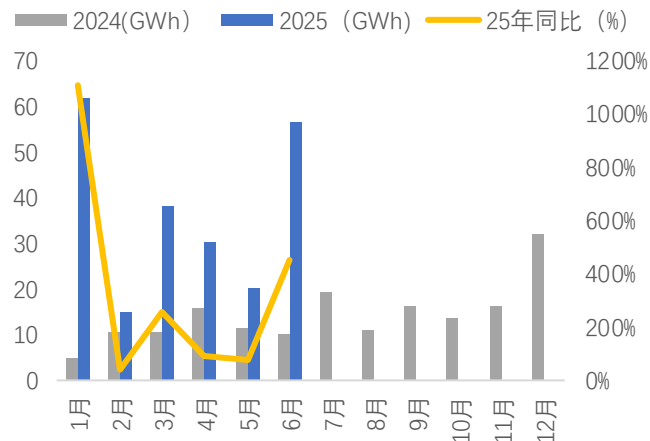
但对于政策的理解, 其实需要更加宏观且长远, 我们认为 **136 号文** 的一大重要意义在于将消纳压力通过市场的方式更有效快速地分摊给电源侧与用电侧, 而完成这一传导的工具则是储能。新能源的全面入市将显著提升电力价格的波动性, 现货市场套利空间的扩大将吸引独立储能参与交易的积极性, 同时电网对于调峰调频等辅助服务的需求也有望逐步提升, 电力系统对于绿电消纳的需求将以更加市场化的形式呈现, 内蒙、甘肃等新能源大省已为大储项目配套相对高规格的容量电价机制, 独储项目的收益模式将由原来的政策托底迈向强调交易能力、响应能力的市场竞争, 新能源电站收益不确定性的增加也会倒逼电站业主需要主动配置储能应对后续的基准电价竞价。长距离、大规模输电通道的建设周期是较为漫长的, 在新型电力系统的建设过程中, 储能对于消纳仍会起到关键的作用, 取消了强制配储的要求, 不是对储能的轻视, 而是在经历了多年的模式探索后作出的合理调整, 从市场化的角度驱动独储投资建设、电站主动配储将有望改善行业生态, 根据储能与电力市场统计, **2025 年上半年我国合计完成储能系统招标 42.4GW/171.1GWh, 同比增长约 150%**。结合当前储能电站利用率提升、各地支持政策持续、装机结构变化等因素来看, 我们对于国内大储的长期行业需求与行业生态维持乐观的预期判断。

图表 31: 中国储能项目月度招标跟踪 (功率, GW)

图表 32: 中国储能项目月度招标跟踪 (容量, GWh)



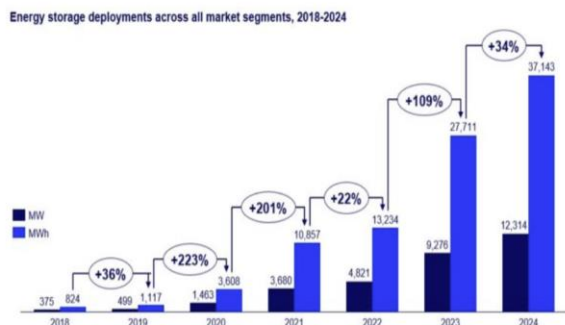
资料来源: CNESA, 储能与电力市场, 长城证券产业金融研究院



资料来源: CNESA, 储能与电力市场, 长城证券产业金融研究院

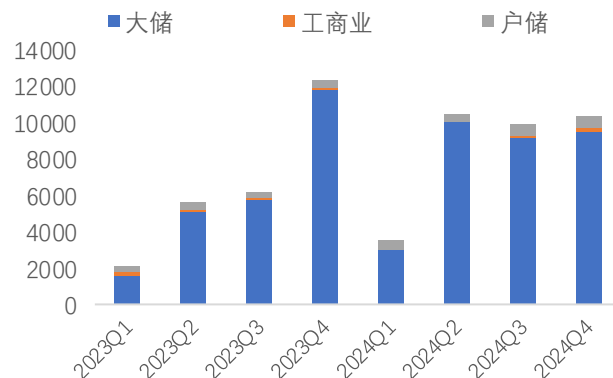
美国: 从美国的电力系统来看, 美国西部、东部和德州三大电网区域之间能源结构迥异, 电力市场中运营主体多样、监管主体复杂, 叠加主要的输电方式为短距离交流输电, 导致美国电力的跨区域协调能力与效率较低, 储能主要用于服务各地区本身的电力供需平衡与新能源消纳。而在工业体系重塑、能源转型加速、电网设施老旧、政策补贴加码等因素的共振下, 根据 WoodMac 统计数据, 2024 年美国储能新增装机 12.3GW/37.14GWh, 同比增长 33%/34%, 装机结构保持为大储: 工商业: 户储 92: 1: 7, 装机主要区域由德州加州逐步拓宽至新墨西哥州、俄勒冈州、亚利桑那州等新市场。

图33: 2018-2024 年美国储能装机规模



资料来源: WoodMac, 长城证券产业金融研究院

图34: 美国储能季度装机结构 (MWh)

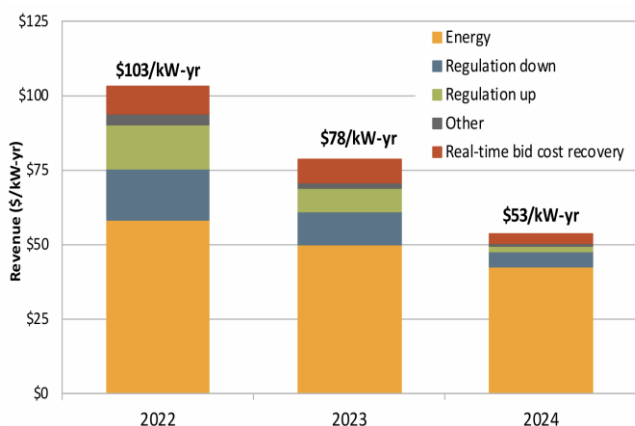


资料来源: WoodMac, 长城证券产业金融研究院

从商业模式来看, 作为全球储能行业的先行者之一, 美国储能市场机制相对完善, 以加州为例, CAISO (加州独立系统运营商) 为储能设立 **NGR 模式** (Non-Generator Resource, 非发电资源模式), 将储能定义为“具有连续运行区间, 可同时作为发电单元和负荷单元的资源”, 允许储能项目灵活地参与双边容量市场, 电能量市场和辅助服务市场, 为市场带来活力。但根据 CAISO 统计数据披露, 2024 年加州储能项目市场收入约为 53 美元/kW-yr, 同比 2023 年下降 32%, 考虑到 RA 项目的容量收入, 测算 2024 年加州项目的收入约为 161.48 美元/kW-yr, 同比下降约 19%。从收入结构来看, 项目收益下滑的主要原因来自于辅助服务收益的降低, 愈发拥挤的市场供给导致辅助服务价格与对应发电量愈发萎靡, 而对于现货套利市场, 天然气价格下行影响电价中枢回落, 电网侧调度能力的有限也直接影响各项目最终实际出清实现套利的电量与价格。按

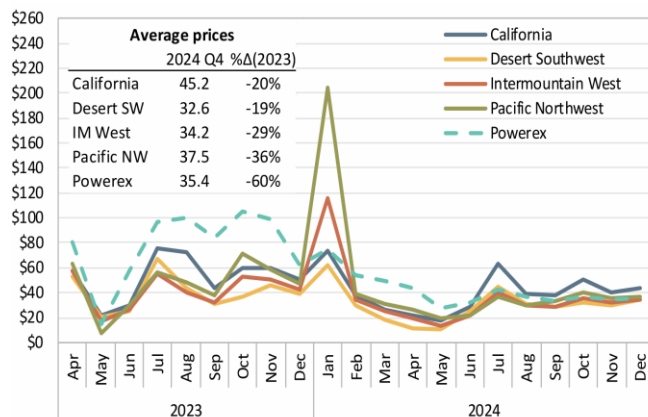
2024 年的收入测算，美国储能项目的超额收益已大幅缩窄，投资方对于系统价格、关税、税收补贴等重要成本项愈发敏感。

图表 35: 美国加州地区电池储能项目年均单位功率收益



资料来源: CAISO, 长城证券产业金融研究院

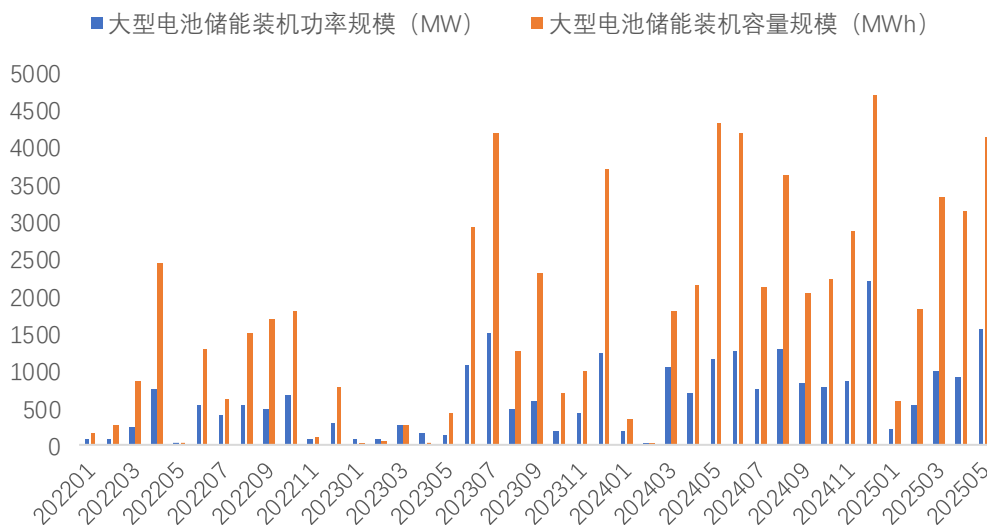
图表 36: 美国各地区月度负荷加权 15 分钟电力均价走势



资料来源: CAISO, 长城证券产业金融研究院

进入到 2025 年，美国储能继续高歌猛进，根据 EIA 统计，2025 年 4 月美国新增大储装机 3.14GWh，同比+46%，前四个月合计新增装机 8.89GWh，同比+105%，旺盛的装机与下降的项目收益表看起来存在逻辑矛盾，但实际原因主要系：（1）当地并网排队时间较长，当前储能装机可能为前几年投资决策潮的兑现；（2）项目收益只是从超额回归合理，整体仍具备吸引力，同时贸易政策与补贴退坡的潜在风险催生了抢装动作。从当前节点来看，在中美双方发布《日内瓦经贸会谈联合声明》后，在 90 天缓冲期内美国对中国的储能电池/系统征收的关税综合税率达到 40.9%（3.4%基础关税+7.5%的 301 关税+20%芬太尼关税+10%对等关税），在当前的关税条件、储能系统价格与上述市场收入的测算下，CAISO 大储的项目 irr 维持在 14-15%的相对合理水平，项目开工得以恢复进行，前期订单的产品发货也重新进入协商阶段，可能以双方分摊关税成本的形式展开合作。

图表 37: 美国大储月度装机规模



资料来源: EIA, 长城证券产业金融研究院

在关税暂告一段落后，后续核心影响美国储能需求的另一大要素则是补贴政策的变化。美国参议院财政委员会（共和党）近期对《One Big Beautiful Bill Act》提案进行修订，与光伏相比，修订后的新版法案对大储有明显的倾斜，最终版法案将大储 ITC 补贴退坡延后。美国各级政府对于能源转型与用电稳定性的追求仍是当地储能需求的底层逻辑，由此衍生的容量招标/采购计划、ITC 补贴等政策支持为开发商投资决策提供充足的底气，法案的调整力证美国当地对于大储需求的迫切性，以及对于中国储能产业链的依赖程度，按照政策波动的变化预期，未来 2-3 年美国大储需求仍相对坚挺，甚至会出现抢装动作，结合项目储备考虑，预计将维持在每年 40GWh 的规模体量。

图表 38: 大漂亮法案后美国储能项目补贴政策

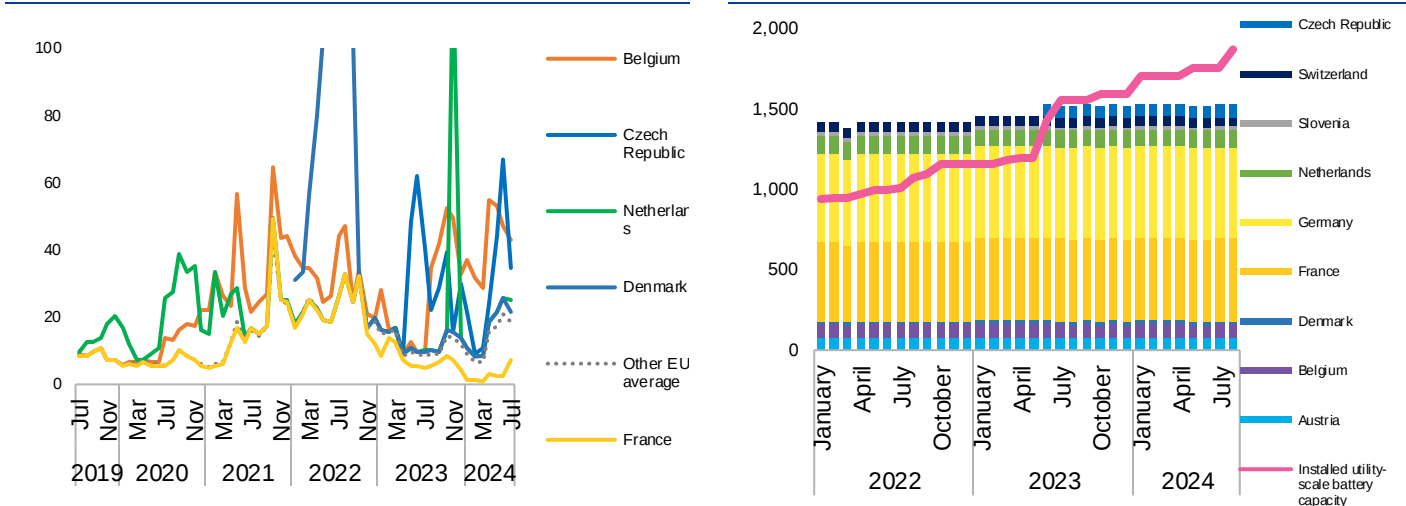
项目类型	政策类型	基础补贴	加成条件	总补贴率
住宅储能（≥ 3kWh）	Residential Clean Energy Credit (ITC)	30%（2023-2032 年） 2033 年降至 26%，2034 年 22%	无需附加条件	最多 30%
商业、公用储能	§ 48E Clean Electricity Investment Tax Credit (ITC)	基础 6%	工薪标准+学徒工制度： +24%；国内内容达标： +2pp 或 +10pp；低收入/能源社区加成	最高可至 30-40%
商业、公用储能	§ 45Y Clean Electricity Production Tax Credit (PTC)	依据电力生产量（\$/kWh）	同上	与 ITC 二选一
早期开工项目	传统 § 48/ § 45 PTC	ITC: 6%或 30%，PTC: 按发电量核算	旧版无需国内内容限制	2024 年底前开工适用

资料来源: EIA, 长城证券产业金融研究院

欧洲：根据欧洲储能协会（EASE）数据披露，2024 年欧洲新增储能装机 11.9GW/21.1GWh，同比增长 2%/35%，其中大储新增装机 4.9 吉瓦/12.1 吉瓦时，同比增长 60%/280%，成为新的增长极，与过去以户储为主的市场结构相比，欧洲储能发生了显著的转变。

图表 39: 欧洲各地区调频辅助服务均价（€/MW/hour）

图表 40: 欧洲各地区 FCCR 需求与电池储能装机（MW）

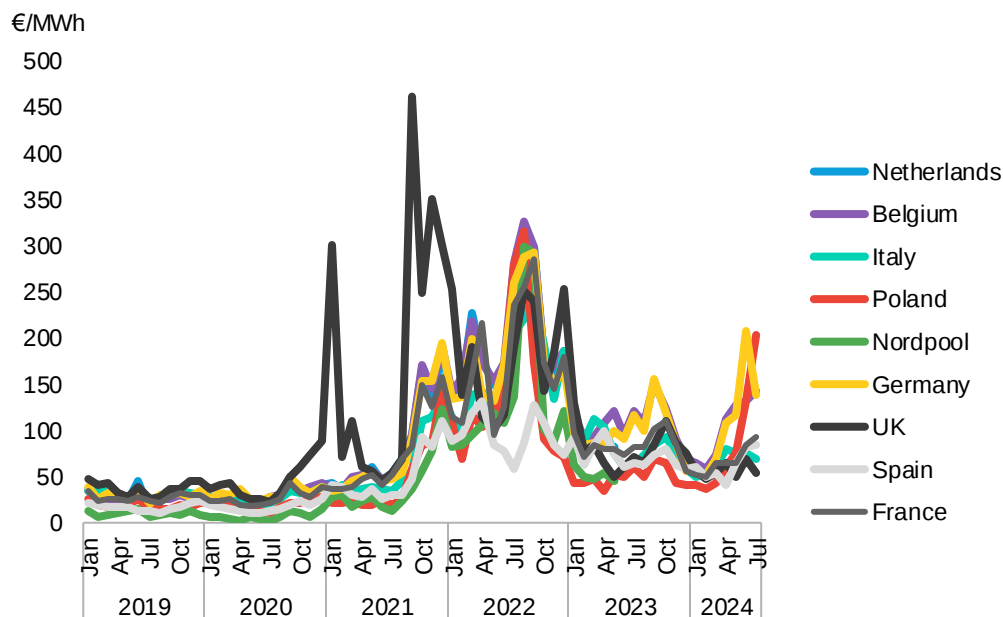


资料来源: Bloomberg, 长城证券产业金融研究院

资料来源: Bloomberg, 长城证券产业金融研究院

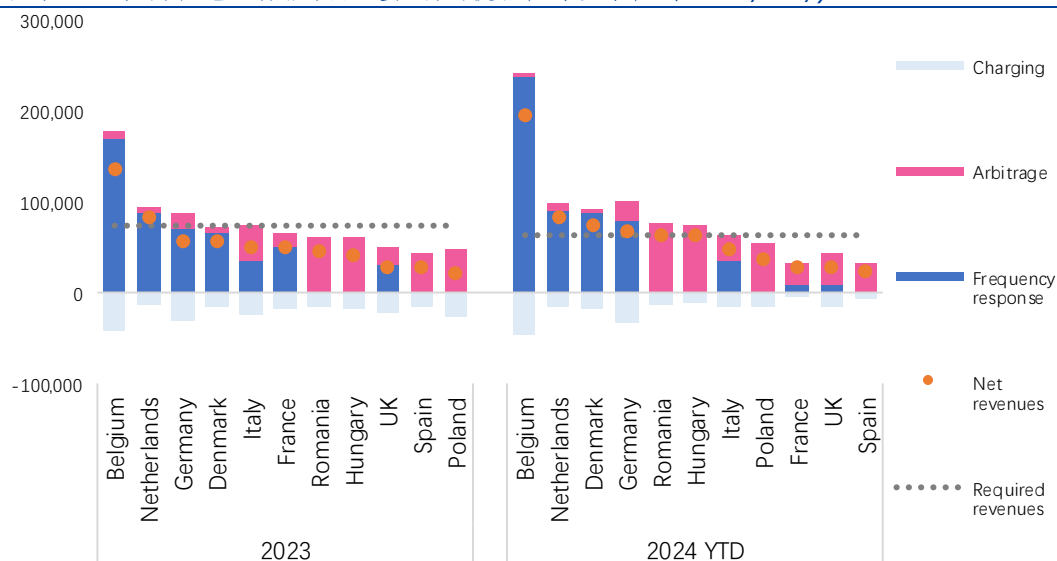
这样的转变得益于欧洲各国政府对能源转型的坚定。欧盟电改方案鼓励电网引入以储能为主的非化石燃料类灵活性资源, 强调新型储能在维护电力系统稳定性的重要作用, 各国也陆续跟进制定支持性政策与储能装机目标, 从项目建设周期到项目收益率全方位为大储项目提供政策支持。过去欧洲大储项目主要依赖为电网提供平衡服务获取收益, 但单一收益渠道的局限性令辅助服务市场陷入饱和, FCR、aFRR 价格出现起伏波动影响项目建设积极性。而在政策的支持引导下, 各主力国家为储能项目疏通容量市场、现货套利等收入渠道, 完成储能项目从单一应用向多元化收益的转变。从现货套利的角度来看, 自 2024 年初开始, 由于电网消纳绿电能力的欠缺, 欧洲各国电力价格价差重新进入提升趋势, 部分国家价差峰值已达 200 €/MWh, 匈牙利、罗马尼亚的电力差价已满足 1/2/4 小时电池储能系统盈利所需, 德国、荷兰、波兰等其他国家的储能系统通过现货套利所获得的盈利也愈发可观。而对于容量市场, 为鼓励引入储能作为灵活性资源, 欧洲为储能开发商提供长期容量合同, 部分国家还会支付年度的补贴费用, 为投资者提供长期的稳定回报, 在英国 2024/2025 年度的容量市场拍卖中, T-4 拍卖的出清价格为 £60/kW/年, 是 T-4 拍卖有史以来的第三高价, 电池获批的实际并网容量高达 6.2 GW, 对应折算容量为 1.8 GW, 创下历史新高。结合辅助服务、现货套利、容量市场等收益渠道考虑, 部分欧洲国家的大储项目已实现盈利, 商业模式逐渐跑通让欧洲大储进入拐点新阶段。

图表 41: 欧洲各地区 FCCR 需求与电池储能装机对比 (MW/)



资料来源: Bloomberg, 长城证券产业金融研究院

图表 42: 欧洲各地区储能项目运营利润模拟值与要求值对比 (€/MW/year)

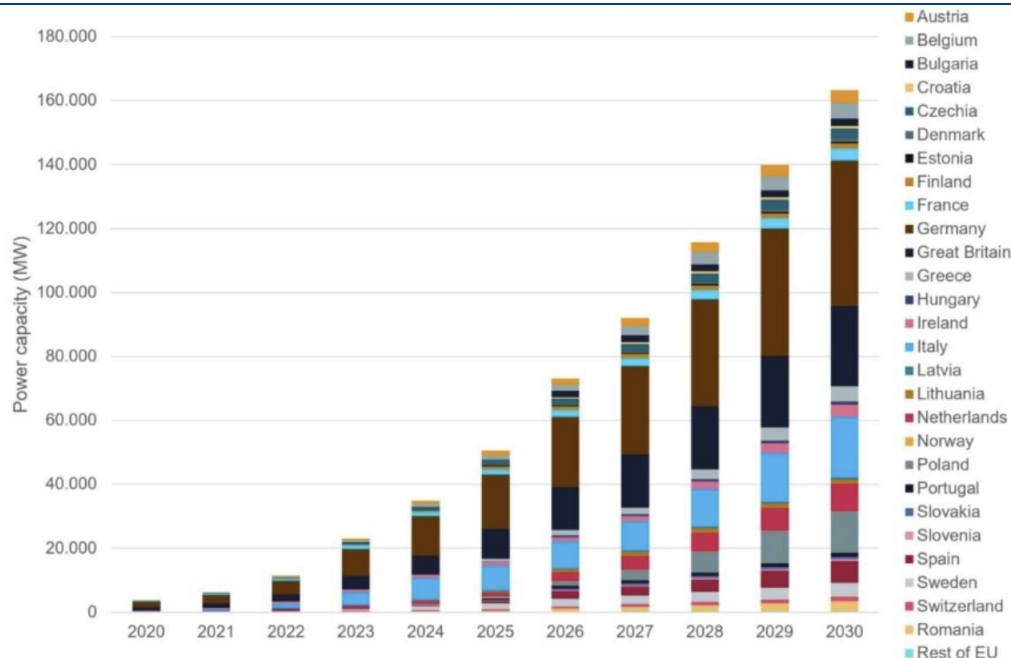


资料来源: Bloomberg, 长城证券产业金融研究院

从市场结构来看,英国、德国、意大利将引领欧洲的大储发展。由于地理位置、电力系统的限制,英国是最先发展大储的欧洲国家之一,支持政策稳定、商业模式成熟,截至24Q3已投运电池储能累计装机已达4.3GW/5.8GWh,从容量拍卖市场观察项目储备量充足,但受限于配电网调度延误和项目并网排队问题装机缓慢,后续将通过去除尺寸限制等政策支持加速落地。意大利177亿欧元储能计划积极推进大储,预计2024年大储新增装机约5GWh,成为新的欧洲主力市场,2025年9月30日意大利将举行电力存储容量采购机制(MACSE)下的首次容量拍卖,对10GWh的新增储能容量进行分配,并计划到2030年拍卖容量达到50GWh,根据测算,意大利四小时储能系统的安装成本估计为每年43,000欧元/兆瓦时,预期收益估计为每年8,000欧元/兆瓦时,在MACSE计划下意大利储能项目经济性显著。而作为负电价发生最频繁的欧洲国家,德国也对自身的可再生能源政策作出了方向调整,扶持大储装机以缓解电网压力,2025

年 1-5 月德国大储新增装机 239.59MW/445.51MWh，同比上涨 53.42%/96.52%。结合众多主力市场的项目储备、政策支持、目标规划，预计欧洲大储将加速成长到每年 20-30GWh 的规模体量。

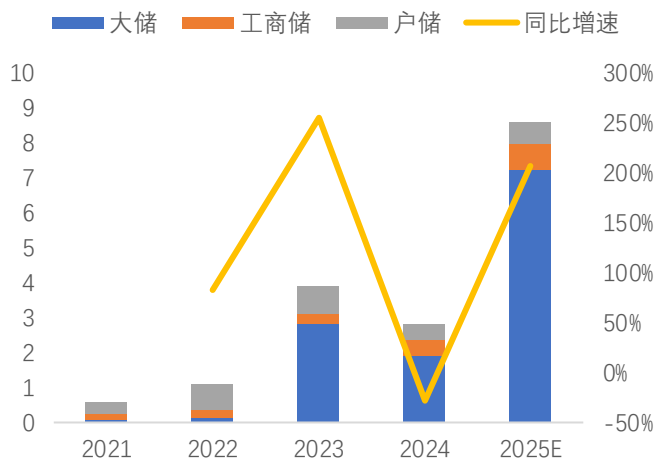
图表 43: 欧洲储能装机规模趋势 (MW, 2025 年后为预期值)



资料来源: EASE, 长城证券产业金融研究院

其他市场方面，中东、澳大利亚、印度、智利等地区已具备旺盛的项目储备，但从落地表现来看，各国大储项目的实际进度可能有所波折。根据 TrendForce 数据统计，沙特能源部 2024-2025 年的储能招标计划规模高达 24GWh，其中 2024 年年内大储项目招采规模已经高达 18.6GWh，25 年还将陆续有沙特 SEC 三期、沙特 SPPC 项目、阿联酋 EWEC 19GWh 项目等大型项目展开招标，沙特 2030 愿景”、“2050 年阿联酋能源战略”等可再生能源转型规划催生大储项目需求。而从实际装机来看，2024 年中东非地区合计大储装机约为 2GWh，主要系当地自身电网基础薄弱，整个中东地区输配电线路分散且缺乏跨国联动，拖累项目建设并网进度。除此之外，由于当地具备充足的化石能源，本身足够低的传统能源价格导致投资方对于新能源项目的价格成本存在一定的敏感度，而当地极端的高温天气与沙尘环境却需要适配更高标准的储能系统产品与安全维护服务，业主方与供应商之间可能会存在较多关于费用分摊、商务条件的谈判争议，中东大储项目实际落地的进度与收益仍有低于预期的可能。情况类似的还有印度市场，为了完成能源转型的伟岸目标，提高电力系统稳定性与灵活性、降低弃光弃风率，印度中央电力管理局在《国家电力规划》中将印度 2032 年需要装机的储能容量上调至 73.93GW/411.4GWh（其中抽水蓄能占 26.69 GW/175.18 GWh，电池储能系统占 47.24GW/236.22GWh），当地政府也推出可行性缺口资金（VGF）计划、强制配储、标准招标指南等措施为大储提供政策支持。截至 2025 年 5 月，印度已发布 160GWh 的储能相关招标，其中 54GWh 为电池储能系统招标，而从实际装机表现来看，2024 年全年预计印度储能新增装机约为 1GWh，电池储能在印度仍处于发展元年阶段，市场环境不成熟、商业模式不清晰、应用标准未统一等老生常谈的问题仍限制着当地大储投资积极性与并网周期。

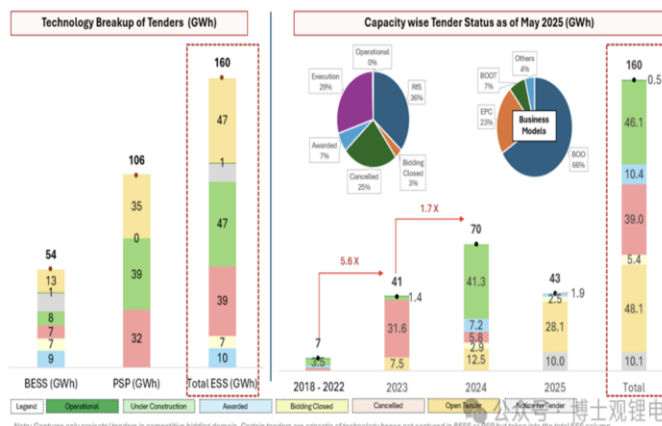
图表44: 中东非地区储能装机结构 (GWh, %)



资料来源: TrendForce, 长城证券产业金融研究院

图表45: 印度储能招标跟踪 (GWh)

As of May 2025, 160 GWh of ESS Capacity tenders has been shared of which 57 GWh is in various stages of execution and 53 GWh is in tendering process with 39 GWh tenders cancelled



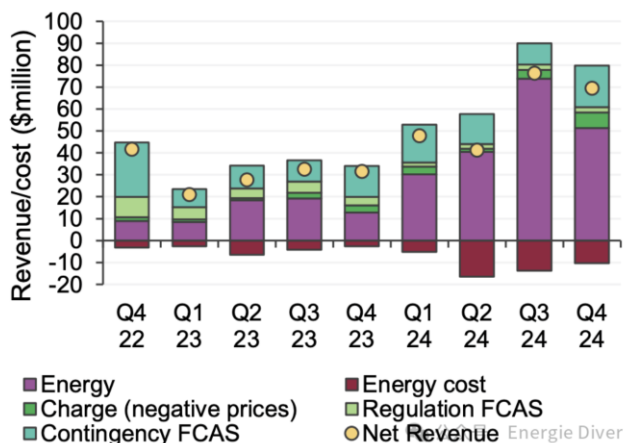
资料来源: 印度中央电力管理局, Mercom, 长城证券产业金融研究院

储能项目实际收益的提升是刺激澳大利亚储能市场活跃的重要因素, 24 年第四季度 NEM (澳大利亚国家电力市场) 网侧储能电站的净收入达 6950 万美元, 同比 23Q4 提升翻倍, 储能电站的净收入增量主要源于能源套利的增加, 同比+3840 万美元, 辅助服务 (FCAS) 收入同比也贡献增量 340 万美元, 燃煤电厂停电、自然灾害引起输电线路问题、可再生能源对电网冲击等多重因素导致当地电价波动显著提升, 刺激储能投资积极性。2024 年澳大利亚约有 4GW/11.35GWh 大储项目完成财务承诺, 截至 24 年底, 澳大利亚在建大储项目规模达 23.3GWh, 对比 23 年年底同比增加约 11.3GWh, 25Q1 澳大利亚大储项目融资额继续保持同比 50% 以上增速。而从在建项目的滚动情况推算, 24 年预计当地大储装机约 2.3GWh, 同比增长约 10%, 实际落地进度有所波折主要系当地消防审查严格, 前期投资方谨慎观望投资成本与收益情况, 而从当前的市场环境以及 AEMO 对储能装机目标的上调, 我们预计澳大利亚大储项目装机确定性有望提升, 当前在建前五大储能项目合计约 7.2GWh 在今明两年加速落地。智利方面, 过去智利储能以光伏配储为主要形式, 需求来自满足矿区等用电侧晚上的电力需求, 模式单一、收益有限, 而在容量补偿、为长时储能提供夜间激励、放开独立储能市场准入等一系列措施的改革下, 当地储能市场开发焕发新的活力, 截至 2025Q1, 智利全国已投入运营的储能系统容量 954MW/3660MWh, 锂电储能在建规模 1.68GW/6.122GWh, 预 2026 年提前实现 2030 年的 2GW 储能装机目标, 目前已投运、调试、在建、申报建设储能项目合计 4.552GW, 已达到 2050 年目标的 76%。

图表46: 澳大利亚 NEM 网侧储能电站的净收入情况

图表47: 截至 25H1 智利电池储能项目 (MW/MWh)

Quarterly net revenue from NEM battery systems by revenue stream



资料来源: AEMO, 长城证券产业金融研究院

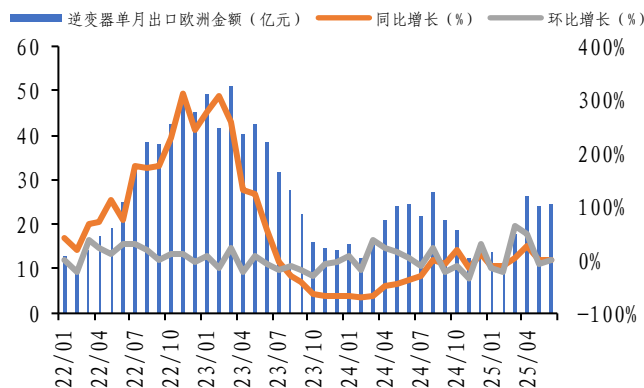
	运营中 [MW - MWh]	测试中 [MW - MWh]	建设中 [MW - MWh]	已批准 [MW]	在审核中 [MW]
独立储能 (Stand-alone)	54 - 16	200 - 800	1,035 - 4,205	1638	7030
生物质混合储能	-	-	10 - 50	-	-
天然气混合储能	-	-	116 - 580	-	-
水电混合储能	60 - 249	-	-	-	-
风电混合储能	73 - 145	-	306 - 918	9	594
光伏混合储能	813 - 3,585	374 - 1,588	2,109 - 9,885	5418	6056
光伏+风电混合储能	-	-	-	624	917
合计电池储能系统 (BESS)	999 - 3,995	574 - 2,388	3,576 - 15,638	7689	14597

资料来源: ACERA, 长城证券产业金融研究院

整体来看,各国大储需求均来自于可再生能源占比提升形成对电网的冲击,特高压、抽水蓄能等方案建设周期较长,迫在眉睫的消纳难题需要落地更快的大规模电化学储能,但从各主要市场的发展趋势来看,政策端疏通引导出清晰的商业模式,令储能项目收益的经济性与确定性出现显著改善才有望让大储走上正轨。考虑到市场改革、制度完善、基础设施建设、用电环境、经济条件等因素的限制,我们认为大储虽然是全球能源转型的确定性趋势,但实际落地进度与效果仍需观察。全球城镇化、电气化率持续提升的趋势与可再生能源的发电波动仍是较长一段时间内的核心能源矛盾,配置分布式光储可能才是用电侧对于降低用电成本、提高用电稳定性更有效直接的路径。

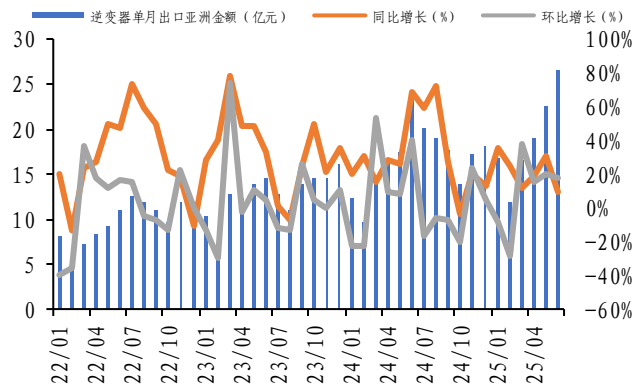
户储方面,全球市场百花齐放的趋势愈演愈烈,从出口数据来看,国内逆变器单月出口欧洲金额已逐步恢复同比正增速,出口亚洲金额每月维持 20-30% 的可观增速成长。新需求的爆发主要系电力系统羸弱导致限电、停电频繁的情况正在各国重复上演,从传统的巴西、印度,到如今的主力市场南非、巴基斯坦、乌克兰,再到蠢蠢欲动的尼日利亚、东南亚,刚性的用电需求叠加当地政府的补贴支持,户储行业已从欧洲市场剧烈波动的包袱中走出,在新市场持续涌现活力的驱动下逐步回归到稳中有进的合理轨道。

图表 48: 单月逆变器出口欧洲金额 (亿元, %)



资料来源: 海关总署, 长城证券产业金融研究院

图表 49: 单月逆变器出口亚洲金额 (亿元, %)

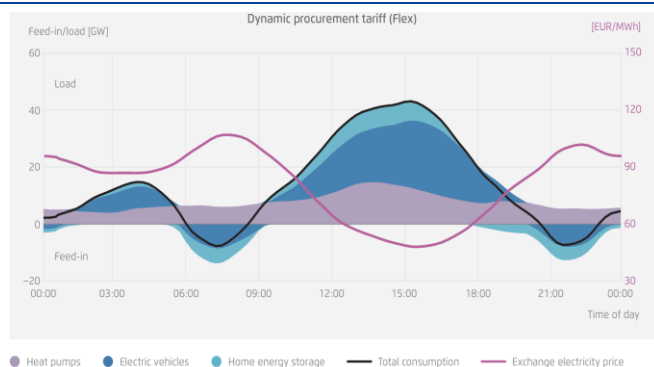


资料来源: 海关总署, 长城证券产业金融研究院

而与回归平稳的户储相比,全球工商储在光储平价的带动下有望开始迎来发展拐点。首先对于传统的欧洲市场,过去由于电力市场经营主体的差异,欧洲部分国家大工业电价

普遍都低于居民电价，工商业用户对于配置分布式光储的积极性有限。而在电改的趋势下，部分国家开始对工商储放开了参与辅助服务的市场准入，并且对用电侧提供动态电价套餐，用电电价直接与日前市场挂钩，带动工商储商业模式逐步成立，以德国一个100KW/212KWh的工商业储能为例，综合考虑装机补贴、aFRR收益、现货套利、削峰自发自用等因素，我们测算该项目回本周期已下降至4-5年，叠加工商业用户自身的减排诉求，市场有望兑现潜力。而对于亚非拉的市场而言，工商储还有取代柴油发电机的意义，从非洲市场来看，限电、停电事件的频发导致企业被迫依赖柴油发电机保障生产用电需求，以每天供电6-8小时/天的市场计算，单日柴油发电成本可能达4000-5000元，对应度电成本最高峰可能高达0.5美元，而在满足同样用电需求的前提下，当地配套光储系统经济性改善显著，尤其在各地柴油发电机生命周期步入尾声的带动下，愈发平价的工商储有望承接亚非拉地区新的备电需求。

图表50: 动态电价下日均用电负荷曲线



资料来源: Agora Energiewende, 长城证券产业金融研究院

图表51: 非洲某地区柴油与工商光储方案对比

Item	PV-WT-DG-BAT	PV-DG-BAT	WT-DG-BAT	DG only
PV(kW)	17.3	32.1	0	0
WT(No)	1	0	1	0
DG(kW)	25	25	25	25
BAT(kWh)	55	67	25	0
CONVERTER(kW)	11.8	15.4	4.43	0
DISPATCH STRATEGY	CD	CD	CD	CD
NPC(\$)	315,910	394,000	355,241	568,508
COE(\$)	0.284	0.354	0.319	0.511
INITIAL COST(\$)	164,077	117,312	109,549	12,500
OPERATING COST(\$)	9,713	17,766	15,718	35,570
R.F(%)	79	55.4	60	0

资料来源: 《RURAL ELECTRIFICATION OF SOMALIA USING WT-PV-DG-BATTERY HYBRID SYSTEM》，长城证券产业金融研究院

结合各主力市场国家规划目标、储备项目、推进速度、储能发展方向，我们预计25-26年全球大型电池储能装机规模为221.7、279.1GWh，同比增速为38.8%、25.9%，对应全球电池储能装机为259.4、325.7GWh，同比增速为37.6%、25.6%，仍然为电新领域景气度最活跃的主要赛道，考虑到项目备货周期、物流仓储等因素的放大效应，预计25-26年储能系统出货体量将位于410-460GWh。

图表52: 全球电池储能装机需求测算 (GWh)

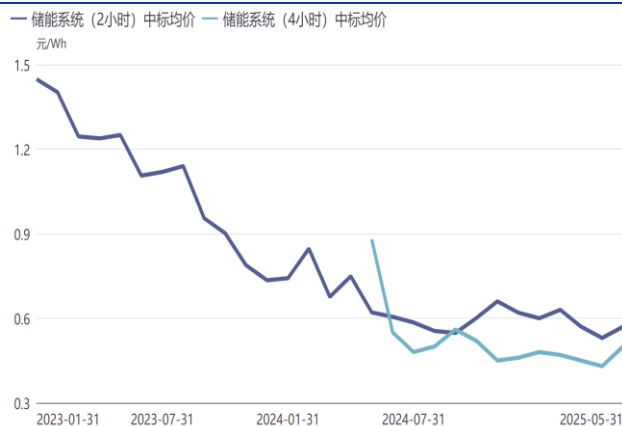
	2023A	2024A	2025E	2026E
大储 (GWh):				
中国	42.9	100.5	133.6	160.3
美国	24.2	34.2	42.4	49.6
欧洲	3.2	12.1	18.2	25.4
中东	1.2	1.8	8.0	15.6
澳大利亚	2.1	2.3	4.8	6.7
其他	6.3	9.0	14.8	21.4
大储合计	79.9	159.8	221.7	279.1
户储 (GWh)	16.1	17.8	21.4	24.6
工商储 (GWh)	7.5	10.9	16.3	22.0
合计 (GWh)	103.5	188.5	259.4	325.7
同比增速 (%)		82.13%	37.61%	25.55%

资料来源: CNESA, EIA, WoodMac, Solar Power Europe, Mercom, AEMO, CEC, 长城证券产业金融研究院

供给侧：户储竞争进入新阶段，大储是否会发展成下一个光伏？

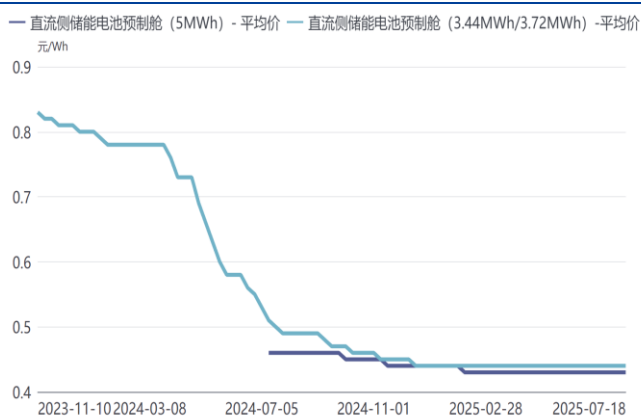
从产业链的角度去看，当前大储行业所处的状态与发展态势让市场产生了“大储可能会走上光伏老路”的质疑情绪。首先从价格上，根据公开招标信息统计，2025 年 5 月国内 4 小时储能系统报价 0.423-0.512 元/Wh，均价 0.478 元/Wh，环比上涨 7.5%，回升至今年年初水平，2 小时储能系统报价 0.455-0.675 元/Wh，均价 0.550 元/Wh，创历史新低，环比下降 6.6%。下游政策端的变化仍未能改变当下储能电站的行业生态，储能产品价值未能得到充分体现导致价格中枢难以上抬，低价策略在国内招标市场仍是有力的手段。而对于被寄予厚望的海外市场，美欧澳印中东等主力市场大储系统价格均处于下行趋势，价差与国内迅速缩窄，国内储能企业出海爆单的背后是“国内卷完去卷国外”的窘境。

图表53：国内储能系统中标均价走势（元/Wh）



资料来源：SMM，长城证券产业金融研究院

图表54：直流侧储能电池预制舱价格（元/Wh）



资料来源：SMM，长城证券产业金融研究院

海外降价除了是海外项目周期较长电芯价格传导仍在发酵之外，我们认为最主要的因素在于竞争格局的不稳定。自 2023 年以来，储能赛道持续上行的景气度吸引了越来越多的企业投身于此，这些企业的主业包括锂电、光伏、输配电、电力等相关度较高的行业，自身在电力电子领域已有较为深厚的积累之外，也具备不同程度的品牌、渠道、研发能力，各自通过电芯外采、其余 PCS/BMS 自研的方式完成储能业务的搭建之后，全球大储的市场竞争迅速演变成“往来无白丁”的神仙打架。大储项目在全球各地愈发分散，新玩家凭借自身的市场积累，叠加开拓市场的低价策略，搅动储能系统市场格局，全球 TOP 10 的储能系统出货排行仍处于较大波动的洗牌中。

图表55：全球储能系统出货排名变化

图表56：全球储能系统市场格局

	2023 (中国 企业)	2024 (中国 企业)	2024 (全球 企业)	25Q1 (全球 企业)
1	阳光电源	阳光电源	特斯拉	阳光电源
2	比亚迪	中车株洲所	阳光电源	特斯拉
3	中车株洲所	海博思创	中车株洲所	比亚迪储能
4	海博思创	远景能源	Fluence	海博思创
5	远景能源	电工时代	海博思创	中车株洲所
6	中天储能	阿特斯	远景能源	
7	融和元储	融和元储	Powin	
8	电工时代	中天储能	Nextera	
9	智光储能	精控能源	阿特斯	
10	瑞源电气	天合储能	电工时代	

资料来源: GGII, infolink, 长城证券产业金融研究院

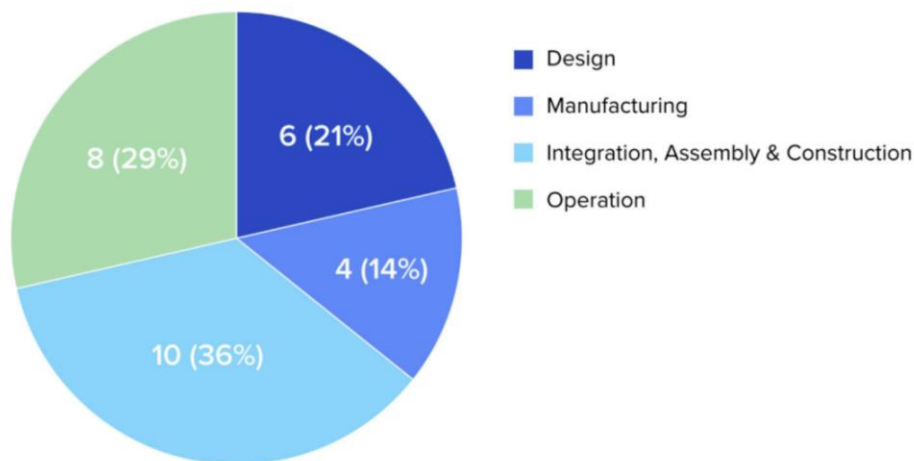


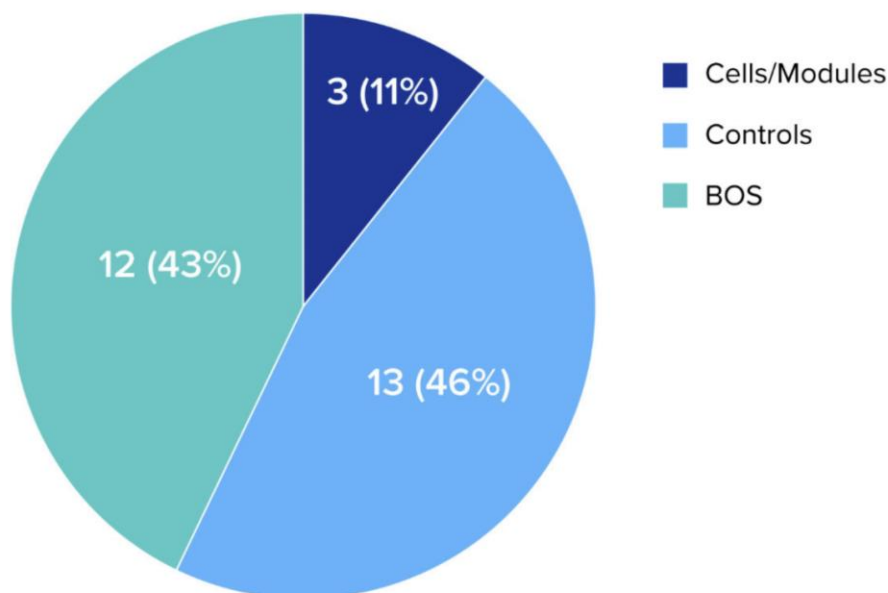
资料来源: Wood Mackenzie, 长城证券产业金融研究院

To B 端的模式、趋向标准化的产品、低价策略成立的竞争、巨头进场/格局未定的市场，大储与光伏之间确实存在许多相似的属性，但我们对于大储后续状态的预期相对较为乐观。最核心的要素在于，投资方对于大储产品有着更高的底线，储能系统如果出现质量问题，可能会引起火灾、爆炸等安全事故，造成重大经济损失的同时，还会上升到公共安全层面，风险意识驱使业主方抵触过于低价的产品，提升储能产品价格下限。除此之外，虽然储能产品趋于标准化，但储能系统集成服务方案却是非标化的，各大储能项目面对的地理位置、功能属性、气候条件可能都存在较大差异，业主方愈发强调供应商针对性提供全套的储能系统集成落地方案，并要求配置响应快、周期长的运维服务，价值量高的标杆性项目仍有较高的竞争门槛。最后，从投资强度的角度来看，在经历上一轮的融资高峰以及行业景气度回落之后，外界资本对于新能源投融资愈发审慎，此前光伏行业供血烧钱打价格战的剧情已难以上演，我们认为海外大储行业价格竞争的底线与激烈程度会优于预期，国内大储价格则在行业生态逐步改善的驱动下回归价值，预计储能系统合理的毛利率中枢最后将收敛回归至 20-25% 的水平。

图表 57: 电池储能系统故障根本原因与细分元件

Root Causes of Incidents





资料来源: 美国电力研究院 EPRI, 长城证券产业金融研究院

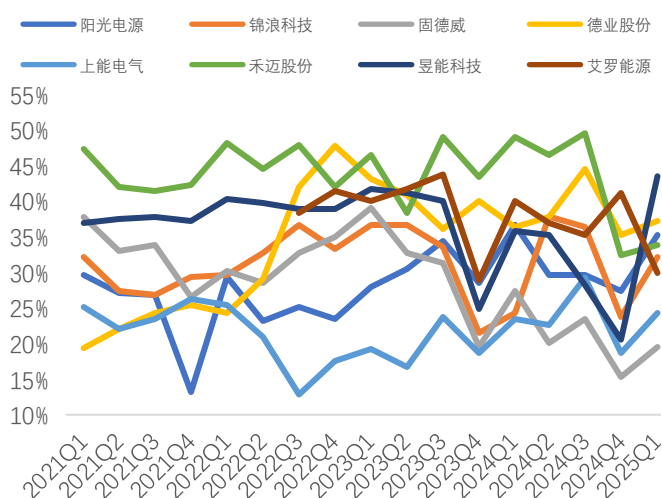
图表58: 全球各地区对储能系统的针对性要求

区域	核心气候/环境挑战	定制化技术方案	代表项目与供应商
中东	高温 ($>55^{\circ}\text{C}$); 沙尘暴 (PM_{10} 超 $300\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1. 液冷系统耐 $60^{\circ}\text{C}+$ (冷却液沸点提升至 75°C); 2. IP69K防尘密封 ($>8\text{bar}$ 高压水枪防护); 3. 防腐蚀涂层 (盐雾测试 $>1000\text{h}$)	沙特红海项目 (阳光电源): 20GWh 液冷储能, 配套光伏治沙
澳洲	海岸高腐蚀; 极端电价波动	1. FCAS 毫秒响应 ($<200\text{ms}$ 调频); 2. 钛合金外壳 (抗 Cl^{-} 离子腐蚀); 3. AI 电价预测套利 (收益提升 30%)	昆士兰 HPR 项目 (Fluence): 100MW/400MWh, 响应速度 180ms
欧洲	低温 (-30°C) 电网弱连接	1. 构网型技术 (Grid-Forming); 2. 电芯低温预加热 (-30°C 启动); 3. 黑启动能力 (离网支撑 $>8\text{h}$)	瑞典 Mimer 项目 (宁德时代): 构网型储能+地热耦合
北美	飓风/洪水灾害 政策本地化要求 (IRA)	1. 防洪基础架 (防水等级 IPX8); 2. 本地化电芯生产 (IRA 补贴); 3. 防爆泄压设计 (UL9540A 认证)	德州 VIPER 项目 (特斯拉): 本地化率 75%, 配套泄爆墙
拉美	高海拔 ($>4000\text{m}$) 电网频繁扰动	1. 空气稀薄散热增强 (风机功率+15%); 2. 宽频振荡抑制 (谐波 $<3\%$); 3. 模块化运输 (适应山地地形)	智利 Atacama 项目 (比亚迪): 海拔 4800m, 空气散热系统
东南亚	高湿度 ($\text{RH}>95\%$) 台风侵袭	1. 三防涂层 (防霉菌、盐雾、湿热); 2. 台风级支架 (抗风压 $>2.5\text{kN}/\text{m}^2$); 3. 集装箱加固 (防撞击变形)	菲律宾 Coron 岛项目 (阿特斯): 抗台风认证+除湿系统

资料来源: CESC, Mercom, AEMO, 长城证券产业金融研究院

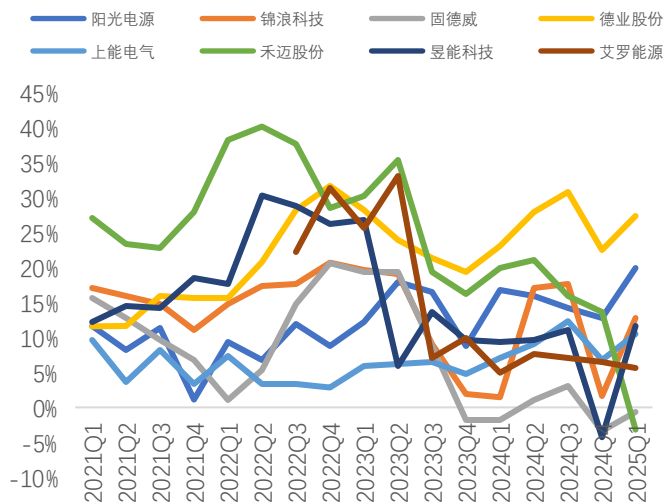
而对于分布式系统，其产品直接面对 C 端用户，销售依赖当地的经销商，产品效率、稳定性显著影响用户的用电体验，在某些缺电限电地区甚至有从“可选”发展成“必选消费品”的趋势，即便在景气度跌宕起伏时期，仍能观察到各家分布式光储系统的海外毛利率在 30% 以上的高位保持相对稳定，衡量最终净利率则需要观察出货量变化的费用分摊影响。但自 2024 年开始，我们认为海外户用/工商业光储的竞争已进入了新阶段，即“市场百花齐放，企业加速分化”。欧洲能源危机的暂告一段落宣布昔日户储企业躺着就能赚钱的好日子已经到头，百花齐放的亚非拉各国市场在用电需求、经济条件、人文环境等方面存在巨大差异，过去在欧洲市场的商业、产品逻辑难以成立，需要各家企业针对市场展开“一国一策”的产品开发与方案配套，以及亲力亲为开发、扶持可靠的经销商与安装商，尤其对于某些外汇储备不足的国家，率先绑定拥有外汇额度的合作伙伴将形成显著的卡位先发优势。从数个季度的跟踪来看，所谓强者恒强的逻辑在当下的户储行业不一定成立，部分已上市的逆变器企业账上躺着前期完成融资的资金却难以在新市场大展拳脚，但部分未上市的新锐企业凭借足够深度的理解需求、开发市场正在冉冉升起，我们仍然认为并非所有逆变器企业都能把握新兴市场的机遇，洞察新市场、布局新市场终究是“纸上得来终觉浅”，实际运作十分考验企业的执行能力与对下沉市场的理解，星辰大海的全球分布式光储市场仍有较大格局洗牌的可能，海外户储的“卷”可能才刚刚开始。

图表 59: 逆变器企业季度毛利率变化 (%)



资料来源: , 各公司财报, 长城证券产业金融研究院

图表 60: 逆变器企业季度净利率率变化 (%)



资料来源: , 各公司财报, 长城证券产业金融研究院

动力电池：需求相对坚挺，周期节奏仍需观察

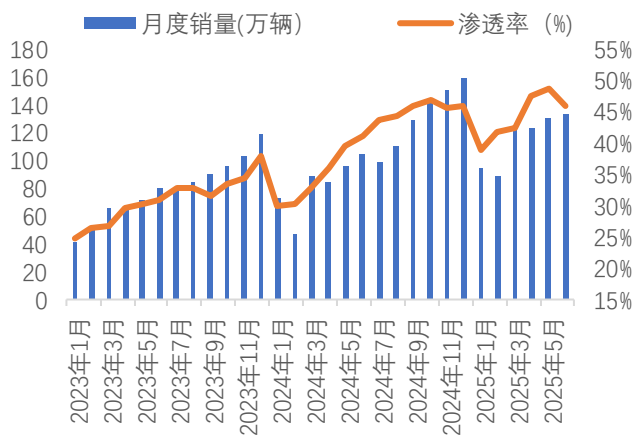
需求侧：国内销量稳中有进，欧洲市场重回正轨

根据中汽协数据，2025 年前 6 个月中国实现新能源车销量约 694 万辆，同比增长约

40%，6月单月实现销量132.9万辆，同比/环比增长26.7%/1.68%，单月新能源渗透率达45.76%；前6个月累计出口新能源汽车105.7万辆，同比+74.64%，纯电出口67万辆，同比+40.2%，插混出口39万辆，同比增长2.1倍，6月单月出口20.5万辆，同比/环比增长141.17%/-3.3%，国内市场与出口需求表现持续超预期。

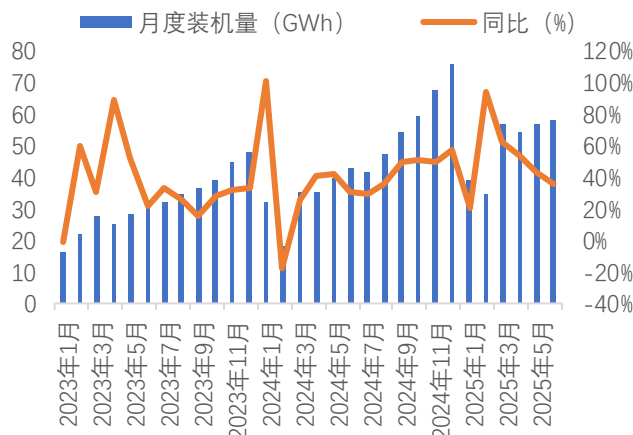
从装机数据来看，2025年6月国内动力电池装机58.2GWh，同比/环比+35.9%/1.9%，前6个月动力电池装机299.6GWh，同比增长47.3%，磷酸铁锂地位愈发稳固，上半年合计装机244.0GWh，同比增长73.0%，占总装车量81.4%，测算今年月度平均单车带电量43.2KWh，单车电量中枢持续稳步提升。

图表61：中国新能源汽车月度销量与渗透率



资料来源：中汽协，长城证券产业金融研究院

图表62：中国动力电池月度装机

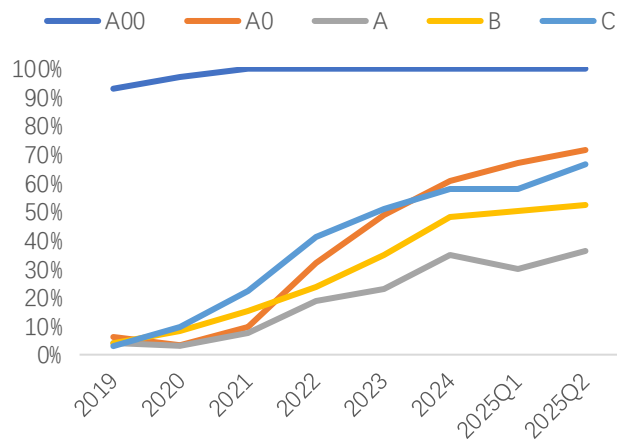
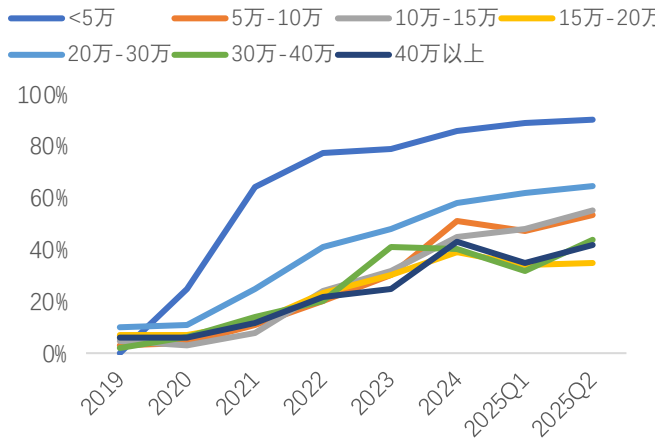


资料来源：中国汽车动力电池产业创新联盟，长城证券产业金融研究院

驱动电车销量景气度持续上行的核心因素是足够成熟的产品+足够性价比的价格。自我国电动车行业迈入市场驱动的成熟阶段以来，新势力跃进、传统车企转向，供给端新车型迭代持续加速，每个季度均有主流车企发布新车型，且对于目标用户以及价格段划分精细，供给琳琅满目充分挖掘市场需求。尤其当前在技术平权的趋势下，各大主流车企走“高配低价”路线，“高压平台+高倍率快充+智能驾驶+车舱体验”等配置齐全的产品扎堆展开价格竞争，从结构上看，价格战最激烈与性价比最突出的两个价格段消费者买单意愿已显著上行，对应10万-15万元价格段25Q2电车渗透率达55%，对比24年全年提升10个pct，20万-30万元价格段25Q2电车渗透率65%，对比24年提升7个pct。除此之外，2025年上半年，国内纯电车合计销量441.5万辆，同比+46.2%，在电动车销量占比达63.7%，新能源商用车销量35.4万辆，同比+55.9%，纯电车与商用车增速跑赢行业主要系量变引起质变的结果，电动车的快速放量带动行业整体配套设施生态改善与成本大幅下行，用车体验完善提升纯电车吸引力，电动重卡经济性提升得以在更多的运输场景跑通商业模式，为市场带来增量需求的同时带动单车带电量上行。

图表63：中国新能源汽车渗透率结构（按价格段）

图表64：中国新能源汽车渗透率结构（按车型）



资料来源：乘联会，长城证券产业金融研究院

资料来源：乘联会，长城证券产业金融研究院

图表 65: 国内部分车企 2025 年新车型情况

车企品牌	车型名称	上市时间	价格区间 (万元)	产品亮点
特斯拉	Model Y 焕新版	2025 年 Q1	26.35-30.35 万元	续航最高 719km, 设计/智能化升级
	Model Q	2025 下半年	约 14 万起	入门车型, 尺寸比 Model 3 小 15%, 结合一体化压铸工艺, 百公里加速时间约 5 秒
比亚迪	海狮 06 EV	2025 年中	16 万-20 万元	全系标配“天神之眼”高阶智驾系统, 并搭载第五代 DM 技术
	唐 L	2025 年 4 月	22.98-28.98 万元	基于超级 e 平台; 全系标配云辇-C 智能悬架、天神之眼 B 智驾系统
	汉 L	2025 年 4 月	20.98-27.98 万元	基于超级 e 平台; 全系标配云辇-C 智能悬架、天神之眼 B 智驾系统
小米汽车	YU7	2025 年 6 月	25.35-32.99 万元	全系搭载 800V 碳化硅高压平台, 最大充电倍率可达 5.2C, 标准版即搭载激光雷达、英伟达 Thor 芯片, 内置 1000 万 Clips 版本的小米端到端辅助驾驶
	SU7 Ultra	2025Q1	52.99 万起	自研超级电机 V8s, 最大马力达 1548PS, 零百加速最快 1.98s, 最高时速 350km/h
理想汽车	MEGA Ultra	2025Q1	52.98-55.98 万元起	智能家居+豪华体验, 800V 平台+5C 超快充, Thor-U 芯片+VLA 大模型, 支持理想全新 VLA 大模型 (融合视觉语言与动作模型), 可实现全场景 NOA 导航辅助驾驶
	i8	2025Q3	预计 35-40 万元区间	102.7kWh 麒麟电池+800V 高压平台, CLTC 续航超 700 公里, 支持 5C 超充技术
小鹏汽车	G7	2025/7/1	19.58-22.58 万元	首款 L3 级算力 AI 汽车, 全球首发搭载 VLA+VLM 大模型, 完全本地端部署运行
	X9	2025/4/1	35.98-41.98 万元	带来价值 8 万元的硬件提升, 涵盖智能驾驶、座舱舒适性以及动力系统等多个方面
	G01	2025 年 Q4	35 万元左右	首款增程车型, 5 米 1 超长车身和 6 座布局, 预计综合续航 1400 公里
问界	M8	2025/4/1	35.98-44.98 万元	搭载华为 ADS 3.3 智驾系统, 支持高速/城区领航辅助驾驶、智能泊车、全向防碰撞功能等
	M9	45717	46.98 - 56.98 万元	升级尊界 S800 同款智驾方案, 配 4 激光雷达, 增程版车型搭载全新 1.5T 增程器, 综合续航里程超 1450km
蔚来	ES6/EC6	2025 年 5 月	33.8 万 - 39.6 万元	升级蔚来超感系统, 「超远距高精度激光雷达、高性能 4D 成像雷达, 搭载 NWM 蔚来世界模型技术架构, 带来全域覆盖的点到点「全域领航辅助 NOP+」
	ET5	2025 年 5 月	29.8 万元起	标配「CDC 连续阻尼控制系统」「4D 全域舒适领航」功能; 标配全球首款车规 5nm 高阶智驾芯片,
	萤火虫	2025 年 4 月	11.98-12.58 万元	定位高端智能电动小车, 支持充电和换电双模式, 配备高速域快驾驶辅助系统, 高速覆盖率高达 99.99%
	乐道 L90	2025Q3	27.99 万元起	蔚来 NT3.0 平台打造, 内部采用六座/七座布局并拥有大尺寸前备舱, 全域 900V 高压架构, 采用全新一代超薄轻量化可换电电池包
极氪汽车	007 GT	2025 年 4 月	20.29 万元至 23.29 万元	全系采用 800V 高压平台架构, 标配激光雷达和双英伟达 Orin-X 智驾芯片, 搭载浩瀚智驾 2.0 系统
	9X	2025Q3	未公布	浩瀚-S 架构下的首款产品, 最大充电倍率 6C, CLTC 续航里程达到 380 公里, 综合续航里程超过 1000 公里, 零百加速最快 3.1 秒
零跑汽车	B10	2025 年 4 月	9.98 万-12.98 万	定位 10-15 万级, 搭载激光雷达+高通双旗舰芯片
广汽埃安	昊铂 HL	2025 年 4 月	26.98 万-31.98 万元	搭载广汽全新 GSD 高阶智驾, 全系标配激光雷达与 Orin-X 芯片等智能硬件, 融合端到端大模型算法, 实现无图领航

奥迪中国	A6L e-tron	年内	未公布	纯电动，800V 架构，参考海外版车型续航或超 750km，10 分钟续航补能 310km
------	------------	----	-----	---

资料来源：乘联会、各公司官网、长城证券产业金融研究院

结合“消费、投资、出口”的三架马车来看，电动车对于国内经济的支撑愈发重要，今年以来，国家对于汽车换购（报废/置换）的政策支持再度加码，在报废旧车购买新能源车/2.0 升及以下燃油乘用车补贴 2 万元/1.5 万元的标准下，扩大汽车报废更新支持范围，首次将国四排放标准燃油车纳入可申请报废更新补贴的旧车范围，覆盖车辆超 2500 万辆；同时对于置换政策统一设置了全国新能源车/燃油车 1.5 万元/1.3 万元的最高补贴标准，并要求各地配合制定实施细则，确保补贴落地与发放的高效运行，部分地区还有地方财政专项补贴进一步推高补贴上限。截至 5 月，2025 年汽车以旧换新补贴申请量达 412 万份，5 月单月申请量达 123 万份，政策效果远超预期，部分地区补贴资金已提前用完并暂停置换补贴申请，等待下一批资金到位后重启并借机整顿补贴带来的车市乱象。“爆款新车频现、车企价格战持续、补贴政策刺激”仍是近两年电动车行业的主旋律，考虑到后续购置税退坡的预期，下半年与全年电车销量仍将有抢购的支撑，预期全年国内新能源车销量有望达 1650 万辆，同比增速约 30%。

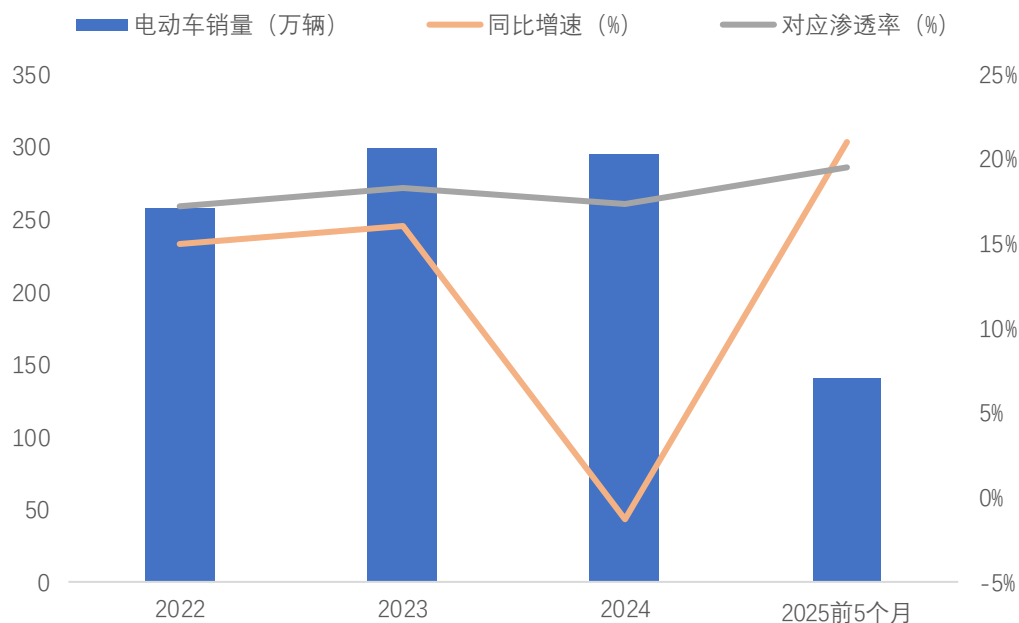
图表 66: 2025 年新能源汽车相关政策细则

2025 年以旧换新政策细则				
	旧车要求	新车要求	补贴标准	申请限制
报废更新	2012.6.30 前注册的汽油车 2014.6.30 前注册的柴油车 2018.12.31 前注册的新能源车	购买新能源车或购买 2.0L 及以下排量燃油车	新能源车: 2 万元 燃油车: 1.5 万元	每人每年限 1 次 旧车需通过正规拆解企业报废 需提交 4 类证明
置换更新	转让登记在本人名下的乘用车（最迟 2025.1.8 前登记）	购买乘用车新车（不限能源类型）	买新能源车: ≤ 1.5 万元; 买燃油车: ≤ 1.3 万元	同一新车不可同时申领报废/置换补贴 地方制定相关细则
购置税政策				
时间阶段	减免政策		减免上限	
2024-2025 年	免征购置税（限额）		3 万元	
2026-2027 年	减半征收购置税		1.5 万元	
2028 年起	全额征收 10%		无减免	

资料来源：中汽协、商务部、长城证券产业金融研究院

另外两大主力市场欧洲和美国经历了 24 年的冷清后在今年表现有所分化。2025 年前 5 个月欧洲市场累积实现电动车销量约 140 万辆，同比增长超 20%，对应电动车达渗透率 19.5%，同比提升约 5 个 pct，市场景气度修复超预期。过去对于欧洲电动车市场而言，最核心的约束是供给缺少活力，电动车缺少爆款、新车型迭代速度较慢、单车价格高昂的产品特征在利率高企、经济承压、补贴退坡的环境下难以刺激市场需求，而在经历接近一年多的市场走弱后，行业由顶层规划指引到车企产品规划开始作出积极的改变。

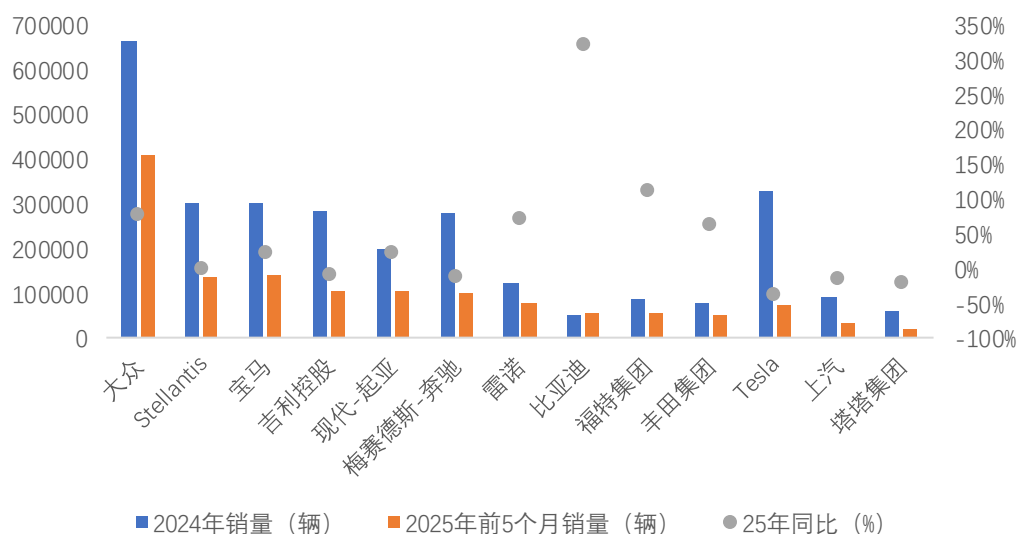
图表 67: 欧洲地区新能源汽车销量与渗透率



资料来源: Marklines, 长城证券产业金融研究院

在供给层面,各大车企电动化规划转向务实,雷诺、福特、起亚已率先在欧洲市场推出售价 3-4 万欧元区间的电动车并且效果显著,雷诺 25 年前 5 个月在欧洲实现电动车销量约 8 万台,同比增长约 73%, E-Tech 领跑欧洲 B 级纯电动车型市场,福特 25 年前 5 个月在欧洲实现电动车销量约 5.6 万台,同比增速超 100%,主要系定价约 3 万欧元的 Puma Gen-E 开始交付,大众、宝马得益于全面的电动车产品矩阵布局继续跑赢市场增速,而特斯拉则受产品老化拖累销量同比下降约 40%。性价比产品与持续的更新迭代显著为欧洲电动车市场带来活力,除此之外,中国电动车产业链从产品出口到产能出海有望令当地电动车价格、成本中枢加速下探,进一步刺激市场需求。

图表 68: 2025 年上半年欧洲地区各品牌销量

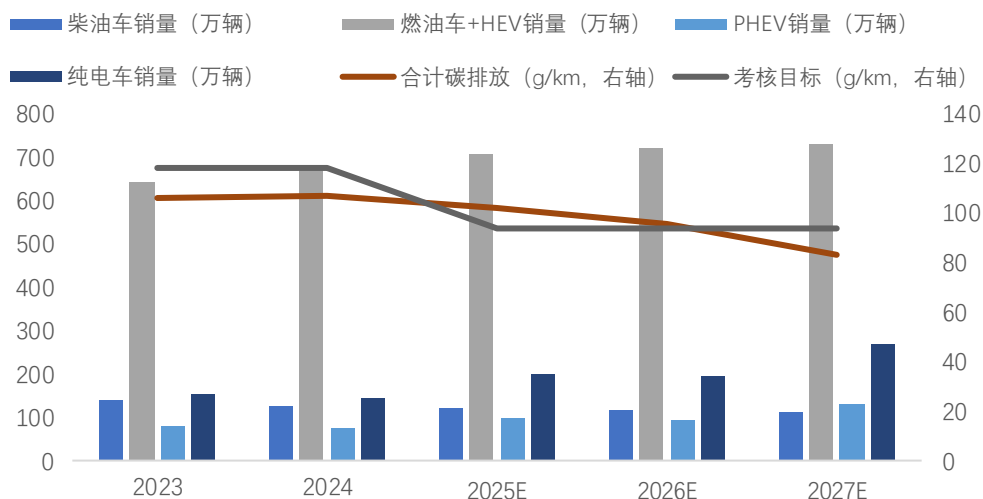


资料来源: Marklines, 长城证券产业金融研究院

而在顶层规划方面,欧洲议会在 5 月通过欧盟汽车碳排放修正案,将原来 25 年收紧的碳排放考核目标修改为以 25-27 年三年的平均值考核,反映当地对能源转型虽有挫折但

不动摇的决心，三年过渡时间减缓车企短期的考核压力，也提供足够的时间让行业作出合理的电动化调整，在新版本目标的指引下，为满足 2025-2027 平均 93.6g/km 的碳排放考核，我们测算对应欧盟地区 BEV 与 PHEV 需要维持年均 20-30% 的增速，即使考虑到可以通过购买积分的方式进行规避，整个欧洲市场电动车销量仍将有望成长到 400 万辆以上的体量。

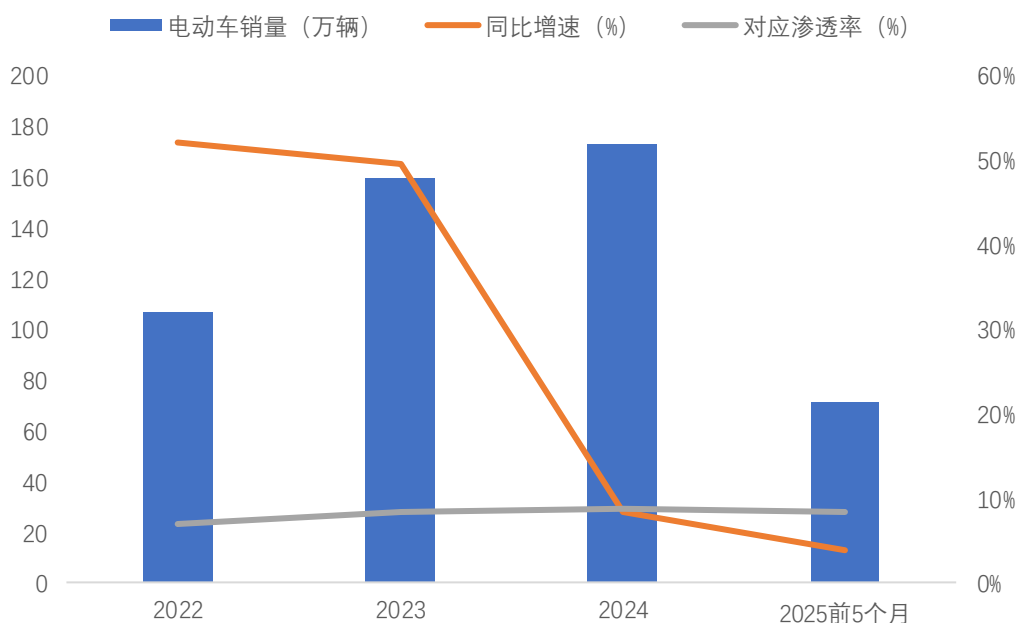
图表 69: 欧盟地区碳排放考核对应销量测算 (万辆)



资料来源: Marklines, EEA, ACEA, 长城证券产业金融研究院

对于美国市场，2025 年前 5 个月，美国实现电动车销量约 71 万辆，同比增长 3.8%，电动化渗透率达 8.4%，同比提升约 0.2 个 pct，其中 5 月份单月实现销量电动车销量 14.6 万辆，同比/环比变化-9%/+2.5%，表现仍处于不温不火的状态。

图表 70: 北美地区新能源汽车销量与渗透率



资料来源: Marklines, 长城证券产业金融研究院

根据最新版《One Big Beautiful Bill》，法案将之前 IRA 政策中对电动车 7500 美元税收抵免的退坡日期从 2032 年提前至 25 年 9 月，二手、商用清洁车辆税收抵免也随之终止，冲击电动车消费积极性。而与欧洲市场相比，美国对于碳排放考核的硬性约束较低，车企对于车型的迭代规划也更加依赖市场变化，在市场需求摇摆下，各大车企对开拓纯电车型的积极性降低，计划通过扩大 PHEV、HEV 品类，转用磷酸铁锂等方案保障自身产品盈利，新车型开发周期延长且谨慎，供给活力走弱可能将进一步拖累电车销量表现。

图表 71: 美国电动车补贴政策变化

	原 ira 政策	大漂亮法案修改后
新车补贴	最高 7500 美元新车 EV/PHEV 税收抵免	2025 年 9 月 30 日起终止
二手车补贴	4000 美元二手 EV 抵免	2025 年 9 月 30 日起终止
商用车补贴	轻型和中型车辆最高 7500 美元的税收抵免，重型卡车最高达 40000 美元税收抵免	2025 年 9 月 30 日起终止
家用充电桩抵免	覆盖 30% 安装费，最高 1000 美元	延续至 2026 年 6 月 30 日

资料来源: Marklines, 长城证券产业金融研究院

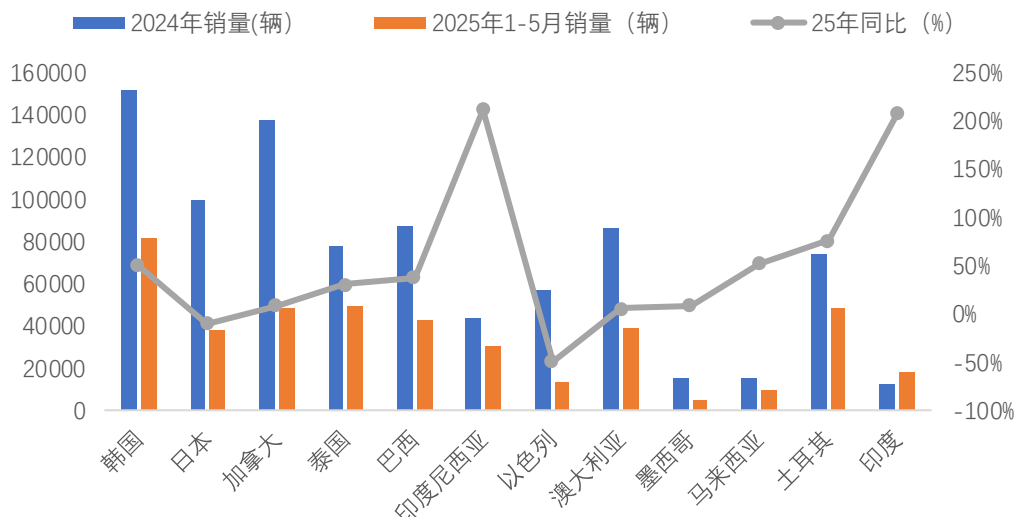
图表 72: 补贴政策变化后部分车企对美国市场布局变化

车企	补贴退坡影响	应对措施与调整策略
特斯拉	收入锐减，销量下滑	延缓低价车与 Robotaxi 上市节奏，更多依赖自动驾驶盈利
通用汽车 (GM)	EV 渗透目标调整	投资传统车型重回内燃机产能，美国境内产线扩张
福特	EV 需求放缓，F-150 产量削减	延长充电补贴、临时调整员工调配，部分产线回燃油车生产
RIVIAN	补贴结束前抢购高峰，之后需求不确定	R2 价格下探车型推迟上市，准备融资优惠方案
Slate Auto	强调低门槛市场	主打极简、超低价产品，弱化补贴依赖
奔驰 (美国市场)	高端 EV 型号订单暂停	停止 EQE / EQS 接单，聚焦销量更稳定的 EQB 与电动 CLA 等产品

资料来源: Axios, Reuters, Politico, Marklines, 长城证券产业金融研究院

其他地区方面，2025 年前 5 个月，日本、加拿大、澳大利亚、墨西哥等传统市场增速放缓，印度、印尼、马来西亚、泰国、土耳其表现亮眼，各地在政策补贴、基础设施配置、当地汽车化率等方面条件各异，看好愈发平价的电动车在汽车产业薄弱的东南亚、拉美地区实现加速放量。

图表 73: 其他地区 2025 年前五个月新能源汽车销量与增速



资料来源: Marklines, 长城证券产业金融研究院

结合各大主力国家的市场状态、政策力度、车型结构以及产业变化等因素考虑,我们预计 2025-2026 年全球动力电池装机 1122.2、1318.9GWh, 同比增长 25.46%、17.53%, 叠加储能、消费锂电考虑, 预计 2025-2026 年全球锂电装机需求为 1518.2、1788GWh, 若计算出货端的放大效应, 2026 年全球锂电出货量可能接近 2.2TWh。

图表 74: 全球动力电池装机需求测算 (GWh)

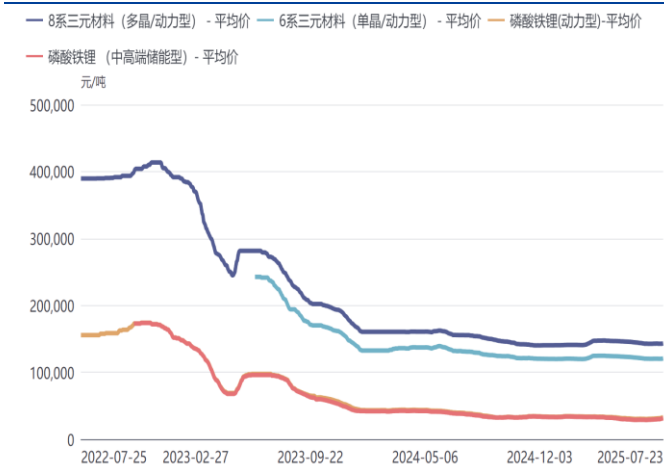
	2023A	2024A	2025E	2026E
中国电动车销量 (万辆)	944.9	1285.9	1646.0	1892.8
单车单电量 (KWh)	41.0	42.6	43.4	44.0
国内动力电池装机量 (GWh)	387.5	548.4	715.1	833.8
美国电动车销量 (万辆)	159.0	172.4	186.2	191.8
欧洲电动车销量 (万辆)	299.2	295.3	354.4	443.0
其他市场电动车销量 (万辆)	74.5	93.1	111.8	134.1
海外市场合计 (万辆)	532.7	560.8	652.3	768.8
海外单车带电量 (KWh)	59.7	61.7	62.4	63.1
海外动力电池装机 GWh)	318.0	346.0	407.0	485.1
全球动力电池装机 GWh)	705.5	894.4	1122.2	1318.9
同比增速 (%)	36.22%	26.78%	25.46%	17.53%
全球储能装机 (GWh)	103.5	188.5	259.4	325.7
全球消费锂电 (GWh)	108.0	124.2	136.6	143.5
全球合计锂电装机需求 (GWh)	917.0	1207.1	1518.2	1788.0

资料来源: 中汽协, 中国汽车动力电池产业创新联盟, EVTank, SNE, Marklines, 长城证券产业金融研究院

供给侧: 龙头话语权定调一切还是周期之势不可抵挡

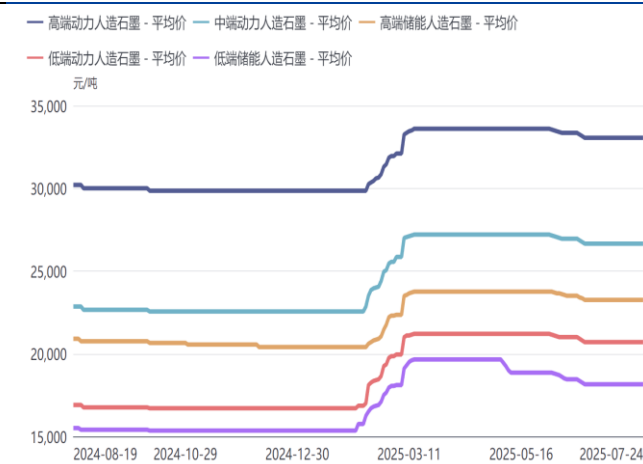
从 24 年下半年开始, 车储需求的超预期表现导致锂电产能利用率持续上行, 愈发紧张的供需格局让市场对于锂电材料产生产品涨价甚至周期反转的乐观预期, 但从今年的持续跟踪来看, 原本被市场寄予厚望的铁锂、负极、电解液环节并未兑现足够的涨价幅度, 材料价格在 24 年末与 25 年初出现波动, 但更多可能为上游压力传导, 实际加工费提升有限, 落空的预期差让我们重新审视当前锂电的产业状态。

图表75: 锂电正极材料价格走势 (元/吨)



资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

图表76: 锂电负极材料价格走势 (元/吨)



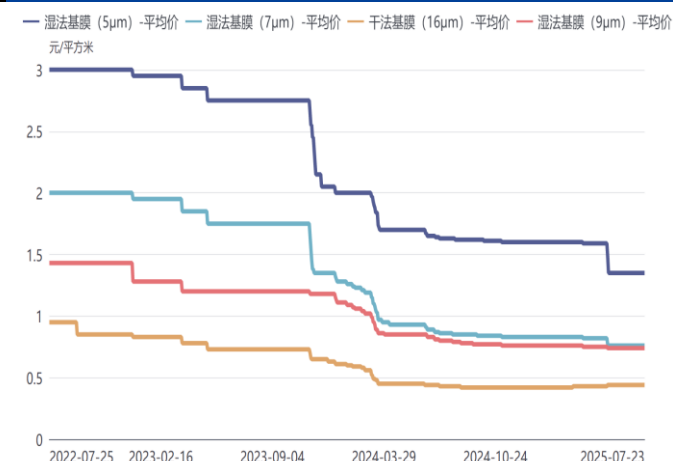
资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

图表77: 锂电电解液与六氟磷酸锂价格走势 (元/吨)



资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

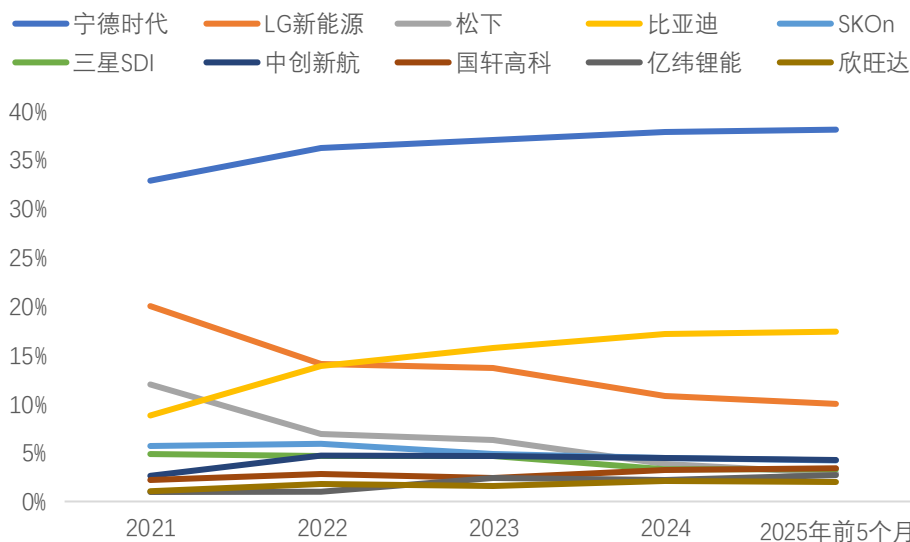
图表78: 锂电隔膜价格走势 (元/平方米)



资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

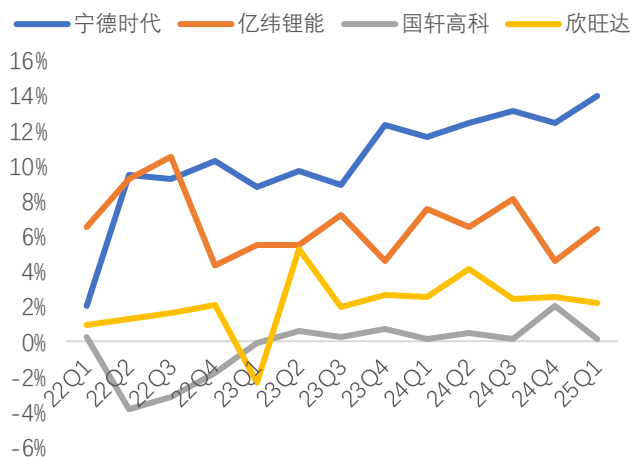
最核心的要素还是在于行业壁垒决定的竞争格局与行业话语权。我们在之前的数篇报告中已经多次论证过锂电池环节的竞争门槛，与客户深度绑定、下游应用范围广阔、产品迭代迅速等特点塑造锂电池的非标属性，数个季度的市场排名、业绩变化也为行业的高门槛提供了最好的佐证，电池装机量的市场份额出现波动却未形成洗牌之势，海外老牌电池厂受到冲击但仍根深蒂固，加速切换铁锂与储能赛道维持竞争力，但盈利严重依赖美国 IRA 制造补贴，国内电池厂背靠强大的供应链体系市占率节节攀升、盈利能力稳中向好，难以撼动的强者恒强为电池环节赋予足够的话语权。

图表79: 全球动力电池装机市占率变化 (%)



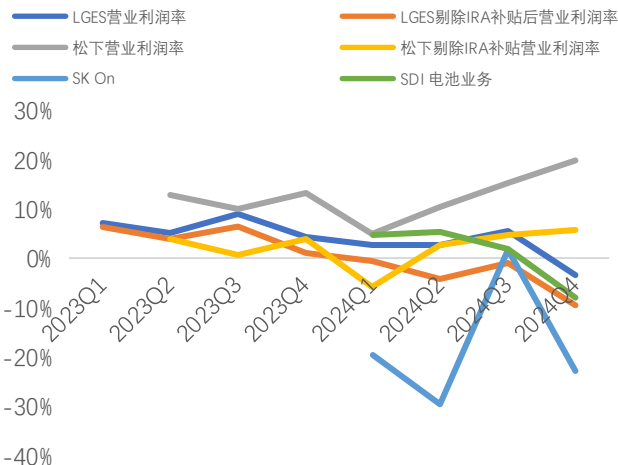
资料来源: SNE Research, 长城证券产业金融研究院

图表80: 国内锂电厂商季度扣非净利率变化(%)



资料来源: 各公司公告, , 长城证券产业金融研究院

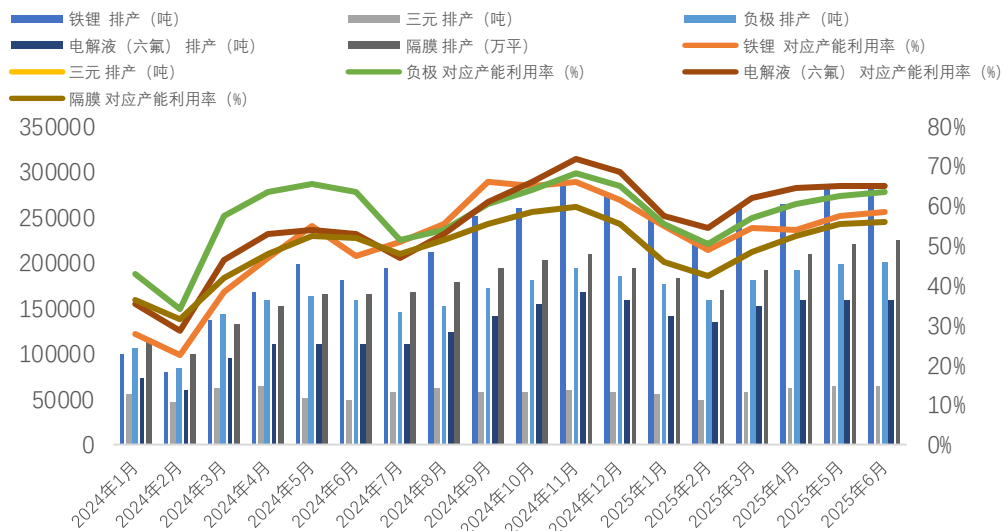
图表81: 海外锂电池厂商营业利润率变化(%)



资料来源: 各公司公告, , 长城证券产业金融研究院

而对于上游材料环节,造成其当前议价能力羸弱的首要因素是真实的供需状态演变低于预期,去年自8月起锂电产业链连续数月出现环比10%的排产增幅,主要受益于下游以旧换新刺激车市、美国储能抢发货、国内大储抢装等阶段性因素,但从今年的趋势来看,下游需求有被前置透支的迹象,尤其储能受海内外政策摇摆,最近数月锂电排产在个位数的幅度中波动,行业景气度并未得到延续。供给方面,名义上的产能规模其实仍在增加,前两年扩产高峰的规划项目部分如期投产,综合产能爬产、剔除部分落后产能等因素考虑,我们测算锂电产业链各环节可能整体有效产能利用率会在60%-65%的区间徘徊。

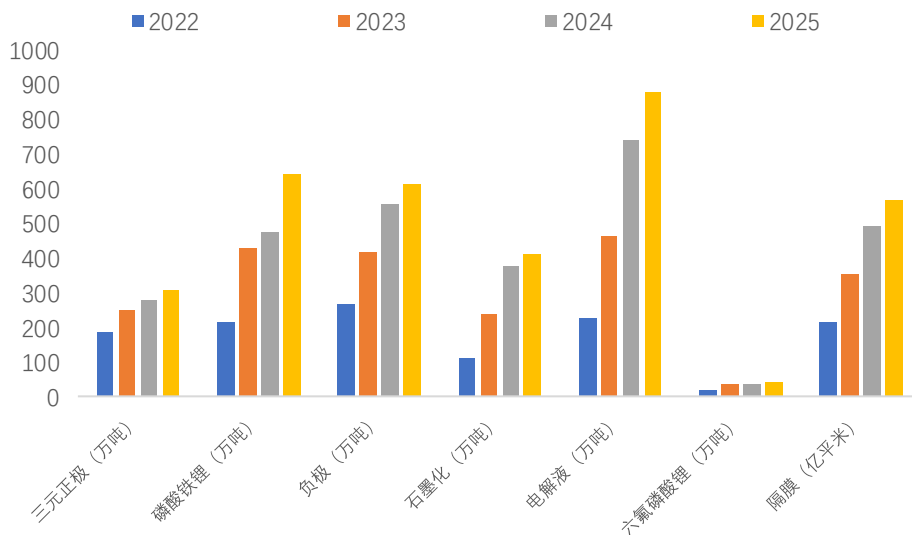
图表82: 锂电产业链各环节排产与产能利用率测算(吨, 平米, %)



资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

除此之外,更加关键的变量在于电池龙头有意调控,材料格局难以稳定。在经历过 21 年的原材料价格暴涨后,电池厂商愈发注重对上游的把控,深度绑定前排供应商、扶持有潜力的新晋玩家,深入摸排每家材料厂的产品成本,根据各家不同的诉求以订单为饵、精准定价实现各个击破,材料环节的各家企业难以抱团合力,主动权一再受挫。因此,我们并不否认锂电材料在产品升级、持续降本的双重苛求下会实现优胜劣汰的供给出清,但由于产业链话语权的稳固,电池龙头将主导、延迟甚至钝化材料环节的周期节奏。

图表 83: 锂电产业链各环节全球名义产能变化

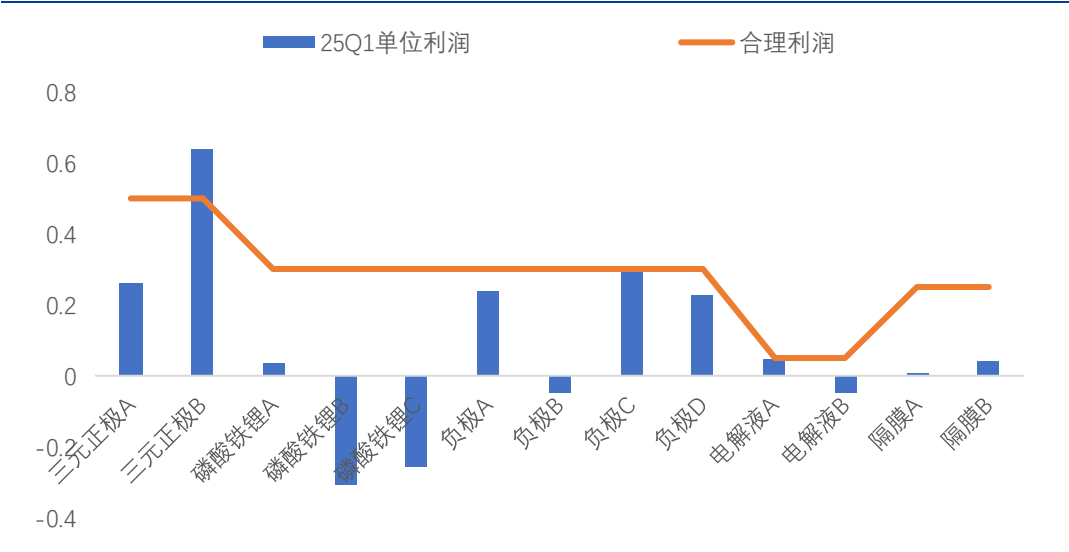


资料来源: SMM, 长城证券产业金融研究院

我们跟踪测算当前锂电各环节主要厂商单位盈利,以 5-6 年为项目投资回收期为基准,即使是已上市的头部企业,25Q1 仍有大面积的收益不及预期甚至亏损。而且对于这些头部的材料企业而言,各自的产能利用率均领先行业整体水平,但即便已满产运行也难以得到平等的议价地位,抑或是说材料厂需要以价格换订单以保证自身的高开工与现金流。从供需平衡、周期反转的角度实现盈利修复可能还需要经历一番波折,材料厂自身

仍需继续通过深度降本、技术迭代、出海投产等方式完成“自我进化”。

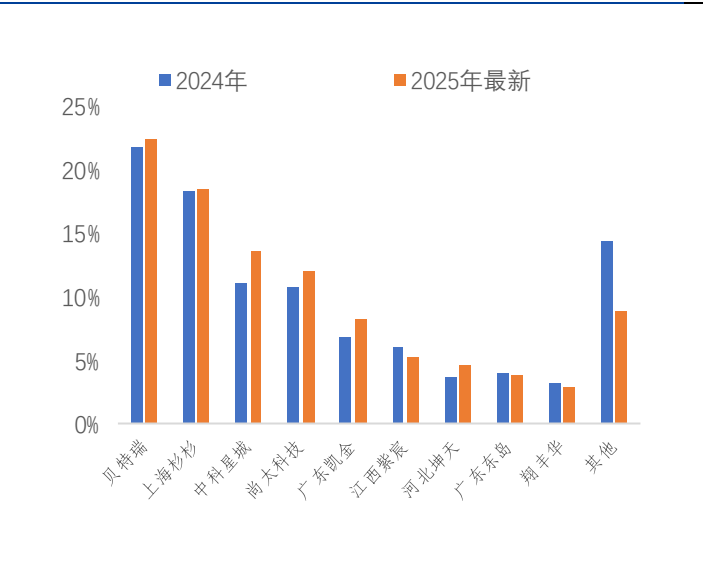
图表84: 锂电材料部分公司 25Q1 单位盈利与合理利润对比 (万元/吨, 元/平米)



资料来源: SNE Research, GGII, , 各公司 2025 年一季报, 长城证券产业金融研究院

新技术方面, 得益于锂电池下游直接对接 C 端, 电动车、手机、笔电等终端产品通过产品定价实现较为精确的用户定位, 锂电新技术的溢价得以通过高端用户顺利传导, 尤其对于提升续航、快充性能的技术变化诉求旺盛, 近两年高压密铁锂与高倍率负极已在订单与产品价格享受充足红利, 硅碳负极则有望在下游消费锂电新品的推进下加速放量。

图表85: 快充带动负极厂商份额变化



资料来源: SMM, 鑫椏锂电, 长城证券产业金融研究院

图表86: 各家 3C 厂商硅碳负极产品布局

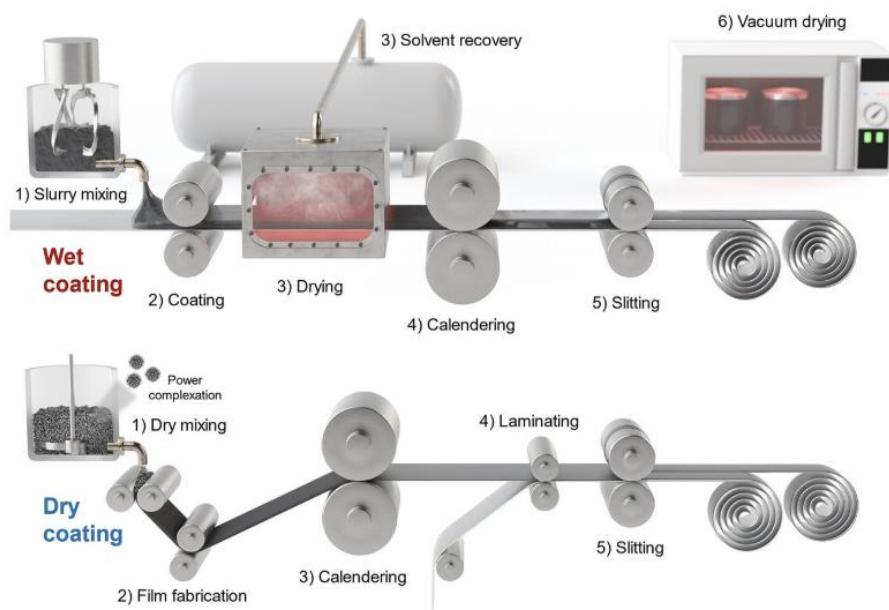
厂商	产品名称/技术	应用机型	对应产品特点
荣耀	「青海湖」硅碳电池	Honor Magic5 / Magic6 系列	第二维硅碳技术提升能量密度约 16%, 适配低温性能优化。
华为	高硅成分硅碳电池	Mate Xs 2 典藏版等	通过优化材料配比和微观结构, 提高了硅负极的导电性和稳定性, 电池容量达到 4880mAh。
小米	金沙江电池	Ultra 系列等高端旗舰	硅含量达 6%, 支持 1600 次循环后仍保持 80% 的电池寿命, 电池容量提升至 5300mAh, 续航能力提升了 17%。
vivo	蓝海电池	vivo X100 Pro/vivo X Fold3	全新升级的蓝海续航系统, 负极材料运用了二代硅, 能量密度达到 780Wh/L, 相比上代提升了 15.4%。
oppo	冰川电池	OPPO Find X8	负极硅碳含量达到 6%, 能量密度达 763Wh/L, 电池容量达到 6100mAh。
联想	星海电池	moto razr 50 Ultra	能量密度达到了 822Wh/L, 电池容量为 4000mAh, 并支持 68W 快充技术

资料来源: 各公司公告, , 长城证券产业金融研究院

而对于被誉为终极路线的固态电池, 结合实际的产业进度来看, 产业链从设备到材料体系其实并未完成严格的技术收敛, 近期市场热度的再次高涨更多可能是其地位得到确认, 由国家顶层支持引导到各家电池厂明细规划, 固态电池已逐步上升至战略布局地位, 以确保我国锂电池产业链的综合竞争力持续领先。从方向与趋势来看, 半固态会选择氧化物/卤化物+硅碳体系, 而全固态则偏向于硫化物+硅碳/锂金属负极体系, 综合实际的

产业进度来考虑，目前已较为成熟的材料只有硅碳负极，硫化物、锂金属负极在材料方案、生产工艺等多方面尚未定型，难以进行量产化的讨论。设备方面，纯干法的方案虽然最适配全固态电池，但目前混料、纤维化、辊压、等静压等多个环节仍处在反复试验优化阶段，当前较为可行的量产路径可能是正极湿法与负极干法相结合的折中方案。综合来看，固态电池仍处于发展的正常轨道中，技术突破并未出现真正超预期的进展，尤其过渡到真正有标志意义的常规尺寸规格电芯时可能遇到更大的瓶颈，维持原有 2027 年产品化、2030 年初步商业化的进展预期，且各类材料、设备的方案、供应商仍有较大的洗牌可能。

图表87: 干法湿法工艺对比



资料来源: Chemistry Europe, 长城证券产业金融研究院

投资建议

电新板块从高位回调后已处于数年的摸底震荡状态，“再续成长”或“周期反转”成为了最被期待的行情逻辑，但结合长期的基本面与行情跟踪来看，当前板块仍处于“反复博弈”的低效状态：**需求回暖被认为难以持续，排产提升被视为季节性因素，产品涨价被解读为不及预期，对于政策支持具有较高的观望情绪。**这样的情绪波折缘于板块数次强预期弱现实导致的信心受挫、缘于市场过度研究后的吹毛求疵，“业绩弹性有限、估值较难提升”可能将成为电新板块一段时间内的主旋律。然而我们认为，行业发展虽然未能完全兑现此前的乐观预期，却并不代表没有往积极的方向变化，价格、业绩、政策、产业生态等多维度已出现底部拐点，光伏的政策、储能的订单、锂电的价格让市场逐步完成认知重塑，多空博弈的角力有望逐渐发生改变，研究是对于基本面的尊重，而二级市场的投资则需要清晰的认知每次行情的成因，我们认为板块景气度的排序优先级仍为储能>动力>光伏。从个股层面，近些年即使是在行业景气度震荡时期，市场却见证了一批企业凭借自身管理、成本、渠道、技术等各方面优势在业绩层面率先跑出分化，行业贝塔可能很难再回到当初一帆风顺的程度，但经历过周期淬炼的头部企业却已经有受到认可的阿尔法价值。

相关标的：通威股份、隆基绿能、爱旭股份、阿特斯、阳光电源、德业股份、艾罗能源、福斯特、帝科股份、宁德时代、湖南裕能、尚太科技、中科电气、天赐材料。

风险提示

国际政治经济局势变动风险，若贸易摩擦加剧将导致锂电、光伏产品出口受阻，影响行业景气度；

下游光储需求不及预期，海内外锂电、光伏市场由于各种因素导致的需求不足都将影响相应产品价格与盈利，加剧竞争；

海外本土企业市场竞争风险，海外主要市场各国正在培养自身本土新能源企业，若这些企业形成规模竞争力将对我国企业的市场份额造成冲击；

产业链价格波动风险，若上游产品原材料价格出现剧烈波动，则对锂电、光伏产品成本造成较大影响，影响产业链盈利水平。

免责声明

长城证券股份有限公司（以下简称长城证券）具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格。

本报告由长城证券向专业投资者客户及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者客户（以下统称客户）提供，除非另有说明，所有本报告的版权属于长城证券。未经长城证券事先书面授权许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布，亦不得作为诉讼、仲裁、传媒及任何单位或个人引用的证明或依据，不得用于未经允许的其它任何用途。如引用、刊发，需注明出处为长城证券研究院，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向他人作出邀请。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

长城证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。长城证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

长城证券版权所有并保留一切权利。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于 2017 年 7 月 1 日起正式实施。因本研究报告涉及股票相关内容，仅面向长城证券客户中的专业投资者及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者。若您并非上述类型的投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研究报告中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，在执业过程中恪守独立诚信、勤勉尽职、谨慎客观、公平公正的原则，独立、客观地出具本报告。本报告反映了本人的研究观点，不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

投资评级说明

公司评级		行业评级	
买入	预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅 15% 以上	强于大市	预期未来 6 个月内行业整体表现战胜市场
增持	预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于 5%~15% 之间	中性	预期未来 6 个月内行业整体表现与市场同步
持有	预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于 -5%~5% 之间	弱于大市	预期未来 6 个月内行业整体表现弱于市场
卖出	预期未来 6 个月内股价相对行业指数跌幅 5% 以上		
	行业指中信一级行业，市场指沪深 300 指数		

长城证券产业金融研究院

深圳

地址：深圳市福田区福田街道金田路 2026 号能源大厦南塔楼 16 层
 邮编：518033
 传真：86-755-83516207

上海

地址：上海市浦东新区世博馆路 200 号 A 座 8 层
 邮编：200126
 传真：021-31829681
 网址：<http://www.cgws.com>

北京

地址：北京市宣武门西大街 129 号金隅大厦 B 座 27 层
 邮编：100031
 传真：86-10-88366686