

大国能源系列一：储能的近景与远忧

摘要:

【核心观点】国内政策重构、海外缺电与 AIDC 扩容共同重塑储能增长逻辑，推动储能成为承接锂电产能外溢的重要增量场景，具备核心安全技术、系统集成能力和稳定运营数据的企业有望持续受益。但潜在的巨幅扩产计划构成扰动，若后续政策阶段性调整、海外贸易壁垒加剧或原材料价格周期波动，龙头企业盈利或将承压，非优质产能仍面临出清的困局。

市场需求：行业增长逻辑重构，国内外需求共振

- ✓ 独立储能：114 号文明确建立电网侧独立储能容量电价机制，独立储能、长时储能项目收益率和确定性提升；数据显示，2026Q1 全行业储能 EPC 累计开标 46.25GWh，1-3 月，电网侧独立/共享储能装机占比从 70%跃升至 90.1%。
- ✓ 工业储能：虽然 136 号文弱化了新能源强制配储逻辑，但节能减排三年攻坚要求推动工业储能进入刚性需求阶段，结合电力规划设计总院的测算，9 大高耗能行业需配套至少 40GW 新型储能才能满足调峰、消纳绿电等硬性需求，对应 2028 年工业储能市场规模有望突破 1200 亿元，三年复合增速超 70%。
- ✓ 海外储能：受北美 AIDC 扩容、欧洲能源安全和新兴市场缺电等因素驱动，需求持续释放。

供给格局：短期供需紧平衡，长期承压于扩产与海外贸易壁垒

- ✓ 全球储能出货高度集中于中国，其占比高达 97%。受益于高景气，头部厂商积极扩产，2026 年储能锂电池新投产产能预计超 500GWh，年底国内总产能或超过 1200GWh。
- ✓ 但行业也面临一定扰动：一是巨幅扩产或将加剧行业竞争、压缩盈利空间；二是欧美贸易保护壁垒加剧，中国储能企业出海合规压力抬升，国内厂商主要通过新兴市场开拓对冲影响；三是韩系 LGES“动转储”战略正推动其市占率持续回升，北美市场承压。

技术路线：锂电主导、钠电 Capex 加速、其他路线商业化待验证

- ✓ 储能技术路线中，磷酸铁锂凭借成本、成熟度和交付优势仍占绝对主导。
- ✓ 钠电在技术发展和资本开支加速推动下，成本下降预期增强，未来有望与锂电形成协同补充。
- ✓ 压缩空气、储热、钒液流电池等长时储能技术受益于政策支持加快产业化，但大规模商业化落地仍需验证。

产业链图谱（见正文）：电芯、系统、PCS、BMS、温控及下游。

风险提示：政策调整超出预期的风险；海外贸易壁垒加剧的风险；产能过剩的风险。

产业研究中心

	徐淋(分析师)
	021-38677826
	xulin4@gtht.com
登记编号	S0880523090005
	张艺晟(分析师)
	021-38038664
	zhangyisheng@gtht.com
登记编号	S0880525030001

往期回顾

心血管赛道全布局，siRNA 药物创新突围——
 siRNA 药物深度报告（二） 2026.06.16
 工业级思维引领迭代，Starlink 重塑平板卫星发展
 2026.06.11
 港口无人驾驶：具身智能商业化落地的先行标杆
 ——具身智能产业深度研究（八） 2026.06.05
 苏州城市经济研究：制造高地、战略枢纽与开放
 门户 2026.05.20
 医药产业运行数据专题：复苏趋势初现，创新高
 景气延续 2026.05.17

正文目录

1. 市场需求：行业增长逻辑重构，国内外需求共振	4
1.1. 国内需求：独立储能与长时储能主导市场，需求重点从价格转向安全、寿命、系统能力	5
1.2. 海外需求：装机总量大幅增长，不同地区驱动因素呈现差异化	9
2. 供给格局：短期供需紧平衡，长期承压于扩产与海外贸易壁垒	10
2.1. 头部扩产提速，低端产能出清压力上升	10
2.2. 储能电芯集中度边际回落，韩系厂商借“动转储”重返竞争视野	11
2.3. 储能系统领域竞争焦灼，全球化布局成为行业共识	11
2.4. 欧美贸易保护壁垒加剧，中国储能企业出海合规压力抬升	12
3. 技术路线：锂电主导、钠电资本开支加速、其他路线商业化待验证	13
3.1. LFP 主导储能技术路线，需求高增下市占率有望进一步提升	13
3.2. 钠电产业化进程加速，锂钠双技术路线协同或成为储能行业的重要趋势	14
3.3. 大容量锂电挤压中时长场景，新兴长时储能技术受益政策红利加速产业化	15
4. 产业链图谱：电芯、系统、PCS、BMS、温控及下游	17
4.1. 储能电芯：市场高度集中，价格回升但需警惕产能释放带来的供给过剩风险	18
4.2. 系统集成：专业集成商整体份额提升，头部垂直整合商仍具规模优势	20
4.3. PCS：市场竞争从“价格优先”转向“安全与性能优先”，格局相对集中	20
4.4. BMS 和温控：安全标准升级驱动辅控价值重估，赛道扩容加剧竞争	22
4.5. 下游：电网侧改革、AIDC 等新兴场景应用驱动产业链发展	23
5. 风险提示	23

图表目录

图 1: 中国新型储能行业从规模导向的“装机竞赛”转向收益导向的“价值竞赛”	4
图 2: 2025 年末, 国内新型储能累计装机量增速由 127% 回落至 85%	5
图 3: 2026 年 1-5 月, 国内新型储能新增装机功率和容量波动下降	5
图 4: 电网侧独立/共享储能装机占比显著提升	6
图 5: 4H 长时储能容量占比显著提升	6
图 6: 《重点行业节能降碳改造攻坚三年行动计划》对工业侧储能的影响	7
图 7: 储能行业将在合规、考核、收益模型三重机制作用下渐进式出清	8
图 8: 2025 年, 中国的电池组价格比美国低 30%, 比欧洲低 35%	10
图 9: 2026 年储能锂电池新增投产产能集中于 500+AH	10
图 10: 头部企业市场份额排名交替变化	11
图 11: 2025 至 2026Q1, 中国储能的海外订单中, 北美占比已从 16.6% 下降至 6.7%	12
图 12: 磷酸铁锂占据新型储能主导地位, 2025 年新增装机占比近 92%	13
图 13: 相较于 2024 年, 2025 年 LFP 储能系统中标均价下降 14%-33% 不等	13
图 14: 2025 年底以来, LFP 储能电芯价格呈上涨状态	14
图 15: 2024 年全球长期储能新增装机高增 8 倍, 2025 年增长 49%	15
图 16: 压缩空气、储热、液流等新兴长时储能技术适用不同应用场景	16
图 17: 储能系统的核心在于电芯/系统集成、PCS、BMS 和温控	17
图 18: 储能电芯的核心在于正负极材料、电解液和隔膜	17
图 19: 中国新型储能产业链图谱 (简版)	18
图 20: 宁德时代储能业务收入和毛利率均领先其他厂商	18
图 21: 储能电芯领域产业图谱	19
图 22: 电芯上游产业链图谱	19
图 23: 系统集成领域产业图谱	20
图 24: 储能 PCS 发展的四大趋势	21
图 25: 储能 PCS 领域产业图谱	21
图 26: BMS 和温控领域产业链图谱	22
图 27: 下游领域产业图谱	23
表 1: 储能成为高负载黄、红台区工商业分布式光伏扩容并网的刚性条件	8
表 2: 不同地区储能市场增长的核心逻辑存在显著差异	9
表 3: 2023-2026Q1, CR10 从 92.0% 下降至 85.2%	11
表 4: 部分北美地区的电池工厂改造计划	12
表 5: 磷酸铁锂和钠离子电池的技术路线差异	14

【核心观点】国内政策重构、海外缺电与 AIDC 扩容共同重塑储能增长逻辑，推动储能成为承接锂电产能外溢的重要增量场景，具备核心安全技术、系统集成能力和稳定运营数据的企业有望持续受益。但潜在的巨幅扩产计划构成扰动，若后续政策阶段性调整、海外贸易壁垒加剧或原材料价格周期波动，龙头企业盈利或将承压，非优质产能仍面临出清的困局。

1. 市场需求：行业增长逻辑重构，国内外需求共振

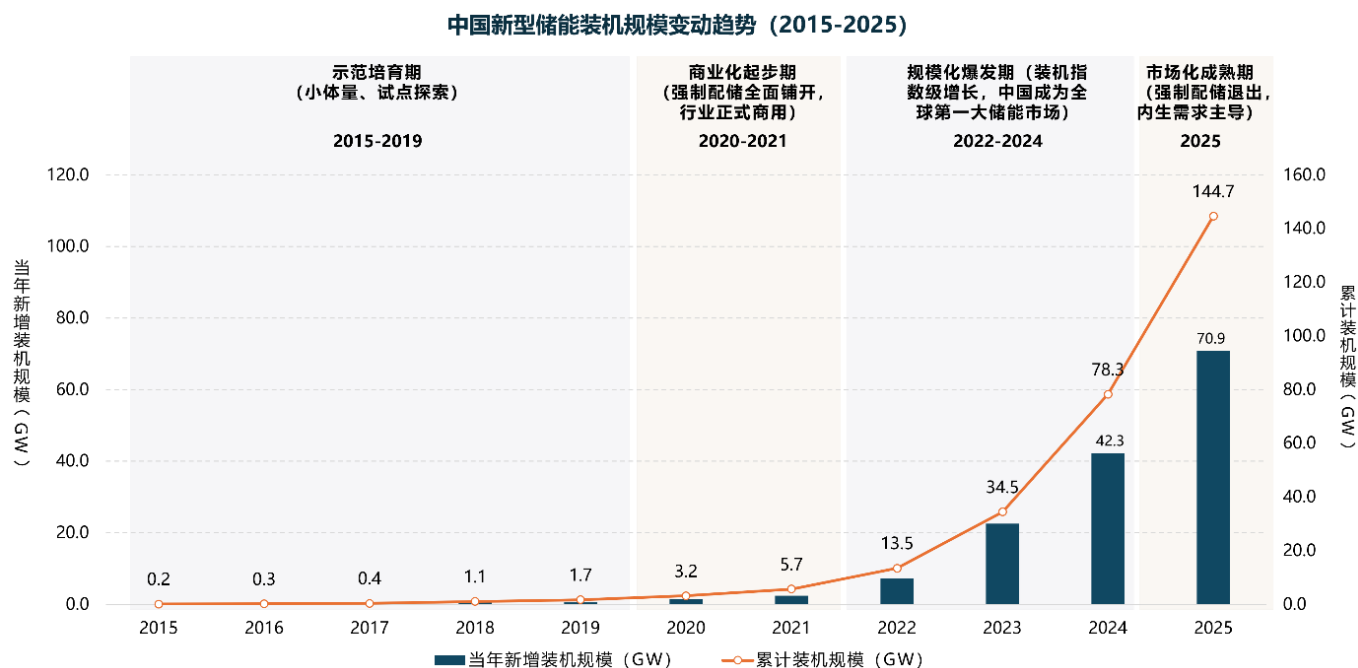
2020 年前，锂电新型储能以示范试点为主，仅青海少量试水风光配储。

2021 年后，全国近 30 省市落地风光强制配储政策，配储比例普遍 15%-30%，发电侧储能装机高速扩张，累计装机量年复合增速超 100%。

2025 年后，136 号文取消并网强制配储要求，114 号文出台全国统一独立储能容量电价长效机制，行业从规模导向的“装机竞赛”转向收益导向的“价值竞赛”。

2026 年 6 月，《重点行业节能降碳改造攻坚三年行动计划》发布，预计可撬动 1.2 万亿元至 1.5 万亿元的节能降碳改造投资，储能将从“新能源配套”进一步转向“工业低碳基础设施”；叠加海外储能需求持续扩容，行业增长逻辑全面重构。

图1：中国新型储能行业从规模导向的“装机竞赛”转向收益导向的“价值竞赛”



数据来源：中投产业研究院、36 氪研究院、中关村储能产业技术联盟（CNESA），国泰海通证券研究

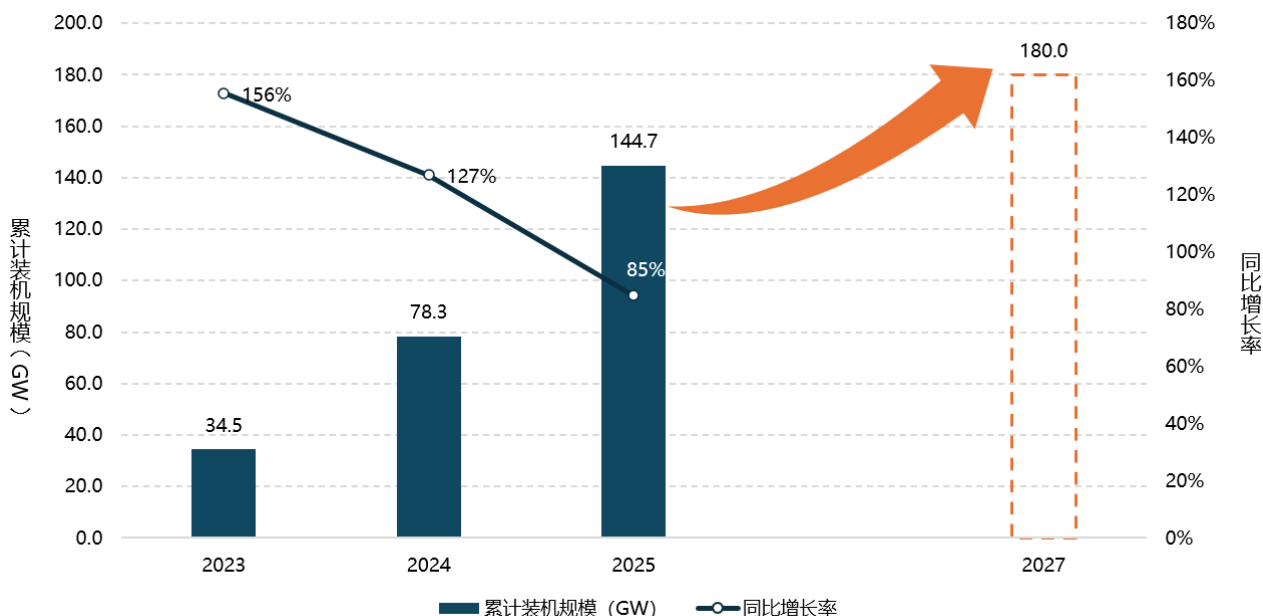
1.1. 国内需求：独立储能与长时储能主导市场，需求重点从价格转向安全、寿命、系统能力

1.1.1. 装机总量仍有扩张空间，但行业增速进入换挡期

2025 年末，国内新型储能累计装机达 144.7GW，增速由 127%回落至 85%；2026 年 1-5 月，新增装机量 15GW。

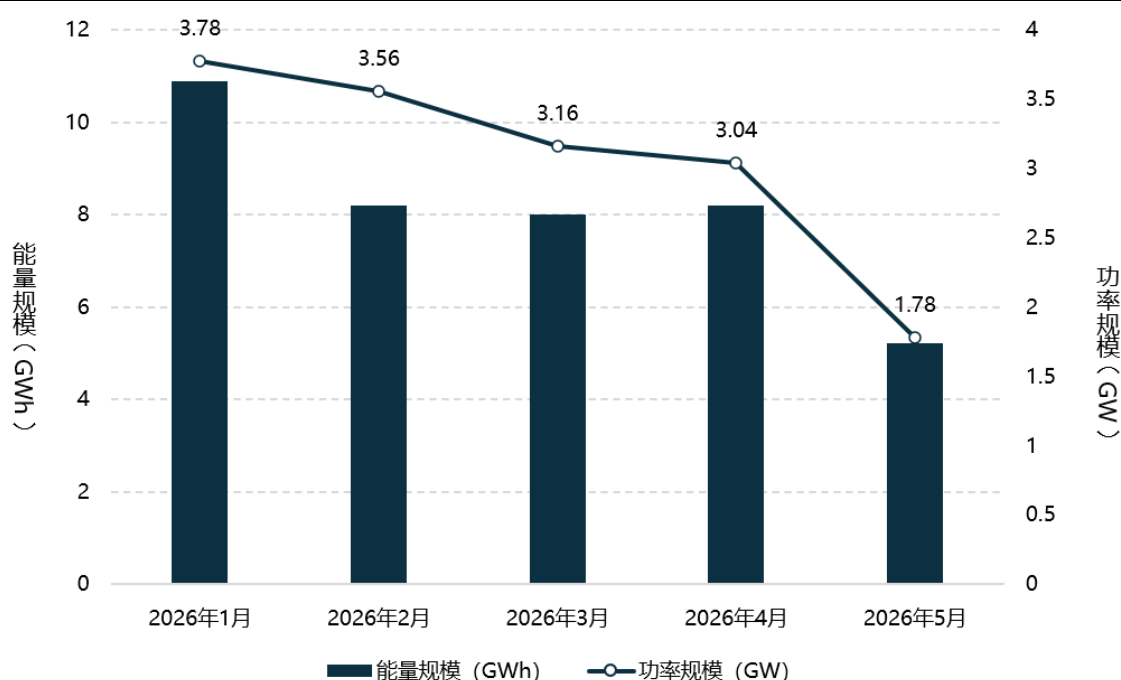
根据《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）》，2027 年全国装机规模将达 180GW 以上。考虑到当前装机已接近目标，180GW 目标有望提前实现，行业增长重点将由总量扩张转向结构优化、调用效率提升和商业模式完善。

图2：2025 年末，国内新型储能累计装机量增速由 127%回落至 85%



数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA），国泰海通证券研究

图3：2026 年 1-5 月，国内新型储能新增装机功率和容量波动下降



数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA），国泰海通证券研究

1.1.2. 强制配储退坡，独立储能与长时储能主导市场

136 号文弱化了新能源强制配储逻辑，削弱了过去依赖行政配储形成的低质量需求；而 114 号文明确建立电网侧独立储能容量电价机制，将储能的顶峰支撑能力和放电时长纳入收益补偿框架，独立储能、长时储能项目收益率和确定性提升。

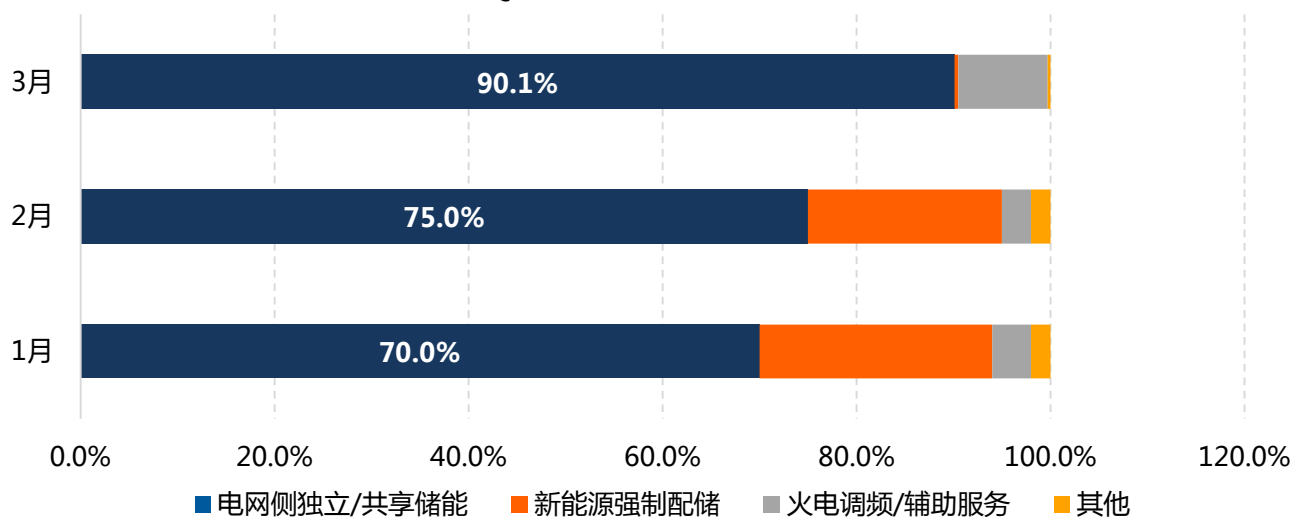
据起点研究院 SPIR 统计，2026Q1 全行业储能 EPC 累计开标 46.25GWh：

2026 年 3 月，电网侧独立/共享储能装机占比跃升至 90.1%，新能源强制配储占比跌至仅 0.4%，核心原因在于全国多数省份已放开“新能源配储可通过共享租赁满足”的政策限制，新能源业主无需再自建配储。

4h 长时储能容量占比从 2026 年 1 月的 25% 升至 3 月的 63.7%，首次超过 2h 配置成为行业绝对主流。核心原因在于规模化落地带来的成本摊薄效应显著，4h 配置的全生命周期投资回报率已较 2h 配置高出 2-3 个百分点，成为独立储能项目的最优解。

图4：电网侧独立/共享储能装机占比显著提升

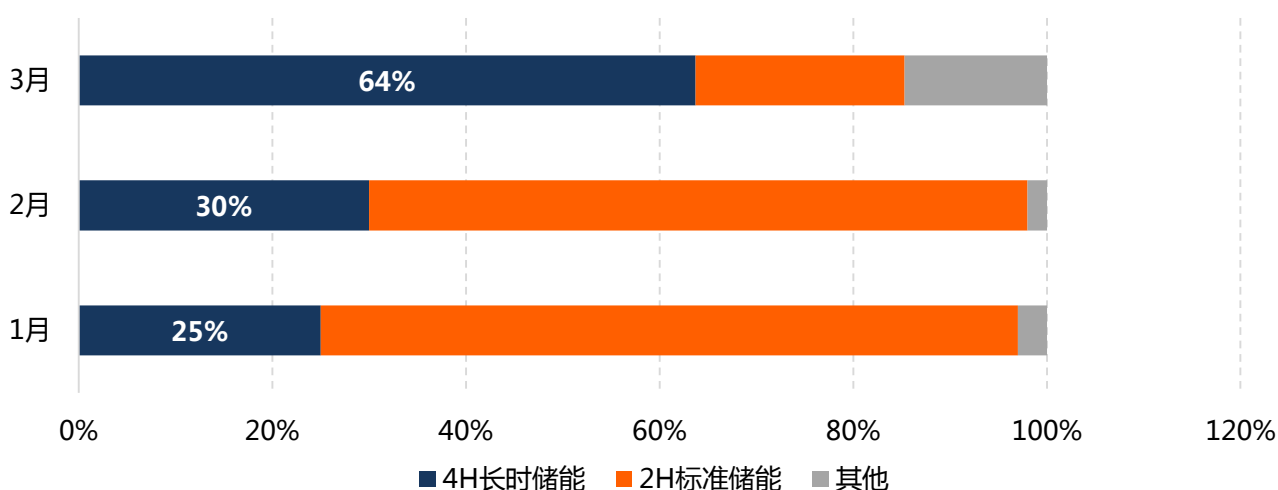
2026年Q1开标项目应用场景占比情况



数据来源：起点研究院 SPIR，国泰海通证券研究

图5：4h 长时储能容量占比显著提升

2026年Q1开标项目时长构成



数据来源：起点研究院 SPIR，国泰海通证券研究

1.1.3. 节能减碳三年攻坚要求推动工业储能进入刚性需求阶段

6月15日，国家发改委等五部门联合印发《重点行业节能降碳改造攻坚三年行动计划》，明确2028年底形成节能量1亿吨标准煤以上、减排二氧化碳2亿吨以上，并且通过财政资金（最高20%投资补贴）、差别电价机制（最高加价0.1元/kWh）及金融工具协同发力，提高企业节能降碳改造的经济性。

受此推动，工业用户侧储能需求将被打开，结合电力规划设计总院的测算，9大高耗能行业需配套至少40GW新型储能才能满足调峰、消纳绿电等硬性需求，对应2028年工业储能市场规模有望突破1200亿元，三年复合增速超70%。

图6：《重点行业节能降碳改造攻坚三年行动计划》对工业侧储能的影响



数据来源：储能网公众号，国泰海通证券研究

1.1.4. 储能竞争从单纯低价转向安全、寿命和系统能力

114号文的出台，意味着独立储能、长时储能项目收益率和确定性的提升。但随着储能装机扩张、系统顶峰调节能力趋于充足，新增储能的边际容量价值或将递减。以甘肃为例，容量电费与申报容量、补偿标准和容量供需系数挂钩，反映出早期纳入清单并形成可靠容量的项目更具先发优势。

而强制配储取消、独立储能兴起后，单纯低价不再是竞争核心，安全、电芯寿命、系统涉网能力成为储能企业核心壁垒。4月发改委发布41号令，首次将电化学储能电站涉网性能纳入重大事故隐患判定范围。新版分布式电源承载力评估导则，废除配变80%反向负载硬红线，储能成为工商业光伏突破负载上限的硬性配套，且政策明确储能承担调压、调频职能，由被动负荷转为电网主动支撑资源，涉网性能与系统集成实力成为并网核心门槛。

对于工业用户侧储能，技术门槛同样抬升。CNESA调研显示，在冶金、化工等高温高负荷场景中，储能设备对耐温能力、循环寿命及响应速度的要求较传统新能源配储高出30%以上，普通储能产品难以直接适配，运维与替换成本显著上升。

表1：储能成为高负载黄、红台区工商业分布式光伏扩容并网的刚性条件

分区	负载率	策略	储能角色
● 绿区	负载率 < 60%	立即响应，无需其他前置条件	可选角色
● 黄区	负载率 60%~85%	配合储能或安控动作后可并网	并网前提/必要条件
● 红区	负载率 ≥ 85%	电网改造完成且配储项目有序接入后可并网	核心关键角色

数据来源：《分布式电源接入电力系统承载力评估导则》（DL/T 2041-2025），国泰海通证券研究

图7：储能行业将在合规、考核、收益模型三重机制作用下渐进式出清

储能行业出清逻辑与企业分化方向

一、推动行业出清的三重机制

1

41号令合规约束（7月1日起）
 对于未完成并网试验、涉网性能不达标或存在质量瑕疵的存量项目，监管趋严后将面临整改甚至停产压力，并可能进一步引发现金流承压、业主合作关系恶化，以及供应商信用受损或被列入黑名单等风险。

2

114号文清单与考核约束
 即使项目已纳入清单，若可用率无法满足月度考核要求，仍可能无法获得容量补偿；在持续承担运维成本的情况下，项目IRR将明显下降，并削弱投资方继续参与的意愿。

3

电价模型重估约束
 对于基于固定峰谷价差假设进行测算并销售的工商业储能项目，若实际价差持续收窄，投资回收期可能由5年延长至8年，并进一步暴露渠道经营风险及业主尾款支付风险。

二、更可能胜出的企业特征

1

合规成本前置能力
 能够在投标报价中充分纳入并网试验、动态无功配置及可用率保证等成本，而非依赖漏洞或低价策略获取订单。

2

跨省政策研判与配置能力
 能够准确识别各省114号文实施细则差异，判断清单准入条件、考核通过难度，以及现货价差结构对8小时储能收益的支撑程度。

3

资产运营与现金流管理能力
 具备真实的EMS迭代能力、调度对接经验，以及“电能量+辅助服务+容量补偿”多元现金流的运营管理体系。

数据来源：碳索储能公众号，国泰海通证券研究

1.2. 海外需求：装机总量大幅增长，不同地区驱动因素呈现差异化

2025 年，根据 CNESA 数据，全球储能市场持续高增，新型储能新增装机达 113.3GW/305.8GWh，同比增长 52.9%/72.0%。彭博新能源财经（BNEF）预测，2026 年全球储能装机预计进一步增长至 158GW/459GWh，到 2050 年全球储能装机容量将增长 17 倍。

从区域分布看，中美欧仍占主导，合计市占率 88%，但随着中东等新兴市场储能需求的快速释放，全球储能市场正向更广泛的区域扩展。

虽然不同地区储能发展的核心逻辑存在显著差异（如表 2），但整体而言，全球电力时代正在加速到来：在地缘冲突与 AI 需求增长背景下，电力基础设施重要性提升，可再生能源与储能技术的快速迭代及系统降本，推动新能源经济性持续增强。

表2：不同地区储能市场增长的核心逻辑存在显著差异

地区	驱动因素分析	2025			2024		
		装机规模 (GW)	增长率	占比	装机规模 (GW)	增长率	占比
中国	①新型电力基建推动规模增长 ②强制配储退出降低增长率	66.4↑	52%↓	58.6%	43.7	103%	59.0%
美国	①AIDC建设热潮使得电网负荷压力持续加大，储能成为缓解供需矛盾的关键 ②储能成本持续下行，即便叠加关税与政策成本，仍具备较强竞争力	18.4↑	56%↑	16.2%	11.8	18%	15.9%
欧洲	①俄乌冲突凸显能源安全问题，储能成为电力安全保障关键 ②欧洲光伏新装规模创历史新高，可再生能源比例大幅提升 ③欧洲储能项目的收益来源相对多元，如电力现货套利、调频辅助服务、容量市场补偿等	15.4↑	39%↑	13.6%	11.1	28%	15.0%
澳大利亚	①未来五年可再生能源发电比例目标翻倍，推动储能配套风光 ②电力市场通过极端价差形成投资激励 ③长协政策托底，激励清洁电力和可调度容量投资	5.0↑	418%↑	4.4%	1.0	-30%	1.3%
中东非	受转型目标驱动加速电网侧投资	3.1↑	195%↑	2.7%	1.0	14%	1.4%
其他	-	5.1↑	-7%↓	4.5%	5.5	72%	7.4%
合计	-	113.3↑	53%↓	100.0%	74.1	63%	100.0%

数据来源：CNESA，国泰海通证券研究

注：↑表示 2025 年装机规模、增速较 2024 年提升，↓表示下降

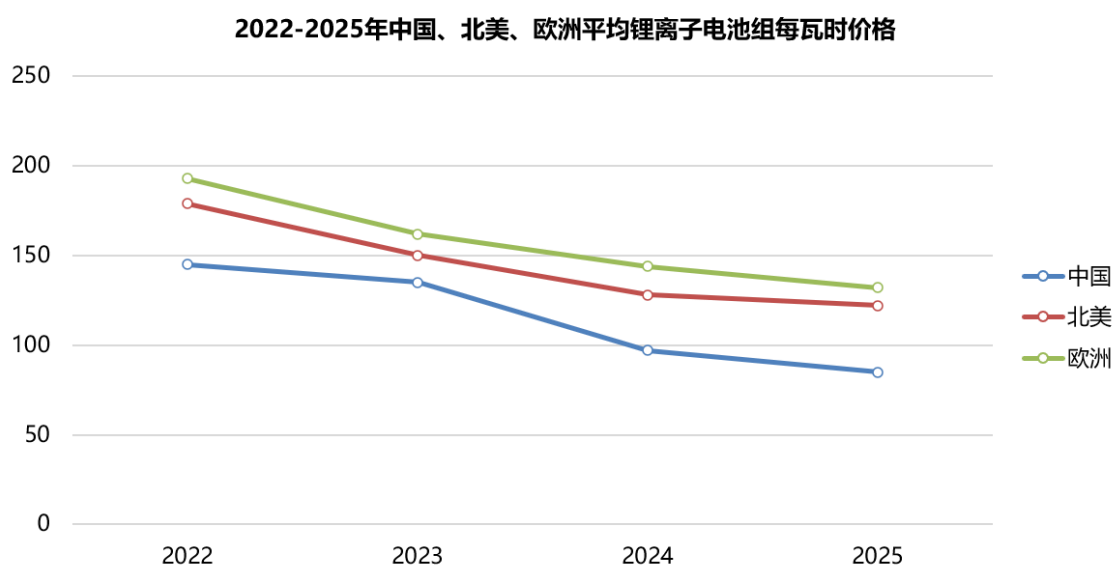
2. 供给格局：短期供需紧平衡，长期承压于扩产与海外贸易壁垒

2.1. 头部扩产提速，低端产能出清压力上升

供给端，全球储能出货高度集中于中国。GGII 数据显示，2026Q1 中国储能锂电池出货量达 215GWh，同比增长 139%，全球占比高达 97%，头部企业订单普遍排产至 2026 年底至 2027 年 Q2，优质产能趋于饱和。为此，头部厂商积极扩产，2026 年储能锂电池新投产产能预计超 500GWh，其中 500Ah+ 产能占比 85%，年底国内总产能或超过 1200GWh。

但高景气并不意味着全行业普遍受益、一直受益，若下游需求增长不及预期，高速扩张的产能或将加剧行业价格竞争。头部企业凭借大容量电芯、长循环寿命、全球客户绑定和质量控制优势，具备更强的订单获取与成本消化能力；而缺乏技术壁垒、客户认证和规模交付能力的低端产能，则将面临利用率下滑和出清压力。

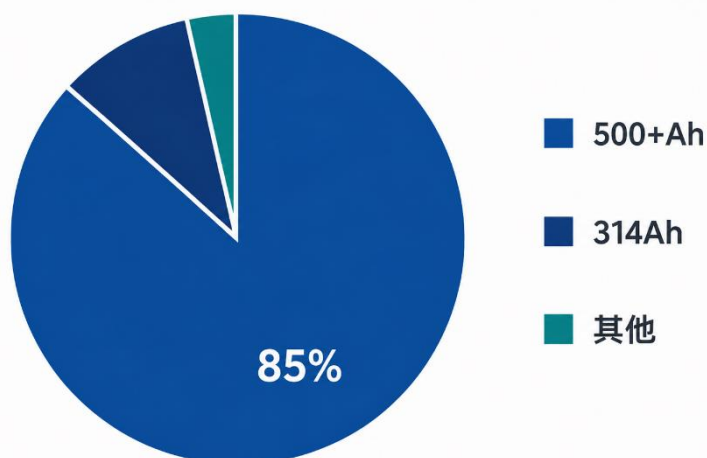
图8：2025 年，中国的电池组价格比美国低 30%，比欧洲低 35%



数据来源：IEA，国泰海通证券研究

注：基准是 BEV 2025=100

图9：2026 年储能锂电池新增投产产能集中于 500+Ah



数据来源：高工产研公众号，国泰海通证券研究

2.2. 储能电芯集中度边际回落，韩系厂商借“动转储”重返竞争视野

InfoLink 数据显示，大储及户储双轮驱动下，2026Q1 全球储能电芯出货 205.5GWh，同比增长 98.7%；CR10 降至 85.2%，楚能新能源首次进入 Top6，反映需求高增下更多厂商放量，头部格局松动、竞争加剧。

韩系 LGES“动转储”的战略初步奏效，北美数个电池基地已全面从动力切换至储能，同时其市占率自 2025Q2 以来逐季攀升，预计将在 2026Q3 重回全球前十。

表3: 2023-2026Q1，CR10 从 92.0%下降至 85.2%

位次	2023年度Top10	2024年度Top10	2025年度Top10	2026年第一季度Top10
1	宁德时代	宁德时代	宁德时代	宁德时代
2	比亚迪储能	亿纬锂能	海辰储能	海辰储能
3	亿纬锂能	比亚迪储能	亿纬锂能	亿纬锂能
4	瑞浦兰钧	海辰储能	比亚迪储能	比亚迪储能
5	海辰储能	中创新航	中创新航	中创新航
6	Samsung SDI	瑞浦兰钧	瑞浦兰钧	楚能新能源
7	国轩高科	远景动力	远景动力	瑞浦兰钧
8	LG Energy Solution	国轩高科	国轩高科	远景动力
9	鹏辉能源	鹏辉能源	楚能新能源	鹏辉能源
10	中创新航	SamsungSDI	鹏辉能源	国轩高科
CR10	92.0%	90.9%	88.8%	85.2%

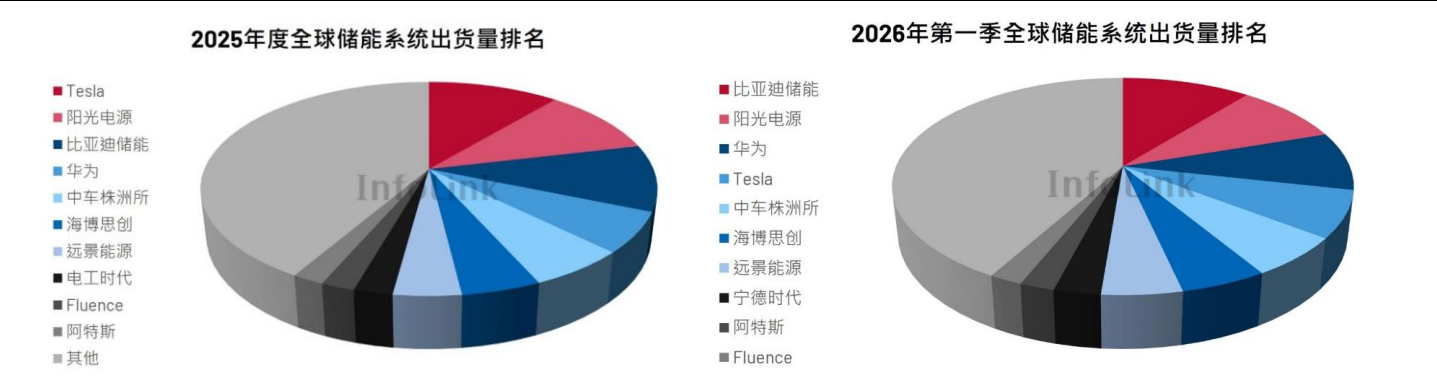
数据来源：InfoLink，国泰海通证券研究

2.3. 储能系统领域竞争焦灼，全球化布局成为行业共识

InfoLink 数据显示，2026Q1 全球储能系统出货量 126.4GWh，同比增长 78.8%；CR5 41.4%，CR10 58.1%，市场格局呈现“头部初具规模、腰部奋力追赶、尾部持续出清”的中期特征。

受益于行业高景气增长，各家企业竞争重心集中于挖掘新增需求，而非存量替代，行业虽竞争白热化，但尚未进入明显恶性内卷阶段。各企业依托核心区域市场构筑竞争壁垒，如比亚迪在中东、中车在中国、Tesla 在美国。

图10: 头部企业市场份额排名交替变化



2.4. 欧美贸易保护壁垒加剧，中国储能企业出海合规压力抬升

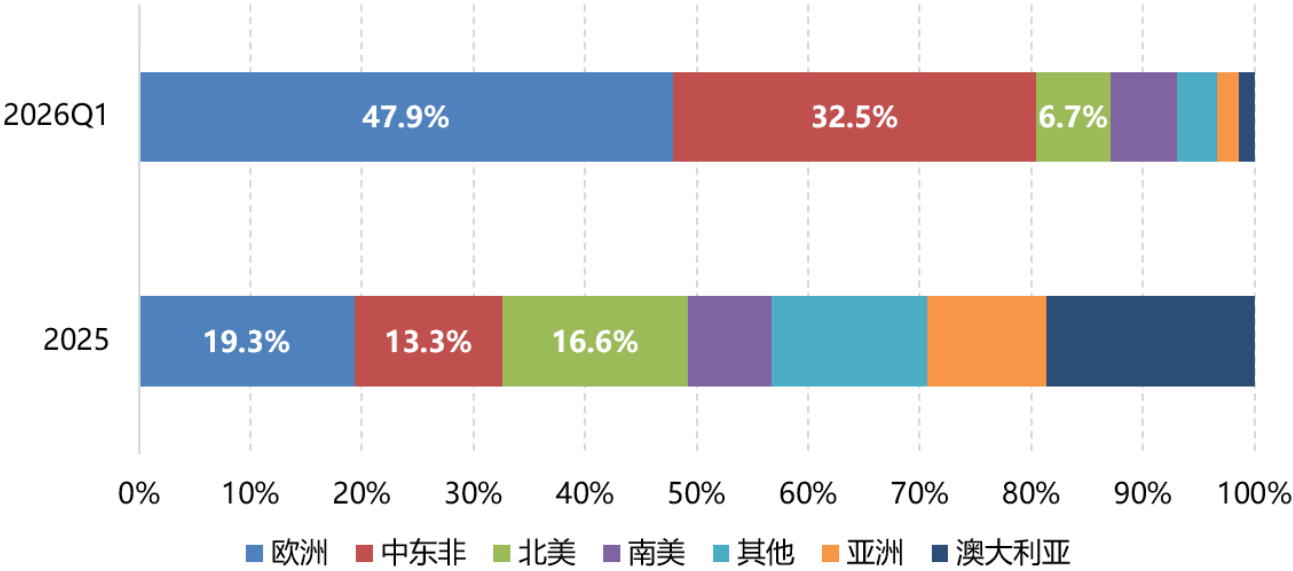
2026 年 4 月末，欧盟发布储能电池碳足迹配套细则，宣布自 2027 年起正式收紧储能电池碳足迹准入标准，新规将迫使非欧盟储能企业加快在欧洲建设低碳生产基地，全部生产环节配套使用绿色电力，以规避碳壁垒。5 月 1 日，欧盟以网络安全风险为由，将中国储能 PCS 排除出所有公共资金支持项目。

2025 年 7 月生效的美国《大而美法案（OBBBA）》划定外资持股红线，晶科、博威合金等企业被迫出售美国本土工厂规避补贴禁令，单纯硬件出口、贴牌代工模式已无长期生存空间。2025 年至 2026 年 Q1，中国储能的海外订单中，北美占比已从 16.6% 下降至 6.7%。

相反，凭借本土产能布局、磷酸铁锂技术落地、与头部客户深度绑定三大优势，LG 新能源、三星 SDI、SK On 三大韩系厂商正在试图利用北美工厂撬动储能市场有利位置，以期缩小中韩企业之间的差距。

图 11: 2025 至 2026Q1，中国储能的海外订单中，北美占比已从 16.6% 下降至 6.7%

2025年和2026Q1中国储能出海订单区域分布



数据来源：CESA 储能应用分会、北极星储能网，国泰海通证券研究

表4: 部分北美地区的电池工厂改造计划

工厂主体	地点	原业务	改造后定位	技术路线	投产时间	总产能/储能产能	备注
LG新能源+通用汽车	美国田纳西州	动力电池	动力电池	LFP	2027年底	45GWh/未提及	/
LG新能源	美国密歇根州	动力电池	储能	LFP	2025年5月	21.5GWh/16.5GWh	北美首批大规模量产储能LFP工厂
LG新能源	加拿大安大略省温莎	动力电池	储能	LFP	2025年11月	49.5GWh/未提及	/
LG新能源	美国亚利桑那州	动力+储能	动力+储能	LFP	2026年	53GWh/17GWh	/
SKOn	美国佐治亚州	动力电池	动力+储能	LFP	2026年下半年	22GWh	产线改造，聚焦电网/工商业储能
三星SDI+Stellantis	美国印第安纳州	动力电池	动力+储能	LFP	2026年年底	30GWh/21GWh	3/4产线转储能
福特	美国肯塔基州	动力电池	储能	LFP	2027年	20GWh	福特全资接管，面向数据中心

数据来源：北极星储能网，国泰海通证券研究

3. 技术路线：锂电主导、钠电资本开支加速、其他路线商业化待验证

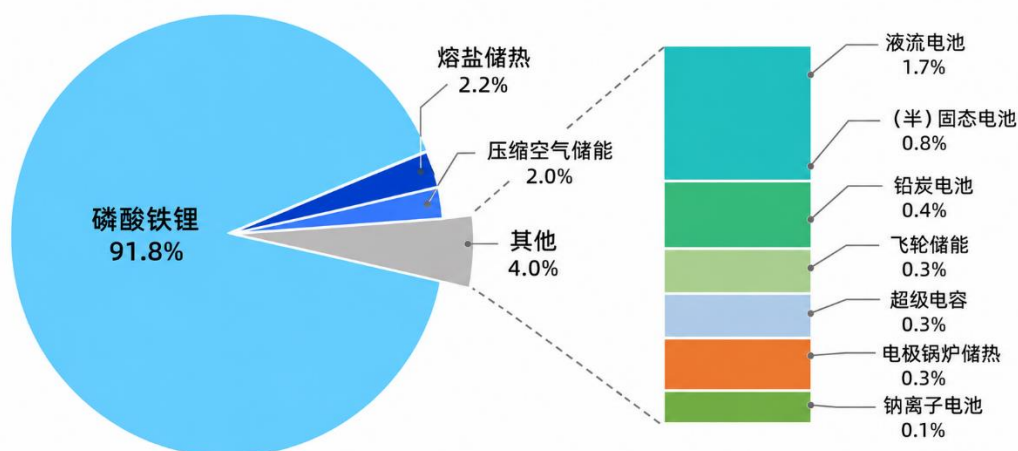
3.1. LFP 主导储能技术路线，需求高增下市占率有望进一步提升

储能技术路线中，LFP 磷酸铁锂占比高达 92%。伯恩斯坦报告显示，2026 年前 6 月锂需求同比增长 32%，其中储能（ESS）需求同比大增 100%，成为拉动锂消费的核心动力；相比之下，电动车需求仅同比增长 9%，增速明显放缓。

LFP 的核心优势在于热稳定性强、循环寿命长、成本优势突出，高度契合储能对安全性、寿命和经济性的要求。随着全球储能需求持续高增，LFP 作为当前最成熟、最具规模化优势的技术路线，预计主导地位将进一步巩固。

价格端来看，在需求增长快于供给释放的背景下，锂价回升，并逐步向储能电芯和系统报价传导。

图12：磷酸铁锂占据新型储能主导地位，2025 年新增装机占比近 92%

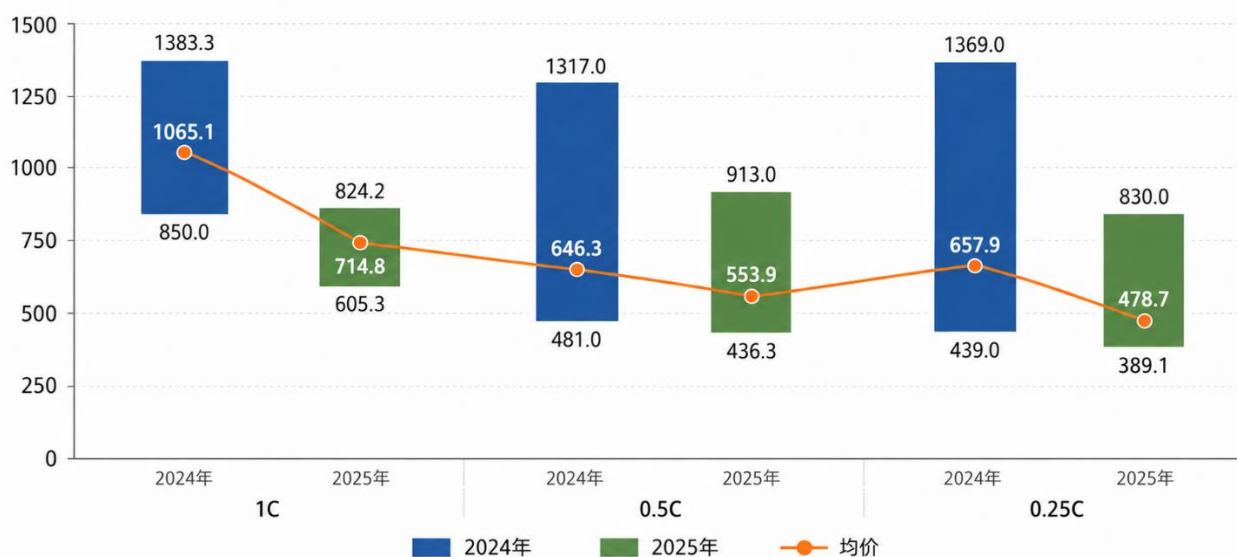


数据来源：CESA，国泰海通证券研究

图13：相较于 2024 年，2025 年 LFP 储能系统中标均价下降 14%-33%不等

磷酸铁锂储能系统中标均价及价格区间（2024 年 vs 2025 年）

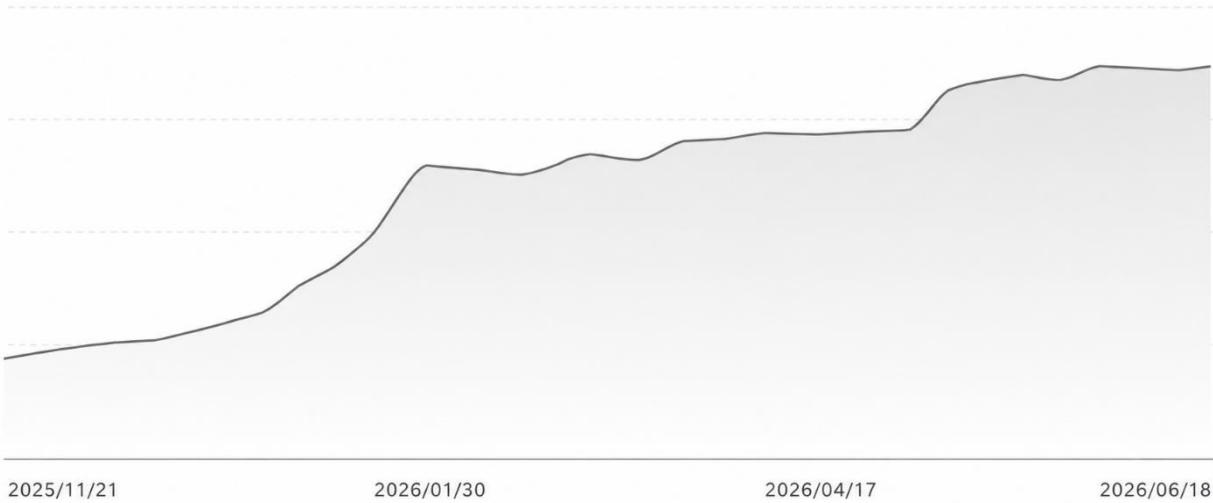
单位：元/kWh



数据来源：CNESA，国泰海通证券研究

图14: 2025 年底以来，LFP 储能电芯价格呈上涨状态

SMM方形磷酸铁锂电池314Ah指数



数据来源：SMM 上海有色网，国泰海通证券研究

3.2. 钠电产业化进程加速，锂钠双技术路线协同或成为储能行业的重要趋势

锂电仍为储能主流路线，但上游锂资源对海外依赖度较高，碳酸锂价格的大幅波动对储能系统成本稳定性形成持续扰动。相比之下，钠资源储量丰富、成本稳定，同时具备优异低温性能。随着技术成熟与资本开支加速，钠电系统成本将下降。

在产业化进展方面，2026 年 6 月，宁德时代在德国慕尼黑发布全球首款场站级实证型钠离子储能系统“天恒钠电”，标志着钠电储能正式进入 GWh 级规模化商业化阶段。根据规划，该产品将于 2026 年 9 月启动国内首批交付，全年目标出货约 1GWh；2027 年 6 月向欧洲、北美及澳洲等地区交付。同时，公司已投入约 6.5 亿欧元扩建福建福鼎基地，新增 40GWh 量产产能，并规划在山东济宁建设 160GWh 级钠电产能，以支撑后续全球化交付需求。

综合来看，未来锂钠双技术路线协同发展或成为储能行业的重要趋势，在对成本敏感、安全性要求高、能量密度要求相对不高的应用场景中，钠电将是重要补充。

表5: 磷酸铁锂和钠离子电池的技术路线差异

储能技术类型	磷酸铁锂(LFP)	钠离子电池
2025年LCOS (元/kWh)	0.28-0.40	0.35-0.45
初始投资 (元/Wh)	0.8-1.0	0.7-0.9
循环寿命 (次)	6000-10000 (生命周期10-15年)	3000-6000 (生命周期8-10年)
往返效率 (%)	88%-92%	85%-90%
优势应用场景	电网调峰、调频、工商业套利、分布式储能	低温环境 (-20℃可正常工作)、低成本储能场景
未来降本潜力	中高 (材料降本+集成优化, 2030年LCOS有望降至0.20元/kWh以下)	高 (无锂材料, 规模化后初始投资可降至0.5元/Wh以下)

数据来源：储能深度观察公众号，国泰海通证券研究

3.3. 大容量锂电挤压中时长场景，新兴长时储能技术受益政策红利加速产业化

3.3.1. 受益于政策支持，国内长时储能近两年爆发性增长

《新型能源体系建设“十五五”规划》明确提出加力发展长时储能。长时储能（LEDS），即能连续放电4小时以上的储能系统，Wood Mackenzie 数据显示，2024 年全球长期储能新增装机高增 8 倍，2025 年增长 49%，新增部署超过 15GWh；其中，中国占全球累计装机的 93%，主要受国家顶层规划与地方政策支持推动。

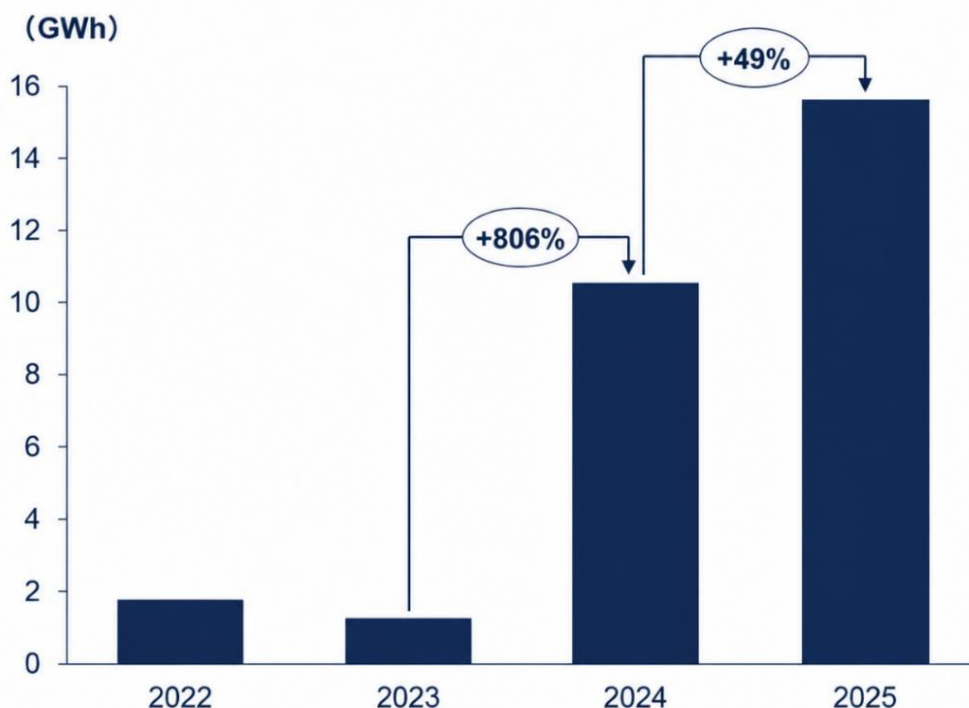
发展长时储能的核心原因在于，新能源装机规模突破临界点后，电力系统调节需求从“日内平移”向“跨时段、跨天级平衡”升级的结果。

一方面，风光出力的间歇性和波动性已由局部问题演变为系统性挑战，传统 2-4 小时短时储能难以覆盖更长周期的供需缺口，长时储能的系统价值日益凸显。

另一方面，短时储能竞争加剧、收益率下行，叠加政策考核由“容量配置”转向“有效调用”和“放电时长”，推动行业向长时化升级。

图15：2024 年全球长期储能新增装机高增 8 倍，2025 年增长 49%

全球长时储能年新增装机容量（2022-2025年）



数据来源：Wood Mackenzie，国泰海通证券研究

注：统计不含锂电储能与抽水蓄能

3.3.2. 压缩空气、储热、钒液流电池等新兴长时储能技术面临商业化挑战

在 2-4h 储能场景中，锂电的 314Ah 电池具备绝对的性价比，而 500Ah+电芯正加速向 4-8h 中时长场景渗透，有望随着产能释放而占据主流。

但当放电时长达到 8h 及以上，锂电面临瓶颈：一是其功率与容量耦合，能量容量越大，初始投资、占地、热管理、消防和运维压力都会大幅上升；二是 8h 以上储能往往对应更深度放电、更长持续功率输出，锂电会面临循环衰减、可用容量下降和更换成本问题。而压缩空气、熔盐储热、全钒液流电池等功率容量解耦的长时路线，全生命周期成本、循环寿命、深度充放耐受性等核心优势将开始显现。

Wood Mackenzie 数据显示，2025 年全球新增长时储能项目中，除锂电外，压缩空气储能、储热、全钒液流电池三大路线领跑市场，占比分别达 45%、33%、21%，成为当下落地最快的长时储能技术。

从技术定位来看，压缩空气、储热、液流等新兴长时储能技术天然适配“跨日、跨周乃至跨季节的大容量保供”储能场景，但现阶段该类长周期调节需求尚未形成大规模刚性市场，配套容量电价、多日调峰收益定价机制缺失，项目投资回报周期偏长，若不考虑政策补贴，整体商业化大规模落地仍面临较多现实挑战。

图 16：压缩空气、储热、液流等新兴长时储能技术适用不同应用场景



应用场景

- 4-10小时以上的电网级大规模储能。
- 盐穴资源丰富地区的调峰储能（山东、江苏、湖北等）。
- 新能源大基地配套长时储能。
- 兼具削峰填谷+黑启动+系统惯量支撑的多重角色。



应用场景

- 4h+的长时储能是核心战场。
- 电网侧调峰调频、黑启动、新能源配储。
- 工商业储能（峰谷套利）。
- 安全性要求极高的场景（IDC、医院、景区等）。



应用场景

- 光热发电配套24小时稳定供电。
- 火电机组灵活性改造（调峰能力提升、热电解耦）。
- 工业园区蒸汽供应、城镇集中供暖。
- 工业余热回收利用。

数据来源：智能物件公众号，国泰海通证券研究

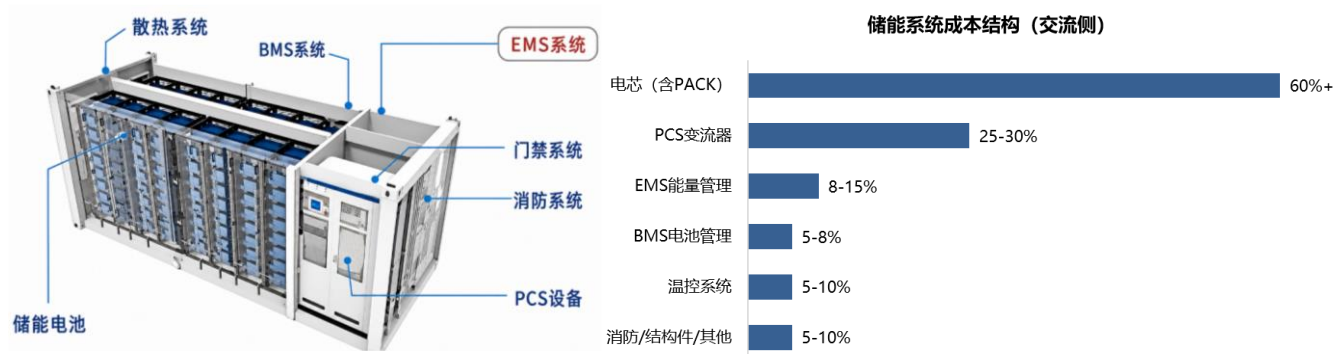
4. 产业链图谱：电芯、系统、PCS、BMS、温控及下游

储能系统的核心在于电芯/系统集成、PCS、BMS 和温控。从产业链角度，目前行业发展存在两个趋势：

一是产业链垂直整合加速，龙头企业正向上下游延伸以强化成本控制与供应安全。如宁德时代拟设立“时代资源集团”，整合既有矿业资产，同时在上游正负极材料等环节企业形成重要股权与供应链绑定；此外，公司业务覆盖电芯制造及储能系统集成，进一步提升全产业链协同。

二是跨界布局加速，风电及光伏头部企业入局储能赛道，以完善现有生态圈。如风电背景的远景能源、光伏厂商阿特斯全球储能系统出货量已位列前十。

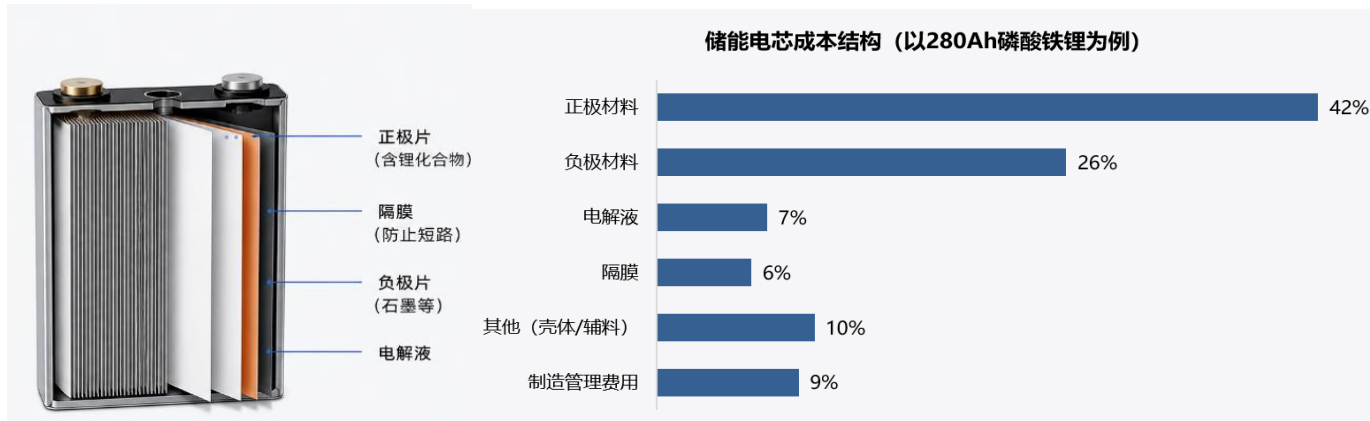
图17：储能系统的核心在于电芯/系统集成、PCS、BMS 和温控



数据来源：能源创形者公众号，国泰海通证券研究

注：上图仅为示意图，不同架构、不同时间的储能系统成本均存在差异

图18：储能电芯的核心在于正负极材料、电解液和隔膜



数据来源：能源创形者公众号，国泰海通证券研究

注：上图仅为示意图，不同种类、不同时间的储能电芯成本均存在差异

图19：中国新型储能产业链图谱（简版）



数据来源：国泰海通证券研究整理绘制

注：仅列示细分领域出货量或市占率相对较高的重要公司，不作为投资建议

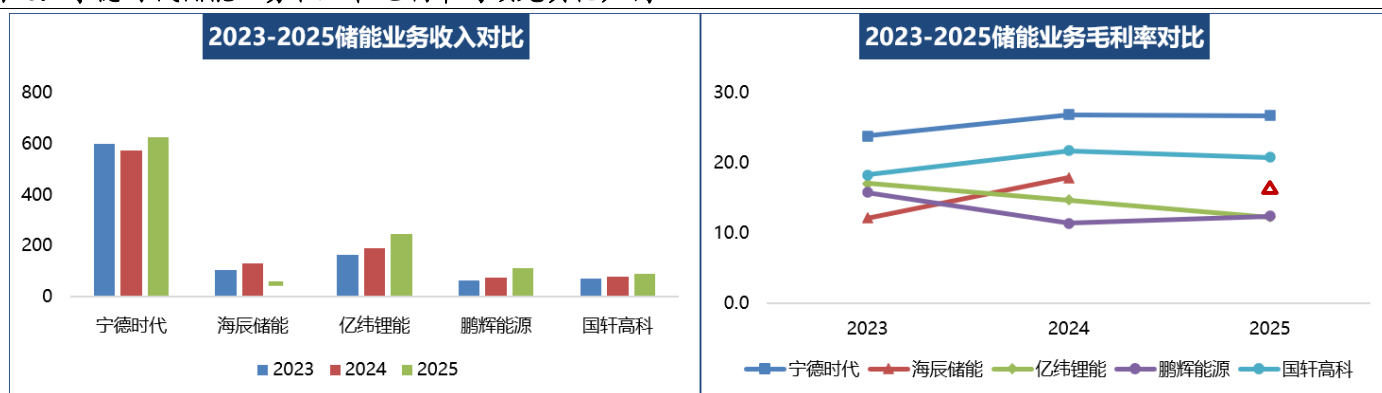
4.1. 储能电芯：市场高度集中，价格回升但需警惕产能释放带来的供给过剩风险

电芯是储能系统的核心。

受全球需求高速增长带动，2026 年头部企业产能利用率普遍超过 90%，主流 314Ah 磷酸铁锂电芯价格由 2025 年底上涨 25%–35%。但行业已规划超 1TWh 新增产能，若后续集中释放，仍可能引发阶段性供给过剩风险。

全球储能电芯竞争格局高度集中，前十大出货企业均为中国厂商。其中，宁德时代持续位居全球第一，规模优势显著，27%的毛利率明显领先二线厂商。

图20：宁德时代储能业务收入和毛利率均领先其他厂商



数据来源：Wind，国泰海通证券研究

注：海辰储能未披露 2025 年储能业务收入和毛利率情况

图21: 储能电芯领域产业图谱



数据来源: 国泰海通证券研究整理制作

注: 仅列示全球出货量相对靠前的国内部分公司

图22: 电芯上游产业链图谱



数据来源: 国泰海通证券研究整理制作

注: 仅列示全球出货量相对靠前的国内部分公司, 电解液公司之一比亚迪未重复列出

4.2. 系统集成：专业集成商整体份额提升，头部垂直整合商仍具规模优势

储能系统集成是将电池、PCS、EMS、温控、消防等多部件进行整合，形成交付新系统。目前系统集成商包括垂直整合型厂商和专业系统集成商两类。

全产链垂直整合商，本身是储能系统的部分核心部件生产制造龙头或领先者，在这一基础上向上游和下游延伸，主要企业包括比亚迪、宁德时代、特斯拉等。

专业系统集成商，本身不生产储能系统的核心部件，专注于系统集成技术，主要企业包括阳光电源、中车株洲所、海博思创、华为、远景能源等。

从技术路径来看，两类厂商的竞合格局正在发生变化。2023 年以来，电池价格下行、电芯供给扩张削弱了垂直整合企业的电芯自供优势，系统集成商可选供应商增加，根据中投产业研究院统计，阳光电源、中车株洲所等专业集成商份额提升了 10 个百分点。但比亚迪仍是少数例外，凭借电芯自研自产、成本控制和规模制造能力，2026Q1 登顶全球储能系统出货量第一，显示垂直整合模式在头部企业中仍具竞争力。

图23：系统集成领域产业图谱



数据来源：国泰海通证券研究整理制作

注：仅列示全球出货量相对靠前的国内部分公司

4.3. PCS：市场竞争从“价格优先”转向“安全与性能优先”，格局相对集中

储能变流器（PCS）是实现交直流双向转换的核心部件。根据智研数据，2025 年全球储能变流器行业市场规模为 44.35 亿美元，同比增长 19%；2022-2025 年，全球 PCS 从 56GW 增至 202GW，CAGR 达 53%，中国厂商出货占比达 70%。

PCS 行业毛利率显著高于电芯领域，但内部分化严重。作为储能系统的“大脑”，PCS 环节的利润率要显著高于电芯环节；另外，PCS 的技术壁垒也决定了其毛利率分化极为显著，头部与尾部企业毛利率差距超过 20 个百分点。

过往储能 PCS 竞争主要遵循“价格优先”。中电联数据显示，2025 年全国电化学储能电站非计划停运 1922 次，其中 PCS 导致的停运占比升至 32%，较 2024 年提高约 11 个百分点，首次超过电池成为首要停运原因。

随着储能从“新能源配套设备”转向“电力系统稳定性资源”，PCS 竞争也正从“价格优先”转向“安全与性能优先”。2025 年末以来，大储集中式 PCS 均价已上涨至 0.08 元/W，背后是主流厂商在核心器件上的明确升级，一台经过充分验证的可靠 PCS，正在成为储能项目守住投资回报底线的关键举措。

值得关注的是，海外市场已成为中国 PCS 厂商的重要收入来源和盈利支撑，但随着欧美以电网安全、网络安全和公共资金合规为由，提高对中国 PCS 的准入与融资限制，叠加国内扩产计划，可能对行业收入增长和盈利水平形成扰动。

图24：储能 PCS 发展的四大趋势

储能PCS发展四大趋势

01 大功率PCS持续迭代

- 2025年，587Ah以上第三代储能电芯已实现量产，PCS功率由2.5MW提升至约3.45MW。
- 可显著提升充放电效率与功率密度，并减少单机体积、降低电站占地。



02 组串式PCS加速渗透

- 组串式储能采用“一簇一PCS”独立控制，可减少簇间环流和短板效应，提升可用容量、效率与寿命。
- 其模块化、易运维、单点故障影响小，更适合海外及工商业储能场景。



03 液冷式PCS批量应用

- 相比传统风冷，液冷散热效率更高、温度一致性更优、防护等级更强。
- 尤其适用于2MW以上集中式PCS与250kW以上组串式PCS，在高温、高湿、高海拔、高盐雾、严寒等环境中适用性更强。



04 构网型储能大规模落地

- 2025年，构网型储能凭借主动电网支撑能力，从示范验证进入规模化落地阶段，在政策、技术、市场三重推动下快速渗透。



数据来源：掌上储能订阅号，国泰海通证券研究

图25：储能 PCS 领域产业图谱

中游代表企业

PCS·储能变流器

- PCS是实现交流双向转换的核心设备。2025年全球PCS市场规模达44亿美元，同比增长19%，2022-2025年全球PCS出货量从56GW增至202GW，CAGR 53%，中国厂商出货占比84%。
- 过往PCS竞争以“价格优先”为主。中电联数据显示，2025年全国电化学储能电站非计划停运1922次，PCS占比32%，超过电池成为首要故障来源。
- 随着储能从“配套设备”向“电网稳定性资源”转变，PCS竞争正由价格导向转向安全与性能优先。2025年末大储集中式PCS均价已回升至约0.08元/W，行业核心从降本转向可靠性与系统能力提升。

产业图谱·储能变流器领域·中国

SUNGROW 阳光电源 A+H(股)

系统集成+PCS

- 成立时间：2007年
- 注册地区：安徽合肥
- 核心特点：全球市占率榜首

KEELONG 科华数能

PCS

- 成立时间：2021年
- 注册地区：福建厦门
- 核心特点：液冷储能是特色

上能电气

PCS

- 成立时间：2012年
- 注册地区：江苏无锡
- 核心特点：主打大功率集中式PCS

NR 南瑞继保

PCS

- 成立时间：1995年
- 注册地区：江苏南京
- 核心特点：背靠电网，资源优势明显，构网型PCS技术顶尖

SOARING 索英电气

PCS

- 成立时间：2002年
- 注册地区：北京
- 核心特点：专注大功率集中式PCS

CRRC 中车时代电气

系统集成+PCS

- 成立时间：2005年
- 注册地区：湖南株洲
- 核心特点：强大的制造能力和成本控制能力

power 英博电气

PCS

- 成立时间：2004年
- 注册地区：北京
- 核心特点：储能与电能质量一体化

INOVANCE 汇川技术

PCS

- 成立时间：2003年
- 注册地区：广东深圳
- 核心特点：工控领域龙头跨界，电力电子技术底蕴深

禾望电气

PCS

- 成立时间：2007年
- 注册地区：广东深圳
- 核心特点：持续发力中

许继电力电子

PCS

- 成立时间：2021年
- 注册地区：河南许昌
- 核心特点：电气装备旗下，央企背景

禾迈股份

PCS

- 成立时间：2012年
- 注册地区：浙江杭州
- 核心特点：微型逆变器是特色

HUAWEI 华为数字能源

系统集成+PCS

- 成立时间：2021年
- 注册地区：广东深圳
- 核心特点：华为背景，智能化技术领先

数据来源：国泰海通证券研究整理制作

注：仅列示全球出货量靠前的部分公司，聚焦户用和工商业小功率 PCS 产品的部分厂商未列出

4.4. BMS 和温控：安全标准升级驱动辅控价值重估，赛道扩容加剧竞争

储能系统里，EMS（能量管理系统）负责数据采集、网络监控和能量调度，常由系统集成商自研或深度掌控，BMS（电池管理系统）负责电池监测、评估和保护。

储能 BMS 以企业自研和第三方供应并行为主。据高工产研数据，2025 年中国锂电池 BMS 市场规模达 341 亿元，同比增长 27%；其中，独立第三方 BMS 市场规模达到 99 亿元，同比增长 41%。

这一数据表明，尽管头部电池企业和系统集成商持续强化 BMS 自研与系统一体化能力，但第三方 BMS 仍受益于下游需求扩容和中小客户外采需求，在工程化适配、成本控制和交付效率方面仍具备一定优势。

温控领域，新版《电化学储能电站安全规程》落地后，储能安全标准全面升级，风冷加速退出主流市场，液冷成为行业标准化散热方案，目前国内新建大型储能项目液冷渗透率已突破 65%，核心企业包括英维克、同飞股份、申菱环境等。但由于液冷赛道涌入大量竞争者，产品价格下降，多数企业毛利率承压。

图26：BMS 和温控领域产业链图谱



数据来源：国泰海通证券研究整理制作

注：仅列示全球第三方 BMS 出货量相对靠前和储能温控市占率相对较高的国内部分公司

4.5. 下游：电网侧改革、AIDC 等新兴场景应用驱动产业链发展

图27：下游领域产业图谱



数据来源：国泰海通证券研究整理制作

5. 风险提示

政策调整超出预期的风险：储能行业盈利模式对政策依赖度较高，若后续容量补偿、电价机制、并网调用等政策调整，或导致项目回报下降，行业发展不及预期。

海外贸易壁垒加剧的风险：若主要海外市场提高关税、强化本地化要求或加强碳足迹、供应链溯源等合规审查，可能抬升企业出海成本，影响订单获取、项目交付及海外市场拓展。

产能过剩的风险：储能行业仍处于快速扩产阶段，若未来下游需求增长不及预期，或新增产能集中释放导致供需失衡，可能引发价格竞争加剧、产能利用率下降及盈利能力承压等风险。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格

分析师声明

作者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，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰海通证券股份有限公司（以下简称“本公司”）授权客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌。过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司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。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也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。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰海通证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

国泰海通证券研究所

地址 上海市黄浦区中山南路 888 号

邮编 200011

电话 (021) 38676666