

中国储能行业的危与机

——以深耕收益与全球布局锚定新增长极

2026 年 2 月 9 日

要点

- 依托完整产业链优势，中国储能产业实现规模与技术跨越式发展，确立全球主导地位；2025 年以 136 号文为标志，完成从“强制配储”到“市场驱动”的转型，形成更健康的市场机制与多元收益体系。但行业繁荣背后，产品价格持续下行，企业面临竞争加剧与结构性产能过剩，背后原因可以从两个角度分析：
- 行业层面：需求旺盛但竞争白热化，政策催化吸引大量新进入者导致结构性失衡，碳酸锂价格见底未形成降本红利，反而加剧价格战，行业处于商业模式不成熟与激烈竞争并存的阵痛期。
- 企业层面：电芯、PCS 等核心技术与动力电池、光伏逆变器同源，大量跨界企业涌入并将原有赛道的规模效应优势与价格竞争惯性带入储能领域；钠电、液流等新兴技术未实现规模化替代，市场依赖锂电池路线，同质化价格厮杀压缩利润。但布局储能行业且已形成一定规模的企业整体现金流良好、财务杠杆可控。
- 2025 年下半年以来碳酸锂价格反弹上行，对储能行业竞争格局改善有正向作用——有助于扭转行业价格下行预期，促进向价值竞争转型。但其对储能系统价格的提升作用将呈现分化——中低端产品受限于过剩产能，价格回升空间有限。
- 我们认为，储能行业的未来在于深度绑定 AI 算力需求、通过构建多元收益来强化盈利能力、以核心技术构筑竞争壁垒。同时，出海是企业突破国内内卷的关键路径，但需直面各国严苛的政策与标准壁垒。

2025 年，全球储能电池与系统出货量均呈现高速增长态势，中国在其中扮演了绝对主力的角色。储能电池方面，根据 SNE Research 数据，2025 年全球储能系统用锂电池出货量达到 550GWh，同比增长 79%，其中中国市场规模 352GWh，占全球总量的 64%，同比增速高达 117%。中国企业占据全球出货量前七名。根据 infoLink 数据，2025 年前三季度，全球储能系统出货量为 286.35GWh，同比增长 84.7%。

国内市场，随着 2025 年强制配储取消，商业模式加速成熟及海外市场的超预期增长，储能行业迎来高速增长的同时，也加速转向市场化机制。然而，在行业需求旺盛与规范化发展并行的背景下，产品价格持续下行，部分企业面临竞争加剧与结构性产能过剩。储能行业是否会成为“内卷”重灾区？本文从行业与企业两个层面剖析现状并展望未来。

我们选取了 31 家覆盖储能全产业链（含电池、系统、PCS 等核心制造环节）且公开披露储能业务的企业作为样本，利用标普信评相关分析方法，基于公开信息展开案头分析，得出了我们关于这些企业表现的初步看法。样本企业名单请参阅附表 1。

研究员

王雷

北京

+86-10 6516 6038

lei.wang@spgchinaratings.cn

邓灵

北京

+86-10 6516 6054

Ling.deng@spgchinaratings.cn

李泽苑（实习生）

阅读须知

标普信用评级（中国）有限公司（简称“标普信评”）选取若干企业进行了案头分析，选取标准包括企业资产规模、对所在区域的代表性，以及相关公开信息的有无。本报告中的分析是根据标普信评的方法进行的。标普信评的方法和分析思路仅适用于中国，且有别于标普全球评级所采用的方法和思路。因此，标普信评的观点并不等同于也不应被不实地表述为标普全球评级的观点，或作为标普全球评级的观点而加以依赖。

本次案头分析仅使用公开信息，且根据标普信评非金融企业相关方法进行。在此次分析中，我们采用相关方法对公开信息进行分析，得出关于企业信用质量的初步观点。需要强调的是，在本报告中表达的观点仅基于公开信息，标普信评从未与其中的任何企业有过任何信用评级性质的往来。本报告中表达的观点不可也不应被表述为信用评级，也不得理解为对任何企业最终信用级别的表示。本报告中表达的观点是我们通过此次分析得出的关于潜在信用质量得出的初步观点。本次案头研究工作不涉及任何跟踪活动。本报告中表达的观点不是，也不应被视为购买、持有或者出售任何证券或作出任何投资决策的建议，也不涉及任何证券的适合性。

此次案头分析的分析过程基于企业个体进行，分析结论的呈现则是按组别汇总进行。本报告各章节在呈现各组企业及整个市场相关统计数据 and 表现数据的时候，采用了我们按照标普信评相关方法一般认为最能够说明相关情况的指标。

由于本次分析是根据公开信息所作的案头分析，我们并没有与任何企业进行访谈或其他任何形式的互动沟通。在缺乏相关信息的情况下，我们会进行一些假设；同时，我们也尝试考虑企业获得集团支持、政府支持或其他任何形式外部支持的可能性，从而得出潜在信用质量的观点。标普信评不为依赖本报告的任何内容所产生的任何损失负责。

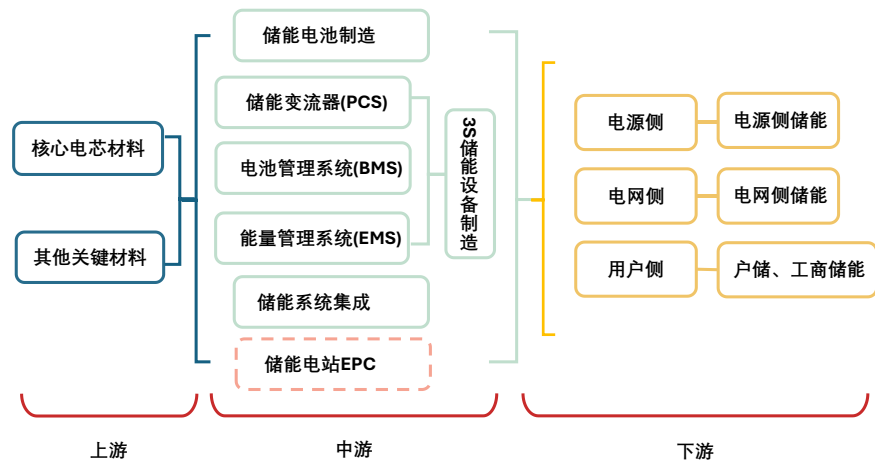
一、储能行业分析

1. 储能行业概况

储能是指通过特定介质或设备将能量进行存储，并在需要时释放的过程。储能产业链上游主要为电芯原材料，包括正负极材料、电解液、隔膜等关键组成部分；中游核心环节涵盖储能电池制造、储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）以及系统集成与安装（系统集成安装一般也包括储能项目 EPC）；下游应用则主要覆盖电力系统的三大场景——电源侧、电网侧和用户侧。

基于应用场景的进一步细分，储能市场主要分为以下几类：1）大储（大型储能）：主要部署于电源侧和电网侧，用于配合风光新能源并网、调峰调频及缓解电网阻塞。2）工商储（工商业储能）：面向工商业用户，核心价值在于通过峰谷价差套利、容量电费管理来降低用能成本。3）户储（户用储能）：应用于家庭场景的小型储能系统，主要功能为电力自发自用及作为备用电源。4）独立储能：不依附于特定的光伏或风电场，以独立主体直接接入电网，通过参与电力市场交易（如辅助服务、现货市场）获取收益。5）表前/表后储能：按接入位置划分，“表前”指接入电网侧（输配电环节），“表后”指部署在用户侧（工商业及家庭）。

图1
储能产业链构成

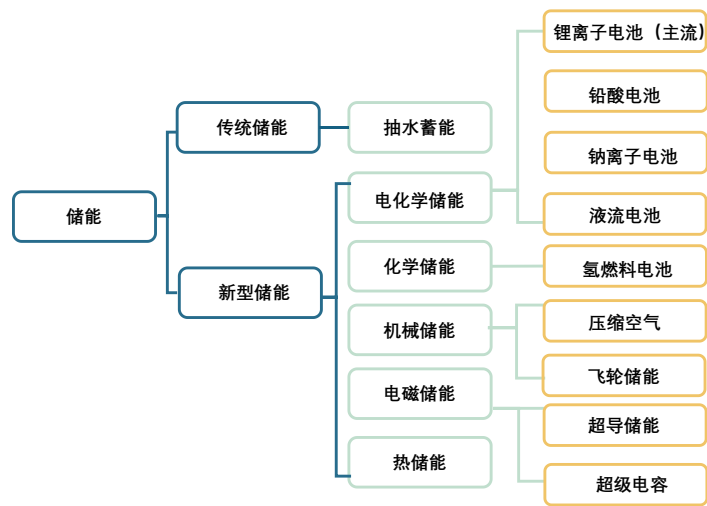


应用环节	核心功能	应用场景
电源侧	平抑发电波动，提升电能输出稳定性，减轻电网运行压力	光伏/风电场配套储能、火电厂调峰储能、水电站储能调频
电网侧	优化电网资源配置，疏解线路潮流阻塞，保障电压/频率平稳	电网储能站、变电站配套储能、偏远地区电网储能、跨区域电网调峰储能
用户侧	实现用电负荷的错峰调节，降低用电成本，保障关键场景供电连续性	工商业园区/工厂储能、家庭光储系统、数据中心储能、充电桩场站储能

资料来源：公开资料，标普信评整理
版权©2026 标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

在国家能源局的统计口径中，“储能”主要由抽水蓄能与新型储能两大板块构成。抽水蓄能作为传统的物理储能方式，目前多由电网公司主导投资建设。其商业模式相对稳定，主要通过执行国家核定的“容量电价”机制来回收成本并获取合理收益，扮演着电力系统的“压舱石”角色。新型储能则是指除抽水蓄能以外，以电化学储能（如锂离子、钠离子电池）、压缩空气储能、飞轮储能、储热/储冷及储氢技术等为代表的新兴技术集群。与抽水蓄能不同，新型储能具有建设周期短、选址灵活、响应速度快等优势，是构建新型电力系统的关键支撑。

图2
储能分类



资料来源：公开资料，标普信评整理
版权©2026 标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

新型储能高速发展驱动储能装机总量跃升，锂电主导下多元技术格局成型

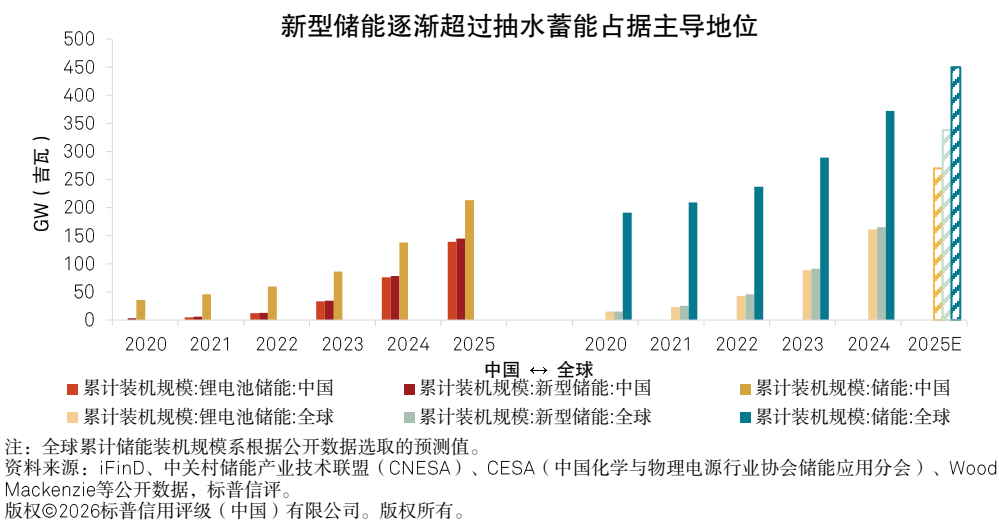
2023 年及以前，抽水蓄能凭借其技术成熟、成本低廉的优势，在全球及我国储能装机结构中占据绝对主导地位。我国抽水蓄能属于电网侧设施，主要由电网公司（如国家电网、南方电网）投资、建设和运营。抽水蓄能电站通常接入 500 千伏等高等级变电站，服务于整个区域电网，而不是单一的发

电厂。

随着近年来技术迭代加速与成本快速下降，新型储能迎来了爆发式增长拐点。尤其 2022 年以来，伴随大批量新型储能项目集中投产，我国储能累计装机规模呈现爆发式增长，近三年同比增速达 85%~160%。2024 年，我国新型储能累计装机规模跃升至 78 吉瓦，首次实现对抽水蓄能的超越。截至 2025 年 12 月，我国新型储能累计装机规模已达 144.7GW，同比增长 85%，增速远超传统储能方式，不仅在增量上占据绝对主导，更在存量结构中亦超越抽水蓄能，成为支撑我国乃至全球储能装机增长的核心动力。

从技术构成来看，电化学储能凭借成熟的产业链与持续下降的成本，确立了新型储能的市场主导地位。其中，锂离子电池技术一枝独秀，截至 2025 年底，其在新型储能中装机占比高达 96%。与此同时，行业技术路线多元化发展，钠离子电池、压缩空气、液流电池等新技术应用场景不断拓展。

图3



应用侧，储能市场正从电网侧主导快速转向多侧并举、用户侧爆发的新阶段

储能市场正经历从政策驱动向市场与政策双轮驱动的转型，发展格局也由“源网侧主导”演变为“源网侧引领、用户侧爆发”的新生态。电网侧尽管仍是当前装机主力，但随着部分区域补贴退坡及“强制配储”政策的逐步退出，其增长动能正由政策托底转向依赖市场化收益机制。电源侧受益于风光装机的持续高增，配套储能需求保持刚性。政策导向亦发生质变，从单纯的装机配储转向对利用率的考虑，倒逼市场从规模扩张转向运行效率提升。

用户侧已成为市场增长的新引擎。2024 年以来，伴随锂电等核心成本的大幅下行与各地峰谷电价差的持续拉大，工商业储能的经济性壁垒被打破，迎来高速增长。同时，AI 算力中心（AIDC）、5G 基站等新兴高能耗场景的崛起，为用户侧储能提供了广阔的增量空间，使其从“削峰填谷”的辅助工具，升级为保障用电安全与降低综合用能成本的核心资产。根据 CESA 储能应用分会数据，2025 年新型储能电网侧、电源侧、用户侧新增装机（功率）占比分别为 67.5%、24.3%和 8.1%，其中用户侧新增装机 5.3GW，同比增长 96.5%。

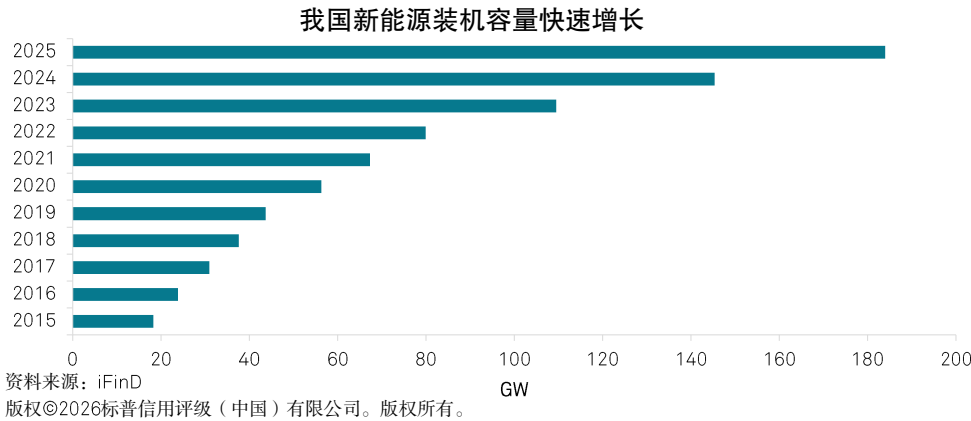
2. 新能源发电装机持续扩张，驱动新型储能需求同步攀升，全球范围内行业增长动能强劲

在新能源快速发展的背景下，新型储能成为促进新能源开发消纳的重要手段。我国新能源（风电、光伏）持续主导电力系统装机规模增长，2025 年我国能源结构转型再提速，风电、光伏作为核心增

量来源，同比增长 22.9%和 35.4%，增速遥遥领先其他电源类型，在总装机规模中的占比持续攀升。然而，新能源高速增长的背后，消纳难题正成为行业发展亟需解决的问题——2025 年，全国新能源消纳监测预警中心发布的数据显示，国内风电利用率为 94.3%、光伏发电利用率为 94.8%，且部分地区光伏发电利用率跌破 90%。新能源发电的随机性、波动性与间歇性特征，对电力系统的调节构成压力。

在此背景下，新型储能成为破解“弃风弃光”困局的关键支撑技术，通过“削峰填谷”——在新能源出力大发、电网消纳困难时储存多余电量，在用电高峰或新能源出力不足时释放电能，有效平抑供需波动。新能源装机规模的持续扩张催生了巨大的灵活性资源需求，为储能行业的发展提供了空间广阔的市场基础。

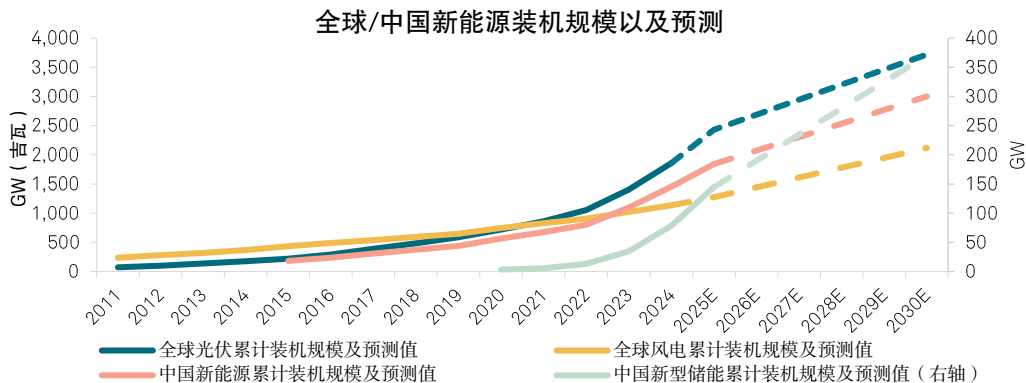
图4



从海外视角来看，全球储能市场呈现出“发达国家深化应用、新兴市场多点开花”的蓬勃态势，储能产业出海空间广阔。在全球可持续发展框架的推动下，美国、欧洲、澳大利亚等发达国家及地区的电力系统中，风电与光伏的渗透率已攀升至高位。这一趋势导致电网波动性显著加剧，系统对灵活性资源的需求呈现爆发式增长，储能作为核心调节手段，其装机需求已成为刚性配置。与此同时，以中东、拉美、非洲及东南亚为代表的新兴市场，新能源发电也正处于高速增长通道，亦将催生对储能的需求。

我们认为，无论放眼全球还是国内，新型储能增长动能依然强劲。国际能源署（IEA）在《可再生能源 2025》报告中预测，至 2030 年，全球光伏与风电装机将分别实现倍增。国内方面，随着“十五五”能源规划的推进，新能源装机占比预计将在 2030 年前突破 50%，正式确立其电力装机主体地位。供需两端的共振，将持续驱动储能产业在国内外市场保持高景气度增长。预计在经历前期爆发式增长后，行业将进入增速换挡期，尽管无法维持前期的高速增长，但增量依然显著。

图5

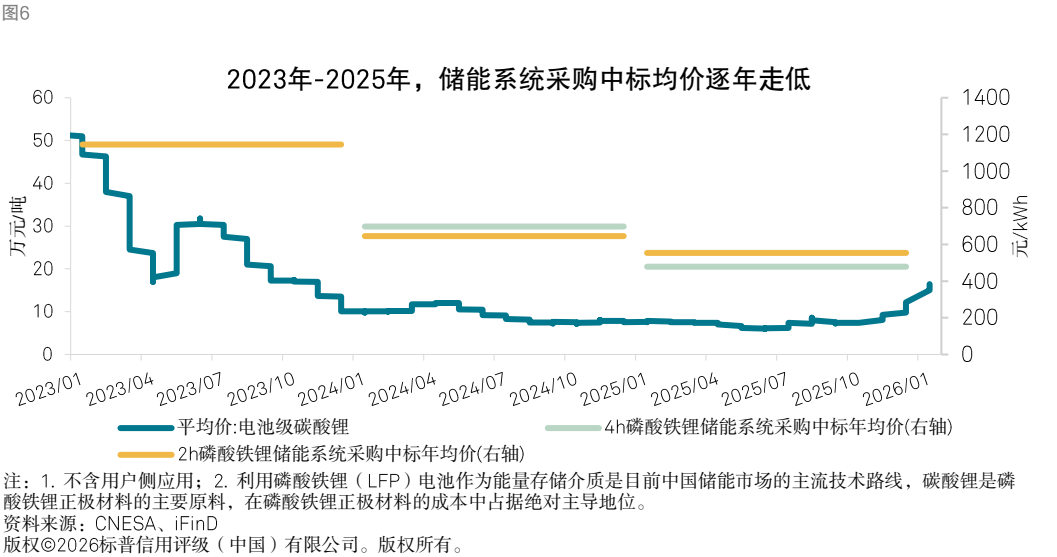


3. 上游锂电池成本波动和市场竞争加剧带动中游价格下跌，2025 行业经历价格触底与价值重构

受锂电产业链价格联动影响，上游碳酸锂价格断崖式下跌，深刻影响储能行业成本结构与利润分配格局：初期制造端短暂享成本红利，但原材料碳酸锂价格从 60 万元/吨历史高点暴跌至 10 万元/吨以下，大幅扭曲采购方价格预期；同时，随着行业竞争者增加，产能结构性过剩矛盾持续激化，全行业价格竞争进一步加剧。

这一态势在储能系统中标价格上体现得尤为明显：2022 年强制配储政策驱动市场需求井喷，碳酸锂价格上涨传导以及储能系统供不应求，储能中标价格处于高位。随着碳酸锂价格回落和竞争者激增，2023 年其行业中标价格开始下跌。2024 年，2h 储能系统中标均价已降至 0.65 元/Wh，较 2023 年均价近乎腰斩。2025 年是价格触底与价值重构的一年，虽然全年均价继续下行（2h 系统均价降至 553.94 元/kWh），但市场在下半年出现了变化：2025 年下半年，碳酸锂价格开启上行通道，涨幅持续扩大，甚至在 2026 年一季度攀升至 16 万元/吨以上；随着碳酸锂价格反弹，以及业主对构网型、长寿命等高质量产品的需求增加，到 2025 年底部分项目中标价格出现环比回升。

我们认为，碳酸锂价格反弹对改善行业竞争和价格有正向影响，但其对终端价格的传导呈现结构性分化特征。一方面，原材料价格回升逆转中游储能企业成本下行预期，终结依赖低价原材料的竞争模式，加速低价劣质产能出清，推动行业从“价格内卷”转向“价值竞争”；同时，具备垂直整合能力与技术壁垒的头部企业，能够进一步巩固成本优势，行业集中度有望持续提升。另一方面，系统终端价格的回升空间受限于细分市场的供需基本面，长时储能、构网型储能等高价产品凭借技术溢价与刚性需求，具备较强的议价和成本消化能力；而对于门槛相对较低的低价储能产品市场，由于产能依然过剩，价格回升有限。



4. 中国储能政策迈向市场化，构建多元收益新体系

2025 年以来，中国储能产业政策由早期的“强制配置”转向“市场化驱动”。这一转变以 2025 年 2 月《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》（“136 号文”）为里程碑，其核心在于明确“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”，终结了强制配储模式。2025 年 9 月，《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》进一步确立了“2027 年装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，基本实现规模化、市场化”的目标，为行业提供了稳定预期。方案明确提出，要通过鼓励新型储能全面参与电能量市场、辅助服务市场以及加快价格机制建设，来完善市场体系。

随着市场化进程加速，政策层面持续完善储能的收益机制。2025 年 8 月《西北区域跨省电力中长期交易实施细则—新型储能交易专章》出台，跨省跨区交易壁垒被打破，新型储能被允许参与更广阔

的电力中长期交易；2025 年 11 月《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》引导容量电价机制逐步健全，旨在让储能凭借其调峰填谷与备用能力获得稳定补偿。

此外，2026 年 1 月发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》首次确立了电网侧独立新型储能容量电价机制，允许各地参照煤电标准，对服务于电力系统安全的独立储能给予容量电价补偿。这推动了储能商业模式从“峰谷价差+辅助服务”的二元收益，向包含“容量电费”的三元收益结构升级，显著增强了现金流的稳定性。

表1

储能行业重要政策

时间	颁布机构	政策文件	核心内容解读
2021.07	国家发改委 国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	“十四五”期间的奠基性文件，首次明确了新型储能的总体发展目标，确立了储能作为构建新型电力系统关键支撑技术的战略地位。
2022.06	国家发改委 国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	首次明确新型储能的独立市场主体地位，允许其作为独立主体参与电力市场交易，并提出建立电网侧储能价格机制，为储能赚钱铺平了道路。
2025.02	国家发改委 国家能源局	《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》	明确取消强制配储，不得将配置储能作为新能源项目的并网前置条件。这标志着储能需求从“政策强绑”转向“市场自驱”，倒逼储能必须靠自身盈利活下去。
2025.08	西北能监局	《西北区域跨省电力中长期交易实施细则—新型储能交易专章》	允许独立储能跨省参与交易，打破区域限制，提升储能项目收益空间。
2025.09	国家发改委 国家能源局	《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》	明确提出到 2027 年，全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦（180GW）以上，带动投资约 2500 亿元，标志着行业进入全面规模化、市场化发展阶段。
2025.11	国家发改委 国家能源局	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	提出要健全新型储能容量电价机制。这意味着储能除了卖电（电量电价）和辅助服务外，其“备用能力”（容量电价）也将获得稳定收益，极大地增强了投资信心。
2026.01	国家发改委 国家能源局	《关于完善发电侧容量电价机制的通知》	首次在国家层面确立发电侧容量电价机制，电网侧独立新型储能可参照当地煤电标准执行容量电价补偿，明确其可参照当地煤电标准获得“保底收益”，并将收益与放电时长及顶峰贡献直接挂钩

资料来源：公开资料，标普信评整理

5. 储能行业竞争加剧，竞争格局初步定型

在国内，储能电池、交流器（PCS）等核心部件与成熟产业高度同源，吸引原赛道头部企业纷纷跨界涌入。这些跨界企业不仅带来了成熟的规模化制造能力，更将原有赛道的规模效应优势与价格竞争惯性带入储能领域。在此背景下，国内储能行业竞争格局已初步定型，不同产业链环节呈现差异化竞争逻辑：

- 1) 储能电池头部企业主导地位难以撼动，但二三线厂商陷入同质化竞争。根据 SNE Research 的统计数据，全球储能电芯市场前七强均为中国企业，合计占据约 83% 的市场份额。其中，宁德时代以超过 30% 的全球市占率稳居第一，其庞大的产能规模与出货量构筑了极高的行业壁垒，龙头地位短期内难以撼动。然而，由于储能电池技术路线（如磷酸铁锂）的相对成熟，导致低端产能的准入门槛降低，大量锂电企业涌入该赛道。这些新进入者及二三线厂商受限于技术同质化严重，难以构建差异化优势。
- 2) 储能系统集成市场进入壁垒相对更高。大型储能电站单项目投资动辄数亿元，业主方以央企发电集团、电网企业为主，其在招标过程中，除关注产品质量与价格外，对供应商的资金实力、并网经

验、项目运维能力与长期信誉有着严苛要求，进一步抬高了行业准入门槛。基于此，系统集成市场分化为两大核心阵营：

以阳光电源、远景能源、海博思创为代表的民营企业，凭借核心产品技术优势、系统集成能力与成熟的全球渠道，在国内外工商业储能及大型储能项目中攻城略地，海外市场成为其核心增长极。

中国电力子公司新源智储、中电装子公司中电装储能和许继集团、中国中车子公司中车株洲所等央/国企企业，背靠母公司强大的资源网络和建设能力，在国内大型储能、电网侧储能项目中占据重要席位，具备天然的项目获取优势。

3) PCS 等核心设备环节技术壁垒决定竞争格局。由于 PCS 与光伏逆变器技术上高度共通，竞争主体多为具备深厚电力电子技术积累的综合型制造巨头。阳光电源、上能电气、科华数据等头部企业，大多起家于光伏逆变器或 UPS 电源领域，凭借在技术优势顺利延伸至储能 PCS 赛道。

二、储能企业分析

1. 产业链布局：垂直整合构筑壁垒，龙头跨界实现竞争优势外溢

我们认为，依托核心技术与供应链优势，垂直整合产业链并逐步构建全产业链竞争力的企业更具有优势。当前储能产业呈现两大趋势：一是产业链垂直整合加速，企业纷纷向上游资源端与下游应用端延伸，以强化成本控制与供应安全；二是跨界布局加速，实现规模效应与协同效应最大化。如动力电池与储能电池技术高度同源，头部企业通过产线和技术共用实现双向赋能。

例如，储能电池龙头企业宁德时代与比亚迪也是动力电池龙头，其已形成从上游锂矿资源开发、中游储能电池制造到下游储能系统集成的完整布局；阳光电源在储能系统和 PCS 均实现全球出货量领先；南瑞股份依托子公司南瑞继保，在储能系统集成和 PCS 制造方面具备优势。

此外，近年风电及光伏头部企业入局储能赛道，以完善现有生态圈，目前已初见成效。具备风电背景的远景能源、金风零碳在全球储能系统出货量中均位列前十。光伏厂商中，阿特斯、天合光能出货量亦具备规模。光伏行业头部厂商也已切入储能系统集成环节，其中阿特斯凭借北美市场优势已位列前十；天合光能等厂商也开展了相应业务。

不同环节企业在产业链布局上则各有侧重：

电池龙头企业凭借在电芯这一核心部件上的成本与技术优势，普遍向下游系统集成延伸，以获取更高的附加值并强化对系统安全性与整体性能的掌控。部分领先企业也开始自研自产 PCS，进一步加强产业链一体化。

专业的储能系统集成商则大多选择采购头部电池厂的电池，在产业链方向上专注于 PCS、BMS（电池管理系统）、EMS（能量管理系统）等核心部件的布局。

而 PCS 龙头企业则多选择向系统集成环节拓展，我们认为，PCS 作为连接电池与电网的关键枢纽，通过提供包含 PCS 在内的整体解决方案，能提升产品毛利，还有利于实现技术迭代与性能优化。

图7

主要储能企业的产业链分布情况

储能电池	储能系统	储能逆变器
宁德时代		
瑞浦兰钧		
亿纬锂能		
比亚迪		
中创新航		
国轩高科		
鹏辉能源		
南都电源		
欣旺达		
天能股份		
	阳光电源	
	南瑞股份	
	海博思创	
	阿特斯	
	天合光能	
	科士达	
	艾罗能源	
	首航新能源	
	派能科技	
	科陆电子	
	东方电气	
	新风光	
	远东股份	
		科华数据
		上能电气
		盛弘股份
		锦浪科技
		固德威
		德业股份
		福建星云
		华塑科技

注：1. 有颜色代表该企业从事相关储能环节，颜色深浅代表企业在该细分领域的排名（仅统计样本企业的全球出货量排名，深色排名靠前，灰色代表该企业有相应产品但未进入排名前十）。2. 储能电池排名时间为 2025 年，储能系统排名时间为 2025 年上半年，储能逆变器排名时间为 2024 年。

资料来源：CNESA、SNE Research、infoLink 等机构发布的公开资料，标普信评整理。
版权©2026 标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

2. 业务规模：规模效应与理性扩张的双向博弈

储能系统集成与电池制造企业通过扩大规模，能够有效摊薄折旧、研发及供应链管理成本，同时显著增强其在碳酸锂等大宗原材料、核心设备采购以及电力集团集采中的议价能力。此外，随着我国新能源装机规模预计在 2030 年前实现翻倍增长，配套储能市场空间广阔。在此背景下，具备先发优势的头部企业通过抢占产能高地，能够更早锁定市场份额。

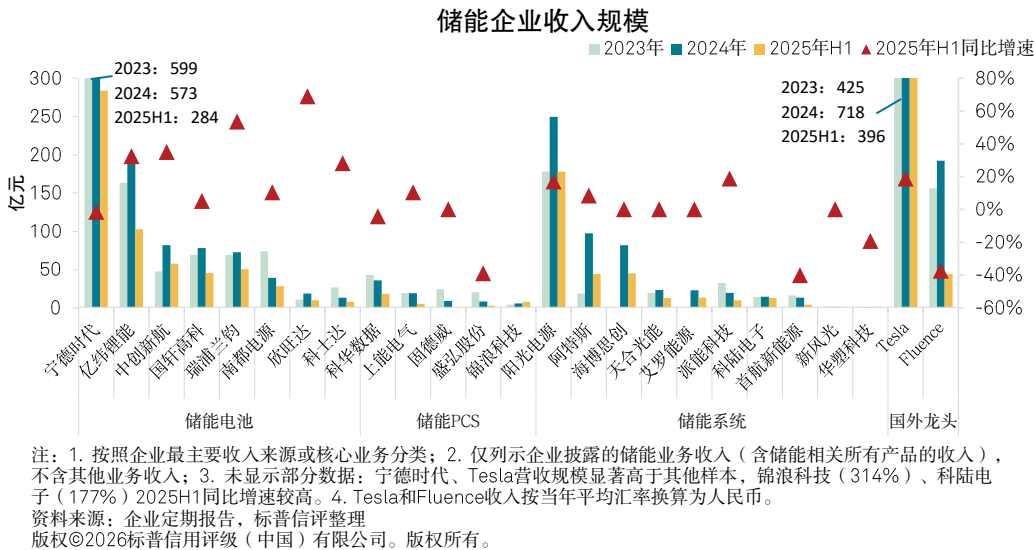
然而，储能产业恐难复现过去五年的超高速扩张态势。随着大量上市公司、国企及跨界资本的涌入，行业供给端面临大规模扩容压力。尤其在技术壁垒较低的细分领域，供需失衡或将引发“量增价跌”的恶性竞争。

另一方面，技术路线的变革正构成潜在挑战。随着长时储能及非电化学技术（如压缩空气、液流电池等）的加速演进，在 4 小时以上的长时储能场景中，锂电系统的主导地位或将受到冲击。如果其他多元化储能出现技术突破，当前大规模投产的锂电储能电站或将面临资产减值风险。我们预计，未来领先企业将更多通过技术升级、垂直整合或海外本地化布局来实现“高质量规模”增长，而非盲目扩产。

基于 2023 年至 2025 年上半年的样本企业数据，储能产业链各环节的市场集中度呈现出明显的分化态势。在储能电池与系统集成领域，头部聚集效应尤为突出，头部企业凭借规模效应、品牌口碑及强大的交付能力，已构筑起难以逾越的护城河，中小厂商难以撼动其市场地位。其中，储能电池领域宁德时代以“断层式”优势领跑全行业；亿纬锂能、中创新航、国轩高科、瑞浦兰钧等企业则构成了储能业务年营收超 50 亿元的第二梯队。储能系统领域阳光电源、阿特斯、海博思创等企业年收入规模领先。且大部分头部企业在 2025 年上半年实现了较高的收入增速。

而 PCS 领域市场集中度明显偏低，头部与尾部企业规模差距缓和，这是因为主流逆变器厂商具备快速切换或扩产 PCS 的能力，供给端多元化且产能弹性充足，赋予系统集成商更广泛选择。

图8



3. 中国储能产业全球主导地位确立，全产业链加速出海

2025 年，全球储能市场迎来爆发式增长，中国企业在其中扮演了绝对主导角色，全产业链竞争优势显著。储能电池方面，根据 SNE Research 数据，宁德时代储能系统用锂离子电池出货量以 30% 的市场份额稳居全球第一，海辰储能、亿纬锂能、比亚迪等紧随其后，前七名均被中国企业包揽。在储能系统集成领域，中国企业同样跻身全球第一梯队，根据 InfoLink 数据，2025 年前三季度，全球储能系统出货量前十名中国企业占据八席，仅两席为美国企业。

表2

头部企业储能系统用锂离子电池出货量及市占率

企业名称	储能电池出货量 (GWh)					储能电池市出货量市占率				
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
宁德时代	17	47	74	93	167	38%	43%	40%	30%	30%
瑞浦兰钧	1	10	14	23	69	3%	6%	8%	7%	13%
亿纬锂能	1	10	21	40	66	2%	8%	11%	13%	12%
比亚迪	5	14	22	27	48	10%	12%	12%	9%	9%
海辰储能	-	5	13	32	43	-	4%	7%	10%	8%
中创新航	-	2	8	20	40	-	2%	2%	7%	7%
国轩高科	1	5	6	18	25	1%	4%	3%	6%	5%
Samsung SDI	8	9	9	11	12	19%	7%	5%	4%	2%
LG Energy Solution	8	9	8	9	10	18%	7%	4%	3%	2%

来源：SNE Research，标普信评整理

2025 年，中国储能产业出海迎来爆发。据中关村储能产业技术联盟（CNESA）数据，全年新增海外订单规模攀升至 366GWh，同比增长 144%。订单覆盖全球 60 多个国家和地区，从传统的欧美市场，快速扩展至中东、拉美、东南亚等新兴市场。例如，宁德时代与阿联酋马斯达尔签署 19GWh 储能订单；与澳大利亚 Quinbrook 合作开发 3GW/24GWh 储能项目集群；比亚迪与沙特电力公司累计签署 15.1GWh 订单；新兴市场方面，天合储能在智利完成了 1.2GWh 的项目交付，华为数字能源在丹麦中标了规模为 0.132GWh 的储能项目，实现南美、北欧市场的拓展。

我们认为，中国企业在市占率和出海方面表现优异，一是电池领域磷酸铁锂电池技术路线成熟，其在安全性、成本和寿命方面的综合优势使其成为储能市场的首选；二是垂直整合能力和规模效应带来的成本优势。同时，面对国内激烈竞争，广阔的海外市场也成为企业消化产能、寻求增量的必由之路。

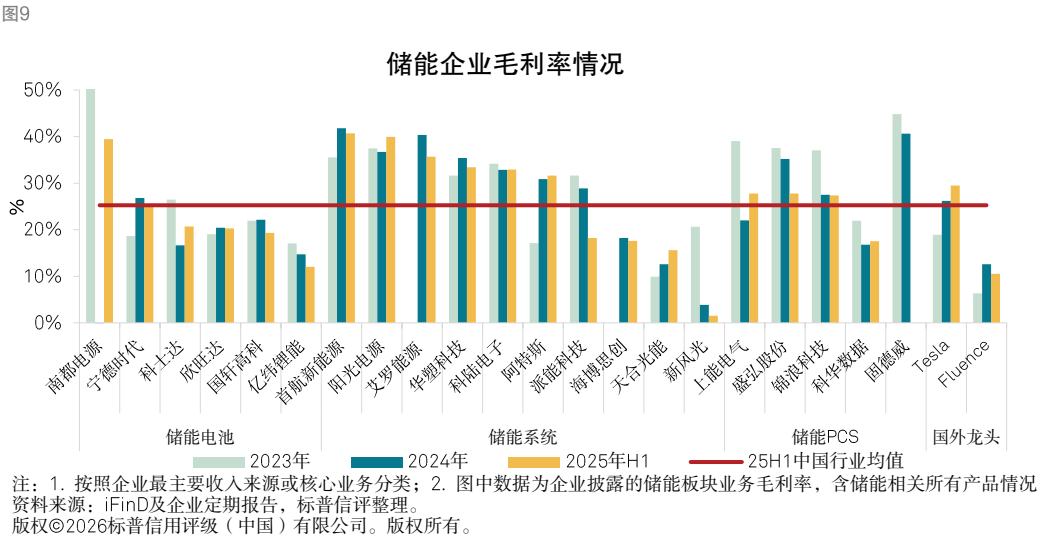
4. 储能电池和 PCS 环节面临价格战冲击下的盈利回调，储能系统集成领域盈利表现韧性

从样本企业的毛利率表现来看，2023 年至 2025 年上半年，储能行业整体经历了盈利下探。尤其储能电池和 PCS 环节，绝大多数企业在 2024 年及 2025 年上半年的毛利率均呈现出相较于 2023 年出现回落。随着储能行业从“政策驱动”转向“市场驱动”，储能招标价格持续探底，产业链上下游的降价压力层层传导。

电池环节是目前产业链中盈利压力相对较大且企业间盈利能力差距最悬殊的领域，行业呈现明显两极分化态势。大部分电池企业的毛利率在 2024 年后出现了大幅跳水，这主要源于碳酸锂价格虽有回落，但电芯价格下跌速度更快，导致加工费和利润空间被压缩。头部企业如宁德时代，虽然毛利率有所下降，但依然维持在相对较高水平；相比之下，部分企业缺乏议价权，受到行业价格战影响更大。

与电池及 PCS 环节不同，储能系统集成领域的盈利表现展现出独特的韧性。尽管行业内部竞争格局持续分化，但该环节企业的整体毛利率近年来并未随产业链价格下行而显著承压，反而呈现出稳中有升的态势。阳光电源、阿特斯等企业凭借出色的供应链整合与项目运营能力，毛利率甚至实现小幅增长。

不同于系统集成商可通过向上游压价来转嫁成本压力，PCS 环节处于产业链中游且供给端分散，议价能力较弱，不得不动承接系统降价带来的冲击，导致绝大多数企业 2024 年和 2025 年上半年毛利率较 2023 年显著下滑。



5. 储能企业财务风险分析

我们对样本企业的财务状况进行了分析。由于多数样本企业并非专门从事储能业务，而是同时经营其他主营业务，因此披露的财务数据反映的是企业整体的经营状况。尽管存在这一局限性，通过横向比较各产业链环节的财务差异，我们仍能窥见行业发展的某些结构性特征与趋势。

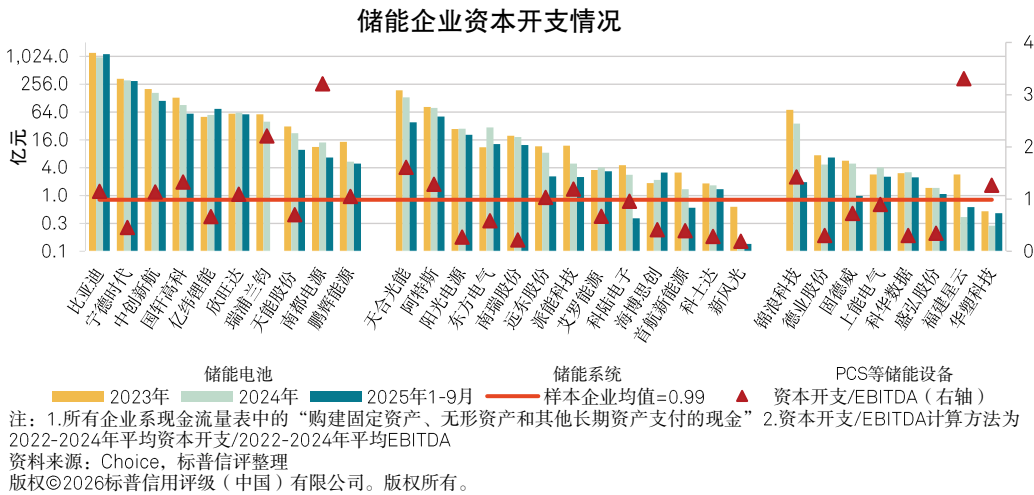
大部分企业维持较高资本开支的同时，现金流覆盖能力整体较好

大多数储能企业处于重资产行业，长期维持高资本开支，截至 2025 年第三季度，多数企业资本开支较去年同期仍保持增长态势。其中，电池行业头部企业资本开支远高于其他环节——比亚迪以超 1100 亿元的规模领先，宁德时代超 300 亿元位居第二，中创新航亦超 100 亿元。第二梯队中，国轩高科、亿纬锂能、欣旺达以及天合光能、阿特斯、阳光电源等系统集成商，资本开支普遍在 20-80 亿元之间。相比之下，PCS 等设备厂商规模较小，资本开支相对有限。

我们认为 EBITDA 更能准确反映企业主营业务现金生成能力，通过“资本开支/EBITDA”比率评估样本企业投资支出的现金流可持续性：尽管比亚迪、宁德时代、中创新航、国轩高科、阿特斯和阳光电源等头部企业资本开支绝对额较高，但得益于其 EBITDA 规模庞大且表现稳健，足以支撑自身资本开支需求，其资本开支/EBITDA 比率均维持在 1.5 以内，其中宁德时代、亿纬锂能、阳光电源该比率低

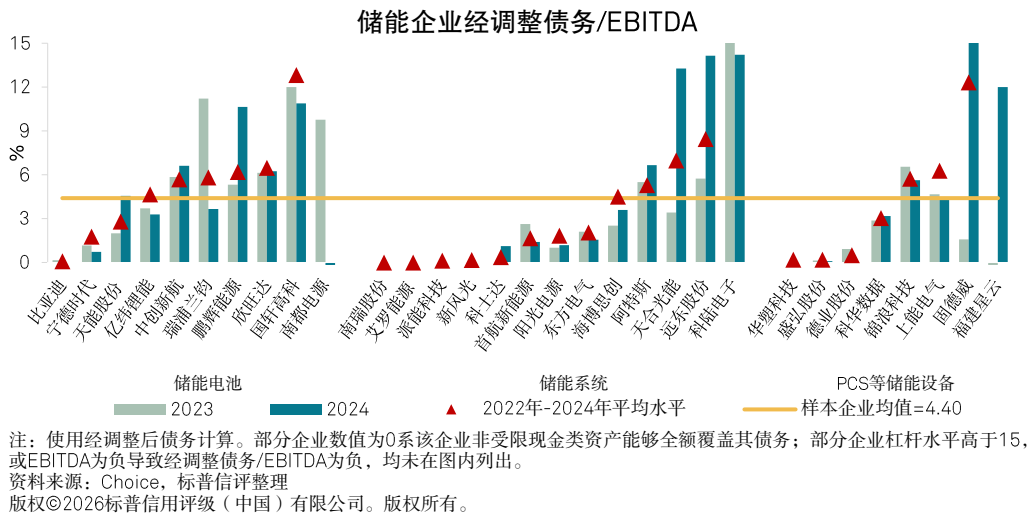
于 1，现金流可持续性较强。福建星云、南都电源、瑞浦兰钧近三年该比率显著高于行业均值，或因为 EBITDA 低于行业均值，且增速为负，资本投入在短期时间内难以转化为有效收益。

图10



我们采用经调整债务/EBITDA 指标衡量储能企业杠杆水平。2024 年储能电池领域的鹏辉能源、国轩高科，储能系统领域的天合光能、远东股份、科陆电子，PCS 等设备生产环节的固德威、福建星云等企业财务杠杆处于高位；南都电源因 EBITDA 为负，导致经调整债务/EBITDA 呈负值。从过去三年表现来看，福建星云、南都电源、科陆电子、固德威、国轩高科杠杆水平偏高；而比亚迪、南瑞股份、派能科技、新风光、华塑科技、盛弘股份、德业股份等在 2022-2024 年平均杠杆水平低于 1，财务表现健康。值得注意的是，储能产业链各环节龙头企业均保持较低杠杆水平，典型代表包括宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、阳光电源、科华数据。

图11



整体来看，储能及电网相关行业平均债务/EBITDA 处于较低水平，主要支撑在于电网业务现金流稳定、回款拖欠情况相对较少；而客户结构偏向海外或工商业的企业，因垫资压力较大、回款风险更高，财务稳健性易存不确定性，且更易随行业周期波动。同时，企业自身的财务管控与经营综合能力，进一步加剧了行业内企业财务状况的分化。

我们认为，高杠杆企业一般具有以下特征：1）激进扩产致债务高企，叠加行业下行、回款滞后及减值风险，利润被压缩，债务增速远超业绩增长（如福建星云、国轩高科）；2）历史激进扩张遗留刚

性债务与低效资产，致长期亏损与减值，抗风险能力弱（如科陆电子）；3）过度依赖高毛利细分市场（如海外），一旦需求骤降，毛利与营收双杀，刚性成本致现金流恶化（如固德威）。

财务表现优异的企业主要分为两类，但均具备强劲的内生造血与优良的资本结构：1)以比亚迪、宁德时代、阳光电源为代表，依托核心业务的强劲现金流、强大的产业链议价权及持续的债务结构优化，构建起高现金安全边际；2)以派能科技、德业股份等为代表，尽管规模较小，但依靠上市募资与盈利积累，形成了厚实的权益资本（高资本公积与未分配利润），且资本开支可控，财务弹性充足。

行业展望

我们认为，储能行业未来在于如何和 AI 形成良性互动，如何加强收益来源，以及如何确立自身在技术洗牌中立于不败之地。此外，出海也是企业突破国内竞争的重要路径，但各国政策和标准成为阻碍。

1. 未来发展预测：三大主要方向

政策驱动向市场机制转型，鼓励储能项目收益来源多元化，行业将迎来价值重构与优胜劣汰

我国储能正从“政策强制配置”转向“市场化自主发展”，136 号文明确储能与新能源项目解绑，回归独立市场主体身份。市场化机制下，储能项目收益来源拓展至能量、辅助服务、容量等多元领域，后续政策将进一步规范峰谷电价与辅助服务补偿标准，产品性能、安全性、循环寿命及智能化运维能力，将取代低价成为企业核心竞争点。

AI 算力爆发催生新刚需，AIDC 重塑储能应用场景

人工智能的指数级发展推动 AI 数据中心（AIDC）用电量激增，储能作为支撑其快速落地与稳定运行的战略性基础设施，需求持续攀升。国内相关政策已明确数据中心配套储能的标准化建设导向，进一步巩固了储能在 AIDC 领域的核心地位，成为行业增长新支柱。

长时化与大型化趋势确立，或带来新一轮产业洗牌

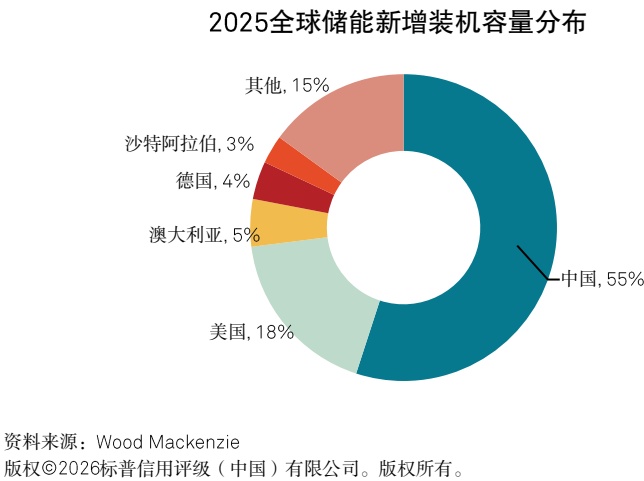
我国新型储能平均储能时长从 2021 年 2.0 小时升至 2025 年 2.58 小时，预计 2030 年达 3.47 小时，4 小时及以上长时储能项目装机占比持续提升；截至 2025 年 9 月底，单站规模 10 万千瓦及以上的大型储能电站装机占比超三分之二。这将推动技术路线变革，锂电向长时拓展面临成本挑战，液流电池、压缩空气等新型技术凭借成本与安全优势，有望填补长时储能经济性空白，加速行业洗牌。

展望 1：行业转型、场景拓展与技术变革之下，储能企业既面临市场化竞争、技术迭代与成本管控的多重挑战，也迎来收益多元化、新场景爆发与技术突围的发展机遇。

2. 主要储能市场政策导向和分析

全球储能装机主要分布于中美欧，中美占据主导地位。2025 年储能装机规模前五名分别为中国、美国、澳大利亚、德国、沙特阿拉伯。

图12



全球储能应用市场则呈现差异化发展

美国市场由于人工智能爆发带来巨大需求，但尽管出台独立储能补贴政策，目前产业链仍高度依赖进口。美国以“表前”独立储能为主，市场发展核心驱动力源自《通胀削减法案》（IRA），该法案长期确立了储能投资税收抵免（ITC）政策，后续通过的《One Big Beautiful Bill Act》（OBBBA，俗称“大而美法案”）对独立储能补贴机制进行调整，强化补贴与本土供应链绑定。人工智能数据中心（AIDC）的爆发式扩张，给美国带来了巨大的刚性用电与调峰需求，支撑了储能市场的长期高景气度。然而，本土产能的严重不足使得美国难以摆脱对外部供应链的依赖。据美国清洁能源协会（CEA）预测，2025 年美国电芯产能缺口或超 60%。尽管政府试图通过高关税政策重塑供应链，但这反而扰乱了原本高性价比的中国磷酸铁锂电池进口渠道，加剧了本土产业的供需矛盾。

澳大利亚市场高度集中于大型储能（大储）与户用储能（户储）。在政策端，联邦政府的“更便宜的家用电池计划”（Cheaper Home Batteries Program）及西澳大利亚州的“住宅电池计划”（Residential Battery Scheme）极大地刺激了市场发展。2026 年 5 月补贴政策将调整为通过分级补贴与虚拟电厂（VPP）强制绑定的双重举措，推动户用储能行业从依赖补贴覆盖成本，转向依托电力市场套利与虚拟电厂运营实现收益的发展模式。

欧洲储能市场重心正加速向工商业储能与大型储能转移，各国政策密集加码：德国通过《Solar Package 1》与《电力储能战略》，以流程简化、费用豁免与长时储能采购等举措，大力激励工商业储能部署；意大利推出 MACSE 电力储能容量采购机制，计划 2030 年前通过该机制支持 50GWh 储能装机（含 15 年长期合同保障收益）；英国天然气电力市场办公室（Ofgem）2025 年 4 月正式批准国家能源系统运营商（NESO）的“TM04+”电网接入改革方案，预计释放约 300 亿英镑清洁能源投资，清退“僵尸项目”并优先保障储能并网，为储能大规模部署扫清障碍。

中国储能产业“走出去”正面临复杂严苛的国际政策环境，主要出口国通过立法、税收、技术标准等手段构筑贸易壁垒，给中国企业全球化带来实质挑战

美国市场：税收抵免与供应链的“脱钩”压力。美国通过 IRA 与 OBBBA 构建了政策防线。一方面，法案明确限制由“受限外国实体”（FEOC）控制的企业享受税收抵免；另一方面，OBBBA 法案进一步确立了补贴资格必须建立在“非受限国家”供应链基础上的原则，严格排除来自中国等国的关键矿物或材料。这意味着中国储能企业若想进入美国主流市场，不仅面临失去财政补贴的竞争力劣势，更需重构其全球供应链以规避“中国成分”的限制。

欧盟市场：本地化含量与“绿色”规制。欧盟则通过《工业脱碳加速器法案》（IDAA）草案及《新电池法》推行高标准的市场准入规则。IDAA 草案拟在公共采购中设定 40% 的“欧盟成分”本地化含量要求，迫使非欧盟企业必须与本地伙伴合资或在欧盟内部建立产能。同时，《新电池法》对碳足迹、

可拆卸性及数字护照的强制要求，将监管触角延伸至产品的全生命周期。这不仅大幅抬升企业的合规成本与绿色投入，更对中国企业的低碳制造能力、全链条数字化治理水平提出更高标准。

澳洲与新兴市场：技术标准与本地化门槛。在澳大利亚，政策限制更多体现在严苛且细致的技术标准与并网规则上，可能导致大量习惯于通用标准的中国产品因细节问题在入境审计时被判定不合格，面临退货或销毁风险。而在印度、巴西等新兴市场，政策导向则更直接地指向“本地制造”。印度要求风光项目中储能系统的本地化比例提升至 50%，巴西则通过上调 BESS（电池储能系统）及逆变器核心设备的进口关税，旨在保护本土产业，倒逼外资企业进行本地化投资。

展望 2：面对严苛的国际政策壁垒，尽管短期可以通过合规排查、供应链优化及深耕友好市场来规避限制；但长期而言，那些拥有核心技术壁垒、符合国际绿色低碳标准及积极布局海外本地化产能的企业，才能在高增长的全球储能市场把握更多机遇。

本报告不构成评级行动。

附表 1：样本企业名单

储能产业链环节	序号	企业名称	企业简称
储能电池	1	比亚迪股份有限公司	比亚迪
	2	宁德时代新能源科技股份有限公司	宁德时代
	3	中创新航科技集团股份有限公司	中创新航
	4	国轩高科股份有限公司	国轩高科
	5	惠州亿纬锂能股份有限公司	亿纬锂能
	6	欣旺达电子股份有限公司	欣旺达
	7	瑞浦兰钧能源股份有限公司	瑞浦兰钧
	8	天能电池集团股份有限公司	天能股份
	9	浙江南都电源动力股份有限公司	南都电源
	10	广州鹏辉能源科技股份有限公司	鹏辉能源
储能系统	11	江苏天合光能股份有限公司	天合光能
	12	阿特斯阳光电力集团股份有限公司	阿特斯
	13	阳光电源股份有限公司	阳光电源
	14	东方电气股份有限公司	东方电气
	15	国电南瑞科技股份有限公司	南瑞股份
	16	远东智慧能源股份有限公司	远东股份
	17	上海派能能源科技股份有限公司	派能科技
	18	浙江艾罗网络能源技术股份有限公司	艾罗能源
	19	深圳市科陆电子科技股份有限公司	科陆电子
	20	北京海博思创科技有限公司	海博思创
	21	深圳市首航新能源股份有限公司	首航新能源
	22	深圳科士达科技股份有限公司	科士达
	23	新风光电子科技股份有限公司	新风光

PCS（储能变流器）等储能设备	24	锦浪科技股份有限公司	锦浪科技
	25	宁波德业科技股份有限公司	德业股份
	26	江苏固德威电源科技股份有限公司	固德威
	27	上能电气股份有限公司	上能电气
	28	科华数据股份有限公司	科华数据
	29	深圳市盛弘电气股份有限公司	盛弘股份
	30	福建星云电子股份有限公司	福建星云
	31	杭州华塑科技股份有限公司	华塑科技

注：按照企业最主要收入来源或核心业务分类

附表 2：近期储能行业相关政策汇总

发布时间	发布机构	文件/会议名称	核心内容摘要
2017 年 9 月	国家发改委、工信部、科技部、财政部、能源局	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	中国首个储能专项政策，提出“十年三阶段”目标。由五部委联合发布，标志储能进入产业化初期。
2021 年 7 月	国家发改委 国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	提出 2025 年 30GW 装机目标，明确储能市场主体地位。该目标已提前超额完成
2022 年 1 月	国家发改委 国家能源局	《“十四五”新型储能发展实施方案》	提出 2025 年步入规模化、2030 年全面市场化
2022 年 1 月	国家发改委 国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	要求推动新型储能参与电力市场，完善辅助服务机制
2022 年 6 月	国家发改委 国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	明确独立储能可作为市场主体参与交易，首次明确独立储能市场主体地位
2023 年 2 月	国家能源局	《新型储能标准体系建设指南》	规划制定 205 项标准，覆盖全生命周期
2023 年 11 月	国家发改委 国家能源局	《电力现货市场基本规则》	明确储能可作为发电/用户侧主体参与现货市场
2024 年 4 月	国家能源局	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	规范新型储能并网接入，推动新型储能高效调度运用
2024 年 7 月	国家发改委、能源局、国家数据局	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	提出部署建设一批共享储能电站，探索应用一批新型储能技术
2024 年 11 月	全国人大常委会	《中华人民共和国能源法》	明确指出“推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用”，从法律层面明确新型储能功能定位。2025 年 1 月 1 日施行，是储能最高法律依据。
2024 年 12 月	国家发改委 国家能源局	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025–2027）》	聚焦提升储能调用水平，支撑新能源消纳，明确 2027 年新型储能装机达 180GW+，统筹提升新型储能等各类调节资源建设规模和调用水平
2025 年 2 月	国家发改委、国家能源局、国家数据局	《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》（136 号文）	取消强制配储，推动储能市场化收益，标志行业从“政策驱动”转向“市场驱动”
2025 年 12 月	国家能源局	《新型储能项目管理规范（暂行）》	明确新型储能项目规划布局、备案建设、并网调度、监测监督等环节管理的具体要求。
2026 年 1 月	国家发改委 国家能源局	《关于完善发电侧容量电价机制的通知》	首次在国家层面确立发电侧容量电价机制，电网侧独立储能可参照执行，明确其可参照当地煤电标准获得“保底收益”，并将收益与放电时长及顶峰贡献直接挂钩

资料来源：公开资料，标普信评整理。

欢迎关注标普信评微信公众号：



©版权所有 2026 标普信用评级（中国）有限公司。保留所有权利。

标普信用评级（中国）有限公司（简称“标普信评”）拥有上述内容（包括评级、信用相关的分析和数据、估值、模型、软件或其他应用或其中的输出）或其任何部分（简称“内容”）的版权和/或其他相关知识产权。未经标普信评的事先书面许可，严禁以任何形式或方式修改、逆向工程、复制或发布任何内容，或将任何内容存储在数据库或检索系统中。内容不得用于任何非法或未经授权的目的。标普信评和任何第三方供应商，以及其董事、管理人员、股东、员工或代理人（统称“标普方”）均不保证内容的准确性、完整性、及时性或可用性。部分内容可能借助人工智能 (AI) 工具创建。使用人工智能创建或处理的已发布内容由标普职员撰写、审核、编辑及批准。标普方不对任何错误或遗漏（疏忽或其他），无论其原因如何，以及因使用内容而获得的结果，或者用户输入的任何数据的安全性或维护该等数据承担责任。内容以“概不保证”为基础提供。标普方特此声明免除所有明示或默示的保证，包括但不限于适销性或适用于特定用途或使用目的、不存在漏洞、软件错误或缺陷，以及内容的功能将不会中断或内容将与任何软件或硬件配置兼容等保证。在任何情形下，标普方将不对任何人就与使用任何内容相关的任何直接、间接、附带、惩罚、补偿、惩戒、特殊或后续的损害、费用、开支、律师费或损失（包括但不限于收入损失、利润损失以及因疏忽造成的机会成本和损失）承担责任，即使标普方已经知道发生类似损害的可能性。

信用相关的分析和其他分析（包括评级和内容中的陈述）是截至发表之日的意见陈述，而非事实陈述。标普信评的意见、分析、预测和评级确认决策（如下所述）并非且不应被视为购买、持有或出售任何证券或作出任何投资决策的建议，也不涉及任何证券的适合性。在发布后，标普信评不承担更新（不论以任何形式或格式）发布内容的义务。在进行投资和其他业务决策时，不应依赖内容，内容也无法取代用户、其管理层、员工、顾问和/或客户的技能、判断和经验。标普信评不作为受托人或投资顾问，除非其注册为该机构。虽然标普信评从其认为可靠的渠道获取信息，但标普信评不审计其获得的信息，也不承担相关的尽职调查义务或实施独立验证。与评级相关的出版物可能由于各种原因发布，这些原因不一定取决于评级委员会的行动，例如发布定期更新的信用评级和相关分析。

标普信评并不属于标普全球评级身为国家认可统计评级机构（NRSRO）的附属企业。标普信评根据在中国专用的评级等级体系授予评级，所授予的评级是标普信评对于债务人相对于中国境内其他发行人的整体资信或对特定债务的偿债能力的意见，并提供在中国境内信用风险的排序。标普信评所授予的评级并非根据全球评级等级体系所授予的评级，不可也不应被视为或不实地表述为全球评级等级体系下授予的评级，或者作为全球评级等级体系下授予的评级而加以依赖。标普方不为违反本段使用标普信评的评级所产生的任何损失负责。

如果监管机构允许评级机构在一个司法辖区内因某些监管目的承认在另一个司法辖区发布的评级，标普信评保留随时自行决定授予、撤销或中止此类承认的权利。标普信评特此声明不对因授予、撤销或中止承认而产生的任何责任以及宣称因此而产生的任何损害负责。

标普信评将其不同业务单位的活动保持分离，以保持相应活动的独立性和客观性。因此，标普信评的某些业务单位可能拥有其他业务单位所没有的信息。标普信评制定了政策和程序，以确保对各个分析过程中相关的特定非公开信息予以保密。

标普信评可能从其评级和特定分析活动中获得报酬，报酬一般由证券发行人或承销人或者债务人支付。标普信评保留发布其意见和分析的权利。标普信评的公开评级和分析公布在其网站上 www.spgchinaratings.cn 并且可以通过其他方式发布，包括但不限于标普信评出版物和第三方转销商。