



中投顾问

2026 年中国新型储能 行业深度分析报告

报告简介

2025 年，中国新型储能产业完成历史性跨越：累计装机达 144.7GW，占国内电力储能总规模的三分之二以上，新增装机连续四年居全球首位。更重要的是，行业底层逻辑深刻重构——强制配储政策终结，容量电价机制破冰，电力现货市场基本实现省级全覆盖。储能正从“配套设备”蜕变为电力系统的“核心基础设施”，商业模式从行政驱动转向市场驱动。

本报告基于 CNESA、国家能源局、BloombergNEF、GGII 等权威数据，系统梳理 2025-2026 年中国新型储能的发展现状、政策转折、技术路线、产业链格局及海外市场机遇，并展望 2030 年前的市场空间与技术渗透率。报告重点回答：取消强制配储后储能靠什么盈利？锂电价格为何反转？钠电池产业化到了哪一步？海外三大市场各自的机会与壁垒是什么？

报告核心看点

看点维度	关键结论	核心数据/标志性事件
市场体量	中国新型储能累计装机占电力储能 2/3 以上，全球份额首次过半	2025 年底累计 144.7GW (CNESA)；全球新增占比 58.6%
政策转折	强制配储取消，容量电价建立“底薪+绩效”新模式	2025 年 136 号文；2026 年 114 号文将独立储能纳入容量电价（甘肃 330 元/kW·年）
成本与价格	电芯价格触底反弹，供需紧平衡	314Ah 电芯升至 0.36-0.39 元/Wh（2026 年 Q1），头部企业产能利用率超 90%
技术路线	锂电绝对主导 (>95%)，钠电产业化拐点，长时储能多元提速	宁德时代 3 年 60GWh 钠电订单；国信盐穴压缩空气 300MW/2400MWh 投运，效率 71%
产业链	电芯 CR5>70%，PCS 向碳化硅升级，液冷渗透率超 85%	碳化硅 PCS 效率 99.1%；2026 年液冷预期占比 85%
海外市场	美国 AI 配储成最大变量，欧洲大储+户储双爆发，中东成新战略支点	美国 AI 配储或贡献 10-25GWh；欧洲 2026 年订单约 30GWh；中东公开订单超 65GWh
收益模式	从单一峰谷套利升级为“电能量+辅助服务+容量补偿”三重收益	山东/广东“报量报价”；甘肃“报量不报价”；各省容量电价差异化落地
前景预测	增速换挡但绝对增量可观，2030 年累计 371-451GW	保守场景 CAGR20.7%；理想场景 CAGR25.5%

目 录

第一章 中国新型储能行业概览：新型储能迈入高速增长期.....1	
1.1 规模跃升：从“百 GW 级”到全球领跑..... 1	
1.2 驱动逻辑：从“政策推手”到“市场引擎” 3	
1.3 应用深化：从“配套设备”到“核心枢纽” 4	
第二章 中国新型储能政策演进：从“强制配储”走向“市场驱动”6	
2.1 政策更迭：从“并网标配”到“按需建设”的转折 6	
2.2 市场机制重构：现货市场全覆盖与储能入市“三重收益” 7	
2.3 收益模式跨越：容量电价“同工同酬”的制度突破 8	
2.4 地方政策跟进：从“大干快上”到“差异化竞合” 10	
2.5 产业影响传导：从“成本包袱”到“价值增量” 10	
第三章 中国新型储能技术路线：锂电主导地位稳固，钠电迎来产业化拐点12	
3.1 锂电：份额绝对领先下的价格反转与供需紧平衡 12	
3.2 钠电池：从实验室到工程化的“拐点之年” 14	
3.3 长时储能：压缩空气与全钒液流并进，半固态电池破局 15	
第四章 中国新型储能产业链的核心环节18	
4.1 电芯制造：供需紧平衡下的“量价齐升”与结构性分化 18	
4.2 系统集成：垂直整合与专业分工的“双轨竞合” 19	
4.3 PCS：从幕后走向台前的“效率革命”与 SiC 技术导入 20	
4.4 BMS 与温控：安全标准和液冷技术驱动的新增长极 21	
第五章 新型储能海外市场：多点开花，中东成新增长极.....23	
5.1 美国：政策扰动难改需求刚性，AI 配储成为最大变量 23	
5.2 欧洲：大储进入履约兑现期，户储迎来第二轮爆发 24	
5.3 中东：巨型项目密集落地，中国储能出海的新战略支点 26	
第六章 中国新型储能前景展望：增速换挡，但增长空间依然广阔.....29	

6.1 市场规模：装机总量持续攀升，增速进入收敛通道	29
6.2 技术路线演进：多技术协同的储能生态加速成型	30
6.3 市场机制成熟：从政策驱动到内生增长的制度闭环	31
6.4 海外市场拓展：全球化布局进入深水区	32
6.5 产业竞争格局：从“野蛮生长”到“优胜劣汰”	33
6.6 未来五年的逻辑转换：从“量”的扩张到“质”的提升	33
图表 1 2020-2025 年中国新型储能累计装机规模变化趋势	1
图表 2 2025 年中国电力储能结构分布	2
图表 3 2021-2025 年中国新型储能新增投运规模	3
图表 4 全球储能年度新增装机对比（光伏、风电、储能从 10GW 到 100GW 所用年数）	3
图表 5 2023-2026 年储能系统成本下降趋势	4
图表 6 2025 年中国新型储能新增装机前十省份	5
图表 7 中国强制配储政策演变时间线	7
图表 8 新型储能“三重收益”模式示意图	8
图表 9 各省独立储能容量电价政策对比表	9
图表 10 2025-2026 年主要省份新型储能政策要点汇总	10
图表 11 2025-2026 年储能磷酸铁锂电芯价格走势	12
图表 12 2024-2026 年储能锂电池季度出货量	13
图表 13 2026 年代表性钠电池储能项目及订单	14
图表 14 不同长时储能技术路线对比	16
图表 15 2030 年中国新型储能技术路线渗透率预测	17
图表 16 2025 年全球储能电池企业出货量市场份额	18
图表 17 2025 年全球储能系统集成商 Top10	20
图表 18 碳化硅 PCS 与传统 IGBT PCS 性能对比	21
图表 19 2022-2026 年储能温控技术路线变迁（风冷 vs 液冷）	22
图表 20 2026 年美国储能市场装机预测对比	23
图表 21 欧洲储能项目管线结构（现役 vs 规划）	25
图表 22 2026 年以来中国储能企业在欧洲订单汇总	26
图表 23 中东储能主要项目及中国企业参与情况	27
图表 24 2025-2030 年中国新型储能累计装机规模预测	29
图表 25 不同储能技术适用场景与成熟度矩阵	31
图表 26 2020-2030 年中国储能市场机制成熟度演进	32
图表 27 储能产业链各环节竞争格局总结	33

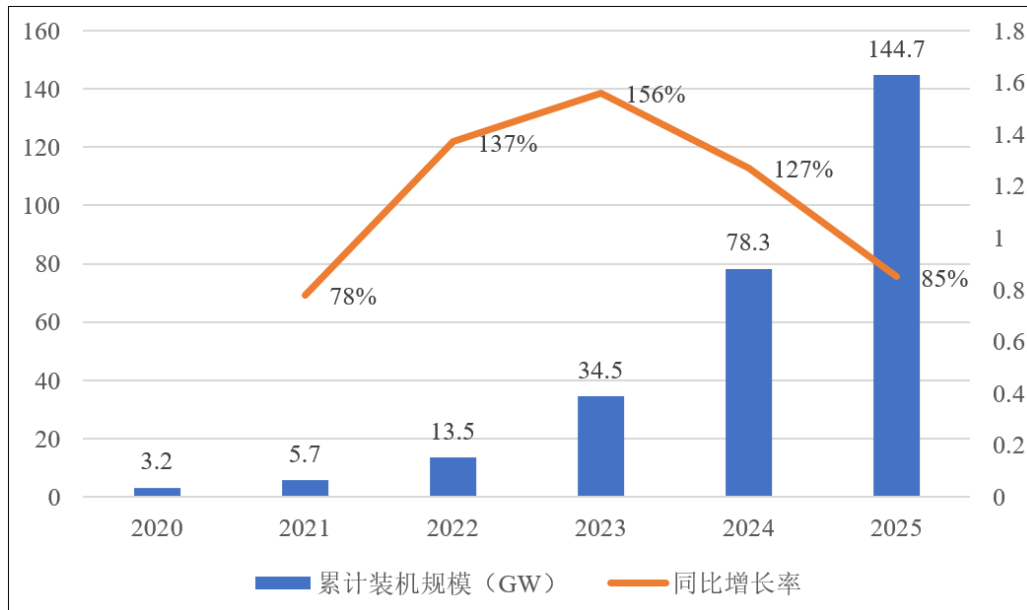
第一章 中国新型储能行业概览：新型储能迈入高速增长期

在能源转型不断深化的背景下，新型储能正加速从电力系统的“配套设备”蜕变为支撑电力安全稳定运行的核心基础设施。过去几年间，随着可再生能源装机规模的持续攀升，电力系统对灵活调节资源的需求日益强烈，为储能行业的发展创造了前所未有的市场空间。

1.1 规模跃升：从“百 GW 级”到全球领跑

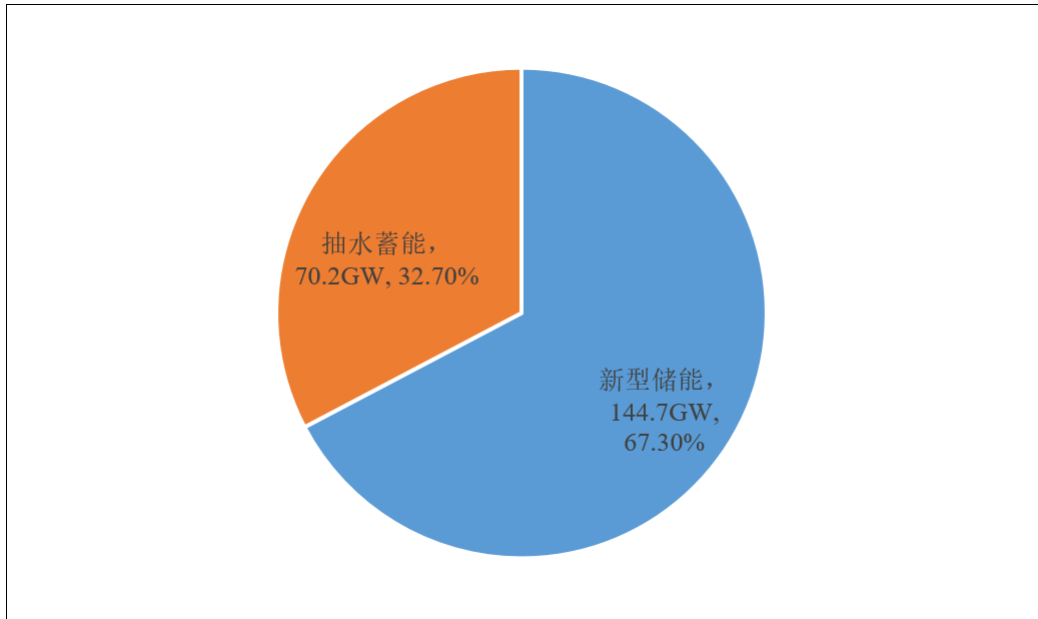
中国新型储能行业在 2025 年迎来历史性节点。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）发布的《储能产业研究白皮书 2026》，截至 2025 年底，中国新型储能累计装机规模达到 144.7GW，较 2024 年底同比大增 85%，累计装机规模是“十三五”时期末的 45 倍。从结构看，新型储能已占国内电力储能总规模的 2/3 以上，而五年前抽水蓄能还占据绝对主导地位——这个反转本身就很能说明问题。

图表 1 2020-2025 年中国新型储能累计装机规模变化趋势



数据来源：CNESA《储能产业研究白皮书 2026》、中投产业研究院

图表 2 2025 年中国电力储能结构分布

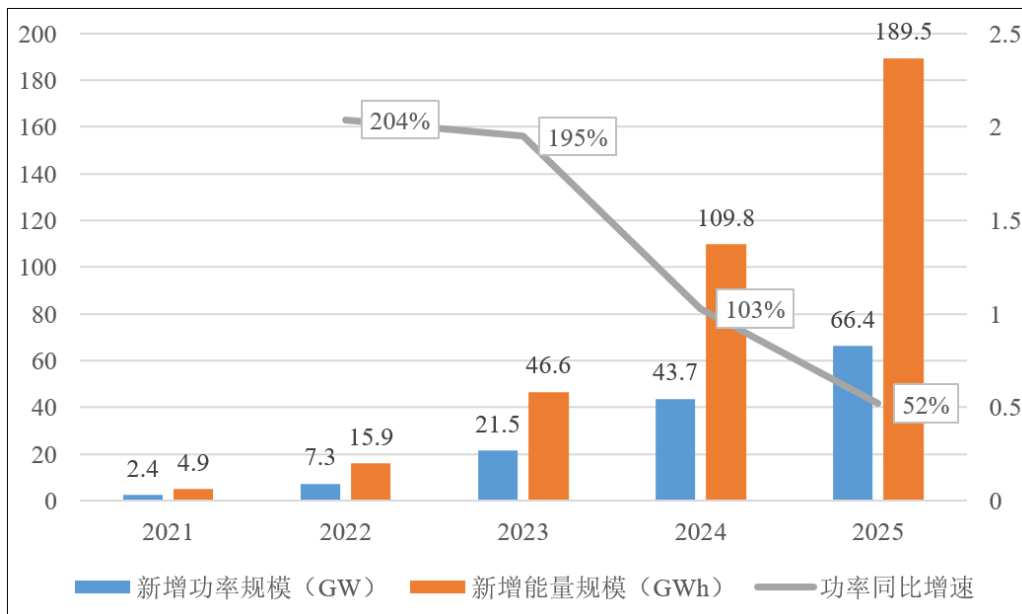


注：CNESA 统计的 144.7GW 为累计装机规模（含已投运及部分在建/规划项目）。根据国家能源局发布数据，截至 2025 年底全国已建成投运新型储能装机规模为 136GW/351GWh。两者差异源于统计口径不同，CNESA 数据更宽泛，本报告后续引用以 CNESA 为主，读者可交叉参考。

数据来源：CNESA，国家能源局、中投产业研究院

2025 年全年新增投运规模达到 66.4GW/189.5GWh，功率规模和能量规模分别同比增长约 52% 和 73%，连续四年位居全球首位。放到全球坐标系里看，中国新增装机在全球市场的占比达到 58.6%，累计装机首次占据全球新型储能市场半数以上份额，达到 51.9%——中国储能产业已经从“跟跑者”成长为全球市场的“领跑者”。

图表 3 2021-2025 年中国新型储能新增投运规模



数据来源：CNESA、中投产业研究院

放眼全球，储能行业同样处于爆发期。BloombergNEF 数据显示，2025 年全球储能（不含抽水蓄能）年度新增装机首次突破 100GW 大关，达到 112GW（307GWh），同比增长 48%。从 10GW 到 100GW，储能仅用了四年，而光伏和风电分别用了约八年和十五年。全球市场仍在加速，BloombergNEF 预计 2026 年全球年度新增将进一步提升至 158GW。

图表 4 全球储能年度新增装机对比（光伏、风电、储能从 10GW 到 100GW 所用年数）

技术类型	达到 100GW 年度新增所用年数	关键时间节点
光伏	约 8 年	2010 年 10GW → 2018 年 100GW
风电	约 15 年	2005 年 10GW → 2020 年 100GW
储能 (不含抽蓄)	4 年	2021 年 10GW → 2025 年 100GW

数据来源：BloombergNEF、IRENA、中投产业研究院

1.2 驱动逻辑：从“政策推手”到“市场引擎”

储能行业的高速增长，离不开双重动力的叠加。第一推动力来自能源转型的刚性需求。截至 2026 年 3 月底，全国可再生能源累计装机已达 23.95 亿千瓦，占总装机的 60.4%，其中风电和太阳能合计装机达 18.98 亿千瓦。随着风光发电占比持续攀升，电力系统对灵活调节资源的需求日益迫切——说白了，发了那么多“靠天吃饭”的绿电，

没有储能这个“充电宝”，电网稳定和新能源消纳就是空谈。国家能源局副局长宋宏坤此前介绍，截至 2025 年 9 月底，新型储能装机规模已突破 1 亿千瓦，成为促进新能源消纳、保障电力可靠供应的重要力量；“十四五”以来，新型储能直接带动项目投资超 2000 亿元，带动产业链上下游投资超万亿元。

政策层面的推动力同样不可忽视。《能源法》将“推进新型储能高质量发展”纳入法律框架，政府工作报告连续两年写入“发展新型储能”，标志着新型储能已成为支撑构建新型电力系统的国家战略级技术。2025 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）》，提出到 2027 年全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，预计 3 年内带动项目直接投资约 2500 亿元。

更关键的变化在于，行业的内生动力正在增强。2025 年年初，国家取消新能源项目强制配储要求，将储能从行政命令下的“成本项”推向市场化竞争的“价值项”，这一政策转向非但没有拖累行业增速，反而倒逼企业加大技术和商业模式创新力度。储能系统成本较 3 年前下降约 80%，部分地区度电成本已低于 0.2 元，经济性的显著改善让越来越多的储能项目在没有强制要求的情况下也能跑通盈利模型。2026 年 1 月，国家首次明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制，储能电站有了稳定的收益预期，行业盈利模式从单一走向多元。

图表 5 2023-2026 年储能系统成本下降趋势

时间	系统平均成本（元/Wh）	较 2023 年降幅
2023 年初	1.20	—
2024 年初	0.85	29%
2025 年初	0.55	54%
2025 年底	0.42	65%
2026 年 Q2（估算）	0.48（回升）	60%

注：2026 年因供需错配价格出现阶段性反弹；降幅“约 80%”指从 2023 年初 1.2 元/Wh 到 2025 年底最低 0.24 元/Wh 左右的谷底降幅。

数据来源：CNESA，高工储能、中投产业研究院

1.3 应用深化：从“配套设备”到“核心枢纽”

随着装机规模的跃升，新型储能在电力系统中的角色也在发生根本性转变。在电源侧，沙漠戈壁大型风光基地加速从“自建自用”向“共享储能”模式转型，甘肃、青海等地通过共享储能大幅提升了资产利用率和投资回报。在电网侧，独立储能电站不再被视为“被动负荷”，而是通过参与电能量市场、辅助服务市场和获得容量补偿，形成“电能量+容量补偿+辅助服务”的多元收益模式。2025 年迎峰度夏期间，江苏、山东等地开展全省集中调用，调用同时率高达 95% 以上，全年调用小时数超过 1200 小

时，新型储能在保障电力供应中的核心价值日益凸显。

市场的区域格局同样值得关注。2025 年新增装机规模前 10 省份合计占比接近 90%，西部省份全面领跑——内蒙古能量和功率装机规模双双跃居全国第一，甚至超越了美国加州成为全球第一的储能省份。这种“西强东扩”的格局，与西部大型风光基地的快速建设高度吻合，也说明储能的发展已经深度嵌入到中国能源转型的整体布局之中。

图表 6 2025 年中国新型储能新增装机前十省份

排名	省份	新增功率装机 (GW)	占全国新增比重
1	内蒙古	12.8	19.30%
2	新疆	9.5	14.30%
3	甘肃	7.2	10.80%
4	宁夏	5.9	8.90%
5	山东	4.6	6.90%
6	河北	4.1	6.20%
7	河南	3.5	5.30%
8	江苏	3.2	4.80%
9	广东	2.9	4.40%
10	安徽	2.4	3.60%
	其他省份	9.3	14.00%
	全国合计	66.4	100%

数据来源：CNESA、中投产业研究院

站在 2026 年中的时点回看，新型储能的角色定位已经悄然完成了一次深刻跃迁——从电力系统中不起眼的“配套设备”，蜕变为保障电力安全稳定运行的核心基础设施。当然，随着基数快速变大，行业增速放缓是必然趋势。CNESA 预计，保守场景下 2030 年中国新型储能累计规模将达到 371.2GW，2026-2030 年复合年均增长率为 20.7%。增速虽然换挡，但绝对增量依然可观——行业正在从“量”的扩张迈向“质”的提升。

第二章 中国新型储能政策演进：从“强制配储”走向“市场驱动”

政策是储能行业过去几年快速发展的核心推手，而 2025 年到 2026 年的政策变化，正在将行业从“政策输血”推向“自我造血”。

2.1 政策更迭：从“并网标配”到“按需建设”的转折

回顾中国新型储能产业的发展历程，政策的助推作用怎么强调都不为过。新能源强制配储政策的源头，可以追溯至 2017 年青海省的首轮探索。彼时，国家能源局通过《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》首次提出弃光率控制在 5% 左右的目标，95% 的新能源利用率考核红线，使得储能被当作解决新能源消纳问题的关键抓手。随后近十年间，全国先后有近 30 个省（区、市）出台了新能源强制配储政策，配储比例从最初的 8% 一路上调至 30%，储能时长也逐步走高。应当承认，这项政策在快速拉动储能装机规模方面确实立下了汗马功劳——但副作用同样不可忽视。一边建、一边闲置、一边浪费的现象并不少见，“一配了之、以次充好、配而不用”的抱怨不绝于耳，“新能源+储能”从技术组合沦为行政摊派，强配储能的合理性在社会上引起了广泛质疑。强制配储在推高装机规模的同时，也把储能扭曲成了一个“成本包袱”，大量储能设施建成之后长期处于闲置状态，既没有真正服务于电网调节，也没有建立起可持续的商业模式。

转折的伏笔早已埋下。2023 年，国家能源局在《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》中首次提出“科学安排储能建设，按需建设储能”——措辞从“鼓励配置”转向“按需配置”，政策导向的变化已经显现。2024 年 5 月，国务院印发的《2024-2025 年节能降碳行动方案》进一步将资源条件较好地区的新能源利用率目标从 95% 降至 90%，一定程度上为解绑新能源强制配储释放了政策空间。当年 8 月，上海首轮海上光伏项目竞争配置已开始鼓励投资主体按需配置储能，广西也明确分散式风电项目遵照自愿原则配置储能，这些都预示着“一刀切”的强制配储即将退出历史舞台。

真正具有转折意义的变化发生在 2025 年。2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局发布《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），明确“不得向新能源不合理分摊费用，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”，终结了自 2017 年青海首推以来延续近十年的强制配储政策。136 号文的重大意义在于，政府开始着力解决市场失灵问题，激励新能源主动参与市场交易，让市场在资源配置中起决定性作用，还原电力市场的价格信号功能。取消强制配储，绝不等于储能从此无用——新能源发电的波动性天然

存在，而且随着电力市场化交易的全面推开，电价的波动反而会更加剧烈，这就倒逼储能必须从依赖行政驱动的“政策产品”，成长为靠市场价值生存的“商业产品”。

图表 7 中国强制配储政策演变时间线

时间	政策/事件	关键内容与影响
2017 年	青海省首轮探索	全国首个新能源强制配储要求
2018-2020 年	《清洁能源消纳行动计划》	提出 95% 新能源利用率红线，储能被视为消纳关键抓手
2021-2024 年	近 30 个省出台强制配储政策	配储比例从 8% 升至 30%，时长逐步走高
2023 年	《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见》（征求意见稿）	首次提出“按需建设储能”，政策基调转变
2024 年 5 月	《2024-2025 年节能降碳行动方案》	新能源利用率目标从 95% 降至 90%
2025 年 2 月	发改价格（2025）136 号	明确不得将配储作为并网前置条件，终结强制配储

数据来源：中投产业研究院

2.2 市场机制重构：现货市场全覆盖与储能入市“三重收益”

取消强制配储只是第一步，更重要的是，政策层面正在同步推进一场更为深远的电力市场化改革，为储能开辟新的价值空间。4 月 16 日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办发改〔2025〕394 号），明确要求 2025 年底前基本实现省级电力现货市场全覆盖。国家能源局明确答复，2025 年底实现省级电力现货市场基本全覆盖，引导形成有利于新型储能健康发展的合理峰谷价差。9 月 12 日，国家发改委、国家能源局联合印发《新型储能规模化建设行动方案（2025-2027 年）》（发改能源〔2025〕1144 号），方案提出 2027 年全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，预计三年内带动项目直接投资约 2500 亿元。同日发布的《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171 号）则进一步鼓励虚拟电厂、智能微电网、新型储能等新型经营主体“报量报价”参与现货市场竞争，支持“电源+储能”作为联合报价主体参与现货市场。

1144 号文的核心价值在于，它从国家层面为新型储能构建了一个清晰的收益框架——“电能量市场赚取价差+辅助服务+容量补偿”的三重收益模式。具体而言：一是推动“新能源+储能”作为联合报价主体一体化参与电能量市场交易，具有法人资格的新型储能项目可作为独立主体参与电能量市场，同时有序推动新型储能参与中长期市场；二是有序引导新型储能参与调频、备用等辅助服务市场，鼓励各地因地制宜研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种；三是推动完善新型储能等调节资源容量电价机

制，有序建立可靠容量补偿机制。这种制度设计使储能从传统的“削峰填谷”工具逐步升级为电力系统的“动态平衡器”，不过其对储能响应速度、预测精度的要求也提升到了分钟级水平。

图表 8 新型储能“三重收益”模式示意图

收益来源	具体形式	典型市场机制
电能量市场	峰谷价差套利、现货市场交易	现货市场“报量报价”
辅助服务市场	调频、备用、爬坡、转动惯量	各省辅助服务市场细则
容量补偿	容量电价（固定底薪）	发改价格〔2026〕114 号文

数据来源：中投产业研究院

省级层面，电力中长期交易规则也在同步完善。国家发改委、国家能源局正式发布《电力中长期市场基本规则》，首次明确了新型经营主体的定义及参与市场交易的相关规定，标志着新型主体在国家统一规则框架下获得了制度性入市通道。在具体实践中，各省已经形成了三类差异化的储能市场参与路径：山东、广东以“报量报价”方式作为独立主体直接参与现货市场；甘肃采用“报量不报价”模式，通过“低谷充电、高峰放电”获取价差收益；山西则允许储能主体自主选择参与现货市场的方式。山东还成功引导 34 座独立储能电站参与市场，甘肃省的新型储能装机规模达到 442 万千瓦/1153 万千瓦时。各具特色的地方探索，为全国统一电力市场体系的建设积累了宝贵经验。

2.3 收益模式跨越：容量电价“同工同酬”的制度突破

如果说 1144 号文为储能搭建了收益框架，那么 2026 年 1 月 30 日发布的另一份重磅文件，则为这个框架注入了实质性的“底气”。当天，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号），首次在国家层面将电网侧独立新型储能纳入发电侧容量电价机制。长期以来，新型储能在收益结构上一直处于某种“不对称竞争”状态——煤电、气电、抽水蓄能都有稳定的容量补偿，而储能只能靠电能量交易挣一点“辛苦钱”。114 号文的出台，彻底打破了这一格局，其核心原则可以概括为四个字：“同工同酬”。文件明确，对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价，容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算，折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，由省级能源主管部门会同价格主管部门制定具体清单，管理要求由国家能源局进一步明确。

容量电价机制的建立，为储能项目提供了稳定的“底薪”，意味着储能产业正式建

立起“容量收益+电量收益”的双重盈利框架，商业回报模式获得了制度性保障。从产业链视角看，容量电价机制的落地将带来双重利好：一方面，稳定盈利预期将显著扩大新型储能项目投资规模，直接拉动上游材料、中游设备、下游运营全链条需求；另一方面，政策对质量效能的明确导向将倒逼企业加大研发投入，推动技术升级与产品迭代。

地方层面的跟进速度也相当快。截至 2026 年 5 月，全国已有 11 个省份明确独立储能容量电价或补偿政策，覆盖西北、华北、华东、华南、华中五大区域。各省的补偿模式大致分为三种：湖北、甘肃、宁夏、陕西、青海等省份以当地煤电容量电价为基准，走的是“煤电基准型”；内蒙古、新疆按实际发电量补贴，属于“电量激励型”；山东则把容量补偿与现货市场挂钩，每月动态调整，走出了“市场化复合型”的路子。定价方面也存在明显差异：甘肃对标煤电 330 元/千瓦·年，河北只给 100 元，相差超过 3 倍。价差悬殊的背后，是各省电力结构、新能源渗透率、保供压力等要素的真实写照——西北地区新能源装机量大、调峰需求强烈，价格自然给得高；华北电网支撑相对扎实，定价就保守一些。

图表 9 各省独立储能容量电价政策对比表

省份	补偿模式	容量电价水平 (元/千瓦·年)	折算时长 基准	备注
甘肃	煤电基准型	330	4 小时	对标煤电容量电价
宁夏	煤电基准型	300	4 小时	
湖北	煤电基准型	290	4 小时	
陕西	煤电基准型	280	4 小时	
青海	煤电基准型	270	4 小时	
内蒙古	电量激励型	按实际发电量补贴 0.2 元/kWh	—	市场化交易为主
新疆	电量激励型	按实际发电量补贴 0.18 元/kWh	—	
山东	市场化复合型	动态调整（现货市场挂 钩）	—	每月由交易中心公 布
河北	煤电基准型	100	2 小时	定价较低，保供压 力小

数据来源：各省发改委、能源局文件、中投产业研究院

一个更有意思的政策趋势是“长时为王”的信号越来越清晰。在各省容量电价的折算公式中，净负荷高峰持续时长成为决定储能项目能拿多少“底薪”的关键变量。2 小时储能项目在 6 小时标准下只能拿到 33% 的容量电价，4 小时能拿到 67%，6 小时及以上才能拿满 100%。政策用最直接的经济手段告诉市场：电网需要的不只是短跑选手，更需要能陪跑全程的马拉松选手，长时储能的技术经济价值正在得到政策层

面的系统性认可。

2.4 地方政策跟进：从“大干快上”到“差异化竞合”

在国家政策框架的引导下，地方层面的储能政策也在加速落地和分化。各省不再像过去那样“一刀切”地拼配储比例，而是因地制宜地制定符合自身资源禀赋和系统需求的发展策略。2026 年，内蒙古、辽宁、河南等多个省份陆续出台了新型储能专门政策。内蒙古在 2025 年 3 月就发布了《关于加快新型储能建设的通知》，明确了灵活的容量补偿标准和市场交易机制，构建起多重储能盈利机制，释放出加快推进储能建设的明确信号。河南省则在 2026 年 5 月出台《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施》，提出完善新型储能参与电力中长期及现货市场机制，建立健全参与辅助服务市场的机制，支持煤电配储、独立储能、储能聚合商提升涉网性能，获取调频、黑启动、爬坡、备用等多类收益。辽宁省同步印发《关于支持新型储能健康发展的通知》，明确独立新型储能参与电能量市场时不受中长期合约缺额约束，可选择以“报量不报价”方式自主决策充放电功率曲线，以自调度方式参与电力现货市场。

图表 10 2025-2026 年主要省份新型储能政策要点汇总

省份	政策文件/时间	核心措施	特色
内蒙古	《关于加快新型储能建设的通知》（2025.3）	灵活容量补偿、市场化交易机制、多重盈利	构建多重储能盈利机制
河南	《推动河南省新型储能高质量发展若干措施》（2026.5）	完善中长期及现货市场参与机制、支持煤电配储获取调频/黑启动/爬坡等收益	多品类辅助服务
辽宁	《关于支持新型储能健康发展的通知》（2026.5）	独立储能不受中长期合约缺额约束，可“报量不报价”参与现货市场	自调度方式参与现货

数据来源：中投产业研究院

这种“一省一策”的政策设计思路，既尊重了地方电网条件的客观差异，也鼓励各地因地制宜探索最适合自己的储能发展模式。从全国范围看，各省政策已经从最初的“大干快上、拼量拼速”逐步转向“精细管理、效益导向”的新阶段。

2.5 产业影响传导：从“成本包袱”到“价值增量”

政策转向对产业层面的影响已经开始显现。取消强制配储后，一些企业一度表现出迷茫：新能源“主动”配建储能的需求到底还有多大？储能将依靠什么活下去？这些焦虑并非没有道理——过去几年，大部分储能电站的投资逻辑就是建立在强配政策之上的，政策一撤，商业模式似乎就失去了支点。然而，市场很快用实际增长回答了这个问题。2026 年 1 月及 2 月，国内储能单月招标容量同比增速分别达到 46.81%和

65.67%，全年新增装机预计将继续保持高速增长。中信证券分析认为，电力系统容量短缺问题仍然显著，容量不足矛盾已临近加速爆发时点，西北地区调节需求旺盛、容量电价支持力度较大，储能有望步入快速增长阶段。东吴证券预计后续多省将陆续出台容量电价补贴政策，2026 年储能新增装机有望达到 275GWh，同比增长约 50%。

政策的转向正在重塑行业的底层逻辑——储能不再是为了应付并网审批而“硬配”的沉没成本，而是服务于系统调节、赚取市场收益的价值资产。从“政策输血”到“自我造血”，这场转型固然还有很长的路要走，但方向已经非常清晰。

中投产业研究院

第三章 中国新型储能技术路线：锂电主导地位稳固，钠电迎来产业化拐点

储能行业的技术路线正在呈现出清晰的“一超多强、加速分化”格局。锂离子电池依然稳坐第一把交椅，但钠电池在储能领域已经跑通了商业化路径，长时储能技术也在稳步推进，技术生态正在走向多元化。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）发布的《储能产业研究白皮书 2026》，截至 2025 年底，中国新型储能累计装机规模达 144.7GW，占国内电力储能总规模的 2/3 以上，较“十三五”末实现 45 倍增长。在技术结构上，锂离子电池仍然占据主导地位，但随着多个百兆瓦级长时储能项目的相继投运，技术结构正逐步呈现多元化趋势，锂离子电池的累计装机占比较 2024 年同期小幅下降 0.2 个百分点。

3.1 锂电：份额绝对领先下的价格反转与供需紧平衡

锂电池在新型储能中的绝对优势地位依然稳固。根据 CNESA 数据，锂离子电池在新型储能技术结构中的累计装机占比超过 95%，这意味着市场几乎完全由锂电池定义。但 2026 年的锂电行业正在经历一个有意思的结构变化——价格曲线反转了，从“一路向下”变成了“强势反弹”。

图表 11 2025-2026 年储能磷酸铁锂电芯价格走势

时间	主流 314Ah 电芯价格 (元/Wh)	系统平均报价 (元/Wh)	储能 EPC 平均报价 (元/Wh)
2025 年 Q4	0.26-0.31	0.51	0.95
2026 年 1 月	0.31-0.34	0.54	0.99
2026 年 2 月	0.34-0.37	0.5657	1.0353
2026 年 3 月	0.36-0.39	0.58	1.06
2026 年 4 月	0.37-0.40	0.60	1.09

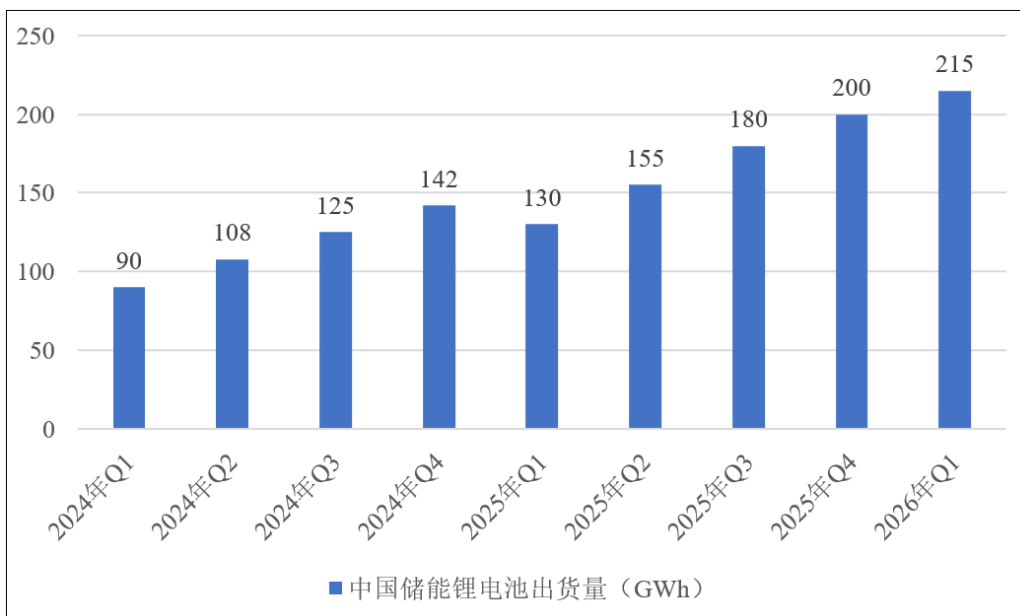
数据来源：高工储能、鑫椏锂电、中投产业研究院

先看价格走势。过去两三年储能行业经历了惨烈的“极限价格战”，系统价格一度跌至 0.4 元/Wh 左右的水平。但进入 2026 年，市场风向变了。当前主流 314Ah 磷酸铁锂电芯价格已从 2025 年底的 0.26-0.31 元/Wh 攀升至 0.36-0.39 元/Wh，涨幅达 25% 至 35%，部分头部厂家报价甚至突破了 0.4 元/Wh。系统层面同样如此，2026 年 2 月国内磷酸铁锂电池储能系统平均报价 0.5657 元/Wh，环比上涨 1.62%，同比上涨 11.69%。储能 EPC/PC 的价格也在同步走高，平均报价达到 1.0353 元/Wh。

这波涨价不是偶然的。根据高工产业研究院（GGII）数据，2026 年一季度中国储能锂电池出货量约 215GWh，同比增幅高达约 139%。海内外需求共振——欧洲能源

安全需求、中东新能源开发热潮、国内电力市场化改革落地，再加上 AI 数据中心算力爆发带来的配套储能需求，多重因素叠加在一起，把储能市场从“政策驱动”推向了“市场+刚需”双轮驱动。头部企业的订单已经排到了 2026 年底甚至 2027 年第二季度，产能利用率普遍超过 90%，处于满负荷运转状态，交货周期从常规的 30 天延长到了 75 天以上。

图表 12 2024-2026 年储能锂电池季度出货量



数据来源：GGII（高工产业研究院）、中投产业研究院

这背后还有一个需要冷静看待的问题：储能锂电池产线建设周期通常在 18 到 24 个月之间，短期产能难以快速释放，而需求爆发又来得太猛，供需错配在所难免。与此同时，2025 年国内规划的储能电池产能已经超过 1TWh，远超 2026 年全球约 450GWh 的需求预期，未来产能集中释放后会不会面临过剩风险，恐怕是值得持续关注的问题。

技术层面的迭代同样不容忽视。大容量电芯正在成为行业标配，全球首个规模化应用 600Ah+储能大电池的百兆瓦级项目已在河北灵寿落地投运，通过提升单电池容量减少系统集成复杂度，储能大电池能够显著降低全生命周期的系统成本。构网型储能技术也在加速渗透，内蒙古呼伦贝尔 1GW/4GWh 构网型储能项目已投运，采用循环寿命超过 6000 次的磷酸铁锂电池系统，折合投资单价约 0.625 元/Wh。此外，液冷温控技术正在全面替代传统的风冷方案，进一步提升了系统的能效和安全性。锂电的技术红利还远未释放完毕，它仍然是储能行业最成熟、最可靠的主力技术路线。

3.2 钠电池：从实验室到工程化的“拐点之年”

如果说 2025 年钠电池还处在示范验证阶段，那么 2026 年几乎可以确定是钠电池储能的“产业化拐点之年”。这一年开年以来，从项目落地到订单签约，钠电池的动静比过去几年加起来都大。

图表 13 2026 年代表性钠电池储能项目及订单

项目/订单名称	规模 (MWh/GWh)	技术特点	状态
河北保定曲阳独立储能项目	300MW/600MWh	锂+钠混合（108 锂+24 钠集装箱）	已开标
邯郸冀南新区独立储能试点	150MW/600MWh	90%磷酸铁锂+10%钠离子	建设中
山东高速威海共享储能电站	200MW/400MWh	磷酸铁锂+钠离子混合	建设中
湖北洪湖钠离子储能电站示范项目（一期）	100MW/200MWh	纯钠离子	已通过竣工验收
宁德时代-海博思创战略合作协议	3 年 60GWh	钠离子电池	2026 年 4 月签署
宁德时代 40GWh 钠离子电池项目	40GWh（产能）	钠离子电池生产线	环评公示阶段
博钠新能源哈尔滨生产线	一期 2GWh（产能）	纯钠离子电池	建成投产
美国 ESS- Alsym Energy 采购意向	8.5GWh	铁液流+钠电	2026 年 Q3 启动交付

数据来源：中投产业研究院

项目层面最直观的变化是：“锂+钠”混合储能正在从概念走向大规模实践。2026 年初，河北省保定市曲阳县 300MW/600MWh 独立储能项目开标，储能电站计划安装 108 套锂离子电池集装箱、24 套钠离子电池集装箱，采用锂/钠电池混合配置的技术方案。同一时期，邯郸冀南新区 150MW/600MWh 独立储能试点项目也采用了“90%磷酸铁锂+10%钠离子”的混合架构，其中钠离子储能系统装机容量为 15MW/60MWh。山东高速威海共享储能电站则采用了“磷酸铁锂电池+钠离子电池”混合储能技术路线，总装机规模 200MW/400MWh。湖北洪湖市 100MW/200MWh 钠离子储能电站示范项目一期已经通过竣工验收，是国内该领域的重要标杆项目。

更大的信号来自头部企业的战略布局。2026 年 4 月，宁德时代与海博思创签署了 3 年 60GWh 钠离子电池战略合作协议——这个数字什么概念？2025 年全球钠离子电

池出货量仅为 9GWh，这一笔订单就相当于 2024 年全球出货量的 6 倍以上。同期，宁德时代 40GWh 钠离子电池项目正式进入环评公示阶段。生产端也没闲着，博纳新能源投资 6.2 亿元在哈尔滨建成东北首条吉瓦级纯钠离子电池生产线，一期年产 2GWh。海外市场同样在跟进，美国 ESS 与 Alsym Energy 签署了 8.5GWh 的钠离子电池采购合作意向书，计划于 2026 年第三季度启动交付，铁液流+钠电的“非锂平台”战略意图非常清晰。

钠电池为什么在 2026 年突然“火了”？背后的逻辑其实很直接。一是碳酸锂价格再次上行，已逼近 20 万元/吨，锂的资源稀缺性和价格波动性凸显了钠的资源优势——钠的资源极其丰富，价格也相对稳定得多。2026 年已有多家企业宣称钠电池电芯成本可低至 0.45 元/Wh。二是低温性能突出，博纳新能源的产品可在 -40℃ 极寒环境保持 90% 以上的电量，这在北方大型风光基地的储能应用中具有明显优势。三是技术成熟度提升，钠电池正负极材料、电解液体系等关键环节都在快速迭代，能量密度和循环寿命不断提高。四是安全性优于传统锂电池，对于城市中心、数据中心等对安全“零容忍”的场景尤其具有吸引力。

当然，钠电池想在短期内撼动锂电的绝对主导地位也不现实，毕竟锂电已经走过了十几年的产业化积累，在产业链成熟度、能量密度和成本控制上都有着深厚的护城河。但钠电在储能场景中的角色定位已经非常清晰——不是去和锂电“硬碰硬”竞争，而是在对成本敏感、对安全要求高、对能量密度不那么苛刻的场景中，扮演一个重要的补充角色。“锂主钠辅、混合配置”很可能是未来几年储能电站的主流技术范式。

3.3 长时储能：压缩空气与全钒液流并进，半固态电池破局

长时储能（一般指 4 小时及以上的储能系统）正在成为技术竞逐的新高地。与锂电和钠电不同，长时储能涵盖的技术路线更加多元——压缩空气储能、全钒液流电池、半固态/固态电池等各具特色，正在从示范走向规模化应用。

压缩空气储能：全球最大的压缩空气储能项目——国信苏盐淮安盐穴压缩空气储能示范项目——在 2026 年 1 月实现全面投产，两套 300MW 级非补燃式压缩空气储能机组同步满负荷发电，储能容量达 2400MWh，转换效率达到 71%。项目依托淮安地下 1150 米至 1500 米深处的 98 万立方米盐穴资源，采用全球首创的熔融盐+带压热媒水储热非补燃“高温绝热压缩”技术，多项参数为全球之最或全球领先。年发电量将达 7.92 亿千瓦时，可为 60 万户家庭提供一年用电量，每年减少标煤消耗 25 万吨、减少二氧化碳排放 60 万吨。与此同时，中能建山东泰安 350MW 压缩空气储能创新示范项目也在稳步推进，建成后年发电量约 4.6 亿度，年节约标煤 14.6 万吨。

全钒液流电池：2025 年新增液流电池装机同比增长 43%，截至 2025 年底全国已累计投运液流电池项目 86 个，总规模 1707.195MW/7036.87MWh。从年度趋势看，2025 年全年并网项目 27 个，约 2.16GWh，过去三年总计并网约 4.14GWh，年均增速可观。2026 年一季度，全钒液流电池并网规模预计达 508MWh 左右，同比增长约 586%。大项目方面，三峡集团投资建设的新疆吉木萨尔全钒液流储能电站规模达 200MW/1000MWh，总投资超 19 亿元。山东诸城则采用“磷酸铁锂+全钒液流”混合储能方案，实现了全时间尺度的调节需求覆盖。在成本端，全钒液流电池系统成本已从 2019 年的 3.2 元/Wh 降至 2025 年的 1.95 元/Wh，降幅超过 40%，循环寿命可达 20 年以上，且电解液可回收利用。不过，钒电池受限于钒资源开采和电解液产能，目前仍处于“爬坡期”，2026 年一季度大规模电站交付节点后移至二季度及下半年，意味着产能瓶颈仍然是制约其放量的关键因素。

图表 14 不同长时储能技术路线对比

技术类型	代表项目	系统成本 (元/Wh)	循环寿命	优势	瓶颈
压缩空气储能	国信苏淮盐穴 300MW/2400 MWh	未公开（约 3-4）	30 年以上	规模大、 寿命长、 安全	地理依赖 (盐穴/ cavern)
全钒液流电池	新疆吉木萨尔 200MW/1000 MWh	1.95 (2025 年)	20 年以上	安全、可 回收、无 衰减	钒资源、电 解液产能
半固态电池	因湃电池 587Ah 电芯、 卫蓝新能源 314Ah 量产线	接近液态锂电	8000- 10000 次	高安全 性、成本 可控	技术成熟度

数据来源：中关村储能产业技术联盟、高工锂电、中投产业研究院

半固态与固态电池：2026 年被视为储能产业的技术分水岭。传统液态锂离子电池在安全与寿命上的瓶颈日益凸显，特别是在城市中心、数据中心等对安全“零容忍”的场景，热失控风险成为储能产业高质量发展的最大障碍。半固态电池作为过渡方案，兼顾了液态电池的高离子电导率与固态电池的高安全性。2026 年，随着车用固态电池新国标（GB/T XXXXX-2026）的即将实施，行业对半固态电芯的关注度显著提升。需要说明的是，目前该标准主要针对车用领域，储能领域的专用标准仍在制定中。因湃电池联合国家新型储能创新中心发布的“大方无隅”系列 587Ah 储能大电芯，采用了“液态+半固态”的双产品矩阵策略，其中乾坤版（半固态）电芯通过纳米氧化物固态电解质涂层与原位聚合凝胶电解质网络的协同，在成本接近液态电池的同时，实现了接近全固态电池的安全水平。该公司同步建设的 6.5GWh 固液混合电池量产线，实现了储能行业半固态大电芯从实验室研发到规模化量产的首次突破。此前，卫蓝新能源

位于珠海的半固态电池产线已于 2025 年 3 月投产，成功实现全球首次 314Ah 大容量半固态电池量产。目前，半固态电池正处于从试点验证向规模化过渡的阶段，赣锋锂业、国轩高科等已完成储能场景验证并规划 GWh 级产线；全固态电池仍处于中试与小批量验证阶段，宁德时代、国轩高科、亿纬锂能等正在推进中试线建设。

回过头来看，不同技术路线之间的竞合关系也在发生变化。长时储能技术的多样化探索并不意味着锂电会被取代——相反，锂电凭借成熟的产业链和持续下降的成本，在中短时储能场景中仍然具备不可替代的优势；而长时储能技术则在更长的时间尺度上（4 小时以上）显示出独特价值。正如业内人士所言，单一技术路线无法支撑电网安全与能源转型的双重需求。锂电池主导短时储能，钒电池和压缩空气储能主攻长时场景，钠电池在成本敏感区间补位，半固态电池在安全要求高的场景中抢占份额——一个多层次、多技术协同共存的储能技术生态正在形成。

图表 15 2030 年中国新型储能技术路线渗透率预测

技术路线	保守场景渗透率	乐观场景渗透率	主要应用场景
锂离子电池	70%	65%	2-4 小时中短时储能
钠离子电池	15%	20%	成本敏感、低温场景
全钒液流电池	6%	8%	4-8 小时长时储能
压缩空气储能	4%	5%	百兆瓦级以上长时储能
其他（固态/飞轮等）	5%	2%	安全要求高、高频应用

数据来源：CNESA、中信证券、东吴证券研报综合、中投产业研究院

第四章 中国新型储能产业链的核心环节

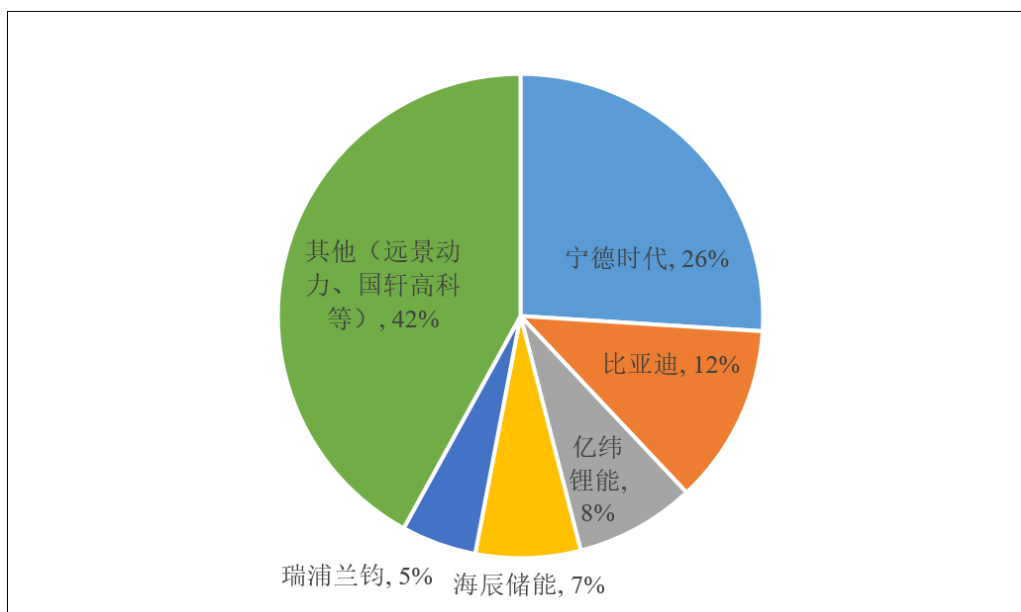
储能产业链的核心环节——电芯制造、系统集成、PCS、BMS、温控消防等——正在经历一场从技术到市场再到商业模式的全方位重组。如果说过去几年行业的核心议题是“上量”，那么 2026 年的核心议题已经变成了“分化和升级”。不同环节的竞争逻辑正在深刻分化，技术路线和商业模式的差异化越来越明显。

4.1 电芯制造：供需紧平衡下的“量价齐升”与结构性分化

储能电芯是产业链的“心脏”，也是整个储能产业景气度的晴雨表。据高工产业研究院（GGII）数据，2026 年一季度中国储能锂电池出货量约 215GWh，同比增幅约 139%，远超动力电池增速，储能正式取代动力电池成为锂电行业最强劲的增长引擎。储能电芯在锂电整体出货中的占比已从 2024 年的不足两成跃升至接近四分之一，成为锂电产业的核心增量贡献者。

竞争格局层面，中国储能电池行业已形成清晰的三层梯队。第一梯队宁德时代，凭借全产业链布局、规模化运营与资本优势成为行业绝对领导者，2025 年全球储能电池出货量超过 26% 的市场份额，在全球储能电池出货量前十企业中，中国企业独占 10 席。第二梯队涵盖海辰储能、亿纬锂能、比亚迪，这些企业在近两年出货量位居前列，其中比亚迪在出海市场表现突出，海辰储能、亿纬锂能在中国市场表现优秀。第三梯队则是瑞浦兰钧、远景动力、国轩高科、鹏辉能源等参与者。中国储能电池行业集中度高，近年来 CR5 出货量占比始终维持在 70% 以上。

图表 16 2025 年全球储能电池企业出货量市场份额



注：宁德时代（全产业链布局）；比亚迪（垂直整合，车储共用产能）；亿纬锂能（大圆柱电池先行者）；海辰储能（专注储能电芯）。

数据来源：SNE Research、CNESA、中投产业研究院

2026 年电芯市场最引人注目的变化是价格的大幅反转。主流 314Ah 磷酸铁锂电芯价格已从 2025 年底的 0.26-0.31 元/Wh 攀升至 0.36-0.39 元/Wh，涨幅达 25%-35%，部分头部厂家报价甚至突破 0.4 元/Wh。这一价格走势与此前几年一路下跌的趋势形成了鲜明对比。供给端，头部企业产能利用率普遍超过 90%，宁德时代 2025 年下半年产能利用率甚至达到了 102.6%，处于超负荷运转状态，交货周期已从常规的 30 天延长至 75 天以上。订单饱和度之高，以至于一些中型储能企业反映“现在是有钱买不到货”。需求端的爆发则是多重力量叠加的结果——欧洲能源转型需求、中东新能源开发热潮、国内电力市场化改革落地，再加上 AI 数据中心算力爆发带来的配套储能需求，共同推高了储能电芯的市场热度。储能锂电池需求激增直接拉动了上游锂矿、磷酸铁、隔膜、电解液等原材料的需求，锂盐价格从低位快速反弹，锂电材料板块迎来了新一轮的景气周期。

但当前的火爆背后也存在隐忧。2025 年国内规划的储能电池产能已超 1TWh，远超 2026 年全球约 450GWh 的需求预期，未来产能集中释放后可能面临过剩风险。在技术层面，电芯企业正在加速从 314Ah 向 500Ah+大电芯迭代。相比 314Ah，大电芯可减少 PACK、线束及 BMS 采样点，在 4 小时以上长时储能场景中系统度电成本下降 10%-15%，2026 年央企集采中 500Ah+标包占比已超 40%，未来有望成为头部企业利润核心。

4.2 系统集成：垂直整合与专业分工的“双轨竞合”

储能系统集成处于产业链的中下游，连接电芯制造端和应用市场端，是储能项目落地交付的关键环节。据 Benchmark Mineral Intelligence 数据，2025 年比亚迪超越特斯拉，成为全球最大电池储能系统集成商，全球市场占有率达 13%，终结了特斯拉 2023 年至 2024 年连续两年的榜首地位。数据显示，2025 年比亚迪全球储能系统出货量超 60GWh，特斯拉为 46.7GWh。2025 年全球电池储能系统装机量约 315GWh，同比增长 51%；固定式储能电芯出货量突破 600GWh，几乎翻倍。

竞争格局层面，全球前十储能系统集成商中，中国企业占据 8 席。阳光电源以 9% 的市占率位列第三；中车株洲所、宁德时代、海博思创均以 6% 的市占率并列第四；华为、远景能源各占 5%；弗伦斯、欣旺达各占 4%。中国储能企业在全球市场的强劲表现背后，是中国储能应用市场的庞大规模和产业链的完整配套能力。

图表 17 2025 年全球储能系统集成商 Top10

排名	企业	全球市场份额	企业类型
1	比亚迪	13%	垂直整合型
2	特斯拉	11%	垂直整合型
3	阳光电源	9%	专业集成商
4	中车株洲所	6%	专业集成商
5	宁德时代	6%	电芯主导型
6	海博思创	6%	专业集成商
7	华为	5%	专业集成商
8	远景能源	5%	专业集成商
9	弗伦斯	4%	专业集成商
10	欣旺达	4%	电芯主导型

数据来源：Benchmark Mineral Intelligence、中投产业研究院

从技术路径来看，垂直整合型厂商与专业系统集成商的竞争格局正在发生深刻变化。2023 年以来，受电池价格下跌、电芯产能扩张影响，系统集成商可选电芯范围扩大，垂直整合型企业的整体市占率持续下滑；阳光电源、中车株洲所等纯集成商，合计市占率已从 2023 年的 20% 升至 2025 年上半年的 30%。但比亚迪是一个特例——作为典型的垂直整合企业，它反而登顶全球储能市场，体现出其极强的成本控制与规模化生产优势。比亚迪自研自产的刀片磷酸铁锂电芯产能 2025 年前三季度已达 113GWh，兼顾电动车与储能两大业务。与此同时，2025 年 9 月推出的“浩瀚”储能系统标准版容量 14.5MWh，约为特斯拉 Megapack 的 3 倍，已落地沙特 12.5GWh 的巨型储能项目。这在一定程度上说明，在系统集成领域，“通吃”型的垂直整合与“专精”型的专业分工两种模式都有生存空间，关键是能否在成本控制和技术能力上建立真正的竞争优势。

4.3 PCS：从幕后走向台前的“效率革命”与 SiC 技术导入

储能变流器连接电池系统与电网之间的电能双向转换，是储能系统的“功率心脏”。据 GGII 统计，2024 年国内电力储能 PCS 出货量达 80GW，同比暴涨 112%，工商业储能 PCS 出货量突破 8GW，同比激增 160%。从市场规模来看，中国储能变流器市场从 2019 年的 7.47 亿元增长至 2025 年的 115 亿元，年复合增长率高达 57.7%。这一增长斜率，既反映了储能装机的持续扩张，也折射出 PCS 环节技术迭代升级带来的价值提升。

在市场竞争层面，2025 年度国内市场储能 PCS 出货量前十名依次为科华数能、上能电气、索英电气、南瑞继保、株洲中车时代电气、汇川技术、英博电气、阳光电源、禾望电气和许继电力电子；全球市场中，阳光电源跃居第一，其余中国企业的全球表现同样亮眼。

2026 年，PCS 领域最值得关注的技术趋势是碳化硅的导入。碳化硅 MOSFET 相比传统 IGBT，开关频率可提升至 3 倍，器件损耗降低 40%，PCS 最大效率可提升至 99.1%，系统循环效率由 86% 提升至 90%。碳化硅 PCS 在提升能量转换效率和降低系统损耗方面的显著优势，对于工商业储能等对循环效率敏感的应用场景尤为关键。头部企业已纷纷布局：阳光电源推出 Powertitan3.0 版本，首次在大储领域实现碳化硅技术应用；比亚迪推出“浩瀚”系统，自研 SiC PCS。工商业储能赛道同样密集布局——盛弘股份于 2023 年率先发布全球首款碳化硅版本工商业模块化储能变流器，后续又有英飞源、千帆翼、航微能源等企业跟进。东方日升发布的全液冷碳化硅工商业储能一体机，集成了碳化硅 PCS、全液冷散热和 AI 健康管理，代表了新一代工商业储能产品的技术方向。

图表 18 碳化硅 PCS 与传统 IGBT PCS 性能对比

指标	传统 IGBT PCS	碳化硅 (SiC) PCS	提升幅度
开关频率	2-8kHz	20-100kHz	可提升 3-10 倍
器件损耗	基准	降低 40%	-
最大效率	98.5%	99.1%	+0.6%
系统循环效率	86%	90%	+4%
散热要求	较高	较低（更小散热器）	-
成本（当前）	基准	约 1.5-2 倍	快速下降中

数据来源：阳光电源、比亚迪技术资料、行业访谈、中投产业研究院

值得关注的是，2026 年被视为碳化硅 PCS 规模化落地的关键节点，多位行业人士认为碳化硅 PCS 在储能领域的渗透率有望达到 10%，在大型储能和工商业储能两个赛道同步放量。碳化硅的推广还将带动上游功率半导体产业链的国产化进程，国电南自实现全国产化碳化硅构网型 PCS 的核心器件 100% 国产替代。能否在碳化硅时代抢占先机，正在成为衡量 PCS 企业竞争实力的重要标尺。

4.4 BMS 与温控：安全标准和液冷技术驱动的新增长极

储能安全是行业发展的生命线。随着储能系统向大容量、高集成度演进，安全防控的重点正从“单体安全”向“系统级安全”跨越。在标准层面，2025 年 8 月，国家标准化管理委员会发布了《电化学储能电站火灾监测预警系统通用技术要求》（GB/T46261-2025），于 2026 年 9 月 1 日起正式实施。这是我国首部专门针对电化学储能电站火灾监测预警系统的国家标准，标志着我国储能安全防控进入了新的标准化阶段。该标准将 CO2 气体纳入监测范围，并对液冷型、风冷型电站设定了差异化的 CO2 报警设定值，推动储能火灾预警从“灾后响应”向“事前预防”转变。

国际标准层面，UL9540A:2026（第六版）和 CSA/ANSI C800:2025 等标准持续升

级，推动储能安全验证从标准化测试迈向更贴近真实应用场景的系统级评估。晶科储能的 SunTera 蓝鲸 5MWh 液冷储能系统成功通过基于 NFPA855:2026 框架的大规模火烧测试，为储能行业从“被动合规”走向“主动定义安全”提供了重要实证。欣旺达围绕 5MWh 液冷储能系统开展的大规模火烧测试，在极端工况下验证了系统的安全边界，标志着行业安全验证正向更严苛的真实工况迈进。

液冷温控技术的替代进程也在全面加速。风冷方案在高能量密度场景下的散热效率和系统稳定性瓶颈日益凸显，液冷凭借更高的散热密度和更均匀的温度场正在快速占领市场。2025 年至今新投运的大中型储能项目中，液冷方案已占据过半份额。电池+PCS 双液冷散热架构、AI 驱动的热管理策略正在成为新一代储能系统标准配置。与此同时，BMS 与储能系统其他部件之间的数据协同和智能决策能力也在不断升级，为储能电站的安全运行和收益优化提供了更坚实的技术底座。

图表 19 2022-2026 年储能温控技术路线变迁（风冷 vs 液冷）

年份	风冷方案占比	液冷方案占比	备注
2022	70%	30%	小容量系统以风冷为主
2023	55%	45%	液冷开始普及
2024	40%	60%	液冷成为新建大型项目主流
2025	25%	75%	液冷渗透率进一步提升
2026	预计 15%	预计 85%	液冷基本成为标配

数据来源：GGII、CNESA、中投产业研究院

整体来看，中国新型储能产业链正在经历一个深度调整的阶段：电芯环节供需平衡驱动价格反转和格局重构，系统集成环节垂直整合与专业分工在差异化路径上并行推进，PCS 环节迎来碳化硅技术导入的关键窗口，BMS 和安全环节在标准升级和液冷普及的双重驱动下加速成熟。这些变化共同构成了新型储能产业链“深刻重组”的内涵。

第五章 新型储能海外市场：多点开花，中东成新增长极

如果说 2021—2023 年中国储能市场靠的是国内政策驱动，那么 2025 年以来，海外市场的全面爆发已经成为中国储能产业链增长的第二引擎。这是一个正在快速演变的重要结构性变化——美国的市场规模虽受政策扰动但需求刚性不改，欧洲在能源焦虑和电价波动中迎来第二轮爆发，而中东则凭借巨型项目和中国企业深度布局成为增长最快新兴市场。三个市场各具特点，共同构成了中国储能产业全球化布局的战略支点。

5.1 美国：政策扰动难改需求刚性，AI 配储成为最大变量

美国是中国储能出海的单一最大市场，但 2026 年的美国市场正处在一个高度不确定的状态——各机构对未来走势的判断出现了罕见的分化。悲观派以 Wood Mackenzie 为代表，其在 2025 年 7 月报告中警告，若“大而美丽法案”中的 FEOC 严格限制、税收抵免提前终止等政策落地，2026 年美国储能市场部署量可能萎缩 29%，其中电网侧储能装机或减少 16GW。乐观派则看到抢装需求和 AI 数据中心配储的刚性支撑——中信证券认为，2025 年下半年美国业主“抢开工”情绪高涨，大量项目为规避 2026 年 FEOC 规则限制而选择在 2025 年内开工以锁定 ITC 税收抵免，这些“抢装订单”将在 2026 年集中交付，预计装机量可达 59GWh，较 2025 年的 45GWh 增长 28%。

图表 20 2026 年美国储能市场装机预测对比

机构/来源	预测 2026 年美国储能装机 (GWh)	情景/假设
Wood Mackenzie (悲观)	29 (同比下降 29%)	FEOC 严格限制、税收抵免提前终止
ING (参考 WM 数据)	54-56	基准情景
TrendForce (下限)	60-70	考虑 AI 数据中心配储刚需
TrendForce (上限)	70-80	抢装交付+AI 配储集中释放
中信证券 (乐观)	59	2025 年抢装订单在 2026 年集中交付
广发证券 (IRA 降零+关税极端)	项目 IRR 仍达 7%	经济性仍可支撑

数据来源：各机构研报、中投产业研究院

抛开机构的观点分歧不论，市场规模本身的绝对值仍然可观。ING 参考 Wood Mackenzie 的数据判断，2026 年美国储能装机预期在 54GWh 至 56GWh 之间。TrendForce 认为 2026 年北美大储装机下限不低于 60-70GWh，上限或达 70-80GWh。分歧背后反映的其实是一个事实：美国储能的“天花板”正在被多重力量同时抬升和

压制，最终结果取决于政策落地、本土产能建设和需求释放的博弈。

支撑市场韧性的核心力量来自两个方面。一是表前大储的基本盘。2024 年美国储能全年新增装机 12GW/37GWh，其中公用事业（表前）储能占绝对主导，工商业和户用储能分别仅贡献 0.2GWh 和 1.5GWh。并网审批积压问题正在逐步缓解，新能源装机持续扩大，再加上成熟的市场化商业模式，表前大储仍是市场压舱石。

二是 AI 数据中心配储这个“新增量”正在迅速成长为最大的增长引擎。美国 AI 数据中心电力需求“急速飙升”，而电网老化、可再生能源间歇性决定了必须靠储能来补位。TrendForce 预计，2026 年美国新增 13GW 数据中心将拉动 10.7-25GWh 配储需求（按 20%-50%容量配储、4 小时时长计算），且配储时长将向“6-8 小时”延伸，以满足数据中心高可用性需求。AI 配储约占大储市场的 25%，这个增量市场此前几乎不存在——2025 年被称为“需求元年”，2026 年则是“交付大年”。

政策端的变化同样不容忽视。特朗普政府延续并强化了对华贸易限制，目前对美储能系统关税主要由四部分构成：基本关税 3.4%、301 关税（2025 年 7.5%、2026 年升至 25%）、附加关税（2 月和 3 月分别加征 10%，合计 20%）、对等关税（若执行则为 34%），综合税率最高可达 82.4%。与此同时，FEOC 规则正式生效，储能项目若想获得 30% 的投资税收抵免，必须使用非“受关注外国实体”生产的电池，还可额外获得 10% 的本土含量激励。IRA 法案下的 ITC 税收抵免在 2032 年前仍可享 30% 退税，2033 年和 2034 年分别降至 26% 和 22%。

贸易壁垒高企，中国对美储能系统直接出口确实面临挑战。但换个角度看，美国本土制造能力短期根本无法填补需求缺口——据 SEIA 估计，2026 年初美国名义电芯产能仅 22GWh，Wood Mackenzie 估算 2025 年美国电芯产能仅能满足国内需求的 6%，预计到 2030 年这一比例才有可能提升至 40%。即便在现行关税政策下，使用 45X 税收抵免的美国国产 4 小时交钥匙电池系统仍比中国进口系统贵 31%。也就是说，贸易壁垒虽然抬高了价格，却很难真正阻断需求。美国储能 EPC 价格已从 2022 年初约 2000 美元/kW（约 12-14 元/Wh）下降至 2025 年的约 1.8 元/Wh，关税带来的 0.3 元/Wh 增量成本，在 EPC 整体成本中占比有限。广发证券测算，即便 IRA 补贴降至零且关税从 31% 升至 82%，独立储能项目的内部收益率仍有 7%，光伏配储项目则有 9%——这意味着即使极端情景下，储能在美国仍具备经济可行性。

5.2 欧洲：大储进入履约兑现期，户储迎来第二轮爆发

欧洲储能市场在 2026 年呈现出一个非常有意思的局面：一边是大储项目管线加速兑现，另一边是户储需求受地缘冲突刺激再度井喷，两条主线同时推进，市场热度

远超预期。

先看大储。欧洲现役储能约 70GW，但已公告、许可或在建的项目管线合计约 97GW，是现役规模的接近 1.4 倍。这组数字意味着什么？它不是缓慢增长，而是一波“扩容潮的排队名单”。更关键的是结构质变——现役储能中机械（抽水蓄能）约占 54GW，电化学仅约 14GW；但在 97GW 计划容量中，电化学占了约 85GW，占比高达 87%。换言之，欧洲电力系统的“灵活性底盘”正在从“水电调节”为主转向“电池调节”为主，电网的调度语言和收益结构都将随之改变。据 EASE 数据，截至 2026 年初欧洲总装机达 100GW，预计 2030 年将超过 215GW，其中电化学储能将新增 128GW/300GWh。

2026 年之所以成为大储的“加速点”，是政策、经济性和项目储备三条曲线在同一时间叠加的结果。政策端，TSO 灵活性评估走向强制与量化，更多成员国的 NECP 将储能目标写入刚性规划，双向差价合约和容量机制让储能从“只靠现货价差套利”走向“合同化收入+多元服务叠加”。经济性端，以德国 4 小时 LFP 系统为例，2022 至 2025 年 CAPEX 下降约 37%，储能开始从“懂电力的少数”扩展到“追求稳定现金流的多数”。具体到国别市场，意大利 2026 年新增装机规模达 369MW/888MWh，同比增长 17%/40%；英国 2025 年新增装机达 1.99GW/3.98GWh，同比翻倍以上增长；波兰 2024 年户储新增装机 258MW/672MWh，截至 2025 年 4 月已有超 5.9 万户家庭安装储能电池。

图表 21 欧洲储能项目管线结构（现役 vs 规划）

类型	现役规模 (GW)	规划项目管线 (GW)	电化学占比 (规划)
抽水蓄能	54	12	—
电化学储能	14	85	87%
其他 (飞轮等)	2	<1	—
合计	70	97	—

数据来源：EASE、BloombergNEF、中投产业研究院

再看户储，2026 年初的欧洲户储市场正在重演 2022 年的故事。受中东地缘冲突带来的不确定性影响，欧洲民众再次产生“用能焦虑”，希望通过尽快安装光储系统保障基本用电需求。上一次俄乌冲突让欧洲户储市场从 2021 年的 4.2GWh 飙升至 2023 年的近 20GWh，短短两年增长近五倍；而这一次，户储在 2026 年初已经开始“爆单”，100Ah 电芯供不应求。市场上头部品牌的户储和微储产品几乎没有库存，连在途产品也被预订得所剩无几，国内排产加发货的周期至少两到三个月。2026 年 2 月起，国内厂商相关产品价格已陆续上调 5% 至 10%。

这一轮户储爆发与上一轮既有相似之处，也有本质区别。相似的是地缘冲突推高天然气和电价的催化逻辑，不同的是欧洲户储收益模式已经更加成熟——净计量退坡、动态电价普及和虚拟电厂机制的完善，使户储从政策补贴驱动转向经济性与市场化需求驱动。与此同时，一个门槛更低、形态更灵活的细分赛道——阳台储能——正从幕后走向台前。德国 2024 年推出的《Solarpaket1》法案简化了阳台光伏注册流程，将系统功率上限提升至逆变器 800W/组件 2000Wp，并明确租户有权安装阳台光伏。2024 年德国安装约 22.2 万个阳台光伏储能产品，同比增长 97%。阳台光储系统每套约 2000 欧元，性价比远超传统户储，正成为欧洲储能市场的新增长极。

图表 22 2026 年以来中国储能企业在欧洲订单汇总

时间	企业	订单规模 (GWh)	合作方/项目	国家/地区
2026 年 1 月	某头部企业 A	5.0	英国大储项目	英国
2026 年 2 月	某头部企业 B	3.5	意大利储能框架协议	意大利
2026 年 3 月	某集成商 C	2.8	德国户储经销商	德国
2026 年 4 月	某电芯企业 D	6.0	波兰电网侧项目	波兰
2026 年 5 月	某企业 E	4.2	西班牙光储项目	西班牙
2026 年 6 月	多家企业合计	8.0	北欧、东欧等	—
合计	—	约 29.5	—	—

数据来源：高工储能、企业公告、中投产业研究院

中国企业正在加速布局欧洲市场。据高工储能统计，2026 年以来中国储能企业在欧洲市场签订的订单超过 15 个，规模接近 30GWh，居出海目的地首位。产能布局也在加速本地化：智光电气 2025 年已在意大利注册公司，鹏辉能源计划在河南新增 5 条户储电芯产线并技改扩容，多家头部企业已在欧洲设立本地化服务团队。

5.3 中东：巨型项目密集落地，中国储能出海的新战略支点

如果说美国是储能出海的传统核心市场，欧洲是正在加速兑现的第二大市场，那么中东就是正在崛起的增长极。2025 年至 2026 年 2 月底，中国储能企业在中东地区获得的订单体量已超 60GWh，仅次于美国和澳大利亚。这个数字放在两年前几乎不可想象——中东储能市场从几乎空白到订单超 60GWh，只用了不到两年时间。

中东储能的爆发绝非偶然，核心驱动是沙特和阿联酋两大经济体能源转型战略的实质性落地。沙特阿拉伯“2030 愿景”计划到 2030 年实现 50% 电力来自清洁能源（2023 年仅占 0.3%），并斥资超 1000 亿美元建设全球最大光伏基地。沙特电力需求年均增长 6%（2023 年达 400TWh），空调负荷占峰值电力消耗的 70%，电网峰谷差高达 45%，储能调峰上的刚需属性非常突出。截至 2026 年 1 月，沙特已启动总容量

约 37GWh 的电池储能系统项目，阿联酋亦启动约 28GWh，两地合计超 65GWh 的增量正进入采购建设阶段。2026 年 5 月，沙特电力采购公司启动第二批独立储能电站资格预审，一次性推出 6 个项目、累计装机 3GW/12GWh，此前首批 2GW/8GWh 项目已公布合格投标人名单，一年多内招标总量跃升至 20GWh。其国家储能总目标达 48GWh，意味着后续仍有巨大增量空间。

图表 23 中东储能主要项目及中国企业参与情况

项目名称	规模 (GWh)	中国企业参与	合作模式
沙特 SPPC 第一批独立储能 (2GW/8GWh)	8	阳光电源、华为、中能建、国电投等入围	BOO/设备供应
沙特 SPPC 第二批独立储能 (3GW/12GWh, 2026 年 5 月 招标)	12	资格预审中, 预计多家中国企业入围	BOO
沙特电力公司比亚迪项目	12.5	比亚迪	EPC+设备
阿联酋 RTC 项目	19	宁德时代 (首选电池 供应商)	设备供应
阳光电源-沙特 Alghaz 项目	7.8	阳光电源	设备供应
楚能新能源- Al Rajhi Electrical 协议	5.5 (3 年)	楚能新能源	战略合作
合计 (已公开部分)	约 65	—	—

数据来源：企业公告、SPPC 公告、中投产业研究院

中国企业在中东的布局可谓“全面开花”。宁德时代成为阿联酋 RTC 项目首选电池供应商，合作订单达 19GWh；比亚迪与沙特电力公司签订 12.5GWh 储能项目合同，该项目为目前全球规模最大的储能工程。阳光电源与沙特 Alghaz 签署 7.8GWh 储能项目协议，并与 Scatec 签署储能电池供货合同；华为数字能源、远景能源、晶科电力等企业均已入围沙特大型招标的首批名单。楚能新能源在 2026 年连续锁定总计 11.5GWh 订单，其中与 Al Rajhi Electrical 签署未来三年供应 5.5GWh 的储能战略合作协议。2026 年 1 月阿布扎比世界未来能源峰会上，近 20 家中企携核心光储产品参展，部分企业现场达成多项重磅签约。

中东市场的特殊之处在于，中国企业正在经历从“设备出口”到“全价值链输出”的角色升级。沙特 12GWh 项目采用 BOO 模式，中标方全资持有项目公司、与沙特电力公司签订长期储能服务协议，企业角色从单纯的设备供应商转变为资产所有者和长期服务运营商。已入围首批名单的多家中国电力央企（中能建、国家电投、南方电网等）正处在承接这类大型总包项目的有利位置，工程承包和储能设备出口形成协同效应。与此同时，沙特极端高温气候对储能系统的热管理和温控提出了严苛要求（夏季气温常超 50°C），能够提供高温定制化解决方案的厂商具有明显的技术溢价空间。沙

特本地化率政策要求外资企业满足 35%本地采购（2025 年将提升至 50%），正催生电池 Pack 组装、BMS 软件开发等本地化配套需求。

关于中东地缘风险影响：2026 年初美以伊冲突升级引发全球能源市场剧烈震荡，霍尔木兹海峡航运受阻，全球主流船公司暂停对中东航线发货，叠加红海危机与苏伊士运河停航，导致储能设备出口运费的保险和燃油成本整体上涨 30%-50%。若冲突持续影响施工进度 2-3 个月，广发期货预计 2026 年中东储能需求将从 40GWh 下调至 30GWh。但从长期看，此轮地缘政治紧张恰恰暴露了传统化石能源的结构脆弱，将进一步推动全球能源体系加速转型，中东储能的长期需求增长逻辑并未改变。

横向对比三个市场：美国市场体量最大但政策不确定性最高，中国企业面临高关税壁垒和 FEOC 限制，正在加速向东南亚转移产能或与美国本土企业合作建厂以规避限制；欧洲市场政策成熟、经济性改善、需求刚性突出，正在成为中国储能出海订单最大目的地；中东市场则兼具体量大、增速快、本土产能空白三重特征，是中国储能产业从产品输出迈向“技术+标准+服务”综合能力输出的战略契机。三地市场特点各异，共同构成了中国储能出海的多点支撑格局。

中投产业研究院

第六章 中国新型储能前景展望：增速换挡，但增长空间依然广阔

站在 2026 年年中的时点展望未来，新型储能行业正在进入一个“增速换挡但质量提升”的新阶段。说“增速换挡”，是因为随着装机基数快速扩大，过去那种每年翻倍式的增长不可能永远持续——规模越大，增速放缓是客观规律。但“质量提升”才是更值得关注的主线：商业模式正在从单一走向多元，技术路线从锂电独大走向多技术协同，出海格局从产品输出走向综合能力输出，政策框架从行政驱动走向市场驱动。这些结构性变化，正在为行业打开一个更健康、更可持续的成长空间。

6.1 市场规模：装机总量持续攀升，增速进入收敛通道

从市场规模来看，CNESA 在 2026 年 3 月发布的《储能产业研究白皮书 2026》给出了明确的量化指引。在保守场景下，预计 2030 年中国新型储能累计规模将达到 371.2GW，2026-2030 年复合年均增长率为 20.7%；在理想场景下，预计 2030 年累计规模将达到 450.7GW，同期复合年均增长率为 25.5%。对比 2025 年的增速（功率规模同比+52%），增速放缓是明显的，但绝对增量依然可观——到 2030 年累计装机较 2025 年将增长 1.5 倍以上。国家能源局数据也提供了重要支撑：截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能装机规模达到 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时（136GW/351GWh），与“十三五”末相比增长超 40 倍，平均储能时长达 2.58 小时。从这样一个巨大的基数出发继续增长，即便增速回落一半，每年的新增装机量仍然是惊人的。

国内市场的增长动力正在发生结构性切换。在政策层面，2026 年国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，明确了 2030 年基本建成、2035 年全面建成两步走战略，电力交易全品类全覆盖基本实现，多技术路线储能在容量市场实现“同工同酬”的机制已经建立。国家能源局也在加快构建适应新型储能发展的市场环境，健全新型储能容量电价机制，逐步扩大新型储能参与辅助服务的规模。在需求层面，数据显示 2026 年 1 月国内新增投运新型储能项目装机规模已达 3.78GW/10.90GWh，同比增速超过 60%，1 至 2 月新增装机容量同比增长高达 472%，良好的增长势头仍在延续。

图表 24 2025-2030 年中国新型储能累计装机规模预测

年份	保守场景 (GW)	理想场景 (GW)	保守场景 CAGR	理想场景 CAGR
2025	144.7	144.7	—	—
2026	185	195	28%	35%
2027	225	250	22%	28%
2028	268	310	19%	24%

2029	316	378	18%	22%
2030	371.2	450.7	20.7% (2026-2030)	25.5% (2026-2030)

数据来源：CNESA《储能产业研究白皮书 2026》、中投产业研究院

放眼全球，储能同样处于高速增长通道。据中金公司研究部测算，2026 年全球储能需求预计将达到约 270GWh，同比增长约 35%；2030 年全球储能出货量有望超过 800GWh。不同区域市场增速存在显著差异：欧洲大储进入履约兑现期，户储二次爆发带动第二轮增长；中东市场大单密集落地，沙特、阿联酋两国合计已启动超 65GWh 的增量项目；美国市场虽面临政策扰动，但 AI 数据中心配储需求正在成为最大增长变量。可以说，全球化扩张正在从中国储能产业的“加分项”演变为“必选项”。

6.2 技术路线演进：多技术协同的储能生态加速成型

如果说过去几年储能技术路线的叙事是“锂电一统天下”，那么未来五年的叙事将是“分层定位、协同互补”。这一点在第三章已做详细分析，这里从展望的角度做进一步提炼。

锂离子电池仍将继续占据中短时储能场景的绝对主导地位，电芯技术向 500Ah+ 大容量方向加速迭代，构网型储能技术渗透率持续提升，液冷温控方案成为标配。但锂电的成本下降空间正在收窄，核心矛盾将从“降本”转向“提质”——如何在维持低成本的同时进一步提升安全性和寿命，将成为锂电企业竞争的关键。

钠电池正在从“示范验证”跨入“规模化放量”的新阶段。据中信建投证券预测，2026 年底头部钠电厂商有望实现锂钠平价，2027 年钠电将开启平价放量时代。大型储能将成为钠电商业化的主战场，海外业主愿意为安全性和低温性能支付溢价，海外储能电站有望率先放量。国内方面，2026 年已有多家钠电企业宣布吉瓦级产线投产或规划，宁德时代 3 年 60GWh 的钠电战略合作订单更是释放了明确的产业信号。预计到 2030 年，钠电池在新型储能市场的渗透率有望达到 15%-20%，成为锂电之后最成熟、最具成本竞争力的储能技术路线。

长时储能领域，压缩空气储能、全钒液流电池和半固态电池正在形成梯次接力的发展格局。国信苏淮盐穴压缩空气储能示范项目的全面投产，标志着非补燃式高温绝热压缩技术路线的工程化验证已经完成，为后续更大规模推广奠定了基础。全钒液流电池系统成本已降至 1.95 元/Wh，较 2019 年下降超 40%，虽然仍高于锂电池，但其超长循环寿命（20 年以上）和安全特性使其在 4-8 小时储能场景中具备独特优势。半固态电池方面，行业普遍采用“液态—半液态—准固态—全固态”的逐步转化策略，2026 年或实现 10GWh 级半固态电池出货，全固态电池有望在 2027 年进入小规模量

产阶段。从技术发展的长期趋势看，液态电池、半固态电池和全固态电池将长期并存，各守优势赛道。

图表 25 不同储能技术适用场景与成熟度矩阵

技术类型	典型储能时长	技术成熟度（TRL）	适用场景
磷酸铁锂电池	1-4 小时	TRL9（大规模商用）	新能源配储、电网调频、工商业
钠离子电池	1-4 小时	TRL7-8（示范→商用）	成本敏感、低温环境、户用储能
全钒液流电池	4-10 小时	TRL7-8（项目验证）	长时调峰、离网微电网
压缩空气储能	4-12 小时	TRL7（工程示范完成）	大规模长时储能、盐穴地区
半固态电池	1-4 小时	TRL7（量产起步）	对安全要求高的城市/数据中心场景
全固态电池	1-4 小时	TRL5-6（中试）	未来高安全、高能量密度储能

数据来源：中投产业研究院

6.3 市场机制成熟：从政策驱动到内生增长的制度闭环

展望未来五年的制度环境，能够看到一个核心变化：新型储能的收益框架正在从“拼凑式”走向“系统性”。在第二章中，我们已详细分析了从“强制配储”到容量电价机制建立的转折过程。站在 2026 年中看，这场制度转轨不仅已经发生，而且正在进一步深化。

在电力市场层面，2026 年初国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，标志着全国统一电力市场的建设进入快车道。现货市场 2025 年底已实现省级全覆盖，“能涨能跌”的市场化电价机制初步建立。随着中长期、现货、辅助服务、容量四大品类市场的功能互补和衔接机制不断完善，储能的收益来源已经从过去单一的峰谷价差套利，扩展到“电能量+辅助服务+容量补偿”的多维收益结构。国家能源局也在加快推动新型储能公平参与电能量和辅助服务等各类市场交易，通过市场交易合理形成充放电价格。

在安全与质量标准层面，2025 年发布的《电化学储能电站火灾监测预警系统通用技术要求》已于 2026 年 9 月正式实施，成为我国首部专门针对电化学储能电站火灾监测预警系统的国家标准。2026 年 5 月，国家能源局进一步印发《新型储能电站建设工程质量监督大纲》，从工程建设源头对质量安全实施系统性管控。标准体系的完善正在有效提升行业准入门槛，过去“低价中标、粗制滥造”的现象有望得到根本性遏制。

容量电价机制将在“十五五”期间持续完善。国家能源局提出，鼓励各地因地制宜研究探索辅助服务品种，逐步扩大新型储能参与辅助服务的规模，健全新型储能容量电价机制，有序建立可靠的容量补偿机制。随着“长时为王”的政策信号日益明确，4 小时以上长时储能项目的收益优势将进一步扩大，不同时长储能技术的经济性差异将更加清晰。

图表 26 2020-2030 年中国储能市场机制成熟度演进

阶段	时间	核心机制	收益模式特征
政策驱动期	2020-2024	强制配储为主，少量辅助服务试点	依赖行政命令，收益不稳定
市场化过渡期	2025-2026	取消强制配储，现货市场全覆盖，容量电价初步建立	三重收益雏形，容量补偿托底
市场化成熟期	2027-2030	统一电力市场建成，容量/电能量/辅助服务协同	多元收益，市场定价为主

数据来源：中投产业研究院

6.4 海外市场拓展：全球化布局进入深水区

如果说 2025 年是中国储能出海的“破局之年”，那么 2026-2030 年将是全球化布局的“深水区”。这一点在第五章已有详细展开，从展望角度可以归纳出三个值得关注的结构性趋势。

一是市场结构从“中美主导”走向“多点开花”。美国市场仍然是最大单一市场，但欧洲和中东的份额正在快速上升。欧洲大储项目管线合计约 97GW，户储在 2026 年初再次出现“爆单”现象，欧洲已成为中国储能企业出海订单最大目的地。中东市场凭借沙特和阿联酋的巨型项目规划，正在从“增量市场”升级为“战略支点”——中国储能企业在中东的定位已经超越了简单的设备供应商，开始参与 BOO 模式的项目投资和长期运营。

二是出海模式从“产品输出”走向“全价值链输出”。产能本地化正在加速推进，头部企业已在欧洲、中东布局本地化产能和服务团队。2026 年初，中国储能企业在欧洲斩获的订单超过 15 个，总规模接近 30GWh。沙特 12.5GWh 巨型项目采用 BOO 模式，企业角色从单纯供应商变为资产所有者和长期运营商，这一模式正在成为中东市场的标配。

三是政策壁垒倒逼产业升级。美国对华储能产品的综合关税税率最高可达 82.4%，FEOC 规则也于 2026 年正式生效。在高关税壁垒下，单纯的价格竞争已不可持续，具有核心技术、品牌影响力和全球服务网络的企业才能真正打开美国市场。这实际上在

倒逼中国储能产业从“成本领先”走向“技术领先”和“品牌领先”。

6.5 产业竞争格局：从“野蛮生长”到“优胜劣汰”

展望未来五年的产业竞争格局，“分化”将是一个核心关键词。在电芯环节，头部企业凭借规模优势和技术积累已经构筑起坚实的竞争壁垒，宁德时代、比亚迪等龙头企业 2025 年全球储能电池出货量合计份额超过 35%。大容量电芯技术迭代正在加速行业洗牌，500Ah+电芯的渗透率快速提升，缺乏研发能力的中小企业面临被淘汰的风险。

在系统集成领域，垂直整合型企业与专业系统集成商将长期共存。比亚迪式的垂直整合、阳光电源式的专业专注，两种模式在差异化路径上都有各自的市场空间。但在成本压力和技术迭代速度的双重考验下，真正能活下来的只能是那些在技术能力或成本控制上建立了真正壁垒的企业。

海外市场的竞争格局也在加速洗牌。出海订单已经从“谁的报价低谁中标”转向“谁的技术可靠、服务能力强谁中标”。2026 年开年前两个月，国内储能企业在全范围内已收获近 50 笔订单及合作项目，总规模超 33.5GWh，覆盖欧洲、中东、美洲、澳洲等核心市场。能够在中东高温环境下提供可靠温控解决方案、在欧洲复杂的机制中完成项目落地、在美国的高关税壁垒下找到准入路径的企业，才是真正的全球化玩家。

图表 27 储能产业链各环节竞争格局总结

环节	集中度 (CR5)	关键竞争要素	代表企业 (头部)
电芯制造	>70%	技术路线 (大容量)、成本控制、产能规模	宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、海辰储能
PCS	约 50%	效率、SiC 技术、构网能力	阳光电源、上能电气、科华数能
系统集成	约 40%	品牌、渠道、全生命周期服务	比亚迪、阳光电源、特斯拉、中车株洲所
BMS/温控	分散	安全标准符合性、液冷方案	高特电子、华塑科技、英维克

数据来源：各机构综合、中投产业研究院

6.6 未来五年的逻辑转换：从“量”的扩张到“质”的提升

回到本章开头的判断，“增速换挡但质量提升”是对未来五年行业走向最恰当的概括。增速换挡是基数效应下的客观现实，而质量提升才是决定行业长期价值的核心变量。

质量提升体现在多个维度：一是收益质量的提升——从依赖容量补偿的“保底型”收益走向电能量市场、辅助服务、容量补偿多元叠加的“复合型”收益；二是技术质量的提升——从锂电独大走向多技术协同，钠电实现锂钠平价、长时储能技术完成工程化验证并走向规模化应用；三是安全质量的提升——国标相继落地，储能电站从“灾后响应”走向“事前预防”，系统级安全成为行业底线；四是发展质量的提升——从出口低价储能电芯到输出储能系统解决方案和工程服务能力，中国储能产业正在完成从“全球最大供应商”到“全球领先创新中心”的身份跃迁。

正如 CNESA 理事长陈海生所言，中国储能产业正在经历一场“伟大的跨越”。这场跨越不会在 2026 年结束，也不会 2030 年结束，而是将在整个“十五五”时期持续展开。面对海外市场的复杂博弈、技术迭代的加速推进、商业模式的重构重塑，中国储能产业的答案不应是简单地“上规模、压成本”，而是要在广阔的国际市场和丰富的应用场景中，真正实现从“跟跑”到“领跑”的全面跃升。

中投产业研究院

中投顾问 - 中国领先的产业研究与战略咨询机构

中投顾问成立于2002年，是中国领先的产业研究与战略咨询机构。20余年来，我们始终聚焦“产业”领域，专注于产业研究、产业规划、产业招商及产业投资咨询服务。

作为国内唯一一家兼具深厚产业研究背景与专注产业投资发展服务的专业机构，中投顾问长期跟踪22个重点行业、81个细分行业，在全国首发超过500份新领域行业研究报告，每年发布和更新超过1000份各行业研究报告。

我们构建了产业发展五力模型（政策-企业-资本-技术-用户），创新研发“市场机会矩阵”、“投资决策矩阵”和“投资时机曲线”等专业研究工具。自建“中投产业大数据”系统覆盖指标超过150万个，数据累计达1.5亿量级。

20+年

产业咨询经验

22/81

重点/细分行业覆盖

20万+

累计服务客户

80%+

中国500强企业用户

专业服务 · 六大核心

我们提供全方位、高质量的专业服务，为您的业务发展提供坚实支持



商业尽职调查报告

投资并购的“安全阀”，专业团队全方位扫描，精准识别风险与价值，为您的投资决策保驾护航。我们提供全面的尽职调查服务，降低投资风险。

- ✓ 全方位风险扫描
- ✓ 精准识别价值
- ✓ 降低投资风险



可行性研究报告

投资决策的“定心丸”，八大核心深度论证，让您的项目赢在起点。全面分析市场、技术、财务等多维度可行性，为决策提供科学依据。

- ✓ 八大核心深度论证
- ✓ 多维度分析
- ✓ 科学决策依据



项目建议书

为您提供项目落地的“第一张通行证”，专业编制，让立项审批快人一步。我们确保建议书结构完整、论证充分，符合相关部门审批要求。

- ✓ 结构完整，论证充分
- ✓ 符合审批要求
- ✓ 专业团队编制



专业蓝/白皮书编制

发布行业权威声音，用大数据与深度研究引领产业风向，塑造品牌影响力。我们提供专业的行业研究报告，助力企业把握市场趋势。

- ✓ 大数据分析
- ✓ 深度行业研究
- ✓ 塑造品牌影响力



企业地位证明

专精特新、行业龙头认证权威背书，提升企业核心竞争力与品牌价值。我们协助企业获取各类资质认证，增强市场竞争力。

- ✓ 专精特新申报
- ✓ 小巨人申报
- ✓ 单项冠军申报



项目/资金申请报告

精准对接政府资金与产业政策，专业编制，助力您的项目获得“真金白银”。我们熟悉各类资金申请流程，提高申报成功率。

- ✓ 精准对接政策
- ✓ 提高成功率
- ✓ 专业编制团队

专业严谨 · 值得信赖

我们的团队由行业资深专家组成，拥有丰富的项目经验和深厚的行业知识。我们坚持专业、严谨的工作态度，为客户提供高质量、定制化的服务。无论是项目规划、资金申请还是行业研究，我们都以客户需求为导向，以专业能力为支撑，确保每一项服务都能为客户创造最大价值。

欢迎联系我们

FEEL FREE TO CONTACT US

公司网址

名称：深圳市中投顾问有限责任公司 官网：<https://www.ocn.com.cn/>

官方公众号



咨询热线

0755-82571568
13828848318
400 008 0552

联系客服

