

十五五·新质生产力 | 储能 2026 年中期， 预期差下的结构性机遇

2026 年 7 月 23 日
专题报告

主要内容：

中证鹏元资信评估股份有限公司
研究发展部

翁欣

wengx@cspengyuan.com

2026 年年中，储能行业正式完成迭代跨越，告别政策强配驱动阶段，迈入市场化内生需求主导的全新发展周期。当前行业整体呈现**量利齐升、多点开花**的高景气格局，但资本市场估值表现与产业基本面强劲增速形成显著预期差，催生出丰富结构性投资机遇。

国内市场正式迈入储能市场化元年，行业内生增长动力全面激活。随着独立储能容量电价机制落地实施，行业收益确定性大幅增强，165-370 元/kW/年的容量补偿标准，叠加现货套利、辅助服务双重收益，多省份储能项目内部收益率稳定在 6%-10%，为彻底破解行业“建而不用”的发展痛点提供制度保障。行业增长从高速爆发转入稳态高质量增长区间，2026 年上半年国内大储招标数据延续高增。

海外市场迎来全新增长变革，AI 算力成为核心新增驱动力，全球多点开花格局正式确立。美国储能需求摆脱传统风光配储单一模式，转向“算电协同”全新赛道，低压直流储能配套成为行业新趋势。欧洲在新能源装机占比超越化石能源、负电价常态化的倒逼下，储能装机提速扩容。中东、澳洲、拉美等新兴市场大型储能项目批量落地，成为全球储能增长核心增量引擎。

产业链格局持续优化，价格分层特征凸显，龙头企业强者恒强。国内企业凭借技术与成本优势，全球系统出货占比超 82%。电池赛道形成头部集中格局，核心企业订单已排至 2027 年。短期碳酸锂价格波动带来阶段性成本压力，但伴随大电芯技术迭代降本、海外高毛利项目集中交付，产业链整体盈利中枢将稳步上移。



一、国内大储：从“强制配储”迈向“价值创造”

2026年作为国内储能市场化元年，核心依托国家级容量电价政策落地，首次明确165-370元/kW/年的电网侧独立储能补偿标准，使储能从“新能源附加成本”转变为“独立造血资产”。收益结构实现根本性重构，容量电价（保底）+现货套利（弹性）+辅助服务（增益）成为主流，部分项目IRR达6%-10%，激活社会资本投资意愿。区域分化加剧，西北领跑，形成煤电基准型、电量激励型、市场化复合型三种模式，山西、内蒙古、山东等省份收益特征差异显著。算电协同与构网型储能打开新空间，算力绿电要求80%以上，构网型渗透率快速提升。同时，招标数据分化，国内增速平稳但利润空间压缩，海外市场保持高增长，价格剪刀差加剧市场波动。

（一）政策顶层设计：收益模式根本性重构

2026年被定义为国内储能市场化元年，核心依托国家级容量电价政策的落地。国家层面首次明确电网侧独立储能容量电价机制，划定165-370元/kW/年的补偿标准，构建起行业发展的确定性底座。该机制为储能项目提供稳定基础现金流，可覆盖项目20%-30%的全投资成本，大幅降低产业投资风险，彻底改变了过去“强制配储”下的附属属性，使储能从“新能源项目的附加成本”转变为“具备独立造血能力的灵活资产”。

在114号文框架下，储能项目的收益结构实现根本性重构：容量电价（保底）+现货套利（弹性）+辅助服务（增益）成为主流模式。以4-6小时配置的储能项目为例，3年周期内每千瓦可获得的容量电费约300元，若叠加现货价差（如山西0.3-0.8元/kWh）与调频服务（如山西辅助服务占比53.0%），部分优质项目IRR可达6%-10%，有效解决了行业“建而不用”的顽疾。这种收益模式的转变，直接激活了社会资本的投资意愿，使储能从“政策驱动”转向“经济性驱动”，成为理解国内市场经济影响的核心起点。

表1 储能转型相关政策

时间节点	政策	关键内容	对商业模式的影响
2025 年初	强制配储政策退出	新能源项目不再将储能配置作为并网前置条件	储能从项目成本项转型为核心价值项
2025 年 4 月	394 号文	2025 年底前实现省级电力现货市场全覆盖	搭建独立储能峰谷套利市场化基础
2025 年 9 月	1144 号文	明确“电能量+辅助服务+容量补偿”多重收益模式	储能市场化收益框架初步成型
2026 年 1 月	114 号文	建立电网侧独立储能容量电价机制（165-370 元/kW/年）	储能获得稳定保底收益，投资回报确定性大幅提升

资料来源：国家发改委，中证鹏元整理

（二）区域分化：西北领跑，东部挖潜

容量电价机制落地后，国内各省份储能项目收益分化态势持续加剧。截至2026年5月，全国13个省份已出台独立储能容量电价及配套补偿政策，整体可划分为三大发展模式：

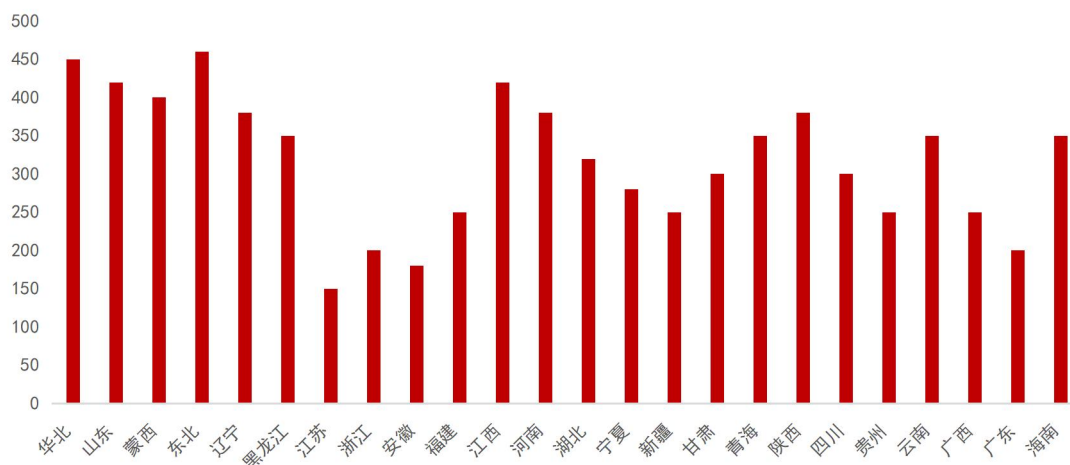
一是**煤电基准型**，以甘肃、湖北、宁夏为代表，对标煤电容量电价，提供稳定固定回报；

二是**电量激励型**，以内蒙古、新疆为代表，按实际发电量补贴，高利用率场景下收益弹性显著；

三是**市场化复合型**，以山东为代表，收益与可用容量、现货市场行情深度挂钩，对项目运营策略要求更高。

这种分化印证了114号文“精细化平衡各机组收入”的政策导向，当区域风光发电占比超过20%时，储能的经济性显著提升，而114号文通过差异化容量电价，精准匹配了不同区域的调节需求。例如，山西作为首个开放一次调频市场化的省份，114号文下的容量电价+调频收益组合使其成为高收益标杆；而广东负荷支撑充足，容量电价虽相对保守，但绝对电价优势仍保障了收益稳健性。

图1 各地区储能单位容量收益（元/兆瓦时）



资料来源：Wind，中证鹏元整理

表2 主要省份独立储能容量补偿收益

省份	容量补偿标准	现货价差水平	调频收益机制	综合收益特征
山西	中等	0.3-0.8 元/kWh（高弹性）	一次+二次调频双向开放	高收益标杆，辅助服务贡献过半收益
内蒙古	按发电量补贴	0.15-0.45 元/kWh	AGC/里程补偿 0.41 元/kWh	适配高周转运营模式，高利用率下收益优异
山东	市场化挂钩	0.2-0.6 元/kWh	调频试运行，弹性空间充足	市场成熟，运营策略增值空间大
广东	保守	0.2-0.5 元/kWh	市场化定价，体系成熟	负荷支撑充足，收益稳健，绝对电价优势明显

资料来源：各省份发改委、电网公司，中证鹏元整理

（三）算电协同与构网型储能打开空间

算电协同成为储能行业全新增长极。伴随人工智能产业高速发展，数据中心能耗需求快速攀升，算电一体化协同成为新型基建核心发展方向。2026年政府重点规划明确算力绿电应用要求，国家数据局提出枢纽节点新建算力项目绿电应用占比不低于80%。1GW级大数据中心，通过离网、直供模式，可撬动GW级风光装机与GWh级储能配套需求，宁夏中卫、甘肃庆阳、新疆克拉玛依等标杆项目密集落地，储能已成为算力产业刚性配套设施。

构网型储能渗透率快速提升，成为行业技术主流。新能源装机渗透率持续走高，电网对储能主动支撑、调频稳压能力的要求全面升级，构网型储能技术优势凸显。2026年一季度国内构网型储能渗透率已达19.2%，全年大储渗透率有望突破35%。河北康保400MW/1600MWh、贵州绥阳300MW/600MWh等大型项目落地投产，头部企业凭借技术先发优势占据市场主导地位。

（四）招标数据出现分化，增速保持平稳，利润空间下降

此前市场担忧的“强制配储退出导致需求萎缩”的情况未发生，市场化需求成功承接政策需求退出后的缺口，成为行业增长的核心驱动力。不过，招标数据出现分化，叠加储能交付周期（约6-9个月），全年增速虽低于此前市场大幅增长的预期，但高于近期市场的恐慌预期，整体保持平稳，价格与利润空间有所压缩。

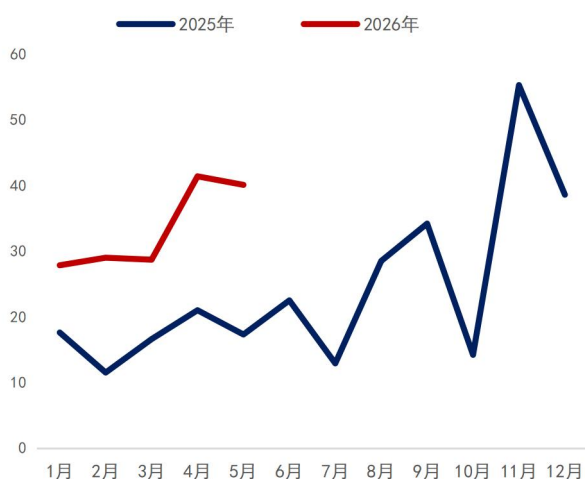
2026年1-6月，国内大储EPC市场表现活跃，累计招标与中标容量分别达304.8GWh和263.89GWh，同比增幅分别高达193%与298%；一季度全国储能新增备案规模达677GWh，同比激增199%。区域分布方面，内蒙古、新疆、宁夏等西北省份持续领跑，合计招标容量贡献了全国近半数份额。

全球范围内，上半年新增项目总量超过500GWh，其中中国市场占比达72%（约360GWh），海外市场新增约194GWh。尽管一季度国内招标增速录得同比2-3倍的增长，但进入4月后增速显著回落。考虑到储能项目从招标至并网的交付周期约为6-9个月，预计交付端将于9月出现放缓。**全年储能增速将维持微增态势，不及市场此前的高增长预期。**

相比之下，海外市场维持高景气度，欧洲、澳洲及亚非拉等地区项目增速显著，而美国市场项目数量有所回落。全年预计全球新增项目量将在700-800GWh区间，未达市场此前预期的1TWh水平。**展望未来，行业出货规模仍有望保持20%以上的稳定增长。**

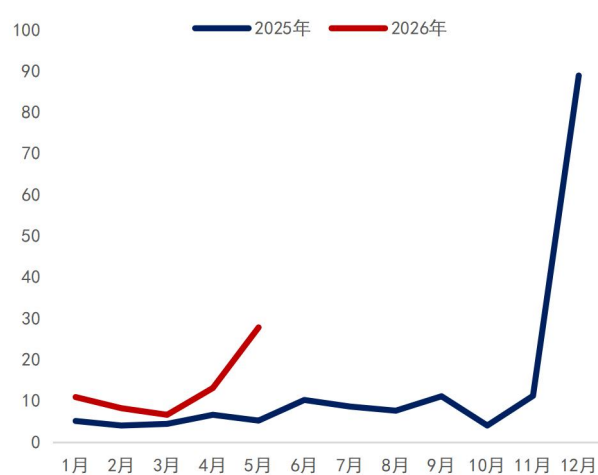
价格层面，区域分化态势进一步加剧。海外招标价格，尤其是亚非拉地区，受中国企业出海数量增加、市场竞争加剧影响，呈现下行趋势；反观国内市场，EPC价格维持在2元/Wh左右，表现稳健，主要系碳酸锂价格由8-10万元/吨攀升至15万元/吨，成本端支撑作用增强。这种成本与价格的“剪刀差”现象一度引发市场恐慌预期，但随着价格逐步企稳，市场预期趋于理性，具备成本优势的头部企业将显著受益。

图2 新型储能 EPC 单月招标量 (GWh)



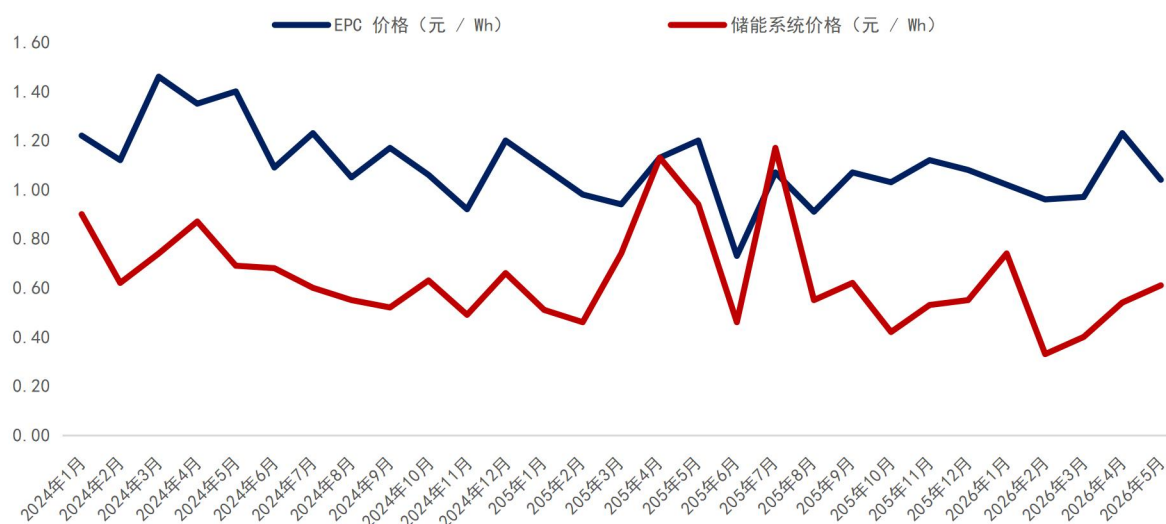
资料来源：储能与电力市场，中证鹏元整理

图3 国内新型储能装机量 (GWh)



资料来源：储能与电力市场，中证鹏元整理

图4 国内储能系统及EPC价格 (元/Wh)



资料来源：Wind，中证鹏元整理

二、全球储能需求稳步上行：中美大基数支撑，欧洲及新兴市场高增速驱动，大储多点开花，户储与工商储蓬勃发展

全球储能需求稳步上行，中美作为需求大基数市场，需求仍保持增长但增速低于预期；新兴市场（欧洲、澳洲、亚非拉）成核心增量引擎，增速显著。中国市场化需求承接强制配储政策需求，叠加锂电基站等细分需求，2026、2027年锂电储能总装机分别达230GWh、330GWh；美国因AI算力储能需求爆发与政策驱动，2026年大储装机55GWh，其中AI储能需求约13GWh，政策虽倒逼产业链本土化，但短期中国集成商仍具竞争力，需求平稳增长。欧洲依托2030年200GW储能规划，增速较高，其中大储与东欧储能增速领先；亚非拉因人口结构、电网薄弱及风光配储经济性，需求高速增长，成为中长期增长核心引擎。

（一）美国市场：AI算力储能崛起，需求平稳增长

2026年1-5月美国大储装机高速增长，核心驱动源于数据中心储能需求爆发与政策门槛抬升的双重逻辑。2026年1-5月美国大储装机持续增长，累计达5.14GW，同比增长94%，截至5月备案量62.6GW，EIA预计6-12月并网17.7GW。这一增长的核心逻辑在于数据中心对稳定供电的迫切需求——美国电网稳定性差，数据中心用电量大且负荷波动高，亟需新增供电与电能质量管理，催生了AIDC新架构：通过新增BESS（电池储能系统）与低压直流供电，实现电源+监测中心+脉冲修复功能，架构流程为市电降压后转为低压直流，引入PCS+BESS形成直流供电总线，其优势包括提升算力训练效率15%-20%、减少电网冲击（年省调峰成本2000万美元）、降低运营成本（避免停电损失）、脉冲修复延长设备寿命。

电网瓶颈进一步倒逼政策调整。FERC发布大型负荷统一监管框架，批准PJM“加速并网通道”，允许新发电机绕过传统并联队列，2026年7月31日生效，持续至2027年底，可快速处理10个/年新建扩容资源（至少250MW），贡献2.5GW/年增量，大幅缩短常规项目长达7年的并网周期。在此政策推动下，数据中心储能项目密集落地：过渡阶段以混合储能（燃气轮机+电池，如xAI Colossus、西德州Pacifco项目）和公用事业侧支撑（如阿特斯2.5GWh、海博思创2GWh项目）为主，新政策落地后“直挂式”储能批量放量，数据中心直接配置储能获得清晰费率与并网路径。

同时，“大而美法案”落地进一步抬升政策门槛，政策催生强装潮。FEOC（受关注外国实体）条款与ITC（投资税收抵免）深度绑定，2026-2030年开工项目需逐年提升本土电芯比例（55%-75%），叠加301关税（25%）与芬太尼关税，中国电芯综合关税最高达82.4%，迫使开发商前置采购、EPC提前备货，2025年底开工的150GWh规模覆盖2026-2027年基础需求。政策倒逼本土电芯扩张，2026年初本土产能22GWh，在建116GWh，预计年底达145GWh（特斯拉内华达10GWh、LG密西根25GWh等），但短期本土产能有限，中国集成商（如阳光电源、Powin）仍具竞争力，特斯拉以39%市占率领跑。

综合来看，AI算力电力缺口持续放大，绿电直连比例上行推动AIDC低压直流储能成为新趋势。假设新增算力需求维持10%增速（28年后降至1%），经测算2026年美国大储装机需求55GWh，其中AI储能需求约13GWh，27-28年受AI数据中心拉动持续放量，若绿电直连比例进一步提升，需求存在上调空间。

表3 美国2026年大储政策

政策类型	具体内容	市场影响
ITC 税收抵免	30%补贴，叠加本土电芯额外 10%抵免，最高 48.4%	降低本土项目成本，鼓励本土电芯使用
FEOC 规则	2026-2030 年开工项目本土电芯比例逐年提升 55%-75%	倒逼产业链本土化，限制中国电芯进口
301 关税	中国储能电芯 25%关税，叠加基础关税、芬太尼关税，综合最高 82.4%	提升中国电芯进口成本，推动本土产能扩张
综合影响	本土电芯成本优势明显，中国电芯进口成本高企，产业链流向改变	短期本土产能有限，中国集成商仍具竞争力

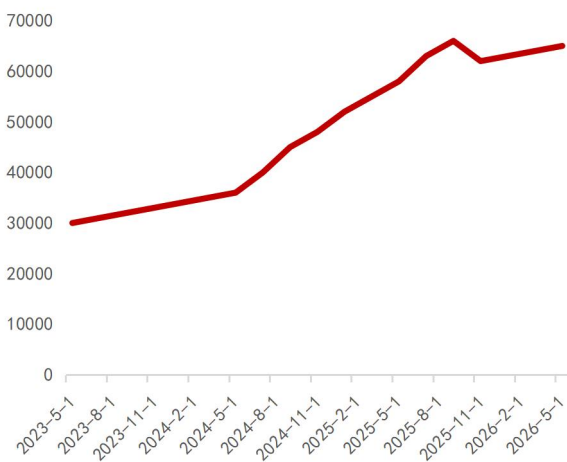
资料来源：中证鹏元整理

表4 2026年美国本土储能电芯产能规划

公司	地址	2026 年储能电芯产能 & 技术路线	状态
特斯拉	内华达	10GWh & LFP 方形	一期 2026 年底建成
LG 能源	密西根	25GWh & LFP 软包	已扩产至 25GWh
	密西根	50GWh & LFP 方形	2027 投产
三星 SDI	印第安纳	33GWh & LFP 方形	2027 投产
SK On	乔治亚	10GWh & LFP	2026 扩至 10GWh
远景能源	田纳西	7GWh & LFP	已投产
亿纬锂能	密西西比	10GWh & LFP	商用车储能待建

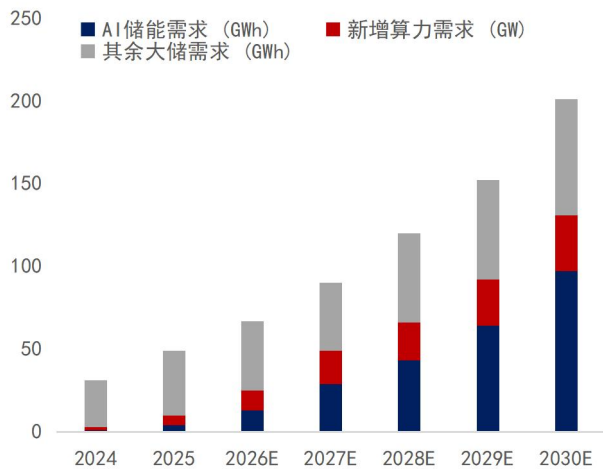
资料来源：公司公告，中证鹏元整理

图 5 美国大储累计备案量（MW）



资料来源：EIA，中证鹏元整理

图 6 美国未来储能需求预测



资料来源：EIA，中证鹏元整理

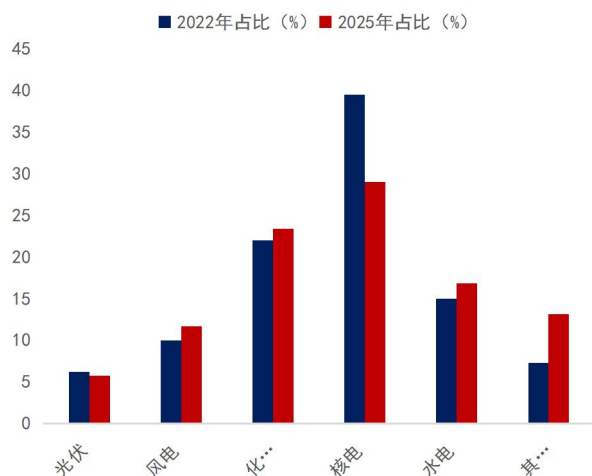
（二）欧洲：能源结构迭代倒逼储能刚需爆发

欧洲储能市场正处于由可再生能源高渗透率倒逼的内生性爆发阶段。2025年，欧洲风光发电量合计占比达到30.1%，首次超越化石燃料（29.0%），能源结构转型进入新纪元。然而，新能源出力的波动性导致负电价现象常态化，2025年德国负电价时长达573小时，西班牙、法国均超500小时，极大侵蚀了发电侧收益，迫切需要储能进行能量时移与消纳。在此背景下，2025年欧盟新增储能装机27.1GWh，同比增长45%，累计装机77.3GWh。市场结构发生质变，大储凭借规模化调节能力，占新增装机比例达55%，首次超越户储成为主力增量。2026年，霍尔木兹海峡能源危机进一步加速了欧洲能源转型的进程。

区域市场多点爆发，增长态势分化显著：英国储能收益模式正从单一的调频辅助服务向批发电价套利、平衡机制等多元化能量收益转型。截至2026年一季度，电网储能装机达7.3GW，并网队列约90GW，CMP470政策正推动并网拥堵出清。中国企业加速布局，阳光电源、比亚迪等企业在英落地项目规模超4.8GWh。预计2026年英国新增装机3.6GWh，同比增长80%，储备项目量充足支撑长期释放。意大利政策驱动力强劲，欧盟177亿欧元储能计划稳步推进。2026年5月Terna发布第二轮MACSE扩容至16GWh（+60%），远期2030年基准目标达104GWh，大储需求确定性高。保加利亚是欧洲增速最快的黑马市场，ESTORE项目两轮合计批准近14GWh，远超官方目标。预计2026年新增装机7GWh，同比增长367%，进入项目密集落地期。其他市场多点开花：德国2025年新增7.3GWh，电网排队规模庞大；荷兰、西班牙、希腊等国在电网拥堵疏导、容量市场落地等驱动下，均保持高速增长；东欧各国（波兰、罗马尼亚等）依托欧盟百亿补贴与强制配储政策，亦贡献重要增量。

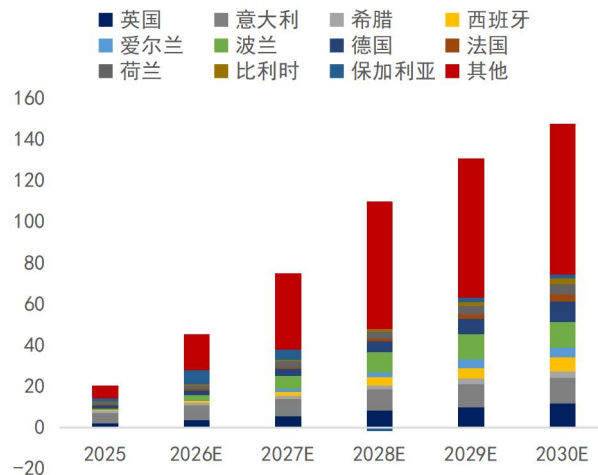
综合来看，欧洲储能市场已形成“东西欧并进、多市场开花”的格局。预计2026年欧洲新增储能装机45.3GWh，同比增长124%，其中意大利、英国、德国为主要贡献国。展望2030年，欧洲储能装机规模有望突破147GWh。在此过程中，中国企业凭借技术与成本优势加速出海，2026年上半年阳光电源、比亚迪、宁德时代等企业斩获多GWh级订单，全球系统出货占比超82%，市场格局重塑与盈利中枢上移同步进行。

图 7 欧洲大储累计备案量（MW）



资料来源：ESNL，中证鹏元整理

图 8 欧洲未来储能需求预测



资料来源：ESNL，中证鹏元整理

表5 中国储能企业在欧洲订单

公司	规模 (GWh)	订单
阳光电源	2	2026 年 6 月，与瑞士 Delta Capacity、罗马尼亚 ENEVO 集团分别签 1GWh 供货协议，合计 2GWh
	1.32	2026 年 6 月，与 Nuveen Infrastructure 签署框架协议，部署 1.32GWh 储能系统
	1	2026 年 3 月，与罗马尼亚 ENEVO 集团签 1GWh 储能系统供货协议
	1	2026 年 3 月，与瑞士 BESS 开发商 Delta Capacity 签 1GWh 供货协议
比亚迪	0.289	2026 年 6 月，匈牙利最大电池储能项目投运（99.8MW/288.6MWh），提供魔方电池储能系统（MC Cube）
	0.5	2026 年 1 月，保加利亚 Maritsa East 3 电厂 202MW/500MWh 独立储能项目投运，为东欧最大独立储能之一
	1.6	2025 年 3 月签约、2026 年 Q1 完工，与波兰 Greenvolt Power 合作开发 400MW/1.6GWh 储能项目（两处资产）
远景能源	10+	2026 年 6 月，与 Prevalon Energy 签三年期战略供货协议，供应超 10GWh 电芯及模组，覆盖公用事业、并网等场景
海博思创	1.5+	截至 2026 年 6 月，欧洲累计订单超 1.5GWh，覆盖中西欧（德语区+西班牙近 550MWh）及东南欧（罗马尼亚+克罗地亚/塞尔维亚超 1GWh）
永泰数能	0.27	2026 年 2 月，与罗马尼亚 Metropolitan Energy SRL 签约，建设 135MW/270MWh 独立储能项目
楚能新能源	6.6	2026 年 6 月欧洲展期间，新兴市场累计 6.6GWh（乌克兰 2GWh、波兰 2GWh、罗马尼亚 1GWh、以色列 1.6GWh）
库博能源	1.5	2026 年，与捷克 IBG Group 签 1.5GWh 战略合作协议，18 个月内完成交付
天合光储	0.16	2026 年 6 月，罗马尼亚 40MW/160MWh 储能订单（LSG 集团光伏配套），DC+AC 架构首次欧洲商业化落地
	1.0	2026 年 1 月，与爱尔兰 Aer Soléir 合作意大利都灵 250MW/1000MWh 项目，为欧洲最大储能之一，已中标 2027 年容量市场
宁德时代	3	2026 年 6 月，与芬兰 Merus Power 签战略合作，向北欧交付约 3GWh 储能系统解决方案
	1.5	2026 年 5 月，与西班牙 Grenergy 签约，为 Oviedo（700MWh）和 Escuderos（800MWh）项目供应

	1.5GWh TENER S 系统
0.601	2026 年 5 月，与 Solarpro Holding 合作的保加利亚 601MWh 大型储能项目并网，为东欧已投运最大储能电站

资料来源：公司公告，中证鹏元整理

（三）新兴市场多点开花，高速增长延续

2026年亚非拉、中东、澳洲等新兴市场储能需求爆发，成为全球储能产业核心增长引擎，市场从零散项目落地转向规模化批量交付。

中东地区依托能源转型战略与AI算力发展需求，成为全球GWh级储能项目最密集的区域。沙特SEC与阿联酋EWEC规划的5GW/19GWh算力储能项目进入密集交付期，主权基金集采模式显著降低了项目开发不确定性。中国设备商凭借技术全产业链优势，在该区域占据绝对主导地位。预计2026年中东地区储能新增装机将达20GWh，成为全球新兴市场中增量最大的区域之一。

澳大利亚储能市场正处于项目加速落地期，2025年装机规模为5.1GWh，而在建储备项目高达134.7GWh，为未来增长提供坚实支撑。中国企业深度参与澳洲市场，宁德时代斩获5GWh大单，国轩高科、阳光电源等项目批量落地。在强韧的项目储备支撑下，预计2026年澳洲新增储能装机9GWh，同比增长100%，实现翻倍增长。

拉美市场在智利、巴西、墨西哥等国政策落地的推动下快速启动，阳光电源与比亚迪在当地合计斩获订单超30GWh，预计2026年拉美储能装机达6GWh。东南亚市场正经历从化石能源依赖向光储融合转型的关键期，菲律宾、印尼、越南等国受益于算力扩张带来的电力需求激增，光储大项目批量落地，预计2026年东南亚储能装机达13GWh。

印度市场则由强制配储政策驱动，国家级招标750MW/1500MWh稳步推进，要求光伏项目配套10%的两小时储能，预计2026年新增装机4GWh，至2030年有望达9.7GWh。

综合来看，新兴市场已确立为全球储能增长的核心一极。2026年新兴市场储能预计新增96GWh，同比激增161%；2027年也将维持高增速。在全球储能版图中，新兴市场占比已达17%，与中国（47%）、欧美（24%）共同构成全球储能三大支柱，推动2026年全球总需求迈向588.2GWh新台阶。

从细分产品来看，户用储能市场区域分化显著，全球工商储市场迎来放量。户储市场区域分化显著：澳洲依托强力补贴高速增长，2026年装机15GWh（同比+200%），国内品牌市占率超60%；欧洲持续修复，德国、荷兰等国电价机制优化与负电价常态化带动需求回暖，2026年装机15.5GWh（同比+51%）；美国受

补贴退坡影响，2026年装机2.1GWh（同比-45%），整体2026年全球户储装机46.74GWh（同比+83%）。工商业储能作为弹性最大细分赛道，模式成熟且刚需属性全面强化，峰谷套利、自发自用等多元盈利模式驱动需求，峰谷价差拉大使投资回收期缩短，半导体、数据中心等高要求行业及东南亚、非洲海外市场已将工商业储能升级为刚需，2026年欧洲工商储新增装机15GWh（同比+147%），全球工商储市场迎来全面放量。

表6 储能全球增速列表

区域	2026 年预计新增装机	同比增长	主要驱动因素
中国	230GWh	30%	容量电价落地，市场化盈利模式跑通，内生需求释放
美国	55 GWh	22%	AI 算力配套刚需、税收补贴政策加持
欧洲	45 GWh	120%	负电价常态化倒逼、新能源装机占比持续提升
新兴市场	96 GWh	160%	电网基础设施薄弱、大型项目集中落地、能源转型提速

资料来源：各省份发改委、电网公司，中证鹏元整理

三、 产业链趋势：价格分层、成本传导与龙头集中

全球储能产业链呈现价格分层、成本修复与龙头集中的趋势。价格上，海外高毛利（美95-100美元/kWh、欧80-90美元/kWh）与国内红海（0.6元/Wh）三级分化，盈利差异显著；成本上，大电芯技术迭代（580Ah+）对冲原材料压力，海外高毛利项目推动盈利修复；竞争上，马太效应凸显，系统集成、电池电芯等环节龙头集中，中小厂商加速出清，行业向“龙头强者恒强”演进。

全球储能产业链呈现清晰的价格分层体系。不同区域市场因需求属性、成本结构及竞争格局差异，形成显著盈利分化，直接决定企业盈利质量。当前市场已形成三级价格分层：第一梯队为高盈利海外市场，以美国为核心，储能系统均价维持在95 - 100美元/kWh区间，依托本土高建设成本（如人工、土地）、算力行业对供电稳定性与电能质量的高支付意愿，企业可获取高额利润空间；第二梯队为稳健成熟市场，涵盖西欧、澳洲等地区，系统均价约80 - 90美元/kWh，市场机制完善、需求稳定，盈利水平稳健；第三梯队为国内红海市场，系统均价约0.6元/Wh，市场竞争激烈、利润空间被压缩，倒逼头部企业加速出海布局高价值市场。国内储能EPC价格则稳定在2元/Wh左右，受碳酸锂原材料成本支撑，波动幅度较小；海外市场虽因国内企业出海增多、供给扩容导致价格小幅回落，但整体盈利水平仍显著高于国内市场。**这种分层化的价格体系，使得企业盈利分化加剧——单一依赖国内市场的企业面临盈利压力，而海外营收占比高的龙头企业持续享受高毛利红利。**

成本扰动是2026年上半年压制产业链整体利润的核心因素，但行业盈利修复逻辑清晰、路径明确。一方面，大电芯技术迭代落地成为关键突破口：580Ah及以上大容量电芯批量规模化交付，可实现5-10个百分点的系统成本下移，有效对冲原材料价格高位压力；另一方面，海外高毛利项目集中交付落地，持续优化头部企业营收与盈利结构。从产业链供需看，产能与需求端持续向好，7月头部电池厂商排产环比提升10%，主流企业维持满产紧平衡状态；碳酸锂市场惜售、抢货现象凸显，期现价格倒挂反映行业对中长期需求的乐观预期。伴随下半年行业传统旺季来临，产业链备货需求集中释放，整体盈利水平有望持续修复。

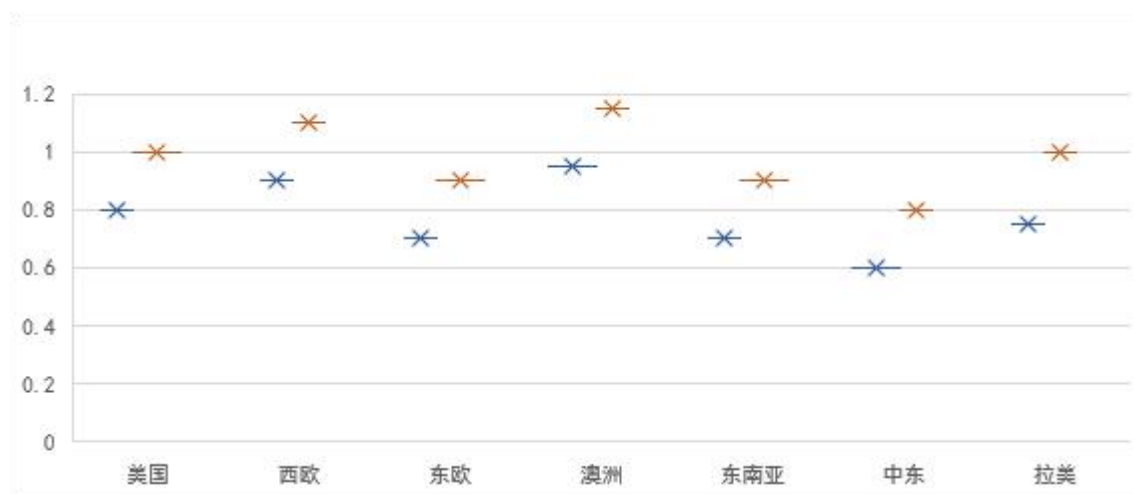
竞争格局方面，马太效应愈发显著，行业集中度持续提升。2026年一季度数据显示，国内企业全球储能系统出货占比超82%，占据全球市场绝对主导地位。系统集成赛道形成头部梯队，龙头企业凭借品牌影响力、全球化渠道布局及系统集成技术壁垒，市占率持续提升；电池电芯赛道高度集中，头部三家企业形成三足鼎立格局，行业CR3超40%，核心企业订单已排至2027年，产能供不应求；户储与工商储赛道则因渠道溢价显著、细分需求爆发，头部企业（如德业股份、固德威、盛弘股份）深耕海内外细分渠道，充分受益用户侧储能爆发红利。中小厂商因缺乏技术、渠道壁垒，低价竞争模式难以为继，市场出清速度加快，行业格局向“龙头强者恒强”趋势演进。

表7 储能企业国内外订单规划

公司	2025 年出货	2026 年目标	国内市场规模	海外市场规划
海博思创	约 26GWh	70GWh	26 年国内 60GWh	26 年海外 10GWh
阳光电源	43GWh	60GWh+	中国市场实现增长	中东非增速放缓；美洲增 20%-30%；欧洲/亚太增 80%-90%
特斯拉	46.7GWh	-	-	出货 100%海外
Fluence	17.8GWh	-	-	出货 100%海外,约 53 亿美元
远景能源	24-25GWh	45GWh	26 年国内 30GWh，占比 77%	剩余份额面向海外
融和元储	11-12GWh	20-21GWh	26 年国内占比>90%	海外重点布局一带一路
天合光能	8GWh+	16GWh	国内占 20%-30%	26 年海外占 70%-80%；欧洲 20%+，北美约 15%
阿特斯	7.8GWh	14-17GWh	-	美国占 40%，其余欧洲、加拿大、澳洲、东南亚等
晶科能源	5.2GWh (交付)	10+GWh	剩余份额布局国内	26 年海外：欧洲 40%、北美 10%、亚太 30%
隆基绿能	-	6GWh	国内占 80%	26 年海外占比 20%，优先布局中欧及新兴市场
正泰电源	0.6-0.7GWh	2.5GWh	其余少量份额布局国内	欧洲 1-2GWh，澳洲 500+MWh
思格新能	-	20-30GWh	-	26 年主要开展中东示范性项目（已中标阿曼 2.2GWh），27 年预计出货 20GWh

资料来源：各省份发改委、电网公司，中证鹏元整理

图9 全球储能价格区间（元/Wh）



资料来源：SMM，中证鹏元整理

四、技术趋势：大电芯与钠电双轮驱动迭代

技术趋势上，大电芯与钠电双轮驱动储能迭代。大电芯迭代加速，314Ah成市场主流，500Ah+渗透率提升（2026年达15%-20%），规模化应用实现系统成本降10%-15%、度电成本下探至0.3元/Wh，头部企业量产落地，行业从“拼参数”转向“拼良率、拼成本、拼交付”。钠离子电池在固定式储能场景优势凸显，其具备低温性能、安全性、长循环的优势，2026年产业化提速，材料端成熟，成为锂电重要补充。

（一）大电芯规模化迭代，持续降本增效

技术迭代是储能行业穿越周期、持续降本的核心驱动力。当前储能电芯已进入大电芯迭代周期，行业主流规格从280Ah快速演进至314Ah、500Ah+乃至更大容量。按容量划分，市场主流储能电池可分为三代产品：第一代为280Ah电芯，第二代为314Ah电芯，第三代为500Ah及以上大容量电芯。电芯迭代周期显著缩短——从280Ah迭代至300+Ah以上规格用时约3年，而从300+Ah以上规格迭代至500+Ah乃至600+Ah仅用时2年。

从市场渗透进程来看，2024年以来，314Ah电芯逐步接替280Ah电芯成为市场主流，目前凭借成熟稳定的量产工艺占据约40%的市场份额。与此同时，500Ah+大容量电芯正加速渗透，InfoLink预计2026年500Ah+电芯在大储电芯市场的渗透率将接近15%；另有研究机构指出，2026年第一季度渗透率已接近5%，全年有望接近20%。在招标端，500Ah+大容量电芯已明确被纳入央国企采购范围。6月12日，国电南瑞发布2026年储能电芯框架采购公告，采购磷酸铁锂电芯306.5万只、总容量约4GWh，其中587Ah电芯106.5万只、容量约

2GWh；中国华能、中储科技等企业亦在采购方案中专门划定500Ah+大容量电芯采购份额。2026年初的央企招投标中，多个电芯框采要求电芯容量 $\geq 314\text{Ah}$ ，反映出市场在继续使用314Ah电芯的同时，并未排斥500Ah+大容量电芯。

大容量电芯规模化应用大幅优化系统成本与空间利用率。20尺标准集装箱储能系统的电量从早期3MWh提升至5.5MWh以上，有效减少集装箱用量、土地占用及BMS系统配套成本，全方位降低储能项目的初始投资与运维成本。搭载587Ah等大容量电芯的20尺储能系统容量可达6.25MWh乃至6MWh以上；国轩高科688Ah电芯配套的20尺标准舱系统容量可提升至6.9MWh以上，相较于5MWh产品可节省约20%占地面积、减少约20%零部件数量，节省约8%初始成本。从降本成效来看，500Ah+电芯可减少电芯用量60%以上，BMS采样点、线束、结构件同步削减，系统成本下降10%—15%，度电成本可下探至0.3元/Wh以内。远景储能高级副总裁指出，新一代大容量电芯有望降低系统成本约40%。大容量电芯不仅能降低初始投资成本，还可通过提升集成度和能量密度，显著减少占地面积及后期运维支出，实现全生命周期成本的结构性优化。在工程应用层面，大容量电芯已不再停留于技术验证阶段——2026年1月，内蒙古包头400MW/2400MWh电网侧储能电站顺利并网，该项目采用587Ah储能专用电芯，率先实现了500Ah+储能电芯的GWh级电站应用。

产业化布局方面，头部企业已实现500Ah+大容量电芯的稳定量产或加速推进产能建设。宁德时代587Ah电芯自2025年量产以来，截至2026年4月累计出货已突破5GWh，批量应用于内蒙古卜尔汉图2.4GWh、宁夏宁东1.2GWh等国家级标杆项目；亿纬锂能628Ah大电池已完成百兆瓦时级项目的规模化落地；海辰储能587Ah电芯已实现量产交付；赣锋锂业588Ah产线建设进入收尾阶段，计划于第三季度启动产能爬坡。截至2026年3月，已有近20家电芯厂家发布或展出了500Ah及以上容量的储能电芯。随着大电芯产线逐步放量，行业整体技术迭代正从“拼参数”转向“拼良率、拼成本、拼交付”的新阶段。

（二）钠离子电池潜力释放，开辟储能新路径

钠离子电池在固定式储能场景优势凸显，具备低温性能优异（ -40°C 至 60°C 稳定工作，零下 30°C 容量折损 $\leq 5\%$ ）、安全性高（本征安全，不易自燃）、循环寿命长（15000次以上，匹配储能电站20年设计寿命）等特点，虽能量密度（约 106Wh/kg ，为锂电60%）略低，但对固定式储能影响有限。

2026年钠电产业化全面提速：宁德时代、海四达、瑞浦兰钧等企业发布300-400Ah大容量钠电产品，循环寿命超15000次；宁德时代天恒钠电系统在 -20°C 下容量保持率超92%。经济性方面，钠电系统IRR较锂电高2.7个百分点，成本差距缩小至0.1元/Wh，2026年第一季度电芯成本降至0.35-0.4元/Wh，与磷酸铁锂差距进一步收窄，预计2026年底实现成本平价，长期综合材料成本较锂电低30%-40%。

商业化进程加速落地：宁德时代与海博思创签署60GWh钠电合作协议，2026年9月启动交付，预计年底实现GWh级出货；洪湖市100MW/200MWh钠电储能电站一期已竣工验收，全国首个200MW/400MWh钠电混合储能电站并网运行。材料端同步成熟，容百科技钠电正极材料产能拓展至2.8万吨，聚阴离子路线占比约70%，钠电正从示范验证走向规模化应用，成为锂电储能的重要补充，长期打开降本新空间。

整体而言，相对看好储能中长期发展前景，欧洲、亚非拉市场有望维持高增长，中美需求基本盘坚实。2027 年往后行业仍存在 20%~30%甚至更高增长潜力。经过前期调整，龙头企业估值大多回落至 20 倍以内，配置价值凸显。若前期涌入 AI 板块的资金出现松动，或将产生资金分流效应，储能板块有望受益；后续市场企稳与否仍取决于资金面情况。建议关注拥有技术、品牌及渠道核心优势的储能龙头。

免责声明

本报告由中证鹏元资信评估股份有限公司（以下简称“本公司”）提供，旨在派发给本公司客户使用。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。

本报告基于我们认为可靠的公开信息和资料，但我们对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证。需要强调的是，报告中观点仅是相关研究人员根据相关公开资料作出的分析和判断，并不代表公司观点。本公司可随时更改报告中的内容、意见和预测，且并不承诺提供任何有关变更的通知。

本报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券的买卖出价。投资者应根据个人投资目标、财务状况和需求来判断是否使用报告所载之内容和信息，独立做出投资决策并自行承担相应风险。本公司及其雇员不对使用本报告而引致的任何直接或间接损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面同意，本报告不得以任何方式复印、传送或出版作任何用途。任何机构和个人如引用、刊发本报告，须同时注明出处为中证鹏元研发部，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。合法取得本报告的途径为本公司网站及本公司授权的渠道，非通过以上渠道获得的报告均为非法，本公司不承担任何法律责任。

独立性声明

本报告所采用的数据均来自合规渠道，通过合理分析得出结论，结论不受其它任何第三方的授意、影响，特此声明。

中证鹏元资信评估股份有限公司

深圳 通讯地址：深圳市南山区深湾二路 82 号神州数码国际创新中心东塔 42 楼 邮编：518040
电话：0755-82872897 传真：0755-82872090

北京 通讯地址：北京市朝阳区建国路甲 92 号世茂大厦 C 座 23 层 邮编：100022
电话：010-66216006 传真：010-66212002

上海 通讯地址：上海市浦东新区民生路 1299 号丁香国际商业中心西塔 9 楼 903 室 邮编：200120
总机：021-51035670 传真：021-51035670

湖南 通讯地址：湖南省长沙市雨花区湘府东路 200 号华坤时代 2603 室 邮编：410000
电话：029-88626679 传真：029-88626679

江苏 通讯地址：江苏省南京市建邺区黄山路 2 号绿溢国际广场 B 座 1410 室 邮编：210019
电话：025-87781291 传真：025-87781295

四川 通讯地址：四川省成都市武侯区嘉煜金融科技中心 21 楼 2101 号
电话：+85236158343 传真：+85235966140

山东 通讯地址：山东省济南市历下区龙奥西路 1 号银丰财富广场 B 座 1302 室
总机：0531-88813809 传真：0531-88813810

陕西 通讯地址：陕西省西安市莲湖区桃园南路 1 号丝路国际金融中心 C 座 803 室
电话：029-88626679 传真：029-88626679

香港 通讯地址：香港中环德辅道中 33 号 21 楼
电话：+85236158342 传真：+85235966140