

政策催生新动能，需求引领新周期

---2026 年储能市场行情展望

刘鸿儒

投资咨询从业资格号：Z0023466

liuhongru@gtjt.com

报告导读：

回顾 2025 年，在容量补偿政策下发与电力市场加速建设的共同推动下，国内独立储能项目经济性显著提升，带动整体储能需求强劲增长。美国与欧洲市场延续稳健增势，中东、澳大利亚等新兴市场持续放量，预计全年全球新增装机可达 271GWh，同比增长 45%。终端需求预期良好推动企业上调备货系数，全年电芯出货量有望达到 550GWh，同比增长 65%。

展望 2026 年，独立储能的高收益预计延续，国内项目大规模中标奠定需求基础。中性情景下国内新增装机预计为 284GWh，乐观情景可达 325GWh，实现翻倍式增长。海外方面，美国受“大而美”法案带来的成本上行影响，加之数据中心相关储能需求尚未显性化，短期或面临一定压力，新增装机预计为 50GWh，同比增长 4%。欧洲受益于电网投资与交易机制优化带来的盈利改善，新增装机预计达到 43GWh，同比增长 39%。智利、澳大利亚、中东及印度是新兴市场主要增量来源，新兴市场合计新增装机预计达 87GWh，同比增长 68%。综合来看，2026 年全球新增储能装机在乐观情景下有望达 505GWh，同比增长 86%；中性情景为 464GWh，同比增长 71%；刚性情景为 368GWh，同比增长 36%。

在终端需求维持高景气的背景下，备货系数大幅下调的概率不高。但需考虑部分市场前期存在透支需求，美国 2026 年的超额备货空间有限，澳大利亚亦面临类似情况，两地合计需扣减约 60GWh 的额外备货需求。2026 年储能电芯出货量在乐观情景下有望达 957GWh，同比增长 74%；中性情景为 833GWh，同比增长 52%；刚性情景为 649GWh，同比增长 18%。

目录

1. 2025 年储能市场回顾.....	3
1.1 国内市场：政策变化主导装机节奏，全年高增态势延续	3
1.2 海外市场：高景气度延续，国内出口需求旺盛.....	4
2. 国内市场：消纳刚性需求与经济性共振，装机上方空间打开.....	7
2.1 刚性需求：新能源渗透加剧“鸭子曲线”，储能调节能力成刚需	7
2.2 经济性驱动：容量补偿叠加电力市场建设加速，部分省份储能收益向上.....	8
2.3 需求展望：中标项目规模奠定高增基础，26 年需求预计爆发.....	11
3. 海外市场：美国承压，欧洲与新兴市场延续高增.....	12
3.1 美国：增速短期承压，数据中心储能需求静待释放.....	12
3.2 欧洲：大储延续高增，表后储能回暖	14
3.3 新兴市场：需求多点开花，市场增量显著	16
4. 需求展望：内外需求共振，储能出货加速放量.....	18

(正文)

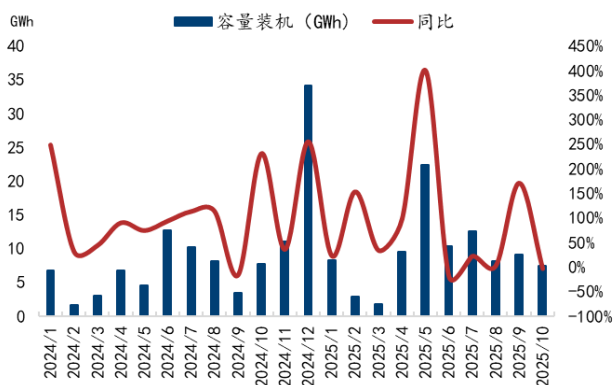
1. 2025 年储能市场回顾

1.1 国内市场：政策变化主导装机节奏，全年高增态势延续

2025 年 1-10 月，国内新型储能装机规模延续高增长态势。据 CESA 统计，新型储能新增装机量达 34.6GW/92.6GWh，同比增长 42.6%。从应用结构看，电网侧储能占比进一步提升至 60%，电源侧与用户侧分别占 31%和 9%，随着强制配储政策的退出，预计后续电网侧储能的比重仍将持续提高。

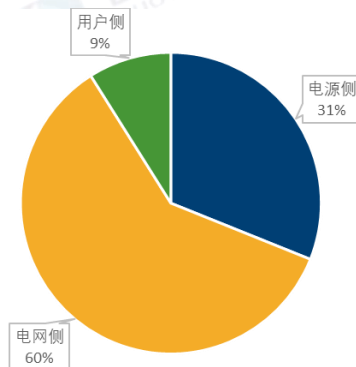
从装机节奏上来看，由于新能源机制电价在存量和增量项目中差异较大，上半年出现“531”抢装潮，推动 5 月单月新增装机达 22.4GWh，同比增长超过 400%，导致往年集中于年中的并网需求明显前置，其余月份装机表现相对平稳。值得注意的是，受内蒙古地区容量电价补偿政策推动，为满足 6 月 30 日前开工的要求，根据工期测算，预计年底前该地区将迎来新一轮抢装，规模约 30 - 40GWh。综合判断，2025 年全年新型储能新增装机规模预计将达到 53.1GW/140GWh，同比增长 31%。

图 1：国内储能新增装机规模



资料来源：CESA，国泰君安期货研究

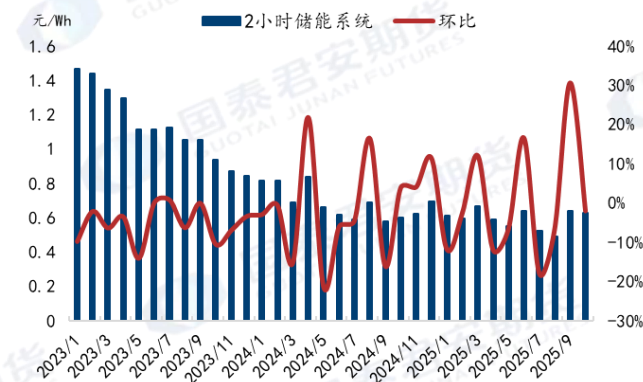
图 2：国内储能新增装机应用分布情况



资料来源：CESA，国泰君安期货研究

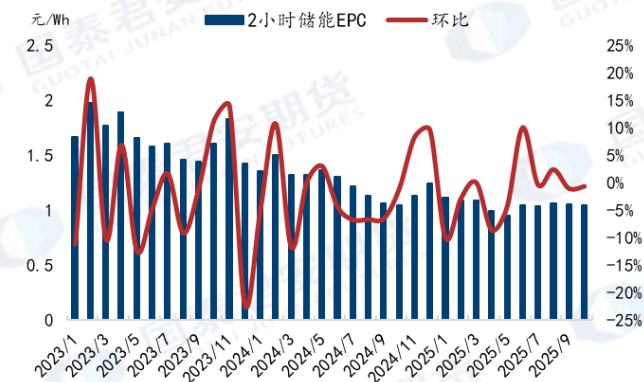
从价格走势来看，储能价格重心仍处于下行通道，但降幅已明显收窄。根据储能与电力市场统计，2025 年 1-10 月，2 小时储能系统均价为 0.59 元/Wh，同比下降 14%；对应 EPC 均价为 1.05 元/Wh，同比下降 17%。4 小时储能系统均价为 0.46 元/Wh，同比下降 39%；对应 EPC 均价为 0.90 元/Wh，同比下降 5%。从时间节奏上看，进入下半年后，在原材料成本上升与终端需求向好的共同作用下，价格下行趋势有所放缓，重心上移，但幅度较为有限，上游涨价压力更多被电芯环节吸收，对终端系统价格的影响相对较弱。

图 3：2 小时储能系统价格变化情况



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 4：2 小时 epc 价格变化情况

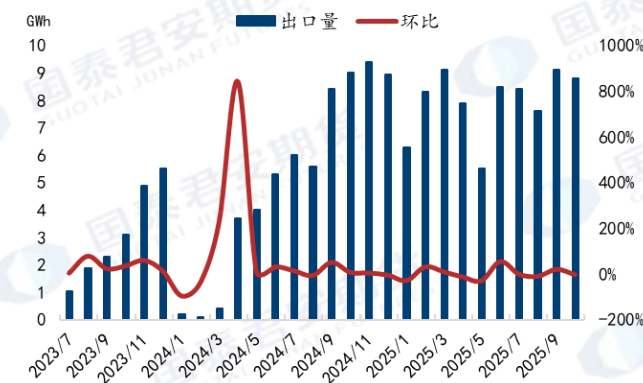


资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

1.2 海外市场：高景气度延续，国内出口需求旺盛

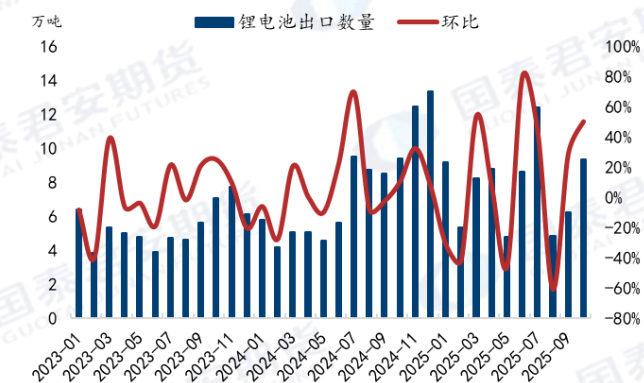
从我国储能零部件出口情况来看，海外市场需求持续旺盛。2025 年 1-10 月，我国储能电芯出口规模达 79.5GWh，同比增长 86%，显示出强劲的海外需求。分区域来看，美国市场受大而美法案受限实体豁免及关税窗口期影响，出现明显的抢出口现象，1-10 月我国对美出口电池 77.9 万吨，同比增长 17%；逆变器出口 299 万个，同比小幅下降 4.6%。欧洲市场方面，我国对德国、意大利等主要储能装机国家的逆变器合计出口量达 304 万个，同比增长 27%，继续保持稳健增长态势。

图 5：储能电池出口量维持高增



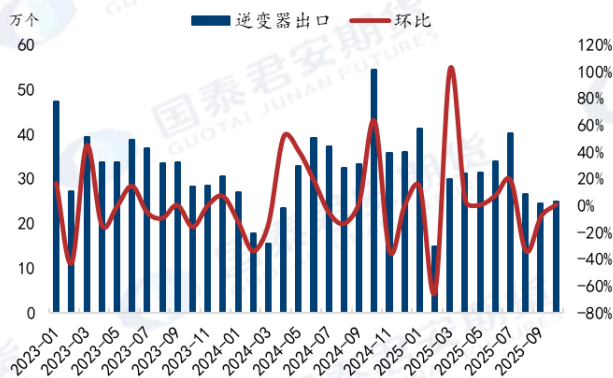
资料来源：中国汽车动力电池产业创新联盟，国泰君安期货研究

图 6：对美电池出口维持增长



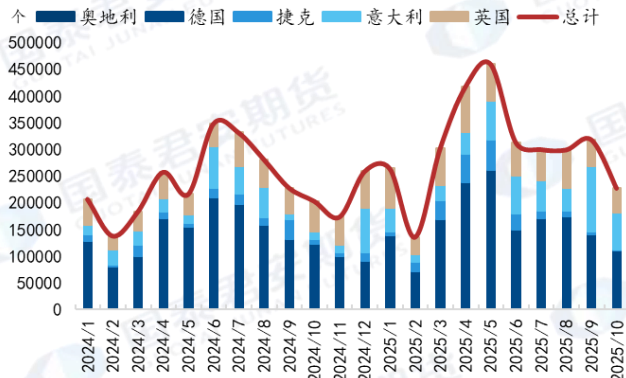
资料来源：海关总署，国泰君安期货研究

图 7：对美逆变器出口同比微降



资料来源：海关总署，国泰君安期货研究

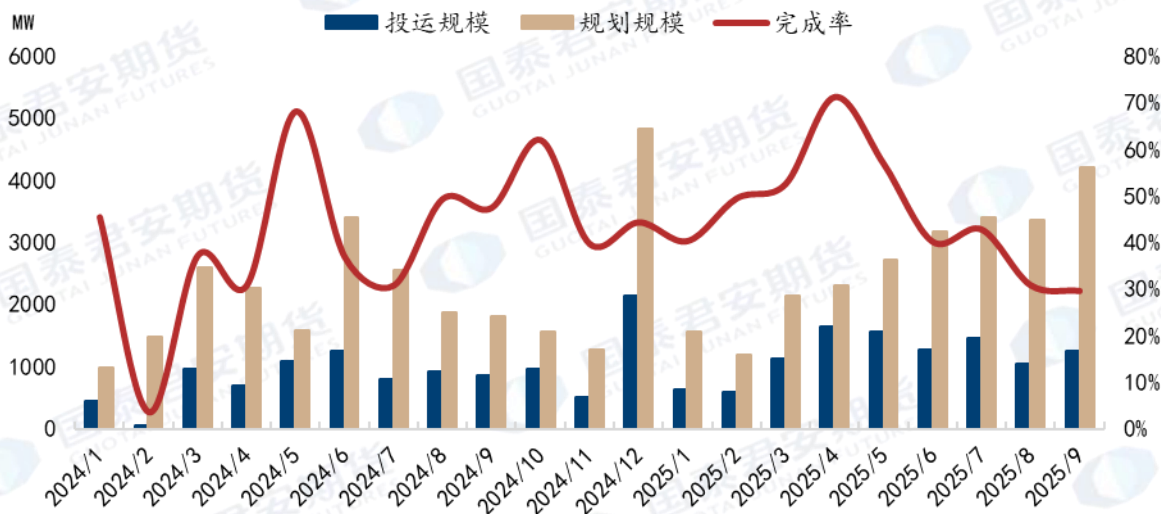
图 8：对欧洲储能装机大国逆变器出口高增



资料来源：海关总署，国泰君安期货研究

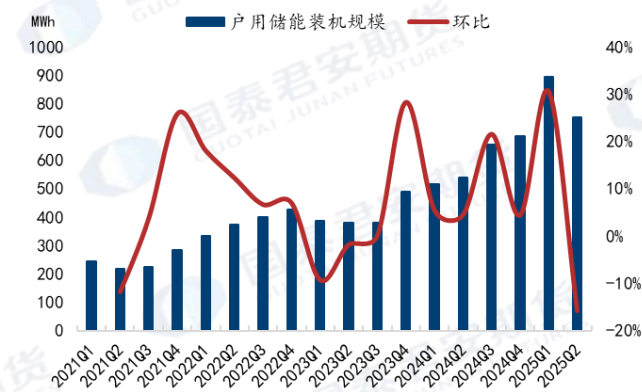
美国储能市场在 2025 年保持高速增长，预计全年新增装机规模将达到 48GWh，同比增长近 30%。从表前储能来看，根据 EIA 数据，1-9 月新增装机规模达 10.6GW，同比增长 49%，延续增长态势。表后储能方面则呈现分化特征。根据 Wood Mackenzie 统计，2025 年上半年工商业储能新增装机 64MW/148MWh，同比基本持平，但二季度起增速已出现显著回暖。户用储能则受益于单机容量的持续提升，新增装机达 1066MW/1645MWh，同比增长 56%，成为表后市场的重要增长动力。

图 9：2025 美国储能（≥1MW）市场延续高增



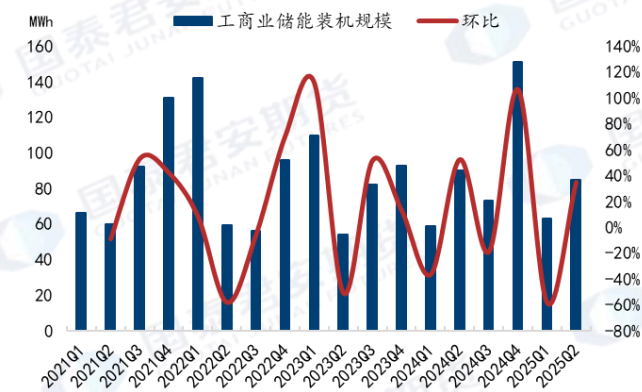
资料来源：EIA，国泰君安期货研究

图 10：美国户用储能装机爆发式增长



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

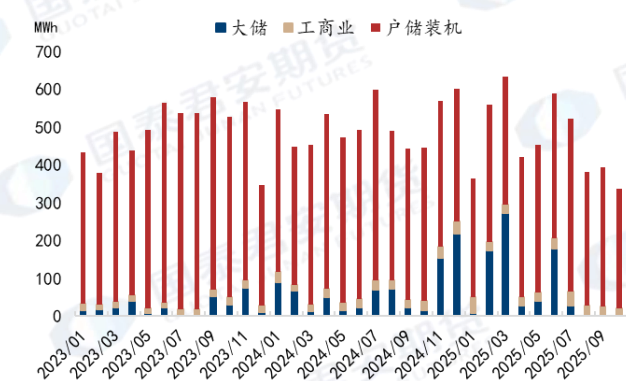
图 11：工商业储能同比基本持平



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

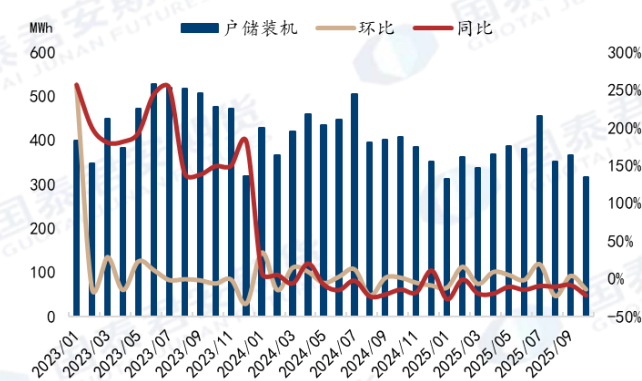
欧洲储能市场呈现结构性分化，德国、意大利与英国三大主流市场表现各异。德国市场方面，2025 年 1-10 月储能新增装机 2879MW/4777MWh，同比小幅下滑 3%，主要受户用储能装机的拖累。户储补贴退坡负面影响延续，新增装机为 2319MW/3643MWh，同比下降 15%。相比之下，大储迎来爆发式增长，新增装机 438MW/860MWh，同比增长 94%；工商业储能亦保持稳健上行，新增装机 123MW/274MWh，同比增长 26%。意大利市场在 2025 年上半年实现新增装机 1140MW/3365MWh，同比增长 27%，增长仍主要由大储项目推动。考虑到意大利大储自 2024 年下半年起已开始放量，形成较高基数，预计 2025 年下半年增速将有所回落，全年装机规模或将小幅微降。英国市场则受益于盈利能力的改善与并网速度的加快，装机规模再创新高。2025 年前三季度新增装机 1457MW/2979MWh，同比大幅增长 125%。

图 12：德国储能装机情况



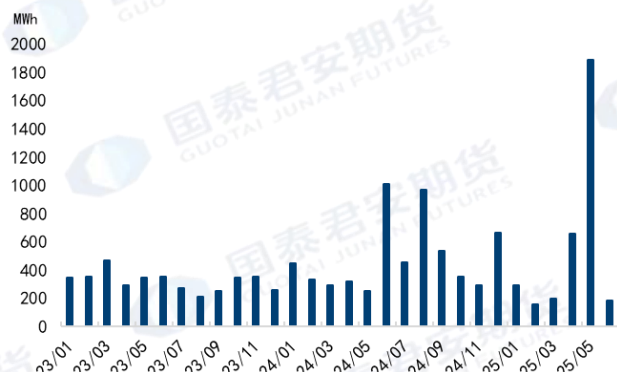
资料来源：ISEA，国泰君安期货研究

图 13：德国户储表现延续承压



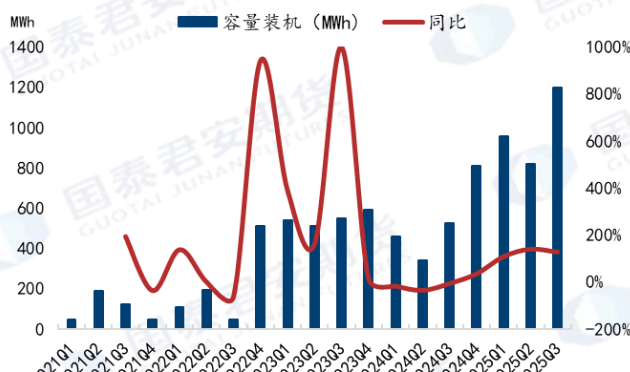
资料来源：ISEA，国泰君安期货研究

图 14：大储需求推动意大利装机向上



资料来源：ANIE，国泰君安期货研究

图 15：英国储能装机再创新高



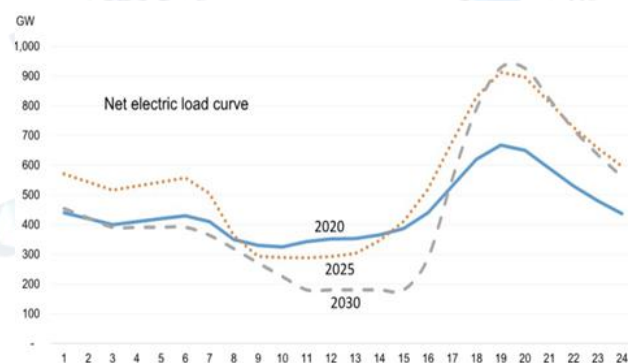
资料来源：Modo Energy，国泰君安期货研究

2. 国内市场：消纳刚性需求与经济性共振，装机上方空间打开

2.1 刚性需求：新能源渗透加剧“鸭子曲线”，储能调节能力成刚需

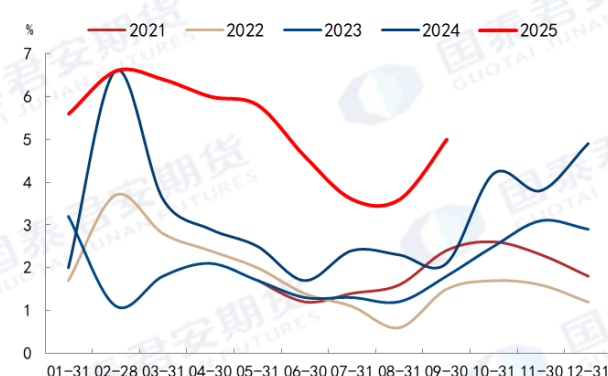
储能发展的根本驱动力源于新能源渗透率的持续提升。随着新能源装机规模不断扩大，电网面临的不稳定性日益加剧，而在碳中和目标的引领下，未来新能源装机预计仍将保持增长。由此带来的“电力鸭子曲线”问题也愈发突出，今年以来，山东、浙江、蒙西等省份都出现相应的负电价。此外，今年风电、光伏弃电率明显上升，前三季度弃光率同比增加 80%，弃风率同比上升 58%，消纳形势趋于严峻。

图 16：鸭子曲线预计愈发明显



资料来源：摩根士丹利，国泰君安期货研究

图 17：今年以来弃光率显著提升



资料来源：同花顺 iFind，国泰君安期货研究

国家层面也已意识到消纳问题，于 11 月相继发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》、《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》等顶层文件，明确将“促消纳”作为后续新能源发展的重点。新型储能因调节速度快、投运周期短等优势，正逐步成为提升新能源消纳能力的关键工具。

基于促消纳的视角，我们对电网调节性资源的刚性需求进行了长周期测算，具体逻辑如下：假设在午间时段，火电、水电、风电和核电均处于最小技术出力状态，将出力空间让渡给光伏，从而计算出光伏的最大出力系数。新型储能、抽水蓄能、火电灵活性改造以及午间负荷的增加，均可有效提升光伏的出力空间。考虑到抽水蓄能建设周期较长但可追踪，火电灵活性改造需在 2027 年前完成，午间负荷增长与用电量增速关联密切，这三者在远

期具备较强确定性。因此，通过光伏出力空间变化的假设，可反向推算出所需新型储能的增量规模。

关键参数设定如下：1) 火电新增装机最小出力系数：30%；2) 灵活性改造使最小出力系数下降：20%；3) 水电最小出力系数：40%；4) 风电最小出力系数：15%；5) 核电最小出力系数：90%；6) 午间负荷较平均负荷上浮：15%。

经测算，2026 年到 2030 年间，新型储能装机量需要达到 386GW，假设以 2.8 小时的充放电时长进行计算，对应装机容量达到 1081GWh，对应年均装机量达到 216GWh。

表 1：储能刚性调节需求理论测算（单位：亿千瓦）

电源类型	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
火电	6.2	6.1	6.2	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.8	6.9
常规水电	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
风电	0.5	0.5	0.7	0.8	0.9	1.1	1.3	1.4	1.6	1.7
光伏	2.7	3.2	4.1	5.2	6.1	7.2	8.4	9.5	10.8	12.1
光伏最大可出力系数	89%	82%	67%	58%	52%	52%	53%	54%	55%	56%
核电	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1
新型储能	0.1	0.1	0.3	0.7	1.3	1.9	2.6	3.4	4.2	5.1
新增装机 (GW)	2	3	23	42	53	67	69	75	84	90
抽水储能	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
午间负荷	10.9	11.3	12.1	12.9	13.6	14.3	15.0	15.7	16.4	17.1

资料来源：Wind，国泰君安期货研究

2.2 经济性驱动：容量补偿叠加电力市场建设加速，部分省份储能收益向上

今年以来，国内储能市场的驱动逻辑已发生根本性转变。过去主要依赖强制配储政策推动，而随着电力市场化机制不断完善，叠加容量电价补偿政策的落地，独立储能多个省份的经济性显著提升，正逐步接替代配储需求，成为推动国内储能市场发展的核心动力。

独立储能的经济性主要来源于峰谷价差套利、辅助服务市场收益以及容量电价补偿。前二者均受益于电力市场体系建设的加速。在现货价差套利方面，目前国家电网范围内已有 5 个省级电力现货市场转入正式运行，18 个省份实现连续结算试运行；南方区域电力市场也已进入连续结算试运行阶段，提前达成国家发改委、能源局提出的“2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖”的目标。尽管目前储能尚未全面参与所有省份的电力现货市场，但新型主体入市的趋势已十分明确，未来现货市场中的峰谷价差套利模式将在全国范围内落地。辅助服务市场的建设同样为储能项目收益带来积极影响。目前多个省份已出台储能参与辅助服务市场的实施细则，长远来看，储能将全面参与该市场，并与火电展开竞争，获取相应收益。

此外，容量电价补偿政策已在多个省份陆续出台。今年以来，内蒙古、甘肃、宁夏等地相继发布了最新的储能容量电价政策。目前，全国已有十余个省份推出相应的容量电价补偿机制。

表 2：容量电价补偿政策汇总

省份	政策名称	补偿对象	补偿标准	成本分摊
宁夏	《建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	电网侧储能	2025 年 10-12 月按 100 元/千瓦·年，2026 年递增至 165 元/千瓦·年，有效容量根据充放电时长折算，6 小时为基准。	工商业用户与发电侧（外送电量比例分摊）
甘肃	《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	电网侧储能	年度暂定 330 元/千瓦·年，试行 2 年。有效容量根据充放电时长折算，6 小时为基准。	工商业用户与发电侧（外送电量比例分摊）
内蒙	《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》	独立储能	2026 年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为 0.28 元/千瓦时。	发电侧
河南	《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	电网侧储能	以储能电站系统循环电效率 75% 为基准，按照上网电量 0.383 元/千瓦时兜底收益。容量电价补偿以满功率连续放电时长与全年最长净负荷高峰持续时长的比例*165 元/千瓦·年确定。	-
山西	《深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》	新型储能	采用“容量供需系数”调整的容量电价。（参考数据：煤电机组容量电价 2024-2025 年标准为 100 元/千瓦·年（含税））	电网企业与工商业用户
山东	《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》 《关于支持长时储能试点应用的若干措施》、《山东电力市场规则（试行）》、《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》	独立储能	参与电力现货市场的发电机组：每千瓦时 0.0991 元（含税）。示范项目：按煤电容量补偿的 2 倍执行。	工商业用户
辽宁	《深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》	电网侧储能	暂未明确	-
河北	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	独立储能	固定容量电价。年度容量电价标准为 100 元/千瓦，月度标准按 8.3333 元/千瓦执行。已按退役执行的追补至 100 元/千瓦。	工商业用户
广东	《关于我省独立储能电站试行电费补偿机制有关事项的通知（征求意见稿）》	独立储能	可获得的电费补偿金额根据补偿标准和月度可用最大容量确定，其中年度补偿标准统一为 100 元/千瓦（含税）	尖峰加价电费分担
浙江	《新型储能容量补偿资金分配方案》	电网侧储能	历年电力直接交易结余资金、总额约 7.15 亿，总规模不超过 130 万千瓦。2024-2026 年分别按 200 元/千瓦·年，180 元/千瓦·年、170 元/千瓦·年的补偿标准发放补偿。	工商业用户

新疆	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	独立储能	固定容量电价。2025 年底前，补偿标准按放电电量计算：2023 年为 0.2 元/千瓦时，2024 年起逐年递减 20%，2024 年 0.16 元/千瓦时，2025 年 0.128 元/千瓦时。参与调峰辅助服务市场享受电量补偿的，不再享受容量电价补偿。	工商业用户
----	-----------------------------	------	--	-------

资料来源：CESA，国泰君安期货研究

以 100MW/400MWh 独立储能电站为例，对内蒙古、甘肃、宁夏三地进行分析可见，内蒙古的补贴力度最大。按 2026 年每度电放电补偿 0.28 元/KWh 测算，即使不考虑未来将运行的辅助服务市场对应收益，项目 IRR 可达 21%，其中容量电价补贴收益占比约 40%。在 30%贷款假设下，自有资金回收期仅为 4 年。

在甘肃地区，6 小时储能可获得 330 元/KW·年的补偿，4 小时储能对应为 220 元/KW·年。假设厂用电率为 10%，容量供需系数为 0.9，对应的容量补偿现值可达 2.4 亿元，占收入比重约 39%。叠加峰谷价差套利及辅助服务市场收益后，项目 IRR 预计可达 15.5%，自有资金回收期为 5 年。

宁夏地区的补偿标准为：6 小时储能 165 元/KW·年，对应 4 小时储能 110 元/KW·年。在相同的厂用电率和容量供需系数的假设下，容量补偿现值约为 1.3 亿元，占收入比重仅为 23%，补贴力度相对较弱。叠加其他收益后，项目 IRR 约为 6%，自有资金回收期需要 15-16 年。

从以上分析可以看出，政策补贴力度对储能项目收益率具有显著影响。值得关注的是，目前采用的峰谷价差为全网平均水平，若储能电站选址在节点条件较优的位置，其实际节点价差可能大幅高于全网均值，从而为储能收益率带来可观的提升空间。此外，从政策设计来看，容量补偿多由工商业用户或发电企业分摊，不直接依赖政府财政，因此补贴资金的发放预计具有较好的稳定性和及时性。总体而言，国内容量电价补偿政策的实施将显著提升储能项目的收益水平。在政策支持力度较强的省份，储能已展现出良好的经济效益，经济性驱动逻辑正不断强化。

图 18：IRR 测算成本假设

参数	说明	参数	说明
项目情况	100MW/400MWh，年运行 330 天，18 年运行周期	电芯价格	0.31 元/Wh，第 9 年年底进行更换
融资结构	30%自有资金，利率 4%，10 年还款	更换成本	1.24 亿元
EPC 价格	0.8 元/Wh	折旧成本	直线折旧，初始投资 18 年后残值为 0，电芯更换后残值为 0
初始投资	3.52 亿元（假设其他成本占比 10%）	运维成本	初始投资的 10%

资料来源：储能与电力市场，SMM，国泰君安期货研究

图 19：内蒙收益率测算

项目	收入现值（亿元）	说明
现货市场套利	3.4	峰谷价差 0.36 元/KWh，假设第三年后每年退坡 5%，充放电效率 85%
容量电价补偿	2.3	0.28 元/KWh，执行周期 10 年
调频收益	-	独立储能暂未进入调频市场，有望年内进入
IRR	21%	-
资金回收周期	4	仅考虑自有资金投资

资料来源：内蒙电力交易中心，国泰君安期货研究

图 20：甘肃收益率测算

项目	收入现值 (亿元)	说明
现货市场套利	2.3	峰谷价差0.24元/KWh，假设第三年后每年退坡5%，充放电效率85%
容量电价补偿	2.4	4小时储能对应220元/KW.年，厂用电率10%，容量供需系数0.9
调频收益	1.5	日调频里程200，里程单价12元/MW，第五年后每年退坡5%，K值1.8
IRR	15.5%	-
资金回收周期	5	仅考虑自有资金投资

资料来源：甘肃电力交易中心，国泰君安期货研究

图 21：宁夏收益率测算

项目	收入现值 (亿元)	说明
现货市场套利	2.8	峰谷价差0.31元/KWh，假设第三年后每年退坡5%，充放电效率85%，
容量电价补偿	1.3	4小时储能对应110元/KW.年，厂用电率10%，容量供需系数0.9
调频收益	0.8	日调频里程100，里程单价15元/MW，第五年后每年退坡5%，K值1.5
IRR	6%	-
资金回收周期	15	仅考虑自有资金投资

资料来源：宁夏电力交易中心，国泰君安期货研究

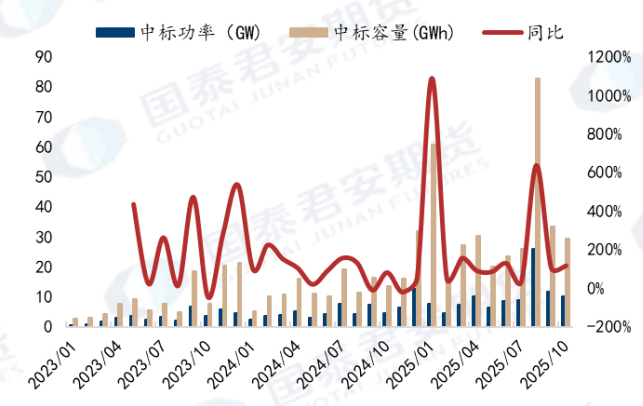
2.3 需求展望：中标项目规模奠定高增基础，26 年需求预计爆发

今年以来，国内储能招投标市场持续活跃。据储能与电力市场统计，1-10 月累计中标规模达 101.6GW/348GWh，较去年同期增长 182%。考虑到储能项目从中标到投运通常需 8-12 个月，结合历史落地情况（2024 年落地率 95%，2025 年预计为 82%），并在经济性持续改善的背景下，预计明年落地率仍可维持在 80%左右的高位。在测算中，我们综合考虑了部分大型集采项目分两年落地、内蒙古等地年底抢装带来的需求前置等因素，得出以下情景分析：

中性情景：假设 11-12 月月均中标规模与 1-10 月持平，则 2025 年全年中标量预计为 389GWh，对应 2026 年储能装机需求约 284GWh。

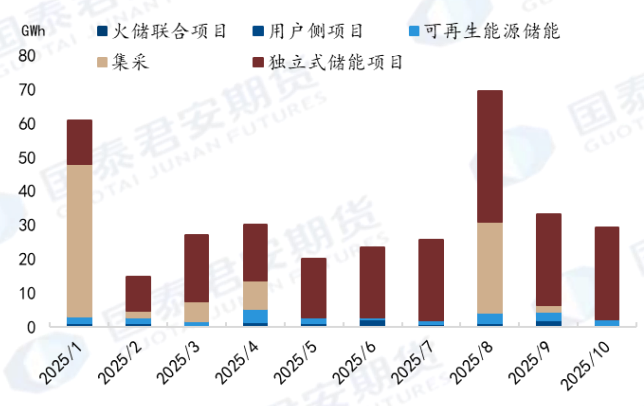
乐观情景：若 11-12 月延续往年季节性高位，则 2025 年全年中标量有望达到 440GWh，对应 2026 年新增装机需求约 325GWh。

图 22：月度中标项目规模变化情况



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 23：中标项目分布



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

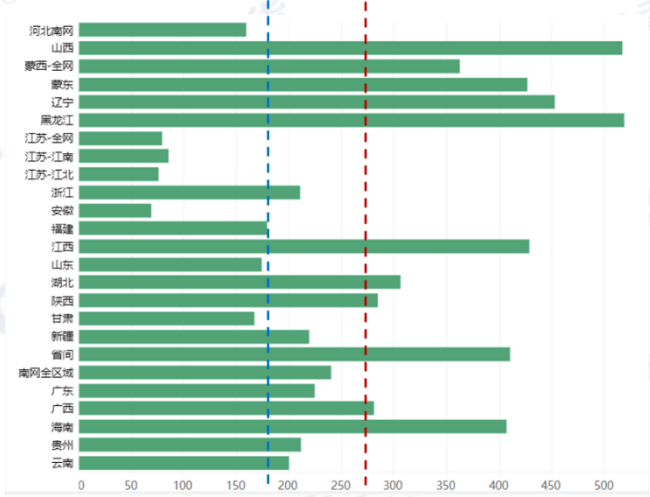
表 3：储能需求测算（单位：GWh）

项目状态	2023	2024	2025E	2026中性	2026乐观
中标（含集采）	113	171	389-440	-	-
投运	47	107	140	284	325
比例	-	95%	82%	大型集采分两年兑现，其余项目兑现率80%	

资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

此外，市场普遍预期明年将出台全国性容量电价补偿政策，补偿标准有望与火电挂钩。根据政策方向，2026 年主要省份火电容量补偿最低将达基准价 330 元/KW·年的 50%，即 165 元/KW·年。参考今年宁夏与甘肃的政策，若按最低标准（6 小时储能为 165 元/KW·年）测算，为满足央国企 7% 的内部收益率要求，全生命周期平均峰谷价差需达到 0.27 元/KWh。而从 10 月各省电力现货市场数据来看，目前达标省份比例较低。若补偿标准提升至 330 元/KW·年的基准价，则所需峰谷价差可降至 0.18 元/KWh，近七成省份能够满足。尽管 2027 年远期需求仍存在政策不确定性，但储能项目收益边际改善的趋势明确。综合考虑内蒙古等高补贴省份政策存在退坡可能，预计 2027 年新增装机规模在乐观情景下为 471GWh，中性情景下为 369GWh。

图 24：10 月各省电力现货市场峰谷价差情况



资料来源：兰木达，国泰君安期货研究

图 25：煤电容量电价(2024-2025 年)

电网	(元/千瓦·年, 含税)	电网	(元/千瓦·年, 含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源：国家发改委，国泰君安期货研究

3. 海外市场：美国承压，欧洲与新兴市场延续高增

3.1 美国：增速短期承压，数据中心储能需求静待释放

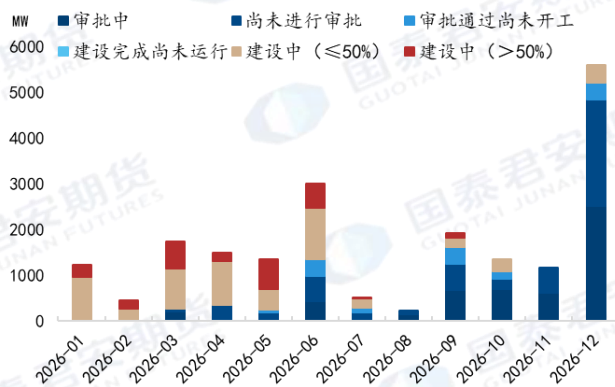
从规划数据来看，美国 2026 年储能装机增量预计较为有限。根据 10 月美国能源署的项目规划，2026 年储能计划新增装机容量为 21GW，相较于当前年度增幅不大，预计完成率亦不会存在显著提升。全年新增装机量预计约为 50GWh，同比增长仅 4%。

“大而美”法案可能带来的制造成本上升，将在一定程度上抑制美国储能市场需求。尽管针对储能的投资税

收抵免（ITC）政策并未取消或退坡，但对“受限实体”原材料使用的限制进一步收紧，要求 2026 年相关比例不得超过 45%。从今年情况看，由于储能项目加速投运，德克萨斯州和加利福尼亚州作为储能装机增长的主要区域，其收益率已出现明显下滑。今年 1 至 10 月，加州市场储能每千瓦月均收入为 3.47 美元，较去年同期下降 23%；德州市场同期收入为 2.35 美元，同比大幅下降 54%。

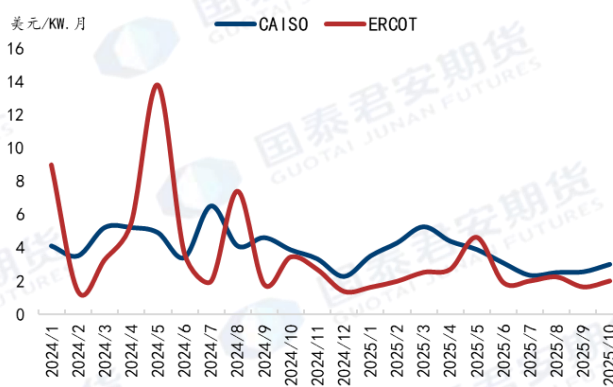
随着收入端收缩，储能项目业主对成本可能更为敏感。以特斯拉 Megapack 为例，一套 3.9MWh 储能系统报价为 102.8 万美元，折合单位成本约 1.87 元/Wh。而据追光新能源统计，今年以来中国储能系统出口价格呈下滑趋势，目前出口至北美的 FOB 价格仅为 0.735 元/Wh，即便在当前 30.9% 的关税加征后，也仅为 0.96 元/Wh，性价比显著优于美国本土产品。因此，预计 2026 年美国储能项目收益率面临较大下行压力，新增装机规模或将小幅承压。

图 26：美国储能项目规划情况



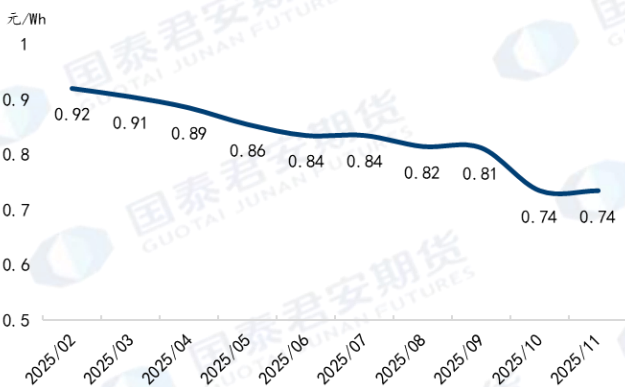
资料来源：EIA，国泰君安期货研究

图 27：加州与德州市场储能收益情况



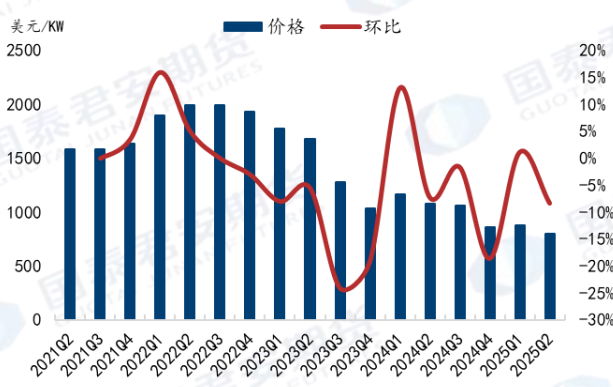
资料来源：Modo Energy，国泰君安期货研究

图 28：对美储能系统出口（FOB）价格偏低



资料来源：追光新能源，国泰君安期货研究

图 29：美国大储建设成本变化情况



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

数据中心储能对于价格敏感性较低，但带来的需求短期内尚未充分显现。根据标普数据，到 2030 年，美国数据中心的电力需求预计将扩大至 134.4GW，较 2025 年增加约 85GW。2024 年美国电力系统高峰负荷约为 800GW，对应常规负荷约 750GW。假设常规负荷每年增长 1%，并基于 28% 的备用率进行测算，2025 至 2030 年间，每年所需新增的稳定可控电源容量分别为 24GW、28GW、30GW、30GW、27GW 和 27GW。当前美国火电退役速度有所放缓，在不考虑退役影响的情况下，结合 EIA 对天然气发电机组的装机规划，实际储能容量需求在 2025 至 2030 年预计分别为 57GWh、64GWh、73GWh、51GWh、60GWh 和 80GWh，整体呈现平稳增长态势，未见

指数级上升。然而，若未来出现传统火电机组持续退役、数据中心负荷增长超预期，以及天然气机组投产进度滞后等多重因素叠加，储能需求或将迎来迅猛增长，不过仍有待时间进一步验证。

表 4：美国数据中心负荷增长下对应储能需求测算

美国	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增数据中心负荷 (GW)	11	14	16	16	13	13
新增常规负荷 (GW)	8	8	8	8	8	8
新增稳定可控电源需求(GW)	24	28	30	30	27	27
1.假设传统电源(煤、油等不再退步)						
气电每年新增装机(GW)	4.8	6.6	6.6	13.9	7.8	2.08
剩余装机需求(GW)	19.26	21.01	23.67	16.47	19.08	24.90
其中 SOFC(GW)	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
其中 储能(GW)	18.76	20.51	23.17	15.97	18.58	24.40
充放电时长	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3
储能容量装机 (GWh)	57.23	63.60	72.99	51.10	60.40	80.54
2.假设传统电源煤电油电继续退步						
气电每年新增装机(GW)	4.8	6.6	6.6	13.9	7.8	2.08
煤、油减少装机 (GW)	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
剩余装机需求(GW)	27.26	29.01	31.67	24.47	27.08	32.90
其中 SOFC(GW)	0.90	1.40	1.90	2.40	2.90	3.40
其中 储能(GW)	26.36	27.61	29.77	22.07	24.18	29.50
充放电时长	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3
储能容量装机 (GWh)	80.4	85.6	93.8	70.6	78.6	97.4

资料来源：S&P, EIA, 国泰君安期货研究

3.2 欧洲：大储延续高增，表后储能回暖

近年来，随着欧洲新能源占比持续提升，电网稳定性正面临日益严峻的考验。在煤电全面退出、气电增长受限的背景下，电力系统的调节能力明显不足，表前大储由此逐步成为刚需，并构成欧洲储能市场的主要增长点。今年以来，欧洲电网不稳定性进一步加剧，西班牙大停电等事件频发，负电价时段显著增多。各国政府已意识到问题的紧迫性，2025 年也因此成为欧洲大储政策落地大年，多项支持措施相继推出，政策驱动力度显著增强。

此外，自今年 10 月起，欧洲大陆电力现货市场交易启用新机制，交易颗粒度从原来的 1 小时缩短至 15 分钟。该变化有助于更精准地反映电力基本面的实时波动，增大价格波动幅度，同时也使储能系统能够更灵活地参与市场交易，套利机会大幅增加，储能通过峰谷价差实现的收入显著提升。根据 Storio Energy 数据，2 小时储能设备的日均收入预计可提升约 20%，大储项目的盈利性进一步增强。除去欧洲大陆外，英国大储市场的收益增长趋势同样明确。数据显示，2025 年 1-10 月大储平均收益为 71.7 千英镑/MW/年，较去年同期上升 54%，项目经济性持续改善，主要驱动力来自于调频市场与电力市场套利收益的共同提升。

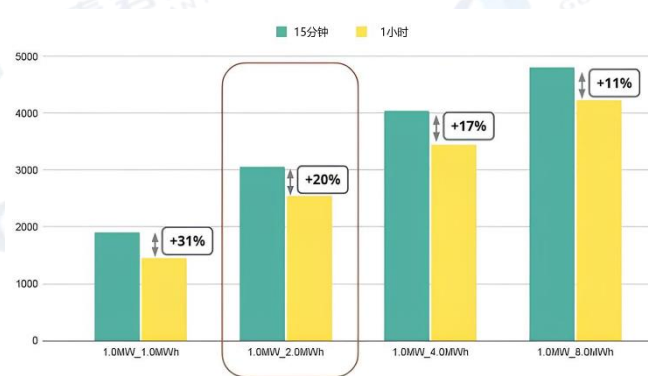
综合政策支持与经济性双重驱动，预计欧洲大储市场将在 2026 年延续高增长态势，全年新增装机有望达到 25GWh，同比增长 54%。

表 5：2025 年欧洲各国储能政策梳理

国家	时间	政策
意大利	2025年10月	Terna公司公布了电力储能容量采购机制（MACSE）的拍卖结果。此次拍卖设定的10GWh容量目标全部达成，四个区域的加权平均结算价格为12,959欧元/MWh·年。
德国	2025年3月	德国总统签署《基本法》修正案，该法案设立5000亿欧元基础设施特别基金，其中，1000亿欧元注入气候与转型基金（KTF），350亿欧元定向支持储能
西班牙	2025年3月	欧盟委员会批准的7亿欧元援助计划，开创性地将独立储能系统纳入补贴范畴。其电网侧储能项目可获85%成本补贴，用户侧项目补贴比例达65%
英国	2025年3月	长时储能收益保障，针对8小时及以上储能系统。当市场电价低于下限时启动补贴，高于上限时超额收益部分纳入平衡基金，该设计使项目内部收益率(IRR)始终保持在稳定区间。
波兰	2025年3月	波兰气候与环境部公布储能补贴计划，总预算达40亿兹罗提，该计划支持新建或扩建电力储能设施，不低于2MW/4MWh，补贴覆盖投资成本比例最高达45%，中、小型企业分别提升至55%与65%，旨在推动至少5.4GWh新型储能系统建设。
希腊	2025年1月	希腊环境与能源部宣布“企业储能计划”正式开放申请，该计划总预算1.53亿欧元，计划为企业提供补贴，用于在规划中光伏系统中安装储能系统或为现有光伏系统加装储能系统。小型企业最高补贴50%，中型企业补贴40%，大型企业补贴30%。

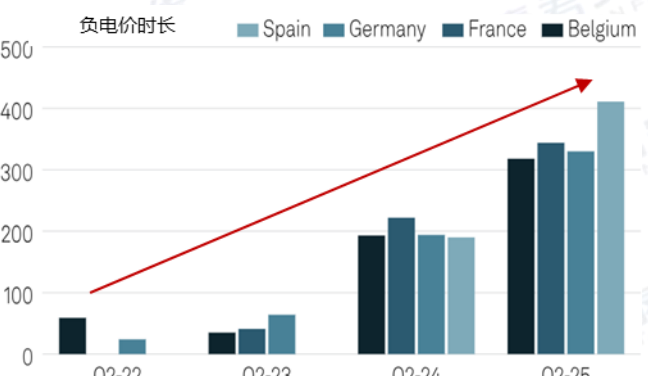
资料来源：Trend Force，国泰君安期货研究

图 30：电力市场交易模式改变提升储能收益



资料来源：Storio Energy，国泰君安期货研究

图 31：欧洲负电价时长持续增加



资料来源：S&P，国泰君安期货研究

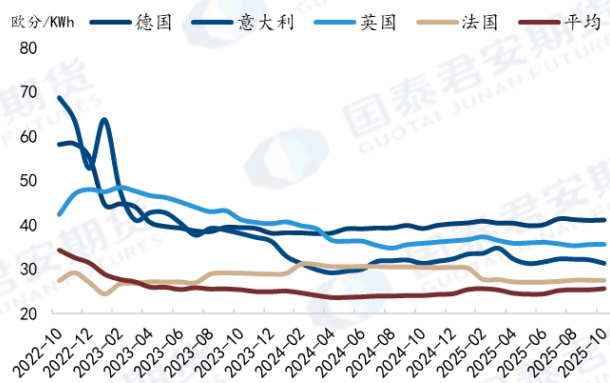
在电价上移、电价机制改革及政策支持等多重因素驱动下，欧洲表后储能市场呈现回暖趋势，但其上行空间受到光伏装机量下滑的压制。其中，工商业储能增长较快，预计新增装机 6.9GWh，同比增长 48%；户用储能增长相对平稳，预计新增装机 10.7GWh，同比增长 10%。

欧洲零售电价正逐步企稳。2025 年 1-10 月，欧洲 28 国平均电价达到 25.21 欧分/kWh，较去年同期上涨 4.3%。其中，储能装机大国德国与意大利涨幅更为显著，分别上升 4.7%和 4.9%。电价的稳步上涨进一步提升了储能系统的经济性。展望未来，尽管天然气价格或偏弱运行，但由于极端天气频发、气温整体上升，以及数据中心等新型用电需求持续增长，预计欧洲电价将保持坚挺态势，从而为表后储能的持续发展奠定坚实基础。

政策端来看，欧洲多国正逐步取消户用光伏上网补贴，推动能源消费模式向“自发自用”转变。例如，德国于今年 2 月取消负电价期间的上网补贴；法国于 4 月规定 9kW 以下屋顶光伏项目不再适用全额上网机制，转而实行“自发自用、余电上网”，并大幅下调余电上网电价。补贴政策的退坡，本质上旨在鼓励用户提升光伏电力的自消纳比例，从而直接刺激配套储能需求的增长。

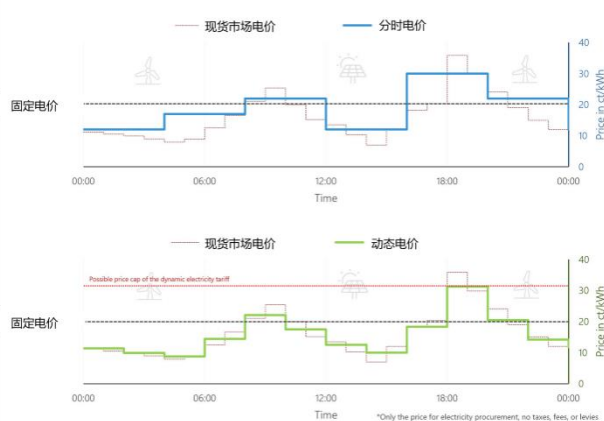
与此同时，表后储能装机大国德国进一步推行电价机制改革。自今年起，德国要求所有电力供应商向居民及中小企业用户提供动态电价套餐，打破以往该类用户主要签订固定电价合同的局面。动态电价根据电力市场实时价格每日多次调整，价格波动显著，在此背景下，加装储能系统可有效提升用电经济性，该发展逻辑与我国工商业储能的推进路径高度相似。

图 32：欧洲零售电价企稳运行



资料来源：HEPI，国泰君安期货研究

图 33：动态电价、分时电价以及固定电价对比



资料来源：FFE，国泰君安期货研究

3.3 新兴市场：需求多点开花，市场增量显著

智利市场延续 2024 年以来的高增态势，能源转型需求持续释放。由于智利境内四大电网互联程度较弱，跨区资源调配能力有限，可再生能源的消纳问题难以通过传统方式解决，储能由此成为关键的系统平衡手段。

矿业发展进一步强化了储能的需求。智利作为全球重要的矿产资源国，矿业生产对电力的稳定性和连续性具有极高要求。例如，Atlas Renewable Energy 的 Estepa 混合电源项目将 215MW 光伏与 1672MWh 储能系统整合，以满足矿业巨头 Codelco 的全天清洁电力需求，体现储能在矿业场景的广泛适用性。

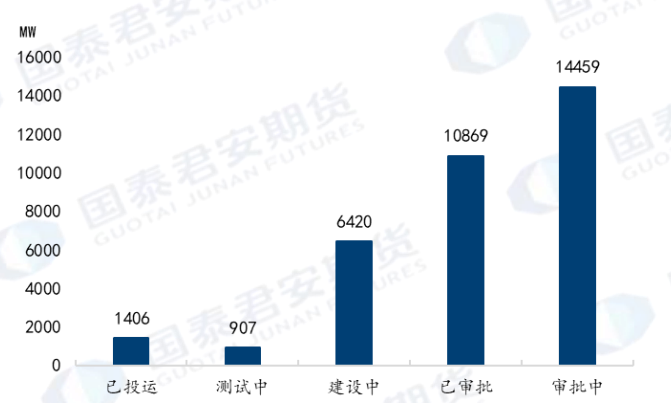
根据智利可再生能源协会最新数据，2025 年储能项目整体投运节奏略显放缓，但仍可观察到 BESS Tamaya、Quillagua 等项目按计划投运。预计全年新增储能装机容量约 5.3GWh，同比增长 126%。截至 1-10 月，智利已规划的储能项目总装机规模达到 34061MW，较年初大幅增长。按典型充放电小时数换算，对应储能规模约 140 GWh。展望 2026 年，随着 Atacama、Central Oasis 多期项目的落地，储能新增装机预计将达到 10.7GWh，同比增长 101%。

表 6：2026 年预期投产大型项目（单位：MWh）

项目名称	项目大小
Atacama项目四期	1100
Atacama项目五期	1300
Atacama项目六期	3024
Central Oasis 一期	800
Central Oasis 三期	300
Colbún Diego de Almagro Sur	912
Glenfarne（原Metlen项目）	1610
Atlas Renewable Energy Estepa	1672

资料来源：公开资料整理，国泰君安期货研究

图 34：智利储能项目规划

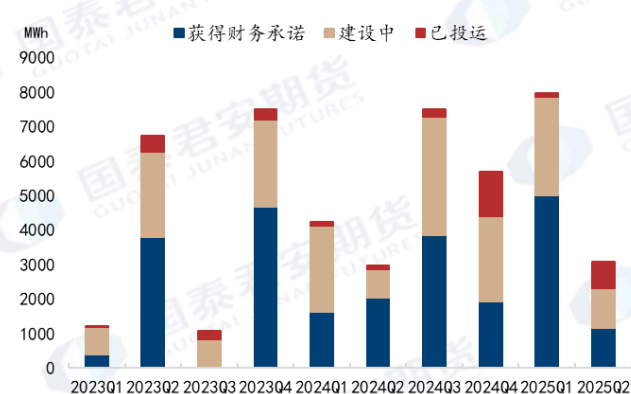


资料来源：ACERA，国泰君安期货研究

澳大利亚大储市场的增量仍具确定性。尽管今年大储收入有所回落，1-10月平均收入为13.9万澳元/MW/年，同比下降约7%，但项目建设规模与财务承诺水平依然保持高位。按照澳大利亚储能建设平均周期约20个月测算，2026年大储新增投运规模预计将达到9.6GWh。

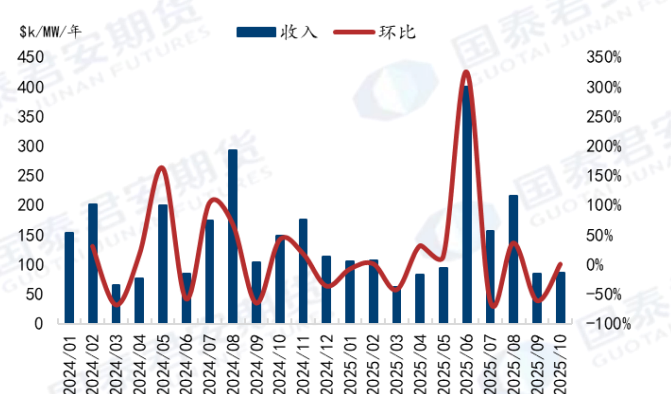
表后储能方面，澳大利亚工党顺利连任，其此前提出的全国性电池储能补贴计划（总规模23亿澳元，约合人民币115亿元）已于今年7月1日正式实施。该补贴可使前期安装成本平均下降约30%，显著提升家庭电池的经济性和普及率，预计对应2026年新增装机规模约1.2GWh。综合来看，2026年澳大利亚储能新增装机总量预计将达到10.8GWh，同比增长36%。

图 35：澳大利亚储能项目进展情况



资料来源：CEC，国泰君安期货研究

图 36：澳大利亚大储收入变化情况

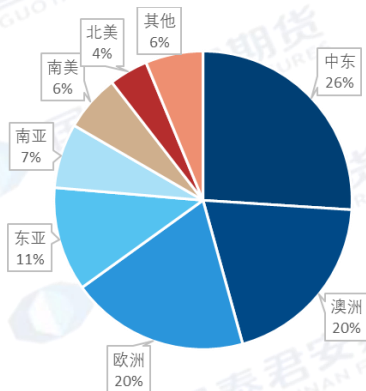


资料来源：Modo Energy，国泰君安期货研究

中东已成为我国储能海外市场的第一大热土。受能源转型政策预期推动，大型项目招标规模持续增长。根据储能与电力市场数据统计，2025年1-9月，中国企业海外储能合作签约189份，累计规模超过19.6GW/208.09GWh。在明确签约地点的合约中，中东地区成为主要战场，签约容量达54.13GWh，占比26%。

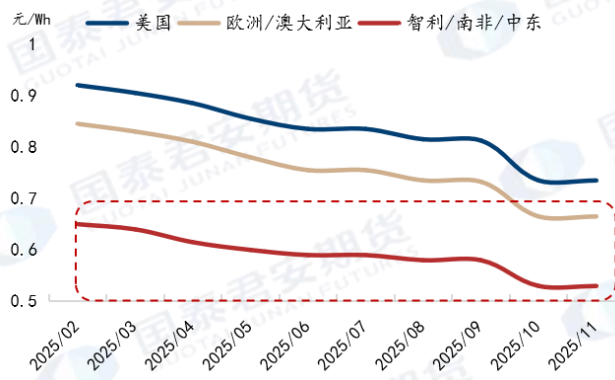
此外，中东市场享有全球除中国以外最低的储能系统价格，项目建设成本较低。在沙特、阿联酋等国家的顶层政策推动下，中东储能市场有望快速扩张。预计2026年，中东新增储能装机将达到40GWh，实现翻倍增长。

图 37：1-9 月我国企业储能订单签约情况



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 38：海外储能系统价格（FOB）对比

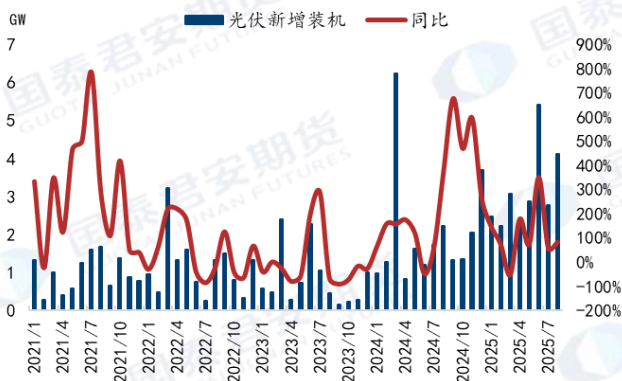


资料来源：追光新能源，国泰君安期货研究

印度设定了在 2030 年完成 500GW 非化石能源装机目标。为应对可再生能源并网带来的波动性，印度中央电力管理局（CEA）预计，到 2031 - 2032 年全国将需要 411.4GWh 的储能容量，其中 236.2GWh 需由电池储能系统提供。为推动该进程，印度中央电力部自 2025 年 2 月起要求，由可再生能源实施机构及州电力公司主导的太阳能招标项目必须配置储能系统，当前配储比例为 10%/2 小时，未来有望进一步提升。

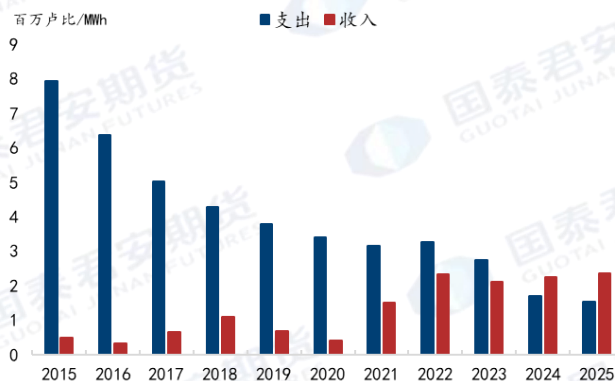
近年来，印度光伏装机快速增长。预计 2026 年光伏新增装机将达 40GW，对应储能需求约 8GWh。同时，储能项目经济性正在改善。根据 Ember 数据，2024 年起印度储能项目收益已转正，2025 年项目内部收益率（IRR）预计将提升至约 17%。政策的强制性要求与经济性的持续改善正在形成共振，为储能市场增长奠定坚实基础。

图 39：印度光伏增速迅猛



资料来源：CEC，国泰君安期货研究

图 40：印度储能经济性逐步显现



资料来源：Ember，国泰君安期货研究

4. 需求展望：内外需求共振，储能出货加速放量

回望 2025 年，内需延续上行趋势，美国与欧洲两大成熟市场保持稳步增长，中东、澳大利亚、印度等新兴市场持续放量。终端装机需求维持高增速，预计 2025 年全球新增储能装机达到 271GWh，同比增长 45%。从电芯出货量看，在美国大而美法案推动下的年底抢开工预期，以及国内容量补贴等政策带来的需求改善背景下，备货系数预计上调至 2，全年电芯出货量有望达到 550GWh，同比增长 65%。

展望 2026 年，国内需求预计进一步释放，美国市场短期承压，而欧洲及新兴市场的高增速有望延续。在乐观情景下，全球新增储能装机预计达到 505GWh，同比增长 86%；在中性情景下达到 464GWh，同比增长 71%；在刚性情景下达到 368GWh，同比增长 36%。

在终端需求维持高景气的情况下，备货系数大幅下调的可能性较低。乐观情景下，备货系数预计维持 2025 年水平；中性和刚性情景下备货系数自然回落约 5%。此外，需考虑部分海外市场存在前期透支需求的影响，美国 2026 年超额备货的可能性较低，澳大利亚亦存在类似情况。综合两地终端装机规模，需扣减约 60GWh 的额外备货需求。综合来看，乐观情景下储能电芯出货量预计为 957GWh，同比增长 74%；中性情景下为 833GWh，同比增长 52%；刚性情景下为 649GWh，同比增长 18%。我们认为，中性偏乐观情景发生的可能性更高。

表 7：储能装机及出货量预测

单位: GWh	2022	2023	2024	2025E	2026刚性	2026中性	2026乐观
中国	16	47	107	140	188	284	325
美国	14	26	37	48	50	50	50
欧洲	10	19	22	31	43	43	43
其他市场	4	12	23	52	87	87	87
全球	44	103	189	271	368	464	505
增速	100%	135%	83%	45%	36%	71%	86%
电池出货量	108	219	334	550	627	833	957
增速	-	103%	52%	65%	18%	52%	74%

资料来源：CESA，EESA，储能与电力市场，EIA，CNESA，欧洲光伏协会，ACERA，CEC，国泰君安期货研究

国泰君安期货有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格（证监许可[2011]1449号）。

本报告的观点和信息仅供本公司的专业投资者参考，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。本报告难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本报告不构成具体业务的推介，亦不应被视为任何投资、法律、会计或税务建议，且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。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，力求报告内容独立、客观、公正。本报告仅反映作者的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表本公司或任何其附属或联营公司的立场，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，但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，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，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，对此本公司可不发出特别通知。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。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议，客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。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直接或间接损失或与此有关的其他损失负任何责任。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。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。

版权声明

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“国泰君安期货研究”，提示使用本报告的风险，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个人或机构（以下简称“该个人或机构”）发送本报告，则由该个人或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个人或机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的期货品种。本报告不构成本公司向该个人或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个人或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。

除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为国君期货所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记，未经国君期货或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。