

2026 年 08 月 18 日
电力设备及新能源

SDIC

行业深度分析

证券研究报告

政策催化叠加新需求驱动,关注储能景气周期

投资评级 **领先大市-A**
维持评级

国内大储受益模式逐步清晰,储能有望迎来高质量发展阶段。136 号文叫停强制配储,储能全面转向市场化发展。114 号文建立容量电价机制,为储能收益提供托底,储能收益转向多元市场收益堆叠,从单纯的成本项目转变为收益项目,储能市场有望向高质量、长时化方向发展。

欧洲和新兴市场有望成为海外需求增长的重要驱动。欧洲可再生能源渗透率攀升至 47.7%,负电价小时数创历史新高,储能装机必要性大幅提升。EMDR 确立储能核心市场地位,西班牙、意大利等国推出大规模支持计划,欧洲储能装机预计保持高速增长。新兴市场储能需求跨越发展,沙特、智利、菲律宾等国对海外厂商参与本地市场政策限制较少,中国储能企业享有战略窗口期。

AIDC 有望成为储能需求增长新动能。AIDC 功率波动幅度远高于传统数据中心,从“稳态负载”跃迁至“脉冲负载”,毫秒-小时级多维度储能需求显著增长。美国电网互联队列积压达历史峰值,数据中心 2-3 年建设周期与电网 5-10 年扩容周期错配,储能因速度而非成本成为刚需。“算电协同”首次写入政府工作报告,标志算力与电力系统融合上升至国家战略,绿电直连有望推动储能需求增长。

全球户储市场高景气延续,政策+动态电价+VPP 多维驱动欧洲需求复苏。2025 年全球户储系统出货量达 35.11 GWh (同比+75.55%),欧洲以 29%全球占比保持三大核心市场之一地位。欧洲户储政策密度全球最高,政策组合拳持续强化安装经济性。动态电价供应商持续增加,负电价从偶发异常演变为结构性特征,户用储能创造独立于光伏的电网套利收入;VPP 聚合服务提供灵活性收益,储能价值主张从“省电费”升级为“全天候套利+灵活性服务”。新兴市场依托政策支持和经济性有望加速,中国厂商依托成本和渠道优势有望复制在欧洲市场份额优势。

投资建议:锂电池有望受益储能需求增长,出货持续高增,推荐全球锂电池龙头宁德时代,大储及 AIDC 储能环节,建议关注集成商领域国内龙头海博思创以及海外渠道占优的阳光电源和阿特斯,用户侧储能环节建议关注固德威,锦浪科技,德业股份,艾罗能源,盛弘股份,科士达。

风险提示:政策效果不及预期;下游需求不及预期;原材料价格波动超预期;宏观经济波动;行业政策变化。

首选股票	目标价(元)	评级
300750 宁德时代	520	买入-A

行业表现



资料来源: Wind 资讯

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	7.8	-12.1	8.4
绝对收益	12.5	-14.6	21.2

张天然 分析师

SAC 执业证书编号: S1450524120002

zhangtr1@sdicsc.com.cn

孙墨续 分析师

SAC 执业证书编号: S1450526050001

sunzx@sdicsc.com.cn

相关报告

-锂电盈利高增, AIDC 风起 2026-06-01
云涌

目 录

1. 制度建设逐步完善，国内储能全面转向市场化	4
2. 海外大储市场：关注欧洲和新兴市场	9
3. 新需求：AIDC 有望成为储能成长新动能	15
4. 户储：受益政策驱动有望进入景气周期	23
5. 投资建议	27
6. 风险提示	27

目 录

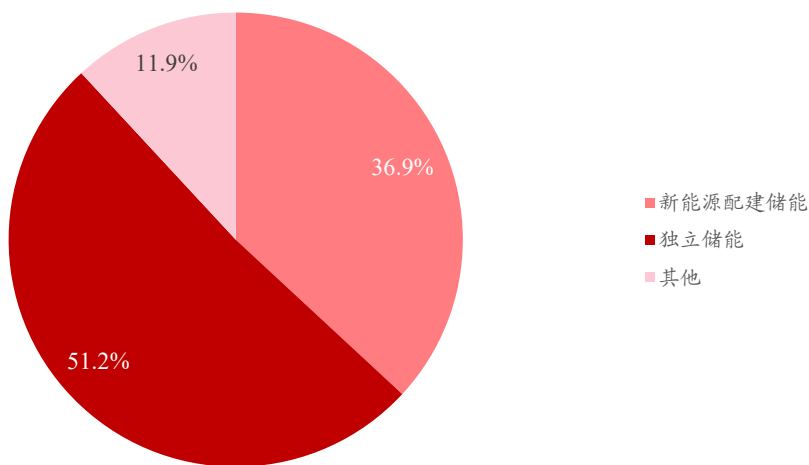
图 1. 源网侧是国内储能需求核心	4
图 2. 新能源配储利用率有所改善	4
图 3. 新能源配储利用率横向对比偏低	4
图 4. 国内储能发展时间轴	5
图 5. 澳大利亚市场储能收入结构	8
图 6. 2025 年中国新型储能新增投运 66.43GW/189.48GWh	9
图 7. 2024 年新增储能装机应用结构	9
图 8. 2025 年新增储能装机应用结构	9
图 9. 欧洲新能源发电占比持续攀升 (%)	10
图 10. 德国新能源发电占比不断提升 (%)	10
图 11. 欧洲负电价小时数占比近年来明显上升	11
图 12. 德国、英国、意大利保持欧洲储能市场前三	13
图 13. 2025 年欧洲新增储能装机 36GWh	13
图 14. 欧洲电网侧储能占比跃升至 55%	14
图 15. 美国储能装机保持景气	15
图 16. 基于 GPU 的训练集群的功耗曲线	16
图 17. 多级储能应对 AI 数据中心功率波动	17
图 18. 混合储能可以有效缓解数据中心波动	17
图 19. ERCOT 负载并网需求旺盛 (MW)	19
图 20. 数据中心是大型负载主要来源	19
图 21. PJM 预计供需缺口持续拉大	19
图 22. 美国 PJM 容量拍卖价格维持高位	20
图 23. 储能可以加速数据中心并网	22
图 24. 算力电力进入深度协同阶段	23
图 25. 绿电直连架构图	23
图 26. 全球户储市场集中于欧美和亚太	24
图 27. 德国负电价时间小时数持续提升	25
图 28. 户储 VPP 运营架构	26
图 29. 2026 年预计全球储能装机超过 400GWh	27
表 1: 长时储能有望受益 114 号文	5
表 2: 容量电价敏感性测算	6
表 3: 电池价格敏感性测算	6
表 4: 各省因地制宜制定储能补偿政策	7
表 5: 主要储能市场机制对比	8
表 6: 欧洲多国明确储能支持政策	12

表 7: 新兴市场推出储能支持政策	14
表 8: 锂电池在数据中心可发挥多重作用	18
表 9: 多元技术方案解决功率波动	18
表 10: 联邦政策积极推动并网加速	21
表 11: 欧洲户储支持政策密集	24

1. 制度建设逐步完善，国内储能全面转向市场化

从应用场景来看，源网侧是目前国内储能需求的核心。截至 2025 年底，国内独立储能装机占比达 51.2%，华北、华中、华东、南方地区的独立储能占比均已超过五成。新能源配建储能装机占比 36.9%，与 2024 年相比占比略有下降，主要分布在西北、华北和东北地区。

图1. 源网侧是国内储能需求核心

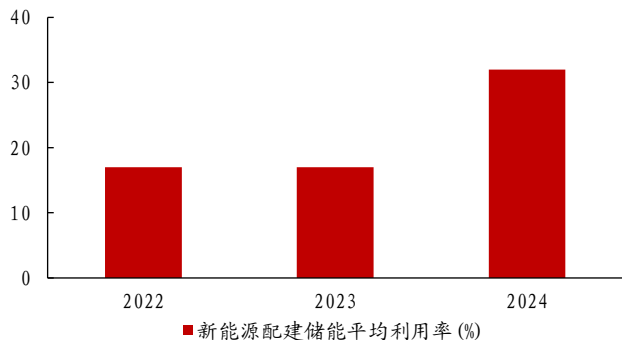


资料来源：国家能源局《中国新型储能发展报告 2026》，国投证券证券研究所

配而不用是过往新能源配储重要问题。中国电力企业联合会数据显示，2022 年新能源配建储能平均等效利用系数为 6.1%，相比火电厂配储 15.3%、电网侧储能 14.8%、用户侧储能 28.3% 的利用系数明显偏低。

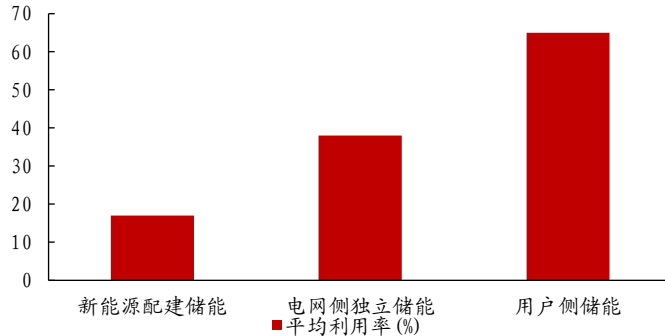
2022 年新能源配储的平均利用率指数为 17%，2023 年与 2022 年持平，2024 年升至 32%。根据第 12 届储能国际峰会上数据，2023 年用户侧、电网侧、新能源配储项目平均利用率分别为 65%、38%和 17%，新能源配储利用率显著偏低与其他场景。

图2. 新能源配储利用率有所改善



资料来源：中国电力企业联合会，国投证券证券研究所

图3. 新能源配储利用率横向对比偏低

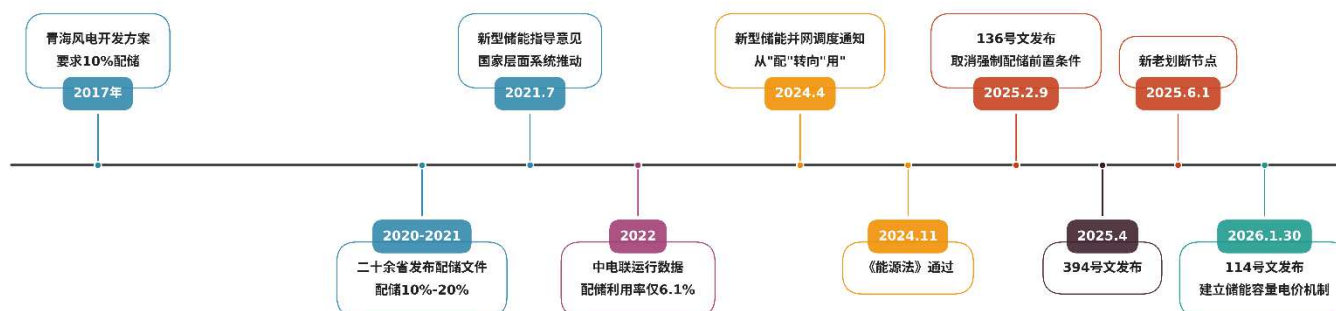


资料来源：中国电力企业联合会，国投证券证券研究所

136 号文叫停强制配储，储能全面转向市场化。国家发改委、国家能源局联合印发《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），136 号文的核心表述直接明确：“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”。

政策深层逻辑在于推动新能源全面参与电力市场。《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》提出新能源 2029 年前全面参与市场，136 号文正是这一总体规划的具体落实。2025 年 4 月发布的 394 号文（发改办体改〔2025〕394 号）要求 2025 年底基本实现电力现货市场全覆盖，394 号文与 136 号文形成政策组合拳，前者建设市场基础设施，后者拆除行政捆绑。

图4. 国内储能发展时间轴



资料来源：青海省发改委，国家发改委，北极星储能网，中电联，中国政府网，国投证券证券研究所

2026 年 1 月 27 日，国家发改委、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）。该文件首次在国家层面建立电网侧独立新型储能容量电价机制，填补全国性储能容量补偿的制度空白。

114 号文按顶峰能力折算定价，长时储能有望受益。电网侧独立新型储能容量电价以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按比例折算，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，最高不超过 1。

114 号文设计容量电价与可靠补偿双轨机制。容量电价是面向特定电源类型的分类补偿机制；可靠容量补偿机制则是以市场化手段实现系统长期可靠容量充裕的进一步探索。可靠容量补偿标准以弥补市场边际机组在电量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础。该机制建立后，原有容量电价将不再执行。这一设计形成既在短期内提供可预期的保底收益，又为中长期市场化改革预留制度接口。

表1：长时储能有望受益 114 号文

政策维度	核心条款	政策含义
定价基准 折算公式	以煤电容量电价标为基础 有效容量=额定功率×（放电时长/高峰持续时长），上限 1	确立储能类发电属性，实现同工同酬 按顶峰贡献付费，长时储能获益
清单制管理 可靠容量补偿	省级主管部门制定项目清单 现货市场连续运行后建立，替代容量电价	总量管控+项目筛选，防止无序扩张 从分类补偿向市场化统一补偿过渡
充电电价 放电电价	按单一制用户执行输配电价 放电电量相应退减输配电费	取消基本电费，降低充电成本 仅损耗电量承担输配电费

资料来源：国家发展改革委、国家能源局，国投证券证券研究所

强制配储退出后储能收益转向多元收益新模式，储能有望从传统的单纯成本项目变为收益项目。这一转型路径与美国 FERC 第 841 号令后的演变相似，储能收益转向多元化市场收益堆叠，关键差异在于中国通过省级容量电价机制提供了政策保底。

电能量市场套利是浮动收益的核心来源，截至 2025 年底电力现货市场覆盖全国，114 号文规定，储能充电时视作用户，暂按单一电量制用户执行输配电价；放电电量相应退减输配电费。输配电费的退减和容量电费的节约为峰谷套利提供了空间。

容量电价是新模式下的固定收益核心来源。甘肃是国内容量电价机制最成熟的省份，2025 年 12 月 31 日，甘肃省发改委发布《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》，自 2026 年 1 月 1 日起执行，试行 2 年。补偿标准 330 元/kW·年（100%回收煤电固定成本），煤电机组与电网侧独立新型储能共享该标准；系统净负荷高峰持续时长暂定为 6 小时，以此测算，100MW/400MWh 储能电站年容量电费超过 3000 万元。

容量供需系数可自动调节防止过度补偿。容量供需系数 = 容量需求 ÷ 总有效容量，按年确定，大于 1 时取 1。当系统有效容量供过于求时，系数自动小于 1，按比例削减容量电费；供不应求时取 1 但不额外加价。以甘肃为例，平均容量供需系数为 0.8953。

以甘肃政策为例，假设 EPC 成本 0.8 元/Wh，峰谷价差 0.22 元/kwh 的情况下，仅考虑峰谷套利的情况下，我们测算容量电价每增加 30 元/kw，对 IRR 的影响在 0.60-0.90pct 之间。容量电价虽不能完全覆盖度电成本，但其关键功能在于托底储能基础收益，为储能系统的投资提供了部分确定性收益。容量电价以政府定价替代市场租赁，将最大不确定性来源转化为确定性现金流。

峰谷套利是储能收益率的核心，电池成本对收益率影响有限。114 号文规定，储能充电时视作用户，暂按单一电量制用户执行输配电价；放电电量相应退减输配电费。输配电费的退减和容量电费的节约为峰谷套利提供了空间。电能量市场套利是浮动收益的核心来源，峰谷价差放大 0.02 元/kwh，IRR 提升超过 1pct。相比之下，电池价格提升 20 元/MWh，IRR 波动不足 0.7pct，当前阶段的成本压力仍可消解。

表2：容量电价敏感性测算

IRR 敏感性		峰谷价差（元/kWh）						
		0.18	0.20	0.22	0.24	0.26	0.28	0.30
储能容量电价（元/kw·年）	0	-0.30%	1.05%	2.33%	3.56%	4.75%	5.92%	7.06%
	30	0.16%	1.52%	2.81%	4.05%	5.25%	6.43%	7.59%
	60	0.64%	2.00%	3.30%	4.56%	5.77%	6.96%	8.13%
	90	1.13%	2.50%	3.81%	5.08%	6.30%	7.50%	8.68%
	120	1.64%	3.02%	4.34%	5.61%	6.85%	8.06%	9.26%
	150	2.16%	3.55%	4.88%	6.17%	7.42%	8.64%	9.85%
	180	2.70%	4.10%	5.44%	6.73%	8.00%	9.24%	10.46%
	210	3.26%	4.67%	6.02%	7.32%	8.59%	9.85%	11.08%
	240	3.84%	5.25%	6.61%	7.92%	9.21%	10.47%	11.72%
	270	4.43%	5.85%	7.22%	8.54%	9.84%	11.12%	12.38%
	300	5.04%	6.47%	7.85%	9.18%	10.49%	11.78%	13.06%
	330	5.67%	7.11%	8.49%	9.84%	11.16%	12.46%	13.75%
	360	6.32%	7.76%	9.15%	10.51%	11.85%	13.16%	14.47%

资料来源：国投证券证券研究所测算

表3：电池价格敏感性测算

IRR 敏感性		电池价格（元/MWh）									
		300	320	340	360	380	400	420	440	460	500
储能容量电价（元/千瓦·年）	0	3.35%	3.00%	2.66%	2.33%	2.02%	1.71%	1.42%	1.14%	0.87%	0.35%
	30	3.88%	3.51%	3.15%	2.81%	2.48%	2.16%	1.86%	1.57%	1.28%	0.75%
	60	4.43%	4.04%	3.66%	3.30%	2.96%	2.63%	2.31%	2.01%	1.71%	1.15%
	90	4.99%	4.58%	4.19%	3.81%	3.45%	3.11%	2.78%	2.46%	2.15%	1.57%
	120	5.58%	5.14%	4.73%	4.34%	3.96%	3.60%	3.26%	2.92%	2.60%	2.00%
	150	6.18%	5.73%	5.29%	4.88%	4.49%	4.11%	3.75%	3.40%	3.07%	2.44%
	180	6.80%	6.32%	5.87%	5.44%	5.03%	4.63%	4.26%	3.90%	3.55%	2.89%
	210	7.44%	6.94%	6.47%	6.02%	5.58%	5.17%	4.78%	4.40%	4.04%	3.35%
	240	8.10%	7.58%	7.08%	6.61%	6.16%	5.73%	5.31%	4.92%	4.54%	3.83%
	270	8.78%	8.23%	7.71%	7.22%	6.75%	6.30%	5.87%	5.45%	5.06%	4.32%
	300	9.49%	8.91%	8.36%	7.85%	7.35%	6.88%	6.43%	6.00%	5.59%	4.82%
	330	10.21%	9.61%	9.03%	8.49%	7.97%	7.48%	7.01%	6.57%	6.14%	5.33%
	360	10.95%	10.32%	9.72%	9.15%	8.61%	8.10%	7.61%	7.14%	6.70%	5.86%

资料来源：国投证券证券研究所测算



多省区因地制宜建立储能补偿机制。甘肃、宁夏、湖北、河北、广东、浙江等多个省区根据各省灵活资源的供给情况，已出台容量电价相关具体政策。

表4：各省因地制宜制定储能补偿政策

省份	政策文件名称	发布时间	补偿对象	补偿类型	补偿标准	执行期限	备注
湖北	《关于建立新型储能价格机制的通知》	2026 年 1 月	电网侧独立储能	固定容量电价	165 元/千瓦·年	暂定 1 年（2026.2 起）	容量电费纳入系统运行费，工商业用户分摊；年等效充电次数需≥240 次
甘肃	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》	2025 年 12 月	电网侧新型储能	固定容量电价	330 元/千瓦·年	试行 2 年（2026 起）	容量电费=申报容量×容量电价×容量供需系数；调度不达标将扣减容量电费
宁夏	《建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	2025 年 9 月	电网侧新型储能	固定容量电价	2025 年：100 元/千瓦·年；2026 年起：165 元/千瓦·年	2025 年 10 月起	与煤电机组统一补偿框架，容量电费由有效容量、容量电价和供需系数确定
内蒙古	《关于加快新型储能建设的通知》《关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》	2025 年 3 月/11 月	独立储能	按放电量补偿	2025 年：0.35 元/kWh；2026 年：0.28 元/kWh	10 年	按向公用电网放电量补偿；每年 9 月公布次年标准；日内全容量充电≤1.5 次
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》	2023 年 5 月	独立储能	按放电量补偿	2023 年：0.20 元/kWh；2024 年：0.16 元/kWh；2025 年：0.128 元/kWh	至 2025 年底	逐年递减 20%；补偿资金由全体工商业用户分摊
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》	2025 年 3 月	独立储能	固定容量电价	100 元/千瓦·年（月度：8.333 元/千瓦）	至 2027 年 12 月 31 日	已按退坡执行的追补至 100 元/千瓦；容量 570 万千瓦（河北南网 300 万+冀北 270 万）
山东	《山东电力市场规则（试行）》	2023 年 12 月	独立储能	容量补偿电价	用户侧收取 0.0705 元/kWh；储能按月度可用容量占比分配	长期	可用容量=核定放电功率×K×H/24；示范项目按 2 倍标准补偿
浙江	《新型储能容量补偿资金分配方案》	2024 年 4 月	电网侧新型储能	固定容量电价	2024 年：200 元/千瓦·年；2025 年：180 元；2026 年：170 元	至 2026 年	资金来源于电力直接交易结余，总额约 7.15 亿元，规模≤130 万千瓦
广东	《关于我省独立储能电站试行电费补偿机制等有关事项的通知（征求意见稿）》	2024 年 10 月	独立储能	固定容量电价	100 元/千瓦·年（含税）	至 2025 年 12 月	补偿金额根据补偿标准和月度可用最大容量确定
辽宁	《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2026 年 4 月	电网侧新型储能	固定容量电价	370 元/千瓦·年（含税）	暂定 1 年（2027.1 起）	实行“按效付费、按年清算”。

资料来源：宁夏发改委，内蒙古政府办公厅，内蒙古能源局，新疆发改委，河北省发改委，浙江省发改委，广东省发改委，辽宁省政府网，国投证券研究所

2025 年以来，湖北、甘肃、宁夏、内蒙古、河北、浙江、广东、辽宁等省份密集出台新型储能补偿政策，标志着储能商业模式从“被动配储”向“主动收益”转型。从补偿方式看，固定容量电价已成为主流模式，湖北、甘肃、宁夏、河北、浙江、广东、辽宁等 7 省采用固定容量电价，仅内蒙古、新疆、山东采用按放电量补偿或容量补偿电价。

政策执行期限普遍偏短，湖北、辽宁暂定 1 年，甘肃试行 2 年，河北延长至 2027 年底，反映各地仍在探索合理补偿水平。

整体看，储能补偿机制正加速完善，但短期试点特征明显，长期商业模式仍需现货市场、辅助服务市场等市场化机制配合。

中国模式与 CAISO 接近但补偿标准较低。两者均通过行政定价或长期合同提供收入底线，再叠加市场化套利收益及辅助服务收益。2025 年 H1，CAISO 的 RA 合同加权均价为\$8.77/KW·月，显著高于甘肃的 330 元/kW·年（约合 49 美元/kW·年）。双方的关键差异在于政策保底强度：

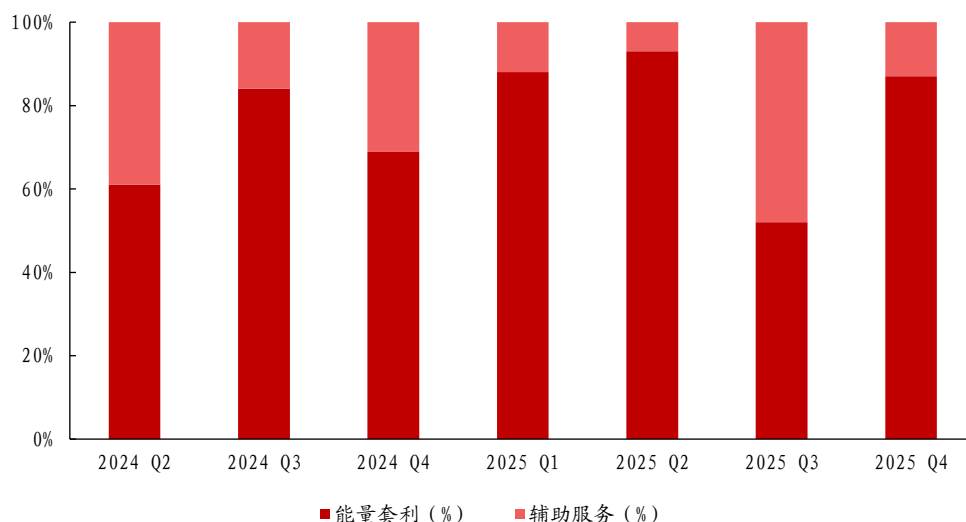
中国由政府直接定价，确定性更高但灵活性不足；美国由双边协商确定，市场化程度更高但波动性更大。

表5：主要储能市场机制对比

对比维度	中国（甘肃为例）	美国（CAISO/ERCOT）	英国	意大利（MACSE）	澳大利亚（NEM）
容量机制类型	行政容量电价	RA 合同/无容量机制	竞争性容量拍卖	储能专用容量采购	无容量机制
补偿标准	330 元/kW·年	CAISO: \$8.77/KW·月（2025H1, RA）；ERCOT: 无	£20/kW·年（T-1, 2025 年 3 月）	€12,959/MWh·年	无
合同期限	试行 2 年	谈判决定	1-15 年	15 年	无长期合同
收益主导来源	容量电价+现货套利	RA 合同+能量套利	能量套利+容量市场	MACSE 长期合同	能量套利（2026Q1 占比 97%）
收入稳定性	中高（容量电价保底）	高（RA）/低（纯市场）	中（拍卖价格波动大）	高（15 年固定合同）	低（依赖极端价格事件）

资料来源：甘肃发改委，Modo Energy，Drax Energy Intelligence，UNCTAD Investment Policy Monitor，CCarbon，Terna Esiti Aste，AEMO，国投证券证券研究所

图5. 澳大利亚市场储能收入结构

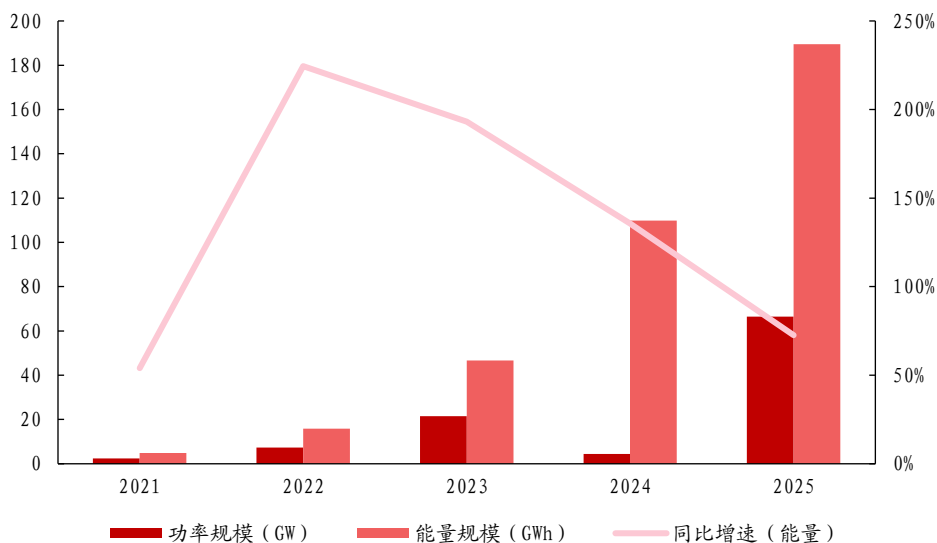


资料来源：AEMO，国投证券证券研究所

参考海外经验来看，辅助服务市场更容易饱和，且收益以来极端天气影响波动更大，随着储能装机的增长，套利收益预计长期主导。ERCOT 辅助服务收入从 2023 年的 85%占比降至 2025 年约 48%，主要由于 2024-2025 年极端天气影响变小，以及储能装机的增加。澳大利亚由 2024Q2 的 39%降至 2025Q4 的 13%。

2025 年国内新型储能装机延续高增态势，全年新增投运 66.43GW/189.48GWh，功率与能量规模同比分别+52%/+73%，能量增速显著高于功率，反映长时储能配置比例系统性提升。

图6. 2025 年中国新型储能新增投运 66.43GW/189.48GWh

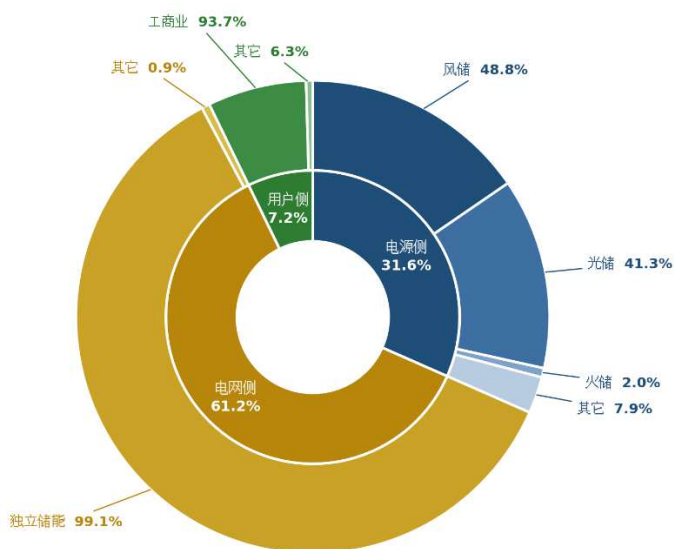


资料来源: CNESA, 国投证券证券研究所

截至 2025 年底, 新型储能累计装机达 144.7GW, 同比+85%, 在电力储能总装机中占比突破三分之二。2025 年储能系统 (不含集采/框采) 中标规模为 121.5GWh, 同比+140.1%; EPC 中标规模为 206.3GWh, 同比增长 125.5%, 招标的高景气也为 2026 年装机打下良好基础。2026 年 1-6 月储能系统中标规模累计 15.0GW/96.1GWh, 同比+37.2%/+12.15%, 2026 年 1-6 月 EPC (含 PC) 中标规模累计 56.8GW/165.6GWh, 同比+91.87%/+105.96%, 行业持续保持高景气。

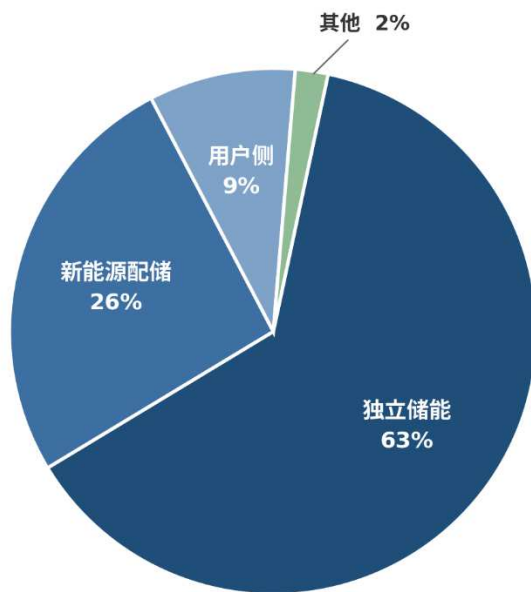
从应用场景看, 储能正由场站配套向电网级基础设施切换。2025 年独立储能占比提升至 63%, 得益于强制配储的退出, 以及容量电价制度的完善, 预计 2026 年独立储能需求占比进一步提升, 国内储能市场核心驱动由早期的新能源配储切换为独立储能。

图7. 2024 年新增储能装机应用结构



资料来源: CNESA, 国投证券证券研究所

图8. 2025 年新增储能装机应用结构



资料来源: CNESA, 国投证券证券研究所

2. 海外大储市场：关注欧洲和新兴市场

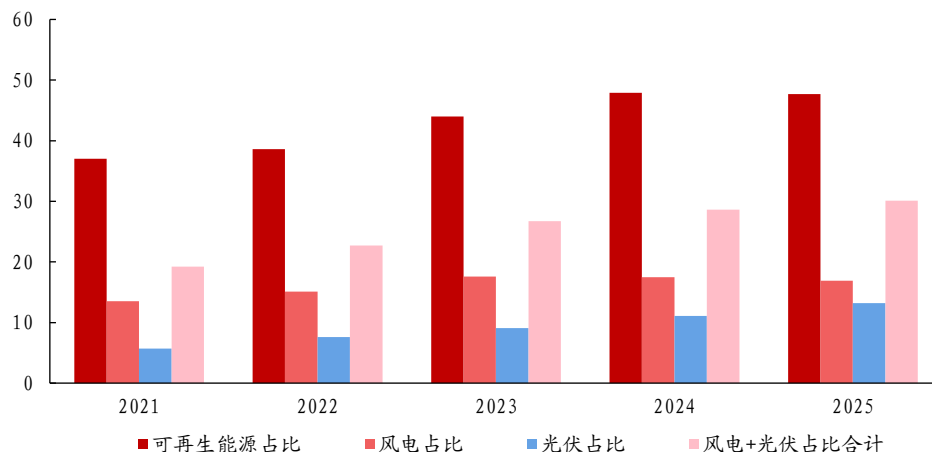
欧洲可再生能源渗透率持续攀升提升储能装机必要性。根据 Ember Energy 数据，2025 年欧洲可再生能源占电力生产的比例达到 47.7%，较 2024 年基本持平。

其中欧盟情况来看，据欧盟统计局（Eurostat）数据，太阳能是增长最快的电力来源，2025 年发电量同比增长 24.6%，并于 2025 年 6 月首次成为欧盟当月最大电力来源（占 22%，超过核能的 21.6%）。

根据 SolarPower Europe 数据，2025 年欧盟新增太阳能装机 65.1 GW，同比下降 0.7%，为十年来首次年度下降。风电新增 19.1 GW（同比增长 16%），欧洲风电累计装机突破 300 GW 大关。

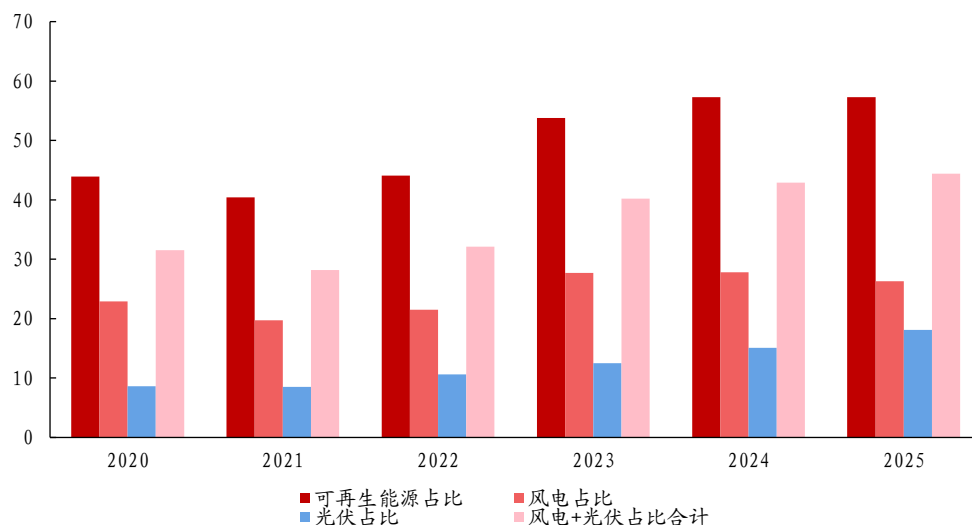
高渗透率制造系统性供需失衡。德国作为欧洲能源转型的领先指标，2025 年可再生能源占电网馈入电力的 58.6%，风+光合计达 45%，超过欧盟平均水平。然而，高渗透率正在制造系统性的供需失衡。据 Ember 数据，2025 年前 4 个月德国清洁能源发电量同比-16%、降至 2015 年以来同期最低（其中风电-31%为 2017 年以来最低），化石燃料发电占比升至 2018 年以来最高；而在可再生能源充裕期，德国风光发电量可达电力需求的 125%以上，造成批发市场电价跌至零甚至负值，这种无风无光与太阳能过剩的极端交替，使得储能成为了电网平衡的必需选项。

图9. 欧洲新能源发电占比持续攀升（%）



资料来源：Ember Energy, 国投证券证券研究所

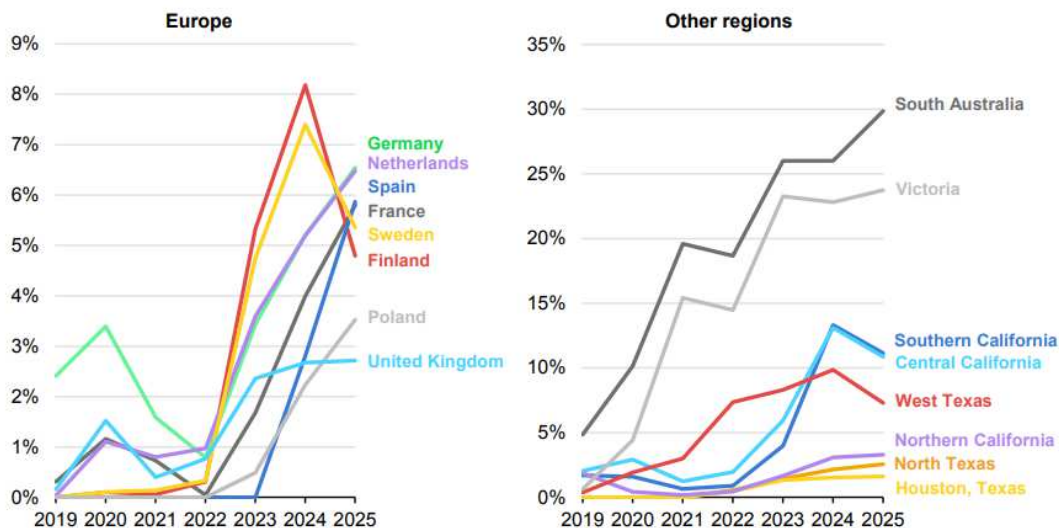
图10. 德国新能源发电占比不断提升（%）



资料来源：德国联邦统计局, 国投证券证券研究所

欧洲负电价小时数创历史新高。德国日前市场出现 573 小时负电价（占全年 8,760 小时的 6.5%），较 2024 年的 457 小时大幅增加。荷兰记录 584 小时负电价，西班牙 555 小时。西班牙 2025 年超 800 小时零或负电价（占 9.2%），其中 17% 小时电价低于 €5/MWh，超 30% 小时低于 €30/MWh。

图11. 欧洲负电价小时数占比近年来明显上升



资料来源：IEA《Electricity 2026》，国投证券证券研究所

负电价导致弃电增加。根据德国联邦网络管理局数据，德国光伏弃电连续两年快速增长，其中多数弃电发生在巴伐利亚州。Aurora Energy Research 预测，西班牙 2026 年弃电将达 3.05 TWh、2027 年 3.38 TWh，结构性高弃电模式难以逆转。

负电价侵蚀可再生能源项目经济性。负电价对可再生能源项目经济性构成直接侵蚀。2025 年 1-9 月，德国太阳能捕获率（capture rate，即太阳能出力时段的市场电价与基荷电价之比）仅 58%，西班牙 52%。

EMDR 确立储能欧盟核心市场地位。2024 年 6 月通过的《电力市场设计改革》（Electricity Market Design Reform, EMDR）是欧盟层面首个将储能和灵活性服务纳入核心市场框架的立法。EMDR 修订了《电力法规》（EU）2019/943 和《电力指令》（EU）2019/944，引入两项对储能具有决定性影响的机制：第一，建立长期购电协议（PPA）和差价合约（CfD）框架，为可再生能源投资提供收入确定性；第二，创立“非化石灵活性支持计划”（Non-Fossil Flexibility Support Schemes, NFFSS），允许成员国在灵活性投资不足时通过容量付费机制支持储能和需求响应。

EMDR 执行碎片化成首要制度障碍。EMDR 对储能最直接的要求体现在灵活性评估义务上：欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）与欧盟配电网运营商实体（EU DSO Entity）须在 2025 年 4 月前向欧盟能源监管合作机构（ACER）提交国家灵活性需求评估方法论；各成员国输电和配电运营商须在 2026 年 7 月前完成灵活性需求评估；成员国须在 2027 年 1 月前设定非化石灵活性国家目标，包括储能子目标。

然而，欧盟委员会联合研究中心（JRC）2025 年的评估发现，成员国在执行层面进展参差不齐——仅德国、西班牙、爱尔兰和荷兰 4 个国家制定了国家储能战略，仅希腊、西班牙、匈牙利和拉脱维亚 4 个国家在国家能源与气候计划（NECP）中设定了量化的 2030 年储能目标。这种政策执行的碎片化构成了欧洲储能部署的首要制度障碍。

表6：欧洲多国明确储能支持政策

国家/地区	政策/机制名称	政策类型	主要内容与关键数据	最新进展/状态
欧盟	电力市场设计改革（EMD Reform）	市场机制改革	2024 年 7 月生效，成员国须于 2025 年 1 月前完成转化。核心内容：将储能与需求响应等灵活性资源更好融入电力系统；禁止对储能设施收取歧视性的双重电网费；配套《可负担能源行动计划》要求加快电网与储能设施审批、设计促进灵活性的电网费率	已生效，各国转化中
欧盟	《储能建议书》	指导性政策	2023 年 3 月发布，向成员国提出促进储能部署的具体建议，涵盖市场准入、监管障碍消除、双重收费、灵活性服务采购等	已发布，JRC 持续跟踪各国落实情况
英国	长时储能（LDES）Cap-and-Floor 投资支持机制	收益保障机制	2024 年 10 月政府宣布、Ofgem 监管，2025 年 3 月发布技术决定文件。25 年期监管收益模式：设收入下限与收入上限。分两通道：成熟技术（抽水）与创新技术（液流、压缩空气、液态空气等），锂电需 8 小时以上时长方可参与	2026 年 6 月初选定 16 个项目（7.6GW），最终投标预计 2026 年秋
英国	《清洁电力 2030 行动计划》	战略规划	2024 年 12 月发布，设定 2030 年储能目标：电池储能 23-27GW、长时储能 4-6GW	实施中
德国	储能电网费豁免（EnWG §118）	费用减免	新建储能设施享受 20 年全额电网费豁免，现行豁免期延长至 2029 年 8 月。	豁免现行有效至 2029 年 8 月；2029 年后方案待定，存在追溯性收费争议
德国	电厂战略/容量市场框架	容量市场机制	2025 年 11 月联合政府就电厂战略达成一致，目标 2027 年建立容量市场框架，全面容量市场预计 2032 年前后投运，储能可参与	框架筹建中，时间表仍可能调整
意大利	MACSE 集中式储能采购机制	长期合约拍卖	2023 年 12 月获欧委会 177 亿欧元国家援助批准，2024 年 10 月获环境与能源安全部批准。Terna 通过竞争性拍卖授予 15 年期通胀挂钩的固定费用合约（类容量费），换取储能容量在调度服务市场的使用权。首次拍卖（2025 年 9 月 30 日）：采购 10GWh 锂电储能（南部及岛屿），投标超需求 4 倍，中标项目 2028 年投运	第二轮拍卖计划 2026 年 11 月，目标 16GWh（2029 年投运）；Terna 目标 2030 年 50GWh
西班牙	大型储能补贴（FEDER 共同出资）	投资补贴	2025 年 5 月 28 日发布，首轮招标预算€6.9976 亿。支持：独立储能（≥1MW）、抽水蓄能、独立热储能、与可再生混合储能。竞争性招标，补贴强度按地区发达程度 40%-85%；单位可补贴成本上限：独立储能€250/kWh（构网型€300/kWh）、热储能€300/kWh、新建抽水蓄€1,500/kW。获欧委会 TCTF 国家援助批准	首轮申请 2025 年 7 月 15 日截止，项目须在 2029 年 9 月 30 日前建成
西班牙	2023-2030 储能目标与灵活性战略	战略规划	2023 年 7 月更新的国家能源与气候计划（PNIEC 2023-2030）上调可再生与储能目标；2023 年 11 月 MITECO 发布灵活性战略草案；2024 年 CNMC 就调频服务、容量市场及储能市场参与规则开展咨询	灵活性战略待最终批准
希腊	独立储能竞争性招标（三轮，欧盟复苏基金支持）	招标+投资补贴+长期合约	三轮独立 BESS 招标：合计约 900MW，总预算€3.41 亿（欧盟复苏基金）。支持方式双重叠加：10 年期滑动溢价 CfD 合约（保障参考收入）+ CAPEX 补贴（第一轮最高€20 万/MW）。运营补贴上限€11.5 万-14.5 万/MW/年，项目须 2025 年底前陆续投运	中标项目建设中，2024-2026 年集中投运
波兰	储能补贴计划	投资补贴	国家环保与水资源基金向 172 个储能项目提供 41.5 亿兹罗提（约€10 亿）补贴，要求 2028 年前投运	补贴已授出，项目进入建设期
法国	独立储能 CfD 补充报酬机制	差价合约	在容量机制收益之外，独立储能可获得 CfD 形式的额外报酬（JRC 2025 年评估报告列示）；RTE 调频市场（一次/二次/三次备用）全面向储能开放	运行中
爱尔兰	储能政策框架（Electricity Storage Policy Framework，2024 年 7 月）	战略框架	爱尔兰首个国家储能专项政策框架。配套措施：CRM 容量报酬机制（2024 年 12 月 T-4 拍卖成交价约€15 万/MW，为英国同期两倍多）；两个新的‘Route to Market’产品（ESB Networks 与 EirGrid 分别开发，预计 2025Q4-2026Q2 落地）；2026 年 4 月 CRU 决定免除 BESS 的 DuoS 配电费用	框架实施中，在运电网侧储能约 800MW，项目管线超 10GW
奥地利	气候与能源基金（K 储能投资补贴	投资补贴	分层定额补贴：小型储能（4-50kWh）€200/kWh（2024 年€3,500 万额度，迅速用尽）；中型储能（51kWh-1MWh）€150/kWh（€1,790 万，纯可再生充电再加€10/kWh）；大型储能专项€7,500 万（至 2025 年 3 月）。2022-2026 年 KLIEN 共拨款€2.5 亿用于可再生与储能	部分轮次已提前用完额度
捷克	€2.79 亿储能国家援助计划（TCTF）	投资补贴	2025 年 3 月获欧委会批准，以直接补贴形式经竞争性招标发放，最高覆盖投资成本 50%，技术中立，目标撬动私人投资建成至少 1.5GWh 储能	招标推进中
匈牙利	储能 CfD 支持计划	差价合约+投资补贴	设有两类储能 CfD 计划：一类与投资补贴挂钩，一类不挂钩；独立储能 CfD 与投资补贴叠加；另有针对作为电网整体组成部分的储能设施的投资援助	执行中

资料来源：Cube Concepts, Stromfee, MDPI《The Spanish Energy Storage Market》，欧盟 JRC 报告, Morgan Lewis, ESS-News , Montel, Synertics, Terna, UNCTAD, Timera Energy, 西班牙官方公报 BOE-A-2025-10668, IDAE 官网, Bird & Bird, 欧委会 Clean Energy for EU Islands 官网, Enspired, Modo Energy, 爱尔兰众议院书面答复, Byrne Wallace Shields, IEA《Austria 2026》，国投证券证券研究所

欧洲储能政策呈现两种分化路径。第一种以英国、意大利和波兰为代表，通过容量市场或长期拍卖为储能提供可预期的长期收入，JRC 认为市场范围容量机制为储能提供了可预期的长

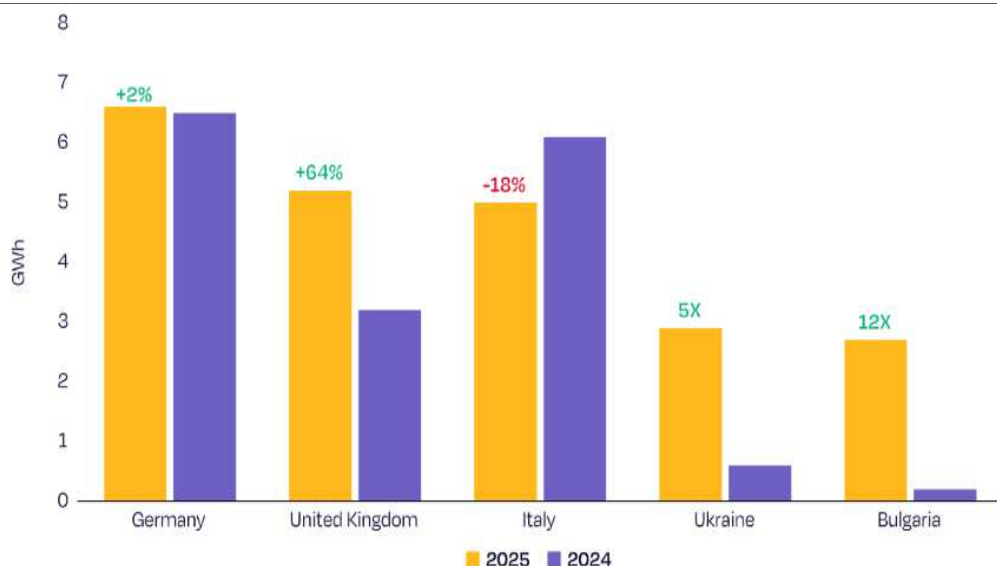
期收入，明显优于战略备用机制。第二种以德国和西班牙为代表，依赖市场化收入或混合化激励，正处于向容量机制过渡期，项目回报波动更大，融资难度更高。

欧洲储能 LCOS 跌破六十美元每兆瓦时。欧洲储能项目经济性正处于历史性转折点。SolarPower Europe 数据显示，交钥匙 BESS 系统价格已降至约€200/kWh，LCOS（平准化储能成本）对于新建项目已跌破\$60/MWh。这一成本水平意味着纯市场化套利模式在欧洲成为经济可行。

灵活性需求五年将增五倍。SolarPower Europe 预计系统灵活性需求将从 2021 年的 325 TWh 增至 2030 年的 1608 TWh，2030 年电池提供日常灵活性的 27%，电池+需求响应合计满足约 2/3。到 2030 年，预计 40% 的欧盟电力需求将需要灵活资源，累计装机距 2030 目标仍有明显差距。

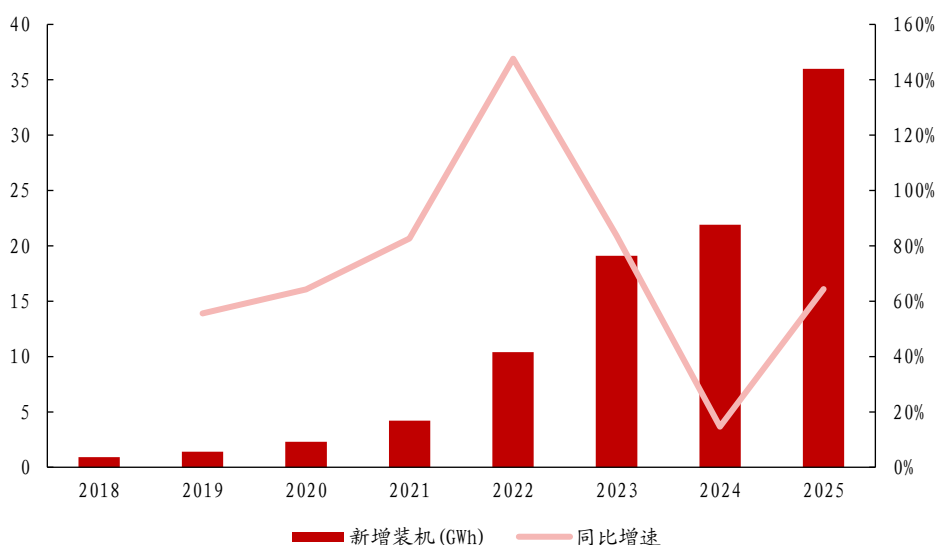
截至 2025 年底，欧盟电池储能累计装机达 77.3 GWh，约为 2021 年 7.8 GWh 的 10 倍。但 SolarPower Europe 估算，为支持欧盟清洁能源目标，到 2030 年需要约 750GWh 累计电池储能——这意味着未来五年需要再实现约 10 倍增长。

图12. 德国、英国、意大利保持欧洲储能市场前三



资料来源：SolarPower Europe，国投证券证券研究所

图13. 2025 年欧洲新增储能装机 36GWh

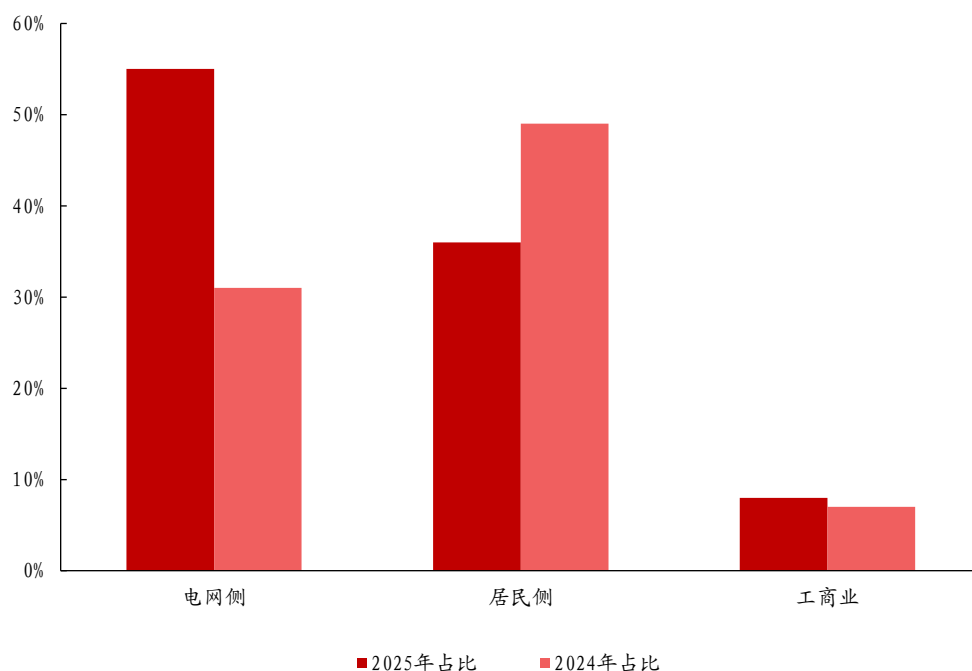


资料来源：SolarPower Europe，国投证券证券研究所

欧洲储能市场呈现头部集中特征，集中在西欧市场。2025 年，欧洲三大电池储能市场——德国、英国和意大利巩固了其主导地位，排名前五的市场占欧洲所有储能装机量的 62%，而 2024 年这一比例接近 80%。欧洲储能呈现明显的头部集中特征，订单式扩张正在呈现多元化趋势，规模较小的市场贡献越来越大。

2025 年，欧洲新增储能系统装机容量 36GWh，同比增长 64%，其中电网侧储能占比跃升至 55%，是欧洲储能市场增长的主要驱动。

图14. 欧洲电网侧储能占比跃升至 55%



资料来源：SolarPower Europe 《EU Battery Storage Market Review 2025》，国投证券证券研究所

表7：新兴市场推出储能支持政策

国家/地区	核心政策工具	储能目标	收入/补偿机制
澳大利亚	CIS 容量投资计划+州级立法	2030 年联邦 CIS 40 GW (含 26 GW 可再生发电+14 GW 可调度储能)	CIS 收入上下限协议；FCAS+套利市场收入
沙特阿拉伯	Vision 2030+SPPC/SEC 招标	2030 年 48 GWh；已宣布规模：第一批 2 GW/8 GWh+第二批 3 GW/12 GWh+SEC 7.8 GWh	15 年储能服务协议 (SSA)；BOO 模式
智利	储能强制令+容量拍卖	2030 年 2 GW，2050 年 6 GW	容量支付+套利收入
印度	VGF+PLI-ACC+太阳能强制配套	NEP：2026-27 年达 82.37 GWh，2031-32 年达 411.4 GWh (含抽蓄+电化学)	VGF 可行性缺口资金；ISTS 费用豁免
巴西	Law 15,269/2025+LRCAP 拍卖	2026 年 12 月首次拍卖 (原定于 4 月，已推迟)；目标约 2 GW	15 年容量备用合同 (LRCAP)
菲律宾	国家储能框架 (众议院已通过，待参议院批准)+GEA 拍卖	1.19 GW IRESS 已授予 (GEA4)；MTerra 4.5 GWh 在建	ERC 正在制定储能并网与结算规则
日本	容量市场+供需调节市场+长期脱碳拍卖 (LTDA)	无明确国家容量目标	JEPX 套利+供需调节市场 (EPRX)+容量市场/LTDA 20 年固定收入

资料来源：Australian Government DCCEEW, Saudi Power Procurement Company (SPPC), ESS News, SMM, Saudi Power Procurement Company (SPPC), ESS News, SMM, Central Electricity Authority (CEA) NEP 2023, Energetica India, IndiaESA, Mayer Brown, MME, ANEEL, Trade.gov, Energy-Storage.news, CleanTechnica, PV Magazine, OCCTO, METI, ScienceX, LehmanSoft, Greenberg Traurig, 国投证券证券研究所

新兴市场跨越发展。新兴市场新增装机贡献 2025 年全球储能增长的 18%，且比例有望持续提升。与欧美渐进路径不同，新兴市场直接从 GWh 级电网侧储能起步：沙特 Vision 2030 规划 48 GWh 大型储能，菲律宾国家储能框架立法众议院已通过。

经济性是扩张基础：非中美市场 BESS 全投资成本约\$125/kWh，LCOS 仅\$65/MWh。

新兴市场储能收入机制呈现多元化：澳大利亚和智利已建立多收入混合市场机制（容量支付+辅助服务+套利），而沙特、印度和菲律宾仍主要依赖政府合约或拍卖驱动的单一路径。前者更接近欧美成熟市场的商业模式，后者则呈现出政策指令—招标—执行的垂直推进特征。日本虽然具备三大收入流，但监管复杂性导致外国投资者参与度有限。

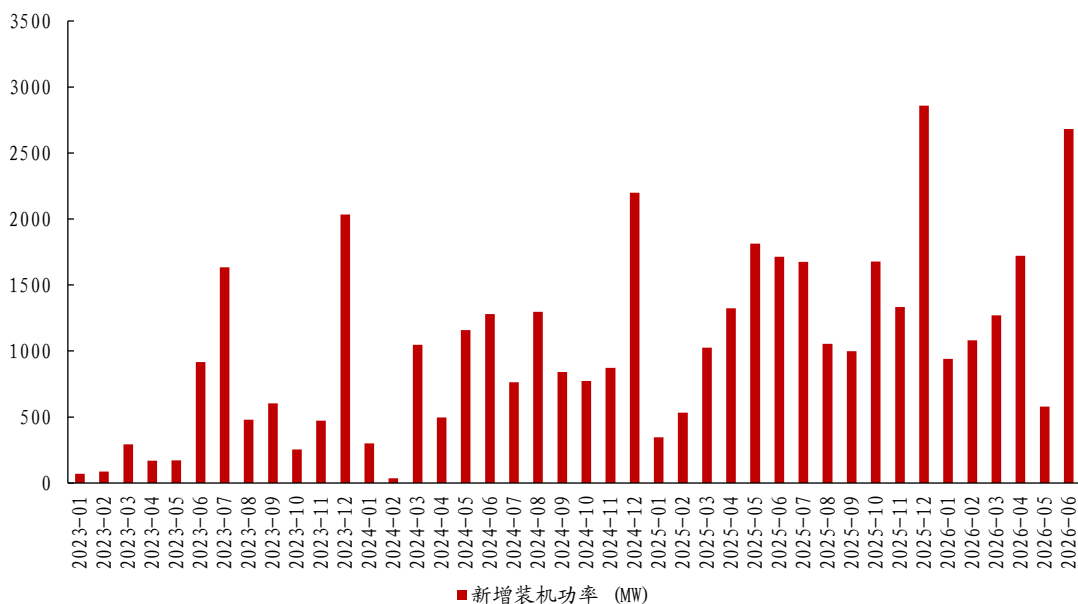
中东储能装机有望持续快速增长。中东是新兴市场储能装机的绝对主力。据 Wood Mackenzie 预测，中东地区储能装机将从当前的约 13GWh 增长至 2033 年的 120GWh，其中 44%集中在沙特阿拉伯。

中国储能企业在新兴市场享有战略窗口期。从供应链视角，新兴市场储能市场的爆发对中国储能企业具有特殊战略意义。与欧美市场面临 FEOC 限制、关税壁垒和本土含量要求的复杂环境不同，沙特、智利、菲律宾和南非等国的大规模采购基本不受此类限制，中国储能设备出口可直达项目现场。“供应链双重割裂”正在形成两个平行市场：中国产品主导的成本导向市场（全球南方）与本土/非中国产品主导的政策合规市场（美欧印）。新兴市场的储能需求曲线将更陡峭且更集中于电网侧大型项目，强化了具备“交钥匙”交付能力的中国头部企业的竞争优势。

3. 新需求：AIDC 有望成为储能成长新动能

美国储能装机：需求高景气延续，装机规模连创新高。据 EIA 数据，美国公用事业级（≥1MW）电池储能 2023/2024/2025 年新增装机分别为 7.2/11.1/16.4GW，三年复合增速超 50%，截至 2026 年 6 月末累计在运规模达 51.8 GW。

图15. 美国储能装机保持景气



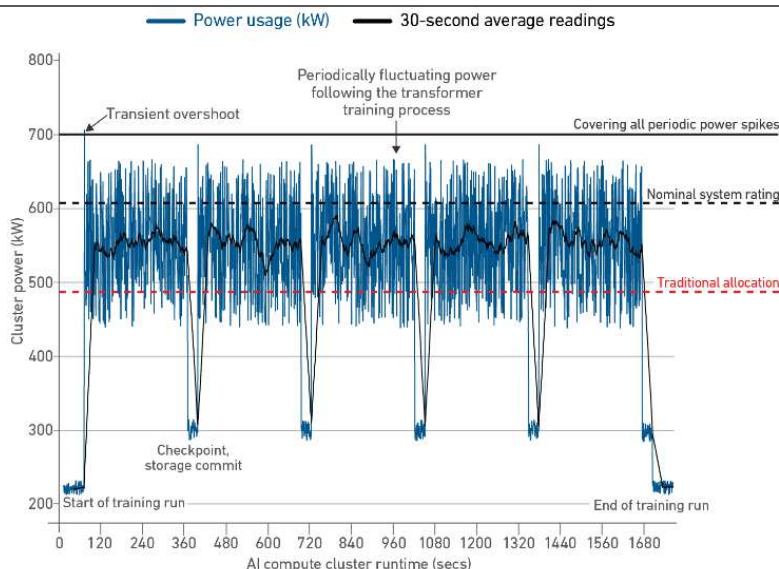
资料来源：EIA，国投证券证券研究所

从节奏看，行业呈现显著年末抢装特征，2025 年 12 月单月新增 2.86 GW 创历史峰值，2026 年 6 月以 2.68 GW 续创非年末月份新高，2026 年上半年新增 8.3 GW，装机动能未见衰减。全口径来看，据 Wood Mackenzie/ACP《U.S. Energy Storage Monitor》，2025 年美国储能新增装机 18.9 GW/51 GWh，同比+52%，其中公用事业级 16.0 GW、户用 2.7 GW（同比+92%）；2026Q1 新增 3.3 GW/8.4 GWh，各细分板块均创一季度历史新高。

AI 数据中心功率波动幅度远大于传统云数据中心，从“稳态负载”跃迁至“脉冲负载”。传统数据中心（IDC）运行数千个互不相关的任务，功率需求在统计上相互抵消，呈现相对平稳的基线负载。AI 数据中心（AIDC）在训练大语言模型（LLM）过程中，GPU 集群执行紧同步的迭代计算，形成“单同步系统”。NVIDIA、Microsoft 和 OpenAI 的联合研究首次以生产数据量化了这一问题的严重性：单个机架功率可在毫秒级内从 30%空载飙升至 100%满载，整个数据中心的波动可达数百兆瓦，在秒级内完成上下震荡。

Google Cloud 在 OCP EMEA Summit 2025 上展示的数据来看，AI 数据中心与传统云数据中心的负载波动幅度之比约为 15:1（15 MW vs 1.5 MW）。Uptime Institute 的独立分析提供了最坏场景估计：在部分配置下，系统级功率波动峰谷差异可超过 100%——负载在毫秒级内几乎瞬时翻倍。

图16. 基于 GPU 的训练集群的功耗曲线



资料来源：uptime，国投证券证券研究所

这种同步性、高频性、大振幅的功率波动显著区别于传统数据中心，其振荡主频率成分恰好与电网中汽轮发电机组的扭转共振频率、次同步谐振（SSR）频率耦合，可能引发电网设备机械损坏甚至大面积停电。

AI 负载功率波动跨越毫秒到小时的极宽时间频谱，多维度储能的应用是缓解波动，保障系统稳定的关键。IEA 在其官方报告中明确指出，从毫秒到分钟或更长时间尺度，需要多层次储能协同：毫秒级由电解电容处理，更长时程由锂电池平滑。

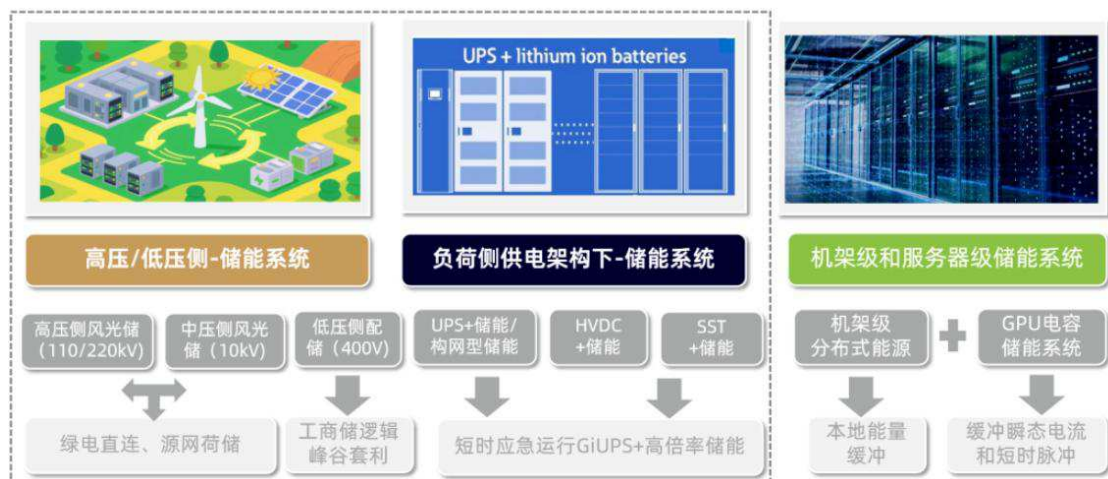
功率波动平抑（毫秒-秒级）：NVIDIA 在 GB300 NVL72 中已将这一理念产品化，电容配合新型充电管理控制器，训练 Megatron LLM 时电网侧峰值功率需求降低 30%。

电压稳定（应对 di/dt 突变）：AI 负载的电流变化率（ di/dt ）极高，传统电源面对这种突变会出现电压跌落，可能导致计算错误甚至系统崩溃。直流架构可无缝接入 BESS，提供转动惯量，动态响应匹配 AI 负载秒级波动特性。

谐波治理：同步深度学习任务产生的负载波动会在发电机与汽轮机固有频率处形成谐振，加速机械疲劳并引发电压不稳定。

负载瞬态响应：电网侧发电资源响应功率需求变化需要 1 分钟至 90 分钟，与 AI 负载毫秒-秒级波动形成时间尺度错配。传统 UPS 设计目标是为停电提供 5-10 分钟桥接时间，柴油发电机启动较慢无法满足扰动需求。

图17. 多级储能应对 AI 数据中心功率波动

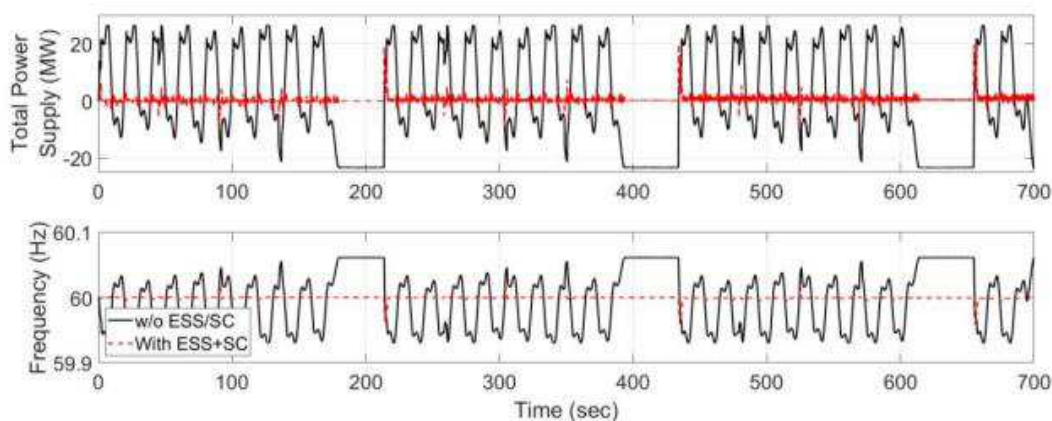


资料来源：国投证券证券研究所

替代传统 UPS 中的铅酸电池是锂电池储能最成熟的功能定位。数据中心 UPS 电池正经历从阀控式铅酸电池 (VRLA) 向锂离子电池的系统性替换，锂离子电池能量密度为 VRLA 的 3-5 倍 (100-265 Wh/kg vs 30-50 Wh/kg)，寿命达 10-15 年 (VRLA 仅 3-5 年)，充电速度快约 4 倍。与绿电配合是储能未来重要功能之一。国家枢纽节点要求新建数据中心绿电占比目标超过 80%，国内数据中心绿电成为刚需，海外电源紧张情况下，风光储方案成为备选。根据高工锂电数据，一个总功率要求 100MW 的数据中心，以 75%绿电配比其配储容量要求为 450MW；一个总功率要求 100MW 的数据中心，以 100%绿电配比其配储容量要求为 800MW。

峰谷调节与电费优化直接创造可量化的经济回报。CPower/Vertiv 分析表明，一个 10MW/4h BESS 在电力市场中频率调节年收入可达 120-150 万美元，分时套利+需量费用优化可达 60-100 万美元。

图18. 混合储能可以有效缓解数据中心波动



资料来源：Min-Seung Ko 等《Mitigation of Datacenter Demand Ramping and Fluctuation using Hybrid ESS and Supercapacitor》，国投证券证券研究所

电网交互与辅助服务使得数据中心配储直接产生收益，数据中心正从被动负荷转变为可参与电网调度的灵活资源。Duke University Nicholas Institute 估计，仅在关键时段削减 0.25%-1% 的年度消费量，即可使电网吸收高达 100GW 的新增负荷而无需新建发电或重大升级。Nature Energy 2025 年 12 月发表论文，证明 AI 数据中心通过软件调度可在 3 小时电网高峰时段降低 25% 电力消耗，同时满足所有 SLA。



表8：锂电池在数据中心可发挥多重作用

应用场景	具体功能与说明	关键数据/事实
集中式 UPS 后备电源	锂电池柜替代传统 VRLA 铅酸电池，在市电中断时为全楼负载提供后备电力，可在大功率场景下以小体积提供兆瓦级后备功率	能量密度约铅酸 3 倍，占地减 50-70%，寿命 10-15 年（铅酸 3-5 年），循环最高 5,000 次；内置 BMS 电芯级监控，降低铅酸故障导致的宕机风险；初始投资约为铅酸 1.2-2.25 倍，但全生命周期成本优势明显；2 小时快充至 90%（铅酸需 4 小时以上）；耐高温可降制冷成本
机架级/服务器级 BBU	在机架内或邻近位置部署小型锂电池 BBU，直接向机架提供直流备电；AI 数据中心（AIDC）高功率密度、800V HVDC 架构（NVIDIA Kyber 1MW 机架）下，锂电 BBU 与 BMS 成为供电架构的主动组成部分，并需承担快速故障隔离与热管理	EVTank：2024 年全球 BBU 领域锂电池出货量 0.5 亿颗，预计 2030 年全球 BBU 对高倍率圆柱电池需求超 6 亿颗
电网互动型 UPS/ 储能资产复用创收	利用 UPS 锂电池闲置容量参与削峰、需求响应、调频等电网服务，将后备电源从成本中心变为收益资产；典型案例如 Eaton EnergyAware UPS 与微软合作，将数据中心 UPS 电池接入能源市场获利	Eaton 与微软合作，通过 9395 UPS 加装软件与控制，把利用率不足的数据中心电池资产转化为‘利润中心’
园区级储能系统：削峰填谷/需量管理/消纳绿电	数据中心部署锂电储能系统执行峰谷套利、削减容量电费、平抑需量峰值，并配合光伏/风电等可再生能源消纳	储能可减少约 47%非计划停机事件
平抑 AI 负载功率波动	AI 训练负载功率波动剧烈，锂电池与超级电容组成混合储能：超级电容应对毫秒级高功率尖峰，锂电池平抑秒级至更长时间尺度波动，保护电网侧与供电链路	混合架构将快速波动分配给超级电容、长时波动分配给锂电池；LFP 因循环寿命与热特性适合大型固定式储能
与柴发协同/替代部分柴发功能	电池提供柴发启动与稳定期间的即时电力（毫秒级切换），并可延长备电时长、减少柴发启停次数；相比柴发更适合处理快速负载变化与电网支撑	发电机启动需时间，电池在间隔期内提供即时供电，并可承担削减峰值与电网支撑等柴发不擅长的功能

资料来源：Eaton 官网，Vertiv 官网，EVTank 《中国 BBU 行业发展白皮书（2025 年）》；Large Battery, EV Insight Daily, 《Data Center Energy Storage Market》，国投证券证券研究所

表9：多元技术方案解决功率波动

技术问题	时间尺度	传统方案局限	储能解决方案	方案效果
功率波动平抑	0.1-100 ms	电网侧响应 1-90 min，与毫秒级波动差 4-5 个数量级	PSU 级电容（65 J/GPU）+ 机架级 BBU+设施级 BESS	GB300 峰值削减 30%
电压稳定（di/dt）	1-10 ms	传统电源电压跌落，导致计算错误	固态变压器（SST）直流环节/高压 SVG	SVG 毫秒级（≤5-15 ms）全额无功补偿
谐波治理（THDi）	8.3-16.7 ms（60Hz 基波）	无源滤波器响应慢、适应性差	有源电力滤波器（APF）+ BESS 谐波补偿	降低谐波附加损耗
负载瞬态响应	100 ms-1 s	UPS 提供 5-30 分钟桥接，柴油启动需 10-15 s	锂电池 BESS（1-4h）+ 超级电容（秒级）+ 天然气轮机	BESS 响应<100 ms，柴油响应 10-15 s

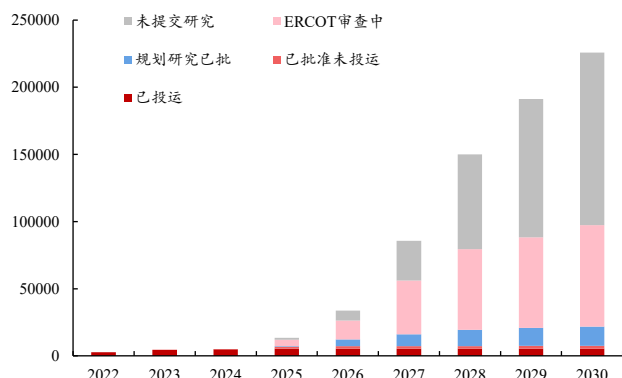
资料来源：NVIDIA 官网，《Grid Integration of AI Data Centers: A Critical Review of Energy Storage Solutions》，浮思特科技官网，安科瑞能源管理公众号，《Active Harmonic Filters for Data Center Loads》，《IDC 通信数据中心电能质量解决方案》，SWT, Midwest Generators, Midwest Generators, Delfos Energy, 国投证券证券研究所

美国数据中心并网瓶颈由项目公告转向电力兑现，排队规模与供给缺口同步放大。Wood Mackenzie 数据显示，2025 年底美国披露数据中心项目 241GW，较 2024 年底 93GW 增加 148GW（+159%），但仅 33%处于积极开发；Q4 新增 25GW、环比腰斩，开发商转向存量项目兑现。

负荷承诺方面，已签建设或供电协议容量 183GW，相当于 2025 年美国峰值负荷 22%；ERCOT 与 PJM 承担其中 72%，但 58%由仅负责输配、不承担供电充裕义务的 wires-only 公用事业签约，负荷接入与电源保障权责错配。

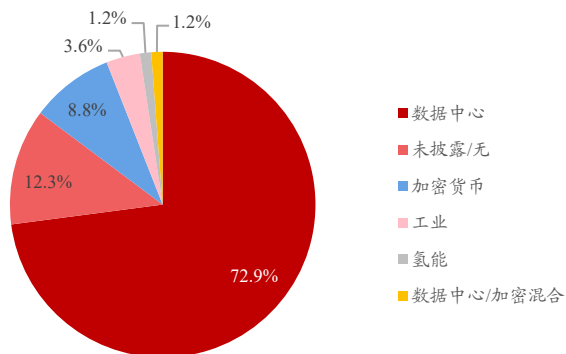
分区域看，根据 ERCOT 数据，截至 2025 年 11 月 ERCOT 大型负载并网申请达 226 GW，较 2024 年 12 月的 63 GW 增长约 2.6 倍；2025 年内新增申请 225 个，超过 2022-2024 三年总和（152 个），单体超 1GW 的项目已不罕见。

图19. ERCOT 负载并网需求旺盛 (MW)



资料来源：ERCOT，国投证券证券研究所

图20. 数据中心是大型负载主要来源



资料来源：ERCOT，国投证券证券研究所

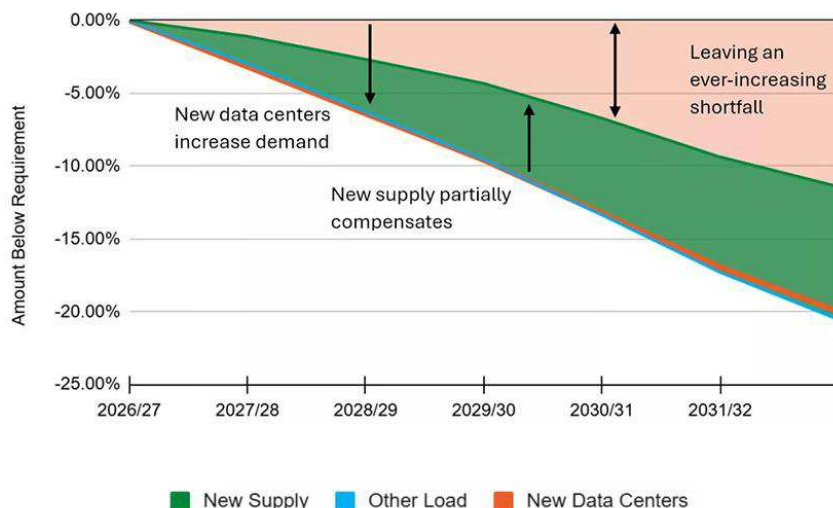
结构上约73%为数据中心，加密货币占8.8%；按申请投运年份看，积压向后快速堆叠——2026年33.6 GW、2027年85.7 GW、2028年150.0 GW、2030年225.8 GW，且投运年份越远“未提交任何研究”的占比越高（2030年达57%），虽然远端申请的占位属性显著，但是在数据中心的驱动下，大型负载并网需求保持旺盛，但是兑现端相对滞后，ERCOT在文件中明确提示，输电能力与资源充裕度将共同决定大型负载的并网及爬坡速度，

PJM约束更偏资源端，Wood Mackenzie测算其大负荷承诺为风险调整后发电排队认可容量的3倍。

并网约束显著，电网扩容需求迫切。目前美国各区域电网等待时间差异显著，CAISO、NYISO与PJM的并网周期已远超数据中心建设周期。LBNL数据显示，从并网请求（IR）到商业运营（COD）的中位时长，已由2000-2007年建成项目的<2年翻倍至2018-2024年建成项目的>4年；其中CAISO最为严峻，2024年新运营项目平均在队列中等待9.2年。NYISO传统队列中110个风光储项目的平均等待时间达6.5年，PJM的可再生能源与储能请求积压超过300 GW，而SPP与MISO均面临约6年的项目积压。

美国数据中心并网约束已由输电容量单一瓶颈升级为“输电+发电+设备+监管”复合瓶颈，非稳定并网、可中断负荷、自备/共址电源是短期提速路径，具备电源资源、并网经验的企业相对受益。

图21. PJM 预计供需缺口持续拉大



资料来源：RTO insider，NRDC，国投证券证券研究所

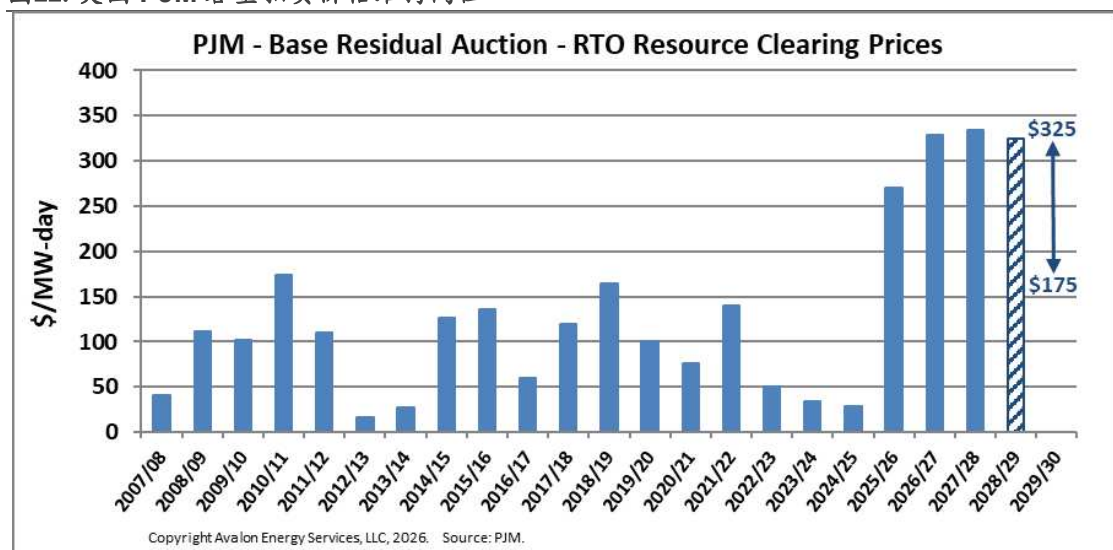
PJM 可靠性缺口持续走阔，数据中心负荷为核心驱动。据 NRDC 在 PJM 大负荷接入快速通道（CIFP-LLA）会议测算，2026/27—2031/32 交付年，数据中心及其他新增负荷将推动 PJM 供电不足幅度扩大至约 20%，新增电源仅能部分对冲，缺口逐年放大。

负荷侧，PJM 预计夏季峰值负荷年均增长 3.6%，2036 年达约 222GW，未来十年累计新增 65.7GW；Wood Mackenzie 统计美国公用事业大负荷承诺已超 160GW，约当 2024 年全国峰值负荷的 22%，PJM 占比居前。

供给侧，电源 5—8 年建设周期与数据中心 18—24 个月投产周期显著错配。

并网成本正成为数据中心的重要负担之一。根据 LBNL 对 PJM 区域的专项分析，2017—2022 年间，100—500 MW 规模项目的平均互联总成本（含网络升级与接入点设施）达 4,100 万美元，其中撤回项目的平均成本更高。PJM 的新队列规则要求开发者在申请时每 MW 4000 美元的 Readiness Deposit（商业准备金），并在决策节点三提交等同于 100% 网络升级成本分配的 Security Deposit（安全保证金）。

图22. 美国 PJM 容量拍卖价格维持高位



资料来源：Avalon Energy Services, 国投证券证券研究所

PJM 容量市场的价格飙升已将数据中心负荷成本外溢至整个区域电力系统。PJM 容量拍卖价格连续第三次触及上限，供需紧张格局未改。2026 年 7 月 14 日，PJM 公布 2028/2029 交付年度基本剩余拍卖（BRA）结果，RTO 全区清算价为 325 美元/MW·天，触及 FERC 批准的价格上限，较 2027/28 年度上限 333.44 美元/MW·天下降 2.5%，主要由于上限按参考机组 UCAP 折算因子的技术性调整，而非供需实质性缓解。

PJM 无价格上限情景模拟显示，本次拍卖实际供需对应清算价将达 554.72 美元/MW-天，高出上限 71%（ComEd 区域达 776.69 美元/MW-天），行政压价缺口较此前的 18%（2026/27）、59%（2027/28）持续扩大。

本次拍卖共采购 138318 MW UCAP（含 FRR 合计 149182 MW），仍较可靠性要求短缺 6831 MW，为 PJM 历史上连续第二次全 RTO 范围未达标；新增及改造机组仅 525 MW，供给响应严重不足。

价格走廊机制已获 FERC 批准延续至 2029/30 拍卖（2026 年 12 月举行）。回溯看，RTO 容量价格自 2024/25 年度持续上涨，数据中心负荷激增与存量机组退役是核心驱动。

表10：联邦政策积极推动并网加速

日期	政策事件	核心要点
2025-12-18	FERC 命令 PJM 建立共址负荷规则 (193 FERC ¶61, 217, EL25-49 等)	认定 PJM 关税对共址负荷/BTMG “不公正不合理”；要求设立三种新输电服务 (Interim Non-Firm、Firm/Non-Firm Contract Demand)；辅助服务按总需求计费；2025-12-18 前签订的特定合同获祖父条款保护
2026-01-14	FERC 批准 SPP 高影响大负荷 (HILL/HILLGA) 框架 (ER26-247, 1 月 15 日生效)	SPP 建立大负荷与电气邻近发电的联合研究流程，成为后续联邦改革的区域模板；FERC 在 6 月 show-cause 命令中点名 SPP 为其他地区范本
2026-02-23	PJM 提交共址/BTMG 合规文件 (申请 2026-07-31 生效)	PJM 按 12 月命令提交关税修订；FERC 于 4 月 16 日部分接受、部分驳回 (接受互联路径修订，驳回修改 “共址负荷” 定义及表后申请要求的尝试)，要求 30 天内重新修改
2026-03-11	FERC 批准 ComEd 数据中心输电协议	批准联邦爱迪生 (ComEd) 与数据中心的大负荷输电服务协议，为 RTO 外公用事业大负荷协议审查树立先例
2026-03-19	FERC 发布《2025 State of the Markets》报告	官方口径确认：数据中心容量过去五年 CAGR 达 24%；2023 年数据中心占美国总用电量 4.4%；大负荷成为需求增长基本驱动，为 RM26-4 行动铺垫
2026-04-16	FERC 发布 “Order Regarding Intent to Act” (RM26-4-000)	将 DOE 要求的最终行动期限从 2026-04-30 推迟至 2026 年 6 月底，承诺以 “快速、高效、法律上经得起检验” 的方式回应 ANOPR；已审阅超 3,500 页评论
2026-05 (上旬)	NERC 发布 Level 3 Alert (大型计算负荷)	继 2025 年 1 月 Level 2 Alert 后升级警示，聚焦大型计算负荷对负荷预测与系统规划的挑战；3 月 18 日标准委员会已任命计算负荷标准起草组；FERC 在 6 月命令中引用该 Alert 作为联邦行动依据
2026-05-18	PJM 提交第二轮共址合规文件	回应 FERC 4 月 16 日命令重新提交；共址机制全面实施预计延至 2027 年 (White & Case 口径)
2026-06-05	FERC 批准 SPP CHILLS (有条件高影响大负荷服务)	为合格大负荷提供非固定、按需 (as-available) 输电服务：最短 1 年、最长 7 年，约束/紧急情况下可被削减——灵活性负荷 (可配储) 换取更快并网的典型机制
2026-06-09	FERC 接受 PJM 快速并网通道 (Expedited Interconnection Track, EIT)	为发电机组建立加速并网研究流程，缩短共址电源侧并网周期
2026-06-18	FERC 对六大 RTO/ISO 发出 FPA §206 show-cause 命令 (EL26-67~72)	未出台全国统一最终规则，改为向 PJM、MISO、SPP、CAISO、ISO-NE、NYISO 逐一发出定制化 show-cause 命令：初步认定各家电价对大负荷并网 “不公正不合理”；五大改革方向——① 高效输电服务申请与研究流程 (含替代性输电技术)；② 成本透明与防成本转移；③ 共址与表后发电规则；④ 面向灵活性大负荷的新型输电服务；⑤ 服务电气邻近大负荷的发电研究流程。五大委员全部附议。RM26-4 案卷保持开放，保留后续统一行动空间
2026-06-18	FERC 就 PJM 共址案发布复审与合规命令 (EL25-49-002, 195 FERC ¶61, 209)	与六份 show-cause 命令同日发布，处理 PJM 共址案的复审、澄清与合规；实施通过 ER26-1479 案卷推进
2026-07-20	六大 RTO 提交发电充裕性信息报告	各 RTO 按 show-cause 命令要求 (30 天内) 说明如何保障新增大负荷与存量负荷的发电充裕性

资料来源：Mayer Brown, Nixon Peabody, interconnection queue, Charged Up, Buchalter, POWER Magazine, Purchaser Brief, Server Country, JD Supra, FERC, Holland & Knight, Grid Flexibility, 国投证券证券研究所

联邦政策层正经历罕见的“加速干预”周期，DOE 援引《能源部组织法》§ 403 权力推动 FERC 改革大型负荷并网规则。2025 年 10 月 23 日，能源部长 Chris Wright 向 FERC 发出正式信函并附完整 ANOPR 草案，要求就 20MW 以上直连输电系统的大型负荷制定标准化并网规则，提出 14 项规划原则，核心逻辑在于：同意被削减的灵活性负荷可走快速研究通道、共址发电+储能+负荷的混合设施联合研究、负荷方承担 100% 网络升级成本，以此压缩并网周期、减少输电升级需求。信函要求 FERC 于 2026 年 4 月 30 日前采取最终行动，大负荷并网已成为联邦监管的重要议题。

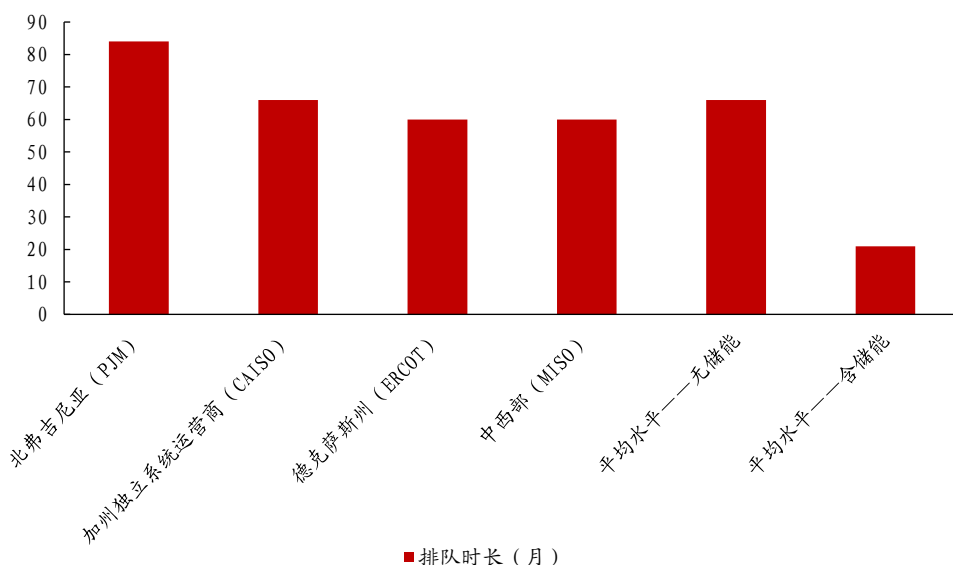
政策落地路径由“全国统一规则”转向“逐区定制整改”。FERC 于 2026 年 4 月 16 日发布 Order Regarding Intent to Act，将最终行动期限推迟至 6 月底；6 月 18 日未出台统一最终规则，转而依据《联邦电力法》§ 206 向 PJM、MISO、SPP、CAISO、ISO-NE、NYISO 六大 RTO/ISO 逐一发出 show-cause 命令 (EL26-67~72)，初步认定各家电价对大负荷并网“不公正不合理”，并给出五大改革方向——高效研究流程、成本透明防转移、共址与表后发电规则、面向灵活性负荷的新型输电服务、邻近发电研究流程，RM26-4 案卷保持开放以保留后续统一行动空间。各 RTO 已于 7 月 20 日提交发电充裕性报告，8 月 17 日关税答复截止 (可申请 90 天中止延至 11 月 15 日)，2026 年下半年将进入各区域关税修订的密集落地期。

区域机制先行先试，灵活性负荷换取快速并网的制度通道已经打通。FERC 于 2025 年 12 月 18 日命令 PJM 为共址大型负荷设立三种新输电服务——临时非固定服务、固定合同需求服务和

非固定合同需求服务，共址负荷仅按实际电网依赖程度支付输电费，储能及自备电源的降本价值显性化；SPP 率先获批 HILL 高影响大负荷联合研究框架（2026 年 1 月）与 CHILLS 非固定大负荷服务（2026 年 6 月，1-7 年期、紧急情况下可削减）；PJM 快速并网通道（EIT）亦获接受。

数据中心并网与电网的深层矛盾在于时间维度的结构性错配——数据中心 2-3 年建设周期与电网扩容 5-10 年周期之间存在难以调和的鸿沟。BCG 分析指出，典型绿地数据中心开发周期为 2-3 年，而相关并网研究和基础设施升级通常需要 4-8 年；Hanwha Data Centers 进一步强调，数据中心通常需在 18-36 个月内建成投运，但各主要 ISO 并网审批普遍拉长至 5-7 年，北弗吉尼亚最长 7 年。在此背景下，共址发电+储能+可削减负荷的混合配置成为跨越时间鸿沟的现实路径，亦是本轮联邦与区域规则改革的共同政策取向。

图23. 储能可以加速数据中心并网



资料来源：Verse，国投证券证券研究所

储能因速度而非成本成为刚需。电网基建周期错配与 AIDC 建设周期之间的鸿沟，意味着储能的评估框架发生了根本性变化。在传统框架下，储能投资通过 NPV/LCOE 与电网电价对比来评估；在新框架下，储能的核心价值在于避免的延迟成本——即数据中心因无法按期投运而损失的收入。

以 100MW AIDC 为例，按行业基准租赁费率 180 美元/kw·月（STL Partners 测算口径）计算，每延迟一天投产意味着约 60 万美元的直接收入损失，一年延迟即逾 2.19 亿美元。与这一数字相比，BESS 投资在时间维度上具有压倒性优势——其 6-18 个月的部署周期可将项目 IRR 从延迟 6 个月后的 8.8%拉回至按时交付的 17.1%水平。换言之，储能不再是对电网电价的套利工具，而是 AIDC 项目按时达产的风险对冲手段。

2026 年 3 月 5 日，“算电协同”首次被写入《政府工作报告》，与“超大规模智算集群”并列为新基建工程，标志着算力与电力系统的深度融合正式上升至国家战略层面。这一政策跃迁并非孤立事件，而是中国自 2021 年“东数西算”工程启动以来，在数据中心绿色化、新能源消纳、储能配套三个维度上持续迭代的制度成果。

图24. 算力电力进入深度协同阶段



资料来源：国投证券证券研究所

国家能源局 2026 年 4 月进一步明确发展目标：“算电协同正处于起步发展阶段，各地区因地制宜结合算力设施特点积极开展算电协同探索，为‘十五五’算电协同的规模化、产业化发展奠定基础。”截至 2026 年 3 月底，全国智能算力总规模已达 188 万 PFLOPS（FP16），其中八大国家枢纽节点占比超过 80%。

图25. 绿电直连架构图



资料来源：西格电力，国投证券证券研究所

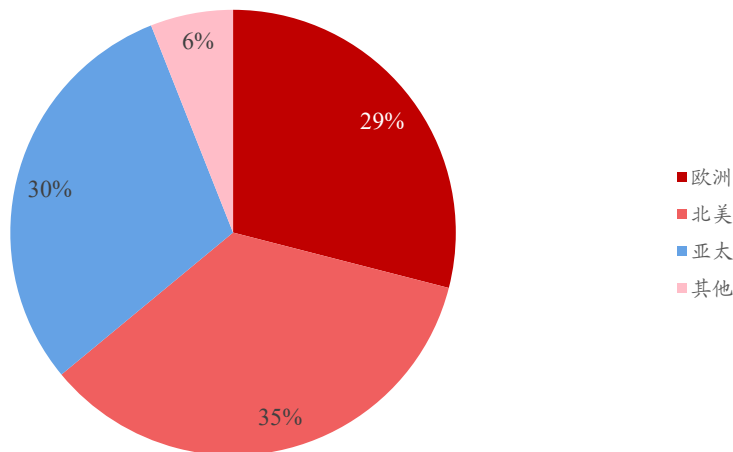
2025 年是绿电直连从政策概念推入落地实操的关键年份。5 月 21 日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号），首次在国家层面系统定义绿电直连模式：风电、太阳能发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电。该文件设定核心准入条件——新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例 2025 年不低于 30%、2030 年起不低于 35%——并明确鼓励项目通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力。

4. 户储：受益政策驱动有望进入景气周期

InfoLink 2025 年数据显示，2025 年全年户储系统出货量达 35.11 GWh（同比+75.55%）。

其中 2025 年欧洲户储市场经历阶段性调整，全年新增装机 9.8 GWh，同比下降 6%，连续两年下滑。这主要受电价回落、补贴政策退坡及 2022-2023 年能源危机期间透支需求的影响。但从全球占比看，欧洲仍占全球户储市场约 29%，仅次于北美（35%）和亚太（30%），是全球户储三大核心市场之一。

图26. 全球户储市场集中于欧美和亚太



资料来源: fortune business insights, 国投证券证券研究所

政策+VPP 完善+动态电价有望成为欧洲户储需求重要推手。

德国：太阳能峰值法通过 60%输出限制倒逼储能安装。2025 年 2 月 25 日生效的该法案要求 ≥ 7 kWp 系统安装智能计量系统，2—100 kWp 系统在无智能控制时只能以最高 60%功率向电网输出，南向无储能系统的收入损失可达 9%，储能的削峰填谷经济价值持续强化。

Conto Termico 3.0 是意大利首个国家级光储直接补贴，2025 年 12 月 25 日生效的该计划覆盖户用储能系统，最高补贴比例 65%（公共建筑在小城镇可达 100%），关键设计是必须配合热泵替换燃气供暖系统方可申请。

净计量 SSP 终止从根本上削弱卖电经济性，推动储能向自用优化驱动转型。Scambio sul Posto (SSP) 是欧洲最优惠的净计量机制之一。

自 2025 年 1 月 1 日起，运行满 15 年的 SSP 协议到期后不可续签；2025 年 5 月 29 日起，新并网系统不再接入 SSP，只能申请按市场价格回购的 Ritiro Dedicato。

英国 0% VAT 是所有户用电池储能系统（含独立安装和改造）最重要的激励，有效期至 2027 年 3 月 31 日。自 2024 年 2 月 1 日起实施，典型 5 kWh 系统可节省约£700—£1000。2027 年 4 月后税率将恢复至 5%（仍低于标准 20%）。

表11：欧洲户储支持政策密集

国家	直接补贴	税收抵扣/VAT 减免	上网电价/净计量	特殊机制
德国	无联邦直接补贴；州级碎片化（柏林 €500—€4,750，BW €300/kWh）	0% VAT（至 2027 年，自动适用）	EEG 部分并网 7.78 ct/kWh（20 年锁定）；2027 年拟改 CfD	Solarspitzenegesetz 60%输出限制倒逼储能
意大利	Conto Termico 3.0 最高 65%（€9 亿/年，须配热泵）	50% Ecobonus；10% VAT	SSP 净计量 2025 年终止；转 Ritiro Dedicato	激励叠加可达 70—80%成本回收
英国	Warm Homes Grant 最高 £15,000（低收入）	0% VAT 至 2027 年 3 月（独立/改造均适用）	SEG 最高 25p/kWh（Good Energy）	EC04 不直接覆盖储能
奥地利	€200/kWh CAPEX（预算大幅削减）	VAT 0%已于 2025 年 4 月取消（恢复 20%）	无	过渡税 3 EUR/MWh（低于其他电源 4 EUR/MWh）
法国	€500—1,500 MaPrimeRénov'	10% VAT（纯储能安装）	自耗光伏 €0.09—0.43/W	配套率 15—35%（较低）
西班牙	区域级已到期	RDL 7/2026：10—20%所得税抵扣；集体自耗扩至 5km	无传统净计量	2025 年大停电后装机+119%

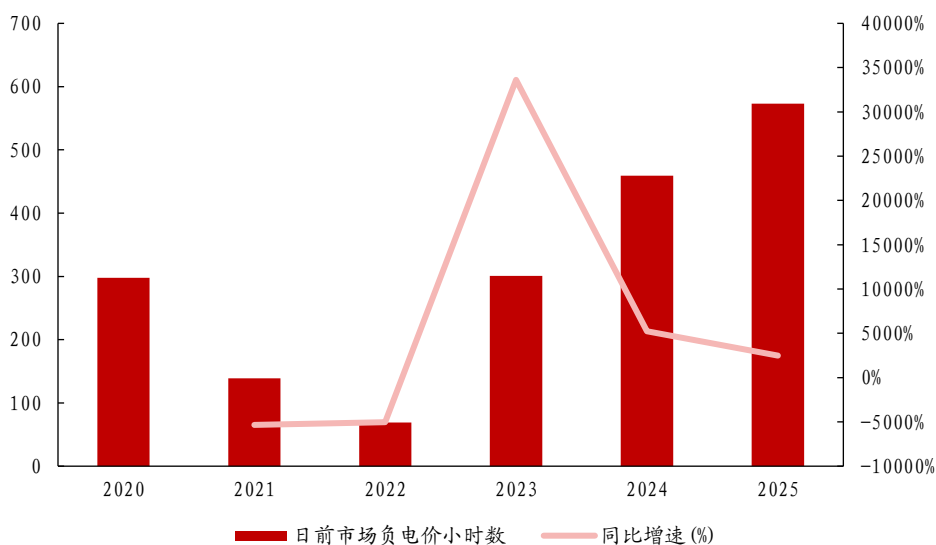
表11：欧洲户储支持政策密集

国家	直接补贴	税收抵扣/VAT 减免	上网电价/净计量	特殊机制
瑞典	无	Grön Teknik: 50%所得税抵扣 (上限€4,400/年)	无	FCR 市场参与 (家庭储能获利)
瑞士	联邦 EIV 最高 30%; 州+市叠加	收入税抵扣	无	苏黎世市 CHF 4,400 基础补贴
荷兰	无联邦直接补贴	无	Saldering 逐步退出(2026—2030 年 缩减)	EIA 企业 40%利润抵扣
比利时	Flanders €850 ; Brussels 20—40% (上限€5,000)	联邦 15% (逐步减少)	Wallonia 零售价电价净计量	三大区域政策完全分离

资料来源: surge pv, photovoltaik, adac, iea, enel, bloo power, solar energy uk, 英国节能信托, solar power europe, pv know how, battlink, index box, im solar, ess news, pv magazine, pv europe, intercel, green energy resolutions, belga 通讯社, 国投证券证券研究所

动态电价使储能系统的价值主张，从简单的节省电费升级为全天候套利+能源自主+灵活性服务的多维价值。欧盟动态电价供应商从 2022 年的约 200 家增至 2025 年的 830+家，增长超过 4 倍。截至 2025 年，欧盟有 830 多家供应商提供动态电价合约。德国自 2025 年 1 月起已强制要求所有电力供应商提供动态电价合约。动态电价正从北欧快速向中欧和南欧扩展。动态电价在居民侧的引入进一步丰富了户储的创收来源，户用储能装机有望摆脱对户用光伏的单纯依赖。

图27. 德国负电价时间小时数持续提升

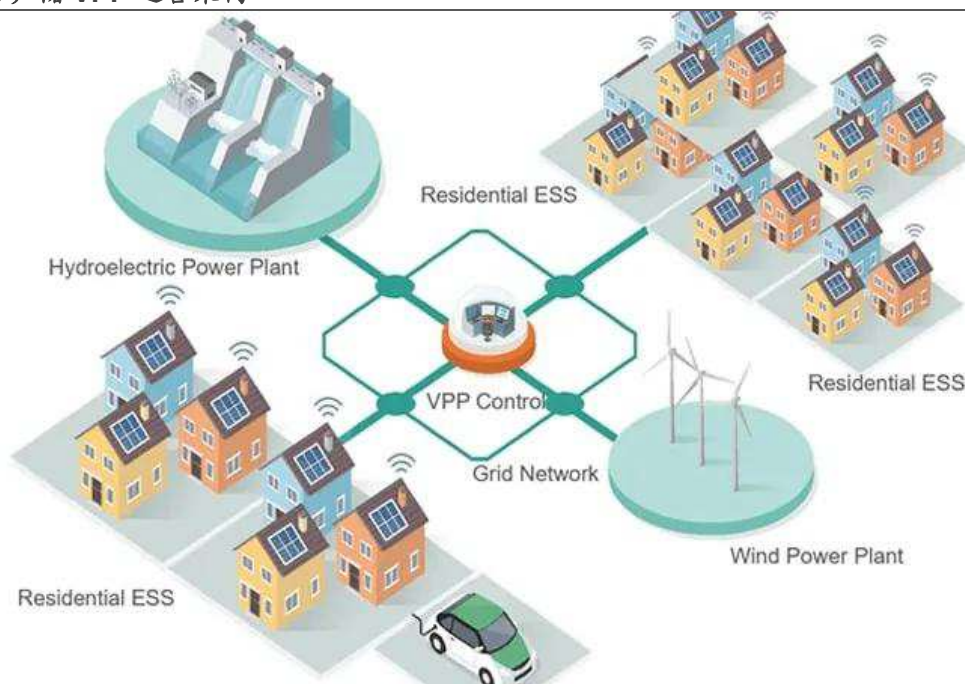


资料来源: fortune business insights., 国投证券证券研究所

动态电价普及创造了独立于光伏的新收入模式。负电价已从偶发市场异常演变为可再生能源高渗透率系统的结构性特征，2024 年德国日前市场出现 457 小时负电价，较 2022 年增长 562%，2025 年更进一步达到 573 小时，储能的纯电网套利模式从理论走向实践，为户用储能增长提供了内生动力。

VPP 服务收入是欧洲户储的增量收入来源。以 sonnen 为例，sonnen 的虚拟电厂为德国输电网提供容量，用于补偿电网频率波动（频率控制储备）或参与电力交易所的交易，客户可以通过 sonnen Flat 能源合同享受这些服务，并获得虚拟电厂的部分利润。

图28. 户储 VPP 运营架构



资料来源：CFGE 官网，国投证券证券研究所

储能产品的 VPP 兼容性将比硬件参数更重要。当前 Sonnen 通过专有 VPP 网络实现了最高程度的集成，但其封闭性也限制了规模扩张。中国品牌普遍采用开放接口+第三方 VPP 对接的策略，虽然在深度上不如 Sonnen，但在灵活性和规模上具有优势。

日本 ZEH 强制令代表从补贴驱动到标准强制的范式跃迁，是全球首个将户用储能写入国家住宅性能认证标准。日本经济产业省（METI）的户用储能补贴提供 DR 补助金（SII 执行）：3.7 万日元/kWh、上限 60 万日元/申请（已于 2026-05-29 结束新申请），东京都额外提供最高 120 万日元地方补贴。2025 年 9 月 METI 将户用储能纳入 GX ZEH 标准，2027 年 4 月起要求新建独栋住宅安装≥5 kWh 储能电池和 HEMS 系统，同时要求隔热等级从 5 级提升至 6 级，一次能源削减率从 20%统一提高至 35%以上。

InfoLink 2025 年数据显示，全球户用储能市占率前五名为 Tesla、华为、BYD、阳光电源和思格新能源。

欧洲市场中国品牌集中度更高，已成为中国品牌全面主导的典型样本。Wood Mackenzie 数据显示，中国品牌在欧洲户用储能安装份额从 2022 年的 68%跃升至 2024 年的 80%，欧洲本土品牌份额同期从 23%下滑至 12%。2024 年前五大供应商全部来自中国，没有任何一家欧洲公司的市场份额超过 3%。这一格局的形成有结构性原因：欧洲 24,000+家安装商的高度碎片化，使任何单一品牌都无法通过渠道锁定实现市场主导，反而为中国品牌通过分销商渗透模式提供土壤。

相较于欧洲市场，美国市场竞争格局更为集中，Tesla 以 Powerwall 系列占据约 59%市场份额，Enphase 位居第二，两者合计控制约 84%市场。美国户储销售高度依赖光伏安装商（Installer）渠道，而非直销或电商。头部安装商（如 Sunrun、SunPower、Tesla Energy）掌握终端客户入口，倾向于与少数具备全栈服务能力的品牌深度绑定，Tesla 通过 Solar Roof + Powerwall + 自研逆变器的“光储充”一体化方案，绑定全美最大的安装商网络，形成渠道独占。

亚太市场呈多元竞争态势，中国品牌在澳洲占优，日本由本土品牌主导。日本市场由 Panasonic 和 Kyocera 等本土品牌主导，2027 年 ZEH 强制令将创造结构性增长。澳大利亚市场中国品牌占据超 70%份额，AlphaESS、BYD、Sungrow、Sigenenergy 等品牌表现突出。

5. 投资建议

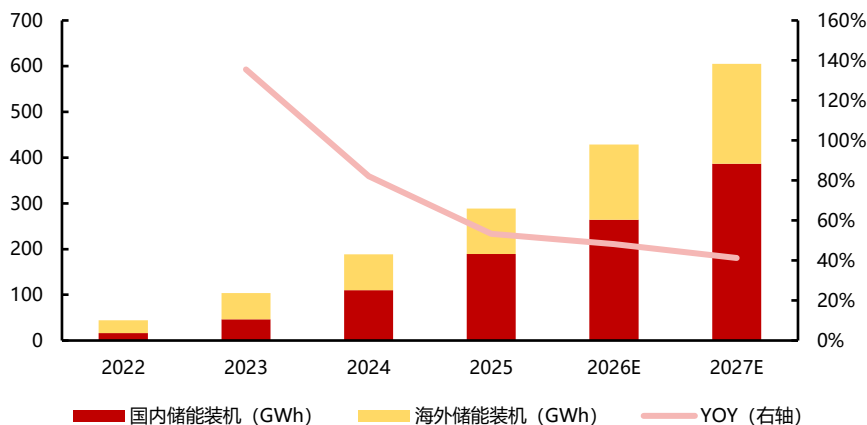
国内大储受益模式逐步清晰，储能有望迎来高质量发展阶段。136 号文叫停强制配储，储能全面转向市场化发展。114 号文建立容量电价机制，为储能收益提供托底，储能收益转向多元市场收益堆叠，从单纯的成本项目转变为收益项目，储能市场有望向高质量、长时化方向发展。

欧洲和新兴市场有望成为海外需求增长的重要驱动。欧洲可再生能源渗透率攀升至 47.7%，负电价小时数创历史新高，储能装机必要性大幅提升。EMDR 确立储能核心市场地位，西班牙、意大利等国推出大规模支持计划，欧洲储能装机预计保持高速增长。新兴市场储能需求跨越发展，沙特、智利、菲律宾等国对海外厂商参与本地市场政策限制较少，中国储能企业享有战略窗口期。

AIDC 有望成为储能需求增长新动能。AIDC 功率波动幅度远高于传统数据中心，从“稳态负载”跃迁至“脉冲负载”，毫秒-小时级多维度储能需求显著增长。美国电网互联队列积压达历史峰值，数据中心 2-3 年建设周期与电网 5-10 年扩容周期错配，储能因速度而非成本成为刚需。“算电协同”首次写入政府工作报告，标志算力与电力系统融合上升至国家战略，绿电直连有望推动储能需求增长。

全球户储市场景气延续，政策+动态电价+VPP 多维驱动欧洲需求复苏。2025 年全球户储系统出货量达 35.11 GWh（同比+75.55%），欧洲以 29% 全球占比保持三大核心市场之一地位。欧洲户储政策密度全球最高，政策组合拳持续强化安装经济性。动态电价供应商持续增加，负电价从偶发异常演变为结构性特征，户用储能创造独立于光伏的电网套利收入；VPP 聚合服务提供灵活性收益，储能价值主张从“省电费”升级为“全天候套利+灵活性服务”。新兴市场依托政策支持和经济性有望加速，中国厂商依托成本和渠道优势有望复制在欧洲市场份额优势。我们预计 2026 年全球储能装机超过 400GWh。国内大储受益模式逐步清晰，储能有望迎来高质量发展阶段，海外 AIDC 有望成为储能需求增长新动能，政策+动态电价+VPP 多维驱动下户储有望进入景气周期，预计 2026 年全球储能装机 428GWh，同比增长超过 40%。

图29. 2026 年预计全球储能装机超过 400GWh



资料来源：cnesa, eesa, EVTank, 国家能源局, 国投证券证券研究所

投资建议：锂电池有望受益储能需求增长，出货持续高增，推荐全球锂电池龙头宁德时代，大储及 AIDC 储能环节，建议关注集成商领域国内龙头海博思创以及海外渠道占优的阳光电源和阿特斯，用户侧储能环节建议关注固德威，锦浪科技，德业股份，艾罗能源，盛弘股份，科士达。

6. 风险提示

政策效果不及预期：政策引领行业变革，若政策效果不及预期，则行业格局将难以达到预期状态。

下游需求不及预期：下游需求是产业链增长的支撑，若下游需求减弱，则整个产业链的盈利将受到影响。

原材料价格持续上行：原材料价格持续上行将增加中游成本，挤压下游利润，从而影响整体行业需求。

宏观经济波动：若宏观经济波动较大，终端需求大幅下滑，将影响下游需求，整体行业面临业绩下滑的风险。

行业政策变化：若产业政策变动较大，政策支持力度下降，则行业规模增速变缓，将直接影响行业内企业业绩。

目 行业评级体系

收益评级：

领先大市 —— 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%及以上；

同步大市 —— 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%；

落后大市 —— 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%及以上；

风险评级：

A —— 正常风险，未来 6 个月的投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动；

B —— 较高风险，未来 6 个月的投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动；

目 分析师声明

本报告署名分析师声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

目 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

国投证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

目 免责声明

本报告仅供国投证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息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。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。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，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。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“国投证券股份有限公司证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

国投证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

国投证券证券研究所

深圳市

地 址： 深圳市福田区福华一路 119 号安信金融大厦 33 层

邮 编： 518046

上海市

地 址： 上海市虹口区杨树浦路 168 号国投大厦 28 层

邮 编： 200082

北京市

地 址： 北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮 编： 100034