

国内储能转变为 IRR 驱动，贝塔方兴未艾

优于大势

上次评级:优于大势

报告摘要:

近期独立储能需求爆发论证了中国储能行业增长转变为经济性驱动，本轮需求可以持续的底层逻辑在于容量电价机制逐步完善+潜在调峰潜力大+现货市场/辅助服务市场的放开按梯度进行。

(1) 根据 CNESA 数据，2025 年上半年，我国新增投运新型储能项目装机规模 23.03GW/56.12GWH，同比+68%，我们测算我国存量新能源装机配储比例仅 4%左右，潜在配储空间极大，参考美国（PPA+容量市场+辅助服务市场高度发达）新能源配储比例达到 40-50%；

(2) 取消强制配储后内蒙古等省份引入容量补偿机制，蒙西/新疆/河北/陕西 IRR 较高，目前收益率比较好的省份主要是第一批现货市场成熟的省份，伴随现货市场开放，各省份独立储能装机潜力阶段性释放，独立储能装机大幅增长，我们测算 2025/2026/2027 年国内新增储能装机分别为 150.9/204.4/287.0GWH，分别同比+40.4%/36.8%/40.0%，大型储能行业维持高增速，当前仍处于新周期起点。

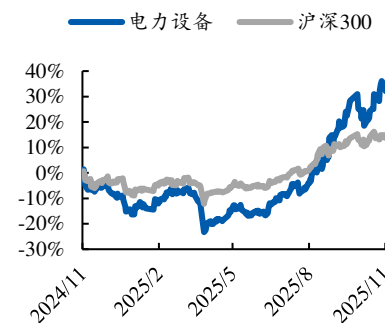
(3) 我国电力系统调峰资源稀缺，在确保电力系统不存在调峰缺口背景下，我们测算 2030 年我国累计电化学储能装机需达到 TWH 级别，2025-2030CAGR 达到 30%+。电力系统的总体调峰需求取决于负荷峰谷价差+风电为核心的不稳定出力+系统应急情况下旋转备用等，调峰资源包括：煤电低负荷调峰、水电低负荷调峰和启停调峰、燃气低负荷调峰、煤电深度调峰(50%Pn 以下的出力调整)、煤电启停调峰、抽水蓄能、需求侧响应、电化学储能等。

(4) 储能行业底层逻辑从量驱动切换为 IRR 驱动，储能系统本身性能更为重要，行业有望改变恶性竞争的局面，量价回升。此前强制配储阶段，储能市场核心在于“量”，储能只是为了满足政策硬性的配储时长要求，实际的应用小时数较低。电力市场化交易后，储能系统的衰减/充放电深度/调频能力直接关系到业主的经济性，储能市场转化为市场驱动后，价格有望迎来恢复，根据 CNESA 统计，独立储能均价略高于可再生能源储能中标均价。

海外市场爆发进行时。(1) 美国市场 2025 年底之前开工项目不受补贴退坡以及 OBBB 新条款影响，因此 2025 年美国大储业主积极开工&抢装，预计美国 2025 年大储装机有望达到 50-60GWH，同比+35%；(2) 中东 2025 年合计落标项目预计达到 22-23GWH，中东业主注重厂商品牌效应，格局集中；(3) 欧洲市场延续爆发趋势，根据 Solarpower europe 测算，2024/2025E/2026E 欧洲储能新增装机分别为 29.7/41.9/68.0GWH，同比+35.6%/41.1%/62.3%。

风险提示：需求/价格风险；行业测算假设&盈利&估值不及预期风险

历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	6%	38%	32%
相对收益	5%	26%	18%

行业数据

成分股数量 (只)	363
总市值 (亿)	82540
流通市值 (亿)	43848
市盈率 (倍)	93
市净率 (倍)	3
成分股总营收 (亿)	18354
成分股总净利润 (亿)	1145
成分股资产负债率 (%)	58

相关报告

《AIDC 供电新方案，SST 固态变压器空间广阔》

--20251016

《固态电池系列深度一：产业化浪潮将至，设备领域布局正当时》

--20250827

《终极能源解决方案，产业化进展加速》

--20250807

证券分析师：韩金星

执业证书编号：S0550521120001

hanjc@nesc.cn

目录

1.	后 136 号文时代，国内独立储能进入爆发周期.....	4
1.1.	独立储能收入=容量补偿+峰谷套利+辅助服务等.....	4
1.2.	136 号文后，行业底层逻辑从强制配储演化为市场化驱动.....	6
2.	潜在调峰空间广+现货/辅助市场有序打开，国内需求持续.....	8
2.1.	存量风电光伏项目配储空间巨大.....	8
2.2.	调峰调频市场空间广阔.....	9
2.3.	部分峰谷价差优越省份现货市场正逐步放开.....	13
2.4.	国内储能市场有望维持 30-40%增速.....	15
3.	国内市场格局向好.....	18
4.	海外市场方兴未艾，机遇与挑战并存.....	21
4.1.	美国市场存在一定关税风险，但需求确定.....	21
4.2.	中东市场维持高增速.....	23
4.3.	欧洲——高毛利优质市场进入爆发期.....	25
5.	风险提示.....	28

图表目录

图 1：独立储能盈利模式汇总.....	4
图 2：2018-2025H1 各类储能装机占比.....	5
图 3：各省容量电价机制汇总.....	6
图 4：各省独立储能 IRR 测算.....	6
图 5：2020-2024 年各类型电化学储能新增装机情况（MW）.....	7
图 6：2024/2025 年我国各季度新型储能新增装机情况（GWH）.....	7
图 7：各省风光装机累计情况（单位：GW，截至 2025H1）.....	8
图 8：美国大型储能项目用途分类（2024 年）.....	9
图 9：2025 年 9 月国内各省储能招标情况汇总.....	9
图 10：火电调频现状与问题.....	10
图 11：火电联合储能调频策略.....	10
图 12：储能与火电调频能力对比.....	11
图 13：不含风电系统调峰平衡示意图.....	11
图 14：含风电系统调峰平衡示意图.....	11
图 15：电化学储能调峰需求测算（GW）.....	12
图 16：各省独立储能容量/调峰/调频机制梳理.....	13
图 17：各省电力现货市场交易进程梳理.....	14
图 18：2025 年 7 月各省峰谷价差情况（元/kwh）.....	14
图 19：各省储能爆发潜力评判.....	16
图 20：我国新增源网侧储能装机测算（GWH）.....	17
图 21：各省存量储能装机&潜在渗透空间测算.....	17
图 22：2024 年 1 月-2025 年 6 月 2h 储能 epc/储能系统中标均价走势图（元/wh）.....	18
图 23：2025H1 独立储能中标均价情况.....	19
图 24：某省份对电网备案独立储能项目具体参数细节要求.....	19
图 25：产业基金+储能设备合作.....	20
图 26：海博思创与中信银行&中信金租建立合作.....	20
图 27：美国大储参与电力市场的形式丰富.....	21
图 28：美国 IRA 法案原版补贴与 OBBBA 正式版本对比.....	22
图 29：外国实体分类及定义.....	22

图 30: 2023-2026F 美国光伏与储能安装量 (GW)	23
图 31: 中东储能项目梳理 (不完全)	24
图 32: 中东储能项目中标情况梳理	24
图 33: 沙特储能项目对于招标方要求	25
图 34: 德国负电价	25
图 37: 欧洲储能新增装机预测及 yoy (GWH)	27

1. 后 136 号文时代，国内独立储能进入爆发周期

1.1. 独立储能收入=容量补偿+峰谷套利+辅助服务等

独立储能进入发展快车道。独立储能是指独立于电源侧(如风光电站)和用户侧(如工商业、居民)，以独立市场主体身份接入电网的储能项目。作为一种融合技术创新与商业模式创新的储能解决方案，由第三方投资建设共享储能电站，多个新能源电站或用户共同使用，无需各自建设独立的储能设施，大大降低了发电企业及用户的初始投资成本。这种模式打破了传统储能设施与发电机组间单一固化的服务模式，构建一种“一对多”的全新商业化服务框架，加强了电网侧、电源侧以及用户侧分散的资源连接。近年来，在大储市场从强制配储向独立储能转向以及容量租赁市场化脚步加快的背景下，独立储能进入快速发展轨道。

独立储能项目的收益模式主要包括容量租赁/峰谷套利/辅助服务/容量电价补偿：容量租赁是由第三方或者厂商投资、运维，并作为出租方将储能系统的功率和容量以商品形式租赁给目标用户的一种商业运营模式，秉承“谁受益、谁付费”的原则向承租方收取租金。

- ✓ **峰谷套利：**在电力现货交易市场比较完善的地区，独立储能可以参与电力现货市场，利用电力市场的峰谷价差进行套利。在电力现货市场运行成熟的地区（如山东、山西、广东），储能电站利用日内电价波动，在低谷时段（如深夜）低价充电，在高峰时段（如傍晚）高价放电，赚取差价，随着现货市场价差的拉大，此部分收益潜力巨大。 $\text{收益}=\text{放电电量 (MWH)} \times \text{高峰电价}-\text{充电电量 (MWH)} \times \text{低谷电价}$ 。
- ✓ **电力辅助服务：**储能电站接受电网调度，为电网提供有偿辅助（调峰、调频），以获取相应收益，在电网负荷高峰是放电，获取调峰补偿。储能的毫秒级响应速度使其在调频服务中具备天然优势。通过参与区域电网的 AGC（自动发电控制）调频市场，储能可按调频里程性能获得补偿，其收益能力远高于传统火电机组。性能优异的储能项目在调频市场可获得可观回报。
- ✓ **容量电价：**容量补偿是管理机构为储能项目提供的补贴，作为项目收益的“保底”手段。山东启动现货市场试运行后，参照火电标准给予电化学储能容量电价。储能与备用火电在系统中的作用类似，利用小时有很大的不确定性，仅靠电量电价难以维持经济性，因此需要容量电价予以“兜底”。

图 1：独立储能盈利模式汇总

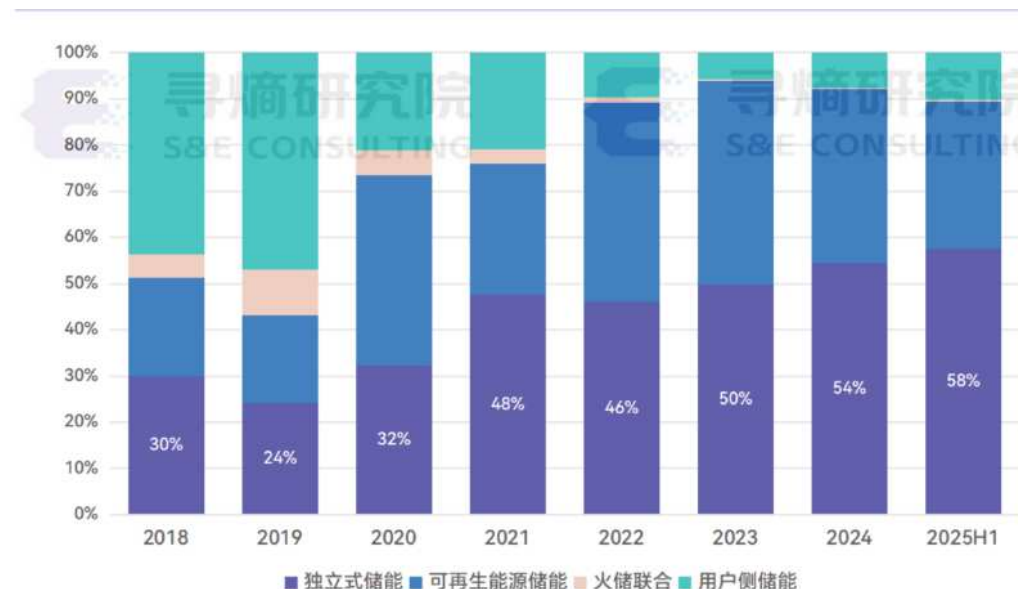
盈利模式	核心驱动因素	收益潜力与结构	主要风险	相关政策依据
峰谷价差套利	行政设定的分时电价价差	中等、可预测	风险、价差缩小	各省市分时电价政策
现货市场套利	实时市场价格波动	高、波动性大	不准、价格崩溃风险	电力现货市场交易规则
调频辅助服务	电网频率稳定需求	基于性能的高价值补偿	性能考核不达标、市场竞争加剧	电力辅助服务市场规则
容量租赁	新能源强制配储要求	稳定、长期的合同收入	承租方违约风险、租赁市场饱和	独立/共享储能政策
容量补偿	系统备用容量需求	稳定的“保底”收入	补偿标准下调或政策取消风险	电网侧储能价格机制

数据来源：奇点能源说、东北证券

136 号文发布前，储能行业发展的底层逻辑为新能源强制配储。2024 年及以前年份，接近 50% 的新增储能装机为新能源强制配储项目，独立储能核心收益来源是为新能源项目的容量租赁。

136 号文取消强制配储，容量租赁市场同样受到冲击。2025 年 2 月国家发改委、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》（136 号文），成为行业关键转折点，取消新能源项目强制配储，储能项目从强制政策驱动切换为市场化驱动。

图 2：2018-2025H1 各类储能装机占比



数据来源：寻熵研究院、东北证券

136 号文后，各省引入容量电价机制。136 号文后各省积极引入容量补偿机制以提振储能需求，目前宁夏/山西/甘肃/山东/辽宁/河北/内蒙古/广东/浙江/新疆已经发布容量电价机制征求意见稿。（1）补偿形式基本上为固定容量电价补偿，内蒙古/浙江按单独电补偿，分别为 0.28 元/kwh 和 0.128 元/kwh，其余地区为年化 100-300 元/kw/年补偿；（2）补偿范围为通过政府备案/参与现货市场交易等项目。

2025 年 3 月内蒙古自治区能源局印发的「内蒙古自治区能源局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。提出对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准一年一定，每年九月底前公布次年补偿标准，补偿标准明确后执行时间为 10 年。

图 3：各省容量电价机制汇总

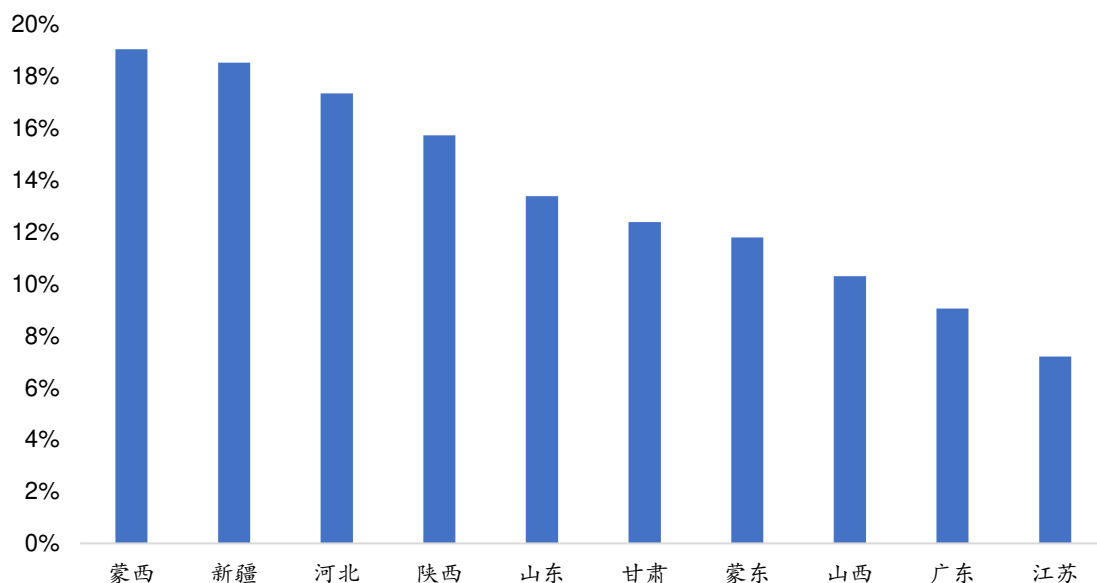
省份	补偿标准
宁夏	固定容量电价，2025 年 10 月至 12 月按 100 元/kw/年，2026 年递增至 165 元/kw/年，容量电费由区内全体工商业用户月度用电量和发电企业外送月度电量按比例分摊。
山西	采用“容量供需系数”调整的容量电价，例如 2024-2025 年标准为 100 元/kw/年（含税）
甘肃	固定容量电价，年度暂定 330 元/kw/年，试运行两年
山东	参与电力现货市场的发电机组：0.0991 元/kwh（含税）
辽宁	固定容量电价，按贡献补偿
河北	年度容量电价标准为 100 元/kw，月度标准按 8.3 元/kw
内蒙古	固定容量电价，按放电量补偿，2025 年 0.28 元/kwh
广东	年度补偿金额为 100 元/kw（含税）
浙江	资金来自历年电力直接交易结余资金，总额 7.15 亿元，2024-2026 年分别按照 200 元/kw/年、180 元/kw/年、170 元/kw/年补偿标准发放。
新疆	固定容量电价，按放电量补偿，2025 年为 0.128 元/kwh，参与调峰辅助服务市场享受电量补偿，不再享受容量电价补偿。

数据来源：奇点能源说、中国储能网、东北证券

1.2. 136 号文后，行业底层逻辑从强制配储演化为市场化驱动

部分省份独立储能项目 IRR 高达 10% 以上。截止 2025M8，电力现货市场较为健全 + 容量补偿/调峰调频机制完善省份独立储能 IRR 高达 10% 以上，经济性凸显。

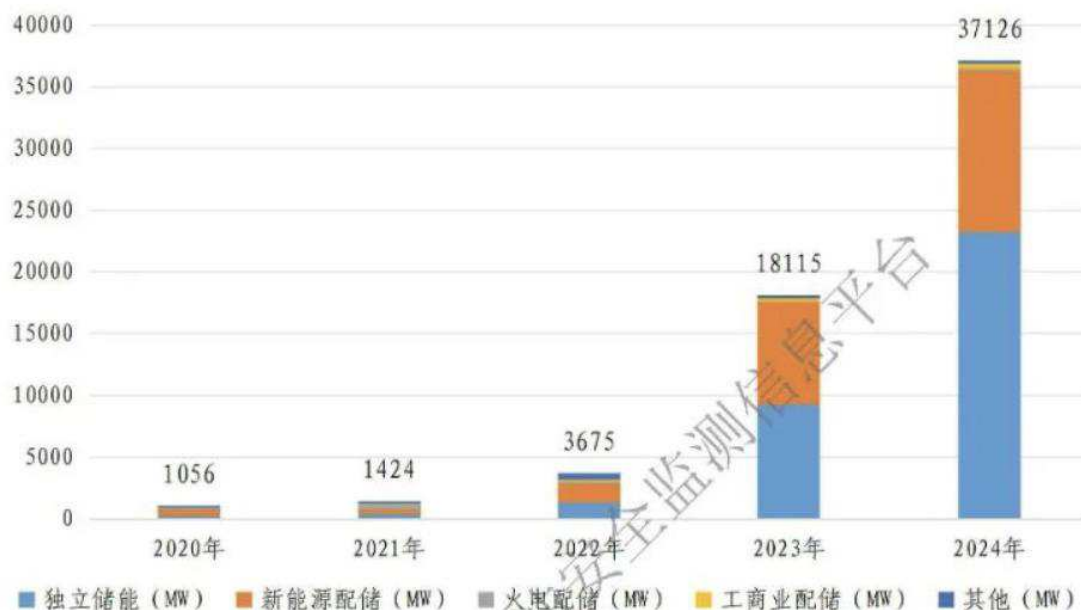
图 4：各省独立储能 IRR 测算



数据来源：中关村储能联盟、各省能源局、东北证券

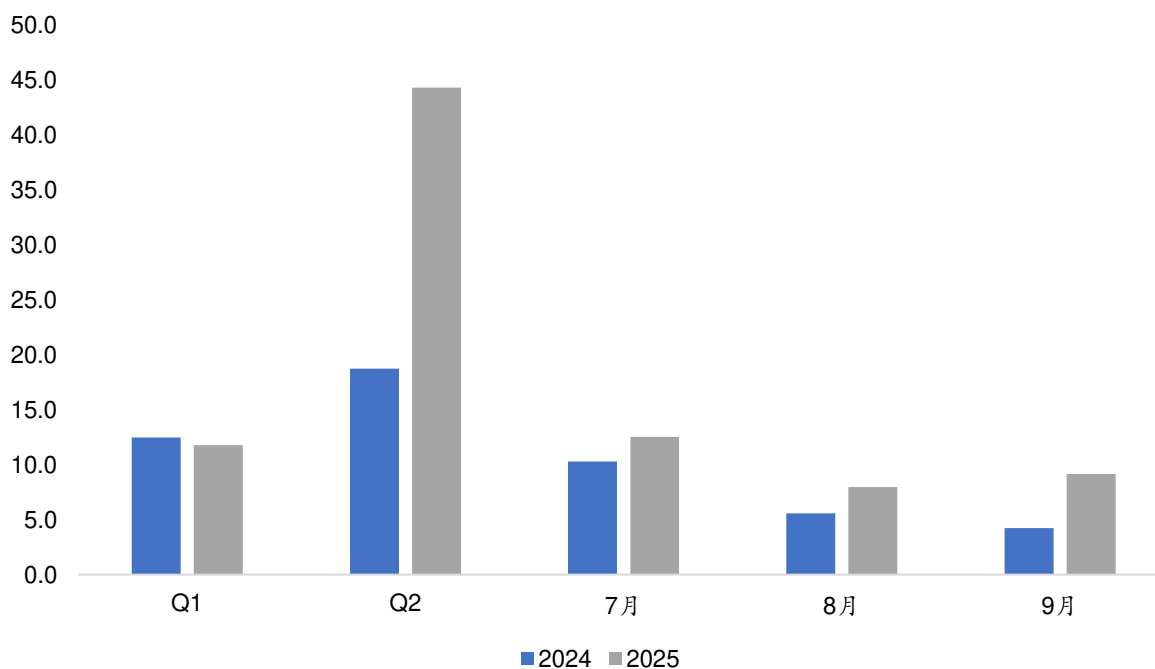
136 号文落地后，中国储能新增装机延续高增长，行业增长底层逻辑从强制配储演化为市场驱动。2024 年独立储能增长相对较快，2024 年新增装机 23.22GW，同比 +150%，占总体装机的 63%，其次为新能源配储；根据 CNESA，2025 年上半年国内储能新增装机 56GWH，同比 +68%，2025H1 国内储能装机高速增长主要系 531 新能源抢装潮的刺激作用，25M8 新增装机 7.97GWH，同比 +43%，2025M8 储能新增装机延续高增长说明 136 号文发布后，市场化发展对储能的正向影响。

图 5：2020-2024 年各类型电化学储能新增装机情况（MW）



数据来源：中电联、东北证券

图 6：2024/2025 年我国各季度新型储能新增装机情况（GWH）



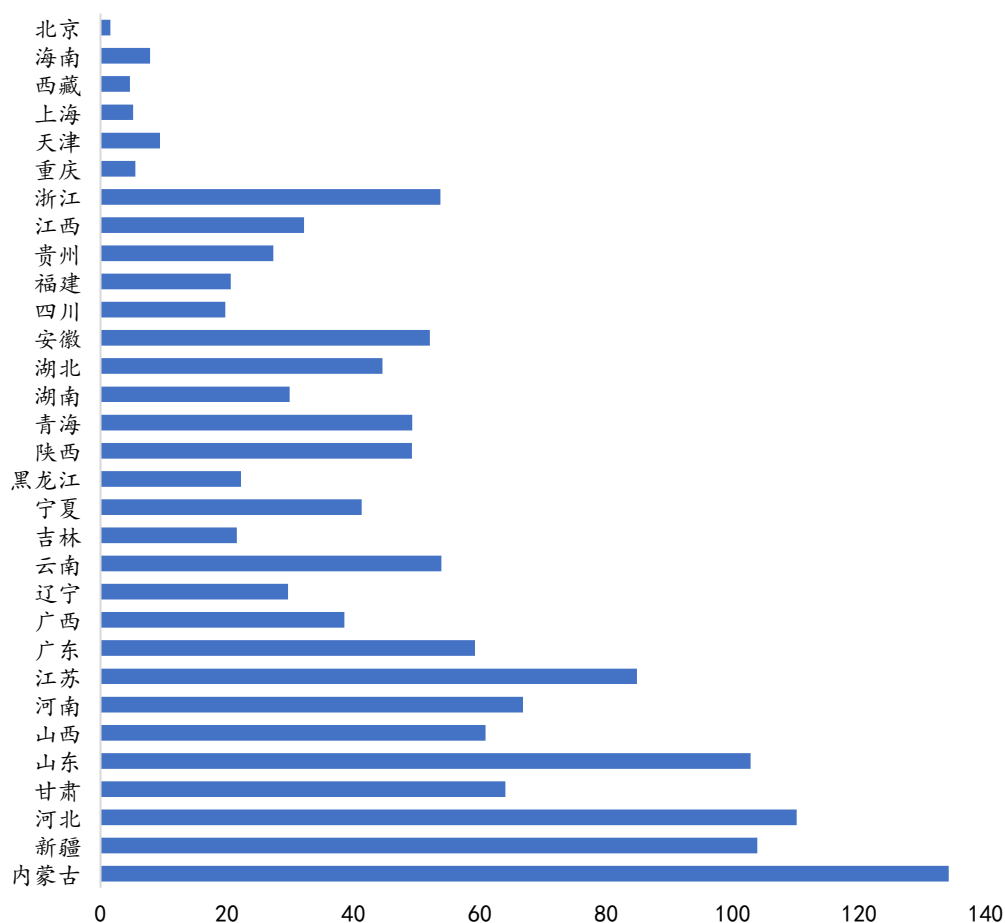
数据来源：CNESA、东北证券

2. 潜在调峰空间广+现货/辅助市场有序打开，国内需求持续

2.1. 存量风电光伏项目配储空间巨大

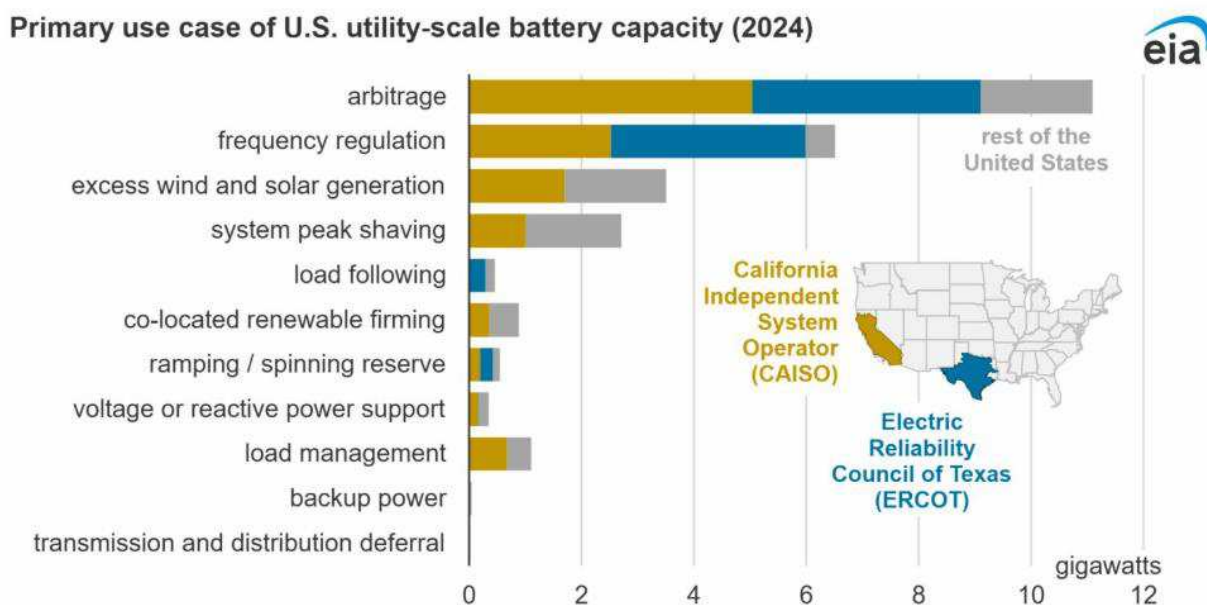
我国存量新能源装机配储比例较低。存量新能源装机决定了该市场潜在的电力系统稳定性，进而间接决定了所在市场峰谷套利/调峰调频等收益的空间，我们测算我国目前存量储能装机占新能源累计装机比例仅为 3-5%，远低于欧美等电力市场高度开放市场，储能潜在拓展空间较大。根据 CNESA 统计，2025 年 1-8 月独立储能新增装机核心省份为内蒙古/新疆/山西/山东，而新能源累计装机规模较大的省份比如河北/甘肃/河南/江苏/广东/广西/云南等储能仍具较大发展空间。

图 7：各省风光装机累计情况（单位：GW，截至 2025H1）



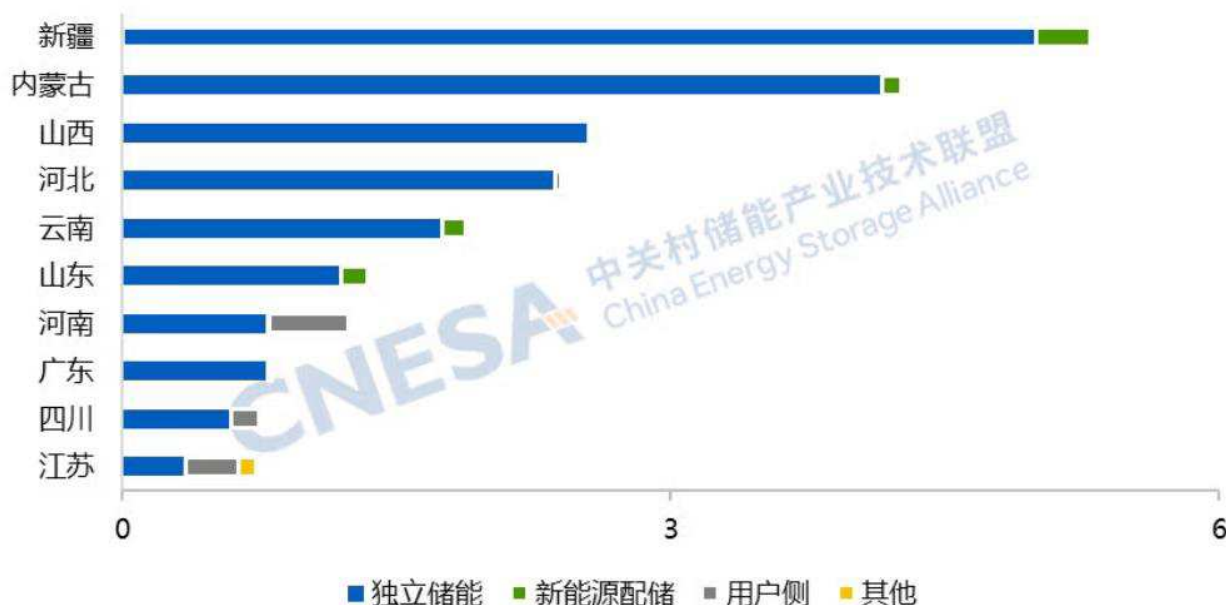
数据来源：中国风电新闻网、国家能源局、东北证券

图 8：美国大型储能项目用途分类（2024 年）



数据来源：US Energy Information Administration、东北证券

图 9：2025 年 9 月国内各省储能招标情况汇总（GWh）



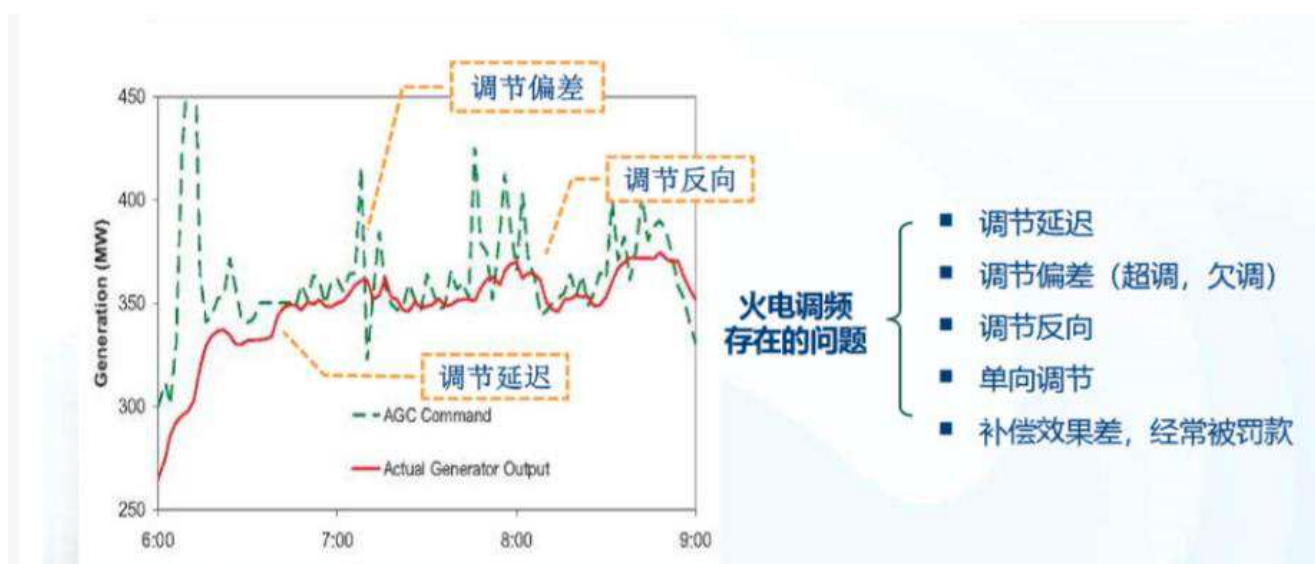
数据来源：CNESA、东北证券

2.2. 调峰调频市场空间广阔

调频主要系维持电网频率稳定，相较火电机组，储能调频响应速度快、精度高、可以双向调节。调频主要是维持电网频率的稳定（比如 50Hz/60Hz），需要储能系统能够快速充放电以应对短时间（秒级或者是分钟级的功率供需失衡），当电力系统频率偏离目标频率时，通过调速系统、自动功率控制等方式调整有功出力，以减少频率偏差，一次调频是指当系统频率偏离标准值时，利用发电机组调速器作用，按照系

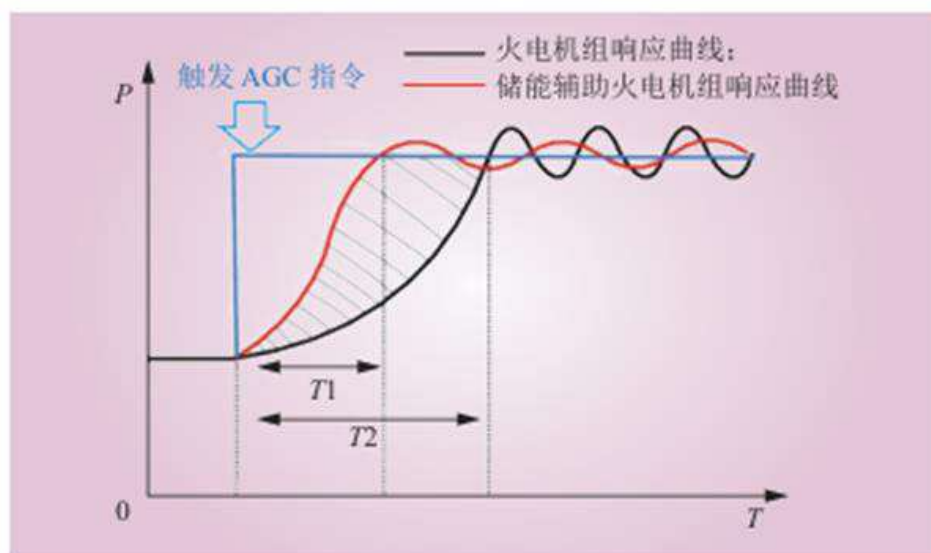
统固有的负荷频率特性调节发电机组出力。二次调频则是在一次调频基础上进一步调整，以达到更精确的频率控制。传统火电机组的 AGC 调频性能与电网的调节预期相差较大，主要体现为调节延迟、调节偏差、调节反向、单向调节、补偿效果差等。

图 10：火电调频现状与问题



数据来源：储能系统调频关键技术解析、东北证券

图 11：火电联合储能调频策略



数据来源：新型电力系统下储能参与电力调峰调频辅助市场的竞标策略、东北证券

相比传统火电机组，电池储能核心优势在于：（1）具有快速和精确的响应能力，单位功率的调节效率较高；（2）降低旋转备用的容量，约可降低 20% 的运营费用，同时降低排放；（3）由于调频服务的高附加值可以降低电网储能对于成本的约束。

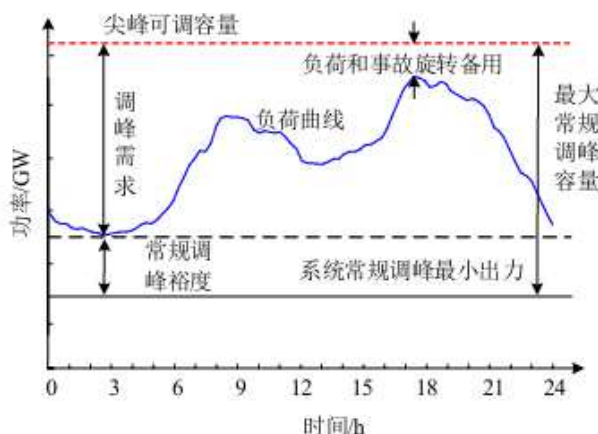
图 12：储能与火电调频能力对比

机组类型	发电设备爬坡能力需求/(%·min-1)	相应发电设备总功率需求/(MW)	储能功率/(MW)	储能对传统电源的替代效果/倍
水电机组	30	10	33.33	1.67
燃气机组	20	10	50	2.5
燃煤机组	2	10	500	25

数据来源：储能系统调频关键技术解析、东北证券

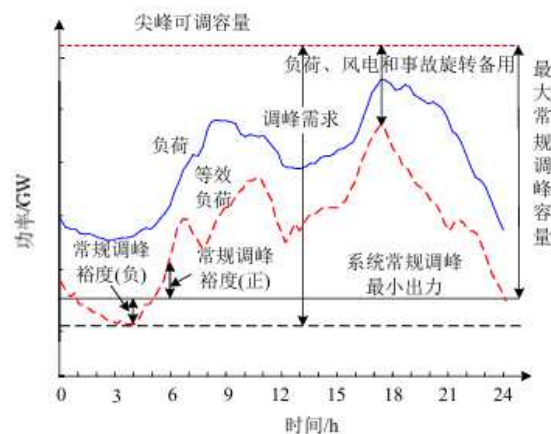
调峰指通过调节发电端与负荷端的功率平衡，应对日间或季节性的电力需求波动。储能系统在用电低谷时充电，高峰时放电，实现“削峰填谷”，降低负荷峰谷差，提升系统稳定性。在电力系统中，负荷具有明显的峰谷波动，而新型可再生能源，如风电、光伏，受一次能源实时变化的影响，其发电出力也具有明显的波动性。因此，在发电侧，可控的并网电源(包括储能装置)需要通过调整出力甚至改变运行状态以跟踪负荷或等效负荷(由于风电、光伏等电源出力不具有传统电源的可控性，故而往往将其作为负的负荷叠加在原始负荷曲线上形成等效负荷进行分析。对于不含风电的传统系统而言，调峰需求为负荷峰谷最大价差叠加事故旋转备用功率，系统常规调峰最小出力较为稳定，而含风电系统下，出力端演变为高度的不确定性，因此有概率在尖峰时段供给锐减，因此调峰需求=峰谷价差+风电造成的出力不确定性+事故旋转备用等。

图 13：不含风电系统调峰平衡示意图



数据来源：非常规调峰的省级电网调峰形势评估、东北证券

图 14：含风电系统调峰平衡示意图



数据来源：非常规调峰的省级电网调峰形势评估、东北证券

相比传统火电机组，电池储能核心优势在于：（1）具有快速和精确的响应能力，单位功率的调节效率较高；（2）降低旋转备用的容量，约可降低 20% 的运营费用，同时降低排放；（3）由于调频服务的高附加值可以降低电网储能对于成本的约束。

我们测算 2030 年确保电力系统不存在调峰缺口，则理论上我国累计电化学储能装机需达到 527GW，2025-2030CAGR 达到 30%+。电力系统的总体调峰需求取决于负荷峰谷价差+风电为核心的不稳定出力+系统应急情况下旋转备用等，考虑 AI 基础设施建设背景下，我国电力需求有望延续高增长，我们测算 2030 年电网系统总体的调峰需求或达到 2065GW。调峰资源包括：煤电低负荷调峰(机组在 50%Pn~100%Pn 内的出力调整，Pn 为额定功率)、水电低负荷调峰和启停调峰、燃气低负荷调峰(机组在 0%Pn~100%Pn 范围内的出力调整)。有偿调峰包括：煤电深度调峰(50%Pn 以下的出力调整)、煤电启停调峰、燃气启停调峰、抽水蓄能、需求侧

响应、电化学储能等。综合考虑其他维度调峰资源的增长，我们测算 2030 年在确保电力系统不存在调峰缺口背景下，我国累计电化学储能装机需达到 527GW。

图 15：电化学储能调峰需求测算（GW）

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
负荷端						
全国最大电力负荷（GW）	1500	1608	1723	1848	1981	2126
AIDC 最大电力负荷（GW）	20	24	29	35	41	50
yoy		20.1%	20%	20%	20%	20%
其余最大负荷（GW）	1480	1584	1694	1813	1940	2076
yoy		7%	7%	7%	7%	7%
系统峰谷率（%）	30%	32%	33%	34%	35%	35%
风电累计装机（GW）	579	724	869	1016	1189	1391
yoy		25%	20%	17%	17%	17%
波动出力比例	95%	95%	95%	95%	95%	95%
系统调峰需求（GW）	1,000	1,202	1,394	1,593	1,823	2,065
调峰端						
现存调峰容量（GW）	1114.9	1202.2	1394.2	1593.4	1823.1	2065.5
煤电累计装机（GW）	1497	1526.9	1557.5	1588.6	1620.4	1652.8
调峰占比	30%	30%	35%	35%	36%	36%
气电、核电、水电等（GW）	500.8	535.9	573.4	613.5	656.4	702.4
yoy		7%	7%	7%	7%	7%
抽水蓄能累计容量（GW）	58	66.7	76.7	88.2	101.4	116.7
利用率	100%	100%	100%	100%	100%	100%
需求侧响应能力（GW）	45.0	48.2	51.7	110.9	118.9	127.5
需求侧响应占比	3%	3%	3%	6%	6%	6%
电化学储能（GW）	62	144	210	300	403	527
利用率	60%	65%	70%	75%	90%	100%
系统调峰缺口（GW）	-6.9	0	0	0	0	0

数据来源：CNESA、中国数据中心综合能耗及其灵活性预测、中电联、国网能源研究院、东北证券

各地独立储能容量/调峰调频政策陆续出台。目前，山东/山西/广东/内蒙独立储能盈利机制已经较为市场化和多元化，形成容量补偿+现货套利+调峰调频为核心的盈利手段；河南/宁夏虽然电力市场尚未开放，形成“容量租赁+电能量交易/调峰辅助服务”的收益模式，其余河北/湖南等地新能源装机比例较高，目前储能占比低，发展潜力较高。

图 16：各省独立储能容量/调峰/调频机制梳理

	容量租赁	容量补偿	现货交易	调峰	备用服务	二次调频	爬坡	绿证交易
山东	252 元/kw/年	0.0705 元/wkh	*			100 元/MW	*	
山西			*			5-15 元/MW		
新疆		0.128/kwh	*	充电补偿 0.55 元/kwh、 放电补偿 0.25 元/kwh				
内蒙古	蒙东	蒙西	蒙西	蒙东		*		
宁夏	120 元/kw/年		*	调峰补偿标准为 0.6 元/kwh	*			
河南	*			*				
陕西			*			0.1-0.2 元/kwh		*
甘肃	*		*	调峰申报和补偿标准上限为 300 元/MW/日		12 元/MW		
广东		*	*	*	*			
浙江	*	*	*	1.5 元/kw/次补贴		*		
江苏	265 元/kw/年		*	按燃煤发电基准价的 60% 进行结算		2 元/MW 基本补偿+0.18 元/MW 调用补偿		
河北		100 元/kw/年	*		*	上限为 15 元/MW		
湖南	*			*		*		
湖北			*	*		*		
广西	*			*		*		

数据来源：EESA、江苏省储能行业协会、东北证券

2.3. 部分峰谷价差优越省份现货市场正逐步放开

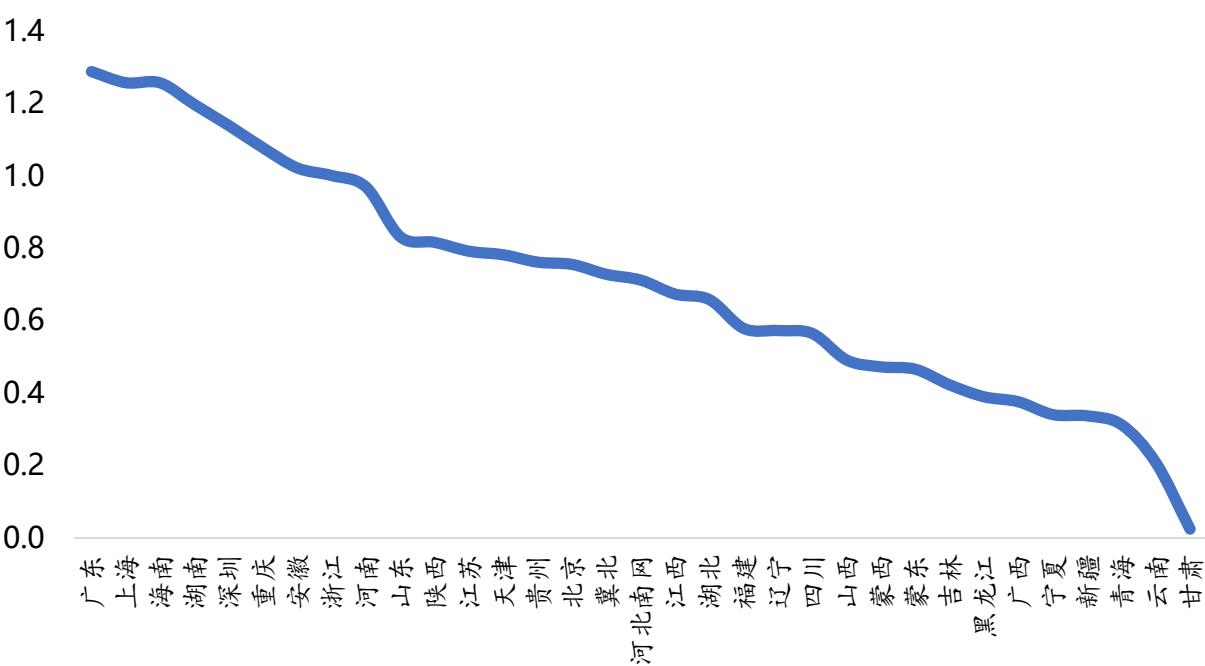
部分峰谷价差优越的省份受制于现货市场进度，伴随现货市场逐步放开，国内储能装机有望持续稳健增长。从峰谷价差角度而言，东南沿海地区广东/海南/深圳/安徽/河南 25M7 最高日内峰谷价差超过 0.8 元/wh，为独立储能参与市场套利提供良好的先决条件。尽管部分省份容量/调峰调频机制已经较为充分，但是电力现货市场尚未转入连续结算运行，第二批/第三批省份逐步转入连续交易结算，独立储能有望稳健增长。

图 17：各省电力现货市场交易进程梳理

省份	所属区域电网	燃煤发电基准价 (元/兆瓦时)	短周期结算试运行时间	转入连续结算试运行 时间	转入正式运行时间
山西	华北电网	332			2023/12/22
广东	南方区域市场	453			2023/12/28
山东	华北电网	394.9			2024/6/17
甘肃	西北电网	307.8			2024/9/5
蒙西	蒙西电网	282.9			2025/2/24
湖北	华中电网	416.1			2025/6/6
浙江	华东电网	415.3		2024/5/1	
安徽	华东电网	384.4		2024/12/31	
陕西	西北电网	354.5		2024/12/31	
辽宁	东北电网	374.9		2025/3/1	
河南山网	华北电网	364.4		2025/3/1	
南方区域 电力市场	南方区域市场				
广西	南方区域市场	420.7		2025/6/28	
贵州	南方区域市场	351.5		2025/6/28	
云南	南方区域市场	335.8		2025/6/28	
海南	南方区域市场	429.8		2025/6/28	
福建	华东电网	393.2	2024年11月整月		
四川	西南电网	401.2	2021年12月启动长周期连续结算试运行		
江苏	华东电网	391	2025年6月1日正式启动，力争9月进入		
湖南	华中电网	450	2025年3月整月		
河南	华中电网	377.9	2024年5月15日-6月14日、2025年6月		
宁夏	西北电网	259.5	2025年3月27日至4月30日（其中4月1日）		
重庆	西南电网	396.4	2025年5月1日至6月30日		
上海	华东电网	415.5	2025年5月7日至6月7日		
吉林	东北电网	373.1	2025年6月整月		
江西	华中电网	414.3	2023年6月14日至6月20日。2025年7月		
黑龙江	东北电网	374	2024年12月23日至29日		
新疆	西北电网	250	2024年12月23日至29日		
蒙东	东北电网	303.5	2025年3月18至24日		
青海	西北电网	324.7	2025年7月16日至29日		
冀北	华北电网	372			
北京	华北电网	359.8			
天津	华北电网	365.5			
西藏	西南电网				

数据来源：南方能源观察、东北证券

图 18：2025 年 7 月各省峰谷价差情况（元/kwh）



数据来源：各省电力现货市场交易所、东北证券

2.4. 国内储能市场有望维持 30-40%增速

我们测算 2025/2026/2027 年国内新增储能装机分别为 150.9 /204.4 /287.0GWH，分别同比+40.4% / 36.8%/ 40.0%，大型储能行业维持高增速，刚处于新周期起点。

新能源配储新增装机维持稳定，2025H1 以前在强制配储政策保证下，我们测算平均新能源配储比例约为 5.1%，2025 年 136 号文发布后强配取消，25M8 我们观测配储比例降至约 4%，因此用 4%测算常态化需求下新能源配储比例，基于 CPIA/中电联行业数据与产业逻辑，我们假设 2025-2027 年风电+光伏新增装机分别为 389/ 400/ 420GW，以此测算 2025/2026/2027 年风光配储新增装机分别为 38.9/ 40.0/ 50.4GWH。

伴随现货市场开放，各省份独立储能装机潜力阶段性释放，独立储能装机大幅增长，2025M8 虽然新能源装机大幅下降，但是独立储能装机大幅改善，主要来自独立储能拉动，结合 SMM 储能预测以及海博思创公告（海博与宁德时代签署战略合作协议，2026 年 1 月 1 日至 2028 年 12 月 31 日，公司采购电芯累计不低于 200GWh，宁德时代确保按公司需求量供应），我们预计国内储能需求延续爆发趋势，我们预测 2025/2026/2027 年独立储能新增装机分别为 100/ 150/ 200GWH。

图 19：各省储能爆发潜力评判

	累计风光装机 (GW)	累计配储体量 (GWH)	容量补偿 (元/kwh)	现货市场
内蒙古	134.2	22.07	0.28 元/kwh	第一批
河北	110.1	12.43	100 元/kw/年	第一批
新疆	103.9	30.22	0.128 元/kwh	第三批
山东	102.8	15.81		第一批
江苏	84.9	13.08		第三批
河南	66.8	5.00		第二批
甘肃	64.1	8.85	330 元/kw/年	第一批
山西	60.9	2.40		第一批
广东	59.2	4.00		第一批
云南	53.9	4.00		第二批
浙江	53.8	2.00		第二批
安徽	52.1	4.83		第二批
青海	49.3	3.00		第三批
陕西	49.3	3.00		第二批
湖北	44.6	3.00		第一批
宁夏	41.3	10.83	50 元/kw/年	第三批
广西	38.6	5.56		第二批
江西	32.2	2.00		第三批
湖南	29.9	6.44		第三批
辽宁	29.7	4.00		第二批
贵州	27.3	2.00		第二批
黑龙江	22.2	3.00		第三批
吉林	21.6	4.00		第三批
福建	20.6	2.00		第三批
四川	19.7	2.00		第三批
天津	9.4	1.00		未知
海南	7.8	1.00		未知
重庆	5.5	1.00		第三批
上海	5.2	1.00		第三批
北京	1.5	1.00		未知

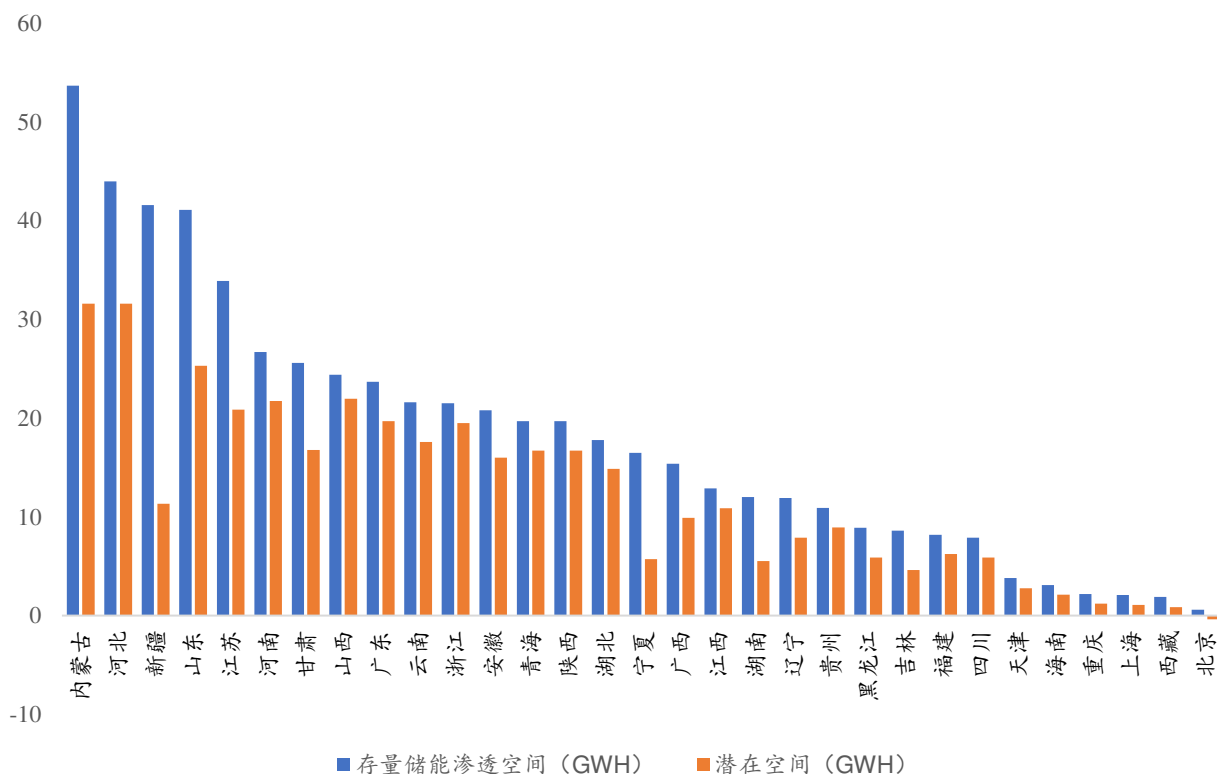
数据来源：各省电力现货市场交易所、东北证券

图 20：我国新增源网侧储能装机测算（GWH）

	2023	2024	2025	2026E	2027E
新增风电装机（GW）	75.6	79.3	89	100	120
新增光伏装机（GW）	216	277	300	300	300
新能源配储装机（GWH）	23.2	45.5	38.9	40	50.4
平均配储时长（h）	2.0	2.5	2.5	2.5	3.0
新能源配储比例	4.0%	5.1%	4.0%	4.00%	4.00%
独立储能装机（GWH）	23.2	53.4	100.0	150	200
新增源网侧储能装机（GWH）	46.4	98.9	138.9	190	220.4
工商业储能装机（GWH）	3.2	10	12	14.4	17.28
国内新增储能装机（GWH）	49.6	108.9	150.9	204.4	287
YoY		113.1%	40.4%	36.8%	40.0%

数据来源：CNESA、CPIA、中电联、寻熵产业研究院、智汇光伏、SMM、东北证券

图 21：各省存量储能装机&潜在渗透空间测算



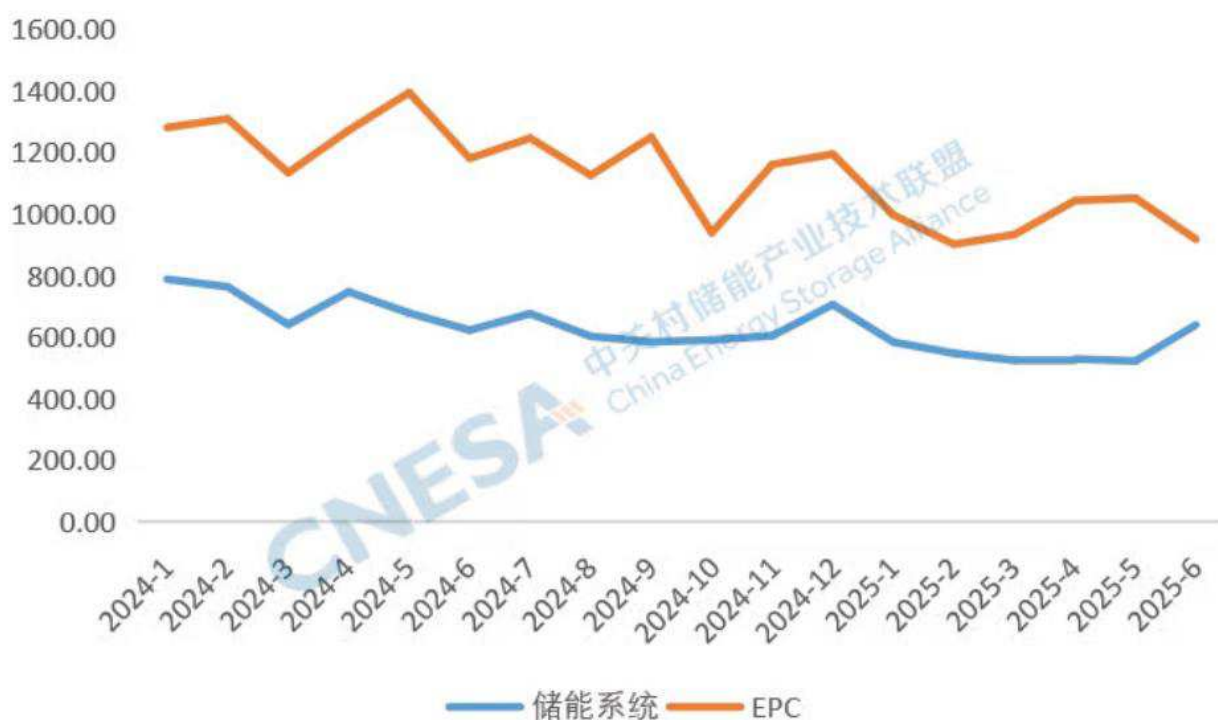
数据来源：CNESA、东北证券

3. 国内市场格局向好

储能行业底层逻辑从量驱动切换为 IRR 驱动，储能系统本身性能更为重要，行业有望改变恶性竞争的局面，量价回升。此前强制配储阶段，储能市场核心在于“量”，储能只是为了满足政策硬性的配储时长要求，实际的应用小时数较低，因此行业陷入内卷，行业招标价格屡创新低。

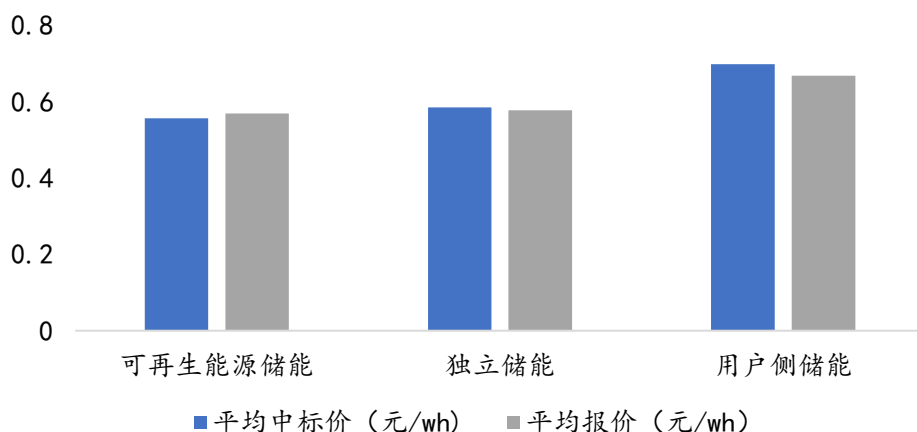
市场化交易后，储能系统的衰减/充放电深度/调频能力直接关系到业主的经济性，储能市场转化为市场驱动后，价格有望迎来恢复，根据 CNESA 统计，独立储能均价略高于可再生能源储能中标均价。

图 22：2024 年 1 月-2025 年 6 月 2h 储能 epc/储能系统中标均价走势图（元/wh）



数据来源：CNESA、东北证券

图 23：2025H1 独立储能中标均价情况



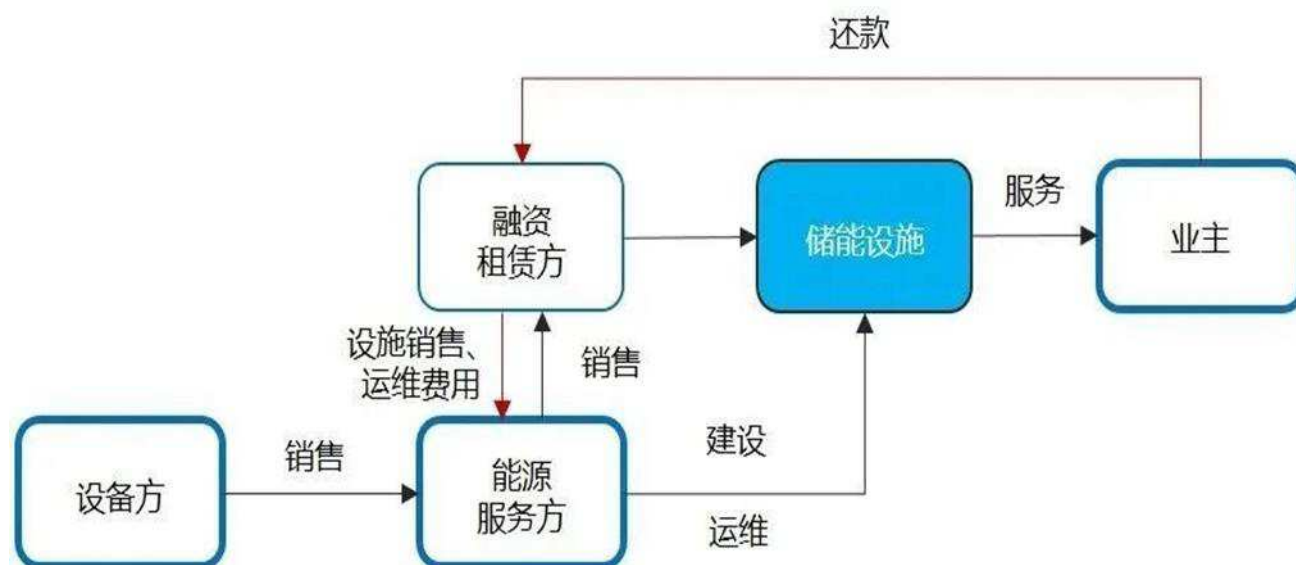
数据来源：CNESA、东北证券

图 24：某省份对电网备案独立储能项目具体参数细节要求

项目	数据要求
死区	$\pm 0.033 \sim 0.05\text{Hz}$
有功功率调节量	原则上不设置限幅，必要时限幅应不小于 20%额定功率
调差率	应设置为 0.5%~3%
滞后时间	应不大于 1 秒
调节时间	应不大于 4 秒
有功功率调节精度	不超过额定出力的 $\pm 1\%$
功能兼容性	一次调频功能不得和 AGC 功能冲突

数据来源：南方能监局、东北证券

图 25：产业基金+储能设备合作的商业范式



数据来源：EV WallBox、东北证券

储能市场底层逻辑切换为“IRR 为先”，行业兴起“储能资产+专业化运营+综合金融方案”保本保收益等模式兴起。设备厂商提供可融资性担保，帮助业主引入金融租赁/信贷等金融结构支持，确保项目保本保收益，设备厂商从单纯的制造企业转化为服务+金融资源同等重要，有望进一步改善头部企业盈利，比如海博思创与中信银行&中信金租达成合作，天合储能 × 建信投资 × 徐州产业引导基金，共同投资徐州 200MWh 独立储能项目，采用“平台代建+基金参股+开发商带资入股”模式，预计 IRR 达 13%。

图 26：海博思创与中信银行&中信金租建立合作

凝聚产业智慧与资本力量 海博思创与中信银行及中信金租达成合作

海博思创 2025年08月20日 17:42 北京

8月20日，北京海博思创科技股份有限公司（简称“海博思创”）与中信银行股份有限公司北京分行（简称“中信银行”）、中信金融租赁有限公司（简称“中信金租”）正式签订合作协议，未来三方将在“储能+金融”领域展开全面合作。

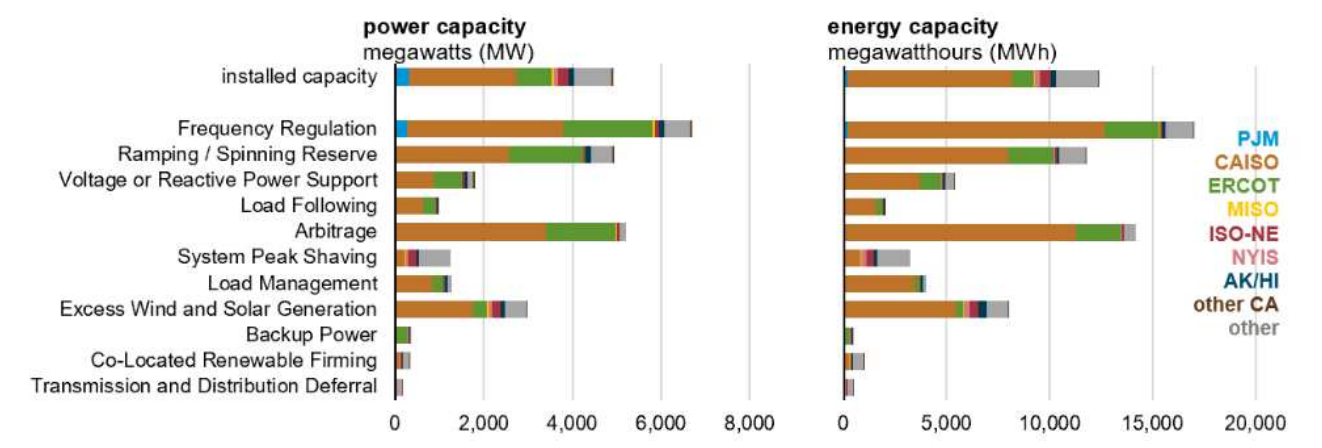
数据来源：海博思创微信公众号、东北证券

4. 海外市场方兴未艾，机遇与挑战并存

4.1. 美国市场存在一定关税风险，但需求增长趋势确定

美国储能参与电力市场的应用场景多样，有利于提升储能经济性。包括调频、爬坡/转动惯量、电压或无功支撑、负荷管理、峰谷套利、调峰、平滑风光出力、备用、降低新能源弃电等。根据 EIA 数据，美国储能参与调频、峰谷套利和爬坡/转动惯量应用场景的占比较高，分别占比 63%、58%、43%。平滑风光出力为第四大应用场景（30%）。同时储能装机较集中的 CAISO 和 ERCOT 地区都高于全国平均水平，说明该地区市场化更为活跃。

图 27：美国大储参与电力市场的形式丰富



数据来源：海博思创微信公众号、东北证券

2025 年内美国大储存在抢装需求，对本土化生产要求高。OBBB 法案变化在于：

(1) 独立储能 ITC 税收抵免缩减，2027 年 12 月 31 日为全额补贴停止日期，2025 年后开工项目逐步递减，2025 年内开工项目不受影响；(2) 启动对光伏/储能业主的 FEOC 认定，被认定为 FEOC 的实体无法获得关键税收抵免，电池组件 2026 年起降低对 FEOC 实体的采购比例，本土含量要求，2026 年 60%/2029 年 80%，此后逐年递增至 85%。

图 28：美国 IRA 法案原版补贴与 OBBBA 正式版本对比

项目名称	IRA 法案原版补贴	OBBBA 正式版本
户用清洁能源抵免-25D ITC (Residential Clean Energy Credit)	户用光伏项目可取得相应成本比例的补贴额。2022-2032 年间投入使用 (Placed in service) 的户用项目，可取得成本 30% 的补贴，2033 年补贴开始退坡，2033 年间安装的项目补贴为 26%、2034 年间为 22%，2035 年停止补贴。	2025 年 12 月 31 日前投入使用的项目可取得 30% 补贴，但在 2026 年起停止补贴。
清洁电力投资税务抵免-48E ITC (Clean Electricity Investment Tax Credit)	假设为装机容量 1MW 以下或超过装机容量 1MW、但满足项目劳工要求 (Labor Requirements) 的非户用项目，在该年度内「开始建设」(The construction of which begins during a calendar year) 可取得相应成本比例的补贴额。 补贴力度： 2023-2033 年期间开始建设之项目，可取得项目成本 30% 的补贴，2034 年补贴开始退坡，2034 年间的项目补贴为 22.5%、2035 年间为 15%，2036 年停止补贴。	前述 IRA 法案同样条件的非户用项目，补贴条件改为项目须在 (1) 法案通过 12 个月内开工建设 或 (2) 2027 年 12 月 31 日以前投入使用。 补贴力度： 项目满足上述两样条件即可获得 30% 补贴，并且补贴不退坡，等同于 2028 年 1 月 1 日起补贴取消。
清洁电力生产税务抵免-45Y PTC (Clean Electricity Production Tax Credit)	假设为装机容量 1MW 以下或超过装机容量 1MW、但满足项目劳工要求 (Labor Requirements) 的项目，在该年度内开工建设，根据项目发电量，每 kwh 给予相应补贴额，补贴退坡比例也与草案修改前的 48E ITC 一致。 补贴力度： 2023-2033 年期间开始建设之项目，可取得每 kwh 2.75 美分的补贴，2034 年补贴开始退坡，2034 年间的项目补贴约为每 kwh 1.95 美分、2035 年间约为每 kwh 1.3 美分，2036 年停止补贴。	前述 IRA 法案同样条件的非户用项目，补贴条件改为项目须在 (1) 法案通过 12 个月内开工建设 或 (2) 2027 年 12 月 31 日以前投入使用。 补贴力度： 项目满足上述两样条件即可获得每 kwh 2.75 美分补贴，并且补贴不退坡，等同于 2028 年 1 月 1 日起补贴取消。
先进制造生产税收抵免-45X MPTC (Advanced Manufacturing Production Credit)	不同于 48E ITC、45Y PTC 的光伏项目发电方补贴 45X MPTC 为对于美国光伏制造厂家提供的各项光伏产品如组件、电池等产品的生产销售补贴。假设销售产品为光伏组件：2023-2029 年期间销售的组件每瓦可取得 7 美分补贴，2030 年补贴开始退坡，2030 年每瓦补贴约为 5.25 美分、2031 年约为 3.5 美分，2032 年 1.75 美分，2033 年停止补贴。	与前述 IRA 原版补贴额相同。

数据来源：PV infolink、东北证券

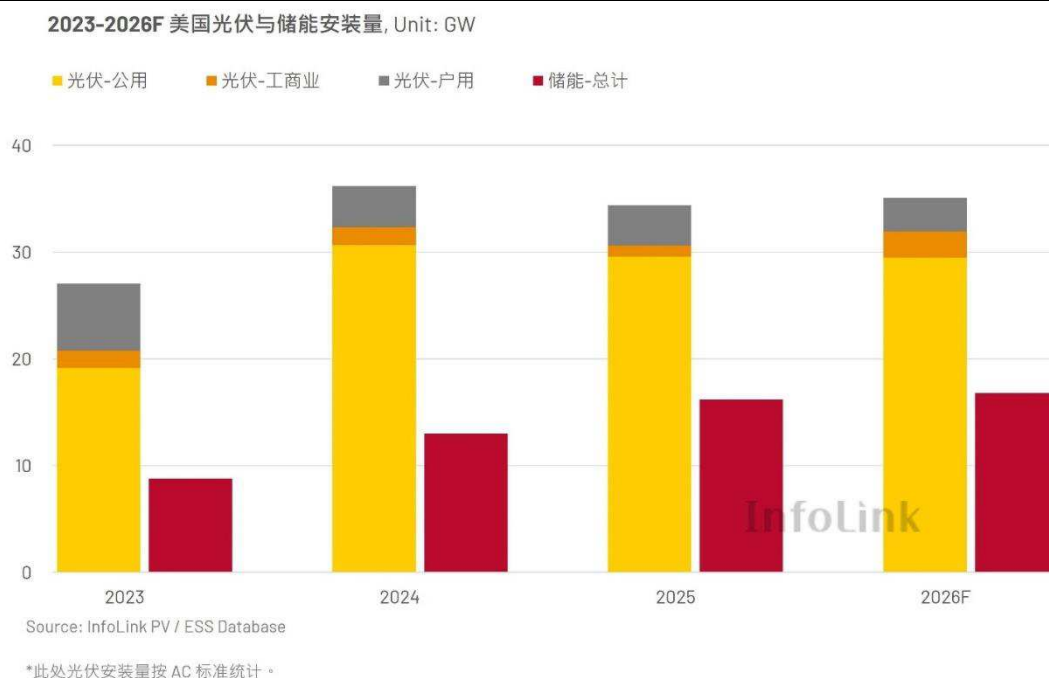
图 29：外国实体分类及定义

外国实体分类及相关定义

类型	内容
特定外国实体 (Specified Foreign Entity, SFE)	1、主要为美国列入各机构实体列表 (例如 UFLPA 涉疆法案之实体列表)、国防部的中国军工企业清单 (CMC Entity List)、财政部外国资产控制办公室 (OFAC) 的制裁清单 (SDN List) 等，以及其他涉及国防、安全、外交领域的高风险企业。 2、此外，若企业为中国、俄罗斯、伊朗、朝鲜等受关注国家 (Covered Nation) 所控制，亦属特定外国实体范畴。具体而言，若企业由上述国家政府、其国民/居民、或该国设立的企业持有 50% 以上股权、资本或实益权益，即视为外国控制实体 (Foreign-Controlled Entity)，同被纳入特定外国实体定义内。
受外国影响实体 (Foreign-Influence Entity, FIE)	以下符合一条即会定义为受外国影响实体： (1) 单一特定外国实体持有 25% 以上企业股权 (2) 多个特定外国实体合计持有 40% 以上企业股权 (3) 单一或多个外国实体合计拥有 40% 以上的企业债务。 (4) 单一或多个外国实体合计拥有 15% 以上的企业公开交易债务 (例如公司债)。 (5) 若特定外国实体对企业有实质控制 (Effective Control)，该厂家也被认定为受影响外国实体。
实质性援助 (Material Assistance)	假设厂家从上述两种实体采购原材料、涉及服务、投资和资金往来等商业行为可能都被归类于实质性援助的范畴，法案规定 2026 年起，光伏项目或厂房设备来自于非外国实体的成本占比需高于 50%，后续每年占比逐年提升。
实质控制 (Effective Control)	上述特定外国实体即使不直接持有特定企业股权、债务，但仍能透过任命管理层、或长期供应原材料、技术支持、提供专利等其他方式，对企业的经营决策产生重大影响。此企业便会被认定为受影响外国实体。

数据来源：PV infolink、东北证券

图 30：2023-2026F 美国光伏与储能安装量（GW）



数据来源：PV infolink、东北证券

4.2. 中东市场维持高增速

资源禀赋佳+光储系统成本低，中东大储市场大有可为。中东各地开展清洁能源计划，高电价+光伏成本低促进储能经济性提升，阿联酋以“2050 碳中和战略”为纲，明确 2030 年清洁能源占比 50%、可再生能源装机 25GW 的目标，对应储能配套需求超 3GWh。2023 年其储能装机量达 400MWh，锂电占比 75%，液流电池占 15%。而夏季超 50℃高温与 40%的电网峰谷差，使工商业强制储能立法成为市场刚性推手。沙特则凭借“2030 愿景”实现更激进的转型：计划将可再生能源发电占比从 2023 年的 0.3%跃升至 2030 年的 50%，斥资超 1000 亿美元建设全球最大光伏基地，NEOM 新城单项目即配套 200GWh 储能需求。结合目前中东已开标项目测算 2025 年总项目达到 25GWH，中东天然资源禀赋适配风光大基地，同时电网相对薄弱，具备发展大储的先决条件，政策端大力刺激，看好中东地区项目持续性。

图 31：中东储能项目梳理（不完全）

项目体量（GWH）	
已开工建设项目	
沙特红海新城	1.3
沙特 SEC 一期	2
沙特 SEC 二期	7.8
已完成招标项目	
阿联酋 ADQ 一期	20
沙特 SEC 三期	12.5
待招标项目	
阿联酋 EWEC	19
阿联酋 DAWA	6
沙特 SPPC 一期	8
沙特 SPPC 二期	32
摩洛哥海底电缆外送英国项目	20
沙特 ACWA 光伏配套项目	2
阿联酋 EWEC	0.4
埃及	3
摩洛哥	2

数据来源：TrendForce、东北证券

中东项目高度集中，基本上由阳光电源/宁德时代/比亚迪/海辰储能/远景能源中标。业主对于储能系统厂商品牌具有严苛要求，根据沙特 SPPC 储能项目 QFI 要求，技术成员至少拥有 200MWac 的太阳能光伏运营容量，并具备管理大型项目的经验技术会员有形净资产至少为 5000 万美元，管理会员有形净资产至少为 1 亿美元。

图 32：中东储能项目中标情况梳理

公司名称	项目体量	招标方	时间
远景能源	8GWH	沙特 SPPC	2024 年 12 月
阳光电源	7.8GWH	沙特 ALGIHAZ 集团	2023Q2-2024Q2
比亚迪	12.5GWH	沙特 SEC	2025 年 2 月
宁德时代	19GWH	阿联酋（Masdar）	2025 年初
海辰储能	4GWH	沙特 Alfanar Projects（EPC）	2025 年 7 月

数据来源：PV infolink、东北证券

图 33：沙特储能项目对于招标方要求

战略目标

国家可再生能源项目（NREP）由沙特阿拉伯能源部牵头，旨在利用沙特阿拉伯丰富的太阳能和风能资源，实现最佳能源结构，增强能源安全，并减少对液体燃料⁹的依赖。这些可再生能源项目与沙特王国“2030愿景”相契合，该愿景强调可持续发展、经济多元化和环境管理。

资格标准和评估流程

申请人必须满足严格的技术和财务资格：

- 技术成员至少拥有 200 MWac 的太阳能光伏运营容量，并具备管理大型项目的经验。
- 技术会员有形净资产至少为 5000 万美元，管理会员有形净资产至少为 1 亿美元。
- 在大型基础设施项目融资方面拥有丰富的专业知识，包括无追索权和有限融资方案。

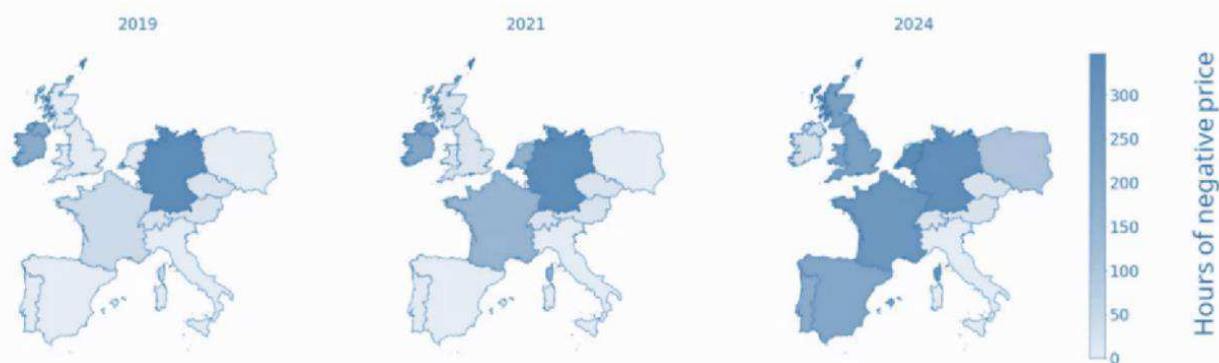
数据来源：saudi-arabia-begins-qualification-for-8gwh-battery-storage-tender、东北证券

4.3. 欧洲——高毛利优质市场进入爆发期

伴随新能源占比提升，欧洲负电价频发，电价差扩大，扩大大型储能套利厚度。伴随欧洲天然气供给端恢复，2023 年欧洲电价趋于缓和，以德国为例，2023 年德国峰值电价降低至 106.2 欧元/MWH，甚至跌破 2021 年的 114.2 欧元/MWH，但是由于 2023 年欧洲新能源发电占比大幅提升，以德国为例，2023 年负电价出现的频率大幅提升，根据 EPEX，2023 年德国日前市场出现 301 次负电价，日内市场出现 1721 次负电价，环比 2022 年翻倍，2023 年德国日前市场电价差扩大至 97.9 欧元/MWH，较 2021 年提升 7.6 欧元，日内市场电价差扩大至 176.2 欧元/MWH，较 2021 年提升 38 欧元/MWH。

2025 年，欧洲市场新增装机规模预计接近 27 GWh，同比增长 41%。预计：分细分市场看，欧洲表后储能装机规模在经历 2024 年的下跌后，预计将进入平稳发展期。而欧洲表前市场，预计将进入高速发展期。分国家看，意大利将继续稳固欧洲最大储能市场的地位；德国预计将位居次席，德国表前市场新增装机有望在 2025 年突破 1 GWh。同时，随着 2025 年西班牙、比利时等国大储项目逐步落地，欧洲市场将从意大利、德国、英国三国主导，逐步变成多点开花的新局面。

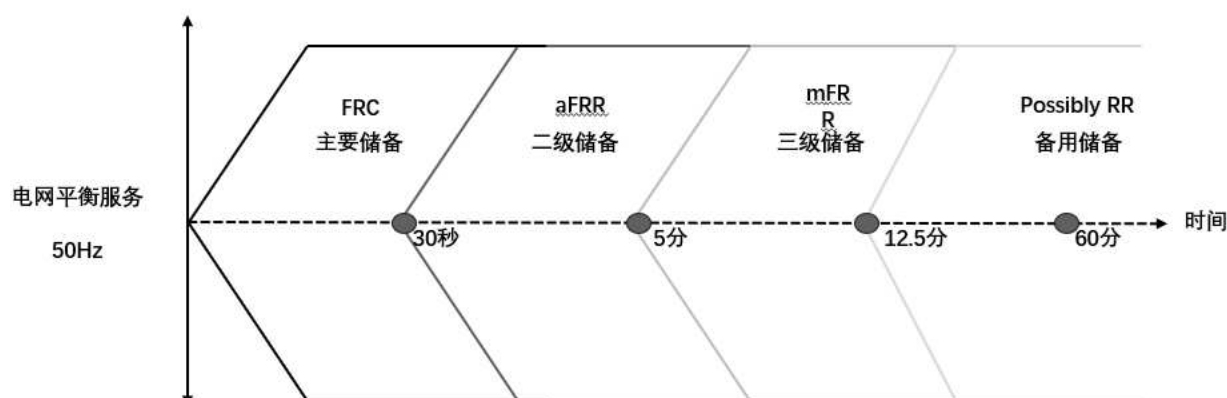
图 34：德国负电价



数据来源：PV infolink、东北证券

负电价意味着火电等传统调峰调频资源未奏效，储能调频优势显现，aFRR 进一步打开储能调频服务市场空间。目前，欧洲主要国家储能主要依赖频率控制储备服务（FCR），FCR、aFRR 和 mFRR 在激活时间和提供调频服务方面有所不同，在电网发生不平衡后的 30 秒内，系统会自动激活 aFRR，如果经过 12.5 分钟后电网仍然不平衡，那么三级储备 mFRR 将逐渐开始提供支持，并可能取代 aFRR。目前欧洲高比例新能源+低比例表前与工商业储能导致 FCR 和 aFRR 价格在一天中上涨，低电价意味着火电等灵活性资源未工作，储能的价值显现。

图 35：欧洲调频服务

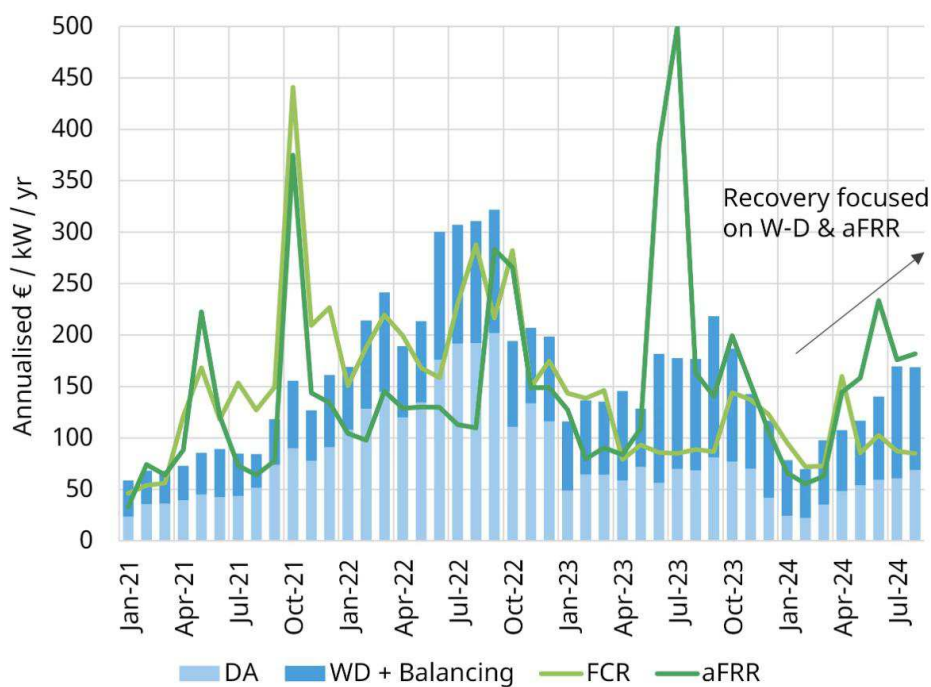


数据来源：储能领跑者、东北证券

欧洲调频服务的报价模式为，工商业业主日前上报容量电价拍卖价格，日内根据实际平衡进展向上/向下调整报价，根据 PICASSO 平台披露信息，2MW/4MWh 储能系统每天运行 1 个循环，综合效率为 85%，则每年在 PICASSO 平台上可产生约 175,000€/MW/年的收入。

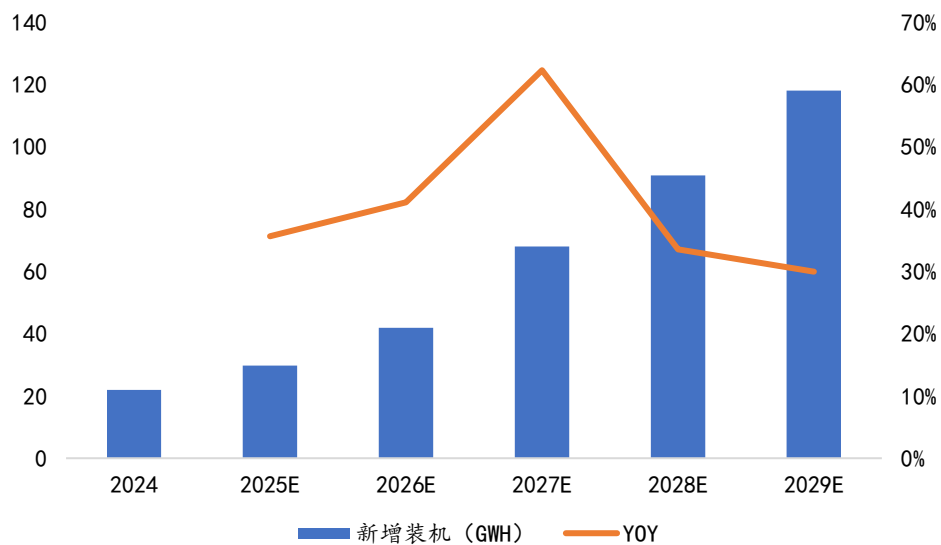
欧洲调频服务的报价模式为，工商业业主日前上报容量电价拍卖价格，日内根据实际平衡进展向上/向下调整报价，根据 PICASSO 平台披露信息，2MW/4MWh 储能系统每天运行 1 个循环，综合效率为 85%，则每年在 PICASSO 平台上可产生约 175,000€/MW/年的收入。根据 Solarpower europe 测算，2024/ 2025E/ 2026E 欧洲储能新增装机分别为 29.7/ 41.9/ 68.0GWH，同比+ 35.6%/ 41.1%/ 62.3%。

图 36: German 2hr BESS revenue performance



数据来源: Timera、东北证券

图 37: 欧洲储能新增装机预测及 yoy (GWH)



数据来源: solarpowereurope、东北证券

5. 风险提示

1、国内外需求可持续性风险:

国内市场在 136 号文刺激下, 阶段性需求进入爆发周期, 但是目前 IRR 依托政策支持, 存在国内需求不及预期的风险。北美数据中心大储项目订单能见度较低, 大储可以解决数据中心平抑电能波动的作用, 但是相关案例较少, 同时北美受限于关税和大美丽法案影响, AI 需求的落地窗口仍需观测;

2、需求测算过程中假设不及预期风险:

该报告内含有部分对未来储能需求的测算, 过程中对于国内煤电累计装机/国内风电新增装机/国内光伏新增装机的测算为基于 CPIA/中电联/SMM 储能等专业第三方机构预测值, 叠加上市公司公告与产业逻辑进行预测, 存在假设不及预期风险;

3、价格战风险:

从过去竞争历程判断, 逆变器与光伏组件等主产业链强同质化的环节不同, 逆变器下游客户对价格不敏感, 相对而言逆变器价格战较弱, 但是越来越多跨界玩家加入竞争, 行业仍然存在价格战的风险。

4、盈利预测与估值模型不及预期风险

研究团队简介：

韩金呈：复旦大学应用统计硕士，四川大学金融学学士。现任东北证券电新组证券分析师，主要研究方向为风电、光伏和储能等。曾任东方证券股票质押/融资融券岗位。

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则，所采用数据、资料的来源合法合规，文字阐述反映了作者的真实观点，报告结论未受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来 6 个月内，股价涨幅超越市场基准 15%以上。	投资评级中所涉及的市场基准： A 股市场以沪深 300 指数为市场基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为市场基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为市场基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为市场基准。
	增持	未来 6 个月内，股价涨幅超越市场基准 5%至 15%之间。	
	中性	未来 6 个月内，股价涨幅介于市场基准-5%至 5%之间。	
	减持	未来 6 个月内，股价涨幅落后市场基准 5%至 15%之间。	
	卖出	未来 6 个月内，股价涨幅落后市场基准 15%以上。	
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来 6 个月内，行业指数的收益超越市场基准。	
	同步大势	未来 6 个月内，行业指数的收益与市场基准持平。	
	落后大势	未来 6 个月内，行业指数的收益落后于市场基准。	

重要声明

本报告由东北证券股份有限公司（以下称“本公司”）制作并仅向本公司客户发布，本公司不会因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。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断，不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或征价。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证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，在任何情况下，我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中涉及到的公司所发行的证券头寸并进行交易，并在法律许可的情况下不进行披露；可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可，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，须在本公司允许的范围内使用，并注明本报告的发布人和发布日期，提示使用本报告的风险。

若本公司客户（以下称“该客户”）向第三方发送本报告，则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意，本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

东北证券股份有限公司

网址：<http://www.nesc.cn> 电话：95360,400-600-0686 研究所公众号：dbzqyanjiusuo

地址	邮编
中国吉林省长春市生态大街 6666 号	130119
中国北京市西城区锦什坊街 28 号恒奥中心 D 座	100033
中国上海市浦东新区杨高南路 799 号	200127
中国深圳市福田区福中三路 1006 号诺德中心 34D	518038
中国广东省广州市天河区冼村街道黄埔大道西 122 号之二星辉中心 15 楼	510630

