

2024年新能源行业策略-储能： 海外大储景气度有望上行，国内大储仍待盈利改善

评级：推荐(维持)

李航(证券分析师)

S0350521120006

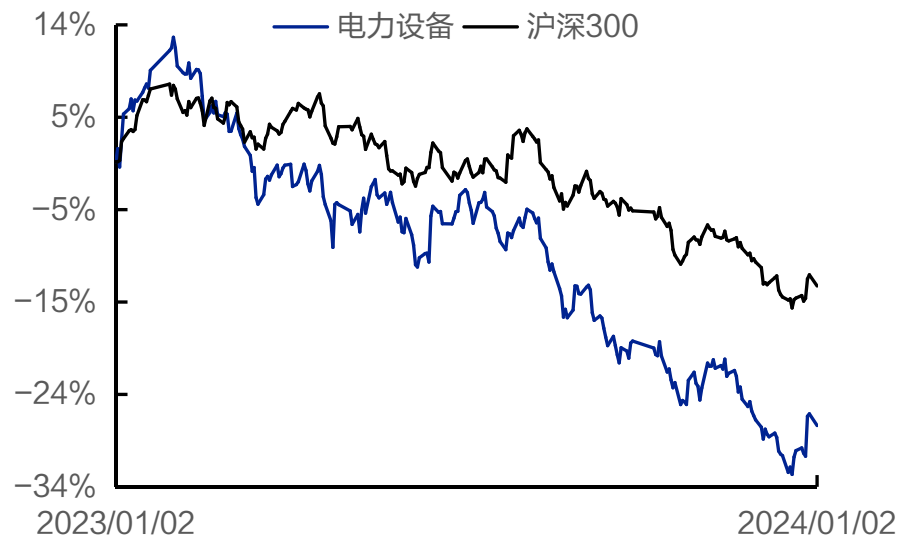
lih11@ghzq.com.cn

王刚(联系人)

S0350122020033

wangg06@ghzq.com.cn

最近一年走势



沪深300表现

表现	1M	3M	12M
电力设备	-0.8%	-10.8%	-27.4%
沪深300	-2.8%	-8.2%	-12.5%

相关报告

《电力设备行业专题研究：储能行业跟踪报告5：全球电化学储能要点跟踪季报（2023年第3季度）（推荐）*电力设备*李航，邱迪》——2023-10-27

《一带一路电力新基建系列专题之电力主设备(一)：亚非拉是国内变压器出口基本盘，欧美是快速新增市场*电力设备*李航》——2023-09-16

《工商业储能深度行业报告：海内外多重利好，发展有望提速*电力设备*邱迪，李航》——2023-09-15

重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2024/01/02	EPS			PE			投资评级
		股价	2022	2023E	2024E	2022	2023E	2024E	
300068.SZ	南都电源	12.98	0.38	0.85	1.31	56.05	15.27	9.89	未评级
688472.SH	阿特斯	12.64	0.70	1.11	1.44	0.00	11.39	8.76	未评级
300274.SZ	阳光电源	85.40	2.42	6.32	7.79	46.20	13.51	10.97	未评级
002121.SZ	科陆电子	5.54	-0.07	0.02	0.18	—	227.98	31.32	未评级
300118.SZ	东方日升	17.28	1.06	1.59	2.11	23.42	10.86	8.20	未评级
002837.SZ	英维克	27.60	0.64	0.69	0.96	52.05	40.00	28.75	买入
300990.SZ	同飞股份	43.95	1.37	1.31	1.82	67.07	33.55	24.15	增持
300693.SZ	盛弘股份	29.10	1.09	1.20	1.72	49.84	24.25	16.92	增持
002335.SZ	科华数据	27.15	0.54	1.52	2.03	92.39	17.88	13.40	未评级
300827.SZ	上能电气	29.30	0.34	1.16	1.86	173.06	25.24	15.77	未评级
002150.SZ	通润装备	17.76	0.42	—	—	48.88	—	—	未评级
605117.SH	德业股份	79.15	6.35	5.13	7.35	52.16	15.44	10.78	未评级
688390.SH	固德威	126.40	5.27	7.96	11.55	61.31	15.88	10.95	未评级
300763.SZ	锦浪科技	68.42	2.86	3.25	5.01	62.95	21.05	13.65	未评级
002518.SZ	科士达	27.13	1.13	1.68	2.28	50.97	16.19	11.90	未评级
688248.SH	南网科技	24.75	0.36	0.70	1.08	158.61	35.37	22.95	未评级
000400.SZ	许继电气	22.08	0.75	0.93	1.19	26.52	23.82	18.61	未评级
300982.SZ	苏文电能	32.48	1.83	1.61	2.21	26.94	20.22	14.68	未评级
003035.SZ	南网能源	5.28	0.15	0.15	0.22	37.80	34.76	24.52	未评级
600452.SH	涪陵电力	13.29	0.67	0.59	0.70	22.54	22.60	19.10	未评级

资料来源：Wind 资讯，国海证券研究所（所有未评级标的预测来自 Wind 一致预期，通润装备暂无一致预期）

- **行业复盘：**2023年年初储能指数上扬，主要系国内和海外高增长预期推动；但储能指数后续持续下行，全年储能指数跑输沪深300指数。复盘看，尽管国内储能需求超预期，但竞争格局恶化导致难以实现盈利兑现；海外户储库存问题逐步显现，高增长不再持续；海外大储虽然格局较优，但美国大储建设不断延期导致需求不及预期。
- **2024年展望：**我们重点看好海外大储，认为海外分布式储能和国内储能行业需待格局改善。
 - **海外大储：**需求端，我们认为2023年导致需求延期问题都在不断改善，美国大储需求中性预测增速近60%。供给端，大客户供应链转换成本较高为先发企业形成一定客户锁定，先发企业优势仍具有一定程度持续性。建议重点关注大客户优势突出的【南都电源】，综合能力突出的【阿特斯】、【阳光电源】，关注海外先发集成企业【科陆电子】、【东方日升】，温控龙头【英维克】、【同飞股份】，PCS企业【盛弘股份】、【科华数据】、【上能电气】，以及海外客户资源丰富的集成企业【通润装备】。
 - **海外分布式：**库存出清、订单改善是短期反弹关键，展望看竞争格局变化和盈利走势仍有待观望，亚非拉新兴市场崛起也是重要看点。建议重点关注【德业股份】、【固德威】、【锦浪科技】、【科士达】。
 - **国内储能：**储能成本端下行有利于提升国内大储和工商储经济性，但国内大储需求会受到国内新能源增速影响，同时商业模式改善仍有待电力市场化改革纾困，短期看价格和客户资源仍是竞争要点，储能企业盈利改善仍有待观望。工商储需求有望保持较高增速，但客户分散导致可能会形成区域化市场，价格和渠道竞争也会愈发激烈。国内大储建议重点关注格局较优的温控龙头企业【英维克】、【同飞股份】，再是成本优势企业【比亚迪】、【阳光电源】，和客户资源较优企业【南网科技】、【许继电气】；国内工商储建议关注渠道较优的【苏文电能】、【南网能源】、【涪陵电力】、【金冠股份】。
- **风险提示：**1) 新能源发展不及预期；2) 地缘政治摩擦导致国内出口限制风险；3) 电力价格超预期下降等下游收益下行风险；4) 国内企业竞争格局恶化；5) 海外市场情况不具备完全可比性；6) 重点关注公司未来业绩的不确定性。

- 一、储能行业年度复盘
- 二、海外大储市场分析
- 三、海外分布式储能市场分析
- 四、国内储能市场分析
- 五、投资建议及风险提示

一、储能行业年度复盘

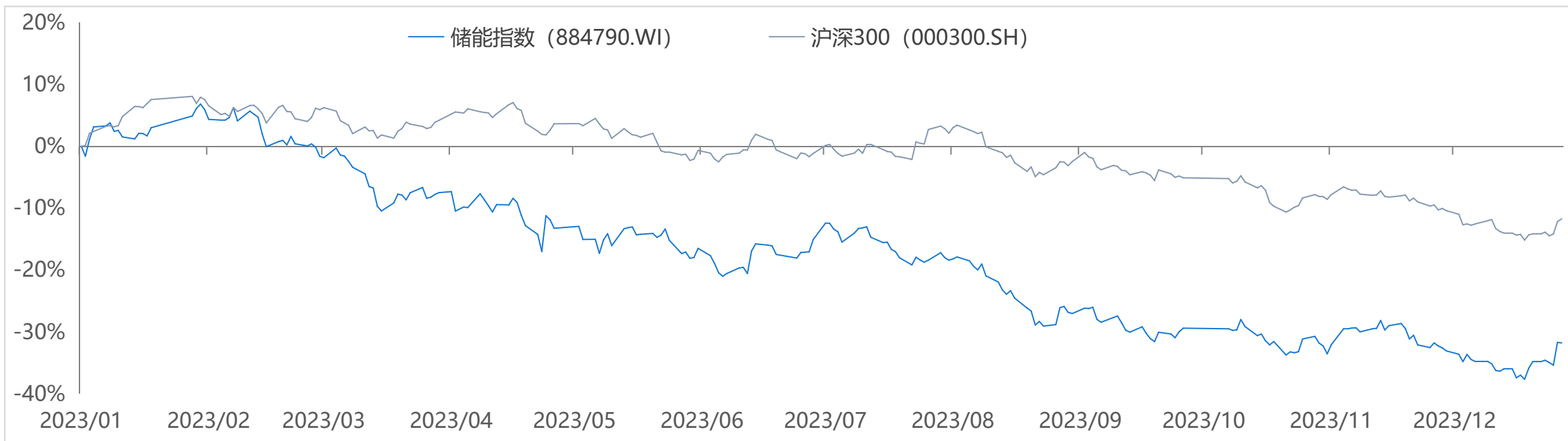
- 1.1 股价复盘：全年跑输沪深3000，盈利兑现不及预期
- 1.2 行业复盘：全球储能主要市场不及预期

1.1 股价复盘：全年跑输沪深300，盈利兑现不及预期

全年跑输沪深300指数，原因主要系国内竞争激烈、欧洲库存过剩、美国并网排队严重延期等。

- 复盘2023年，1) 国内：储能装机超预期，但碳酸锂价格下降+电芯产能过剩带动电芯价格下降；同时，行业竞争激烈，国内厂商为了积累项目经验，纷纷选择低价竞争抢占市场份额，多重原因导致储能系统及EPC价格不断下探。2) 欧洲：库存过剩+部分国家政策退坡，导致2023H2出货量不及预期。3) 美国：项目并网延期问题突出，在高利率+碳酸锂价格下行情况下，客户观望情绪延续，导致出货量不及预期。综合看，储能盈利低于预期，行情呈现全年大幅跑输沪深300。
- 以WIND储能指数 (884790.WI) 为例，全年跌幅为32%，相对沪深300下降20pct；另外，储能指数预测每股收益从3.90元下降至3.06元，降幅达到22%，wind一致预测市盈率由年初的26.3倍下降至21.8倍。（截至2023年12月29日）。

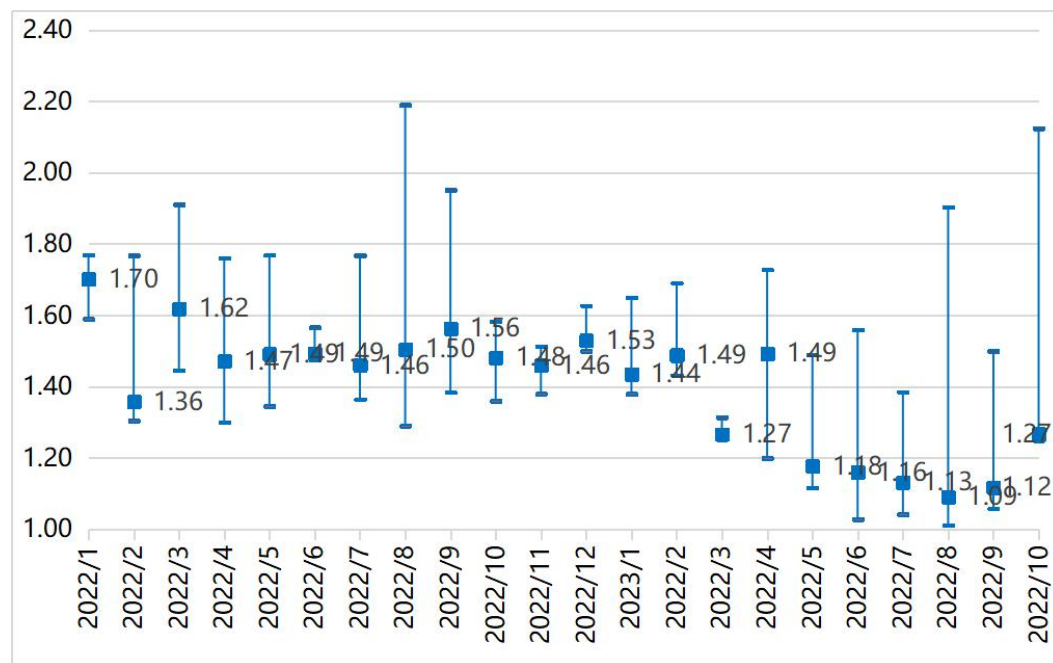
图：WIND储能指数、沪深300自2023年以来的涨跌幅（截至2023年12月29日）



1.2 行业复盘：海外主要储能市场不及预期

- **国内大储需求超预期，但价格持续下滑。**据CNESA数据，2023年1-10月，中国新型储能装机新增13.1GW/27.1GWh，相比2022年分别+79.5%/+70.1%，需求超预期。据我们不完全统计，2023年1-10月储能系统中标价格总体呈现下降趋势，且下行趋势并未收敛。11月底中车株洲所报价0.638元/Wh，刷新储能招投标最低价，国内储能系统价格竞争激烈。
- **欧洲户储供给过剩，库存高企。**根据S&P全球数据，2023H1欧洲户用储能系统剩余库存约6.4GWh，仍处于高位，我们预计库存出清至少持续到年底。
- **美国大储并网排队延期问题严重。**根据EIA公布的2023年10月底数据（对应2023/9），2023年投运+规划的1MW及以上储能规模为8.56GW，其中Q1-Q3投运4.38GW，同比+42.04%，Q4规划4.19GW。对比前期规划数据，发现2023Q1-Q3储能投运延期较为显著，我们推测延期原因主要由于融资利率上升、碳酸锂价格快速下降等。

图：2022-2023国内储能系统月度中标单价（元/Wh）



表：美国储能投运规划情况

总量 (MW)	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2022/12月数据	722	851	341	447	732	2120	116	461	703	591	713	1654
2023/1月数据	65	1025	904	240	726	1485	183	637	681	601	1088	995
2023/2月数据	65	86	1170	501	832	1783	243	728	1008	634	713	1200
2023/3月数据	65	86	268	890	985	1235	775	853	971	767	944	1260
2023/4月数据	65	86	268	175	861	1648	1130	786	1113	846	946	1298
2023/5月数据	65	86	268	169	134	2148	1211	1221	1217	703	864	1664
2023/6月数据	65	86	268	169	144	1036	2066	1486	1021	609	969	1702
2023/7月数据	65	86	268	169	144	1061	1506	1645	1125	758	873	1925
2023/8月数据	65	86	268	169	144	1061	1506	486	1703	757	991	1897
2023/9月数据	65	86	268	169	144	1061	1506	486	593	1081	1188	1918

黄色表示投运数据，灰色表示规划数据

二、海外大储市场分析

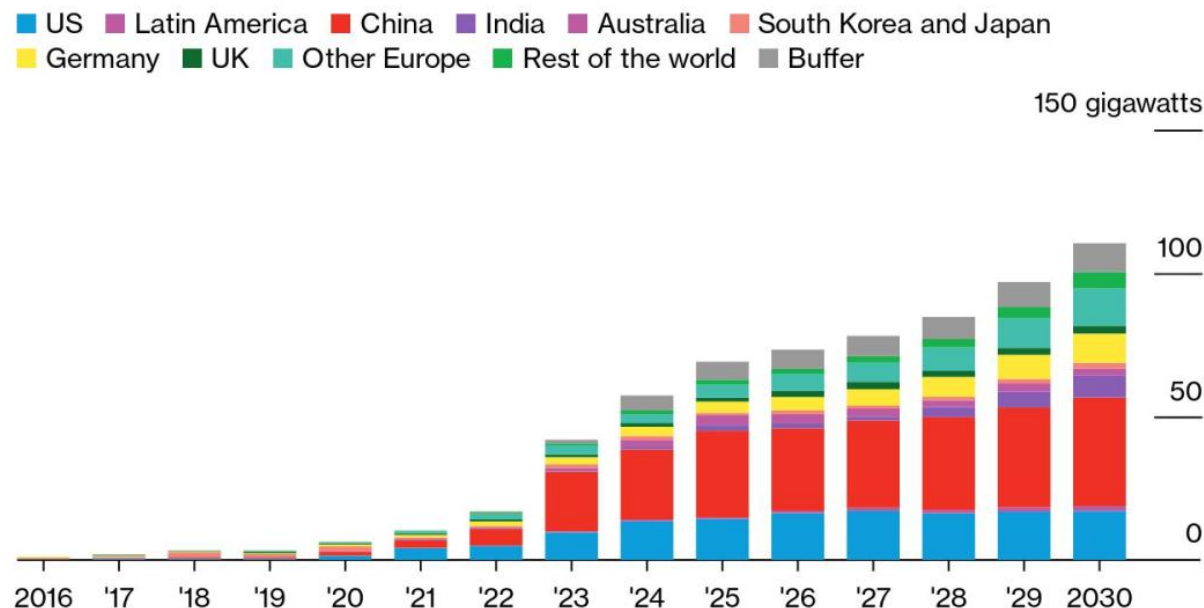
- 2.1 全球概览：需求有望持续高景气，“新能源+储能”性价比不断提升
- 2.2 区域分析：美国大储延期因素有望改善，其它市场需求有望提速
- 2.3 格局分析：竞争格局相对较优，集成环节竞争壁垒较高

2.1 全球概览：全球储能需求有望持续保持较快增长

2023年回顾：据Infolink咨询估计，2023年全球储能装机规模有望达**100 GWh**，其中大型储能约78 GWh，工商及户储约22 GWh；2022年储能装机规模合计44GWh，2023年同比预计超+120%。

- **中国：**据Infolink咨询估计，预估2023全年中国储能装机有望达**39 GWh**，同比+147%。
- **美国：**据Infolink咨询估计，乐观估计美国2023全年装机**25.5 GWh**，同比+85%，低于市场预期。其中，2022年装机为13.8GWh，出自Wood Mackenzie统计值。
- **欧洲：**据Infolink咨询估计，预计2023全年欧洲整体装机可达**17 GWh**，其中户储约占9 GWh。大储现阶段仍以英国、爱尔兰为装机之首，因这两个地方市场机制较完整，而法国与德国也陆续开出招标。

近中期需求预期：据BNEF数据，预计2023年全球新增储能装机**42 GW/99 GWh**，2030年为**110 GW/372 GWh**，2023-2030年复合增长率分别为**14.7%/20.8%**。其中，预计2024、2025年装机分别约为57 GW、69 GW，同比+36%、+21%。

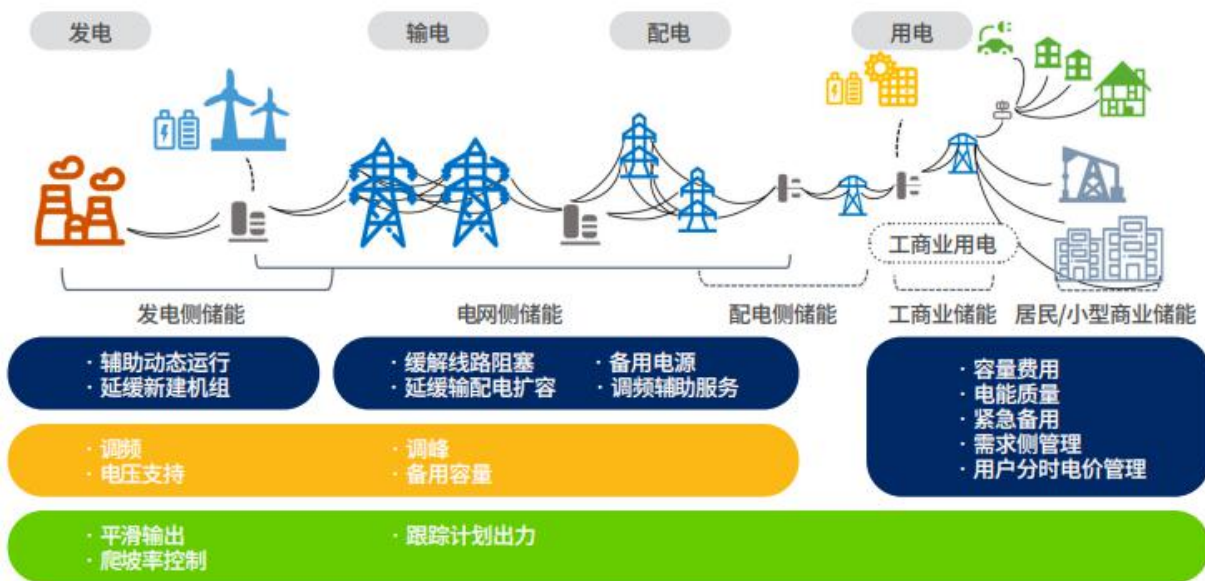


2.1 全球概览：储能需求驱动力两个视角——物理系统视角

物理系统视角：储能需求驱动力可简化为时间和空间两个维度。其中，时间维度是在不考虑电网通道容量限制下的电力电量供需平衡需求，涉及不同时间尺度的电力调节及保供需求；空间维度需要考虑电网通道容量限制，源于提升电网利用效率的需求。

- **时间维度：**短时间尺度的调频需求通常是电池储能初始兴起的驱动力，主要系电池储能调节性能好、部署方便，且调频是高价值调节需求，但调频需求一般空间较小；更长时间尺度的调峰及顶峰（又称保供或容量）需求是电池储能持续增长的重要驱动力，其中新能源渗透率提升和传统电源退役是需求变化的重要诱因。
- **空间维度：**可分为送端和受端，前者主要是由高比例新能源外送驱动，通过储能平移新能源出力，提升电网送出通道利用效率及运行安全性；后者主要是由输配电网短时阻塞产生的需求，通过在电网关键节点部署储能来调整电网中的电力流动，以部分替代输配电工程投资，例如台区储能。

图：储能应用场景及主要作用



图：不同时间尺度电力系统调节需求 (IEA)

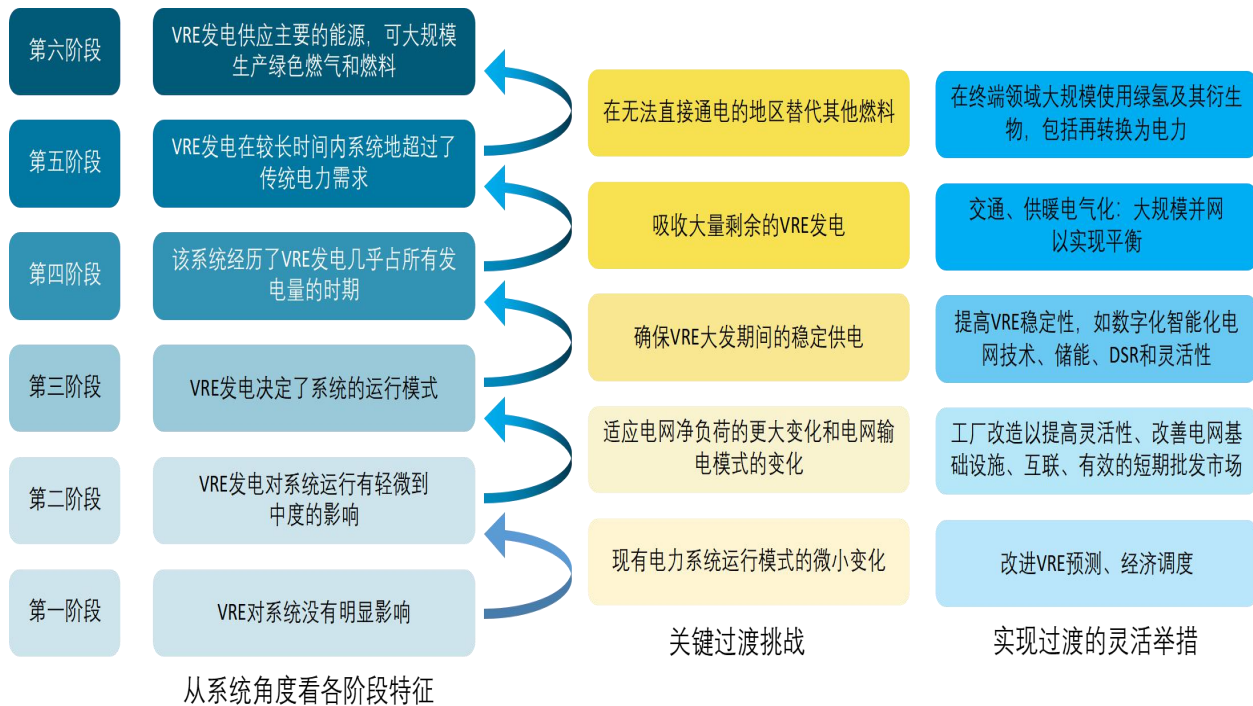
	亚秒	秒	分	时	日	月	年
问题	系统稳定性	短期调频控制	供给/需求变化; 系统管理	发电调度和运行调度	计划检修; 长周期短缺/盈余	季节和年度的生产需求变化	
实例	抗干扰 (例, 大型发电厂故障)	电力需求随机波动	日出后需求增加或日落时净负荷上升	决定多少热电厂和系统保持连接	干湿季节水电可用性		
阶段	第四阶段	第二、三阶段	第三、四阶段	第四、五阶段	第五、六阶段		

2.1 全球概览：储能需求驱动力两个视角——物理系统视角

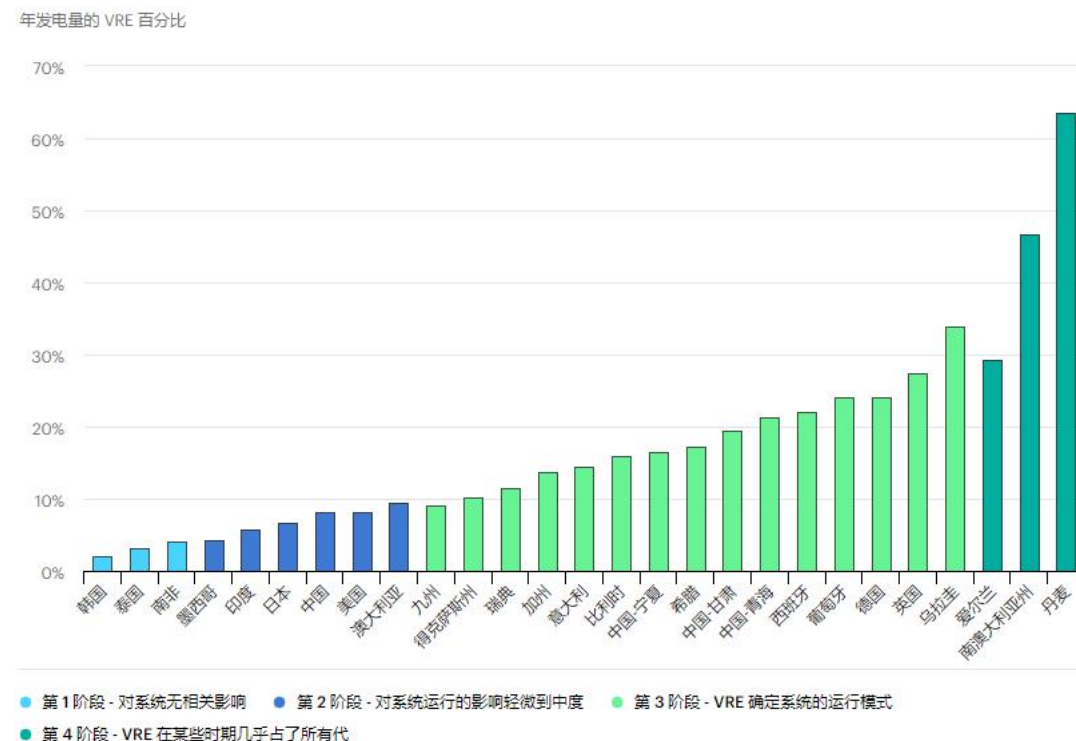
新能源影响： 储能是四类常见灵活调节资源之一，灵活资源需求随着新能源渗透率增加而不断增大。

- **核心变量：** 简化看，储能需求取决于新能源渗透率、调节资源禀赋这两个核心变量。储能需求根本驱动力是新能源渗透率不断提升、传统调节资源不断耗尽，因此储能通常是新能源的后周期需求。
- **灵活调节资源：** 包括传统发电、电网互联、储能、分布式资源（含需求响应等）。其中，高比例燃气发电或水电、广泛电网互联是目前优质的调节资源，也是延缓电化学储能需求的重要因素。

图：新能源发展阶段划分及影响



图：典型地区新能源发展阶段（截止2022年3月底，IEA）

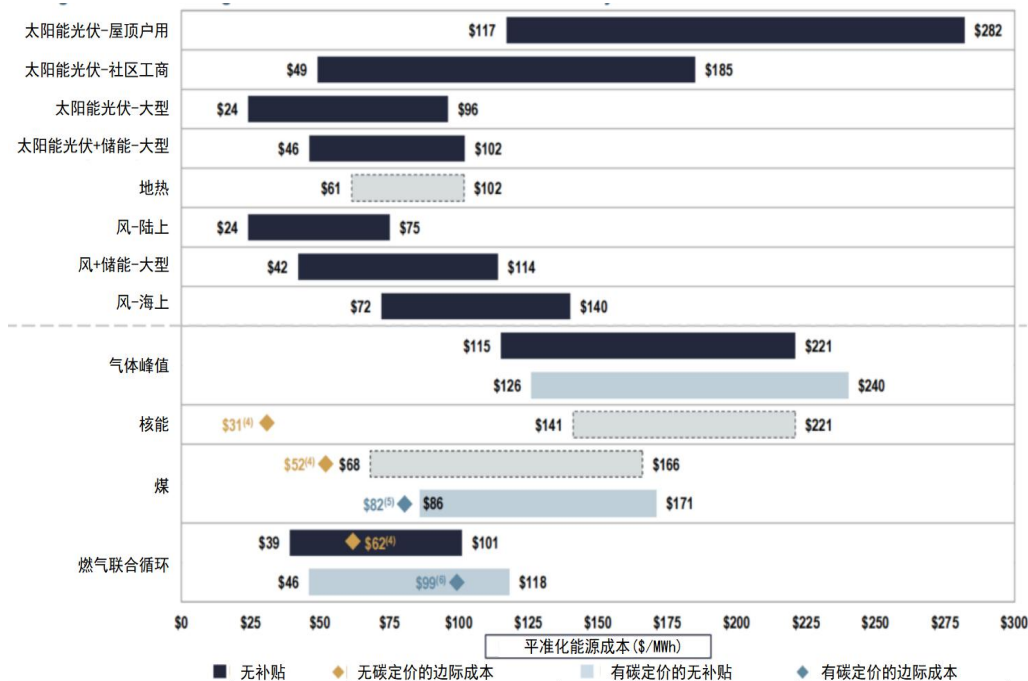


2.1 全球概览：储能需求驱动力两个视角——经济性视角

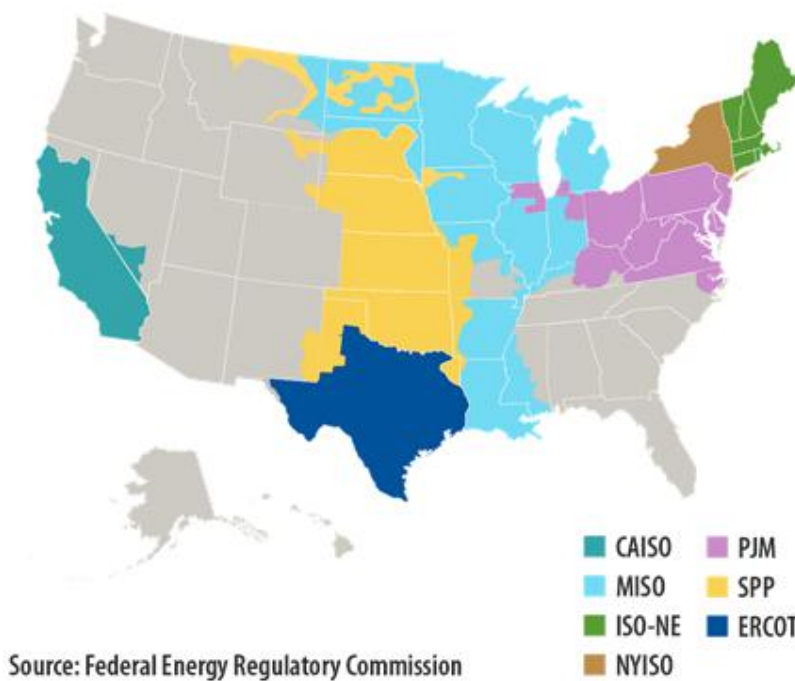
经济性视角：“新能源+调节资源”的性价比是新能源渗透率提升的关键，储能降本和提升调节资源性价比的重要因素之一。

- **储能成本端：**“新能源+储能”降本是推动储能广泛部署的重要驱动力，但新能源渗透率持续提升还需要考虑电网互联成本增加、存量传统发电利用率降低等因素。此外，储能项目开发还受到融资成本、并网成本等其它因素影响。
- **储能收入端：**对于时间维度需求，竞争性市场能更高效为储能等电力调节资源定价，有利于储能商业模式跑通；但即便发达国家也并非完全采用竞争性电力市场，垂直垄断机制也可作为储能设置合理的成本疏导机制，例如美国非ISO地区。然而对于空间维度需求，由于输配电网的自然垄断特性，无论竞争性市场还是垂直垄断机制都可能涉及政府对电网替代性储能的监管定价，同时可能需兼顾考虑该类储能的调节市场收入。展望看，能源转型需要电力配套政策相适应，收入端政策并非静态不变，能源政策方向、“新能源+调节资源”性价比等是储能经济性的核心，也是影响储能收入端的重要自变量。

图：不同发电技术经济性比较



图：美国电力批发市场分布（彩色区域为竞争性市场）



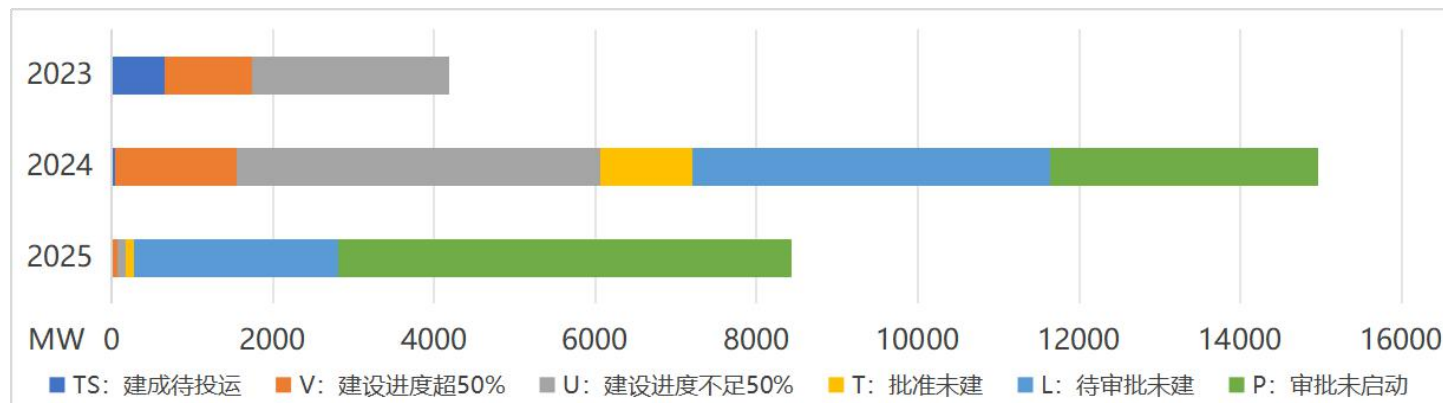
2.2.1 美国大储市场：2024年中性预测增速为58%

机构预测：根据高工锂电资讯，由于美国表前储能源于刚性需求与IRA政策施行，预计2023-2025年，美国储能市场装机复合增长率将达到**88.5%**。

美国大储预期：据EIA数据及我们分析，预计2023年新增投运量**6.1-7.3 GW**，2024年初步预期**14.6 GW**，规划增速**+99%**；我们中性预期2024年美国储能投运量**9.6 GW**，同比**+58%**。

- **EIA规划2024年投运增速+99%**：根据美国官方机构EIA于12月底发布的数据，预计2023年1 MW及以上规模电池储能规划新增投运量7.3 GW，2024年规划新增投运量14.6 GW，同比**+99%**。
- **2023年投运可能为6.1GW**：由于EIA规划项目存在较为严重的延期问题，我们进一步根据EIA的10月项目建设进度数据估计2023年落地情况。2023年1-9月实际投运量4.4 GW；10-12月规划投运量4.2 GW，其中建设进度超过50%项目规模1.7 GW，以此作为2023年投运量估计的下限，相应2023年的预期投运量为6.1 GW。
- **2024年中性增速+58%**：根据EIA的10月数据，2024年处于建设期的项目6.1GW，通过审批未开建的项目1.1 GW，等待审批批准4.4 GW，未启动审批3.3 GW。此外，2023年建设进度不足50%的项目2.4GW。我们分保守、中性、乐观估计2024年投运量，保守估计为2023建设进度不足50%和2024年已开建项目，合计8.5GW，同比**+40%**；中性估计增加通过批准项目，合计为9.6GW，同比**+58%**；乐观估计增加等待审批批准项目，合计为14.1 GW，同比**+130%**。

图：美国1MW及以上储能规划项目进展

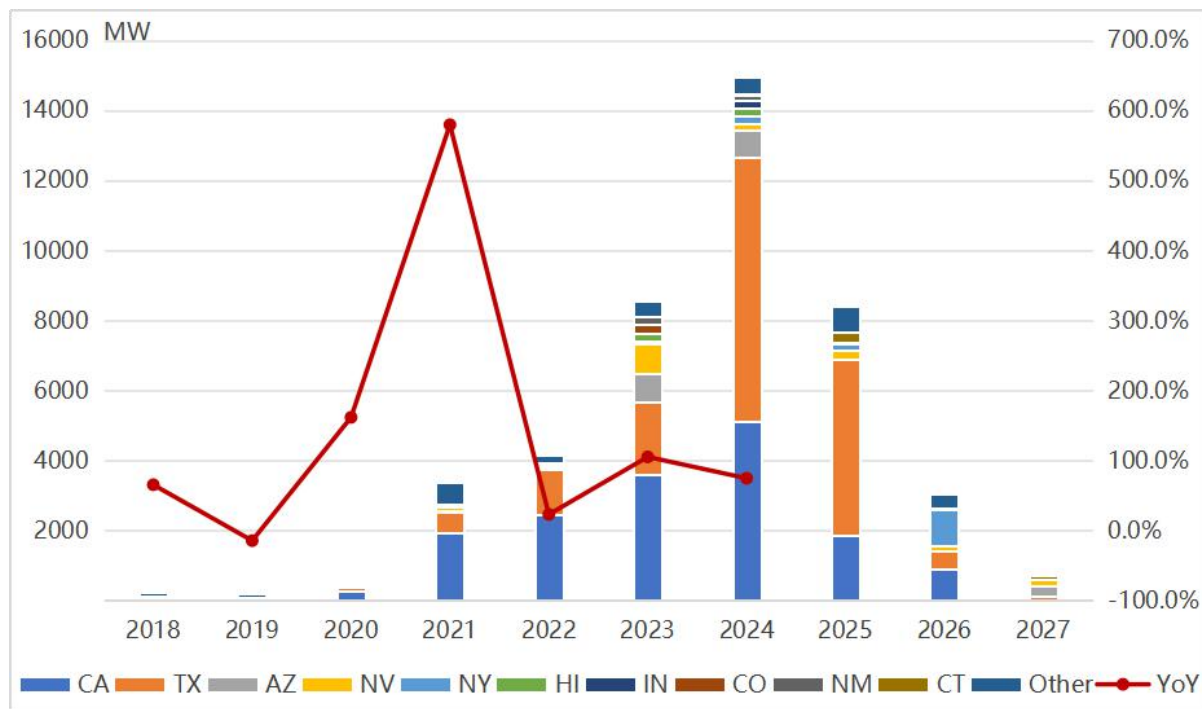


2.2.1 美国大储市场：2024年中性预测需求增速为58%

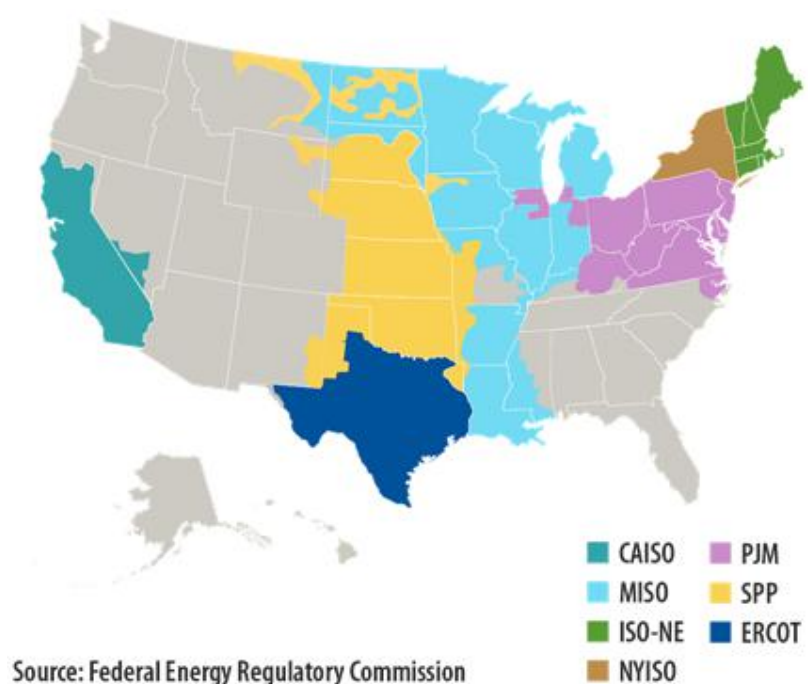
美国大储预期：据EIA数据及我们分析，预计2023年新增投运量**6.1-7.3 GW**，2024年初步预期**14.6 GW**，规划增速+99%；我们中性预期2024年美国储能投运量**9.6 GW**，同比+58%。

- **储能发展区域扩散：**根据EIA的10月数据，截止2022年底，美国1 MW及以上规模电池储能累计投运量9.1 GW，其中top 3分别为加州4.9 GW、德州2.1 GW、佛罗里达0.5 GW，加州占比54.3%，显著领先其它地区。2023年规划新增投运量中top 2分别为加州3.6 GW、德州2.1 GW，加州领先优势减弱；2024年规划新增投运量中top 2分别为德州7.6 GW、加州5.1 GW，德州反超加州，领先全美。除此之外，内华达州、亚利桑那州也开始呈现较为旺盛需求，且这些地区电力行业为垂直一体垄断体制。

图：美国1 MW及以上规模电池储能投运和规划量（2018-2027，EIA）



图：美国电力批发市场分布（彩色区域为竞争性市场）



储能项目延期两个维度：短期看，对于已通过审批的储能项目，项目开发商意愿是关键；中长期看，更多排队项目获得并网许可是保证储能持续较快增长的重要前提。

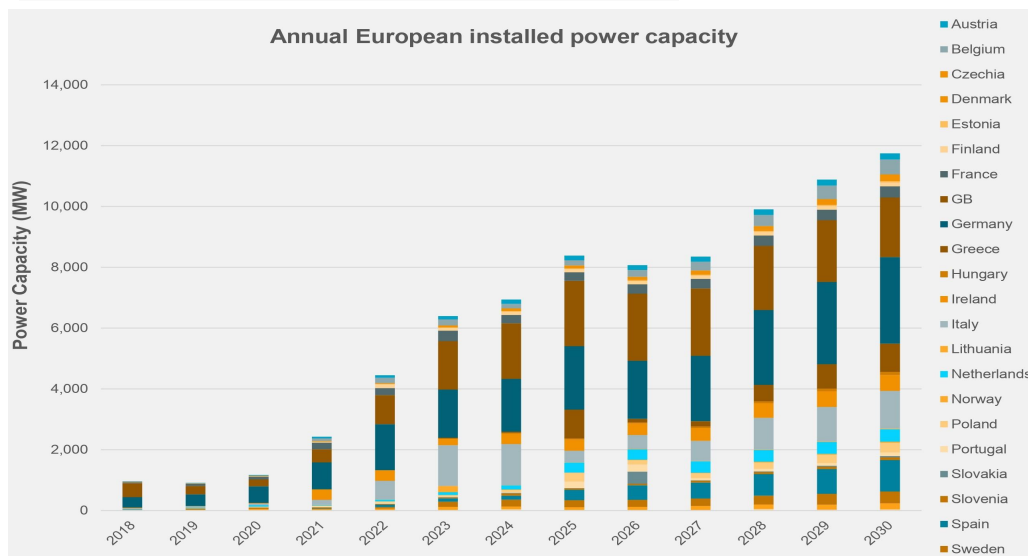
- **短期影响因素及变化：**融资利率上升、碳酸锂价格快速下降是制约短期开发商意愿的关键因素，也主要是经济性因素；此外，变压器短缺、人员短缺、IRA细则也是制约因素。
 - **融资利率变化：**主要受美联储利率政策影响，美国已连续两个月停止加息，加息进入周期尾声，出现边际改善。对于资金充足的企业可以用权益资金（equity）先建，后续债务成本降低再用refinance置换。
 - **碳酸锂相关信号：**目前电芯价格仍处于下行周期，下游开发商仍存在买涨不买跌情绪，碳酸锂价格见底是前瞻信号，国内出口企业接单改善是下游意愿变化的直接信号。
 - **变压器短缺情况：**目前部分储能项目并网端变压器交期较长，由于美国为高价市场，有望吸引更多产能向美国倾斜。
 - **人员短缺变化：**项目增多导致有技能的工人短缺，但IRA的学徒制要求有望逐步增加熟练人员，缓解用工问题。

2.2.2 欧洲大储市场：大储需求规模有望接近美国市场

欧洲大储需求：据EASE于2023年4月预测，2023-2026年欧洲新增储能装机分别为**6.4GW**、**7.0GW**、**8.4GW**、**8.1GW**，同比为+43%、+9%、+20%、-4%，规模接近美国。我们预计，英国大储延期会降低2023年基数，并提升2024年需求及增速。

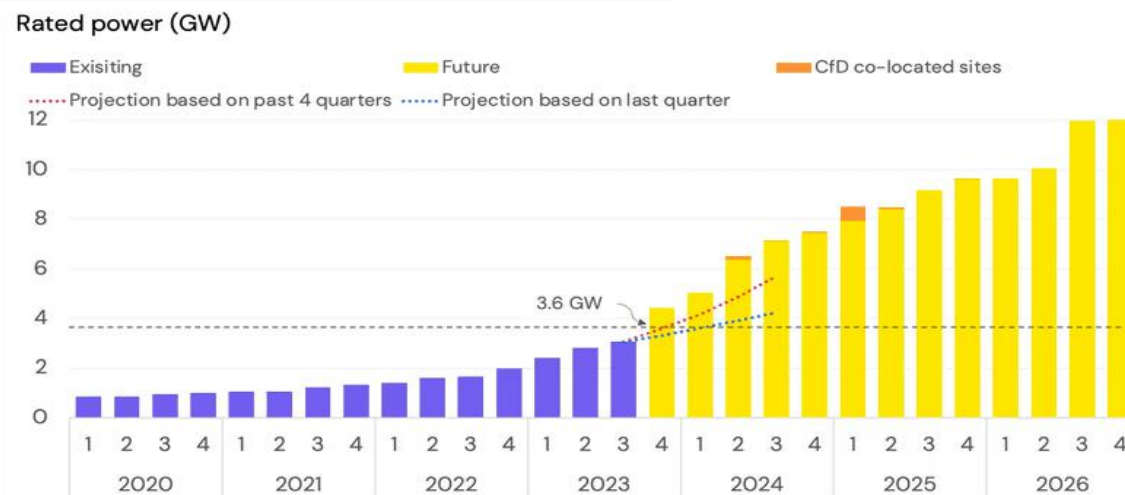
- **区域分布：**据LCP Delta数据，2022年欧洲估计部署1.9GW电网规模电池储能，其中85%分布在英国、爱尔兰、德国和法国。LCP Delta认为，英国、德国、希腊、爱尔兰和意大利仍然是欧洲最具吸引力的五个电池储能市场。
- **英国需求：**据ESO规划，英国目标在2026年实现储能累计装机12GW，2023-2026年新增装机分别为2.4 GW、3.1 GW、2.1 GW、2.4GW。由于2023年储能建设进度不及预期，Modo Energy预计2023年累计规模3.6GW，新增1.7GW，低于ESO规划预期，因此英国也存在需求预期延期现象，可能导致2024年储能需求较快增长。
- **其它地区需求：**根据LCP Delta数据，希腊计划到2030年实现6GW电池储能；意大利也启动了快速备用拍卖和容量拍卖，有望形成GW级市场。此外，匈牙利正在考虑通过该计划安装至少0.8GW/1.6GWh的新储能项目。

图：欧洲储能新增安装量预期（EASE）



注：正文欧洲新增储能装机数据来自该图片取数

图：英国储能规划（累计安装量，ESO）

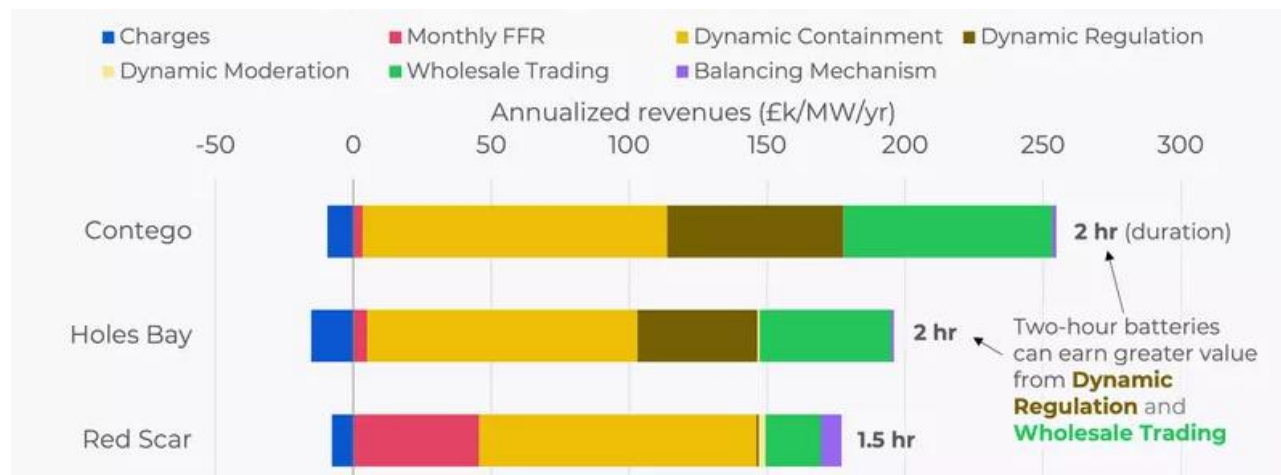


2.2.2 欧洲大储市场：驱动力逐步从调频转向调峰/容量

欧洲大储驱动力要点：欧洲大储爆发需要看调峰或顶峰（容量）类需求的快速增长，其核心是新能源快速增长及传统调节资源的耗尽。

- **欧洲储能需求现状：**英国作为欧洲最大的储能市场，其储能主要是以调频收入为主，大部分情况下这类需求空间小易饱和。例如，据LCPDelta数据，由于频率响应市场越来越饱和，2022年英国电池储能市场平均利润相较2021年高点下降71%。
- **驱动力边际变化：**
 - **英国储能时长提升：**以调频收入为主的英国储能以1h以内时长为主，目前更长时的储能项目逐步更加普遍，例如阿特斯宣布获得的哥本哈根基础设施伙伴旗舰基金的储能项目，规模0.5GW/1.17GWh。同时，英国持续时间更长的储能资产收益已经超过1 h的电池储能。我们认为，储能时长提升也反映了英国调峰需求也正随着新能源发展进一步增大。
 - **意大利备用市场：**类似英国市场，意大利大储市场发展始于快速备用拍卖，2020年相关方签订2023-2027年5年期250MW快速备用合同，主要是Enel和Engie受益。大储更进一步发展来自容量市场拍卖，2022年Terna拍出2024年交付的15年期容量合同，其中Enel赢取超1GW合同，占比超93%。我们认为，从调频类快速备用需求转变为调峰/容量类需求，表明意大利新能源进一步消纳需要大储提供灵活性资源，因而大储调峰/容量需求有望进一步增长。

图：2022年英国收益最好3个电池储能项目情况



其它大储市场：除欧美外，大洋洲、拉美、非洲等地大储需求也开始较快发展，例如澳大利亚、智利、南非等国。物理层面驱动力仍是能源转型，无论是主动的能源政策驱动或是被动的电力短缺因素，且以调峰/容量需求为主；经济性层面，容量价格、补贴等配套政策呈现积极向好趋势。

- **澳大利亚储能市场：**煤炭逐步退出澳大利亚电力市场，储能成为澳大利亚政府能源政策的优先事项之一。
 - **需求层面，**据DCEEW资料，2023年以来，政府主要通过容量投资计划（CIS）支持风光等可再生能源和电池需求等调节资源发展，最新目标是到2030年实现新增32GW装机容量，其中**9GW**为储能系统。在此计划下，新南威尔士州完成了0.98GW/2.79GWh储能招标，计划2025年投运；维多利亚州/南澳大利亚州积极招标0.6GW/2.4GWh。此外，澳大利亚可再生能源署也于2022年宣布赞助2.0GW/4.2GWh储能项目建设，预期2025年投运。
 - **政策机制层面，**CIS招标项目将采用差价合约方式，政策支持部分覆盖执行价格和现货市场收入差额。
- **智利储能市场：**智利储能有望迎来快速成长，成为美洲仅次于美国的第二大储能市场。
 - **需求层面，**据Interact analysis资讯，从2023年开始，新型储能装机有望迎来大爆发，预期全年新投运12个新型储能项目，约**1.3GW**。此外，预计2024-2026年新型储能安装将延续增长态势，每年新增装机规模保持在1GW以上。
 - **政策机制层面，**智利容量市场的市场改革可能为拉丁美洲新兴储能市场新增装机容量加速铺平道路。
- **南非储能市场：**储能逐步成为南非应对电力短缺和能源转型的重要手段。
 - **需求层面，**2023年以来，南非矿产资源和能源部(DMRE)日前发布了六个电池储能项目的征求建议书(RFP)，其规模为**513MW/2052MWh**。2022年8月，南非电网运营商Eskom公司，发出总规模为343MW/1440MWh电池储能系统的采购计划，第一阶段在全国8个变电站建设199MW/833MWh，而第二阶段将在另外5个Eskom站点部署144MW/616MWh。这些项目将分别于2023年6月和2024年12月完成。
 - **政策机制层面，**主要通过可再生能源电力生产商采购项目（REIPPPP）和独立发电商采购计划（RMIPPPP）推动。

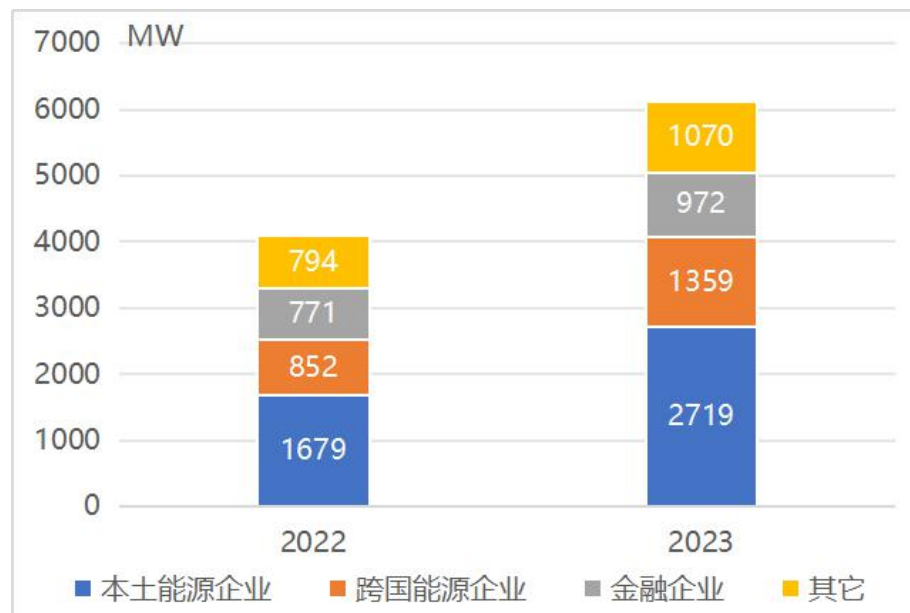
储能集成竞争：国内企业参与海外市场主要是做储能系统集成，以及供应储能部件。海外系统集成市场竞争壁垒相对更高，核心是客户资源竞争，主要决定要素包括，1) 储能开发商构成；2) 集成商自身综合能力。

- **开发商构成：**开发商构成影响着系统集成等供应链格局，主要影响分为两个方面
 - **供应商进入壁垒：**大型企业的供应链管理要求更为规范、严格，供应链转换成本较高，因此大型企业的进入壁垒更高，先发企业优势较为显著。
 - **综合能力要求：**专业实力更强的企业在项目开发和供应链管理延伸能力更强；偏弱的企业更依赖于供应商自身的综合能力，也更倾向于选择集成度更高的产品，因为高集成度产品的交付、售后责任界面更为清晰，便于企业项目开发、运营和转售。
- **集成商自身综合能力：**主要体现在可融资性、产品力、服务能力等，全球业务对企业综合能力要求高，容易呈现强者恒强，形成进入壁垒。

2.3.1 海外大储开发商格局——以美国为例

开发商格局分析：以美国大储投资方为例，我们重点分析2022年、2023年50MW及以上单体规模储能项目（以下简称“大型储能”）的投资商构成。

- **统计范围：**根据EIA的10月底最新数据，我们统计2023年已投运和建设进度超过50%的1MW及以上储能项目6.12GW，其中大型储能项目5.05GW，占比83%；2022年1MW及以上储能项目4.10GW，其中大型储能项目3.30GW，占比81%。
- **大型储能开发商构成：**我们将美国储能开发商分为本土能源企业、跨国能源企业、金融企业，2023年三类企业开发的规模分别为2.72GW、1.36GW、0.97GW，对应2023年项目占比为44%、22%、16%；2022年分别为1.68GW、0.85GW、0.77GW，对应2022年项目占比为41%、21%、19%。
- **开发商变化分析：**对比2022年，2023年金融企业的投运项目占比有所下滑，但考虑到2023年项目延期尤为严重，如果我们考虑预计2023年投运但实际建设进度不及50%的项目，则2023年三类企业开发的规模分别为3.36GW、1.62GW、2.12GW，对应2023年项目占比为39%、19%、25%，相应金融企业开发的大型项目占比同比有明显提升。

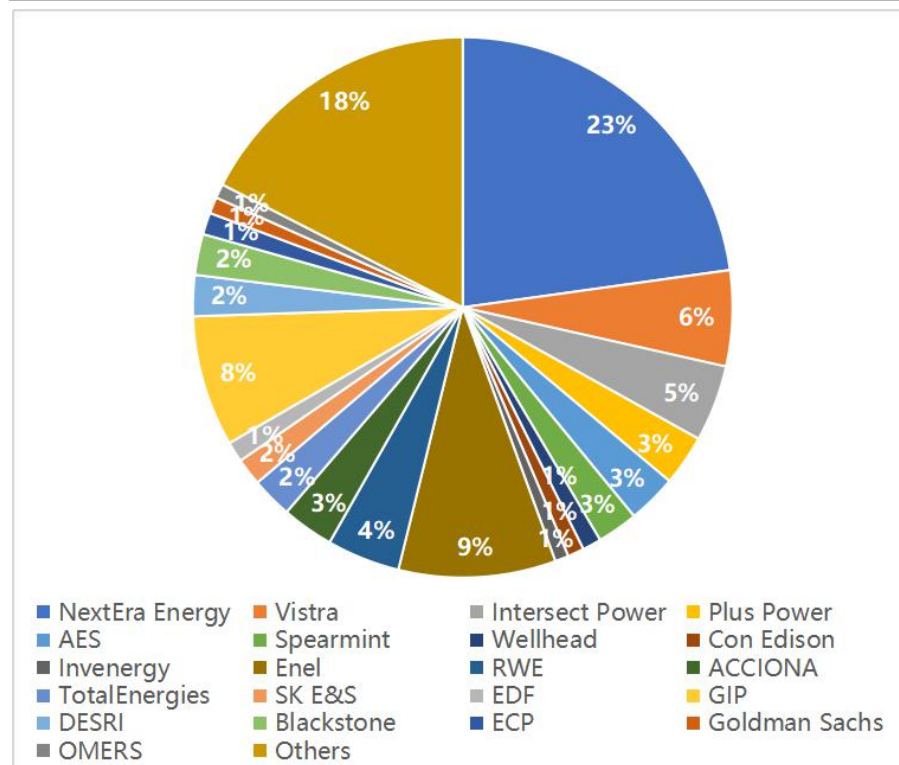


图：2022-2023年美国1 MW及以上规模电池储能开发商构成

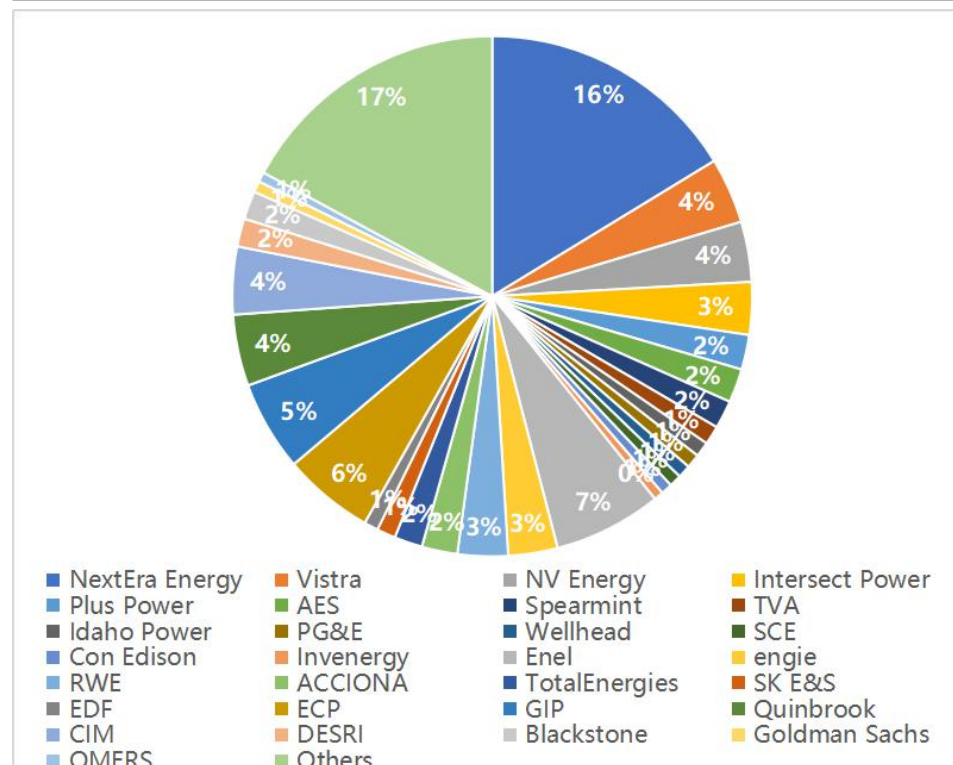
2.3.1 海外大储开发商格局——以美国为例

- **本土能源企业**：美国本土能源企业开发和集成能力有着明显差距，其中头部企业NextEra Energy兼具储能集成能力，AES是集成商Fluence控股股东。目前总体格局仍偏分散，具有较好小客户资源基础的企业仍存机遇。
- **跨国能源企业**：跨国能源企业以欧洲企业为主，例如意大利Enel、德国RWE、法国EDF、西班牙ACCIONA，进入这些企业供应链一方面可进入美国市场，另一方面也将受益于日后欧洲大储需求的爆发。
- **金融企业**：金融企业参与数量不断增多，例如GIP、DESRI、黑石、ECP、高盛，且大量项目的单体规模大，这些企业对供应商自身综合能力要求高，有望为相关集成企业贡献较大业绩增量。

图：2023年美国大型储能项目开发商（不含50%以下进度）



图：2023年美国大型储能项目开发商（含50%以下进度）



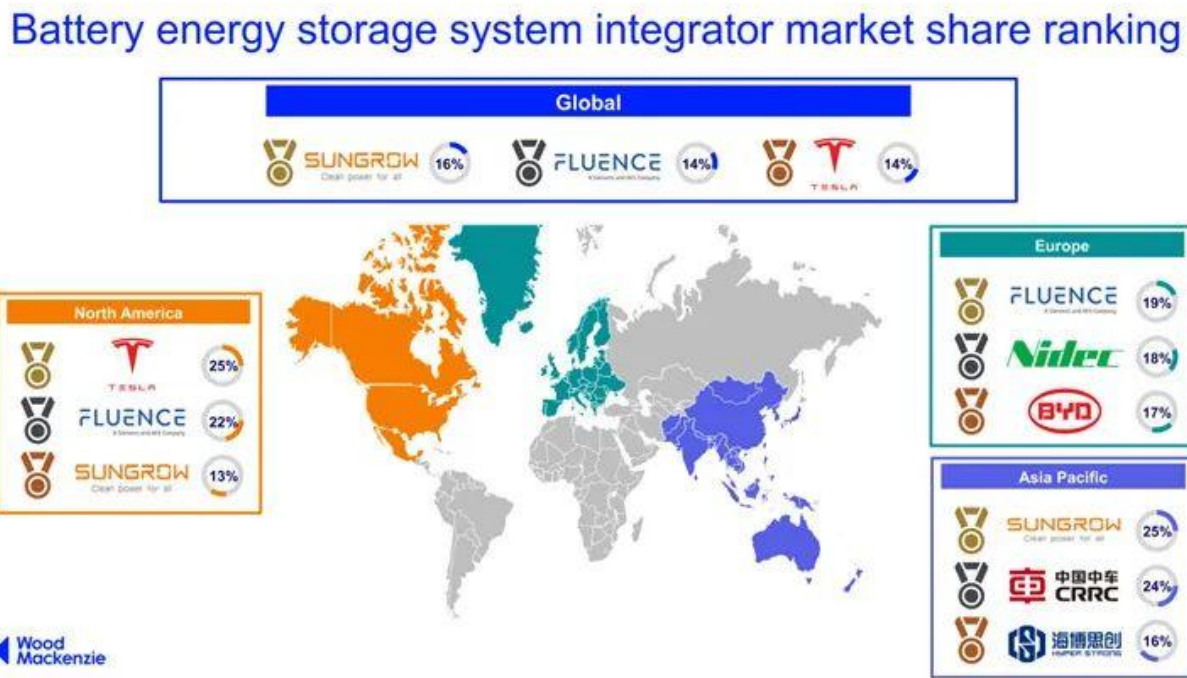
2.3.2 海外大储集成商市场格局

2022年排行：据Wood Mackenzie发布的2022年全球电池储能系统（BESS）集成商市场份额的最新统计数据，阳光电源（Sungrow）以**16%**的全球市场份额位居全球第一，其后是Fluence（**14%**）和特斯拉（**14%**）、华为（9%）和比亚迪（9%）。

- **北美格局：**特斯拉以25%的市场份额领先，主要受益于其产业链的垂直整合，集成硬件、软件和附加服务能够为客户提供快速、持续的改进能力和新功能。Fluence以22%紧随其后，阳光电源凭借成本竞争力和先进的液冷产品以13%的市场份额排名第三。
- **亚太格局：**中国成为亚太BESS集成商市场的领导者，到2022年占据86%的市场份额。亚太地区，排名前三的企业主要为阳光电源（25%），中国中车（24%）、海博思创（16%）。
- **欧洲格局：**在欧洲市场，Fluence（19%）排名第一；Nidec（18%）排名第二；比亚迪位居第三，市场份额17%，前三合计占据54%的市场份额。

2023H1排行：据S&P Global数据，截至2023年7月，全球已安装项目排名前五位的系统集成商分别是阳光电源、Fluence、Tesla Energy、Wärtsilä、海博思创。

图：2022年全球电池储能系统集成商市场份额排行



2.3.2 海外大储集成商市场格局

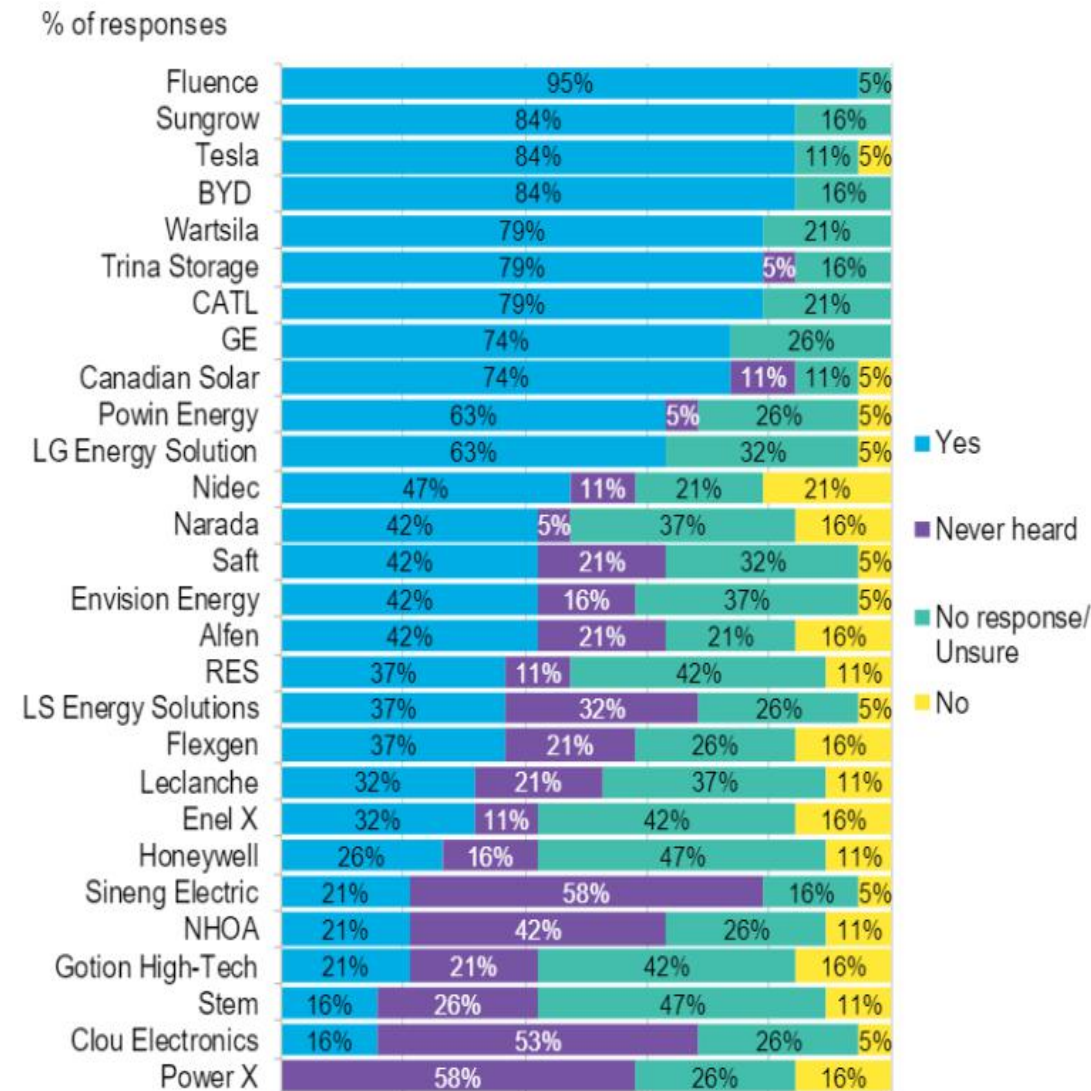
海外集成市场竞争壁垒：可融资性、产品力、服务能力等。

- **可融资性：**可融资性为是否可能获得银行的无追索权贷款融资，影响着海外储能项目开发的融资能力。可融资性综合考虑产品质量、长期可靠性、项目部署绩效和制造商财务实力等多方面因素，是企业综合实力的重要表现。依据BNEF的2023年可融资性排行，我国入榜的集成商有阳光电源、比亚迪、天合光能、宁德时代、阿特斯、南都电源、远景能源、上能电气、科陆电子等。
- **产品力：**储能长期运营效益直接取决于储能的产品力，体现在安装调试阶段便利性、运行阶段可靠性及效率、维护便捷性。其中，循环效率、在线率、衰减曲线是重要的产品技术指标。
- **服务能力：**储能项目建设运营依赖于集成商的售前售后服务支持，海外服务中心布局影响着企业的海外市场竞争力，更广泛的布局能力进一步依赖于企业海外业务规模，规模差异相应也构成市场竞争壁垒。



图：阳光电源PowerTitan 2.0

图：2023年储能系统集成商可融资性排行（BNEF）



三、海外分布式储能市场分析

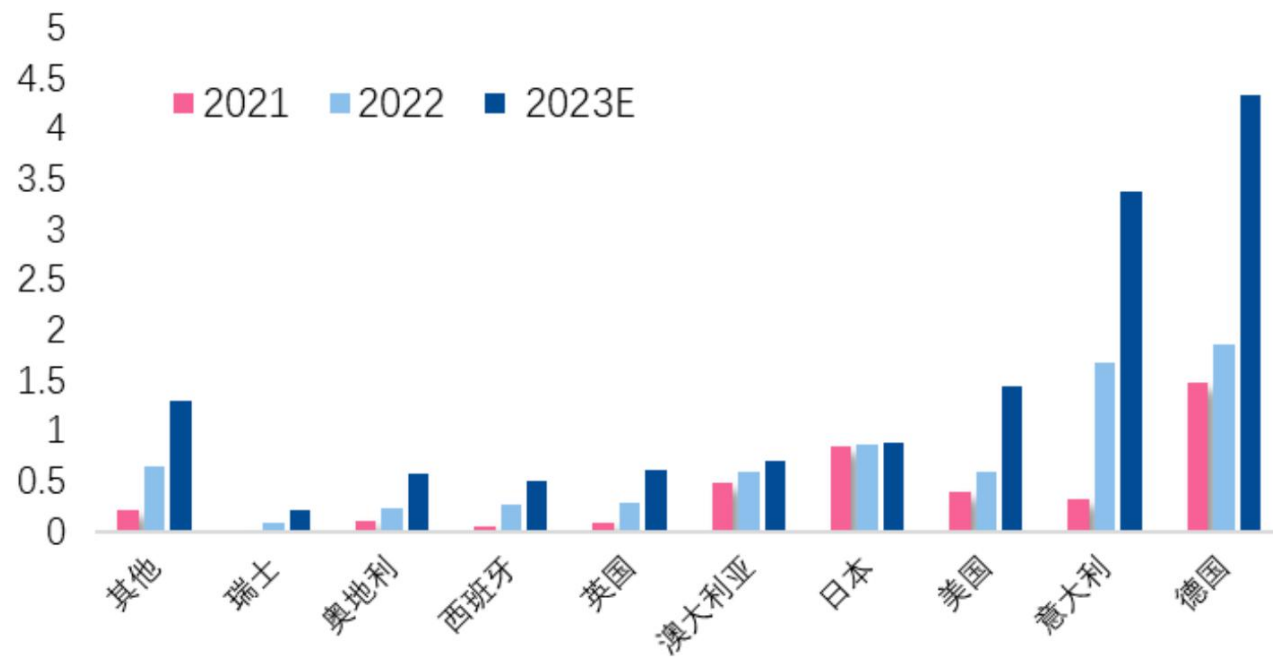
- 3.1 户用储能：德国市场维持高增，部分市场需求呈现疲态
- 3.2 工商业储能：欧美仍在起步阶段，亚非拉市场空间广阔
- 3.3 供需形势：供给过剩导致户用储能库存积压问题显著

3.1 户用储能：预计2023年全球新增装机将达13.3GWh

需求分析：据EESA，预计2023年全球户用储能市场新增装机将达到13.3GWh。

- **欧洲**：主要看德国、意大利，欧洲户用市场新增装机规模在2023年达到9.57GWh，欧洲新增户用储能市场在全球占比71%。
- **北美地区**：主要看美国，预计2023年美国户用储能新增1.4GWh。
- **APEC地区**：主要看澳大利亚和日本，预计2023年澳大利亚户用储能新增0.7GWh，日本新增0.85GWh。
- **其他地区**：南非，中东以及东南亚地区户用储能市场均有一定量增长，尤其是对于南非地区，微逆以及3kWh户储产品出货量增长较快，北非以及中东地区柴油发电替代需求较为迅猛，叠加地缘政治因素，储能备电也逐渐成为刚需。截至2023H1，中东及北非地区户用储能市场装机新增约0.03GWh，预计全年可达0.07GWh。

图：2021-2023E全球主要地区户用储能市场装机

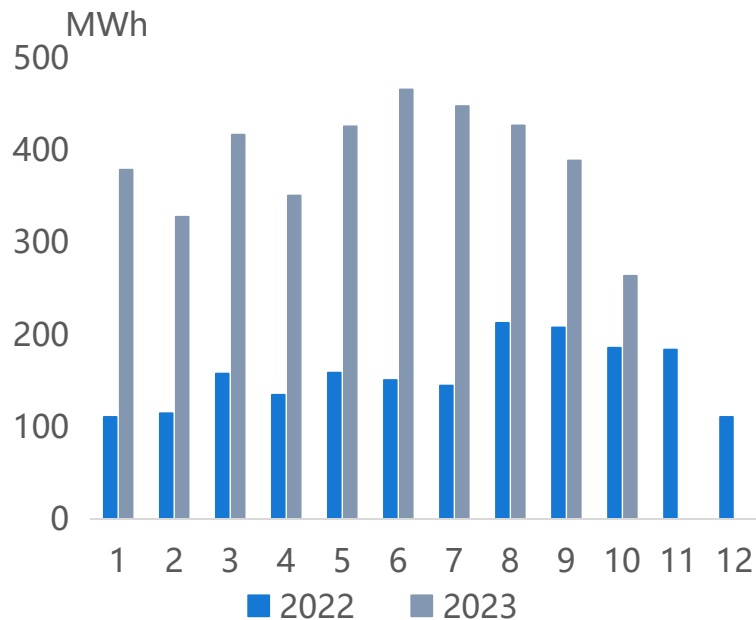


3.1.1 欧洲户用储能：预计2023年欧洲将新增装机9.57GWh

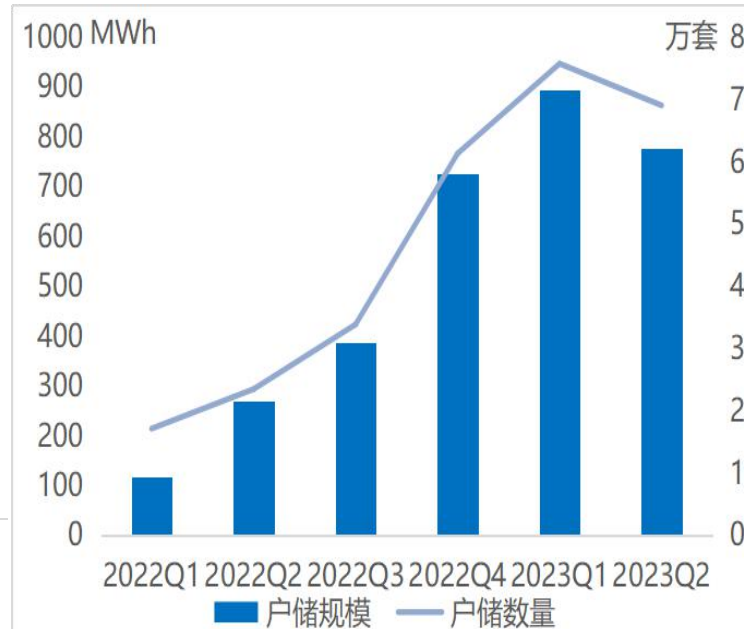
欧洲地区：德国预计是欧洲地区主要增长极，2023年装机达4.5GW，同比+140%。

- **德国**：长期以来，德国户用储能市场一直是欧洲最大的细分市场。据EESA，2023H1装机共计2.41GWh，三季度属于德国市场装机淡季，季度环比下降4.7%，2023年1-9月累计装机3.51GWh，预计年底可达到4.5GWh。
- **意大利**：据EESA数据，随着户用储能市场补贴的降低，意大利储能市场二季度已出现萎缩，然而意大利存量房屋改造比已完成16.5%，接近国家在2030年达到19%的目标，后续市场需求将持续减弱，很难维持2022年的增长速度。
- **欧洲其他国家**：据EESA，得益于电动车市场、户用光伏市场发展以及智能电表进一步普及，2023H1英国户用储能市场新增装机已超过2022年总量0.28GWh，达到0.38GWh，预计2023年新增规模将达到0.62GWh。奥地利H1新增装机将略低于英国，但超过西班牙达到0.3GWh；与此同时瑞士，荷比卢地区预计将增加0.32GWh。

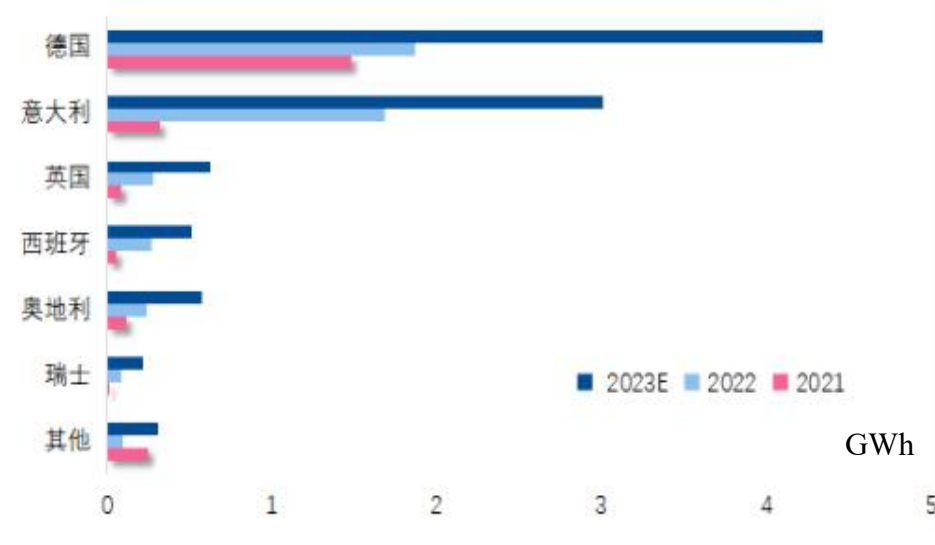
图：2022-2023年德国户用储能新增装机



图：2022-2023年意大利户用储能季度数据



图：2021-2023E欧洲户用储能市场装机统计

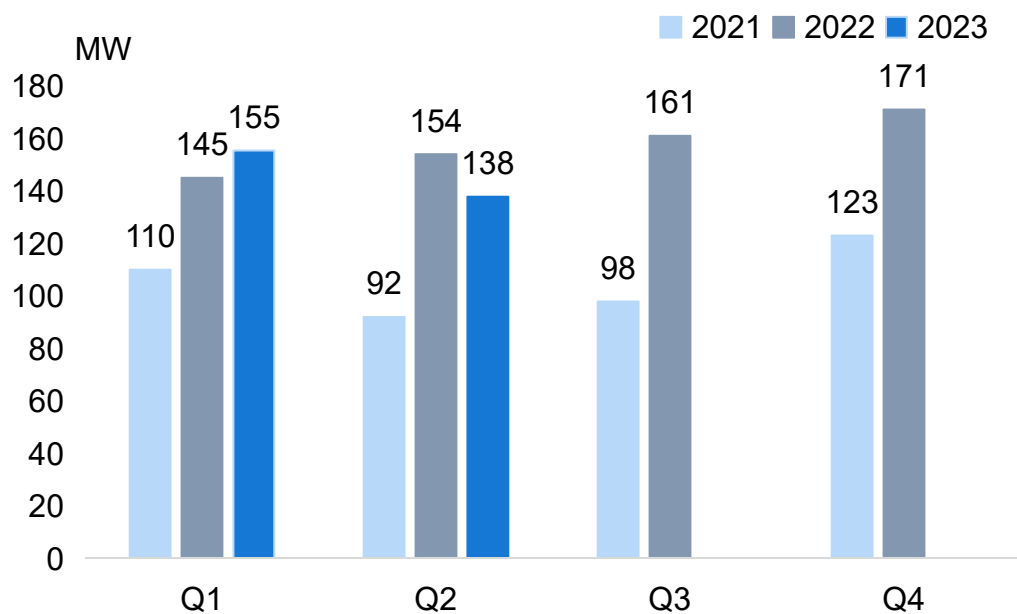


3.1.2 美国户用储能：预计2023年美国将新增装机1.4GWh

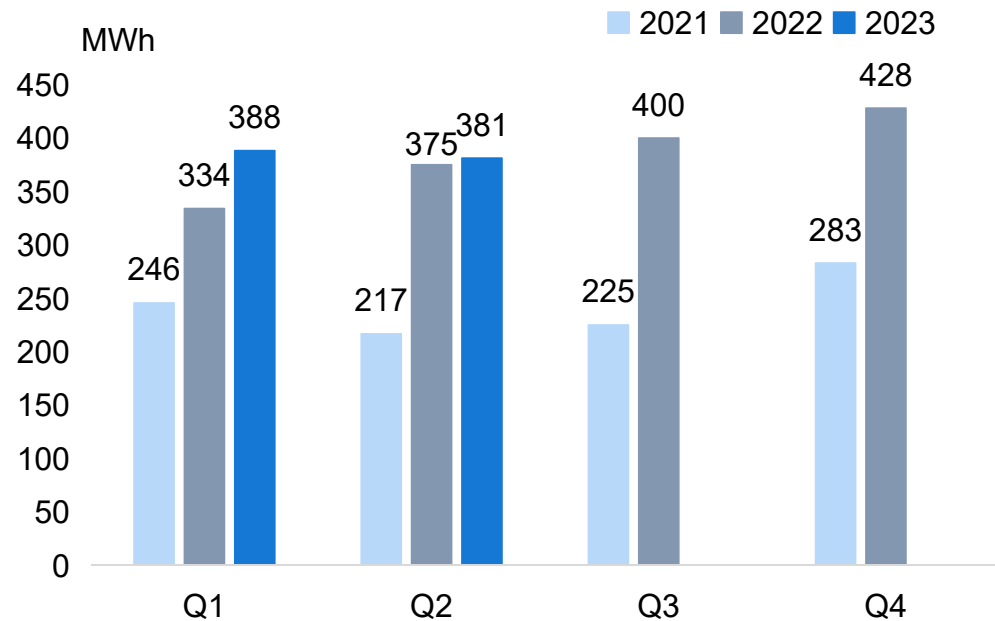
美国地区：据EESA数据，预计2023年美国户储装机将新增1.4GWh。

- **美国户储装机**：根据Wood Mackenzie数据，2023年1月到6月，美国新增户储装机累计达到293.2MW/769.4MWh，同比-1.9%/+8.5%。自2022Q4以来，美国户储系统出货量环比下降，主要受到储能系统融资高利率的制约。政策方面，加州NEM2.0旧政策下不配储太阳能项目积压，以及美国中部电价下降，导致居民推迟户储系统安装。EESA预计加州NEM3.0新政策下，太阳能和配套储能需求将在2023年底逐步改善，有望略微缓解供应过剩导致的库存问题。
- **美国户储装机预测**：据EESA数据，预计2023年美国户储装机将新增1.4GWh。另外，Wood Mackenzie认为，2023Q2户储新增装机同比下降并不影响未来强劲的增长趋势。考虑到近期的配储率趋势和加州安装的延迟性，预计2027年的年安装量将是2023年的3.5倍，五年内的总安装量将达到8.0GW。

图：2021-2023E美国户用储能市场装机 (MW)



图：2021-2023E美国户用储能市场装机 (MWh)

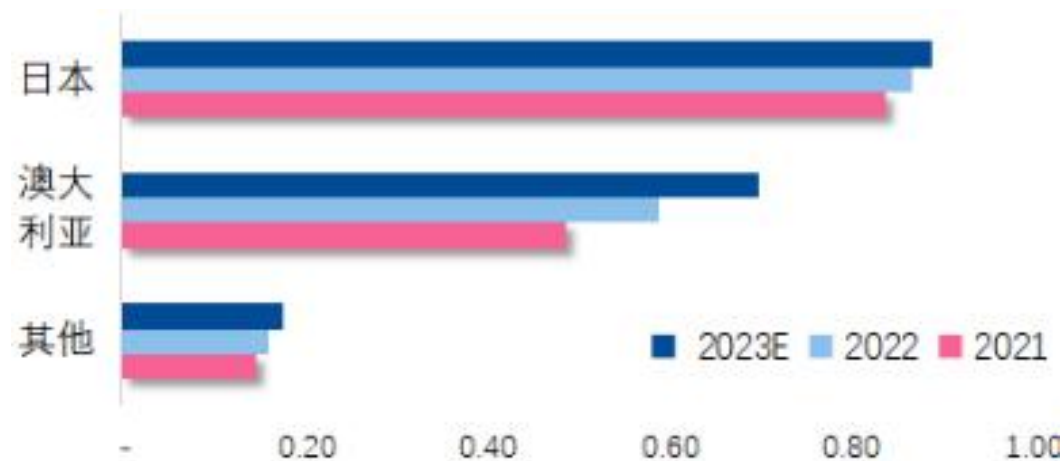


3.1.3 其他户储：预计2023年澳大利亚新增0.7GWh，日本新增0.85GWh

APEC地区主要户储市场是澳大利亚和日本，2023年预计澳大利亚新增0.7GWh，日本新增0.85GWh。

- **APEC地区的户储主要市场集中在澳大利亚和日本。**据EESA，澳大利亚和日本是目前APEC地区户储的两个主要市场，其他亚太地区例如印度、泰国、菲律宾以及印度尼西亚等的户储还在起步阶段。随着户用光伏的发展以及清洁能源发电占比的提高，预计印度户储有一定的增长空间，但是当前情况下户储的发展仍受政策、电价以及当地经济环境影响较大，东南亚大部分国家仍不具备良好的户储发展条件。
- **澳大利亚：**据EESA，澳大利亚各州之间情况相差较大，按照户储的装机量维度，维多利亚州的户储装机量最高，占整个澳洲市场的30%；超过75%的户储装机量都位于澳大利亚东部。截至2023H1澳大利亚户用储能装机约0.47GWh，预计全年新增将达到0.7GWh。
- **日本：**据EESA，在日本部分地区，户用储能作为备用电源已成为一种刚需。与此同时，截至2022年，FIT合同的到期释放出约9GWh的潜在户用储能市场空间，支撑着日本户用储能装机量稳定增长。截至2023H1，日本户用储能装机量达到约0.43GWh，预计全年新增将继续稳在0.85GWh。

图：2021-2023E全球主要地区户用储能市场装机



3.2 工商业储能：预计2025年全球新增装机将达11.5GW

需求分析：预计2025年全球工商储新增装机有望达到11.5GW。

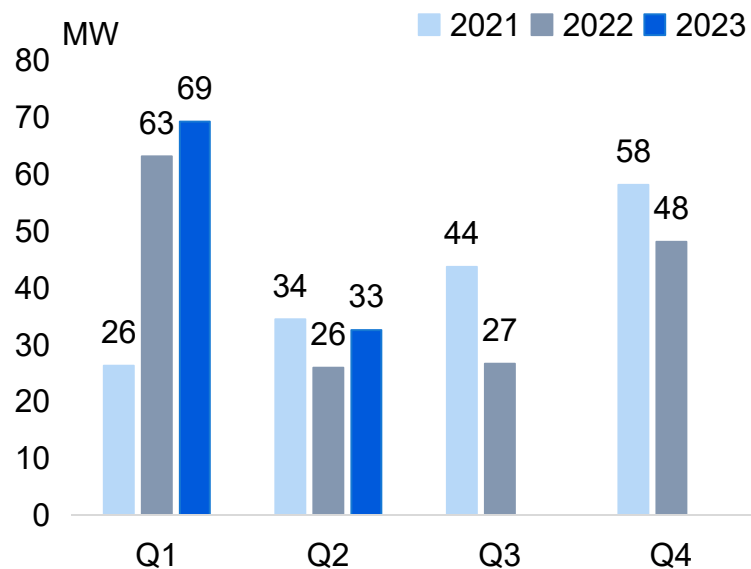
- **需求现状：**据CESA，2022年，全球新型储能的累计装机量达到46.2GW，其中工商业储能装机总量为4.2GW，约占全球新型储能累计装机量的9.1%。从全球区域分布来看，全球工商业储能主要集中在美国、中国和欧洲。
- **需求预测：**据中国化学与物理电源协会发布的《2023年中国工商业储能发展白皮书》，2025年全球工商业储能新增装机量有望增长到11.5GW，届时全球工商业储能的累计市场规模将达到190-240亿元，美国和中国的装机量占比预计将超过全球的50%。
 - **美国需求驱动分析：**从电价来看，住宅>商业>工业，就表后市场经济性来看，工商业储能经济性不如户储，但美国部分地区依然具备一定的经济性。以2023年6月11日加州CAISO调度中心电价为例，当日峰谷价差在2.89~3.41美分/kWh，据Lazard数据，2023年美国工商业光储项目平准化成本为4.8~18.5美分/kWh，而按2023年5月商业平均价格为12.31美分/kWh，工业平均价格为7.75美分/kWh来计算，在ITC最高70%的补贴下光储项目已经具有一定经济性。
 - **欧洲需求驱动分析：**分布式资源占比高驱动配储消纳，叠加补贴政策驱动。就补贴方面，2023年德国财政部提出如果能源密集型企业承诺脱碳并留在德国，在2030年以前，其80%的用电量就能享受6欧分/千瓦时的补贴电价。瑞士在2020年提出4600万瑞士法郎补贴商业屋顶太阳能的计划，各国补贴措施提高了工商业客户配储的意愿。
 - **亚非拉需求驱动分析：**近中期看，亚非拉分布式储能（以工商储为主）主要源自两类备用电源需求，本质也是经济性驱动，一类是疫情后缺电问题加重的国家产生新的备用电源需求，以南非、黎巴嫩为代表；另一类是存量备用电源替代，例如印度、巴基斯坦等国。中长期看，主要来自新能源跨越式发展带来的新的调节资源需求，光伏微网是重要形式。亚非拉需求分析的重点是识别具有消费力群体对应的市场空间，我们近中期主要测算存量备用电源替代空间。

3.2.1 美国工商储：预计2023年新增0.2GW，2023-2027年新增3GW

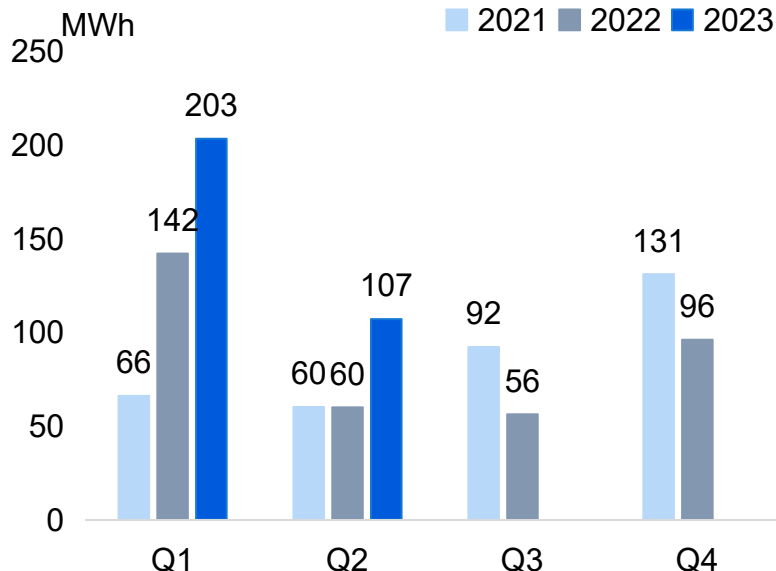
美国地区：2023H1，美国新增工商储装机达 101.6MW/310.3MWh，预计2023年新增装机0.2GW，2025年新增0.98GW。

- **美国工商储现状：**根据Wood Mackenzie数据，2023H1，美国新增工商储装机累计达 101.6MW/310.3MWh，同比 +14.3%/+53.7%。据该机构预测，后续供应链的挑战和各州相关政策的缺乏会对工商储安装造成冲击。
- **美国工商储预测：**由于工商储安装量在 2020 年与 2022 年都经历了不及预期的情况，Wood Mackenzie针对美国工商储 2023年至2027年的五年累计安装量预测也下调了 28%，从 4.1GW 下调至 3.0GW。根据 Wood Mackenzie 预计，美国 2023年工商业储能新增装机约0.2GW，2025年新增装机约0.98GW。

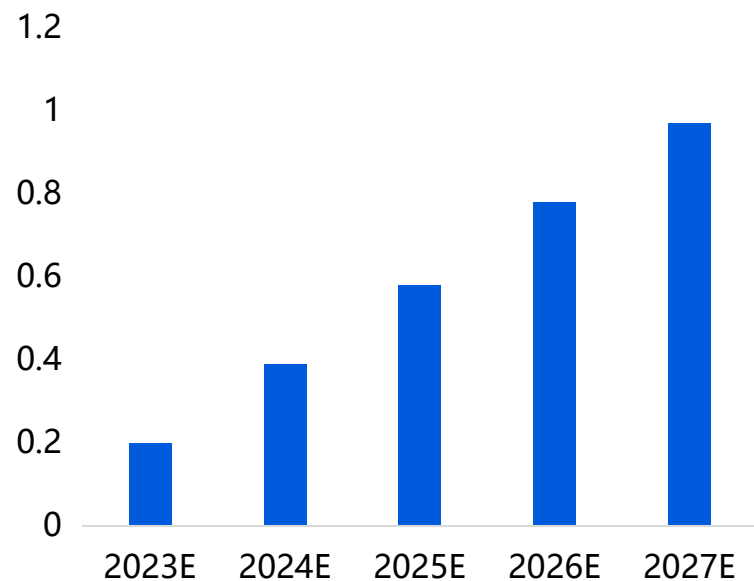
图：2021-2023美国工商储市场装机 (MW)



图：2021-2023美国工商储市场装机 (MWh)



图：2023E-2027E美国工商储市场装机 (GWh)

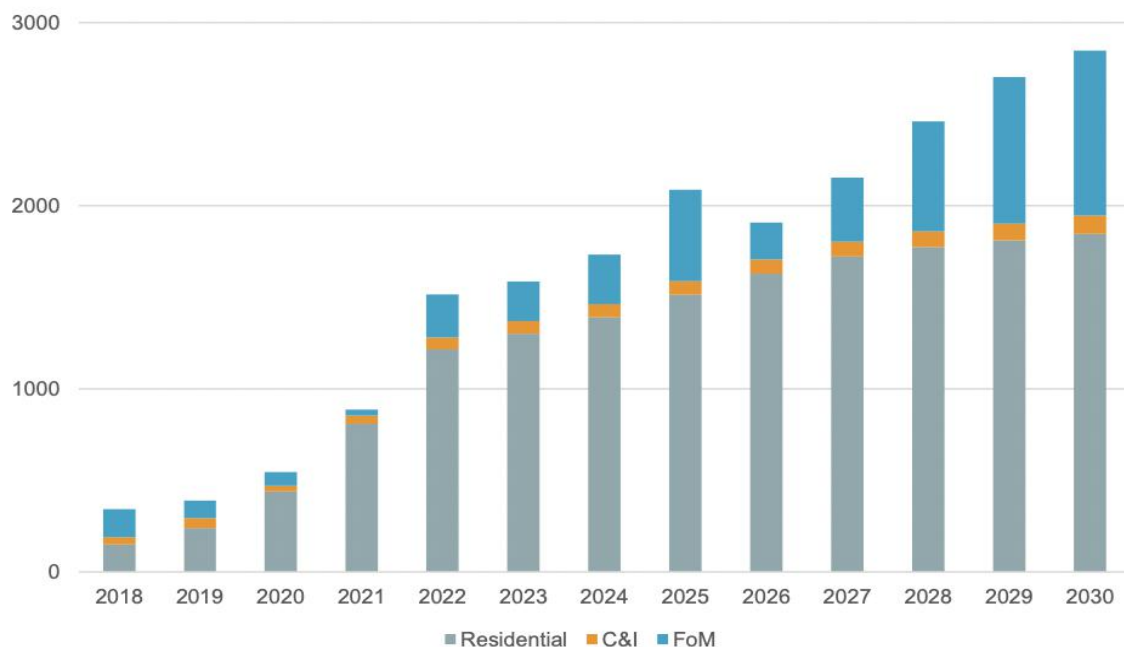


3.2.2 欧洲工商储：预计2023年新增0.62GW

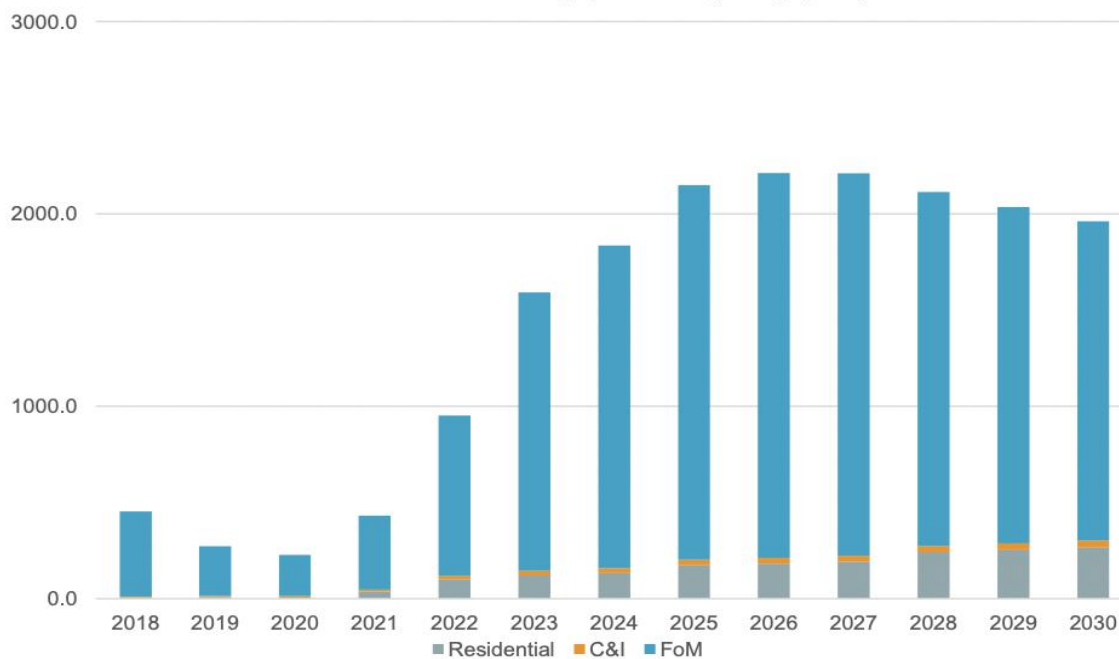
预计2023年欧洲工商业储能新增装机为0.62GWh，主要市场是英国和德国。

- **装机现状：**据EASE/Delat-EE数据，2022年工商业储能新增装机为0.50GWh，占储能总新增装机的6%。
- **装机预测：**据EASE/Delat-EE数据，预计2023年工商业储能新增装机为0.62GWh，其中德国和英国是工商业储能的主要市场。

图：2023-2030德国新增储能装机预测（MW）



图：2023-2030英国新增储能装机预测（MW）

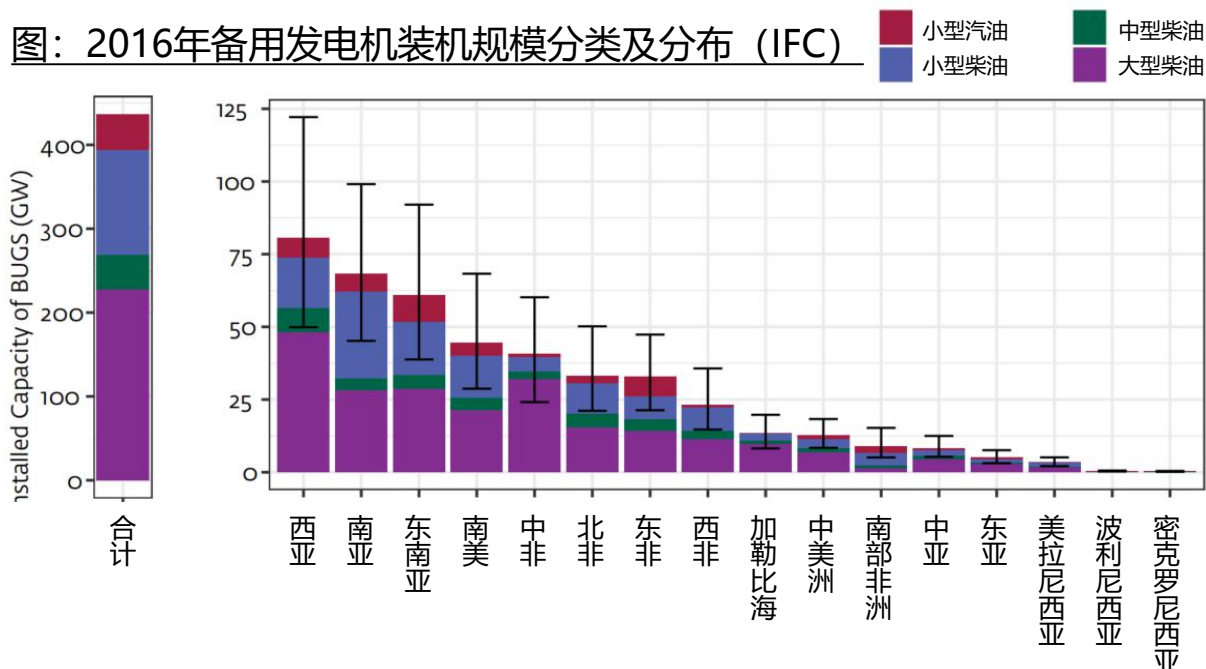


3.2.3 亚非拉工商储：高利用小时数存量备用电源可替代空间达126GW

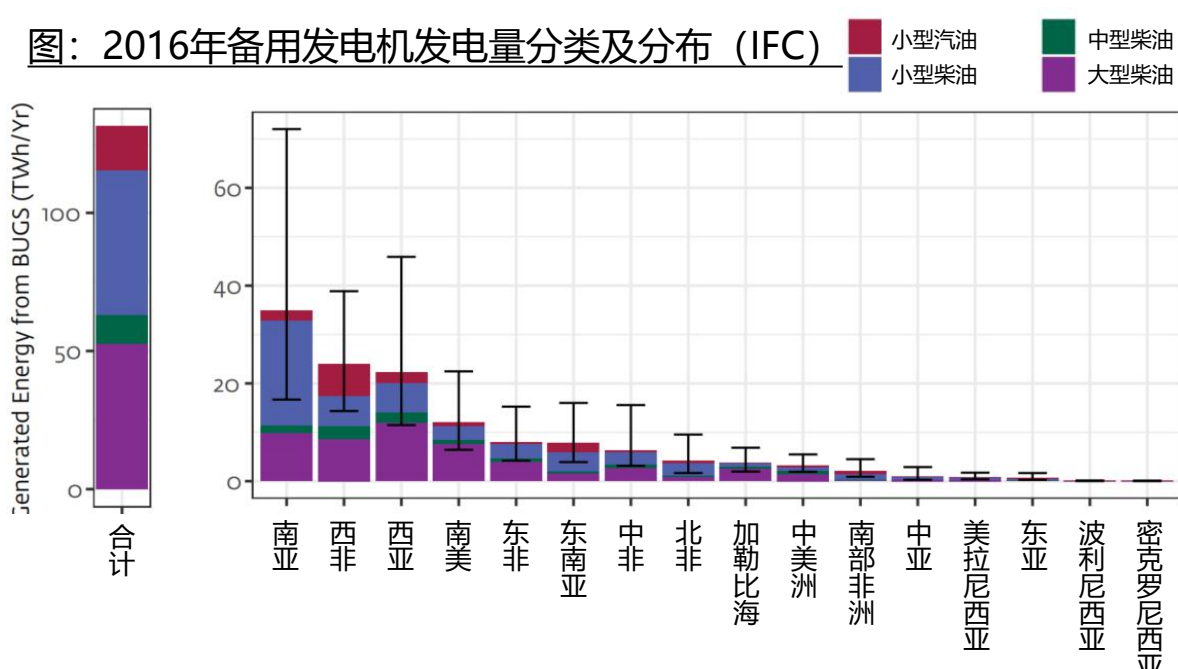
可替代规模：我们认为，高利用小时数的存量小型柴发是亚非拉工商储优先替代的重点，估计柴发存量规模约为**126GW**；其次可能是小型汽发，尤其是单体规模较大的汽发；中低收入国家的中大型柴发也具有替代潜力，柴发存量规模为**170GW**。

- **2016年存量小型柴发年平均利用小时数超400h，小型汽发近400h。**我们根据IFC图表估算，小型汽发、小型柴发、中型柴发、大型柴发的装机规模分别为42GW、126GW、41GW、227GW，对应发电量为16TWh、53TWh、10TWh、53TWh，相应年利用小时数为378h、421h、249h、231h。由于年利用小时数越高，分布式储能经济性越好，我们预计替代存量小型柴发是近中期重点。其次，小型汽发年利用小时数也较高，我们预计消费力较好的较大单体规模汽发也具有替代潜力。
- **中低收入国家的中大型柴发具有替代潜力，规模约为170GW。**根据IFC数据，中东国家的备用电源规模约为100GW，以大型柴发为主，其年发电量仅为10TWh，年利用小时数约为100h。剔除中东国家的大型柴发外，中低收入国家的中大型柴发利用小时数约为314h，具有较好的替代潜力。

图：2016年备用发电机装机规模分类及分布 (IFC)



图：2016年备用发电机发电量分类及分布 (IFC)



3.3 供需形势：供给过剩导致户用储能库存积压问题显著

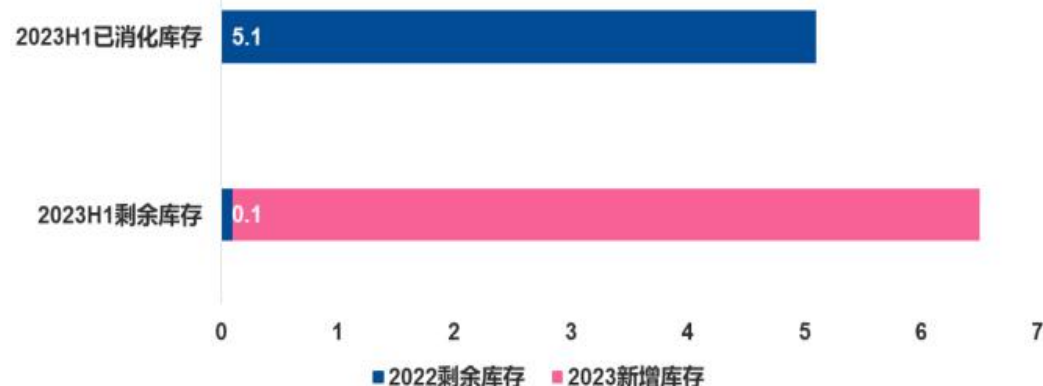
继2022年年底以来，供给过剩导致欧洲户用储能系统库存积压问题显著，预计库存出清将持续到2023年年底。

- **2022年欧洲积压库存约为5.2GWh。**根据EESA统计，2022年全球户用储能系统（电池）出货量约为24.4GWh，对欧洲户用储能市场出货量达到约9.8GWh。然而，2022年欧洲户用储能实际装机4.6GWh，仅2022年底整体欧洲户用储能系统（电池）库存约为5.2GWh。据S&P Global，虽然6个月左右的安装库存水平（大于3GWh）被视为正常，但库存水平仍偏高，且国内企业户用储能扩产过快，进一步加剧了欧洲的库存压力。
- **2023H1欧洲户用储能系统剩余库存约6.4GWh，仍处于高位。**根据S&P全球数据，2023H1全球户用储能系统（电池）出货量约为11.3GWh，目前全球对欧洲的出货量大幅放缓，整体约为6.3GWh。根据EESA统计，2023H1欧洲整体储能市场增长约5.1GWh，Q2市场已基本消化掉2022年底库存(5.2GWh)，剩余库存约6.4GWh，约欧洲户用储能市场8个月装机量，库存水平仍处于高位。
- **预计欧洲户用储能库存出清持续至2023年年底。**EESA预计2023全年欧洲户用储能市场规模将达到9.57GWh，下半年库存消化将达到约4.47GWh。GGII预计，行业库存出清至少持续到2024Q1。根据EESA预计，2023年底欧洲库存水平将回归到合理规模（约4GWh）。

图：2022年底欧洲户用储能系统（电池）库存情况



图：2023H1欧洲户用储能系统（电池）库存状况（GWh）



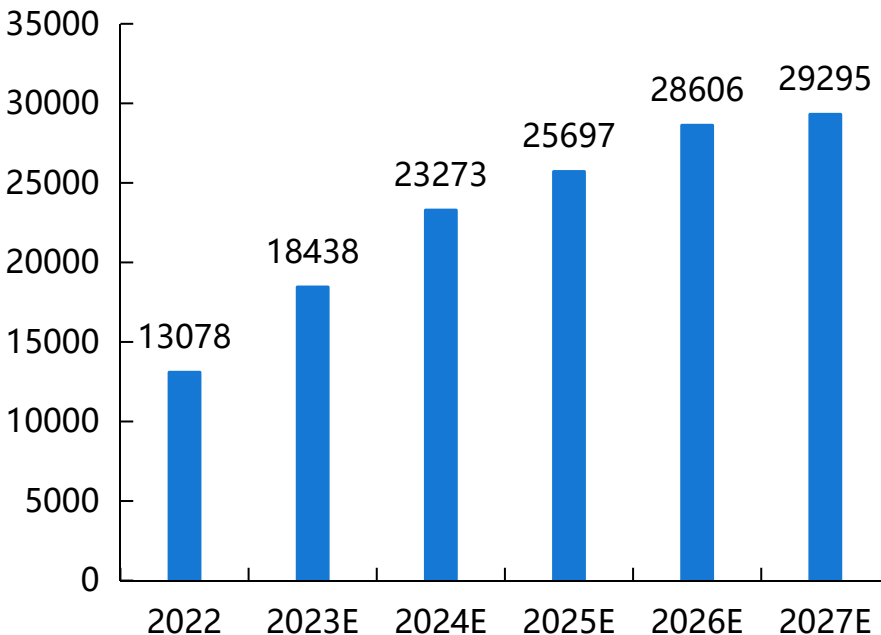
四、国内储能市场分析

- 4.1 储能需求：预计未来5年新增储能装机呈平稳上升趋势
- 4.2 大型储能：需求有望平稳增长，供给竞争激烈但集中度显著提升
- 4.3 工商业储能：需求有望快速增长，竞争格局尚不明晰

4.1 储能需求：预计未来5年新增储能装机呈平稳上升趋势

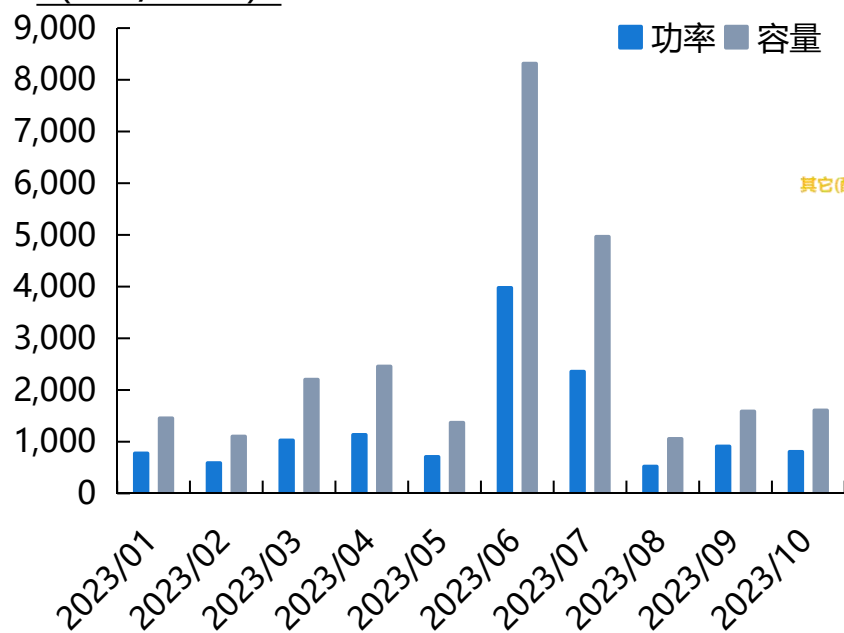
- **需求预测：**据CNESA数据，2023年中国新型储能新增装机理想预测为18GW左右；其中1-10月，中国新型储能装机新增13.1GW/27.1GWh，相比2022年全年分别+79.5%/+70.1%。根据CNESA预测，预计未来5年，年度新增储能装机呈平稳上升趋势，理想场景下预计年平均新增储能装机为25.1GW。
- **装机分类：**以2023H1数据为例，独立储能和共享储能项目的快速推进，使得“表前”（电源侧和电网侧）应用规模继续大幅增长，2023H1装机占比合计98%。其中，电源侧占比42%，电网侧占比56%。电源侧主要以新能源配建储能为主，占比达98%；电网侧主要以独立储能为主，占比达94%；用户侧以工商业/产业园为主，占比达87%。

图：2023-2027中国新型储能新增装机预测 (MW)

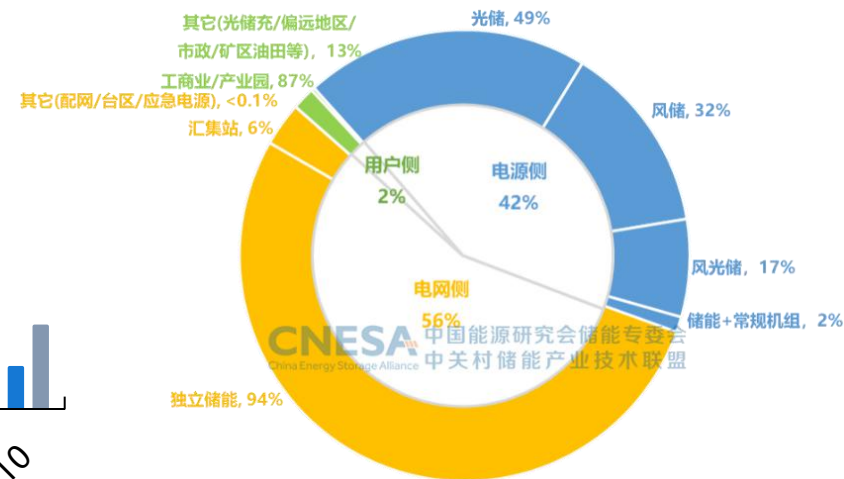


注：正文中国新型储能新增装机数据来自该图片取数

图：2023年1-10月中国新型储能新增装机 (GW/GWh)



图：中国新增投运新型储能项目应用装机分布 (2023年1-6月份, MW%)



4.2.1 国内大储驱动力：电源侧强制配储转向独立储能，电网侧多因素驱动

- **电源侧：分为火储联合调频和新能源强制配储，以新能源强制配储为主，未来有望向独立储能、共享储能发展。**目前电源侧强制配储利用率较低，等效利用系数仅为6.1%，而电化学储能项目平均等效利用系数为12.2%。由于独立储能电站可以以独立主体身份接受调度和参与电力市场，其收益来源更为多样，利用率也相对更高。我们认为，未来电源侧储能有望参照山东模式，向电网侧独立储能、共享储能发展。
- **电网侧：以独立储能为主，驱动力包括支撑电力保供、提升系统调节能力、支持高比例新能源外送、替代输配电工程投资等。**
 - **支撑电力保供：**电力规划总院预计，“十四五”中后期，贵州、重庆、湖北、湖南、江西、安徽、冀南等地区将出现电力供需紧张，电力保供是这些地区电网侧配建储能的主要驱动力，目前主要是政策扶持建设，我们认为未来可能会通过强制配储疏导建设成本。
 - **提升系统调节能力：**主要考虑各类调节措施的经济性，在充分挖掘火电灵活性改造、抽蓄等常规调节措施潜力的情况下，“十四五”期间仍需进一步配置新型储能提升系统调节能力。电力规划总院预计，相比在电源侧分散布置，在电网侧关键节点集中配置储能的容量需求可降低20-30%左右。

图：“十四五”中后期电力供需形势



图：“十四五”中后期支撑电力保供电网侧新型储能配置需求



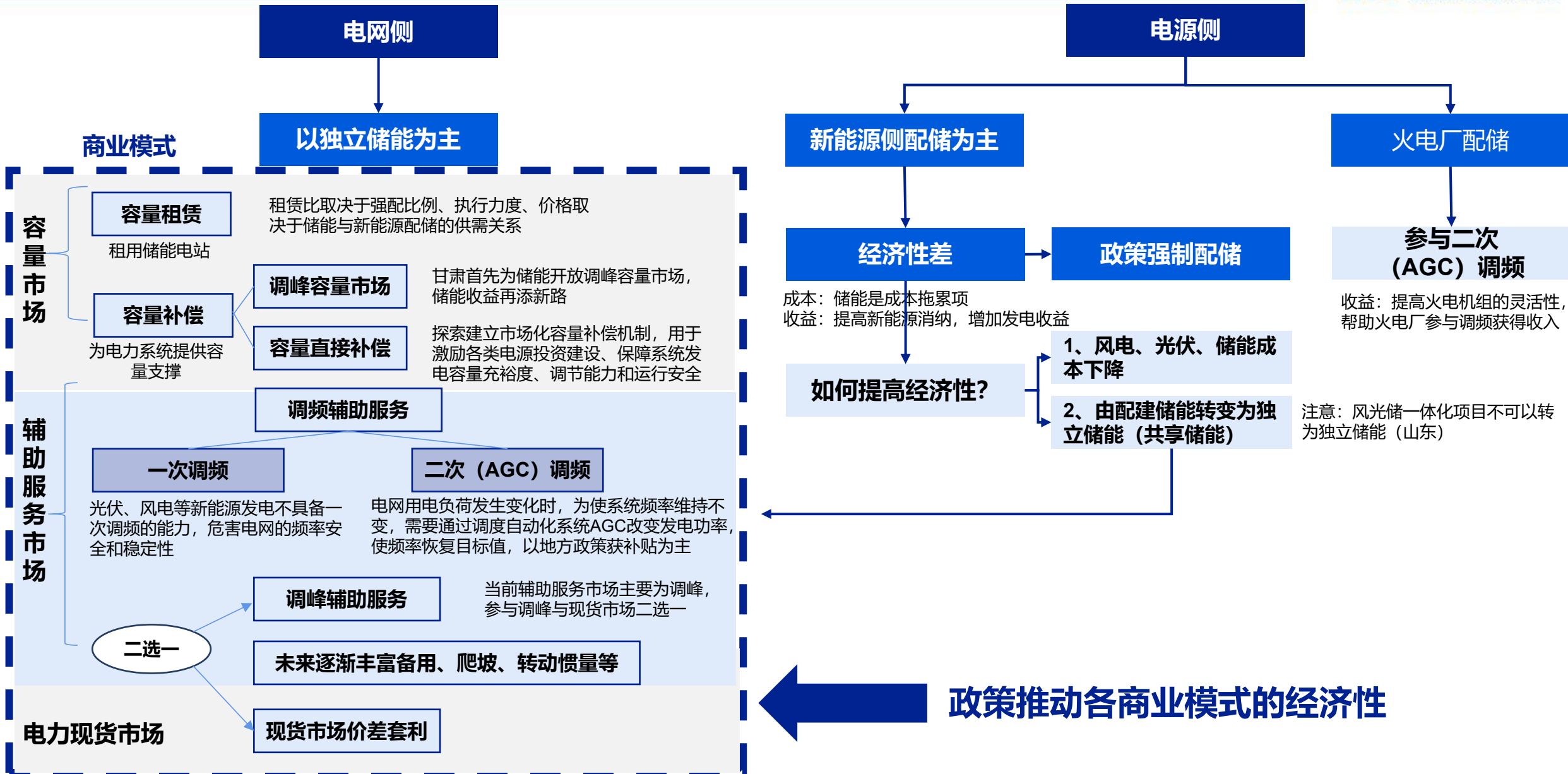
4.2.1 国内大储驱动力：电源侧强制配储转向独立储能，电网侧多因素驱动

- **电网侧：以独立储能为主，驱动力包括支撑电力保供、提升系统调节能力、支持高比例新能源外送、替代输配电工程投资等。**
 - **支持高比例新能源外送：**为减少新能源的弃风弃光率，外送新能源的特高压建设有望持续发展。为满足通道可靠容量支撑，需要配置电网侧新型储能。
 - **替代输配电工程投资：**适应分布式新能源消纳的台区储能是趋势，安徽、湖北、河南等多地已鼓励建设台区储能缓解分布式消纳压力，福建、山东多个示范项目已落地。另外还有电网替代性储能的试点实践，后续关注政策是否将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

表：台区储能价值分析

台区储能	定义	台区就是电力系统中一台变压器的供电范围或区域。台区储能即是指安装在配电台区，用于动态扩容、平抑负荷波动和平滑台区内新能源发电输出的储能系统，可以使整个台区变为一个稳定的负荷或电源，提升电能质量和电网安全。		
	系统价值	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 保障电网安全运行。提高电网的电能质量，增强供电系统可靠性，降低系统故障的概率。 ➢ 提升新能源消纳。可配套新能源光伏系统接入，提高光伏自发自用率，将负荷用不完的光伏电能用蓄电池储存，在负荷高峰时释放储存的电能，优化光伏输出曲线，将电网无法消纳的部分能量先储存起来，在其他时段并网，减少因弃光限电造成的浪费。 ➢ 提高电网经济性投资。在配电变压器不增容的情况下，较好地应对季节性、时段性重过载，延缓对线路和变压器的投资、延缓配网扩容升级，提升电网投资经济性。 ➢ 其他社会效益。在主电网出现突发故障或停电检修时，可离网运行、黑启动，保证负载正常运行。 		
	政策鼓励	安徽	2023年8月26日	《关于进一步推进分布式光伏规范有序发展的通知》，其中指出，鼓励分布式光伏投资企业、电网企业综合考虑分布式光伏开发规模、负荷特性等因素，探索在消纳困难变电站(台区)集中配置或租赁独立储能设施，承诺配储的项目优先接入消纳。
		湖北	2023年8月23日	《关于加强分布式光伏发电项目全过程管理的通知》，提出各地应引导在消纳困难台区共建共享独立储能，由分布式光伏开发企业租赁或购买储能容量，不增加电网企业新能源消纳压力。
	河南	2023年5月30日	《关于促进分布式光伏发电行业健康可持续发展的通知(征求意见稿)》，指出鼓励光伏开发企业、设备生产企业等各类市场主体创新开发“社区储能”、“台区储能”等场景，由户用光伏等分布式光伏项目租赁共享，提升就地消纳水平。	
落地项目	福建	泉州南安市南部的翔云镇：是典型的高比例分布式光伏电源接入乡镇，截至2022年年底，该镇超过三分之二的公用变压器台区接入了分布式光伏电源。		
	山东	韩家峪村：村里光伏年发电总量高达约50万千瓦时。由于村里常住人口较少，光伏发电总体消纳能力较弱，2023年6月台区储能系统建成以来，台区的变压器负载率也能稳定控制在80%以下，电压质量达到100%合格，供电可靠性提升到99.999%，实现台区弹性增容30%以上，有效延缓了当地配电网建设投入。		

4.2.2 国内大储商业模式：收入渠道有望逐步多元化，各省方案存在差异



4.2.2 国内大储商业模式：收入渠道有望逐步多元化，各省方案存在差异

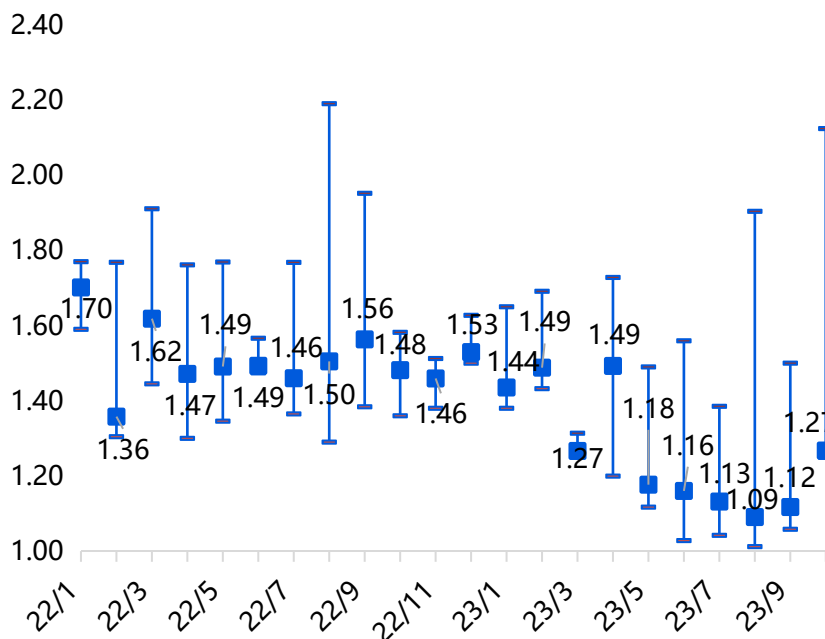
我国各省份电源侧和电网侧商业模式如下：

	应用场景	主要特点	商业模式
源侧	常规电源配储：火电+储能 新能源配储： 新能源+储能 新能源+制氢 外送基地+储能 水电+抽水蓄能	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 非独立市场主体 ▶ 与电站一体化运行和运营 ▶ 作为辅助调节手段，与电站一起参与电力市场 	青海模式：共享模式+电网调峰补偿 山西模式：现货套利+一次调频+容量租赁 湖南（宁夏）模式：容量租赁+调峰补偿（多数未开展电力现货市场的省份）
网侧	电网功能替代： 缓解阻塞 扩容（延缓投资） 优化潮流...	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 非市场主体 ▶ 由电网公司统一运行和运营 	甘肃模式：调峰容量市场+AGC市场 山东模式：现货套利、辅助服务（二选一）+容量租赁+容量补偿（新增）
	独立储能：独立市场主体	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 交易品种按时间维度进行分割，同一时刻仅有一种交易执行 ▶ 对计量、考核、结算等基础环节影响不大 对品种不同的报价时序、出清模型等有一定的影响 	浙江模式：中长期套利+现货套利+辅助服务

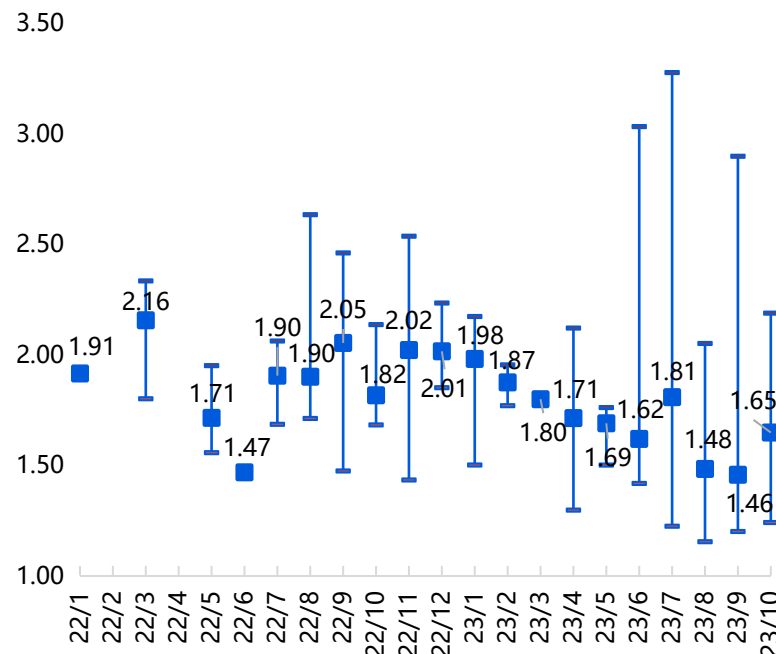
4.2.3 国内大储价格：2023年招中标市场竞争激烈，价格总体呈下降趋势

- **中标价格**：据我们不完全统计，2023年1-10月储能中标价格总体呈现下降趋势，部分月份价格受统计样本影响出现浮动。例如，8月储能系统均价为统计区间最低值，9月和10月有所反弹。然而11月底，广东省能源集团新疆有限公司2023年225MW/900MWh储能系统设备采购，中车株洲所报价0.638元/Wh，刷新储能系统招投标最低价，储能系统价格竞争依然激烈。此外，10月独立储能EPC中标价格位于1.24~2.19元/Wh区间，均价为1.65元/Wh，较9月1.46元/Wh上升13.01%。
- **招标报价**：据储能与电力市场统计，10月2小时储能系统报价区间为0.82-1.733元/Wh，加权平均报价为0.94元/Wh，平均报价首次低于1元/Wh；4小时储能系统报价区间为0.884-1.147元/Wh，加权平均报价为0.961元/Wh；2小时储能EPC报价区间为1.042-2.192元/Wh，加权平均报价为1.605元/Wh；1小时储能EPC报价区间为1.58-1.642元/Wh，加权平均报价为1.617元/Wh。

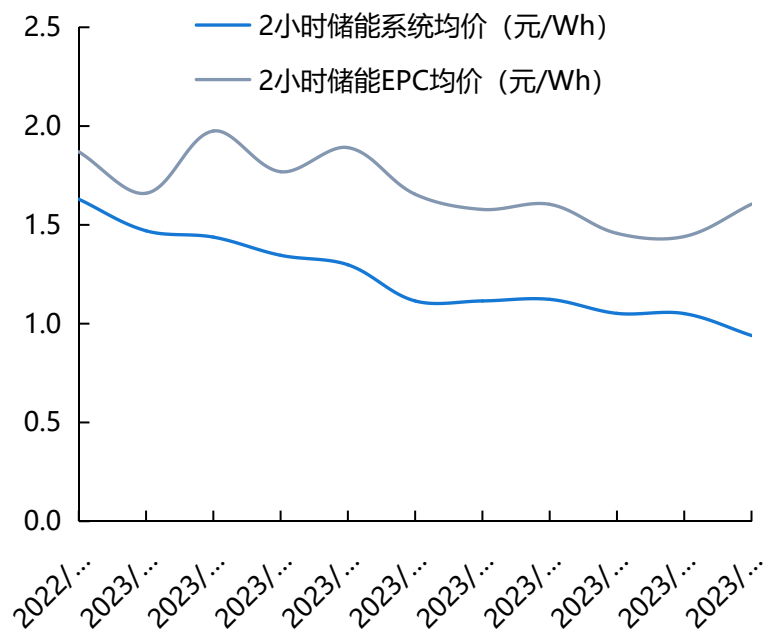
图：2022-2023储能系统月度中标单价（元/Wh）



图：2022-2023独立储能EPC月度中标单价（元/Wh）



图：2022-2023储能系统月度招标单价（元/Wh）



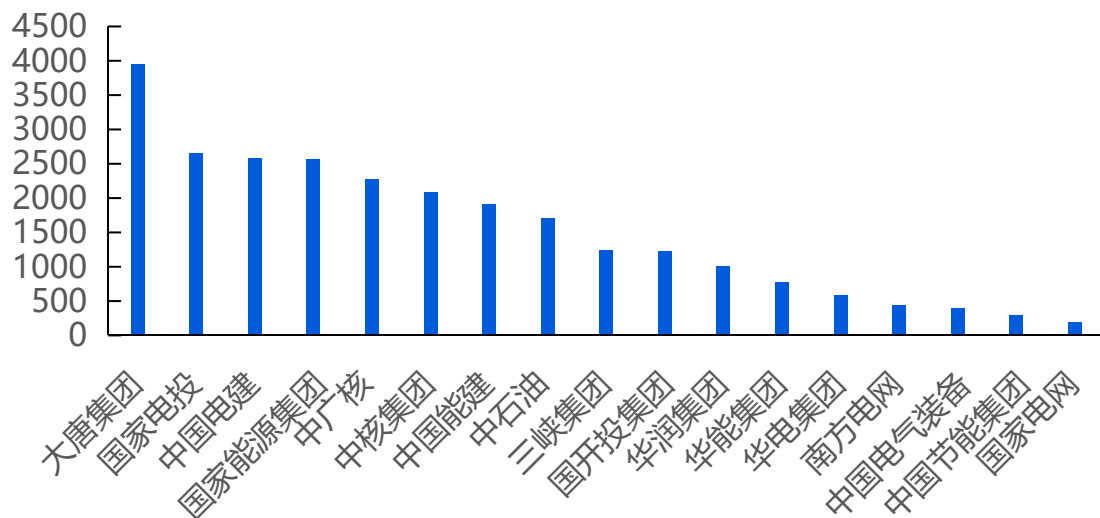
4.2.3 国内大储竞争格局：2023年储能中标方已呈现较高集中度

- **业主方**：根据我们不完全统计，2023年1-10月，已中标45GWh的项目中，由电力央企招标的项目占比达58%，其余为其他央企、地方能源集团及民营企业。由电力央企招标的中标项目中，前3分别为大唐集团、国家电投、中国电建等，市占率分别为8.8%、6.0%、5.8%。
- **中标方**：主要包含发电/工程类企业、电力设备企业和新能源设备企业及电池企业。根据我们不完全统计，2023年1-10月，中标前5的公司分别为中国电建、中国能建、比亚迪、中车株洲、阳光电源，CR5达到78%，呈现较高集中度。该统计暂未区分EPC和系统集成，其中前两个企业偏向EPC业务，后三个偏向集成类设备。

表：2023年1-10月储能中标项目中标方竞争格局（不完全统计）

公司	2023年1-10月容量 (MWh)	2022年容量 (MWh)	容量变化 (%)	2023年1-10月价格(元/Wh)	2022年价格 (元/Wh)	价格变化 (%)	2023年1-10月市占率
中国电建	9591	5201	84%	1.16	1.68	-31%	21%
中国能建	7667	7843	-2%	1.85	1.94	-4%	17%
比亚迪	6283	1667	277%	0.99	1.60	-38%	14%
中车株洲	5988	945	534%	0.97	1.47	-34%	13%
阳光电源	5361	1369	292%	1.06	1.55	-32%	12%
中国建筑	2045	1680	22%	2.02			5%
中国石油	1700			1.39			4%
远景能源	1354	661	105%	0.95	1.38	-31%	3%
赣锋锂业	1200						3%
许继电气	1167	1125	4%	1.92	1.62	19%	3%
中国中铁	1000			1.87			2%
海得控制	870	300	190%	1.12	1.56	-28%	2%
太湖能谷	800			1.75			2%
宁德时代	750			1.06			2%
融捷集团	720			0.66			2%
上海电气	690			1.07			2%
国电南瑞	575	1361	-58%	0.93	1.53	-39%	1%
山东电工	570	1367	-58%	1.74	1.61	8%	1%
科华数据	523	565	-8%	1.09	1.60	-32%	1%
中核集团	480						1%
采日能源	480			0.88			1%
平高集团	460	819	-44%	1.71	1.52	13%	1%
国能信控	456	80	470%	1.03	1.49	-31%	1%
南都电源	427	330	29%	1.17	1.88	-38%	1%
海博思创	410	1222	-66%	1.45	1.58	-8%	1%
国家电投	400						1%
索凌电气	400						1%
中铁建筑	400			1.95			1%
南网科技	310	398	-22%	1.64	2.41	-32%	1%
国家电网	310			1.97			1%
中天科技	306	454	-33%	0.82	1.73	-52%	1%
金风科技	304	511	-41%	1.43	1.61	-12%	1%

图：2023年1-10月储能中标项目业主方中标容量 (MWh)



4.3.1 国内工商储需求：2025年新增装机有望达到15GWh

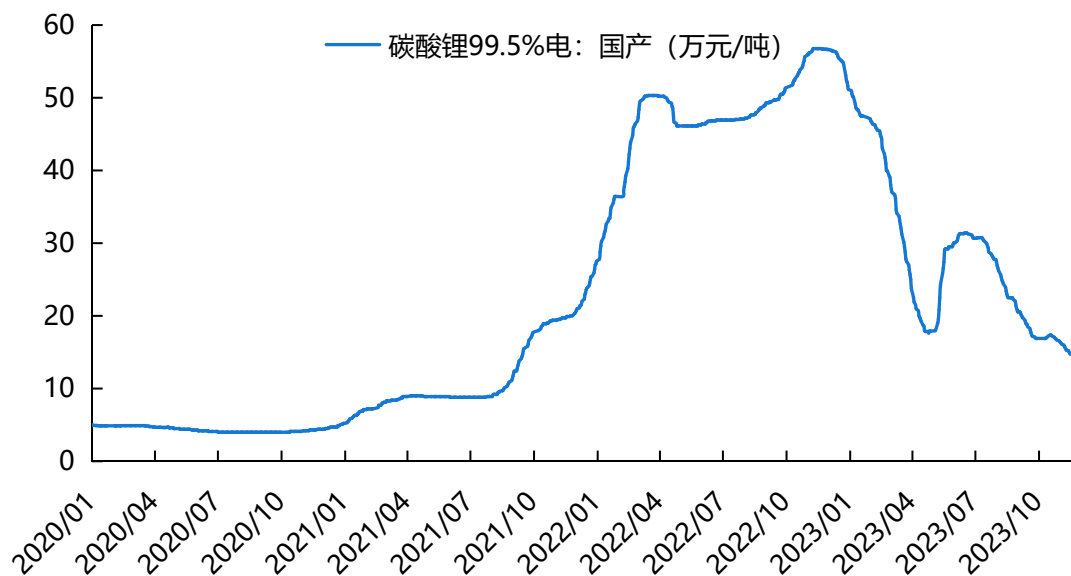
- **2025年国内工商业储能装机有望达到15GWh。**我们假设2023-2025年全社会用电量增速分别为5.9%、4.5%、4.5%，工商业储能渗透率分别为0.03%、0.07%、0.14%，则按1年运营天数300天，每天储能时长2小时来计算，2023-2025年新增工商业储能装机量分别为4.5GWh/8.5GWh/15.0GWh，对应同比增速分别为125%/89%/77%，对应2022-2025年3年CAGR为96%。
- **价值量测算：**由于原材料价格下跌趋势，我们假设2022-2025年工商业储能系统价格按1.4元/Wh、1.3元/Wh、1.1元/Wh、1.0元/Wh来计算，则2025年工商业储能市场空间有望达到150亿元，对应2022-2025年3年CAGR为75%。

表：工商业储能装机量预测

		2022A	2023E	2024E	2025E
①	全社会用电量 (亿千瓦时)	86372	91500	95618	99920
	增速		5.9%	4.5%	4.5%
②	工商业用电量占比	65%	64%	64%	64%
③=①×②	工商业用电量 (亿千瓦时)	56000	58560	61195	63949
	增速		4.6%	4.5%	4.5%
④	工商业储能渗透率	0.011%	0.033%	0.074%	0.141%
⑤=③×④	工商业储能发电量 (亿千瓦时)	6	20	45	90
⑥	运营天数 (天)	300	300	300	300
⑦	每天储能时间 (h)	2	2	2	2
⑧=⑤÷(⑥×⑦)	累计工商业储能装机功率 (GW)	1.00	3.25	7.50	15.00
⑨=⑧×⑦	累计工商业储能装机容量 (GWh)	2.00	6.50	15.00	30.00
	新增工商业储能装机功率 (GW)	1.00	2.25	4.25	7.50
	新增工商业储能装机容量(GWh)	2.00	4.50	8.50	15.00
	增速		125.0%	88.9%	76.5%
	2022-2025年新增容量CAGR	96%			
	工商业储能系统价格 (元/Wh)	1.40	1.30	1.10	1.00
	工商业储能市场 (亿元)	28.00	58.50	93.50	150.00
	2022-2025年市场空间CAGR	75%			

- **商业模式：**当前峰谷价差套利是工商业储能的主要盈利渠道，储能系统价格下行有望进一步提升经济性。
 - **收入端：**随着光伏发电供大于求，中午执行谷段电价或成为趋势。截至目前，全国已有11个省份部分月份中午出现谷电，2充2放从原来的1次峰/谷+1次峰/平转变为2次峰/谷，储能收益进一步提升。
 - **成本端：**截至2023年11月28日，碳酸锂价格已经从2023年年初51.00万元/吨跌至13.34万元/吨，降幅达74%。储能电池是约占储能系统成本超60%，随着碳酸锂等锂电池核心原材料进入下降通道，将带动电芯及终端储能系统价格下降，储能投资回收期有望缩短，有望给工商业储能带来需求弹性。
- **经济性：**我们以容量1MWh、循环次数为6000次的储能系统，浙江的加权峰谷价差为0.8元/Wh为例。假设年运行天数为300天，单位投资为1.58元/Wh，运维成本比例为2%，充放电深度为90%，充、放电效率均为92%，考虑业主完全自建模式，不考虑资金成本，2充2放下（实际充放电次数假设为1.5），计算得IRR为22%，投资回收期为4.5年，储能LCOS为0.49元/kWh。

图：2020-2023年9月碳酸锂价格（单位：万元/吨）



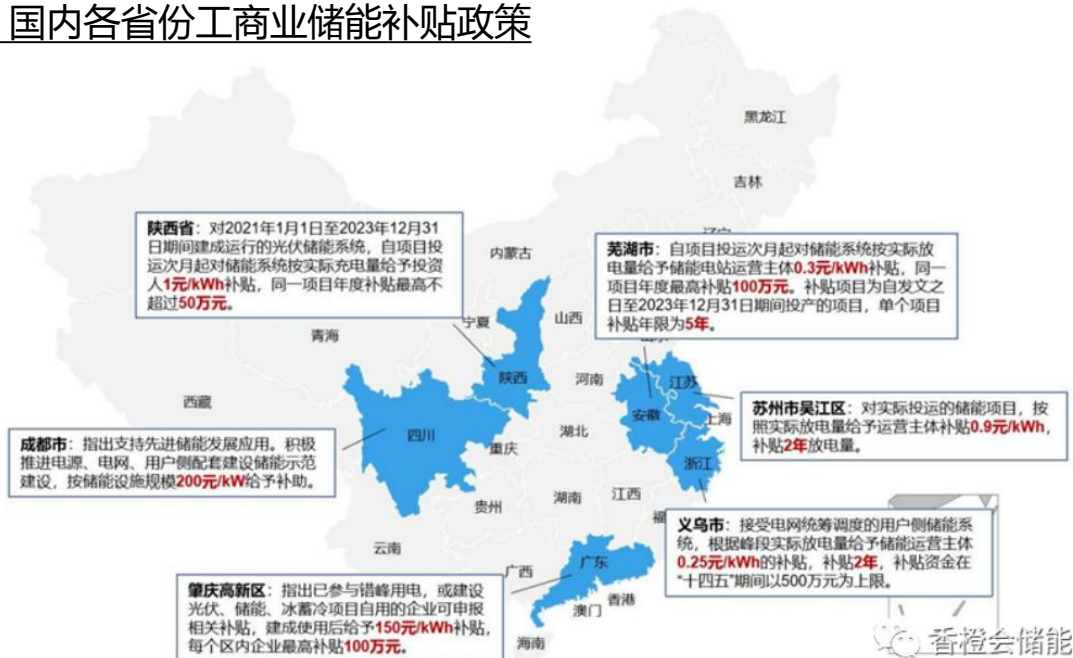
表：执行中午谷价的省份

省份	中午谷价时间段	执行时间 (小时)	备注
青海	9:00~17:00	8	/
宁夏	9:00~17:00	8	
甘肃	9:00~17:00	8	
山东	10:00~15:00	5	
湖北	11:00~13:00	2	征求意见稿
蒙西	10:00~15:00	5	/
新疆	14:00~16:00	4	
河北	12:00~15:00	3	
浙江	11:00~13:00	2	
山西	11:00~13:00	2	
辽宁	11:30~12:30	1	

4.3.2 国内工商储驱动力：储能系统价格下行有望进一步提升工商储经济性

- **补贴政策**：主要以容量补贴、放电补贴和投资补贴为主，补贴方向主要与分布式光伏结合为主。目前浙江、江苏、四川、安徽、广东等地政策出台最为密集，共有6省8市用户侧储能补贴政策已经发布，最高给予充电量1元/kWh或装机规模200元/kW补贴，详情如下图所示。
- **需求响应政策**：我国已有近 30 个省/市制定了需求响应相关政策，多个地区开启需求响应市场。2023年9月底，国家发展改革委等部门印发《电力需求侧管理办法（2023年版）》，该文件新增需求响应章节，提出到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。除开峰谷价差收益，电力需求响应有望成为工商业储能最重要的收益模式之一，需求响应市场扩容有望增厚工商储收益。截止目前，我国已有近30个省/市制定了需求响应相关政策，多个地区开启需求响应市场。

图：国内各省份工商业储能补贴政策



图：国内需求响应省份

我国需求响应实施省份



4.3.3 国内工商储格局：客户高度分散，获客渠道是布局关键

- **直接面对终端客户，客户高度分散，获客渠道是工商业储能布局关键。**工商业储能属于用户侧储能，项目多以直销为主，面对的终端客户使用场景和需求多样，安装环节繁琐且专业性强，获客渠道成为企业竞争关键要素。
- **据储能之音调研，国内工商业储能的渠道主要有4类：**一是综合能源服务公司；二是分布式能源开发商；三是售电公司；四是电力EPCO（电力咨询设计、设备服务、安装建设、维护运营）。这4类公司距离工商业侧用户最近，清楚用户的用能需求和生产情况，构建了稳固的合作关系，同时对场景有着更深入的理解。

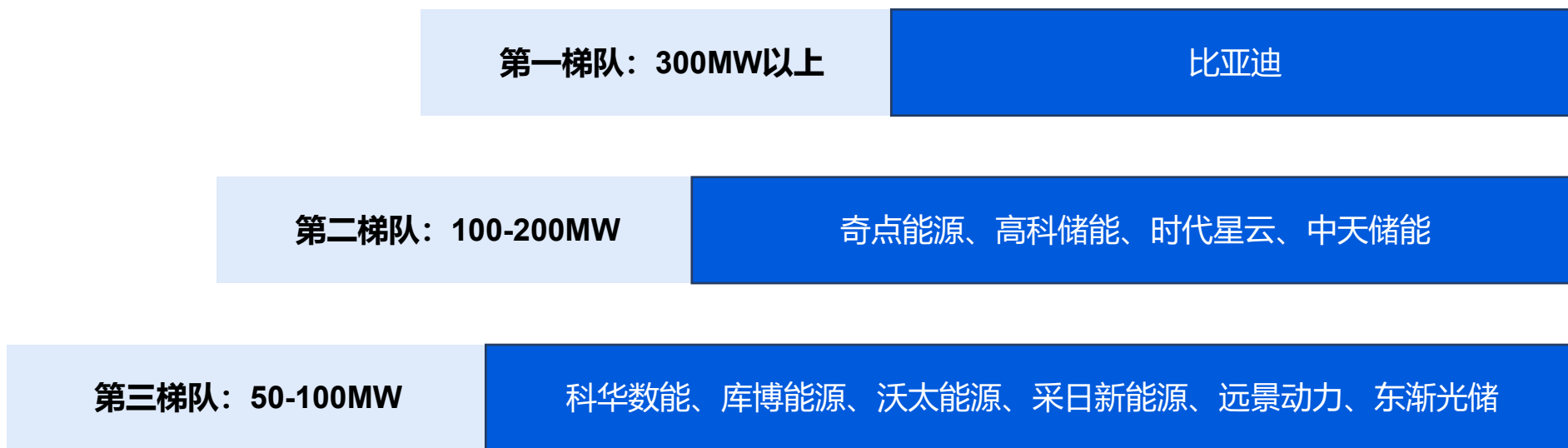
图：国内工商业储能开发渠道

渠道类别	主要公司
综合能源服务公司	国网综能、南网能源、国电投、港华智慧能源、新奥数能、三峡电能、华电清洁能源、格力、美的、卡奥斯智慧能源、润建股份、中鼎集团、珠海派诺、国华投资综合智慧能源公司、陕西长安电力综合能源服务有限公司、恒实科技、深圳能源集团、重庆能源集团、广州发展集团、中核新华水利发电、长园能源、皖能集团
分布式能源开发商	远景能源、天合智慧分布式、锦浪智慧、金风零碳、坤能智慧能源、浙达能源、保碧新能源、固德威、正泰新能源
售电公司	协鑫能科、深电能科技集团有限公司、吉电股份、华银电力、爱康科技、西昌电力
电力EPCO公司	苏文电能、经纬股份、华自科技、能辉科技、豫能控股

4.3.3 国内工商储格局：市场方兴未艾，格局尚不明晰

- **市场目前处于0-1阶段，竞争格局尚不明晰。**国内工商业储能市场方兴未艾，市场需求巨大但竞争格局尚未全面打开，市场整体处于爆发前夜。各企业的竞争壁垒尚不明显，未来随着竞争对手不断增加，格局有望发生较大变化。从目前各家企业主要的产品来看，系统容量集中在200-300kWh。
- **国内市场将呈现区域性竞争态势。**据GGII统计，当前参与工商业储能的设备企业多分布在华东和华南区域，其中江苏、浙江、广东、山东的企业排名前列。这些省份拥有发达的工商业基础，补贴政策和电力政策下工商储经济性较优，投资回报周期3-6年。由于国内不同省份间产业基础和政策的差异，不同地区项目量差别极大。鉴于当地企业在安装运维以及品牌渠道方面更具优势，短期内随着工商业储能需求的释放，中国市场将呈现区域性竞争态势。

图：2023年前三季度中国工商业储能系统新增装机量竞争格局



五、投资建议及风险提示

投资策略：我们重点看好海外大储，认为海外分布式储能和国内储能行业需待格局改善。

- **海外大储：**需求端，我们认为2023年导致需求延期问题都在不断改善，美国大储需求中性预测增速近60%。供给端，大客户供应链转换成本较高为先发企业形成一定客户锁定，先发企业优势仍具有一定程度持续性。建议重点关注大客户优势突出的【南都电源】，综合能力突出的【阿特斯】、【阳光电源】，关注海外先发集成企业【科陆电子】、【东方日升】，温控龙头【英维克】、【同飞股份】，PCS企业【盛弘股份】、【科华数据】、【上能电气】，以及海外客户资源丰富集成企业【通润装备】。
- **海外分布式：**库存出清、订单改善是短期反弹关键，展望看竞争格局变化和盈利走势仍有待观望，亚非拉新兴市场崛起也是重要看点。建议重点关注【德业股份】、【固德威】、【锦浪科技】、【科士达】。
- **国内储能：**储能成本端下行有利于提升国内大储和工商储经济性，但国内大储需求会受到国内新能源增速影响，同时商业模式改善仍有待电力市场化改革纾困，短期看价格和客户资源仍是竞争要点，储能企业盈利改善仍有待观望。工商储需求有望保持较高增速，但客户分散导致可能会形成区域化市场，价格和渠道竞争也会愈发激烈。国内大储建议重点关注格局较优的温控龙头企业【英维克】、【同飞股份】，再是成本优势企业【比亚迪】、【阳光电源】，和客户资源较优企业【南网科技】、【许继电气】；国内工商储建议关注渠道较优的【苏文电能】、【南网能源】、【涪陵电力】、【金冠股份】。

- **新能源建设规模不及预期**：新能源建设规模直接影响储能发展节奏，因此新能源建设不及预期将减缓储能发展；
- **地缘政治摩擦导致国内出口限制风险**：国内储能已进入全球市场，也相应会面临地缘政策摩擦导致的出口限制风险；
- **电力价格超预期下降等下游收益下行风险**：电力价格直接影响储能收益，其价格超预期下降则影响储能需求；
- **国内企业竞争格局恶化**：行业高景气度正吸引更多企业进入，市场存在竞争格局恶化风险；
- **海外市场情况不具备完全可比性**：海外市场情况并不具备完全可比性，相关资料和数据仅供参考；
- **重点关注公司未来业绩的不确定性**：公司未来业绩受多方面因素影响，存在各种不确定性。

电新小组介绍

李航，首席分析师，曾先后就职于广发证券、西部证券等，新财富最佳分析师新能源和电力设备领域团队第五，卖方分析师水晶球新能源行业前五，新浪财经金麒麟电力设备及新能源最佳分析师团队第四，上证报最佳新能源电力设备分析师第三等团队核心成员。李铭全，浙江大学硕士，能源环境工程专业，2年证券从业经验，主要覆盖新能源汽车、储能等方向。

邱迪，联席首席分析师，中国矿业大学（北京）硕士，电力电子与电气传动专业，4年证券从业经验，曾任职于明阳智能资本市场部、华创证券等，主要覆盖新能源发电、储能等方向。

王刚，研究助理，华中科技大学博士，电气工程专业，近4年电网企业实业经历，具有能源战略与政策研究经验，主要覆盖储能及电力设备等方向。

分析师承诺

李航，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

国海证券投资评级标准

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；

中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；

回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；

增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%~20%之间；

中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%~10%之间；

卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可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及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。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，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，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。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对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。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告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，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。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。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。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该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机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该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。

郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 电新研究团队

心怀家国，洞悉四海



国海研究上海

上海市黄浦区绿地外滩中心C1栋
国海证券大厦

邮编：200023

电话：021-61981300

国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银
行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168
号腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597