



2024年09月26日

需求内强外弱，价格难言企稳

——储能月度数据报告

邵婉嫣

投资咨询从业资格号：Z0015722

shaowanyi020696@gtjas.com

刘鸿儒（联系人）

期货从业资格号：F03124172

liuhongru028781@gtjas.com

报告导读：

国内储能新增装机增速延续过百，2024年累计容量规模已超去年全年，中标数量小幅下降但仍维持年内高位，国内储能全年装机预计84.3GWh，同比+73%。2024年8月，我国新型储能新增装机2.88GW/7.99GWh，容量装机同比增长113.4%；1-8月新型储能累计新增装机19.8GW/49.03GWh。储能中标项目数量共97个，中标规模4.15GW/11.24GWh，同比增长128.9%，环比下降42%。

美国市场大储建设完成率改善有限，并网延期制约上限，年度并网规模预测小幅下调至11.4GW，同比+71%。2024年7月美国大储市场新增并网规模787.8MW，同比-47%，环比-37%。1-7月大储累计装机5296MW，同比+118%。美国大储装机出现年内首次同比下滑，核心原因依旧在于完成率边际改善较为有限，7月完成率进一步下滑至30.8%。欧洲光伏装机滑坡拖累户储渗透，表前大储逐步起量。8月德国储能新增装机228.3MW/360.5MWh，容量装机同比-32%，环比-27%，其中户储装机下滑为核心原因，大储新增装机规模达19.4MW/45.5MWh，1-8月累计增长128%。新兴国家储能项目加速落地，未来装机蓄势待发，其中智利储能项目储备量持续增加至14281MW，澳大利亚多个大储项目建设进度加速。

储能组件出口同比高增，海外需求依旧可期。2024年8月我国储能电池出口5.6GWh，同比+218.9%，环比-6.7%，出口量占消费量的比重提升至33.4%。逆变器出口同环比增长，2024年8月我国逆变器出口528.76万个，同比+31.5%，环比+0.9%。

储能系统中标价格阶段性反弹，但向下趋势难言反转。由于极端低报价较少且部分项目为构网储能项目，国内储能项目中标价格迎来回升。2小时储能系统平均报价为0.689元/Wh，环比+16.4%；4小时储能系统平均报价0.628元/Wh，环比+18.3%。EPC报价依然下滑，2小时EPC平均报价1.131元/Wh，环比-6.68%。电芯价格延续下降，280Ah电芯8月均价0.32元/Wh，环比-4.5%，314Ah电芯均价0.34元/Wh，环比-6.8%，户用100Ah电芯8月均价0.39元/Wh，环比-3.2%。

大储套利收益分化，峰谷价差收窄促使表后储能收益下滑。8月广东与山西储能理论套利收益回升至160.4元/MWh与107.6元/MWh，同环比分别为+75%/+59%与+11%/+43%；由于新能源出力总量的下降，山东电力现货市场日内波动有所降低，储能理论套利收益216.6元/MWh，同环比-44%/-33%。多地尖峰电价取消，工商业储能收益下降，仅有广东与湖南两地IRR超10%。

2024年8月份共发布储能相关政策55项，主要落实于储能规划、新能源配储、电力市场、储能补贴等相关方面。我们认为重要政策有11项，其中国家层面发布的有关于新型电力系统与配电网建设的方案充分肯定了新型储能的重要性，后续新型储能将进一步发挥促消纳与电网调节的作用。

目录

1. 国内市场：装机高增态势延续，中标规模下降但仍处年内高位.....	3
1.1 国内储能新增装机：装机增速延续过百，2024 年累计容量规模已超去年全年.....	3
1.2 国内储能未来装机：中标规模同比高增，国内储能全年装机预计 84.3GWh.....	4
2. 海外市场：美国并网延期现象延续，欧洲户储市场依旧低迷.....	6
2.1 美国储能装机情况：并网延期问题缓解有限，年度大储并网规模预测下调至 11.4GW.....	6
2.2 欧洲储能装机情况：光伏装机滑坡拖累户储渗透，表前大储逐步起量.....	7
2.3 新兴国家装机情况：各地储能项目加速落地，未来装机蓄势待发.....	8
2.4 储能电池与逆变器出口跟踪：出口同比高增，海外需求依旧可期.....	9
3. 储能行业价格跟踪：储能中标系统价格阶段性反弹，向下趋势难言反转.....	9
3.1 国内储能相关价格：电芯价格稳步下跌，储能系统成本中枢下移.....	9
3.2 海外储能相关价格：欧洲居民电价回升，户储价格较为坚挺.....	12
4. 储能收益跟踪：大储套利收益分化，峰谷价差收窄促使表后储能收益下滑.....	13
4.1 国内储能收益测算：未有省份达光储平价，部分地区套利收益迎来回升.....	13
4.2 欧洲户储收益测算：低电价拖累延续，用户加装户储意愿有限.....	14
5. 储能政策跟踪：新型电力系统建设加速，顶层政策驱动新型储能向上.....	15

(正文)

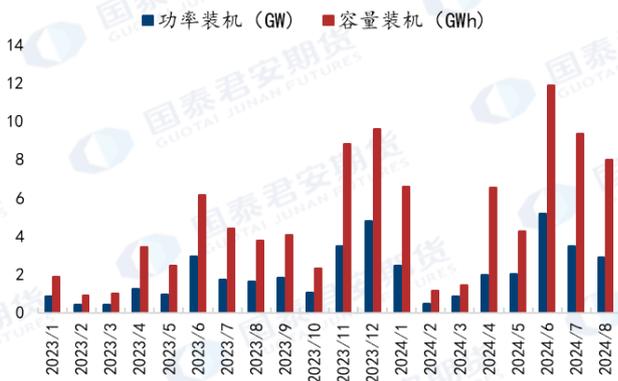
1. 国内市场：装机高增态势延续，中标规模下降但仍处年内高位

1.1 国内储能新增装机：装机增速延续过百，2024年累计容量规模已超去年全年

2024年8月，我国新型储能新增装机2.88GW/7.99GWh，容量装机同比增长113.4%；1-8月新型储能累计新增装机19.8GW/49.03GWh，已超过去年全年的容量装机规模。环比上看，8月容量装机规模相较7月季节性下降14.5%，主要原因在于部分年中未完成集中并网的项目会延后至7月并网，使得7月基数在年内属于较高的水平。

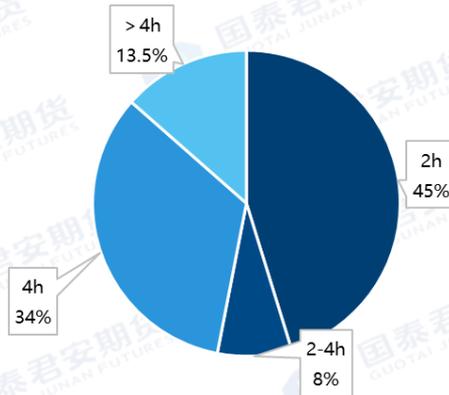
从储能充放电时长上来看，在促消纳、调峰调频等电网需求的驱动下，长时储能装机比例延续提升。1-8月，国内新增新型储能平均时长2.48小时，较之去年的2.16小时显著上升。8月表前大储虽然依旧以2小时储能系统为主，但占比由7月的58%进一步下降至45%，4小时及以上储能系统容量占比接近一半，达到47.5%。具体来看，电源侧项目中，4小时及以上长时储能已经成为主流，容量规模占比达84.98%，平均储能时长已经超过4小时，达4.15小时，2小时储能项目占比仅有约15%；电网侧项目中，2小时储能项目依旧是主流，容量规模占比达60.22%，4小时储能项目容量规模占比达28.15%。

图1：2024年8月储能新增装机维持高位



资料来源：ESCN，国泰君安期货研究

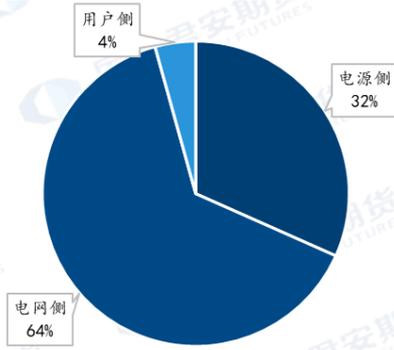
图2：源网侧储能长时化趋势延续



资料来源：ESCN，国泰君安期货研究

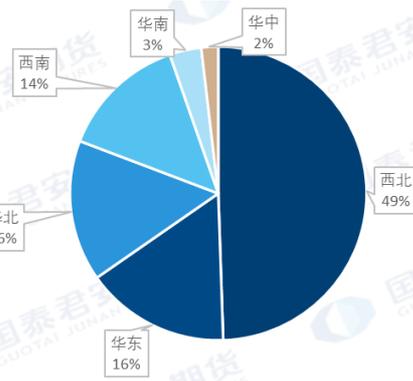
从应用场景分布来看，8月电网侧延续主导，用户侧占比呈逐月下滑趋势，但绝对量依旧实现同比高增。2024年8月，电网侧新增装机5.1GWh，容量规模占比64%；电源侧储能装机规模为2530MWh，占比32%；用户侧储能占比下降至4%，但绝对量上增长趋势依旧较为明显，新增装机规模为341.8MWh，环比下降28.58%，同比增长约17倍，主要增量依旧来自于江苏、浙江、广东三省，三者占比达76%，而后续分布式光伏入市政策的推进短期内虽会降低光伏装机规模，但储能渗透率的提升预计将进一步推动用户侧装机规模的提升。从地域分布来看，西北与华东地区依旧位于前二，西北地区8月新增装机990.5MW/3951MWh，其中主要为表前长时储能项目；华东、华北与西南地区新增装机规模均超500MW/1100MWh，均以电网侧储能项目为主。

图 3：2024 年 8 月储能装机应用场景分布



资料来源：ESCN，国泰君安期货研究

图 4：2024 年 8 月储能装机地域分布

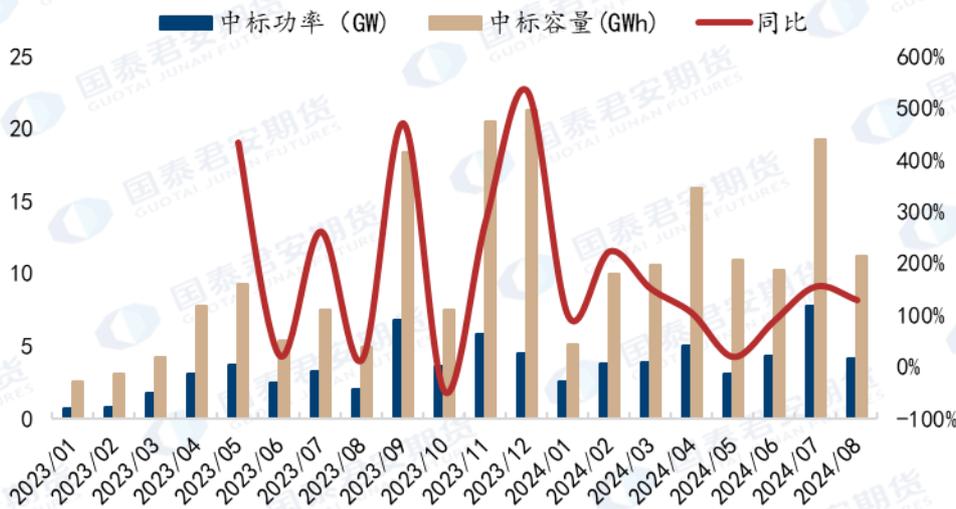


资料来源：ESCN，国泰君安期货研究

1.2 国内储能未来装机：中标规模同比高增，国内储能全年装机预计 84.3GWh

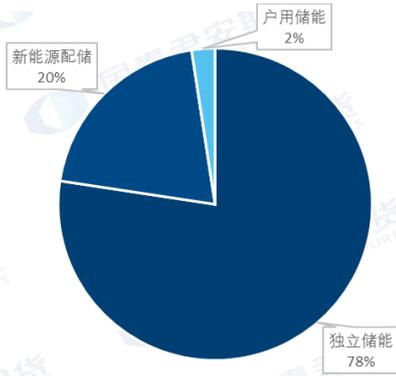
2024 年 8 月国内储能中标规模由于 7 月高基数导致环比下降较为明显，但绝对量依旧维持年内相对高位。中标项目数量共 97 个，中标规模 4.15GW/11.24GWh，同比增长 128.9%，环比下降 42%。按应用场景来看，独立储能项目共完成 8.7GWh，占比 77%，可再生能源配储项目完成采招规模 2.27GWh，占比 20%，其余涉及集采/框采、用户侧储能、火储联合项目等。按项目类型来看，储能电芯采招规模达到 14.54GWh，占比 55%，招标方为中国电气装备集团；储能 EPC 项目完成采招 6.3GWh，占比 23.9%；储能系统完成采招 2.1GWh，占比 18.6%；直流侧项目完成采招 0.28GWh，占比 2.5%。

图 5：2024 年 8 月储能中标规模环比下降但同比维持高增



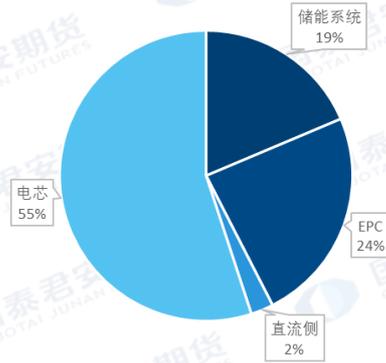
资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 6：8 月中标项目的主要应用场景为独立储能



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 7：8 月中标项目主要类型为储能电芯采购



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

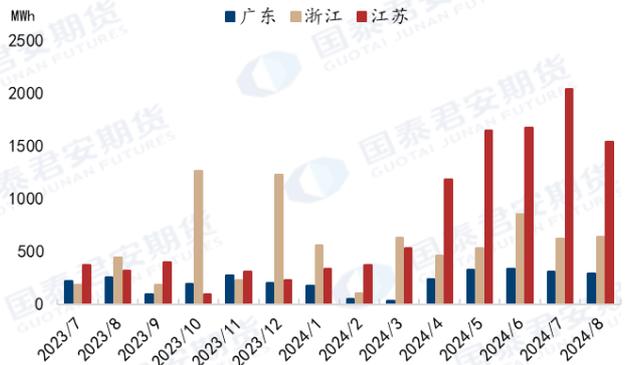
8 月国内用户侧储能备案量回升，项目数量达 953 个，总规模超 2.23GW/4.38GWh，环比增长 4.78%，同比增长 263.2%。用户侧装机重点省份中，广东与浙江的 8 月备案量与前月相差不大，而江苏下降幅度较大，但仍处于历史高位。广东省用户侧储能相关备案项目达 189 个，总规模超 135.6MW/290.2MWh，环比下降 6%；江苏省用户侧储能相关备案项目达 254 个，总规模超 0.62GW/1.54GWh，环比下降约 25%；浙江省用户侧储能相关备案项目达 416 个，总规模超 305.4MW/635.5MWh，环比小幅增加 2.3%。

图 8：8 月用户侧备案规模环比回暖



资料来源：能源电力说，国泰君安期货研究

图 9：用户侧储能大省备案量维持高位运行



资料来源：能源电力说，国泰君安期货研究

结合当下国内储能行业的基本面判断，微调国内全年储能装机量至 33.4GW/84.3GWh，同比增速 73%，与上月基本持平。根据光伏组件企业反应，2024 年光伏年底抢装现象出现概率较低，故下调国内光伏装机预测至 220GW，但对于储能新增容量装机规模影响较为有限，主要原因依旧在于储能充放电时长的持续增长，本月将储能充放电时长预期由 2.5 小时上调至 2.6 小时。根据年度装机预测的调整，得出如下的月度装机预测：

表 1：国内储能容量装机预测（单位：GWh）¹

日期	2023年	2024年	环比	同比	累计同比
1月	1.9	6.6	-31%	249%	249%
2月	0.9	1.2	-82%	31%	179%
3月	1.0	1.4	23%	44%	143%
4月	3.4	6.5	355%	90%	118%
5月	2.4	4.3	-35%	74%	107%
6月	6.1	11.9	179%	94%	102%
7月	4.4	9.3	-21%	113%	104%
8月	3.7	8.0	-15%	113%	106%
9月	4.0	6.9	-13%	72%	101%
10月	2.3	3.6	-48%	55%	97%
11月	8.8	11.0	206%	25%	81%
12月	9.6	13.6	23%	42%	73%
合计	48.7	84.3		73%	

资料来源：ESCN, IEA, 世界风能协会, 中电联, 国家统计局, 国泰君安期货研究

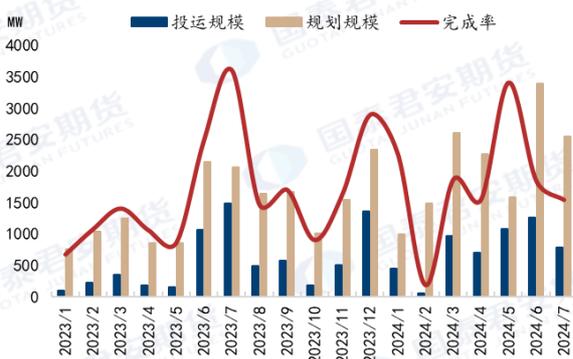
2. 海外市场：美国并网延期现象延续，欧洲户储市场依旧低迷

2.1 美国储能装机情况：并网延期问题缓解有限，年度大储并网规模预测下调至 11.4GW

2024 年 7 月美国大储市场新增并网 787.8MW，同比下降 47%，环比下降 37%。1-7 月大储累计装机 5296MW，同比增长 50%。7 月美国大储出现年内首次同比下滑，核心原因依旧在于完成率边际改善较为有限，7 月完成率进一步下滑至 30.8%，低于前期预期。

从项目规划规模上看，美国储能市场后续需求依然较为旺盛，2024 年 8-12 月规划规模 10.09GW，与上月相比基本持平，但美国储能装机规模增速的关键依然在于并网审批速度。

图 10：7 月美国储能并网规模年内首次同比下滑



资料来源：EIA, 国泰君安期货研究

图 11：美国储能市场项目储备依旧丰富



资料来源：EIA, 国泰君安期货研究

从 EIA 披露的规划进程来看，近月已完成建设以及建设进度大于 50% 的项目占比依旧维持高位，叠加降息等宏观政策的落地，规划完成率改善预期仍在。但当下美国大选较为焦灼，在大选尘埃落定前并网审批速度加快的可能较为有限，完成率改善的力度仍待观察，下调 2024 年美国大储新增并网规模预测至 11.4GW，功率规模同比增加 71%。

¹ 2023 年装机数据根据当月同比增速进行修正

表 2：美国大储功率装机预测（单位：GW）

日期	2023年	2024年	环比	同比	累计同比
1月	101	451	-67%	346%	346%
2月	221	54	-88%	-76%	60%
3月	349	969	1701%	178%	114%
4月	179	699	-28%	290%	147%
5月	147	1081	55%	637%	213%
6月	1067	1255	16%	18%	116%
7月	1490	788	-37%	-47%	50%
8月	482	770	-2%	60%	51%
9月	569	1157	50%	103%	57%
10月	181	397	-66%	120%	59%
11月	502	982	147%	96%	63%
12月	1361	2748	180%	102%	71%
合计	6650.2	11351		71%	

资料来源：EIA，国泰君安期货研究

从美国储能季度装机来看，2024Q1 美国新增装机 1.26GW/3.51GWh，容量装机环比下降 72%，同比增长 64%。表前装机 0.99GW/2.95GWh，同环比-75%/+130%，工商业装机 19.4MW/44.4MWh，同环比-52%/-60%，户用储能装机 252.4MW/515.7MWh，同环比+5%/+33%。表前储能维系高增，增量主要来自于内华达与德克萨斯州。表后储能来看，工商业储能装机遇冷，主要原因在于加州虽迈向 NEM 3.0 时代，但大多数互联系统仍属于 NEM2.0 范畴，装机动力不足；户用储能持续增长，在 NEM 3.0 影响下，2024Q1 加州户储市场的安装率达到了 42%。

图 12：美国储能季度功率装机规模与分布



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

图 13：美国储能季度容量装机规模与分布



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

2.2 欧洲储能装机情况：光伏装机滑坡拖累户储渗透，表前大储逐步起量

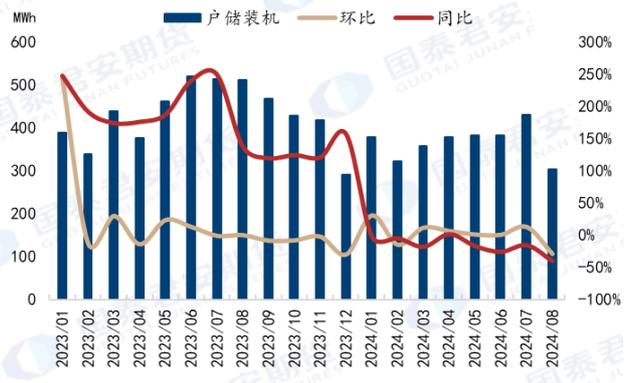
2024 年 8 月德国储能新增装机 228.3MW/360.5MWh，容量装机同比下降 32%，环比下降 27%，整体表现依旧较为低迷。户储装机的持续走弱是德国储能市场不景气的主要原因，从数据上看，8 月户储新增装机 204MW/304MWh，同环比分别为-41%/-29%，光伏装机增速的大幅度滑坡是本月户储同环比走低的核心原因，8 月德国光伏新增装机 790MW，远低于 7 月的 1.47GW 以及去年同期的 1.37GW。表前大储逐步起量，8 月新增装机规模达到 19.4MW/45.5MWh，1-8 月累计增长 128%，主要原因为电网灵活型调节能力不足带来的增量需求；工商业储能新增装机 4.9MW/11MWh，1-8 月累计增长 4.5%。

图 14：德国月度容量装机规模与分布



资料来源：Isea，国泰君安期货研究

图 15：德国月度户用储能装机规模变动情况



资料来源：Isea，国泰君安期货研究

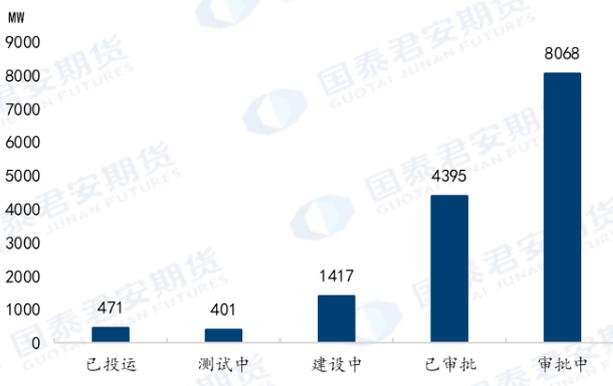
英国大储并网延期现象改善较为有限，7 月并网规模仅有 24.27MW，绝对量依然较低，2024Q2 新增装机 178.3MW，同环比均出现较大幅度的下滑。根据 Modo Energy 统计，三季度末规划并网规模将达到 1.1GW，但实际投入运营规模预计仅有 150-430MW，英国大储重回 2023 年的高增长依旧需要等待审批流程的进一步优化。

总体而言，由于补贴退坡、能源价格较低、电网消纳受限等因素的影响，预计欧洲储能市场增量将逐渐从以户储为主导转向以大储为主导。

2.3 新兴国家装机情况：各地储能项目加速落地，未来装机蓄势待发

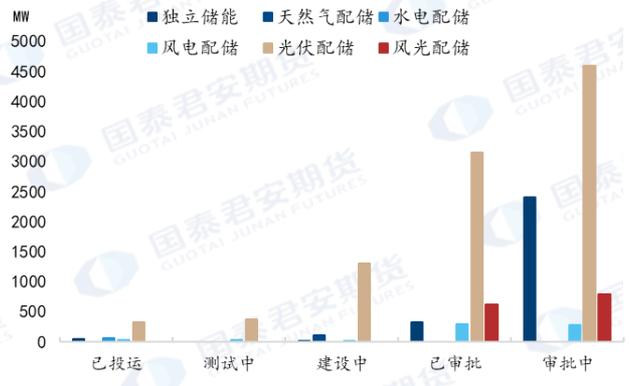
2024 年 8 月，智利储能项目储备量持续增加，提升本土新能源利用率迫在眉睫。8 月，50MW 测试项目正式投运，处于测试中的项目规模达到 401MW，建设中的项目规模增加 125MW 至 1417MW，已审批项目规模增加 1240MW 至 4395MW，审批中的项目规模减少 630MW 至 8068MW。由于供应链风险以及项目承包商的稀缺等因素的困扰，智利储能项目落地速度偏慢。智利政府对于储能发展较为重视，目前基本明确了储能的盈利模式，同时也进行了大规模的招标，在政策的推动下，储能投建速度有望加速。

图 16：8 月智利储能项目进展情况



资料来源：Acera，国泰君安期货研究

图 17：8 月智利储能项目分类情况



资料来源：Acera，国泰君安期货研究

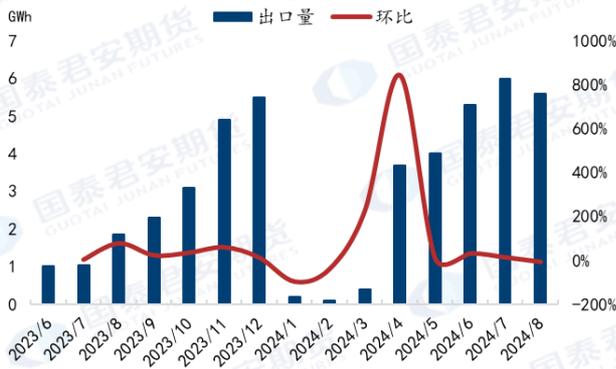
8 月澳大利亚大储建设进程有所加速，澳大利亚可再生能源开发商 Ark Energy 已提交在澳大利亚新南威尔士州北部 Myrtle Creek 开发 500MW 太阳能加储能项目的申请，储能规模 275MW/2200MWh；阿特斯被选中为 FRV 的维多利亚州储能项目提供 100MW/200MWh 储能系统；维多利亚州政府宣布将简化规划流程，将 350MW/700MWh 规模的 Joel 储能项目纳入快速通道。

2.4 储能电池与逆变器出口跟踪：出口同比高增，海外需求依旧可期

储能电池出口数量同比延续高增，环比小幅回落，2024年8月我国储能电池出口5.6GWh，同比增长218.9%，环比下降6.7%，出口量占消费量的比重提升至33.4%。逆变器出口同环比增长，2024年8月我国逆变器出口528.76万个，同比增加31.5%，环比增加0.9%。

分国别来看，美国锂电池与逆变器进口均有所降温，8月我国出口至美国的逆变器数量达到32.4万个，同环比-3.2%/-13.2%；锂电池出口数量8.72万吨，同环比+87.5%/-8.3%，绝对量仅此于今年7月，主要原因或为美国加征关税政策落地后带来的“抢出口”效应。由于欧洲地区储能装机的持续低迷，出口数量有所滑坡，8月出口至德国的逆变器数量达15.74万个，环比下滑20.6%，同比跌幅扩大至16.3%。

图 18：我国储能电池出口规模



资料来源：动力电池创新联盟，国泰君安期货研究

图 19：我国逆变器出口规模



资料来源：海关总署，国泰君安期货研究

3. 储能行业价格跟踪：储能中标系统价格阶段性反弹，向下趋势难言反转

3.1 国内储能相关价格：电芯价格稳步下跌，储能系统成本中枢下移

由于极端低报价较少且部分项目为构网储能项目，相较于跟网项目存在一定的溢价，2024年8月，国内储能项目中标价格迎来回升。2小时储能系统平均报价环比上涨16.4%，平均报价为0.689元/Wh，4小时储能系统平均报价0.628元/Wh，环比上涨18.3%。EPC报价延续下降，2小时EPC平均报价1.131元/Wh，环比下降6.68%。

作为储能系统主要成本项的电芯价格延续下降，储能系统价格难言企稳。280Ah电芯8月均价0.32元/Wh，环比下降4.5%，314Ah电芯均价0.34元/Wh，环比下降6.8%，户用100Ah电芯8月均价0.39元/Wh，环比下降3.2%。鉴于314Ah电芯理论成本低于280Ah电芯，且各厂商对应产能不断扩大，在电芯转型的关键时期，部分厂商或采取以价换量的策略，从数据上看目前二者价差已呈现逐步收窄趋势，后续预计将发生扭转。从库存角度来看，储能电芯的绝对与相对库存规模均出现增加，使得储能电芯价格进一步承压，截止至8月底，储能电池库存上升至49.3GWh²，电芯库销比达1.89个月，相较上月继续增长。

² 咨询商对历史数据进行了修正

图 20：2 小时储能系统价格变动情况



资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 21：2 小时储能 EPC 价格变动情况



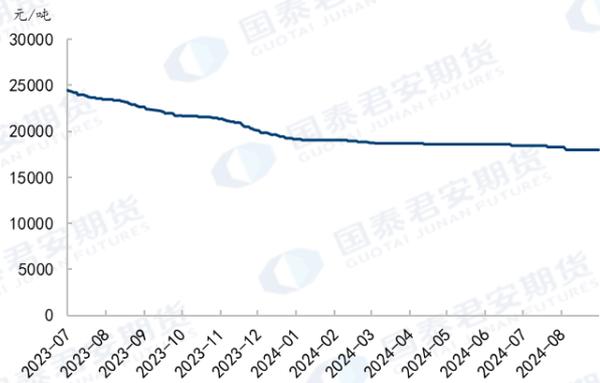
资料来源：储能与电力市场，国泰君安期货研究

图 22：正极材料价格变动情况



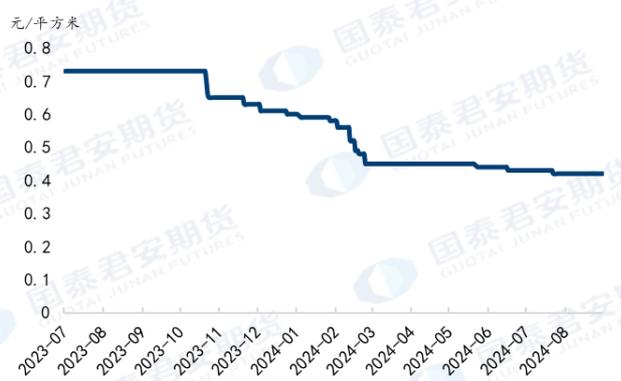
资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 23：石墨价格变动情况



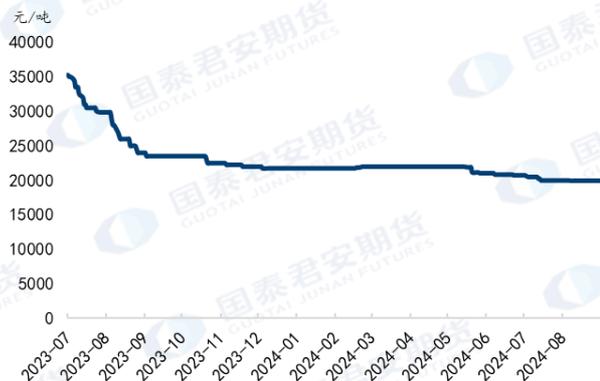
资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 24：隔膜价格变动情况



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 25：电解液价格变动情况



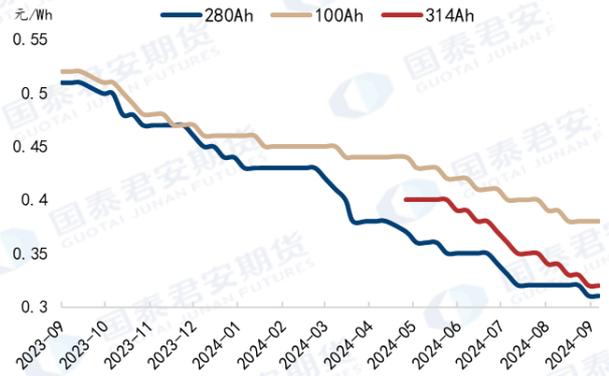
资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 26：辅材价格变动情况



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 27：储能电芯价格变动情况

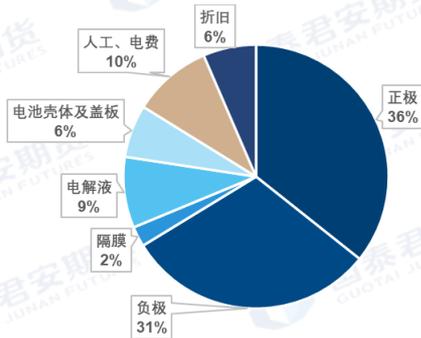


资料来源：SMM，国泰君安期货研究

以 2024 年 8 月的原材料价格为锚进行测算，储能电芯生产完全成本约 0.326 元/Wh，储能系统成本 0.629 元/Wh，较上月延续下滑，主要原因为碳酸锂、铜、铝等锂电原材料价格以及逆变器价格的下跌。将成本进行拆解来看，储能电芯依然是储能系统的主要成本，占储能系统成本的 52%，储能逆变器价格小幅下滑 0.02 元至下降至 0.108 元/W，导致其占比由 18%下降为 17%，为储能系统中第二大成本项；储能电芯成本构成较 7 月相差不大，电芯中占比最大的依然是正极材料成本，单位成本 0.1107 元/Wh，占比 36%，负极成本占比 31%，单位成本 0.095 元/Wh，而其他成本因占比较小，对于电芯成本影响较为有限。

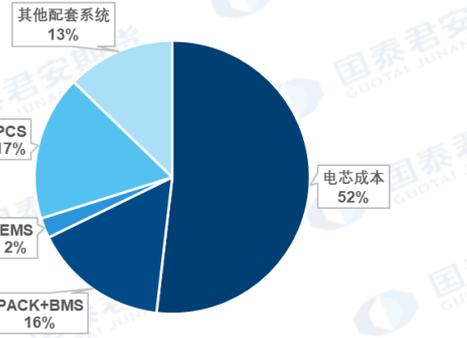
从储能电芯生产企业的利润角度来看，高库存与竞争激烈的市场格局使得电芯降价幅度高于原材料价格的下降幅度，电芯生产企业盈利能力进一步恶化。经测算，2024 年 8 月储能电芯厂 280Ah 电芯毛利率³下滑至 -5.33%。后续来看，短期内储能电芯产量依旧维持过剩状态，部分厂商为保持开工率仍将采用低价策略获取订单，另一方面，碳酸锂四季度偏弱运行的走势或为储能电芯打开进一步下跌的通道，在行业内卷的背景下，电芯价格难言筑底。

图 28：2024 年 8 月储能电芯成本拆解



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 29：2024 年 8 月储能系统成本拆解



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

³ 毛利率 = (销售价格 / 生产完全成本) - 1，生产完全成本采用前一月原材料价格测算

图 30：储能 280Ah 电芯生产成本延续下降



资料来源：SMM，国泰君安期货研究

图 31：储能 280Ah 电芯生产企业利润承压愈发严重

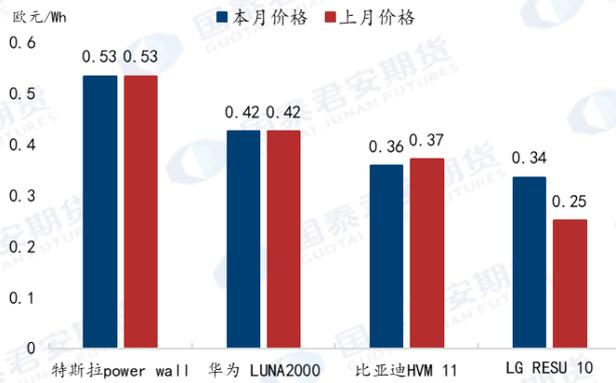


资料来源：SMM，国泰君安期货研究

3.2 海外储能相关价格：欧洲居民电价回升，户储价格较为坚挺

2024 年 9 月欧洲户储价格与 8 月基本持平，主流产品单位价格在 0.34-0.53 欧元/Wh。价格的相对低位叠加库存的持续消化，欧洲户储价格逐步企稳，进一步下跌空间较小，而光伏组件价格仍未企稳，光储一体化设备收益持续承压。美国大储建设成本有所回升，2024Q1 平均成本 1080 美元/KW，同比下降 39.26%，环比回升 4.85%。同比大幅下跌的主要原因依旧在于国内储能行业产能过剩带来的出口价格下滑，从环比角度上看，储能价格已至低位，预计将延续低位运行。

图 32：欧洲代表品牌储能系统价格变动情况



资料来源：Energiespeicher，国泰君安期货研究

图 33：美国大储储能系统建设成本环比反弹



资料来源：Wood Mackenzie，国泰君安期货研究

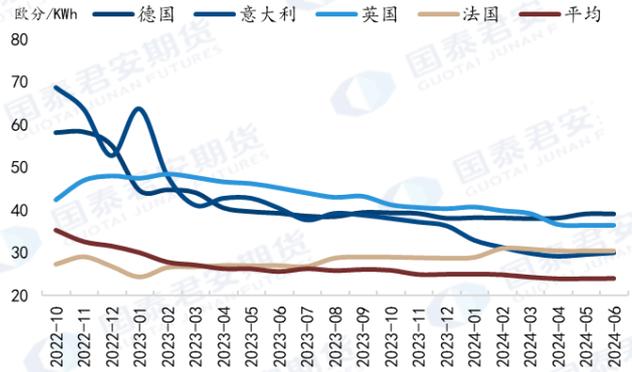
8 月欧洲各国首都居民电价环比基本持平，平均电价达到 24.17 欧分/KWh，同比降幅 6.4%。分国别来看，德国 8 月民用电价 39.29 欧分/KWh，与 7 月持平，同比+2.1%，意大利电价上涨 0.13 欧分/KWh 至 31.96 欧分/KWh，英国电价下降 0.59 欧分/KWh 至 34.85 欧分/KWh，法国电价下降 0.11 欧分至 30.49 欧分/KWh。从批发侧来看，受可再生能源出力降低、天然气价格上涨、夏季用电需求增加等多重因素的共同影响，8 月欧洲电力现货市场价格呈上行趋势，法国、德国、意大利与西班牙月均价分别上涨 17.9%、17.1%、13%与 20.9%。

图 34：欧洲主要国家电力现货市场价格变动情况



资料来源：Bloomberg，国泰君安期货研究

图 35：欧洲主要国家居民用电价变动情况



资料来源：HEPI，国泰君安期货研究

4. 储能收益跟踪：大储套利收益分化，峰谷价差收窄促使表后储能收益下滑

4.1 国内储能收益测算：未有省份达光储平价，部分地区套利收益迎来回升

2024 年 7 月，暂无省份达到光储平价，主要原因在于集中式光伏 EPC 价格下行速度快于储能 EPC。根据光伏头条数据，6 月集中式光伏 EPC 均价 3.14 元/W，7 月下降至 2.72 元/W，下降幅度超 14%，而 2 小时储能 EPC 价格仅下降 6.8%。全国弃光率由 1.7% 小幅上升至 2.4%，依旧处于年内较低水平。考虑到当前我国电力现货市场仅在少数省份进行连续运行，光储收益测算时并未纳入电价分时申报带来的额外性收益，实际光储收益预计略高于计算值。

后续来看，随着光伏装机的持续增加，供需阶段性错配现象预计频发，同时辅助服务补偿机制预计将不断完善，电改推动促进现货市场的建设，从而催化分时申报收益，光储收益率具有较大的提升空间，另一方面来看，光伏价格的企稳或是决定光储平价时间节点的一大重要因素。

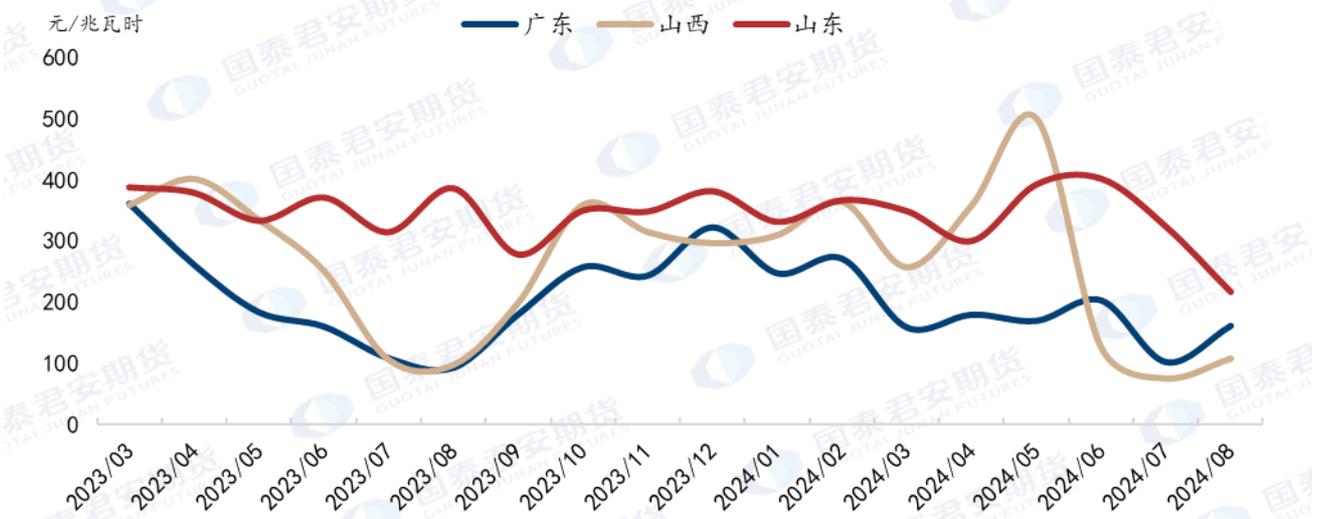
表 3：全国光伏装机前十大省份光储平价跟踪

地区	燃煤基准电价	光伏利用率	弃光率	光伏电站收益率	光储一体化收益率	收益率差值
河北	0.3644	99%	1%	6.14%	4.62%	-1.51%
云南	0.3358	87%	13%	3.03%	2.35%	-0.68%
新疆	0.25	92%	9%	1.78%	0.79%	-0.99%
山东	0.3949	100%	0%	6.09%	4.57%	-1.52%
江苏	0.391	100%	0%	4.90%	3.45%	-1.45%
河南	0.3779	99%	1%	3.92%	2.58%	-1.33%
湖北	0.4161	96%	4%	3.28%	2.38%	-0.91%
甘肃	0.3078	93%	7%	4.51%	3.60%	-0.92%
安徽	0.3844	100%	0%	3.84%	2.46%	-1.38%
广东	0.453	100%	0%	5.83%	4.38%	-1.45%

资料来源：同花顺 iFind，光伏头条，储能与电力市场，国泰君安期货研究

从电力现货市场套利收入来看，8 月广东与山西现货市场储能理论套利收益有所回升，分别为 160.4 元/MWh 与 107.6 元/MWh，同环比为+75%/+59%与+11%/+43%；由于新能源出力总量的下降，山东电力现货市场日内波动有所降低，储能理论套利收益 216.6 元/MWh，同环比-44%/-33%。

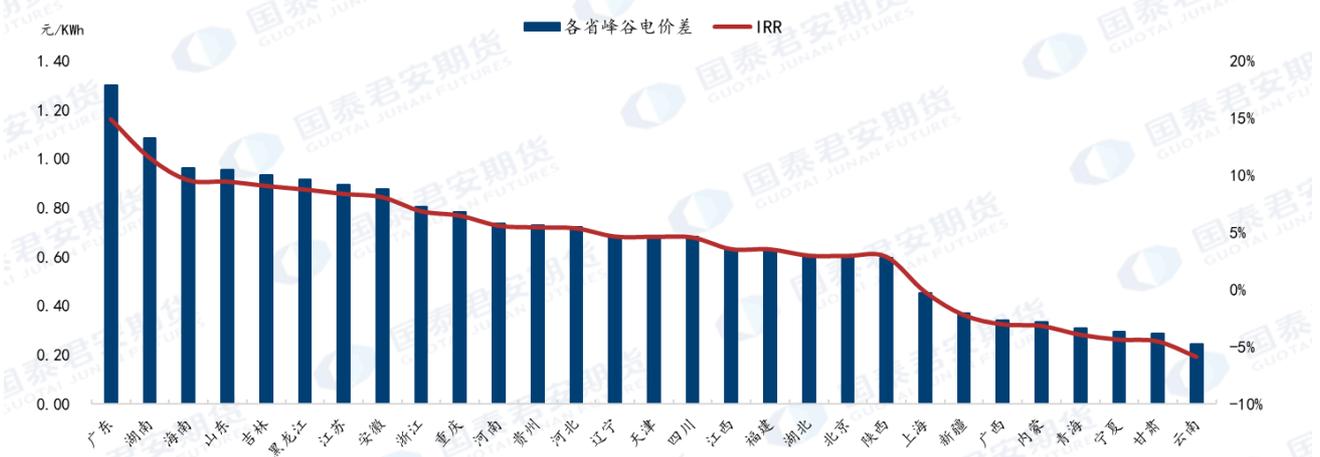
图 36：电力现货市场储能套利收益变化情况



资料来源：兰木达电力现货，国泰君安期货研究

从全国范围内看，9 月峰谷价差总体呈收窄趋势，且幅度较大，原因在于多个地区 9 月份取消执行尖峰电价，最大峰谷价差明显降低，如江苏、浙江两大工商业储能装机大省。在统计到的 29 个省份（地区）中，有 17 个省份峰谷价差缩小，仅有广东与湖南两省峰谷价差超过 1 元/KWh，分别为 1.3 元/KWh 与 1.1 元/KWh。根据自有资金率 30%，贷款周期 15 年的假设进行测算，在该峰谷价差水平下，全投资回报率位于 -6%-15%之间，广东地区理论回报率位居全国第一，达到 14.9%，湖南省理论回报率达 11.5%，其余省份均未达到 10%。

图 37：峰谷价差与工商业储能收益率追踪

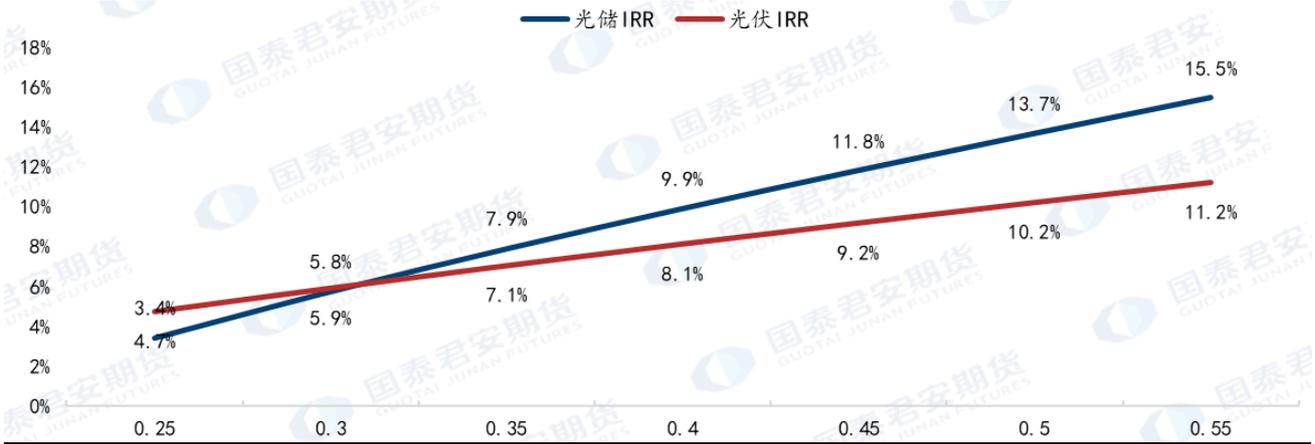


资料来源：SMM，北极星电力网，国泰君安期货研究

4.2 欧洲户储收益测算：低电价拖累延续，用户加装户储意愿有限

2024 年 8 月，德国光储设备收益率仍高于光伏设备，但全欧洲来看，光储设备收益率低于光伏设备。德国民用电价 39.29 欧分/KWh，在此电价水平下，光储一体化 IRR 约 9.64%，单一光伏设备 IRR 约 7.99%，若按照全欧平均电价 24.17 欧分/KWh 进行计算，光储一体化 IRR 约 3.04%，单一光伏设备 IRR 约 4.54%，可见当下低电价时点户储对于居民的吸引力不强。

图 38：欧洲户用光伏与光储一体化收益率对比



资料来源：HEPI，国泰君安期货研究

5. 储能政策跟踪：新型电力系统建设加速，顶层政策驱动新型储能向上

根据 CNESA 的不完全统计，2024 年 8 月份共发布储能相关政策 55 项，主要落实于储能规划、新能源配储、电力市场、储能补贴等相关方面。我们认为重要政策有 11 项，其中国家层面发布的有关于新型电力系统与配电网建设的方案充分肯定了新型储能的重要性，后续新型储能将进一步发挥促消纳与电网调节的功能。

表 4：8 月储能重要政策汇总情况

政策名称	政策类型	发布机构	政策内容
国家层面			
《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	储能规划	国家发改委、国家能源局	充分发挥新型储能调节能力，通过建设一批共享储能电站、探索应用一批新型储能技术，加快实现新型储能规模化应用，同步完善调用和市场化运行机制。
《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027 年）》	储能规划	国家能源局	建设一批满足新型主体接入的项目。结合分布式新能源的资源条件、开发布局和投产时序，有针对性加强配电网建设，提高配电网对分布式新能源的接纳、配置和调控能力。
地方层面			
《关于 2024 年度新型储能入库项目的公示》	储能规划	山东省能源局	共 86 个项目，总规模 1632.85 万千瓦。
《关于做好 2024 年全区独立新型储能项目布局及相关工作的通知》	储能规划	新疆发改委	共 41 个项目，总规模 7.35GW/30.86GWh。
《加快新型储能产业高质量发展的指导意见》	储能规划	山东发改委	目标到 2025 年，全省新型储能产业营业收入达到 2500 亿元。

《上海市“风光同场”海上光伏开发建设方案》	新能源配 储	上海市发 改委	2025年海上光伏项目按 20%/2h 开展竞争配置和开发建设。
《云南电力调峰辅助服务市场交易规则(试行)(征求意见稿)》	电力市场	云南能监 办	明确调峰交易规则。采用“日前报价和预安排,日内正式出清,按需按序调用”的组织方式。报价上限不超过 335.8元/MWh ,需同步上报最大充电电力及持续时间。
《河南电力辅助服务市场交易细则(征求意见稿)》	电力市场	河南能监 办	辅助服务市场品种主要以调峰(深调和应急启停)、调频辅助服务为主。储能调峰申报价格设立最高限价 200元/兆瓦时 ,调频申报价格范围暂定为 0-15元/MW 。
《贵州电力爬坡辅助服务市场交易规则(征求意见稿)》	电力市场	贵州监管 办	独立储能报价上限为 30元/(MW·日) ,且需按当日上网电量比例进行分摊爬坡辅助服务补偿费用。
《进一步加强发电机组并网运行管理和辅助服务管理有关事项的通知(征求意见稿)》	电力市场	河南监管 办	独立新型储能在进入商业运营前,并网运行考核和分摊辅助服务费按2倍执行,分摊标准不超过当月调试电费收入的10%。当前有偿辅助服务暂开展有偿无功服务、有偿一次调频服务补偿。无功补偿标准暂定为 15元/MVarh 。
《关于在华北区域电网大负荷期间对新能源配建储能进行统一直接调用的通知》	电力市场	华北能源 监管局	统一直接调用新能源配建储能时补偿价格选取北京、天津、冀北三地独立储能充放电 当月最大价差 作为京津唐区域内新能源配建储能统一直接调用补偿价格。不再额外获得调峰辅助服务费用。

资料来源:公开资料整理,国泰君安期货研究

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

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

分析师声明

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

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，对此本公司可不发出特别通知。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议，客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

版权声明

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安期货研究”，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。若本公司以外的其他个人或机构（以下简称“该个人或机构”）发送本报告，则由该个人或机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该个人或机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的期货品种。本报告不构成本公司向该个人或机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该个人或机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

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