

储能新时代系列之一

价格机制加快理顺，甘肃新型储能增长动能强劲

核心观点：

- **甘肃电力现状：新能源外送大省，储能发展初具规模。**甘肃 2024 年底发电装机超 9000 万千瓦，新能源占比超 60%。甘肃是典型的外送省，当前外送电量占比已达 28.0%。适应于新能源大规模发展，甘肃具有较大的新型储能装机规模，位列全国第五。甘肃新型储能参与电力现货市场和辅助服务市场，初步实现了市场化运行。
- **甘肃锂电池储能成本：日均一充一放，测算 LCOS 为 0.29 元/千瓦时。**根据《2024 年度中国电力市场发展报告》，甘肃储能基本实现日均一充一放，部分日期实现两充两放。我们取全年充放电 360 次。经 LCOS 公式法测算，甘肃锂电池储能 LCOS 为 0.29 元/千瓦时。
- **甘肃储能收入：现货市场价差、辅助服务和容量电价形成多维收入体系。**（一）现货市场价差：现货市场价差：**2025 年快速走扩，达 0.27 元/千瓦时。**过去几年，河西地区现货价差小幅缩窄，河东地区下降幅度较大。2025 年上半年峰谷价差转为拉阔趋势，主要系火电抬升整体报价、新能源出力提升拉低谷时电价。容量电价新规降低了现货报价上限，但影响较小。（二）辅助服务收入：**25 年甘肃辅助服务市场规模扩大，测算典型的 100MW 储能电站平均年调频收入为 170 万元。**当前主要包括调峰容量市场、需求响应市场、调频辅助服务市场，未来将主要包括调频辅助服务市场。2024 年甘肃储能辅助服务收益为 1.2 亿元，2025 年甘肃调频市场辅助服务空间快速增长，主要系新能源发电占比增加。（三）容量电价：**容量租赁、容量补偿机制升级容量电价，电网侧储能可获 38.5 元/（千瓦时·年）容量电价。**我们分析该容量电价机制具备两方面特征：一方面，容量电费总盘子规模可控，易于落地执行；另一方面，对提供容量支撑的电源引入竞争机制，促进优中选优。
- **测算甘肃独立储能资本金 IRR 超 9%，2026 年新型储能装机有望继续高增 60%。**以 100 兆瓦 / 200 兆瓦时储能项目为例，测算甘肃电网侧储能资本金 IRR 为 9.9%。考虑到当前甘肃光伏消纳压力很大，预计 2026 年甘肃储能需求有望达到 12GWh，增速有望达到 60%。
- **投资建议：**（1）甘肃是三北新能源大省的缩影，其储能电站收益率渐入佳境，潜在装机规模较大，预示着 2026 年我国新型储能需求的高景气，有望带动储能产业链各环节盈利的改善，推荐储能电池及材料龙头企业：宁德时代、亿纬锂能、湖南裕能、富临精工，建议关注：多氟多、天际股份、万润新能；（2）具有选址、运营优势的龙头集成企业有望实现储能电站更高收益率并提高市占率，推荐海博思创、南网科技、阳光电源、阿特斯，建议关注：科陆电子；（3）电力交易能力日益成为储能电站运营的核心技术壁垒，推荐国能日新。
- **风险提示。**现货市场价差下降超预期。容量电价变化幅度超预期。储能成本上升超预期。

行业评级

买入

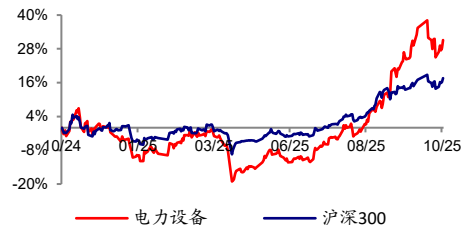
前次评级

买入

报告日期

2025-10-27

相对市场表现



分析师：

陈子坤



SAC 执证号：S0260513080001



010-59136690



chenzikun@gf.com.cn

分析师：

陈昕



SAC 执证号：S0260522080008



010-59136699



gfchenxin@gf.com.cn

分析师：

李天帅



SAC 执证号：S0260525020001



021-88778876



lilianshuai@gf.com.cn

分析师：

郭鹏



SAC 执证号：S0260514030003



SFC CE No. BNX688



021-38003655



guopeng@gf.com.cn

请注意，陈子坤、陈昕、李天帅并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

相关研究：

锂电行业 2025 年中报总结：	2025-09-24
盈利持续修复，关注电池环节和固态新技术	
储能行业：储能政策三箭齐发，储能需求有望提速	2025-09-14
电改系列：容量电价星火燎原，新型储能加快发展	2025-09-14

重点公司估值和财务分析表

股票简称	股票代码	货币	最新	最近	评级	合理价值 (元/股)	EPS(元)		PE(x)		EV/EBITDA(x)		ROE(%)	
			收盘价	报告日期			2025E	2026E	2025E	2026E	2025E	2026E	2025E	2026E
海博思创	688411.SH	CNY	300.00	2025/06/02	买入	88.90	4.94	6.32	60.73	47.47	46.30	36.14	19.60	21.40
阳光电源	300274.SZ	CNY	165	2024/8/26	买入	79.83	16.4	18.5	10.1	8.9	7.36	5.31	25.8	23.4
宁德时代	300750.SZ	CNY	385.77	2025/08/08	买入	359.12	14.36	17.25	26.86	22.36	16.98	14.26	18.70	18.50
亿纬锂能	300014.SZ	CNY	80.25	2024/8/26	买入	43.34	2.78	3.39	28.9	23.7	9.04	7.08	12.7	13.4
南网科技	688248.SH	CNY	53.71	2025/10/22	买入	63.80	0.90	1.16	59.68	46.30	47.32	37.96	14.60	15.70
阿特斯	688472.SH	CNY	12.14	2025/05/14	买入	10.25	0.41	0.73	29.61	16.63	8.65	6.95	6.30	10.20
富临精工	300432.SZ	CNY	18.07	2025/05/04	买入	24.11	0.96	1.27	18.82	14.23	17.64	13.85	23.40	25.40
湖南裕能	301358.SZ	CNY	56.5	2024/8/4	买入	41.02	2.73	3.82	20.7	14.8	5.53	4.27	14.6	16.9
国能日新	301162.SZ	CNY	55.6	2024/8/28	买入	65.73	1.37	1.72	40.6	32.3	16.46	12.18	10.1	11.3

数据来源：Wind、广发证券发展研究中心

备注：表中估值指标按照最新收盘价计算

目录索引

一、甘肃电力现状：新能源外送大省，储能发展初具规模.....	5
二、甘肃新型储能成本：日均一充一放，测算 LCOS 为 0.29 元/千瓦时	7
三、甘肃新型储能收入：现货市场价差、辅助服务和容量电价形成多维收入体系	9
（一）现货市场价差：2025 年快速走扩，达 0.27 元/千瓦时	9
（二）辅助服务：25 年辅助服务市场规模扩大，典型的 100 兆瓦储能电站平均年调频收入为 170 万元	15
（三）容量电价：容量租赁、容量补偿机制升级容量电价，电网侧储能可获 38.5 元/（千瓦时·年）容量电价	18
四、测算甘肃独立储能资本金 IRR 超 9%，2026 年新型储能装机有望继续高增 60%	22
（一）收益率：现货价差+辅助服务+容量电价驱动资本金 IRR 超 9%，	22
（二）甘肃储能市场空间：2026 年甘肃储能需求有望超过 12GWh，增速超过 60%	23
五、投资建议	24
六、风险提示	25
（一）现货市场价差下降超预期	25
（二）容量电价变化幅度超预期	25
（三）储能成本上升超预期	25

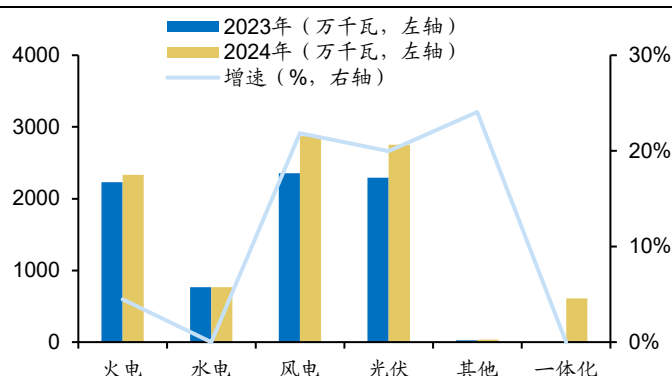
图表索引

图 1: 甘肃电源装机同期比较	5
图 2: 甘肃电源装机结构	5
图 3: 甘肃发电量同期比较	6
图 4: 甘肃发电量结构	6
图 5: 甘肃 2025H1 实际外送电量（非完全统计）	6
图 6: 甘肃独立储能 LCOS 测算	8
图 7: 2024 年和 2025 年 1-7 月日前均价	9
图 8: 甘肃河西河东发用电结构	10
图 9: 甘肃河西河东节点电价对比	10
图 10: 甘肃日内负荷曲线（兆瓦）	11
图 11: 甘肃日内联络线净外送功率曲线（兆瓦）	11
图 12: 甘肃日内风电出力曲线（兆瓦）	11
图 13: 甘肃日内光伏出力曲线（兆瓦）	11
图 14: 甘肃日内水电出力曲线（兆瓦）	11
图 15: 甘肃竞价空间与日前价格（竞价空间单位：兆瓦；日前价格单位（右轴）： 元/兆瓦时）	12
图 16: 甘肃日内电价“鸭子曲线”（元/兆瓦时）	12
图 17: 甘肃日内电价与各因素的相关性系数	13
图 18: 河东、河西 2021-2023 年电价分析（元/MWh）	14
图 19: 甘肃省 2025 年 1-5 月报价曲线	14
图 20: 甘肃省 2024 年和 2025 年年度成交电量	14
图 21: 甘肃 2025 年 1-5 月月均日前价格曲线（元/兆瓦时）	14
图 22: 甘肃 2025 年 1-5 月月均实时价格曲线（元/兆瓦时）	14
图 23: 甘肃 2024 年 1 月至 2025 年 7 月的发电侧报价（单位：元/兆瓦时）	15
图 24: 甘肃 2025 年月度调频里程（万兆瓦）	18
图 25: 甘肃 2025 年月度调频收益（万元）	18
图 26: 2024 年储能容量租赁不同年限项目数占比	19
图 27: 2024 年各省储能租赁中标公示规模及均价	19
图 28: 甘肃独立储能资本金 IRR 测算	22
图 29: 甘肃独立储能 IRR 敏感性测算	23
图 30: 光储平价示意图	23

一、甘肃电力现状：新能源外送大省，储能发展初具规模

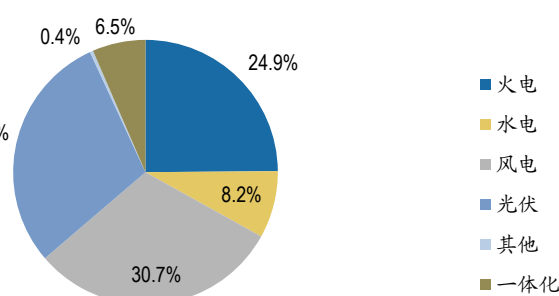
甘肃2024年底发电装机超9000万千瓦，新能源占比超60%。根据《2024年甘肃电力市场交易信息报告》，2024年，全省发电装机容量9993.07万千瓦，同比增长15.52%。统调（省级结算口径，下同）装机容量9359.36万千瓦，同比增长22.03%。其中：火电装机2330.80万千瓦，同比增长4.48%；水电装机763.75万千瓦，同比不变；风电装机2871.77万千瓦，同比增长21.85%；光伏装机2750.04万千瓦，同比增长19.98%；其它装机33.00万千瓦，同比增长24.06%；风光光热一体化项目610万千瓦，同比增长258.82%。甘肃风光装机合计占比高达60.1%。

图 1：甘肃电源装机同期比较



数据来源：甘肃电力交易中心，广发证券发展研究中心

图 2：甘肃电源装机结构

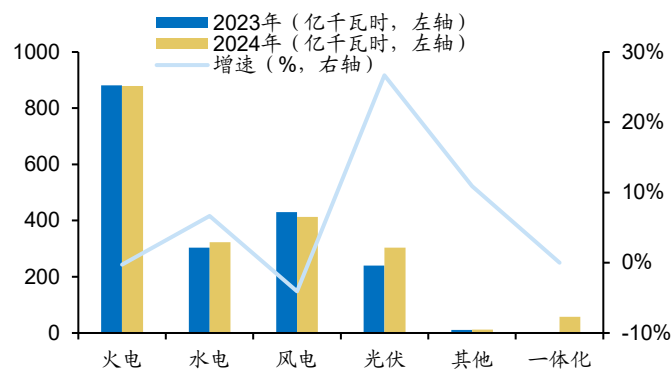


数据来源：甘肃电力交易中心，广发证券发展研究中心

甘肃2024年发电量超2000亿千瓦时，增速近8%。根据《2024年甘肃电力市场交易信息报告》，2024年全省发电量2280.14亿千瓦时，同比增长7.92%，利用小时数2482小时，同比减少461小时。2024年统调发电量1987.9亿千瓦时，同比增长6.59%，利用小时数2292小时，同比减少485小时。

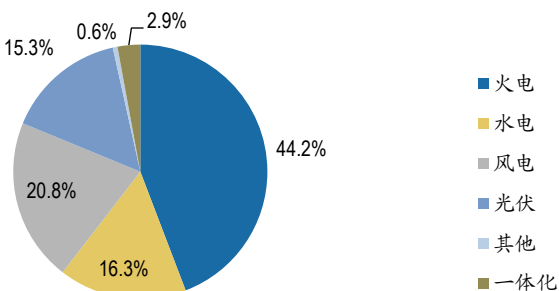
甘肃发电量结构中，火电与新能源各占约四成，边际上火电发电量占比下降，光伏发电量占比提升明显。根据甘肃电力交易中心数据，其中：火电发电量878.66亿千瓦时，同比下降0.25%，占总发电量的44.2%，同比下降3.0个百分点。水电发电量323.42亿千瓦时，同比增长6.65%，占总发电量的16.3%，同比与去年持平。发电小时数4235小时，同比增加259小时；风电发电量412.73亿千瓦时，同比下降4.07%，占总发电量的20.8%，同比下降2.3个百分点。发电小时数1611小时，同比减少367小时；光伏发电量304.07亿千瓦时，同比增长26.68%，占总发电量的15.3%，同比增长2.4个百分点。发电小时数1182小时，同比减少252小时。

图 3：甘肃发电量同期比较



数据来源：甘肃电力交易中心，广发证券发展研究中心

图 4：甘肃发电量结构



数据来源：甘肃电力交易中心，广发证券发展研究中心

甘肃是典型的外送省，当前外送电量占比已达28.0%。根据数据，2025年上半年，甘肃全社会用电量880.7亿千瓦时，发电量1193亿千瓦时，外送334亿千瓦时（占发电量的28.0%），外购21.5亿千瓦时。当前，甘肃主要外送湖南和山东，通过祁韶直流与庆东直流两条外送通道实现。根据规划，未来还将新增陇电入浙（甘肃武威-浙江绍兴±800kV直流，预计2027年投运），陇电入川（甘肃酒泉-四川资阳±800kV直流，预计2027年投运）两项外送工程。届时，甘肃将有32GW的外送能力，年外送电量可超过1400亿千瓦时（2024年全年实际外送558亿千瓦时）。

图 5：甘肃2025H1实际外送电量（非完全统计）



数据来源：大地量子，广发证券发展研究中心

适应于新能源大规模发展，甘肃具有较大的新型储能装机规模，位列全国第五。根据《2024年度中国电力市场发展报告》，截至2024年底，甘肃新型储能装机规模442万千瓦/1153万千瓦时，平均配储时长2.6小时。根据国网甘肃省电力公司，截至2025年6月底，甘肃电网新型储能装机突破600万千瓦，电力储存容量达到606.93万千瓦，且可连续放电2.3小时。新型储能装机规模同比增长65.64%，位居全国第五。

甘肃新型储能对于新能源消纳和电力保供已发挥重要作用。为充分发挥储能在电力系统平衡和新能源消纳方面的规模化作用，甘肃创新运用新型储能协调控制系统，探索尝试储能资源的市场化和精准化调控。根据《2024年度中国电力市场发展报告》，2024年甘肃新型储能累计充电量20.91亿千瓦时，提升新能源利用率2.41个百分点；用电高峰时段最大放电电力323万千瓦，有效缓解电力保供压力。在甘肃新能源装机占比超过64%、日最大出力波动200万千瓦的情况下，助力电力安全稳定供应，支持新能源利用率在90%以上。根据国网甘肃省电力公司，今年上半年，甘肃新型储能最大充电电力363万千瓦，充电电量16.42亿千瓦时，提升新能源利用率2.8个百分点；最大放电电力391万千瓦，相当于4台百万千瓦火电机组的顶峰能力。储能综合利用小时数676小时，排名全国第六，规模化储能在保供应、稳消纳、促转型中的作用凸显。发挥重要作用的同时，也需要看到，甘肃新型储能80%以上为新能源配建，存在“点多、量小、控制难”等问题。

甘肃新型储能参与电力现货市场和辅助服务市场，初步实现了市场化运行。新型储能在电力现货市场通过“低充高放”获取电能量价差收益，在辅助服务市场通过提供调频服务获得补偿。根据中国能源新闻网数据，2024年储能参与现货市场交易电量9.76亿千瓦时，其中现货正电量4.45亿千瓦时、现货负电量5.31亿千瓦时，产生辅助服务收益1.21亿元。10家独立储能电站参与调频辅助服务市场，与火电、水电合计贡献调频里程1961万兆瓦，火电、水电与储能合计获得调频补偿1.77亿元。

二、甘肃新型储能成本：日均一充一放，测算 LCOS 为 0.29 元/千瓦时

平准化储能成本(LCOS)量化了特定储能技术和应用场景下单位放电量的折现成本。该度量标准考虑了影响放电寿命成本的所有技术和经济参数，可以直接与发电技术的平准化度电成本(LCOE)相类比，是进行储能技术成本比较的合适工具。LCOS可以描述为一项储能技术的全生命周期成本除以其累计传输的电能量或电功率，它反映了净现值为零时的内部平均电价，即该项投资的盈利点。

测算甘肃锂电池独立储能LCOS为0.29元/千瓦时。根据北极星储能网数据，10月15日，朗益古浪200兆瓦/800兆瓦时独立储能电站项目EPC总承包中标候选人公示，前三名中标候选人中标单价分别为0.715/0.692/0.891元/Wh，取中位数为0.715元/Wh。根据《2024年度中国电力市场发展报告》，截至2024年底，甘肃新型储能装机规模442万千瓦/1153万千瓦时，新型储能在自主参与市场的情况下，2024年平均利用小时数1146小时，其中电网侧储能2074小时，电源侧储能944小时，基本实现日均一充一放，部分日期实现两充两放。因此，我们取全年充放电次数为360次。以100兆瓦/400兆瓦时储能电站为例，经LCOS公式法测算，甘肃独立储能LCOS约0.29元/千瓦时。

图 6：甘肃独立储能LCOS测算

建设期	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
发电量	万千瓦时	5425.4	5317.4	5264.2	5211.6	5159.5	5107.9	5056.8	5006.2	4956.2	4906.6	4857.6	4807.6	4757.6	4707.6	4657.6	4607.6	4557.6	4507.6	4457.6	4407.6	4357.6	4307.6	4257.6	4207.6
发电量折现值	万千瓦时		5236.9	4782.1	4569.8	4366.9	4173.0	3987.7	3810.6	3641.4	3479.8	3325.3	3177.6	3425.7	3273.6	3128.3	2989.4	2856.6	2729.8	2608.6	2492.8	2382.1	2276.3	2175.2	2078.7
发电量现值	万千瓦时		83958.9																						
①储能现金流计算:LCOS:																									
建设投资	万元 (含税)	-14300.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6000.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
运维费用	万元	0.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0	-286.0
还本付息支出	万元	0.0	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	-1168.7	0.0	0.0	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	-490.4	0.0	0.0
借款	万元	10123.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4247.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
增值税抵扣	万元	0.0	220.7	191.8	190.1	188.3	186.6	184.9	183.3	105.8	0.0	0.0	0.0	195.3	193.6	191.8	109.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
残值回收	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	327.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	265.5	305.2
折旧摊销	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合计成本	万元	-4176.1	-1234.0	-1262.9	-1264.7	-1266.4	-1268.1	-1269.8	-1271.5	-1348.9	-1454.7	-286.0	-1710.8	-581.0	-582.8	-584.6	-666.8	-776.4	-776.4	-776.4	-776.4	-776.4	-286.0	-205	19.3
合计成本折现值	万元	-4176.1	-1191.1	-1135.8	-1097.8	-1061.1	-1025.6	-991.3	-958.1	-981.2	-1021.4	-193.8	-1119.1	-366.9	-355.2	-343.9	-378.7	-425.6	-410.8	-396.5	-382.7	-369.4	-356.6	-126.8	-8.8
合计成本现值	万元		-2044.4																						
LCOS	元/kWh		0.2387																						
折旧摊销	万元	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	114.3	114.3	92.2	92.2
运维费用抵扣	万元	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
利息抵扣	万元	68.3	56.1	49.7	43.2	36.4	29.5	22.4	15.2	7.7	0.0	0.0	0.0	28.7	26.1	23.5	20.9	18.1	15.3	12.4	9.4	6.4	3.2	0.0	0.0
残值回收抵扣	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-81.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-66.4	-76.3
增值税抵扣抵扣	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合计成本 (修正)	万元	-4176.1	-877.0	-918.2	-926.3	-934.6	-943.0	-951.6	-960.4	-1045.0	-1158.4	-23.9	-1530.5	-290.2	-294.5	-298.9	-383.8	-496.1	-499.0	-501.8	-504.8	-584.2	-587.3	-122.3	76.8
合计成本折现值 (修正)	万元	-4176.1	-846.5	-825.7	-804.1	-783.1	-762.7	-742.9	-723.7	-760.1	-813.3	-16.2	-1001.2	-183.3	-179.5	-175.8	-218.0	-271.9	-264.0	-256.3	-248.9	-278.0	-269.8	-54.2	32.9
合计成本折现值	万元		-15464.4																						
LCOS (修正)	元/kWh		0.1842																						
LCOS (修正, 含企业所得税)	元/kWh		0.2456																						
LCOS (修正, 含企业所得税+增值税)	元/kWh		0.2775																						
②储能LCOS公式计算:																									
建设成本	万元 (不含税)	-12654.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5309.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
折旧摊销收益	万元	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	217.2	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	190.6	114.3	92.2	92.2
运维费用 (扣减增值税收益)	万元	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5	-214.5
残值回收 (扣减增值税收益)	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	245.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	199.1	229.0
折旧摊销收益 (扣减增值税收益)	万元	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合计成本	万元	-12654.9	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	-23.9	-5088.0	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-100.2	-122.3	76.8	144.5
合计成本折现值	万元	-12654.9	2.6	2.4	2.3	2.2	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	-16.2	-3328.4	-15.1	-14.5	-14.0	-13.6	-13.1	-12.6	-12.2	-11.8	-47.7	-46.0	-54.2
合计成本现值	万元		-16183.2																						
LCOS	元/kWh		0.1929																						
LCOS (含企业所得税)	元/kWh		0.2572																						
LCOS (含企业所得税+增值税)	元/kWh		0.2906																						

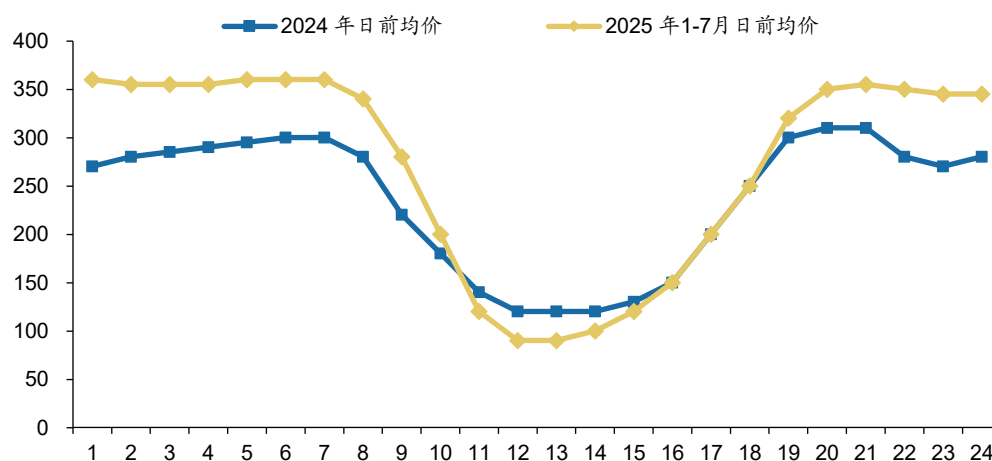
数据来源：北极星储能网、《2024 年度中国电力市场发展报告》，广发证券发展研究中心

三、甘肃新型储能收入：现货市场价差、辅助服务和容量电价形成多维收入体系

（一）现货市场价差：2025 年快速走扩，达 0.27 元/千瓦时

现货市场价差是新型储能的核心收入，2025年甘肃现货市场峰谷价差明显拉阔。根据兰木达电力现货数据，2024年甘肃现货市场日前峰谷价差约为0.18元/千瓦时，2025年扩大至约0.27元/千瓦时。

图 7：2024年和2025年1-7月日前均价



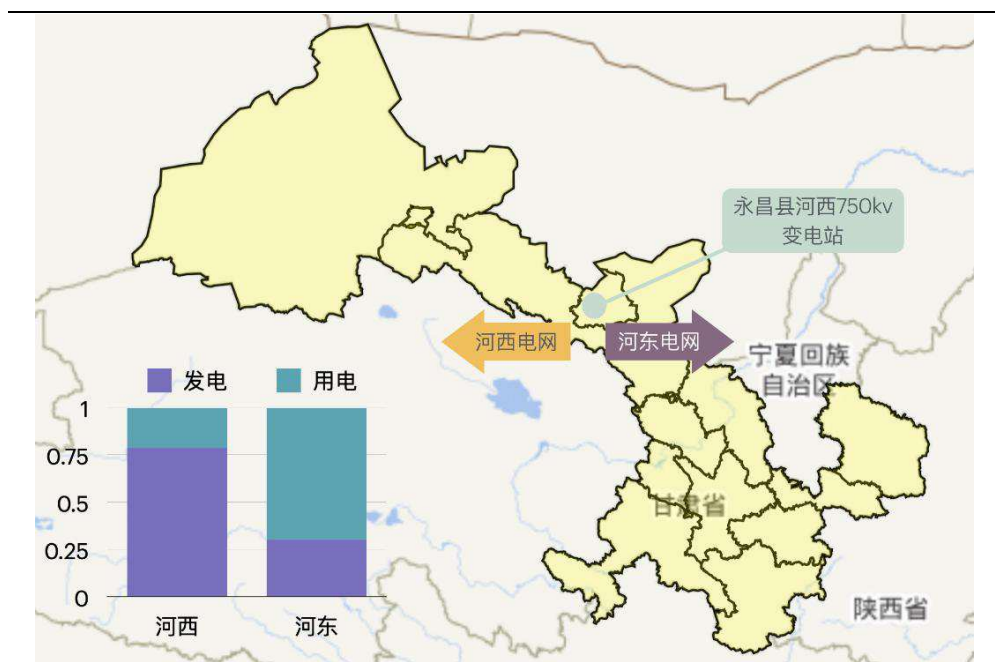
数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

在电力现货市场中，除年均峰谷价差之外，以下市场特征值得重视：

1. 空间特性：线路阻塞造成甘肃东西部电价水平存在显著差异

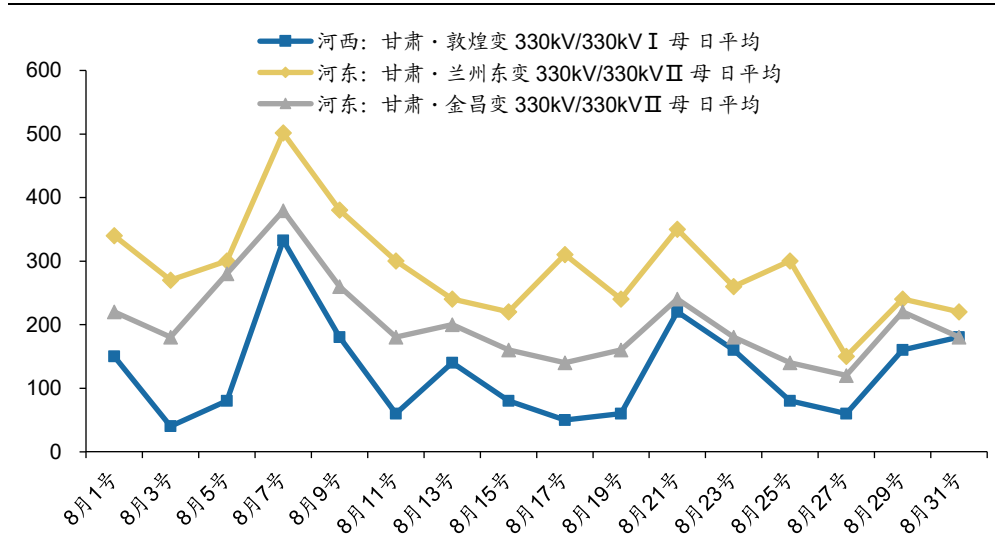
甘肃电力系统存在明显阻塞，发电和负荷分别集中分布在河西和河东，河西电价明显低于河东。以永昌县河西750kV变电站为分界线分为河东电网/河西电网。根据兰木达电力现货数据，河西走廊因狭管效应和干旱气候，风能资源理论储量达5.6亿千瓦(全国第4)，年有效风速时数超6000小时；太阳能资源理论储量95亿千瓦(全国第5)，年日照时数超2400小时。得天独厚的条件推动酒泉、张掖等地建成千万千瓦级风电基地和百万千瓦级光伏集群。河东地区以兰州、天水为核心，工业用电占比超全省60%。但受制于本地自然条件，河东依赖从河西输电。根据大地量子数据，78.5%的发电能力在河西(酒泉，嘉峪关，张掖等地)，而70%的负荷在河东(兰州，白银，定西等地)。因此，河西的节点价格系统性的低于河东。以两个河东河西两个典型节点为例(河西：敦煌330kV，河东：兰州东330kV)，8月日均实时价格和价差表现的较为明显。

图 8：甘肃河西河东发电用电结构



数据来源：大地量子，广发证券发展研究中心

图 9：甘肃河西河东节点电价对比



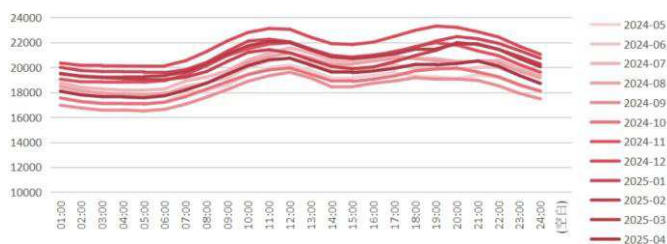
数据来源：大地量子，广发证券发展研究中心

河西走廊是新能源富集区，电价普遍较低，但受输电阻塞影响易出现负节点电价，阻塞占比显著。河东地区是工业负荷集中且依赖外来电，电价较高。

2. 日内时间特性：现货电价呈现“鸭子曲线”

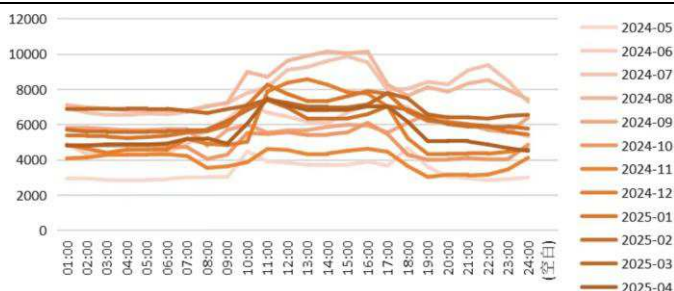
需求曲线=负荷曲线+联络线净外送功率曲线。根据兰木达电力现货数据，甘肃各个月的负荷在日内的走势基本一致。1-6时段、23-24时段较低，10-13、18-21时段负荷较高，峰值可达22GW以上。甘肃省联络线总体呈现为外送，合计数平均值均为正数。与负荷相比，联络线合计值较低，11-16时段联络线较高，是一日内外送电的高峰。

图 10: 甘肃日内负荷曲线 (兆瓦)



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

图 11: 甘肃日内联络线净外送功率曲线 (兆瓦)

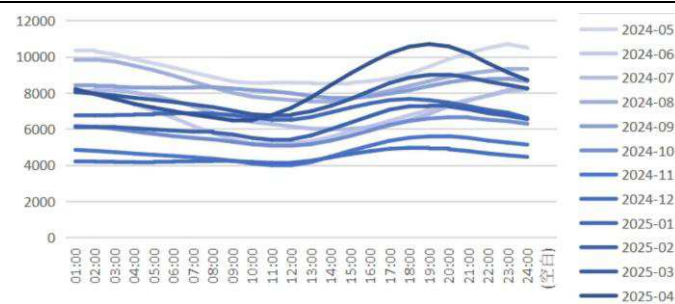


数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

供给曲线=风电、光伏出力曲线+水电出力曲线+火电出力曲线。

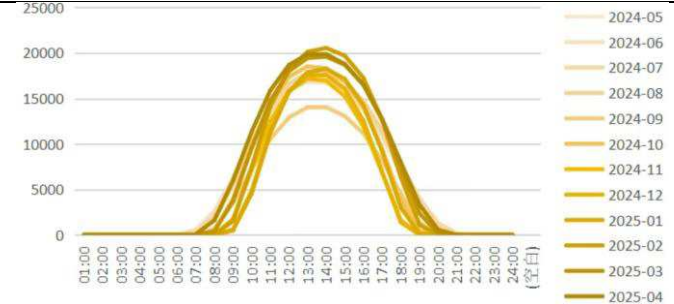
风电、光伏和水电边际生产成本极低，会带动电能价格大幅下降。风电有较强的间歇性和随机性，根据兰木达电力现货数据，春季和秋季（2025年4月、2024年5月、8月、9月）容易出现较高风出力，而冬季（2024年11月、12月）出力较低。光伏出力主要与光照强度有关，根据兰木达电力现货数据，1-7时和21-24时光出力趋近于0；11-17时出力高，日内最高可达到20GW以上。

图 12: 甘肃日内风电出力曲线 (兆瓦)



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

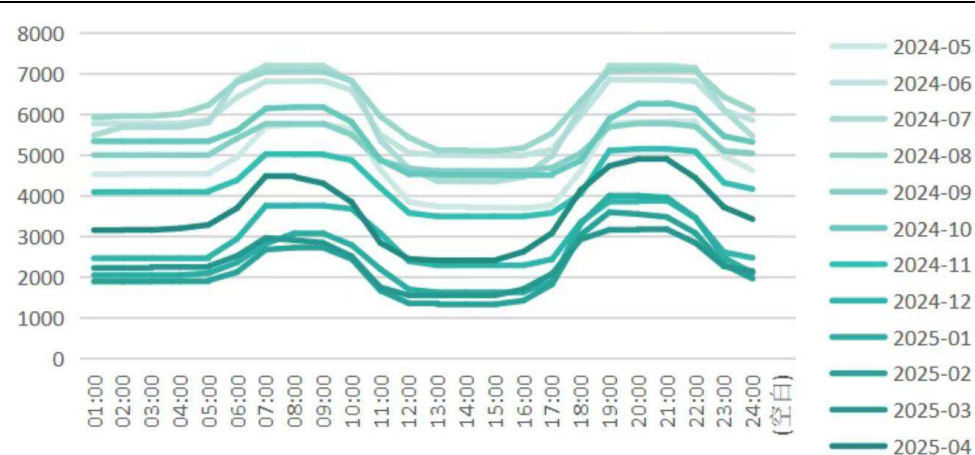
图 13: 甘肃日内光伏出力曲线 (兆瓦)



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

甘肃水电出力受来水、电网调度等因素影响，呈现较为一致的分时特征。根据兰木达电力现货数据，甘肃水电出力较少，近一年峰值为7000兆瓦左右。其中2025年1-3月水电出力处于较低水平，约为1000-3000兆瓦。

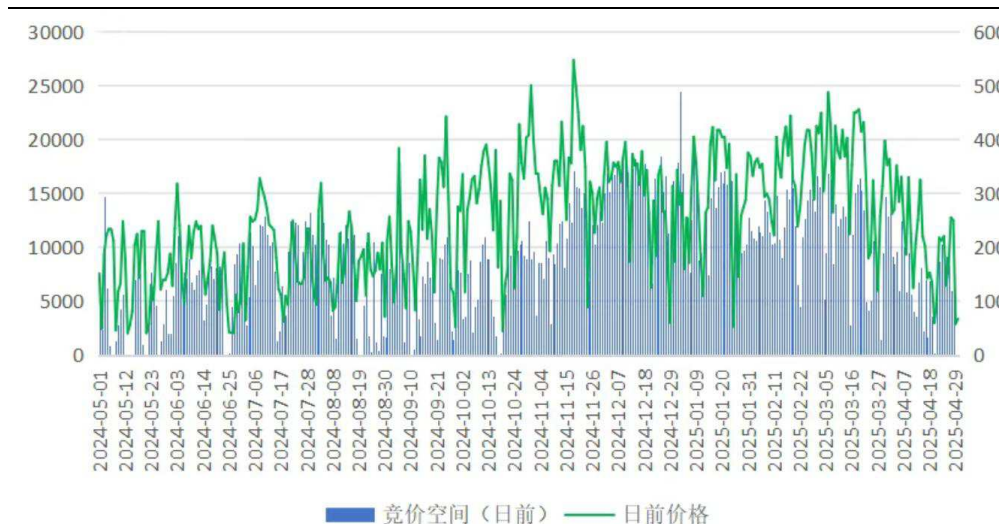
图 14: 甘肃日内水电出力曲线 (兆瓦)



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

竞价空间=负荷+联络线净外送功率-风电出力-光电出力-水电出力，即火电出力填补的供需缺口，与日前价格变化趋势大体一致。根据兰木达电力现货数据，竞价空间与日前价格总体呈现相同的变化趋势，整体波动一致。

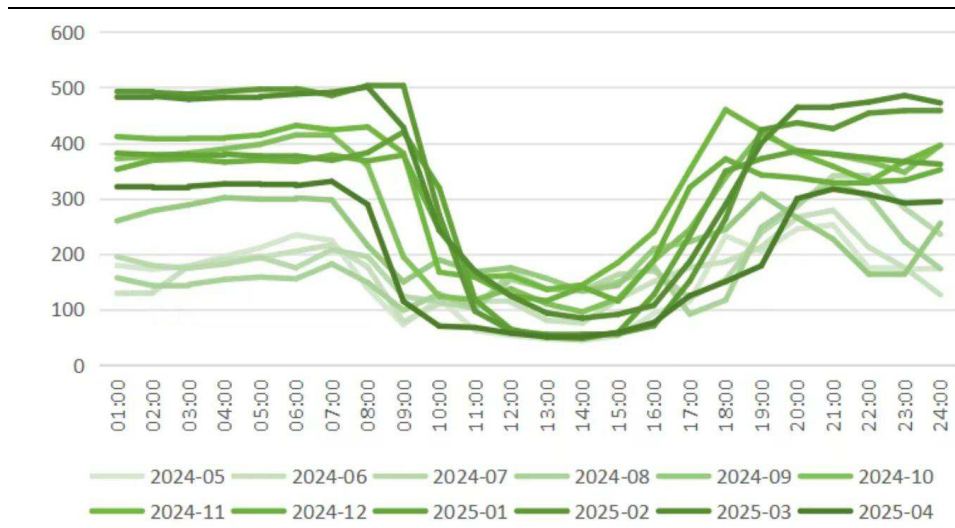
图 15: 甘肃竞价空间与日前价格（竞价空间单位：兆瓦；日前价格单位（右轴）：元/兆瓦时）



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

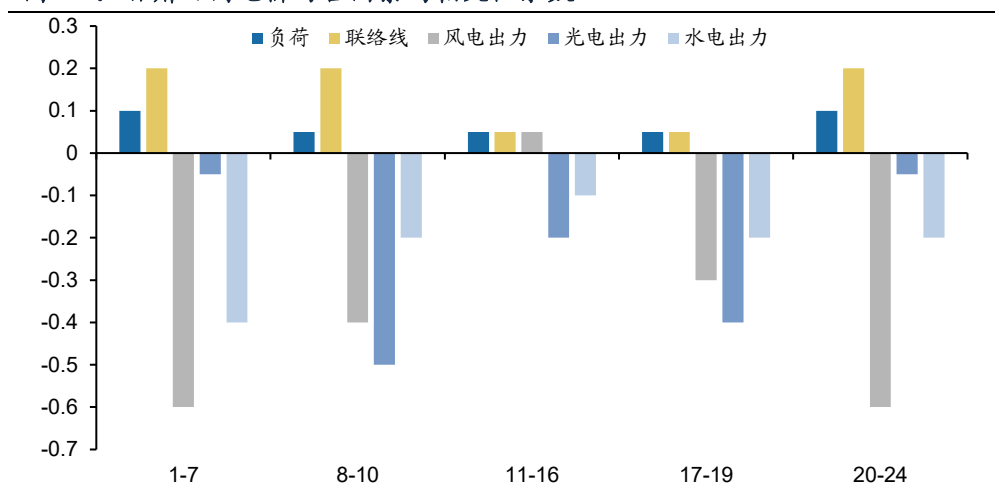
甘肃现货电价呈现典型的“鸭子曲线”特征。从甘肃过去一年的分月平均日前价格曲线可以看出其与“鸭子曲线”的特征相一致。根据兰木达电力现货数据，负荷、联络线与日前价格呈正相关，且相关系数较小；风、光及水电出力与日前价格呈负相关关系。其中，1-7时段和20-24时段的风电出力、10-16时段光伏出力与日前价格呈现较强的负相关性。

图 16: 甘肃日内电价“鸭子曲线”（元/兆瓦时）



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

图 17: 甘肃日内电价与各因素的相关性系数



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

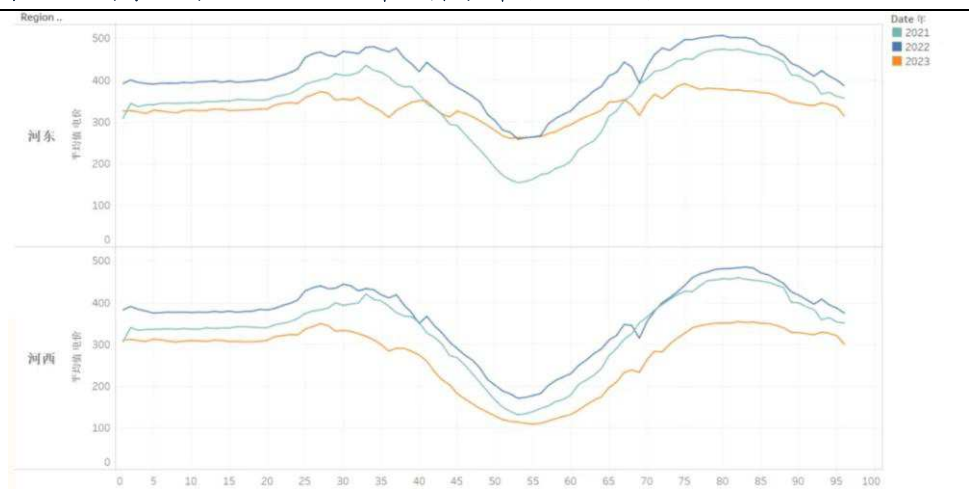
3. 季度时间特性：现货电价呈现“春夏低、冬高”

甘肃省地处西北内陆，受大陆性气候影响，新能源出力呈现显著的季节性波动特征，形成“春夏低、冬高”的电价特点。春季和秋季大风频发，冷空气活动频繁，配合河西走廊的狭管地形（如酒泉、张掖等地），风力强劲且持续时间长，推动风电出力达到年内较高水平；夏季充足日照则使光伏发电进入高产周期，三季新能源渗透率提升往往拉低日前市场出价；而冬季低温少风与光照衰减则导致新能源出力锐减，同时冬季供暖导致负荷的显著提升，火电调峰需求激增推高现货价格，形成“春夏低、冬高”的价格格局。

4. 年度时间特性：过去几年价差有所下滑，25年转为拉阔趋势

过去几年，河西地区现货价差小幅缩窄，河东地区下降幅度较大。根据电力现货数据，现货日前电价：2022日前 > 2021日前 > 2023日前。2022年受供需市场的变化、火电燃煤成本上涨、1439号文等多方面因素影响，2022年现货电价高于2021年；2023年供需环境有所缓解，新能源投产增加，现货电价开始下浮，且中午光伏大发时段低价时段延长。整体来看，河西地区虽然价格下降，但谷段价格亦下降，因而电价差下降的幅度并不明显。但河东地区由于新能源较少，平均电价下降但谷段电价未下降，因而电价差下降幅度较大。

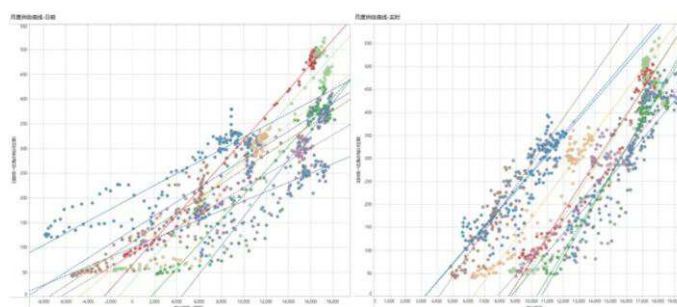
图 18: 河东、河西2021-2023年电价分析 (元/MWh)



数据来源: 电力现货侠, 广发证券发展研究中心

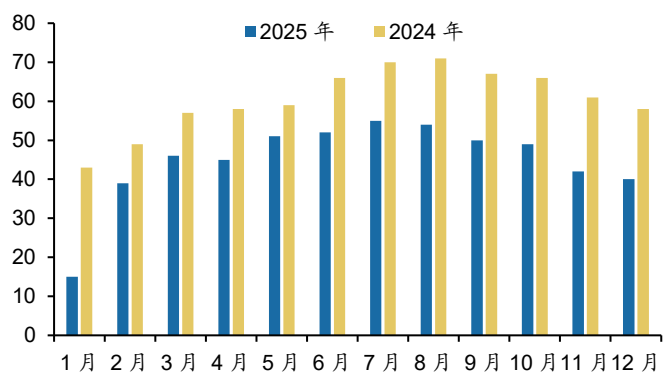
2025年上半年峰谷价差转为拉阔趋势。根据兰木达电力现货数据, **高峰电价方面**, 2025年1-5月电厂报价呈现逐月抬高的趋势, 相比去年同期提价幅度较为明显。持续高报价的主要原因是发电侧中长期合约较低, 尤其是火电, 2025年年度中长期成交量较2024年相比各月份均有所下降, 发电主体在日内高峰用电时段因供需紧张而提价。**低谷电价方面**, 新能源出力有明显提升, 低谷电价逐步近0。

图 19: 甘肃省2025年1-5月报价曲线



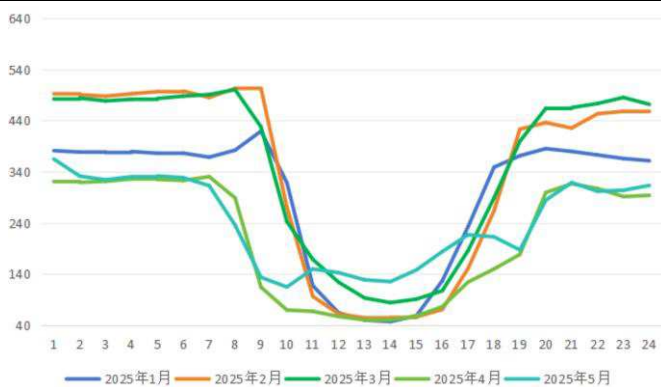
数据来源: 兰木达电力现货, 广发证券发展研究中心

图 20: 甘肃省2024年和2025年年度成交量



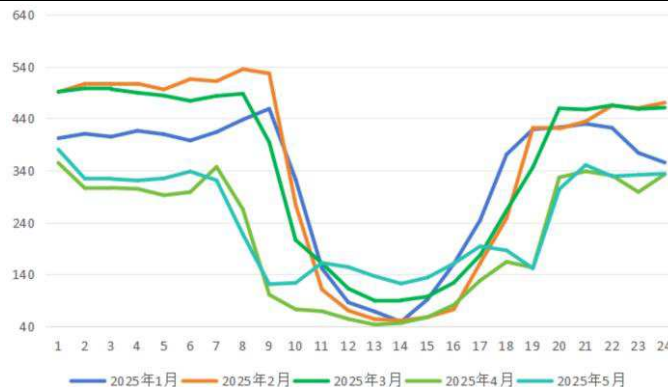
数据来源: 兰木达电力现货, 广发证券发展研究中心

图 21: 甘肃2025年1-5月月均日前价格曲线 (元/兆瓦时)



数据来源: 兰木达电力现货, 广发证券发展研究中心

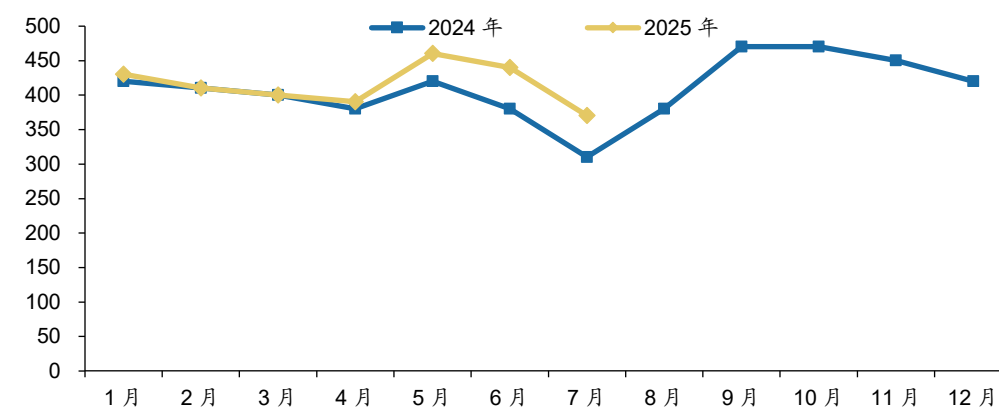
图 22: 甘肃2025年1-5月月均实时价格曲线 (元/兆瓦时)



数据来源: 兰木达电力现货, 广发证券发展研究中心

容量电价新规降低了现货报价上限，但影响较小。7月，甘肃发布《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，根据征求意见稿，实施容量电价机制对火电进行成本补偿后，火电在现货市场申报时，无需再考虑该部分固定成本，仅需考虑变动成本进行申报，或将造成火电现货报价的下滑。在容量补偿的基础上，征求意见稿提到，现货市场申报/出清价格下限保持不变，依然为40元/兆瓦时，而**申报上限设置为500元/兆瓦时，下降了150元/兆瓦时**，申报上限价的下调限制了火电提价的行为。对比前述1-5月甘肃日前、实时市场最高电价来看，预计仅个别月份会降低高峰电价水平。

图 23：甘肃2024年1月至2025年7月的发电侧报价（单位：元/兆瓦时）



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

此外，值得注意的是，独立储能充放电损耗电量不承担输配电价和政府性基金及附加，避免了侵蚀储能实际获取的峰谷价差。根据国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行[2022]475号），独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

（二）辅助服务：25 年辅助服务市场规模扩大，典型的 100 兆瓦储能电站平均年调频收入为 170 万元

甘肃辅助服务市场现行文件为甘肃能监办2022年12月印发的《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（甘监能市场〔2022〕238号），未来将有所调整，2025年9月已印发《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》。从前后两个运营规则文件能够分析甘肃新型储能在辅助服务市场的运行现状和未来变化。

1. 辅助服务市场的构成

当前主要包括调峰容量市场、需求响应市场、调频辅助服务市场。按照《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（甘监能市场〔2022〕238号）文件，**调峰容量市场交易**，是指针对火电机组灵活性改造成本和独立储能设施的投资建设成本，按调节容量（能力）进行竞价获取补偿的交易。**需求响应市场交易**，是指电力用户以报量报价方式竞价参与需求侧资源调节，通过改变其固有用电模式，在正常用电基础上减少或者增加用电负荷，促进电力供需平衡的交易。**调频辅助服务**，是指发电机组、储能设施通过AGC控制装置自动响应区域控制偏差（ACE），按一定调节速率实时调整发电出力，以满足ACE控制要求，其调节效果通过调频里程衡量。

未来将主要包括调频辅助服务市场。参考《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，调峰容量市场和需求响应市场未被提及，我们认为与容量电价的出台、现货市场的建立健全有关，形成了替代。

2. 新型储能的参与情况

当前新型储能主要参与调峰容量市场交易和调频辅助服务市场交易。按照《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（甘监能市场〔2022〕238号）文件，不同类型的新型储能参与情况不同：

电网侧储能分为独立储能和独立共享储能。独立储能，是指接入电网侧，充电功率1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上，具备独立计量和发电自动控制功能（AGC），并以独立主体身份接受电网统一调度，向电网提供各类辅助服务的储能设施。独立储能按其额定容量，参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易。**独立共享储能**，是指多个新能源场站为满足配建储能功率和充电时间要求，将新能源内部配建储能，采取集中建设方式（含自建、合建、购买），整体接入电网侧的储能设施。共享储能充电功率应在1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上，具备独立计量和发电自动控制功能（AGC），并以独立主体身份接受电网统一调度。独立共享储能在与新能源场站协商一致后，可以独立身份参与调频辅助服务市场交易。

发电侧储能分为火电配建储能和新能源场站配建储能。在火电企业计量出口内建设的储能设施，与火电机组视为整体，参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易。在新能源场站计量出口内配建储能设施，应满足新能源场站储能配建功率和充电时间要求，具备独立计量和发电自动控制功能（AGC）的，可自愿选择与新能源场站作为整体或者独立主体（满足独立储能准入条件），参与调频辅助服务市场交易。

用户侧储能不直接参与辅助服务市场。电力用户计量出口内建设的电储能设施，由电力用户自行进行充、放电管理，暂不允许向电网反向送电。

未来，新型储能中的电网侧储能和电源侧储能分别独立和绑定发电机组参与调频市场。参考《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，电网侧储能可以独立主体身份参与辅助服市场交易；电源侧储能可与发电机组视为整体，参与辅助服务市场交易。

3. 调频市场的运行规则

调频辅助服务市场交易采用日前报价、日内出清模式。根据《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，各市场主体以AGC控制单元为单位，可以在电力交易平台申报未来一周每日96点调频里程报价，报价上限暂定为15元/兆瓦，申报价格的最小单位是0.1元/兆瓦。调频容量方面，储能设备标准调频容量等于额定容量，虚拟电厂标准调频容量根据虚拟电厂检测调节容量认定。防止系统潮流分布大幅度变化影响系统稳定运行，规定单个经营主体的中标控制单元调频容量之和不超过控制区调节容量需求的20%；中标控制单元调频容量不超过其标准AGC容量。

调频辅助服务市场补偿费用为中标单元在调频市场上提供调频服务获得相应调频里程补偿。计算公式如下：

$$\text{中标单元调频里程月度补偿} = \sum_{i=1}^n (D_i \times \rho_i \times K_i)$$

其中，n为每月调频市场的交易周期数， D_i 为该中标单元在第i个交易周期提供的调频里程， ρ_i 为第i个交易周期的里程出清价格， K_i 为控制单元第i个交易周期的AGC综合性能指标平均值。

调频辅助服务市场补偿费用，由用电量（含电网侧储能充电电量）和部分发电量（未参与电能量市场交易的上网电量）共同分摊。根据《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，调频辅助服务市场补偿费用，由电力用户用电量、电网侧储能下网电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分摊。具体分摊公式如下：月度调频补偿费用分摊金额=[各电力用户月度用电量、电网侧储能月度下网电量、未参与电能量市场交易的发电企业上网电量/(电力用户月度总用电量+电网侧储能月度总下网电量+未参与电能量市场交易的发电企业总上网电量)]×调频市场月度里程补偿总费。

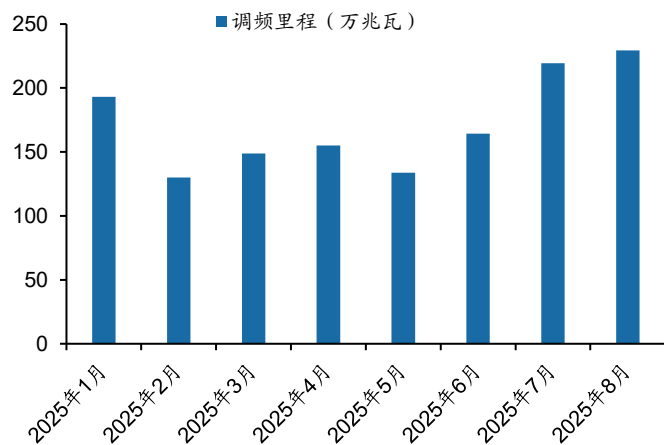
4. 新型储能的辅助服务收入情况

2024年甘肃储能辅助服务收益为1.2亿元。根据甘肃电力交易中心数据，2024年，甘肃调峰容量市场出清调峰容量共计19509兆瓦，累计收益6021.16万元。调频市场随现货市场全年运行，省内20家火电企业、6家水电企业、10家储能电站参与调频辅助服务市场，累计贡献调频里程1961万兆瓦。2024年省内辅助服务市场累计产生补偿费用23773.76万元，其中调峰容量市场累计补偿费用6021.16万元，调频辅助服务市场累计补偿费用17752.60万元，西北区域省间调峰辅助服务市场累计费用57955.79万元。根据《2024年甘肃电力市场交易信息报告》，2024年甘肃储能辅助服务收益为1.2亿元。

2025年甘肃调频市场辅助服务空间快速增长，主要系新能源发电占比增加。根据甘肃电力交易中心数据，**2025年1-8月甘肃调频市场贡献里程1373.74万兆瓦，合计调频收入为14568.2万元，已经接近2024年全年调频补偿费用规模。**我们认为，甘肃调频市场短期快速增长的主要原因为：随着甘肃新能源占比快速提升，新能源发电特性导致频率稳定性弱于传统发电机，叠加新能源装机增加带来的线路阻塞问题，以及用电负荷中数据中心等设备对频率稳定性的要求更高，需更多调频服务。

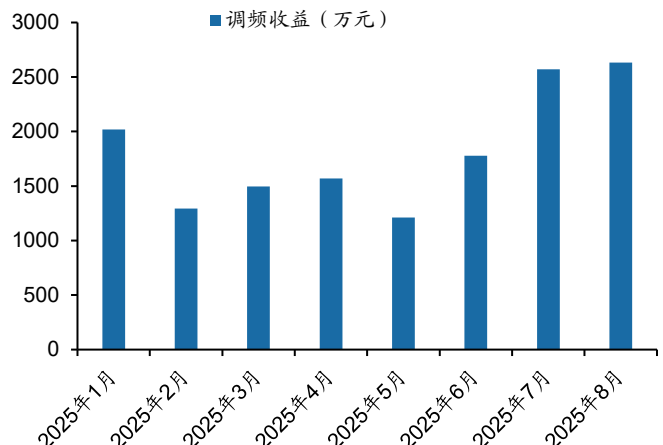
2025年8月甘肃调频辅助服务市场收入达到阶段性新高。根据甘肃电力交易中心，8月甘肃省内辅助服务市场累计产生补偿费用4379.81万元，其中：调峰容量市场产生补偿费用1746.58万元，调频辅助服务市场补偿费用2633.23万元。8月，调峰容量市场参与申报市场主体23家，其中煤电21家44台机组，独立储2家，出清容量3040兆瓦，边际出清价格为600元/兆瓦·日，储能300元/兆瓦·日。调频市场随现货市场运行，贡献调频里程229.33万兆瓦。

图 24: 甘肃2025年月度调频里程（万兆瓦）



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

图 25: 甘肃2025年月度调频收益（万元）



数据来源：兰木达电力现货，广发证券发展研究中心

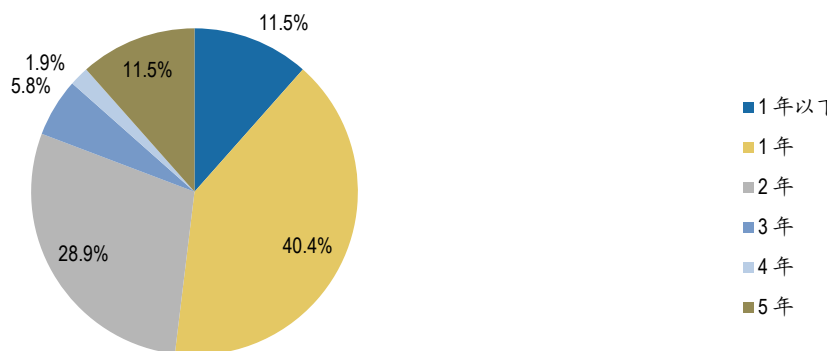
预计典型的100兆瓦储能电站平均年调频收入为170万元。根据《2024年甘肃电力市场交易信息报告》，截至2024年底，甘肃火电统调装机容量2330.8万千瓦、水电统调装机763.75万千瓦，新型储能装机规模442万千瓦。调频服务主要由火电、水电、储能提供，储能在三者总装机中占比12.5%，考虑到储能调频性能更强，故假设储能获取30%的调频服务收入。我们预计2025年甘肃调频收入2.5亿元，储能调频收入则为0.75亿元，则典型100兆瓦储能电站平均调频收入为170万元。

（三）容量电价：容量租赁、容量补偿机制升级容量电价，电网侧储能可获 38.5 元/（千瓦时·年）容量电价

过去几年，许多省份通过容量租赁、容量补偿机制等方式提高储能收益率，促进其发展。但由于前述两种方式难以长期持续，因而导致近年来我国储能逐步显现出收益率压力。容量租赁将新型储能与新能源电站绑定，将新能源电站的部分收入转化为储能电站收入，但近年来新能源消纳率逐步下滑，叠加入市导致平均上网电价降低，其收入已明显下滑，无力支持储能发展。容量补偿机制大多将储能电站的补偿费用分摊至发电电源/发电量，实为发电侧“零和博弈”，故也难以长期持续。

2024年容量租赁采招项目租赁年限主要为1-2年，持续性弱。根据CESA储能应用分会产业数据库，租赁年限为1年的项目数量占比40.38%，租赁年限为2年的项目数量占比28.85%，租赁年限为3年、4年的项目数量仅占比5.77%、1.92%。

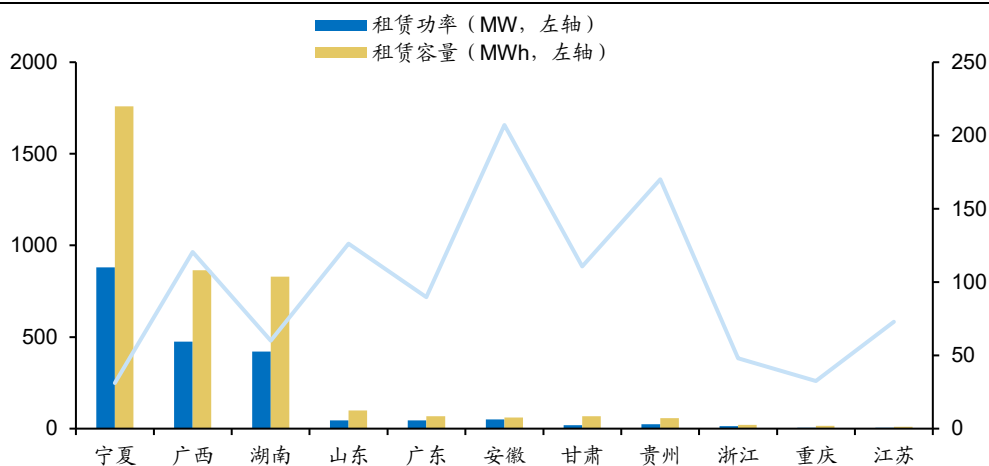
图 26：2024年储能容量租赁不同年限项目数占比



数据来源：CESA 储能应用分会产业数据库不完全统计，广发证券发展研究中心

容量租赁价格竞争白热化，容量租赁实际价格的大幅走低降低了独立储能投资的回报预期。据CESA储能应用分会产业数据库不完全统计，2024年以来，容量租赁服务的市场化竞标主要发生在宁夏、广西、湖南、山东等省份，随着储能投运规模的不断增多，容量租赁市场竞争也越来越白热化。其中，宁夏共22个项目寻求租赁，总规模达880.67兆瓦/1761.34兆瓦时，占总租赁容量的45.69%，是容量租赁招标需求最大的省份。此外，广西、湖南容量租赁招标规模也均超过800兆瓦时。就容量租赁市场中中标价格来看，按功率分析，2024年容量租赁中标价格在40-442.63元/千瓦·年，加权均价在132.03元/千瓦·年。按容量分析，2024年容量租赁中标价格在20-212.16元/千瓦时·年，加权均价67.8元/千瓦时·年，较之2023年下降了37.8%。可以看出，实际租赁价格与各地容量租赁指导价格相差甚远。容量租赁实际价格的大幅走低，进一步压缩了独立储能项目的收益空间，降低了独立储能投资的回报预期。

图 27：2024年各省储能租赁中标公示规模及均价



数据来源：CESA 储能应用分会产业数据库，广发证券发展研究中心

新型储能对于日内常规顶峰发电发挥重要作用，理应获取容量电价。容量电价能够纳入系统运行费向终端用户传导，能够为新型储能发展提供稳定可持续的支撑。

甘肃7月已发布发电侧容量电价政策（征求意见稿），纳入新型储能。7月14日，甘肃省发展和改革委员会发布关于公开征求《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》意见的公告。文件明确，本机制适用于不同类型机组，考虑

到风电、光伏在用电高峰时段提供可靠电力供应的能力有限，抽水蓄能电站尚处于建设初期，实施范围暂包括合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。

机组获得的容量电费 = 申报容量 × 容量电价 × 容量供需系数

容量电价：市场初期，容量电价标准暂按**330元/（千瓦·年）**执行，执行期限2年。执行期满后，根据市场运行情况、机组运行成本等另行测算确定。

容量供需系数 = 容量需求 / 有效容量。根据《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，**容量供需系数**为容量需求与有效容量的比值，数值大于1时取1。**容量需求**按当年系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送电量减去风电、光伏出力、可中断负荷容量）的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。**有效容量**为煤电机组、电网侧新型储能、风电、光伏、水电等电源的有效容量之和。煤电机组的有效容量根据煤电机组铭牌容量扣除厂用电后确定。电网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定。风电、光伏机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后的7%、1%确定。水电机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后，蓄水式按98%、径流式按32%确定。

测算电网侧新型储能1千瓦时每年可获得容量电费1千瓦时 /6 × 330 × 0.7=38.5元。

容量电价由外送受端省份与省内工商业用户分摊。根据《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，容量电费按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由国网甘肃省电力公司按月发布、滚动清算。其中，月度外送电量（不含直流配套电源）对应的容量电费由电源企业与受端省份协商确定；省内工商业用户对应的容量电费由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。其中：省内工商业用户对应的容量电费由国网甘肃省电力公司负责收取，实行单独归集、单独反映。容量电费纳入系统运行费用，在系统运行费用下设“发电侧容量电费”科目。

我们分析该容量电价机制具备两方面特征：

（1）容量电费总盘子规模可控，易于落地执行

某机组获得的容量电费

= 申报容量 × 容量电价 × 容量供需系数

= 申报容量 × 330元/（千瓦·年） × 容量需求 / 有效容量

= 申报容量 × 330元/（千瓦·年） × 当年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量 / （煤电有效容量 + 电网侧新型储能有效容量 + 风电有效容量 + 光伏有效容量 + 水电有效容量）

容量电费总额

$$= \text{总申报容量} \times 330 \text{元}/(\text{千瓦} \cdot \text{年}) \times \text{当年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求 (不含祁韶配套电源的送电容量)、备用容量之和减去可中断负荷容量} / (\text{煤电有效容量} + \text{电网侧新型储能有效容量} + \text{风电有效容量} + \text{光伏有效容量} + \text{水电有效容量})$$

$$= 330 \text{元}/(\text{千瓦} \cdot \text{年}) \times \text{当年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求 (不含祁韶配套电源的送电容量)、备用容量之和减去可中断负荷容量} \times (\text{煤电申报容量} + \text{电网侧新型储能申报容量} + \text{风电申报容量} + \text{光伏申报容量} + \text{水电申报容量}) / (\text{煤电有效容量} + \text{电网侧新型储能有效容量} + \text{风电有效容量} + \text{光伏有效容量} + \text{水电有效容量})$$

文件要求各机组申报容量不得超过其有效容量，故上述公式末项分数 ≤ 1 ，甘肃容量电费总额 $\leq 330 \text{元}/(\text{千瓦} \cdot \text{年}) \times \text{当年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求 (不含祁韶配套电源的送电容量)、备用容量之和减去可中断负荷容量}$ 。

(2) 对提供容量支撑的电源引入竞争机制，促进优中选优

甘肃容量电价机制设计从系统容量实际需求出发，根据不同类型电源对系统容量支撑的贡献给予不同水平的容量系数。特别是对于新型储能，通过将其发电容量折算为6个小时的持续顶峰功率，实现与煤电、抽蓄等电源的同台竞技。考虑到新型储能近年来快速降本，当前已具备一定的经济性优势，故我们认为该容量电价机制有望促进新型储能装机加快增长。

容量电费对用户侧电价影响较小，未来容量电价有望提升，带动新型储能进一步加快增长。工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。容量电价被纳入系统运行费用，向用户侧疏导。从目前甘肃政策暂时只纳入煤电和电网侧新型储能看，容量电价固定成本基本全覆盖后，煤电机组通过电能量市场传导的是煤电的燃料等可变成本，加上新能源入市和现货市场的全面推开，像甘肃这类新能源占比较高且供需相对宽松的省份，预计电能量价格会下降。尽管容量电价需传导至用户，但电能量价格下降，整体看价格不会明显增加用户用电成本。对电网侧新型储能的影响方面，根据《中国能源报》数据，目前甘肃电网侧新型储能规模在100万千瓦左右，折算有效容量估计在45万千瓦左右，分摊到第二、第三产业用电量上，价格水平不到0.001元/千瓦时，对下游用户用电成本影响小。

四、测算甘肃独立储能资本金 IRR 超 9%，2026 年新 型储能装机有望继续高增 60%

（一）收益率：现货价差+辅助服务+容量电价驱动资本金 IRR 超 9%，

构建一个典型的独立储能模型，其规模一般为100兆瓦 /200兆瓦时，可获取现货
市场峰谷价差、辅助服务收入和容量电费收入。

测算甘肃独立储能IRR资本金有望达9.9%。以项目规模100兆瓦 /200兆瓦时甘
肃储能电站为例，储能EPC价格取0.715元/Wh，假设：年运维成本为总投资的1%，

放电深度（DOD）90%，年充放电次数360次，充放电效率85%。根据甘肃电力交易
中心数据，2024年，甘肃晚峰时段(18:00-21:00)现货市场平均价格319元/兆瓦时，
中午光伏大发时段(12:00-15:00)现货市场平均价格116元/兆瓦时，平均峰谷价差达
到203元/兆瓦时。假设现货市场峰谷价差保持稳定为0.203元/千瓦时，容量电费收入
约38.5元/（千瓦时·年）×200兆瓦时=770万元（跟随电站容量衰减而逐年下降），
100兆瓦电站年调频辅助服务收入为170万元。测算甘肃电网侧储能资本金IRR为
9.9%。

图 28：甘肃独立储能资本金IRR测算

	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
建设规模	MW	98.5	95.5	95.6	94.6	93.7	92.7	91.8	90.9	90.0	89.1	88.2	87.3	86.5	85.6	84.6	83.7	82.7	81.8	80.9	80.0	79.1	78.2	77.3	76.4
建设容量	MWh	197.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.7	173.0	171.3	169.5	167.7	165.9	164.1	162.3	160.5	158.7	156.9	155.1	153.3
地方新能源	万元 (不含税)	-12654.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
地方新能源	万元 (不含税)	-5486.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
地方新能源	万元 (不含税)	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
地方新能源	万元 (不含税)	-1061.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
地方新能源	万元 (不含税)	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1
地方新能源	万元 (不含税)	-6106.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
地方新能源	万元 (不含税)	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
地方新能源	万元 (不含税)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

敏感性测算：以现货市场收益为主的储能电站对现货价差与容量电价较为敏感，因此我们对这两个变量进行敏感性测算：假设当前储能成本与调频收入不变，如未来容量电价保持在330元/千瓦不变，则现货市场电价差下降到0.184元/千瓦时，独立储能IRR仍大于6%；如未来现货市场电价差保持在0.20元/千瓦时，则容量电价下降到220元/千瓦，独立储能资本金IRR仍大于6%。

图 29：甘肃独立储能IRR敏感性测算

		容量电价（元/kW）											
		330	320	310	300	290	280	270	260	250	240	230	220
现货市场 价差（元 /kWh）	0.200	9.89%	9.55%	9.22%	8.89%	8.55%	8.22%	7.89%	7.55%	7.22%	6.89%	6.56%	6.23%
	0.195	9.49%	9.16%	8.83%	8.49%	8.16%	7.83%	7.49%	7.16%	6.83%	6.50%	6.17%	5.84%
	0.190	8.71%	8.37%	8.04%	7.71%	7.37%	7.04%	6.71%	6.38%	6.05%	5.72%	5.38%	5.04%
	0.185	7.53%	7.19%	6.86%	6.53%	6.20%	5.87%	5.54%	5.20%	4.85%	4.49%	4.12%	3.75%
	0.184	6.28%	5.94%	5.61%	5.28%	4.93%	4.57%	4.21%	3.84%	3.46%	3.08%	2.70%	2.32%
	0.183	4.92%	4.57%	4.20%	3.83%	3.46%	3.08%	2.70%	2.32%	1.93%	1.55%	1.17%	0.79%

数据来源：北极星储能网、《2024 年度中国电力市场发展报告》、甘肃电力交易中心、甘肃发改委，广发证券发展研究中心

（二）甘肃储能市场空间：2026 年甘肃储能需求有望超过 12GWh，增速超过 60%

光储平价，即光伏+储能实现近乎火电的发电功率可控性，其核心是确定光伏配置储能的比例。

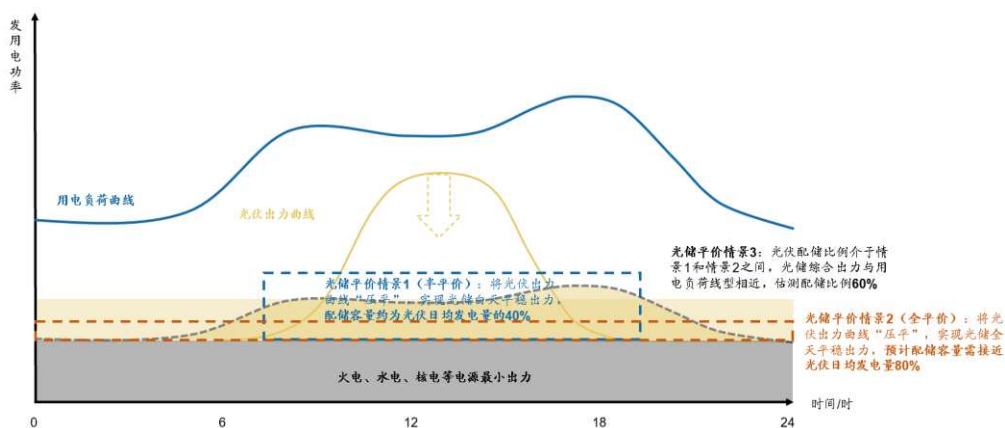
随着光伏渗透率逐渐提升，基于以下假设，我们认为光储平价可分为两种情景：

1 千瓦光伏日均发电量：假设年利用小时数达1200h，则1千瓦光伏日均发电量 $1200/365=3.29$ 千瓦时。

①光储平价情景1（光储半平价）：通过配置储能，将光伏出力曲线压平，实现光储白天平稳出力。此时储能配置容量接近光伏日均发电量的40%，即1千瓦光伏配置约 $3.3 \times 40\%=1.32$ 千瓦时储能。

②光储平价情景2（光储全平价）：当午间光伏发电功率过剩时，边际上新增光伏装机需要将其全天绝大部分发电量全部转移至其他时刻使用，储能配置容量接近光伏日均发电量的80%，即1千瓦光伏配置约 $3.3 \times 80\%=2.64$ 千瓦时储能。

图 30：光储平价示意图



数据来源：广发证券发展研究中心

2026年甘肃储能需求有望达到12GWh，增速60%。根据国家能源局数据，2024年甘肃光伏新增装机6.2GW。根据国家能源局数据，截至2023年底，甘肃新型储能累计装机规模293万千瓦/673万千瓦时，根据《2024年度中国电力市场发展报告》，截至2024年底，甘肃新型储能装机规模442万千瓦/1153万千瓦时，测算**2024年甘肃储能新增装机149万千瓦/480万千瓦时(即1.49GW/4.80GWh)**，平均配比为24.0%，平均配储时长3.2h（1千瓦光伏：0.77千瓦时储能）。根据国网甘肃省电力公司，截至2025年6月底，甘肃电网新型储能装机突破600万千瓦，则上半年新增装机158万千瓦，考虑上半年抢装因素影响，预计全年装机需求达250万千瓦，假设配储时长为3h，则**2025年增长7.5GWh**，增速达到56%。假设2026年甘肃光伏新增装机较2024年略有下降，为6GW，考虑到当前甘肃光伏消纳压力很大，我们预计甘肃2026年光储配比将进一步提高，有望达到1千瓦光伏：2千瓦时储能（配比介于半平价和全平价之间），测算**2026年甘肃储能需求有望达到12GWh，增速有望达到60%。**

五、投资建议

近年来我国新型储能成本快速下降，测算**甘肃锂电池储能LCOS已降至0.29元/千瓦时**。当前，政策推动我国新型储能加快市场化发展，逐步构建起现货市场价差、容量电价和辅助服务形成多维收入体系。考虑到当前现货市场价差拉大、辅助服务需求扩张和容量电价逐步出台的发展形势，我们测算政策全面落地后**甘肃锂电池储能资本金IRR有望超过9%，带动甘肃独立储能需求快速增长，预计2025/2026年甘肃电网侧储能需求分别为7.5GWh/12.0GWh，增速分别达到56%/60%。**

在装机高增之外，我们亦观察到储能电站选址和电力交易能力的重要作用。甘肃存在明显的阻塞，河西电价低于河东，不同地区峰谷价差差异较大，且经过敏感性测算，现货市场峰谷价差每下降1分钱/千瓦时对IRR影响1.2个百分点，整体影响较大，因此对于储能运营商来说选址是重要的竞争要素。此外，储能电站需要细致考虑电力现货市场和辅助服务市场的参与策略。例如当现货价差较大时，储能电站应优先参与现货交易；而当调频收益较高时，应调整策略增加调频参与度。因此，为实现收益最大化，储能电站需要对现货市场电价水平、充放电策略进行较为准确的预测。

综上，我们认为：（1）甘肃是三北新能源大省的缩影，其储能电站收益率渐入佳境，潜在装机规模较大，预示着2026年我国新型储能需求的高景气，有望带动储能产业链各环节盈利的改善，推荐储能电池及材料龙头企业：**宁德时代、亿纬锂能、湖南裕能、富临精工**，建议关注：**多氟多、天际股份、万润新能**；（2）具有选址、运营优势的龙头集成企业有望实现储能电站更高收益率并提高市占率，推荐**海博思创、南网科技、阳光电源、阿特斯**，建议关注：**科陆电子**；（3）电力交易能力日益成为储能电站运营的核心技术壁垒，推荐**国能日新**。

六、风险提示

（一）现货市场价差下降超预期

现货市场价差是甘肃储能收益的重要来源之一，如现货市场价格下降或谷段价格上升，或导致现货市场电价差下降幅度超预期，进而影响甘肃独立储能需求。

（二）容量电价变化幅度超预期

容量电价是甘肃储能收益的重要来源之一，如未来容量电价下调幅度超预期，将会影响甘肃独立储能收益进而影响需求。

（三）储能成本上升超预期

当前储能成本较低，但未来如果需求带动储能电池成本大幅上升，或导致甘肃独立储能收益率下降，进而影响储能需求。

广发新能源和电力设备研究小组

陈子坤：首席分析师，5年产业经验，10年证券从业经验。2013年加入广发证券发展研究中心。目前担任电力设备与新能源行业首席分析师，历任有色行业资深分析师、环保行业联席首席分析师。

陈昕：资深分析师，毕业于清华大学、北京大学，曾就职于国家电网公司、信达证券，2022年加入广发证券发展研究中心。

李天帅：资深分析师，硕士，毕业于哈尔滨工业大学、香港大学，曾任职于中银国际证券、德邦证券，3年证券行业研究经验。

曹瑞元：资深分析师，毕业于复旦大学，2021年加入广发证券发展研究中心。

黄思悦：高级分析师，毕业于北京大学、中山大学，2023年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。

持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。

卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。

增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。

持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。

卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路26号广发证券大厦47楼	深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦31层	北京市西城区月坛北街2号月坛大厦18层	上海市浦东新区南泉北路429号泰康保险大厦37楼	香港湾仔骆克道81号广发大厦27楼
邮政编码	510627	518026	100045	200120	-
客服邮箱	gfzqyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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者口头承诺均为无效。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经

营业收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去12个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。