



行业评级 推荐（维持）

报告日期 2026 年 01 月 16 日

相关研究

【兴证多行业联合研究】电气化大时代之美国篇系列一：AI 带来的需求侧新变化，美国电力市场框架梳理-2026.01.12

【兴证公用】公用周报：11 月全国天然气表观消费量同比+5.1%，2026 年天津市煤电容量电价提至 231 元/千瓦·年-2026.01.11

【兴证公用】公用周报：2025M1-11 电力、热力生产和供应业利润+11.8%，江苏省 2026 年年度交易均价为 344.19 元/兆瓦时-2026.01.04

分析师：蔡屹

S0190518030002
caiyl@xyzq.com.cn

分析师：王帅

S0190521110001
wangshuai21@xyzq.com.cn

分析师：李怡然

S0190525040001
liyiran@xyzq.com.cn

分析师：李静云

S0190522120001
BUA484
lijingyun@xyzq.com.cn

分析师：朱理显

S0190525010004
zhulixian@xyzq.com.cn

研究助理：隋佳航

suijiahang@xyzq.com.cn

电气化大时代之国内储能篇： 政策催化下独立储能放量，关注“十五五”电费收支平衡与顶层电价机制

投资要点：

- **省级电价政策逐步落地，独立储能迎短期抢装潮。**电化学储能作为新型电力系统中灵活性调节资源之一，具备平衡电网实时功率、电量削峰填谷功能，应用场景以电网侧的独立储能以及电源侧的风光配储为主，截至 2025Q3 末电化学储能规模达 80.43GW/188.91GWh，其中独立储能占比 58%。2025 年以来蒙西等省电网侧储能容量电价政策落地，带动 1-11 月新型储能项目采招规模同比+182%。136 号文取消新能源强制配储后，独立储能已成为新增机组主要类别；2025Q3 独立储能在新增电化学储能中规模占比提升至 83%。
- **主要省份独立储能经济性体现，后续关注国家顶层电价机制设计。**取消强制配储后，储能租赁市场逐步退出，“容量电价+现货套利+调频收益”成为独立储能主要盈利模式。我们对已出台地方容量电价的省份进行独立储能项目盈利测算，其中蒙西容量补偿水平全国领先且现货市场活跃，假设其容量电价补偿 10 年，0.28 元/度、0.35 元/度的补偿标准对应全投资 IRR 分别为 7.3%、9.0%；此外甘肃、新疆、河北、山东由于同时具备容量电价以及可观的现货套利或辅助服务收益，若延续当下政策测算全投资 IRR 有望 ≥5%。而宁夏等地虽然亦已出台当地容量电价政策，但因补偿水平较低、峰谷价差较小等原因项目经济性仍未体现。考虑到地方补贴政策退坡风险以及电网优质节点资源有限，未来储能项目经济性的全面提升仍有待国家层面相关市场机制确立。
- **储能发展对于其他电源的影响：**储能将在电力系统“源网荷储”的互动与利润分配中加入新变量。1) 对于新能源运营商，独立储能通过削峰填谷可提升新能源电站平均市场电价、缓解弃电问题，并将此前由绿电机组承担的部分辅助服务费用通过储能容量电价的方式疏导至用户侧，中长期维度有望提升绿电整体盈利能力。2) 对于火电等传统灵活性电源，由于当前储能规模占比较小，在辅助服务/现货套利市场中对其他灵活电源的挤占仍有限。以湖南调峰辅助服务市场为例，2021 年至 2025 年 10 月，储能累计获取收益 3.45 亿元，约占市场总收入的 11%。
- **空间测算：**我们从新能源消纳需求的角度测算“十五五”期间储能装机理论空间，并从电源电费收支平衡的角度测算后续发展持续性。1) 理论上，中性假设“十五五”期间风光机组年均新增装机 250GW，对应五年增量消纳需求共约 625GW；调节资源供给方面，测算煤电/抽蓄/特高压/负荷增长/需求响应能力共贡献约 313GW 消纳空间，故“十五五”期间供需缺口约 312GW（折合年均缺口 62GW），即电化学储能理论装机空间，对应 3h、4h 时长分别为 936GWh、1248GWh（折合年均新增量 187GWh、250GWh）。2) 从实际出发，假设 2026 年电源侧电价同比下降 3 分/度、后续保持稳定，电费规模仅依赖于全社会用电量的自然增长，我们测算每年新增电费规模可覆盖“十五五”期间各类电源增量机组的年度固定成本，但无法完全覆盖各类电源增量机组的年度全部成本+合理盈利，缺口费用若由工商业用户（第二&第三产业）承担，测算“十五五”期间电价需年均增长 0.009 元/度，否则电源侧或面临收益率下行风险。
- **投资建议：**1) 全球储能需求强劲，风光发电对储能有刚性需求、成本下降带动经济性提升、政策支持，三大因素推动储能订单爆发，大储厂商推荐阳光电源，建议关注海博思创，阿特斯，南都电源；户储工商储厂商推荐德业股份，建议关注固德威，锦浪科技，艾罗能源；储能电芯推荐宁德时代，建议关注亿纬锂能。2) 储能电芯出货量预计实现

高速增长，进而带动碳酸锂需求增加，同时受产能开发周期、季节性补库节奏及安全备库天数等因素影响，碳酸锂 2026-2027 年供需格局将迎来扭转（由供大于求转为供需紧平衡或供小于求）。在储能拉动需求明显改善，供给偏刚性情况下，锂价有望实现震荡上涨，资源端弹性较为明显的锂板块标的有望受益。建议关注：盛新锂能、中矿资源、国城矿业、大中矿业、盐湖股份、藏格矿业、雅化集团、永兴材料、赣锋锂业和天齐锂业等。3）储能可提升新能源电站电价水平以及消纳水平，并将此前由风光机组承担的辅助服务费用通过储能容量电价的方式部分疏导至下游，中长期维度有望提升绿电整体盈利能力，推荐龙源电力（H）、新天绿色能源、京能清洁能源、大唐新能源。

- 风险提示：政策风险、原材料价格波动风险、市场化电价波动风险、宏观经济波动风险

目录

一、 复盘电化学储能：省级电价政策逐步落地，独立储能迎短期抢装潮.....	5
（一） 电化学储能为电力系统重要调节资源，装机规模持续扩张.....	5
（二） 省级政策逐步落地，独立储能盈利模式加快构建	9
二、 储能重塑电力系统盈利模式，需求缺口驱动规模化发展.....	15
三、 投资建议.....	22
四、 风险提示.....	23

图目录

图 1、 不同类型储能特征对比	5
图 2、 储能装机分类及规模占比	5
图 3、 电化学储能装机量变化	6
图 4、 电化学储能新增装机量变化.....	6
图 5、 电化学储能累计装机排名前十的省份情况（截至 2025H1，GW）.....	6
图 6、 2025H1 新增电化学储能装机排名前十的省份情况（GW）.....	6
图 7、 2025 年我国储能项目采招落地容量同比高增（GW）.....	7
图 8、 电化学储能应用场景结构（累计装机，截至 25H1 末）.....	8
图 9、 25Q3 新增电化学储能应用场景结构	8
图 10、 电化学储能规模占比变化	8
图 11、 电化学储能平均时长（小时）.....	8
图 12、 电化学储能利用小时变化（小时）.....	9
图 13、 电化学储能等效充放电次数变化（次）.....	9
图 14、 主要省区独立储能利用小时变化（小时）.....	9
图 15、 储能盈利模式转变	10
图 16、 蒙西储能（2026 年投产）假设指标	12
图 17、 蒙西储能（2026 年投产）盈利测算	12
图 18、 蒙西储能（2025 年投产）假设指标	13
图 19、 蒙西储能（2025 年投产）盈利测算	13
图 20、 甘肃储能（日充放电 2 次）假设指标.....	13
图 21、 甘肃储能（日充放电 2 次）盈利测算.....	13
图 22、 新疆储能假设指标	14
图 23、 新疆储能盈利测算	14
图 24、 河北南网储能假设指标.....	14
图 25、 河北南网储能盈利测算.....	14
图 26、 山东储能假设指标	15
图 27、 山东储能盈利测算	15
图 28、 河南储能假设指标	15
图 29、 河南储能盈利测算	15
图 30、 独立储能主要盈利模式与其资金来源	16
图 31、 储能与绿电的盈利关联模式（左轴：元/兆瓦时；右轴：万千瓦时）.....	16
图 32、 典型现货省份价差变化（元/兆瓦时）.....	17
图 33、 2021 年至 2025 年 10 月底湖南省调峰辅助服务市场供给侧情况 ...	17
图 34、 全国当月弃风率变化.....	18

图 35、 全国当月弃光率变化..... 18

图 36、 2025 年 1-11 月各省区弃风率同比变化..... 18

图 37、 2025 年 1-11 月各省区弃光率同比变化..... 18

图 38、 测算当前资本开支预期下我国电费增量变化（亿元） 20

图 39、 测算为维持合理收益我国工商业电价增量（元/度） 20

表目录

表 1、 部分省区“十五五”新型储能装机规模规划 7

表 2、 主要省区储能政策梳理 10

表 3、 “十五五”期间电化学储能规模测算（基于新能源消纳） 19

表 4、 我国电源侧电费平衡测算核心假设 20

表 5、 当前资本开支预期下我国电费平衡测算表 21

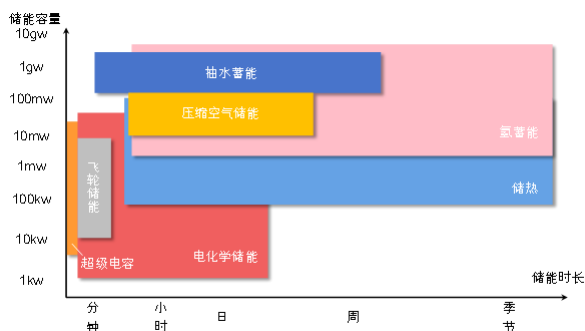
表 6、 当前资本开支预期下我国电费平衡测算表（续表） 22

一、复盘电化学储能：省级电价政策逐步落地，独立储能迎短期抢装潮

（一）电化学储能为电力系统重要调节资源，装机规模持续扩张

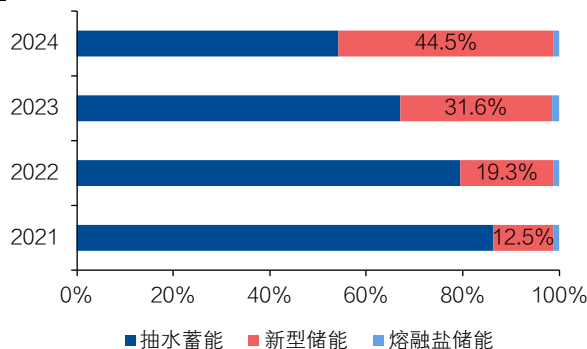
电化学储能为新型电力系统中重要灵活性调节资源，其主要包括锂离子电池储能（2024 年国内占比 96% 以上）、铅酸/铅碳电池储能、液流电池储能等，具备平衡实时功率、实现能量时空转移（削峰填谷）功能，以增强电网调节能力与改善风光消纳问题。相较于抽水蓄能，电化学储能具有更快的响应速度，以短时储能为主力发展方向，目前装机规模处于快速扩张阶段。从应用场景出发，电化学储能可再细分为电源侧、电网侧、用户侧三类，其中电源侧的新能源配储与电网侧的独立储能占比较高，截至 2025H1 末分别占比 37.8% 和 56.6%。

图1、不同类型储能特征对比



数据来源：中国电力出版社《新型电力系统发展蓝皮书》，兴业证券经济与金融研究院整理

图2、储能装机分类及规模占比

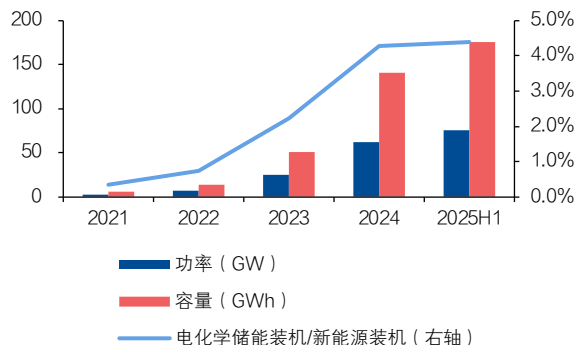


数据来源：CNESA《储能产业研究白皮书》，兴业证券经济与金融研究院整理

截至 2025Q3 末，国内电化学储能规模达 80.43GW/188.91GWh，分布呈现较强区域特征。伴随风光机组入市后主动调峰需求增加，叠加地方性电价政策落地，前三季度国内电化学储能新增装机 18.29GW/47.54GWh（2024Q1-3 新增规模为 17.18GW/39.68GWh）。区域分布上，电化学储能主要分布于新能源装机占比高的西北、华北地区以及高峰用电需求大的华东地区；其中截至 2025H1 末内蒙古、新疆、山东、江苏、宁夏位列累计装机规模的前五位，装机容量合计占比约 49.7%。

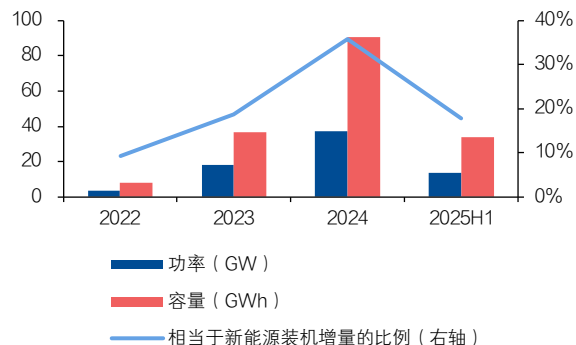
根据《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）》，到 2027 年全国新型储能装机规模目标为 180GW，部分省区亦已出台“十五五”期间新型储能发展规划。今年受政策驱动下储能需求爆发，2025 年前 11 月新型储能项目招标落地规模约 405GW，同比增长 182.10%。

图3、电化学储能装机量变化



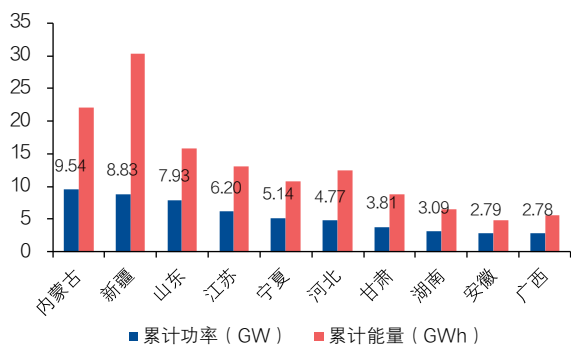
数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

图4、电化学储能新增装机量变化



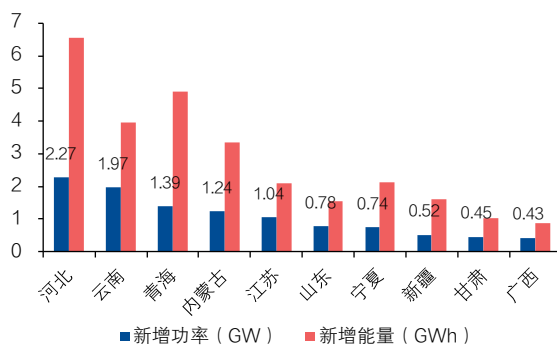
数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

图5、电化学储能累计装机排名前十的省份情况（截至 2025H1，GW）



数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

图6、2025H1 新增电化学储能装机排名前十的省份情况（GW）



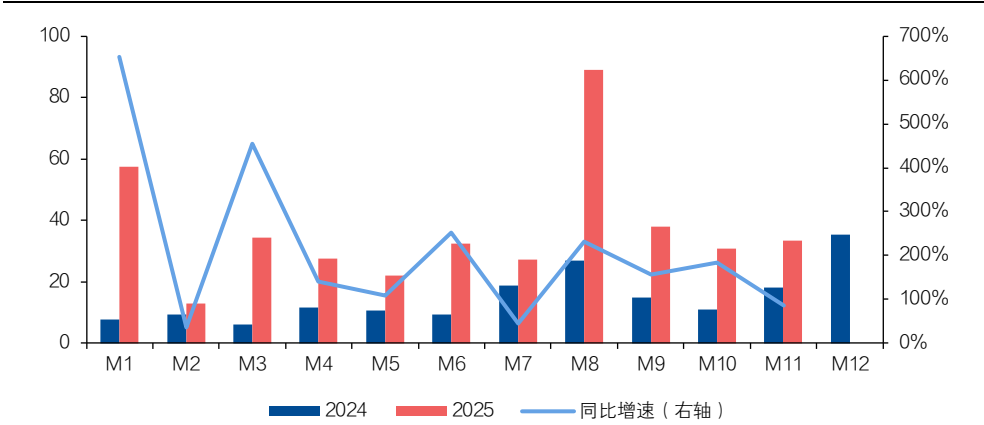
数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

表1、部分省区“十五五”新型储能装机规模规划

省区	“十五五”规划新型储能装机规模 (GW)			政策文件
	2026	2027	2030	
新疆			50	《关于提高新能源发展韧性加快构建新型电力系统的通知》
甘肃			10	《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》
江苏			13 (含抽水蓄能)	《江苏省加快经济社会发展全面绿色转型若干政策举措的通知》
山东			10	《山东省碳达峰实施方案》
河南			15	《关于推动河南省新型储能高质量发展的若干措施(征求意见稿)》
黑龙江		6		《黑龙江省新型储能规模化建设专项实施方案(2025-2027 年)》
湖北		5	8	《湖北省储能体系建设方案(2025-2030 年)》
四川		5		《关于促进新型储能积极健康发展的通知》
安徽		不低于 4.5GW，力争达到 5GW		《安徽省新型储能推广应用实施方案》
广东		4		《广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见的通知》
湖南			4.5	《湖南省新型电力系统发展规划纲要》
贵州			4	《贵州省碳达峰实施方案》
陕西	2			《可再生能源发展三年行动方案(2024-2026)》
重庆		2		《重庆市能源局关于市六届人大三次会议第 0999 号代表建议办理情况的答复函》
吉林		1	3	《吉林省新型储能高质量发展规划(2024-2030 年)》

数据来源：无锡国际新能源展览会，行家说储能，兴业证券经济与金融研究院整理

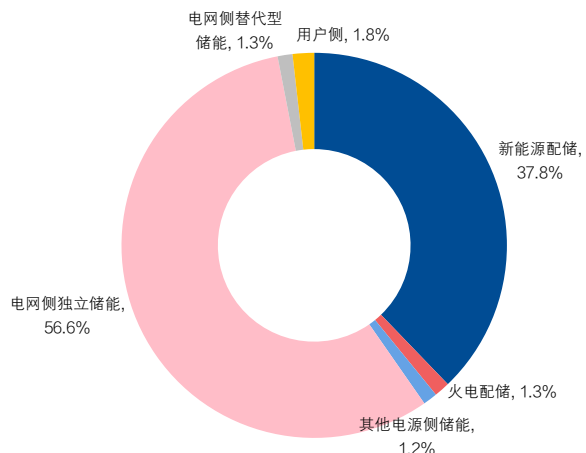
图7、2025 年我国储能项目采招落地容量同比高增 (GW)



数据来源：CESA，储能网，兴业证券经济与金融研究院整理

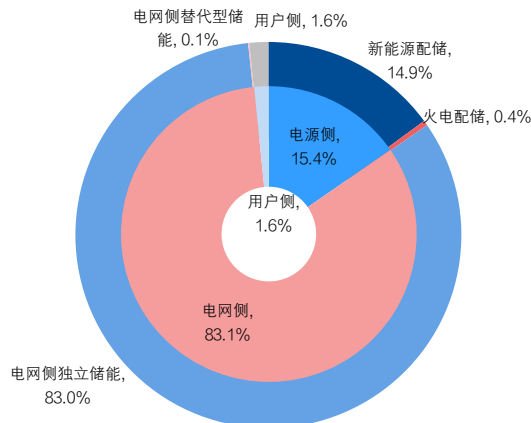
新能源强制配储取消后，电网侧独立储能为主要新增类型。截至 2025 年上半年末，我国累计投运独立储能 42.9GW，占电化学储能总规模比例 56.6%。因 136 号文取消新能源强制配储，独立储能已成为新增电化学储能的主要应用场景，上半年新增储能装机中独立储能占比 61%，而三季度新增量占比提升至 83%，预计年底前仍有较大新增体量（2024Q4 新增电化学装机约占全年的 54%）。规模与时长方面,2025 年上半年国内电化学储能中 100MW 及以上的大型储能占比达 67%，较 2024 年增长 2pct，同期储能平均时长 2.31h，较 2024 年增长 0.04h。

图8、电化学储能应用场景结构（累计装机，截至25H1末）



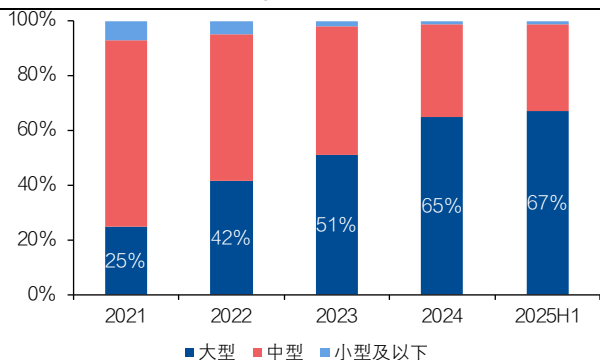
数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

图9、25Q3 新增电化学储能应用场景结构



数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

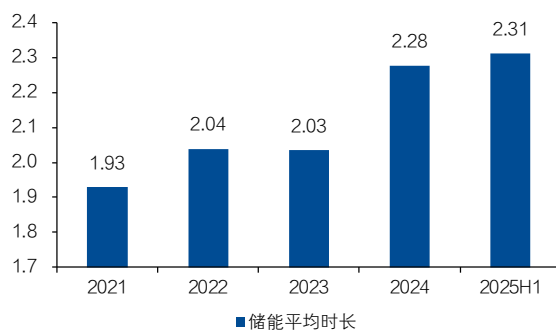
图10、电化学储能规模占比变化



数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

注：大型储能指装机功率在 100MW 及以上的储能，中型为 5-100MW 功率区间的储能，小型及以下为 5MW 以下的储能。

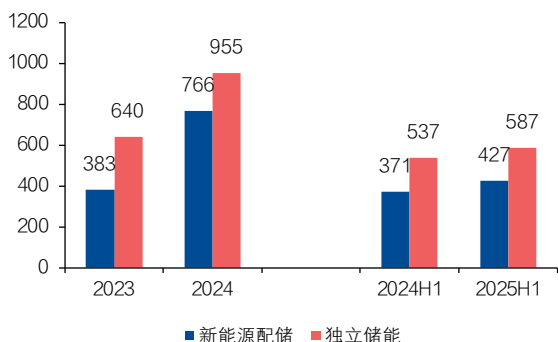
图11、电化学储能平均时长（小时）



数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

市场机制逐步完善下，电化学储能利用效率有所提升。2025 年上半年，电化学储能平均利用小时 513h（同比+49h），等效充放电次数 121 次（同比+6 次），约每 1.5 天实现一次完整充放电。其中，火电配储可协同响应电网指令，灵活性较高，其等效充放电次数可达 444 次，即日均完成超 2 次完整充放电；新能源配储收入相对单一，且设备调用可靠性偏低，等效充放电次数仅 95 次（同比+5 次）；独立储能盈利模式多元，利用率稳步增长，等效充放电次数达到 145 次（同比+11 次），即已逐步接近日均一充一放。

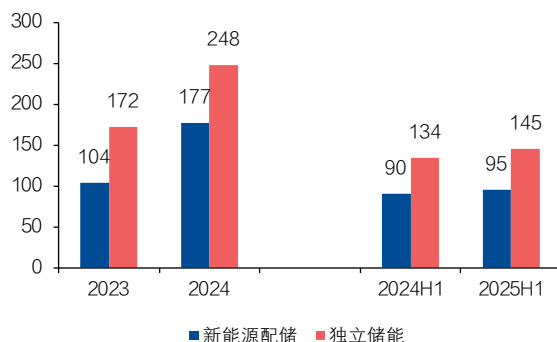
图12、电化学储能利用小时变化（小时）



数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

注：利用小时数=实际传输电量（包括充电量和放电量）折合成额定功率时的运行小时数。

图13、电化学储能等效充放电次数变化（次）

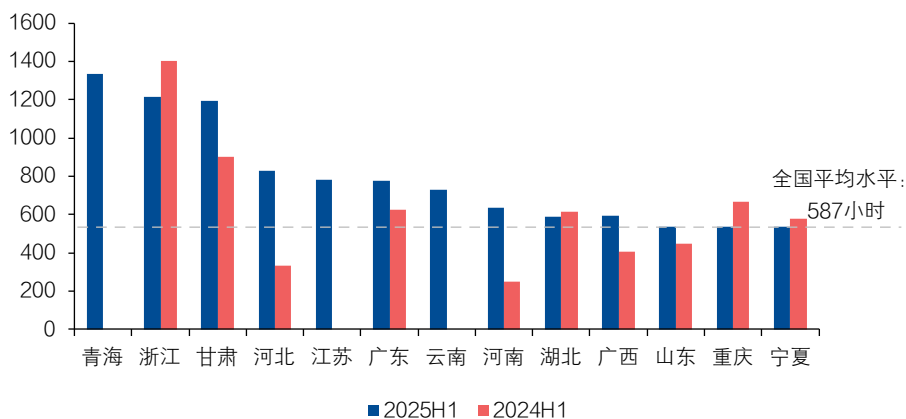


数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

注：等效充放电次数=统计期间实际充放电量与2倍额定能量的比值，等效充放电次数为1则表示按照额定能量完成一次完整的充放电。

具体至省区而言，青海、浙江、甘肃利用小时数领先。2025年上半年，青海、浙江与甘肃三地独立储能平均利用小时数超1000h，其中甘肃地区利用小时数同比增长近300h；河北、广东、山东、宁夏等10省区平均利用小时数亦超过了500h。此外，平均等效充放电次数排名前五位的省依次为浙江、广东、江苏、甘肃和云南。

图14、主要省区独立储能利用小时变化（小时）



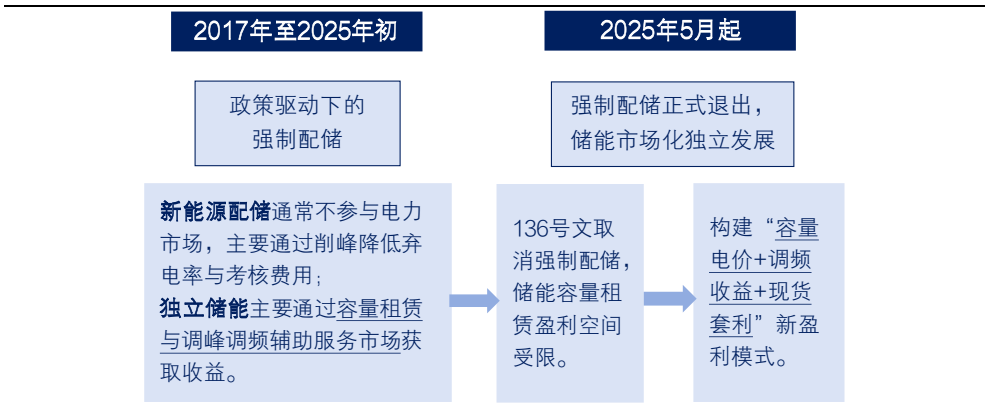
数据来源：中电联电动交通与储能分会，兴业证券经济与金融研究院整理

（二）省级政策逐步落地，独立储能盈利模式加快构建

储能盈利模型加速建立，容量补偿、辅助服务与现货套利构成主要收益来源。136号文后新能源取消强制配储，储能租赁市场逐步退出，“容量电价+调频收益+现货套利”成为主要盈利模式，今年多地容量补偿政策落地带动需求快速提升，储能从

“被动配套”转向“主动选择”。例如，甘肃依机组容量进行容量补偿，补偿额度为储能满功率放电时长/6*330 元/kW·年，此外储能亦可通过调频市场获得辅助服务收益、通过现货市场获得峰谷套利收益；蒙西则依放电量进行容量补偿，补偿期十年，其中 2025 年投产机组补偿 0.35 元/kWh、2026 年投产机组 0.28 元/kWh (日全容量调用≤1.5 次)，与甘肃类似，蒙西储能亦可参与现货市场等获取其他收入。

图15、储能盈利模式转变



数据来源：液流圈，龙源设计院，兴业证券经济与金融研究院整理

表2、主要省区储能政策梳理

省区	容量补偿			辅助服务收益 (以调频市场为主)	现货市场进展
	补偿对象	补偿额度	分摊主体		
甘肃	电网侧独立新型储能	容量电费=申报容量*可靠容量补偿标准*容量供需系数，其中可靠容量补偿标准暂定为每年每千瓦 330 元，电网侧独立新型储能可靠容量系数=最大功率发电持续时长/系统净负荷高峰持续时长，最大不超过 1，系统净负荷高峰持续时长暂定为 6 小时。补偿标准自 2026 年 1 月 1 日起执行，试行期限截止 2027 年 12 月 31 日	工商业用户用电量与外送电量按比例分摊	调频报价上限 15 元 /MW	2024 年 9 月转正式运行
蒙西	电网侧独立新型储能	补偿标准每年一核定，2025 年投产机组为 0.35 元/kWh、2026 年为 0.28 元/kWh，执行期为十年；电站原则上日内全容量充电次数不得超过 1.5 次	由发电侧分摊	按里程*K 值*出清价结算,报价区间 2-12 元/MW	2025 年 2 月转正式运行
宁夏	电网侧新型储能	以“有效容量*容量电价*供需系数”计算。其中，有效容量为满功率放电时长/6*额定功率并扣除厂用电，容量电价标准 2025 年 10 月至 12 月按 100 元/kW·年执行，2026 年 1 月起按 165 元/kW·年执行，容量供需系数为容量需求与总有效容量的比值（大于 1 时取 1）	工商业用户用电量与外送电量按比例分摊	调频里程申报价格范围暂定为 5-15 元 /MW	2025 年 10 月开启连续结算试运行
新疆	独立储能	2023-2025 年分别为 0.2/0.16/0.128 元/kWh	由全体工商业用户分摊	调频申报上限 15 元 /MW	2025 年 11 月进行月度结算试运行，预计 2025 年底进入连续结算试运行
河北	独立储能	年度容量电价为 100 元/千瓦，执行期 2 年；其中，月度平均可用容量=Σ0.5x(日可用充电容量 x 可持续充电时长+日可用放电容量 x 可持续放电时长)/4 小时/当月总天数，电站年调用完全充放电次数原则上不低于 330 次	由全体工商业用户分摊	河北南网调频申报出清价格限价范围为 0-15 元/MW；京津冀地区调峰报价上限 370 元/兆瓦时	河北南网 2025 年 3 月开启连续结算试运行，冀北电网尚未开启长周期结算试运行

广东	示范项目与纳入2023-2025年年度计划且在2025年底前商运的独立储能	年度容量电价为100元/千瓦	由省内尖峰加价电费承担，即全体购电用户进行分摊	可通过动作积分电量获得补偿：小频差扰动一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量70%的一次调频月度动作积分电量 $\times 0.5 \times 5$ ；大频差扰动一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量70%的一次调频月度动作积分电量 $\times 10 \times 5$ 注：当前调频市场供给较为充足	2023年12月转正式运行
辽宁	电网侧新型储能	采用固定容量电价补偿方式，对其按贡献予以补偿	-	调频报价上限15元/MW	2025年3月开启连续结算试运行
山东	独立新型储能电站	将市场化发电容量补偿费用按市场化可用容量占比进行分配，其中市场化发电容量补偿费用=容量补偿电价*全网发电侧主体市场化上网电量，容量补偿电价为0.0705元/kWh	从用户侧收取	调频报价范围为0-12元/MW	2024年6月转正式运行
河南	未参与配储且未签订容量租赁协议的电网侧独立储能	按满功率连续放电时长与全年最长净负荷高峰持续时长的比例，乘以当地煤电容量电价标准（当前为165元/kW·年）给予容量补偿；项目每年调用完全充放电次数原则上不低于350次	由全体工商业用户分摊	独立储能申报调频容量范围为额定容量10-15%，市场初期实际调节速率不得高于50MW/min。调频市场申报价格范围暂定为0-15元/MW	当独立储能因现货运行导致收益减少时，以储能电站系统循环效率75%为基准，按照上网电量0.383元/千瓦时兜底收益；当综合效率低于75%时，按照实际效率除以75%进行折减后兜底收益； 2025年10月开启连续结算试运行
安徽	电力调度机构签订并网调度协议的独立新型储能项目	在迎峰度夏（冬）期间（1、7-8、12月），依据其上网发电量享受最高0.2元/kWh支持	-	-	2024年12月开启连续结算试运行
浙江	纳入清单的16个电网侧储能项目	2024-2026年补偿标准分别为200、180、170元/kW·年	来源为历年电力直接交易结余资金	调频市场中，储能电站不设报价限制	2025年8月转正式运行
湖北	电网侧新型储能中的独立储能	月度容量电费按照月度容量电价和月度平均可用容量确定。其中，月度容量电价=年度容量电价/12，年度容量电价暂按165元/千瓦·年执行；月度平均可用容量=Σ(日可用放电功率×单次可持续放电时长÷10小时)/当月总天数。政策自2026年2月1日起执行，执行期限暂定1年。 若电化学储能全年等效充放电次数低于240次，当年容量电费回收20%，用于冲抵系统运行费。	由全体工商业用户分摊	调频里程申报价格上、下限分别暂定为15元/MW、5元/MW，已获得容量电费但未主动参与市场申报的调频单元自动参与市场申报，默认报价缺省值为5元/MW	2025年6月转正式运行
湖南	-	-	-	独立储能调峰充电补偿300元/MWh，暂不参与辅助服务费用分摊	2025年10月开启连续结算试运行

数据来源：北极星储能网，北极星电力市场网，北极星电力网，储能与电力市场，中关村储能产业技术联盟，爬合科技，国家能源局，储能之音，CESS储能新声，智汇光伏，朗新能源研究院，中国电力报，兴业证券经济与金融研究院整理

注：数据截至2025年12月31日。

现阶段储能盈利高度依赖政策支持，其中容量电价补偿为核心收益来源。我们对已出台容量电价补偿省份的独立储能项目盈利能力进行测算，发现容量补偿与峰谷套利收益为独立储能项目最主要收入来源。其中，蒙西因容量补偿水平全国领先且现货市场活跃，假设其容量电价补偿 10 年，0.28 元/度、0.35 元/度的补偿标准对应全投资 IRR 分别为 7.3%、9.0%；此外甘肃、新疆、河北、山东由于同时具备容量电价以及可观的现货套利或辅助服务收益，若延续当下政策测算全投资 IRR 有望 $\geq 5\%$ 。而宁夏等地虽然亦已出台当地容量电价政策，但因补偿水平较低、峰谷价差较小等原因项目经济性仍未体现。考虑到地方补贴政策退坡风险以及电网优质节点资源有限，未来储能项目经济性的全面提升仍有待国家层面相关市场机制确立。

- **蒙西：**以 100MW/400MWh 储能电站进行测算，假设机组投产十年内容量补偿均为 0.28 元/度（即当前政策对 2026 年投产机组的补偿标准）、现货市场峰谷价差 0.30 元/度、调频里程价格 2 元/兆瓦，日均充放电 1 次下年均收入 0.52 亿元，对应年均 ROE 约 10.9%、全投资 IRR 7.3%；若存续内容量补偿均为 0.350 元/度（即对 2025 年投产机组的补偿标准），其余假设不变，机组年均收入 0.56 亿元，对应年均 ROE 约 13.2%、全投资 IRR 9.0%。

图16、蒙西储能（2026 年投产）假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	400
总造价 (亿元)	4.00
运维成本 (万元/年)	800
年调用次数 (次)	330
运营年限	18
年放电量 (亿度)	1.19
容量电价补偿-度电收入 (元/度)	0.280
峰谷价差 (元/度)	0.400
里程补偿标准 (元/MW)	2.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：北极星储能网，电力那点事，绿能数智，AI 新能源时代，兴业证券经济与金融研究院整理

图17、蒙西储能（2026 年投产）盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.17
年均现货套利收入 (亿元)	0.34
年均调频收入 (亿元)	0.01
合计年均收入 (亿元)	0.52
全投资IRR	7.3%
资本金IRR	14.4%
年均ROE	10.9%
年均ROA	3.3%
年均度电净利润 (元/度)	0.13

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

图18、蒙西储能（2025年投产）假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	400
总造价 (亿元)	4.00
运维成本 (万元/年)	800
年调用次数 (次)	330
运营年限	18
年放电电量 (亿度)	1.19
容量电价补偿-度电收入 (元/度)	0.350
峰谷价差 (元/度)	0.400
里程补偿标准 (元/MW)	2.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：北极星储能网，电力那点事，绿能数智，AI 新能源时代，兴业证券经济与金融研究院整理

图19、蒙西储能（2025年投产）盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.21
年均现货套利收入 (亿元)	0.34
年均调频收入 (亿元)	0.01
合计年均收入 (亿元)	0.56
全投资IRR	9.0%
资本金IRR	19.5%
年均ROE	13.2%
年均ROA	4.0%
年均度电净利润 (元/度)	0.16

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

- **甘肃**：以 100MW/400MWh 储能电站进行测算，以“330 元/年·kW×满功率放电时长/6”计算，对应容量电价补偿 0.22 亿元/年，假设现货市场峰谷价差 0.30 元/度、调频里程价格 6.0 元/兆瓦，日均充放电 2 次下年均收入 0.74 亿元，对应年均 ROE 约 13.6%、全投资 IRR 6.5%。

图20、甘肃储能（日充放电 2 次）假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	400
总造价 (亿元)	4.00
运维成本 (万元/年)	800
年调用次数 (次)	600
运营年限	10
年放电电量 (亿度)	2.16
年度容量电价补偿收入 (亿元)	0.22
峰谷价差 (元/度)	0.300
里程补偿标准 (元/MW)	6.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：中关村储能产业技术联盟，储能与电力市场，碳翼能源，兴业证券经济与金融研究院整理

图21、甘肃储能（日充放电 2 次）盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.22
年均现货套利收入 (亿元)	0.50
年均调频收入 (亿元)	0.02
合计年均收入 (亿元)	0.74
全投资IRR	6.5%
资本金IRR	15.1%
年均ROE	13.6%
年均ROA	4.1%
年均度电净利润 (元/度)	0.08

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

- **新疆**：以 100MW/400MWh 储能电站进行测算，假设后续容量补偿延续 2025 年的标准 0.128 元/度、调频里程价格 6.0 元/兆瓦、现货峰谷价差 0.30 元/度，日均充放电 1.5 次下年均收入 0.63 亿元，对应年均 ROE 约 11.1%、全投资 IRR 5.7%。

图22、新疆储能假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	400
总造价 (亿元)	4.00
运维成本 (万元/年)	800
年调用次数 (次)	495
运营年限	12
年放电电量 (亿度)	1.78
容量电价补偿-度电收入 (元/度)	0.128
峰谷价差 (元/度)	0.300
里程补偿标准 (元/MW)	6.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：中关村储能产业技术联盟，兴业证券经济与金融研究院整理

图23、新疆储能盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.20
年均现货套利收入 (亿元)	0.41
年均调频收入 (亿元)	0.02
合计年均收入 (亿元)	0.63
全投资IRR	5.7%
资本金IRR	10.8%
年均ROE	11.1%
年均ROA	3.3%
年均度电净利润 (元/度)	0.09

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

- **河北南网**：以 100MW/400MWh 储能电站进行测算，假设容量电价维持 100 元/kW、调频里程价格 6.0 元/兆瓦、现货峰谷价差 0.40 元/度，日均充放电 1.5 次下年均收入 0.66 亿元，对应年均 ROE 约 12.8%、全投资 IRR 6.5%。

图24、河北南网储能假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	400
总造价 (亿元)	4.00
运维成本 (万元/年)	800
年调用次数 (次)	495
运营年限	12
年放电电量 (亿度)	1.78
年度容量电价补偿收入 (亿元)	0.10
峰谷价差 (元/度)	0.400
里程补偿标准 (元/MW)	6.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：储能之音，北极星储能网，兰木达电力现货，兴业证券经济与金融研究院整理

图25、河北南网储能盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.10
年均现货套利收入 (亿元)	0.54
年均调频收入 (亿元)	0.02
合计年均收入 (亿元)	0.66
全投资IRR	6.5%
资本金IRR	13.1%
年均ROE	12.8%
年均ROA	3.8%
年均度电净利润 (元/度)	0.10

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

- **山东**：以 100MW/200MWh 储能电站进行测算，假设储能所获容量补偿为 0.04 元/度（市场化用户侧收取标准为 0.071 元/度，但发电侧需根据可用容量分配补偿，故储能度电收入实际可能低于收取标准）、调频里程价格 6 元/兆瓦、现货峰谷价差 0.40 元/度，日均充放电 1.5 次下年均收入 0.34 亿元，对应年均 ROE 约 13.3%、全投资 IRR 6.8%。

图26、山东储能假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	200
总造价 (亿元)	2.00
运维成本 (万元/年)	400
年调用次数 (次)	495
运营年限	12
年放电电量 (亿度)	0.89
容量电价补偿-度电收入 (元/度)	0.04
峰谷价差 (元/度)	0.400
里程补偿标准 (元/MW)	6.0
日调频里程 (MW)	1800

数据来源：ESG 与能源转型，储能与电力市场，兰木达电力现货，兴业证券经济与金融研究院整理

图27、山东储能盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.03
年均现货套利收入 (亿元)	0.27
年均调频收入 (亿元)	0.03
合计年均收入 (亿元)	0.34
全投资IRR	6.8%
资本金IRR	14.1%
年均ROE	13.3%
年均ROA	4.0%
年均度电净利润 (元/度)	0.10

数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

- **河南**：以 100MW/200MWh 储能电站进行测算，其容量电价补偿为“165 元/年·kW×满功率放电时长/全年最长净负荷高峰持续时长”，假设全年最长净负荷高峰持续时长为 6h、调频里程价格 6.0 元/兆瓦、现货峰谷价差 0.383 元/度（当地保底政策），机组年均调用 350 次下年均收入 0.25 亿元，对应年均 ROE 约 9.0%、全投资 IRR 5.0%。

图28、河南储能假设指标

独立储能单体项目核心假设指标	
系统功率 (MW)	100
系统容量 (MWh)	200
总造价 (亿元)	2.00
运维成本 (万元/年)	400
年调用次数 (次)	350
运营年限	17
年放电电量 (亿度)	0.63
年度容量电价补偿收入 (亿元)	0.06
峰谷价差 (元/度)	0.383
里程补偿标准 (元/MW)	6.0
日调频里程 (MW)	1000

数据来源：CESS 储能新声，北极星储能网，兴业证券经济与金融研究院整理

图29、河南储能盈利测算

独立储能单体项目核心盈利指标	
年均容量补偿 (亿元)	0.06
年均现货套利收入 (亿元)	0.16
年均调频收入 (亿元)	0.02
合计年均收入 (亿元)	0.25
全投资IRR	5.0%
资本金IRR	7.3%
年均ROE	9.0%
年均ROA	2.7%
年均度电净利润 (元/度)	0.11

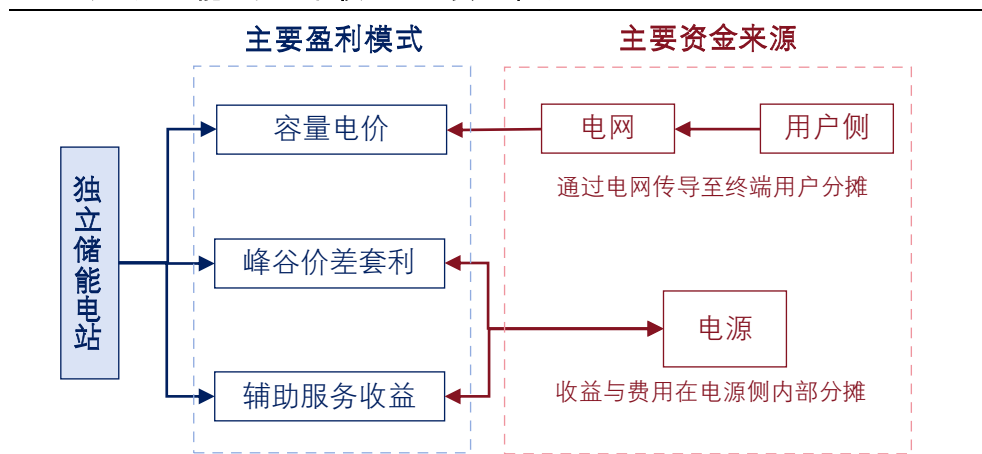
数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

二、储能重塑电力系统盈利模式，需求缺口驱动规模化发展

储能为电力系统“源网荷储”四大元素的互动与利润分配加入新变量。

重申当前阶段独立储能盈利模式，主要包括容量电价+现货峰谷价差套利+辅助服务市场收益，前者主要传导至终端用户共同分摊费用（目前甘肃储能容量电价模式，亦大概率为未来主流的分摊方式），后两者主要通过市场交易方式，收益&费用目前主要在电源侧内部分摊。

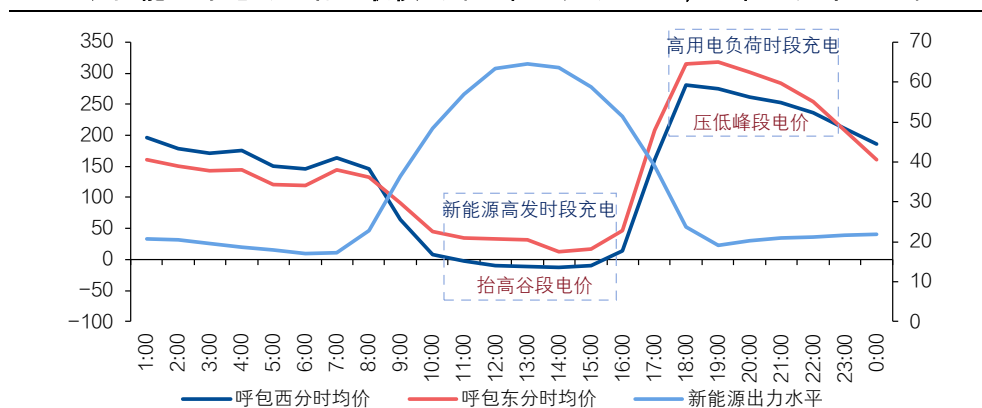
图30、独立储能主要盈利模式与其资金来源



数据来源：兴业证券经济与金融研究院整理

具体至对发电侧的影响，对于新能源运营商，独立储能可提升新能源平均市场电价，将其此前承担的部分辅助服务费用通过储能容量电价的方式疏导至用户侧。在“谁收益、谁承担”的原则下，由于此前电力现货市场运行不成熟，辅助服务费用多为发电侧零和博弈，绿电作为主要付费方承担大多数费用。随着各省电力现货推进，调峰逐步融入现货市场，调峰费用由绿电在现货市场中承担的谷段低价电体现。而储能通过削峰填谷提高风光综合电价水平，并将部分费用通过储能容量电价的方式疏导至工商业用户，中长期维度有望提升绿电整体盈利能力。

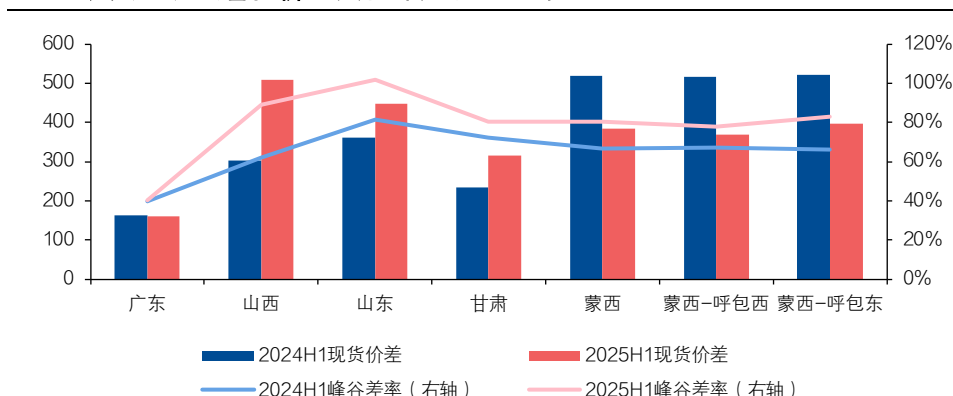
图31、储能与绿电的盈利关联模式（左轴：元/兆瓦时；右轴：万千瓦时）



数据来源：中创慧联，兴业证券经济与金融研究院整理

注：现货市场日内分时价格以蒙西现货市场 2025 年 11 月电价情况为例。

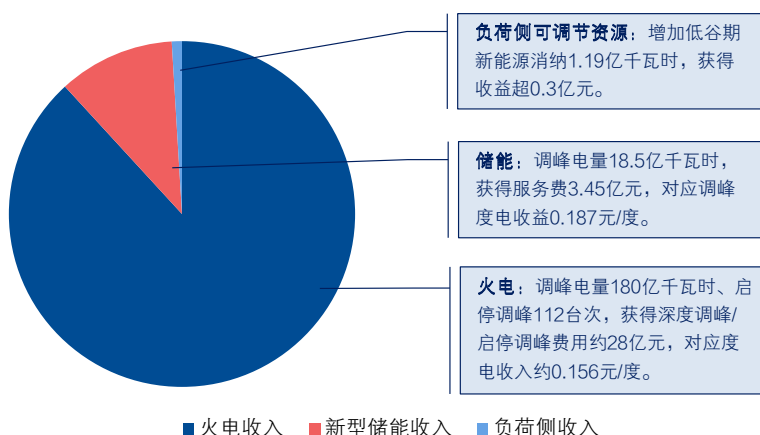
图32、典型现货省份价差变化（元/兆瓦时）



数据来源：兰木达电力现货，兴业证券经济与金融研究院整理

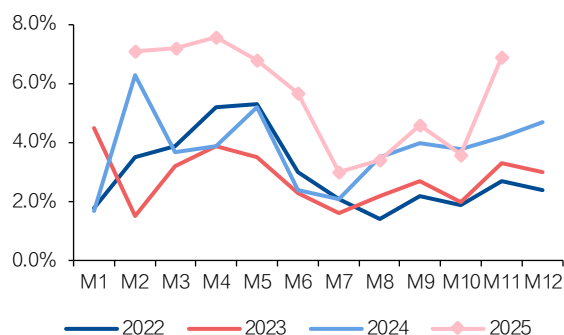
对于火电等传统灵活性电源，由于当前储能规模占比较小，在辅助服务市场/现货套利市场中挤占有限。以湖南调峰辅助服务市场为例，2021年至2025年10月，储能累计获取收益3.45亿元，约占市场总收入的11%；完成调峰电量约18.5亿度，占比约9%。伴随政策刺激下储能装机规模持续增长，其在相关市场中的份额有望逐步提高，但同时新能源装机仍在高增、电网消纳压力增加（2025年前11月全国平均弃风/光率分别同比+2.0/+2.2pct），参考国际经验，辅助服务费用一般在全社会总电费的3%以上，国内辅助服务市场仍有较大扩容空间，故短期内储能对于其他灵活电源收益的挤占预计较小。

图33、2021年至2025年10月底湖南省调峰辅助服务市场供给侧情况



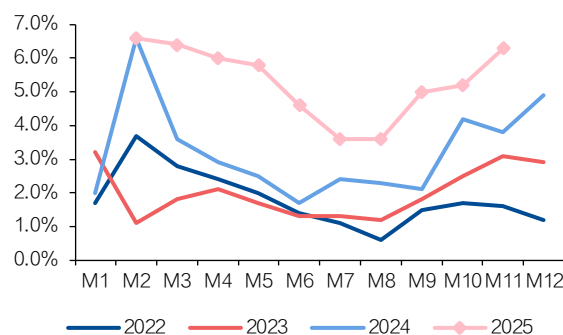
数据来源：国家能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

图34、全国当月弃风率变化



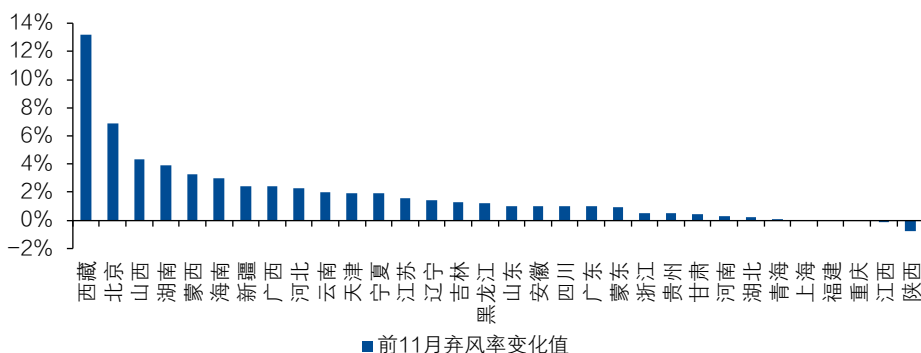
数据来源: Wind, 兴业证券经济与金融研究院整理

图35、全国当月弃光率变化



数据来源: Wind, 兴业证券经济与金融研究院整理

图36、2025 年 1-11 月各省区弃风率同比变化



数据来源: 电力行业规划研究与监测预警中心, 兴业证券经济与金融研究院整理

图37、2025 年 1-11 月各省区弃光率同比变化



数据来源: 电力行业规划研究与监测预警中心, 兴业证券经济与金融研究院整理

我们从新能源消纳需求的角度测算“十五五”期间电化学储能规模空间。中性假设“十五五”期间风光机组年均新增装机 250GW、风光出力最大同时率 50%左右, 则“十五五”新能源总计所需增量消纳空间约 625GW。调节资源供给方面, 1) 综合考虑煤电灵活性改造以及新增煤电机组需维持最小出力, 测算“十五五”期间煤电约提供 67GW 消纳空间; 2) 根据抽水蓄能装机规划以及特高压近年投

产进度，假设“十五五”期间抽蓄与直流特高压分别提供约 55GW、80GW 消纳空间；3）此外假设用户需求侧响应能力以及用电负荷增长共计提供约 112GW 消纳空间。故“十五五”期间供需缺口约 312GW（折合年均缺口 62GW），即电化学储能理论装机空间，对应 3h、4h 时长分别为 936GWh、1248GWh（折合年均新增量 187GWh、250GWh）。

此外长期看，未来火电机组退役或会带来额外需求，2024 年末我国 30 万千瓦以下火电发电机组共 22.9GW（约占火电规模的 23%）；同时绿电直连模式的推广（一般要求配储比例以及时长更高）也有望扩大储能需求空间。

表3、“十五五”期间电化学储能规模测算（基于新能源消纳）

“十五五”期间消纳空间测算			
	情景一	情景二	情景三
“十五五”风光年均新增装机规模（GW）	200	250	300
“十五五”风光新增装机总规模（GW）	1000	1250	1500
“十五五”新增风光机组所需消纳空间（GW）	500	625	750
“十五五”消纳能力供给增量			
煤电灵活性改造（GW）	67	67	67
抽水蓄能装机（GW）	55	55	55
特高压投产（GW）	80	80	80
用户需求侧响应（GW）	19	19	19
用电负荷增长（GW）	93	93	93
“十五五”新能消纳需求累计缺口（GW）	187	312	437
3h 时长对应新增电化学储能规模（GWh）	561	936	1311
4h 时长对应新增电化学储能规模（GWh）	748	1248	1748
年均新能消纳需求缺口（GW）	37	62	87
3h 时长对应年均新增电化学储能规模（GWh）	112	187	262
4h 时长对应年均新增电化学储能规模（GWh）	150	250	350

数据来源：兴业证券经济与金融研究院测算

备注：涉及假设较多，结果仅供参考

上文根据新能源消纳需求测算了储能理论空间，同时我们认为需从电源侧电费收支平衡的角度考量后续装机发展的持续性。故我们做了以下测算：假设 2026 年电源侧电价同比下降 3 分/度、后续保持稳定，总电费规模仅依赖于全社会用电量的自然增长，根据目前各电源核准/在建以及政策指引假设“十五五”新增装机规模，测算 1）“十五五”各电源新增机组每年产生的固定成本与当年新增电费规模的匹配程度、2）“十五五”各电源新增机组每年产生的全部成本+合理盈利与当年新增电费规模的匹配程度。

- **新增电费规模能够覆盖新增机组固定成本：**测算“十五五”年均新增电源侧电费规模为 1382 亿元，各电源年均新增固定成本为 1057 亿元，电费增量足以覆盖增量电源的固定成本。

- 若覆盖新增机组所有成本+合理盈利，电价需小幅上涨，否则电源侧或面临收益率下行风险：测算“十五五”年均新增电源侧电费规模为 1382 亿元，而各电源年均新增成本与合理盈利总额为 2233 亿元，缺口约 852 亿元。假设这部分缺口由工商业用户（即第二、第三产业）承担，测算“十五五”期间合计电价增量约 0.045 元/度（对应年均增量 0.009 元/度）。

表4、我国电源侧电费平衡测算核心假设

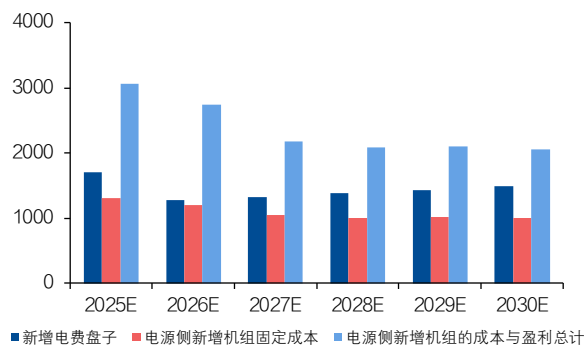
电源类别	电价与成本（元/度，不含增值税）				单位机组造价（元/kW）	ROA 收益水平
	2025 年电价	固定成本	燃料成本	其他费用		
火电	0.37	0.08	0.25	0.02	3500	3%
水电	0.25	0.12	-	0.05	10000	5%
		0.24	-	0.08	5500	3%
核电	0.35	0.14	0.05	0.04	15000	4%
风电	0.28	0.14	-	0.03	4500	3%
光伏	0.27	0.17	-	0.03	3000	3%
电化学储能	-	0.22	-	0.03	1 元/wh	3%

数据来源：兴业证券经济与金融研究院测算

注 1：本表为表 5-6 的核心内容截取；

注 2：不同区域电源电价差异较大，数据仅供参考。

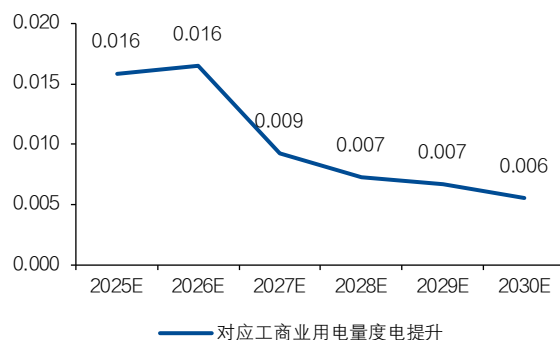
图38、测算当前资本开支预期下我国电费增量变化（亿元）



数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院测算

注：相关假设与测算过程详见表 4-6。

图39、测算为维持合理收益我国工商业电价增量（元/度）



数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院测算

注：相关假设与测算过程详见表 4-6。

表5、当前资本开支预期下我国电费平衡测算表

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量（亿度）	103644	107790	112101	116586	121249	126099
全社会用电增量（亿度）	5123	4146	4312	4484	4663	4850
平均上网电价假设（元/度，不含增值税）	0.33	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
新增电费盘子（亿元）	1712	1275	1326	1380	1435	1492
新增电源投资						
1、火电						
新增火电机组（万千瓦）	8000	7000	4000	4000	4000	4000
新增火电电量（亿度）	3364	2733	1502	1464	1434	1411
火电年度新增折旧（亿元，不含增值税，下同）	121	106	61	61	61	61
火电新增固定资产投资（亿元）	2800	2450	1400	1400	1400	1400
单位机组造价假设（元/千瓦）	3500	3500	3500	3500	3500	3500
火电运维等其他固定成本（亿元，不含增值税，下同）	112	98	56	56	56	56
单位机组运维等其他成本假设（元/千瓦·年）	140	140	140	140	140	140
火电度电固定成本（元/度）	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08
火电度电燃料成本（元/度）	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
火电度电费用（元/度）	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
火电年度新增固定成本总计（亿元）	234	204	117	117	117	117
火电年度新增燃料成本总计（亿元）	841	683	375	366	359	353
火电年度新增费用（亿元）	67	55	30	29	29	28
3%ROA收益（所得税前，亿元）	112	98	56	56	56	56
2、水电						
（1）常规水电						
新增常规水电机组（万千瓦）	400	400	400	400	400	400
新增常规水电电量（亿度）	140	140	140	140	140	140
常规水电年度新增折旧（亿元）	14.02	14.02	14.02	14.02	14.02	14.02
常规水电新增固定资产投资（亿元）	400	400	400	400	400	400
单位机组造价假设（元/千瓦）	10000	10000	10000	10000	10000	10000
常规水电运维等其他固定成本	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
运维等其他度电固定成本假设（元/度）	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
常规水电度电固定成本（元/度）	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
常规水电度电费用（元/度）	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
常规水电年度新增固定成本总计（亿元）	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82
常规水电年度新增费用（亿元）	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
5%ROA收益（所得税前，亿元）	20	20	20	20	20	20
（2）抽水蓄能						
新增抽水蓄机组（万千瓦）	550	1100	1100	1100	1100	1100
新增抽水蓄电量（亿度）	66	132	132	132	132	132
抽蓄年度新增折旧（亿元）	8.0	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1
抽蓄新增固定资产投资（亿元）	302.5	605	605	605	605	605
单位机组造价假设（元/千瓦）	5500	5500	5500	5500	5500	5500
抽蓄运维等其他固定成本	8.0	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1
单位机组运维等其他成本假设（元/千瓦·年）	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
抽蓄度电固定成本（元/度）	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
抽蓄度电费用（元/度）	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
抽蓄年度新增固定成本总计（亿元）	16.06	32.12	32.12	32.12	32.12	32.12
抽蓄年度新增费用（亿元）	4.95	9.90	9.90	9.90	9.90	9.90
3%ROA收益（所得税前，亿元）	9	18	18	18	18	18
3、核电						
新增核电机组（万千瓦）	121	740	995	626	742	618
新增核电电量（亿度）	93	570	766	482	572	475
核电年度新增折旧（亿元）	5	32	44	27	33	27
核电新增固定资产投资（亿元）	181.8	1110.3	1492.35	939.6	1113.6	926.25
单位机组造价假设（元/千瓦）	15000	15000	15000	15000	15000	15000
核电运维等其他固定成本	7	46	61	39	46	38
运维等其他度电固定成本假设（元/度）	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
核电度电固定成本（元/度）	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
核电度电燃料成本（元/度）	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
核电度电费用（元/度）	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
核电年度新增固定成本总计（亿元）	13	78	105	66	78	65
核电年度新增燃料成本总计（亿元）	5	28	38	24	29	24
核电年度新增费用（亿元）	4	23	31	19	23	19
4%ROA收益（所得税前，亿元）	7	44	60	38	45	37
4、风电						
新增风电机组（万千瓦）	11000	10000	10000	10000	10000	10000
新增风电电量（亿度）	2165	2050	2050	2050	2050	2050
风电新增折旧（亿元）	215	195	195	195	195	195
风电新增固定资产投资（亿元）	4950	4500	4500	4500	4500	4500
单位机组造价假设（元/千瓦）	4500	4500	4500	4500	4500	4500
风电运维等其他固定成本	110	100	100	100	100	100
单位机组运维等其他成本假设（元/千瓦·年）	100	100	100	100	100	100
风电度电固定成本（元/度）	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
风电度电费用（元/度）	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
风电年度新增固定成本总计（亿元）	325	295	295	295	295	295
风电年度新增费用（亿元）	65	62	62	62	62	62
3%ROA收益（所得税前，亿元）	149	135	135	135	135	135

数据来源：兴业证券经济与金融研究院测算

表6、当前资本开支预期下我国电费平衡测算表（续表）

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
5、光伏						
新增光伏机组（万千瓦）	32000	15000	15000	15000	15000	15000
新增光伏电量（亿度）	3407	1597	1597	1597	1597	1597
光伏新增折旧（亿元）	416	195	195	195	195	195
光伏新增固定资产投资（亿元）	9600	4500	4500	4500	4500	4500
单位机组造价假设（元/千瓦）	3000	3000	3000	3000	3000	3000
光伏运维等其他固定成本	160	75	75	75	75	75
单位机组运维等其他成本假设（元/千瓦·年）	50	50	50	50	50	50
光伏度电固定成本（元/度）	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
光伏度电费用（元/度）	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
光伏年度新增固定成本总计（亿元）	576	270	270	270	270	270
光伏年度新增费用（亿元）	102	48	48	48	48	48
3%ROA收益（所得税前，亿元）	288	135	135	135	135	135
6、电化学储能						
新增电化学储能机组（GWh）	130	300	200	200	200	200
新增电化学储能放电量（亿度）	624	1440	960	960	960	960
电化学储能新增折旧（亿元）	104	239	159	159	159	159
电化学储能新增固定资产投资（亿元）	1300	3000	2000	2000	2000	2000
单位机组造价假设（元/wh）	1	1	1	1	1	1
电化学储能运维等其他固定成本	33	75	50	50	50	50
200mwh 机组运维等其他成本假设（万元/年）	500	500	500	500	500	500
电化学储能度电固定成本（元/度）	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
电化学储能度电费用（元/度）	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
电化学储能年度新增固定成本总计（亿元）	136	314	209	209	209	209
电化学储能年度新增费用（亿元）	19	43	29	29	29	29
3%ROA收益（所得税前，亿元）	52	120	80	80	80	80
各类新增机组年度折旧总计（亿元）	883	798	684	668	673	667
各类新增机组年度固定成本总计（亿元）	1316	1211	1045	1006	1019	1005
各类新增机组年度固定成本+可变成本+费用+盈利总计（亿元）	3068	2740	2178	2082	2101	2065
与当年新增电费盘子间差值（亿元）	1356	1464	852	702	666	573
对应工商业用电量度电提升（元/度）	0.016	0.016	0.009	0.007	0.007	0.006

数据来源：兴业证券经济与金融研究院测算

三、投资建议

投资建议：1) 全球储能需求强劲，风光发电对储能有刚性需求、成本下降带动经济性提升、政策支持，三大因素推动储能订单爆发，大储厂商推荐阳光电源，建议关注海博思创，阿特斯，南都电源；户储工商储厂商推荐德业股份，建议关注固德威，锦浪科技，艾罗能源；储能电芯推荐宁德时代，建议关注亿纬锂能。2) 储能电芯出货量预计实现高速增长，进而带动碳酸锂需求增加，同时受产能开发周期、季节性补库节奏及安全备库天数等因素影响，碳酸锂 2026-2027 年供需格局将迎来扭转（由供大于求转为供需紧平衡或供小于求）。在储能拉动需求明显改善，供给偏刚性情况下，锂价有望实现震荡上涨，资源端弹性较为明显的锂板块标的有望受益。建议关注盛新锂能、中矿资源、国城矿业、大中矿业、盐湖股份、藏格矿业、雅化集团，永兴材料、赣锋锂业和天齐锂业等。3) 储能可提升新能源电站电价水平以及消纳水平，并将此前由风光机组承担的辅助服务费用通过储能容量电价的方式部分疏导至下游，中长期维度有望提升绿电整体盈利能力，推荐龙源电力（H）、新天绿色能源、京能清洁能源、大唐新能源。

四、风险提示

- **政策风险：**储能项目当前盈利高度依赖容量补偿等政策，若未来补贴标准退坡或补偿范围收窄，将直接影响项目收益率水平和资本开支意愿；
- **原材料价格波动风险：**若上游原材料价格大幅上涨，将影响项目经济性并抑制项目开发；
- **市场化电价波动风险：**随着储能以及其他灵活性调节资源规模不断提升，现货电价峰谷价差大幅缩小，将影响项目收益情况；
- **宏观经济波动风险：**若宏观经济增速放缓抑制电力需求增长，储能需求将受抑制，进而影响整个产业链利润空间。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。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到任何形式的补偿。

投资评级说明

投资建议的评级标准	类别	评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后的 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅。其中：沪深两市以沪深 300 指数为基准；北交所市场以北证 50 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 15%
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5% ~ 15% 之间
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 -5% ~ 5% 之间
		减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于 -5%
		无评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级
	行业评级	推荐	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
		中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
		回避	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

信息披露

本公司在知晓的范围内履行信息披露义务。客户可登录 www.xyzq.com.cn 内幕交易防控栏内查询静默期安排和关联公司持股情况。

使用本研究报告的风险提示以及法律声明

兴业证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约，投资者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口头承诺均为无效，任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本公司并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此相关的其他任何损失承担任何责任。

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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；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；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。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现。过往的业绩表现亦不应作为日后回报的预示。我们不承诺也不保证，任何所预示的回报会得以实现。分析中所做的回报预测可能是基于相应的假设。任何假设的变化可能会显著地影响所预测的回报。

本公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告并非针对或意图发送予或为任何就发送、发布、可得到或使用此报告而使兴业证券股份有限公司及其关联子公司等违反当地的法律或法规或可致使兴业证券股份有限公司受制于相关法律或法规的任何地区、国家或其他管辖区域的公民或居民，包括但不限于美国及美国公民（1934 年美国《证券交易所》第 15a-6 条例定义为本「主要美国机构投资者」除外）。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

特别声明

在法律许可的情况下，兴业证券股份有限公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此，投资者应当考虑到兴业证券股份有限公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。

兴业证券研究

上海	北京	深圳
地址：上海浦东新区长柳路 36 号兴业证券大厦 15 层	地址：北京市朝阳区建国门外大街甲 6 号世界财富大厦 32 层 01-08 单元	地址：深圳市福田区皇岗路 5001 号深业上城 T2 座 52 楼
邮编：200135	邮编：100020	邮编：518035
邮箱： research@xyzq.com.cn	邮箱： research@xyzq.com.cn	邮箱： research@xyzq.com.cn