

证券研究报告|行业深度报告
电力设备及新能源
行业评级 强于大市（维持评级）
2023年08月04日



工商业储能发展正当时

证券分析师：
邓伟 执业证书编号：S0210522050005

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

➤ 政策、经济性、能源安全推动工商业储能发展加速

- **政策端：电力源网荷储一体化，灵活发展用户侧新型储能，工商业储能政策支持力度加大。**《新型电力系统发展蓝皮书》提出分散化需求响应资源进一步整合，用户侧灵活调节和响应能力提升至5%以上，促进新能源就近就地开发利用和高效消纳。
- **经济性：峰谷价差持续扩大，峰谷套利模式收益提升，现货市场有望再次提升工商业经济性。**根据经济性模型测算，当前国内广东工商业储能IRR已超13%（仅峰谷套利部分），此外工商业储能还可显著降低需量电费，并通过虚拟电厂削峰填谷方式获得收益。
- **能源安全诉求：冬夏高峰期高负荷企业“稳供电防限产”诉求，工商业储能实现降峰、供电双保险。**经济高速发展刺激电力需求加大，日内负荷波动性提高，尤其夏季用电高峰期，对高负荷用户限电限产以进行需求响应事件频发，工商业用户配储以保证生产连续性需求驱动因素增强。

➤ 一体化储能系统加速渗透，工商业产品趋向标准化

- **供给侧新产品加速迭代，一体化储能系统渗透率有望提升：**工商业储能一体机产品交直流系统一体化设计，减少直流电缆及开关，产品成本更低；并且标准化设计，系统性交付，无需定制化产品，现场施工调试快。随技术进步迭代，储能产品集成度提升，目前多数工商业储能企业均推出了一体化机柜。

➤ 销售渠道建立核心壁垒，技术迭代铸就强者恒强

- **渠道优势成为工商业储能企业核心竞争力：**工商业储能单个项目规模相对较小，但同一地域趋同性相对较高，在项目数量与项目规模方面具有较高的可扩张性，因此具有广泛渠道布局及地域资源的企业或将率先实现突破。
- **工商储技术迭代更快技术壁垒成为护城河：**工商业储能作为用户侧储能，主要目标客户为小工商业用户，对产品性能、寿命、运维等方面均提出较高要求，具有核心技术优势与研发能力赛道龙头更具竞争力。

➤ 投资建议：

- **建议关注：**具备全球化布局能力的工商业储能集成龙头【科华数据】、【盛弘股份】、【阳光电源】；借助于工商业光伏/用户侧资源发力工商业储能EPC的领先公司【苏文电能】、【芯能科技】；业务横向拓展至工商业储能的大储/户储领先公司【南都电源】、【派能科技】、【华自科技】、【固德威】、【锦浪科技】、【德业股份】等；凭借技术和客户协同性切入到工商业储能设备集成的电网设备公司【杭州柯林】、【金冠股份】、【科林电气】、【三晖电气】、【威腾电气】、【西力科技】等；具备良好发展前景的光储充领军企业【星云股份】、【特锐德】等；此外建议关注【麦格米特】、【合康新能】等。

➤ 风险提示：电力市场化改革

目 录

- 工商业储能行业概况及发展
- 商业模式分析及IRR测算
- 储能企业产品及销售模式
- 市场空间及行业相关标的
- 风险提示

- 工商业储能行业概况
- 欧美：装机规模较小，成长空间广阔
- 国内：仍处发展初期，装机建设提速

1.1 工商业储能行业概况

- **工商业储能系统Commercial and Industrial (C&I) Energy Storage Systems**，主要用于工业和商业企业的能源管理。
- **根据应用场景及系统规模不同，可以对储能系统进行分类：**
 - 从应用场景看，工商业储能与户用储能同属于用户侧储能，通过与其他负载等构建微电网，主要作为负荷侧参与电网运行。
 - 从系统规模看，工商业储能电站规模一般在百千瓦时至数十兆瓦时之间（100kwh-10MWh），介于户储及大储之间。

图：源网荷各侧新型储能应用场景



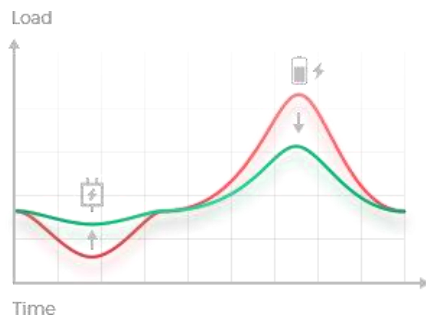
1.2 用户侧储能重要性逐步显现

➤ 作为用户侧储能，工商业储能广泛应用与智慧城市、工业园区、社区商圈、商业写字楼等大型工商业高耗能单位，实现能源智慧化管理。主要应用模式包括：

- ①**削峰填谷**：通过谷时充电储能、峰时放电供能,减少企业或园区的用电成本,为客户节约用电端电费
- ②**需量响应**：当短期用电功率大于变压器容量时，储能系统进行快速放电，满足负载电能需量要求。
- ③**电力交易**：在电力市场交易平台上，结合负荷预测进行短期电力交易，实现收益最大化
- ④**离网备电**：在电力中断时，为重要负载进行不间断短时供电，减少由于负载突然掉电造成的经济损失。

图：用户侧储能主要应用模式

①削峰填谷：



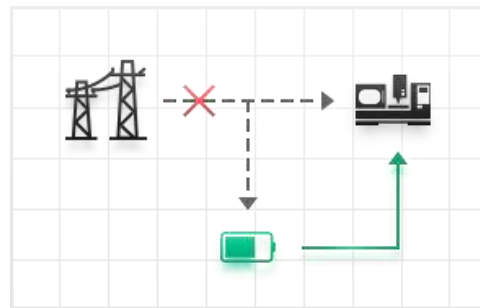
②需量响应：



③电力交易：



④离网备电：



1.3 海外：欧美工商业光储主要政策梳理

- **美国：储能（包括大储、工商业及户储）均可获得IRA税收抵免。**2022年8月《通胀削减法案》发布ITC新政，针对储能方面主要为延长ITC十年、提高税收基础抵免比例至30%；新政相对之前不再要求储能必须配套光伏，独立储能（包括大储/工商业储能、户储）均可享受；另外部分州提供储能补贴政策，如加州SGIP针对非户储补贴（含工商业储能）0.18-0.36/Wh。
- **欧洲主要国家：部分国家对工商业储能有政策支持。**欧洲国家对于储能方面的税收减免或补贴政策相对更偏向于户储，工商业储能方面较少；其中德国对于光储的税收减免和补贴政策主要是针对家庭部门和不超过30KW的商业物业等；意大利和西班牙的光储政策含工商业部门。

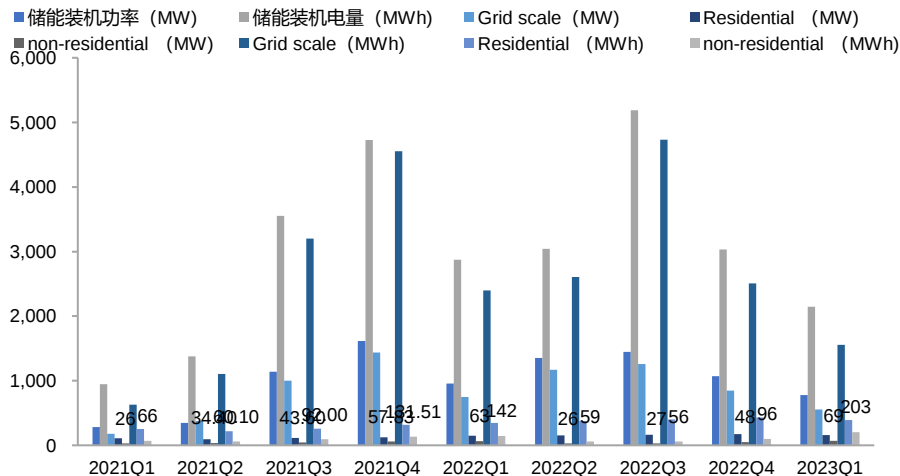
表：海外国家工商业储能政策

国家	光储减/免税	光储补贴	是否含工商业
美国	IRA：延长ITC十年和提高基础抵免比例至30%	部分州提供储能补贴（如加州SGIP储能激励政策，户储0.15- 0.5美元/Wh；非户储补贴0.18-0.36美元/Wh）	含
德国	2023年起全国免除发电量所得税及19%VAT	柏林等部分地区仍有储能补贴(柏林300欧元/kWh)。	免除发电量所得税及VAT含量不超过30KW的商业物业
意大利	无	提供安装费用110%的收入税抵免，从2023年起该比例将逐年退坡。	含
西班牙	停止征收光伏发电自用税（7%），最高减免购置费用20%的收入税。	2021年可再生能源的援助补贴为13.2亿欧元；其中针对储能补贴2.2亿欧元，户用可获70%的储能购置费用抵免。	含

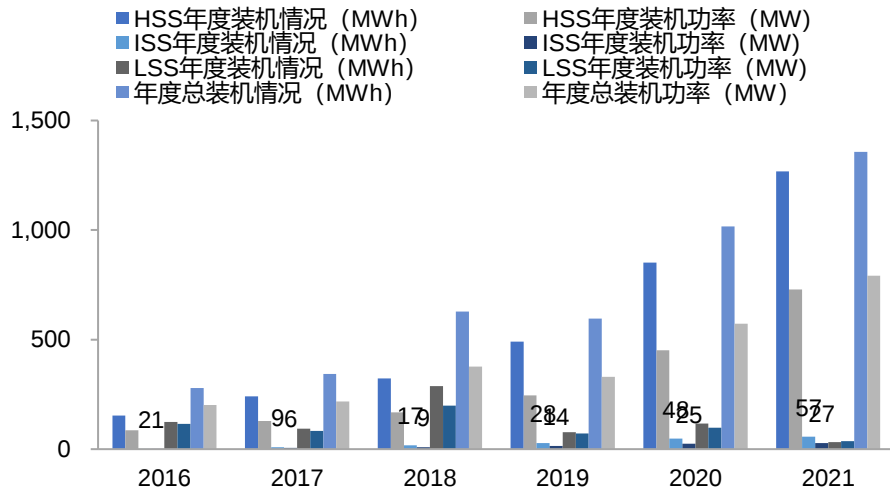
1.4 欧美工商业储能当前装机规模较小，成长空间广阔

- 主要国家目前工商业储能规模都相对仍较小，后续成长空间广阔。
- **美国工商业装机规模持续高增：**工商业储能Q1装机69.1MW/ 203.3MWh，环比+44%/+112%，同比+10/+43%；在美国大储与户储Q1装机均大幅下降的情况下，工商业储能实现环比大幅增长，主要由于部分原2022年预计完成的项目推迟至23Q1完成。
- **德国工商业装机占总装机比例低于5%：**2021年工商业储能装机27MW/57MWh，分别占总装机4.2%/3.4%。

图：美国储能装机数据



图：德国储能装机数据



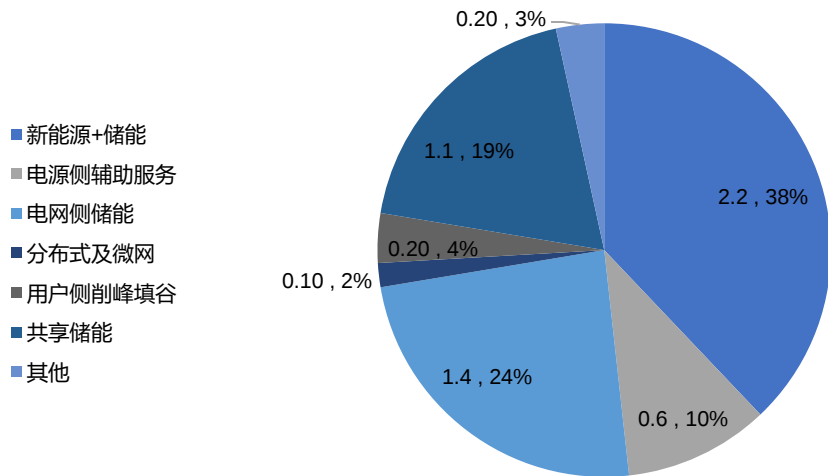
1.5 我国当前工商业储能发展仍处初期

➤ 2022年我国用户侧储能装机占总装机比例约为5%:

- 根据CESA统计，2022年我国新增电化学储能5.9GW，其中用户侧储能新增装机0.3GW，约占新增储能装机规模5.2%；其中分布式及微网0.10GW，约占新增总规模1.7%，用户侧削峰填谷0.2GW，约占新增总规模3.5%。

(注：用户侧储能=户用储能+广义工商业储能，广义工商业储能=分布式光伏配储+工商业独立储能，可认为我国户用储能暂无市场，用户侧储能全部为工商业储能)。

图：CESA中国2022年新增电化学储能装机数据 (GW)



图：CNESA 2021年中国新增储能应用分类



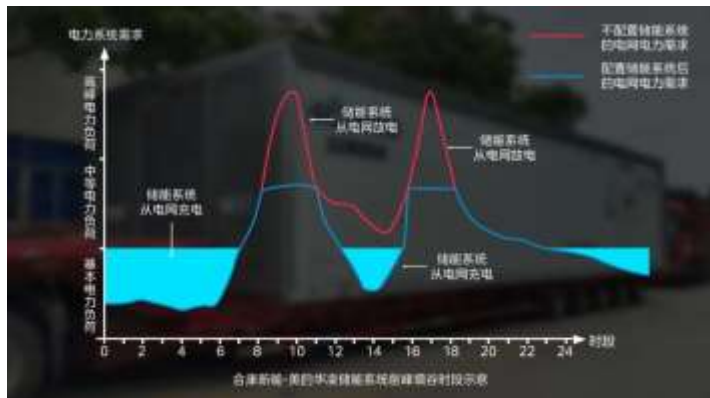
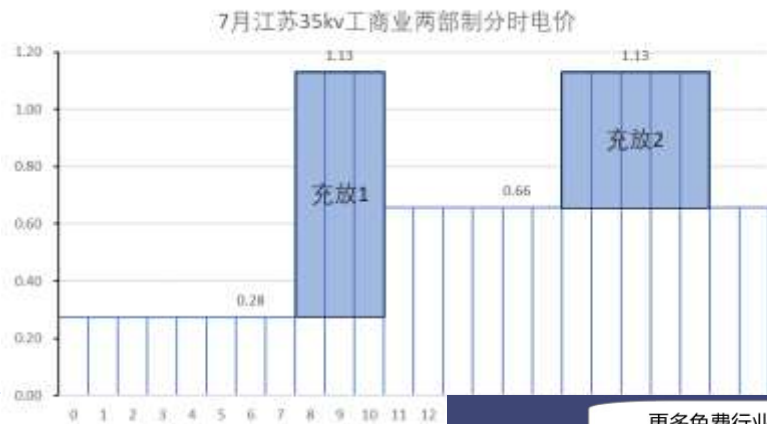
目 录

- 工商业储能行业概况及发展
 - **商业模式分析及IRR测算**
 - 储能企业产品及销售模式
 - 市场空间及行业相关标的
 - 风险提示
- 分布式光伏配储
 - 峰谷价差套利
 - 现货交易
 - 需量电费管理
 - 需求侧响应

2.1 工商业储能商业模式分类

- 作为用户侧储能，一般情况下工商业储能通过电价差获得收益，主要包括以下三种商业模式：
 - ①**需求管理** (Demand charge management)：利用储能电池系统，减少客户峰值电力需求及相关费用。
 - ②**峰谷套利** (Time-of-use (TOU) arbitrage)：随着分时电价、现货市场等全面推进，利用峰谷价差实现低充高放，从而实现峰谷价差套利。
 - ③**自发自用** (Self-consumption)：光伏上网电价相比用电电价有大幅折价，通过工商业储能配套分布式光伏系统，实现光伏发电高比例自发自用。
- 此外，随分布式微网、虚拟电厂等方式接入大电网，工商业储能也可通过参与调峰调频等辅助服务方式，获得一定收益（此时类似于电网侧储能）。

图：江苏省7月分时电价（元/kwh）、工商业储能峰谷套利及需求管理



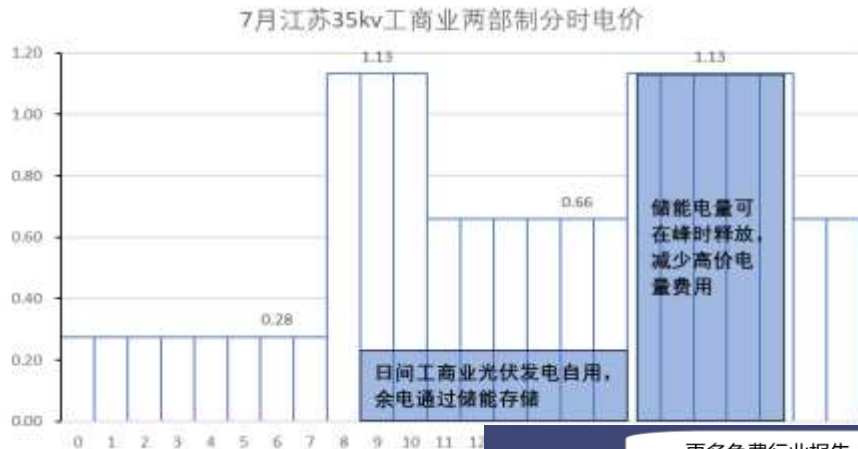
2.2 工商业分布式光伏配储（类户储模式）

- 工商业储能作为规模相对较大的用户侧储能（相比户储），同时兼具大储与户储商业模式。
- 类比户用光储系统自发自用、日发夜用模式，工商业储能通过配套分布式光伏系统，如工业园屋顶光伏等，构建园区微电网，可以实现日间余电存储，夜间或峰时放电，从而降低企业用电成本。

➤ 系统相关假设

- 江苏某5MW/10MWh园区工商业储能电站：建设总成本1500万元；以光伏平均上网电价作为系统充电成本，每日充放一次；放电深度75%，系统效率90%。
- 结果一：若峰时与夜间各放电一半，年节约电费159万元
- 结果二：若全部峰时放出，年节约电费217万元

图：江苏省7月分时电价（元/kwh）



表：工商业光储收入测算

工商业光储收益测算模型（江苏7月35kv工商业电价）	
假设：以光伏上网电价作为充电成本，放电电量中，峰时与夜间各一半	
参数	
储能设备成本	1300
储能电站成本(含设计及建设成本) (元/kWh)	1500
储能功率 (MW)	5
储能时间 (h)	2
光伏平均上网电价 (元/kWh)	0.25
峰时电价 (元/kWh)	1.13
夜间电价，以平时计 (元/kWh)	0.66
放电深度 (%)	75%
系统能量效率	90%
循环寿命 (次)	6000
储能单日充放电次数 (天)	1
生命周期 (年)	16.44
建设成本 (万元)	1500
假设1：放电电量中，峰时与夜间各一半	
每日节约电费 (元)	4356.79
年节约电费 (万元)	159.02
假设2：放电电量中，均在峰时释放	
每日节约电费 (元)	5956.20
年节约电费 (万元)	217.40

资料来源：江苏电网，华福证券研究所

2.3 工商业峰谷价差套利模式

2.3.1 分时电价机制逐步完善

➤ 分时电价机制逐步完善，峰谷价差拉大对于工商业储能盈利改善

- 2021年7月26日，发改委价格司发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出**优化分时电价机制、强化分时电价机制执行、加强分时电价机制实施保障**三方面要求。
- 其中，对于优化分时电价机制，重点提出**完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制**。

表：关于进一步完善分时电价机制的通知

政策要求		详细内容
总体要求		适应新能源大规模发展、电力市场加快建设、电力系统峰谷特性变化等新形势新要求，持续深化电价市场化改革、充分发挥市场决定价格作用，形成有效的市场化分时电价信号。在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。
完善峰谷电价机制		科学划分峰谷时段。 各地要统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段，引导用户节约用电、错峰避峰；将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，促进新能源消纳、引导用户调整负荷。可再生能源发电装机比重高的地方，要充分考虑新能源发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。
优化分时电价机制	建立尖峰电价机制	合理确定峰谷电价价差。 各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。
	健全季节性电价机制	各地要结合实际在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制。尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，可参照尖峰电价机制建立深谷电价机制。强化尖峰电价、深谷电价机制与电力需求侧管理政策的衔接协同，充分挖掘需求侧调节能力。
		日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；水电等可再生能源比重大的地方，要统筹考虑风光水多能互补因素，进一步建立健全丰枯电价机制，丰、枯时段应结合多年来水、风光出力特性等情况合理划分，电价浮动比例根据系统供需情况合理设置。鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策，通过适当拉长低谷时段、降低谷段电价等方式，推动进一步降低清洁取暖用电成本，有效保障居民冬季清洁取暖需求。

2.3.2 峰谷价差加大显著提升工商业储能盈利能力

➤ **峰谷价差套利是工商业储能目前最常见最普遍商业模式之一，通过低充高放实现套利。**

• 随着分时电价机制逐步完善，多省市推出季节性尖峰电价机制：

在夏季与冬季部分用电高峰月份，尖峰电价（部分省市还有深谷电价机制）进一步拉大峰谷价差；多省市更新峰谷电价政策，尖峰电价和低谷电价上下浮动比例更高，意味着峰谷电价差进一步拉大，为储能带来更多盈利空间。

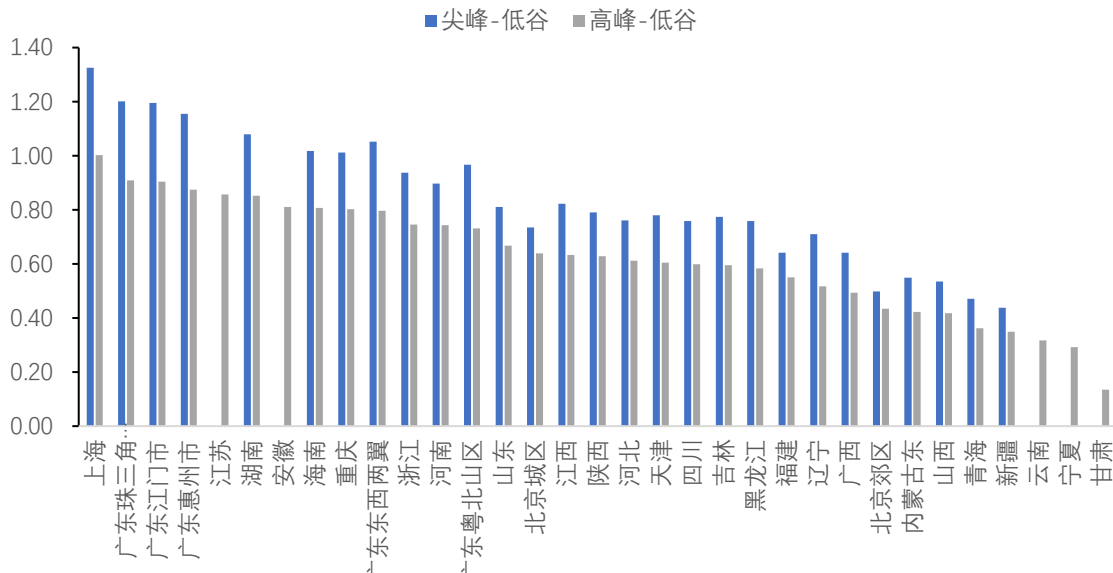
表：部分省市工商业峰谷电价政策更新

省市	发布时间	峰谷时段划分	相关政策	
			季节性电价	峰谷比价水平
河南	11月5日	全年峰谷时段按每日24小时分为高峰、平段、低谷三段各8小时，其中，高峰时段为10-14时和17-21时，低谷时段为23时至次日7时，其余时段为平段	每年1月、7-8月、12月，对分时电价电力用户执行季节性电价，在平段电价不变的基础上，峰平谷电价比调整为1.71:1:0.47	峰平谷电价比调整为1.64:1:0.41，峰段电价以平段电价为基础上浮64%、谷段电价以平段电价为基础下浮59% 每年1月、7-8月、12月，对分时电价电力用户执行尖峰电价，其中，1月、12月尖峰时段为每日18-19时，7-8月尖峰时段为每日12-14时和20-21时，用电价格在其他月份峰段电价基础上上浮20%
江西	11月7日	其他季节(2-6、10-11月)：16:00-22:00为高峰时段，00:00-06:00为低谷时段，其余为平段	冬季(1月、12月)：每日17:00-19:00为尖峰时段，9:00-12:00、19:00-20:00为高峰时段，00:00-06:00为低谷时段，其余为平段 夏季(7-9月)：每日20:00-22:00为尖峰时段，16:00-20:00为高峰时段，00:00-06:00为低谷时段，其余为平段	高峰时段电价上浮50%尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮20%、低谷时段电价下浮50%
山东	11月29日	全年峰谷时段按每日24小时分为高峰、平段、低谷三段各8小时，其中，高峰时段为10-14时和17-21时，低谷时段为23时至次日7时，其余时段为平段	每年1月、7-8月、12月，对分时电价电力用户执行季节性电价，在平段电价不变的基础上，峰平谷电价比调整为1.71:1:0.47	峰平谷电价比调整为1.64:1:0.41，峰段电价以平段电价为基础上浮64%、谷段电价以平段电价为基础下浮59% 每年1月、7-8月、12月，对分时电价电力用户执行尖峰电价，其中，1月、12月尖峰时段为每日18-19时，7-8月尖峰时段为每日12-14时和20-21时，用电价格在其他月份峰段电价基础上上浮20%
河北	12月6日	其他季节(每年3、4、5月及9、10、11月) 低谷：1-6时、12-15时；平段：0-1时、6-12时、15-16时；高峰：16-24时	夏季(6、7、8月) 低谷0-8时；平段8-15时、23-24时；高峰15-19时、22-23时；尖峰19-22时 冬季(每年12、次年1、2月) 低谷：1-6时、12-15时；平段：0-1时、6-12时、15-16时；高峰：16-17时、19-24时；尖峰：17-19时	平段电价按市场交易购电价格或电网代理购电平均上网价格执行，高峰和低谷时段用电价格在平段电价基础上分别上下浮动70%；尖峰时段用电价格在高峰电价基础上上浮20%
湖北	12月9日	尖峰时段(每日20:00-22:00) 低谷时段(每日23:00-次日7:00)	每年用电高峰月份(夏季7月8月、冬季12月1月)，尖峰时段基础电价浮动比例由1.8调整为2，低谷时段基础电价浮动比例由0.48调整为0.45	尖峰电价180%，低谷电价48%
上海	12月16日	除夏季外其他月份： 高峰时段：8:00-11:00、18:00-21:00 平时段：6:00-8:00、11:00-18:00、21:00-22:00 低谷时段：22:00-次日6:00 其中，冬季(1月、12月)19:00-21:00为尖峰时段	夏季(7、8、9月)和冬季(1、12月)高峰时段电价在平段电价基础上上浮80%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮60%，尖峰时段电价在高峰电价的基础上上浮25%	1、一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电 其他月份高峰时段电价在平段电价基础上上浮60%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮50% 2、其他月份高峰时段电价在平段电价基础上上浮17%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮45%

2.3.3 全国主要省份7月峰谷价差一览

- 7月峰谷价差看，上海市、广东珠三角五市、广东江门、广东惠州、湖南省等地区峰谷价差居前：
- 以35kv大工商业两部制电价为例：
 - ①广东、海南、上海、浙江等东部省份峰谷电价差相对较大
 - ②7月部分省市进入夏季尖峰月份，尖峰电价机制价差更高：以珠三角五市为例，7月价差为1.2011元/kWh（尖峰-低谷），6月价差为0.8885（高峰-低谷），环比+35%。
 - ③峰谷价差扩大是长期趋势：同比数据看，近七成的区域，7月峰谷价差同比增长；环比数据看，超过九成的区域7月峰谷价差环比增长（7月进入尖峰电价有一定影响，若不考虑尖峰电价，仅比较高峰-低谷价差变动，全国仅5省环比下降，且降幅低于2分/kwh）。
 - ④江苏、安徽等省目前暂无普适性尖峰电价政策，但其高峰-低谷价差相对处于全国居前
- 注：本章及后续测算相关电价数据均选取35kv大工商业两部制电价作为标准

图：部分省市7月工商业峰谷电价差（元/kwh）



2.3.4 以湖北为例：电价相关政策解读

➤ 三期输配电价政策6月起运行，新方案对线损及系统运行费进一步细化：

- 5月国家发改委发布了《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，新的输配电价方案将于6月1日实施。
- 在6月份的代理购电价格中，出现了上网环节线损折价、系统运行费用。其中系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费。

➤ 因此电价实际计算方式为：

- 5月：代理购电价+输配电价+政府基金及附加+代理购电综合损益分摊（部分区域）+容/需量电价
- 6月起：代理购电价+输配电价+上网环节线损折价+政府基金及附加+系统运行费用+容/需量电价。
- 峰谷电价=基础电价（代理购电价+输配电价+上网环节线损折价）×系数+政府性基金及附加+系统运行费（不同省份对基础电价定义可能不同，如广东对系统运行费部分也纳入基础电价，计算峰谷电价时会乘以系数，而湖北省系统运行费不计算系数）**

（注：容/需量电价独立计入，与度电电价无关）

表：湖北省工商业电价构成方式（电价数据为23年7月）（元/kwh）

	代理购电价	度电输配电价	上网环节线损	系数	政府性基金及附加	系统运行费用	合计	尖峰-低谷	高峰-低谷
尖峰				2.00			1.2833		
高峰				1.49			0.9682		
平时（基础电价）	0.4899	0.1065	0.0214	1.00	0.0452	0.0025	0.6655	0.9576	0.6425
低谷				0.45			0.3257		

资料来源：国网湖北，湖北发改委，华福证券研究所

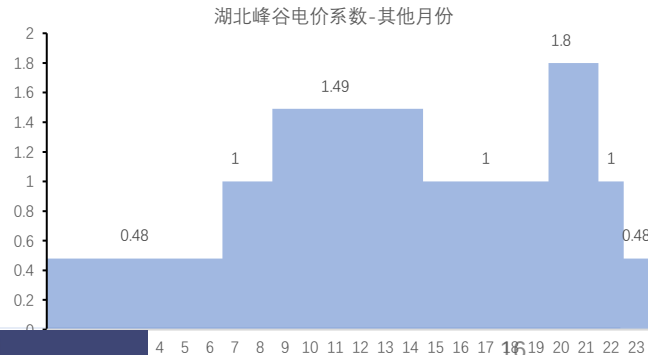
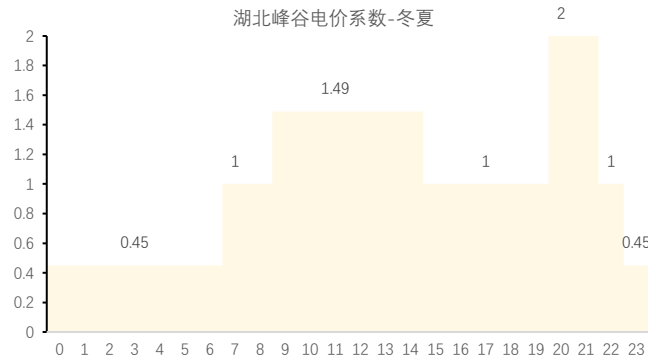
2.3.4 以湖北为例：峰谷价差计算方式

➤ 湖北分时电价政策更新，提高冬夏两季尖峰电价系数，降低低谷电价系数：

- 2022年12月9日，湖北省发改委出台了《关于进一步完善分时电价机制有关的通知》（鄂发改价管〔2022〕406号），在每年冬季、夏季用电高峰月份（冬季1月、12月，夏季7月、8月），省内执行峰谷分时电价政策用户的尖峰时段基础电价倍率由1.8调整至2.0，低谷时段基础电价倍率由0.48调整至0.45。其他月份尖峰、低谷时段的基础电价倍率仍分别按1.8和0.48执行。

图：湖北省工商业峰谷电价系数及时段

- 湖北尖峰时段:20:00-22:00；高峰时段:9:00-15:00；低谷时段:23:00-次日7:00；其余为平时段。
- 与其他省份不同，湖北省全年均有尖峰、高峰、平时、低谷四个时段，冬夏调整尖峰及低谷系数从而放大峰谷价差。
- 假设日内两次充放，则实际运行价差为一次“谷-峰”+一次“平-尖峰”



表：湖北省储能电站两次充放对应电价差（元/kwh）

除冬夏外(8个月)	代理购电价	电度输配电价	上网环节线损	系数	政府性基金及附加	系统运行费用	合计	高峰-低谷	尖峰-平时
尖峰	0.4899	0.1065	0.0214	1.80	0.0452	0.0025	1.1597		0.4942
高峰	0.4899	0.1065	0.0214	1.49	0.0452	0.0025	0.9682	0.6240	
平时(基础电价)	0.4899	0.1065	0.0214	1.00	0.0452	0.0025	0.6655		
低谷	0.4899	0.1065	0.0214	0.48	0.0452	0.0025	0.3442		

冬季&夏季(4个月)	代理购电价	电度输配电价	上网环节线损	系数	政府性基金及附加	系统运行费用	合计	高峰-低谷	尖峰-平时
尖峰	0.4899	0.1065	0.0214	2.00	0.0452	0.0025	1.2833		0.6178
高峰	0.4899	0.1065	0.0214	1.49	0.0452	0.0025	0.9682	0.6425	
平时(基础电价)	0.4899	0.1065	0.0214	1.00	0.0452	0.0025	0.6655		
低谷	0.4899	0.1065	0.0214	0.45	0.0452	0.0025	0.3257		

2.3.4 以湖北为例：工商业储能峰谷套利IRR测算

- 我们以湖北为例测算了工商业储能峰谷套利，当前电价差下，预期湖北省工商储全投资IRR约为5.59%。
 - 关键假设如下：
 - 1) 工商业储能电站成本1.5元/Wh
 - 2) 生命周期6000次，每日充放电2次
 - 3) 放电深度75%，系统效率90%
- 注：两段充放电电价差取全年算数平均值（冬夏4个月低谷与尖峰系数调整）
- 测算湖北工商业储能全投资IRR为5.6%，主要原因由于湖北基础电价（0.6655元/kwh）相对较低，**高峰时段系数也较小（1.49）**，因此两次充放电全年平均价差0.58元/kwh。

表：湖北省工商业峰谷套利测算相关参数

参数	
储能设备成本	1300
储能电站成本(含设计及建设成本) (元/kWh)	1500
储能功率 (MW)	5
储能时间 (h)	2
充放价差1 (元/kWh)	0.63
充放价差2 (元/kWh)	0.54
平均充放价差 (元/kWh)	0.58
放电深度 (%)	75%
系统能量效率	90%
循环寿命 (次)	6000
储能单日充放电次数 (天)	2
前33%生命周期容量保持率	90%
33%-66%生命周期容量保持率	80%
66%-100%生命周期容量保持率	70%
运维成本 (/系统成本)	8%
其他成本 (/系统成本)	10%
电站残值 (/系统成本)	5%

表：湖北省工商业储能峰谷套利IRR测算

单位：万元	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
初始投资	-1500									
运营利润		287.17	287.17	278.87	255.26	255.26	238.65	223.35	223.35	48.95
运维成本		-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-3.20
其他成本		-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-4.00
电站残值										75.00
现金流	-1500	254.32	254.32	246.02	222.41	222.41	205.80	190.50	190.50	116.75
IRR	5.59%									

建设成本 (万元) 1500

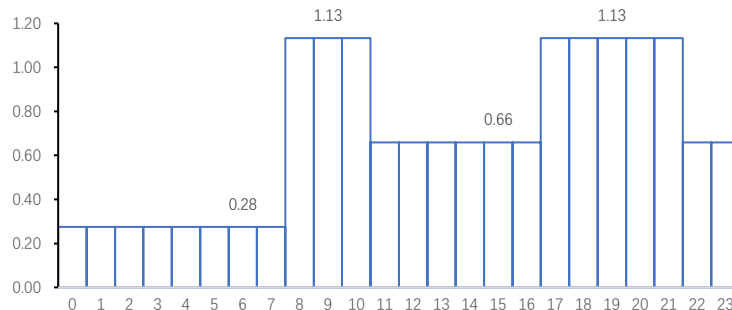
2.3.5 以江苏为例：工商业储能峰谷套利IRR测算

➤ 我们以同样的参数测算江苏工商储全投资IRR为9.42%，已具有一定盈利性：

- 江苏峰谷时段及系数如下：江苏省高峰时段：8-11，17-22；平时时段：11-17，22-24；低谷时段：0-8。高峰系数1.7196，低谷系数0.4185。
- 江苏IRR相比湖北有明显提升，主要由于更大的电价系数差带来更高峰谷价差，2次充放全年平均价差达0.67元/kwh，显著高于湖北0.58的价差

注：江苏对315千伏安及以上工业用电执行夏季尖峰电价，时间段为14-15，20-21，同时17-18调整为平时，尖峰电价为峰时电价上浮20%，因无普适性此处测算暂不考虑江苏尖峰电价。

7月江苏35kv工商业两部制分时电价（元/kwh）



表：江苏省工商业储能峰谷套利IRR测算

单位：万元	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
初始投资	-1500									
运营利润		327.85	327.85	318.37	291.42	291.42	272.46	255.00	255.00	55.89
运维成本		-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-3.20
其他成本		-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-4.00
电站残值										75.00
现金流	-1500	295.00	295.00	285.52	258.57	258.57	239.61	222.15	222.15	123.69
IRR	9.42%									

表：江苏省工商业峰谷套利测算相关参数

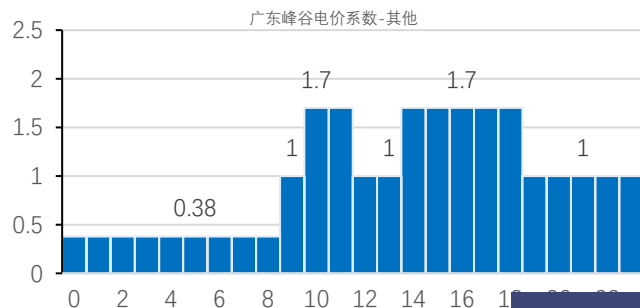
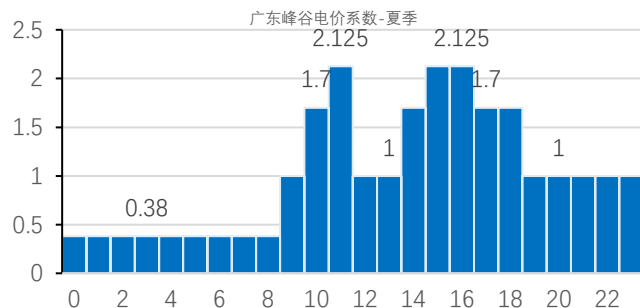
参数	值
储能设备成本	1300
储能电站成本(含设计及建设成本) (元/kWh)	1500
储能功率 (MW)	5
储能时间 (h)	2
充放电价差1 (元/kWh)	0.86
充放电价差2 (元/kWh)	0.47
平均充放电价差 (元/kWh)	0.67
放电深度 (%)	75%
系统能量效率	90%
循环寿命 (次)	6000
储能单日充放电次数 (天)	2
前33%生命周期容量保持率	90%
33%-66%生命周期容量保持率	80%
66%-100%生命周期容量保持率	70%
运维成本 (/系统成本)	8%
其他成本 (/系统成本)	10%
电站残值 (/系统成本)	5%
建设成本 (万元)	1500

2.3.6 以广东为例：峰谷价差相关政策及测算

广东21年起即开始拉大峰谷价差，调整峰谷系数：

- 21年9月，广东发改委发布《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》其中明确提出，拉大峰谷电价差，峰平谷比价从1.65:1:0.5调整为1.7:1:0.38。
- 尖峰电价在上述峰谷分时电价的峰段电价基础上上浮25%。尖峰电价执行时间为7月、8月和9月三个整月，尖峰电价每天的执行时段为11-12时、15-17时共三个小时。

图：广东省工商业峰谷电价系数及时段



以珠三角五市电价为例

- 尖峰-低谷价差为1.2011元/kwh，高峰-低谷价差为0.9086元/kwh
- 假设日内两次2h充放：广东省内夏季为“谷2h充-峰1h放+尖峰1h放”+“平2h充-尖峰2h放”，其他季节为“谷2h充-峰2h放”+“平2h充-峰2h放”。
- 综合测算广东珠三角五市全年加权平均充放价差为0.75元/kWh。

表：实际测算广东充放电价差（珠三角五市）

春秋冬(9个月)	代理购电价	电度输配电价	上网环节线损	系统运行费用	系数	政府性基金及附加	合计	充放1	充放2
高峰	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	1.70	0.0277	1.1978	0.9086	0.4818
平时（基础电价）	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	1.00	0.0277	0.7160		
低谷	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	0.38	0.0277	0.2892		
夏季(3个月)	代理购电价	电度输配电价	上网环节线损	系统运行费用	系数	政府性基金及附加	合计	充放1	充放2
尖峰	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	2.13	0.0277	1.4903	1.0548	0.7743
高峰	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	1.70	0.0277	1.1978		
平时（基础电价）	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	1.00	0.0277	0.7160		
低谷	0.5659	0.1009	0.0158	0.0057	0.38	0.0277	0.2892		

2.3.6 以广东为例：工商业储能峰谷套利IRR测算

- **6000次循环下广东工商业IRR可达13.2%；8000次循环下广东工商业IRR可达17.9%。**
- **以珠三角五市电价测算，参数主要假设与前述相同，夏季由于执行尖峰电价政策，两次充放分别为“谷2-峰1+尖峰1”+“平2-尖峰2”；全年取夏季与春秋冬充放电价差加权均值。**
- **我们认为：在峰谷价差相对较高的广东省，工商业储能经济性已经较为优秀，且随着储能技术不断改进迭代，目前中高端的工商业储能产品已经可以实现8000次以上循环，对应全投资IRR达18%。**

表：广东省工商业峰谷套利测算相关参数

参数	
储能设备成本	1300
储能电站成本(含设计及建设成本) (元/kWh)	1500
储能功率 (MW)	5
储能时间 (h)	2
充放价差1 (元/kWh)	0.95
充放价差2 (元/kWh)	0.55
平均充放价差 (元/kWh)	0.75
放电深度 (%)	75%
系统能量效率	90%
循环寿命 (次)	6000
储能单日充放电次数 (天)	2
前33%生命周期容量保持率	90%
33%-66%生命周期容量保持率	80%
66%-100%生命周期容量保持率	70%
运维成本 (/系统成本)	8%
其他成本 (/系统成本)	10%
电站残值 (/系统成本)	5%
建设成本 (万元)	1500

表：广东省工商业储能峰谷套利IRR测算（6000次循环）

单位: 万元	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
初始投资	-1500									
运营利润		369.58	369.58	358.89	328.51	328.51	307.14	287.45	287.45	63.00
运维成本		-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-14.60	-3.20
其他成本		-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-18.25	-4.00
电站残值										75.00
现金流	-1500	336.73	336.73	326.04	295.66	295.66	274.29	254.60	254.60	130.80
IRR		13.17%								

表：广东省工商业储能峰谷套利IRR测算（8000次循环）

单位: 万元	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
初始投资	-1500											
运营利润		369.58	369.58	369.58	355.29	328.51	328.51	328.51	300.05	287.45	287.45	275.64
运维成本		-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.95	-10.50
其他成本		-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.69	-13.13
电站残值												75.00
现金流	-1500	344.94	344.94	344.94	330.65	303.88	303.88	303.88	275.41	262.81	262.81	327.01
IRR		17.94%										

2.3.7 工商业峰谷价差敏感性测算

- 在0.8元/kwh充放电价差，1.5元/wh储能成本下，6000次与8000次循环对应IRR分别为15.31%及19.91%，工商业储能经济性已逐步体现。
- 当前1.5元/wh储能成本下，0.65元/kwh的充放电价差即可带来8.7%以上的IRR（6000循环），随储能成本持续下降，储能技术水平提升，峰谷价差进一步拉大，多因素将驱动工商业储能IRR进一步提升。

表：工商业峰谷价差套利敏感性测算

6000次循环下IRR敏感性测算		平均充放价差（元/kWh）								
	13.17%	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
工商业储能电站成本 (含设计及建设成本) (元/kWh)	1400	8.40%	10.82%	13.17%	15.47%	17.71%	19.90%	22.06%	24.19%	26.28%
	1450	7.37%	9.74%	12.04%	14.29%	16.48%	18.62%	20.73%	22.80%	24.84%
	1500	6.40%	8.73%	10.98%	13.17%	15.31%	17.41%	19.47%	21.49%	23.48%
	1550	5.48%	7.76%	9.97%	12.12%	14.21%	16.27%	18.28%	20.26%	22.20%
	1600	4.61%	6.85%	9.01%	11.12%	13.17%	15.18%	17.15%	19.09%	20.99%
	1650	3.78%	5.97%	8.10%	10.17%	12.18%	14.15%	16.08%	17.98%	19.84%
	1700	2.99%	5.14%	7.23%	9.26%	11.24%	13.17%	15.06%	16.92%	18.75%
8000次循环下IRR敏感性测算		平均充放价差（元/kWh）								
	17.94%	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
工商业储能电站成本 (含设计及建设成本) (元/kWh)	1400	13.57%	15.79%	17.94%	20.05%	22.13%	24.16%	26.17%	28.15%	30.11%
	1450	12.64%	14.80%	16.91%	18.97%	20.99%	22.97%	24.93%	26.86%	28.76%
	1500	11.76%	13.87%	15.93%	17.94%	19.91%	21.85%	23.76%	25.64%	27.50%
	1550	10.92%	12.99%	15.01%	16.97%	18.90%	20.79%	22.65%	24.49%	26.30%
	1600	10.13%	12.16%	14.13%	16.06%	17.94%	19.79%	21.61%	23.40%	25.17%
	1650	9.37%	11.36%	13.30%	15.19%	17.03%	18.84%	20.62%	22.37%	24.10%
	1700	8.65%	10.61%	12.51%	14.36%	16.17%	17.94%	19.68%	21.40%	23.09%

2.4 电力现货交易开启工商业储能市场化（类大储模式）

- **电力市场化改革持续推进，电力现货市场有望推动工商储新商业化模式**
 - 电力现货市场主要包括日前市场和实时市场，采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。交易品种上，涵盖了**电能、辅助服务**等多类交易品种。
 - 2021年12月1日，山东电力现货市场启动不间断结算试运行。山东电力市场体系包括电力中长期市场、**现货市场**、辅助服务市场和零售市场。电力中长期市场以年度、月度、多日为周期，并从时序上延伸至日前、实时的现货市场交易。

图：山东日前现货电价

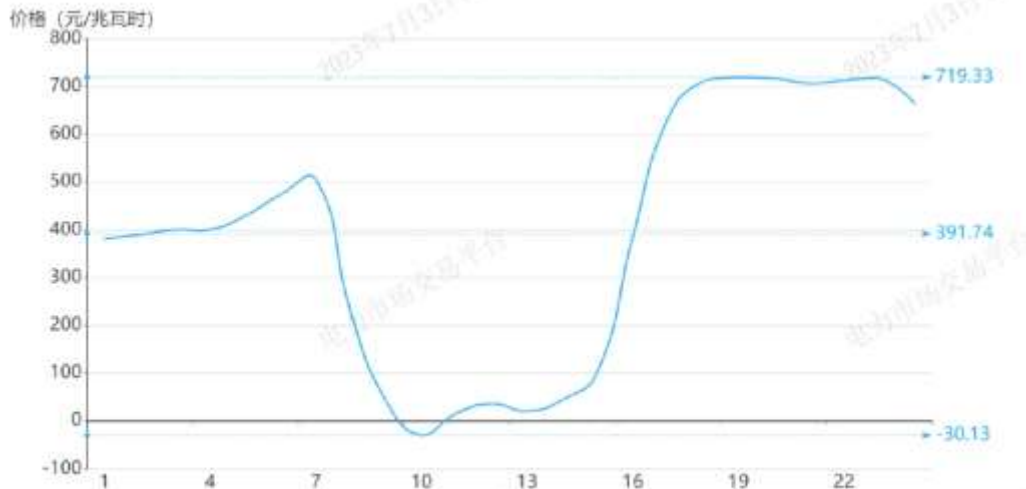


图2 7月1日日前市场用电侧价格

2.5 工商业储能参与需量电费管理

➤ 工业储能可以有效降低尖峰负荷，节省大量需量电费（如采用需量电费计价模式）

- 根据23年5月15日发改委印发的《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》：
 - ①执行工商业（或大工业、一般工商业）用电价格的用户（以下简称工商业用户），用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315千伏安及以上的，执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价。
 - ②选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到260千瓦时及以上的，当月需量电价按本通知核定标准90%执行。每月每千伏安用电量为用户所属全部计量点当月总用电量除以合同变压器容量。
- **当前工商业两部制电价包括基本电价和电度电价：总电价=用电容量（或需量）*基本电价+电量*电度电价。**
 - 基本电价部分，用户根据实际用电情况选择根据容量计费或需量计费。容量计费方式中，基本电价=实际运行变压器容量*容量电价；需量计费方式中，基本电价=当月抄见最大需量值*需量电价。
 - 对于采用需量计费的用户，假设其为江苏省某工商业用户，通过配套1MW/2MWh工商业储能电站，使其月最大需量降低1MW（暂不考虑需量电价90%折扣），则每月总电费可降低 $48*1000=4.8$ 万元，需量电费部分可每年节省**57.6万元**。假设为需量电价较低的广东省，也可每年节省 $31*0.1*12=37.2$ 万元。

注1：需量电价相关：kW是有功功率的单位；容量电价相关：kVA是视在功率的单位；视在功率²=有功功率²+无功功率²，即视在功率包含有功功率和无功功率；有功功率（kW）=视在功率（kVA）*cosφ，cosφ为功率因数。

注2：我国需量电价一般为容量电价1.6倍

表：部分省市35kv大工商业两部制容（需）量电价表

	北京	天津	河北	山西	上海	江苏	浙江	山东	广东	四川
需量电价（元/千瓦·月）	48.0	38.4	35.0	36.0	40.8	48.0	44.8	35.2	31.0	32.0
容量电价（元/千伏安·月）	30.0	24.0	21.9	22.5	25.5	30.0	28.0	22.0	19.4	20.0

资料来源：发改委，华福证券研究所

2.6 工商业储能参与虚拟电厂需求侧响应

- 工商业储能作为负荷端最便于调控的用户，在参与削峰填谷等需求侧响应方面具有重要意义，并可获得相应的补贴：
 - 2021年7月，广州印发实施了《广州市虚拟电厂实施细则》，提出将通过实施虚拟电厂需求响应，运用经济杠杆，引导电力用户主动削减尖峰负荷。
 - 安排补贴资金3000万元，鼓励用户参与虚拟电厂需求响应市场，明确逐步形成约总市最高负荷3%左右的需求响应能力，补贴费用=有效响应电量×补贴标准×响应系数，削峰补贴标准最高5元/kwh，填谷补贴标准最高2元/kwh。
 - 考虑响应系数，实时削峰填谷响应补贴最高可分别达15元/kwh、6元/kwh。
- 随电力市场化改革加深，其他省市也有望推出对应的需求侧响应补贴政策，工商业储能作为虚拟电厂中削峰填谷的重要环节，发展有望进一步提速。

表：广州市虚拟电厂削峰填谷响应补贴

序号	响应类型		提前通知时间	补贴标准 (元/千瓦时)	响应系数
1	削峰	邀约响应	提前1天	0~5	1
2			>4小时		1.5
3		实时响应	/		3
4	填谷	邀约响应	提前1天	0~2	1
5			>4小时		1.5
6		实时响应	/		3

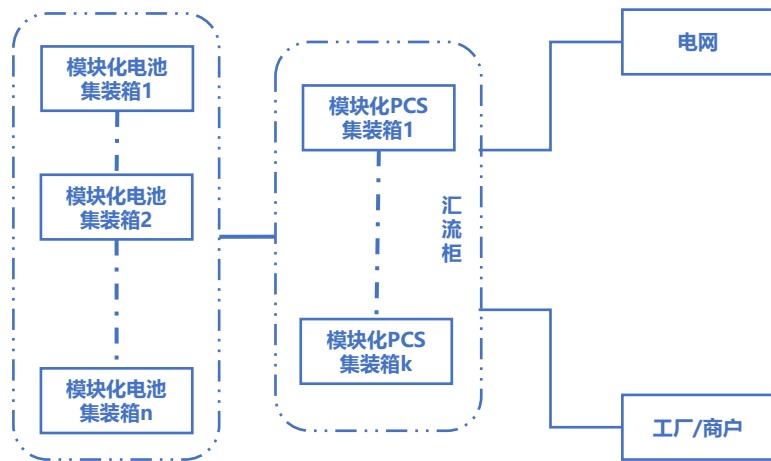
目 录

- 工商业储能行业概况及发展
- 商业模式分析及IRR测算
- **储能企业产品及销售模式** —
 - 一体机/传统分体
 - 招投标/询价模式
- 市场空间及行业相关标的
- 风险提示

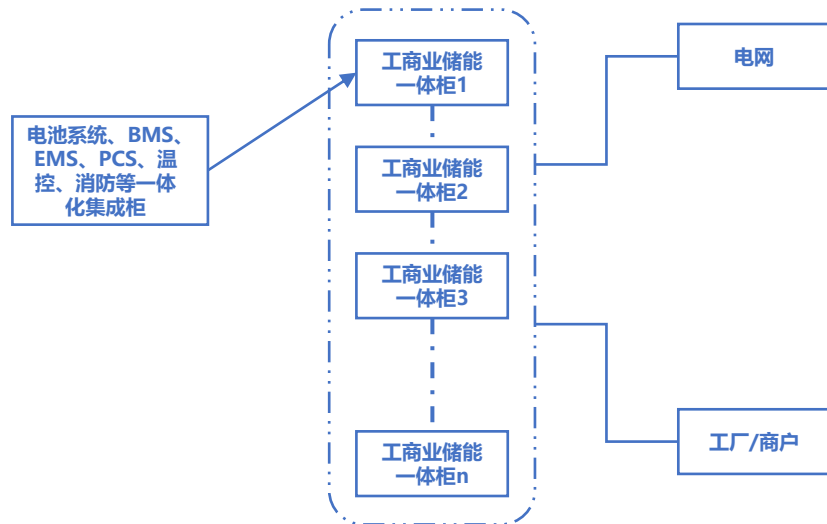
3.1 工商业储能一体机模式发展加速

- 工商业储能产品包括传统分体式设计与一体化设计。随技术进步迭代，储能产品集成度提升，目前多数工商业储能企业均推出了一体化机柜。
- 一体化产品：交直流系统一体化设计，减少直流电缆及开关，产品成本更低；并且标准化设计，系统性交付，无需定制化产品，现场施工调试快。
- 传统分体式：可根据需求定制化，根据需求可以更灵活搭配储能系统功率与电量，且对于特定场景适配性更优。

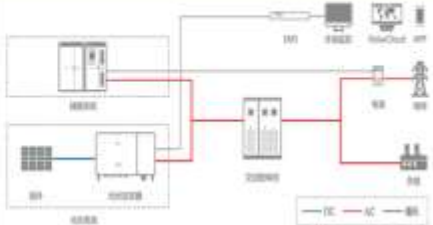
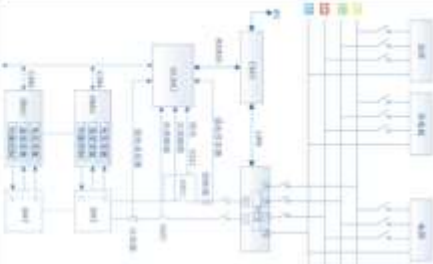
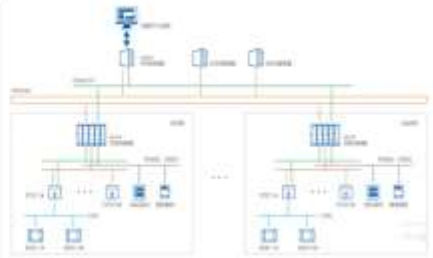
图：传统分体式工商业储能方案



图：一体化工商业储能方案



3.2 工商业储能系统解决方案分类

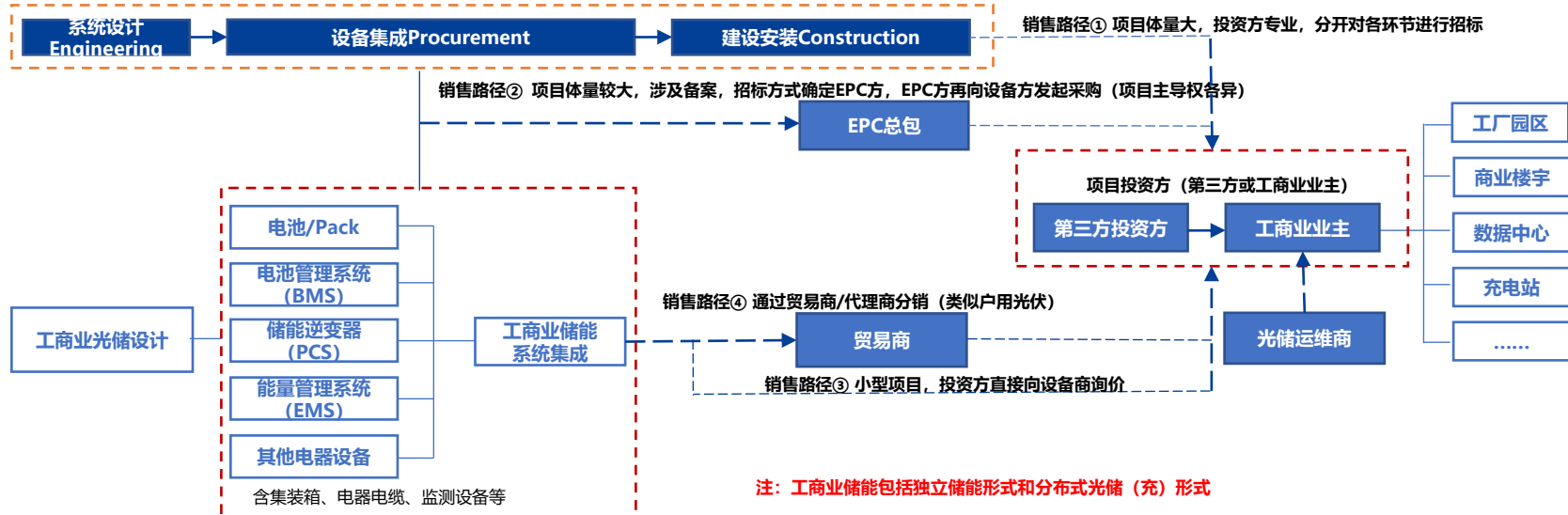
解决方案	产品模式	方案特征	方案优势	系统结构图	代表企业
传统方案	集装箱模式	储能系统工程化, 电池柜、直流配电柜、PCS柜和交流配电柜置于集装箱中	可定制化电池柜、PCS等需求		阳光电源、盛弘股份、科华数据、时代星云、沃太能源、科创储能等
	电池柜+AC柜组合模式	电池柜与PCS柜分体放置, 内置EMS等	支持多套并联使用		
一体化方案 (All in One)	一体化集成模式	整合PDU、PCS, 高度集成, 单柜即为储能系统	1) 极简设计; 2) 支持多机并联; 3) 体积能量密度比相同容量集装箱提高50%; 4) 即插即用		南都电源、电气国轩、美克生能源、弘正能源等
	一体化分块模式	系统集成产品化、标准机柜块状化; 电池只串联不并联; 核心部件PCS、BMS、EMS 3S融合	1) 极简设计; 2) 极致安全: 每个电池簇独立成柜, 实现了电池系统的分区安全隔离以及独立消防管理; 3) 经济高效: 电池簇直流侧无并联设计, 完全消除了直流环流; 4) 部署灵活, 即插即用		奇点能源

3.3 工商业储能系统代表产品

上市公司	代表产品	产品名称	产品解决方案	电池类型	直流侧额定电压	直流侧额定容量	温控方式
阳光电源		PowerStack 液冷工商业储能系统	传统方案	磷酸铁锂	810~1095V	537 kWh	智能液冷
南都电源		Edge F系列工商业储能一体机	传统方案	磷酸铁锂	728V~936V	233kWh	风冷
盛弘股份		10尺集装箱系统	传统方案	磷酸铁锂	-	100KW/h - 300kW/h	-
科华数据		1500V S ³ 液冷储能系统	传统方案	磷酸铁锂	-	3.44MWh	液冷
新锐代表企业							
奇点能源		能量块 eBlock 1000/1500v	一体化方案	磷酸铁锂	627-806v 1165-1498v	172/200/372KWh	液冷/风冷
电气国轩		SMART-ONE 工商业储能系统	一体化方案	磷酸铁锂	672-864v等	135/148/160/206/220KWh	液冷/风冷
沃太能源		STORION T50/T100工商业储能系统	传统方案	磷酸铁锂	-	34.4 KWh ~ 1032.2 KWh	液冷/风冷
科创新能		组合柜式液冷储能系统	传统方案	磷酸铁锂	600-900v	210KWh-1470KWh	液冷
时代星云		液冷工商业储能系统	传统方案	磷酸铁锂	-	1236kWh	液冷

3.4 工商业储能系统销售模式

- **国内目前工商业储能代表企业包括：**1) **储能系统集成：**阳光电源、南都电源、盛弘股份、科华数据、华自科技、奇点能源、电气国轩、沃太能源、时代星云、科创储能、弘正能源、亿兰科电气、美克生能源、南瑞继保、星翼能源等；2) **单一元器件：**如以逆变器切入赛道的固德威、德业股份、锦浪科技等。
- **工商业储能系统销售模式主要包括：**是否启动招标主要取决于项目大小，对于项目体量较大且接入点在10kv及以上高压侧需要备案时，往往需要EPC方参与进行接网设计、土建安装等工作，对于体量较小的项目而言，往往不涉及招标，投资方直接向设备集成商询价采购即可。其中①为项目投资方(第三方比例快速提升，比例可能接近工商业主直投)出于成本考量，自主分别招标光储设计、设备集成、建设安装等；②为EPC总包招标模式，由总包负责全流程，设备集成商向总包供应设备但依旧需要同业主紧密沟通，甚至处于主导地位；③为询价模式，储能项目较小，投资方直接跟工商业储能进行询价；④为贸易商分销模式，通过其分销能力下沉至低线市场，模式类比户用光伏。



3.5 工商业储能有望逐步降价

➤ 从可统计的近期工商业储能招投标价格看

- 从项目EPC总承包价格看，目前工商业储能EPC总均价基本位于1.6-1.8元/wh区间（项目间差异较大）；
- 从设备招投标情况看，6月工商储系统设备平均单价已降至1.3元/wh以内，主要受今年年初以来原材料降价等影响，储能成本下降。

➤ 未来随着原材料持续降本，集成技术改进等，成本有进一步下探空间；此外，钠离子电池已逐步进入商业化周期，量产降本及循环次数提升有望加速推动钠电在储能领域应用，推动产业成本持续下降。

注：招投标在工商储中总占比规模不大，多数项目直接购买设备等，难以获得项目确切数据，招投标数据仅作为参考。且考虑到不同项目定制化等，要求不同最终EPC价格差异可能较大。如广东惠电投项目，包含对应运维等服务，最终平均单wh价格更高。

表：工商业储能EPC及系统设备招投标价格

时间	招标内容	业主	项目	功率MW	容量MWh	中标价 (百万元)	单价 (元/Wh)	中标方
2023/4/19	EPC	永城煤电控股集团	顺和煤矿高压应急储能第三电源关键技术开发与应用项目	2.00	4.00	6.48	1.62	南京南瑞继保工程技术有限公司
2023/5/8	EPCO	南方电网广东惠电投综合能源服务有限公司	怡富万电业（惠州）有限公司2.2MW/4.47MWh分布式储能项目PC总承包工程及运维服务	2.20	4.47	8.31	1.86	深圳市库博能源科技有限公司
2023/5/12	EPC	苏州世祥生物纤维有限公司	7.5MW / 20.127MWh储能电站项目总承包工程	7.90	20.13	35.43	1.76	中国电建集团海南电力设计研究院有限公司
2023/5/17	储能系统设备	四川乐电新能源科技有限公司	2023年用户侧储能示范项目成套设备	0.70	1.45	1.93	1.33	南京南瑞太阳能科技有限公司
2023/6/10	储能系统设备	长电能源（广东）有限公司	2023年第一批用户侧储能项目设备				1.28	天津华致能源科技有限公司

资料来源：北极星储能网，华福证券研究所

目 录

- 工商业储能行业概况及发展
- 商业模式分析及IRR测算
- 储能企业产品及销售模式
- **市场空间及行业相关标的**
- 风险提示

4.1 高成长潜力：百倍空间待挖掘

- **市场空间：预计2023-2025年我国工商业储能装机6.2/ 11.7/ 21.1GWh，同比增长333%/ 88%/ 80%。**
- 2022年我国新增用户侧储能约1.4GWh，同比+479%，已处于市场规模爆发萌芽期；预计2023年装机6GWh以上，工商业储能市场发展进入高速爆发期。
- **中远期展望：预计2030年工商业储能累计装机规模228GWh，相比目前百倍以上成长空间。**
- 根据中电联统计，2022年全年工商业用电量7.3万亿千瓦时，折算单日单小时用电量833GWh，
- 假设2023-2030年工商业用电年均增速4%，则2030年工商业用电达10万亿千瓦时，平均单小时用电量1141GWh，假设按10%用电量配置2h储能，则市场空间达228GWh。

表：工商业储能市场规模测算

用户侧		2019A	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
独立用户侧(工商业)								
装机量功率 (GW)		0.077	0.092	0.055	0.166	0.498	0.896	1.523
YoY			20%	-40%	200%	200%	80%	70%
平均时长 (h)		2	2	2	2	3	3	3
独立用户侧装机 (GWh)		0.15	0.18	0.11	0.33	1.49	2.7	4.6
分布式新能源+储能		2019A	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
新增分布式装机 (GW)		13	17	37	55	88	100	123
渗透率		1%	2%	2%	7%	13%	18%	24%
储能功率配比		10%	10%	10%	14%	18%	20%	22%
容量时长 (h)		2	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2
分布式新能源+储能装机 (GWh)		0.009	0.05	0.12	0.91	3.56	6.85	12.94
存量分布式未配储装机 (GW)		61.0	77.1	113.7	164.4	240.5	319.0	406.4
渗透率		0.0%	0.0%	0.1%	0.5%	1.5%	1.8%	2.0%
储能功率配比		10%	10%	10%	14%	18%	20%	22%
容量时长 (h)		1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
存量分布式储能装机(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.2	1.2	2.2	3.6
分布式新能源+储能装机量 (GWh)		0.0	0.0	0.1	1.1	4.7	9.0	16.5
新增用户侧		0.2	0.2	0.2	1.4	6.2	11.7	21.1

表：工商业储能远期空间测算

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2030E
全社会用电量	亿千瓦时	63625	69163	72852	75214	83128	86372	
城乡居民生活用电合计	亿千瓦时	8788	9692	10245	10946	11743	13366	
全行业用电合计	亿千瓦时	54923	59466	62607	64268	71385	73006	99914
第一产业	亿千瓦时	1175	747	779	859	1023	1146	
第二产业	亿千瓦时	44922	47881	49963	51318	56131	57001	
第三产业	亿千瓦时	8825	10838	11865	12091	14231	14859	
工商业用电增速			8%	5%	3%	11%	2%	4%
日平均用电量	亿千瓦时	150	163	172	176	196	200	274
单小时平均用电量	GWh	627	679	715	734	815	833	1141
10%电量配储2h远期需求	GWh	/	/	/	/	/	/	228

- **建议关注：**
- 具备全球化布局能力的工商业储能集成龙头【科华数据】、【盛弘股份】、【阳光电源】；
- 借助于工商业光伏/用户侧资源发力工商业储能EPC的领先公司【苏文电能】、【芯能科技】；
- 业务横向拓展至工商业储能的大储/户储领先公司【南都电源】、【派能科技】、【华自科技】、【固德威】、【锦浪科技】、【德业股份】等；
- 凭借技术和客户协同性切入到工商业储能设备集成的电网设备公司【杭州柯林】、【金冠股份】、【科林电气】、【三晖电气】、【威腾电气】、【西力科技】等；
- 具备良好发展前景的光储充领军企业【星云股份】、【特锐德】等；
- 此外建议关注【麦格米特】、【合康新能】等。

目 录

- 工商业储能行业概况及发展
- 商业模式分析及IRR测算
- 储能企业产品及销售模式
- 市场空间及行业相关标的
- 风险提示

➤ 电力市场化改革趋缓

国内的电力市场化改革是大势所趋，也是未来发展的长期趋势，但存在由于短期政策落地不及时或支持力度低于预期导致市场化进度放缓的风险

➤ 原材料成本上升

当前上游碳酸锂价格相比2022年高位已下跌近半，因此储能电芯、系统等成本下降明显，后期电动车、储能等下游需求旺盛可能导致供需再次反转，并导致原材料价格上涨

➤ 宏观经济性风险

工商业储能对于企业来说短期内投资相对较高，而收益是长期的，因此可能由于宏观经济风险等影响现金流，从而导致短期内的装机不及预期

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注册为证券分析师，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。

一般声明

华福证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，该等公开资料的准确性及完整性由其发布者负责，本公司及其研究人员对该等信息不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，之后可能会随情况的变化而调整。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及资料保持在最新状态，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。

在任何情况下，本报告所载的信息或所做出的任何建议、意见及推测并不构成所述证券买卖的出价或询价，也不构成对所述金融产品、产品发行或管理人作出任何形式的保证。在任何情况下，本公司仅承诺以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告以供投资者参考，但不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的承诺或担保。投资者应自行决策，自担投资风险。

本报告版权归“华福证券有限责任公司”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

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	评级	评级说明
公司评级	买入	未来6个月内，个股相对市场基准指数涨幅在20%以上
	持有	未来6个月内，个股相对市场基准指数涨幅介于10%与20%之间
	中性	未来6个月内，个股相对市场基准指数涨幅介于-10%与10%之间
	回避	未来6个月内，个股相对市场基准指数涨幅介于-20%与-10%之间
	卖出	未来6个月内，个股相对市场基准指数涨幅在-20%以下
行业评级	强于大市	未来6个月内，行业整体回报高于市场基准指数5%以上
	跟随大市	未来6个月内，行业整体回报介于市场基准指数-5%与 5%之间
	弱于大市	未来6个月内，行业整体回报低于市场基准指数-5%以下

备注：评级标准为报告发布日后的6~12个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中，A股市场以沪深300指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美股市场以标普500指数或纳斯达克综合指数为基准（另有说明的除外）。

诚信专业 发现价值

联系方式

华福证券研究所 上海

公司地址：上海市浦东新区浦明路1436号陆家嘴滨江中心MT座20楼

邮编：200120

邮箱：hfyjs@hfzq.com.cn

