

工商储东风已至，大有可为

——国内工商业储能行业专题报告

证券分析师：曾朵红

执业证书编号：S0600516080001

联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199798

2023年9月3日

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

- 
- 东风已至，工商业储能方兴未艾
 - 倍道而进，中国工商储按下发展“加速键”
 - 短期空间：哪些省市具备迸发可能？
 - 长期空间：电力市场化趋势下，工商储云海浩瀚
 - 产业链：百舸争流，借海扬帆奋楫者先
 - 投资建议及风险提示

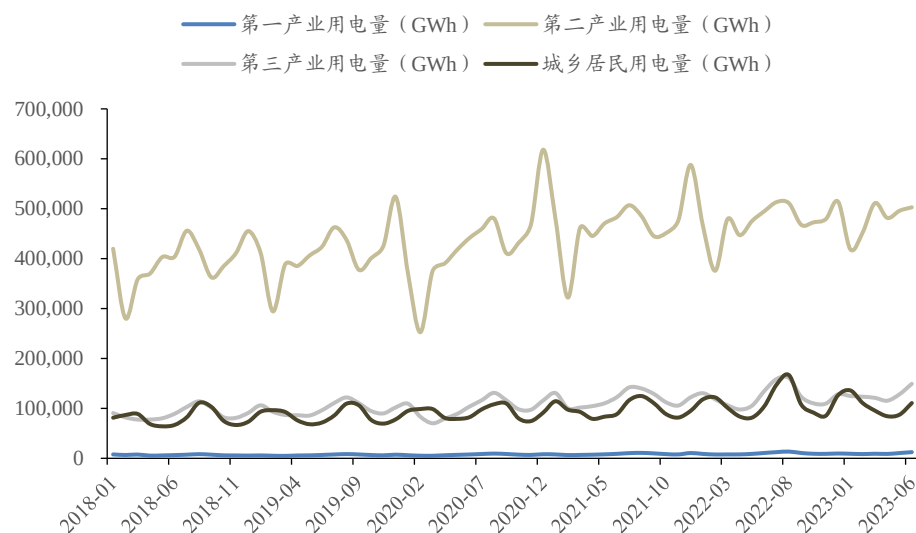
- ◆ **东风已至，工商储峥嵘初现。**工商业是我国最大电力市场，电价高+波动强，在我国电力市场化改革+分布式能源转型大趋势下，工商储是不可或缺的表后中坚力量。23年在合同能源+融资租赁等模式成型、峰谷套利等盈利渠道丰富的助推下，我国工商储有望快速增长，22年新增装机0.93GWh，同增179%，23H1新增备案便已达2.8GWh，同增1231%。当下现实案例中，浙江两充两放+2h项目自投/租赁/合同能源管理/融资租赁等模式投资经济性已十分可观，其中自投业主方IRR可达18%，给予量增充分支撑。
- ◆ **苏鲁浙粤倍道而进，湘鄂豫沪后续有望进发。**经济性是工商储进发的核心驱动力，目前多地峰谷价差已可支持基本经济性，叠加需求响应奖励、补贴、容需量电费、限电、光伏配储等驱动因素，23年我国工商储快速进发，其中苏鲁浙粤经济性强，23H1新增备案量2gwh+，占全国74%。我们认为峰谷价差大+结构优、参与代理购电企业多、商业模式成熟、补贴机制完备是赋予苏鲁浙粤工商储推广的基础。我们进而通过深度分析各省的以上基本要素，发现湖南、湖北、河南、上海4地已具备经济性，同时具备需求沃土，待政策端辅予以引导，供给端完善能源服务后具备进发潜力，有望贡献市场新增量。
- ◆ **电力市场化大趋势下，工商储长期有望平价，量增持续性强劲。**在产业升级大趋势+25年灵活调节电源占比24%目标下，我国三产用电占比将不断提升，22年仅为17%，相较于欧美国家的35-55%仍有较大上升空间，工商储平滑负荷曲线的需求也将愈发重要。类比光伏发展周期，我们认为随储能降本增效，当下“固定式峰谷价差”的模式终将降低/退出，未来以中长期稳定电价/规避风险+现货反映竞争/市场定价的电力体系将逐步形成，开启用户侧自主能源平价时代！长期看工商储空间广阔，叠加虚拟电厂规模化带动小微企业提供量增支持，我们预计23/25年工商储新增装机达4.1/15.9GWh，22-25年CAGR约158%，30年新增空间可达100GWh+。
- ◆ **百舸争流，借海扬帆奋楫者先。**工商储电池产线可与大储相互切换，电池厂加速布局储能电芯，23年供需延续紧平衡，大容量电芯正成为竞争核心。同时锂价回落进一步提升储能经济性，铁锂电芯成本预计回归0.35-0.4元/Wh。钠电池放量后预计24年迎来经济性拐点，远期电芯成本预计0.25元/Wh，有望成为铁锂的有效补充，助力终端降本增效。储能一体机趋势明确，各逆变器厂商（大储、户储、微逆等）加速推出新品入局工商储，新市场新产品需完成新认证，当前处于产品准备和认证阶段，24年将迎来大规模放量；同时市场更多依赖开发商驱动，目前集成、开发、运营角色重叠，需求由开发企业推动，各家渠道不一，共同推动工商储快速发展。
- ◆ **投资建议：**国内工商储经济性凸显，23年开启加速发展。随峰谷价差持续拉大、补贴政策逐步健全，苏鲁浙粤率先进发，全国多地已具备可观经济性。长期来看，电力市场化、虚拟电厂为工商储发展带来可持续性支撑。看好：**1) 开发商：推荐南网储能、关注芯能科技、苏文电能、科林电气等；2) 集成&PCS：推荐盛弘股份、阳光电源、固德威、德业股份、锦浪科技、禾迈股份、昱能科技等；3) 电池：推荐宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、鹏辉能源、派能科技、关注南都电源等；**
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策不及预期、虚拟电厂推广不及预期、原材料价格波动。

东风已至，工商业储能方兴未艾

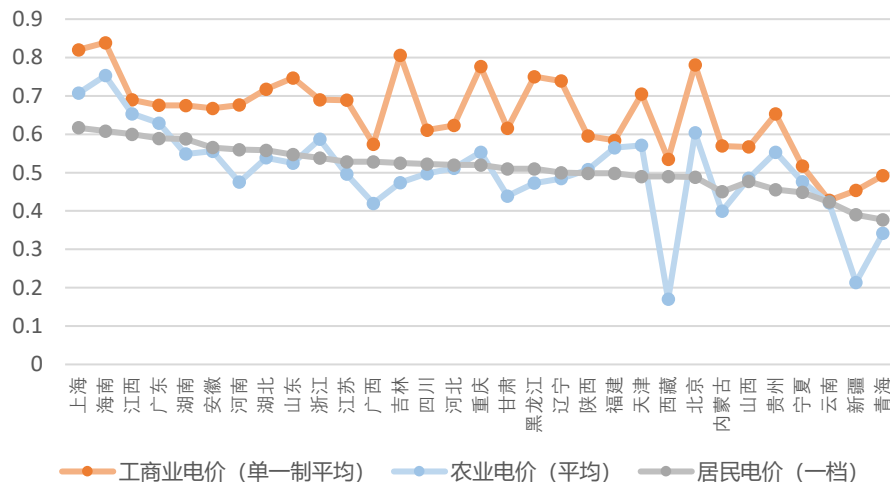
1 工商业是我国最大电力市场，配储兴起推动用户侧能源转型

- ◆ **工商业用电能耗大、电价高、波动强。**22年中国二、三产用电7186TWh，占国内用电总量83.2%，同时电价高、波动性较大，二三产峰/谷比分别为1.37、1.65。
- ◆ **新能源占比提升电网可靠性需求陡增，国家搭建市场化电力机制，工商储“角色”意义重大。**22年中国可再生能源发电占比达25.2%，能源转型加速。国家加速电力市场改革，拉大工商业用电峰谷价差，鼓励工商业进入市场交易承担部分电网消纳及调节责任，并搭建合理的回馈机制，形成良性循环。

图表：2018-2023中国分产业用电量（GWh）



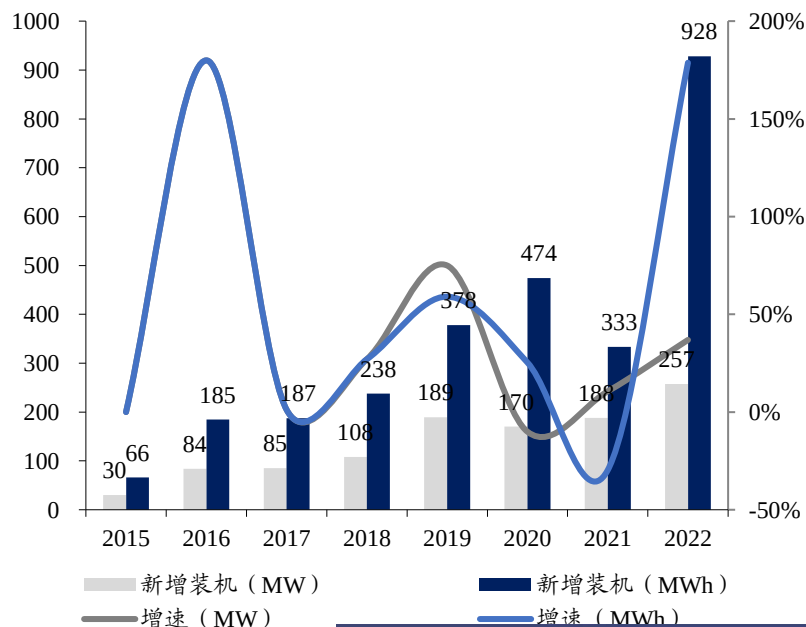
图表：23年7月各省市工商业、农业、居民代理购电电价对比（元/kWh）



1 22年中国工商储锋芒初露，23年利好不断发展再加速

- ◆ **22年中国工商储锋芒初露，23年发展加速，势头强劲。**22年中国新增工商储0.26GW/0.93GWh，同增37/179%，新增容量占全球46%，排名第一，崭露锋芒。**23年1-6月，我国新增工商储备案项目478个/2826.7MWh，同增1812%/1231%，增长势头强劲。**
- ◆ 目前国内工商储正处于明确市场地位，丰富商业化盈利渠道，助推商业模式成型中。**我们认为：代理购电、峰谷价差、需求侧响应等多重政策催化落地，是23年驱动我国工商储大幅进发的核心推力。**

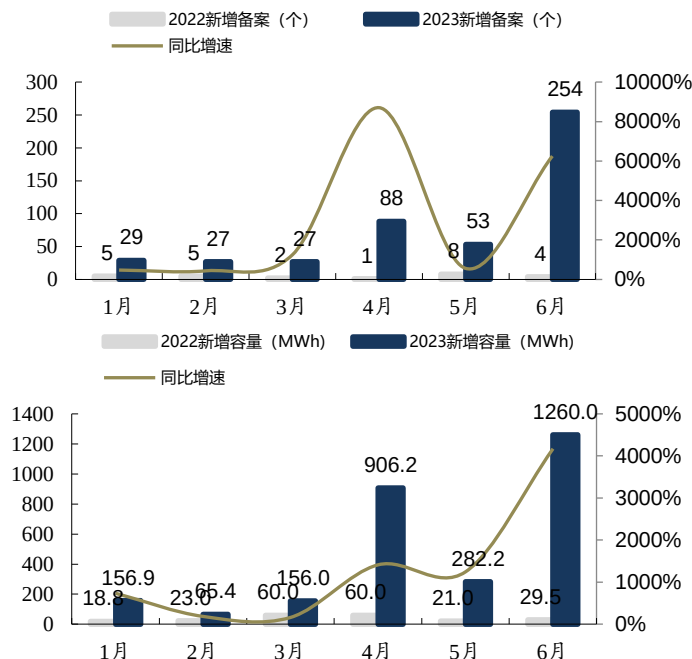
图表：中国工商业储能新增装机



图表：23H1各省备案项目量 (个)

浙江	209
广东	98
江苏	83
福建	21
河南	17
山东	15
湖北	13
安徽	6
江西	4
黑龙江	2
山西	2
重庆	2

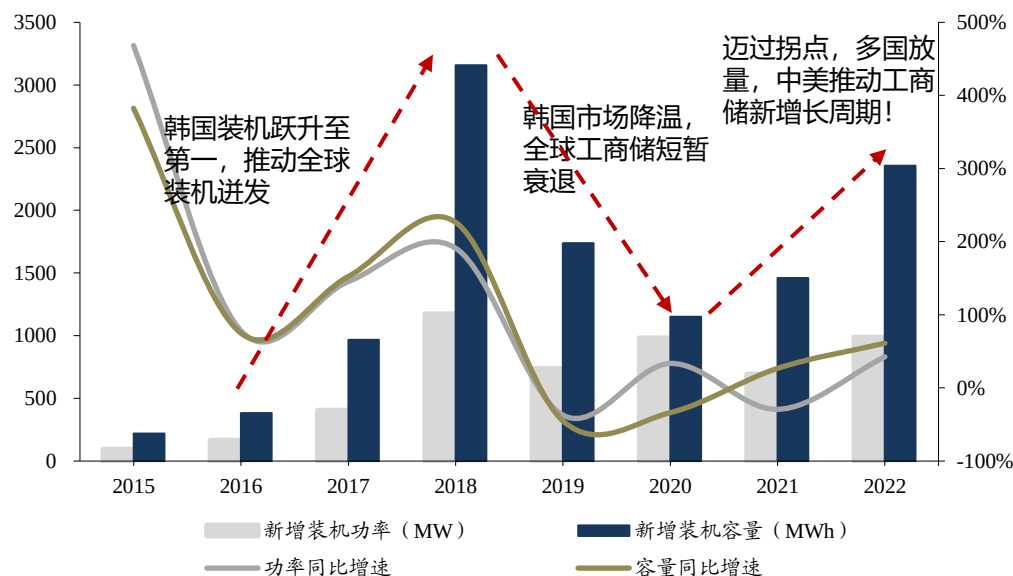
图表：中国工商储新增备案量



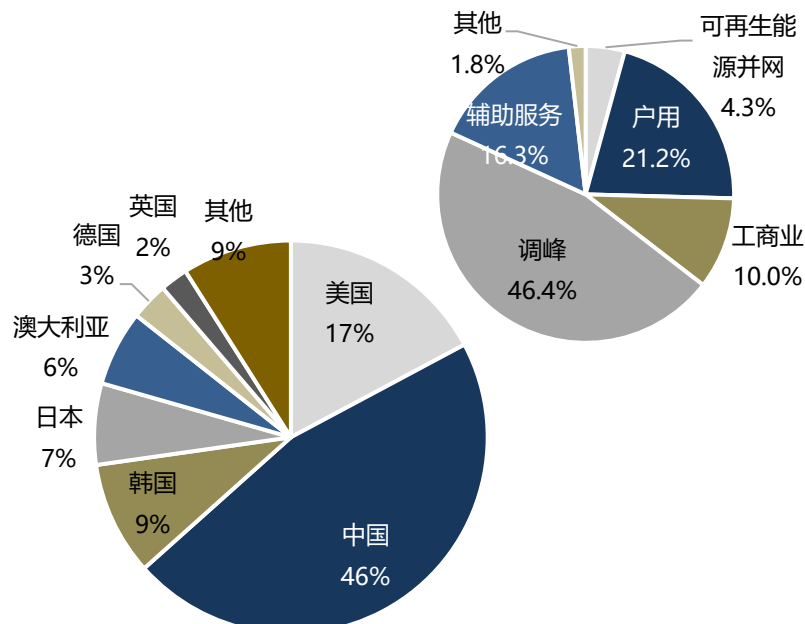
1 全球工商储拐点已过，中美推动新增长周期

- ◆ **全球工商储迈过周期拐点，多国放量上涨。**2015年韩国开启用户侧电费折扣计划，工商储快速迸发，18年韩国新增装机容量2437MWh，占全球77%，推动全球工商储装机大幅上升。19年后韩国储能起火事故频发，装机骤减。2021年，全球工商储迈过拐点重回正增长。
- ◆ **22年全球工商储新增装机814MW/2010MWh，同增44%/66%，容量占储能总体10%。**从装机结构看，中美是主要推动力，从储能时长看，全球工商储平均储能时长2.39h，高于大储/户储。

图表：全球工商业储能新增装机



图表：22年全球工商储新增容量占比



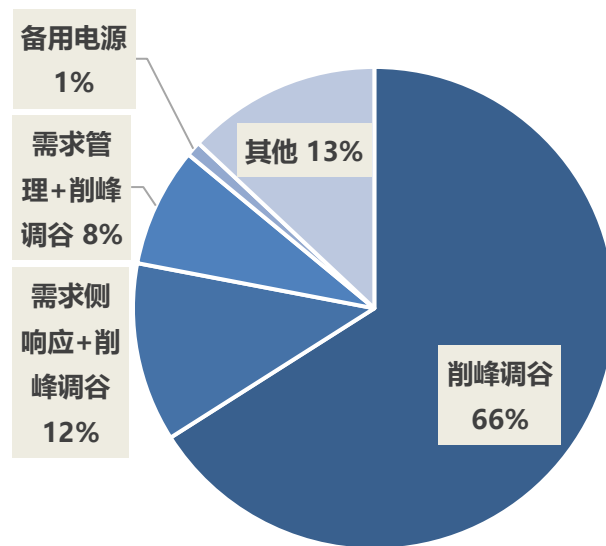
2 配储方式：独立储能+一体柜是当下主流

- ◆ **经济性：独立储能>光伏配储。**作为用户侧储能，工商储的核心诉求是提高用电经济性，当前独立储能+峰谷套利的模式已能够带来较强的IRR（而加装光伏在多数省市则会延长投资回收期），削峰调谷目前占工商储应用的86%，与大型储能电站新能源配储/独储兼得+响应电网调节、提供消纳等需求不同。
- ◆ **实用性：一体柜>分体机。**一体柜在出厂前就完成了电池、PCS等零部件调配，具有更高的安全性和更低的故障率，同时，一体机的零部件均来自相同设备商，维运便捷，充分解决客户痛点。

图表：工商储盈利模式

盈利模式	逻辑
峰谷套利	谷充峰放，峰谷电价差异越大，经济性越强，以浙江、江苏、广东为首，共14省可实现高额回报
光伏配储	增加光伏利用率，并实现能量时移，在谷价下降条件下保证光伏经济性
需量管理	分担用电高峰变压器出力，减少需量电费
需求响应	以广东为首，共18省出台需求响应补偿
政策补贴	部分市、区出台容量/电量补贴政策

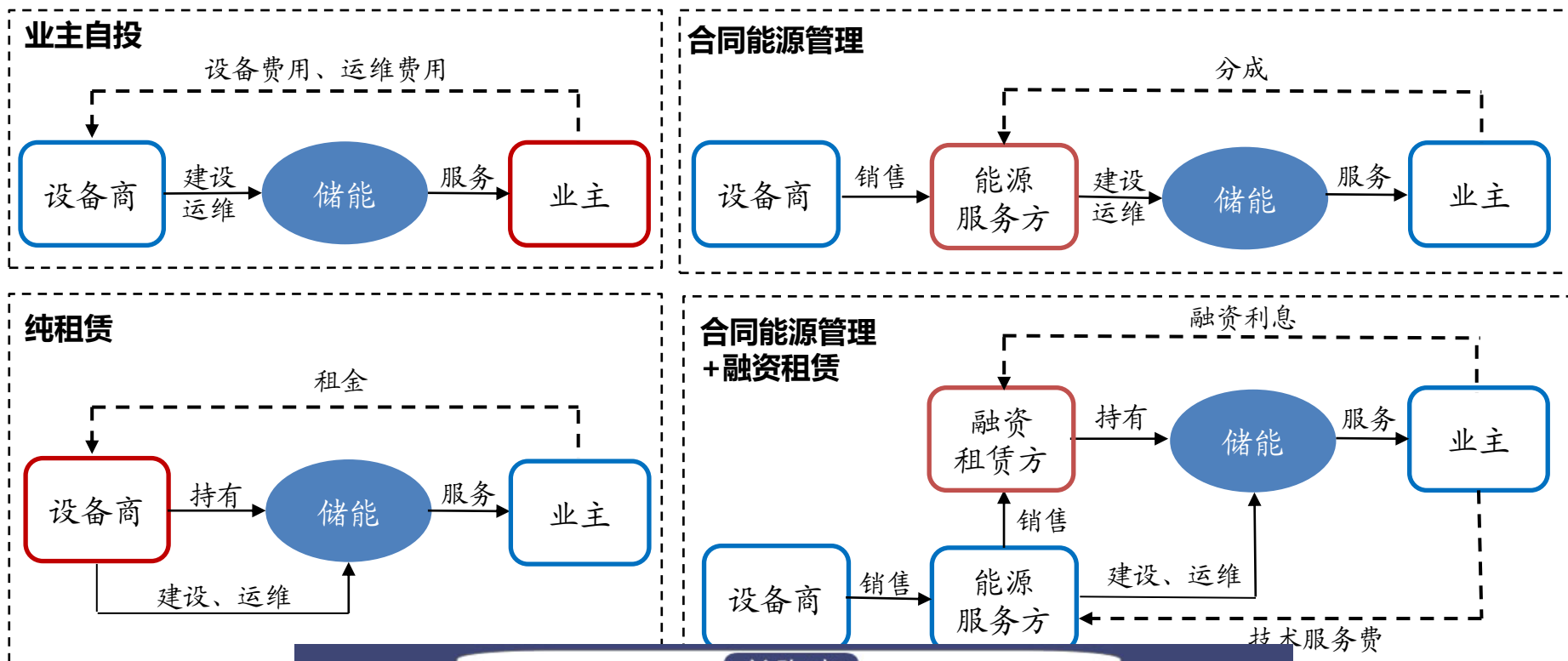
图表：工商储项目应用分布占比（截至2023年6月）



3 商业模式：以合同能源管理为主的四大模式

- ◆ **工商储共有4种商业模式，合同能源管理是当下主流：**1) 业主自投（业主持有）；2) 纯租赁（设备商持有）；3) 合同能源管理（能源服务方持有）；4) 合同能源管理+融资租赁（融资租赁方持有）。合同能源管理中，业主只需提供土地即可获得分成，能够有效规避风险，成为当下主流。为缓解资金压力，合同能源管理+融资租赁模式在逐渐流行。

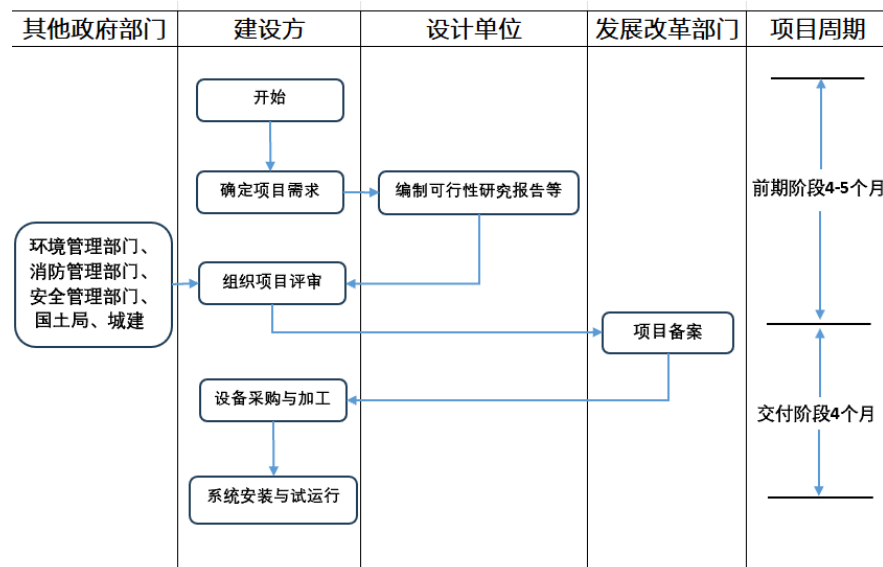
图表：工商储主流商业模式（标红为持有方，虚线为资金流向）



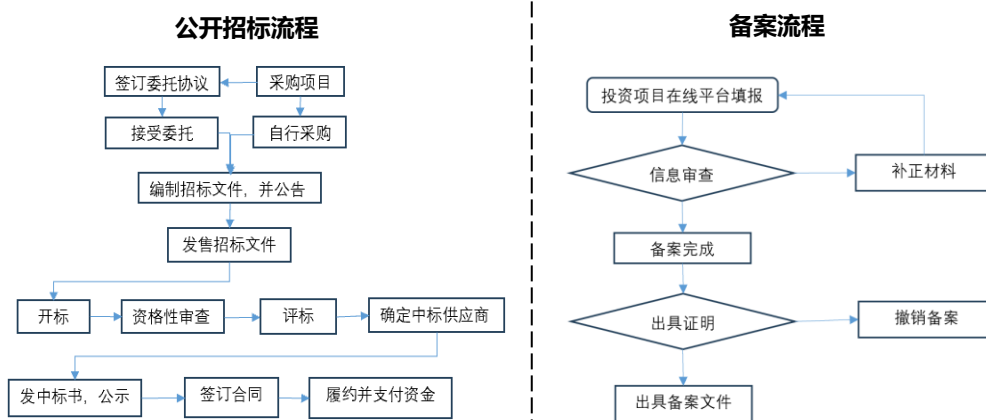
4 项目流程：备案制管理下，工商储流程“精益求精”

- ◆ **1.4MWh以下规模工商储只需备案。**根据《招标投标法》，满足以下任一条件需招标：1) 单项施工 > 400万元；2) 单项设备、材料等货物 > 200万元（最易触发）；3) 单项服务 > 100万元。以当前工商储设备1.4-1.5元/wh计算，1.4MWh以下项目规模通常只需备案。
- ◆ **项目整体周期8-9个月，将进一步缩短。**一般招标周期≥1月，备案1-20天，项目前期阶段共4-5个月，交付阶段4个月，合计整体周期8-9个月。目前多省出台行政部门评审及备案管理优化举措，未来项目审批周期将进一步缩短。

图表：工商储项目流程



图表：备案制和招标制流程对比



	招标	备案
项目统计口径	满足以下其一：①单项施工估算价 > 400万元；②单项设备、材料等货物 > 200万元；③单项服务 > 100万元	新型储能建设项目
供应商选择	需评选，竞价	可指定
流程周期	一般1个月及以上	1-20天左右

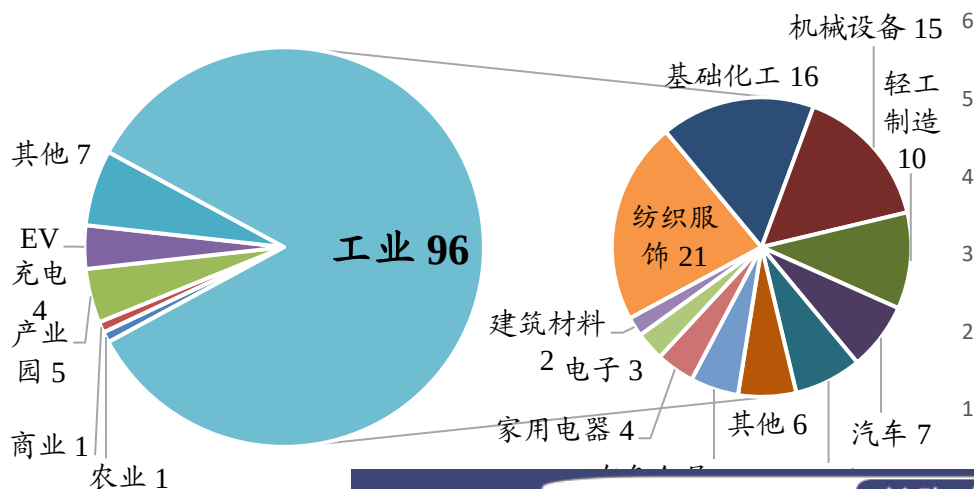
5 业主方：耗能高、用电习惯稳定的工业为主

- ◆ 优质业主需满足四大条件：1) 日用电量大→套利空间大；2) 年用电天数多且用电习惯稳定→投资回收期短且收益确定；3) 变压表有冗余→保证电池充电；4) 厂房安全性高。
- ◆ 23年6月浙江114个备案工商储项目中96个业主为工业企业。其中以纺织服饰、基础化工（橡塑、新材料）、机械设备（轴承、电镀）、轻工制造（包装、饰品）等高耗能行业为主，平均装机0.94MW/ 1.91MWh，平均单价2.1元/Wh。

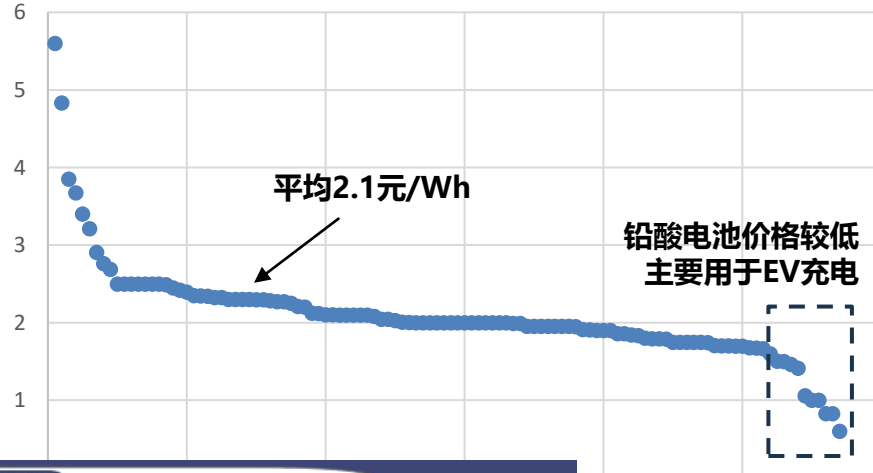
图表：23年6月浙江备案项目容量与时长

容量分析	
<1MWh	68
1MWh-5MWh	37
5MWh-10MWh	7
>10MWh	2
时长分析	
<1h	0
1h-2h	12
2h-4h	92
>4h	3

图表：23年6月浙江备案项目业主分类



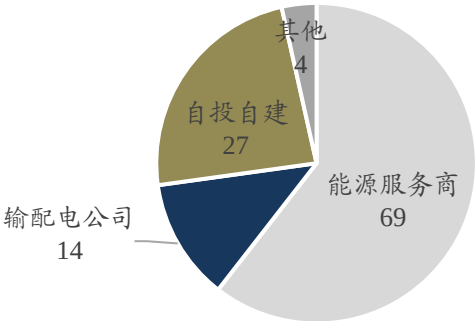
图表：23年6月浙江工商储备案均价（元/Wh）



6 开发方/投资方：根据下游需求和自身业务灵活选择商业模式

◆ 工商储开发方/投资方多样，主要包括：1) 国家能源集团下属公司（体量最大，占市场主导地位），2) 分布式光伏开发商，3) 电网一二级设备商，4) 节能服务公司。对应下游不同需求，各开发商商业模式不同，存在与投资方身份重叠的情况。23年6月浙江114个备案项目中，项目单位多达97个，其中83个为能源服务商/输配电公司。能源服务商包括具有渠道积累优势，输配电公司则具有了解业主用电习惯的优势。

图表：23年6月浙江备案项目开发方分类



图表：23年6月浙江备案项目前五项目单位

公司名称	公司性质	备案项目数	备案容量（MWh）
康之维集团有限公司	能源服务商	1	40.00
杭州储锦能源有限公司	能源服务商	1	20.00
浙江浙能能源服务有限公司	输配电公司	2	16.3
浙江三花智能控制股份有限公司	自投自建	1	9.60
浙江凤登绿能环保股份有限公司	能源服务商	1	8.13

图表：工商储主要开发商及商业模式

	南网储能	芯能科技	科林电气	苏文电能
性质	国家能源集团下属公司	分布式光伏开发商	电网设备商	电网设备商
商业模式	开发+共同持有	设备出售+开发+共同持有	设备出售+开发+运维	合作开发+运维
对应需求	合同能源管理	合同能源管理	业主自投	业主自投
业务特长	背靠南网，客户资源丰富，聚焦大型储能项目	推出工商储一体柜，复用分布式光伏渠道，开发独立储能	发挥输配电、充电桩产品优势，聚焦分布式“光储充”一体化项目	发挥自身EP优势，与瑞浦兰钧在工商储方面合作

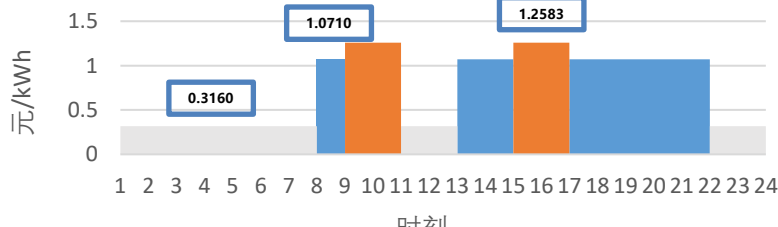
7 典型案例 1：浙江业主自投，峰谷套利，4年内回本！

- ◆ 案例：浙江省5MW/10MWh工商储项目，采用浙江省23年7月两部制大工业用电1-10kv电价，仅采用峰谷套利的盈利模式。商业模式为企业自行投资，两充两放，8年累计收益3405万，净收益1503万，4年内回本，IRR约18%。

基本设定

浙江5MW/10MWh工商储项目	
运用场景	工厂白天负荷稳定可完全消纳储能放电，且变压器容量满足储能充电需求
单瓦成本	1.64元/Wh (6月中标价中位数)
放电深度	90%
系统效率衰减	首年5%，此后每年2%
充放电效率	85%
每年运行天数	330
每年运维成本	初始投资成本的2%
充放电策略	采用“低-尖”和“低-高”相互配合的单日两充两放收益模式
项目期限	8年

浙江2023年7月峰谷电价图



收益计算

$$\text{年累计收益} = \text{放电收益} - \text{充电成本}$$

8年累计收益=3405万元

总成本=初始投资成本+维运成本=1902万元

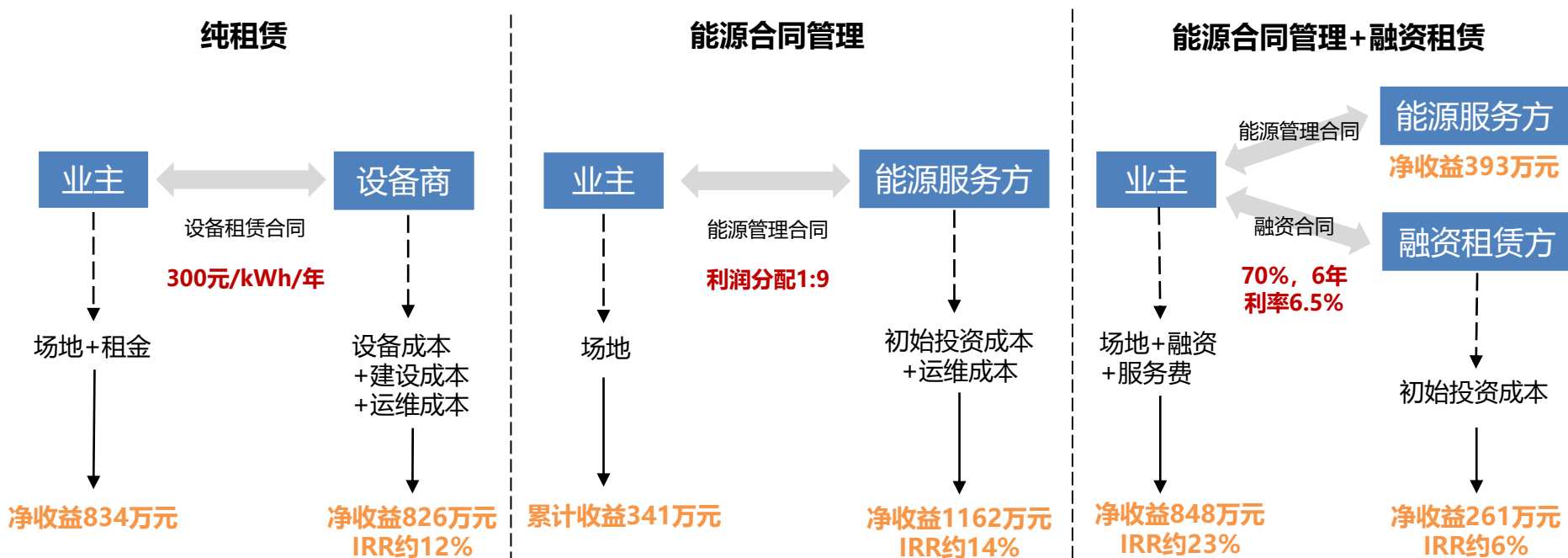
净收益1503万元，回本年限<4年，IRR≈18%

图表：工商储项目实例图



7 典型案例 2：相同假定下，其他三种商业模式实现多方共赢

- ◆ 纯租赁，租金300元/kWh/年（对标大储），业主净收益约834万元。
- ◆ 合同能源管理，9:1利润分配，能源服务商IRR约14%，业主净收益约341万元。业主仅提供场地，获得10%分成，8年累计收入约341万。能源服务商付出初始投入成本+运维成本1902万，获得90%分成，8年净收益约1162万，IRR约14%。
- ◆ 合同能源管理+融资租赁，融资额70%，6年等额本金还款，利率6.5%，业主净收益约848万，IRR约23%。



8 工商储盈利已十分可观

◆ 据模型测算，70%杠杆下浙江工商储IRR达41.8%，2.3年回本。我们的工商储模型考虑地区、电压等级，并引入贷款比例、期限、利率等金融变量，尽可能还原真实情况。据测算，浙江省（两充两放、融资比例70%）IRR可达41.8%，2.3年回本。

图表：工商储计算模型（浙江案例）

储能项目收益率												
年	单位	0	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年
电池容量保持率	%	100%	100%	98%	96%	94%	92%	90%	88%	86%	84%	82%
充电电量	Mwh/年	-	600	588	576	564	552	540	528	516	504	492
放电电量	Mwh/年	-	540	529	518	508	497	486	475	464	454	443
高峰/尖峰-低谷套利	万元	-	44.84	43.95	43.05	42.15	41.26	40.36	39.46	38.57	37.67	36.77
高峰/尖峰-平时套利	万元	-	44.84	43.95	43.05	42.15	41.26	40.36	39.46	38.57	37.67	36.77
合计收入	万元	-	89.69	87.89	86.10	84.31	82.51	80.72	78.92	77.13	75.34	73.54
运维费用	万元	-	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10
营业利润	万元	-	84.59	82.79	81.00	79.21	77.41	75.62	73.82	72.03	70.24	68.44
债务余额	万元	(238.00)	-221.41	-203.53	-184.26	-163.48	-141.09	-116.94	-90.91	-62.85	-32.61	0.00
本金偿还	万元	-	-16.59	-17.88	-19.27	-20.78	-22.40	-24.15	-26.03	-28.06	-30.25	-32.61
利息费用	万元	-	-18.56	-17.27	-15.88	-14.37	-12.75	-11.00	-9.12	-7.09	-4.90	-2.54
税前利润	万元	-	66.02	65.52	65.12	64.83	64.66	64.61	64.70	64.94	65.33	65.90
所得税 (扣减税盾，三免三减半)	万元	-	0.00	0.00	0.00	4.07	4.04	4.04	8.10	8.16	8.26	8.40
净利润	万元	-	66.02	65.52	65.12	60.77	60.61	60.57	56.60	56.78	57.08	57.50
净现金流量	万元	(102)	49	48	46	40	38	36	31	29	27	25
净现金流量现值	万元	(102)	47	43	40	33	30	27	22	19	17	15
净现金流量累计现值	万元	-	(55)	(12)	28	61	91	118	140	159	176	192
项目内部收益率	41.80%											
投资回报周期 (年)												

倍道而进，中国工商储按下发展“加速键”

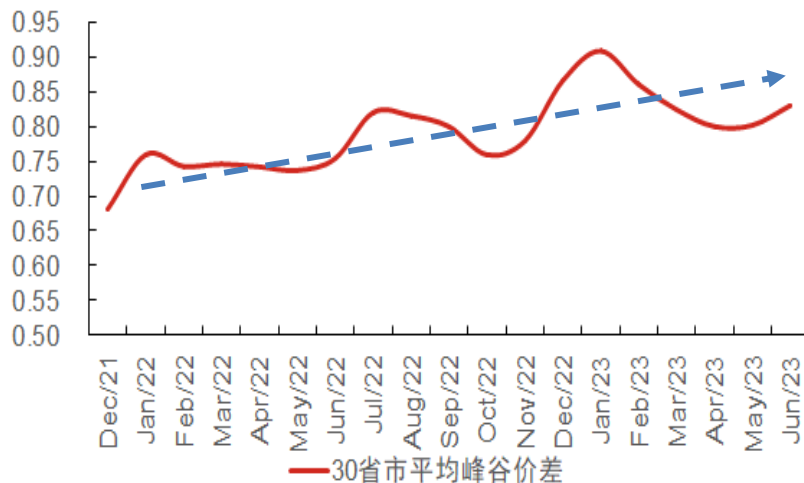
1 推力 1：引导用户削峰填谷，峰谷价差持续扩大

- ◆ **引导用户削峰填谷、改善电力供需状况。**21/7发改委印发进一步完善分时电价机制的通知：**1) 划分峰谷时段**，根据系统用电负荷特性，将供需紧张、边际供电成本高的时段变为高峰，将相反时段确认为低谷，促进新能源消纳，引导用户调整负荷；**2) 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40%的，峰谷价差 $\geq 4:1$ ；其他地方 $\geq 3:1$ ；**3) 建立尖峰电价机制**，前两年当地电力系统最高负荷 $\geq 95\%$ 用电负荷出现的时段确定尖峰时段，电价在峰段电价上上浮比例 $\geq 20\%$ 。

图表：各地分时电价相关政策（部分）

地区	峰谷电价	尖峰电价 (峰段价格基础上)	执行时间
内蒙古 (蒙西电网)	1-5月、9-12月大风季：峰段上浮48%，谷段下浮21%。	/	2021-01-11
	6-8月小风季：峰段上浮48%，谷段下浮53%。	上浮20%	
内蒙古 (蒙东电网)	上下浮动50%	上浮20%	2021-11-01
宁夏		/	2021-10-01
贵州		/	2021-10-01
河北		上浮20%	2021-12-01
甘肃		/	2022-01-01
广西		上浮20%	2021-12-20
山东		上浮20%	2022-01-01
吉林	上下浮动60%	上浮20%	2022-01-01
四川		上浮20%	2022-01-01
湖南		上浮20%	2021-12-01
天津		上浮20%	2022-01-01
山西	峰段上浮60%、谷段下浮55%	上浮20%	2022-01-01
重庆	峰段上浮60%、谷段下浮62%	上浮20%	2022-01-01
陕西	上下浮动63%	/	2022-01-01
青海		上浮20%	/
河南	峰段上浮64%、谷段下浮59%	上浮20%	2021-11-01
新疆	上下浮动65%	上浮20%	2022-01-01
广东	峰段上浮70%；谷段下浮62%	上浮25%	2021-10-01
江苏	峰段上浮71.96%、谷段下浮58.15%	上浮20%	/
浙江	尖峰和低谷最大电价差超0.82元/kWh		2021-10-15

图表：30省市平均峰谷价差 (2021.12-2023.6)
(元/kWh)



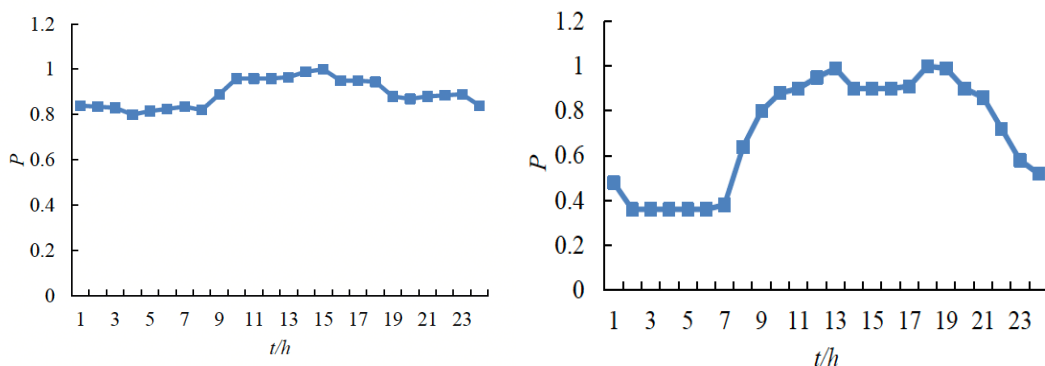
1 推力 1：引导用户削峰填谷，峰谷价差持续扩大

- ◆ 产业结构差异决定负荷曲线，进而影响峰谷价差设定。工业用户大多采用“三班制”24h运作，日负荷曲线总体较为平坦，平均负荷率在0.8-0.9。而商业用户日负荷曲线峰谷差较大，平均负荷率在0.58-0.72之间。山西（二产GDP占比第一）和广东（三产GDP第一）为工商业代表性省份，其日内负荷和峰谷价差呈高度相关性。

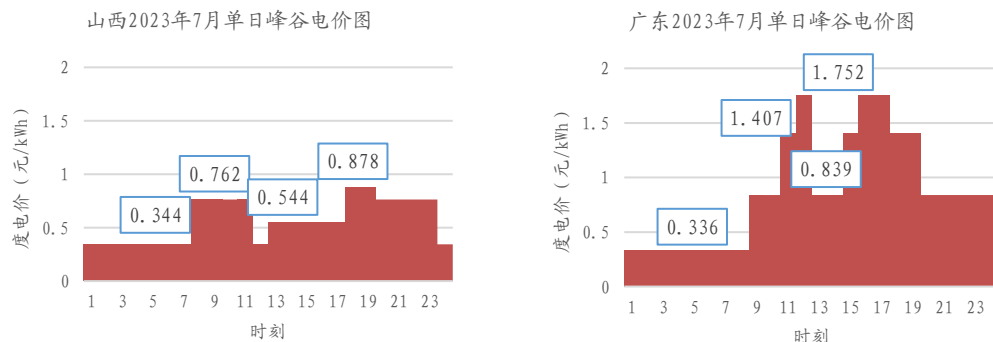
图表：22年我国各省二、三产业GDP及比例

地区	第二产业GDP (亿元)	第三产业GDP (亿元)	第二产业GDP 比例 (%)	第三产业GDP 比例 (%)
广东省	52843.5	70934.7	40.93%	54.94%
江苏省	55888.7	62027.5	45.48%	50.48%
山东省	35014.2	46122.3	40.05%	52.75%
浙江省	33205.2	42185.4	42.73%	54.28%
河南省	25465.0	30062.2	41.51%	49.01%
四川省	21157.1	29628.4	37.28%	52.21%
湖北省	21240.6	27507.6	39.53%	51.19%
福建省	25078.2	24955.5	47.22%	46.99%
湖南省	19182.6	24885.1	39.41%	51.13%
安徽省	18588.0	22943.3	41.27%	50.93%
上海市	11458.4	33097.4	25.66%	74.12%
河北省	17050.1	20910.0	40.24%	49.35%
北京市	6605.1	34894.3	15.87%	83.86%
陕西省	15933.1	14264.2	48.62%	43.52%
江西省	14359.6	15263.7	44.77%	47.59%
重庆市	11693.9	15423.1	40.15%	52.95%
辽宁省	11755.8	14621.7	40.57%	50.46%
云南省	10471.2	14470.8	36.16%	49.98%
广西壮族自治区	8938.6	13092.5	33.99%	49.78%
山西省	13840.8	10461.3	53.98%	40.80%
内蒙古自治区	11241.8	9263.1	48.54%	40.00%
贵州省	7113.0	10190.4	35.27%	50.54%
新疆维吾尔自治区	7271.1	7961.0	40.98%	44.87%
天津市	6038.9	9999.3	37.02%	61.30%
黑龙江省	4648.9	7642.2	29.24%	48.06%
吉林省	4628.3	6752.8	35.41%	51.67%
甘肃省	3945.0	5741.2	35.22%	51.25%
海南省	1310.9	4089.5	19.23%	59.98%
宁夏回族自治区	2449.1	2213.0	48.31%	43.65%
青海省	1585.7	1644.2	43.92%	45.54%
西藏自治区	804.7	1147.0	37.72%	52.02%

图表：不同产业类型典型日负荷曲线（左图：工业，右图：商业）



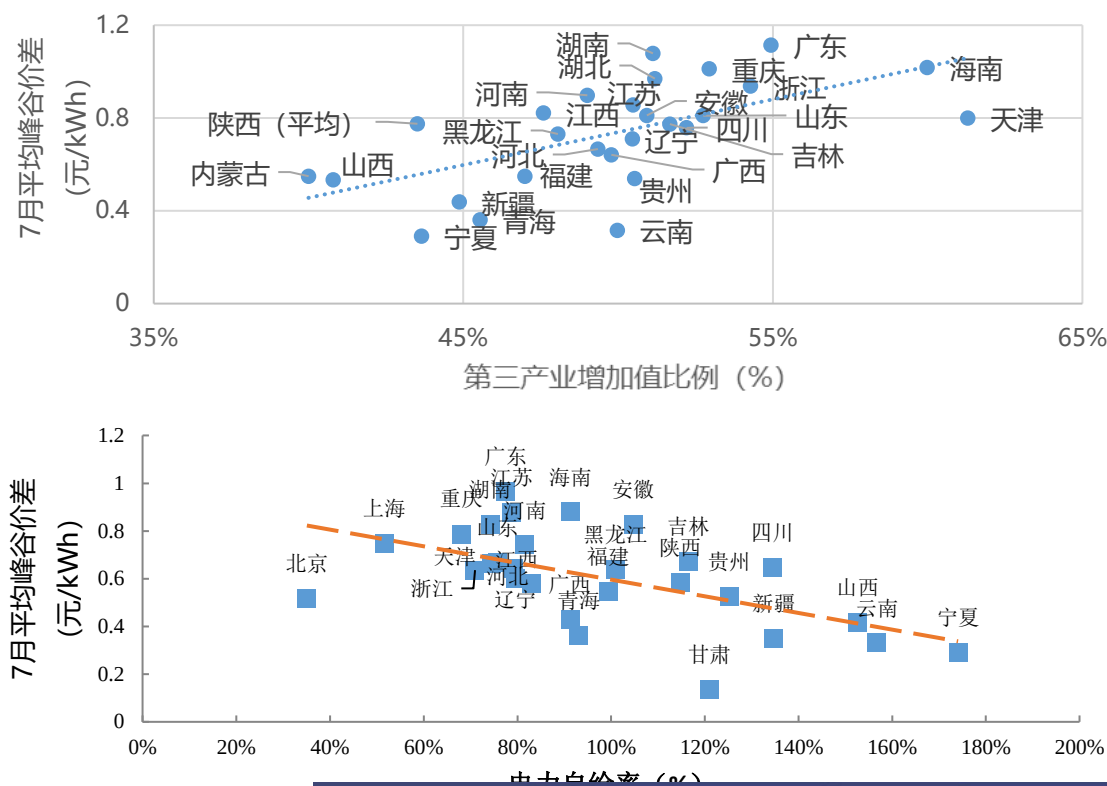
图表：代表性省份（山西、广东）单日峰谷电价图



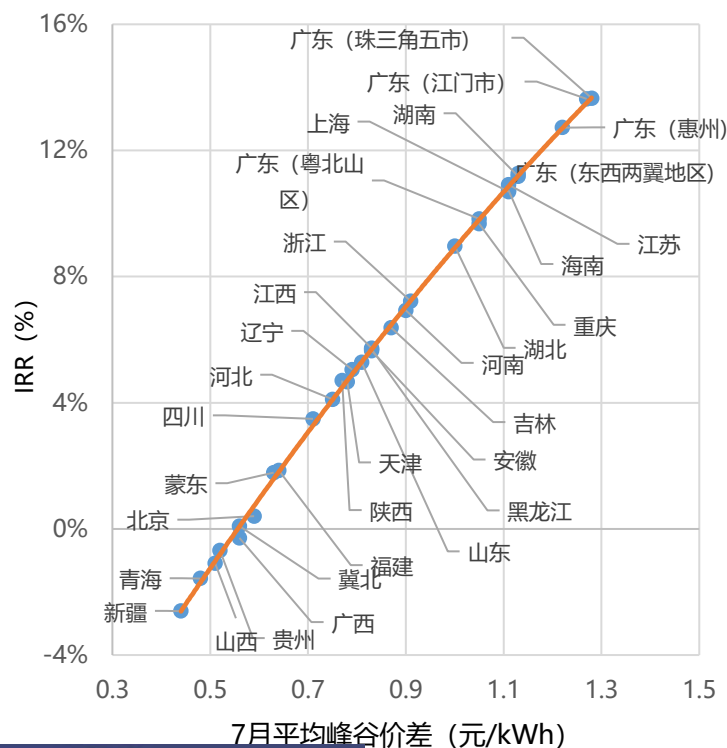
1 推力 1：引导用户削峰填谷，峰谷价差持续扩大

- ◆ 峰谷价差大小与三产GDP、电力自给率直接挂钩。第三产业GDP比例与峰谷价差大小呈正相关、与电力自给率呈负相关，峰谷价差是工商储经济性的主导因素。目前广东、湖南、海南、重庆、浙江等地峰谷价差较高，一充一放IRR基本高于10%，投资回报周期约小于10年。

图表：各地三产GDP比例（上）电力自给率（下）与峰谷价差关系

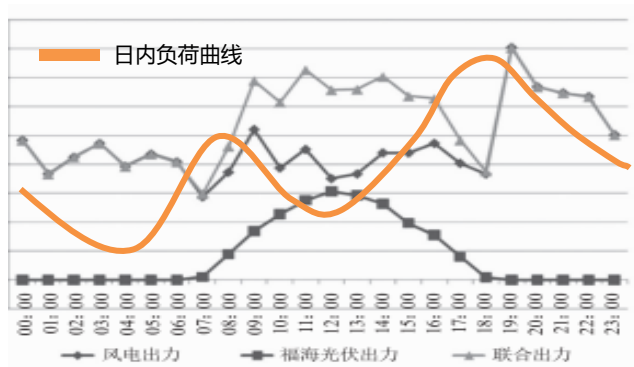


图表：各地区峰谷价差与IRR关系图（一充一放，不计算补贴、贷款）



◆ **新能源装机带来电力供应差异，影响日内峰谷结构设定。**光伏出力存在较大日内波动，光伏装机较高的地区，午时低谷时间较长，截至23/7已有10省实行午间谷段电价。风电白天出力均匀，夜间出力较多，因此风电发电占比高地区，日内峰时较集中，晚高峰退坡较早，且尖峰触发也较早。由于光伏风电边际发电成本较低，装机/发电占比
较高将影响供需，因此各地峰谷结构也会随之变化。

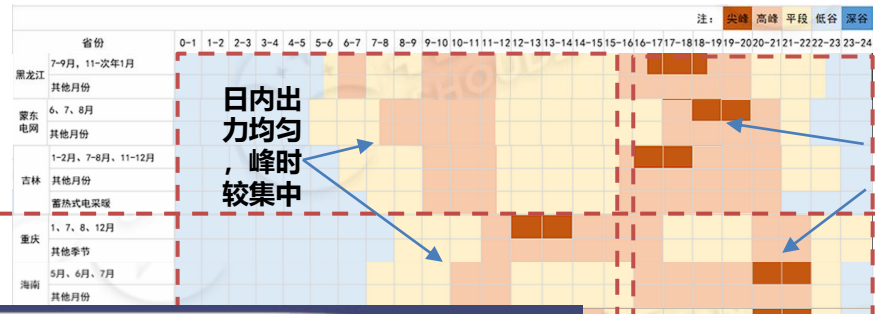
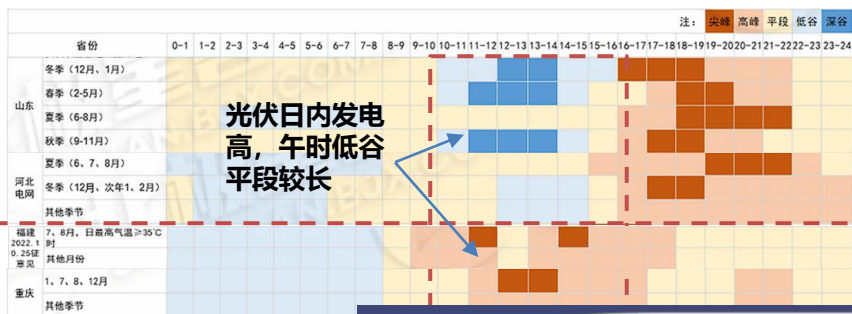
图表：22年全国各省份光伏累计装机占比，风电年发电量占比
(使用光伏装机因分布式光伏发电量不计入统计)



省份	光伏	省份	光伏	省份	光伏
青海	41%	陕西	19%	广东	9%
河北	31%	贵州	18%	内蒙古	9%
宁夏	24%	江苏	16%	辽宁	9%
安徽	23%	山西	14%	广西	8%
山东	23%	湖北	14%	北京	7%
江西	22%	新疆	13%	上海	7%
浙江	22%	黑龙江	11%	福建	6%
甘肃	21%	湖南	11%	云南	5%
河南	20%	天津	10%	重庆	3%
海南	19%	吉林	10%	四川	2%

省份	风电	省份	风电	省份	风电
甘肃	19%	湖南	10%	湖北	5%
吉林	18%	河南	9%	广东	4%
黑龙江	16%	广西	9%	安徽	3%
河北	16%	江苏	8%	重庆	3%
内蒙古	16%	福建	7%	四川	3%
青海	13%	江西	7%	浙江	2%
新疆	12%	山东	6%	天津	2%
宁夏	12%	陕西	6%	上海	2%
辽宁	10%	云南	6%	海南	1%
山西	10%	贵州	5%	北京	0%

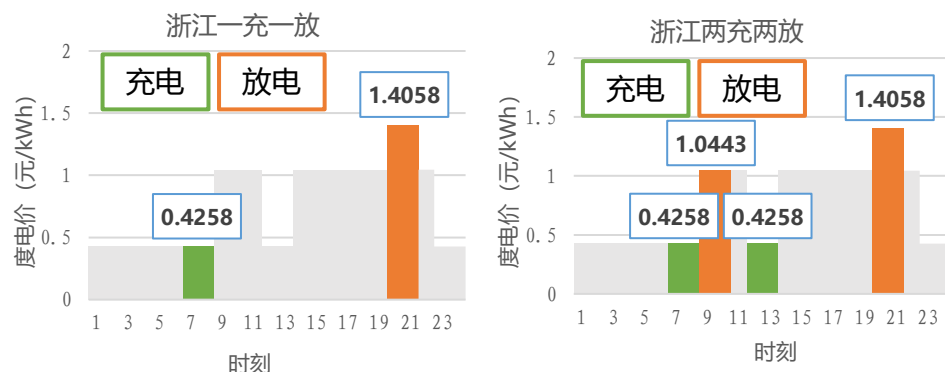
图表：风电发电量占比较高（上）低（下）峰谷结构对比



1 推力 1：引导用户削峰填谷，峰谷价差持续扩大

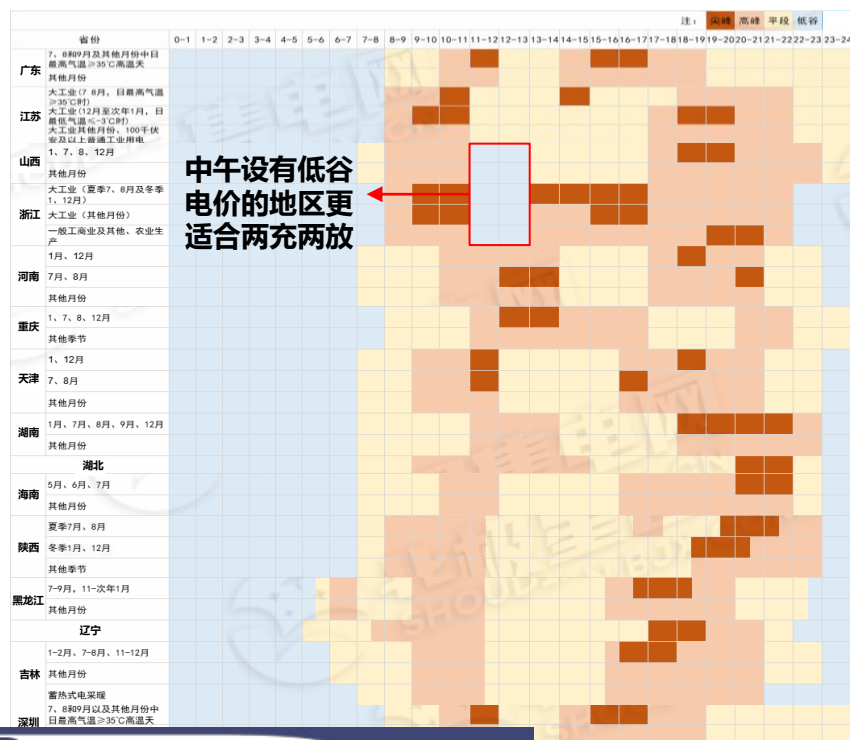
- ◆ **峰谷结构使部分地区可实现两充两放，对IRR提升较大。**目前浙江的两充两放模式基本成型，工商储IRR可提高超30%，投资回报周期缩短至3.3年（假设70%贷款比例）。中午设有低谷电价的地区将获得两充两放机会，放大收益，浙江，广东、江苏、陕西、重庆等地也具备实施两充两放的可能性。

图表：浙江两充两放模式（上）、收益对比（下）



浙江工商业储能	一充一放	两充两放
工商储总成本 (元/Wh)	1.7	
贷款比例 (%)	70%	
循环次数	6000	
年运行天数 (日)	300	
运行年限 (年)	20	10
更换逆变器	√ (第10年更换)	X
IRR (%)	7.25%	41.80%
投资回报周期 (年)	16.8	3.3

图表：潜在可应用两充两放省份

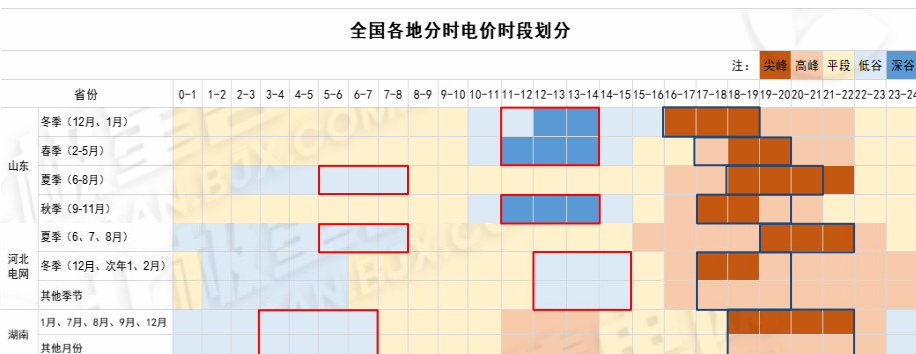


1 推力 1：引导用户削峰填谷，峰谷价差持续扩大

- ◆ **长时储能摊薄总成本，更有效利用峰谷时长，提升收益率。**随着储能时长增加，逆变器、建设成本相对摊薄，因此对于电价时间段仅适用一充一放的地区，配备更长储能时长也可增加其收益率。以湖南为例，当储能时长增长到4h时，将更有效利用其更长的尖峰和深谷时间段，投资回报周期将由约11年缩短至4.4年。

图表：潜在可应用储能时长超过2小时省份
(红框表示充电，蓝框表示放电)

图表：山东、湖南应用超过2小时工商业储能效益对比
(不考虑贷款、补贴，一充一放)



更有效利用其更长的尖峰和深谷时间段

参数指标	山东		湖南	
	储能时长 2h	储能时长 3h	储能时长 2h	储能时长 4h
循环次数	6000			
年运行天数 (日)	300			
运行年限 (年)	20			
投运规模 (MW)	5			
储能时长 (h)	2	3	2	4
投运容量 (MWh)	10	15	10	20
投资总额 (万元)	340	450	340	560
非电池成本占比 (%)	35.30%	26.70%	35.30%	21.40%
IRR (%)	5.29%	7.19%	11.18%	15.08%
投资回报周期 (年)	19.2	14.9	9.9	7.1

2 推力 2：提高需求侧响应能力势在必行，政策遍地开花

- ◆ **发改委：25年各省需求响应能力需达最大用电负荷的3-5%。**23年5月发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》，要求25年各省需求响应能力达最大用电负荷的3-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超40%的省份达5%或以上。
- ◆ **18省市发布响应奖励，政策因地制宜。**江苏、云南、宁夏、重庆：按削峰、填谷划分，最高补贴15元/KW。浙江、河北：按日前、日内等级，补贴电量及容量。山东、陕西、天津：区分邀约型与紧急型，按档位划分补贴金额。

图表：部分省份需求响应政策

省份	政策时间	补贴标准
浙江	2021/6/8	削峰： ①日前：最高电量补贴4元/kWh；②小时级：电量补贴固定4元/kWh、容量补贴旺季0.25元/kW月；③分钟级：电量补贴固定4元/kWh、容量补贴：旺季1元/kW月；④秒级：电量补贴固定4元/kWh、容量补贴：旺季0.1元/kW月； 填谷： 容量补贴：5元/(kW·日)
重庆	2022/4/30	削峰： ①工业用户：10元/kW/次，②充换电站、冻库等用户：15元/kW/次 填谷： 1元/kW/次
山东	2022/6/7	紧急型需求响应： ①容量补偿第一档不超过2元/kW·月；第二档3元/kW·月；第三档4元/kW·月；②电能量补偿：根据实际响应量和现货市场价格计算 经济性需求响应： 无容量补偿、电能量补偿根据实际响应量和现货市场价格计算
江苏	2022/10/24	削峰： 调控时间≤2h，10元/kW；2h<调控时间<4h，12元/kW；调控时间>4h，15元/kW 填谷： 谷时段:5元/kW；平时段:8元/kW
云南	2023/4/27	实时响应补贴： 全年统一2.5元/kWh，每天不多于3次，每次不超3h 削峰： 0-5元/kWh 填谷： 0-1元/kWh
广东	2023/5/19	灵活避峰需求响应应补偿收益暂按日前邀约的保底价格(1.5元/kwh)执行

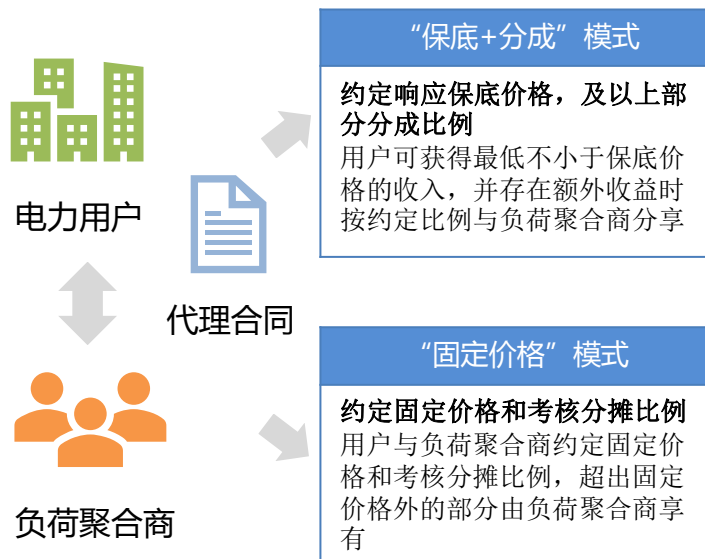
2 推力 2：提高需求侧响应能力势在必行，政策遍地开花

- ◆ **大工业用户可直接参与，以直接补偿或折扣电价形式发放补贴。**达最低响应水平以上的用户可直接参与需求响应交易（例如山东响应量 > 1MW），用户线上进行申报价格和响应电量，各省份公示核定量后给予企业电价直接补偿或者折扣补偿。
- ◆ **新增负荷聚合商，“保底+分成” / “固定价格” 模式整合中小型用户需求。**中小型用户由负荷聚合商代理，统一进行申报，目前主流合作模式有“保底+分成”、“固定价格”模式。23年工信部公示了具备资质的电力服务商共156家，助力中小用户参与需求侧响应。

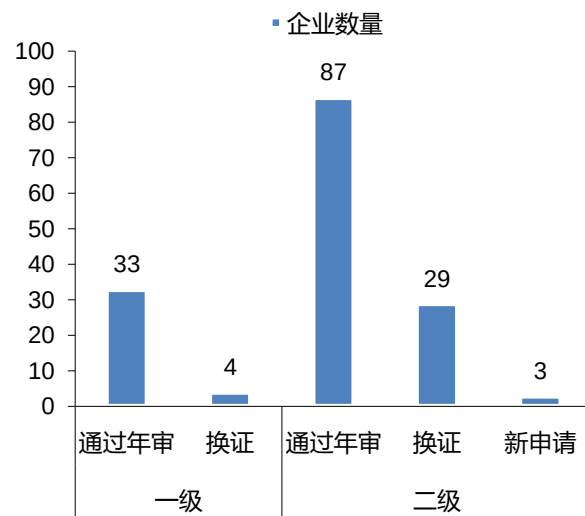
图表：部分省份大用户最低响应能力要求

省份	单个用户最低响应水平
甘肃	≥1000kW，响应时长≥60分钟
安徽	工业用户≥1000kW；商业用户≥200kW
新疆	工业用户 > 1000kW；商业用户 > 200kW
天津	≥500kW，响应时长≥30分钟；
湖南	≥500kW
陕西	≥200kW
福建	≥200kW
宁夏	≥1000kW
云南	≥1000kW
四川	≥1000kW
山东	≥1000kW
重庆	工业用户≥1000kW；商业用户≥100kW；
河南	工业用户≥500kW
内蒙古	工业用户 > 1000kW；非工业用户 > 400kW；响应时长 > 1h
江苏	工业用户为企业最高用电负荷的5%-20%
湖北	工业用户≥500kW；其他用户≥200kW；响应时长≥1h
广东	年用量≥500万kW时
广西	≥35千伏；响应能力≥200kW；响应时长≥1h

图表：中小电力用户与负荷聚合商合作模式



图表：23年第一批负荷聚合商数量



3 推力 3：专项补贴强化储能经济性，加速工商储进发进程

◆ 用户侧专项补贴全面出台，进一步提升工商储经济性。专项补贴形式以容量补贴、放电补贴和投资补贴为主。浙江、广东政策出台密集，浙江温州、重庆铜梁等地政策力度较大。

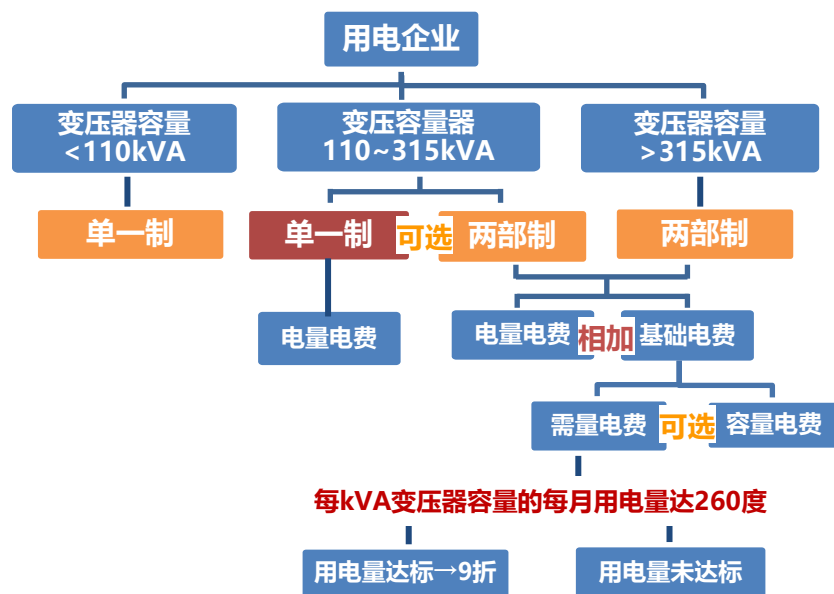
图表：部分地区用户侧储能专项补贴最高额

地区	放电补贴 (元/kWh)	容量补贴 (元/kW)	投资补贴
浙江	温州瓯海 温州龙港 义务 杭州萧山 诸暨 平湖 舟山普陀 嘉兴海盐	充电0.1, 放电0.8 (2年) 0.8 0.25 (2年, 最高500万) 300 200/kWh (最高100万)	 10% (最高500万) 30万/项目 10% (最高400万)
江苏	常州 苏州工业园区 无锡高新区	0.3 (2年) 0.3 (3年) 100 (最高50万)	
广东	深圳福田 东莞 广州黄埔 深圳 东莞厚街 肇庆高新	0.5 (3年, 最高200万) 0.3 (2年, 最高300万) 0.2 (2年, 最高300万) 0.2 (3年, 最高300万) 100/kWh (最高50万) 150 (最高100万)	 最高100万/项目 (工业园区、光充储30%)
重庆	铜梁 两江新区	0.5 (累计最高1000万) 200/kWh (最高500万)	1300/kWh
北京	朝阳		20%
天津	滨海高新区	0.5 (最高100万/年)	
安徽	合肥 芜湖 蚌埠	0.3 (2年, 最高300万) 0.3 (5年, 最高100万/年) 200 (最高30万)	

4 推力 4：两部制电价出新，鼓励企业配储平滑用电

- ◆ **鼓励企业按需用电，优化电网供需匹配度。** 23年5月，发改委发布第三监管周期省级电网输配电价政策：1) 变压器容量100-315kVA可选两部制电价（此前仅单一制），合理运用机制可节省电费。2) 两部制基础电价按用电电压分档收费，督促按需选择电压。3) 若每kVA变压器容量的每月用电量达260度，需量电价按90%计算，鼓励高效利用变压器。

图表：新电价逻辑关系图



图表：部分省份用户两部制电价/单一制电价的比值

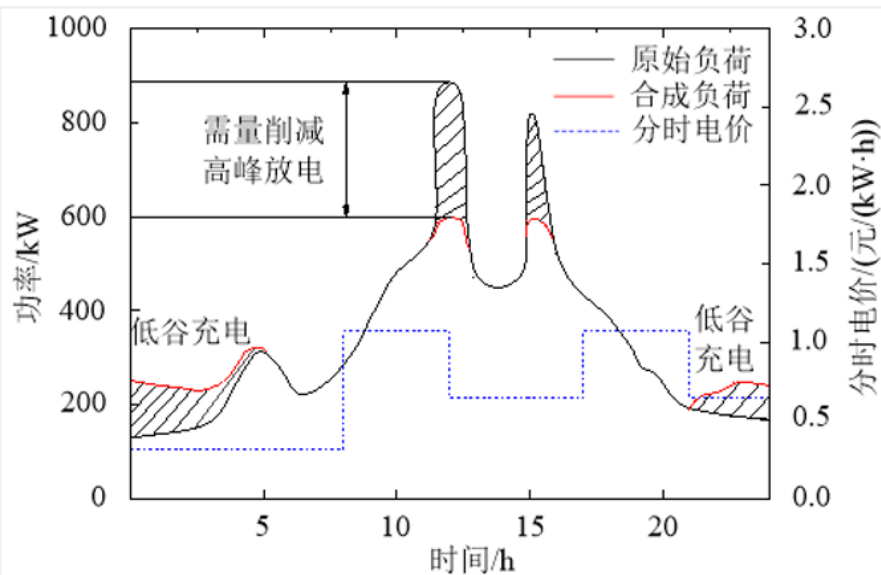
核心假设：配储平滑用电→用电时间内，电网均匀供电
结论：若平滑用电后两部制电价低于单一制电价，鼓励企业配储

每日用电时长	电压档位	广东	陕西	江苏	浙江	山东	重庆	甘肃
8小时	1 ~ 10kV	1.36	1.27	1.54	1.43	1.42	1.34	1.00
	35 ~ 110kV	1.46	1.30	1.54	1.49	1.42	1.35	0.96
16小时	1 ~ 10kV	0.97	0.94	1.09	1.01	1.07	1.03	0.63
	35 ~ 110kV	1.02	0.93	1.07	1.01	1.04	1.00	0.62
24小时	1 ~ 10kV	0.84	0.83	0.94	0.87	0.95	0.93	0.51
	35 ~ 110kV	0.87	0.81	0.91	0.86	0.95	0.89	0.50

4 推力 4：两部制电价出新，鼓励企业配储平滑用电

- ◆ 两部制电价促进工商企用电合理，鼓励配储平滑用电。两部制中，增设容（需）量计算的目的是为了刺激企业提高用电设备或最大负荷的利用率（平滑用电曲线），而配储可达以上目的。
- ◆ 配储可减少变压器最大容量，进而降低容量电费。工商储的动态增容功能可降低用电峰时的负荷需求，同时可减少变压器扩容成本和容（需）量电费。以上海负荷峰值约1MW的一般工商业为例，配储0.5MW/0.5MWh，除了节省变压器扩容费用，还可每年节省电费约15万元。

图表：工商储动态增容示意图（负荷曲线）



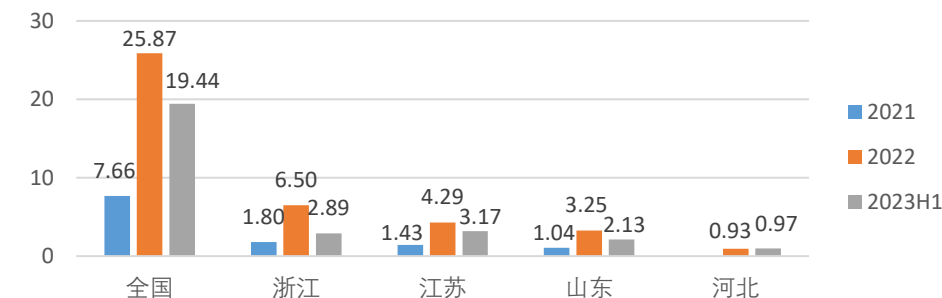
图表：配储抵消变压器最大容量降低基础电费
(测算按照上海市代理购电价格，采用一般工商业用电两部制，电压等级：<1kV~35kV)

配储降低基础电费测算	
未配储变压器所需最大功率 (kVA)	1000
配储后变压器所需最大功率 (kVA)	500
一般工商业两部制变压器容量用电价格 (元/kVA·月)	25.5
未配储每月基本电费 (元)	25500
配储后每月基本电费 (元)	12750
年节省电费 (万元)	15.3

5 推力 5：工商业光伏配储，保障用电稳定性

- ◆ **工商业光伏快速渗透，政策激励工商业配储。**23H1新增工商业光伏19.44GW，同增81%，21年-23H1累计装机已达43GW。21年至今多地下发分布式光伏配储文件，强制/鼓励用户侧配储，承担消纳责任，对工商储市场提供增量支撑。
- ◆ **储能作为后备电源，能有效保障工商业用户用电稳定性。**近年多地均发布了有序用电方案，限电甚至停电导致工商业减产，收益下滑严重。因此企业保障用电安全的需求迫切，工商储系统可提供短时紧急用电支持，保障短时用电稳定性，但对长时限电帮助有限。

图表：各省市分布式光伏配储政策（下）、新增装机（上，GW）



省份	市区	配置主体	配置要求
浙江	诸暨	分布式光伏	≥装机量的10%
山东	平阴	分布式光伏	≥装机量的15%，2h
	枣庄	分布式光伏	装机量的15-30%，2-4h
河北	-	分布式光伏	配储需满足至少10年寿命+5000次循环+10年衰减率不超20%
浙江	绍兴市河桥区	非户用分布式光伏	≥装机量的10%，2h
	永康	非户用分布式光伏	≥装机量的10%
江苏	苏州	≥2MW分布式光伏	≥装机量的8%
	昆山	≥2MW分布式光伏	≥装机量的8%
	无锡	≥2MW工商业光伏	≥装机量的8%

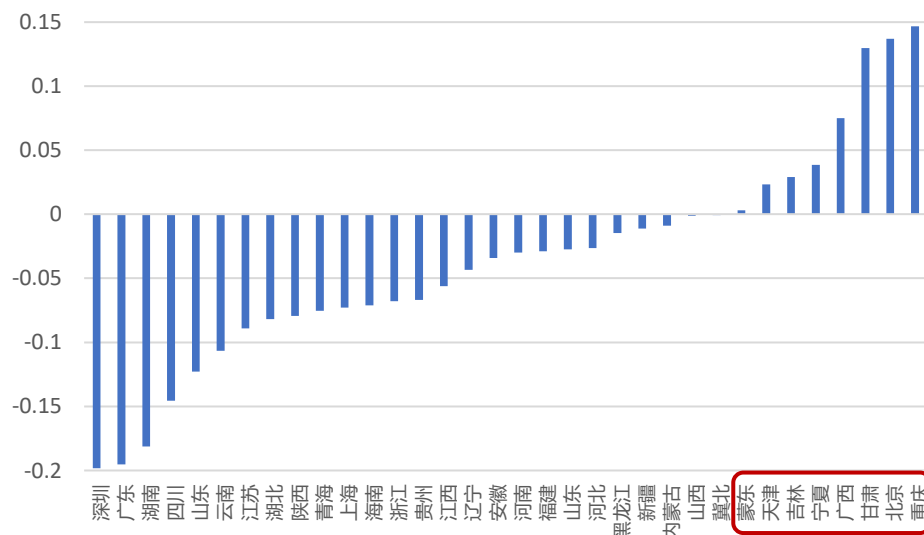
图表：2021年-2023年部分省市限电政策

时间	地区	具体限电政策
2021.08	河南	8月部分加工企业限电三周以上；郑州、洛阳部分铝加工企业接到通知，大型工业企业视情况限电50%，十千伏以下工业企业全部停产
2021.09	广东	9月全省各市已启动有序用电预案，多地工业企业“开三停四”甚至“开二停五”错峰用电
2021.09	江苏	9月15日，部分地区实行限电，暂定15天，要求拉电：工业拉掉，生活用电保留，办公室空调停用，路灯控制减半
2021.09	山东	日照市发布紧急预警，电力供应缺口大，断电时间可能持续至9月底；枣庄市发布通知，需求响应优先，有序用电保底；淄博厂区限电政策不断升级，限电时间从16:00-20:00最终调整为7:30-24:00
2022.08	四川	取消主动错峰需求响应，在全省（除攀枝花、凉山）的19个市（州）扩大工业企业让电于民实施范围，对四川电网有序用电方案中所有工业电力用户实施生产全停（保安负荷除外），放高温假。
2022.08	重庆	要求辖区内工业企业从8月15日到8月24日采取放高温假的方式，让电于民。此次重庆限电区域涉及两江新区、渝北区、北碚区、璧山区、巴南区、高新区、江津区等
2023.07	四川	部分钢厂已收到相关口头限电通知，部分长流程企业计划于21日起限电20%-30%

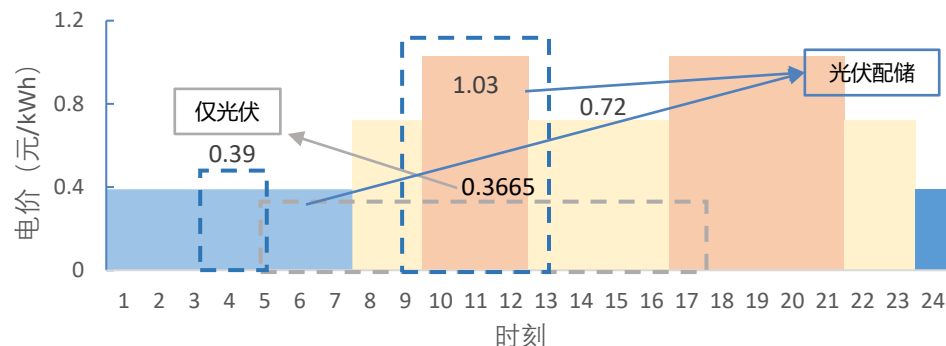
5 推力 5：工商业光伏配储，保障用电稳定性

- ◆ 多地光伏上网价格>谷时电价，工商业光伏配储经济性低于独立储能。除甘肃、吉林、广西等7地之外，各地均出现了光伏上网电价>谷时电价的倒挂现象，光伏发电直接上网经济性更强，配储无法产生额外增益。而以上7地可通过光伏配储，更合理利用高峰电价时刻。

图表：各省谷时电价-分布式光伏上网价格（元/kWh）



图表：天津光伏配储日内套利图



图表：天津三种投资形式经济性对比（储能均为一充一放）

投资形式	仅工商业储能	仅工商业光伏	工商业光伏+工商业储能
全年用电量 (kWh)	850000 (光伏超配, 天津利用小时数1318h)		
光伏规模 (kW)	—	1000	1000
储能规模 (kWh)	2000	—	2000
储能成本 (元/Wh)	1.70	—	1.70
光伏成本 (元/W)	—	3.54	3.54
总成本 (万元)	340	354	694
套利价差 (元/kWh)	0.6384 (高峰-低谷)	—	0.7070 (高峰-上网价差)
节省电费 (元/kWh)	—	0.8204 (谷-平-峰平均)	0.8736 (平-峰平均)
上网电价 (元/kWh)	—	0.3665	0.3665
IRR (%)	<0	15.96%	4.26%
		0.93	>20

5 光伏/光储IRR对比

◆ 据模型测算，天津工商业光伏IRR达15.96%，近11年回本；光伏配储IRR达4.26%，超过20年回本。我们的模型考虑了各地区光伏发电时间内所节省的电费、余电上网，以及储能的套利收益。

图表：工商业储能测算模型（天津案例）

工商业光伏配储测算																						
年	单位	0	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年
光伏年发电量	MWh/年	-	1318	1291	1285	1279	1272	1266	1259	1253	1247	1241	1234	1228	1222	1216	1210	1204	1198	1192	1186	1180
节省电费平均电价	元/KWh	-	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
充放电量	MWh	-	657	649	641	633	625	617	609	602	594	587	579	572	565	558	551	544	537	531	524	517
电量自用收益	万元	-	59	58	58	57	56	55	55	54	53	53	52	51	51	50	50	49	48	48	47	47
发电收益	万元		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
营业利润（含13%增值税）	万元		69	68	67	67	66	65	65	64	63	63	62	62	61	61	60	59	59	58	58	57
税前利润	万元		31	33	35	37	40	43	46	50	53	58	62	62	61	61	60	59	59	58	58	57
所得税（扣减税盾，三免三减半）	万元		0	0	0	1	1	1	3	4	5	6	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6
净利润	万元		31	33	35	37	39	42	43	45	48	51	55	54	54	54	53	53	52	52	52	51
设备更换	万元											(16)										
净现金流量	万元	(208)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(10)	(12)	(13)	(31)	55	54	54	54	53	53	52	52	52	51
净现金流量累计现值	万元		(211)	(214)	(218)	(223)	(228)	(234)	(241)	(249)	(258)	(277)	(245)	(214)	(186)	(158)	(133)	(109)	(86)	(64)	(44)	(25)
资本金irr	4.26%																					
投资回报周期（年）	-																					

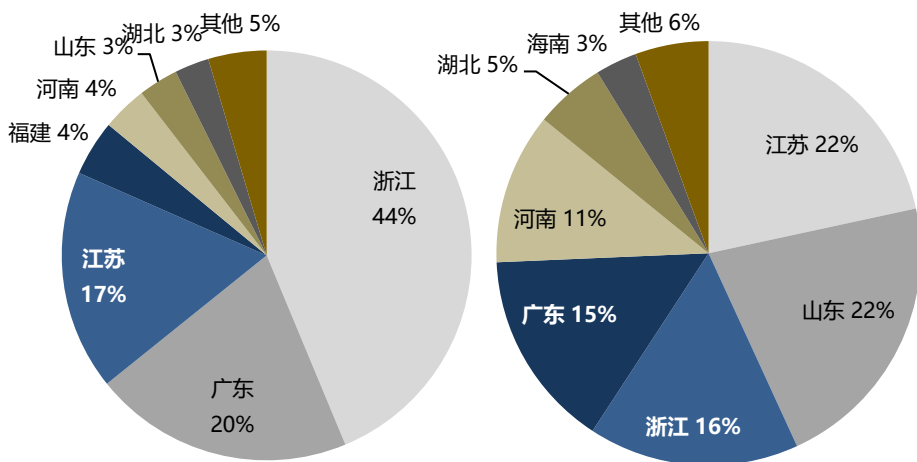
工商业光伏测算																						
年	单位	0	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年
光伏年发电量	MWh/年	-	1318	1291	1285	1279	1272	1266	1259	1253	1247	1241	1234	1228	1222	1216	1210	1204	1198	1192	1186	1180
节省电费平均电价	元/kWh	-	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
白天自用电量	MWh	-	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
电量自用收益	万元	-	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
发电收益	万元		32	31	31	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	28	28	28	28	28	27	27
营业利润（含13%增值税）	万元		53	52	52	52	52	52	52	51	51	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50	49
税前利润	万元		34	35	36	37	39	40	42	44	46	48	51	51	51	50	50	50	50	50	50	49
所得税（扣减税盾，三免三减半）	万元		0	0	0	3	3	3	6	7	7	8	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8
净利润	万元		34	35	36	35	36	37	36	37	39	41	42	42	42	42	42	42	42	41	41	41
设备更换	万元											(16)										
净现金流量	万元	(106)	17	16	16	13	13	12	9	8	7	(9)	42	42	42	42	42	42	42	41	41	41
净现金流量累计现值	万元		(90)	(76)	(62)	(52)	(42)	(32)	(26)	(21)	(16)	(22)	3	26	49	70	90	109	127	145	161	177
资本金irr	15.96%																					
投资回报周期（年）	10.93																					

短期空间：哪些省市具备迸发可能？

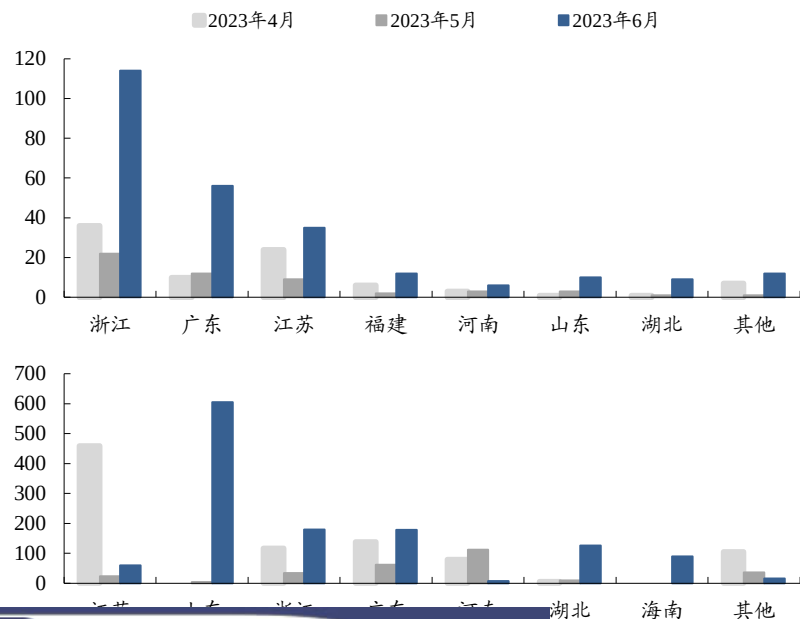
1 需求激增释放活力，苏鲁浙粤已呈进发形势

- ◆ **苏鲁浙粤工商储已呈现进发形势。**23年6月苏鲁浙粤四省新增工商储能备案项目215个，环增367%，占全国85%；容量上，6月新增1021MWh，环增726%，占全国81%，全年累计占74%。
- ◆ **我们认为**本轮四省工商储进发的主要动能来自于：1) 峰谷价差大+结构优，2) 参与代理购电企业多，3) 当地商业模式成熟，参与方多，4) 其他补偿机制完备。探寻后续有多少省份具备进发条件，将是短期空间增长的重要来源，因此我们后文将分析论证其他省份以上四种动能的基本条件。

图表：23年累计（截至6月）工商业储能备案数量（左图）及装机量（右图）分地区结构图



图表：23年4-6月工商业储能分地区新增数量（上图）及装机量（MW）（下图）



2 峰谷：蓄势待发，各地经济性已初现峥嵘

- ◆ 目前已有15省市满足投资经济性要求。
随着各地峰谷价差不断增大，不考虑政策补贴等支持下，目前已有15省市在执行“一充一放”条件下IRR超过5%（对应峰谷价差约8毛/度），可自负盈亏，满足基本投资条件。

图表：“一充一放” IRR测算（2h，不考虑补贴、融资）

运营数据假设	
循环寿命（次）	6000
一天充放电次数（次）	1
运营年限（年）	20
年衰减率（%）	2.00%
充放电效率（%）	90.00%
放电深度（DoD）	90.00%
逆变器折旧年限（年）	10

	尖峰电价	高峰电价	低谷电价	7月平均峰谷价差	当前价差对应IRR
广东（珠三角五市）	1.58	1.28	0.31	1.28	13.66%
广东（江门市）	1.58	1.27	0.31	1.27	13.63%
广东（惠州）	1.52	1.23	0.3	1.22	12.73%
广东（东西两翼地区）	1.41	1.13	0.27	1.13	11.27%
湖南	1.48	1.24	0.34	1.13	11.18%
江苏	1.42	1.18	0.3	1.11	10.92%
海南	1.47	1.24	0.36	1.11	10.73%
上海	1.45	1.21	0.34	1.11	10.69%
广东（粤北山区）	1.3	1.05	0.26	1.05	9.83%
重庆	1.4	1.07	0.35	1.05	9.68%
湖北	1.29	0.97	0.29	1	8.96%
浙江	1.26	0.98	0.35	0.91	7.22%
河南	1.24	1.09	0.35	0.9	6.93%
吉林	1.27	1.07	0.4	0.87	6.38%
江西	1.19	1	0.36	0.83	5.73%
黑龙江	1.19	1	0.36	0.83	5.70%
安徽	-	1.18	0.35	0.83	5.65%
山东	1.18	1.03	0.37	0.81	5.29%
辽宁	1.13	0.91	0.33	0.79	5.05%
天津	1.17	1.03	0.39	0.78	4.66%
陕西	1.05	0.88	0.28	0.77	4.71%
河北	1.08	0.94	0.34	0.75	4.11%
四川	0.96	0.9	0.26	0.71	3.49%
福建	1.01	0.91	0.37	0.64	1.85%
蒙东	0.94	0.79	0.31	0.63	1.79%
北京	1.09	1.02	0.5	0.59	0.41%
冀北	0.93	0.8	0.37	0.56	0.09%
广西	1.05	0.93	0.5	0.56	-0.28%
贵州	-	0.8	0.28	0.52	-0.68%
山西	0.84	0.75	0.33	0.51	-1.09%
青海	0.73	0.61	0.25	0.48	-1.57%
新疆	0.68	0.59	0.24	0.44	-2.59%
云南	-	0.56	0.23	0.33	-5.71%
宁夏	-	0.59	0.3	0.29	-7.34%
甘肃	-	0.57	0.44	0.13	-18.01%

2 峰谷：蓄势待发，各地经济性已初现峥嵘

◆ 两充两放套利空间广阔，进发潜力巨大！大部分省市目前已可满足“两充两放”的模式，且已设置尖峰时段，套利空间进一步增大。湖南、海南、上海、湖北、河南等省份采用“两充两放”后IRR均超10%，投资经济性优越，高经济性使得工商业储能投资更具吸引力，工商储渗透率有望进一步提升。

图表：各省市储能充放电模式

	充放模式	套利模式		
		高峰-谷	高峰-平	是否有尖峰
陕西	三充三放	1	2	有
黑龙江	三充三放	1	2	有
江苏	三充三放	1	2	有
浙江	两充两放	2	-	有
新疆	两充两放	2	-	有
广东	两充两放	1	1	有
山西	两充两放	1	1	有
河南	两充两放	1	1	有
安徽	两充两放	1	1	无
冀北	两充两放	1	1	有
四川	两充两放	1	1	有
重庆	两充两放	1	1	有
天津	两充两放	1	1	有
湖南	两充两放	1	1	有
湖北	两充两放	1	1	有
上海	两充两放	1	1	有
海南	两充两放	1	1	有
广西	两充两放	1	1	有
青海	两充两放	1	1	有
甘肃	两充两放	1	1	无
辽宁	两充两放	1	1	有
吉林	两充两放	1	1	有
蒙东	两充两放	1	1	有
蒙西	两充两放	1	1	有
宁夏	两充两放	1	1	无
贵州	两充两放	1	1	无
福建	两充两放	1	1	有
云南	两充两放	1	1	无
北京	两充两放	1	1	有
山东	一充一放	1	-	有
河北	一充一放	1	-	有
江西	一充一放	1	-	有

图表：“两充两放”IRR测算（2h，不考虑补贴、融资）（电价单位：元/kWh）

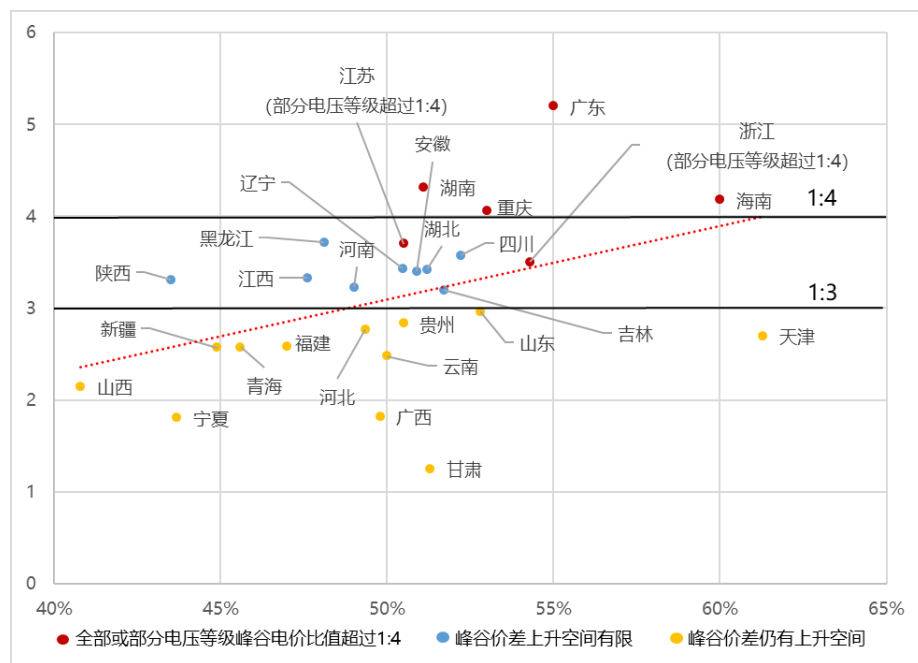
地区	两充两放IRR	峰谷价差均值	一充一放IRR	地区	两充两放IRR	峰谷价差均值	一充一放IRR
广东（珠三角五市）	22.00%	1.28	13.66%	安徽	6.89%	0.83	5.65%
广东（江门市）	21.99%	1.27	13.63%	陕西	5.91%	0.77	4.71%
广东（惠州）	20.34%	1.22	12.73%	天津	5.09%	0.78	4.66%
广东（东西两翼地区）	17.94%	1.13	11.27%	四川	2.69%	0.71	3.49%
浙江	17.74%	0.91	7.22%	内蒙古东	1.02%	0.63	1.79%
江苏	17.36%	1.11	10.92%	福建	0.35%	0.64	1.85%
湖南	16.80%	1.13	11.18%	北京	-2.16%	0.59	0.41%
海南	16.70%	1.11	10.73%	广西	-2.70%	0.56	-0.28%
上海	16.69%	1.11	10.69%	山西	-3.99%	0.51	-1.09%
广东（粤北山区）	15.46%	1.05	9.83%	青海	-4.44%	0.48	-1.57%
重庆	14.07%	1.05	9.68%	贵州	-4.85%	0.52	-0.68%
湖北	13.94%	1	8.96%	新疆	-6.41%	0.44	-2.59%
河南	10.38%	0.9	6.93%	云南	-12.61%	0.33	-5.71%
吉林	8.76%	0.87	6.38%	宁夏	-14.31%	0.29	-7.34%
黑龙江	7.65%	0.83	5.70%	甘肃	-28.91%	0.13	-18.01%
辽宁	6.95%	0.79	5.05%				

注：剔除山东、河北、江西三省，价差均值为2023年7月各电压等级均值

3 产业结构与峰谷价差呈现差异分布，多省份价差或持续拉大

- 各地产业结构与峰谷价差相关性仍存在差异性，三产增速或映射未来峰谷价差变化。目前，北京、上海、天津、山东、广西、河北、贵州等地的峰谷价差相对其第三产业GDP占比仍处于较低水平，未来价差或迎来进一步增长；而重庆、湖南、广东、海南峰谷电价比值已超过1:4，预计未来增长受限。上海、湖南、吉林、安徽、河北等地第三产业增速较快，可一定程度预示未来短期的峰谷价差拉大情况。

图表：各地第三产业GDP占比与峰谷价差关系



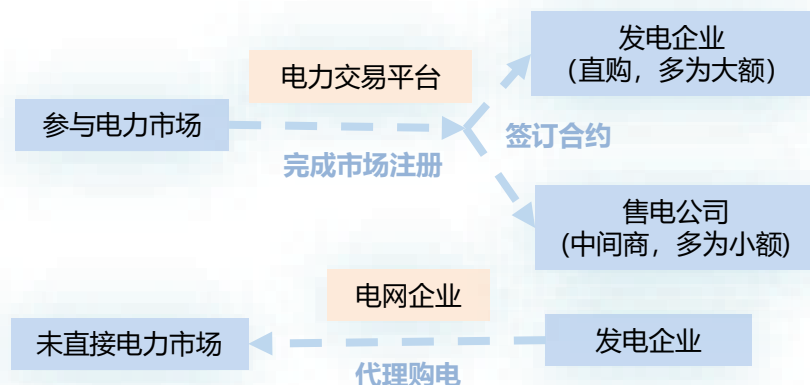
图表：2023年二季度第三产业新增户数同比 (%)



4 推动工商业用电市场化，代理购电峰谷价差较高

- ◆ **进一步推动电价市场化，对暂无法进入的由电网公司代理购电。** 21/10发改委印发深化燃煤上网电价市场化改革通知：取消工商业目录电价，工商业全部进入电力市场交易，对暂无法进入的用户由电网公司代理购电，12月起执行；此外，根据此通知和各地方政策，对以下3类企业施行1.5倍代理电价，迫使多数高耗能企业进入电力市场。
- ◆ **代理购电峰谷价差高，工商储可套利空间大。** 目前我国工商业的购电方式主要分为代理购电和合约购电（进入电力市场）。其中代理购电的峰谷价差较高，23年6月平均价差达0.832元/kWh，工商储可套利空间大，已进发四省均位列代理购电规模前列。

图表：工商业用户可选的电价方案

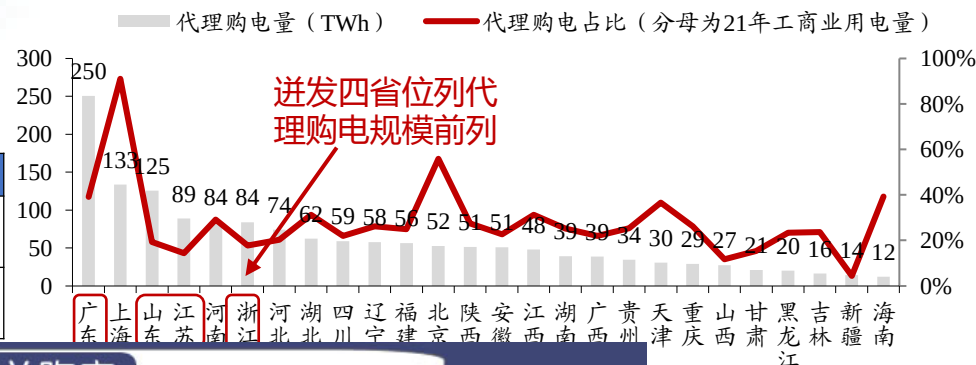


电价方案	购电关系	电价机制
代理电价	电网代理向发电企业购电后统一售给企业	各地电价统一，月调
合约电价	企业通过电力交易平台与发电/售电公司签订中长期合约	合约非标（协商决定），1年期

图表：执行1.5倍代理电价企业的划分标准

参与1.5倍代理电价的企业划分标准
1. 直接参与市场交易，在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户
2. 拥有燃煤发电自备电厂，且由电网企业代理购电的用户
3. 尚未参与交易的由电网代理购电的高耗能用户

图表：22年全国工商业代理购电量及占比（TWh，%）

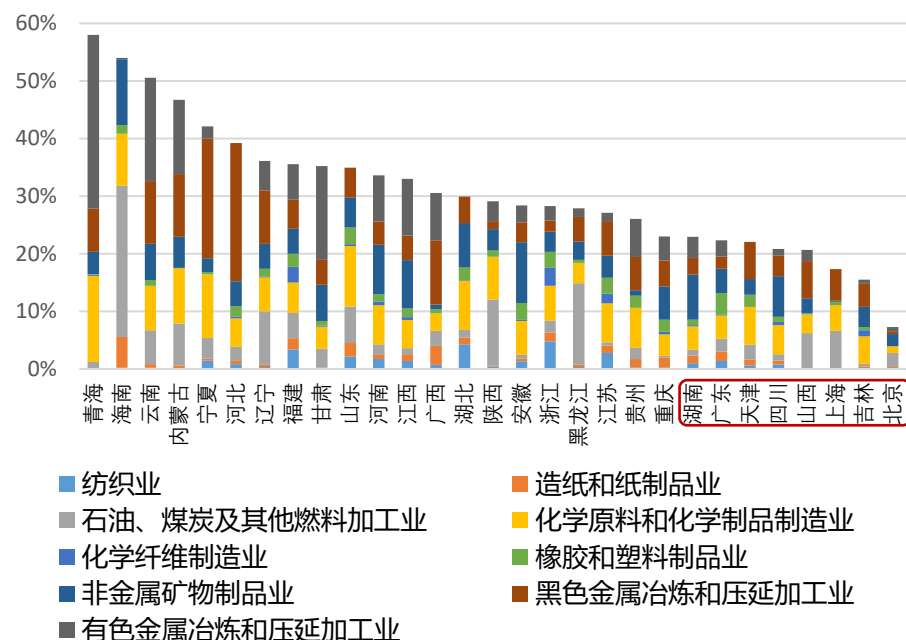
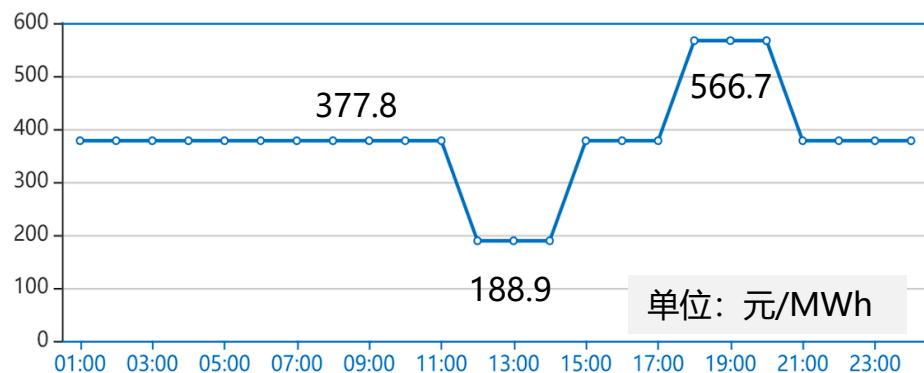


4 合约电价峰谷价差较小，代理购电余量决定工商储需求

- ◆ **合约电价峰谷价差较小，代理购电余量决定工商储需求。** 目前参与电力市场的企业通常与售电公司签订中长期合约+现货市场（目前试点为主）进行购电。以山东市场为例，当下合约构成包括分时/费率类，其中分时类日间价差极小，一般不超过0.4元/kWh，套利经济性较弱，而费率类基于现货市场结算，目前电量占比仅为10%左右，占比不高套利空间较小且波动大。因此，参与代理购电的企业配储经济性更高，而目前上海、山西、湖南、广东等地高耗能企业占比较低，参与代理购电的企业更多，工商储空间更大。

图表：山东典型合约电价套餐（上），分时类-峰谷电价图（下） 图表：22年各省高耗能企业产值占比（与工业总产值相比）

合约模式	电价构成	分时类-峰谷价差	费率类-收费标准
标准	分时类（90%电量）+ 费率类（10%电量）	0.3778元/kWh	以现货市场用户侧各时段实时结算价格作为基准价格，调整系数为105%
混合	分时类（100%电量）	0.395元/kWh	-

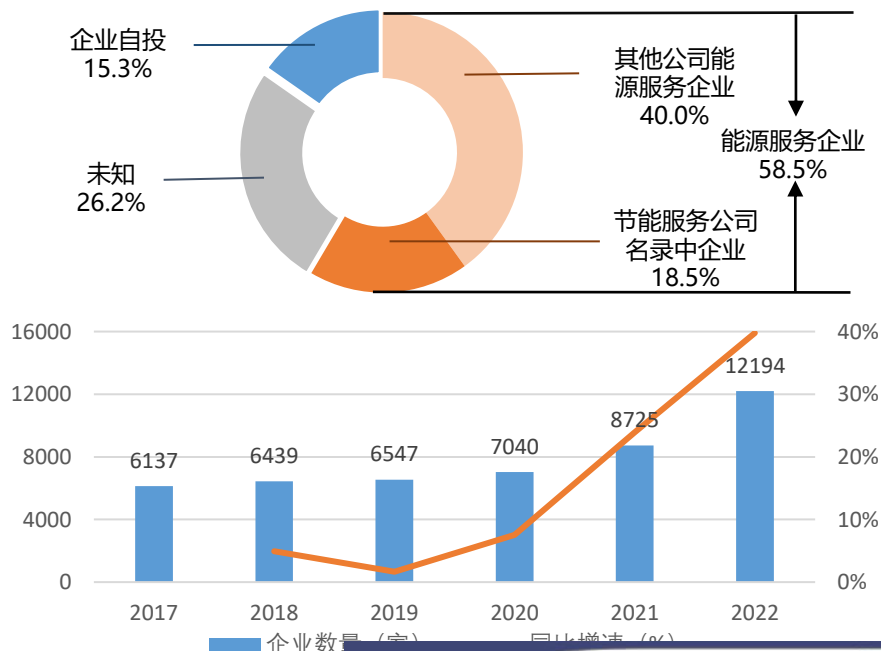


* 若无工业产值占比数据，则用该省某行业总资产/该省工业总资产代替

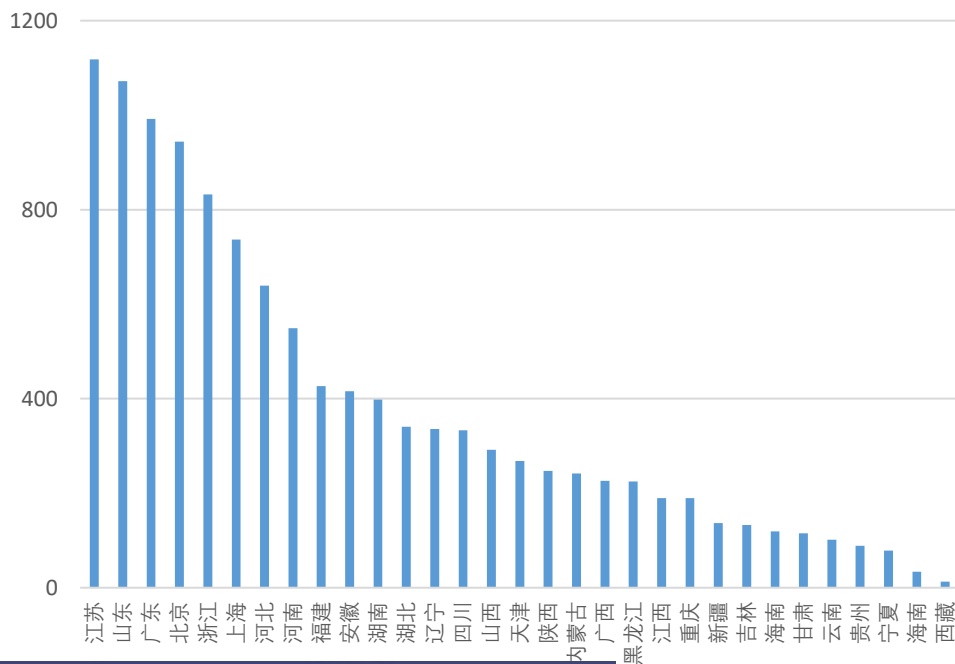
5 参与方：企业自投占比低，节能服务商进发助推

- ◆ **工商储多数为能源服务企业投资。**根据23年至今公布的备案项目，工商储自投比例仅15.3%，多数为第三方能源服务企业，被列入节能服务公司名录的占18.5%。
- ◆ **节能服务企业迎进发增长，数量多的地区利好工商储装机。**节能服务商通过提供合同能源管理方案进入市场，22年节能服务商同增达40%，江苏、山东、广东、河南、河北等地数量较多，而海南、重庆、湖北节能服务商较少解释了其峰谷价差较大而装机未进发的原因。

图表：23年1-6月公布的工商储备案项目投资方（上）
节能服务企业数量及增速（下）



图表：22年底各省节能服务企业分布



6 华中、华东区域得天独厚，有望贡献新增量

- ◆ 我们认为湖南、河南、湖北、上海四地工商储土壤优渥，有望贡献市场新增量。四地目前峰谷价差已可支持不错的储能经济性，同时高耗能企业GDP占比小（参与代理购电企业多），购电需求大，待政策端辅以引导，供给端完善能源服务，我们预计将会迅速起量、迎来迸发。

图表：主要省市工商业储能发展优劣势

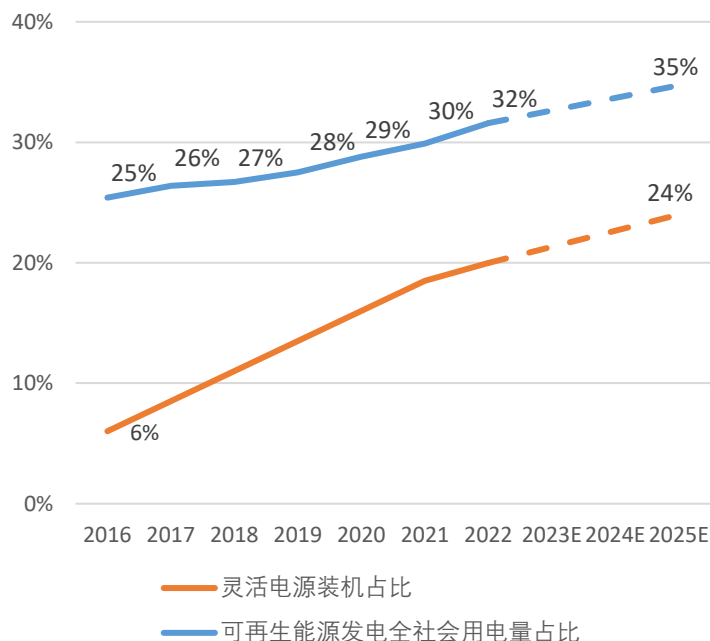
省份	所属区域	两充两放可行性	一充一放IRR超5%	两充两放IRR超10%	峰谷价差拉大可能性	放电补贴	容量补贴	投资补贴	高耗能企业GDP占比	电力自给率	节能服务商数量	优势	劣势
湖南	华中	√	√	√		√			22.92%	74.20%	398	高经济效益，政策激励前景广阔	区域服务商较弱，价差上升可能性小
河南	华中	√		√			√		33.57%	81.60%	549		
湖北	华中	√		√					29.85%	112.80%	341		
上海	华东		√		√				17.32%	51.60%	737	高购电需求，高耗能企业占比低，区域服务商数量充足	政策补贴暂未覆盖
重庆	西南	√		√		√	√		22.98%	68.00%	190	中等经济效益，政策激励丰富	区域服务商弱
四川	西南						√		20.80%	134.40%	333		
安徽	华东					√	√		28.36%	104.70%	416		
天津	华北	√			√	√			22.04%	74.60%	268	政策补贴覆盖，价差有上升趋势	用电需求较弱，区域服务商弱
北京	华北				√			√	7.28%	35.10%	944	区域服务商充足，高耗能企业占比低，高购电需求	经济效益较低
吉林	东北	√		√					15.48%	116.40%	133	高经济效益	用电需求较弱，区域服务商弱
海南	华南	√	√	√					53.99%	91.40%	34		
山西	华东				√			√	20.64%	152.60%	292	价差上升趋势大	经济效益偏弱，需待迸发时机
河北	华北				√				39.19%	79.60%	639		
贵州	西南				√				26.04%	125.20%	89		

长期空间：电力市场化趋势下，工商储云海浩瀚

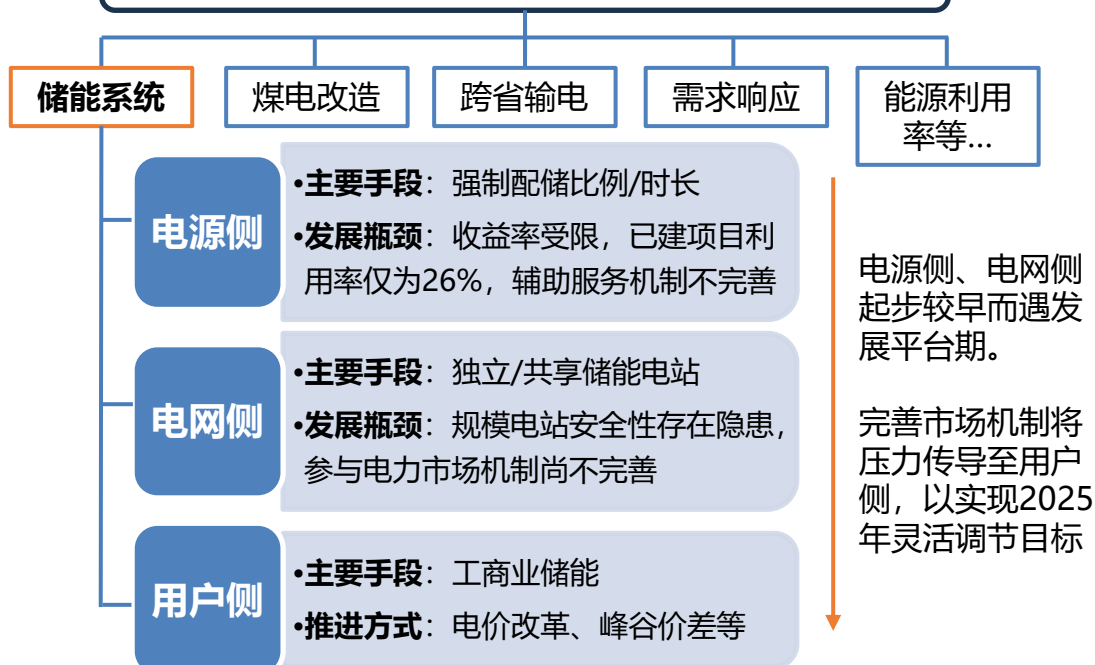
1 长期逻辑：25年灵活调节电源占比达24%左右

- ◆ **电源侧政策指引乏力，导入市场机制激励用户侧参与灵活调节电源建设。**随新能源发电量占比提高，《“十四五”现代能源体系规划》要求25年灵活调节电源占比达24%左右。对于储能而言，电源侧发展迅猛中也显现出强制配储、辅助机制等政策调节的乏力。因此发改委导入分时电价机制，为用户侧配储提供经济性支持，实现灵活调节目标的同时也协助解决需求响应、电网堵塞等问题。

图表：灵活电源需求随可再生能源发电占比上升



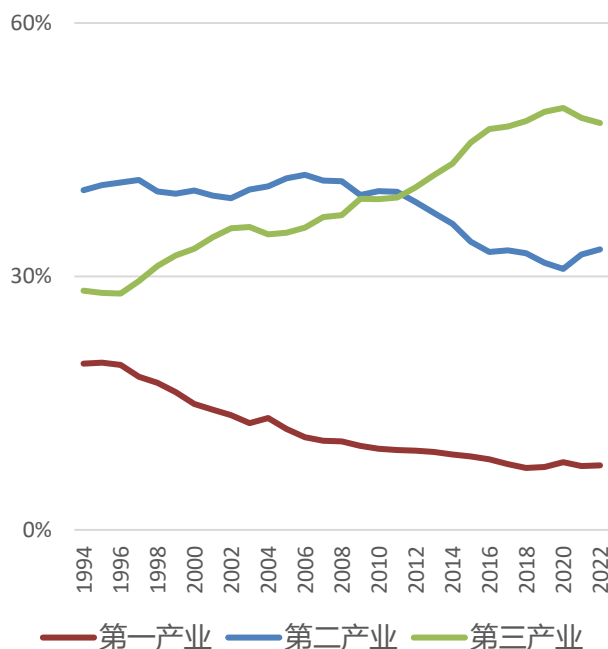
总体要求：2025年灵活调节电源占比达24%左右



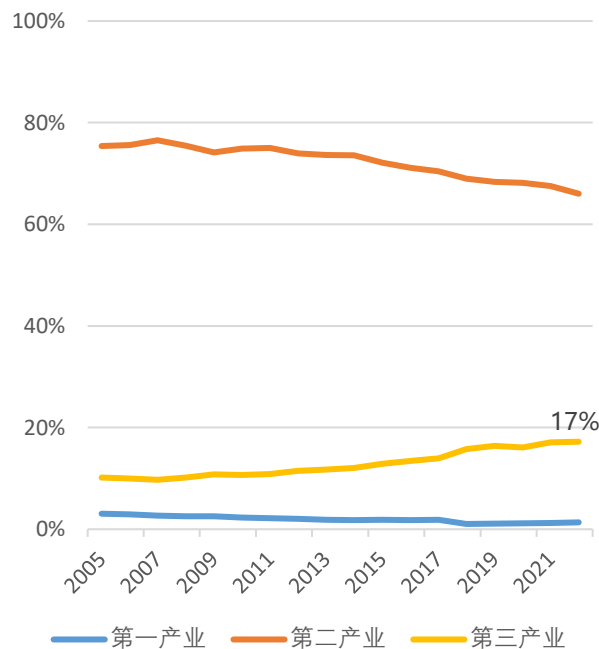
2 长期逻辑：产业升级必经之路，平滑负荷曲线重要支撑

- ◆ **我国三产用电占比逐年攀升，工商储建设可平滑负荷曲线。**我国产业结构升级不断推进，12年后第三产业GDP超越第二产业，22年达48%，用电量占比随之逐年攀升，22年为17%。对比欧美发达国家，我国第三产业GDP占比、用电仍有上涨空间。我国正处于产业不断升级的发展周期，而第三产业用电波动最大，22年峰/谷比达1.65，在国家产业升级大趋势下，工商储作为负荷侧规模化代表，其发展重要性将逐步凸显。

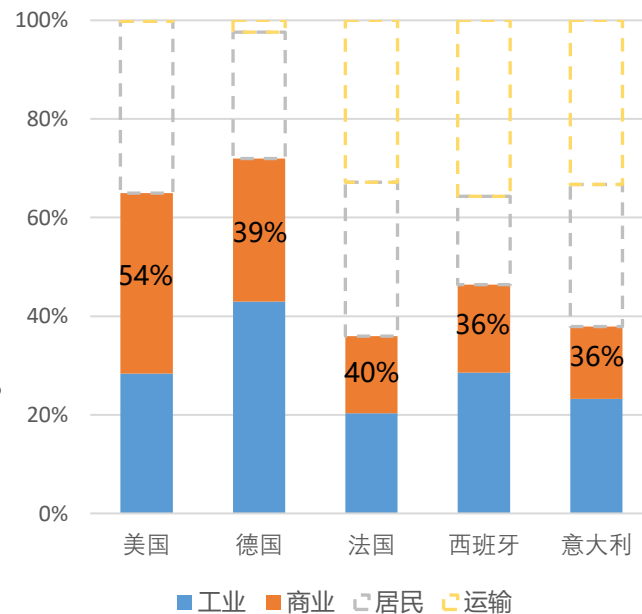
图表：产业结构GDP占比变化



图表：各产业结构用电量占比



图表：2021年发达国家用电量占比
(百分比为商业/工商业)



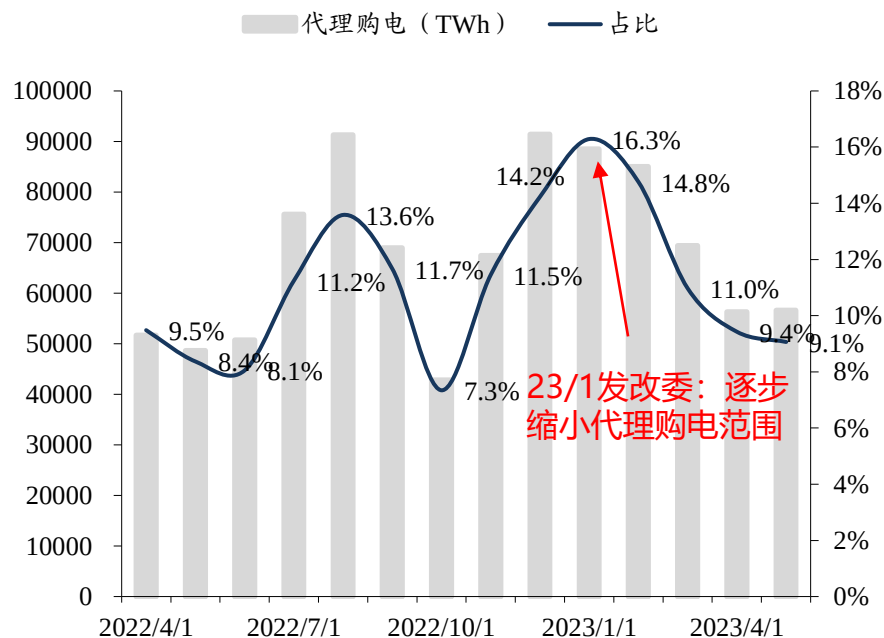
3 长期逻辑：构建中长期交易与现货交易相结合的电力市场体系

- ◆ 以代理购电为过渡，构建中长期交易与现货交易相结合的电力市场体系。继21/10国家叫停目录销售电价后，23/1发改委再次发文鼓励10kV及以上工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电范围。同时，全国多地试点电力现货市场，探索中长期市场与现货市场的衔接。未来，我们预计**中长期稳定电价/规避风险+现货反映竞争/市场定价**的电力体系将逐步形成。

图表：工商业购电方式

购电方式	交易方	价格	发展现状
电网直供	电网	目录销售电价	21/10停止
代理购电	电网	代理购电电价	峰谷价差拉大 向市场交易过渡
现货交易	市场参与者	现货价格	地区试点
中长期交易	发电公司	合同电价	广泛使用
	售电公司	优惠电价/保底电价等	
期货交易	市场参与者	期货价格	探索期
自发自用	/	/	分布式光伏风电 稳步增长

图表：工商业代理购电占比 (TWh, %)



4 长期逻辑：类比光伏，从政策支持到产业链协同

- ◆ 我们认为：国家推动工商储的目的是促进负荷侧承担部分电网灵活性调节责任（同时也可解决高峰期电网通道堵塞问题），从而在整体电力体系上实现降本增效。
- ◆ 当前，工商储处于发展初期，需要“固定式峰谷价差”作为“政策支持”，类比光伏，工商储将经历政策支持-市场化推进-产业链协同三大阶段，最后走向平价。我们预计在未来随储能降本增效支撑灵活性调节能力构建后，电力市场将走向完全市场化，相应的“固定式峰谷价差”将降低/退出，开启用户侧自主能源平价时代！

图表：对标光伏发展历程定位工商业储能发展阶段

光伏

阶段一：政策支持

发展状况：高成本，技术壁垒限制。

→ 出台光伏补贴实现暂时经济性，刺激装机和技术进步。

阶段二：市场化推进

发展状况：技术突破，成本降低。

→ 补贴退坡，引导进一步降本增效和市场化发展。

阶段三：产业链协同

发展状况：规模化显著，竞争激烈。

→ 激发全产业链降本增效，技术迭代，持续高速发展。

终极目标：
新能源发电占比提高，实现双碳目标。

工商储

阶段一：政策支持

发展状况：推广程度低，商业模式单一。

→ 制定分时电价，给予企业暂时经济性推动商业模式推广。

阶段二：市场化推进

发展状况：商业模式成型，装机起量。

→ 装机起量带动负荷曲线平滑，峰谷价差相应降低（退补）。盈利水平下降的同时，激发商业模式创新，吸引更多玩家入局。

阶段三：产业链协同

发展状况：技术成熟，普及程度高，衍生新型商业模式贡献收益。

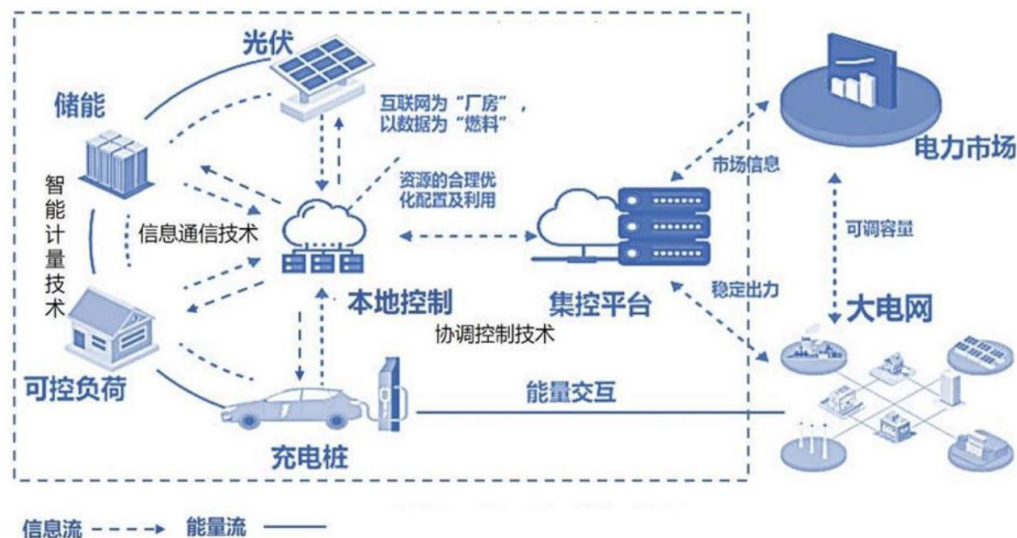
→ 虚拟电厂等模式创新成为新的竞争因素，刺激更多需求的同时带动软件、物联网等产业链上下游分支持续发展。

终极目标：
全面电力现货交易，完善电网灵活性配置

5 长期逻辑：虚拟电厂为工商储发展带来新空间

- ◆ **虚拟电厂：更灵活、智慧的电力结构。**区域性展现“灵活”特征，先进控制工具展现“智慧”优势，虚拟电厂成为电力结构未来发展方向，各地政策不断推动，增长空间巨大。
- ◆ **工商储是虚拟电厂“源荷”两侧的重要参与者。**工商储同时参与源荷两侧，相较户储，工商储项目规模大、充放电稳定、易于管理。虚拟电厂能够以其智慧性和规模效应实现工商储更大经济性，同时形成合理利润分配方式，吸引更多工商业主加入。我们预计未来虚拟电厂商业模式逐渐定型后，有望规模化带动小微工商业安装储能，提供量增支持。

图表：虚拟电厂参与方



图表：各地区虚拟电网政策

地区	时间	文件	关键词
全国	2021/3	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	进一步加强
全国	2022/1	《“十四五”现代能源体系规划》	开展示范
内蒙古	2022/2	《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》	发展
河北	2022/4	《河北省“十四五”新型储能发展规划》	鼓励
湖北	2022/5	《湖北省能源发展“十四五”规划》	探索
上海	2022/7	《上海市碳达峰实施方案》	开展示范
全国	2023/5	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》	支持
广东	2023/6	《广东省促进新型储能电站发展若干措施》	开展试点

6 工商储迎来迸发，2025/2030年新增装机可达15.9/100+GWh

- ◆ 短期看，峰谷价差进一步拉大+补贴政策完善，将带动工商储需求迸发。我们预计2023/2025年工商储新增装机达4.1/15.9GWh，2022-2025年CAGR约158%。长期看，能源结构调整方兴未艾，虚拟电厂带来边际增量，工商储空间广阔，2030年新增装机容量可达100GWh+。

图表：工商业储能市场空间测算

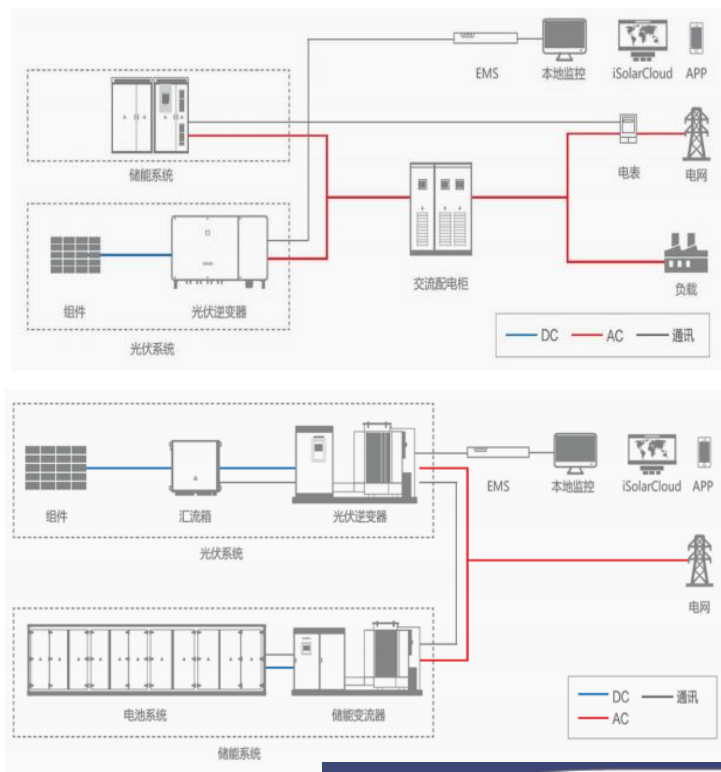
	2022A	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
第二产业用电量 (TWh)	5700.1	5871	6106	6350	6604	6868	7143	7357	7578
第二产业用电量增速 (%)	1.3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
第三产业用电量 (TWh)	1485.9	1560	1654	1770	1911	2064	2229	2430	2648
第三产业用电量增速 (%)	4.4%	5%	6%	7%	8%	8%	8%	9%	9%
工商业合计用电量 (TWh)	7186	7431	7760	8120	8515	8932	9372	9787	10227
工商业合计用电量增速 (%)	2%	3%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	4%
满足强经济性的省市 (个)	2	5	9	12	15	17	19	21	23
满足省市：工商业用电量合计 (TWh)	1281.8	2762.2	3344.1	3680.3	4393.5	4715.9	5195.4	5590.4	5979.7
满足省市：代理购电量占比 (%)	26.5%	21.8%	23.1%	21.4%	17.9%	15.0%	11.8%	8.4%	4.7%
满足省市：市场购电量占比 (%)	73.5%	78.2%	76.9%	78.6%	82.1%	85.0%	88.2%	91.6%	95.3%
其中：代理购电配储渗透率	0.7%	1.0%	1.8%	3.7%	6.8%	13.0%	23.0%	40.0%	70.0%
其中：市场购电配储渗透率	0.03%	0.04%	0.05%	0.07%	0.10%	0.18%	0.38%	1.00%	2.50%
工商业储能累计装机容量 (GWh)	2.79	6.88	15.22	31.14	57.08	99.00	157.89	238.98	339.85
工商业储能新增装机容量 (GWh)	0.93	4.08	8.34	15.92	25.94	41.92	58.88	81.10	100.87
增速 (%)	180%	338%	104%	91%	63%	62%	40%	38%	24%

产业链：百舸争流，借海扬帆奋楫者先

1 工商储相比大储集成度高，电池产线可以相互切换

- ◆ **工商储相比大储的集成度高，主流产品容量约200KWh。**中小型工商业采用储能一体柜，大型则采用储能集装箱，国内主流产品容量170-220kWh，同时搭配70-110kW的功率配置，而出口的工商储多以300+kWh产品为主。
- ◆ **工商储电池基本与大储无差别，二者产线可相互切换。**工商储和大储电池均选用280Ah铁锂电芯，电池产线可相互切换。大储集成商采购规模大，议价权更高，因此相比工商储采购价格更低。

图：工商储（上）大储（下）系统结构对比



图：工商业储能代表产品

企业	产品	额定功率 (kW)	电池系统容量 (kWh)
傲普能源科技	Ocube	50-184	100-368
阿诗特	LABEL	100	200
比亚迪	OSN-P120B274-U-R1M01	120	240
采日能源	CUBE	100-186	232-372
电气国轩	SMART-ONE	75-100	159-221
南瑞继保	PCS8812PB	93-186	372
华为	LUNA2000	100	194
弘正储能	智慧储能一体柜	60	126
华峰储能	工商储一体（分体）机	30-250	90-645
海博思创	液冷户外柜	100-186	232-372
奇点能源	eBlock	100-186	200-372
零探智能	Tensorpack	100	200
美克生能源	积木式储能	100	215
迈格瑞能	户外柜式储能系统	30-150	100-200
宁德时代	Enerone	186	372
南都电源	Edge	116-553	233-553
融和元储	天禄	100	≥200
时代星云	液冷工商业储能系统	60-100	200-206
沃太能源	液冷户外柜	186	373
新艾电气	SINY-BANK	105	> 200
兴储世纪	Scopio	30-500	100-1500
阳光电源	PowerStack/分布式风冷储能系统	50-250	100-1070
亿兰科	户外柜式储能系统	50-100	100-200

2 技术趋势：电芯大容量方向演进，新技术应用层出不穷

- ◆ **大容量电芯正成为厂商间重要竞争策略，储能技术进入新变革周期。**大容量电芯可减少集成部件，从而降低成本，同时保持长循环寿命，降低全生命周期的度电成本。随着市场降本增效需求的推动，储能电池开始走进专业化深水区。

表：储能电池技术趋势

电池技术趋势	优势	难点
大电芯	能量/功率提升、符合政策要求	电芯鼓胀问题、散热变差
高电压	呼应光伏系统、能量密度、转换效率、集成度提升	电池系统及部件等需要完善
水冷/液冷	冷却效果提升	成本提升
调频1C	安全性高	成本提升
CTP集成化	能量密度提升	单体电芯性能要求提升
钠离子电池（非替代）	成本低	能量密度、循环寿命差

3 锂价回落提升储能经济性，电芯成本回归0.35-0.40元/Wh

◆ 锂价回落进一步储能经济性，铁锂电芯成本预计回归0.35-0.40元/Wh。锂价目前已回落至25-30万元/吨，铁锂电芯成本降至0.45-0.50元/Wh，进一步提升储能经济性，我们预计未来锂价有望回落至10-15万元/吨，对应成本降至0.35-0.40元/Wh。

图 碳酸锂现货价格（万/吨）

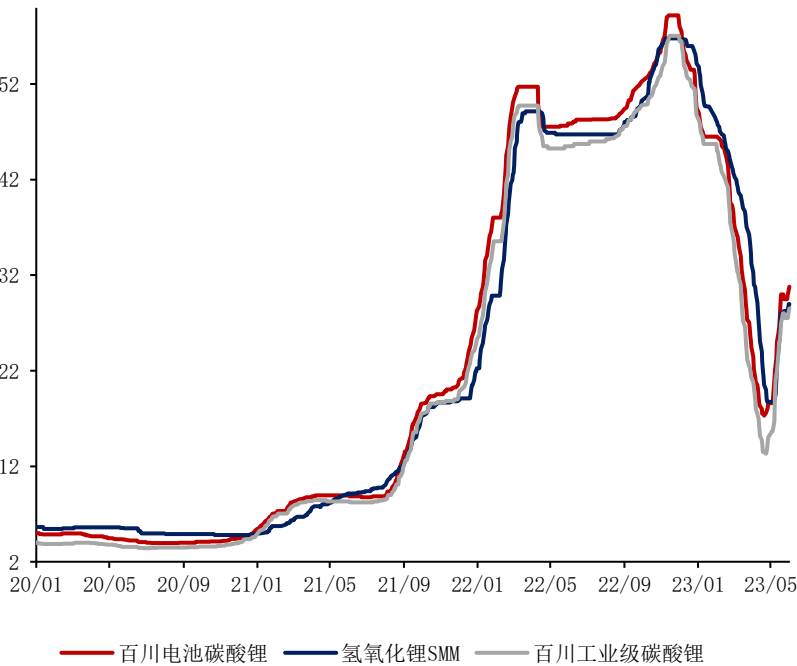


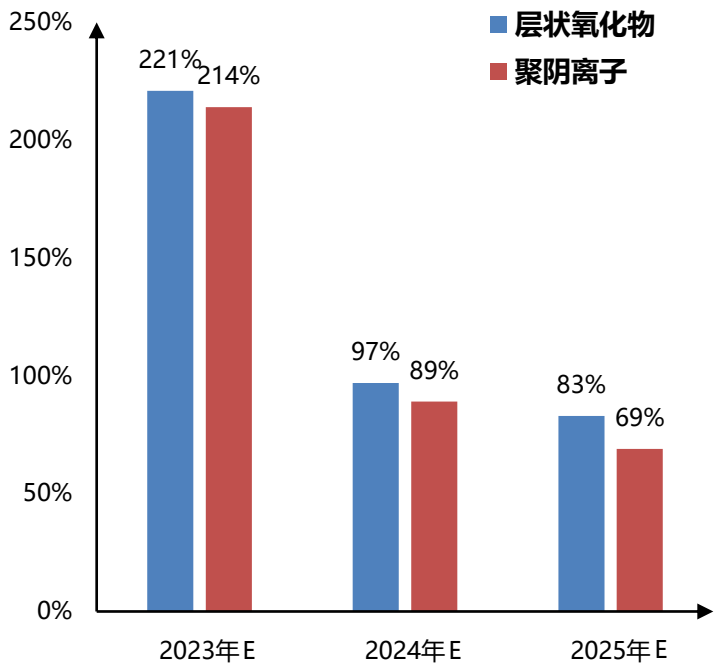
表 磷酸铁锂单位成本测算

碳酸锂价格场景			30万/吨		20万/吨		10万/吨	
电芯原材料成本	单位用量	单位	单位价格	单位成本	单位价格	单位成本	单位价格	单位成本
	/GWh		万	元/wh	万	元/wh	万	元/wh
正极材料	2016	t	9.8	0.20	7.4	0.15	4.8	0.10
正极导电剂（AB）	31	t	18.0	0.01	18.0	0.01	18.0	0.01
正极黏贴剂PVDF	40	t	16.0	0.01	16.0	0.01	16.0	0.01
分散剂（NMP）	8	t	4.0	0.00	4.0	0.00	4.0	0.00
正极集流体(铝箔)	420	t	2.0	0.01	2.0	0.01	2.0	0.01
负极（石墨）	980	t	3.5	0.03	3.5	0.03	3.5	0.03
负极粘结剂(SBR)	40	t	20.0	0.01	20.0	0.01	20.0	0.01
负极粘结剂(CMC)	40	t	4.9	0.00	4.9	0.00	4.9	0.00
负极集流体(铜箔)	790	t	3.0	0.02	3.0	0.02	3.0	0.02
电解液	1570	t	5.0	0.08	5.0	0.08	5.0	0.08
隔膜（湿法涂覆）	2100	万m2	2.0	0.04	2.0	0.04	2.0	0.04
壳体&辊压膜等	1	套	0.1	0.05	0.1	0.05	0.1	0.05
电芯材料成本合计(元/wh)			0.46		0.41		0.36	
BOM成本(元/wh)			0.66		0.61		0.55	

4 钠电材料端优势显著，远期电芯成本预计0.25元/Wh

◆ 钠电池放量后具备成本优势，未来成为铁锂有效补充。钠电池原材料来源广泛，其中聚阴离子体系兼具成本和循环优势，放量后成本预计0.25-0.30元/Wh，比铁锂低30%+，循环可达8000次以上，成为工商储未来有效补充。24年钠电成本开始低于铁锂，降至0.4元/Wh， 25年循环性能突破8000次，与铁锂储能性能持平，26年进入大规模放量阶段，需求预计达140gwh左右，其中储能需求80gwh。

图 钠电相对BOM成本/LFP



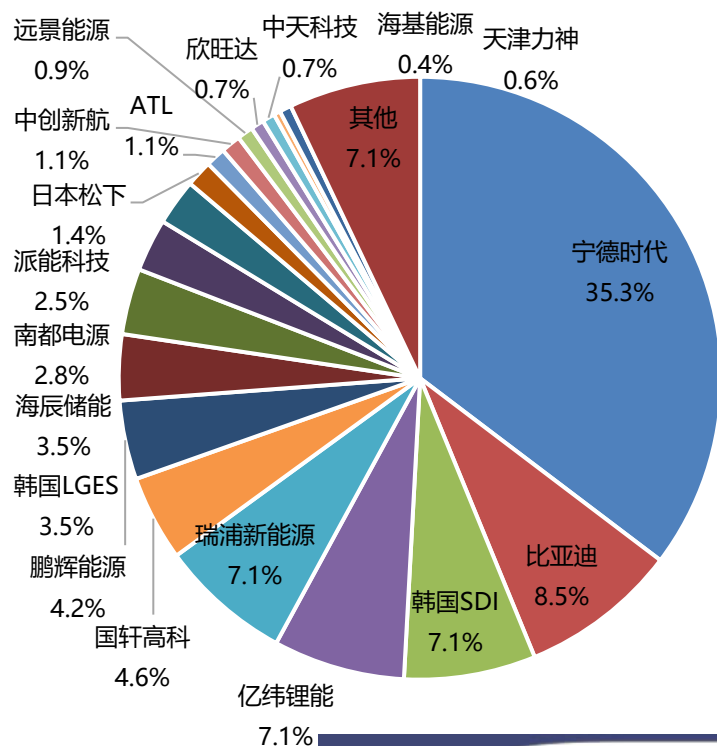
图表 钠离子电池需求空间测算

	单位	2022	2023E	2024E	2025E	2030E
核心假设						
常温循环（储能）	次	3,500	5,000	6,000	8,000	11,000
钠离子电芯成本（层状）	元/Wh	0.65	0.50	0.40	0.38	0.34
钠离子电芯成本（聚阴离子）	元/Wh	0.55	0.45	0.36	0.34	0.29
磷酸铁锂电芯成本	元/Wh	0.57	0.43	0.41	0.39	0.35
磷酸铁锂溢价（层状）	%	-12.3%	-14.0%	2.1%	2.1%	1.1%
磷酸铁锂溢价（聚阴离子）	%	3.6%	-4.4%	13.5%	13.5%	18.2%
钠电储能渗透率	%	0.0%	0.2%	1.0%	3.0%	20.0%
空间测算						
钠离子电池渗透率	%	0.0%	0.2%	1.3%	2.7%	8.0%
钠离子电池需求空间	GWh	0	2	19	57	547
yoy	%		1257%	947%	207%	33%
钠电两轮车需求空间	GWh	0	1	6	15	25
钠电电动车需求空间	GWh	0	1	9	25	76
钠电储能需求空间	GWh	0	0	4	17	447
钠离子电池市场空间	亿元	1	10	99	280	2154
yoy	%		937%	882%	182%	28%
钠电正极需求	万吨	0	0	4	14	131
钠电负极需求	万吨	0	0	2	7	71
钠电电解液需求	万吨	0	0	3	9	88
钠电隔膜需求	亿平	0	0	4	13	120
钠电铝箔需求	万吨	0	0	2	5	47

5 储能电芯格局：宁德时代一骑绝尘，各路玩家扩产加速

◆ 电池厂商加速布局，23年供需维持紧平衡，宁德时代优势明显。我们预计23年有效供给达280-300gwh左右，23年储能行业需求达220-230gwh左右，行业基本维持紧平衡，其中宁德时代优势明显，全球市占率预计维持35%。

图表：2022年全球储能电池占比 (%)



图表：2022-2023年全球储能电池出货分布 (GWh)

全球储能电池出货量 (GWh, 东吴证券研究所预测)				
公司	2022E	同比	2023E	同比
宁德时代	50.0	199.4%	90.0	80.0%
比亚迪	12.0	140.0%	30.0	150.0%
韩国SDI	10.0	17.4%	15.0	50.0%
亿纬锂能	10.0	390.9%	35.0	250.0%
瑞浦新能源	10.0	1900.0%	20.0	100.0%
国轩高科	6.5	30.0%	15.0	130.8%
鹏辉能源	6.0	224.0%	15.0	150.0%
韩国LGES	5.0	-34.2%	7.0	40.0%
海辰储能	5.0	2400.0%	20.0	300.0%
南都电源	4.0	100.0%	8.0	100.0%
派能科技	3.5	127.2%	8.0	128.6%
日本松下	2.0	35.0%	4.0	100.0%
ATL	1.5	62.0%	3.0	100.0%
中创新航	1.5	123.9%	5.0	233.3%
远景能源	1.2	30.0%	5.0	315.4%
欣旺达	1.0	900.0%	4.5	350.0%
中天科技	1.0	30.0%	1.9	100.0%
海基能源	0.5	66.7%	1.5	200.0%
天津力神	0.9	62.0%	1.5	66.7%
其他	10.0	100.0%	15.0	50.0%
合计	141.6	129.7%	304.4	115.0%

6 储能电池弹性测算

- ◆ **工商储需求亟待进发，23年预计出货8GWh。**目前电池厂储能出货以大储、户储为主，工商储规模相对较小，我们预计23-25年宁德时代储能出货85/144/237GWh，比亚迪35/50/70GWh，亿纬锂能33/53/87GWh，鹏辉能源14/22/34GWh，派能科技7/12/17GWh。

表：储能电池出货占比测算

单位：GWh		2022	2023E	2024E	2025E
宁德时代	储能电池出货量	47	85	144	237
	动储出货量合计	289	412	590	866
	占比	16%	21%	24%	27%
比亚迪	储能电池出货量	10	35	50	70
	动储出货量合计	96	183	261	340
	占比	10%	19%	19%	21%
亿纬锂能	储能电池出货量	12	33	53	87
	动储出货量合计	42	96	155	255
	占比	28%	34%	34%	34%
鹏辉能源	储能电池出货量	6	14	22	34
	动储出货量合计	7	16	25	37
	占比	82%	88%	89%	91%
派能科技	储能电池出货量	4	7	12	17
	动储出货量合计	4	7	12	17
	占比	100%	100%	100%	100%

7 各逆变器厂商纷纷横向拓展工商储市场

- ◆ **新增独立工商储产线，原有领域资源助力各厂商核心竞争力。**工商储客户较多为工业园区等客户，因此有别于户储（重经销商渠道）及大储领域（看招标），工商储领域厂商项目资源获取能力为竞争核心要素。

图表：各厂商工商储产品布局

企业	原有主要领域	产品布局
阳光电源	大储PCS及系统集成、户储	并/离网型PowerStack工商储系统，产品高度集成，模块化设计支持并联，方便系统扩展
锦浪科技	户储PCS	定位独立第三方储能PCS供应商，工商储新品包括针对中小型工商储场景的并离网光储一体机及针对大型工商储场景的模块级储能PCS
固德威	户储PCS、一体机	PCS及电池均有布局，23年铺垫阶段，24年放量增长。2023年公司工商储产品处于铺垫阶段，主要有ETC、BTC系列PCS及Lynx C系列工商储电池
德业股份	户储PCS、一体机	公司目前拥有20-50KW储能PCS产品，同时针对国内与海外工商业屋顶将推出100KW PCS新品，加速国内工商储布局，同时推出“夏”系列储能电池进行自配套；23年预计公司工商储出货10万台，出货量领先同业。
禾迈股份	微逆、户储	公司产品主要以微逆及户储为主，在发力户储同时逐步拓展大储及工商储布局
昱能科技	微逆、户储	公司通过子公司领储宇能布局工商储，具丰富设计研发与开发经验，提供EMC及业主自投两种合作模式，拥有AES215风冷及AES400L液冷工商储系统及PCM900K100KW储能PCS
首航新能	户储	公司拥有BTS系列和GTX系列共计12种储能电池产品，产品种类丰富：BTS系列电池全模块化，容量扩展灵活；GTX系列支持并机扩容。储能逆变器方面有HYD系列产品，功率覆盖5-20KW。
科士达	户储	公司与宁德成立合资子公司时代科士达，拥有KESS工商储一体机产品，加快海外自有品牌产品认证。

8 一体机趋势明显，新产品、新认证、新产线

- ◆ **一体机趋势明显，工商储新产品、新认证、新产线。**目前储能一体机趋势明显，如阳光、固德威、德业、艾罗等均外采电芯自制电池包与自有储能逆变器配套；工商储需求迸发在即，原有大储及户储领域玩家均拓展业务逐步布局工商储，但针对不同市场的新品推出均需完成市场相关认证才可顺利推行，同时因产品存在一定差异，逆变器厂家均新设工商储产线用于生产制造。

图表：各厂商均布局电池包业务

企业	电芯	电池包	电池包用途
阳光电源	外采	自制	自配套
锦浪科技	无	无	无
固德威	外采	自制	自配套
德业股份	外采	自制	自配套
艾罗能源	外采	自制	自配套且储能逆变器不开源
科士达	外采	自制	外售及自配套

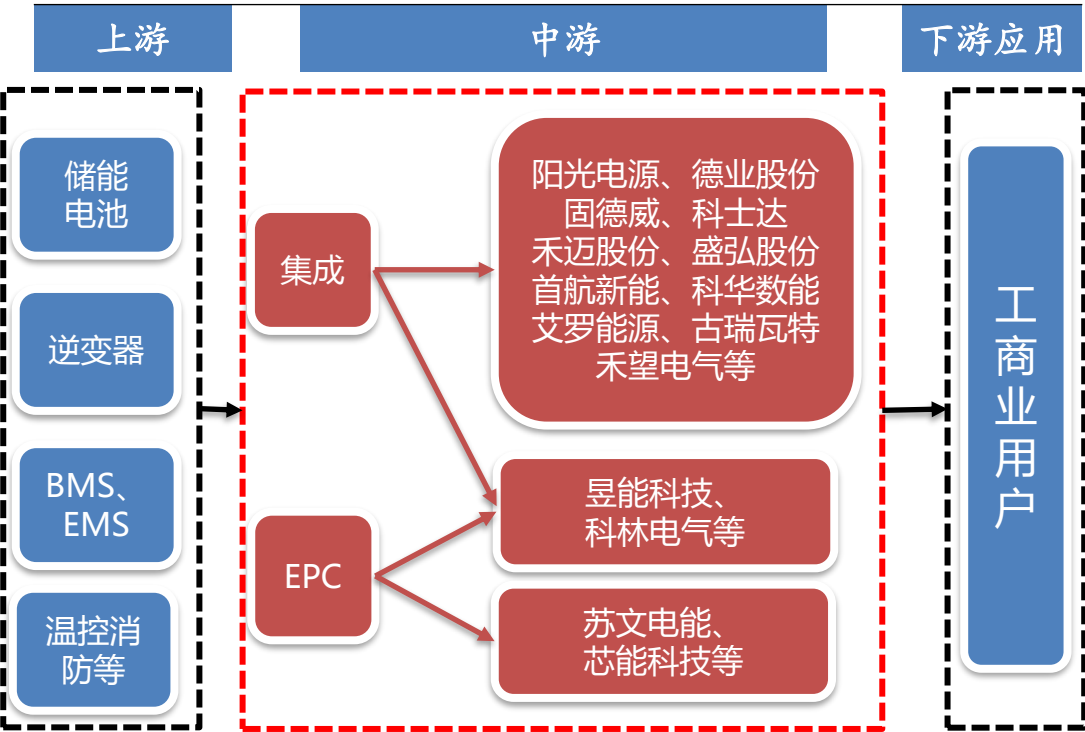
图表：各国家或地区相关认证

国家或地区	认证体系
中国	CQC
美国	UL
欧盟	CE
德国	TUV、VDE
澳大利亚	AS
日本	JISC

9 工商业集成及运营：需求由第三方企业开发，多种渠道资源

◆ 储能集成及运营商玩家众多，多种渠道资源推动企业拓展工商储。目前我们虽看到工商储市场蓬勃兴起，但工商业企业对工商储认知不够，当前市场并不是需求自发形成，集成及运营商较多担任开发商的角色，开发需求、推动工商储发展，较多企业布局工商储集成与运营业务。

表：工商储企业概况



表：公司渠道优势

公司	渠道优势
芯能科技	原有工商业光伏业务客户部分存在配储需求因此存在渠道复用优势
盛弘股份	工商业储能与充电桩和工业配套电源业务共用70%-80%客户，渠道共用；
科林电气	电网二次设备供应商，源网荷储产业链资源积累，全国各地渠道布局广。
苏文电能	瑞浦向公司推荐高能耗企业，推进大储及工商储合作，受江苏补贴推动及与瑞浦合作储备项目超预期

10 盛弘股份：深耕储能PCS，布局储能系统集成

◆ 新老业务渠道共用，加码工商储，储能领域全场景覆盖。公司主业为电能质量设备，新增长曲线为储能及充电桩业务；储能覆盖大储及工商储，工商储主要业务为工商储PCS及系统集成，客户方面原主业工业配套电源业务及充电桩新业务与工商储客户重合度高，存在渠道共用优势；公司22年工商储出货不到100MW，23年预计增至400-500MW，主要为欧美海外市场，其中约50%为储能PCS。

表：工商业储能产品相关参数

产品	型号	参数	优势	应用	图片参考
储能集装箱系统	Saturn S30	交流功率范围20KW、30KW、15kW；电池容量240KWh；电池串电压范围140V-750V	一体化设计高度集成；兼容不同品牌的电池；NEMA 3R/IP54额定值易于安装	与大多数锂离子电池系统兼容	
	SES-90K-NA/EX	直流侧充放电电压范围200V-750V；PV侧最大输入电压830V 交流侧额定输出功率30KVA*n	可选备份模块；一体化设计，高度集成；NEMA 3R/IP54额定值易于安装	与大多数锂离子电池系统兼容	
储能变流器	PWS2-30P-CN	额定交流功率20KVA；最大直流功率33KVa；直流电压范围150-750Vdc	无易损件，模块化可N+1冗余；支持与BMS，EMS系统联动系统；支持铅酸电池/锂电池/钠离子电池	全面覆盖30KW-MW级工商业需求	
	PWS1-100M	额定输出功率100kVA；最大直流功率110kW；直流电压范围630-900V	三电平模块化设计，双向能量转换；兼容横向/竖向放置；模块化可N+1冗余；支持与BMS，EMS系统联动	适用于工商业一体化Block解决方案	
	PWS1 50-250K	额定交流功率50-250KW；额定电网电压400V±15%；直流电压范围500-850/600-900	采用模块化设计理念，配合STS，可实现并离网无缝切换；可完美适配铅酸电池、锂电池、LFP，NMC、流体电池、超级电容器等多种类型电池。	工商业储能	

11 芯能科技：工商业光伏领先者，客户协同享渠道复用优势

◆ 工商业光伏领先龙头，下游客户重合存在渠道复用优势。公司主业为工商业光伏电站开发，客户拓展来源：1) 省外当地人脉资源介绍；2) 高管人脉进行资源换取；3) 当地招聘总监进行市场开拓；4) 原有客户介绍新客户，23年预计累计并网900MW+；依赖原有主业公司拓展进入工商储市场，原有工商业光伏业务客户部分存在配储需求因此存在渠道复用优势，公司为工商储运营商，外采电芯及PCS等设备，收益来源于峰谷套利，截至23年3月公司已落地4个用户侧分布式储能项目。

表：分布式储能系统产品系数

产品型号	250kW/500kWh	500kw/1MWh	1MW/2.5MWh
直流参数			
电池容量	约430kWh	约1MWh	约2.5MWh
电池簇数量	2	5	12
最大直流电压	1000vdc	1000Vdc	1500Vdc
并网输出特性			
额定输出功率	250kW	550kW	1000kW
最大输出功率	275kW	550kW	1100kw
离网输出特性			
额定输出电压	400Vac	400Vac	400Vac
最大输出电流	397A	794A	15884
效率			
储能变流器效率	97.20%	97.60%	99.03%
电池效率	94.00%	94.00%	94.00%
基本参数			
PCS冷却方式	温控强制风冷	温控强制风冷	温控强制风冷
电池冷却方式	空调冷却	空调冷却	空调冷却

图：浙江芯美生物园区网荷光储充智能微网项目



12 苏文电能：深耕电力领域，布局工商储EPCO

- ◆ **与瑞浦携手布局工商储领域，在手订单5亿元。**公司深耕电力领域，主业为电力设计咨询、电力设备供应、电力施工及智能用电服务的EPCO，公司与新客户洽谈总包项目同时亦商谈屋顶光伏项目因此逐步拓展分布式光伏业务，并逐步拓展至储能；储能产品方面公司PCS自产，电芯外采，23年2月与瑞浦签署合作协议，瑞浦向公司推荐高能耗企业，推进大储及工商储合作，受江苏补贴推动及与瑞浦合作储备项目超预期，上半年已完成年初目标，全年订单交付预计达5亿元。

表：22年4月定增募资扩产储能相关产能

时间	项目	金额	产品类型
2022年4月	智能电气生产基地	8.58亿元	关键零部件、成套设备制造等
	电力电子设备及储能技术研发中心	5.22亿元	储能变流器PCS、逆变器、预制舱式储能电站、光伏储能一体化成套设备、有源滤波电力电子装置等

图：“黄河”系列工商储系统



「中容量分布式储能系统黄河系列」

用户场景：工商业用户

13 科林电气：优质电力设备供应商，加码布局工商储EPC

- ◆ **布局大储加码工商储，23年预计完成10MWh项目。**公司主业为电网配用电设备、高低压开关柜及成套设备，原有主业公司与电网及政府合作较为紧密，因此一定程度利好公司大储拿单推动公司储能发展，同时公司横向拓展逐步加码工商储EPC，其收益主要来源于峰谷套利获得的利润共享，产品方面除储能电芯外采外其余基本自产；截至2023年6月，公司工商业储能在手订单5MWh，预计23年全年项目开发10MWh。

图：智慧微电网储能集装箱



图：公司自研EMS系统



投资建议及风险提示

- ◆ **投资建议：**国内工商储经济性凸显，23年开启加速发展。随峰谷价差持续拉大、补贴政策逐步健全，苏鲁浙粤率先先进发，全国多地已具备可观经济性。长期来看，电力市场化、虚拟电厂为工商储发展带来可持续性支撑。看好：
- 1) **开发商：推荐南网储能、关注芯能科技、苏文电能、科林电气等；** 2) **集成&PCS：推荐盛弘股份、阳光电源、固德威、德业股份、锦浪科技、禾迈股份、昱能科技等；** 3) **电池：推荐宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、鹏辉能源、派能科技、关注南都电源等；**

图：盈利预测（截至2023年9月2日）

板块	证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润（亿元）			PE			评级	总股本 (亿股)	来源
					2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E			
集成	600995.SH	南网储能	314	10	12.4	14.2	18.8	25	22	17	买入	32.0	东吴
	603105.SH	芯能科技	71	14	2.6	3.4	4.3	27	21	16	未评级	5.0	
	603050.SH	科林电气	34	15	2.1	2.8	4.1	16	12	8	未评级	2.3	
	300982.SZ	苏文电能	74	36	4.6	6.2	8.0	16	12	9	未评级	2.1	
PCS	300274.SZ	阳光电源	1492	100	92.0	120.0	150.1	16	12	10	买入	14.9	东吴
	300763.SZ	锦浪科技	296	74	14.3	22.3	30.2	21	13	10	买入	4.0	东吴
	605117.SH	德业股份	393	91	24.0	33.6	45.2	16	12	9	买入	4.3	东吴
	688390.SH	固德威	236	136	16.3	24.7	33.5	14	10	7	买入	1.7	东吴
	688032.SH	禾迈股份	219	263	8.0	13.6	19.1	27	16	11	买入	0.8	东吴
	688348.SH	昱能科技	147	132	3.5	5.4	7.5	42	28	20	买入	1.1	东吴
	002518.SZ	科士达	179	30	10.6	15.8	20.4	17	11	9	买入	5.9	东吴
	300693.SZ	盛弘股份	98	32	4.4	6.6	8.7	22	15	11	买入	3.1	东吴
	300827.SZ	上能电气	109	31	4.2	6.8	9.8	26	16	11	未评级	3.6	
	002335.SZ	科华数据	148	32	7.0	9.4	12.5	21	16	12	未评级	4.6	
电池	300750.SZ	宁德时代	10393	236	468.6	632.3	856.6	22	16	12	买入	44.0	东吴
	002594.SZ	比亚迪	7252	249	295.7	419.8	525.3	25	17	14	买入	29.1	东吴
	300014.SZ	亿纬锂能	1002	49	52.9	74.7	105.6	19	13	9	买入	20.5	东吴
	300068.SZ	南都电源	134	15	8.2	12.5	17.3	16	11	8	未评级	8.7	
	688063.SH	派能科技	240	137	11.0	15.1	22.5	22	16	11	买入	1.8	东吴
	300438.SZ	鹏辉能源	160	35	6.5	9.2	12.9	25	17	12	买入	4.6	东吴

- ◆ **竞争加剧：**工商储仍处于行业发展初期，新进入者较多，竞争激烈，或压缩公司盈利空间。
- ◆ **政策不及预期：**代理购电模式下的峰谷价差、需求侧响应、放电/容量补贴等政策为工商储发展重要推力，若政策支持力度下降，或减弱工商储发展积极性。
- ◆ **虚拟电厂推广不及预期：**虚拟电厂为工商储长期发展重要支撑，但国内运行模式仍处于试点阶段，若发展进度不及预期，工商储发展可持续性将受影响。
- ◆ **原材料价格波动：**碳酸锂、IGBT分别为储能电池、储能PCS重要原材料，若未来需求迸发，原材料供给不足，或将导致价格上涨，影响工商储项目经济性，阻碍装机增长。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“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，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准：

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园