



华安证券

HUAAN SECURITIES

证券研究报告

工商业储能行业专题报告（二）： 盈利模式大拆解，虚拟电厂拓宽收益边界

分析师：尹沿技（SAC执业证书号S0010520020001）

2023年7月25日



报告要点

- **合同能源管理是目前较常见的运营模式。**工商业储能主要有四种运营模式：合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、业主自投资和纯租赁，在市场早期，合同能源管理模式较为常见，即由能源服务方投资购买储能并以能源服务形式提供给用电企业，二者多以85%：15%等比例分享收益，进入市场主流期后，自投资和纯租赁模式或将占有更高比重。
- **峰谷价差拉大，工商储投资收益可观。**23年7月共20地峰谷价差高于0.7元/kWh，多地延续峰谷价差扩大趋势。以浙江23年7月工商业单一制电价为例，平均峰谷价差0.7993元/kWh，考虑合同能源管理模式，按两充两放策略进行测算，投资寿命10年的1MW/2MWh储能系统项目预计6.08年收回投资成本，IRR约8.83%，经济性可观。随着初始投资成本下降、峰谷价差持续加大和自有资金比例提升，工商储项目投资经济性有望进一步凸显。
- **电改鼓励用户需求管理，拓宽收益空间。**23年6月起浙江执行最新电价政策，100-315千伏安之间及目前执行单一制电价的315千伏安及以上工商业用户，可选择执行两部制电价。较单一制电价，两部制单位电价更低，但按需（容）交基本电费，当企业用电量大于临界点时，工商储可降低最高用电负荷，从而降低需量电费。两部制电价下，该项目平均每年节约需量电费约9.23万元，IRR约10.96%，预计5.52年收回投资成本，经济性持续提升。
- **积极参与虚拟电厂，经济激励显著。**工商储因容量较小难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，故通过虚拟电厂参与电力市场交易。虚拟电厂本质是软件平台系统，其本身不发电，而是通过整合大量散落电力负荷，聚合优化分布式资源，其主要盈利方式是需求侧响应，即在政府发出要约后，组织协调用户调节电力市场供需并获得补贴收入。假设浙江省每年组织需求侧响应80次，用户通过虚拟电厂参与程度按10%/30%/50%计，考虑需量管理，项目IRR达11.68%/13.07%/14.42%，较未参与虚拟电厂时+0.72/2.11/3.46pct，预计5.37/5.09/4.85年收回投资成本，经济激励显著。我国虚拟电厂仍处于初级阶段，未来随着机制完善与规模扩大，工商储有望通过虚拟电厂将电力现货交易和辅助服务作为新的盈利渠道。
- **投资标的：**金盘科技、南网能源、芯能科技、安科瑞、苏文电能、科林电气、长高电新、华自科技
- **风险提示：**峰谷电价差持续力度不及预期、电价改革效果不及预期、虚拟电厂推广不及预期、行业竞争超预期等



目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

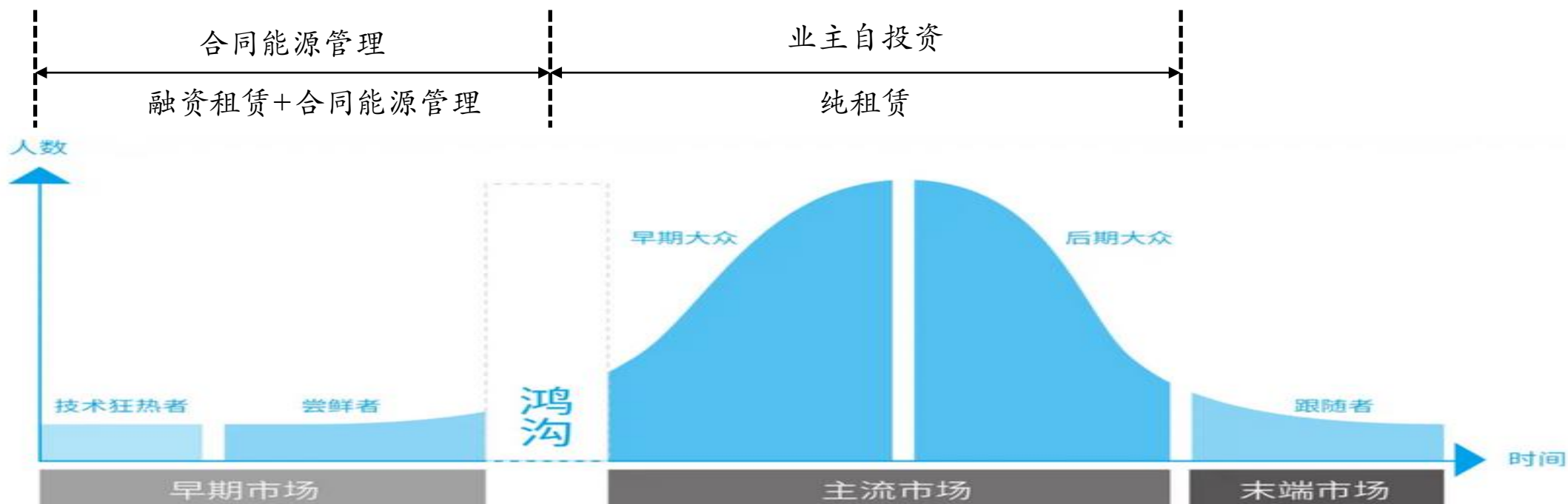
5 投资标的



1.1 运营模式

- 工商业储能运营模式早期以合同能源管理为主。工商业储能尚属新兴事物，投资成本相对较高，用户存在一定安全顾虑，因此产品技术发展曲线目前还处于尝鲜者向早期大众的鸿沟跨越当中。目前工商业储能主要有四种运营模式，在市场早期，合同能源管理、融资租赁等模式有利于推动用电企业决策和使用储能。在市场主流期，业主自投资和纯租赁模式或将占有更高比重。

工商业储能运营模式

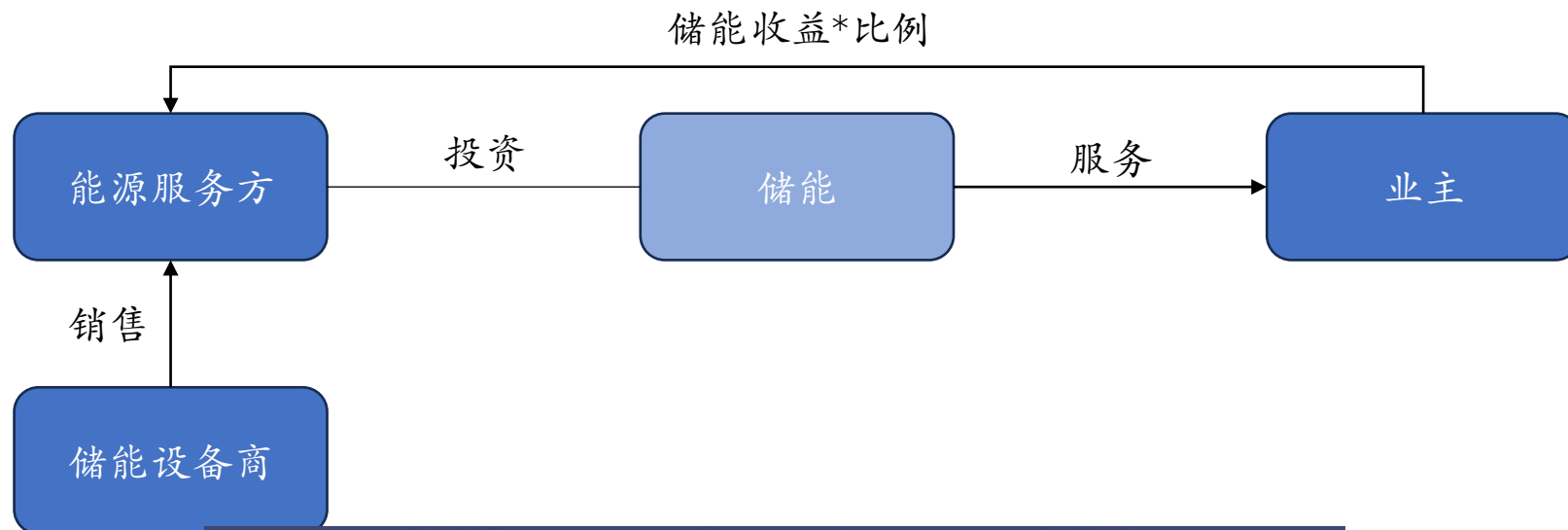




1.2 合同能源管理

- **合同能源管理是目前比较常见的运营模式。**即由能源服务方投资购买储能，以能源服务的形式提供给用电企业，与其分享储能收益，一般按照90%：10%、85%：15%等比例分享，能源服务方通过储能收益（大约5-6年）达到回本后，继而获得额外回报。其中储能收益，当前主要是峰谷套利和需求管理给用电企业节约的电费及需求侧响应获得的补贴，未来可能拓展其他收益方式，如电力现货交易和电力辅助服务等。
- **合同能源管理主要解决部分早期用户对储能的尝鲜问题。**早期储能用户大多具有对投资成本较高和安全的担忧心理，故选择能源服务方常以综合能源公司、能源集团、储能设备商等为主，其储能建设和运营经验丰富并对储能价值非常认可。对业主而言，试错成本低，只须提供对应场地，按照服务效果付费即可。但对投资方而言，则存在资金压力大，储能收益波动和安全运行等风险，具备一定资金及产品服务壁垒。

合同能源管理

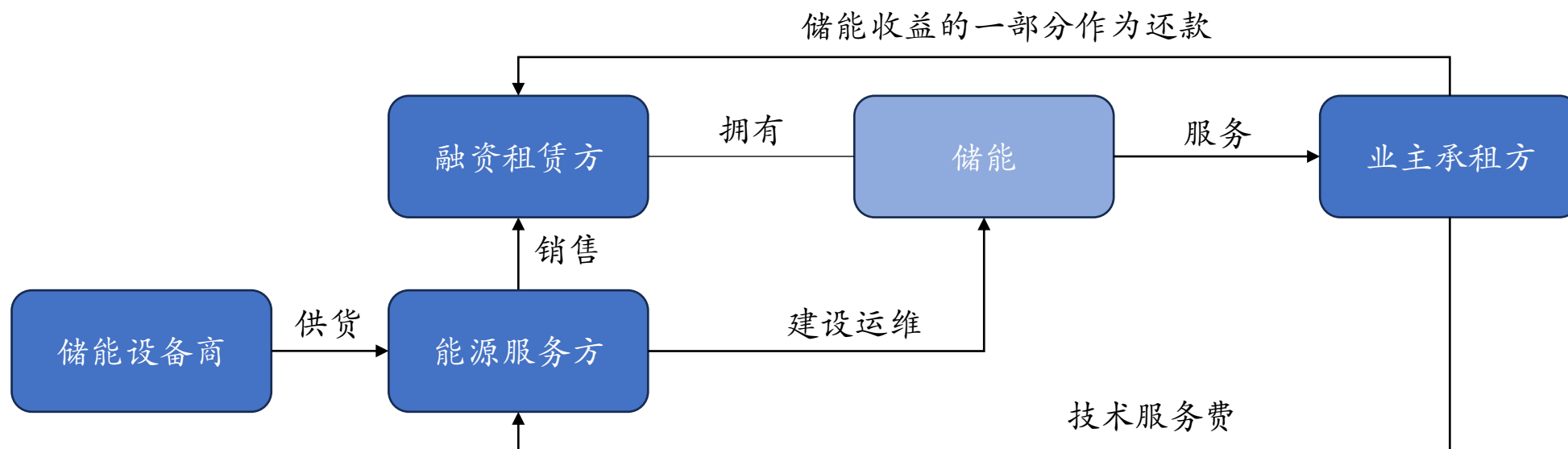




1.3 融资租赁+合同能源管理

- **融资租赁+合同能源管理盘活多方利益。**这种模式相对比较复杂，较合同能源管理，引入融资租赁方作为储能资产的出租方，借此降低业主或能源服务方的资金压力。租赁期内，储能资产所有权归融资租赁方，业主拥有使用权，到期后业主可获得储能所有权。此模式基于对储能运营收益的信心，引入资金方来盘活多方利益：融资租赁公司获得预期内的资金利息回报，业主或能源服务方降低了现金流压力，利于刺激和推动储能场景落地。但此模式相对涉及多方，合同签订、财务开票等较为复杂，且其中子模式演变灵活多样。

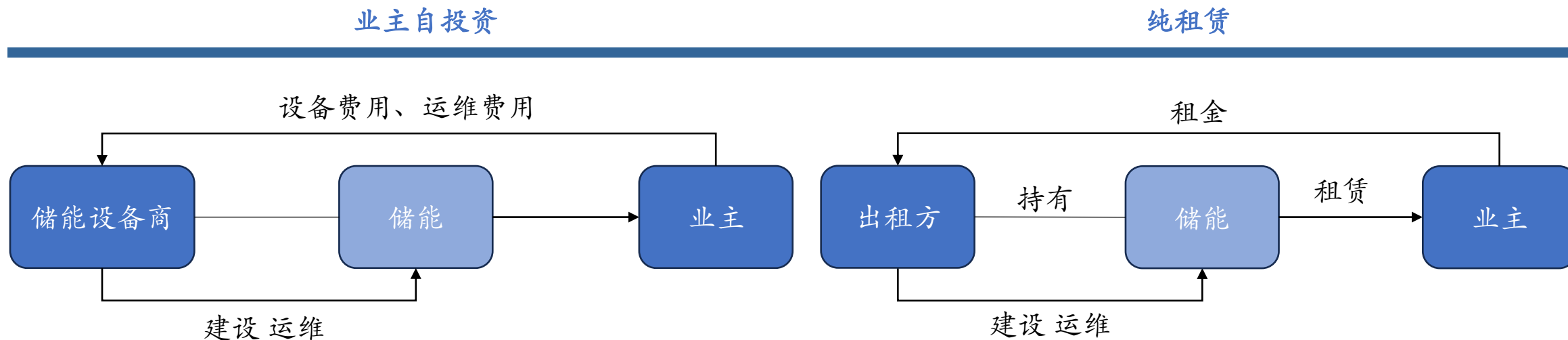
融资租赁+合同能源管理





1.4 业主自投资&纯租赁

- **业主自投资或成未来主流方式。**即由业主（用电企业）自己投资购买储能，这种模式下，工商业储能往往已经发展到主流市场阶段，无论是性能、安全、价值均已得到市场的验证和认可，业主购买投资毫无决策压力，自投自用，价值自享。这种模式下，业主通常还需要向储能设备销售方定期支付维保费用，以获得相关运维和技术服务，保障储能的正常运行。
- **纯租赁适用于动态扩容和轻资产运营。**用电企业向储能资产拥有方租赁并支付租金，资产方提供维保服务，用电企业自享储能收益。这种模式往往适合于用电企业临时使用储能，如使用储能动态扩容来临时增加产线，或初创阶段用电企业出于轻资产运营考虑，对重资产基本会使用租赁形式。





目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的



2.1峰谷套利为主，需量管理+虚拟电厂增厚收益

- **工商储盈利主要源于峰谷套利。**对于未使用光伏用户，盈利主要是利用储能进行峰谷套利；对于光伏用户而言，可以通过自发自用节省购电成本，达到能量时移的效果。同时，工商储在缺电限电时段可作为后备电源使用，虽不产生直接经济流入，但可有效避免停工停产损失。
- **需量管理+虚拟电厂成盈利重要补充手段。**电改背景下，对于执行两部制电价的用户，工商储可通过需量管理达到降低电费目的。目前工商储可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易，需求侧响应已成为提高经济性的重要渠道，未来有望在电力市场上参与现货交易并提供辅助服务。

工商业储能盈利渠道

盈利渠道		内容
峰谷套利		低谷时段从电网买入低价电能，尖峰或高峰时段供给负荷使用，从而减少企业电费支出
能量时移		在光伏发电输出较大时，将暂时无法自用的电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释放给电力负荷使用，实现对光伏电源的削峰填谷，最大化提升光伏发电的自发自用比例，降低用电成本
后备电源		对电网连续性要求较高的应用场合，工商业储能系统在电网停电时，可以作为备用电源，替代传统的UPS电源，为工商业园区内的不断电负载提供后备电源保障，应对突发停电事故
需量管理		在执行两部制电价的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，在实时功率超过超出需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制，从而达到降低用户需量电费，减少工商业园区用电成本的目的。
虚拟电厂	需求侧响应	一般由政府组织，在电力用电紧张时，号召企业主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿。
	电力现货交易	全国以实行一、二批试点，预计不久后全国统一电力市场也将运行，相关政策已明确将适时引入储能等市场主体参与绿色电力交易
	电力辅助服务	辅助服务将成为电力市场交易品种的重要组成部分，工商业储能也可以通过在电力市场上提供辅助服务作为新的盈利渠道



2.2完善分时电价，拉大峰谷价差

- ▶ **优化分时电价机制。** 2021年7月26日，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，指出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；合理确定尖峰时段，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%；分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差。
- ▶ **强化分时电价机制执行。** 鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本；适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。

国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》

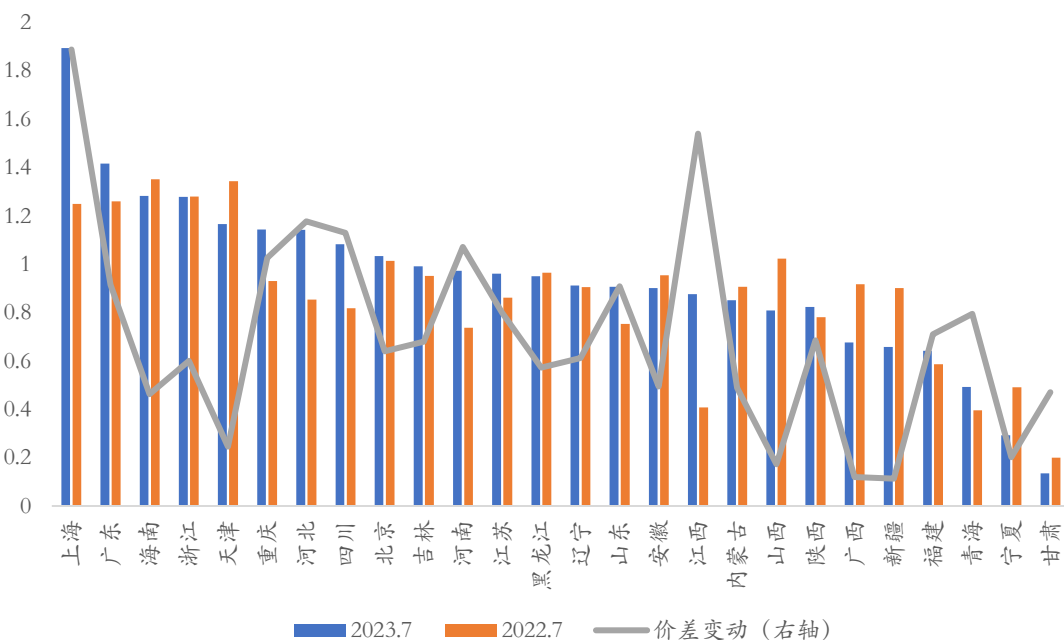
要点	主要内容
优化分时电价机制	(一) 完善峰谷电价机制：合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。 (二) 建立尖峰电价机制：尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定并灵活调整，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。 (三) 健全季节性电价机制：日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差。
强化分时电价机制执行	(一) 明确分时电价机制执行范围：鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。 (二) 建立分时电价动态调整机制：各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。 (三) 完善市场化电力用户执行方式：市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。
加强分时电价机制实施保障	从组织实施、效果评估和宣传引导等方面着手，确保分时电价机制平稳实施。



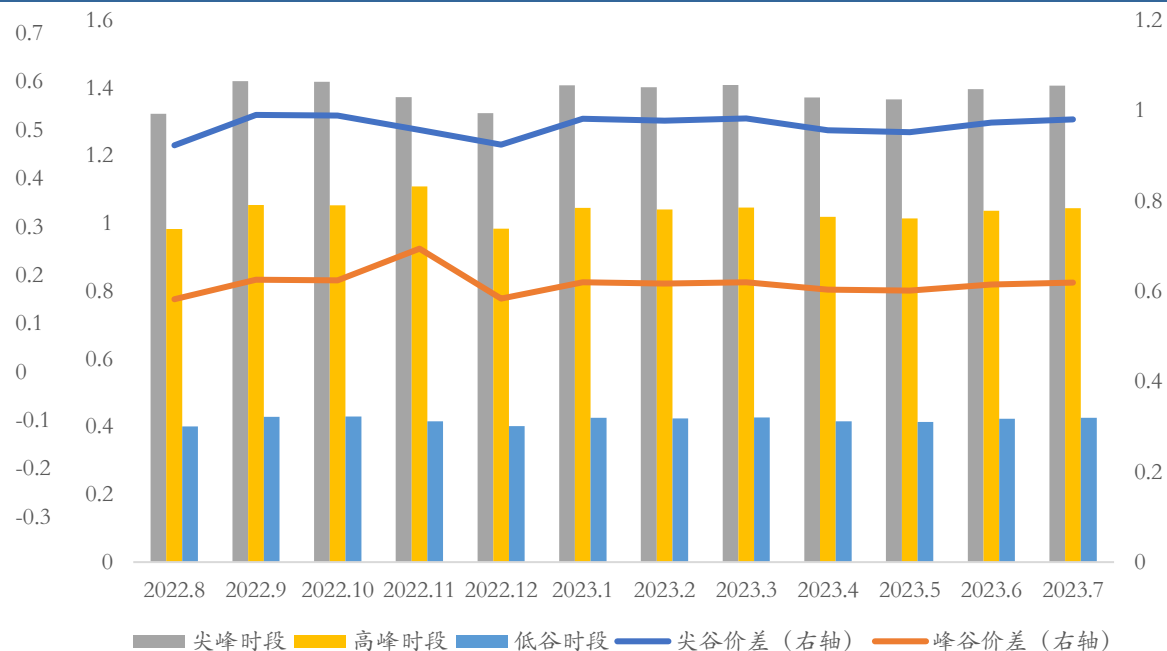
2.2完善分时电价，拉大峰谷价差

- ▶ **峰谷电价差扩大趋势延续。**横向来看，2023年7月共20个省市区峰谷电价差高于0.7元/kWh，高于工商业储能峰谷套利的盈亏平衡点，其中上海市峰谷电价差全国最高，达1.89元/kWh。纵向来看，共15个省市区峰谷电价差较去年同期有所上升，其中上海市峰谷电价差上升幅度最大，约0.64元/kWh。总体来看，多省市区峰谷电价差继续呈现扩大趋势，助力工商业储能在全国范围内推广。
- ▶ **浙江峰谷价差持续高位。**2022.8-2023.7期间，浙江省一般工商业平均尖谷价差为0.965元/kWh，平均峰谷价差为0.617元/kWh，10个月尖谷价差超0.95元/kWh，8个月峰谷价差超0.61元/kWh。

各省市2022/2023年7月峰谷价差变动（元/kWh）



浙江一般工商业分时电价变化（1~10千伏）

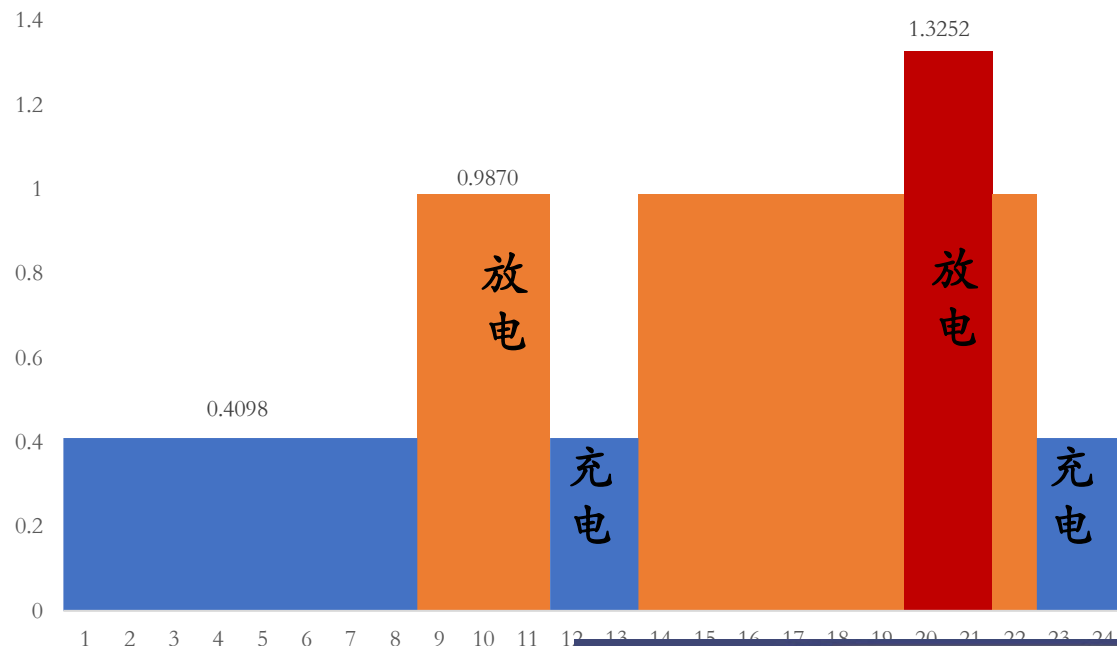




2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- **两充两放策略贴合峰谷时段。**考虑工厂休息及设备检修，储能设备每年运行330天，每天两充两放，10年可充放6600次，基本符合锂电池寿命。第一次在谷时22:00-24:00充电，在次日高峰段9:00-11:00放电；第二次在谷时11:00-13:00充电，在尖峰段19:00-21:00放电，可实现平均峰谷电价最大化。
- **合同能源管理分享储能收益。**以1MW/2MWh规模为例，用户和运营商按15%：85%分享储能收益，假设储能系统单价1.8元/Wh，放电深度90%，充放电效率92%，储能系统年衰减4%，残值率5%；初始投资自有资金比例30%，贷款年限10年，贷款利率4.5%，年运维费用2%。

浙江省工商业用电峰谷时段划分（单位：元/kWh）



工商业储能投资回报测算设定

	参数名称	单位	设定值
基本假设	储能系统功率	MW	1MW
	储能系统容量	MWh	2MWh
	储能系统单价	元/Wh	1.8元/Wh
	放电深度	%	90%
	充放电效率	%	92%
	全年运行天数	天	330天
	每天充放电次数	次/天	2次/天
	自有资金比例	%	30%
	贷款利率	%	4.5%
	运维费用	%	2%



2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- 单一制电价下，峰谷套利为主要盈利渠道。以工商业发达的浙江省为例，储能系统升压至10kV接入厂区母线，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。以浙江省2023年7月单一制电价进行测算，尖谷价差为0.9800元/kWh，峰谷价差为0.6185元/kWh，平均峰谷电价差为0.7993元/kWh。
- 峰谷套利经济性可观。当用户未使用光伏时，考虑合同能源管理方式，即能源服务方投资购买储能并向业主供应电能，其主要盈利渠道为峰谷套利，经合理测算，投资一项寿命为10年的1MW/2MWh的储能系统项目并以等额本金方式偿还银行贷款，平均每年产生峰谷套利收入64.49万元，IRR为8.83%，预计6.08年收回投资成本，经济性可观。

1MW/2MWh工商业储能峰谷套利收益测算（单一制电价）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
单位容量（MWh）		2.00	1.92	1.84	1.77	1.70	1.63	1.57	1.50	1.44	1.39
峰谷套利收入（万元）		76.97	73.89	70.93	68.10	65.37	62.76	60.25	57.84	55.52	53.30
增值税（万元）		8.85	8.50	8.16	7.83	7.52	7.22	6.93	6.65	6.39	6.13
不含增值税收入（万元）		68.11	65.39	62.77	60.26	57.85	55.54	53.32	51.18	49.14	47.17
运维费用（万元）		7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
系统折旧（万元）		34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
毛利润（万元）		26.71	23.99	21.37	18.86	16.45	14.14	11.92	9.78	7.74	5.77
净现金流（万元）	-108	20.53	19.34	18.23	17.19	16.24	15.35	14.54	13.79	13.10	12.48
IRR	8.83%										



2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- 储能LCOS为0.639元/kWh。LCOS（平准化储能成本）是描述储能经济性时普遍采用的一项核心参数，其计算方式为储能全生命周期成本除以累计传输的电能量，在该模式下，储能LCOS为0.639元/kWh，平均峰谷电价差为0.799元/kWh，平均每kWh电可套利0.16元，保守来看，取峰谷价差0.7元/kWh为盈亏平衡点较为合理。

LCOS测算

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
衰减系数		100%	96.0%	92.2%	88.5%	84.9%	81.5%	78.3%	75.1%	72.1%	69.3%
年放电量 (MWh)		1291.30	1239.65	1190.07	1142.46	1096.76	1052.89	1010.78	970.35	931.53	894.27
年充电量 (MWh)		1403.59	1347.45	1293.55	1241.81	1192.14	1144.45	1098.67	1054.73	1012.54	972.03
放电量现值 (MWh)	8491.77	1229.81	1124.40	1028.02	939.91	859.34	785.69	718.34	656.77	600.47	549.01
运维费用 (万元)		7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20
还本付息支出 (万元)		36.54	35.41	34.27	33.14	32.00	30.87	29.74	28.60	27.47	26.33
年费用投入 (万元)	252	43.74	42.61	41.47	40.34	39.20	38.07	36.94	35.80	34.67	33.53
成本现值 (万元)	542.80	41.66	38.64	35.83	33.19	30.72	28.41	26.25	24.23	22.35	20.59
LCOS (元/kWh)	0.639										



2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- **IRR敏感性分析：**在仅考虑峰谷套利收入的情况下，随着初始投资成本下降及平均峰谷价差持续加大，工商业储能项目投资经济性有望进一步凸显。据测算，当初始投资成本为1.70元/Wh，峰谷价差超过0.80元/kWh时，IRR将有望达到15%以上。自有资金比例若提升至40%，LCOS可降至0.525元/kWh，每度电套利空间进一步扩大。

工商业储能IRR敏感性分析

	初始投资成本（元/Wh）					
峰谷价差 （元/kWh）		1.70	1.75	1.80	1.85	1.90
	0.90	20.78%	18.84%	16.97%	15.16%	13.41%
	0.85	16.80%	14.89%	13.04%	11.25%	9.51%
	0.80	12.63%	10.73%	8.89%	7.09%	5.33%
	0.75	8.19%	6.28%	4.41%	2.57%	0.71%
	0.70	3.37%	1.39%	-0.69%	-2.90%	-5.32%

工商业储能LCOS敏感性分析

	初始投资成本（元/Wh）					
自有资金 比例（%）		1.70	1.75	1.80	1.85	1.90
	45%	0.485	0.499	0.513	0.528	0.542
	40%	0.525	0.540	0.555	0.571	0.586
	35%	0.564	0.581	0.597	0.614	0.630
	30%	0.604	0.621	0.639	0.657	0.675
	25%	0.643	0.662	0.681	0.700	0.719



目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的



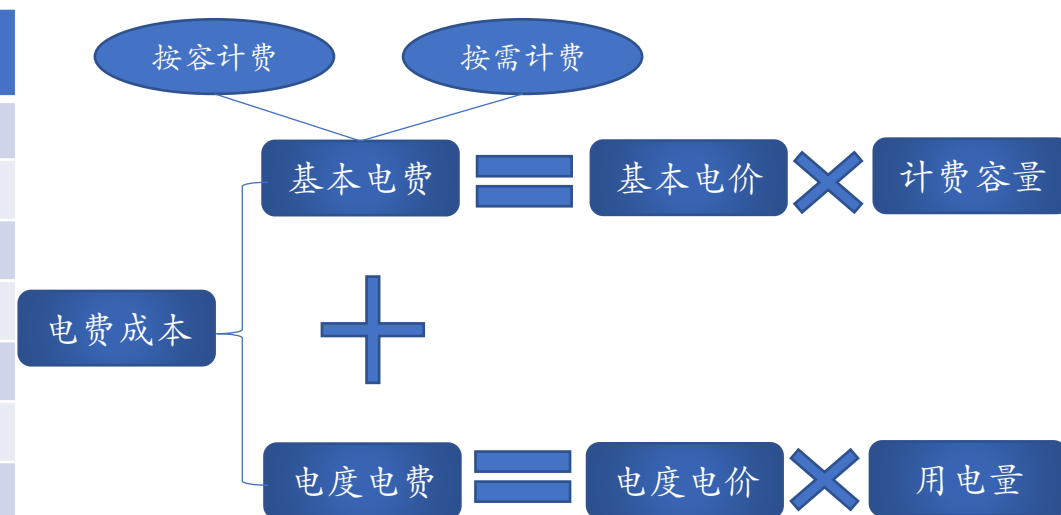
3.1 输配电价改革，同电压工商用户执行统一电价

- **工商业用户执行电价二选一。**近日，浙江省发改委印发《关于转发<国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及相关事项的通知>的通知》，明确浙江电网新输配电价自2023年6月1日起执行，即6月用电产生电费按最新电价政策执行。6月1日后，新增用电容量在315千伏安及以上的工商业用户执行两部制电价，100-315千伏安之间及目前执行单一制电价315千伏安及以上的工商业用户，可选择执行两部制电价。
- **电费成本=基本电费+电度电费。**在两部制电价下，电费被分为基本电费和电度电费，其中基本电费按用户受电变压器（按容计费）或最大需量计算（按需计费）的电价收费，电度电费按用户实用电量计算收费。

执行电价调整

两部制电价

调整前			调整后				
分类	单一制	两部制	分类			单一制	两部制
一般工商业用电及其他	✓		100千伏安及以下			✓	
			100千伏安~315千伏安			✓	✓
			315千伏安及以上	存量	大工业用电		✓
单一制一般工商业用电	✓	✓					
增量	两部制一般工商业用电				✓		
	大工业用电				✓		
	一般工商业用电				✓		





3.2输配电价改革，推动用户管理负荷

- **提高需（容）量电价，降低电度电价。**2023年5月15日，国家发改委印发《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，此次改革使得大多地区提高容（需）量电价，降低电度电价。对比浙江省2023年7月两部制和单一制1~10（20）千伏一般工商业用电，尖峰/高峰/低谷电价分别下降0.1547/0.1149/0.0469元/kWh，加收需（容）量电费，旨在推动工商业用户重视用电负荷管理。相比单一制电价，两部制单位电价更低，但按需（容）交基本电费，当企业用电量大于电量临界点时，工商储可降低最高用电负荷，以达到降低需量电费的效果。

浙江省2023年7月代理用户购电价格

用电分类		电压等级	分时电度用电价格（元/千瓦时）			容（需）量用电价格	
			尖峰时段	高峰时段	低谷时段	最大需量 （元/千瓦·月）	变压器容量 （元/千伏安·月）
两部制	大工业用电	1~10（20）千伏	1.2583	1.0710	0.3160	48.0	30.0
		35千伏	1.2251	1.0330	0.2880	44.8	28.0
		110千伏	1.2025	1.0154	0.2673	41.6	26.0
		220千伏及以上	1.1905	1.0066	0.2563	38.3	24.0
	一般工商业用电	1~10（20）千伏	1.2511	0.9294	0.3789	48.0	30.0
		35千伏	1.2046	0.8966	0.3559	44.8	28.0
		110千伏	1.1757	0.8731	0.3474	41.6	26.0
		220千伏及以上	1.1576	0.8616	0.3420	38.3	24.0
单一制	一般工商业用电	不满1千伏	1.4251	1.0626	0.4448		
		1~10（20）千伏	1.4058	1.0443	0.4258		
		35千伏及以上	1.3481	1.0034	0.3983		



3.3 电改鼓励需量管理，拓宽收益空间

- **削减最大需量以降低基本电费。**用户配置储能后，容量电费不变，但由于高峰负荷降低、变压器负荷率降低，需量电费会减少。若用户此前采用容量计费法更经济，则配置储能后可以削减用户高峰负荷，在有效负荷较低时可以换用需量计费法。若用户此前已采用需量计费法，则配置储能直接减少高峰负荷，从而减少基本电费。
- **以浙江省1~10（20）千伏一般工商业用电为例，**容量计费电价30元/kVA/月，需量单价48元/kW/月，若用户装设有10000kVA的变压器，充/放电时段负荷率分别为50%/70%，则按容计费时，基本电费为 $10000 \times 30 = 300000$ 元/月，按需量计费时，基本电费为 $10000 \times 70\% \times 48 = 336000$ 元/月，此时采用容量计费法更加经济。若配置1000kW×2h的储能，实际负荷削减1000kW，此时容量计费法仍为300000元/月，而需量计费法则降低到 $6000 \times 48 = 288000$ 元/月，此时采用需量计费法更加经济。现实中，用户用电负荷特性曲线各异，降需实际效果取决于个体用电特征。

工商业用户基本电费与最大需量有关，配置储能（1000kW×2h）可降低需量电费

变压器容量 (kVA)	容量电费 (元/月)	放电时段			充电时段			需量电费计价标准 (kW)			需量电费 (元/月)		储能降需 贡献度
		负荷比例	实际最大需量 (kW)		负荷比例	实际最大需量 (kW)							
			配储前	配储后		配储前	配储后	配储前	配储后	降低量	配储前	配储后	
10000	300000	70%	7000	6000	50%	5000	6000	7000	6000	1000	336000	288000	100%
10000	300000	70%	7000	6000	52.5%	5250	6250	7000	6250	750	336000	300000	75%
10000	300000	70%	7000	6000	55%	5500	6500	7000	6500	500	336000	312000	50%
10000	300000	70%	7000	6000	57.5%	5750	6750	7000	6750	250	336000	324000	25%
10000	300000	70%	7000	6000	60%	6000	7000	7000	7000	0	336000	336000	0%
10000	300000	60%	6000	5000	40%	4000	5000	6000	5000	1000	288000	240000	100%
10000	300000	60%	6000	5000	42.5%	4250	5250	6000	5250	750	288000	252000	75%
10000	300000	60%	6000	5000	45%	4500	5500	6000	5500	500	288000	264000	50%
10000	300000	60%	6000	5000	47.5%	4750	5750	6000	5750	250	288000	276000	25%
10000	300000	60%	6000	5000	50%	5000	6000	6000	6000	0	288000	288000	0%



3.3 电改鼓励需量管理，拓宽收益空间

- **工商储通过降低最高用电负荷以减少需量电费。**在执行两部制电费的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，当实时功率超出最大需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制，从而达到降低用户需量电费，减少工商业园区用电成本的目的。
- **需量管理成重要收益来源。**以上述浙江1MW/2MWh工商业储能为例，假设储能降需贡献度为25%，即配置储能后最大需量降低250kW，储能系统工作期间可降低变压器实时功率，减少变压器出力，节约需量电费，**两部制电价下**，该项目平均每年产生峰谷套利收入57.40万元，节约需量电费约9.23万元，IRR由8.83%提升至10.96%，预计5.52年收回投资成本，经济性进一步提升。

1MW/2MWh工商业储能峰谷套利收益测算（两部制电价）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
单位容量 (MWh)		2.00	1.92	1.84	1.77	1.70	1.63	1.57	1.50	1.44	1.39
峰谷套利收入 (万元)		68.51	65.76	63.13	60.61	58.18	55.86	53.62	51.48	49.42	47.44
增值税 (万元)		9.15	8.78	8.43	8.09	7.77	7.46	7.16	6.87	6.60	6.36
不含增值税收入 (万元)		70.37	67.56	64.86	62.26	59.77	57.38	55.08	52.88	50.77	48.74
运维费用 (万元)		7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
系统折旧 (万元)		34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
毛利润 (万元)		28.97	26.16	23.46	20.86	18.37	15.98	13.68	11.48	9.37	7.34
节约需量电费		11.02	10.58	10.15	9.75	9.36	8.98	8.62	8.28	7.95	7.63
净现金流 (万元)	-108	22.22	20.96	19.79	18.69	17.68	16.73	15.86	15.06	14.32	13.65
IRR	10.96%										



目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

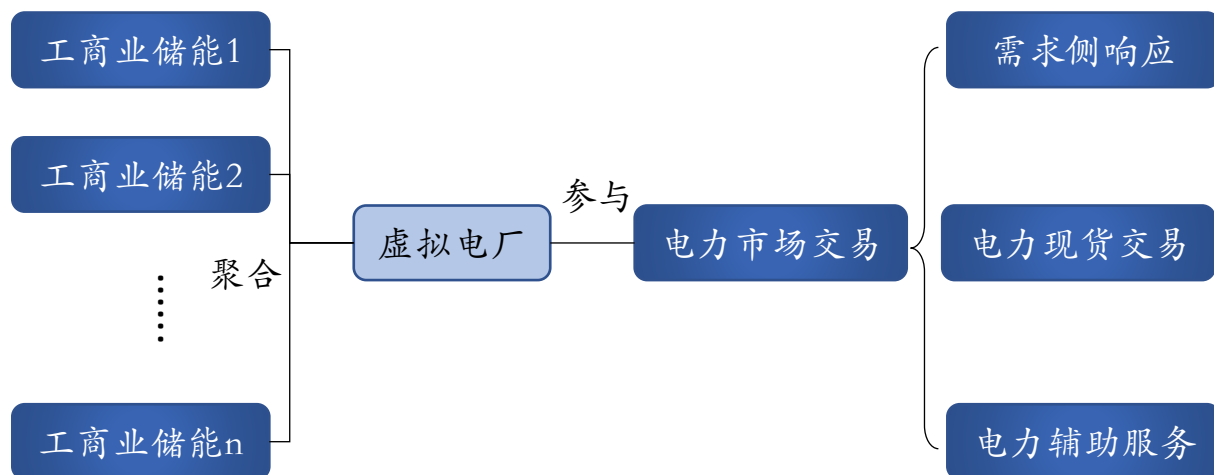
4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的

4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- 工商业储能通过虚拟电厂参与电力市场交易。工商业储能系统因容量较小难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易。
- 虚拟电厂本质是软件平台系统。虚拟电厂是一种通过先进信息通信技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。其本身不发电，而是将电网中大量散落的、可调节的电力负荷整合起来，加入电网调度，实现削峰填谷。同时，还可以提供调频、调压、备用等电力辅助服务，增强电网安全性。

工商储通过VPP方式参与电力市场交易



虚拟电厂

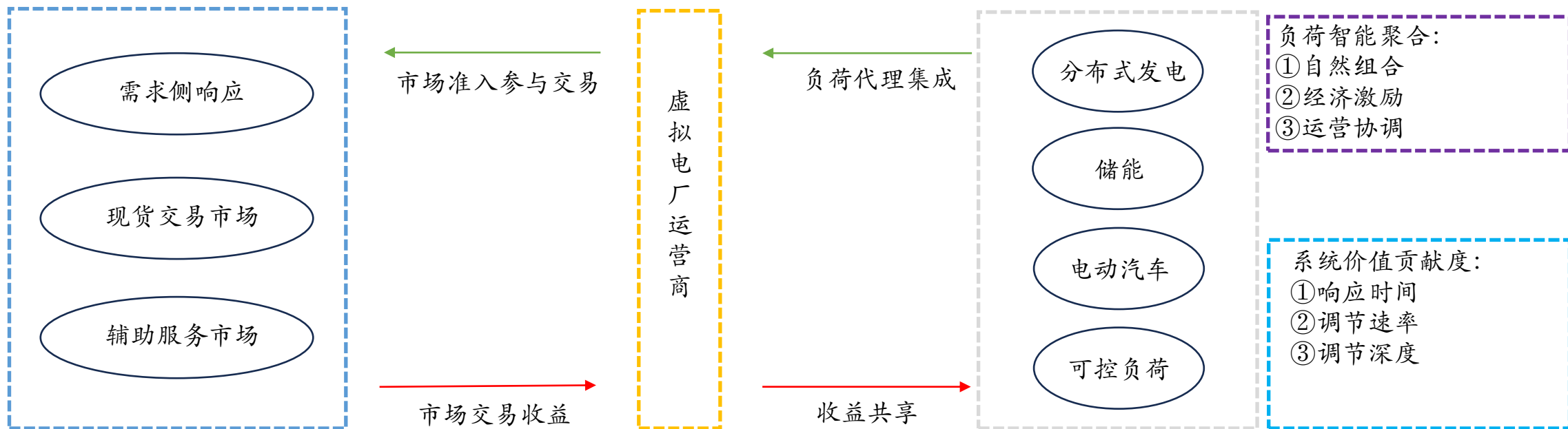




4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- ▶ **虚拟电厂主要盈利方式为需求侧响应。**我国虚拟电厂仍处于初级阶段，运行主要通过政府部门或调度机构发出要约，虚拟电厂组织响应，以调节电力市场供需。虚拟电厂运营商和负荷聚合商通过聚合电力用户可调负荷，利用可控负荷进行需求侧响应或参与辅助服务，响应收入和容量补贴即为总体收入，运营商获得收入后需与电力用户进行分成。
- ▶ **需求侧响应旨在调整用电行为。**需求侧响应指为应对短时电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳的效果。

虚拟电厂交易体系





4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

➤ **政策助力虚拟电厂参与需求侧响应。**5月19日，国家发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》和《电力负荷管理办法（征求意见稿）》，对新形势下需求侧管理政策进行整合和提升。意见稿指出，要逐步逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与。

《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》中需求侧响应相关要点

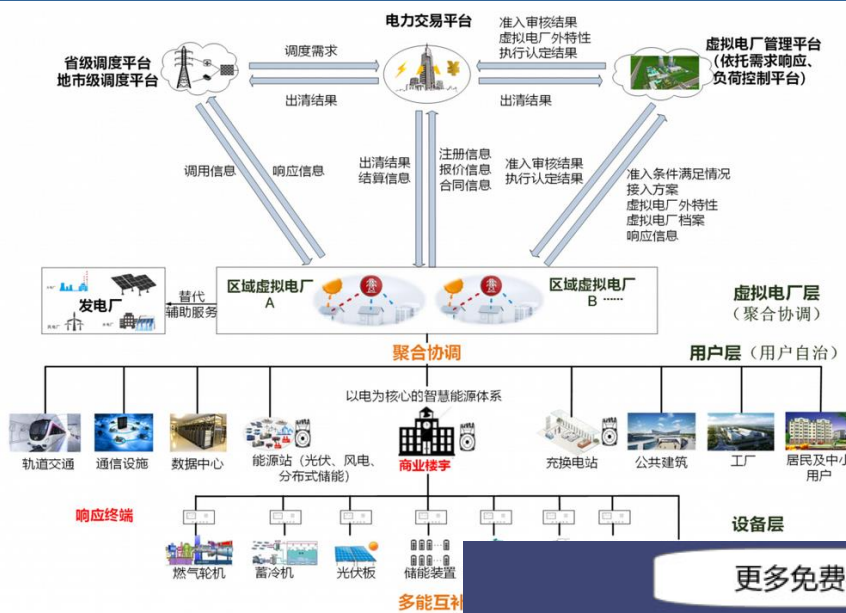
要点	细则
需求侧管理服务机构	逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡
	支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与
	支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应
	支持区域乡村需求侧资源由管理服务机构代理参与
需求响应主体	各类经营性用户均可参与需求响应，鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应
需求响应能力	到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上
	到2030年，形成规模化的实时需求响应能力
市场化措施	鼓励常态化参与电能量和辅助服务市场
	鼓励相关主体作为辅助服务提供方
	遴选主体提供系统应急备用服务，签署中长期合约并优先调用
	支持参与容量市场交易或纳入容量补偿范围
	建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制



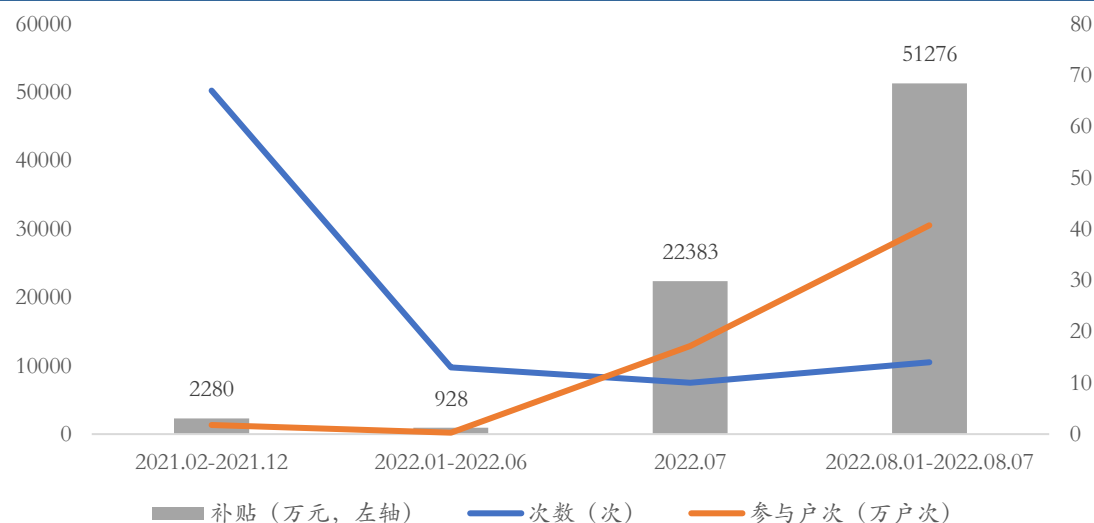
4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- ▶ **发出要约——虚拟电厂——组织响应**：我国虚拟电厂通常在省级层面建立平台，由政府部门或调度机构发出要约，虚拟电厂组织响应，把各类可调负荷资源汇聚，根据电网削峰填谷的需求，进行线上填报，计划下发，执行反馈。电网汇总数据后制定调度方案，提前几天或几周将需求响应计划下发给调度中心，负荷集成商和虚拟电厂运营商会把计划告诉客户，以便业主提前调整负荷管理。
- ▶ **为缓解电力供需矛盾，浙江省全面实施电力需求侧响应**。2021年2月1日至12月31日，开展电力需求响应67次，合计参与1.77万户次，累计降低电网高峰负荷391万千瓦，补贴约2280万元；2022年1月至6月，开展电力需求响应13次，合计参与0.26万户次，补贴约928万元；2022年7月，开展电力需求响应10次，合计参与17.17万户次，总有效响应电量7408万kWh，补贴约22383万元，单位响应补贴收入约3.02元/kWh；2022年8月1日至7日，开展电力需求响应14次，合计参与40.69万户次，补贴约51276万元。

虚拟电厂运营架构



浙江省需求侧响应补贴





4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- 积极参与虚拟电厂利于提高项目收益。仍以上述浙江1MW/2MWh工商业储能为例，假设浙江省每年组织需求侧响应80次，企业通过虚拟电厂参与积极程度按10%/30%/50%测算，即年参与需求侧响应次数8/24/40次，单次响应电量450kWh，单位响应电量补贴3元/kWh。考虑需量电费的情况下，该储能项目投资IRR可达11.68%/13.07%/14.42%，较未参与虚拟电厂时+0.72/2.11/3.46pct，预计5.37/5.09/4.85年收回投资成本，回本周期缩短0.15/0.43/0.67年。

1MW/2MWh工商业储能峰谷套利收益测算

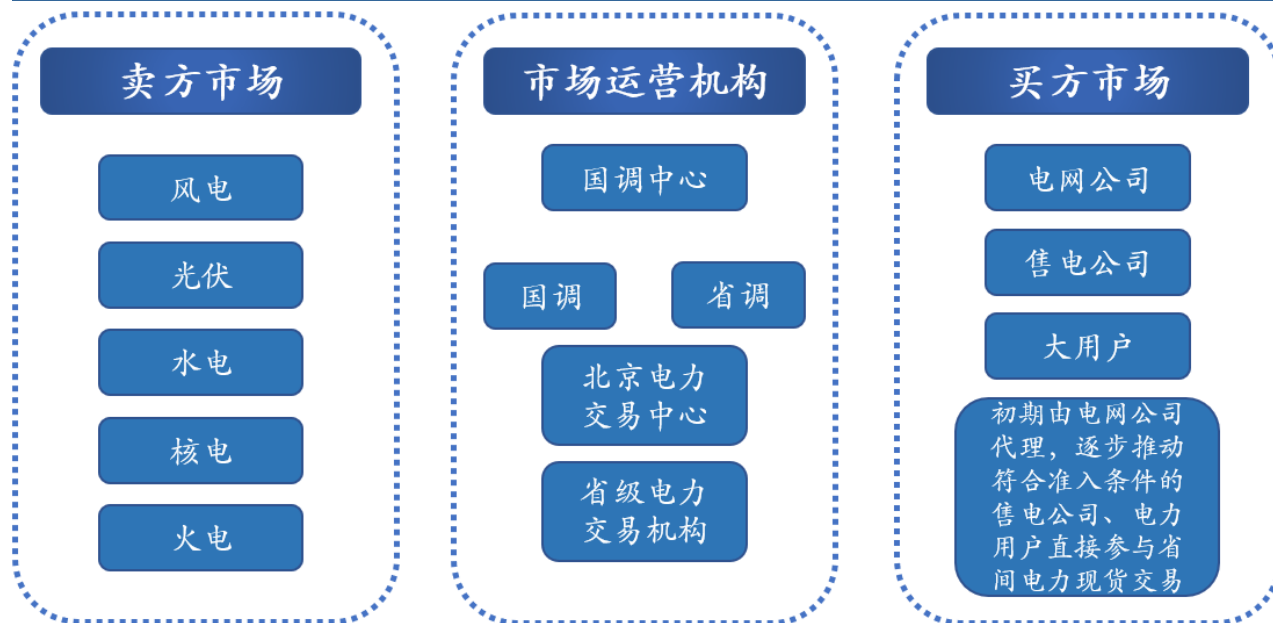
年份		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
单位容量 (MWh)			2.00	1.92	1.84	1.77	1.70	1.63	1.57	1.50	1.44	1.39
峰谷套利收入 (万元)			68.51	65.76	63.13	60.61	58.18	55.86	53.62	51.48	49.42	47.44
运维费用 (万元)			7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
系统折旧 (万元)			34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
节约需量电费 (万元)			11.02	10.58	10.15	9.75	9.36	8.98	8.62	8.28	7.95	7.63
10%	虚拟电厂套利 (万元/年)		0.63	0.67	0.70	0.73	0.77	0.81	0.85	0.89	0.94	0.98
	净现金流 (万元)	-108	22.64	21.41	20.25	19.18	18.19	17.27	16.43	15.65	14.94	14.30
	IRR	11.68%										
30%	虚拟电厂套利 (万元/年)		1.90	2.00	2.10	2.20	2.31	2.43	2.55	2.67	2.81	2.95
	净现金流 (万元)	-108	23.49	22.29	21.18	20.15	19.21	18.34	17.55	16.83	16.19	15.61
	IRR	13.07%										
50%	虚拟电厂套利 (万元/年)		3.17	3.33	3.49	3.67	3.85	4.04	4.25	4.46	4.68	4.91
	净现金流 (万元)	-108	24.33	23.17	22.11	21.13	20.23	19.42	18.68	18.02	17.43	16.91
	IRR	14.42%										



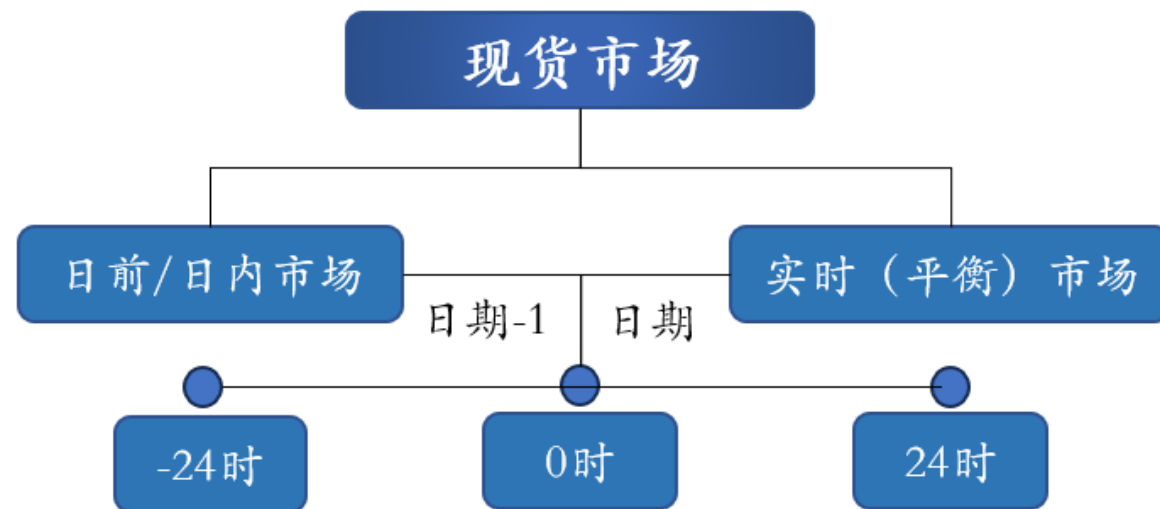
4.2 虚拟电厂下，现货交易成潜在盈利增长点

- ▶ **电力现货交易指发电企业等市场主体以市场化交易形式提供电力服务的交易机制。**在电力现货市场中，所有电源类型的发电企业作为卖方，经市场运营机构管理与撮合后，为电网公司、售电公司和大用户等供应电能服务，电力现货交易主要目的是为了平衡合同交易与实际负荷之间的偏差，提高电力市场竞争效率。
- ▶ **电力现货市场对实际用电需求进行补充。**根据买家提前下单时间长短，电力交易市场可分为中长期市场和现货市场等。电力中长期交易指市场主体开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易，现货交易主要开展日/内和实时的电能量交易。当中长期签约的电量不能被满足时，就需要通过现货市场对实际用电需求进行补充。如果中长期市场的电量有剩余时，则可通过现货市场进行销售。

电力现货市场成员



电力现货市场划分

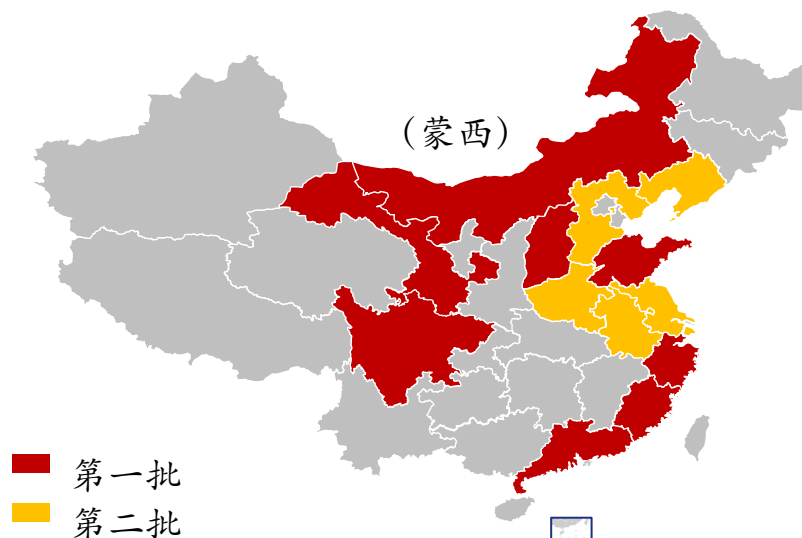




4.2 虚拟电厂下，现货交易成潜在盈利增长点

- ▶ **电力现货试点市场不断扩大。**2017年8月，两部委联合发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择包括广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃共8个地区作为电力现货市场第一批试点市场。2021年5月，两部委联合发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，选择江苏、安徽、辽宁、河南、湖北、上海共6省市为第二批电力现货试点。
- ▶ **政策助力工商储参与电力现货交易。**2022年6月，国家发改委、能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，指出进一步支持用户侧储能发展。各地要根据电力供需实际情况，适度拉大峰谷价差，为用户侧储能发展创造空间。根据各地实际情况，鼓励进一步拉大电力中长期市场、现货市场上下限价格，引导用户侧主动配置新型储能，增加用户侧储能获取收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少自身高峰用电需求，减少接入电力系统的增容投资。

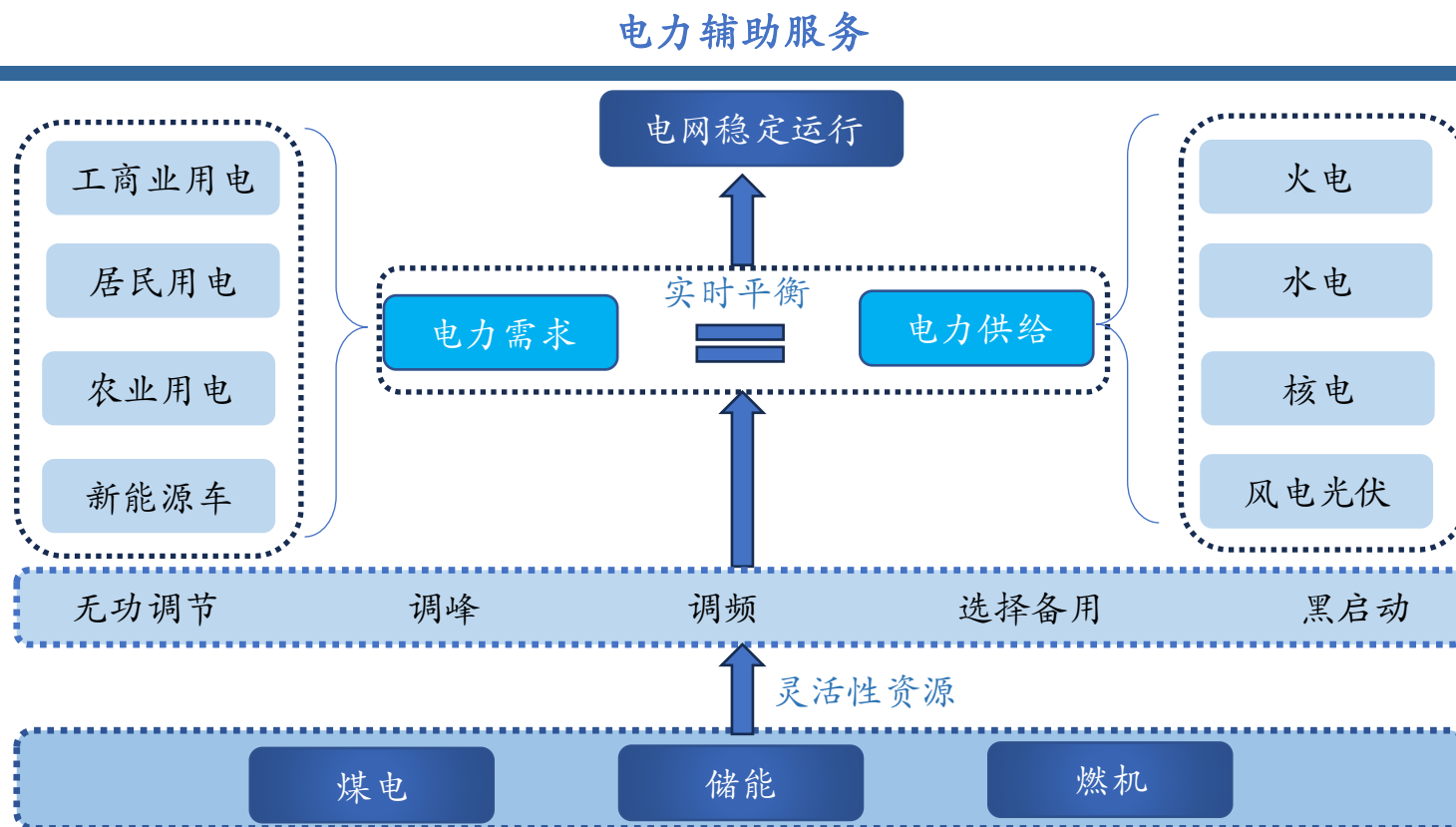
电力现货市场试点地区





4.3 虚拟电厂下，辅助服务或可作新盈利渠道

- **电力辅助服务或可作新盈利渠道。** 电力辅助服务指除正常电能生产、输送和使用外，为维护电力系统的安全稳定运行并保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户所提供的服务。2022年7月23日南方区域电力市场启动，明确将进一步完善辅助服务市场品种与补偿机制。未来辅助服务将成为电力市场交易品种的重要组成部分，工商业储能或可通过在电力市场上提供辅助服务作为新的盈利渠道。





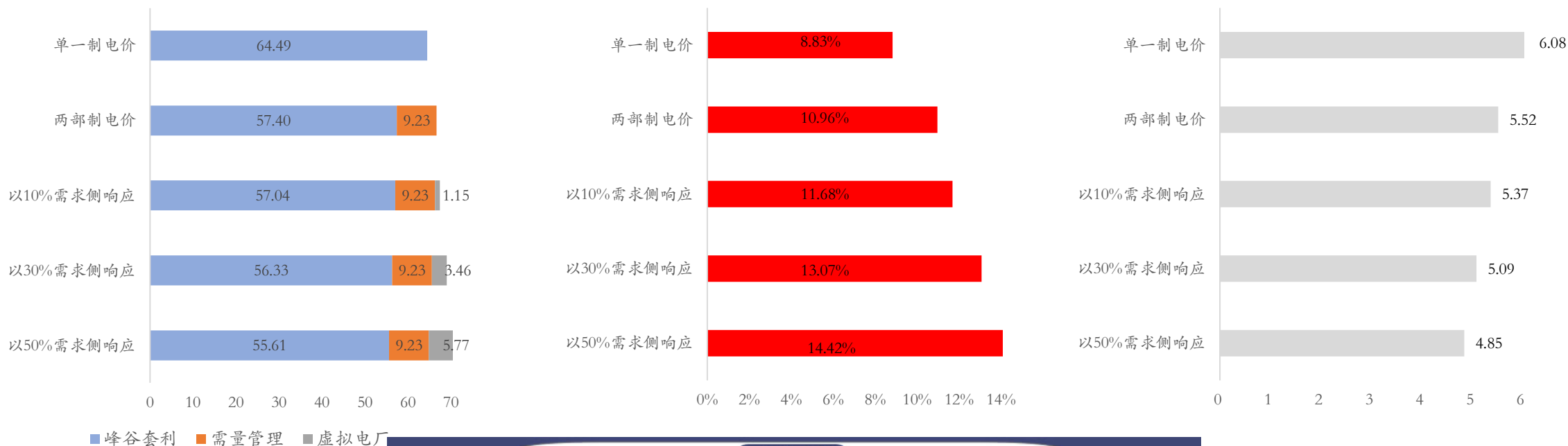
4.4峰谷套利为主，需量管理+虚拟电厂增厚盈利

- 单一制电价下，峰谷套利年平均收入约64.49万元，项目IRR约8.83%，投资回本周期约6.08年。
- 两部制电价下，考虑需量管理，峰谷套利年平均收入减少约7.09万元，节约需量电费约9.23万元，项目IRR提升至10.96%，回本周期缩短至5.52年。
- 虚拟电厂加持下，工商储以10%/30%/50%参与需求侧响应，年平均补贴收入约1.15/3.46/5.77万元，考虑需量管理，峰谷套利收入约57.04/56.33/55.61万元，项目IRR约11.68%/13.07%/14.42%，回本周期缩短至5.37/5.09/4.85年。

年平均收入对比(万元)

IRR对比 (%)

回本周期对比 (年)





目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的



金盘科技

- **新能源电力系统配套供应商。**金盘科技（688676.SH）以干式变压器为核心，快速推进储能新业务发展，不断为新能源、新基建、高效节能、轨道交通等全场景提供电能供应解决方案及高端装备，并致力于为制造企业尤其是离散制造业提供全生命周期数字化工厂整体解决方案。
- **储能新业务华章初展。**2022年7月公司发布全球首例中高压直挂液冷热管理技术的储能系统，同时推出低压储能系统等系列产品，产品范围覆盖发电侧、电网侧、工商业侧和户用侧，年内储能新业务实现多项零的突破。

干式变压器系列产品

干式变压器系列	特种干式变压器	 环氧树脂浇注 特种干式变压器	 真空压力浸渍 特种干式变压器
	标准干式变压器	 环氧树脂浇注标 准干式变压器	 真空压力浸渍 标准干式变压器
	干式电抗器	 环氧树脂浇注 干式电抗器	 真空压力浸 渍干式电抗器

储能系列产品

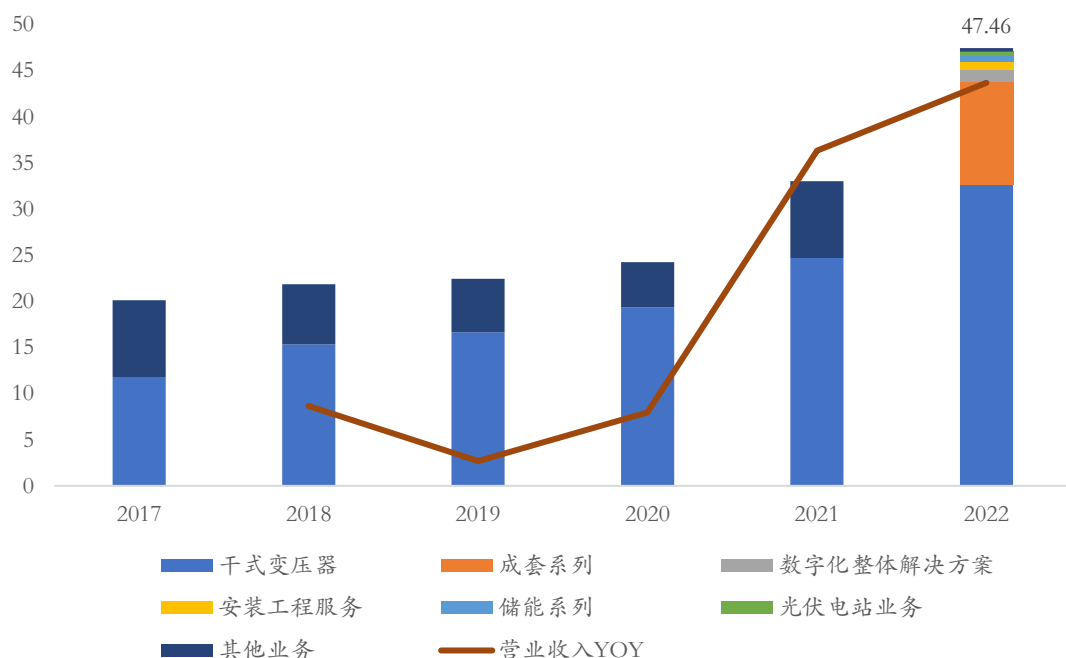
储能系列产 品	中高压级联储能 系列产品	 6kV-35kV高压级联储能系统单机最大容量 20MW/40MWh	
	低压储能系 列产 品	 500kW/1MWh 储能电池舱	 1000V/1500V储能变流器
	户用低压储能系 列产 品	 5kW-10kW交流耦合储能机	 10kWh-20kWh 户用储能一体机



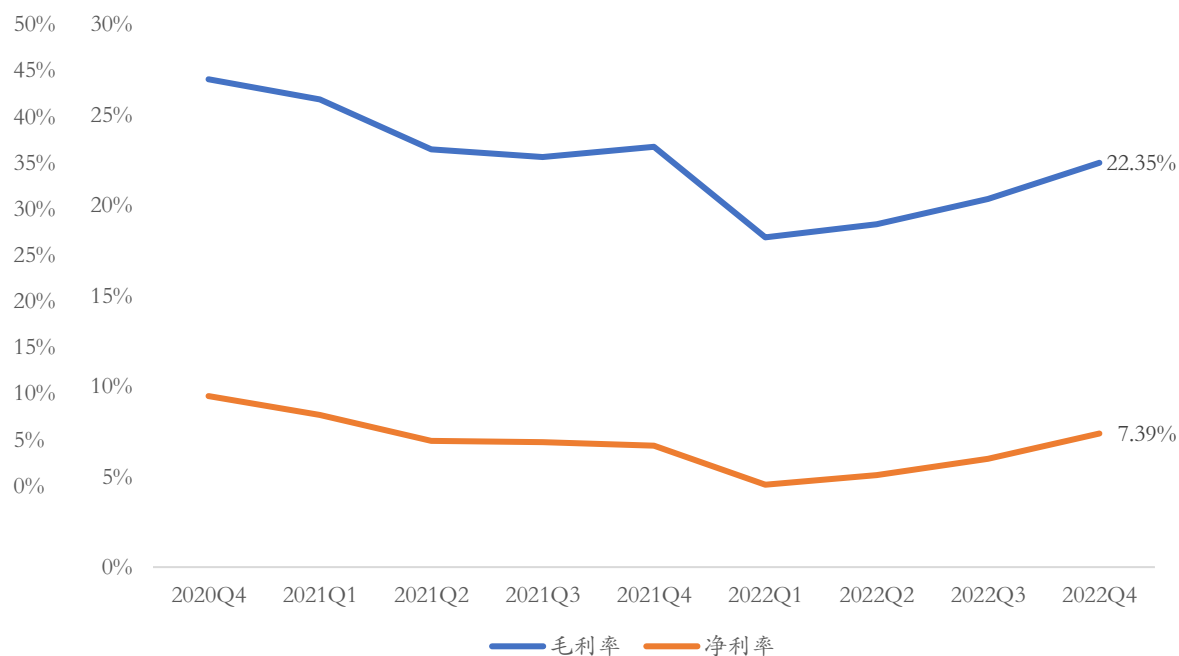
金盘科技

- **多领域收入保持增长。**2022年，公司实现营收47.46亿元，同比+43.7%，干式变压器业务收入32.68亿元，同比+32.3%，占比达68.9%。公司主要产品应用于新能源及非新能源领域均呈不同幅度增长，其中新能源行业销售收入+49.9%，新型基础设施销售收入+113.2%，工业企业电气配套销售收入+122.2%。
- **盈利能力逐步修复。**公司实现毛利9.63亿元，同比+24.0%，主要受益于2022年营收快速增长。全年毛利率20.3%，较上年有所下降，主要由于取向硅钢片价格上涨导致已签订单材料成本占比上升，2022年公司逐步上调新承接主要产品订单售价后，Q3盈利能力出现拐点，Q4进一步修复，第三四季度毛利率环比+1.39pct/2pct。

公司近年营收变化（亿元）



公司季度毛利率和净利率（%）





南网能源

- **聚焦综合能源供应+服务。**南网能源（003035.SZ）主要以合同能源管理模式为客户提供节能服务，主要包括工业节能服务（分布式光伏节能服务、工业高效能源站节能服务等）、建筑节能服务和城市照明节能服务。除节能服务外，公司还开展综合资源利用服务，包括生物质综合利用和农光互补业务。
- **背靠南网，三大节能领域均获5A评级。**公司具有公共设施领域、工业领域、建筑领域5A评级，系南方电网旗下首个上市平台，截止2023年4月7日，南方电网作为第一大股东直接持股比例达40.39%。大股东背景加持下，公司业务在以广东为核心的华南区域迅速铺开，22H1华南区域营收9.08亿元，同比+17.2%。

公司核心业务介绍

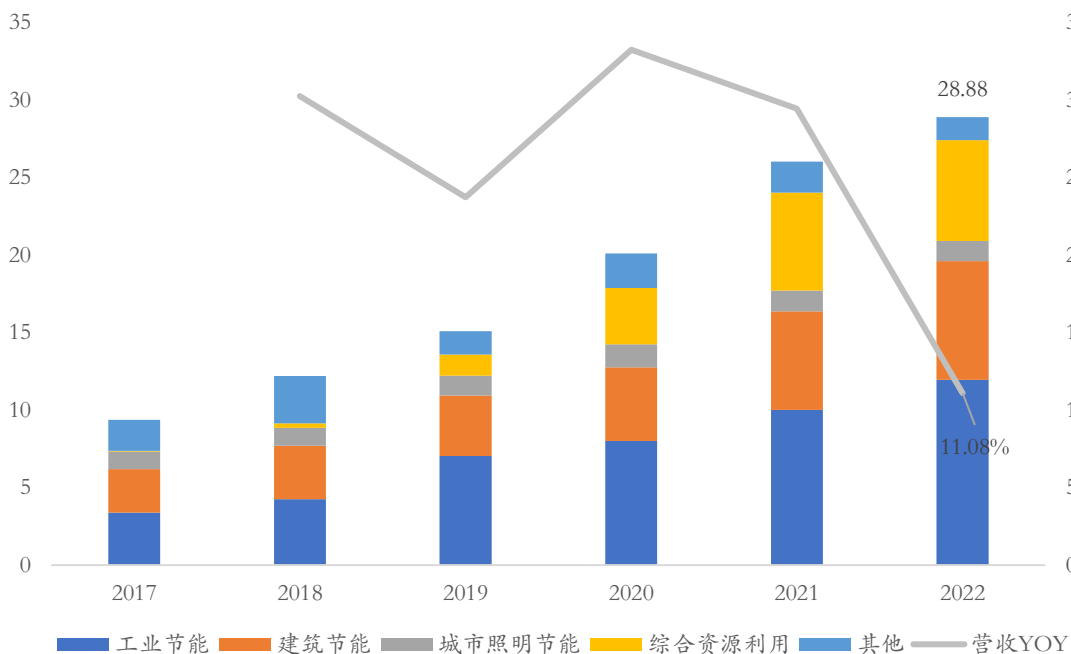
细分领域	业务模式	业务规模（截止2022年6月30日）
分布式光伏节能服务	自发自用，余电上网	2022上半年新增分布式光伏节能项目33.08万千瓦，在运行的分布式光伏节能项目226个，装机容量达116.02万千瓦
建筑节能服务	通过改造既有建筑空调、采暖等系统和投资运营新建建筑用能系统提供节能服务	2022上半年新增建筑节能服务面积约59万平方米，新增托管电量0.55亿千瓦时，实现营业收入3.41亿元，同比+45.6%
农光互补	利用农业用地屋顶“一地二用”模式光伏发电	2022上半年新增投建农光互补项目1个，装机容量150MW，在运营的农光互补项目8个，装机容量达340MW



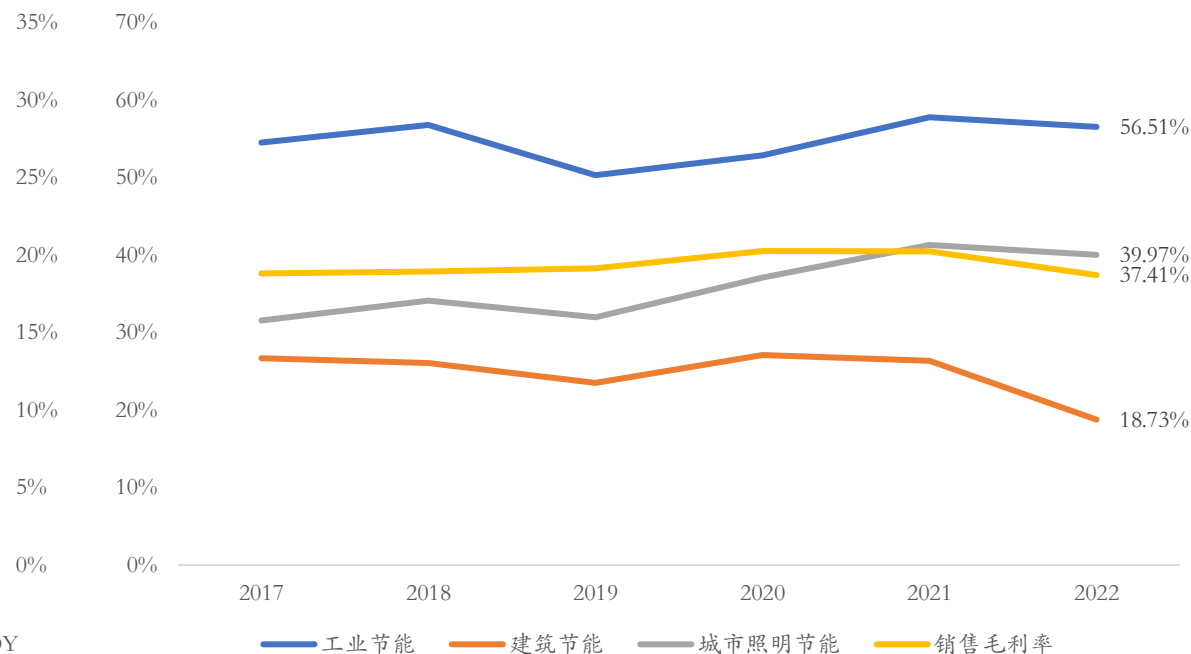
南网能源

- **分布式光伏系公司核心业务。**2017-2022年公司营业收入从9.36亿元增长至28.88亿元，年复合增长25.27%，2022年营收较上年增加2.88亿元，同比+11.08%。分业务来看，2017-2022年公司工业节能业务从3.39亿元增长至11.95亿元，其中分布式光伏业务从3.02亿元增长至9.85亿元，年复合增长26.67%，营收拉升作用明显。
- **工业节能业务毛利率超50%。**2022年公司销售毛利率为37.41%，工业节能业务毛利率为56.51%，远高于销售毛利率，为公司贡献主要利润来源，2017-2022年公司节能业务平均毛利率为54.75%，盈利能力良好且波动幅度较小。

公司近年营收变化（亿元）



公司分业务毛利率（%）

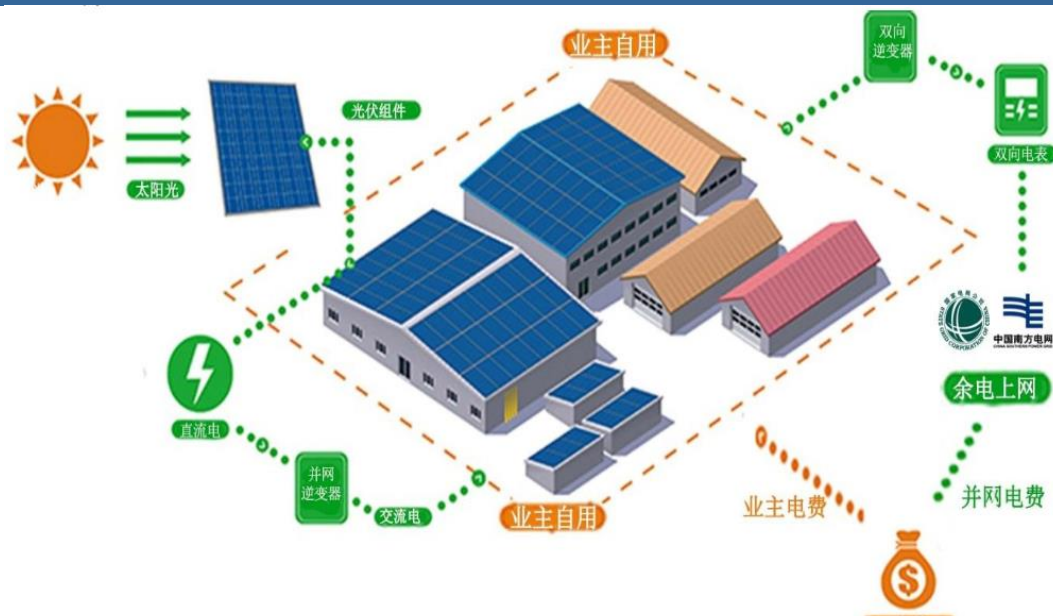




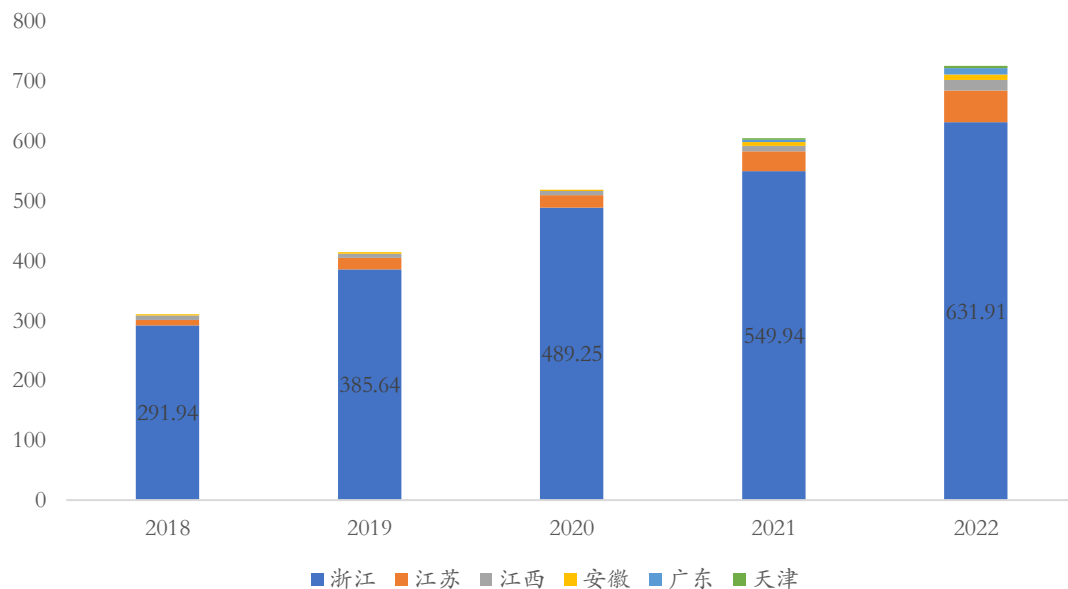
芯能科技

- **以分布式光伏为核心的清洁能源服务商。**芯能科技（603105.SH）主营业务包括分布式光伏电站投资运营（自持分布式光伏电站）、分布式光伏项目开发建设及服务（开发+EPC+运维）、光伏产品生产销售、充电桩投资与运营，其中以分布式光伏电站投资运营为主，公司自持分布式光伏电站皆是“自发自用、余电上网”工商业分布式电站。
- **公司自持电站超九成集中在浙江省，近年来加速省外布局。**浙江省工商业用户数量多、工业用电需求大，分布式光伏发展在国内居于领先地位。公司经过多年的业务积累，具备了较强的经验、技术优势，分布式光伏业务已拓展到浙江省绝大部分地区，截止2022年底，公司87%的自持电站装机位于浙江省。近年来公司加快省外布局，开拓了江苏、江西、安徽、广东、天津等市场，并积极推进业务向全国范围发展。

公司自持分布式光伏电站运营示意图



公司自持电站装机（MW）分布



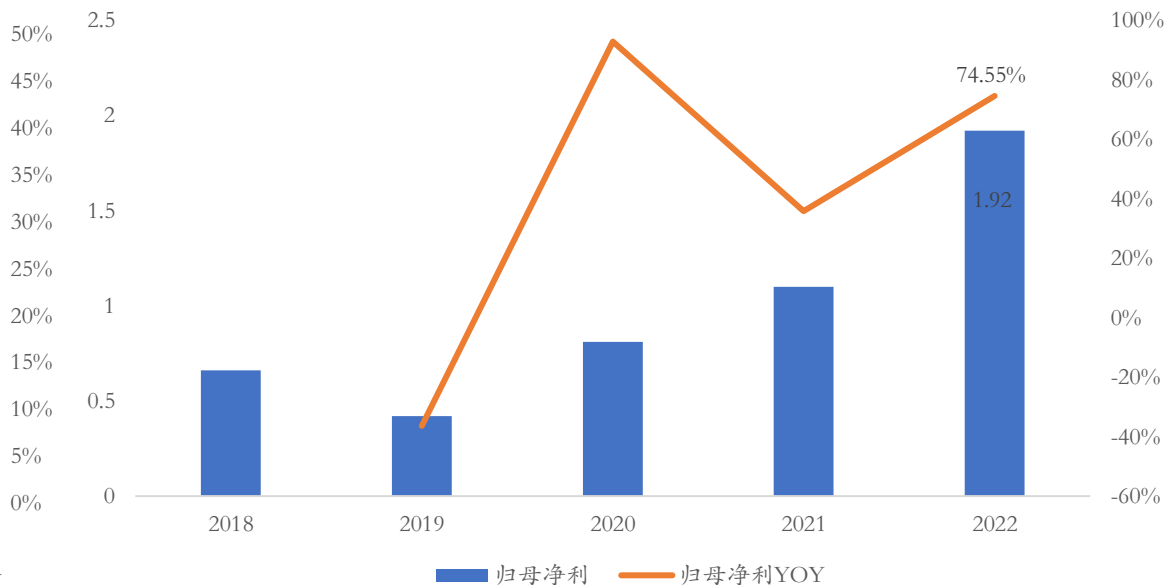
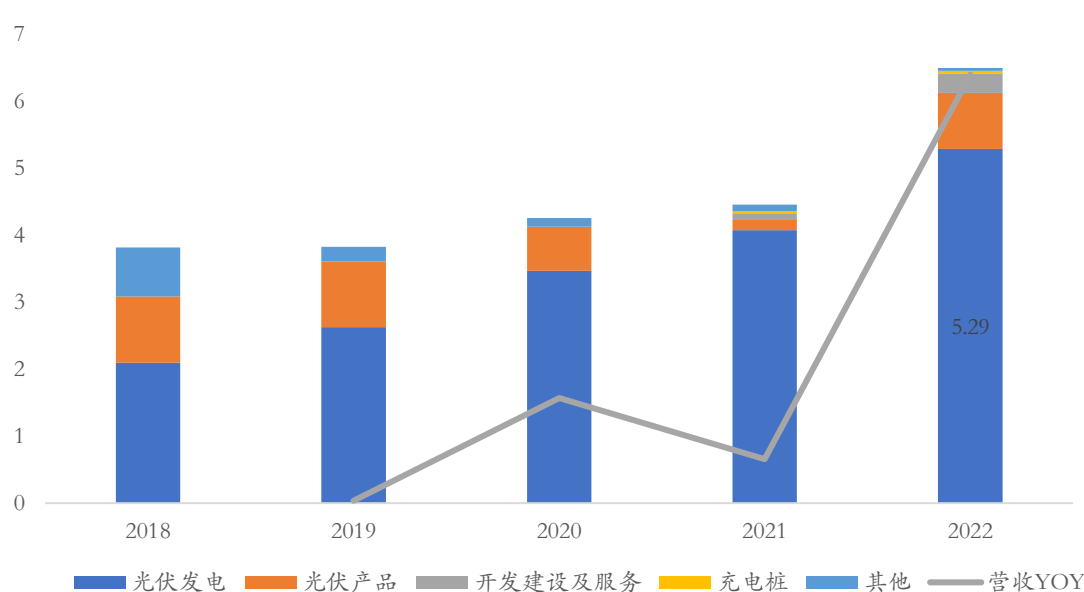


芯能科技

- **分布式光伏主业驱动储能业务，打造新利润增长点。**公司自持电站规模持续扩大，光伏发电业务体量实现稳步增长，2022年实现光伏发电量约67531万度，较上年同期增加10983万度，同比+19.4%，2018-2022光伏发电收入由2.1亿元增长至5.29亿元，CAGR达26.0%，光伏发电业务收入随发电量增加而同步提高。发电业务电费收入现金流稳定，可为工商业储能、户储产品、充电桩等相关多元化业务拓展提供资金支持。
- **资源优势助力公司盈利提升。**据统计，公司拥有的近千家工商业客户大多为高耗能的大工业用电客户，年总用电量近100亿度，涉及工商业厂房面积超1200万m²，客户巨大的用电需求和资源空间为公司工商业储能、户储产品、充电桩等业务提供了广阔的应用空间，资源加持下，公司2022归母净利达1.92亿元，同比+74.6%，盈利能力向好。

2018-2022年公司分业务收入（亿元）

2018-2022年公司归母净利（亿元）

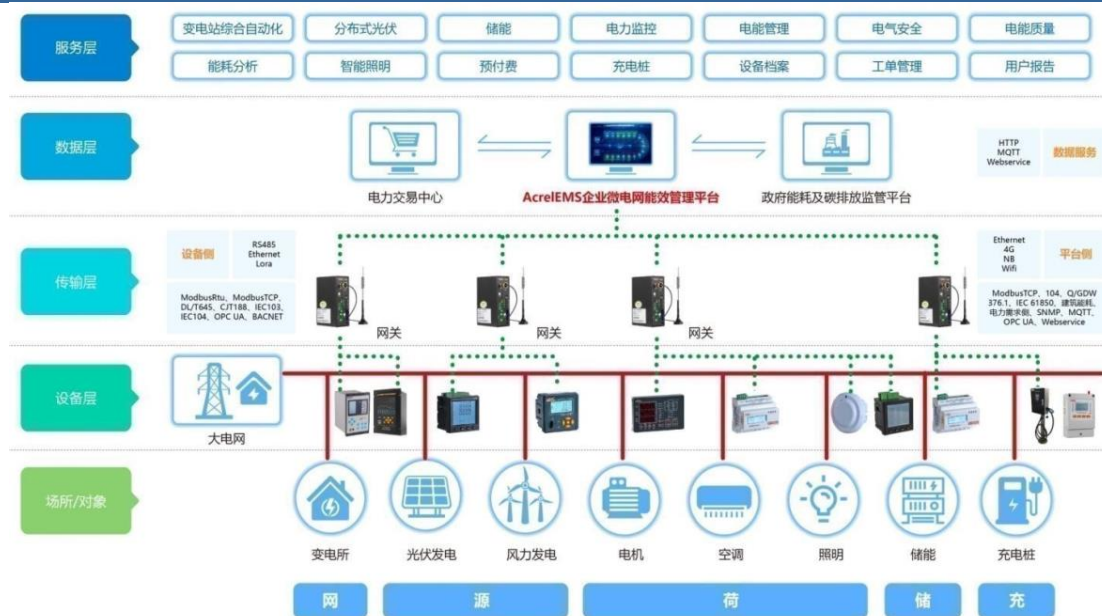




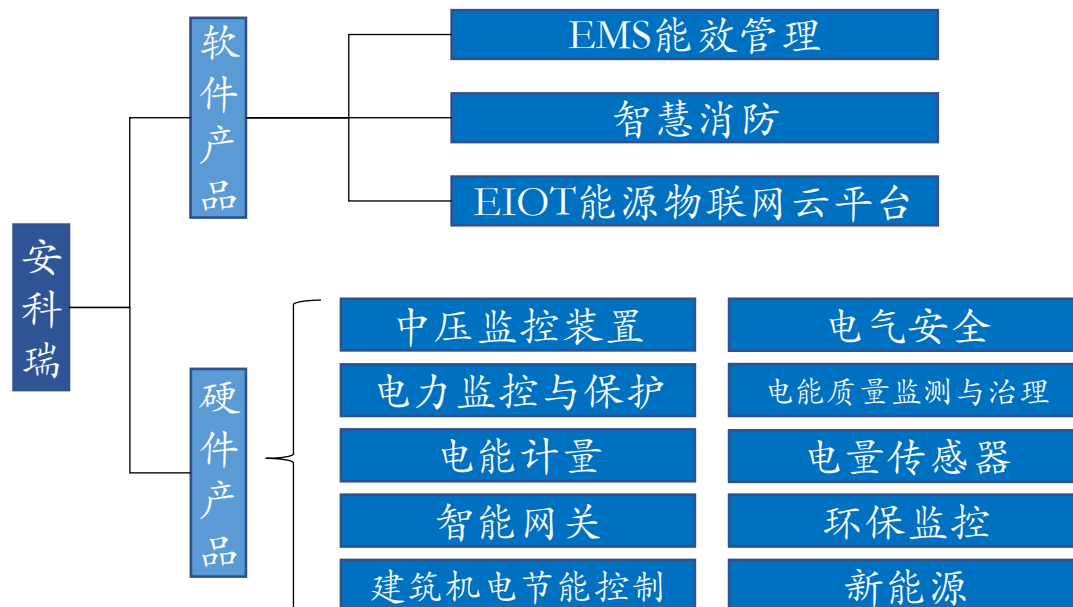
安科瑞

- **用电数据服务商，产品生态体系完整。**安科瑞（300286.SZ）专注中低压企业微电网能效管理，兼具硬件生产与软件开发能力。公司产品包括企业微电网能效管理系统及产品和电量传感器，前者包括变电站自动化系统、能效管理系统、电气消防及用电安全系统等多个子系统及相应配套所需的端设备，形成了“云-边-端”完整的产品生态体系。
- **集软件开发与硬件生产于一体。**公司目前提供的软件服务包括EMS能效管理、智慧消防和EIOT能源物联网云平台。硬件产品包括中压监控装置、电力监控与保护、电能计量、智能网关、建筑机电节能控制、电气安全、电能质量检测与治理、电量传感器、环保监控和新能源。公司已实现微电网能源可视化管理和能源数据服务，可满足客户个性化、定制化需求。

公司能效管理平台生态图



公司产品划分

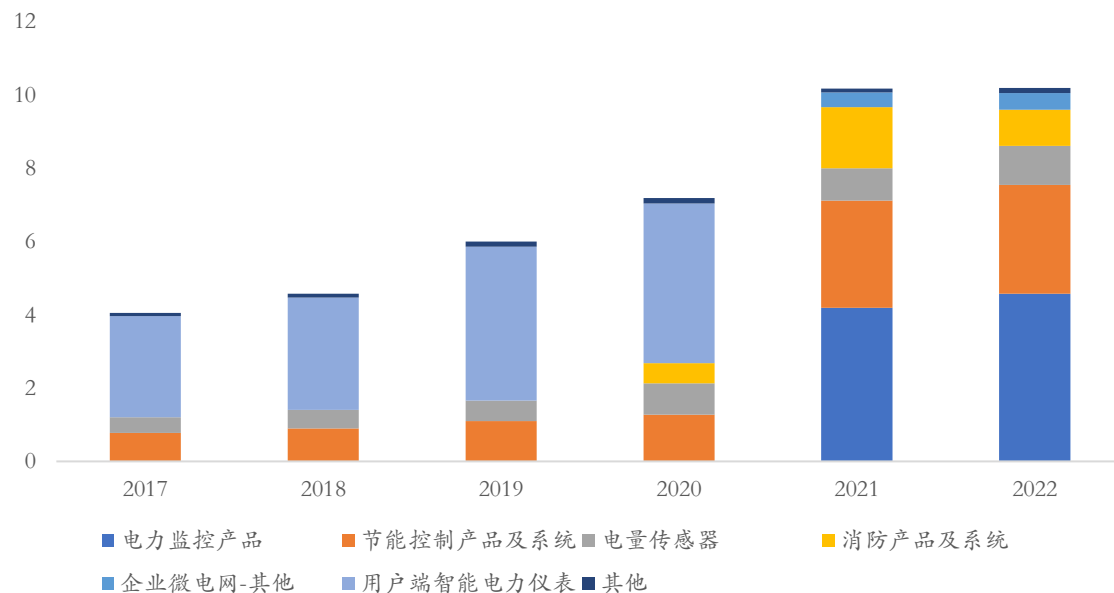




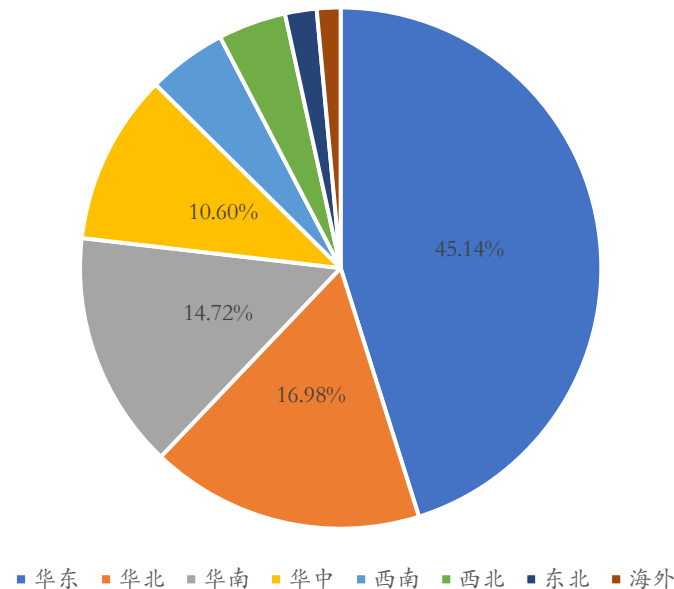
安科瑞

- **微电网产品及系统系公司营收主要来源。**2020年及之前公司营收主要来源为用户端智能电力仪表，2021年公司调整了产品划分结构，2021年起公司营收主要由企业微电网产品和系统、电量传感器和其他构成，其中企业微电网产品和系统包括电力监控产品、节能控制产品及系统、消防产品及系统和企业微电网其他产品，2022年该板块营收8.99亿元，占比88.2%。
- **立足华东，拓向全国。**公司营收主要来源于华东地区，2022年华东地区收入4.6亿元，占比45.1%，华北、华南及华中地区营收占比也超10%，分别为17.0%、14.7%和10.6%，销售网络逐步从华东向全国范围辐射。

2017-2022公司营收结构（亿元）



2022年公司营收分布

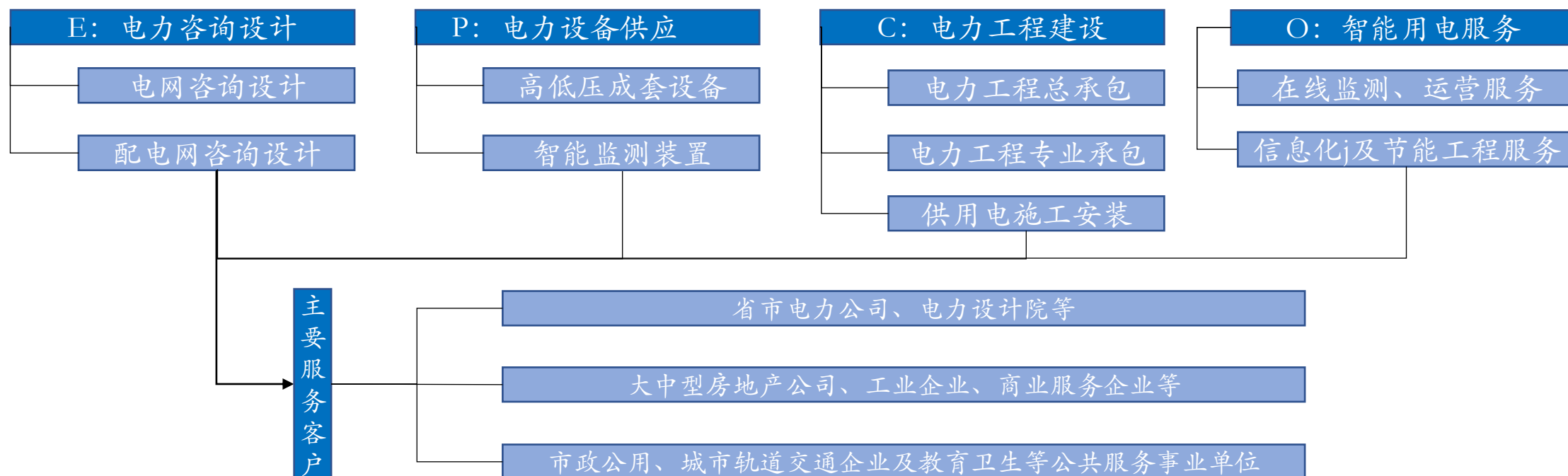




苏文电能

- **一站式供用电品牌服务商。**苏文电能（300982.SZ）以电力咨询设计为主导，业务涵盖电力咨询设计（E）、电力设备供应（P）、电力工程建设（C）和智能用电服务（O），为用户提供一站式（EPCO）供用电服务。与普通EPC模式相比，EPCO具有降本增效、强化质控等优势，有利于提升公司客户粘性。

EPCO供用电品牌服务商

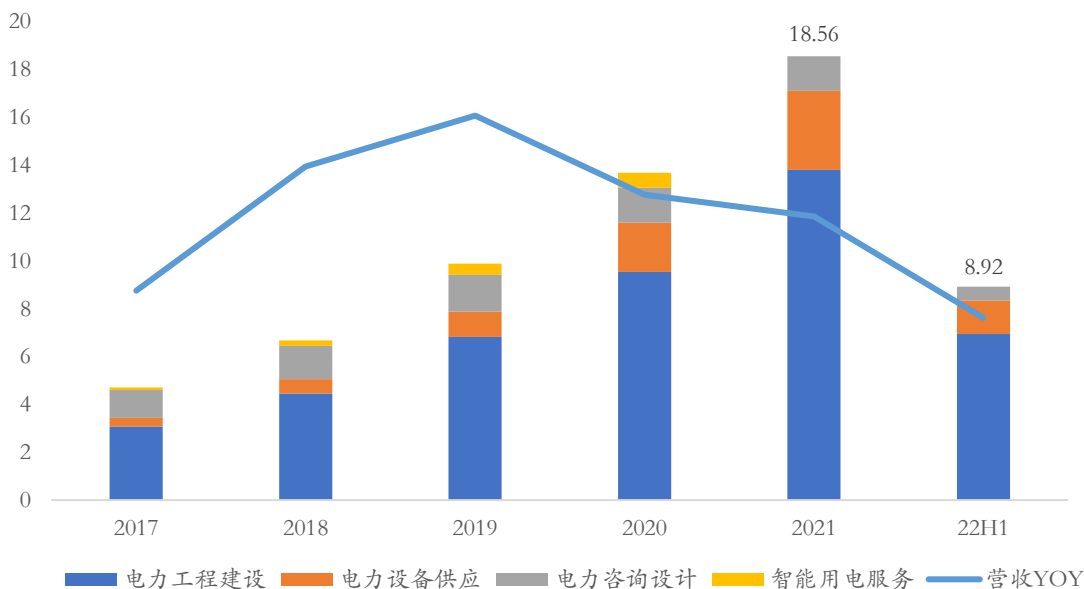




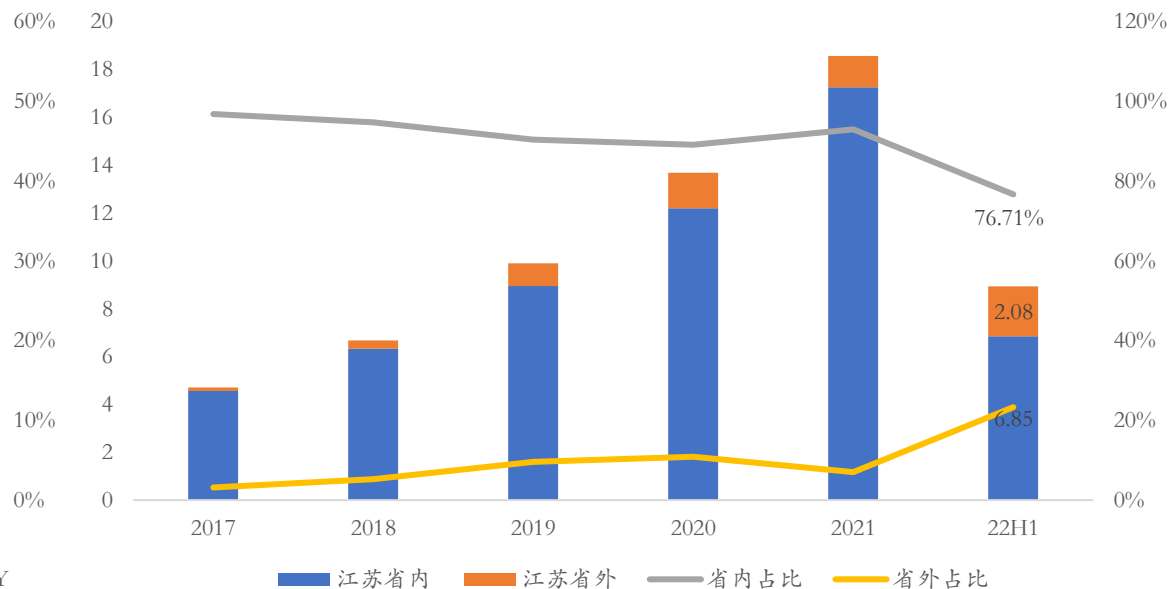
苏文电能

- **资质水平与经营规模互为驱动，业绩稳步提升。**公司具有工程设计电力行业专业乙级资质、电力工程施工总承包二级资质、工业领域电力需求侧管理服务机构资质等，经验积累推动公司业务快速发展，2017-2021年公司营收从4.71亿元增长至18.56亿元，CAGR达40.9%，22H1实现营收8.92亿元，同比+22.8%，规模扩大不断提高公司资质等级。
- **业务布局立足江苏，面向全国。**江苏省是全国排名第二的经济和用电大省，地区经济活跃，市场化程度较高，公司深耕江苏电力市场十余年，在电力咨询设计业务领域具有竞争优势，已经实现对江苏13个省辖市的业务区域全覆盖，同时不断加大国内重点省市市场的开拓力度，业务区域覆盖上海、安徽、浙江、山东、湖南等，22H1公司省外收入2.08亿元，占比上升至23.3%。

公司分业务收入拆分（亿元）



17-22H1省内外收入占比

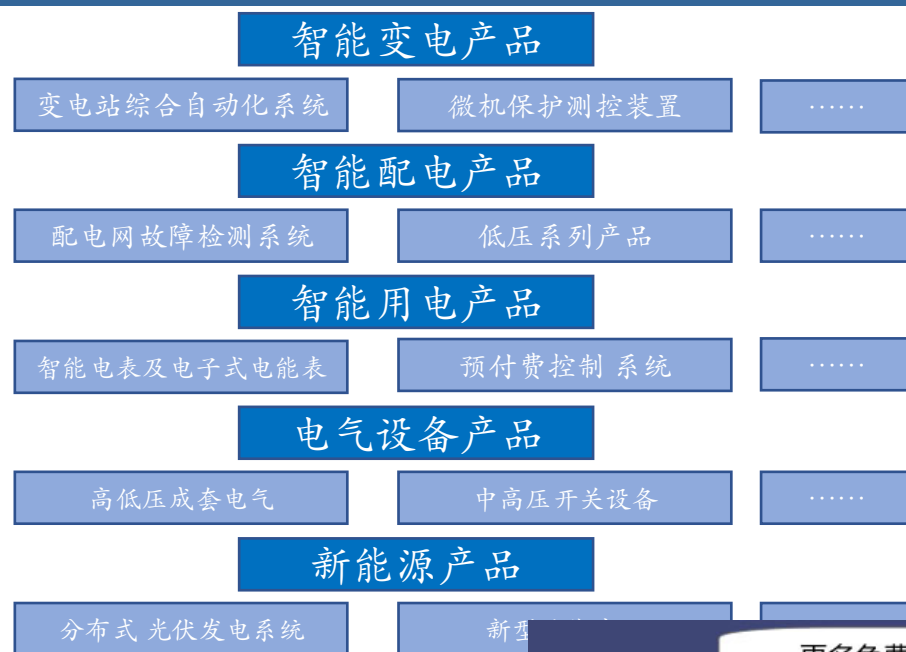




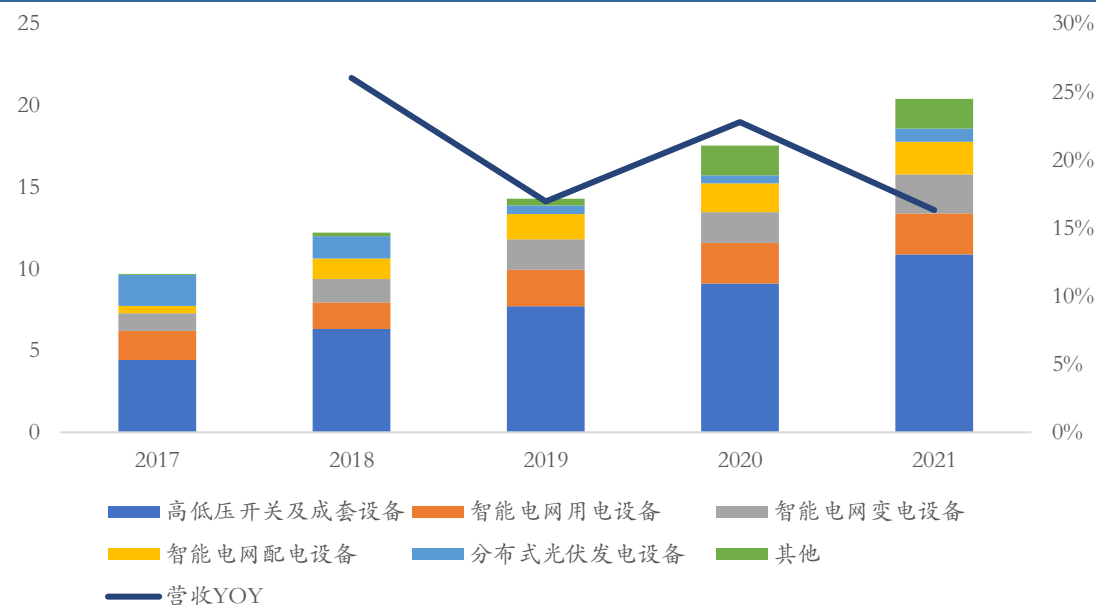
科林电气

- **2+2业务结构。**科林电气（603050.SH）聚焦电气设备，打造以“配用电装备板块”+“智慧能源板块”为主的双主业，同时打造“电力工程服务板块”+“产业投资及孵化板块”双支撑业务板块，其中配用电装备板块主要包括智能电网配电、变电、用电、高低压开关及成套产品等，智慧能源板块主要围绕新能源展开。
- **配用电装备业务收入系营收增长动力。**2021年公司实现营业收入20.39亿元，同比+16.3%，主要系公司主营产品有所增长，其中配用电装备板块（智能电网用电、变电、配电和高低压开关及成套设备）收入17.77亿元，同比+16.7%，占比达87.2%。

公司产品及解决方案



公司分业务收入拆分（亿元）

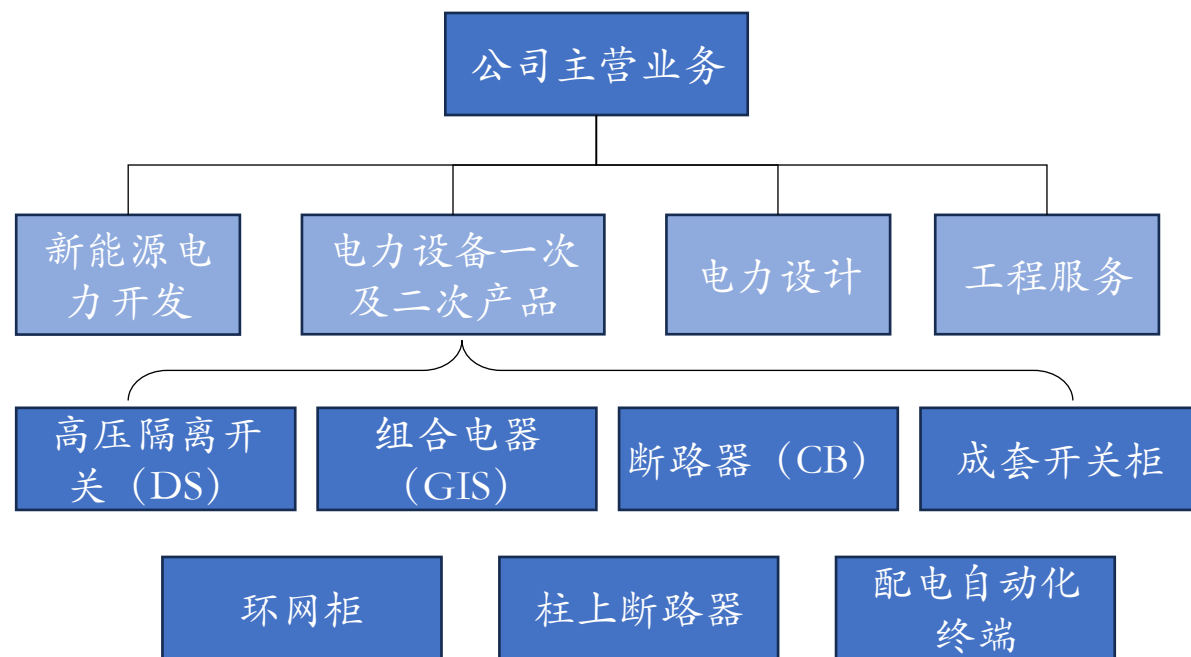




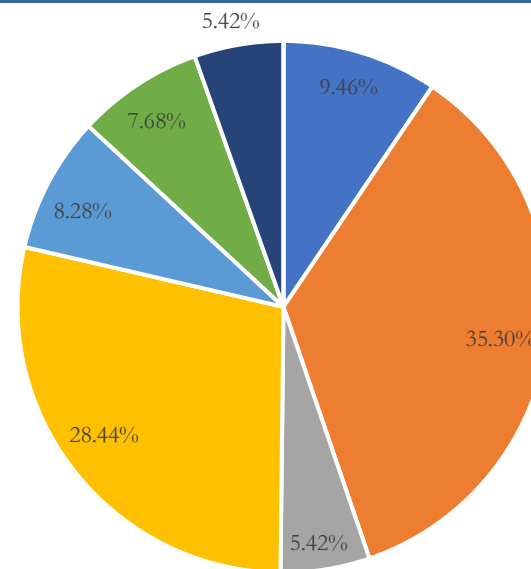
长高电新

- **产品开发和制造行业经验丰富。**长高电新（002452.SZ）主营业务包括输变电一二次设备的研产销、电力设计、工程服务和新能源电力开发，目前形成输变电设备制造和电力设计与工程服务两大板块并驾齐驱的产业格局。
- **业务立足华东和华中。**华东地区为公司营收最大来源，2022年贡献营收4.32亿元，占总营收比重为35.3%。第二大业务区为华中地区，实现营收3.48亿元，占总营收占比为28.4%，期间宁乡金洲二期项目已全面投入使用，宁乡金洲产业园生产能力大幅提升，零部件和外协件自制率及自给率达到80%以上。

公司主营业务及产品



2022年公司营收分布



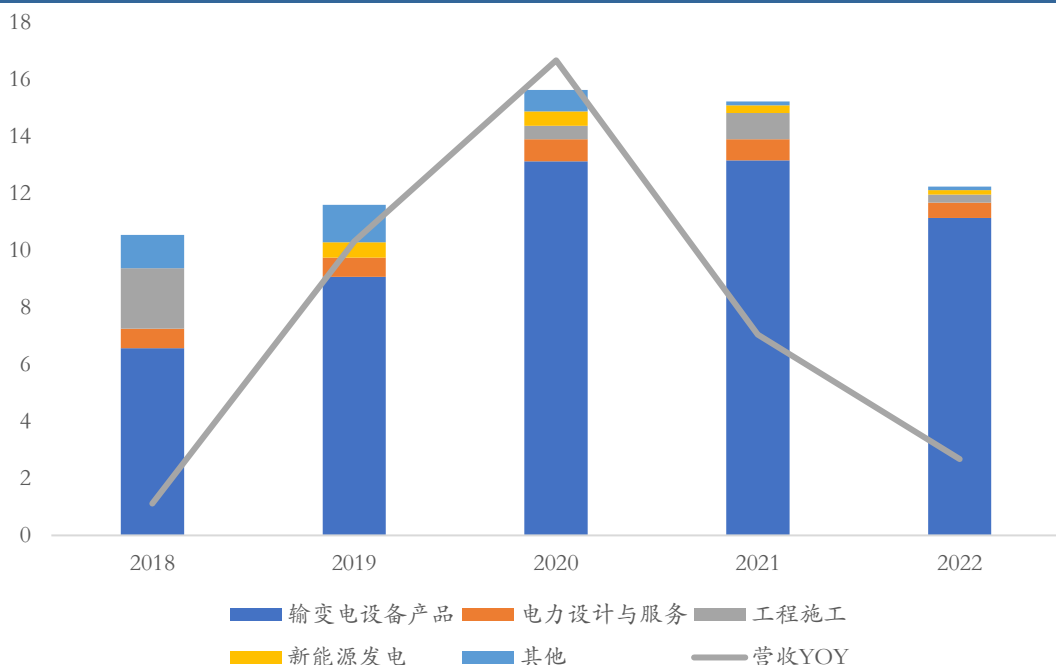
■ 华北 ■ 华东 ■ 华南 ■ 华中 ■ 西北 ■ 西南 ■ 东北 ■ 海外



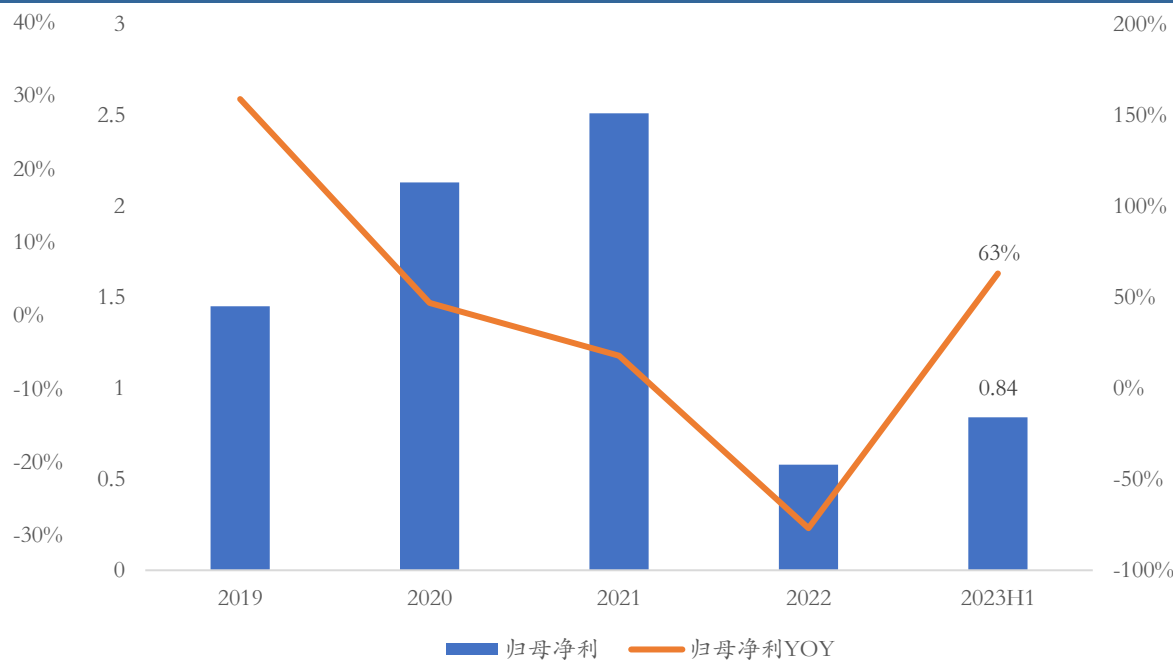
长高电新

- **市场开拓取得重要突破。**2022年公司实现营收12.23亿元，同比-19.6%，主要系两大主营业务面临严峻挑战，困境之下，公司持续开发新产品，积极开拓新市场，研发投入8775万元，同比+12.1%。南方电网市场取得较大突破，订单首次突破亿元，较上年同比+123.8%，市场基础进一步夯实。
- **23H1扭转盈利下降趋势。**公司披露2023半年度业绩预告，报告期内公司实现归母净利0.84-0.96亿元，同比+63%-87%，扣非归母净利0.81-0.93亿元，同比+40%-61%，盈利回归正常水平。

2018-2022年公司营收变化（万元）



2019-2023H1公司归母净利（亿元）





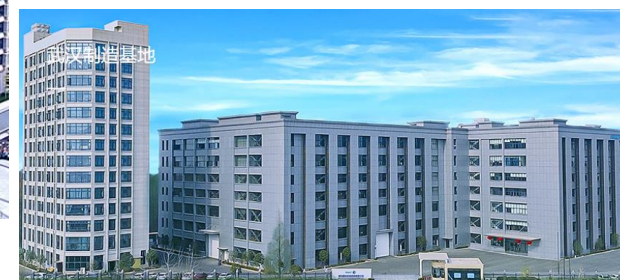
华自科技

- **专注新能源和环保业务。**华自科技（300490.SZ）主营业务为自动化及信息化产品与服务、新能源及智能装备、环保与水处理产品及服务，公司主要产品包括锂电池及其材料智能装备、储能设备及系统等，2022年公司储能电池PACK自动化产线正式投产，储能产业链布局持续完善。
- **推进产能建设，保障长久发展。**公司年产2GW PCS储能变流器全自动化产线顺利投产，生产效率提升85%以上。精实机电系华自科技全资子公司，以一个深圳运营中心,武汉、长沙两个制造基地模式布局全国，其新能源自动检测装备及数控自动装备生产项目已建设完成并投入使用，园区总规划建筑面积近10万平米，建成现代智能化锂电池化成分容、智慧物流产线各60条，年产值可达50亿元。自此，公司六个产业基地齐头并进，共同满足公司日益攀升的产能需求。

公司新能源系列产品

主要产品	图示	应用
锂电池及其材料智能装备		锂电池、锂电池材料等生产企业
储能设备及系统		电源侧、电网侧、用户侧等储能领域
光伏、风电、水电及多能互补等清洁能源控制设备		光伏、风电、水电等清洁能源行业
智能变配电设备及综合能源服务		电网、工商业、军工等领域

深圳运营中心&武汉/长沙制造基地

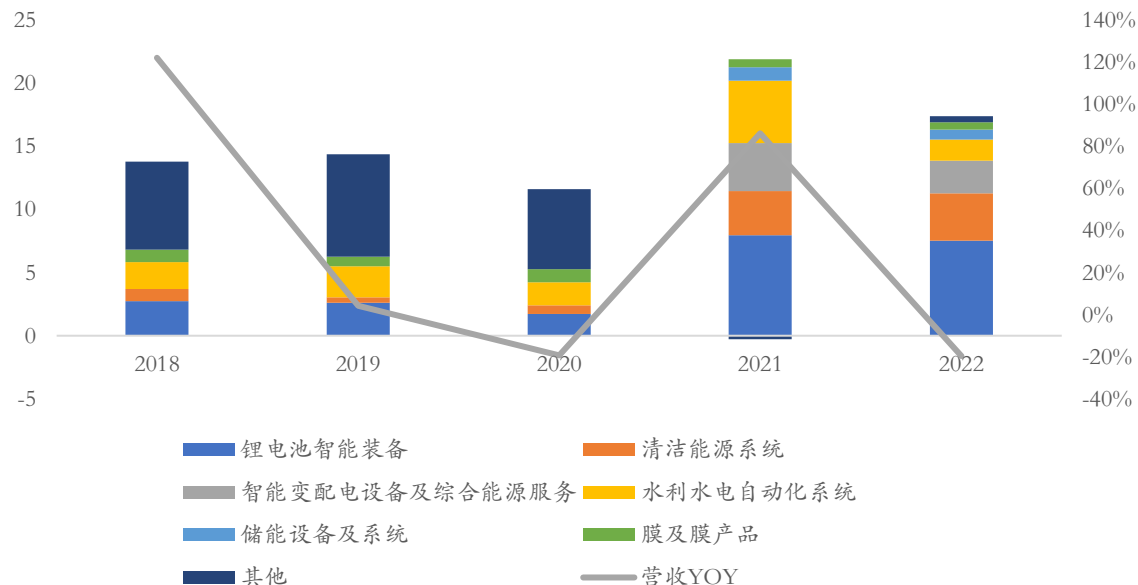




华自科技

- **短期承压，后续有望实现业绩修复。**2022年公司实现营收17.40亿元，同比-19.6%，主要系市场环境变化，企业生产成本上涨所致，但公司2022年总体订单同比增长并创新高，随着业绩压力释放和订单交付，2023年有望实现业绩修复。
- **积极拓展储能领域。**公司参与建设国网张家界“风光储充”能源互联网示范项目、瑙鲁共和国6MW光伏+储能项目、国网湖南郴州韭菜坪储能电站等，公司投建的湖南邵阳城步儒林100MW/200MWh储能电站是湖南省内首个社会资本投建的电网侧储能电站，为全省及全国开展百兆级共享储能电站开发建设起到良好示范效果。子公司格莱特新能源2022年12月中标湖北谷城100MW光伏发电储能项目及水发湖北谷城50MW集中式（共享式）储能电站EPC项目，中标金额约5.8亿。

2018-2022年公司营收变化（万元）



城步儒林储能项目图





风险提示

- 峰谷电价差持续力度不及预期；
- 电价改革效果不及预期；
- 虚拟电厂推广不及预期；
- 行业竞争超预期。



重要声明

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的执业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人对这些信息的准确性或完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考。本人过去不曾与、现在不与、未来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接收任何形式的补偿，分析结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

华安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。本报告中的信息均来源于合规渠道，华安证券研究所力求准确、可靠，但对这些信息的准确性及完整性均不做任何保证。在任何情况下，本报告中的信息或表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。华安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。

本报告仅向特定客户传送，未经华安证券研究所书面授权，本研究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。如欲引用或转载本文内容，务必联络华安证券研究所并获得许可，并需注明出处为华安证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。如未经本公司授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司并保留追究其法律责任的权利。

投资评级说明

以本报告发布之日起6个月内，证券（或行业指数）相对于同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准，A股以沪深300指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克指数或标普500指数为基准。定义如下：

行业评级体系

增持—未来6个月的投资收益率领先市场基准指数5%以上；

中性—未来6个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；

减持—未来6个月的投资收益率落后市场基准指数5%以上；

公司评级体系

买入—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数15%以上；

增持—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数5%至15%；

中性—未来6-12个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；

减持—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数5%至；

卖出—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数15%以上；

无评级—因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，致使无法给出明确的投资评级。