广东省工商业储能发展前景与多元收益结构配置研究报告

高价差窗口期的投资回收与市场化风险管理

工商业储能专题 · 广东省

数据截止：2026 年 11 月 20 日

2026 年 11 月

目 录

执行摘要.....4

一、研究范围、方法与口径.....5

1.1 研究问题.....5

1.2 数据与核实.....6

1.3 测算口径.....6

二、电力供需与能源结构.....6

2.1 电源结构：新能源超过煤电.....6

2.2 西电东送.....7

2.3 负荷特征.....7

2.4 用电与产业结构.....8

三、电价与市场机制.....8

3.1 分时电价与代理购电价格.....8

3.2 直接入市用户与零售合同.....9

3.3 现货市场.....10

四、多元收益来源逐项分析.....10

4.1 峰谷价差.....11

4.2 需求响应.....11

4.3 虚拟电厂聚合.....12

4.4 蓄冷电价与单独计量.....12

五、行业发展现状与前景.....12

5.1 装机与市场地位.....12

5.2 典型项目.....13

5.3 安全与监管 13
5.4 前景判断 14
六、多元收益测算 14
6.1 测算参数 14
6.2 情景结果 15
6.3 项目条件变体 16
6.4 投资单价与价差的组合 17
6.5 参数抽样 18
七、多元收益的合理占比 18
7.1 方法 18
7.2 结果 19
7.3 配置建议 19
八、主要风险与应对 20
九、结论与建议 20
9.1 对研究问题的回答 20
9.2 投资建议 21
附录 A：政策与市场规则清单 21
附录 B：主要数据来源 22
附录 C：测算模型说明 25

执行摘要

结论：广东当前收益最高，但对市场化定价最敏感，适合"短回收期、窗口期内收回投资"的投资策略，不适合按 10 年稳定收益做长期配置。 按现行电网代理购电价格，珠三角 1MW/2MWh 标准项目单靠峰谷套利的全投资税后 IRR 为 23.2%，计入需求响应和聚合收益后为 24.8%，静态回收期 3.5 年。按本报告的过渡情景（2027 年起直接入市用户分时价格逐步由现货决定，2031 年价差降到现行的 35%），IRR 降到 3.6%。

广东价差高，来自政府定价的分时结构：

- 粤发改价格〔2021〕331 号规定峰平谷比价 1.7:1:0.38，高峰分 10–12 时、14–19 时两段，低谷 0–8 时，储能每天可两充两放；7–9 月及高温日执行尖峰。
- 2026 年 11 月珠三角 1–10 千伏单一制代理购电高峰 1.328 元/kWh、低谷 0.319 元/kWh，峰谷差约 1.01 元/kWh（据报道）。

市场化方向已经明确：

- 广东省能源局在 2026 年度交易通知中鼓励经营主体根据现货价格签订分时电价年度合同；广东电力交易中心 2026 年计划设计零售分时套餐、推动取消人为规定的分时电价与时段（据报道）。
- 2025 年广东现货日前日均价在 4.9–547.1 厘/kWh 之间，大部分集中在 200–500 厘/kWh；只参与电能量市场的独立储能充电均价 265.5 厘、放电均价 411.2 厘，价差约 146 厘/kWh，不到当前代理购电峰谷差的六分之一。
- 南方区域电力市场 2026 年 10 月转入正式运行；广东电力交易中心 2026 年 10 月提示，2027 年部分市场关键机制和参数可能较大调整（据报道）。

测算结果（1MW/2MWh，10 年，全投资税后）：

情景	IRR	回收期
仅峰谷套利（珠三角现行代理购电价格）	23.2%	3.7 年
多元收益（+需求响应、聚合）	24.8%	3.5 年
过渡情景（2031 年价差降到 0.35）	3.6%	8.2 年

市场化情景（价差 0.35，捕获率 85%）	-6.8%	不能回收
5MW/10MWh 规模（多元 / 过渡）	29.1% / 7.2%	3.1 年
东西两翼电价区（多元 / 过渡）	21.9% / 1.3%	3.8 年

仅靠套利达到 6%，价差可以降到现行水平的 59%，四省中安全边际最大；但过渡情景下 2031 年后的年收益只有 2027 年的四分之一左右。

多元收益的合理占比。 以"达到 6%，且灵活性收益打五折时 IRR 不低于 4%"为约束，需求响应与聚合收益合计不应超过 21%。广东过渡情景下要达到 6%，需要 61 元/千瓦·年的灵活性收益，占比 20%，处在上限边缘；市场化情景需要 202 元/千瓦·年，占比 62%，不可行。建议配置：

收益类别	建议占比（投资方收益口径）
峰谷价差	≥90%
需求响应	≤5%
聚合 / 虚拟电厂	≤5%，作上行情景

建议。

1. 以"现行价格下静态回收期 ≤ 4 年、过渡情景 IRR ≥ 4%"作为广东项目准入条件，项目决策按过渡情景而不是现行价格。
2. 优先珠三角、两充两放可完全消纳、5MW 以上的项目；东西两翼和只能一充一放的项目不投。
3. 合同期与收益分成前高后低：前 4 年按现行价差分成，2031 年以后转为"保底服务费 + 收益分成"。
4. 2027 年零售分时套餐规则出台前，控制广东新增投资规模，已投项目加快回收。

一、研究范围、方法与口径

1.1 研究问题

本报告是《工商业储能未来发展报告》（报告 1）的广东分册，回答三个问题：

1. 广东工商业储能的发展前景和主要趋势是什么?

2. 广东工商业储能可以取得哪些收益，每一项的规则依据和确定性如何?

3. 在满足项目财务模型收益目标的前提下，各项收益的合理占比是多少?

1.2 数据与核实

数据分三级标注：一手原文（政府、能源监管机构、电网企业、交易中心公告原件）；据报道（行业机构统计与媒体报道，正文标"据报道"）；测算假设（模型参数，可按项目实际替换）。附录 B 列出主要数据来源与截止时点。

广东电力交易中心《2025 年度报告》是本报告装机、现货、零售数据的主要来源，所用为第三方转载的全文。广东代理购电价格除 2026 年 4 月有政府网站转载件外，其余月份为第三方转载。

本报告以标准项目和电价分区、运行方式、规模、分成四类变体测算。

1.3 测算口径

标准项目为珠三角 1MW/2MWh 磷酸铁锂储能，接入用户 10 千伏配电侧，合同能源管理模式，业主分成 15%，全投资税后口径，运营 10 年，全投资单价 0.85 元/Wh（含税）。口径与报告 1 一致。

二、电力供需与能源结构

2.1 电源结构：新能源超过煤电

截至 2025 年底，广东电网统调装机 2.608 亿千瓦，同比增长 17.1%:

电源	统调装机（万千瓦）	占比
燃煤	7888.9	30.3%
光伏	6119.7	23.5%
燃气	5698.3	21.9%
风电	1853.3	7.1%
核电	1613.6	6.2%
蓄能及储能（含抽水蓄能）	1343.3	5.2%
水电	934.8	3.6%

生物质及其他	626.4	2.4%

来源：广东电力交易中心《2025 年度报告》。新能源装机 7973 万千瓦，超过煤电成为省内第一大电源；光伏从 2021 年的 1004 万千瓦增至 2025 年的 6120 万千瓦。2026 年 6 月底光伏 6738 万千瓦、风电 1982 万千瓦（据报道）；全省电力装机约 2.8 亿千瓦，非化石能源装机占比 50.2%（省人大常委会调研报告，据报道）。

广东电源结构的特点是燃气机组占比高（21.9%）。气电是调峰电源，报价高（2025 年日前申报均价：气机 685.4 厘/kWh、煤机 337.5 厘/kWh、新能源 1.7 厘/kWh），晚高峰由气电定价时现货价格高，午间光伏大发时价格低。这一结构让广东现货仍保留一定的日内价差，但远低于代理购电的行政价差。

2.2 西电东送

广东是南方电网西电东送的主要受端。2025 年南方电网西电东送电量 2616 亿千瓦时（全网口径，据报道）。有报道称 2025 年广东外受电依赖度约 23.4%，本报告未读到原文，不作为结论依据。2027 年底投产的琼粤互济工程将增加广东与海南之间的互济能力。

2.3 负荷特征

指标	数值	时间	证据
全社会用电量	9589.7 亿千瓦时（+4.9%）	2025 年	一手原文
最高系统负荷	1.65 亿千瓦（+5.3%）	2025 年	一手原文
2026 年首次负荷创新高	1.6593 亿千瓦（5-27 13:44），较往年提前近两个月	2026-05	据报道
2026 年最高负荷	1.757 亿千瓦（8-11 13:47，午峰）	2026-08	据报道
深圳电网最高负荷	2424 万千瓦	2026-05	据报道

广东负荷是午峰、晚峰双峰结构。2026 年 5 月的最高负荷时刻基本出现在晚峰，8 月出现在午峰（据报道）。331 号文的高峰时段 10–12 时、14–19 时对应午前和午后两段负荷高点，这是广东

储能可以两充两放的原因。随着光伏增长，午间实际供需在宽松化，现货价格的午间高点在消失，行政分时与现货价格形态的偏差正在扩大。

2.4 用电与产业结构

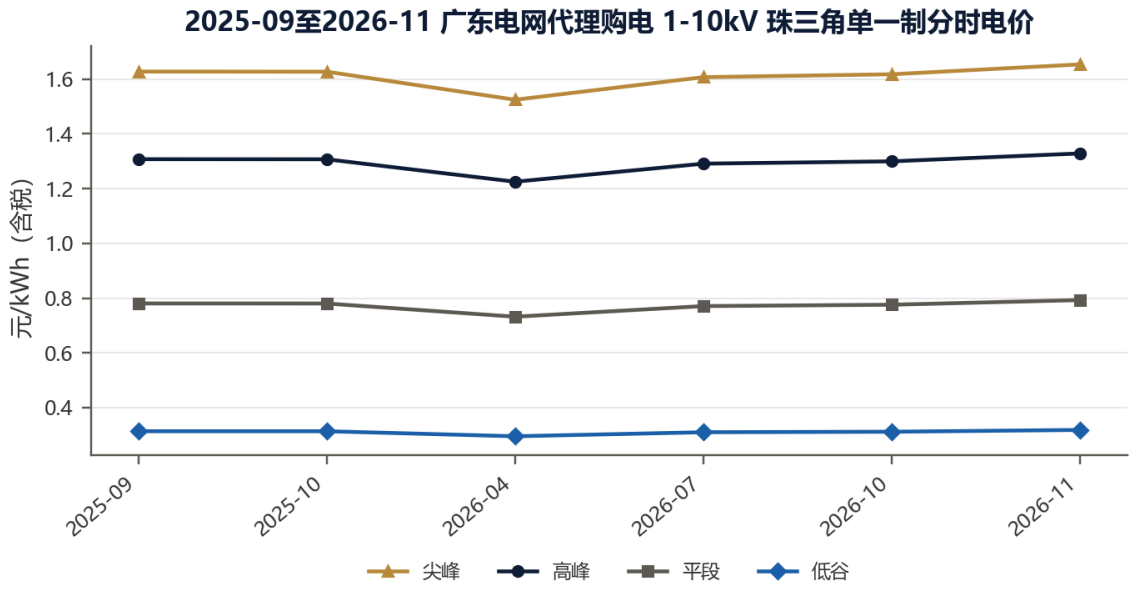
- 2026 年一季度全省用电 2012.21 亿千瓦时（+7.57%），第二产业 1197.13 亿千瓦时（+7.12%），高技术及装备制造业用电增长 7.18%（据报道）。
- 数据中心：2026 年上半年 309 家数据中心用电 59.74 亿千瓦时，同比增长 21.15%，韶关增长 409%（据报道）；1–5 月已有 94 家数据中心参与电力交易（据报道）。
- 深圳 2025 年用电 1272.15 亿千瓦时，第二产业占 46.3%；电子信息制造用电增长 8.87%，数据中心用电 34.54 亿千瓦时（据报道）。
- 电力用户地市分布（2025 年底市场主体数）：东莞 25929 户、深圳 18654 户、广州 14099 户、佛山 12482 户、惠州 9771 户、江门 7607 户、中山 6869 户。
- 2025 年各地市用户平均合同平段结算价，东莞（408.3 厘/kWh）、中山、深圳最高，云浮（382.3 厘/kWh）最低，相差 26.0 厘/kWh。

东莞、佛山、中山的中小制造企业数量多、两班或三班生产，负荷能消纳两充两放的放电量，是广东工商业储能的主要市场；深圳电子信息和数据中心用户负荷大，但园区和楼宇的选址限制更严。

三、电价与市场机制

3.1 分时电价与代理购电价格

粤发改价格〔2021〕331 号（2021 年 10 月起，不含深圳）规定：峰平谷比价 1.7:1:0.38；高峰 10–12 时、14–19 时（7 小时），低谷 0–8 时（8 小时），其余为平段；尖峰执行 7、8、9 月整月及其他月份广州日最高气温 35℃ 以上的日期，每天 11–12 时、15–17 时共 3 小时，在峰段基础上上浮 25%。截至 2026 年 11 月，代理购电价格表仍按 331 号文执行，未见省级分时新文件。



广东电网代理购电 1–10 千伏珠三角单一制分时电价

图下说明：珠三角六市（2026 年 10 月起新增江门）1–10 千伏单一制，高峰与低谷之差在 0.930–1.010 元/kWh 之间，2026 年 11 月为 1.010 元/kWh。2026 年 2 月东西两翼高峰 1.172 元/kWh、低谷 0.284 元/kWh，峰谷差 0.889 元/kWh。2026 年 4 月为政府网站转载件，其余月份为第三方转载。

粤发改价格〔2026〕242 号（2026 年 8 月 1 日起）规定 1–10 千伏单一制电量输配电价 0.1708 元/kWh，珠三角六市加 0.0237 元/kWh。

3.2 直接入市用户与零售合同

广东年用电 500 万千瓦时及以上、10 千伏及以上工商业用户原则上直接入市。2026 年度零售合同约 4649 亿千瓦时，其中固定价格电量与市场联动电量之比为 88.6%:11.4%，固定价格平段均价 376.8 厘/kWh；2025 年零售用户电能量结算均价 424.8 厘/kWh（含分摊 24.7 厘）。

零售合同以固定价格为主，意味着 2026 年现货价差对直接入市用户的传导有限。变化在 2027 年：广东电力交易中心 2026 年计划设计零售分时套餐、推动取消人为规定的分时电价与时段，并在 2026 年 10 月 16 日提示经营主体"审慎理性评估明年的市场边界"（据报道）。同期 2026 年上半年 298 家售电公司亏损、202 家盈利（据报道）。售电公司普遍亏损后，零售套餐向现货价格"直接传导"的动力会增强，这正是用户侧储能价差收窄的路径。

3.3 现货市场

广东现货市场 2024 年初转入正式运行，南方区域电力市场 2026 年 10 月转入正式运行。粤发改价格〔2025〕263 号把出清上限定为 1.8 元/kWh、下限 -0.05 元/kWh。

指标	数值	证据
2025 年日前日均价区间	4.9–547.1 厘/kWh	一手原文
2025 年实时日均价区间	94–606 厘/kWh	一手原文
2025 年新能源日前成交均价	239.5 厘/kWh	一手原文
2025 年中长期一级市场均价	383.2 厘/kWh	一手原文
2026 年年度交易均价	372.1 厘/kWh	一手原文
2026 年 4 月 1–23 日日前均价	533 元/MWh；4-7 实时均价 976 元/MWh	据报道
2026 年 10 月月度综合交易均价	456.78 元/MWh	据报道

独立储能 2025 年的现货结算结果是判断用户侧储能市场化收益的最直接参照：

类型	充电均价	放电均价	价差	电能量结算
只参与电能量市场	265.5 厘/kWh	411.2 厘/kWh	145.7 厘/kWh	8295.1 万元
同时参与调频	305.1 厘/kWh	320.6 厘/kWh	15.5 厘/kWh	-2268.0 万元

只做电能量交易的独立储能能取得约 0.146 元/kWh 的价差，同时参与调频的储能在电能量部分净亏损。用户侧储能若完全按现货结算，价差收益大约只有当前代理购电价差的 15%；考虑输配电价等不随时段浮动的部分，本报告取市场化价差系数 0.35，偏宽松。

四、多元收益来源逐项分析

收益来源	规则依据	广东现状	确定性
峰谷价差	331 号文	代理购电峰谷差约 1.0 元/kWh，两充两放	现行价格下高；2027 年后低
需求响应	广东需求响应细则（2026-08 修订）	2025 年未开展需求响应交易；2026-07 发布削峰年度交易，上限 2.7 元/kWh	低

虚拟电厂聚合	广东虚拟电厂实施方案（2024-11）	82 家运营商；交易单元 ≥1MW	低
辅助服务	新型储能参与市场方案	独立储能可参与调频；用户侧需联合用户参与	用户侧暂不可得
蓄冷电价	粤发改能源函〔2023〕684 号	使用先进优质产品的储能用电可单独计量，参照蓄冷电价	中（需单独计量）
地方补贴	区级文件	深圳坪山、龙岗有示范补贴（未读到原文）	不计入

4.1 峰谷价差

标准项目两次循环：

- **循环 1**：0–8 时低谷充电，10–12 时高峰放电。充电价 0.311 元/kWh、放电价 1.293 元/kWh（六个月均值）。
- **循环 2**：12–14 时平段充电，14–19 时高峰放电；7–9 月尖峰 15–17 时抬高放电均价。充电价 0.772 元/kWh、放电价约 1.373 元/kWh，按 80% 天数计入。

第二次循环的价差只有约 0.60 元/kWh，且平段充电成本高，收益对负荷消纳和电价变动更敏感。若厂区午间负荷不足、只能一充一放，多元情景 IRR 从 24.8% 降到 15.7%，过渡情景降到 -1.3%。

4.2 需求响应

广东需求响应近两年基本没有执行：2025 年广东电力市场年报显示当年未开展需求响应交易；截至 2026 年 5 月 30 日，南方地区未出现需求响应和有序用电（据报道）。2026 年 7 月广东发布削峰需求响应年度交易通知，申报价格上限 2.7 元/kWh，虚拟电厂作为独立主体参与（据报道）；可中断负荷容量补贴 1000 元/MW·月。

模型按每年 2 次、每次 2 小时、1.5 元/kWh 计入，相当于 6 元/千瓦·年。广东电力供应在西电、气电和新增光伏支撑下较为宽松，需求响应不能作为收益来源规划。

4.3 虚拟电厂聚合

广东虚拟电厂实施方案（2024 年 11 月）规定交易单元 1 兆瓦以上、连续响应 1 小时以上，参与需求响应 5 兆瓦以上，直控型可参与辅助服务。截至 2026 年 8 月，广东注册虚拟电厂运营商 82 家；2026 年 2 月深圳、佛山、中山 5 家发电类虚拟电厂报量报价参与现货（据报道）。

已披露的收益数据规模很小：2025 年发电类虚拟电厂日前成交 3.1 万千瓦时、实时 2.4 万千瓦时；深圳福田一次写字楼空调响应削减 2.1 万千瓦时，运营商获补贴 5.88 万元，占该次收益的 86%（据报道），实际可调能力约为接入容量的 30%。虚拟电厂收益目前主要来自需求响应补贴，而需求响应又很少执行。模型按 30 元/千瓦·年计入，作为上行情景。

4.4 蓄冷电价与单独计量

粤发改能源函〔2023〕684 号规定，使用先进优质产品的用户侧储能，其储能用电可单独计量并参照蓄冷电价执行，按配储比例在需求响应中予以支持。若项目能取得单独计量和蓄冷电价，充电成本可进一步降低。执行情况和适用条件需逐项目向供电局确认，本报告不计入。

五、行业发展现状与前景

5.1 装机与市场地位

- 广东新型储能"十四五"末累计超过 500 万千瓦（据报道）；省人大常委会调研报告提到新型储能装机 678 万千瓦，未写截止时点（据报道），两者口径可能不同。
- 用户侧备案活跃：2025 年 9 月广东新增储能备案 275 个，其中用户侧 255 个，占比超过 92%，中山规模第一（据报道）。2026 年一季度，江苏、广东、浙江三省用户侧新增项目数合计占全国 54%（CNESA，据报道）。
- 中国能源报 2026 年 7 月评价"广东作为全国工商业第一大省，用户侧储能尚处起步阶段"（据报道）。
- 省级规划：《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》提出 2027 年新型储能装机 400 万千瓦，建设百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

广东的特点是项目数量多、单体规模小，以东莞、中山、佛山中小制造企业的 1–5MW 项目为主。

5.2 典型项目

项目	地点	规模	投资 / 运营方	投运	特点
互太纺织印染用户侧储能	广州番禺	12.5MW/45.6MWh，约 4800 万元	天津国轩投资	2025-08	10 千伏接入，放电全部厂内消纳（据报道）
粤海中粤马口铁储能	中山	2.5MW/5MWh	时代天源	2025-05	两充两放，首年预估节省电费 172 万元（项目方估计，据报道）
中星金属制品储能	东莞	1MW/2.15MWh	易事特建设	2025-05	削峰填谷 + 应急备电，两充两放（据报道）
东莞某食品厂储能	东莞	0.7MW/1.631MWh	海尔新能源实施，业主自投	2025-06	业主独享收益（据报道）
王氏航空光学储能	佛山	2.58MWh	华为构网型系统	2025-10	二期加光伏（据报道）
宝安"虚拟电厂小镇"一期	深圳宝安	储能设备 18 个、充电桩 45 个	和光智慧运营	2026	光储充放与虚拟电厂结合（据报道）

粤海中粤项目首年预估节省电费 172 万元，对应 2.5MW/5MWh，折合每兆瓦时容量每年约 34 万元，与本报告标准项目首年项目总收益约 67.5 万元（2MWh，折合每兆瓦时约 34 万元）一致。

5.3 安全与监管

广东安全监管在收紧：

- 粤发改规〔2026〕4 号《广东省新型储能电站管理办法》（2026 年 4 月）规定锂电池储能厂房不得建在地下、半地下、高层建筑、商业综合体或人员密集区，属地备案。

- 2026 年 6 月 12 日深圳龙华一座室外储能柜起火，初步原因为充电过载导致电池发热，无人员伤亡（据报道）。
- 中山发布《中山市工商业储能电站安全管理团体标准》（2026 年 1 月）；广东消防救援总队征求意见的电化学储能电站消防标准，对 500kW 且 500kWh 以上电站提出要求，锂离子电池室火灾危险性参照乙类，不得设在甲、乙类厂房内或贴邻。
- GB/T 51048-2025《电化学储能电站设计标准》2026 年 4 月 1 日实施，电池模块为最小防护单元，预制舱须配自动灭火（据报道）。

对投资的影响：深圳、广州中心城区的园区项目选址难度上升，安全投入增加；投资单价应在 0.85 元/Wh 基础上预留 0.03–0.05 元/Wh 的安全与消防费用。

5.4 前景判断

趋势	判断	依据
价差	2027 年起直接入市用户价差向现货收敛；代理购电用户的分时价格也将按现货优化	交易中心 2026 计划；1656 号文；国办发〔2026〕4 号
收益窗口	2026–2028 年是高价差窗口期	331 号文仍在执行；零售合同以固定价格为主
需求响应	供电宽松，需求响应很少执行	2025 年未开展；2026 年 5 月前未执行
安全	选址与消防要求提高，中心城区项目减少	4 号文；龙华储能柜起火
市场结构	中小项目数量多、规模小，向 5MW 以上集中会降低投资单价	备案数据

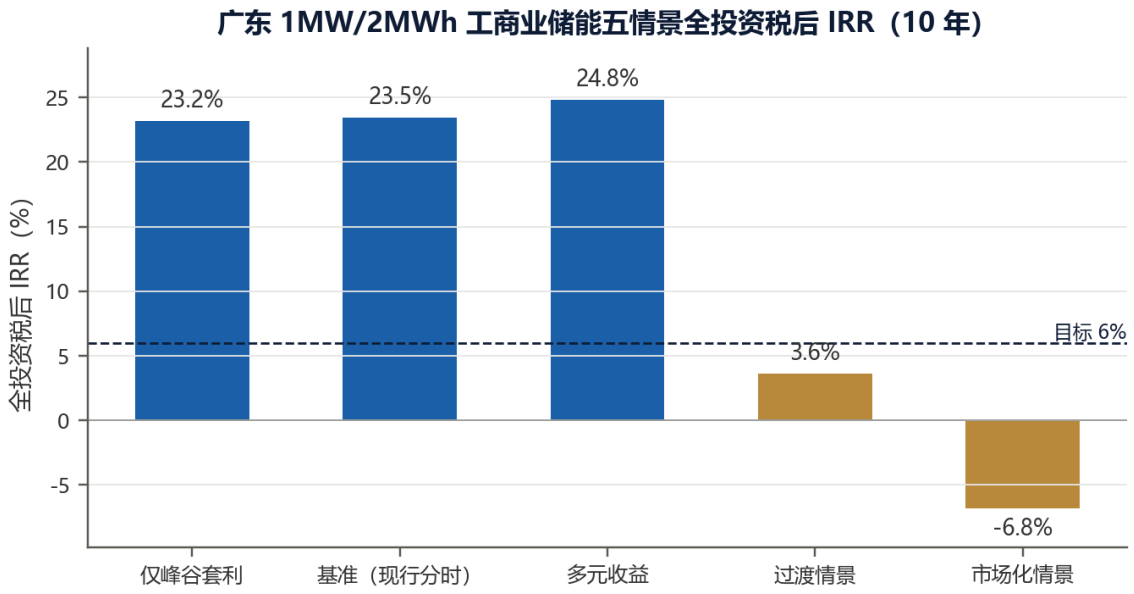
六、多元收益测算

6.1 测算参数

参数	取值	性质
循环 1 充 / 放电价	0.311 / 1.293 元/kWh（含税）	珠三角 2025-09 至 2026-11 六个月低谷、高峰均值

循环 2 充 / 放电价	0.772 / 1.373 元/kWh，80% 天数	平段均值；尖峰月份抬高放电均价
需求响应	2 次 × 2 小时 × 1.5 元/kWh	测算假设
聚合收益	30 元/千瓦·年	测算假设
过渡情景价差倍数	2027—2031 年依次 0.90、0.75、0.60、0.45、0.35，之后保持 0.35	测算假设
市场化情景价差系数	0.35	测算假设，参照独立储能现货价差
通用参数	投资 0.85 元/Wh、效率 85%、衰减 2.5%/年、业主分成 15% 等	同报告 1

6.2 情景结果

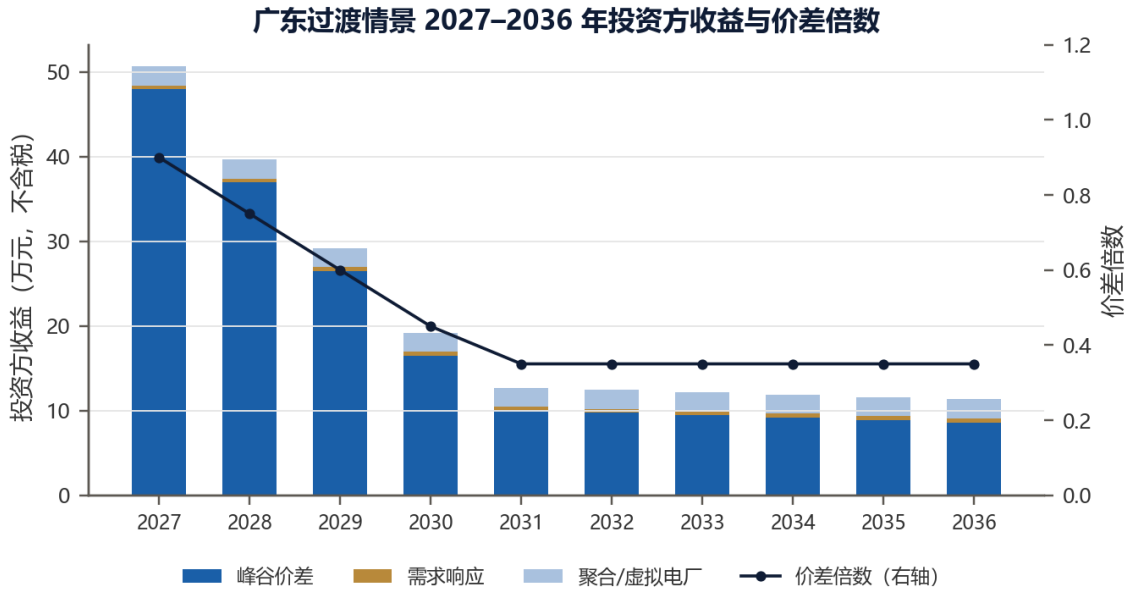


广东 1MW/2MWh 工商业储能五情景全投资税后 IRR

表 6-1 广东标准项目测算结果

情景	IRR	回收期	首年投资方收益	十年收益结构（价差 / 需求响应 / 聚合）
仅峰谷套利	23.2%	3.7 年	54.7 万元	100% / — / —
基准（套利 + 需求响应）	23.5%	3.6 年	55.1 万元	99% / 1% / —
多元收益	24.8%	3.5 年	57.4 万元	95% / 1% / 4%

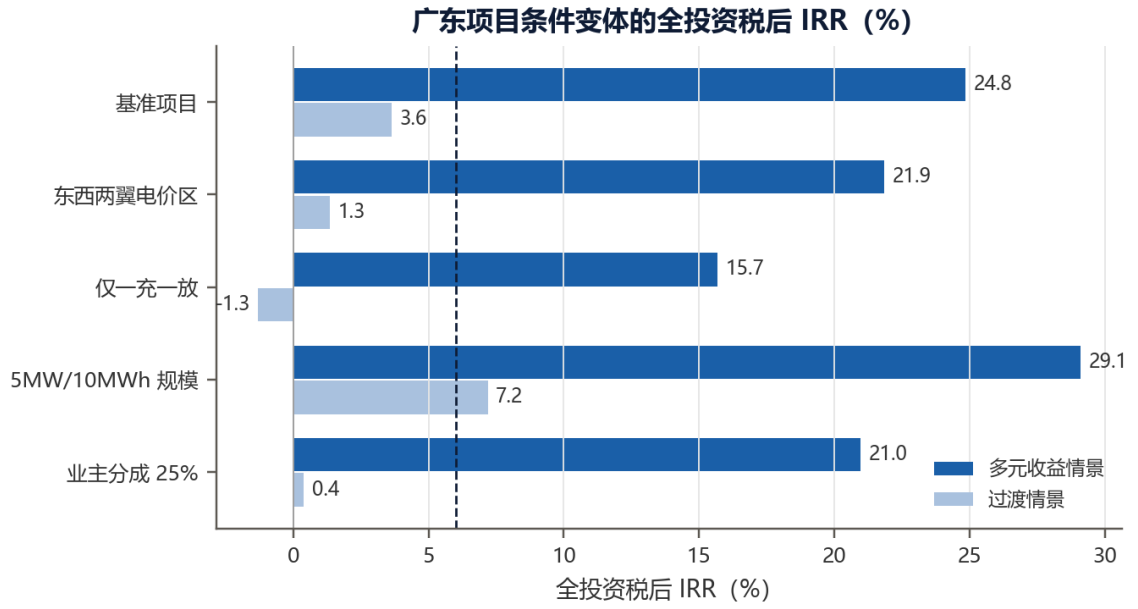
过渡情景	3.6%	8.2 年	50.7 万元	87% / 2% / 11%
市场化情景	-6.8%	不能回收	13.0 万元	77% / 4% / 19%



广东过渡情景 2027–2036 年投资方收益与价差倍数

图下说明：过渡情景下投资方收益从 2027 年的 50.7 万元降到 2031 年的 12.7 万元。前三年累计约 120 万元，接近不含税投资额 150 万元的八成；项目能否回本，主要取决于前三年的价差是否维持。

6.3 项目条件变体



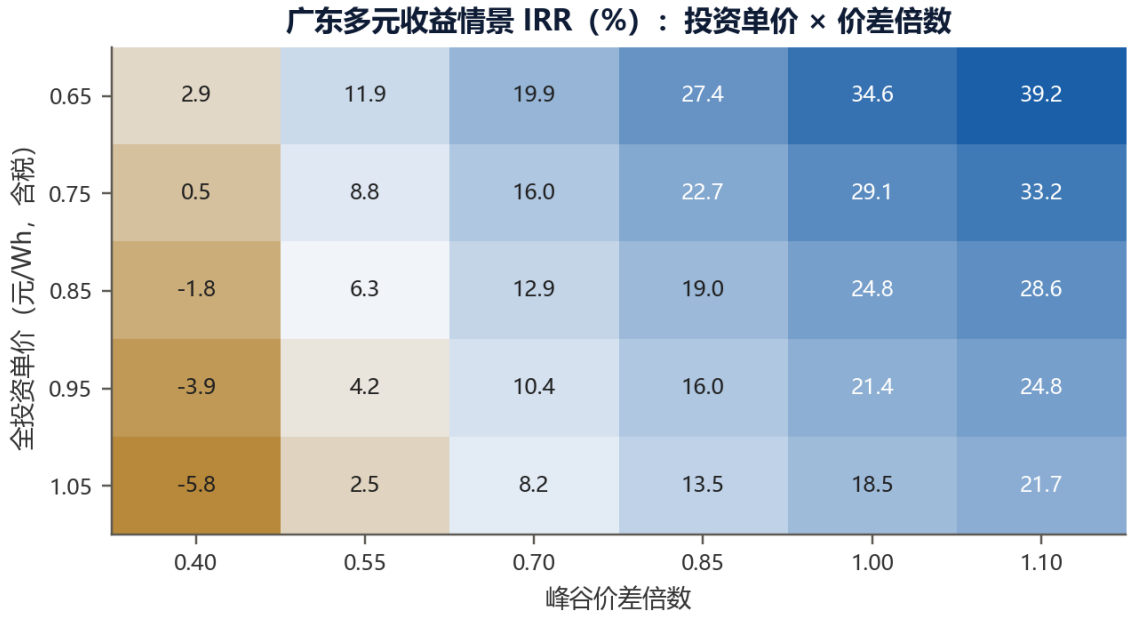
广东项目条件变体的全投资税后 IRR

表 6-2 项目变体测算

变体	多元情景 IRR	过渡情景 IRR	回收期
标准项目（珠三角）	24.8%	3.6%	3.5 年
东西两翼电价区	21.9%	1.3%	3.8 年
仅一充一放	15.7%	-1.3%	4.8 年
5MW/10MWh 规模（投资 0.75 元/Wh）	29.1%	7.2%	3.1 年
业主分成提高到 25%	21.0%	0.4%	3.9 年

只有 5MW 以上规模的项目能在过渡情景下超过 6%。规模扩大把投资单价降到 0.75 元/Wh，前几年的高收益更快覆盖投资。

6.4 投资单价与价差的组合

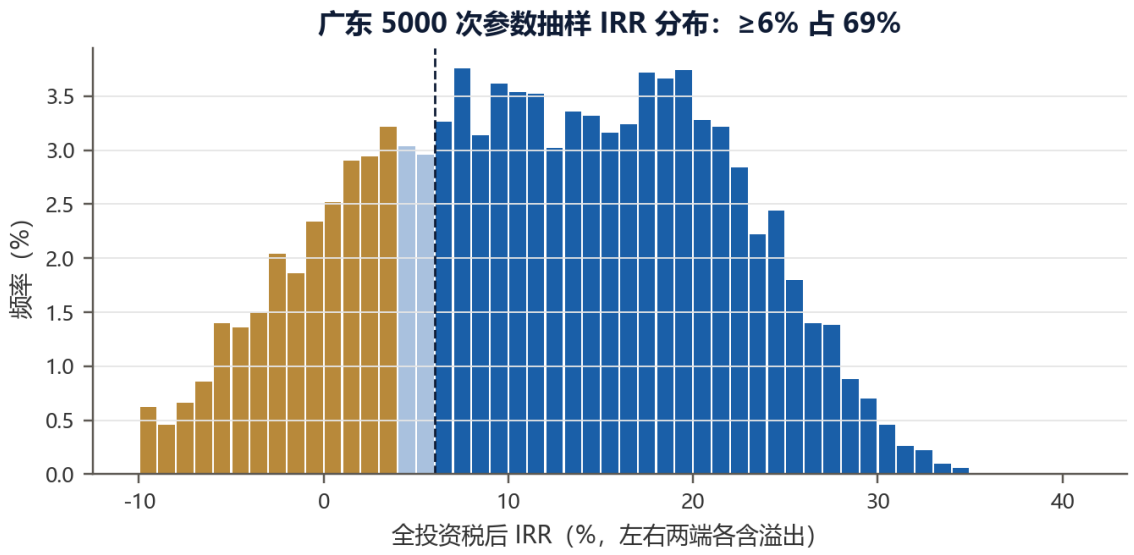


广东多元收益情景 IRR：投资单价 × 价差倍数

图下说明：投资单价 0.85 元/Wh 时，价差倍数 0.55 对应 IRR 6.3%，0.40 对应 -1.8%。价差倍数 0.40 以下，投资单价降到 0.65 元/Wh 也只有约 3%。

6.5 参数抽样

在投资单价 0.70–1.00 元/Wh、价差倍数 0.35–1.05、灵活性收益实现 0–150%、业主分成 10%–20%、捕获率 85%–95% 的范围内独立抽样 5000 次：



广东 5000 次参数抽样 IRR 分布

指标	结果
IRR ≥ 6% 的比例	69%
IRR ≥ 4% 的比例	75%
IRR 第 10 / 50 / 90 百分位	-1.5% / 11.5% / 23.8%

广东的 IRR 分布最宽，第 10 百分位为负、第 90 百分位接近 24%。结果几乎完全取决于价差倍数，投资决策的关键是判断价差会在哪一年、降到什么水平。

七、多元收益的合理占比

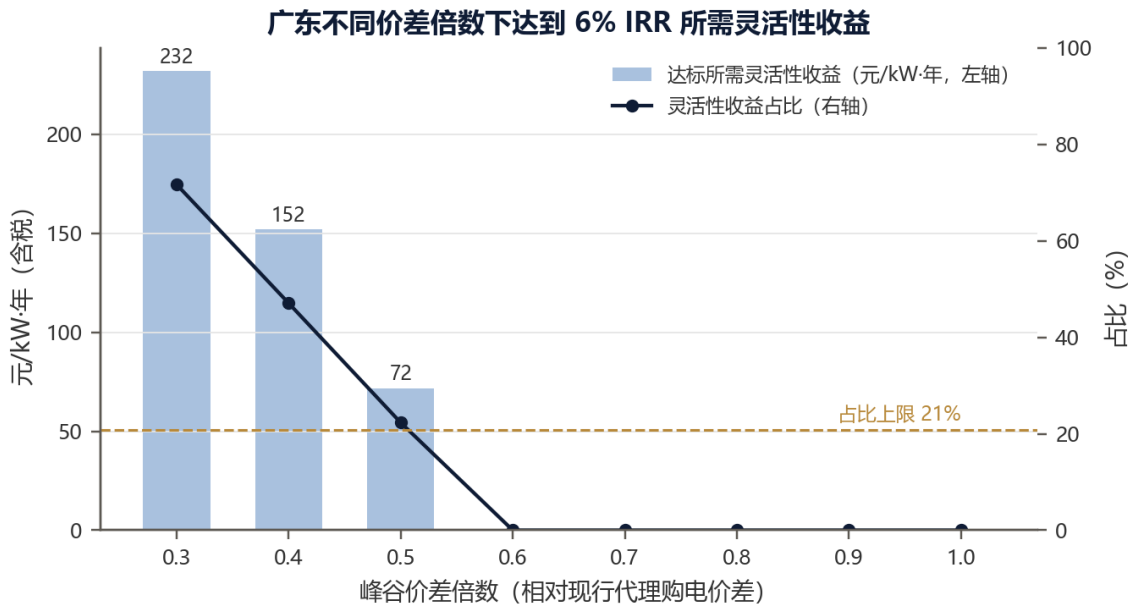
7.1 方法

1. 在不同价差倍数下，计算达到 6% IRR 还需补充的灵活性收益（需求响应与聚合合计）及其占投资方收益的比例；

2. 稳健性约束：灵活性收益打五折时，IRR 不低于 4%；

3. 满足约束的最大灵活性收益占比为合理占比上限。

7.2 结果



广东不同价差倍数下达到 6% IRR 所需灵活性收益

表 7-1 价差倍数与所需灵活性收益

价差倍数	达标所需灵活性收益（元/千瓦•年）	灵活性收益占比	灵活性收益打五折时 IRR	是否满足约束
0.6 及以上	0	0%	≥6.5%	是
0.5	72	22%	3.9%	临界
0.4	152	47%	1.4%	否
0.3	232	72%	-1.7%	否

灵活性收益占比上限为 21%，对应价差倍数 0.51。价差倍数在 0.51 以上，广东项目可以在稳健约束内达标；低于 0.51，灵活性收益无法弥补缺口。过渡情景的长期价差倍数 0.35 低于这一界限，所以广东项目的收益必须在价差降到 0.5 之前基本收回。

7.3 配置建议

表 7-2 广东多元收益合理占比（投资方收益口径）

收益类别	珠三角两充两放项目	5MW 以上项目	东西两翼 / 一充一放项目
峰谷价差	≥90%	≥90%	不建议投资

需求响应	≤5%	≤5%	—
聚合 / 虚拟电厂	≤5%，作上行情景	≤5%，作上行情景	—
决策条件	现行价格下回收期 ≤ 4 年；过渡情景 IRR ≥ 4%	投资单价 ≤ 0.75 元 /Wh；过渡情景 IRR ≥ 6%	—

八、主要风险与应对

风险	影响	应对
2027 年零售分时套餐与取消人为分时	价差快速收窄，过渡情景 IRR 3.6%	回收期 ≤ 4 年为硬约束；合同分成前高后低
代理购电分时按现货优化	小用户价差同样收窄	不把代理购电用户当作长期避险
负荷不足只能一充一放	多元 IRR 降到 15.7%	用 12 个月负荷曲线校核午间消纳能力
需求响应长期不执行	灵活性收益为零	灵活性收益只作上行情景
安全事故与选址限制	停运、整改、延期	执行 4 号文和 GB/T 51048-2025；避开人员密集园区
售电公司经营风险	用户零售合同变更，影响结算	与用户约定电价结构变化时的分成调整

九、结论与建议

9.1 对研究问题的回答

1. **发展前景。** 广东工商业用户多、制造业负荷可以消纳两充两放，当前价差在四省最高，项目数量会继续增长；但 2027 年起零售分时套餐和取消人为分时将把价差压向现货水平，长期收益中枢明显下移。

2. **收益来源。** 峰谷价差几乎是唯一的收益来源；需求响应近两年基本未执行；虚拟电厂收益依赖需求响应补贴；蓄冷电价和单独计量可降低充电成本，需逐项目确认。

3. **合理占比。** 灵活性收益合计不超过 21%；广东应按价差 ≥90%、需求响应和聚合各不超过 5% 配置，且只在价差倍数高于 0.51 的阶段内依靠灵活性收益补足。

9.2 投资建议

1. **策略定位：** 窗口期策略，2026–2028 年集中投资优质项目、快速回收，不按 10 年稳定收益配置。
2. **项目准入：** 现行价格下回收期 ≤ 4 年；过渡情景 IRR ≥ 4%；珠三角；两充两放可完全消纳。
3. **规模优先：** 5MW 以上项目投资单价降到 0.75 元/Wh 后，过渡情景 IRR 可达 7.2%。
4. **合同结构：** 前 4 年价差分成，之后转为"保底服务费 + 收益分成"；约定电价结构变化后的重议机制。
5. **跟踪节点：** 2027 年广东交易方案与零售分时套餐；代理购电分时价格是否按现货调整；需求响应 2027 年执行情况。

附录 A：政策与市场规则清单

序号	文件（简称）	文号	发布 / 施行	要点
1	电力中长期市场基本规则	发改能源规〔2025〕1656 号	2026-03-01 施行	直接入市主体不再人为规定分时电价；代理购电分时按现货优化
2	国务院办公厅电力市场建设文件	国办发〔2026〕4 号	2026-02	缩小代理购电规模
3	南方区域电力市场转正式运行	发改办体改〔2026〕715 号	2026-10	南方区域市场正式运行
4	广东分时电价	粤发改价格〔2021〕331 号	2021-10	1.7:1:0.38；尖峰上浮 25%
5	广东输配电价	粤发改价格〔2026〕242 号	2026-08-01	1–10 千伏单一制 0.1708 元/kWh，珠三角加 0.0237
6	广东现货价格限值	粤发改价格〔2025〕263 号	2025-11-01	出清上限 1.8、下限 -0.05 元/kWh

7	广东 2026 年度交易通知	广东省能源局	2025-12	鼓励按现货价格签订分时年度合同
8	广东新型储能参与电力市场交易实施方案	—	2023-03	用户侧储能联合用户参与批发、零售与需求响应
9	广东用户侧储能支持	粤发改能源函〔2023〕684 号	2023	储能用电单独计量参照蓄冷电价
10	广东虚拟电厂实施方案	—	2024-11	交易单元 1MW、1 小时；需求响应 5MW
11	广东需求响应实施细则	2026-08 修订版（广东交易〔2025〕356 号废止）	2026-08	削峰申报上限 2.7 元/kWh
12	广东新型储能电站管理办法	粤发改规〔2026〕4 号	2026-04	选址禁区；属地备案
13	电化学储能电站设计标准	GB/T 51048-2025	2026-04-01	电池模块为最小防护单元
14	广东新型储能产业指导意见	—	2023-03	2027 年装机 400 万千瓦

附录 B：主要数据来源

数据	来源	截止时点	证据级别
分时电价	广东省发展改革委，https://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3500421.html	2021-10	一手原文
代理购	横琴粤澳深度合作区，	2026	—

电价格（2026-04）	https://www.hengqin.gov.cn/attachment/0/432/432110/3896921.pdf	-04	手原文（转载件）
代理购电价格（其他月份）	第三方转载（energydc 等）	2026-11	据报道
装机、负荷、现货、零售、独立储能结算	广东电力交易中心《2025 年度报告》（第三方转载全文）	2025年	一手原文（转载件）
2026年度交易通知	广东省能源局，https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4808354.html	2025-12	一手原文
2026年上半年市场数据	广东电力交易中心半年报告（虎嗅转述），https://www.huxiu.com/article/4888320.html	2026-06	据报道
2027年规则调整提示	第一财经，https://finance.eastmoney.com/a/202610173899031432.html	2026-10	据报道

南方区域市场正式运行	南方能源监管局	2026-11	一手原文
负荷创新高	羊城晚报，https://news.ycwb.com/ikimvkctji/content_54266590.htm	2026-08	据报道
需求响应执行	新华社，https://www.news.cn/fortune/20260530/7d722bd7b5654677a1bbd59a7811f49d/c.html	2026-05	据报道
虚拟电厂规模	财联社，https://www.cls.cn/detail/2444236	2026-08	据报道
虚拟电厂实施方案	广东省发展改革委，https://drc.gd.gov.cn/attachment/0/565/565025/4526577.pdf	2024-11	一手原文
新型储能电站管理办法	广东省发展改革委，https://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4889388.html	2026-04	一手原文
消防标准征求意见稿	广东省消防救援总队，https://gd.119.gov.cn/attachment/0/561/561326/4502814.docx	2024-09	一手原文
用户侧备案与项目案例	碳索储能网、CNESA、中国能源报（见事实库）	2025–2026	据报道

完整事实清单（含原文引句与逐条网址）见附件事实库 facts_guangdong.md 与 facts_guangdong_ext.md。

附录 C：测算模型说明

附件《广东工商业储能多元收益测算模型.xlsx》包含：说明页；参数页（逐项标注来源或测算假设）；多元情景现金流页与过渡情景现金流页（黄色单元格为输入，逐年价差倍数可修改，IRR、NPV 由 Excel 函数计算）；结果汇总页（情景、达标所需灵活性收益、占比边界、项目变体、投资与价差网格、参数抽样，均为 Python 输出）。

Python 程序 ci_ess_model.py 与 province_model.py 与 Excel 口径一致，修改 params.json 或 province_params.json 后重新运行，即可复现本报告全部表格与图表。

收益公式：

峰谷价差收益 = Σ 循环 [单次放电量 × 放电价 − 单次放电量 ÷ 往返效率 × 充电价] × 运行天数 × 可用率 × 循环年内占比 × 捕获率，价差按当年价差倍数围绕中点缩放

投资方收益 = 项目总收益 ×（1 − 业主分成比例）；净现金流 = 投资方收益 − 运维与保险 − 所得税，末年加残值。