海南、山东、江苏、广东工商业储能发展前景与多元收益结构配置研究

工商业储能专题 · 四省分省报告 · 数据截至 2026 年 11 月 20 日

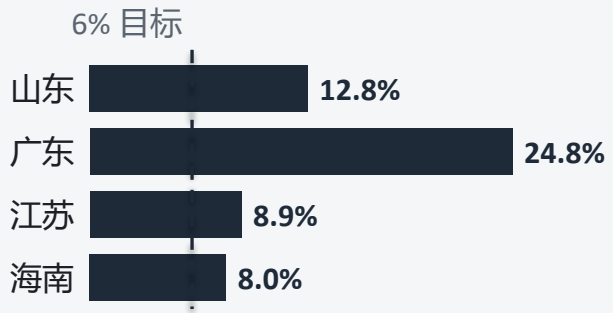
2026 年 11 月

执行摘要：四省收益情景与布局

四省收益取决于价差收窄后的水平：山东优先，广东利用窗口期快速回收，江苏和海南仅布局两部制和规模化项目

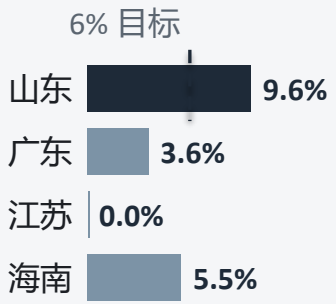
现行收益

现行代理购电价格下，
1MW/2MWh 项目多元情景全投资税后 IRR



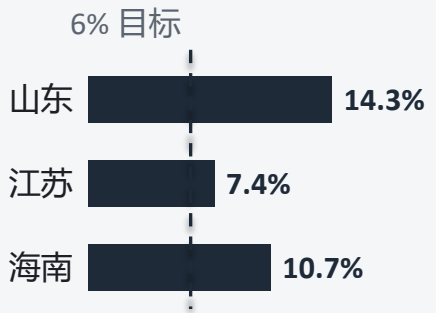
过渡情景

价差按各省市场化路径逐年收窄后，
只有山东仍达到 6% 目标



稳健收益

需量电费属于输配电价，不受零售市场化影响；
两部制用户计入需量管理后的过渡情景 IRR



合理占比

≤21%

需求响应与
聚合收益合计不超过投资方收益的 21%；该上限由
成本结构决定，四省相同

布局

山东
第一优先
现行 12.8%，过渡 9.6%
两部制 14.3%

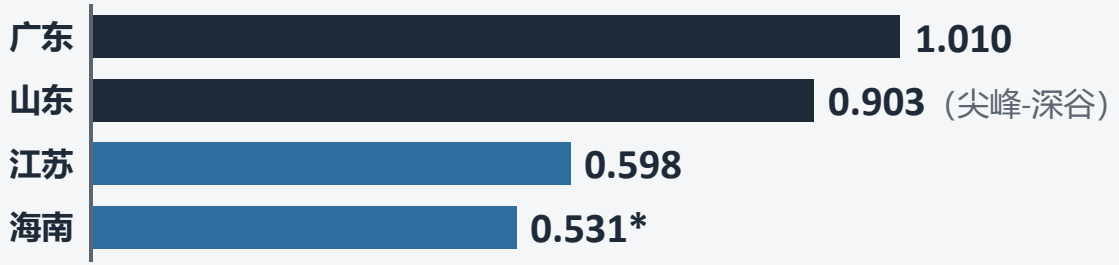
广东
以回收期不超过 4 年为硬约束
现行 24.8%，过渡 3.6%

江苏、海南
选择性布局，
标准项目不新投
过渡 0.0% / 5.5%
两部制 7.4% / 10.7%

四省工商业储能关键条件对比

四省的分时结构、零售规则和市场化节奏不同，决定了价差下降的幅度和时间

2026-11 代理购电峰谷价差（元/千瓦时）



近期规则变化

江苏	2025 年 6 月新设午间谷段， 代理购电峰谷价差降至 0.6 元/千瓦时左右
海南	2026 年 8 月起输配电价不再参与峰谷浮动

	广东	山东	江苏	海南
每日循环	**两充两放**	**一次为主**，冬季约三个月可两次	**一次为主**，春秋季 加一次谷充平放	**两充两放**
直接入市用户零售规则	鼓励按现货价格 签分时合同	峰谷浮动不低于 50%–60%	2026 年不低于 60%， 2027 年改为价格直达	市场联动比例 10%–30%
系统特征	气电占统调装机 21.9%	风光装机占 50.18%	光伏 2026 年 成为第一大电源	单台核电机组 120 万千瓦， 与主网联络能力 120 万千瓦
分时电价文件	粤发改价格〔2021〕331号	鲁发改价格〔2023〕914号， 2026 年 10 月起执行新时段	苏发改价格发〔2025〕426号	琼发改规〔2021〕18号

* 据报道，未经核实

测算口径、情景与合理占比方法

四省采用同一标准项目和同一稳健约束，结果差别只来自电价结构和市场化路径

输入：标准项目与收益目标

标准项目

- 1MW/2MWh · 合同能源管理
- 业主分成 15%
- 全投资单价 0.85 元/Wh（含税）
- 运营 10 年 · 全投资税后口径

收益目标

6%
目标 IRR

4%
压力底线

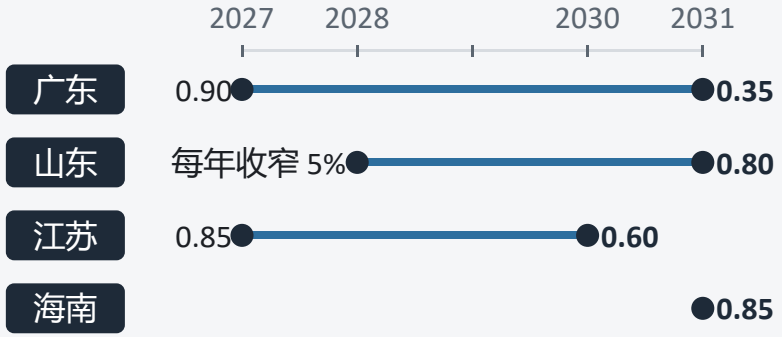
测算假设，可按项目实际调整

情景：五类情景与过渡路径

五类情景

1. 仅峰谷套利
2. 基准（含需求响应）
3. 多元（加聚合）
4. 过渡情景（逐年价差倍数）
5. 市场化情景（价差系数，捕获率 85%）

过渡路径



判定：合理占比与稳健性检验

合理占比方法

计算各价差倍数下达到 6%
所需的灵活性收益占比
约束：灵活性收益按五折计入时，
IRR不低于4%

项目变体

两部制需量管理
5MW/10MWh，投资单价 0.75 元/Wh
业主分成 25%
各省电价分区或运行方式

参数抽样

5000 次

投资单价、价差倍数、
灵活性收益实现率、
业主分成、捕获率独立抽样

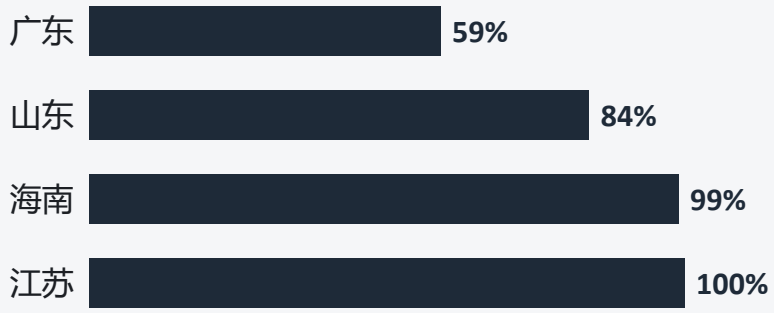
注：过渡情景价差路径与市场化价差系数反映对政策走向的判断，并非已发生价格

四省标准项目五情景全投资税后 IRR

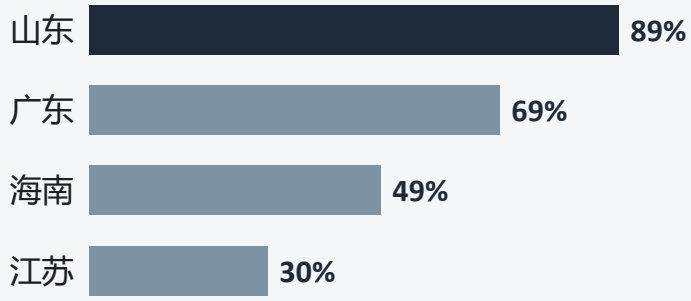
现行价格下四省均达到 6%，计入市场化路径后仅山东稳定达标

灰底 < 6%	现行价格		价差路径		
省份	仅套利	多元	过渡	市场化	回收期
广东	23.2%	24.8%	3.6%	-6.8%	3.5 年
山东	10.3%	12.8%	9.6%	6.3%	5.4 年
江苏	6.0%	8.9%	0.0%	-2.6%	6.4 年
海南	6.2%	8.0%	5.5%	2.8%	6.7 年

仅靠套利达到 6%：价差可降到现价的比例

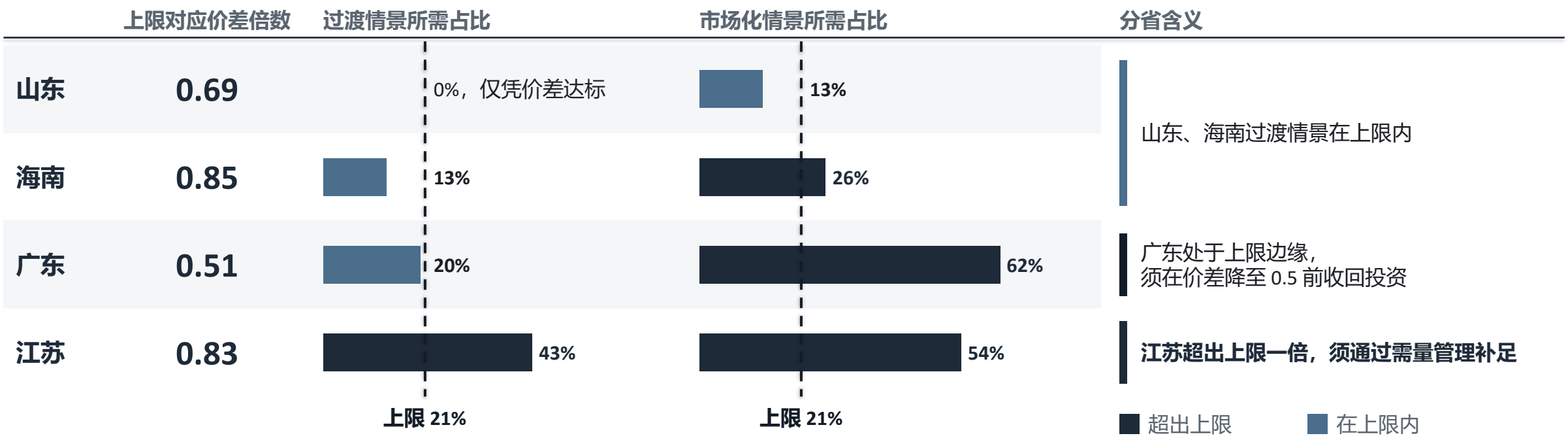


5000 次参数抽样中 IRR 不低于 6% 的比例



多元收益合理占比与各省价差界限

四省灵活性收益占比上限均为 21%，对应的最低价差倍数因省而异



建议口径

投资决策的基础收益只含峰谷价差和需量节省；需求响应与聚合按已签约容量计入，合计不超过 21%

广东电力供需与电价机制

331 号文的两充两放结构支撑了四省最高价差，零售分时套餐将把价差推向现货水平

电源结构

2.608 亿千瓦
2025 年底统调装机

21.9%
气电占比



新能源装机7973万千瓦，
超过煤电；晚高峰多由气电定价

负荷

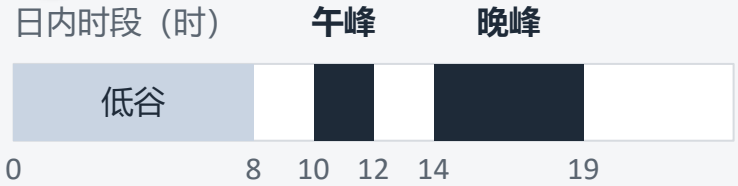
9589.7 亿千瓦时
2025 年全社会用电

1.65 亿千瓦
最高负荷

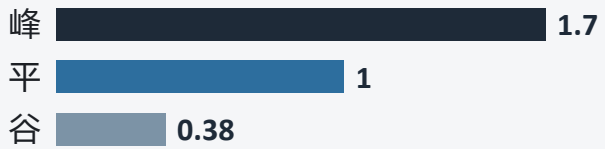
午峰、晚峰双峰对应 10–12 时、
14–19 时两段高峰

分时电价

日内时段（时）



峰平谷比价 1.7:1:0.38



低谷 0–8 时；7–9 月尖峰在峰段上浮 25%

峰谷差对照

分时峰谷差 **1.010 元/千瓦时***

现货价差 **约 146 厘/千瓦时**

分时：2026 年 11 月珠三角 1–10 千伏峰谷差；
现货：2025 年独立储能充放电均价差

现货参照

2025 年只参与电能量市场的独立储能



价差约 146 厘/千瓦时，
不足代理购电峰谷差的六分之一

零售与市场化

88.6%
2026 年度零售合同
固定价格电量占比*

交易中心计划设计零售分时套餐、
推动取消人为规定的分时电价*

需求响应

2025 年未开展需求响应交易；
2026 年 7 月削峰年度交易申报上限
2.7 元/千瓦时*

* 据报道

广东测算结果与收益配置

过渡情景下前三年投资方收益约 120 万元，接近不含税投资的八成，能否收回投资取决于窗口期

过渡情景收益

约 120 万元

前三年投资方收益，
接近不含税投资的八成

投资方年收益



项目变体（多元 / 过渡）

项目变体	多元	过渡
5MW/10MWh	29.1%	7.2%
东西两翼	21.9%	1.3%
仅一充一放	15.7%	-1.3%
业主分成 25%	21.0%	0.4%

1 价差敏感性

投资单价 0.85 元/Wh 时，价差倍数对应 IRR

价差倍数 0.55	价差倍数 0.40
IRR 6.3%	**IRR -1.8%**

2 建议结构

需求响应 ≤5%；聚合 ≤5%，作为上行情景



3 准入条件

现行价格下回收期 ≤4 年，过渡情景 IRR ≥4%
限珠三角可完全消纳两充两放电量的项目，
东西两翼和一充一放项目不投资

4 合同结构

前 4 年
按价差分成

之后
保底服务费加收益分成

山东电力供需与电价机制

新能源装机过半、负电价常态化，午间深谷与晚间尖峰在市场化后仍会保留

供给侧

电源结构

50.18% 风光装机占总装机

2026 年 6 月底风光装机 **1.3056 亿千瓦**
午高峰风光出力占比超过 **60%**

外电与晚峰

19.6% 省外净受入约占全社会用电

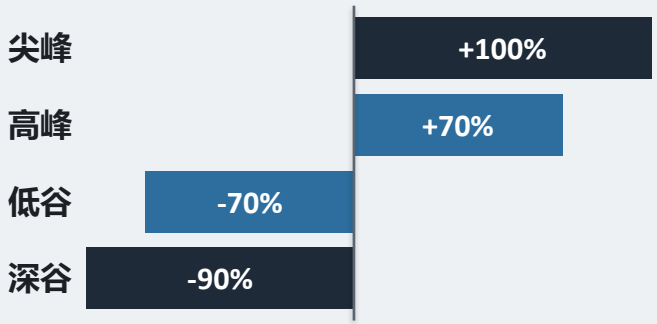
以晚峰送电为主，压低晚间现货峰值
市场化价差系数取 **0.80**

市场与价格

现货市场

2024 年 6 月转入正式运行，用户侧报量报价
2025 年现货负电价时长超过 **1500 小时***

分时电价



2026 年 10 月起执行新时段，冬季出现早峰

用户侧

零售约束

零售套餐峰谷浮动下限

4 月、11 月	不低于 60%
其他月份	不低于 50%

容量补偿电价、线损、系统运行费仍执行分时

时段与准入

三次 2024 年以来峰谷时段调整*

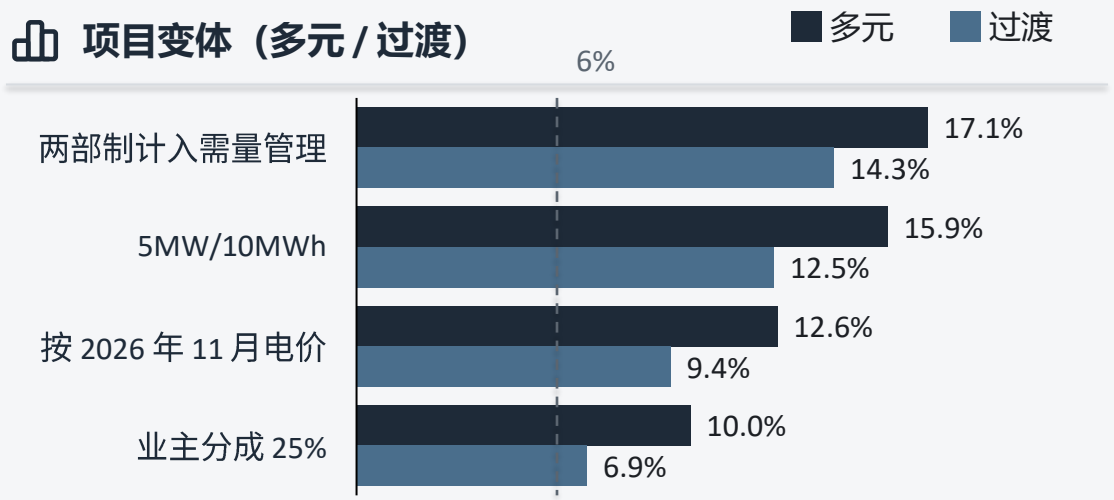
电网可提前 15 天调整尚未执行的时段*
客户侧储能暂无法独立注册，须经虚拟电厂聚合*

* 据报道，未经核实

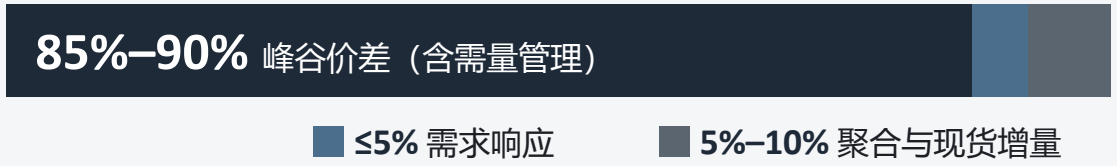
山东测算结果与收益配置

山东过渡情景仅凭价差即可达到 6%，业主分成提高至 25% 时 IRR 仍为 6.9%

项目变体（多元 / 过渡）



建议结构

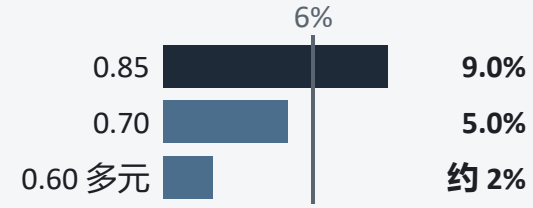


准入条件

- 过渡情景 IRR ≥6%
- 价差降至 0.70 时 IRR ≥4%
- 静态回收期 ≤6 年

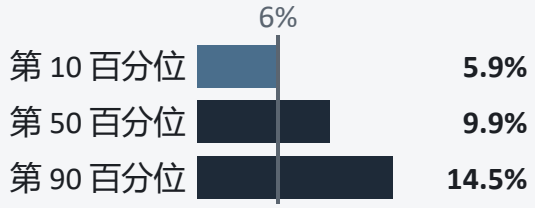
价差敏感性

投资单价 0.85 元/Wh，按价差倍数 0.60：零售约束取消后多元情景



参数抽样

89% IRR 不低于 6% 的比例



用户与运营

- 化工、冶金、橡胶等晚间 17–22 时仍在生产的连续生产用户优先
- 与虚拟电厂运营商签订聚合协议

江苏电力供需与电价机制

426 号文把代理购电峰谷价差压到 0.6 元/千瓦时左右，2027 年零售价格直达取消政府下限

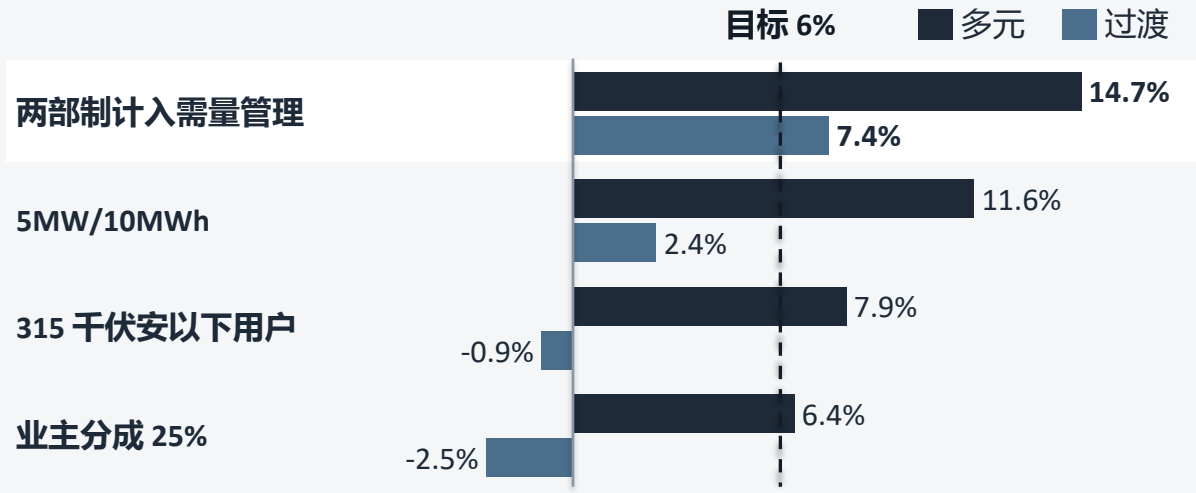
	机制	关键数字	规则要点
1	**电源结构**	**10008 万千瓦*** 光伏装机	2026 年 8 月光伏装机超过煤电，成为第一大电源；分布式 6929 万千瓦，占近七成*
2	**分时电价**	**65%** 谷段下浮	夏冬峰段 14–22 时，谷段 0–6 时、11–13 时，谷段下浮 65%； 尖峰只适用于 315 千伏安及以上工业用户，每年四个月
3	**代理购电价格**	**0.598 元/千瓦时** 11 月峰谷差	2026 年两部制 1–10 千伏峰谷差 0.556–0.656 元/千瓦时，11 月 0.598；需量电价 51.2 元/千瓦·月
4	**零售规则**	**不低于 60%*** 2026 年套餐峰谷浮动	2026 年套餐峰谷浮动不低于 60%； 2027 年零售指引取消固定价格电量比例和现货联动比例，按批发价格约定浮动*
5	**现货市场**	**2026 年 5 月** 启动转正评估	2025 年 6 月起长周期结算试运行，2026 年 5 月启动转正评估
6	**需求响应**	**3 元/千瓦时** 削峰最高	细则有效期至 2029 年 7 月，削峰最高 3 元/千瓦时；负荷快速响应直控型首次申报上限 15 元/千瓦时

* 据报道，未经核实

江苏测算结果与收益配置

需量管理是江苏唯一能让项目在过渡情景下超过 6% 的条件

项目变体（多元 / 过渡）



约 98 元
每千瓦储能每年

需量节省
需量电价 51.2 元/千瓦·月，
按 30% 功率折算需量降幅，实现率 60%，
每千瓦储能每年节省约 98 元（测算假设）

43%
上限 21%

合理占比
过渡情景下达到 6% 需灵活性收益 137 元/千瓦·年，
占比 43%，超出 21% 上限一倍

30%
中位数 3.6%

参数抽样
IRR 不低于 6% 的比例为 30%，中位数为 3.6%

建议结构（两部制项目）

峰谷价差	需量管理	需求响应	聚合
55%–70%	15%–25%	5%–10%	≤5%

准入条件

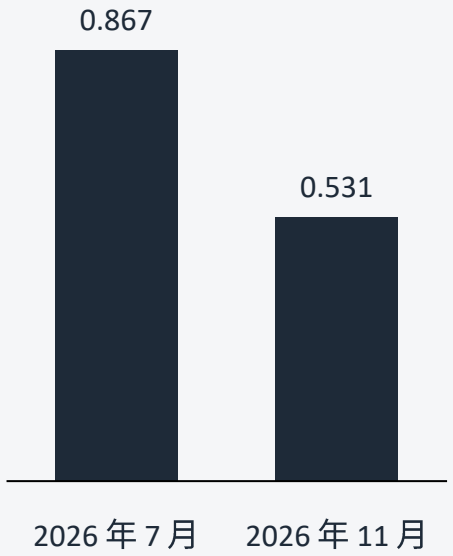
需量电费占用户电费 ≥15%，过渡情景 IRR ≥4%

或 年用电 5000 万千瓦时以上、投资单价 ≤0.75 元/Wh 的大用户

海南电力供需与电价机制

2026 年 8 月起输配电价不再参与峰谷浮动，代理购电峰谷价差 11 月较 7 月下降 39%

价差变化



−39%

峰谷价差
11 月较 7 月

2026 年 8 月起输配电价不再参与峰谷浮动

1–10 千伏单一制峰谷差（元/千瓦时）*

分时电价

峰平谷各 8 小时，全年不分季节；峰段 10–12 时、16–22 时，可两充两放



负荷

2026 年 5 月最高负荷 902.1 万千瓦，
上半年全社会用电增长 12.5%*

系统调节

核电二期并网后调节压力加大；
能源监管机构正研究
2027 年体现储能顶峰价值的可靠容量补偿

零售规则

年用电 50 万千瓦时以上的工商业用户自
2026 年 6 月起全面参与直接交易；
套餐采用固定价格与市场联动，
联动比例 10%–30%

需量与聚合

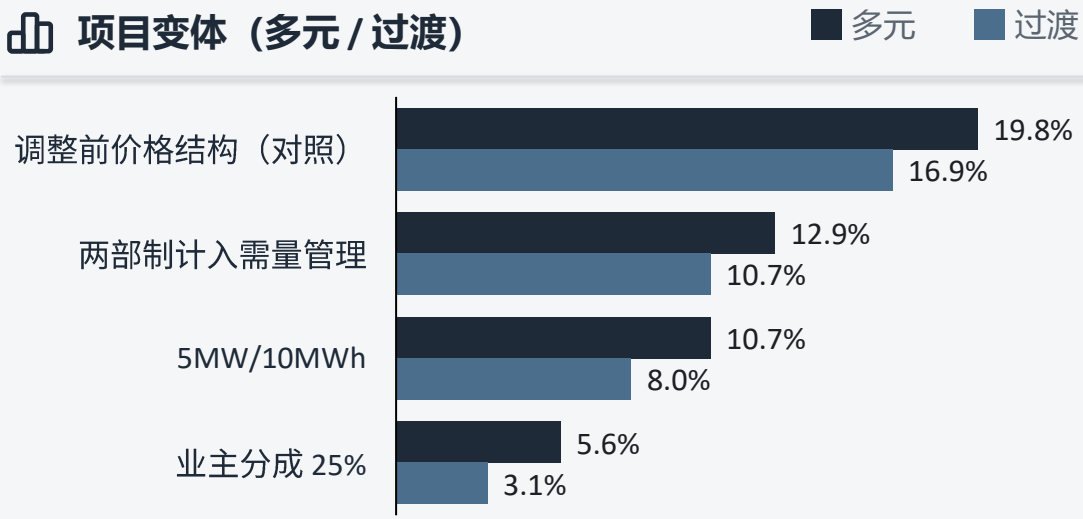
两部制需量电价 41.6 元/千瓦·月；
虚拟电厂管理办法 2026 年 11 月 1 日施行，
可调容量门槛 1 兆瓦

* 据报道，未经核实

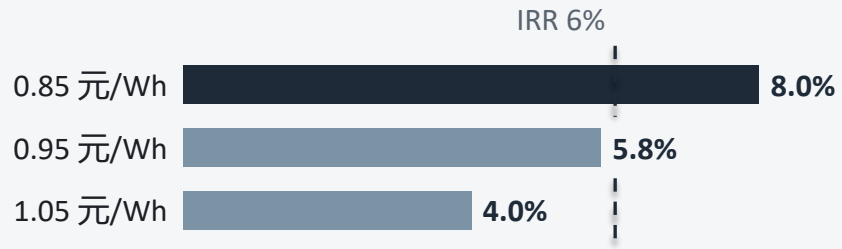
海南测算结果与收益配置

标准项目收益贴近目标线，两部制需量管理和规模化是两条达标路径

项目变体（多元 / 过渡）



投资单价敏感性



参数抽样

49% IRR 不低于 6% 的比例

5.9% 中位数

合理占比

过渡情景 · 占 13%
灵活性收益 41 元/千瓦·年

市场化情景 · 占 26%
85 元，超出上限

建议结构（两部制项目）

峰谷价差	需量管理	需求响应	聚合	容量补偿
65%–75%	15%–25%	≤5%	5%–10%	作上行情景

准入与存量

过渡情景 IRR ≥6% | 投资单价 ≤0.85 元/Wh | 回收期 ≤6 年

2026 年 8 月以前按旧价格签约的项目逐一重估

四省主要风险与应对

价格规则变化是四省共同的首要风险，应对重点在合同条款和用户筛选

四省共同的首要风险

价格规则变化

广东
零售分时套餐

江苏
价格直达

山东
零售约束取消

海南
联动比例提高

应对

- ✓ 投资决策用过渡情景
- ✓ 合同约定电价结构变化后重议分成

其他风险与应对

时段调整

应对：储能能量管理系统支持时段快速更新，
合同明确时段调整后的收益重算方法

负荷消纳

广东只能一充一放时多元 IRR 降至 15.7%
应对：依据 12 个月负荷曲线核定储能规模

灵活性收益兑现

2026 年迎峰度夏全国 31 个省份均未采取需求响应措施*
应对：只按已中标或已签约容量计入收益

需量管理失效

储能充电可能抬高需量
应对：投运前制定控制策略，需量节省单独结算

安全与选址

广东禁止锂电储能厂房建于地下、
高层建筑和人员密集区，海南须防范台风与盐雾
应对：投资单价预留 0.03–0.05 元/Wh 安全费用

* 据报道，未经核实

四省布局与投资建议

以山东为主力，广东开展窗口期投资，江苏、海南仅布局需量管理和规模化项目

	山东	广东	江苏、海南	
1 省份次序	**第一优先 · 主力省份**	**2026—2028 年集中投资** 优质项目、快速回收	选择性布局，**标准项目不新投**	
2 准入门槛 按过渡情景决策	**山东 IRR ≥6%***	**广东 IRR ≥4%*** 另加现行价格下**回收期 ≤4 年**	**江苏 IRR ≥4%***	**海南 IRR ≥6%***
3 用户筛选	两部制、**需量电费占电费 15% 以上**、晚间连续生产的工业用户 5MW 以上项目**投资单价 ≤0.75 元/Wh**			
4 收益结构	需求响应与聚合合计**不超过 21%**；决策基础收益只含**峰谷价差和需量节省**			
5 合同结构	需量节省、价差、灵活性收益**分别约定分成**；电价规则调整后重议；**广东分成前高后低**			
6 跟踪节点	**山东** 零售分时约束 与可靠容量补偿	**广东** 2027 年零售分时套餐	**江苏** 2027 年一季度 零售套餐签约浮动水平	**海南** 2027 年联动比例 与容量补偿

* IRR 门槛为测算假设，可按项目实际调整