江苏省工商业储能发展前景与多元收益结构配置研究报告

分时电价收窄与零售价格直达下的项目筛选与收益配置

工商业储能专题 · 江苏省

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：光伏成为第一大电源.....6

2.2 区外来电.....7

2.3 负荷特征：午间峰值与晚高峰并存.....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：426 号文后的价格结构.....8

3.2 代理购电价格.....9

3.3 直接入市用户：从比例挂钩到价格直达.....9

3.4 现货市场.....10

四、多元收益来源逐项分析.....11

4.1 峰谷价差.....11

4.2 需量电费管理.....12

4.3 需求响应与负荷快速响应.....12

4.4 虚拟电厂聚合.....12

4.5 地方补贴.....13

五、行业发展现状与前景.....13

5.1 装机规模与市场地位 13
5.2 典型项目 13
5.3 安全与监管 14
5.4 前景判断 15
六、多元收益测算 15
6.1 测算参数 15
6.2 情景结果 16
6.3 项目条件变体 17
6.4 投资单价与价差的组合 18
6.5 参数抽样 19
七、多元收益的合理占比 19
7.1 方法 19
7.2 结果 20
7.3 配置建议 21
八、主要风险与应对 21
九、结论与建议 22
9.1 对研究问题的回答 22
9.2 投资建议 22
附录 A：政策与市场规则清单 22
附录 B：主要数据来源 24
附录 C：测算模型说明 27

执行摘要

结论：江苏可以继续做工商业储能，但只适合选择性布局，筛选重点从"电价表上的峰谷价差"转向"用户的需量电费和负荷曲线"。 按现行电网代理购电价格，1MW/2MWh 标准项目单靠峰谷套利的全投资税后 IRR 为 6.0%，刚够 6% 的测算目标；计入需求响应和聚合收益后为 8.9%。2027 年江苏零售电价改为"价格直达"后，直接入市用户的峰谷价差将由批发价格决定，按本报告的过渡情景，标准项目 IRR 降到 0 附近。

江苏的不利条件集中在价格端：

- 2025 年 6 月起执行的苏发改价格发〔2025〕426 号新设午间谷段、扩大峰段，1–10 千伏两部制代理购电峰谷价差从此前约 0.85 元/kWh 降至 0.56–0.66 元/kWh，2026 年 11 月为 0.598 元/kWh。
- 尖峰电价只适用于 315 千伏安及以上工业用户，每年只有 7–8 月、12–1 月共四个月。
- 江苏电力交易中心 2026 年 10 月印发的 2027 年零售市场交易工作指引，取消了固定价格电量比例和现货联动比例，用户与售电公司可按批发价格约定分时浮动价（据报道）。

江苏的有利条件在负荷与需求侧：

- 2026 年 7 月 31 日全省最高负荷 1.609 亿千瓦，首次突破 1.6 亿千瓦（据报道）；午间光伏与晚高峰之间的调节需求持续扩大。
- 需求响应激励资金来自尖峰电价增收，规则有效期到 2029 年；2026 年 6 月施行的负荷快速响应规则，用户侧储能按直控型参与，首次申报上限 15 元/kWh。
- 用户侧储能规模全国第一：2026 年 1 月江苏用户侧储能新增装机功率占全国 60%（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（现行代理购电价格）	6.0%	7.4 年
多元收益（+需求响应、聚合）	8.9%	6.4 年
过渡情景（2027 年起价差逐年收窄至 0.60）	0.0%	10 年内不能回收
两部制用户、计入需量管理（多元 / 过渡）	14.7% / 7.4%	5.0 年

315 千伏安以下用户（无尖峰，多元 / 过渡）	7.9% / -0.9%	6.7 年

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投资方收益的 21%。江苏在过渡情景下要达到 6%，灵活性收益需占 43%，超出这一上限一倍。所以江苏项目的收益结构应按以下配置：

收益类别	建议占比（投资方收益口径）	说明
峰谷价差	55%–70%	只计入尖峰月份和午间谷段两次循环中可由厂区负荷消纳的部分
需量电费管理	15%–25%	输配电价，不随现货价格变化；仅两部制用户
需求响应（含快速响应）	5%–10%	只按已中标或已签约容量计入
聚合 / 虚拟电厂	≤5%	作为上行情景，不进入投资决策基准

建议。

1. 江苏新项目只做两类用户：两部制、需量电费占电费 15% 以上的 315 千伏安及以上工业用户；年用电 5000 万千瓦时以上、可接受 5MW 以上规模的大用户。
2. 投资决策用过渡情景，不用现行代理购电价格；过渡情景 IRR 低于 4% 的项目不立项。
3. 合同改为"需量节省 + 价差分成 + 灵活性收益分成"三段式，零售合同由投资方参与谈判或设定价差下限条款。
4. 2027 年一季度跟踪零售套餐实际签约的分时浮动水平，再决定是否扩大江苏投资规模。

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）的江苏分册，回答三个问题：

1. 江苏工商业储能的发展前景和主要趋势是什么？

2. 江苏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。

"结合项目实际"部分以三类典型项目（标准项目、两部制大工业项目、5MW 以上大用户项目）测算；具体项目替换模型参数即可得到逐项目结果。

1.3 测算口径

标准项目为 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，本报告增加了过渡情景、项目变体、投资单价与价差的组合分析和参数抽样分析。测算模型有 Python 和 Excel 两种实现，两者 IRR 一致。

二、电力供需与能源结构

2.1 电源结构：光伏成为第一大电源

江苏电源结构在 2025–2026 年发生了明显变化：

- 2025 年底新能源装机突破 1 亿千瓦，是长三角首个新能源装机过亿的省份；2025 年全省新增发电量 379 亿千瓦时，其中新能源贡献 94.0%（据报道）。
- 2026 年 8 月 18 日光伏累计装机达 10008 万千瓦，超过煤电，成为第一大电源，占总装机 38% 以上；其中分布式光伏 6929 万千瓦，占近七成，规模全国第一（据报道）。
- 海上风电累计并网 1349 万千瓦，居全国首位，约占全国海上风电并网规模的 30%（据报道）。
- 规划方面，《江苏省分布式光伏发展实施方案（2026—2030 年）》提出 2030 年分布式光伏 1.2 亿千瓦（据报道）。

分布式光伏大量接在用户侧和配电网，直接改变了午间的净负荷。这是 426 号文把 11–13 点（夏冬）、10–14 点（春秋）设为谷段的原因，也决定了储能的充电时段从夜间转向午间。

2.2 区外来电

江苏是受端电网，通过"一交四直"特高压通道受入区外电力。2025 年夏季净受入区外来电 4053 万千瓦，创历史新高（据报道）；2026 年夏季通过中长期交易提前锁定晚高峰区外来电 3700 万千瓦（据报道）。国家能源局 2025 年电力市场报告指出，江苏、山东等受端地区的省间现货卖出电量显著增加，用以缓解新能源消纳压力。

区外来电规模大，意味着江苏晚高峰的电力平衡在相当程度上依赖外省电源和省间交易。省内现货价格的晚高峰溢价因此受到外来电价格的约束，这是本报告判断江苏市场化后峰谷价差会明显收窄的依据之一。

2.3 负荷特征：午间峰值与晚高峰并存

指标	数值	时间	证据
全省最高负荷	1.609 亿千瓦（首破 1.6 亿）	2026-07-31	据报道
夏季日峰值出现时刻	11:15（1.5759 亿千瓦）	2026-07-16	据报道
冬季最高负荷	1.35 亿千瓦	2026-01-20	据报道
苏州电网最高负荷	3583.5 万千瓦，全国地级市第一	2026-07	据报道
高峰时段新能源发电占比	2022 年 9.8% → 2026 年 31.05%	2026 夏	据报道
新型储能高峰最大放电	745 万千瓦	2026 夏	据报道

两点值得注意。第一，江苏夏季日峰值已出现在午间（2026 年 7 月 16 日 11:15），而 426 号文把午间设为谷段，说明光伏出力足以覆盖午间峰值，系统紧张时段已经移到傍晚光伏退出之后。第二，国网江苏经济技术研究院判断，到 2030 年若风光与负荷侧不参与平衡，晚高峰可能出现约 1750 万千瓦的供电缺口（据报道）。晚高峰的稀缺性会长期存在，用户侧储能的价值重心在 17–22 点。

2.4 用电与产业结构

2025 年江苏全社会用电量 8895 亿千瓦时，同比增长 4.8%，约占全国的 9%；工业用电 5954.65 亿千瓦时（据报道）。结构上有三个变化：

- 电子设备制造业用电首次超过 500 亿千瓦时，超过钢铁、化工，成为用电最大的制造业门类（据报道）。
- 信息传输、软件和信息技术服务业用电 197 亿千瓦时，"十四五"年均增长 19.0%；70 家重点数据中心用电增幅超过 60%（据报道）。
- 战略性新兴产业用电增量占全社会新增用电量的四分之一以上（据报道）。

对工商业储能的含义：电子、半导体、数据中心用户负荷大且连续，适合每日两次充放电并能消纳全部放电量；但这类用户对供电可靠性和消防安全要求高，选址与安全论证周期较长。钢铁、化工用户负荷大、需量电费高，是需量管理收益最明显的群体，江苏目前规模最大的两个用户侧项目都在钢铁企业。

三、电价与市场机制

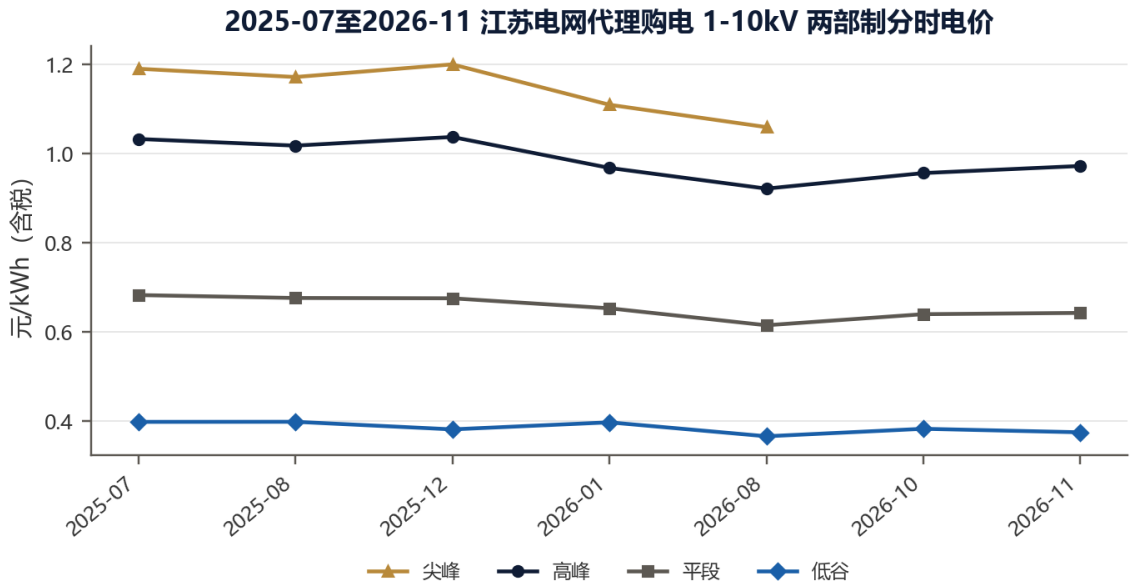
3.1 分时电价：426 号文后的价格结构

苏发改价格发〔2025〕426 号自 2025 年 6 月 1 日起执行，主要内容：

项目	夏冬季（6–8 月、12–2 月）	春秋季（3–5 月、9–11 月）
高峰	14–22 时	15–22 时
平段	6–11 时、13–14 时、22–24 时	6–10 时、14–15 时、22–2 时
低谷	0–6 时、11–13 时	2–6 时、10–14 时
尖峰	7–8 月 14–15 时、19:30–21:30；12–1 月 18–20 时；仅 315 千伏安及以上工业用户，在峰段基础上再上浮 20%	无
浮动比例	以用户购电价格为平段，峰段上浮：两部制 80%、单一制 100 千伏安及以上 70%；谷段下浮 65%	同左

节假日 10–14 时执行深谷，在谷段基础上再下浮 20%。分时范围扩大到全部工商业用户，文件明确鼓励配置储能。

3.2 代理购电价格



江苏电网代理购电 1–10 千伏两部制分时电价

图下说明：2026 年 10、11 月为春秋季，不执行尖峰。高峰与低谷之差在 0.556–0.656 元/kWh 之间，2026 年 8 月最低。426 号文执行前，江苏 2024 年平均峰谷价差约 0.9 元/kWh（据报道），新政后降幅约 25%。

2026 年 11 月 1–10 千伏两部制平段 0.6428 元/kWh 的构成为：代理购电价格 0.4121、上网环节线损 0.0120、输配电价 0.1298、政府性基金 0.0294、系统运行费 0.0595；需量电价 51.2 元/千瓦·月，容量电价 32 元/千伏安·月。苏发改价格发〔2026〕777 号把两部制电度输配电价从 0.1357 元/kWh 下调到 0.1298 元/kWh。

3.3 直接入市用户：从比例挂钩到价格直达

江苏工商业用户原则上 10 千伏及以上直接参与市场。对这类用户，峰谷价差由零售合同决定，制度变化分三步：

1. **2026 年**：苏发改能源发〔2025〕1141 号要求市场化用户电费结算继续衔接分时电价政策，零售套餐峰、谷相对平段的浮动比例均不低于 60%。

2. **2026 年 3 月**：江苏能源监管办中长期交易细则（苏监能市场〔2026〕14 号）第五十五条规定，直接参与市场的经营主体原则上不再人为规定分时电价，具体按省发展改革委规定执行。

3. **2027 年**：江苏电力交易中心《2027 年江苏电力零售市场交易工作指引》取消固定价格电量比例、现货联动比例和比例分成，零售用户与售电公司可按是否分时，在批发市场价格基础上约定浮动价格（据报道）；江苏能源监管办称将推动零售套餐"全传导"方式落地。

因此，2027 年起直接入市用户的峰谷价差不再有政府下限，而是取决于批发市场分时价格和零售合同条款。截至 2026 年 11 月 20 日，未见 426 号文后续调整方案的正式稿；2026 年 1 月时该方案仍在征求意见（据报道）。

3.4 现货市场

江苏现货市场 2025 年 6 月起进入长周期结算试运行，2026 年 5 月启动转正评估，由电力规划设计总院独立评估规则科学性、价格有效性、运行安全性、主体参与度和结算准确性。截至 2026 年 11 月 20 日，未见转入正式运行的公告。

现货价格水平（元/MWh，据报道）：

时段	日前出清加权均价区间	实时出清加权均价区间
2026-03-09 至 03-15	273.3–316.2	273.5–307.8
2026-04-20 至 04-26	295.6–372.6	288.0–365.5
2026-06-22 至 06-28	283.2–353.2	286.5–348.8
2026-09-14 至 09-20	380.1–420.2	369.7–474.5
2026-09-21 至 09-27	414–458	—

2026 年年度交易成交加权均价 344.19 元/MWh，较 2025 年下降 16.5%；2026 年 10 月月度集中交易加权均价 395.32 元/MWh（均据报道）。

上表是日均价在一周内的波动范围，不是日内峰谷价差。交易中心和能源监管办未公开现货分时价格的月度序列，这是本报告无法用现货数据直接校准市场化价差系数的原因。可以确认的是，现货日均价在 270–470 元/MWh 之间，远低于代理购电价格中的峰段水平；直接入市用户若按"批发价 + 浮动价"签约，峰谷价差将主要来自批发市场的日内价差，而江苏日内价差受午间光伏和晚间外来电双重影响。

四、多元收益来源逐项分析

报告 1 将工商业储能收益按确定性分为三级。江苏的情况如下：

收益来源	规则依据	江苏现状	确定性
峰谷价差	426 号文；1141 号文；2027 零售指引	代理购电价差 0.56–0.66 元/kWh；直接入市用户 2027 年起由批发价决定	代理购电用户中；直接入市用户低
需量电费管理	两部制输配电价	需量电价 51.2 元/千瓦·月	高（受用户负荷管理影响）
需求响应	苏发改规发〔2024〕2 号	削峰最高 3 元/kWh；资金来自尖峰电价增收	中（次数不确定）
负荷快速响应	苏发改规发〔2026〕1 号	直控型首次申报上限 15 元/kWh	中低（2026 年首次执行）
虚拟电厂聚合	苏发改能源发〔2025〕1198 号	首批 100 个项目；可参与中长期、现货、辅助服务	低（收益结算规则未成熟）
辅助服务	苏监能市场〔2025〕53 号	只管调度管辖的独立储能	用户侧暂不可得
地方补贴	各市文件	常州 0.3 元/kWh 等补贴有效性不明	不计入

4.1 峰谷价差

在 426 号文结构下，标准项目可做两种循环：

- **循环 1**：午间谷段充电，下午至晚间高峰放电，全年执行。7–8 月和 12–1 月对 315 千伏安以上工业用户叠加尖峰，放电均价从高峰均值 0.987 元/kWh 提高到约 1.02 元/kWh。
- **循环 2**：春秋季夜间谷段（2–6 时）充电、早平段放电，价差只有平谷差约 0.27 元/kWh，扣除效率损失后收益很薄，模型按 40% 的天数计入。

行业对 426 号文后能否两充两放说法不一：中国能源报 2025 年 5 月称江苏基本转为一充一放（据报道），而 2025–2026 年投运的蜂巢能源金坛、永钢集团项目报道仍称两充两放（据报道）。差别在于后者用户负荷大，夜间到早间的平谷差也能由厂区负荷全部消纳。本报告标准项目按"一次完整循环 + 0.4 次弱循环"测算。

4.2 需量电费管理

需量电费属于输配电价，不受分时电价和现货价格改革影响。储能在用户最大需量时段放电，可以压低当月最大需量。按需量电价 51.2 元/千瓦·月，若储能功率的 30% 转化为最大需量下降、实现率 60%，每千瓦储能每年可节省约 98 元（含税）需量电费，相当于标准项目首年价差收益的三分之一左右。

需量管理的难点在执行：储能充电本身会增加需量，必须和用户生产计划、负荷预测配合；一次控制失误就会让当月需量反而上升。30% 和 60% 是测算假设，应以目标用户近 12 个月的 15 分钟负荷曲线校核。

4.3 需求响应与负荷快速响应

江苏需求响应有两个特点：

- **资金来源闭环。** 江苏较早建立"尖峰电价增收全部用于需求响应激励"的机制（据报道），需求响应细则（苏发改规发〔2024〕2 号）有效期至 2029 年 7 月，削峰基准度电补贴最高 3 元/kWh（竞价），一次响应 4 小时以上按容量最高 15 元/千瓦；填谷 0.6 元/kWh；储能可作为实时需求响应资源。2026 年迎峰度冬削峰补贴最高达到 4.8 元/kWh（据报道）。
- **新增快速响应品种。** 苏发改规发〔2026〕1 号 2026 年 6 月 2 日在省发展改革委网站发布、6 月 23 日生效，用户侧储能以直接控制方式参与，首次申报上限直控型 15 元/kWh、自控型 10 元/kWh，资金优先从尖峰电价增收列支，中标资源同一时段不得重复参与需求响应。

需求响应的不确定性在调用次数。中电联三季度报告显示，2026 年迎峰度夏全国 31 个省份均未采取需求响应、有序用电等需求侧管理措施，江苏也在其中；电力供应宽松的年份，需求响应收入可能为零。能查到的执行记录是演练：2026 年 6 月 26 日全省迎峰度夏负荷管理演习中，协鑫能科 5 分钟内聚合 25 家用户下调负荷 3 万千瓦以上；常州 2025 年 10 月迎峰度冬演练发布调节需求 7.5 万千瓦、37 户中标（均据报道）。模型按每年 5 次、每次 2 小时、2 元/kWh 计入，相当于 20 元/千瓦·年。

4.4 虚拟电厂聚合

截至 2025 年 7 月，江苏 14 批次 25 家虚拟电厂进入电力市场；首批 100 个虚拟电厂建设项目聚合总容量 1698.46 万千瓦（均据报道）。苏发改能源发〔2025〕1198 号提出 2030 年虚拟电厂

调节能力 500 万千瓦以上，可参与中长期、现货和辅助服务，支持聚合用户侧储能。参与门槛为调节能力 1 万千瓦以上、持续 2 小时以上。

单个 1MW 项目无法独立达到门槛，只能通过聚合商参与，收益要和聚合商分成。辅助服务细则目前只覆盖调度管辖的独立储能，现货连续运行后调峰不再重复补偿。模型按 30 元/千瓦·年计入聚合收益，作为上行情景。

4.5 地方补贴

有自媒体称常州对用户侧储能按放电量补贴 0.3 元/kWh，苏州、盐城另有建设补贴，但本报告未找到政府原文和文号。苏州《新型储能产业高质量发展规划（2024—2030 年）》是产业规划，不含放电补贴。本报告测算不计入任何地方补贴。

五、行业发展现状与前景

5.1 装机规模与市场地位

江苏是全国用户侧储能规模最大的省份：

- 2026 年 1 月，江苏用户侧储能新增装机功率占全国 60%，新增投运项目数占 16%，两项均居全国首位；同月备案规模同比增长 81%、备案项目数同比下降 44%，单体平均规模约为上年同期的 3 倍（CNESA，据报道）。
- 2026 年一季度，江苏新增投运用户侧项目数占全国 25% 以上，新增装机功率超过全国一半；同期全国用户侧新增 545MW/1252MWh，同比下降约 50%（CNESA，据报道）。
- 苏州用户侧新型储能 38.25 万千瓦，户数全省第一（据报道）。
- 规划目标：苏发改能源发〔2023〕775 号提出到 2027 年用户侧新型储能 100 万千瓦左右；省级行动计划提出 2030 年全省新型储能累计超过 1000 万千瓦（据报道）。

"少项目、高功率"是 2026 年江苏市场最明显的特征。小型项目收益下降后退出，大型工业用户的项目继续上马。

5.2 典型项目

项目	地点	规模	投资 / 运营方	投运	特点

靖江特钢用户侧构网型储能	泰州靖江	120MW/240MWh	中信泰富旗下	2025-09	江苏最大用户侧项目（据报道）
永钢集团用户侧储能	苏州张家港	134.1MW/260.8MWh	永钢集团	2026-04	两充两放，年放电约 1.2 亿千瓦时，年节省电费 4000 万元以上（据报道）
惠然实业用户侧储能	江苏	300MWh	—	2026-01	同月多个 5MW/40MWh 以上项目投运（据报道）
蜂巢能源金坛厂区储能	常州金坛	19.225MW/50.32MWh	诺德智慧能源投资	2025-07	每日两充两放（据报道）
联滔电子用户侧储能	苏州昆山	4MW/16MWh	华润新能源（苏州）全额投资，运维期 14 年	2025-08	合同能源管理（据报道）
戚墅堰轨道交通产业园储能	常州经开区	3.45MW/8.36MWh	政府推动、电网示范	2026-05	构网型，接入区级虚拟电厂（一手原文）

这些案例反映出两类成功模式：一是钢铁等高耗能企业自建或与关联方合作的大型项目，规模超过 100MW，可摊薄投资并承担需量管理；二是专业投资商在电子、新能源制造厂区投资的 EMC 项目，运营期 14 年左右，长于本报告 10 年的测算口径。

同时也有退出案例：江苏北人（苏州）公告称工商业储能业务的商业模式与收益模型未达预期，2024 年储能业务毛利率从 34.62% 降到 8.83%，拟计提减值约 1.12 亿元（据报道）。

5.3 安全与监管

江苏用户侧储能安全按苏安电办〔2021〕57 号属地管理，所有电化学储能电站须依法备案（国能综通安全〔2025〕65 号），可研阶段开展安全条件论证，投运后开展安全后评价。电子、半导体厂区对储能选址和防火间距要求更高，项目前期应预留 3–6 个月办理消防与备案手续。

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下降，代理购电用户价差维持在 0.55–0.65 元/kWh	2027 零售指引；426 号文结构
用户结构	向年用电 5000 万千瓦时以上的大用户集中，单体规模扩大	2026 年备案数据
收益结构	需量管理和需求响应占比上升，价差占比下降	需求响应资金闭环；快速响应规则
系统需求	晚高峰调节需求增加，2030 年晚高峰缺口约 1750 万千瓦（据报道）	光伏增长与外来电约束
现货	2027 年前后转正式运行，用户侧可报量报价参与	2026 年 5 月启动转正评估

综合判断：江苏工商业储能装机仍会增长，但增长来自大用户和需求侧资源，中小工商业用户的 EMC 项目市场会继续收缩。

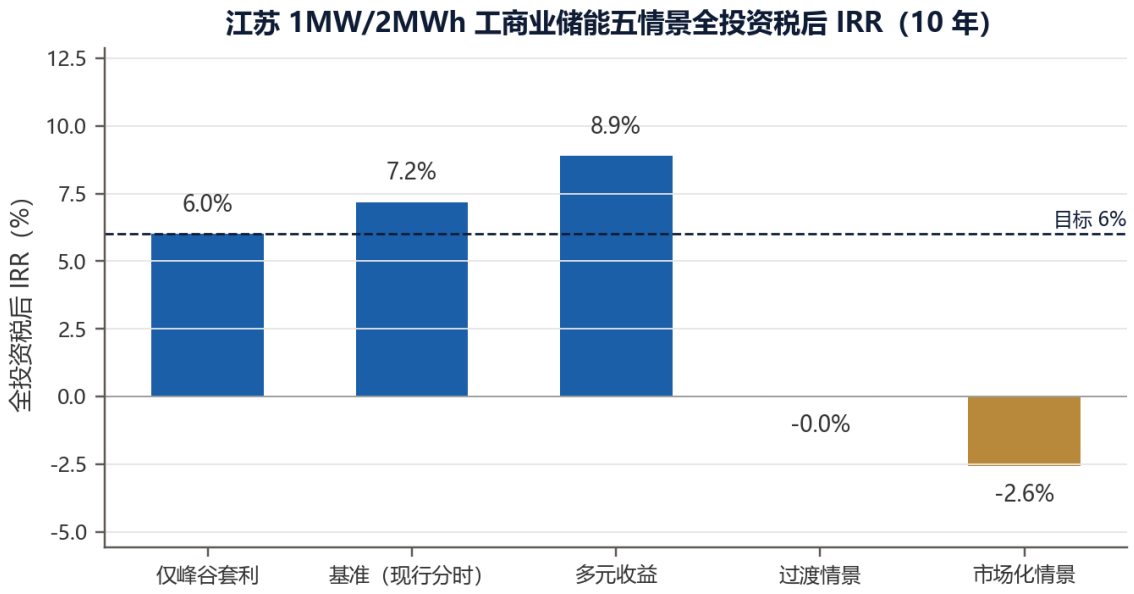
六、多元收益测算

6.1 测算参数

参数	取值	性质
循环 1 充 / 放电价	0.386 / 1.020 元/kWh（含税）	2025-07 至 2026-11 七个月代理购电两部制低谷、高峰均值，尖峰月份抬高放电均价
循环 2 充 / 放电价	0.386 / 0.655 元/kWh，年内 40% 天数	同上，平段均值
需求响应	5 次 × 2 小时 × 2 元/kWh	测算假设，参照苏发改规发〔2024〕2 号
聚合收益	30 元/千瓦·年	测算假设
需量管理（两部制变体）	51.2 元/千瓦·月 × 30% × 60%	需量电价有来源；比例为测算假设
过渡情景价差倍数	2027—2030 年依次 0.85、0.75、	测算假设，对应 2027 年价格直达

	0.65、0.60，之后保持 0.60	
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

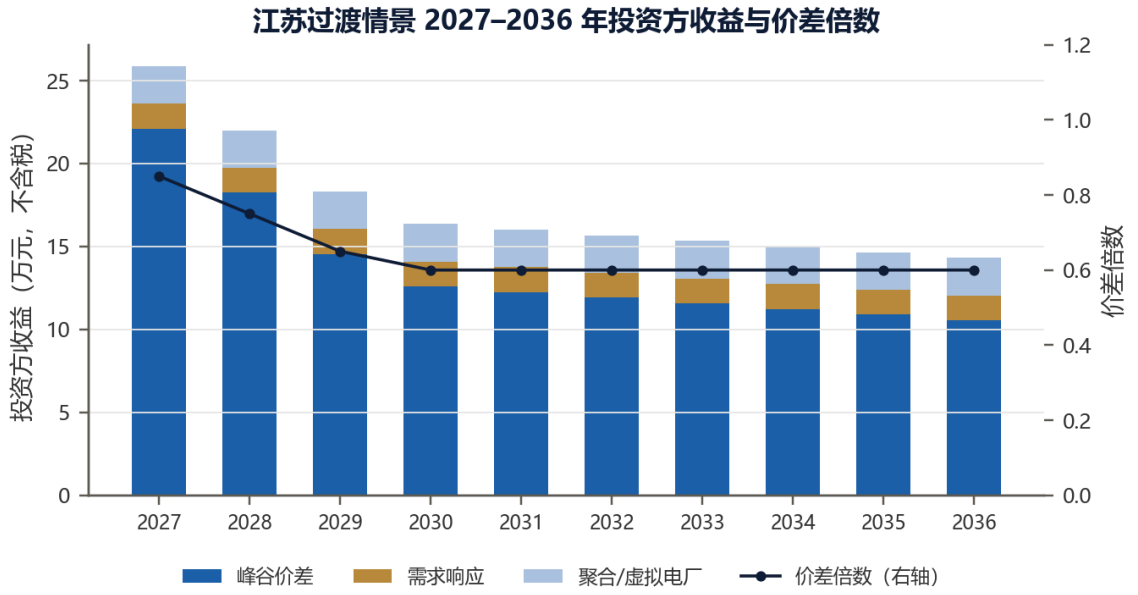


江苏 1MW/2MWh 工商业储能五情景全投资税后 IRR

表 6-1 江苏标准项目测算结果

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	6.0%	7.4 年	27.2 万元	100% / — / —
基准（套利 + 需求响应）	7.2%	7.0 年	28.7 万元	94% / 6% / —
多元收益	8.9%	6.4 年	31.0 万元	87% / 5% / 8%
过渡情景	0.0%	超过 10 年	25.9 万元	78% / 9% / 13%
市场化情景（价差系数 0.60）	-2.6%	超过 10 年	16.3 万元	75% / 10% / 15%

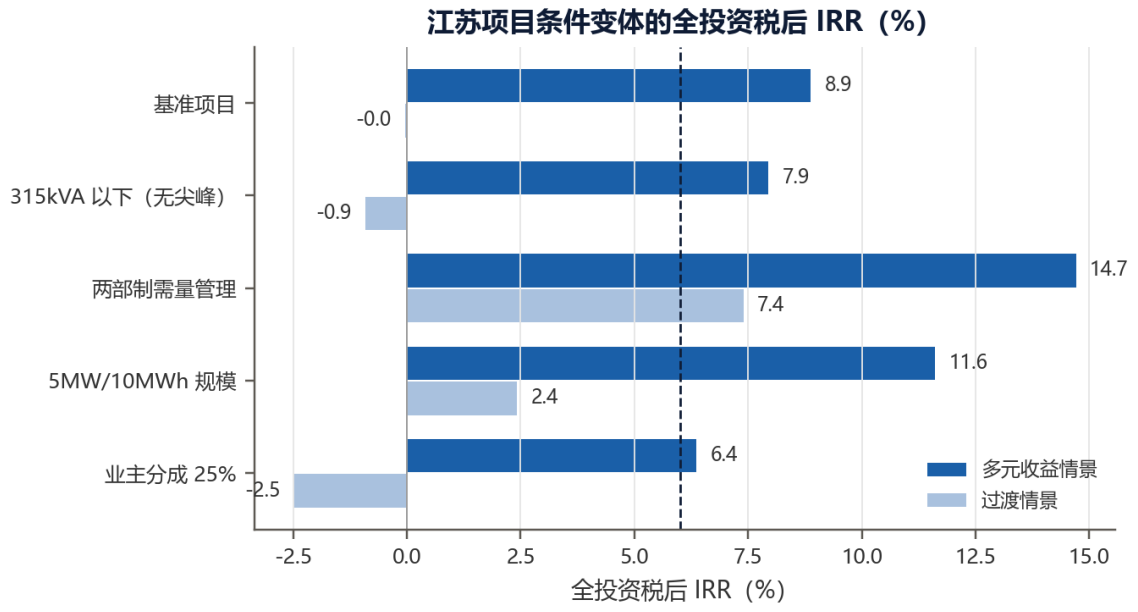
江苏的问题在于价差收益刚够覆盖成本：投资方首年收益 31 万元中，扣除运维保险约 2.7 万元和折旧约 14.3 万元后，利润空间很窄。仅靠套利达到 6% 需要价差维持现行水平的 99.9%；计入现有灵活性收益后，价差可以下降到现行的 88%。



江苏过渡情景 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 25.9 万元降到 2030 年的 16.4 万元，之后随容量衰减缓慢下降。前四年的收益降幅决定了项目能否回本，这一阶段正是 2027 年零售价格直达落地的时期。

6.3 项目条件变体



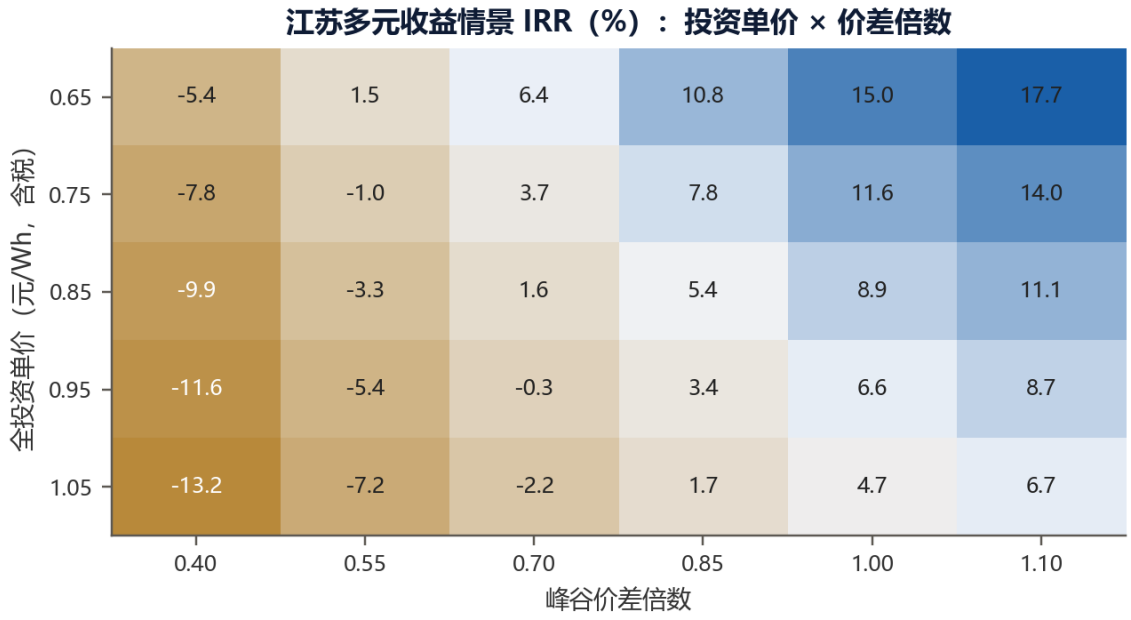
江苏项目条件变体的全投资税后 IRR

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	8.9%	0.0%	6.4 年
315 千伏安以下用户（无尖峰）	7.9%	-0.9%	6.7 年
两部制用户，计入需量管理	14.7%	7.4%	5.0 年
5MW/10MWh 规模（投资 0.75 元/Wh）	11.6%	2.4%	5.7 年
业主分成提高到 25%	6.4%	-2.5%	7.3 年

需量管理是江苏唯一能让项目在过渡情景下仍超过 6% 的条件。原因是需量电费属于输配电价，2027 年零售价格直达不影响这部分收益。规模扩大能把投资单价从 0.85 元/Wh 降到 0.75 元/Wh，多元情景 IRR 提高 2.7 个百分点，但在过渡情景下仍只有 2.4%。

6.4 投资单价与价差的组合

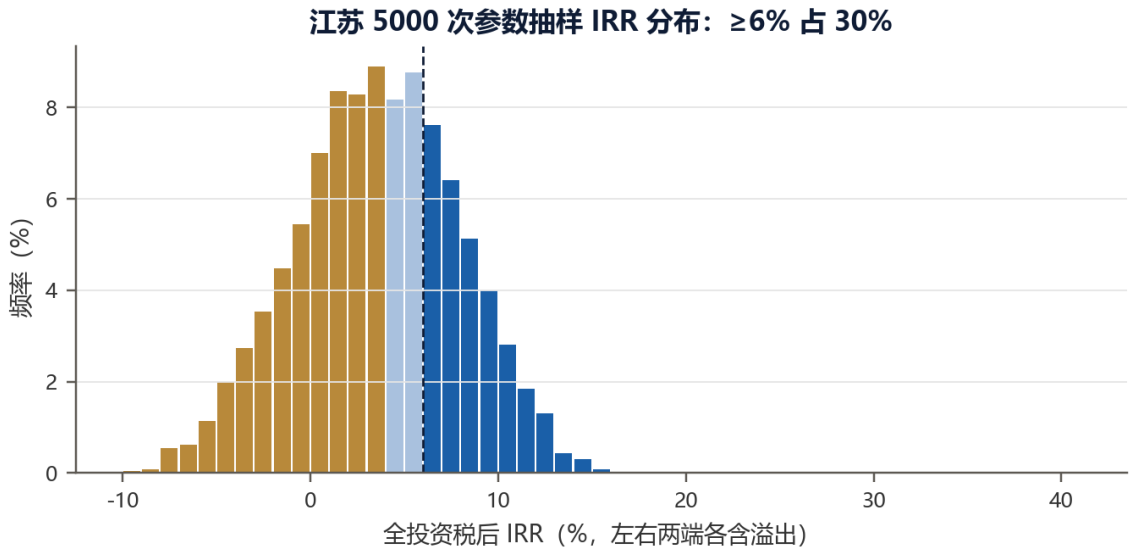


江苏多元收益情景 IRR：投资单价 × 价差倍数

图下说明：价差倍数 1.0 时，投资单价 0.85 元/Wh 对应 IRR 8.9%，降到 0.75 元/Wh 为 11.6%。价差倍数降到 0.85，投资单价 0.85 元/Wh 的 IRR 只有 5.4%，低于目标；价差倍数 0.70 时，只有投资单价 0.65 元/Wh 能达到 6.4%。价差对收益的影响大于投资单价。

6.5 参数抽样

在投资单价 0.70–1.00 元/Wh、价差倍数 0.60–1.05、灵活性收益实现 0–150%、业主分成 10%–20%、价差捕获率 85%–95% 的范围内独立抽样 5000 次：



江苏 5000 次参数抽样 IRR 分布

指标	结果
IRR ≥ 6% 的比例	30%
IRR ≥ 4% 的比例	47%
IRR 第 10 / 50 / 90 百分位	-2.2% / 3.6% / 9.2%

抽样区间是本报告的判断，不代表概率预测。结果说明，在江苏投资标准项目，达不到目标收益的可能性大于达到的可能性，项目必须靠用户条件筛选来提高胜率。

七、多元收益的合理占比

7.1 方法

合同要求在满足项目财务模型收益目标的前提下，测算各项多元收益的合理占比。本报告的方法是：

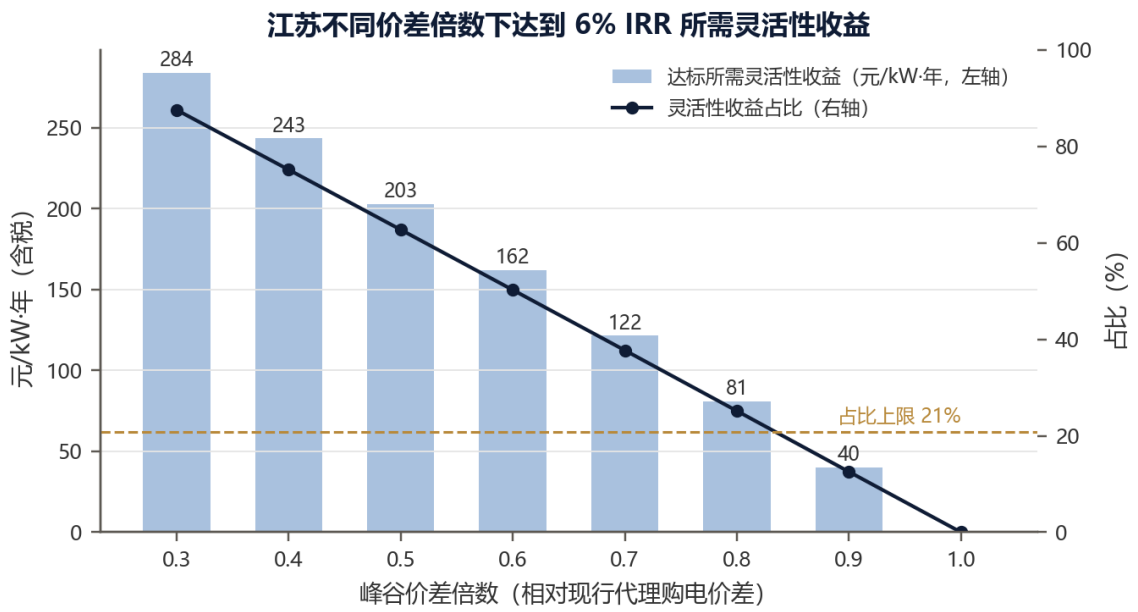
1. 在不同价差倍数下，计算达到 6% IRR 还需补充的灵活性收益（需求响应与聚合合计）及其占投资方收益的比例；

2. 设稳健性约束：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，即为合理占比上限。

需量管理收益属于输配电价节省，确定性接近价差收益，与价差合并计入"确定性收益"。

7.2 结果



江苏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
1.0	0	0%	6.0%	是
0.9	40	13%	4.8%	是
0.8	81	25%	3.6%	否
0.7	122	38%	2.3%	否
0.6	162	50%	1.0%	否
0.5	203	63%	-0.4%	否

灵活性收益占比上限为 21%，对应价差倍数 0.83、灵活性收益 67 元/千瓦·年。这一上限由成本结构决定，在四省之间基本相同；各省的差别在于价差会降到哪里。江苏过渡情景下要达到 6%，需要 137 元/千瓦·年的灵活性收益，占比 43%；市场化情景需要 175 元/千瓦·年，占比 54%。两者都远超上限，也远高于本报告对现行规则下需求响应与聚合收益合计约 50 元/千瓦·年的估计。

7.3 配置建议

表 7-2 江苏多元收益合理占比（投资方收益口径）

收益类别	标准项目（不推荐新投）	两部制大工业项目（推荐）	5MW 以上大用户项目（可选）
峰谷价差	≥80%	55%–70%	75%–85%
需量电费管理	—	15%–25%	5%–15%
需求响应（含快速响应）	5%–10%	5%–10%	5%–10%
聚合 / 虚拟电厂	≤5%，作上行情景	≤5%，作上行情景	≤5%，作上行情景
决策条件	过渡情景 IRR ≥ 4%	需量电费占用户电费 ≥15%；按 12 个月负荷曲线校核需量下降	投资单价 ≤ 0.75 元/Wh；用户年用电 ≥ 5000 万千瓦时

灵活性收益（需求响应 + 聚合）在三类项目中合计都不超过 15%，低于 21% 的上限，留出约 6 个百分点的缓冲。

八、主要风险与应对

风险	影响	应对
2027 年零售价格直达后价差收窄	过渡情景 IRR 降到 0 附近	投资决策用过渡情景；零售合同设价差下限或由投资方参与零售谈判
分时电价再次调整	426 号文后续调整方案尚未定稿	合同约定电价政策调整后的分成重议条款
需量管理失效	储能充电抬高需量	投运前用 12 个月负荷曲线做控制策略；需量节省单独结算
需求响应调用次数少	灵活性收益低于预期	只按已中标容量计入收益
用户经营风险	停产、搬迁导致收益中断	选择经营稳定的大用户；合同约定提前终止补偿

安全与消防	项目延期或停运	前期预留安全论证与备案时间；避开人员密集厂区

九、结论与建议

9.1 对研究问题的回答

1. **发展前景。** 江苏用户侧储能规模全国第一，系统对晚高峰调节的需求会长期存在；但价格端从 2025 年 426 号文到 2027 年零售价格直达持续收紧，增长将集中在大用户和需求侧资源，中小用户 EMC 项目收缩。
2. **收益来源。** 峰谷价差仍是主要来源，但确定性在下降；需量电费管理不受市场化改革影响，是江苏最值得重视的第二收益；需求响应资金来源稳定，但次数不确定；虚拟电厂和辅助服务收益尚不能作为投资依据。
3. **合理占比。** 灵活性收益合计不超过 21%；建议按价差 55%–85%、需量管理 0–25%、需求响应 5%–10%、聚合不超过 5% 配置，具体按用户类型选择。

9.2 投资建议

1. **项目准入：** 过渡情景 IRR ≥ 4%，现行价格下仅套利 IRR ≥ 6%，静态回收期 ≤ 6 年。
2. **用户筛选：** 优先两部制、315 千伏安及以上、需量电费占比高的钢铁、化工、电子制造用户；数据中心用户需同时满足安全选址条件。
3. **合同结构：** 需量节省、价差收益、灵活性收益分别约定分成比例；约定电价政策调整后的重议机制。
4. **跟踪节点：** 2027 年一季度零售套餐实际分时浮动水平；江苏现货转正式运行；426 号文调整方案正式稿；需求响应年度执行规模。

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	发改能源规	2026-03-01 施行	直接入市主体不再

	本规则	〔2025〕1656 号		人为规定分时电价
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；10 千伏及以上用户直接入市
3	电化学储能电站安全管理通知	国能综通安全〔2025〕65 号	2025-04	备案、安全论证与后评价
4	江苏分时电价	苏发改价格发〔2025〕426 号	2025-06-01	新设午间谷段；峰段上浮 70%–80%，谷段下浮 65%
5	江苏 2026 年电力市场交易	苏发改能源发〔2025〕1141 号	2025-12	零售套餐峰谷浮动不低于 60%；10 千伏及以上直接入市
6	江苏中长期交易实施细则	苏监能市场〔2026〕14 号	2026-03	第五十五条：直接入市主体原则上不再人为规定分时电价
7	2027 年江苏电力零售市场交易工作指引	苏电交易〔2026〕11 号（据报道）	2026-10	取消固定价格比例；按批发价约定浮动价
8	江苏输配电价调整	苏发改价格发〔2026〕777 号	2026	两部制电度输配电价 0.1298 元/kWh
9	江苏电力需求响应实施细则	苏发改规发〔2024〕2 号	2024-07 至 2029-07	削峰最高 3 元/kWh；储能可作实时响应资源
10	江苏负荷快速响应	苏发改规发〔2026〕1 号	2026-06-23 生效	用户侧储能直控型；首次申报上限 15 元/kWh
11	江苏辅助服务市场细则	苏监能市场〔2025〕53 号	2025	只覆盖调度管辖独立储能
12	江苏新型储能发展	苏发改能源发〔2023〕775 号	2023-08	2027 年用户侧新型储能 100 万千瓦左右

13	江苏虚拟电厂	苏发改能源发〔2025〕1198 号	2025-12	2030 年调节能力 500 万千瓦以上；聚合用户侧储能

附录 B：主要数据来源

数据	来源	截止时点	证据级别
分时电价时段与浮动比例	江苏省发展改革委，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/4/30/art_284_11557001.html	2025-04	一手原文
代理购电价格与电价构成	国网江苏电力，http://www.js.sgcc.com.cn/xxgk/gwjssdlyxgs/djhsfbz/2026/14750.shtml	2026-11	一手原文
2026 年交易方案	江苏省发展改革委，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/12/19/art_51012_11702429.html	2025-12	一手原文
中长期细则第五十五条	江苏能源监管办，https://jsb.nea.gov.cn/dtyw/tz/202603/P020260306620943462050.pdf	2026-03	一手原文
零售	江苏能源监管办，https://jsb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202610/t20261019_310542.html	2026	一

"全传导"		-10	手原文
2027 零售指引要点	财联社，https://finance.eastmoney.com/a/202610163898428687.html	2026-10	据报道
现货转正评估	国家能源局，https://www.nea.gov.cn/20260515/af49ff5c92b146cca39407ae8636b970/c.html	2026-05	一手原文
现货周均价区间	北极星电力市场周报（新浪、搜狐转载）	2026-09	据报道
需求响应细则	江苏省政府，https://www.js.gov.cn/art/2024/7/25/art_64797_11305791.html	2024-07	一手原文
负荷快速响应	江苏省发展改革委，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2026/6/2/art_51007_11779314.html	2026-06	一手原文
虚拟电厂文件	江苏省发展改革委，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/12/25/art_84097_11698956.html	2025-12	一手原文
光伏装机、分布式光	国网江苏（新华网），https://www.news.cn/energy/20260821/fd2544841f924069be41b957de992979/c.html	2026-08	据报道

伏			
负荷、外来电、新能源高峰占比	中国能源报，https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202607/20/content_30170382.html	2026-07	据报道
全社会用电与分行业用电	国网江苏（交汇点），https://www.yzwb.net/news/yw/202601/t20260127_315735.html	2025年	据报道
用户侧储能全国占比	CNESA，https://www.cnesa.org/policy/detail/?column_id=2&id=7887	2026-01	据报道
一季度用户侧装机	CNESA（新华网），https://www.news.cn/energy/20260601/8ca47302c8df4095a584f4b755000b77/c.html	2026-03	据报道
426号文前后价差	中国能源报，https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202505/19/content_30074741.html	2025-05	据报道
戚墅堰产业园构网型储	江苏省政府英文网，https://en.jiangsu.gov.cn/art/2026/5/25/art_54122_11778008.html	2026-05	一手原文

能			
其他项目案例	China Daily、SMM、碳索储能网等（见事实库）	2025-07至2026-04	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_jiangsu.md 与 facts_jiangsu_ext.md。

附录 C：测算模型说明

附件《江苏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

需量管理收益 = 需量电价 × 储能功率 × 需量可降比例 × 12 × 实现率

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。