# 山东省工商业储能发展前景与多元收益结构配置研究报告

现货市场先行省份的价差、聚合与收益配置

工商业储能专题 · 山东省

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：新能源装机过半.....6

2.2 外电入鲁.....7

2.3 负荷与价格形态.....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.....8

3.2 代理购电价格.....9

3.3 直接入市用户与零售套餐.....9

3.4 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 需量电费管理.....11

4.3 需求响应.....11

4.4 虚拟电厂聚合.....12

4.5 现货报量报价与容量补偿.....12

4.6 补贴.....13

五、行业发展现状与前景.....13
5.1 装机规模.....13
5.2 典型项目.....13
5.3 前景判断.....14
六、多元收益测算.....15
6.1 测算参数.....15
6.2 情景结果.....15
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.....18
七、多元收益的合理占比.....19
7.1 方法.....19
7.2 结果.....19
7.3 配置建议.....20
八、主要风险与应对.....20
九、结论与建议.....21
9.1 对研究问题的回答.....21
9.2 投资建议.....21
附录 A：政策与市场规则清单.....22
附录 B：主要数据来源.....23
附录 C：测算模型说明.....26

# 执行摘要

**结论：山东是四省中工商业储能收益最稳健的省份，建议作为优先布局省份。** 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 10.3%，计入需求响应和聚合收益后为 12.8%，静态回收期 5.4 年。在本报告的过渡情景（价差 2028 年起每年收窄 5%，2031 年降到现行的 80%）下，IRR 为 9.6%；价差直接按 80% 测算的市场化情景下为 6.3%，仍达到 6% 的测算目标。

山东收益稳健，来自三项结构性条件：

- **午间低谷由新能源决定，长期存在。** 2026 年 6 月底风光装机 1.3056 亿千瓦，占全省总装机的 50.18%；午高峰风光出力占比超过 60%。2025 年山东现货市场负电价时长超过 1500 小时（据报道）。午间充电成本低，是市场化后也不会消失的价格特征。
- **零售套餐仍有分时约束。** 直接入市用户的零售套餐，4 月、11 月峰谷价格相对平段浮动不低于 60%，其他月份不低于 50%（鲁发改价格〔2023〕914 号）；容量补偿电价、线损和系统运行费仍执行分时。
- **市场规则对分布式储能开放较早。** 现货市场 2024 年 6 月转入正式运行；鲁监能市场规〔2026〕27 号允许 1 兆瓦以上分布式储能、通过虚拟电厂聚合的用户侧储能参与市场；虚拟电厂 2026 年 2 月底已有 44 家、调节能力超过 100 万千瓦。

山东的主要风险在时段和规则变化快：2024 年以来峰谷时段已经调整三次，2026 年 10 月起执行的鲁发改价格函〔2026〕68 号把峰谷时段上限从每年 2190 小时提高到 2628 小时（据报道），并允许电网在供需紧张时提前 15 天调整时段。用户侧储能目前也无法独立注册参与市场。

**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） | 10.3% | 6.0 年 |
| 多元收益（+需求响应、聚合） | 12.8% | 5.4 年 |
| 过渡情景（价差 2031 年降到 0.80） | 9.6% | 6.1 年 |
| 市场化情景（价差 0.80，捕获率 85%） | 6.3% | 7.3 年 |

| | | |
|---|---|---|
| 两部制用户计入需量管理（多元 / 过渡） | 17.1% / 14.3% | 4.6 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%。山东在过渡情景下单靠价差即可达到 6%，市场化情景下灵活性收益需占 13%，两者都在上限内。建议配置：

| 收益类别 | 建议占比（投资方收益口径） |
|---|---|
| 峰谷价差（含需量管理） | 85%–90% |
| 需求响应 | ≤5% |
| 聚合 / 虚拟电厂（含现货报量报价增量） | 5%–10% |

**建议。**

1. 山东列为四省中的第一优先省份，标准项目的准入条件可适度放宽：过渡情景 IRR ≥ 6%、价差降到 70% 时 IRR ≥ 4%。
2. 优先选择午间负荷连续、晚间 17–22 时仍在生产的用户，这类用户能完整消纳"午间深谷充、晚间尖峰放"的放电量。
3. 与虚拟电厂运营商签订聚合协议，把用户侧储能纳入负荷类聚合单元，为 2027 年以后价差收窄预留第二收益来源。
4. 合同约定峰谷时段调整后的收益重算方法，避免每次时段调整都重新谈判分成。

# 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）的山东分册，回答三个问题：

1. 山东工商业储能的发展前景和主要趋势是什么？
2. 山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。

68 号函以济南市发展改革委转载件（时段与执行范围）和媒体转引（时长上限）为据。

本报告以标准项目和两部制、5MW 以上两类变体测算；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。

## 二、电力供需与能源结构

### 2.1 电源结构：新能源装机过半

山东是全国光伏装机最多的省份，光伏装机连续 8 年全国第一：

- 2025 年底风光装机 1.25 亿千瓦，其中风电 3013 万千瓦、光伏 9485 万千瓦；2026 年 6 月底风光合计 1.3056 亿千瓦，占全省电力总装机的 50.18%（据此推算总装机约 2.6 亿千瓦）。
- 2025 年新增发电装机 2663.0 万千瓦，其中非化石能源 2383.8 万千瓦，占 89.5%。
- 2025 年非化石能源发电量 2245.4 亿千瓦时，占省内发电量的 32.3%，其中光伏 1065.5 亿、风电 593.4 亿、核电 337.3 亿千瓦时。
- 分布式光伏 2025 年 6 月底接近 6000 万千瓦，约占光伏总量的三分之二（据报道）；全省 136 个县中有 53 个县配网承载力已为"红区"（据报道）。
- 煤电机组"十四五"完成灵活性改造 4759 万千瓦，直调公用煤电平均最小技术出力从 50% 降到 35%。

## 2.2 外电入鲁

2025 年山东全社会电力供应量 8684.6 亿千瓦时，其中省内发电 6982.6 亿千瓦时，据此推算省外净受入约 1702 亿千瓦时，约占 19.6%。省能源局口径为接纳外电能力 3800 万千瓦、送入电量占全社会用电量近 20%；2025 年特高压通道送鲁电量 1419.88 亿千瓦时。"十四五"期间最大受入外电电力 3480 万千瓦，占同时刻全网负荷的 36%（据报道）。2026 年 7 月晚峰外电中长期交易电力 3184 万千瓦，同比增长 15.4%（据报道）。

外电以晚峰为主要送电时段，这会压低晚间现货价格的峰值，是本报告判断山东市场化价差系数取 0.80 而非 1.0 的原因之一。

## 2.3 负荷与价格形态

| 指标 | 数值 | 时间 | 证据 |
|---|---|---|---|
| 全网最高负荷 | 1.31 亿千瓦（11:19） | 2026-08-03 | 据报道 |
| 午高峰风光出力占比 | 超过 60% | 2025 年 | 一手原文 |
| 分时电价引导午间新增消纳 / 晚峰转移负荷 | 542 万千瓦 / 268 万千瓦 | 2025 年 | 一手原文 |
| 新型储能同时放电 | 172 座、最大放电 1198 万千瓦 | 2026-08 | 据报道 |
| 现货负电价时长 | 超过 1500 小时 | 2025 年 | 据报道 |
| 现货负电价时长 | 近 1200 小时 | 2026 年 1–8 月 | 据报道 |
| 2026 年 4 月实时价格极值 | 最高 488 元/MWh（23 时），最低 -23 元/MWh（11 时） | 2026-04 | 据报道 |

山东的价格形态可以概括为"午间深谷、晚间尖峰"：光伏在 10–15 时压低现货价格，部分时段为负；17–23 时光伏退出后价格回升。2026 年 4 月实时价格最高点在 23 时、最低点在 11 时，日内极差约 0.51 元/kWh（据报道）。2025 年负电价时长统计有 1485、约 1494、超过 1500 小时三种说法，口径不同，但量级一致。省发展改革委 2026 年 9 月就现货价格下限从 -0.10 元/kWh 下调到 -0.14 元/kWh 征求意见（据报道），午间低价还会加深。

区域上，烟台、威海核电和海上风光集中，2025 年底电源装机 4293 万千瓦，而区域最大负荷约 1520 万千瓦，春秋季源荷比约 4，鲁东地区午间消纳压力最大。

### 2.4 用电与产业结构

2025 年山东工业用电 6187.1 亿千瓦时，增长 3.0%，41 个工业大类中 31 个用电增长；装备工业用电增长 7.4%，占工业用电的 11.9%。青岛 2025 年全社会用电 729.68 亿千瓦时，居全省第 5 位，工业用电前五行业为化学原料、金属制品、橡胶塑料、黑色金属冶炼和电子设备（据报道）。

化工、冶金、橡胶等连续生产企业负荷平稳、晚间持续用电，最适合"午间充、晚间放"的运行方式；装备制造企业多为白班生产，晚间负荷下降，放电量可能无法完全消纳，需要按负荷曲线核定储能规模。

## 三、电价与市场机制

### 3.1 分时电价

山东分时电价以鲁发改价格〔2023〕914 号为基础，代理购电用户执行五段式浮动：

| 时段 | 浮动比例（相对平段） |
| --- | --- |
| 尖峰 | +100% |
| 高峰 | +70% |
| 低谷 | -70% |
| 深谷 | -90% |

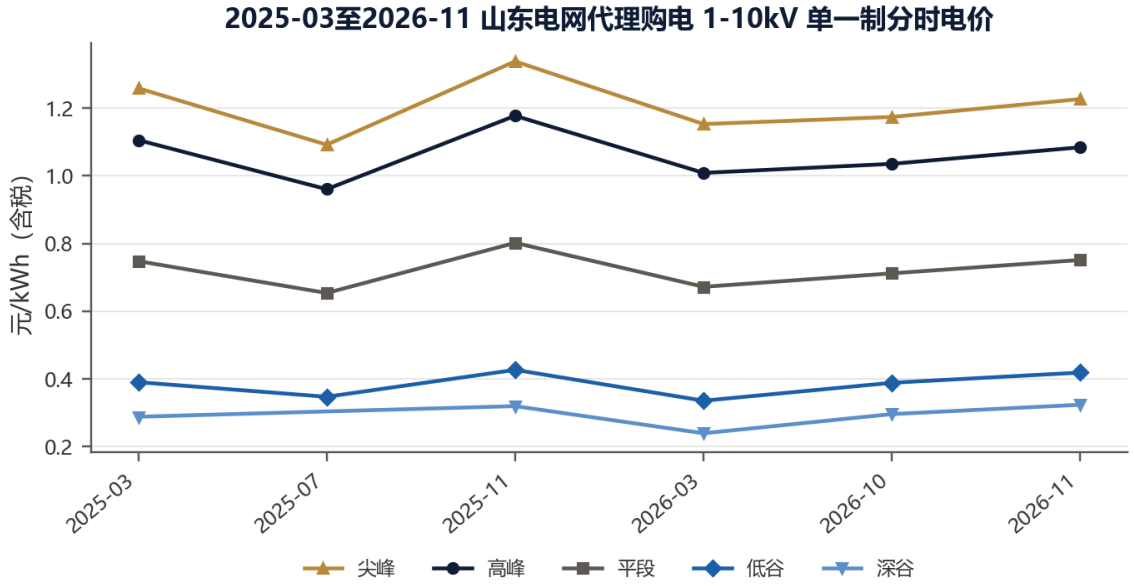
鲁发改价格函〔2026〕68 号自 2026 年 10 月 1 日起调整时段：

| 月份 | 低谷 / 深谷 | 高峰 / 尖峰 |
| --- | --- | --- |
| 1–2 月、12 月 | 谷 2–6、10–15 时；深谷 11–14 时 | 峰 7–9、16–21 时；尖峰 16–19 时 |
| 3–6 月 | 谷 8–15 时；深谷 10–14 时 | 尖峰 17–22 时 |
| 7–8 月 | 谷 1–6 时 | 峰 16–23 时；尖峰 17–22 时 |
| 9–11 月 | 谷 9–15 时；深谷 11–14 时 | 峰 16–22 时；尖峰 17–20 时 |

68 号函还有三项变化：峰、谷时段原则上全年各不超过 2628 小时，尖峰、深谷各不超过 1500 小时（据报道）；供需紧张或天气异常时，电网可调整尚未执行的峰谷时段，提前 15 天公布（据报道）；执行分时的电价构成包括容量补偿电价、上网环节线损、系统运行费和代理购电价格。

对储能有两点影响。一是冬季（12–2 月）出现早峰 7–9 时，夜间低谷充电、早峰放电、午间深谷再充、晚峰放电，一年中约三个月可以两充两放；本报告标准项目只按一次循环测算，冬季第二次循环作为上行空间。二是 7–8 月低谷移到夜间 1–6 时，午间不再是谷段，夏季充电成本比春秋季高。

## 3.2 代理购电价格




山东电网代理购电 1–10 千伏单一制分时电价

图下说明：2025 年 7 月无深谷时段。尖峰与深谷之差在 0.74–1.02 元/kWh 之间，2026 年 10 月为 0.878 元/kWh（95598 官方公告），11 月为 0.903 元/kWh（据报道）。2026 年 10 月公告中输配电价 0.2231 元/kWh、平均购电价 0.3405 元/kWh。

## 3.3 直接入市用户与零售套餐

直接入市用户的零售套餐执行分时约束：4 月、11 月高峰低谷均价相对平段上下浮动不低于 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。鲁发改价格〔2025〕872

号为 2026 年零售套餐设置价格封顶选项。68 号函允许合同期内的存量固定分时零售套餐继续执行（据报道）。

1656 号文要求对直接参与市场的主体不再人为规定分时电价，山东的零售分时约束何时取消尚无时间表。若取消，直接入市用户价差将由现货分时价格决定。本报告市场化情景按价差系数 0.80 测算；若零售约束取消且价差降到现行的 60%，标准项目需要每千瓦每年 110 元的灵活性收益才能达标（见第七章）。

### 3.4 现货市场

山东现货市场 2024 年 6 月 17 日转入正式运行（鲁监能市场〔2024〕35 号）。新版《山东电力市场规则（试行）》2026 年 1 月 1 日起执行，日前市场发用两侧报量报价。2025 年山东成为全国第二个用户侧"报量报价"参与现货的省份。

2024 年山东现货日前均价 0.316 元/kWh、实时 0.310 元/kWh（国家能源局）。2026 年 9 月 21–27 日，日前发电侧算术均价 375.6–465.9 元/MWh，实时 348.9–476.8 元/MWh（据报道）。

现货规则对用户侧储能的支持还体现在偏差考核上：山东省能源局《2026 年新能源高水平消纳行动方案》规定，直接参与批发市场的用户在负电价时段月用网电量占比 60% 及以上的，免于中长期偏差缺额收益回收。配置储能、把用电集中到负电价时段的用户可以直接受益。

## 四、多元收益来源逐项分析

| 收益来源 | 规则依据 | 山东现状 | 确定性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 峰谷价差 | 914 号文；68 号函 | 代理购电尖峰-深谷价差 0.74–1.02 元/kWh；零售套餐浮动 ≥50% | 高 |
| 需量电费管理 | 两部制输配电价 | 适用两部制用户 | 高（受用户负荷管理影响） |
| 需求响应 | 山东需求响应方案 | 2026 年目标为最大负荷的 5%；电能量补偿按现货用电侧价格 | 中低 |
| 虚拟电厂聚合 | 鲁发改能源〔2026〕407 号；27 号文 | 44 家；负荷类聚合单元可含用户侧储能 | 中 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 现货报量报价 / 容量补偿 | 27 号文 3.4.6；52 号文 | 报量报价的分布式储能可用容量参照独立储能；用户侧储能经法人同意可按独立储能考核 | 中低 |
| 辅助服务（调频） | 2026 年辅助服务实施细则 | 分布式储能聚合 ≥1MW 可参与 | 低 |
| 地方补贴 | — | 未见地市补贴文件 | 不计入 |

### 4.1 峰谷价差

标准项目每日一次循环：春秋季午间深谷（10/11–14 时）充电、晚间尖峰（17–20/22 时）放电；夏季夜间低谷充电、晚间尖峰放电；冬季可增加一次早峰放电。模型取五个月代理购电价格的深谷均值 0.298 元/kWh 作充电价、放电价 1.15 元/kWh（尖峰均值 1.203 元/kWh，考虑部分时间落在高峰）。

山东价差的确定性高于其他省份，原因是充电端由午间光伏决定：即便零售分时约束取消，午间现货低价也会长期存在。不确定性在放电端：外电晚峰送入增加、新型储能装机快速增长（2026 年 1501.6 万千瓦，同比增长 55.6%，据报道）都会压低晚间峰值。

### 4.2 需量电费管理

两部制用户可以通过储能压低最大需量。本报告变体按国网山东 2026 年 10 月代理购电价格表中 1–10 千伏两部制需量电价 40.0 元/千瓦·月（一手原文）、可降比例 30%、实现率 60% 测算，每千瓦储能年节省约 76 元（不含税）。

### 4.3 需求响应

山东需求响应按"备用补偿 + 电能量补偿"结算，电能量补偿按现货用电侧价格计算；2024 年迎峰度夏方案要求落实 700 万千瓦需求响应能力，省能源局提出 2026 年需求侧响应能力达到最大负荷的 5%。山东需求响应补偿单价和 2024–2026 年执行次数均未公开；中电联报告显示 2026 年迎峰度夏全国各省均未采取需求响应措施。模型按每年 3 次、每次 2 小时、1 元/kWh 计入，相当于 6 元/千瓦·年，影响很小。

## 4.4 虚拟电厂聚合

山东虚拟电厂发展较快，规则也较完整：

| 时间 | 规模 | 证据 |
| --- | --- | --- |
| 2025-05 | 20 家，聚合 274.8 万千瓦，可调 55 万千瓦 | 一手原文 |
| 2025-09 | 36 家，聚合 519.7 万千瓦；迎峰度夏最大削峰 25.75 万千瓦、填谷 30.83 万千瓦 | 据报道 |
| 2025 年 | 35 家参与现货，调节电量超过 3.4 亿千瓦时 | 一手原文 |
| 2025-12 | 集中调用释放调节能力 63.4 万千瓦 | 一手原文 |
| 2026-02 | 44 家，调节能力突破 100 万千瓦；2026 年底目标 150 万千瓦以上 | 一手原文 |

规则方面：鲁监能市场规〔2026〕27 号规定负荷类聚合单元可以聚合含用户侧储能的用户，调节能力 1 兆瓦以上、连续调节 1 小时以上；《山东省虚拟电厂建设运行管理办法》（鲁发改能源〔2026〕407 号，2026 年 8 月 1 日施行）规定需求响应补偿按协议在运营商和聚合用户之间分配，同一调节行为不得重复获取多类收益。

收益水平只有零星数据：济南一家虚拟电厂参与现货交易的度电收益约 0.28 元（据报道）；台区储能虚拟电厂参与调频辅助服务的平均出清价约 12 元/MW（据报道）。模型按 40 元/千瓦·年计入聚合收益，在四省中取值最高，依据是山东规则落地最早、虚拟电厂已常态化参与现货。

## 4.5 现货报量报价与容量补偿

山东能源监管办 2026 年 3 月答复，客户侧储能因无独立户号，暂无法独立注册。两项规则在改变这一状况：一是 27 号文规定报量报价参与现货的分布式储能，可用容量参照独立储能；二是鲁监能市场规〔2026〕52 号自 2026 年 10 月 1 日起允许用户侧储能经法人同意按独立储能并网考核。

可靠容量补偿方面，《山东省发电侧可靠容量补偿实施细则（征求意见稿）》（2026 年 10–11 月征求意见）把电网侧独立新型储能全部纳入，示范项目 2 倍补偿随细则实施废止，补偿标准按边际

机组不能回收的固定成本倒算，未给出具体补偿电价（据报道）。用户侧储能能否取得容量补偿，取决于是否按独立储能注册，本报告不计入。

### 4.6 补贴

截至数据截止日，未见青岛、济南、烟台、枣庄等地市对用户侧储能的放电量或容量补贴文件，测算不计入补贴。

## 五、行业发展现状与前景

### 5.1 装机规模

山东新型储能装机 2024 年底 717.7 万千瓦，2025 年底 1121 万千瓦（全国第 3），2026 年约 1501.6 万千瓦（据报道）。2025 年独立储能平均利用小时 1132.9 小时，同比增长 16%（据报道）。省能源局提出 2030 年储能设施规模达到 4000 万千瓦左右。

结构上以电网侧为主：电网侧独立储能占比超过 70%，电源侧配建储能接近 25%，用户侧占比较低（据报道）。用户侧储能规模小，原因是无独立户号、不能独立参与市场，而电网侧独立储能有容量补偿和现货两项收入。

另一个值得关注的现象是台区储能备案过热：2026 年前三季度山东台区储能备案 702 个、20.07GW/41.25GWh，实际新增并网只有 83.3MW/168.94MWh（据报道）。备案规模远超实际建设，说明市场预期高，但配网接入和收益模式尚未跑通。

### 5.2 典型项目

| 项目 | 地点 | 规模 | 投资 / 运营方 | 投运 | 特点 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 华勤绿能储能项目 | 济宁兖州 | 30MW/60MWh | 总投资约 1 亿元，宁德时代系统 | 并网时间有 2024-10 与 2025-10 两种说法 | 称省内最大工商业储能；年节省电费 668 万–1000 万元（两个来源不一致，据报道） |
| 台儿庄"云储能"分布式储能 | 枣庄台儿庄 | 10MWh，约 1200 万元 | 台发集团 | 2025-10 商运 | 枣庄首个参与电力市场交易的分 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 布式储能（据报道） |
| 国能日新山东聚合项目 | 山东多地 | 84 处资源、64.1 万千瓦 | 国能日新 | 2026 | 聚合分布式光伏、储能与工厂负荷（据报道） |
| 海阳万华源网荷储一体化 | 烟台海阳 | 风电 18 万千瓦、储能 7.2 万千瓦时 | 万华 | 在建 | 年产 20 万吨磷酸铁锂产线配套（一手原文） |
| 台区储能虚拟电厂调频 | 山东 | 聚合 5MW/10MWh | — | 2026-07 | 全国首例台区储能虚拟电厂参与调频（据报道） |

山东案例的共同点是"储能 + 市场交易"：台儿庄项目直接参与电力市场，国能日新以聚合方式参与现货，这与江苏、广东以峰谷套利为主的项目模式不同。

## 5.3 前景判断

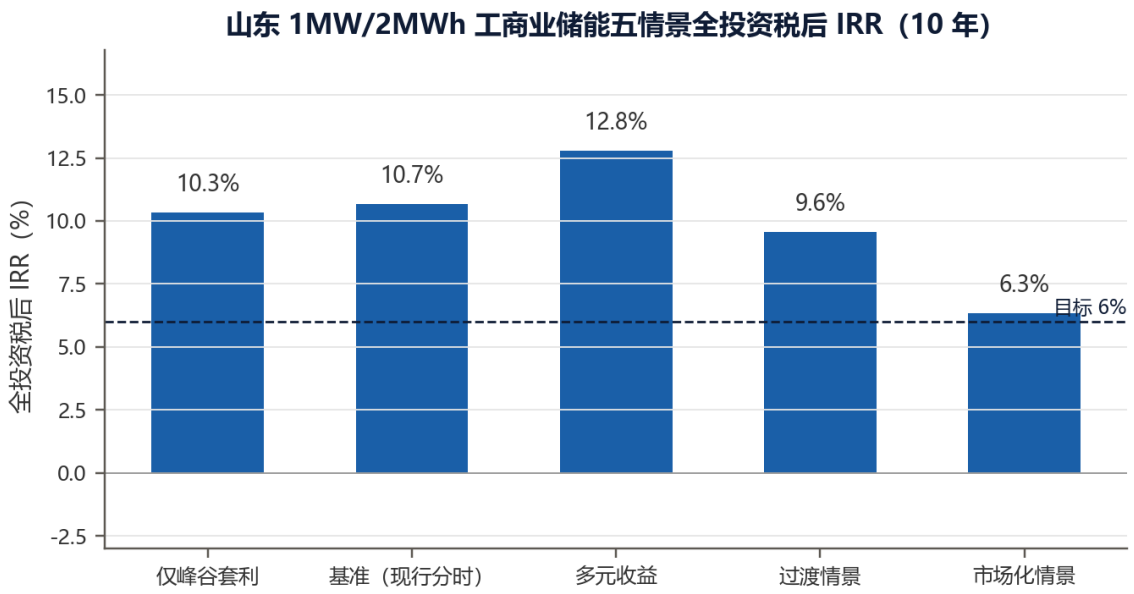
| 趋势 | 判断 | 依据 |
|---|---|---|
| 价差 | 充电端午间低价长期存在并加深；放电端晚峰溢价受外电和储能增长压低 | 风光装机过半；负电价时长；外电晚峰送入增长 |
| 时段 | 时段调整频率高，冬季可能出现两充两放 | 68 号函动态调整条款 |
| 市场参与 | 用户侧储能 2027 年后可经虚拟电厂或按独立储能参与现货 | 27 号文、52 号文、407 号文 |
| 收益结构 | 价差占比由 90% 逐步降到 80% 左右，聚合与现货增量收益上升 | 虚拟电厂规模扩大 |
| 竞争 | 电网侧独立储能大量投运，晚峰放电竞争加剧 | 2030 年储能 4000 万千瓦目标 |

# 六、多元收益测算

## 6.1 测算参数

| 参数 | 取值 | 性质 |
| --- | --- | --- |
| 充 / 放电价 | 0.300 / 1.150 元/kWh（含税），每日一次循环 | 2025-03 至 2026-10 五个月代理购电深谷、尖峰均值 |
| 需求响应 | 3 次 × 2 小时 × 1.0 元/kWh | 测算假设 |
| 聚合收益 | 40 元/千瓦·年 | 测算假设，参照虚拟电厂参与现货情况 |
| 需量管理（两部制变体） | 40.0 元/千瓦·月 × 30% × 60% | 需量电价为国网山东 2026-10 价格表；可降比例与实现率为测算假设 |
| 过渡情景价差倍数 | 2027 年 1.0，之后每年 -5%，2031 年起 0.80 | 测算假设 |
| 市场化情景价差系数 | 0.80 | 测算假设，按零售套餐浮动 ≥50% 推算 |
| 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

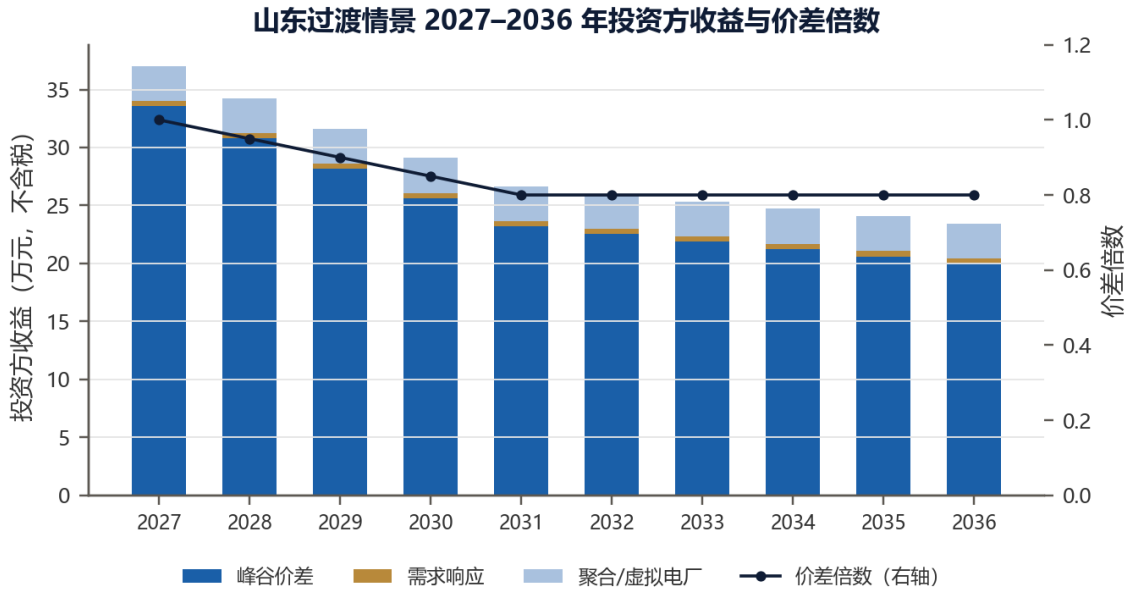


山东 1MW/2MWh 工商业储能五情景全投资税后 IRR

**表 6-1 山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 | 10.3% | 6.0 年 | 33.5 万元 | 100% / — / — |
| 基准（套利 + 需求响应） | 10.7% | 5.9 年 | 34.0 万元 | 99% / 1% / — |
| 多元收益 | 12.8% | 5.4 年 | 37.0 万元 | 90% / 1% / 9% |
| 过渡情景 | 9.6% | 6.1 年 | 37.0 万元 | 88% / 2% / 11% |
| 市场化情景 | 6.3% | 7.3 年 | 27.3 万元 | 86% / 2% / 12% |

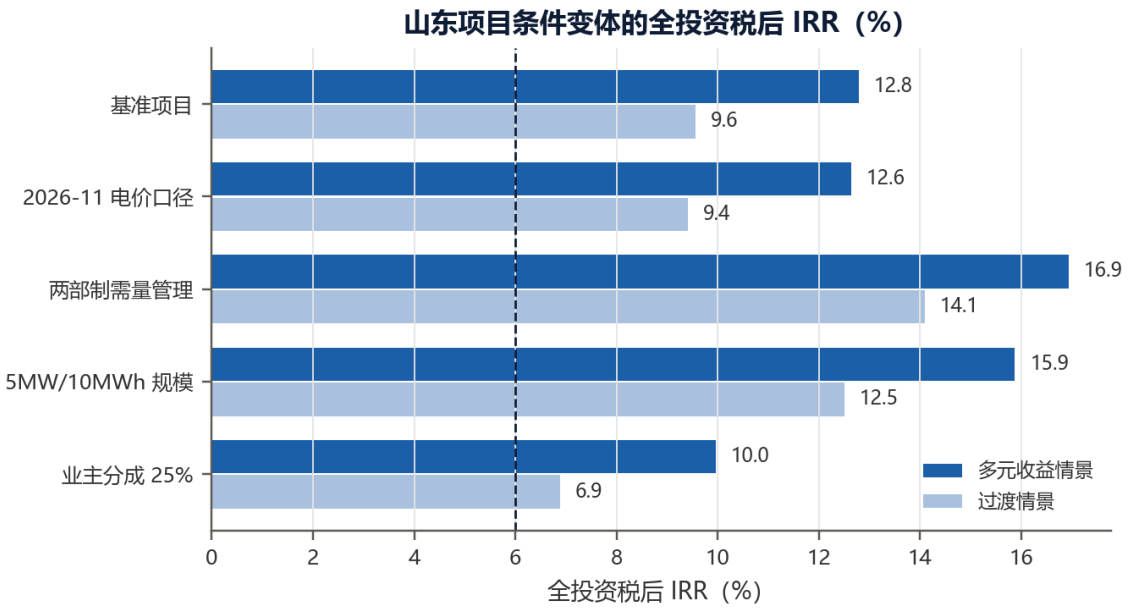
仅靠套利达到 6%，价差可以降到现行水平的 84%；计入现有灵活性收益后，价差可以降到 74%。




山东过渡情景 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 37.0 万元降到 2031 年的 26.6 万元，之后随容量衰减缓慢下降，十年累计仍可收回投资并取得 9.6% 的 IRR。

## 6.3 项目条件变体



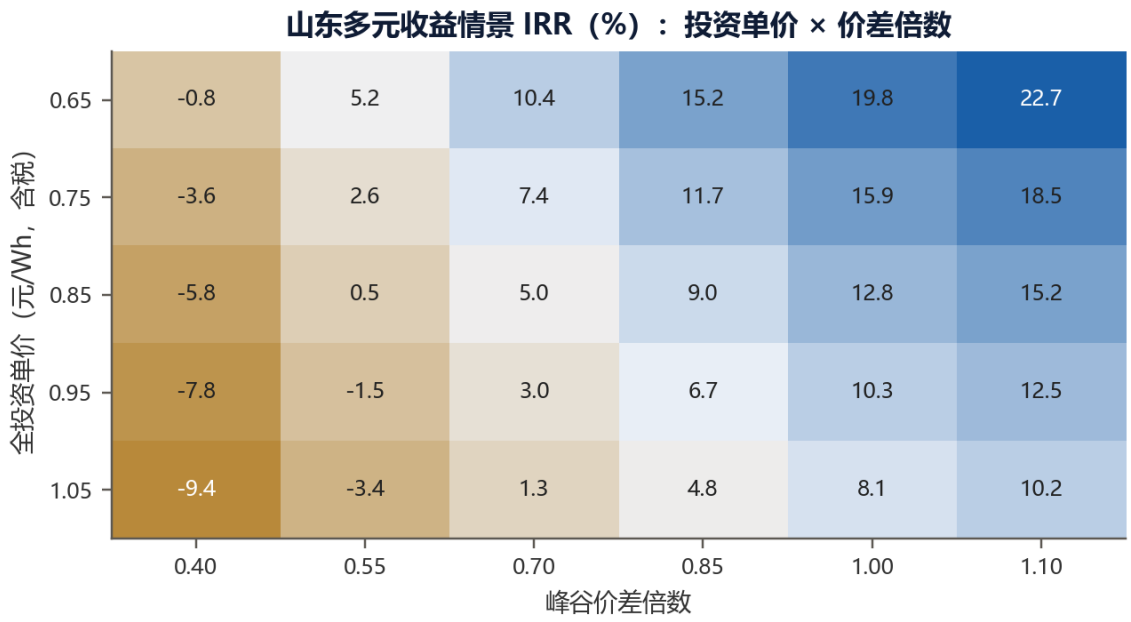

山东项目条件变体的全投资税后 IRR

**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 | 12.8% | 9.6% | 5.4 年 |
| 按 2026 年 11 月电价 | 12.6% | 9.4% | 5.4 年 |
| 两部制用户，计入需量管理 | 17.1% | 14.3% | 4.6 年 |
| 5MW/10MWh 规模（投资 0.75 元/Wh） | 15.9% | 12.5% | 4.8 年 |
| 业主分成提高到 25% | 10.0% | 6.9% | 6.1 年 |

山东项目对业主分成的容忍度较高：分成从 15% 提高到 25%，过渡情景 IRR 仍有 6.9%。在竞争激烈的园区，投资方可以用更高的业主分成换取优质用户。

## 6.4 投资单价与价差的组合

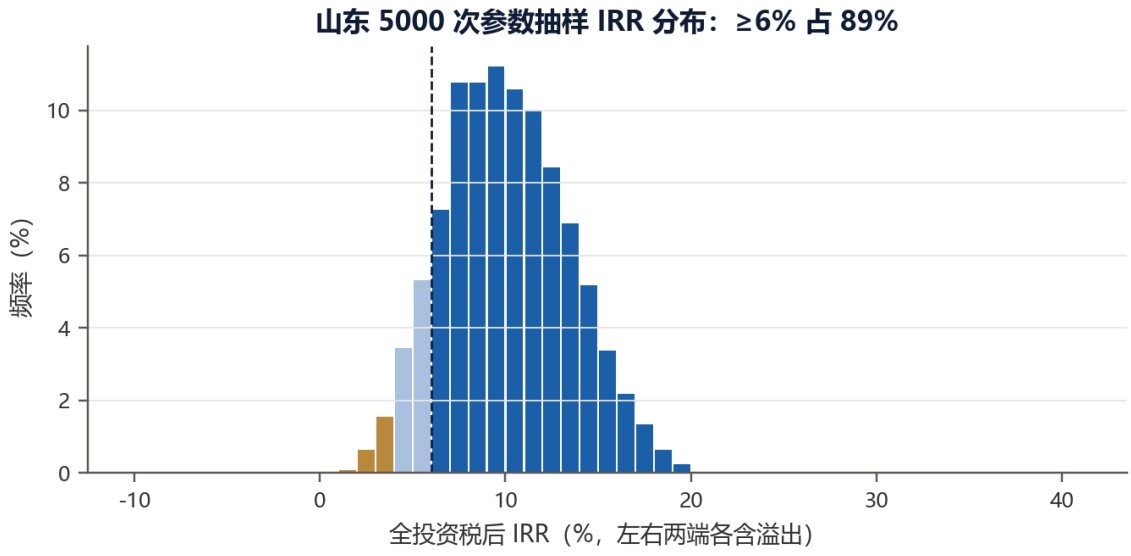



山东多元收益情景 IRR：投资单价 × 价差倍数

图下说明：投资单价 0.85 元/Wh 时，价差倍数 0.70 对应 IRR 5.0%，0.85 对应 9.0%。价差降到 0.55 以下，即使投资单价 0.65 元/Wh，IRR 也只有约 5%。

## 6.5 参数抽样

在投资单价 0.70–1.00 元/Wh、价差倍数 0.80–1.05、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：



山东 5000 次参数抽样 IRR 分布

| 指标 | 结果 |
| --- | --- |
| IRR ≥ 6% 的比例 | 89% |
| IRR ≥ 4% 的比例 | 98% |
| IRR 第 10 / 50 / 90 百分位 | 5.9% / 9.9% / 14.5% |

抽样区间是本报告的判断，不代表概率预测。山东的价差下限取 0.80，若零售分时约束取消导致价差降到 0.60，需另看表 7-1。

# 七、多元收益的合理占比

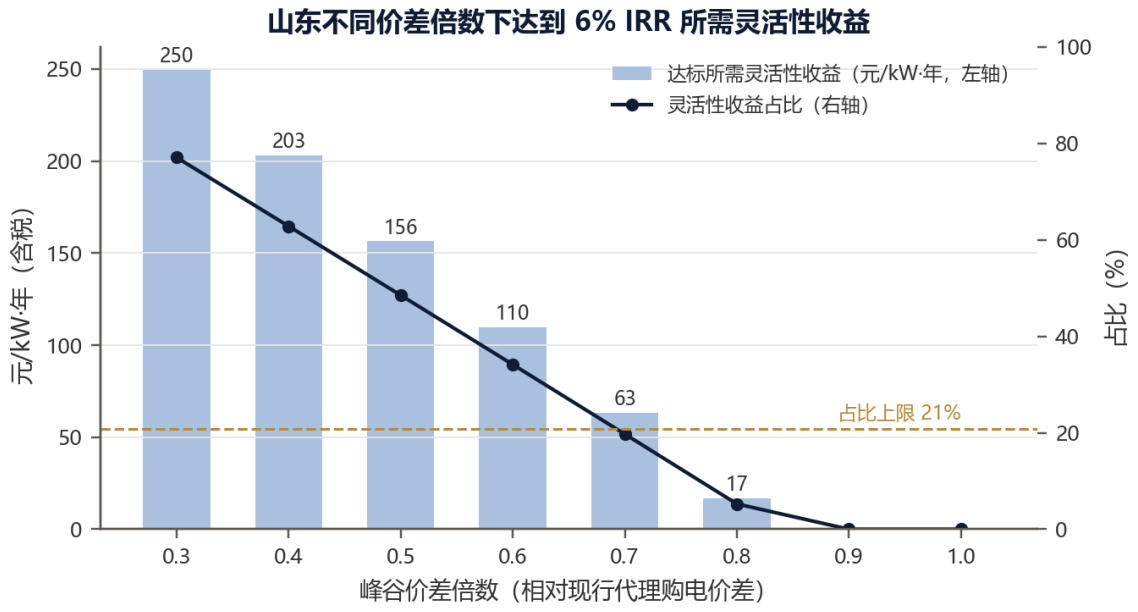
## 7.1 方法

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。需量管理收益与价差合并计入"确定性收益"。

## 7.2 结果




山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 |
|---|---|---|---|---|
| 1.0 | 0 | 0% | 10.3% | 是 |
| 0.9 | 0 | 0% | 7.7% | 是 |
| 0.8 | 17 | 5% | 5.5% | 是 |
| 0.7 | 63 | 20% | 4.1% | 是 |
| 0.6 | 110 | 34% | 2.7% | 否 |
| 0.5 | 157 | 49% | 1.2% | 否 |

灵活性收益占比上限为 21%，对应价差倍数 0.69。也就是说，只要山东价差不低于现行的 69%，项目都可以在稳健约束内通过灵活性收益补足到 6%。市场化情景（价差 0.80，捕获率 85%）下需要 40 元/千瓦·年的灵活性收益，占比 13%，与本报告对山东聚合收益的估计相当。

## 7.3 配置建议

**表 7-2 山东多元收益合理占比（投资方收益口径）**

| 收益类别 | 标准项目 | 两部制项目 | 5MW 以上项目 |
|---|---|---|---|
| 峰谷价差 | 85%–90% | 70%–80% | 85%–90% |
| 需量电费管理 | — | 10%–20% | 0–10% |
| 需求响应 | ≤5% | ≤5% | ≤5% |
| 聚合 / 虚拟电厂 / 现货增量 | 5%–10% | 5%–10% | 5%–10% |
| 决策条件 | 过渡情景 IRR ≥ 6%；价差 0.70 时 IRR ≥ 4% | 需量节省按 12 个月负荷曲线校核 | 投资单价 ≤ 0.75 元/Wh |

# 八、主要风险与应对

| 风险 | 影响 | 应对 |
|---|---|---|
| 峰谷时段频繁调整 | 放电时段与用户生产时段错位，价差捕获率下降 | 合同约定时段调整后的收益重算方法；储能 EMS 支持时段快速更新 |

| | | |
|---|---|---|
| 零售分时约束取消 | 价差降到 0.60 时，多元情景 IRR 降到约 2% | 跟踪 1656 号文在山东的落地；签订虚拟电厂聚合协议预留第二收益 |
| 晚峰价格被外电和储能压低 | 放电价下降 | 优先晚间持续生产用户；评估冬季两充两放 |
| 用户侧储能无法独立注册 | 现货与容量补偿收益不可得 | 通过虚拟电厂聚合参与；评估 52 号文按独立储能考核的条件 |
| 配网承载力不足 | 接入受限 | 前期确认所在县配网等级，避开"红区" |
| 安全监管 | 项目延期或停运 | 按国能综通安全〔2025〕65 号办理备案与安全论证 |

# 九、结论与建议

## 9.1 对研究问题的回答

1. **发展前景。** 山东新能源装机过半、负电价常态化，午间低价和晚峰稀缺长期存在，工商业储能的价差基础在四省中最稳。用户侧储能占比目前较低，随着虚拟电厂和现货规则向分布式储能开放，有较大增长空间。

2. **收益来源。** 峰谷价差是主要且确定性较高的收益；虚拟电厂聚合与现货报量报价是山东特有的第二收益来源，规则已经落地，收益水平尚待验证；需求响应影响很小；容量补偿暂不可得。

3. **合理占比。** 灵活性收益合计不超过 21%；建议价差（含需量管理）85%–90%、需求响应不超过 5%、聚合 5%–10%。

## 9.2 投资建议

1. **省份定位：** 四省中第一优先，可作为工商业储能业务的主力省份。

2. **项目准入：** 过渡情景 IRR ≥ 6%；价差降到 0.70 时 IRR ≥ 4%；静态回收期 ≤ 6 年。

3. **用户筛选：** 化工、冶金、橡胶等连续生产用户优先；装备制造等白班用户按晚间负荷核定规模。

4. **运营能力：** 与虚拟电厂运营商建立聚合合作，跟踪 52 号文按独立储能考核的实施情况。

5. **跟踪节点：** 可靠容量补偿实施细则正式稿；零售分时约束的调整；2027 年交易方案；68 号函原文核对。

## 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 |
| 2 | 电网侧独立新型储能容量电价通知 | 发改价格〔2026〕114 号 | 2026-01 | 容量电价仅限电网侧独立储能 |
| 3 | 山东分时电价 | 鲁发改价格〔2023〕914 号 | 2024-01-01 | 五段式浮动；零售套餐分时约束 |
| 4 | 山东分时时段调整 | 鲁发改价格函〔2026〕68 号 | 2026-10-01 | 新时段；时长上限 2628/1500 小时（据报道）；动态调整 |
| 5 | 山东容量补偿电价 | 鲁发改价格〔2023〕1022 号 | 2024 | 用户侧容量补偿电价 0.0705 元/kWh |
| 6 | 山东新型储能 | 鲁发改能源〔2023〕877 号 | 2023 | 独立储能两部制；深谷充电免部分费用 |
| 7 | 2026 年零售套餐 | 鲁发改价格〔2025〕872 号 | 2025 | 零售套餐价格封顶选项 |
| 8 | 山东电力现货转正式运行 | 鲁监能市场〔2024〕35 号 | 2024-06 | 现货正式运行 |
| 9 | 山东电力市场规则修订 | 鲁监能市场规〔2026〕27 号 | 2026-04 | 分布式储能 1MW、2 小时；虚拟电厂聚合含用户侧储能 |
| 10 | 用户侧储能按独立储能考核 | 鲁监能市场规〔2026〕52 号 | 2026-10-01 | 经法人同意可按独立储能并网考核 |
| 11 | 山东虚拟电厂建设运行管理办法 | 鲁发改能源〔2026〕407 号 | 2026-08-01 | 收益分配；同一调节行为不重复获利 |
| 12 | 2026 年新能源高水 | 山东省能源局 | 2026-04 | 负电价时段用电免 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 平消纳行动方案 | | | 偏差回收；支持分布式储能 |
| 13 | 新能源配建储能 | 鲁发改能源〔2026〕632 号 | 2026-08 | 配储功率上限 50%/30% |
| 14 | 发电侧可靠容量补偿实施细则（征求意见稿） | — | 2026-10 至 11 | 电网侧独立储能纳入；示范 2 倍补偿废止（据报道） |

## 附录 B：主要数据来源

| 数据 | 来源 | 截止时点 | 证据级别 |
|---|---|---|---|
| 电力供应量、发电结构、工业用电 | 山东省统计局，http://tjj.shandong.gov.cn/art/2026/1/29/art_6227_10322150.html | 2025 年 | 一手原文 |
| 外电入鲁能力与占比 | 山东省能源局，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/11/6/art_59966_10310177.html | 2025-11 | 一手原文 |
| 风光装机与占比 | 山东省政府网，http://www.shandong.gov.cn/art/2026/7/8/art_97560_732259.html | 2026-06 | 一手原文 |
| 午间 | 山东省能源局，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/4/2/art_59966_10311635.html | 2026 | 一 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 消纳、煤电灵活性、虚拟电厂规模 | | -02 | 手原文 |
| 代理购电价格 | 国网山东电力（95598），https://www.95598.cn/omg-static//omg-static/99309281064586468653600313503003.pdf | 2026-10 | 一手原文 |
| 分时时段（68 号函） | 济南市发展改革委，http://jndpc.jinan.gov.cn/col/col2191/art/2026/art_34386df0ed6d4a3ea80720d55da3709e.html | 2026-09 | 一手原文（转载件） |
| 68 号函时长上限 | 凤凰网山东，https://sd.ifeng.com/c/8wJIj8iQiqj | 2026-09 | 据报道 |
| 市场规则（27 号文） | 山东能源监管办，https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202605/P020260508675725961073.pdf | 2026-04 | 一手原文 |
| 负电价时长、 | 第一财经，https://www.yicai.com/news/103362963.html | 2026-08 | 据报道 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 价格下限调整 | | | |
| 2026 年 4 月现货价格极值 | 国网山东明白纸（新浪转载），https://finance.sina.com.cn/wm/2026-05-21/doc-inhysaii6349954.shtml | 2026-04 | 据报道 |
| 消纳行动方案 | 山东省能源局，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/4/1/art_59960_10311613.html | 2026-04 | 一手原文 |
| 新型储能装机与结构 | 大众新闻、第一财经 | 2026-08 | 据报道 |
| 台区储能备案 | 储能与电力市场（新浪转载） | 2026-09 | 据报道 |
| 项目案例 | 碳索储能网、中国能源报、山东省能源局（见事实库） | 2025–2026 | 据报道 / 一手原文 |
| 需求响应执行 | 中电联三季度报告，https://www.chinapower.org.cn/detail/463605.html | 2026-09 | 一手原文 |

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

## 附录 C：测算模型说明

附件《山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

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。