

取消行政分时电价工商业储能新的利润来源在哪？

储能蓝海 2026 年 4 月 13 日

过去几年，工商业储能盈利逻辑很简单：晚上低价充电，白天高峰时段放电，一充一放之间赚的就是电价差。这套逻辑之所以跑得通，背后是政府制定的分时电价政策。峰谷时段、价差大小，全由文件说了算，储能投资方只需照章操作，收益稳如钟摆。

但 2025 年以来，情况起了变化。湖北、陕西、安徽等十个省份陆续宣布，取消行政制定的分时电价，改由电力现货市场发现价格。这意味着，电价不再“听话”地每天重复同样的曲线，峰谷时段变得飘忽不定，价差忽大忽小。

一、行政分时电价取消，到底取消了什么？

要理解这次变局的本质，先得明白什么是“行政分时电价”。

过去十几年，很多省份的工商业电价表是这么印的：每天几点到几点是尖峰、高峰，几点到几点是平段、低谷，清清楚楚，一年到头几乎不变。

这种定价方式，本质上是用行政手段模拟了一个固定的电力供需模型。好处是简单、可预期、便于操作；坏处是电价信号是僵化的，无法反映真实的供需波动——比如某天下午光照好、风电大，实际电价已经跌到低谷区间，但行政表上可能还写着“高峰”。

取消行政分时电价，就是把定价权从政府手里交还给市场。新的机制下，电价不再由一纸文件提前规定，而是在电力现货市场上每 15 分钟形成一个交易价格（一天 96 个点）。这个价格由实际的发电成本、负荷需求、新能源出力、跨省输电情况共同决定。今天是谷是峰，要看市场脸色，而不是看日历。

二、为什么说工商业“躺赚”结束了？

过去几年，工商业储能项目做投资测算时，最核心的假设就是固定峰谷价差。但市场电价一来，这种确定性就消失了。

在典型的现货市场里，光伏大发的中午时段，电价常常被打到地板——甚至出现负电价。这时如果储能充电，成本极低，看起来是好事。

问题是，放电的时机在哪里？下午晚高峰会不会也变便宜？如果当天晚上风很大，风电满发，晚高峰电价可能比中午只高了不到两毛钱。储能一充一放，扣除损耗和运维，几乎不赚钱。

更麻烦的是，某些日子里，凌晨的电价反而比中午高，如果储能还按老思路，半夜充电、白天放电，反而会亏钱。

所以，行政分时电价取消带来的最大冲击，不是价差缩小（事实上现货市场有时价差更大），而是**价差的不确定性**。储能不能再靠“定时开关”赚钱了，必须学会预测电价、动态决策。这对运营能力提出了完全不同的要求。

三、新的利润来源

放弃对固定峰谷的执念之后，我们发现，工商业储能其实有更多赚钱的路子。在电力现货市场环境下，一台储能设备的价值不再被“峰谷价差”这一个指标框死，而是拆解成了至少五个收入来源。

（一）市场化峰谷套利

以前是政府把饭端到嘴边，储能按点吃就行。现在得自己去找哪段时间便宜、哪段时间贵。这需要两样东西：**一是精准的日前电价预测能力，二是快速响应的自动交易策略。**

实际操作中，储能运营商会接入电力现货市场的日前价格、实时价格数据，结合天气、节假日、同行业生产计划等信息，用算法决定第二天在哪个 15 分钟节点充电、哪个节点放电。好的策略能做到一天多次充放，抓住价格曲线的每一个小波动。

挑战也显而易见：现货市场的价格预测模型不是一天能搭起来的。很多中小储能项目没有自研算法的能力，怎么办？市场上已经出现了第三方现货交易服务商，提供“电价预测+自动申报”的 SaaS 服务，按月或按收益分成收费。这种专业分工，正在成为储能产业链上的一个新环节。

（二）辅助服务

电力系统有个特点：发电和用电必须实时平衡。新能源多了，电网频率容易波动，需要有人快速提供功率支撑。储能响应速度快（毫秒级），天生适合干这个活。

在电力现货市场成熟的地方，储能可以参与调频、调峰等辅助服务市场。比如电网预测到某时段频率可能偏低，就会提前发布调频需求，储能系统如果中标，就在指定时段快速充放电，按响应效果获得补偿。

这笔收入的单价往往比峰谷套利高得多。以某省调频市场为例，储能提供调频服务的补偿可以达到 1.5-3 元/千瓦时。当然，中标不是每次都能

中，而且参与调频需要预留一部分容量，可能会挤占套利空间。但总体来看，辅助服务是储能一个重要的“第二收入”。

（三）容量补偿（一般针对独立储能）

有些地区建立了容量补偿机制，对能够提供可靠备用容量的储能设施给予固定补贴。说白了，就是电网把你当作一个“后备电源”，只要你随时能顶上，就按容量给你发钱。

（四）虚拟电厂

单个工商业储能规模不大，大多是几百千瓦到几兆瓦。但如果把几十个、上百个这样的储能系统通过软件平台聚合起来，就可以像一个大型发电厂一样参与电力市场。这就是虚拟电厂（VPP）。

虚拟电厂能干两件事：一是聚合响应电网的需求侧管理，在电网紧张时统一削减负荷，获得需求响应补偿；二是作为整体参与电能量市场和辅助服务市场，用小散资源拼出规模效应。

陕西在这方面走得比较靠前。2025年初，陕西发布虚拟电厂建设方案，明确提出到2025年聚合容量达到6GW，并给出了虚拟电厂参与现货市场、辅助服务市场的具体规则。对工商业储能来说，加入一个成熟的虚拟电厂平台，相当于多了一条不需要自己操心的收入渠道——平台负责预测、报价、结算，业主只需让出部分控制权。

（五）光储融合和可靠性提升

前面四笔账都跟电力市场有关，还有一笔账是直接面向用户的——提高电能质量和供电可靠性。

对于芯片制造、精密加工、数据中心这类用户，电压暂降、闪变、短时中断造成的损失可能远高于电费本身。一次几十毫秒的电压跌落，一条生产线可能报废几百万的产品。储能系统配合电力电子设备，可以在电网波动时毫秒级切入，提供不间断的电压支撑。

这种服务，企业愿意单独付费。比如某半导体厂，每年因电压暂降造成的设备故障和产品报废损失超过200万元。储能系统投资约300万元，按年节省损失150万元算，两年就能回本。这笔钱不是从电力市场赚的，而是从企业内部的“风险成本”中节省出来的。

还有光储融合——工商业光伏配储能，把中午用不完的光伏电存下来，留到晚上高价时段自用或卖电。在现货市场中午电价极低、晚高峰电价偏

高的格局下，光储融合的经济性反而比固定分时时代更好。因为市场真实反映了光伏的“鸭子曲线”，储能恰好是修正这条曲线的工具。

四、十个地区，冰火两重天

政策取消了行政分时电价，但各地的市场化进程快慢不一。储能盈利模式在不同省份的落地情况差异很大。

先看湖北、浙江、广东、山西、山东、甘肃、蒙西这七个地区。它们已经正式运行电力现货市场，96点电价公开透明，辅助服务市场和容量补偿机制相对健全。在这些地方，工商业储能可以同时做市场化峰谷套利、调频、需求响应等多条业务，收益组合比较灵活。其中山东和广东还允许储能以“独立市场主体”身份直接参与交易，不需要捆绑发电厂或用户。

再看安徽。安徽是这次取消行政分时电价的十个省份之一，但它的特别之处在于，保留了比较清晰的过渡政策。除了前面提到的0.2元/千瓦时保供补贴，安徽还建立了需求响应补偿机制，单次响应补偿最高可达3元/千瓦时。2025年迎峰度夏期间，安徽组织了6次需求响应，参与储能项目平均每次获得补偿0.8元/千瓦时。这个补偿水平，已经接近甚至超过了很多天的峰谷价差。所以安徽的储能项目目前有两根“拐杖”：市场化套利加上保供补贴和需求响应，收益相对稳健。

最后看陕西。陕西的电力现货市场还在试运行阶段，但虚拟电厂政策已经明确，而且目标规模很大（6GW聚合容量）。对工商业储能来说，陕西的机会在于尽早接入虚拟电厂平台，抢占需求响应和辅助服务的先机。目前陕西已经有几家虚拟电厂运营商在跑马圈地，给储能业主的收益分成比例达到70%–80%。

五、给储能投资人和工商业主的几点实在建议

说了这么多，落到操作层面，有几个结论值得记住。

第一，不要再按固定峰谷价差做投资测算。这是最大的坑。如果哪个项目方案还写着“按历史平均峰谷价差0.7元/千瓦时计算年收益”，可以直接扔进垃圾桶。合理的测算是基于现货电价场景模拟，按概率分布给出收益区间，而不是一个死数字。

第二，运营能力比设备本身更重要。在固定分时时代，储能拼的是设备价格和循环寿命，因为充放电策略是写死的。现在拼的是电价预测精度和自动交易策略。同样一套电池，放在不同运营商手里，年收益可

能差 30%以上。建议工商业主选择储能服务商时，不仅要看硬件参数，更要问清楚对方有没有现货交易系统和历史业绩。

第三，别只盯着套利，把五笔账都算全。套利、辅助服务、容量补偿、虚拟电厂、可靠性提升——这五个收入来源在不同场景下权重不同。比如在负荷中心区域，调频收入可能比套利还高；在工业密集区，需求响应机会多；对高端制造企业，可靠性溢价才是最大价值。项目设计阶段就要根据当地规则，配置足够容量用于辅助服务或备用，不要把所有容量都压在一个用途上。

第四，学会用轻资产模式降低风险。对于大多数工商业企业，自投储能设备的风险在市场化电价环境下变大了。更稳妥的方式是合同能源管理（EMC），由专业储能服务商投资、运营、承担电价波动风险，企业只提供场地、分享收益。目前市场上主流的 EMC 分成比例在 8:2 到 7:3 之间（服务商拿大头），企业不需要操心电价预测和交易，省心且风险可控。

六、未来两三年，还会发生什么？

取消行政分时电价，不是一时的政策摆动，而是电力体制改革的一个必然步骤。从长远看，电力现货市场会覆盖越来越多的省份，政府定价的范围会越来越窄。到 2027 年左右，预计全国绝大部分工商业用电都将通过市场化方式定价。

这个趋势下，储能的角色也在演变。它不再只是一个“低买高卖”的套利工具，而会成为电力系统中一个灵活调节资源——有点像高速公路上的应急车道，平时可以借道通行（套利），紧急时必须让给救援车辆（辅助服务），而拥有应急车道的路段本身就有额外价值（容量补偿）。

对工商业用户来说，储能的定位也应该重新思考：它不仅是省电费的工具，更是企业参与电力市场、降低用电风险、实现绿色转型的枢纽设备。那些提前学会在市场化电价环境中运营储能的企业，将在未来几年的电费账单和电力市场中，拿到实实在在的回报。