

多地出台分时电价新政 储能产业站上“转型关口”

■中国城市报记者 康克佳

“山东的‘五段式’电价让我们的储能项目峰谷套利空间翻倍，而浙江的新电价政策却让收益直接打七折，不同省份的政策差异，让企业布局时得精打细算。”江苏瓦特储能技术公司负责人徐东的感慨，道出了当前储能行业的普遍困惑。

今年以来，我国多地相继出台分时电价优化政策，通过调整时段划分、浮动比例、执行范围等核心要素，用价格杠杆引导电力资源配置。一场以“市场化定价、动态化调整”为核心的分时电价改革，正彻底重构储能行业的发展逻辑。曾经依赖固定峰谷价差套利的储能产业，如今站在“政策托底退坡、市场竞争提速”的十字路口，如何在波动的价格信号中寻找新的盈利路径，成为全行业的核心命题。

电价信号引导产业布局

“以前峰谷价差小，储能项目回本难；现在山东的深谷电价低至0.2元/千瓦时，尖峰电价冲到1.2元/千瓦时，最大价差近1元，我们的工商业储能项目回收周期能缩短2—3年。”山东省青岛市某储能电站运营总监王磊给中国城市报记者算了一笔“收益账”。作为电力市场化改革的先锋，山东省2025年全面推行“五段式”分时电价，将全天划分为尖、峰、平、谷、深谷五个时段，工商业用户尖峰电价较平段上浮100%，深谷电价下浮90%。

与山东“拉大价差”的思路不同，四川省的电价新政更侧重与电力现货市场衔接。日

前，四川省发展改革委联合四川省能源局、四川省能监办发布《2026年电力市场交易总体方案（征求意见稿）》，明确除夏季高温时段外，零售企业可与用户根据批发市场价格信号协商签订分时电价合同，实现电价时段与价格全开放。这一改革打破了传统固定峰谷差的“价格保险”，让市场供需关系成为电价走势的核心决定因素。此前四川省已通过动态调整机制试水，将2025年夏季高峰时段延长至11:00—18:00和20:00—23:00两段，并建立灵活尖峰机制，连续三日高温即自动启动尖峰电价，让价格信号更贴合实际负荷变化。

江苏则以“扩围+放权”为核心优化电价政策，将分时电价执行范围扩大到几乎所有工商业用户，同时赋予100千伏安以下用户自主选择是否执行的权利。针对新能源消纳需求，江苏增设午间谷时段，夏季11:00—13:00、春秋季节10:00—14:00执行谷段电价，引导用户在光伏大发时段增加用电。南京一家酒店的案例颇具代表性，该酒店高峰时段日用电量1.76万度，配置9兆瓦/18兆瓦时储能后，通过“谷充峰放”每年可节约电费367万元，轻松覆盖分时电价执行后增加的成本。

浙江的电价新政则引发了行业对收益预期的重新考量。2025年10月发布的征求意见稿显示，工商业分时电价浮动比例调整为尖峰：高峰：平段：低谷：深谷=2.05：1.85：1：0.4：0.2，同时将午间低谷时段延长1小时，导致储能“两充两放”模式变为“一平谷一峰谷”模式。以国网浙江今年9月大工业电价测算，储能项目加权电价价

差从0.8337元/千瓦时降至0.5961元/千瓦时，降幅达28.5%，工商业储能收益率直接打七折。“这意味着我们必须重新测算项目经济性，部分已规划的小型项目可能会暂缓。”浙江某储能集成商负责人告诉中国城市报记者。

行业发展遭遇“成长烦恼”

分时电价松绑在为储能行业打开规模化发展窗口的同时，也带来了前所未有的市场考验，行业正经历“政策红利退坡”与“市场机遇扩容”的双重交织。

政策松绑释放的市场空间已然显现。国家能源局数据显示，截至今年9月底，我国新型储能装机规模突破1亿千瓦，占全球总装机比例超40%，跃居世界第一。从应用实效看，山东100兆瓦/200兆瓦时储能项目通过“两充两放”策略，年收益达2000万元；2025年前三季度，全国新型储能等效利用小时数约770小时，同比增加120小时，云南、浙江、江苏等省份调用情况良好，调节价值持续凸显。

但市场转型的阵痛同样尖锐。中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎直言行业核心困境：“国外部分地区高峰电价可达10元/千瓦时，我国省内现货市场最高电价仅1.5元/千瓦时，峰谷套利空间被明显压缩。”更严峻的是，现货市场极端价格现象频发，今年4月山东分布式光伏现货交易均价跌至0.0159元/千瓦时，浙江甚至出现全天-0.2元/度的负电价，让依赖价差收益的储能项目面临盈利不确定性风险。

行业还面临多重结构性瓶

颈。成本方面，尽管头部企业储能系统成本有所下降，但中小企业项目初始投资仍偏高，10万千瓦时级项目初始投资约1.2亿元，部分地区回收周期长达8年；技术方面，76.4%的储能项目时长集中在2小时，跨日、跨季节调峰的长时储能技术仍处于示范阶段，难以满足电力系统深度调节需求；机制方面，部分地区储能并网难、调度难问题突出，跨省跨区交易壁垒未破，调峰、备用等辅助服务价值难以充分体现。

“中长期市场与现货市场之间的联动鸿沟是当前核心挑战。”彭澎进一步对中国城市报记者分析，中长期价格调整机制难以跟上现货市场的瞬息万变，导致储能项目风险对冲能力不足，“一个无法与现货市场同频共振的中长期市场，其规避风险、稳定预期的功能将受到质疑”。

技术创新 与机制完善双轮驱动

面对政策红利与现实挑战，储能行业该如何破局？业内专家普遍认为，需以技术创新破解成本瓶颈，以机制完善稳定收益预期，推动行业从“政策驱动”向“市场驱动”转型。

“电价新政是储能产业发展的‘指挥棒’，企业不能被动适应，而要主动调整发展策略。”彭澎建议，储能企业应根据不同省份的电价特点优化项目布局，在山东、江苏等价差较大地区重点布局用户侧、电网侧储能；在四川等现货市场起步地区，探索“储能+新能源”一体化模式；在浙江等价差收窄地区，聚焦长时储能技术研发

和多收益模式创新。同时，企业要加强与电力用户的深度合作，通过“定制化储能服务”提升项目收益率。

技术创新是降低成本的核心路径。《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》明确提出，2027年全国新型储能装机规模要达到1.8亿千瓦以上，带动直接投资约2500亿元。要实现这一目标，需加快推动电芯容量升级、长时储能技术工程化应用。一位业内人士告诉中国城市报记者：“储能正从配角角色蜕变为价值引擎，只有通过技术创新降低成本、提升效率，才能在市场化竞争中立足。”目前，300兆瓦级压缩空气储能、100兆瓦级液流电池储能项目已实现并网，钠离子电池等新技术也在加速商业化。

商业模式创新能有效拓宽盈利空间。除了传统峰谷套利，行业正积极探索多元收益路径：广东储能项目通过参与需求响应获得额外收益；江苏“储能+绿电交易”模式让项目收益提升20%以上；山东虚拟电厂整合分布式储能资源，通过聚合调度参与电网调峰。彭澎补充道：“要鼓励储能参与辅助服务市场，健全调峰、备用、黑启动等服务的价格形成机制，让储能的多元价值得到充分体现。”

政策机制完善是行业健康发展的保障。专家建议，应建立分时电价动态调整机制，根据新能源出力 and 用电负荷变化及时优化时段划分和价差；加快建立市场化容量补偿机制，明确储能独立市场地位；完善跨省跨区储能交易规则，促进资源优化配置。上述业内人士表示：“要制定价格规范准则，严禁低价倾销，建立企业信用评价体系，避免盲目扩张和低水平重复建设，营造健康可持续的市场环境。”

“储能产业已进入市场化竞争的深水区，政策的作用从‘直接扶持’转向‘搭建平台’。”彭澎强调，未来企业需提升市场预判与成本控制能力，通过技术创新降低度电成本，借助虚拟电厂等模式聚合分散资源，在电力市场中主动争取收益。随着新型电力系统建设的深入推进，储能作为核心调节资源的战略地位愈发凸显，在政策引导与市场竞争的双重驱动下，储能产业唯有以技术创新突破瓶颈、以机制完善释放价值，才能在市场化浪潮中站稳脚跟。

宁夏银川：国内规模最大 电网侧铅碳储能电站投运

11月26日，宁夏银川吉洋绿储200兆瓦/400兆瓦时共享储能电站项目——典农第一储能电站电池仓首次带电成功，标志着国内规模最大电网侧铅碳储能电站成功并网投运。该项目的并网投运有助于加快推进银川市储能产业和清洁能源配套产业一体化发展，提升电网灵活调节及高新能源消纳能力，缓解高峰供电压力，对推动“源网荷储”一体化和多能互补具有重要示范意义。

人民图片

