



容量电价新规与独立新型储能收益结构的多元化演进

文/李紫嫣

摘要

2026年1月出台的114号文首次将电网侧独立新型储能纳入国家容量电价体系，与136号文共同构成“容量保底+市场增益”的制度框架。本文系统分析了独立储能收益结构的重构路径：容量收益从“商务租金”转向“价值收益”，电量收益从“价差赌博”转向“策略竞争”，辅助服务收益从“拼盘补贴”转向“竞争中标”。尽管各地细则衔接、运营能力建设、多市场统筹等问题仍待破解，但随着全国统一电力市场体系加速建成，新型储能有望成为新型电力系统的“灵活性基石”。114号文的“确权”不是终点，而是市场化发展的全新起点。

正文

2025年2月，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136号文”），明确新型储能可作为独立主体自主参与电力现货市场。2026年1月，国家发展改革委《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（以下简称“114号文”）首次在国家层面将电网侧独立新型储能纳入容量电价体系，电网侧独立新型储能迎来重大利好。产业政策密集落地的背后，是国家战略层面的持续加码。2026年政府工作报告再次强调“发展新型储能”，新型储能已连续三年被写入政府工作报告，产业战略地位持续提升；新型储能正式从能源转型的“配角”升格为国家战略性新兴产业，正从单纯规模扩张转向高质量发展新阶段。

一、新型储能发展现状：从规模扩张到结构升级

我国新型储能产业呈现跨越式发展态势，累计装机规模“十四五”以来增长超40倍，产业结构深刻变化，其中，2025年末独立储能累计装机占比已超过半数；新型储能已在2025年迎峰度夏期间发挥削峰填谷作用。

近年来，我国新型储能产业呈现跨越式发展态势，在规模、技术、应用等方面均取得显著进展。在产业规模方面，根据国家能源局数据，截至2025年末，全国已建成投运新型储能装机规模达到1.36亿千瓦/3.51亿千瓦时，“十四五”以来增长超40倍，完成了从“示范验证”到“规模化应用”的全周期跨越。

新型储能在规模跃升的同时，产业结构也发生深刻变化。市场身份上，2025年末独立储能累计装机占比已超过半数，其定位正从发电侧的成本项转向电网侧的系统资源。在技术格局方面，新型储能仍以电化学储能为主，锂离子电池储能装机占比达96.1%；长时储能技术逐步突破，2025年末4小时及以上项目装机占比同比提高约12个百分点，产业对“容量价值”的认知开始凝聚，新型储能的顶峰能力成为核心竞争力。空间格局上，华北、西北两大区域贡献

了 2025 年全国新增装机的 66.8%，内蒙古、新疆累计装机分别突破 2,000 万千瓦、1,800 万千瓦，资源富集区与用电负荷区双轮驱动的空间格局基本成型。

更为关键的是，新型储能已经在电网调峰方面展现出系统价值。2025 年迎峰度夏期间，国家电网经营区新型储能实时最大放电电力达 4,453 万千瓦，夏季晚高峰平均顶峰时长约 2.4 小时，相当于近 3 座三峡水电站的瞬时顶峰容量，在高温天气下为电力系统安全保供提供了切实的容量支撑。

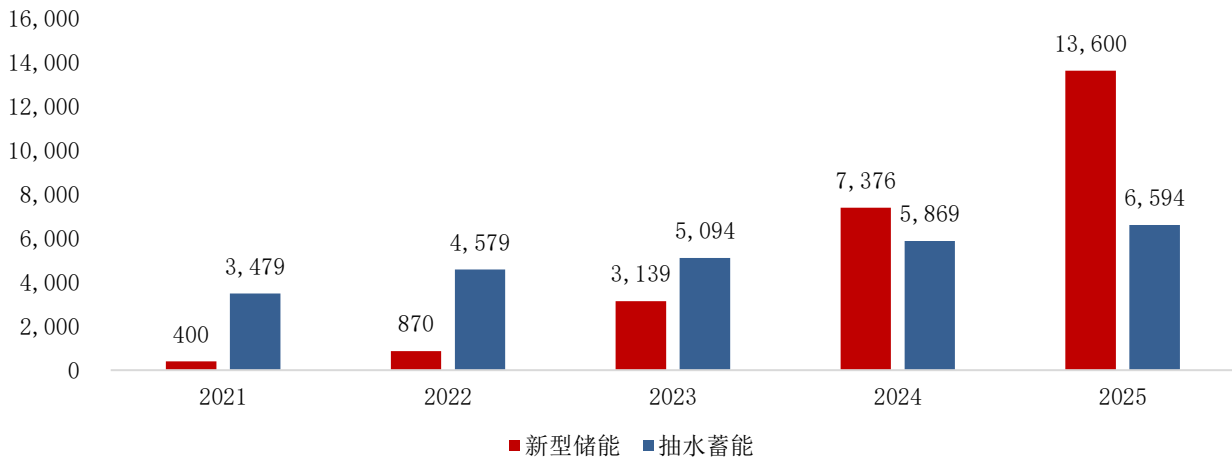


图 1 2021 年以来我国新型储能和抽水蓄能累计装机规模（单位：万千瓦）¹

数据来源：国家能源局，大公国际整理

新型储能在实战中展现出系统价值，同时也面临新型电力系统的更高要求。随着新能源发电量渗透率持续攀升，青海、甘肃等多地午间消纳压力与晚高峰保供压力并存，系统对灵活调节资源产生多层次需求：既要通过短时高频响应参与调频，支撑系统频率稳定；也要具备 2~4 小时及以上放电时长，在晚高峰时段持续顶峰；更要保证在极端天气等关键时刻表现出稳定可靠的顶峰能力。这些要求正在深刻重塑储能产业的发展方向——从“拼装机规模”转向“拼顶峰能力”，从“政策驱动”转向“价值驱动”。

二、容量电价新规出台背景：新型储能面临市场化转型困境

新型储能作为新型电力系统中灵活调节的重要力量，已逐步展现出支撑系统稳定、助力新能源消纳的核心价值。但与此同时，新型储能仍缺乏成熟的商业模式，产业内部的分化与市场化转型困境正加速显现。分场景看：

电源侧储能中包括新能源配储、煤电配储、气电配储等多种形式。其中，新能源场站配建的储能与发电企业被视为同一结算主体，其收益高度依赖与场站捆绑的电力市场现货套利。取消强制配储后，新能源企业不再被强制要求配置储能，增量项目投资意愿大幅下降；而在峰谷价差 0.2~0.4 元/千瓦时、年充放电约 300 次的边界条件下，存量配储项目仅靠现货套利亦难

¹ 为全口径数据；另外，2021 年国家能源局仅披露“新型储能累计装机超过 400 万千瓦”。

以覆盖投资成本。煤电配储主要服务于火电机组的灵活性改造和调频能力提升。受益于煤电容量电价机制，2026年起煤电通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%，这为煤电配储提供了相对稳定的收益基础，但其市场化收益仍依赖辅助服务市场补偿标准。气电配储则因各地补偿政策不一，发展水平参差不齐。整体看，电源侧配储普遍面临政策退坡后无明确回报机制的困境，不过山东、河南等省份已出台专项政策，允许配建储能申请转为独立储能，并实现多个项目落地。

用户侧储能可进一步细分为工商业储能与户用储能两类场景。工商业储能是用户侧储能的主体，其商业模式高度依赖峰谷价差套利——低谷充电、高峰放电，通过节省电费获取收益。但这一模式已受到系统性冲击，2025年多个省份发布分时电价新政，江苏峰谷价差收窄约25%，浙江价差收窄约39%²，传统盈利模式受到明显冲击。除峰谷套利外，工商业储能还可通过节省容量电费、参与需求响应、被虚拟电厂聚合参与电力市场等方式获得收益。但其他渠道的收益规模总体较少，经济性仍高度依赖当地电价政策。户用储能规模较小，主要与分布式光伏配套，形成“户用光储”系统。其核心收益模式包括提升光伏自发自用率、在停电时提供应急备电，部分地区可参与需求侧响应获取少量收益，对补贴政策依赖度较高。

电网侧储能多为独立储能，独立储能的收益结构包括容量租赁、电能量市场收益和辅助服务市场收益三部分。容量租赁收入曾是独立储能最重要的收入来源，但随着强制配储的政策退坡，增量项目租赁需求快速下降，租赁价格明显承压。电能量市场收益则高度依赖峰谷价差，不确定性很高。辅助服务市场收益依赖各省规则与调用频次。储能调频、备用等技术优势客观存在，但调度优先级、补偿标准仍依赖省级规则完善。值得注意的是，独立新型储能已经在迎峰度夏等场景下表现出为系统提供可靠容量的能力，但此前并未出台国家层面政策，各地虽有容量补试试点，但补偿标准、适用对象、资金来源各不相同，无法形成稳定预期，制约行业长期健康发展。

综合来看，三类储能都面临市场化转型困境，114号文推动电网侧独立储能的容量价值归位，将为新型储能产业可持续发展注入强劲动力。

三、独立新型储能收益结构的重构路径

2026年1月出台的114号文，首次在国家层面构建了电网侧独立新型储能的容量电价机制：以当地煤电容量电价为基准，根据储能放电时长与系统最长净负荷高峰时长的比值进行折算；适用范围锁定于未参与新能源配储的独立储能电站，同时明确其在享受容量补偿之余，仍可自主参与现货市场和辅助服务市场获取额外收益。这一制度设计，为独立储能收益结构的多元化演进提供了明确的框架起点。在容量电价新规的引导下，原有收益结构正在重塑——容量收益从“商务租金”转为“价值收益”，电量收益从“价差赌博”转为“信号响应”，辅助服务收益从“拼盘补贴”转为“竞争中标”，共同构建起独立储能的多元化收益格局。

² 根据浙江省发展改革委发布《关于优化分时电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》。

（一）容量收益：从“商务租金”到“价值收益”

长期以来，独立新型储能的容量收益主要来源于两条路径：一是新能源配储的租赁协议，二是与地方政府进行“一事一议”的商务谈判。虽然个别地区率先开展了容量补偿的制度化探索，但从全国层面看，独立储能始终缺乏与电力系统真实容量需求挂钩的制度化回报机制。这一矛盾在 2025 年迎峰度夏期间尤为突出。新型储能在保供实战中已展现出显著的系统支撑能力，实时最大放电电力达 4,453 万千瓦，但仍未获得与抽水蓄能同地位的容量补偿政策。制度供给与系统需求之间存在明显错配。

114 号文的出台，从国家层面补齐了这一制度短板，对电网侧独立储能容量补偿作出系统性安排：一是明确定价基准，以当地煤电容量电价为参照，使独立储能与传统调节电源纳入同一政策体系，有利于电力市场统筹协调与公平发展；二是建立精准的补偿机制，按顶峰能力比例折算，直接引导储能向长时、高效、高支撑性方向升级，抑制短时低效储能盲目扩张；三是规范管理方式，采用清单制管理，确保容量电价精准流向真正服务于系统调节的优质项目。

从收益测算看，以甘肃发布的可靠容量补偿标准为例，在 330 元/kW·年的基准下，按系统净负荷高峰持续时长为 6 小时进行估算，一座 100MW/400MWh 的独立储能电站（4 小时时长）每年可获容量补偿约 220 元/kW，对应理论年收益近 2,200 万元³，为项目提供稳定的保底现金流。

需要强调的是，容量电价并非普惠式补贴，而是以系统需求为导向的结构性激励政策。项目能否获得补偿、能获得多少补偿，核心取决于其顶峰能力与系统贡献度。同时，容量补偿主要提供短期保底收益，项目整体收益水平仍高度依赖现货市场与辅助服务市场的运营能力。随着我国电力市场不断发展，未来容量收益终将从行政定价走向市场竞争，届时将建立可靠容量补偿机制，引入容量供需系数动态反映系统供需关系，使储能项目的实际容量收益与区域电力供需形势深度绑定。对于独立储能而言，容量价值的真正比拼才刚刚开始。

（二）电量收益：从“价差赌博”到“策略竞争”

在容量电价机制落地之前，独立新型储能的电量收益高度依赖“峰谷价差套利”，本质上是一种“价差赌博”——储能电站通过在电价低谷时充电、高峰时放电赚取差额，但这种模式高度依赖区域电价波动幅度，缺乏稳定的价格信号引导，收益稳定性差。更关键的是，由于独立储能的收益高度依赖套利，储能电站更倾向于抓住每一次价差机会，而不是根据系统需求灵活调整策略。

这一困境的破解，得益于两项政策的协同发力。136 号文赋予了新型储能进入电力现货市场的“入场券”；114 号文则通过建立容量电价机制，为独立储能提供了稳定的保底收入，让储能电站真正有条件从“价差赌博”走向“策略竞争”。在“策略竞争”模式下，储能电站不再单纯追求价差最大化，而是根据现货市场实时电价、系统供需预警等信号灵活调整充放电策略，

³ 若考虑容量供需系数，按供需系数在 70%~80%之间估算，实际结算收益在 1,500~1,800 万元区间。

从被动套利转为主动竞争，既保障自身收益稳定性，又为电力系统提供调峰、填谷等辅助支撑，实现收益与责任双赢。

这一收益转型正获得越来越坚实的市场支撑。2026年2月，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，明确提出“现货市场2027年前基本实现正式运行”，电力现货市场建设全面提速。目前，各地持续放开限价以还原价格真实信号：陕西将月度交易申报价格上限提升至0.52元/kWh，月内交易与现货限价衔接；辽宁将申报价格下限和出清价格下限同步设为-0.1元/kWh，负电价交易机制正式启用；浙江将现货申报价格上下限分别设为800元/兆瓦时和-200元/兆瓦时，出清价格上限达1200元/兆瓦时、下限-200元/兆瓦时；内蒙古⁴拟将现货申报价格上限设为1,500元/兆瓦时、下限-50元/兆瓦时，出清价格上限达5,106元/兆瓦时、下限-100元/兆瓦时，大幅放开限价还原真实供需信号。

价格信号的丰富和价差空间的扩大，为储能“低谷充电、高峰放电”创造了更大套利空间，对储能电站的运营能力提出了更高要求。未来，随着电力现货市场全国推广，电价信号将更加精准、多元，储能电站需要具备更强的价格预测和策略优化能力，才能在响应价格信号、保障系统稳定的基础上实现电量收益的稳步提升。

（三）辅助服务收益：从“拼盘补贴”到“竞争中标”

从辅助服务品种来看，储能参与调峰服务起步较早，2016年国家能源局即启动电储能参与“三北”地区调峰试点。2016~2021年，储能多以“依附于发电机组”或“配建储能”的形式参与调峰；“独立储能”规模化参与调峰则是2022年政策明确独立主体地位后才加速发展的。相比之下，独立储能参与调频、备用等辅助服务品种起步较晚，如湖南2025年6月才首次实现独立储能参与二次调频辅助服务市场。2025年9月，国家《新型储能规模化建设专项行动方案》才明确提出“有序引导新型储能参与调频、备用等辅助服务市场”；在此之前，调频、备用等市场化辅助服务建设主要由地方探索，缺乏顶层设计。

在整个辅助服务市场中，调峰是费用的绝对主力。国家能源局数据显示，2024年全国电力辅助服务费用总计402.5亿元，其中调峰费用高达330.4亿元，而调频费用仅为68.9亿元。因此，独立储能参与辅助服务市场获得的收益，主要来源于调峰服务。然而，调峰收益高度依赖地方财政补贴或专项扶持资金，具有典型的“拼盘”特征——补贴来源分散、标准不一、期限不确定。

114号文提供的容量保底收益，为储能参与辅助服务市场提供了关键的“压舱石”。在固定收益托底的基础上，储能电站可以更从容地在电量套利和辅助服务之间灵活切换——当峰谷价差大于调频报价上限时，可在价差最大的时段专注现货套利，其余时段参与调频；当价差在报价范围内时，则参与“能量—调频”联合优化出清。独立储能参与辅助服务市场的主动性将会大大增强，与其他调节资源同台竞技，凭响应速度和调节精度获取收益，真正转向“竞争中标”。

⁴ 根据《内蒙古电力多边交易市场规则体系2026年修订版(征求意见稿)》

需要强调的是，“竞争中标”模式下，辅助服务收益的核心取决于储能项目的性能水平和运营效率。响应速度更快、调节精度更高、运营成本更低的优质项目，将获得更高的中标概率和收益水平。与此同时，辅助服务品种正在拓展，黑启动、爬坡、备用等新型辅助服务将逐步市场化，为独立储能提供更多收益增长点。随着辅助服务市场日益成熟，独立储能有望从单一服务提供者转向多品种灵活组合的优化运营商，与容量收益、电量收益形成协同效应，共同推动收益结构的持续优化。

（四）因地制宜的多元化收益结构

容量收益、电量收益与辅助服务收益共同构成独立储能的多元收入体系，但需要指出，三类收益在不同区域的权重分布也各不相同。这种权重差异根植于各地资源禀赋、系统需求与市场规则的差异，也决定了收益结构本身没有标准化的模板。

收益结构的灵活性，首先体现在容量收益的区域差异上。容量电价新规以当地煤电容量价格为基准，天然导致了容量补偿的区域分化。目前，煤电容量电价按“全国统一的固定成本（330元/kW·年）×各省确定的回收比例”确定，回收比例受当地煤电转型快慢、电力系统调节需求、用户价格承受能力等因素综合影响。资源富集区的甘肃煤电容量电价已提至330元/kW·年（全国最高），四川作为水电大省2026年起调至231元/kW·年，而浙江、江苏及新能源大省宁夏的容量电价目前均为165元/kW·年（国家政策最低标准）。各省政策力度的差异直接影响储能容量收益的基准水平。同时，江苏、浙江等用电大省工商业发达，容量租赁需求旺盛，部分项目仍可获取容量租赁收益。

其次，电量收益与辅助服务收益的权重分配，也因区域而异。在内蒙古、甘肃等资源富集区，新能源装机占比高、系统调节压力大，辅助服务需求旺盛；但本地消纳能力有限、现货价差较小，套利空间有限，因此容量收益和辅助服务收益成为收入主力。在山东、江苏等用电负荷区，用电需求大、峰谷差明显，现货套利空间充足，因此电量收益占据主导地位。此外，随着新能源大规模并网和绿电交易市场逐步完善，储能电站有望通过服务绿电间接分享绿电溢价收益，进一步拓宽电量收益空间。

综上，三类收益在各地的权重配置虽有不同，但共同指向同一个趋势：独立储能的收入来源正日趋多元化，从行政定价走向市场发现，从被动套利走向主动运营。收益结构的多元化，既是114号文与136号文协同发力的制度成效，也是新型储能适应新型电力系统需求的必然选择。

四、结论与展望：迈向多元协同的独立储能收益新格局

114号文的出台，标志着独立新型储能正式纳入国家容量电价体系，与136号文共同构成“容量保底+市场增益”的完整制度框架。在此背景下，独立储能收益结构正经历深刻重构。首先，容量收益奠定行业发展的“压舱石”，降低了投资回报的不确定性，引导储能向长时、高效、高可靠性方向升级。其次，电量收益打开价值挖掘的“天花板”，136号文赋予独立储能参与现货市场的“入场券”，114号文则通过容量保底让储能“敢进去、能响应”，电量收益

的竞争正从“拼价差”转向“拼算法”。最后，辅助服务收益拓展多元价值的“增长极”，114号文提供的容量保底收益，让独立储能可以更从容地在电量套利和辅助服务之间灵活切换，真正实现“一体多用、分时复用”。

尽管政策框架已初步确立，但独立储能收益结构的多元化演进仍面临若干挑战：第一，各地容量收益落地细则有待完善，存量项目与增量项目的过渡与衔接机制尚不完善；第二，电量收益运营能力参差不齐，行业普遍缺乏成熟的电价预测模型和智能决策系统；第三，辅助服务市场建设进度不均，调频、爬坡、备用等市场化辅助服务品种仅在少数省份开展；第四，多市场衔接机制亟待建立，容量市场、现货市场、辅助服务市场、绿电市场之间缺乏统筹协调。

展望未来，随着全国统一电力市场体系基本建成，独立储能将在容量、电量、辅助服务三大市场中扮演日益重要的角色。容量收益奠定基础，电量收益激发活力，辅助服务收益拓展空间——三类收益的多元协同，将使独立储能真正成为新型电力系统中不可或缺的“灵活性基石”。对于独立储能而言，114号文的“确权”不是终点，而是市场化发展的全新起点。

报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。