

储能电站 运营与投资策略白皮书



联合发布

华能天成租赁
中电联电动交通与储能分会
国家电化学储能电站安全监测信息平台

作者

华能天成融资租赁有限公司作者：

林佳荔 汪晓露 王政超 刘子阳

中国电力企业联合会作者：

刘永东 周丽波 马晓光 马海伟 马小琨 孟令胜

国家电化学储能电站安全监测信息平台运营中心作者：

林宪平 杨凯 王强 高慈 王少婷 张楠 郭星星

联系方式

林佳荔：linjiali@huanengleasing.com；汪晓露：wangxiaolu@huanengleasing.com

马晓光：maxiaoguang@cec.org.cn；马海伟：mahaiwei@cec.org.cn

前言

2025 年，随着国家《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》正式发布，我国新型储能产业的发展逻辑发生根本性变革，正经历从“政策驱动”到“市场引领”的深刻转型，正式迈入以市场化收益为核心的高质量发展新周期。与此同时，全国统一电力市场建设的提速，尤其是《关于完善发电侧容量电价机制的通知》发布，容量市场、电能量市场及辅助服务市场的逐步完善，为储能多重价值提供了前所未有的市场环境 with 价格信号。

在新的规则下，储能的应用场景与商业模式出现显著分化，电源侧、电网侧、用户侧储能的定位与价值实现路径日益清晰。新能源配储正从成本中心向价值创造中心转型；火电配储与工商业储能的收益模式仍相对单一，高度依赖于单一市场或价差。相比之下，独立储能能够直接参与电能量、辅助服务和容量补偿等多维市场，初步构建了“容量保底、能量套利、辅助增益”的复合收益结构，在市场化竞争中展现出显著的优势，也成为当前产业资本与金融市场关注的焦点。

此背景下，本报告系统梳理储能产业从宏观政策到微观运营的全景图，深入剖析山东、甘肃、内蒙古等典型省份典型电站运营实践，基于详实的数据与案例，为储能电站的投资决策与运营优化提供决策参考。

目录

前 言

第一章

总体储能发展情况

1.1. 总体储能发展现状

1.2. 储能供需逻辑

1.3. 商业模式与收益构成

第二章

典型地区储能电站运营情况分析

2.1. 山东

2.2. 宁夏

2.3. 河北

2.4. 广东

2.5. 内蒙古

2.6. 江苏

2.7. 甘肃

2.8. 小结

第三章

市场分析与展望

3.1. 市场分析

3.2. 趋势与建议

第一章 总体储能发展情况

1.1.总体储能发展现状

1.1.1 总体政策

新型储能¹的战略地位已被提升至前所未有的高度，我国已形成了“法律保障+顶层规划+专项行动”的全方位储能政策支撑体系。党中央、国务院高度重视新型储能发展，政府工作报告连续三年予以强调。《中华人民共和国能源法》明确规定“推进新型储能高质量发展，发挥各类储能电力系统中的调节作用”，从法律层面固化了其作为电力系统关键调节资源的地位。2026 年全国两会明确将新型储能列为六大新兴支柱产业之一。《国民经济“十五五”规划建议》中明确“大力发展新型储能”，为“十五五”时期产业发展指明方向，在此指引下，已有 20 余个省份在“十五五”规划建议中明确“新型储能”发展方向。2025 年 8 月国家发展改革委、国家能源局联合发布的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）》，作为衔接顶层设计与产业落地的核心文件，不仅明确了 2027 年新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦的目标，更着力于破解市场化发展的关键障碍，明确推动新型储能全面参与电能量市场和辅助服务市场，完善容量电价等价格机制。

2026 年 1 月发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，在国家层面首次为独立储能系统性建立容量电价机制，推动储能从配套辅助角色，转变为具备稳定盈利预期的电力系统核心主体。此外，储能在零碳园区、绿电直连、虚拟电厂、电力市场规则及促进新能源高质量消纳等领域政策中均承担关键支撑作用，储能行业已与电力市场建设深度融合。我国储能产业正经历从政策驱动到市场引领的深刻转型，正推动新型储能从高速增长阶段迈向高质量发展的新阶段。

表 1：各省市“十五五”储能规划建议

序号	地区	内容要点
1	河南	大力发展新型储能。
2	北京	加强新型能源基础设施建设，因地制宜布局一批新型储能设施，增强新能源安全可靠替代能力。
3	黑龙江	积极发展新型储能和分布式能源，加快智能电网和微电网建设。
4	河北	加强新型储能设施建设。
5	内蒙古	开展大规模风光制氢，新型储能技术攻关，扩大储能规模。
6	福建	持续推进“电动福建”建设，抢占电化学储能发展制高点。
7	天津	助推……氢能及新型储能等成为新的经济增长点。
8	贵州	因能制宜布局发展新型储能、氢能等，促进新能源增长、消纳网储能协调发展。

1 新型储能是指除抽水蓄能以外的新型储能技术，包括新型锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等。

序号	地区	内容要点
9	辽宁	完善风电、光伏规划布局，.....积极布局新型储能，打造海上风电，沿海核电、辽西风光、储能等千万千瓦级清洁能源基地。
10	陕西	着力构建新型电力系统，大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设。
11	湖北	推进新型储能建设。
12	湖南	大力发展新型储能。
13	山西	加快构建新型电力系统，大力发展新型储能，.....推动“源网荷储”一体化发展，全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平。
14	广西	积极发展新型储能。
15	广东	推动“绿电+储能”一体化发展。
16	山东	科学布局压缩空气、电化学等储能设施。
17	重庆	发展新型储能。
18	四川	发展新型储能。
19	海南	大力发展新型储能。
20	青海	构建新型储能多元化发展实践地。培优育强.....新型储能等新兴产业。
21	江苏	加强电网侧储能项目规划。
22	吉林	抢占人工智能、氢能与新型储能，.....等未来产业发展新赛道。
23	宁夏	推动新型储能多元化发展。提升新能源场站，新型储能的系统友好性能。
24	西藏	稳步集约发展新型储能，促进清洁能源与新型储能一体化发展。
25	浙江	推进新型储能有序发展。统筹推进电源、电网、储能、天然气管网等现代能源基础设施建设。
26	江西	推动新型储能多场景应用，科学构建源网荷储结构，提升新能源消纳能力。
27	安徽	合理布局源网荷储新型储能。
28	甘肃	建设超大型风光电基地，推进“源网荷储制”协同布局、一体发展，壮大风电、光伏、光热、氢能、储能装备和新能源电池产业集群。
29	云南	因地制宜推动.....氢能及新型储能等成为新的经济增长点。
30	上海	加强智能电网和虚拟电厂建设，推动中长时储能规模化应用。

1.1.2 总体发展情况

总体装机情况

根据国家能源局发布数据，截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能装机规模达到 136GW/351GWh，与“十三五”末相比增长超 40 倍，实现跨越式发展。**分地域来看**，华北地区装机占比最大，已投运新型储能装机规模占全国 32.5%，西北、华东、南方、华中、东北等地区占比分别为 28.2%、14.4%、13.1%、11.1%、0.7%。**从单站规模来看**，大型化发展趋势明显，百兆瓦及以上的项目装机占比达 72%，较 2024 年底提高约 10 个百分点。**从储能时长来看**，平均储能时长呈上升趋势，由 2021 年的 2.0h 逐步增长至 2.58h，其中 4h 及以上新型储能电站项目逐步增加，装机占比达 27.6%，较 2024 年底提高约 12 个百分点。**从应用场景来看**，独立储能占比提升。2025 年，独立储能新增装机 35.43GW，累计装机规模占比达 51.2%，较 2024 年底提高约 5 个百分点。

图 1：“十四五”期间我国新型储能装机规模情况



来源：国家能源局发布数据

区域分布

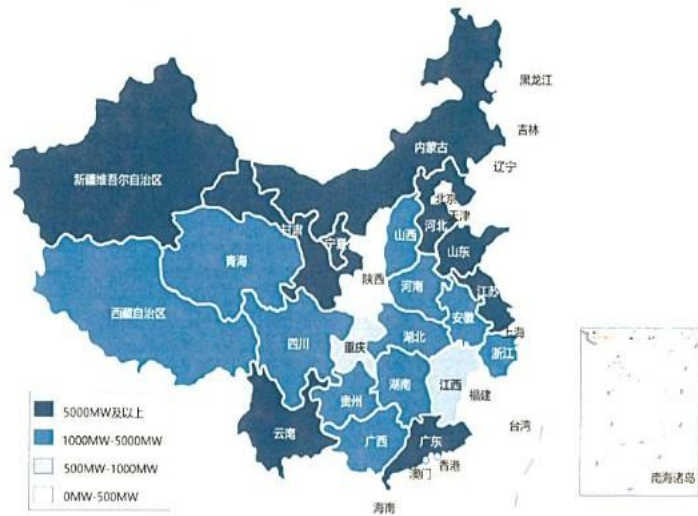
根据中电联统计数据²，截至 2025 年底，累计投运电化学储能³电站 1998 座、总装机 109.29GW/276.22GWh。从区域分布来看，主要分布在内蒙古、新疆、山东、江苏、宁夏、河北、甘肃、云南、广东 9 个省份，累计装机均达 5GW 以上。

2 电源侧、电网侧数据来源于全国电力安全生产委员会 24 家企业成员单位，在国内投资或使用或运维的电化学储能电站，以及接入国家电网、南方电网的部分电化学储能电站，用户侧数据来源于中国电力企业联合会电动交通与储能分会收集数据。本章节后续数据口径均为中电联统计数据。

24 家成员单位包括：国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团公司、中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国安能建设集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润电力控股有限公司、浙江省能源集团有限公司、广东省能源集团有限公司、北京能源集团有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国中煤能源集团有限公司、内蒙古能源集团有限公司、晋能控股集团有限公司、深圳能源集团股份有限公司、江苏省国信集团有限公司。

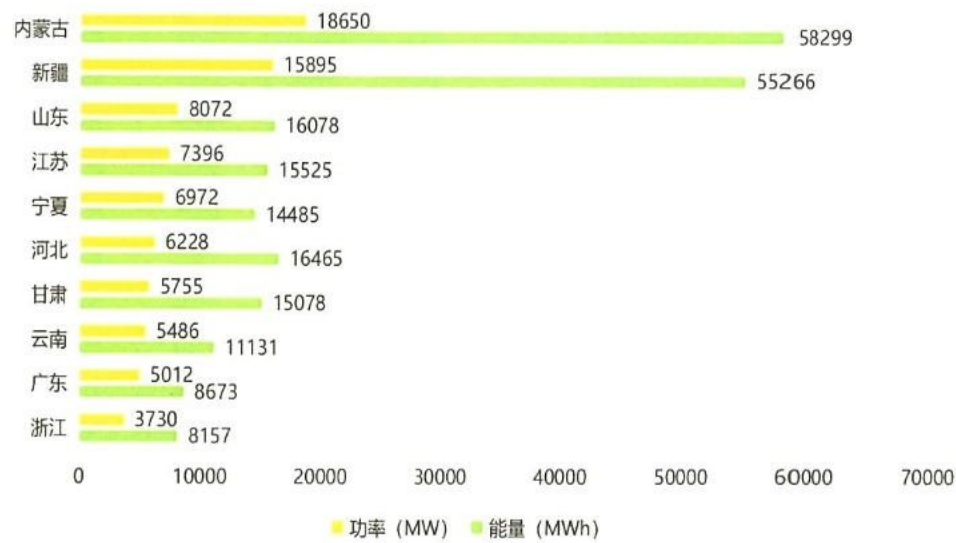
3 电化学储能为电能存储采用电化学储能介质的储能，包括锂离子电池储能、铅酸/铅炭电池储能、液流电池储能、钠离子电池储能、钠硫电池储能等。本报告聚焦新型储能领域装机占比 95% 以上的电化学储能开展分析，后续根据其他类型储能装机增长情况逐步拓展。

图 2：电化学储能区域分布情况



来源：中国电力企业联合会

图 3：电化学储能电站累计总装机排名前十的省份

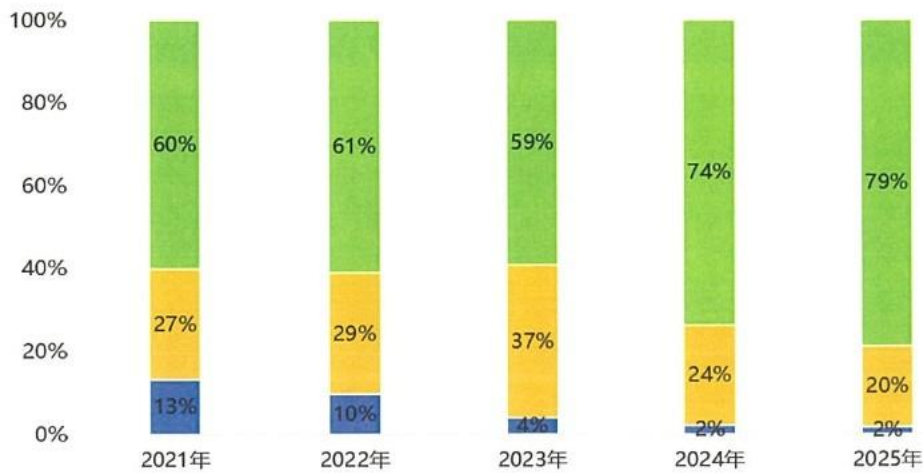


来源：中国电力企业联合会

投资主体分布

从投资主体来看，截至 2025 年底，电网企业累计投运总装机 1.83GW、占比 1.67%，五大发电集团累计投运总装机 21.44GW、占比 19.62%，其他企业单位累计投运总装机 86.02GW、占比 78.71%。“十四五”期间，其他投资主体逐年增多，累计投运装机占比较 2021 年提升近 20%。

图 4：“十四五”期间电化学储能投资主体分布情况

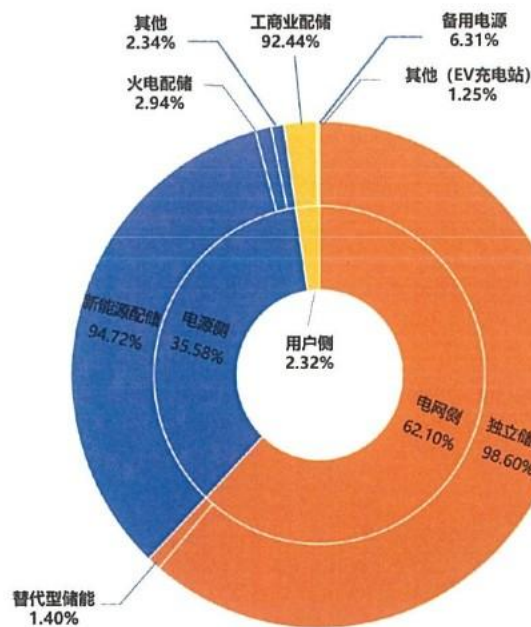


来源：中国电力企业联合会

应用场景分布

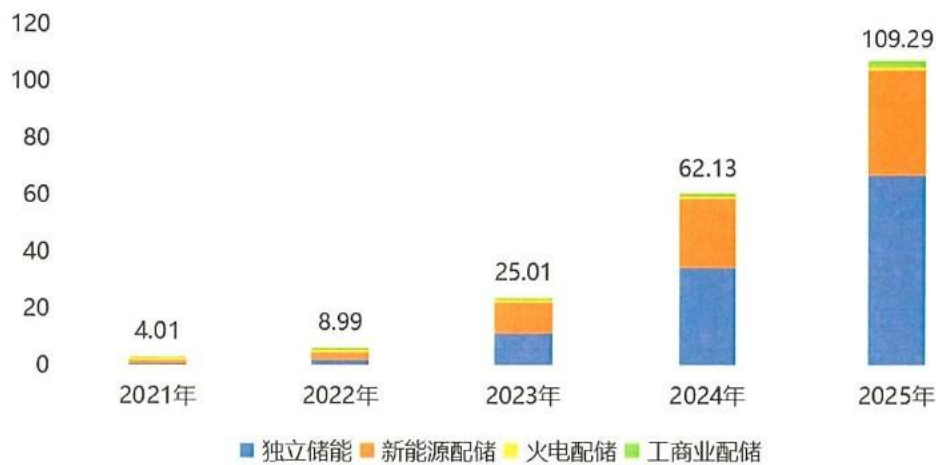
根据中电联统计数据，截至 2025 年底，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能累计装机功率占比分别为 35.58%、62.10%、2.32%。

图 5：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

图 6：“十四五”期间电化学储能主要应用场景发展情况



来源：中国电力企业联合会

独立储能是以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，纳入电力并网运行及辅助服务管理的储能电站，主要用于提供调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等辅助服务。截至 2025 年底，累计投运独立储能总装机 66.92GW，累计装机占比达 61.23%，较 2021 年底提高 41 个百分点。**从区域来看**，主要分布在内蒙古、宁夏、江苏、山东、云南等省份，累计装机均在 5GW 以上。**从项目规模来看**，主要为百兆瓦及以上大型储能电站，占独立储能总装机的 92%。**从储能时长来看**，独立储能平均储能时长 2.52h，主要储能时长为 2h，占独立储能总能量的 57%，根据促消纳和保供的不同侧重，出现 2h、4h 以上时长分化，其中华北地区 4h 及以上长时储能占比较高。

近年来，随着电力市场机制逐步完善，独立储能市场主体地位逐渐明确，区域特殊电价机制、容量补偿机制、储能补贴机制等陆续出台，独立储能逐渐成为增长主力军，2025 年新增装机 32.33GW，同比增长 39%，占新增总装机的 69%。

图 7：独立储能区域分布情况



来源：中国电力企业联合会

新能源配储是指接入风、光等电源并网点以内，与电源联合运行的储能，主要用于平滑新能源功率曲线，促进新能源消纳。截至 2025 年底，累计投运新能源配储总装机 36.83GW，累计装机占比 33.70%，较 2021 年底提高 2 个百分点。**从区域来看**，新能源配储主要分布在新疆、内蒙古、甘肃、河北等省份，累计装机均在 3GW 以上。**从项目规模来看**，装机规模分布较为均匀，中型、大型储能电站，装机占比分别为 57%、42%。**从储能时长来看**，新能源配储平均储能时长 2.59h，主要储能时长为 2h、4h，合计占新能源配储总能量的 94%，其中 4h 及以上长时储能主要分布在西北地区。

2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《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》(发改价格〔2025〕136 号) (以下简称“136 号文”)，提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，储能的建设逐步由政策指引向市场化发展过渡。2025 年新能源配储新增装机 12.60GW，增量同比下降 4%，新增电化学储能装机中新能源配储与独立储能的占比差距进一步拉大。

图 8：新能源配储区域分布情况



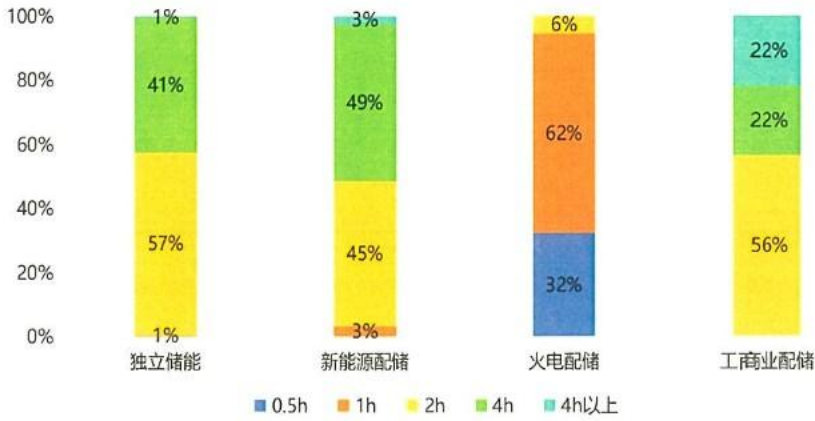
来源：中国电力企业联合会

火电配储是指接入火电并网点以内，与电源联合运行的储能，主要用于提升火电机组调频能力，降低“两个细则”考核费用。截至 2025 年底，累计投运火电配储总装机 1.14GW，主要分布在广东、浙江、山西等省份。火电配储平均储能时长 0.77h，主要储能时长为 1h 及以下，占火电配储总能量的 95%。

工商业配储是指建设在大工业和一般工商业用户的场地内的储能，主要用于降低电量电费或容量电费成本，支持用户可靠经济用能。截至 2025 年底，累计投运工商业配储总装机 2.34GW，主要分布在浙江、江苏、广东等峰谷价差较大省份。工商业配储平均储能时长 2.77h，主要储能时长为 2h 及以上，占工商业配储总能量的 99% 以上。进入 2025 年以后，全国多个省份调整了分时电

价政策，对工商业配储产生一定的影响，如安徽增设午间低谷时段、山东首推“五段式”分时电价，拓宽储能套利窗口；江苏、浙江因调整浮动基数、取消早高峰时段等，未来储能价差收益收窄。

图 9：电化学储能典型应用场景储能时长分布情况



来源：中国电力企业联合会

1.1.3 总体运行利用情况

整体利用情况

《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》（国能发科技规〔2024〕26 号）印发后，电化学储能运行情况相较 2024 年有较大提升。2025 年，电化学储能平均运行小时数⁴1,940h，同比提高约 291h；平均利用小时数⁵1,084h，同比提升约 173h；平均等效充放电次数⁶248 次（相当于每 1.5 天完成一次完整充放电），同比提升约 27 次；平均利用率指数⁷49%，同比提高约 8 个百分点。

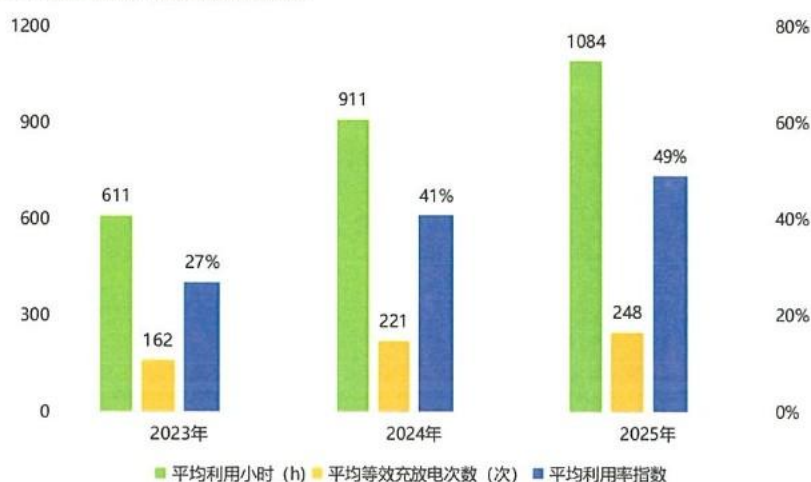
4 运行小时数是指统计周期内电化学储能电站处于运行状态的时间之和，包括充电运行小时数、放电运行小时数。

5 利用小时数=统计期间实际传输电量(包括充电量和放电量)折合成额定功率时的运行小时数。

6 等效充放电次数=统计期间实际充放电量与 2 倍额定能量的比值，等效充放电次数为 1 则表示按照额定能量完成一次完整的充放电。行业平均等效充放电次数为按全行业额定能量折算的综合等效充放电次数。

7 利用率指数=统计期间利用小时数与统计期间电站设计充放电小时数比值×100%，不含火电配置储能电站。

图 10：近 3 年电化学储能利用情况



来源：中国电力企业联合会

典型场景利用情况

2025 年，**新能源配储**整体运行情况好于 2024 年，平均**运行小时数** 1,759h，同比提高约 320h；平均**利用小时数** 917h，同比提高约 151h；平均**等效充放电次数** 199 次（相当于每 1.8 天可完成一次完整充放电），同比提高约 21 次；平均**利用率指数** 40%，同比提高 8 个百分点。

2025 年，**火电配储**整体运行情况好于 2024 年，平均**运行小时数** 3,475h，同比降低约 419h；平均**利用小时数** 1,398h，同比提高约 105h；平均**等效充放电次数** 918 次（相当于平均每天可完成 2.5 次完整充放电），同比提高约 21 次。

2025 年，**独立储能**整体运行情况好于 2024 年，平均**运行小时数** 2,025h，同比提高约 424h；平均**利用小时数** 1,246h，同比提高约 251h；平均**等效充放电次数** 299 次（相当于每 1.2 天完成一次完整充放电），同比提高约 52 次；平均**利用率指数** 60%，同比提高 7 个百分点。

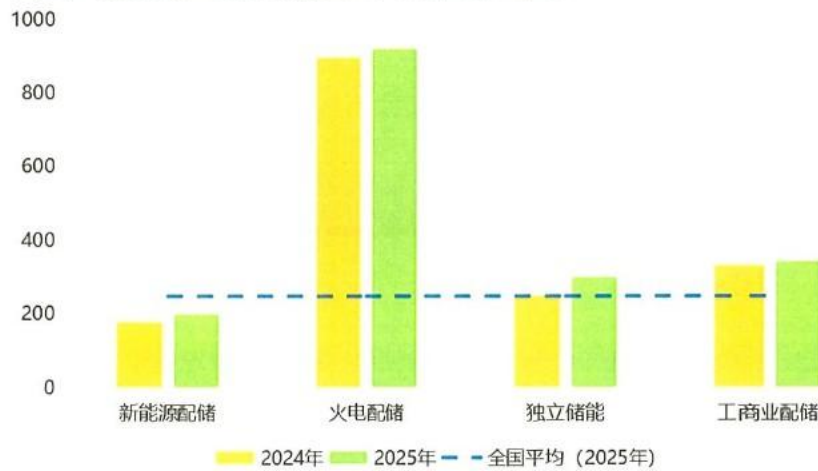
2025 年，**工商业配储**整体运行情况与去年基本持平，平均**运行小时数** 4,371h，同比降低约 464h；平均**利用小时数** 2,064h，同比降低约 187h；平均**等效充放电次数** 341 次（相当于每天可完成一次完整充放电），同比提高约 8 次；平均**利用率指数** 63%，同比下降 2 个百分点。

图 11：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

图 12：典型应用场景下电化学储能平均等效充放电次数



来源：中国电力企业联合会

整体能效情况

2025 年，电化学储能总充电电量 16,796GWh、总放电电量 14,991GWh、平均转换效率⁸89.23%，电网侧储能下网电量 8,823GWh、上网电量 7,254GWh、平均综合效率⁹82.21%。

⁸ 铅酸/铅炭电池、锂离子电池转换效率=统计期间储能单元总放电电量与总充电电量的比值；全钒液流电池转换效率=统计期间储能单元净放电电量与充电量加上充电过程辅助能耗之和的比值。

⁹ 综合效率=统计期间储能电站生产运行过程中上网电量与下网电量的比值，仅电网侧储能。

图 13：典型应用场景下电化学储能平均等效充放电次数



来源：中国电力企业联合会

1.2. 储能供需逻辑

1.2.1 储能新型电力系统的价值

随着风光等波动性可再生能源在新型能源结构中所占比重的增长，新型电力系统灵活性资源不足的矛盾日益凸显，对电力系统供需平衡和稳定性带来严峻挑战。目前青海、甘肃等多个地区的新能源发电量渗透率已超过 30%，电网午间保消纳、晚峰保供矛盾凸显，系统平衡调节问题突出。储能是电力系统中的“蓄水池”和“调节器”，能够动态吸收存储电能并适时释放电能，将传统实时平衡的“刚性”电力系统转变为更加灵活自适应的“柔性”系统，全方位提高供电质量和系统安全。

“十五五”及中长期，是新型电力系统构建的关键期，新能源发电装机规模将继续保持高速增长态势，预计年均新增装机 2 亿千瓦以上。新型储能需要多时长尺度、多元化发展，充分衔接电力市场，保障新型电力系统安全稳定运行。

新型储能因其建设周期短、布局灵活、响应速度快，可快速承担起电力系统调节功能。整体来看，储能新型电力系统中的价值贯穿“源、网、荷”三大环节。在电源侧，储能可平滑新能源输出功率、跟踪计划发电，减少新能源弃电、保障新能源高效消纳利用；可凭借毫秒级响应速度，与火电机组联合参与调频服务，提升机组综合性能指标。在电网侧，储能可提供调峰、调频、备用、黑启动等重要功能，支撑电网安全稳定运行；可延缓输配电设备投资，提升电网承载能力和韧性。在用户侧，储能可保障用户灵活高效用电；可聚合参与电力需求侧响应，在系统高峰时段减轻电网压力；可作为备用电源，在电网停电时保障重要负荷运行。

2024 年以来，尤其是《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》（国能发科技规〔2024〕26 号）出台后，新型储能灵活调节能力日益凸显，在促进新能源开发消纳、提高电力

系统安全稳定运行和电力保供水平等方面作用逐步增强。根据能源局统计数据，2025 年新型储能调用水平进一步提升，利用小时数达 1,195 小时，比 2024 年提升 30%左右，比 2023 年提升约 90%。其中，国家电网、南方电网经营区新型储能利用小时数分别为 1,175 小时、1,294 小时。顶峰保供作用日益显现，以国网公司经营区开展的 2025 年集中调用试验为例，新型储能可调最大电力达到 6,423 万千瓦，实时最大放电电力达 4,453 万千瓦，顶峰能力相当于近 3 座三峡水电站容量，夏季晚高峰平均顶峰时长约 2.4h，为夏季晚间用电高峰时段提供了有力支撑。

1.2.2 新能源装机与储能配比

近年来，我国风电、光伏发电装机占比持续提升，新能源已超越煤电成为第一大电源。根据国家能源局发布数据，截至 2025 年底，我国光伏和风电装机总规模分别达到 12 亿、6.4 亿千瓦，在发电装机容量中占比分别达到 31%和 16%，风光装机占电源装机的比重达到 47%，较 2016 年的 14%呈现大幅提升。与此同时，新型储能从示范应用转入规模化发展，截至 2025 年底，我国累计建成投运新型储能装机已达到 1.36 亿千瓦，较“十三五”末相比增长超 40 倍，但与电力系统整体规模相比，储能渗透率并不高，新型储能装机规模与发电总装机、新能源总装机之比分别为 3.5%和 7.4%。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底，我国电化学储能总装机 10,929 万千瓦，相当于新能源总装机的 5.73%，较 2021 年底提高 5 个百分点。其中，西藏、宁夏、内蒙古 3 省电化学储能相当于新能源装机的比例达到 10%以上，重庆、新疆、云南、湖南、甘肃、青海、山东、江苏 8 省比例达到 5%以上。

图 14：近 5 年电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

根据中电联统计数据，2025 年，电化学储能总充电电量（不含用户侧及火电配储电站）相当于全国新能源总发电量的比例由 2024 年的 0.44%提升至 0.69%，其中西藏、重庆、贵州、青海、

新疆比例分别达到 11.41%、2.97%、1.93%、1.87%、1.76%；总放电量相当于全社会用电量的比例由 2024 年的 0.08% 提升至 0.14%，西藏、青海、新疆比例分别达到 2.72%、0.91%、0.53%，电化学储能促进新能源消纳和提高电力系统安全稳定运行水平等方面的作用逐步增强。

图 15：近 3 年电化学储能充放电情况



来源：中国电力企业联合会

随着国家发展改革委、国家能源局《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》（发改价格〔2025〕136 号）文件发布，新型储能发展逻辑发生了根本性转变，正逐步从“强制配储”走向“按需配置”，储能企业也从追求“装得上”转向“用得好”，未来储能将通过全面参与电力现货市场、辅助服务市场和容量市场等多元市场机制，最大化发挥其在调频、顶峰、备用等方面价值。

1.3.商业模式与收益构成

1.3.1 全国电力交易市场框架

自从 2022 年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》发布后，配套政策密集出台，现阶段我国初步构建以《电力市场运行基本规则》为基础¹⁰，电力中长期¹¹、现货¹²、辅助服务¹³

10 2024 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局修订《电力市场运行基本规则》，以国家发展改革委第 20 号令的部门规章形式印发，为制修订的一系列电力市场基本规则等规范性文件提供依据。

11 2025 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局修订《电力中长期交易基本规则》，对 2020 年规则进行修订完善，进一步优化交易机制、明确新型经营主体入市规范，强化跨区交易与现货市场协同，旨在适配新型电力系统和全国统一电力市场建设需求。

12 2023 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力现货市场基本规则（试行）》，作为我国首个国家层面的电力现货市场交易规则，为各地电力现货市场建设提供了统一框架和标准，推进统一开放、竞争有序的电力市场建设。

13 2025 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则》，作为国家层面首个电力辅助服务市场化规则，明确调峰、调频等辅助服务市场交易与价格形成机制，推进各地电力辅助服务市场规范统一，进一步明确了电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场的衔接机制，提升电力系统整体运行效率和资源配置能力。

规则为主干，信息披露¹⁴、市场注册¹⁵、计量结算¹⁶规则为支撑的全国统一电力市场“1+6”基础规则体系。2025 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局联合发布的《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394 号），明确提出“2025 年底前福建、四川、辽宁等 18 省启动连续结算试运行”的硬性指标，标志着我国电力现货市场建设进入全面提速新阶段。随着全国统一电力市场“四梁八柱”的完善，新型储能将构建起“现货价差套利+辅助服务获利+容量补偿保底”的多元化收益模式。

电能量市场

储能参与电能量市场，可通过参与中长期交易锁定基础收益，并通过“报量报价”或“报量不报价”形式参与现货市场利用分时价差实现“低充高放”套利。国家层面多次发文鼓励新型储能全面参与电能量市场，推动“新能源+储能”作为联合主体，一体化参与电能量市场交易；推进具备独立计量、控制等技术条件，符合相关标准规范和电力市场注册基本条件，具有法人资格的新型储能项目，作为独立主体参与电能量市场。截至 2025 年底，全国共 25 个电力现货市场运行地区，覆盖省份和地区 30 个，其中包括山西、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江 6 个现货正式运行地区和 19 个现货连续结算试运行地区。除京津唐和西藏外，现货市场实现全覆盖。目前，各省午间光伏大发时段电价因零边际成本新能源电量涌入而持续下探，晚高峰则因供需紧张价格显著拉升。未来，若各省现货市场价格上限进一步提高，则现货市场价差有望进一步拉大。

表 2：各区域电力现货市场建设情况

市场建设阶段	省份/区域
正式运行 (6 个)	山西、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江
连续结算试运行 (19 个)	陕西、安徽、河北南网、辽宁、黑龙江、江苏、吉林、福建、宁夏、河南、江西、四川、新疆、蒙东、湖南、上海、青海、重庆、南方区域

注：南方区域市场连续结算运行期间，广东省纳入南方区域市场，不再单独运行。

随着电力现货市场的全面推进与落地，分时电价形成机制迎来市场化转型，定价模式从“政府核定”迈入“市场定价”。2025 年 12 月 17 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号），明确自 2026 年 3 月 1 日起，针对直接参与市场交易的经营主体，不再人为划定分时电价标准及时段区间。截至 2026 年 1 月底，贵州、河北南网、湖北、陕西、吉林、云南、重庆、辽宁、河南等 9 个地区已正式取消入市用户的固定分时电价。

14 2024 年 1 月，国家能源局印发《电力市场信息披露基本规则》，规范市场运营机构及各类主体在交易前、中、后期必须披露的信息内容、格式、频率与渠道，提升市场预测准确性与公信力，并为有效监管提供依据。

15 2024 年 9 月，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》，建立全国统一的注册平台和标准流程，对各类主体进行身份认证、资质审核与动态信息管理，实现注册业务“一站式”办理，推动“一地注册、信息共享”，服务新型主体快速发展和入市需求。

16 2025 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力市场计量结算基本规则》，统一规范电能量及辅助服务的计量数据采集与校验标准、结算周期和时限要求、电费收付流程等，有力维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益。

辅助服务市场

国家明确结合电力市场建设进展，有序引导新型储能参与调频、备用等辅助服务市场，鼓励各地区因地制宜研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种，逐步扩大新型储能参与辅助服务规模。目前，新型储能主要参与调峰、调频辅助服务市场，然而随着电力现货市场的连续运行，调峰辅助服务将与电力现货市场融合发展，调频市场的总体市场容量较为有限，独立储能大规模进入不可避免地会造成市场饱和。

与此同时，各地区积极探索新型储能辅助服务多元化应用模式，为储能开辟更广阔的市场空间。山西出台了国内首个正备用辅助服务市场交易实施细则，允许储能等新型主体参与备用市场交易；山东建立全国首个爬坡辅助服务市场，独立储能通过“日前申报、实时出清”与电力现货市场联合出清；山西、东北分别将新型储能纳入一次调频辅助服务市场及一次调频辅助服务补偿范畴，按实际贡献给予补偿；云南出台了黑启动辅助服务市场交易规则，新型储能与火电机组执行统一的申报价格上下限与补偿标准。

表 3：各省储能参与调频市场相关政策

省区	参与方式	准入门槛	补偿方式 (K 为调频性能指标)
广东 广西 贵州 海南	电力交易市场	额定功率充电/放电同向指令持续响应时间应不小于 1 小时	里程补偿：调频里程×出清价格×K 容量补偿：调频容量×3.56 元/MW·h（2025 年 9 月起取消）
云南			里程补偿：调频里程×出清价格×性能指标 容量补偿：中标容量×容量补偿价格(中标被调用 5 元/MW，中标未被调用 4 元/MW；2025 年 9 月起取消容量补偿)
浙江			里程补偿：调频里程×出清价格×K
福建		充放电功率不小于 10MW 且持续时间不小于 1 小时	里程补偿：调频里程×出清价格×调节系数×K (调节系数=1) 容量补偿：AGC 投运率×可调节容量×补偿标准 (960 元/MW·月)
安徽	电力交易市场	充放电功率 10MW，持续时间 1 小时以上	里程补偿：调频里程×主体报价×K 容量补偿：AGC、APC 投运率×可调节容量×补偿标准 (AGC、APC 基本补偿标准分别为 360、240 元/MW·月)
上海	非电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×补偿标准 (3 元/MW) 容量补偿：AGC、APC 投运率×可调节容量×补偿标准 (240 元/MW)
江苏	电力交易市场	充电/放电功率 10MW 以上、持续时间 2 小时以上	里程补偿：调频里程×出清价格×性能指标 容量补偿：可调节容量×K×AGC 投运率×补偿标准 (2 元/MW) (2025 年 10 月新版交易规则征求意见稿中取消容量补偿)

省区	参与方式	准入门槛	补偿方式 (K 为调频性能指标)
辽宁	电力交易市场	充放电功率 5MW 以上 (2026 年起为 6MW)，时 间 2 小时	里程补偿：调频里程×出清价格×性能指标× 调频单元里程贡献系数（2026 年起取消贡献 系数）
蒙东	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K（2025 年 10 月起）
吉林	电力交易市场	未规定 (2025 年 11 月新版调频细 则征求意见稿新增准入值： 额定功率不低于 5MW，充 放电持续响应时间不低于 2 小时)	里程补偿：调频里程×出清价格×K
黑龙江	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K
四川	非电力交易市场	容量不低于 10MW/20MWh	里程补偿：调节幅度×K×6 元/MW（0.9≤K≤ 2 或 K<0 时补偿；0≤K<0.9 时无补偿）
	电力交易市场 (2025 年 12 月 起)	充放电功率不低于 5MW	里程补偿：调频里程×出清价格×K
湖北	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K
江西			
重庆			
河南	电力交易市场	额定功率不低于 10MW、连 续储能时长 2 小时及以上	里程补偿：调频里程×出清价格×K
湖南	电力交易市场	容量不小于 10MW，持续时 间不低于 1 小时	里程补偿：调频里程×出清价格×K×调节系 数（调节系数=已纳入调频市场分摊的日电 量/调度总发电日电量）
陕西	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K
宁夏	电力交易市场	充电功率在 10MW 及以上， 持续充电时间 2 小时以上	里程补偿：调频里程×出清价格×K
青海	电力交易市场	充放电功率 10MW 及以上、 持续充放电时间 2 小时及以 上	里程补偿：调频里程×出清价格×K 可用率补偿：月可用率达 98%以上，每提高 1%补偿 1 积分/10MW（每分结算金额 1000 元，即 100 元/MW）。
甘肃	电力交易市场	充电功率不低于 10MW、持 续充电 2 小时及以上	里程补偿：调频里程×出清价格×K
新疆	电力交易市场	容量不少于 10MW	里程补偿：调频里程×出清价格×K
河北	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K（2026 年 1 月起）
山东	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程×出清价格×K
山西	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频深度×出清价格×K

容量市场

2026 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局正式印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）（以下简称“114 号文”），首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制，为其未来发展划定了清晰的收益规则、明确了市场化发展路径。

“114 号文”要求以当地煤电容量电价为基础，根据其顶峰支撑能力按比例折算¹⁷，折算比例与连续放电小时数和系统最长净负荷高峰持续时段直接挂钩，真实反映储能对系统顶峰保障的实际贡献。这一规则意味着，新型储能的容量电价并非“一刀切”，而是与其对系统的实际顶峰保障能力强相关：放电时长越长、顶峰贡献越大，折算比例越高，获得的容量电价补偿越多。例如，某地区系统最长净负荷高峰持续 4 小时，2 小时放电时长的新型储能折算比例为 0.5，容量电价为当地煤电的 50%；4 小时及以上长时储能折算比例可达 1，与煤电享受同等容量电价标准。该设计将推动新型储能技术与电力系统需求精准适配。

与此同时，“114 号文”并未将容量电价作为新型储能的唯一收益来源，而是明确其可在享受容量电价的同时，自主参与电力现货市场、辅助服务市场获取额外收益，有利于推动形成“可靠容量补偿稳基本、电能量市场和辅助服务增效益”的收益结构，通过建立稳定的收益预期，加速行业规模化市场化发展。

此外，对容量电费考核方面要求制定考核办法，“对未能达到考核要求的机组，应扣减容量电费或可靠容量补偿费用”，通过影响容量补偿费用获取，从收益机制上倒逼新型储能行业把设备质量和可靠性作为竞争核心，由此抑制“低质低价”内卷，引导新型储能从“价格战”转向“价值战”。

内蒙古、湖北等部分省份在“114 号文”发布前，已出台或拟出台本区域新型储能的容量补偿电价机制。从补偿方式来看，当前的储能容量补偿机制可分为两类：一类是按照有效容量及供需系数进行补偿，与国家新政策要求一致，以甘肃、湖北、宁夏为代表，补偿标准初步设定为 330、165 元/kW·年；另一类则按照实际放电量进行补偿，以内蒙古和新疆（2026 年起取消补偿）为代表。从管理机制来看，各省新型储能容量补偿政策正从简单粗放向基于性能、利用率等精细化转变，进一步提升储能项目的可用性和运营效率。从分摊方式来看，大部分省份的容量电费拟向用户侧进行分摊，初步构建起“谁受益、谁承担”的长效机制；仅内蒙古明确储能容量电费向发电侧进行分摊。后续随着各省承接方案的落地，将逐步通过稳定的收益预期激活行业投资活力，为新型储能在电力系统中充分发挥顶峰保供、促进新能源消纳的核心作用筑牢机制保障。

表 4：各省储能容量电价补偿政策

省份	政策	时间	补偿标准	补偿方式	考核标准
山东	《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》、《关于贯彻发改价格〔2023〕1501 号文件精神完善我省容量电价机制有关事项的通知》、《山东电力市场规则(试行)》	2022/05	市场化容量补偿电价用户侧收取标准为 0.0705 元/kWh，独立储能补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的 2 倍执行。	发电侧主体市场化容量补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配。独立新型 24 小时，则将影响储能的可用容量=储能电站核定放电功率×K×H/24	

17 折算比例=满功率连续放电时长÷全年最长净负荷高峰持续时长（最高不超过 1）。

省份	政策	时间	补偿标准	补偿方式	考核标准
新疆	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	2023/08	放电量补偿：2025 年 0.128 元/kWh，后续政策待定。 调峰补偿：全网弃风弃光时段，充电 0.55 元/kWh，放电 0.25 元/kWh(需按调度指令执行，与容量电价不可叠加)。	按实际放电量结算	无明确考核，但需满足调度指令
河北	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	2025/03	容量电价 100 元/kW·年(月度 8.33 元/kW)，激励期 24 个月(2026 年 6 月前建成项目)。	按月度平均可用容量	月内 2 次不达标扣当月容量费 10%、3 次扣 50%、4 次及以上扣 100%;年充放需≥330 次，未达标按比例扣补贴，逾期项目按月减激励期
	《关于加快新型储能建设的通知》	2025/03	按 0.35 元/kWh 补偿，执行期 10 年(2025 年 5 月已启动首笔补偿)，2025 年 6 月 30 日前不能开工项目不执行 2025 年度补偿标准。	按实际放电量结算	不考核充放电次数
内蒙古	《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》	2025/11	2026 年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为 0.28 元/kWh。	按实际放电量结算	新能源消纳困难时不向电网放电、电网供电紧张时不充电；电网逐日公布电力供需预测并校核充放电曲线，储能电站日内全容量充电≤1.5 次
湖北	《省发改委 省能源局关于建立新型储能价格机制的通知》	2025/12	年度容量电价暂按 165 元/kW·年执行，月度容量电价=年度容量电价/12	按照月度容量电价和月度平均可用容量确定，月度平均可用容量=Σ（日可用放电功率×单次可持续放电时长÷10 小时）/当月总天数	实际最大放电功率/单次放电量未达申报值与计划值 98%的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，三次扣减 50%，四次及以上扣减 100%。累计发生三次，取消补偿资格。若全年等效充放电次数偏低（电化学储能 240 次、压缩空气 180 次以下），

省份	政策	时间	补偿标准	补偿方式	考核标准
甘肃	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》	2025/12	可靠容量补偿标准按 330 元/kW·年执行，电网侧独立储能。	按可靠容量补偿，储能可靠容量=最大放电功率×(1-厂用电率)×可靠容量系数(放电时长/6，≤1)	当年容量电费回收 20%。
					不能按调度指令提供申报最大出力/放电时长，月 1 次扣 50%月度容量电费，月 2 次扣 100%月度容量电费；全年 3 个月被扣 100%，扣全年容量电费
宁夏	《宁夏自治区发改委关于建立发电侧容量电价机制的通知(征求意见稿)》	2025/09	2025 年 10 月至 12 月按照 100 元/kW·年执行，2026 年 1 月起按照 165 元/kW·年执行；火储同补。	由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定	月内 3 次非停扣当月容量费，全年 3 个月非停取消次年容量费资格

1.3.2 储能收益模式

136 号文发布后，我国新型储能产业的发展逻辑已发生根本性变革，正式迈入以市场化收益为核心的高质量发展新周期。在电力市场加速建设的大背景下，电源侧、电网侧、用户侧储能的定位、价值实现路径和商业模式均出现显著分化与演进。

新能源配储

目前国家鼓励推动“新能源+储能”作为联合主体，一体化参与电能量市场交易，在新能源入市交易的新模式下，新能源配储主要收益模式包括**减少新能源弃电、降低偏差考核费用、赚取电能量价差收益**三方面。其中，**减少新能源弃电**主要为新能源利用配建储能削峰填谷降低弃电率；**降低偏差考核费用**为利用配建储能改善发电曲线，降低偏差考核成本；**赚取电能量价差收益**为配建储能在新能源弃风弃光时段充电，在电价高峰时刻放电，赚取峰谷电价差。当前，新能源配储的经济性与现货峰谷价差、新能源弃电率、储能系统成本等因素密切相关，各地差异较大但总体经济性仍不足。

火电配储

火电配储主要收益模式为向电网提供**调频辅助服务**，储能凭借其毫秒级快速响应特性，与火电机组联合运行，大幅提升机组的综合调频性能指标，在调频辅助服务市场的竞价中获得优势，获取更高的里程补偿收益。

工商业配储

工商业配储收益模式主要为**峰谷电价套利**，2025 年全国提出输配电价等费用不参与峰谷浮动的地区扩展至 20 多个地区，分时电价政策的调整导致峰谷价差呈收窄趋势，对单一依赖套利的模式构成挑战。这一变化倒逼工商业配储逐步从单一峰谷套利的收益模式，发展为以峰谷套利为主，以需求侧响应、虚拟电厂聚合等为辅的多元收益模式，由此提升工商业配储的综合经济性。

独立储能

独立储能是当前政策支持力度最大、商业模式最为丰富的应用场景主要包括峰谷套利、辅助服务收益和容量收益等。其中，**峰谷套利收益**为独立储能在电力现货市场运行成熟的地区，利用日内电价波动，在低谷时段低价充电，在高峰时段高价放电，赚取充放电差价，随着新能源全面入市将进一步提升电价波动性，可为储能电站带来更大套利空间。**辅助服务收益**为独立储能参与调频等辅助服务市场获取补偿收益，目前国家鼓励各地区因地制宜研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种，部分领先省份已开始将鼓励转化为具体规则，推动独立储能收益来源从传统调频向更丰富的系统支撑服务拓展。**容量收益**此前高度依赖容量租赁，而“136 号文”发布后，容量租赁的价格与需求受到直接冲击。目前我国正在构建容量电价与可靠容量补偿机制两套并行的制度框架，并明确两阶段演进路径：现阶段实行容量电价，按电源类型分别行政定价；远期在现货市场连续运行地区，有序建立可靠容量补偿机制，按顶峰贡献统一规则补偿，届时相关机组不再执行原有容量电价。容量电价机制可为储能提供较为稳定的收入预期。

整体来看，在当前电力市场化改革的进程中，不同应用场景的储能商业化程度呈现显著差异。新能源配储尚未完全摆脱“配套角色”，其市场化程度与价值实现路径仍显模糊；火电配储与工商业配储的收益模式则相对单一，前者高度依赖调频辅助服务市场，后者主要依托用户侧的峰谷价差套利。相比之下，独立储能具备参与电能量、辅助服务、容量补偿等多类市场的资格，因而在收益结构的多元性与可持续性上展现出显著优势。鉴于此，本报告将重点聚焦独立储能的运营情况，结合典型省份的实践，系统分析其收益路径与项目盈利水平。

第二章 典型地区储能电站运营情况分析

本章聚焦不同区域独立储能项目运营情况，选取山东、宁夏、河北等 7 个典型省份展开分析。通过各省能源特征、负荷特性等，深入分析储能发展模式及参与电力市场的盈利方式，探究储能在电力市场中发挥的价值及未来发展潜力。

2.1. 山东

2.1.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。山东电源结构呈现多元化特征，涵盖火电、风电、光伏、核电、水电等多种电源类型，2025 年电力总装机达 2.5 亿千瓦，居全国第二。山东是全国新能源装机规模最大的省份之一，近年来新能源装机占比持续提升，截至 2025 年底新能源总装机规模达 1.3 亿千瓦，占电力总装机比例超 50%，历史性超过煤电。与此同时，新能源装机容量的快速增长，给电网的平稳运行带来极大挑战。以 7 月 5 日这天为例，中午新能源出力创历史新高，达 6,661.5 万千瓦，其中光伏出力 5,589.8 万千瓦，但在晚间用电高峰时段，光伏出力几乎为零，日出力波动达 5,000 万以上。

发电量结构。山东区域传统火电仍起着压舱石的作用，新能源发电量占比显著提升。2025 年发电量 6,982.6 亿千瓦时，增长 3.1%。全年风光核水生等新能源和可再生能源发电量 2,245.4 亿千瓦时，增长 20.8%，占全部发电量比重的 32.3%，占比较上年同期提高 4.8 个百分点。其中风力、太阳能、核能、生物质能发电量分别为 593.4、1,065.5、337.3、73.9 亿千瓦时，分别增长 2.3%、29.7%、59.3%、2.7%。

负荷结构。2025 年，山东全社会用电量 8,670.7 亿千瓦时，第二产业用电量最大，达 6,242.98 亿千瓦时、占比 72%，是电力消费的主力军，其中工业用电占比较大。居民生活用电占 13%、第三产业用电占 13%、第一产业用电占 2%。山东电网负荷具有明显年度增长和日波动特征。2025 年迎峰度夏期间，山东电网最高负荷八次刷新历史纪录，最高达 1.3 亿千瓦。从日负荷曲线来看，负荷在一天内有显著波动，晨起和晚峰时段出现两个高峰，中午及夜间用电负荷相对较低。此外，不同季节和时间段的负荷特性也存在差异，夏季因空调使用负荷激增，冬季采暖需求增加电力需求。

储能发展现状

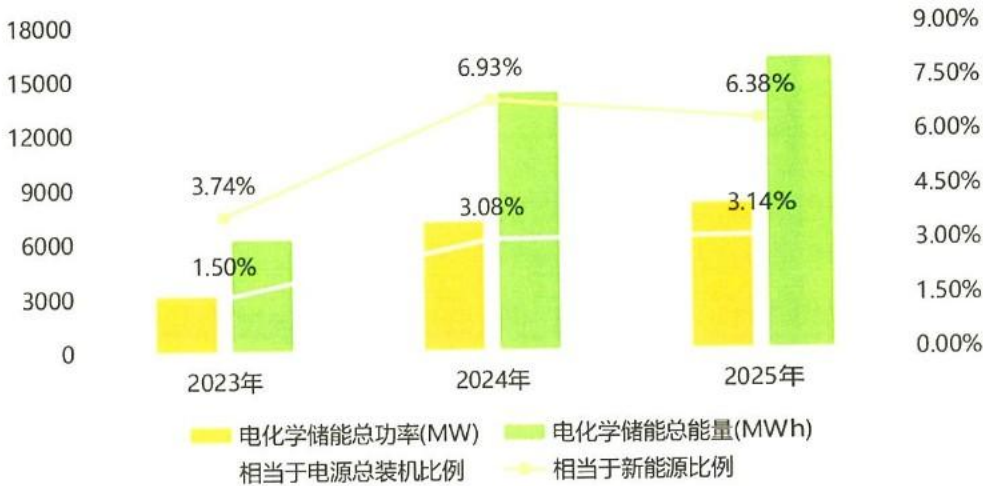
“十四五”时期，山东新能源发电装机容量年均增长 25%，带动储能加速发展。根据山东省发展改革委发布数据，2025 年，山东新型储能装机达到 11.20GW，涵盖电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能等多种技术形式。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底山东区域累计投运电化学储能电站 141 座、总装机 8.07GW/16.08GWh（在运 139 座、总装机 8.06GW/16.07GWh，停用 2 座、总装机 0.01GW/0.01GWh），相当于新能源装机容量的 6.38%，主要分布在东营、烟台、德州等地区，储能规模排名第三。

从应用场景看，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 27.08%、72.42%、0.50%，主要应用场景为独立储能和新能源配储，累计投运总装机分别为 5.84GW、1.71GW，合计占比 93.53%。

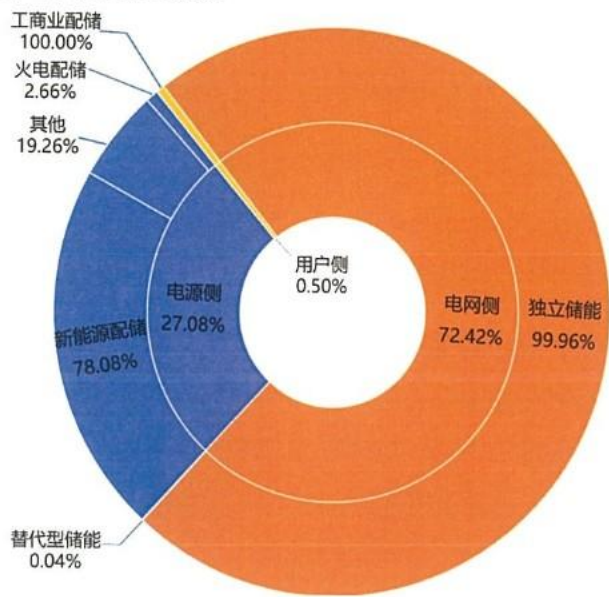
从储能时长看，2h 储能系统应用最为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 2h 的电化学储能总能量 16.02GWh，占比 99.64%。

图 16：近 3 年山东电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

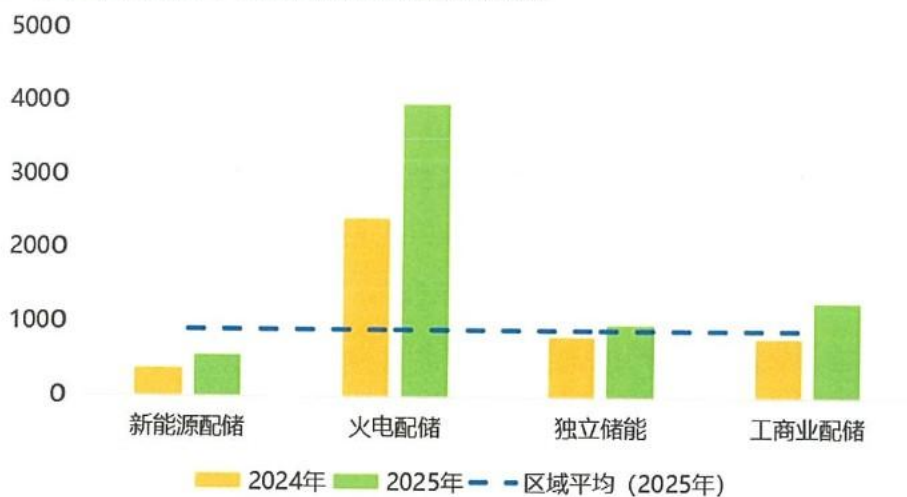
图 17：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年山东区域电化学储能运行情况相较 2024 年有所提升，年均运行小时数 1,359h，同比提高约 210h；年均利用小时数 910h，同比提高约 141h；年均等效充放电次数 229 次（相当于每 1.6 天完成一次完整充放电），同比提高约 35 次；平均利用率指数 43%，同比提高约 9 个百分点。

图 18：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年山东区域独立储能平均利用小时数 988h、同比提高约 176h，平均等效充放电次数 246 次；新能源配储平均利用小时数 555h、同比提高约 178h，平均等效充放电次数 139 次。

2025 年夏季，为有效应对尖峰负荷挑战，国网山东电力组织开展了省内首次新型储能集中调用，144 座新型储能电站集中向电网输送电能，最大放电功率达 8.04GW。有效支撑了晚间电网用

电高峰，刷新全国省级电网纪录。12 月 10 日晚间，国网山东电力再次调动省内 144 座新型储能电站在同一时刻集中向电网输送电能，最大放电功率 8.39GW，展现了储能关键支撑作用。根据国网山东电力的数据，截至 2025 年 11 月，山东电网年内通过调用新型储能已累计多消纳新能源 3319GWh。

商业模式与收益构成

当前，山东独立储能已建立起“电能量收益+容量补偿+容量租赁收益”的多元盈利机制。

电能量收入。中长期交易方面。独立储能参与中长期市场交易，与电力用户签订长期购售电合同，锁定电量和电价，可获得稳定的电能量收入，降低市场波动风险。**现货交易方面。**独立储能“报量报价”参与现货市场，以所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。但需注意，现货市场价格波动较大，收益受充放电时段、充放电损耗、输配电费、基金及附加、容量电费等多种因素影响。

辅助服务收入。目前，山东已开放储能调频、爬坡辅助服务市场，并将适时开展备用辅助服务交易，加快建立“一体多用、分时复用”交易模式，提升储能市场化收益水平。2025 年 8 月，山东组织完成独立储能调频辅助服务市场的调电试运行，2026 年独立储能参与调频市场或将正式落地。根据 2025 年 12 月修订的《山东电力市场规则(试行)》，调频补偿费用采用基于调频里程的单一制价格机制，按效果付费，由出清价格、调频里程、性能系数相乘计算。调频里程报价上下限分为 12 元/MW、0.1 元/MW。调频辅助服务市场和现货市场联合出清。技术支持系统不具备条件时，调频辅助服务市场与现货市场暂分步出清。

容量收入。**容量补偿收入。**独立储能参与电力市场，按照其可用容量获得容量补偿费用，具体补偿标准根据实际运行情况进行调整。目前容量补偿电价标准为 0.0705 元/kWh，日市场化可用容量=储能电站核定放电功率 $\times K \times H/24$ （K：电站当日运行及备用状态下的小时数/24，H：电站核定放电功率下的最大连续放电小时数）。另外，示范项目、入库长时储能项目给予 2 倍容量补偿费用。

容量租赁收入。新能源场站通过租赁独立储能场站容量实现优先并网，《山东省 2025 年新能源高水平消纳行动方案》已明确存量新能源场站延续容量租赁机制。

综上所述，山东区域储能的商业模式在政策支持和市场机制完善的背景下，展现出多元化和广阔的发展前景，为储能项目的可持续发展提供了有力保障。

区域储能规划

《中共山东省委关于制定山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》提出，科学布局抽水蓄能、压缩空气、电化学等储能设施，推动智能电网、微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化等加快发展，增强电网系统互补互济和安全韧性水平。根据《关于山东省 2025 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2026 年国民经济和社会发展计划草案的报告》，山东规划 2026 年非化石能源装机达到 1.5 亿千瓦，新型储能规模达到 1,300 万千瓦。

2.1.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，参考 2025 年山东地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数¹⁸按照 214 次测算，综合效率按照 88.6% 测算，容量租赁比例按照 50% 测算。

根据 2025 年山东全年市场数据，该典型电站全年可获得总收益约为 2,488.2 万元，单位能量收益¹⁹为 12.44 万元/MWh·年，主要包括电能量收入、容量收入两部分，收益占比分别为 35.7%、64.3%。

电能量收入²⁰。结合山东电力交易中心等公布的价格信息，测算得出 2025 年山东现货价格条件下，储能平均购电价格为 0.0822 元/kWh，平均售电价格为 0.4221 元/kWh，上网环节线损和系统运行费等杂费为 0.096 元/kWh，依据额定能量、年等效循环次数及综合效率测算，电站年充电量为 45,406.6MWh，年放电量为 40,204.9MWh，结合购电及售电价格测算，电站电能量年收入 888.2 万元。

容量收入。在容量租赁收益方面，按照 50% 容量出租，山东平均容量租赁价格为 280 元/kW·年测算，电站容量租赁年收入 1,200 万元；在容量补偿收益方面，由于用于测算的山东“全省各个发电单元可用容量之和”等相关数据不公开，因此采用行业经验值 1 万/MWh·年作为容量补偿的单位能量收益，则电站容量补偿年收入 400 万元。

2.2.宁夏

2.2.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。新能源装机已成为宁夏最重要的装机构成，截至 2025 年底宁夏新能源装机 5,732 万千瓦，占比达到 65.5%，年新增新能源并网容量 1,599 万千瓦，超过“十四五”前四年之和。宁夏区域新能源整体“大装机、小电量”、“有电量、缺电力”的特征进一步凸显。随着宁夏地区新能源装机的持续快速增长，新能源出力的不确定性，给电网供需平衡（特别是晚高峰）带来极大挑战。宁夏新能源渗透率虽已超过 60%，但是晚高峰期间新能源实际出力尚不到其装机量的 3%，系统调节负担较大。

¹⁸ 等效循环次数 = (累计充电量 + 累计放电量) / (额定能量 * 2)。

¹⁹ 单位容量收益的计算仅考虑电站收益部分，未包含电站建设运行相关成本。

²⁰ 综合数据可得性、电站运营差异等因素影响，本研究涉及的典型电站电能量收入仅考虑现货市场获益。

发电量结构。2025 年，宁夏工业发电量 2,501.58 亿千瓦时，同比增长 5.7%。其中，火力发电量 1,739.26 亿千瓦时，增长 0.3%；水电、风电、太阳能等可再生能源发电量 770.30 亿千瓦时，增长 20.2%。

负荷结构。2025 年，宁夏全社会用电量 1,459 亿千瓦时，同比增长 4.9%。用电结构以工业为主，工业用电占比达 70%。受限于本地消纳能力有限，外送电在宁夏用电结构中占据重要地位，且外送电量持续增长。2025 年宁夏电网外送电量超 1,000 亿千瓦时，同比增长 6.92%；其中新能源外送超 280 亿千瓦时、占总外送规模的 28%，新能源上网电量中近四成通过外送消纳。整体来看，宁夏负荷与电源呈现南北逆向分布的错配格局。宁夏约 85%的火电、90%的新能源布局在中南部干旱带的吴忠和中卫等地，约 60%的负荷分布在北部石嘴山、银川地区，形成“源荷时空错配”，需跨区互济保障电力供需平衡。

储能发展现状

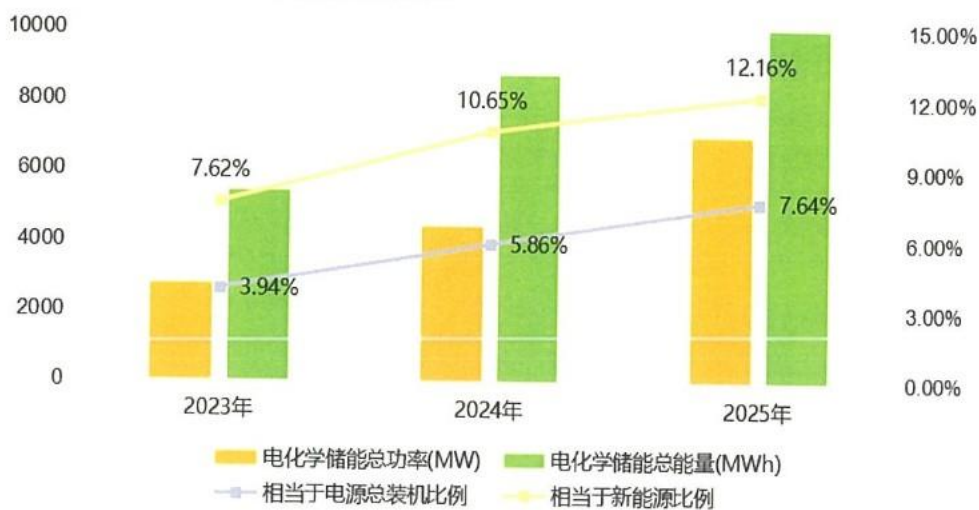
根据国网宁夏电力发布数据，2025 年，宁夏新增储能并网 2.91GW/6.46GWh，截至 12 月 31 日，宁夏储能并网容量达 7.63GW/15.90GWh。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底宁夏区域累计投运电化学储能电站 63 座、总装机 6.97GW/14.49GWh（在运 60 座、总装机 6.96GW/14.47GWh，停用 3 座、总装机 0.01GW/0.02GWh），相当于新能源装机容量的 12.16%，主要分布在吴忠、中卫、银川等地区，储能规模排名第五。

从应用场景看，电源侧、电网侧电化学储能装机占比分别为 7.13%、92.87%，应用场景为独立储能和新能源配储两类，累计投运总装机分别为 6.48GW、0.50GW，装机占比分别为 92.87%、7.13%。

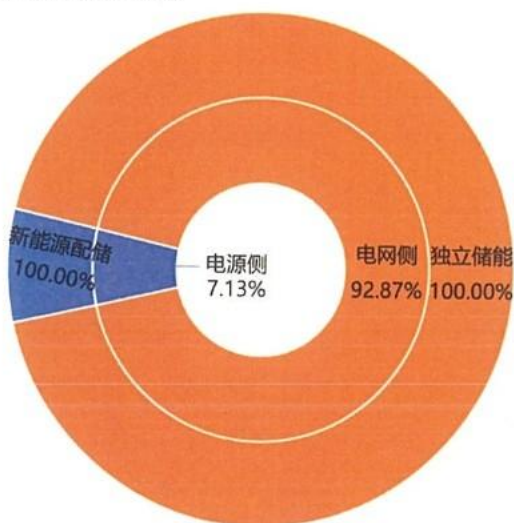
从储能时长看，2h 储能系统应用较为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 2h 的电化学储能总能量 13.10GWh，占比 90.45%；4h 长时储能项目逐渐增多，累计投运总能量占比 8.84%。

图 19：近 3 年宁夏电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

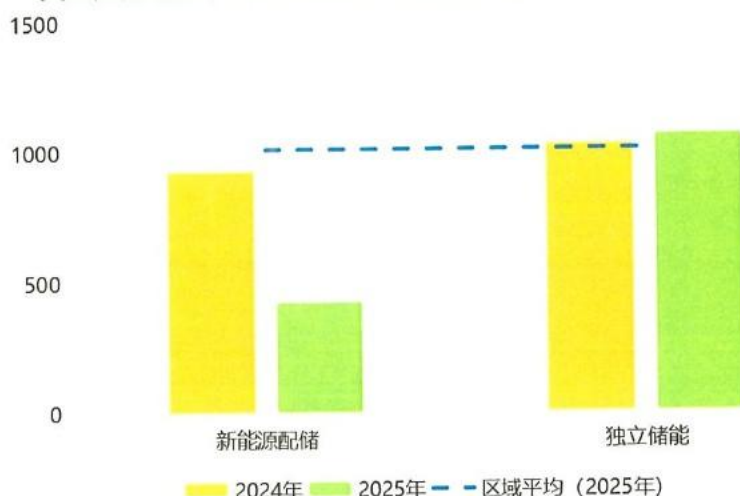
图 20：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年宁夏区域电化学储能运行情况与 2024 年基本持平，年均运行小时数 2,134h，同比提高约 670h；年均利用小时数 1,012h，同比下降约 9h；年均等效充放电次数 253 次（相当于每 1.4 天完成一次完整充放电），同比下降约 2 次；平均利用率指数 60%，同比下降约 1 个百分点。

图 21：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年宁夏区域独立储能平均利用小时数 1,064h、同比提高约 33h，平均等效充放电次数 266 次；新能源配储平均利用小时数 422h、同比下降约 500h，平均等效充放电次数 105 次。

根据宁夏电力公司调研情况，在宁夏 4.7GW 储能提供消纳保障的条件下，增发新能源电量 1836GWh，提升新能源利用率 2.7 个百分点；晚峰时段储能放电增加顶峰能力 4.0GW，提供保供电量 1606GWh，相当于 6 个区内直调火电厂出力水平。

商业模式与收益构成

宁夏独立储能收益模式分为政策红利期、过渡调整期、市场成熟期三个阶段。2021 年 11 月，宁夏发展改革委发布《关于开展新型储能项目试点工作的通知（征求意见稿）》，给予储能试点项目 0.8 元/kWh 调峰服务补偿价（于 2022 年 5 月正式印发），同年 12 月，印发《宁夏电力辅助服务市场运营规则》，明确电储能调峰补偿价格上限为 0.6 元/kWh，宁夏储能正式进入政策红利期结算。随着，2024 年 2 月，国家《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》的印发，宁夏储能调峰服务补偿与新能源电价挂钩，逐步下调至 0.2595 元 /kWh。

2024 年 11 月，宁夏发布《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》，宁夏独立储能进入市场过渡期阶段。该文件提出现货市场连续运营前，独立储能参与中长期电能量市场的，可同步享受调峰辅助服务收益。现货市场连续运行后，储能可参与现货电能量交易及调频辅助服务交易，推动建立储能容量补偿机制。

根据宁夏发改委发布的《关于开展宁夏电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（宁发改电力〔2025〕617 号），2025 年 10 月 1 日起宁夏正式启动电力现货市场连续结算试运行，独立储能

进入市场成熟期阶段，独立储能主要收益模式为“中长期市场/现货市场+调频辅助服务+容量补偿”。

表 5：宁夏独立储能收益模式

阶段划分	划分依据	主要收益模式
第一阶段：政策红利期	现货市场未运行	调峰辅助服务+容量租赁
第二阶段：过渡调整期	现货市场连续运营前	调峰辅助服务 ²¹ +中长期市场 ²²
第三阶段：市场成熟期	现货市场连续运营后	中长期市场/现货市场+调频辅助服务+容量补偿

电能量收入。现货市场连续运营前（2025 年 10 月 1 日前），独立储能参与中长期电能量市场，同步享受过渡性调峰辅助服务收益（2024 年 2 月起补偿价格 0.2595 元/千瓦时）。根据宁夏“617 号”文件，2025 年 10 月起独立储能以“报量报价”方式参与现货市场，调峰辅助服务市场与现货市场融合，现货交易申报、出清环节均设置限价，限价范围为 40～800 元/MWh。

辅助服务收入。根据宁夏“617 号”文件，现货市场连续试运行期间调峰辅助服务市场与现货市场融合，储能可参与调频辅助服务交易。调频里程申报价格范围暂定为 5～15 元/MW，调频性能指标上限值为 2。从未来发展趋势上看，一方面随着新能源装机占比提升（2027 年达 68%），电网频率波动加剧，调频市场需求将持续增长。另一方面，相较于电能量市场，调频市场的总体市场容量较为有限，储能大规模进入不可避免地会造成市场饱和、摊薄收益。

容量收入。目前，宁夏正在推动建立独立储能容量补偿机制，参考 2025 年 9 月宁夏发改委公布《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，电网侧新型储能容量电费由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定。

容量电费 = 有效容量 × 容量电价 × 容量供需系数

其中：

- ◆ **有效容量：**电网侧新型储能有效容量为满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电；总有效容量为煤电机组、电网侧新型储能、风电、光伏等调节资源的有效容量之和。
- ◆ **容量电价：**2025 年 10 月～12 月起按 100 元/kW·年执行，2026 年 1 月起执行 165 元/kW·年执行。

21 此根据按照《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196 号)文件，现货市场连续运行后，调峰及顶峰等具有类似功能的市场不再运行。
22 独立储能参与中长期市场，按照《自治区发展改革委关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》(宁发改运行〔2024〕952 号)执行。

◆ **容量供需系数**：容量需求/总有效容量，容量供需系数大于 1 时取 1。其中，容量需求按上年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的区内统调用电负荷、外送容量需求(不含直流配套电源送电容量)、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。

此阶段收益构成以“容量补偿+辅助服务”为主，政策驱动特征明显。短期来看，容量补偿机制落地成为核心驱动力，辅助服务市场中调峰收益因价格机制改革略有所调整，但调频收益较为稳定，现货市场处于培育期，价差空间逐步释放。

区域储能规划

根据宁夏电网公司规划，到 2027 年总装机将达到 128GW，相较 2025 年 6 月末宁夏统调总装机为 79.46GW、新增装机 48.54GW；其中光伏装机容量将达到 63GW、占比 49%，风电装机 29GW、占比 23%。对应的，2027 年储能装机功率达到 18GW，占新能源装机比率稳定在 20%。因此，为达到上述目标，2025~2027 年，宁夏新增储能装机功率分别应达到 9GW、3GW 及 1GW。

表 6：宁夏电网储能发展规划

装机 (GW)	2024 年	2025 年 6 月	2026 年底	2027 年底
光伏	26.23	34.13	45.15	63
风电	15.09	15.20	22.27	29
储能	4.72	5.41	17.72	17.72

2.2.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，参考 2025 年宁夏地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数按照电力现货市场连续运行前（1~9 月）调峰调用 177 次，电力现货市场连续运行后（10~12 月）现货市场运行 71 次测算，综合效率按照 93%测算。此外，规定容量租赁比例按照 50%测算。

根据 2025 年宁夏全年市场数据，该典型电站全年可获得总收益约为 1,913.7 万元，单位能量收益为 9.57 万元/MWh·年，主要包括调峰收入²³、电能量收入、容量收入三部分，收益占比分别为 64.87%、11.99%、23.13%。

调峰收入。结合《宁夏电力辅助服务市场运营规则》、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》相关政策要求，2025 年 1 月宁夏储能调峰辅助服务补偿价格为 0.6 元/kWh，2-9 月补偿价格为 0.2595 元/kWh，燃煤标杆上网电价为 0.2595 元/kWh，按照该水平测算，电站调峰收入为 1,241.5 万元。

23 由于宁夏储能参与调频市场的时间较短（自 2025 年 10 月起），其运行模式与收益尚不稳定，故本案例的辅助服务收益仅考虑调峰部分。

电能量收入。结合宁夏电力交易中心等公布的价格信息，测算得出 2025 年宁夏现货价格条件下，储能平均购电价格为 0.0943 元/kWh，平均售电价格为 0.3373 元/kWh，扣除上网环节线损和系统运行费等杂费后，依据额定能量、年等效循环次数、综合效率、购电价格以及售电价格测算，电站在 10-12 月参与电力现货市场期间，电站电能量年收入 229.5 万元。

容量收入。目前宁夏容量补偿政策尚处于征求意见结束后的待颁布阶段，正式文件尚未出台，因此本案例仅考虑容量租赁收入。经测算，容量租赁收益较高，因此电站选择容量租赁收益，按照 50% 容量出租，宁夏自治区平均容量租赁价格为 88.54 元/kW·年测算，电站容量租赁年收入 442.7 万元。

2.3.河北

2.3.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。截至 2025 年底，河北可再生能源装机总量突破 1.5 亿千瓦，占电力总装机比重提升至 73.4%，远超“十四五”规划 60% 的任务目标。风电和光伏发电装机并网容量达到 1.33 亿千瓦、占统调装机容量的 68%，新能源成为主体电源；其中，冀北风光新能源装机容量突破 8,000 万千瓦、装机占比超 82%，河北南网新能源装机容量 5,300 万千瓦、占比超 60%。

发电量结构。2025 年，河北省总发电量 4,230 亿千瓦时，同比增长 9.3%；其中，火电发电量 2,385 亿千瓦时，同比增长-2.2%；水力发电量 91 亿千瓦时，同比增长 40%；风力发电量 835 亿千瓦时，同比增长 26.9%；太阳能发电量 920 亿千瓦时，同比增长 29.8%。随着新能源发电占比持续提升，电网消纳压力凸显。根据电力行业规划研究与监测预警中心公布数据，2025 年，河北弃风率、弃光率分别上升到 8.0% 和 5.7%，高于全国平均水平。

负荷结构。河北电力供需处于紧平衡状态，存在季节性和阶段性缺电问题。2025 年迎峰度夏期间，河北南网平衡紧张的晚高峰最大负荷 5,150 万千瓦，同比增长 8.7%；国网冀北电力平衡紧张的晚高峰最大负荷 3,100 万千瓦，同比增长 9.4%。根据《河北省 2025 年秋冬季电力负荷管理工作方案》，预计冬季河北南网晚峰存在约 150 万千瓦的电力供应缺口，冀北电网电力供需紧平衡。2026 年 1 月 19 日，河北电网最大负荷达 5,359.6 万千瓦，创冬季历史新高，较上个冬季增长 19.2%。

储能发展现状

根据国家能源局发布数据，2025 年河北新型储能新增装机 5.69GW，累计装机规模超 7GW。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底河北区域累计投运电化学储能电站 155 座、总装机 6.23GW/16.47GWh（在运 143 座、总装机 6.17 GW/16.34GWh，停用 12 座、总装机

0.06GW/0.12GWh)，相当于新能源装机容量的 4.67%，主要分布在承德、张家口、石家庄等地区，储能规模排名第六。

从应用场景看，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 51.29%、48.58%、0.14%，主要应用场景为独立储能和新能源配储，累计投运总装机分别为 3.02GW、3.08GW，合计占比 97.98%。

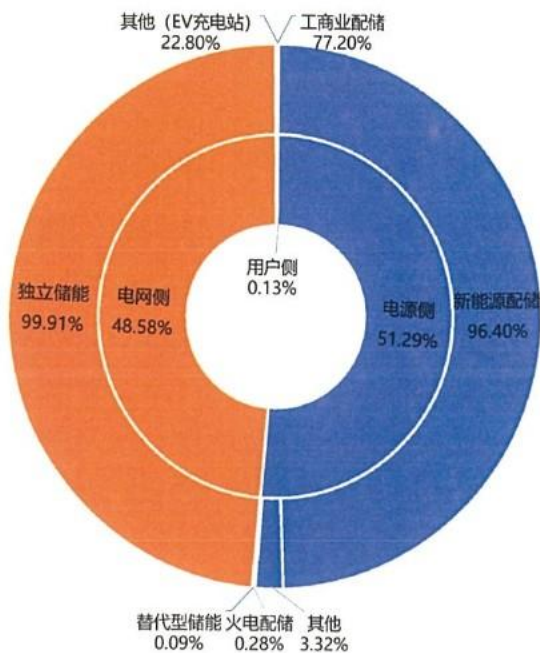
从储能时长看，2h、4h 储能系统应用较为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 2h 的电化学储能总能量 8.18GWh、占比 49.70%；4h 储能系统累计投运总能量 8.21GWh，占比 49.86%。

图 22：近 3 年河北电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

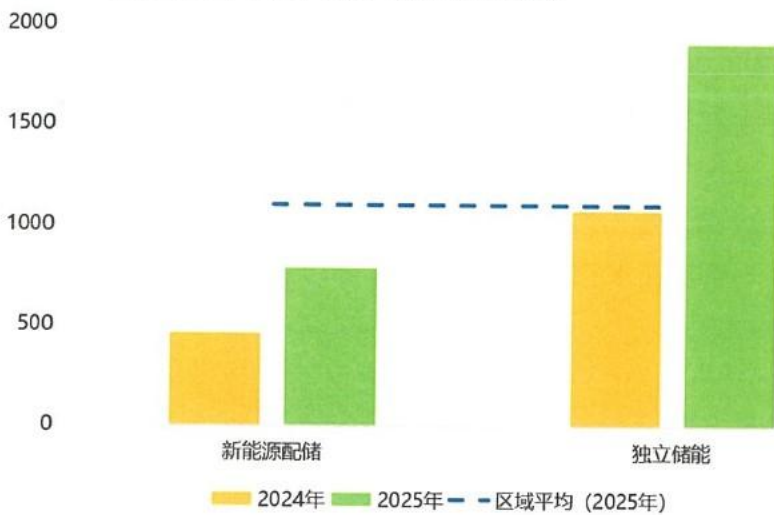
图 23：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年河北区域电化学储能运行情况相较 2024 年有较大提升，年均运行小时数 1,609h，同比提高约 897h；年均利用小时数 1,102h，同比提高约 555h；年均等效充放电次数 250 次（相当于每 1.5 天完成一次完整充放电），同比提高约 126 次；平均利用率指数 53%，同比提高约 28 个百分点。

图 24：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年河北区域独立储能平均利用小时数 1,908h、同比提高约 834h，平均等效充放电次数 380 次；新能源配储平均利用小时数 789h、同比提高约 327h，平均等效充放电次数 191 次。

2025 年夏季，河北南网首次规模化调用新型储能，负荷晚峰储能电站平均放电 1.86GW，最大放电 2.50GW，日均放电小时数 2h，充分发挥了新型储能在电力保供关键时段的支撑作用。

商业模式与收益构成

当前，河北独立储能收益来源主要为电能量收入、容量收入。

电能量收入。中长期交易方面。独立储能参与电力中长期交易时，根据电力系统运行需要，在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易，不能由售电公司代理参与交易。交易类型包括双边协商交易、集中交易（含集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易）。**现货交易方面。**目前，河北南网电力现货市场已进入连续结算试运行阶段，独立储能“报量不报价”参与市场，接受现货市场价格。根据《河北南部电网电力现货市场连续结算试运行工作方案(2025 年)》、《河北南部电网 2026 年电力中长期交易工作方案》，现货市场电能量申报价格范围为 0~1,200 元/MWh。

辅助服务收入。现阶段，独立储能可选择参与现货市场或调频辅助服务市场，但不可同时参与。根据《河北南部电网电力辅助服务实施细则(V4.0 版)》，调频里程补偿按“调频里程×调频性能×出清价格”计算，报价上限为 15 元/MW。

容量收入。容量补偿收入。2026 年 6 月 1 日前并网独立储能电站按全容量并网时间先后竞争享受容量电价，先建先得，补偿时限为 24 个月（2026 年 6 月 1 日至 12 月 31 日并网，有效期扣减逾期月份）。执行容量电价机制的总容量规模，根据系统调节资源需求确定（2025 年 1 月 1 日~2026 年 12 月 31 日，河北南网、冀北电网需求规模分别为 770 万千瓦、830 万千瓦）。独立储能电站可获得的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定，其中月度平均可用容量= $\sum 0.5 \times (\text{日可用充电容量} \times \text{可持续充电时长} + \text{日可用放电容量} \times \text{可持续放电时长}) / 4 \text{ 小时} / \text{当月总天数}$ ，年度容量电价为 100 元/kW(含税)，月度标准按 8.3333 元/kW(含税)执行。**容量租赁收入。**根据《河北省发展和改革委员会关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案的通知》，2025 年 2 月 9 日前批复的新能源项目要求全生命周期配置（配建或租赁）储能。2025 年容量租赁交易价格上下限暂定为 400、200 元/kW·年。新能源企业未足额租赁需按 1.2 倍均价支付差额费用；储能未达调度要求则按 1.2 倍均价扣减租赁收入。

区域储能规划

2025 年 11 月，河北发布《中共河北省委关于制定河北省国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》，提出加快建设新型能源强省，实施可再生能源替代行动，持续提升风电、太阳能发电总装机容量占比，加强抽水蓄能、新型储能设施建设。河北规划 2023~2027 年，全省新能源装机规模年均增长 10GW 以上。2025 年 10 月，河北省发展改革委发布《河北省拟安排多元技术路线独立储能试点项目情况公示》，公示试点项目 97 项，总规模 13.82GW/47.03GWh，均采用磷酸

铁锂与其他技术的混合技术路线，其中河北南网 53 个，6.65GW/22.34GWh；冀北电网 44 个，7.17GW/24.69GWh。

2.3.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，参考 2025 年河北地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数按照 342.7 次测算，综合效率按照 88.59% 测算，容量租赁比例按照 50% 测算。

整体来看，河北南网收益水平略高于冀北电网，本案例结合 2025 年河北南网全年市场数据进行测算，该电站全年可获得总收益约为 2,312.98 万元，单位能量收益为 11.56 万元/MWh·年，主要包括电能量收入、容量收入两部分，收益占比分别为 56.77%、43.23%。

电能量收入。结合河北电力交易中心等公布的价格信息，测算得出 2025 年河北南网现货价格条件下，储能平均购电价格为 0.2343 元/kWh，平均售电价格为 0.4966 元/kWh，扣除上网环节线损和系统运行费等杂费，依据额定能量、年等效循环次数及综合效率测算，电站年充电量为 72,695.86MWh，年放电量为 64,399.95MWh，结合购电及售电价格测算，电站电能量年收入 1312.98 万元。

容量收入。在容量租赁收益方面，按照 50% 容量出租，河北南网平均容量租赁价格为 100 元/kW·年测算，电站容量租赁年收入 500 万元；在容量补偿收益方面，河北省容量补偿标准为 8.3333 元/kW/月，电站容量补偿年收入 500 万元。

2.4. 广东

2.4.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。2025 年，广东电源总装机约 2.57 亿千瓦，风电、光伏发电新能源装机 8,101 万千瓦、占比 31.6%，成为第一大电源。其中，风电装机 1,853 万千瓦、同比增长 2.5%，光伏装机 6,248 万千瓦、同比增长达 51.8%。2025 年夏季，高峰负荷日全省新能源发电出力约 3,120 万千瓦，新能源渗透率达 25%。同时，随着全省分布式光伏规模激增发展，广东粤北、粤西等地消纳问题凸显，韶关、河源、梅州、惠州、湛江、茂名和清远等 7 个地市存在不同程度接网消纳困难。

发电量结构。2025 年，广东总发电量 7,530 亿千瓦时，其中光伏发电量 575 亿千瓦时、同比增长 64.29%，风电发电量 384 亿千瓦时、与去年持平，火电发电量 4,962 亿千瓦时、同比增长 3.7%，水电发电量 340 亿千瓦时、同比降低 20.93%，核电发电量 1,270 亿千瓦时、同比增长 1.2%。

负荷结构。广东电网负荷特性显著且复杂，具有明显的峰谷差和季节性变化。从日负荷曲线来看，呈现典型的“三峰三谷”形态，早午高峰负荷因分布式光伏的大量接入而大幅下降，晚峰逐渐成为全天负荷的最高峰。从季节角度来看，夏季最高负荷可超过 1.6 亿千瓦，而春节等节假日期间低谷负荷却仅有约 3,000 万千瓦，日内负荷峰谷差超过 4,000 万千瓦，这对电网的调节能力和供电可靠性提出了极高的要求。从源荷地理分布来看，广东电力布局面临源荷分布不均，省内电源主要分布在粤东西北，负荷集中在珠三角（75%负荷、50%电源），极端情况下部分负荷密集地区存在电力供应安全问题。

储能发展现状

根据国家能源局、广东电力交易中心发布数据，截至 2025 年底，广东储能（含抽水蓄能）装机容量 13.43GW，同比增长 32.5%，新型储能装机超 5GW。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底广东区域累计投运电化学储能电站 141 座、总装机 5.01GW/8.67GWh（在运 135 座、总装机 4.96GW/8.62GWh，停用 6 座、总装机 0.05GW/0.05GWh），相当于新能源装机容量的 4.80%，主要分布在佛山、梅州、阳江等地区，储能规模排名第九。

从应用场景看，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 22.94%、67.70%、9.36%，主要应用场景为独立储能和火电配储，累计投运总装机分别为 3.37GW、0.66GW，合计占比 80.28%。

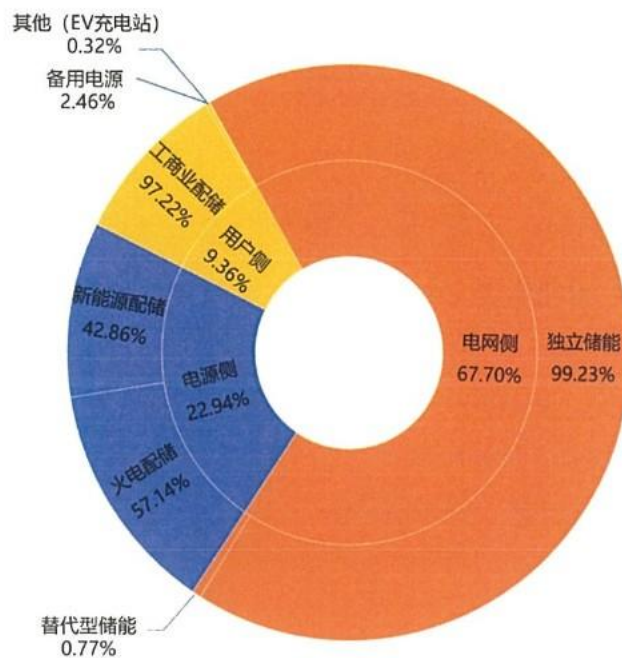
从储能时长看，2h 储能系统应用较为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 2h 的电化学储能总能量 7.48GWh，占比 86.28%；4h 长时储能项目逐渐增多，累计投运总能量占比 2.04%。

图 25：近 3 年广东电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

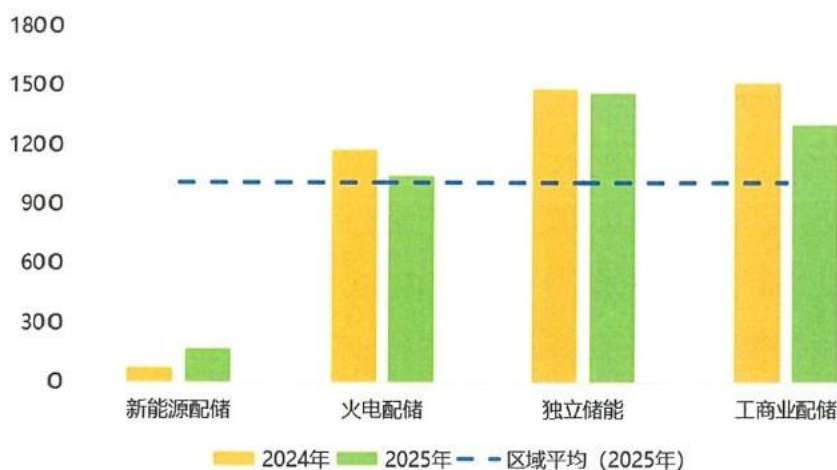
图 26：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年广东区域电化学储能运行情况相较 2024 年有所下降，年均运行小时数 3,045h，同比下降约 486h；年均利用小时数 1,012h，同比下降约 293h；年均等效充放电次数 363 次（相当于每天完成一次完整充放电），同比下降约 103 次；平均利用率指数 73%，同比下降约 12 个百分点。

图 27：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年广东区域独立储能平均利用小时数 1,465h、同比下降约 22h，年均等效充放电次数 379 次；新能源配储平均利用小时数 172h、同比提高约 93h，年均等效充放电次数 76 次。

2025 年入夏后，全国最大电力负荷持续攀升，新型储能通过集中调度有效发挥了顶峰保供作用。南方电网经营区内，广东 12 座电网侧储能电站贡献 1.13GW 顶峰能力，对保障电力供应发挥了关键作用。

商业模式与收益构成

广东独立储能主要收益模式为电能量收入、调频辅助服务收入。

电能量收入。独立储能可“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场，通过现货市场价格信号低价充电、高价放电，获得电能量收益。

辅助服务收入。独立储能可“报量报价”参与调频辅助服务市场，获取调频收益。调频里程报价区间为 3.5~15 元/MW。随着独立储能 2024 年 2 月进入市场，南方区域调频辅助服务市场竞争加剧，市场整体呈现“量增价减”的趋势，平均出清价格同比下降 11.9%。根据广东电网公司测算，当前广东系统调频能力相对充足，2025 年申报项目总规模远超调频市场需求，项目并网后市场将逐步饱和。

容量收入。容量补偿收入。2024 年 10 月，广东发布《关于我省独立储能电站试行电费补偿机制等有关事项的通知(征求意见稿)》，提出独立储能可获得容量电费补偿，年度补偿标准统一为 100 元/kW(含税)。虽然该政策尚未正式发布，但其营造了积极的市场预期。**容量租赁收入。**根据广东《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实施方案》要求，2025 年 6 月 1 日前已并网的新能源存量项目，继续执行配储政策。

区域储能规划

广东规划“十五五”期间新型储能装机突破 1,000 万千瓦。2023 年 3 月，广东省人民政府办公厅印发《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》，提出到 2027 年，全省新型储能产业营业收入达到 1 万亿元，装机规模达到 400 万千瓦。2025 年 4 月，广东电网公司发布《关于做好我省 2025 年度新型储能电站项目建设论证及并网接入有关工作的复函》，测算广东调频市场趋于饱和，建议面向调峰需求，重点在新能源富集区域和负荷中心区域建设独立储能电站，近期总需求规模约为 500 万千瓦，远期至 2030 年总需求规模约为 800~1,000 万千瓦。

2.4.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，参考 2025 年广东地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数按照 339 次测算，综合效率按照 88.5%测算，容量租赁比例按照 50%测算。

考虑广东调频需求大、收益占比高，调峰需求不高，电能量收益暂时不明显，本案例暂不考虑电能量收入。根据 2025 年广东全年市场数据，该典型电站全年可获得总收益约为 6,078.25 万元，

单位能量收益为 30.39 万元/MWh·年，主要包括调频辅助服务收入、容量收入两部分，收益占比分别为 87.72%、12.28%。

调频辅助服务收入。根据广东调频补偿总额及参与电力市场的储能装机总量核算，2025 年广东独立储能调频单位能量平均收益 26.66 万元/MWh·年，测算时不考虑各电站中标情况差异，假设各电站平均分配调频收益，则调频年收入 5,332 万元。

容量租赁收入。按照 50%容量出租，广东平均容量租赁价格为 149.25 元/kW·年测算，电站容量租赁年收入 746.25 万元。

2.5.内蒙古

2.5.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。2025 年，内蒙古电力总装机在全国率先突破 3 亿千瓦，新能源装机规模超 1.7 亿千瓦，其中，风电装机规模突破 1 亿千瓦，成为全国首个风电装机破亿的省份。其中，蒙西电网总装机 1.6 亿千瓦，风光新能源装机突破 9,300 万千瓦（风电 5,067 万千瓦，太阳能 4,252 万千瓦）、占比 57%，火电装机占比降至 33%。蒙东电网新能源装机 3,586 万千瓦、占比达 60%。

发电量结构。2025 年，内蒙古总发电量 8,703 亿千瓦时，同比增长 5.15%。其中，水电 59 亿千瓦时、同比增长 7.27%，火电 5,874 亿千瓦时、同比下降 3.93%，风电 2,146 亿千瓦时、同比增长 25.42%，太阳能 624 亿千瓦时、同比增长 57.58%。其中，蒙西经营区全年风光发电量 1,583 亿千瓦时、同比增长 42%，占经营区总发电量的 36%。

负荷结构。蒙西电网作为典型的外送型电网，承担华北电网的保供任务，却无外来电源支撑，输变电网狭长，阻塞严重。同时，蒙西地区工业负荷占比极大，全网负荷曲线相对平坦且刚性较强，无明显峰谷差，电价信号对负荷峰谷转移作用有限。相比蒙西，蒙东本地负荷消纳能力较弱，“大电源、小负荷”的特征决定了蒙东市场高度依赖外送交易，2025 年蒙东电力外送电量 2,277 亿千瓦时，连续三年位列全国省级电网首位。在新能源高占比的背景下，蒙东为保障跨区外送电力的稳定性与连续性，对储能的调峰调频、平抑出力波动、提升外送电量品质等调节需求显著。

储能发展现状

根据内蒙古人民政府发布数据，2025 年内蒙古累计建成投运新型储能规模超过 17GW，同比增长 144%。内蒙古电力集团、国网蒙东电力数据显示，2025 年，蒙西经营区新型储能投产规模达 13.8GW（独立新型储能 10.2GW），占总装机 8.5%；蒙东经营区累计并网新型储能约 4.5GW，2025 年新增 2.9GW。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底内蒙古区域累计投运电化学储能电站 164 座、总装机 18.65GW/58.30GWh（在运 160 座、总装机 18.61GW/58.28GWh，停用 4 座、总装机 0.04GW/0.02GWh），相当于新能源装机容量的 10.99%，主要分布在鄂尔多斯、乌兰察布、巴彦淖尔、通辽、锡林郭勒盟等地区，储能规模排名第一。

从应用场景看，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 39.16%、60.80%、0.04%，主要应用场景为独立储能和新能源配储，累计投运总装机分别为 11.31GW、7.26GW，合计占比 99.59%。

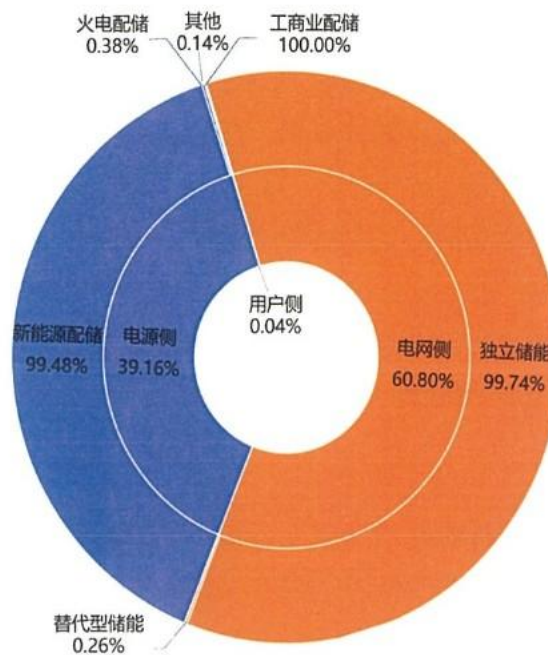
从储能时长看，4h 储能系统应用较为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 4h 的电化学储能总能量 43.28GWh，占比 74.24%；其次为 2h 储能系统，累计投运总能量占比 24.48%。

图 28：近 3 年内蒙古电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

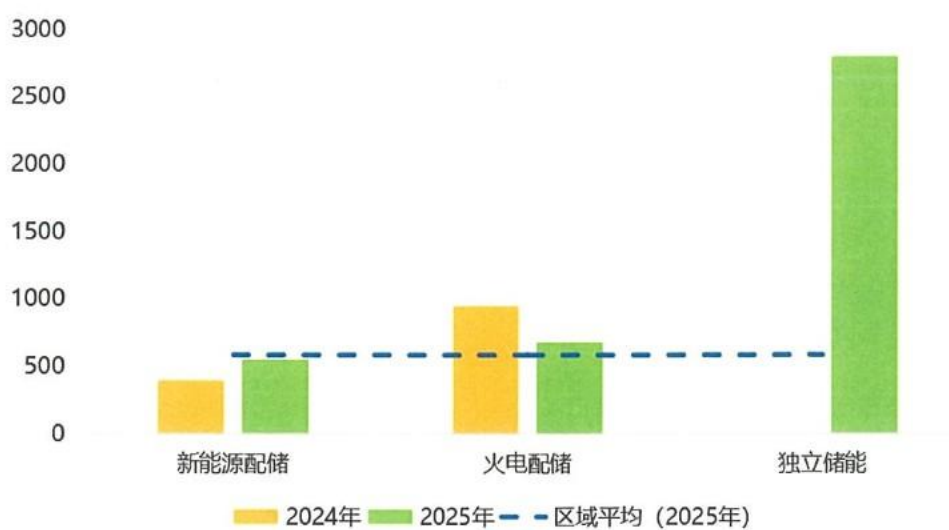
图 29：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年内蒙古区域电化学储能运行情况相较 2024 年有所提升，年均运行小时数 1,893h，同比提高约 731h；年均利用小时数 586h，同比提高约 185h；年均等效充放电次数 141 次（相当于每 2.6 天完成一次完整充放电），同比提高约 38 次；平均利用率指数 20%，同比提高约 8 个百分点。

图 30：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年内蒙古区域独立储能平均利用小时数 2,802h，平均等效充放电次数 350 次；新能源配储平均利用小时数 549h、同比提高约 151h，平均等效充放电次数 133 次。

2025 年“迎峰度夏”电力保供关键时段，储能充分发挥了电力“稳定器”作用，为全区电力安全稳定供应提供了坚实保障。2025 年 1~8 月，内蒙古新型储能调用电量呈现跨越式增长态势，全区新型储能累计调用充电电量达 2710GWh，同比增长 422%；累计调用放电电量 2360GWh，同比增长 439%。按满充满放标准折算，蒙西储能电站累计满充电约 190 次、满放电约 163 次，蒙东储能电站累计满充电约 103 次、满放电约 94 次。蒙西电网储能最大放电功率达当时储能装机的 90%，蒙东电网最大放电功率达当时储能装机的 70%。储能系统已深度融入全区电力调度体系，在平抑电网负荷波动、衔接新能源消纳等方面的作用持续增强，为优化区域能源配置提供了有力支撑。

商业模式与收益构成

2023 年，内蒙古自治区能源局、发改委、工信厅联合印发《独立新型储能电站项目实施细则（暂行）》，指出独立储能电站在正常运行方式下作为独立市场主体，按市场规则参与电力市场和辅助服务市场交易，自主申报充放电计划。目前“发电量补偿+现货市场+中长期电力市场+辅助服务”已经成为蒙东、蒙西独立储能较为确定的盈利模式。

电能量收入。现货市场运行方面。蒙西市场于 2025 年 2 月 24 日正式运行，成为全国第五个省级电力现货市场，而蒙东市场于 2025 年 10 月 20 日进入连续结算试运行。在参与方式上，蒙东地区的独立储能可按月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”参与市场。蒙西地区储能原则上以报量报价方式参与现货市场，但在市场运营初期，独立新型储能仅申报运行曲线、作为价格接受者参与现货市场，逐步实现报量报价参与现货市场。根据内蒙古电力集团发布数据，试运行以来（2022 年 6 月~2025 年 2 月长周期连续结算试运行 32 个月），现货市场价格信号准确反映实时电力供需，日均峰谷价差 0.518 元/千瓦时。**电力中长期交易方面。**蒙东地区独立储能参与中长期市场时，根据其分解至小时（h）级别的省内中长期净合约电量（用电为负、放电为正），乘以对应的净合约电价与中长期结算参考点现货电价之间的差价来计算。蒙西地区独立储能放电电量按所在电网节点现货价格结算，不承担市场运行调整费用的分摊；充电电量按所在电网节点现货价格结算；充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加；中长期合约电量分别按发、用电结算方式结算，结算参考点采用所在电网节点现货价格。

辅助服务收入。蒙东地区储能作为新型经营主体可进入调频市场，其补偿费用主要包括调频深度补偿。市场运营机构遵循“收支平衡”原则，以“日清月结”方式进行结算。整体上，蒙东调频市场形成了独立运行、性能优先调用、基于深度补偿并由受益者分摊费用的市场化机制。蒙西地区储能参与调频的补偿机制包含调频容量补偿和调频里程补偿两部分：调频容量补偿在市场初期价格暂定为 60 元/MW，按日统计、按月结算；调频里程补偿则根据调节里程、调频性能指标（Kp）与对应时段的出清价格三者乘积计算，其申报价格范围曾暂定为 6~15 元/MW，最小报价单位为 0.1 元

/MW。市场主体可同时参与调频市场和现货电能量市场，同时参与两个市场的可获得容量及里程双重补偿，而仅参与调频市场的则仅获得里程补偿。

容量收入。内蒙古自治区对纳入规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿政策，该政策采用“一年一定、逐年递减”的十年期固定电价机制，每年9月底前公布次年标准。其中，2025年补偿标准为0.35元/kWh，2026年降至0.28元/kWh。政策同时规定，清单内储能电站原则上日内全容量充电次数不得超过1.5次。截至2025年6月底，两家电网企业已向全区纳入规划的独立新型储能累计发放放电量补偿资金20,875.16万元。

区域储能规划

根据内蒙古自治区能源局数据，内蒙古规划2026年全区电力总装机超3.3亿千瓦，新增新能源装机3,000万千瓦以上、新能源总装机突破2亿千瓦，新增煤电装机500万千瓦，打造全国储能基地，建成新型储能700万千瓦，新型储能装机达到2,500万千瓦。

2.5.2 典型储能电站运营情况分析

以100MW/200MWh的独立储能电站为例，参考2025年内蒙古地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数按照349次测算，综合效率按照88.01%测算。

整体来看，蒙西电力市场相对成熟，收益空间略优于蒙东电网，本案例结合2025年蒙东电网全年市场数据进行测算。根据实际调研，内蒙古虽制度上已将储能电站纳入二次调频辅助服务市场，但其实际参与程度相对有限，因此本案例测算暂不纳入该项收益。该典型电站全年可获得总收益约为4,467.7万元，单位能量收益为22.3万元/MWh/年，主要包括电能量收入、容量收入两部分，收益占比分别为49%、51%。

电能量收入。结合内蒙古电力交易中心等公布的价格信息，测算得出2025年蒙东现货价格条件下，储能平均购电价格为0.138元/kWh，平均售电价格为0.5218元/kWh，扣除上网环节线损和系统运行费等杂费后，依据额定能量、年等效循环次数及综合效率测算，电站年充电量为74,177.35MWh，年放电量为65,286.3MWh，结合购电及售电价格测算，电站电能量年收入2182.5万元。

容量补偿收入。根据内蒙古政策要求，储能的容量收入仅可在容量补偿、容量租赁之间二选一。经测算，容量补偿收益较高，因此电站选择容量补偿收益。内蒙古自治区容量补偿方式为，依据电站向公用电网的放电量进行补偿，按照2025年补偿标准0.35元/kWh·年测算，电站容量补偿年收入2285.02万元。

2.6.江苏

2.6.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。截至 2025 年底，江苏全省发电装机容量 24,535.31 万千瓦。全省风光装机容量 11,471.64 万千瓦，占总装机容量的 46.76%，占比同比提高 5.18 个百分点。其中，风电装机 2,503.26 万千瓦，占总装机容量的 10.20%，占比同比降低 1.17 个百分点；光伏装机 8,968.38 万千瓦，占总装机容量的 36.55%，占比同比提高 6.34 个百分点。当前，新能源已成为江苏电力装机主体，2025 年江苏新能源单日最大出力波动超过 3,000 万千瓦的天数较往年明显增加，对系统提供更强支撑、发挥更灵活调节作用提出更高要求。

发电量结构。2025 年，江苏省发电量 7,082.82 亿千瓦时，同比增长 5.65%。全省风电和光伏发电量 1,499.71 亿千瓦时，同比增长 31.15%，占全省发电量的 21.17%，占比同比提高 4.11 个百分点，发电装机含“绿”量不断提升。与此同时，江苏风光利用率呈下降趋势，2025 年风电利用率 98.3%、同比下降 1.4 个百分点，光伏发电利用率 99.4%、同比下降 0.5 个百分点。

负荷结构。江苏省作为经济大省，用电负荷长期处于高位，电网峰谷特性明显，省内电力供需存在缺口，是典型的受端省份。2025 年夏季江苏最高用电负荷突破 1.56 亿千瓦，居长三角地区首位。从资源分布来看，江苏源荷逆向分布、网源建设时序错配等矛盾日益凸显，全省 99% 的风电、100% 的海上光伏、60% 的陆上光伏资源聚集于长江以北，而 60% 的用电负荷却集中在长江以南。2025 年入夏以来，用电负荷持续高位运行，晚间新能源发电不足加大了电网供需平衡压力，晚高峰最大负荷达到 1.44 亿千瓦。

储能发展现状

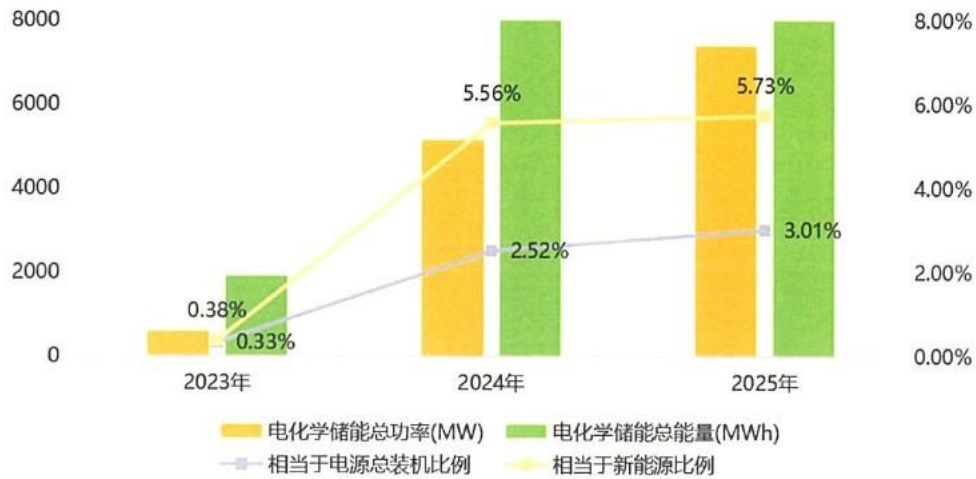
根据江苏省能源局数据，2025 年底，江苏新型储能装机规模已超 10GW，商业化电站数量不断增加，沿海地区以新能源消纳为主的应用场景日益丰富。

根据中电联统计数据，截至 2025 年底江苏区域累计投运电化学储能电站 157 座、总装机 7.40GW/15.53GWh（在运 145 座、总装机 7.32GW/15.22GWh，停用 12 座、总装机 0.07GW/0.30GWh），相当于新能源装机容量的 5.73%，主要分布在盐城、南通、苏州、连云港、泰州等地区，储能规模排名第四。

从应用场景看，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 5.29%、84.64%、10.07%，主要应用场景为独立储能和工商业配储，累计投运总装机分别为 5.94GW、0.60GW，合计占比 88.39%。

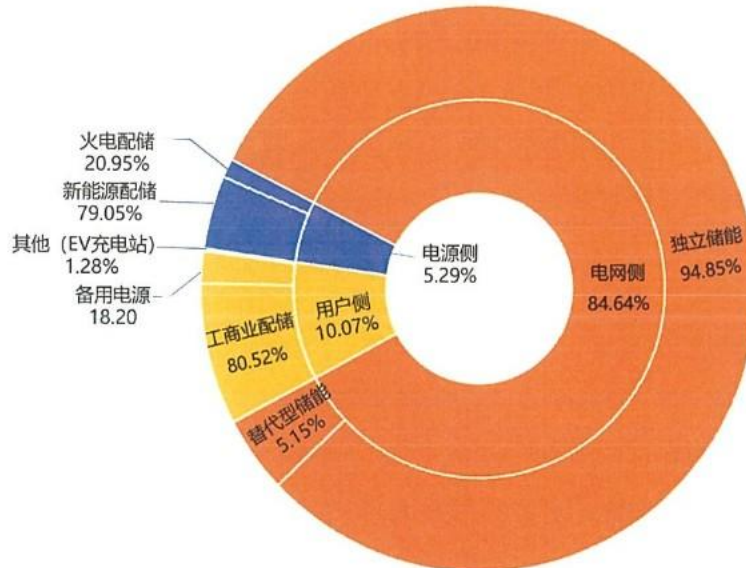
从储能时长看，2h 储能系统应用较为广泛，截至 2025 年底，储能时长为 2h 的电化学储能总能量 13.95GWh，占比 89.88%；4h 及以上长时储能项目逐渐增多，累计投运总能量占比 9.46%。

图 31：近 3 年江苏电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

图 32：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年江苏区域电化学储能运行情况相较 2024 年有所下降，年均运行小时数 2,144h，同比下降约 150h；年均利用小时数 1,721h，同比下降约 200h；年均等效充放电次数 435 次（相当于每天完成 1.2 次完整充放电），同比下降约 8 次；平均利用率指数 63%，同比提高约 5 个百分点。

图 33：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年江苏区域独立储能平均利用小时数 1,712h、同比下降约 194h，平均等效充放电次数 428 次；新能源配储平均利用小时数 444h、同比提高约 139h，平均等效充放电次数 125 次。

2025 年迎峰度夏期间，为支撑晚间电网用电高峰，在江苏电力调控中心的统一指挥下，江苏全省 64 个电网侧储能、29 个电源侧储能电站参与集中放电，总参与容量 7.24GW，实际最大调用规模为 7.14GW、同比增长 56.9%，调用同时率达到 95%以上，相当于 7 台百万煤电机组同时段满功率的发电能力，充分证明了储能在电力保供中的关键作用。

商业模式与收益构成

江苏独立储能主要收益模式为“充放电价差+顶峰补贴”。

电能量收入。现货市场方面。2025 年 9 月，江苏电力现货市场进入连续结算试运行阶段，电网侧储能可“报量报价”参与现货市场，申报价格上限 1,500 元/MWh。初期，储能电站视情况参与日前现货市场。据储能领跑者联盟分析，从 2025 年 6 月结算试运行阶段价差情况来看，江苏现货单位收益不如调峰收入。

辅助服务收入。根据《江苏省电力现货市场运营规则(V2.1 版)》，电网侧储能可在调用调峰和现货市场二选一。

调峰收入方面。根据《关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施》（苏发改能源发〔2023〕775 号），政策性调用调峰主要有充放电价差、顶峰补贴两方面收益。充放电收益方面，在迎峰度夏（冬）期间充电不结算电费，非迎峰度夏（冬）期间充电按 60%燃煤基准价结算，放电均为燃煤发电基准价（0.391 元/kWh），并保证一定的调用次数（调用次数不低于 160 次或放电

时长不低于 320 小时)。顶峰补贴方面, 2023 年至 2026 年 1 月迎峰度夏(冬)期间, 依据放电商网电量给予顶峰费用支持, 费用逐年退坡, 2025 年至 2026 年 1 月为 0.3 元/千瓦时。

表 7: 江苏区域新型储能项目价格政策执行表²⁴

年度	月份	上网单价 (元/kWh)	顶峰补贴 (元/kWh)	下网单价 (元/kWh)	下网补贴 (元/kWh)	备注
2024	1、7、8、12	0.391	0.5	0	/	迎峰度夏 (冬)
	2~6、9~11	0.391	/	0.2346		
2025	1、7、8、12	0.391	0.3	0	/	迎峰度夏 (冬)
	2~6、9~11	0.391	/	0.2346		
2026	1	0.391	0.3	0	/	迎峰度冬

调频收入方面。2025 年 10 月, 江苏能源监管办发布《江苏电力调频辅助服务市场交易规则(征求意见稿)》, 储能电站参与调频需申报里程报价和调频容量, 且需在电能量市场中或充放电计划曲线安排时预留 50%的电量, 当日不得参与其他辅助服务市场。报价范围为 0.1~15 元/MW。

容量收入。根据《关于江苏省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》, 2025 年 6 月 1 日前并网的新能源存量项目, 继续执行配储政策要求。同时, 方案提出有序建立可靠容量补偿机制, 对可靠容量给予合理补偿。

综上所述, 进入 2026 年后, 随着调峰补贴政策到期和电力现货市场的建设, 预期未来将主要以“现货交易+辅助服务+容量补偿”为主要盈利模式。

区域储能规划

2025 年 2 月, 江苏省人民政府印发《江苏省加快经济社会发展全面绿色转型若干政策举措》, 提出到 2030 年, 全省可再生能源发电装机达到 1 亿千瓦左右, 非化石能源消费占比达 25%左右。建设新型储能和抽水蓄能装机规模达到 1,300 万千瓦左右, 落实新型储能价格扶持政策, 探索体现不同品质电能价值的电力市场体系。

2.6.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例, 参考 2025 年江苏地区独立储能电站平均运行情况, 年等效循环次数按照 370.6 次测算, 综合效率按照 90.84%测算, 容量租赁比例按照 50%测算。

24 根据《省发展改革委关于优化电网侧新型储能项目规划管理工作的通知》, 不在“苏发改能源发〔2023〕774 号、891 号、1259 号”“苏发改能源发〔2024〕943 号”等文件明确的省级电网侧储能规划规模内的项目, 不享受“苏发改能源发〔2023〕775 号”等文件规定的价格政策。

根据 2025 年江苏全年市场数据，该典型电站全年可获得总收益约为 2,725.42 万元，单位能量收益为 13.63 万元/MWh·年，主要包括电能量收入、容量收入、放电补贴收入三部分，收益占比分别为 47.33%、26.78%、25.89%。

电能量收入。结合江苏电力交易中心等公布的价格信息，测算得出 2025 年江苏现货价格条件下，储能平均购电价格为 0.269 元/kWh，平均售电价格为 0.337.3 元/kWh，无上网环节线损和系统运行费等杂费，依据额定能量、年等效循环次数及综合效率测算，电站非迎峰度夏度冬期间充电量为 51,778.73 MWh，放电量为 47,035.21MWh，迎峰度夏度冬期间充电量为 25,889.37MWh，放电量为 23,517.61MWh，结合购电及售电价格测算，电站电能量年收入 1,289.89 万元，其中迎峰度夏度冬期间²⁵收入 919.54 万元，其他时段收入 370.36 万元。

容量租赁收入。按照 50%容量出租，江苏省平均容量租赁价格为 146 元/kW·年测算，电站容量租赁年收入 730 万元。

放电补贴收入。依据江苏相关政策，2023 年至 2026 年 1 月的迎峰度夏（冬）期间（1 月、7~8 月、12 月），依据储能放电上网电量给予补贴²⁶，2025 年补贴标准为 0.3 元/kWh，电站放电补贴年收入 705.53 万元。

2.7.甘肃

2.7.1 储能电站发展情况

能源结构及特点

电源结构。截至 2025 年底，甘肃省发电装机容量 12,442.11 万千瓦，同比增长 24.51%。其中，水电 971.99 万千瓦，同比增长 0.06%，占总装机比重为 7.81%；火电 3,428.56 万千瓦，同比增长 32.63%，占比 27.56%；新能源装机突破 8,000 万千瓦、同比增长 24.94%，占比超 64%，从“补充电源”跃升为“主体电源”。

发电量结构。2025 年，甘肃全省发电量 2,578.70 亿千瓦时，同比增长 13.09%。其中，水电 362.03 亿千瓦时，同比下降 8.58%，占总发电量比重为 14.04%；火电 1,247.61 亿千瓦时，同比增长 15.73%，占比 48.38%；新能源发电量 963 亿千瓦时，同比增长 19.5%，占总发电增量的 80%，绿电成为全省发电量增长的核心引擎。

25 根据江苏省《关于印发加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施的通知》规定，在迎峰度夏（冬）期间，储能充电不结算充电费用，放电上网电量价格为我省燃煤发电基准价（0.391 元/kWh），非迎峰度夏（冬）期间，储能充电电价按燃煤发电基准价的 60%进行结算。

26 受到数据可得性限制，江苏省迎峰度夏期间的发电量默认按照全年发电量月均值计算。

负荷结构。2025年，甘肃全社会用电量1,803.94亿千瓦时，同比增长3.30%。其中，第一产业用电量19.71亿千瓦时，占全社会用电比重为1.09%，同比增长4.60%；第二产业用电量1,299.74亿千瓦时，占比72.05%，同比增长2.34%；第三产业用电量326.87亿千瓦时，占比18.12%，同比增长5.19%；城乡居民生活用电量157.62亿千瓦时，占比8.74%，同比增长7.43%。从产业用电结构来看，第二产业是电力负荷的主要组成部分，其中有色、化工、冶炼等高耗能工业用电占比较大，对电力需求稳定且电量消耗较高。

储能发展现状

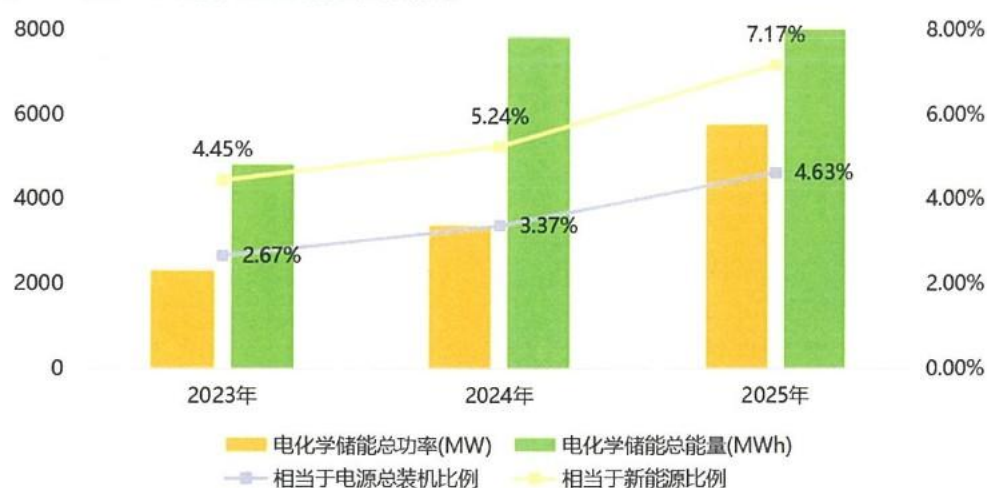
根据甘肃省能源局数据，截至2025年底，甘肃新型储能装机规模达到7.91GW。甘肃已投运新型储能技术多元化发展态势明显，从储能技术类型来看，涵盖电化学储能、压缩空气储能、熔盐储能、重力储能等多种先进技术。

根据中电联统计数据，截至2025年底甘肃区域累计投运电化学储能电站128座、总装机5.75GW/15.08GWh（在运127座、总装机5.74GW/15.07GWh，停用1座、总装机0.01GW/0.01GWh），相当于新能源装机容量的7.17%，主要分布在张掖、酒泉、武威、嘉峪关、庆阳等地区，储能规模排名第七。

从应用场景看，电源侧、电网侧电化学储能装机占比分别为58.86%、41.14%，主要应用场景为独立储能和新能源配储，累计投运总装机分别为2.37GW、3.38GW，合计占比99.82%。

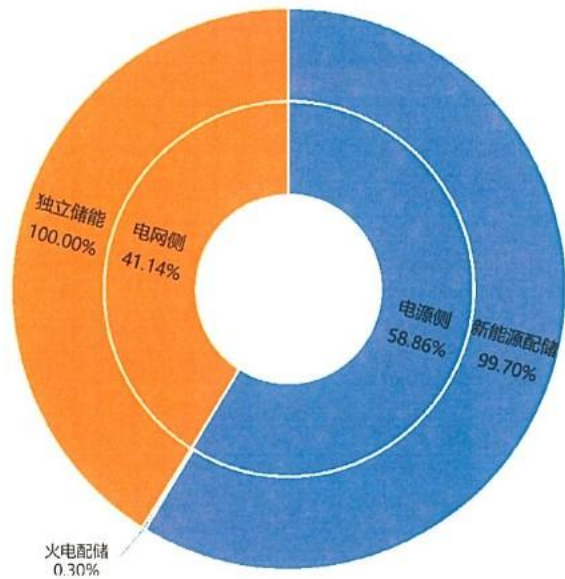
从储能时长看，2h储能系统应用较为广泛，截至2025年底，储能时长为2h的电化学储能总能量7.95GWh，占比52.71%；4h长时储能项目逐渐增多，累计投运总能量占比47.26%。

图 34：近 3 年甘肃电化学储能发展情况



来源：中国电力企业联合会

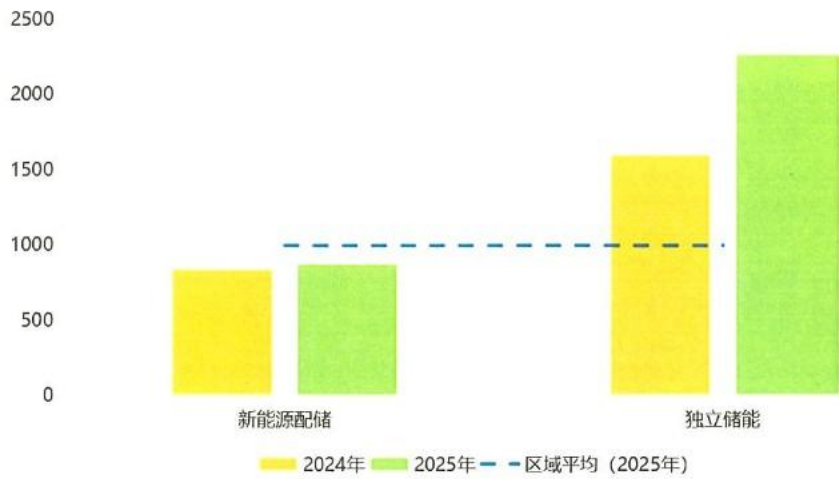
图 35：电化学储能应用场景分布情况



来源：中国电力企业联合会

从运行情况看，2025 年甘肃区域电化学储能运行情况相较 2024 年有所提升，年均运行小时数 1,372h，同比提高约 13h；年均利用小时数 996h，同比提高约 86h；年均等效充放电次数 213 次（相当于每 1.7 天完成一次完整充放电），同比提高约 10 次；平均利用率指数 53%，同比提高约 2 个百分点。

图 36：典型应用场景下电化学储能平均利用小时数



来源：中国电力企业联合会

分场景看，2025 年甘肃区域独立储能平均利用小时数 2,257h、同比提高约 661h，平均等效充放电次数 357 次；新能源配储平均利用小时数 872h、同比提高约 38h，平均等效充放电次数 193 次。

2025年上半年，甘肃新型储能最大充电电力3.63GW，充电电量1642GWh，提升新能源利用率2.8个百分点；最大放电电力3.91GW，相当于4台百万千瓦火电机组的顶峰能力。储能利用小时数676小时，排名全国第六，规模化储能在保供应、稳消纳、促转型中的作用凸显。2025年迎峰度冬期间，甘肃新型储能晚高峰时段最大放电功率达5.04GW，相当于5台百万千瓦级大型火电机组同时满负荷运行，部分地区实现每天“两充两放”，在晚高峰光伏出力归零、用电负荷攀升的关键时段，储能迅速补位，发挥了不可替代的顶峰保供作用。

商业模式与收益构成

根据相关政策分析，甘肃新型储能收入形成了由现货市场价差、调频辅助服务和容量电价构成的多维收入体系。

电能量收入。自2021年5月启动结算试运行以来，甘肃电力现货市场已连续稳定运行4年半。目前，电网侧储能以“报量不报价”方式参与现货市场，条件成熟时，可自愿选择以“报量报价”方式参与日前现货市场。在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下实时现货市场予以优先出清。2025年甘肃现货市场峰谷价差明显拉阔。根据兰木达电力现货数据，2024年甘肃现货市场日前峰谷价差约为0.18元/kWh，2025年扩大至约0.27元/kWh。

辅助服务收入。根据2023年2月起施行的《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（试行）》，甘肃独立储能可参与调峰容量市场交易和调频辅助服务市场交易。独立储能按其额定容量参与调峰容量市场交易，申报和补偿标准上限暂按300元/MW·日执行；调频市场采用“日前报价、日内出清”模式，报价上限为12元/MW。2024年，甘肃省调频市场随现货市场全年运行，调频和现货收益可以叠加。2025年底，甘肃能源监管办发布新版《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》，规则自2026年1月1日起施行，聚焦于调频辅助服务。调频辅助服务市场仍采用“日前报价、日内出清”的交易模式，报价上限提高到15元/MW，调频补偿按调频里程×中标价×性能指标结算。

容量收入。2025年12月31日，甘肃发布《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》指出，新建煤电机组、电网侧独立新型储能自转商用次月起执行发电侧可靠容量补偿机制。容量电价标准暂按每年每千瓦330元执行，自2026年1月1日起，执行期限2年。容量电费=申报容量×可靠容量补偿标准×容量供需系数。电网侧独立新型储能可靠容量=全网统调电网侧独立新型储能最大放电功率×(1-厂用电率)×可靠容量系数。电网侧独立新型储能可靠容量系数=最大功率发电持续时长/系统净负荷高峰持续时长，最大不超过1，系统净负荷高峰持续时长暂定为6小时。厂用电率依据各类机组近三年运行数据确定。

区域储能规划

2025年2月，甘肃发布《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》，提出到2030年底，新能源装机达到1.6亿千瓦，装机占比70%左右、发电量占比超过40%；煤电装

机达到 5,000 万千瓦以上，抽水蓄能装机达到 1,000 万千瓦，新型储能装机达到 1,000 万千瓦，光热发电装机超过 100 万千瓦。

2.7.2 典型储能电站运营情况分析

以 100MW/200MWh 的独立储能电站为例，参考 2025 年甘肃地区独立储能电站平均运行情况，年等效循环次数按照 399 次测算，综合效率按照 93.83%测算，容量租赁比例按照 50%测算。

根据 2025 年甘肃全年市场数据，该电站全年可获得总收益约为 3,754.815 万元，单位能量收益为 18.77 万元/MWh·年，主要包括电能量收入、容量收入、调频辅助服务收入三部分，收益占比分别为 38.87%、58.94%、2.18%。

电能量收入。结合甘肃电力交易中心等公布的价格信息，测算得出 2025 年甘肃现货价格条件下，储能平均购电价格为 0.095 元/kWh，平均售电价格为 0.3479 元/kWh，扣除上网环节线损和系统运行费等杂费后，依据额定能量、年等效循环次数及综合效率测算，电站年充电量为 82,237.72MWh，年放电量为 77,164.53MWh，结合购电及售电价格测算，电站电能量年收入 1,459.65 万元。

容量租赁收入。由于甘肃容量补偿政策自 2026 年 1 月开始实施，因此本案例仅考虑容量租赁收益。按照 50%容量出租，甘肃省平均容量租赁价格为 442.63 元/kW·年测算²⁷，电站容量租赁年收入 2,213.165 万元。

调频辅助服务收入。根据甘肃省调频补偿总额及参与电力市场的储能装机总量核算，2025 年甘肃独立储能调频单位能量平均收益 0.41 万元/MWh·年，测算时不考虑各电站中标情况差异，假设各电站平均分配调频收益，则调频年收入 82 万元。

2.8.小结

基于对 7 个典型省份 100MW/200MWh 独立储能电站的 2025 年运营数据测算，各地区站的经济性呈现出显著的区域异质性，其盈利水平与模式主要受地方政策与市场结构的深刻影响。

省份	总收益 (万元)	单位能量收益 (万元/MWh/年)	收益来源及占比	核心特点
广东	6,078.25	30.39	调频服务(87.72%)/容量租赁 (12.28%)	以调频辅助服务收入为主，调频收益水平处在全国前列。
内蒙古 (蒙东)	4,467.7	22.3	容量补偿(51%)/电能量 (49%)	利用放电量进行容量补偿，价差收益明显。
甘肃	3,754.82	18.77	容量租赁(58.94%)/电能量 (38.87%)/调频服务(2.18%)	容量价值凸显，租赁价格较高，贡献绝大部分收益。

27 该价格参数援引自甘肃省甘州地区某独立共享储能实际项目案例。鉴于当前可比的公开市场样本有限，行业的普遍价格水平可能低于此数值。

省份	总收益 (万元)	单位能量收益 (万元/MWh/年)	收益来源及占比	核心特点
江苏	2,725.42	13.63	电 能 量 (47.33%)/ 容 量 租 赁 (26.78%)/放电补贴(25.89%)	迎峰度夏冬时可获得较高电能量收益，同时获得放电补贴。
山东	2,705.93	13.53	容量租赁+补偿(62.82%)/电能量(37.18%)	可同时获得容量租赁与补偿，收入来源双保障。
河北 (南网)	2,312.98	11.56	电能量(56.77%)/容量租赁+补偿 (43.23%)	收益结构与山东类似，但容量租赁价格较低。
宁夏	1,913.7	9.57	调峰服务(64.87%)/容量租赁 (23.13%)/电能量(11.99%)	收益来源较为丰富，但后续收益结构将面临较大调整。

整体来看，在现有测算边界条件下，各省份收益组成情况如下:广东省，收益高度依赖成熟的调频辅助服务市场，展现了在负荷中心提供高价值、高频次调节服务的巨大潜力；蒙东地区依托容量补偿与电能量收益双轮驱动；甘肃省凭借较高的容量租赁价格实现容量价值最大化，容量租赁收入贡献近六成收益；江苏省则依托迎峰度夏冬的峰谷价差获取高额电能量收益，同时叠加放电补贴加持进一步增厚利润；山东省可同时获取容量租赁与容量补偿双渠道收入，收益稳定性较强；河北南网收益结构与山东相近但容量租赁价格偏低；宁夏自治区收益来源多元、以调峰服务为核心支撑，但后续收益结构预计将面临较大调整。

第三章 市场分析与展望

本部分系统分析了新型储能市场的投资格局、驱动力演变及未来趋势，并提出策略建议。

投资主体已从“央国企主导”演变为“多元资本涌入”，形成央企能源集团、地方能源集团、产业链企业、综合能源服务企业、跨行业投资者及金融资本等六大类主体。驱动力转向电力系统刚性需求与市场化价值“双轮驱动”：“十五五”期间储能将承担约三分之一增量调节任务，成为万亿级投资空间的产业；同时，电力市场完善与成本下降推动商业模式逐步清晰，项目经济性持续优化。

发展趋势呈现“量质并举、按需定制”特征：装机关注点从总量转向质量，结构从通用配置向区域定制深化，独立储能“主角”地位持续巩固。建议方面，政策上应稳定容量补偿预期、深化新能源配储联合交易创新、构建多层次价格补偿体系；投资上需坚持精准匹配、动态风控、精细运营三位一体，聚焦核心点位与设备质量；运营上应从被动响应转向主动博弈，深化市场理解、拥抱数智化，构建“投资-运营-优化”良性循环，提升价值创造能力。

3.1.市场分析

3.1.1 投资主体：从“央国企主导”到“多元资本涌入”的深度演变

根据寻熵研究院统计分析，2025 年我国新增并网储能项目的投资主体超过 800 家，其中规模超过 1GWh 的业主单位达 36 家，前十大业主项目规模合计占比为 45%。新型储能电站投资主体结构正经历深刻变革，逐步从早期的央国企主导的政策驱动型格局，演变为多元资本依托各自资源禀赋、分工协作的市场化格局，目前已形成特征鲜明的六大类投资主体。

一是央企能源集团。包括发电集团及电网公司。“十四五”初期，作为新能源资产的主要投资和运营主体，央企发电集团投资储能的核心逻辑在于满足新能源项目并网的“强制配储”要求，储能被视为配套成本，其主要目的在于减少弃风弃光并参与电网调度获取收益。随着强制配储政策取消以及电力市场体系的持续完善，央企发电集团的投资逻辑正逐步从“成本中心”向“价值中心”转型。一方面，在“沙戈荒”大基地配套储能、跨省区外送通道支撑等项目中持续配储；另一方面，主动配置储能，通过与新能源场站联合参与电力市场，优化发电曲线，提高整体收益水平；或通过火储联合调频、独立储能参与电力现货及辅助服务市场等方式拓宽收益渠道。电网企业参与储能投资则主要服务于保障电力系统安全、提升运行效率。根据中电联统计数据，截至 2025 年 12 月，主要发电央企累计投运电化学储能电站 888 座，规模为 36.63GW/86.58GWh，占全国电化学储能总装机的 33.52%。电力央企的应用场景以电源侧（56.37%）为主，但电网侧（42.21%）占比提

升迅速，其中 97.57% 为独立储能，规模约 15.09GW。国家电网、南方电网与内蒙古电力集团累计投运储能规模为 1.83GW/4.19GWh，以电网侧（78.39%）为主，且 85.95% 为独立储能。

二是地方能源集团。依托本地资源获取优势及与地方政府的高效协同，地方能源集团在储能项目开发中展现出强劲的区域竞争力。例如，某西部能源大省的地方能源集团，在过去两年间获取的独立储能指标规模位居全省前列，成为区域市场的重要参与者。该类主体通常具有清晰的区域战略，深耕本地电网特性，能够与地方新能源发展规划深度绑定，通过投资储能优化区域内电力资产组合，提高场站运行效率，进一步增强综合收益能力与抗风险能力。根据中电联统计数据，截至 2025 年 12 月，地方能源集团累计投运储能电站 109 座，规模为 3.40GW/7.40GWh，占全国新型储能总装机 3.11%。应用场景以电源侧（78.29%）为主，但电网侧（18.39%）占比提升迅速，均为独立储能。

三是储能产业链企业。以储能系统集成商为代表的民营企业，凭借核心技术、成本控制能力和运营效率优势，正快速切入项目投资领域。在某新能源装机领先省份近两年释放的独立储能指标中，民营企业中标容量占比高达 72%，其中约 80% 的项目由具备储能系统集成能力的实体获得。该类企业不仅提供设备，更通过“设备+投资+运营”一体化模式，深度参与电站全生命周期价值创造，其核心竞争力体现在对电池循环寿命、系统效率、电力交易策略的精准把控上。

四是综合能源服务企业。具备售电资质的综合能源服务企业、虚拟电厂运营商等综合能源服务提供商，在下沉市场具有较强的客户触达能力和资源整合能力，除独立投资并运营工商业用户侧储能外，其还可整合分布式光伏、可调负荷、充电桩等多元资产，以聚合方式参与电力市场，积累储能参与电力市场的实践经验与数据资产，获取多元化收益。

五是跨行业投资者。近年来，以出口 Token 的智算中心、互联网企业、绿电园区投资者等为代表的跨行业主体，逐步认识到储能在调整用电曲线、保障电力稳定供应方面的重要作用，开始探索自行投资用户侧或独立储能，通过峰谷价差套利、实施需量管理等方式降低电费支出。根据寻熵研究院统计分析，2025 年储能企业自投项目占比达 26%。尤其是算力中心、人工智能数字经济相关企业，其算力建设耗电量巨大，且算力数据具备云端传输功能，可通过配置储能、绿电直连与算力转移的方式实现“算电协同”，有效弥合算力需求与电力供给之间的错配，同时满足企业绿电需求。2026 年政府工作报告已将“实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程”纳入国家规划，为储能建设与数字经济协同发展开辟了新的空间。

六是金融资本。储能项目的收益预期吸引了银行系金租、产业基金等多元金融资本的广泛关注。金融机构不再仅作为资金提供方，而是与产业资本合作探索多种产融结合模式，如“表外基金”“经营性租赁”“设备直租+收益分成”等。上述模式通过结构化设计，推动项目资产出表，降低投资方负债压力，同时为金融资本提供风险可控的投资渠道。目前，部分头部集成商已与金融机构建立百亿级战略合作，推动项目规模化落地。

3.1.2 发展驱动力：电力系统刚性需求与市场化价值实现的双轮驱动

储能产业的核心驱动力已从早期单一的政策指令，逐步演进为由电力系统“物理性需求”与市场化“经济性价值”共同构成的复合型驱动体系。

新能源高比例接入催生系统刚性需求。截至 2025 年底，全国风电、光伏累计装机达 18.4 亿千瓦，占电力总装机比重已超过 47%。据预测，“十五五”期间我国将新增新能源装机 12 亿千瓦。为保障其高效消纳，需配套新增调节资源约 9 亿千瓦。若仅依赖现役煤电机组灵活性改造及新建煤电机组，所能提供的调节能力仅占约三分之一。而新型储能响应精度、部署灵活性等方面具备难以替代的优势，预计在“十五五”期间将承担约三分之一的增量调节任务。到 2030 年，预计新型储能累计装机占新能源累计装机的比例将超过 10%，按平均时长 3.5 小时测算，累计装机有望达到 300GW/1050GWh，以 1 元/wh 的单位投资估算，新型储能行业将带动万亿元级的直接投资需求，市场空间广阔。

储能电站的商业模式逐步清晰，项目经济性持续优化。从收入端看，全国统一电力市场建设加速推进，为储能提供了多维度的价值变现渠道。独立储能电站逐步形成“电能量收入+容量电价收入+辅助服务收入”的多元收入结构，商业模式进一步完善。2026 年 2 月正式实施的《新能源参与电力平衡计算方法（GB/T 45905.5-2025）》，首次以国家标准形式对新能源出力预测置信区间作出明确界定，进一步提升了新能源预测准确率和辅助服务费用分摊的规范性与严格性。配置新型储能对于新能源场站优化发电曲线、提高电能质量，降低各类考核分摊及辅助服务费用具有关键作用。

“新能源+储能”联合参与电力市场正成为未来新能源高质量发展的重要路径，也将进一步拓展新型储能的需求空间。从成本端看，**系统成本持续下降有效提升了项目经济性。**储能产业链技术迭代与规模化效应推动造价稳步下行，成本下降不仅改善了项目投资回报水平，也显著降低了市场准入门槛，吸引了更多社会资本进入储能领域。

3.2.趋势与建议

3.2.1 发展趋势：量质并举，按需定制

装机规模，从“追求总量”向“量质并举”转变。尽管 2025 年三季度因政策衔接出现短期波动，但在已核准项目集中释放和独立储能项目批量落地的推动下，全年仍呈“前低后高”态势。预计未来新增装机将保持稳健增长，但产业关注点将从单纯的装机容量，转向项目的实际利用率、等效充放电次数、综合效率等体现质量和价值贡献的指标。例如，2025 年全国电化学储能平均利用小时数同比提升约 173 小时，利用率指数提高 8 个百分点，反映运营质量正在改善。

装机结构，从“通用配置”向“按需定制”深化。促消纳型区域，长时储能加速渗透。在新能源富集的“三北”地区，为应对午间光伏大发时的消纳压力，4h 及以上长时储能占比快速提升。

以某北方省份为例，截至 2025 年底，4h 储能装机能量占比已达 74%，成为绝对主流。政策引导（如容量补偿按放电时长折算）和系统需求（连续阴雨无风时需更持久支撑）共同驱动这一趋势。

保供型区域，构网型储能崭露头角。在中东部负荷中心，储能主要用于晚高峰顶峰和快速调频，2h 储能仍占主导。但随着新能源渗透率提升，电网稳定性挑战加剧，具备构网型能力的储能电站开始受到重视。此类电站能够模拟同步发电机特性，在电网故障时主动提供惯量和短路容量，有望在未来辅助服务市场中获取额外溢价。

应用场景，独立储能“主角”地位巩固。独立储能凭借其市场主体地位和多维收益结构，已成为增长主力军。新能源配储正从“成本中心”向“价值中心”转型，但收益不确定性依然较大。工商业储能因分时电价政策频繁调整导致增速放缓，盈利模式正从单一峰谷套利向“套利为主，需求响应、虚拟电厂聚合为辅”的多元模式演进。

3.2.2 政策机制建议：稳定预期，疏导成本，深化市场

加快完善并稳定容量补偿机制。国家“114 号文”为独立储能划清了收益规则，但各地政策细则和执行力度差异显著。建议各省尽快出台正式文件，明确补偿标准、有效容量核定方法、执行年限及资金分摊机制。补偿年限应适当延长（如 5 年以上），以匹配储能项目投资回收周期。资金分摊应坚持“谁受益、谁承担”原则，向工商业用户合理疏导，避免新能源业主负担过重导致政策不可持续，需动态评估其承受能力。

深化电源侧配储的体制机制创新。对于新能源配建储能，应加快推动其与新能源场站作为联合主体参与电力市场，允许一体化申报、结算，通过市场信号引导优化运行，使其真正具备经济性。同时，研究将“新能源+储能”联合体纳入容量补偿范围，对其提供的可靠容量予以合理补偿，激励新能源企业主动配置高质量储能。

构建全方位、多层次的价格补偿体系。细化应急调用补偿。制定储能应急调用补偿办法，明确因电网安全需要导致的非计划充放电的补偿标准，包括电量损失、设备损耗等，确保储能电站权益不受损害。**丰富辅助服务品种。**推动爬坡、惯量、备用等新品种落地，为储能开辟更广阔的市场空间，避免收益过度集中于有限的调频市场。例如，某省份已建立爬坡辅助服务市场，独立储能可通过“日前申报、实时出清”参与，获取额外收益。**完善调频市场机制。**调频补偿应充分体现性能差异，K 值计算公式需科学合理，真实反映响应速度、调节精度。同时，应设置合理的性能指标上限，避免过度激励导致市场扭曲。对于因电网调度原因导致的 K 值波动，应有公平的考核调整机制。

3.2.3 投资策略：精准匹配、动态风控、精细运营三位一体

在市场化新周期下，储能投资决策需立足长远价值，从粗放的“跑马圈地”转向系统性的投资策略体系。在未来电力市场成熟阶段，核心点位、电站性能及电力交易能力将成为储能电站的三大核心竞争力。

以系统需求为导向，实现技术与区域的精准匹配，结合应用场景选用合适技术路线。**储能电站建设周期短，调节供需反馈易滞后，必须着眼长期需求与区域核心点位。**放弃对短期政策红利的追逐，聚焦于电力系统长期、刚性的调节需求。项目筛选应特别关注优势区域具有长期战略价值的节点，优势节点穿越周期波动的能力更强。**把控关键设备质量。**需要建立核心设备（电芯、PCS、BMS 等）供应商白名单和技术评价体系。优先选择循环寿命长、效率高、有长期运营数据验证的产品。根据不同应用场景需要发挥的功能进行设备选型，配置合理时长，投建高性能储能电站。

以政策市场为指引，构建动态投资策略。**政策研判方面，关注补偿机制的连续性与资金来源。**容量补偿政策的稳定性直接决定项目收益下限。投资前需重点评估补偿标准是否逐年退坡、执行期限是否明确、补偿资金是否由工商业用户或新能源业主分摊。若补偿资金由新能源投资者分摊，需分析未来新能源承受能力，警惕分摊费用过高导致政策调整的风险。若补偿资金由新能源投资者分摊，需要考虑该区域用户经济承受能力。**风险对冲方面，避免过度依赖单一收益来源。**强制配储政策取消后，容量租赁市场已出现明显降温，部分项目租赁价格从峰值下降超 80%，投资测算中不应将其作为长期稳定收入。多元电站收益来源抗风险能力更高，对于依赖现货价差的区域，需考虑未来价差收窄趋势，电能量收入在总收入来源中占比以超过 60%为宜。**模式创新方面，探索“一体多用、分时复用”。**在允许储能同时参与多个市场的地区，可借助算法动态优化，在不同时段选择参与现货市场或调频市场，实现收益最大化。例如，在晚高峰电价高时放电获利，在调频需求急迫时预留容量参与调频，通过运行策略的组合与切换提升整体收益。

以精细化运营为核心，提升价值创造能力。**做好全生命周期资产管理，**通过能量管理系统实时监测电池健康状态，结合电芯老化曲线优化充放电深度和次数，在短期收益与长期寿命之间寻求平衡。精细化运营收益测算模型必须考虑效率衰减（如每年充放电效率下降 0.5%-1%）和价差收窄趋势，将设备性能衰减纳入现金流预测模型。**数据驱动的交易决策方面，**储能运营商需要专业电力交易团队，利用 AI 和大数据技术分析历史电价曲线、预测次日价格走势，制定最优充放电策略。实践表明，精准的预测模型可使现货市场收益提升 10%-20%。**基于可比项目的收益校准。**新项目收益预测应以同区域、同技术路线已运行电站的实际结算数据为基准，对理论模型进行修正。例如，通过对比实际充电电价与最优模拟的偏差，确定折扣系数，使预测更贴近实际。

3.2.4 运营策略：从被动响应到主动博弈

深化市场理解，提升交易决策能力。储能运营商必须深刻认识到，在同一省份中，不同节点下的调用需求和结算电价差异巨大。节点电价由供需关系和电网阻塞状况决定，靠近负荷中心或新能源密集区的节点对调节能力的需求更大。因此，必须获取项目接入节点的历史电价数据（至少连续一年日内 96 点数据），进行精细化的充放电策略推演，而不能仅参考全省均价。运营团队须具备从历史数据中复盘、从价格波动中预测、从市场博弈中获利的能力，将最优模拟结果与实际情况的偏差控制在合理范围内。

投资决策双轨并行，基于长期视角，优选核心点位。投资者应基于长期视角，优选核心节点进行投资。相较传统电力资产，新型储能建设周期较短，短期集中投资易出现供给过剩，影响项目收益。例如，2023 年华中某省份市场主体在政策激励下大量抢装并网，造成供给过剩，严重影响项目收益。作为应对，投资者需充分了解省级市场能源结构、网架潮流、市场规则，优先选择新能源汇集区、负荷中心、网架断面等阻塞多发、对调节电源具有长期刚性需求的节点投资。

严控设备选型，建立技术评价体系。投资者需关注关键设备运行指标，优先选择循环寿命长、转化效率高、对 AGC 等指令响应速度快、响应精度高且有长期运营数据验证的产品。投资决策阶段应优先考虑具备 2h 以上充放且具备构网能力的设备类型，并将设备性能衰减纳入现金流预测模型，以获得更高的投资安全垫。

拥抱数智化，实现精细化运行管理。精准预测电池健康状态，优化充放策略。利用 AI 算法实时监测电池健康度（SOH），结合电芯老化模型，动态调整充放电深度和功率，在保障收益的同时延缓衰减。例如，在电池健康度下降到 80% 时，可适当降低充放电次数以延长使用寿命。**动态权衡，参与最优市场。**在允许储能同时参与现货和调频市场的地区，需通过算法优化每日容量分配。调频市场通常要求预留部分容量，这意味着必须牺牲部分现货套利机会。运营商需根据两个市场的历史收益数据和实时预测，做出最优决策。例如，在调频价格高企时段，主动减少现货申报，预留容量参与调频；在现货价差极大时段，则全力投入现货市场。**利用历史数据构建运营基准。**建立同区域可比项目数据库，收集已运行电站的实际结算数据，包括调频里程、出清单价、K 值、实际充放电价差等。新项目运营策略的制定和收益预测，应以这些实际数据为基准进行校准，避免理论模型脱离现实。

强化数据驱动，建立精细化运营能力。将实际运营中积累的数据（包括调度指令响应情况、市场中标情况、电池性能衰减等）不断反馈到投资测算模型和运营策略中，形成“投资-运营-优化-再投资”的良性循环。通过持续迭代，提升对市场规律的理解和预测能力，逐步构建在特定区域的竞争优势。