

山东低碳转型系列研究

新型储能发展



版权说明

版权归自然资源保护协会与山东省科学院能源研究所所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

课题组成员

自然资源保护协会：冷茜、贾璨

山东省科学院能源研究所：孙荣峰、薛旭方、张卫杰、田佳琪、张璐瑶、贾孝志、董红海、李长安



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



山东省科学院能源研究所是山东省成立最早的综合性能源研究机构，建设有能效与低碳山东省工程研究中心、山东省低碳能源高校特色实验室等研究与服务平台。能源所致力于节能降碳、可再生能源及绿色转型发展领域的技术研究、成果转化和咨询服务。先后承担能源领域各级科研计划、政府委托规划编制、政策研究等课题数百项，荣获“全球能源奖”等各级奖励70余项。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：山东省济南市华能黄台电厂100兆瓦/200兆瓦时独立储能电站 |

图源：山东省科学院能源研究所

执行摘要

近年来，山东省新能源实现跨越式发展，其光伏装机多年位居全国首位，风电装机规模位列全国第五，非化石能源装机已突破 1.4 亿千瓦，约占全省电力总装机的 55%，其中风光装机占比近 90%^[1-2]。与此同时，山东省深入实施新型储能“百万千瓦”行动计划，截至 2025 年底，全省新型储能装机达 1121 万千瓦，占全国新型储能总装机的 8.24%，位居全国第三^[3-4]。

在迈向规模化发展的同时，山东新型储能行业仍面临多重挑战。首先，关键断面输送容量饱和、局部配网承载力不足、变电站高压出线可用间隔不足等电网物理接纳能力问题，限制了储能的规模化发展。其次，行业收益模式正处于结构性重塑期：约占 50% 的核心容量租赁收益将逐步萎缩；容量补偿标准历经多次下调且偏低，无法充分体现新型储能的灵活调节价值；电量交易收益受现货市场价格波动影响较大，难以形成稳定预期；电力辅助服务市场已初步纳入调频等品种，但其市场设计与交易机制仍处于发展完善阶段。再次，零售市场价格信号传导不畅、现行两部制电价的基本电费计收方式未与用电时段挂钩等因素，在一定程度上限制了用户侧储能发展。最后，已建储能 95% 以上为储能 2 小时的电化学储能，储能等效利用小时数较低，长时储能技术储备与应用不足。

尽管面临电网接纳、收益模式、用户侧发展和长时储能等方面的挑战，随着新能源持续增长和新型电力系统建设深入推进，山东省新型储能仍具有广阔的发展空间。课题组预测，到 2030 年，山东省新型储能规模将超过 3000 万千瓦，并基本实现从“政策驱动”向“市场驱动”的结构性转型，可持续商业模式初步形成。为推动上述目标实现，破解制约行业发展的关键瓶颈，提出四条建议：**一是加强顶层设计，完善差异化引导机制。**加快出台省级新型储能专项规划，强化储能与电网规划的有效衔接；针对省内电力价值空间分化的现状，对胶东负荷中心区、鲁北新能源基地和鲁中调节与枢纽区制定分区储能发展指引。**二是健全电力市场体系，拓展多元化收益渠道。**持续完善辅助服务市场规则，新增爬坡、转动惯量、快速调频等新型辅助服务品种，建立性能挂钩定价机制。优化现有容量补偿标准，将现行补偿标准与储能的可用容量、放电时长、性能可靠性等指标挂钩，实施“优质优价”，推动建立容量市场机制。探索推行节点电价机制，引导在电网关键节点布局储能。**三是创新商业模式，探索多领域应用场景。**推动“储能+”一体化参与市场，享受联合优化出清与结算，最大化整体收益；全面推广“云储能”聚合运行模式，提升分布式储能运行效能；试点推广“村域共享储能”新模式，破解农村分布式光伏发展痛点；简化用户侧储能市场准入，推广虚拟电厂（VPP）聚合模式，完善需求响应激励机制，激发用户侧资源调节积极

性。**四是加强科技创新，推动长时储能技术研发与应用。**依托行业企业及科研平台，聚焦高温压缩空气、全钒液流、重力、固态储能等核心技术攻关与示范。

目录

- 第一章 山东省新型储能发展基础..... I
 - 1.1 基本情况 I
 - 1.2 政策梳理 6
- 第二章 山东省新型储能发展面临的问题..... 8
 - 2.1 电网物理接纳能力限制储能规模化发展 8
 - 2.2 多元化收益模式尚不成熟 8
 - 2.3 工商业储能发展面临价格机制的制约..... 9
 - 2.4 长时储能技术储备与规模化应用不足..... 10
- 第三章 山东省新型储能发展目标和路径..... 11
 - 3.1 发展目标 11
 - 3.2 发展路径 11
- 第四章 山东省新型储能发展建议..... 14
 - 4.1 加强顶层设计，完善差异化引导机制..... 14
 - 4.2 健全电力市场体系，拓展多元化收益渠道 15
 - 4.3 创新商业模式，探索多领域应用场景..... 16
 - 4.4 加强科技创新，推动长时储能技术研发与应用 17
- 参考文献..... 18

第一章

山东省新型储能发展基础

1.1 基本情况

近年来，山东省深入实施新型储能“百万千瓦”行动计划，密集出台《关于加快新型储能产业高质量发展的指导意见》《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》等创新政策，在全国率先建立独立储能参与电力现货市场机制。依托技术迭代升级与应用场景持续拓展，叠加电力市场化改革红利加速释放，全省新型储能实现规模化提速、多元化布局、市场化突破，发展质效显著提升。

1.1.1 装机规模高速扩张，产业发展体量持续壮大

山东省新型储能装机实现跨越式增长，规模优势显著。截至 2025 年底，新型储能装机达 1121 万千瓦，占全国总装机的 8.2%，位居全国第三^[3]；相较 2020 年装机规模增长 486 倍^[4]，年均增长率高达 369%，远超全国同期 154% 的平均增速。

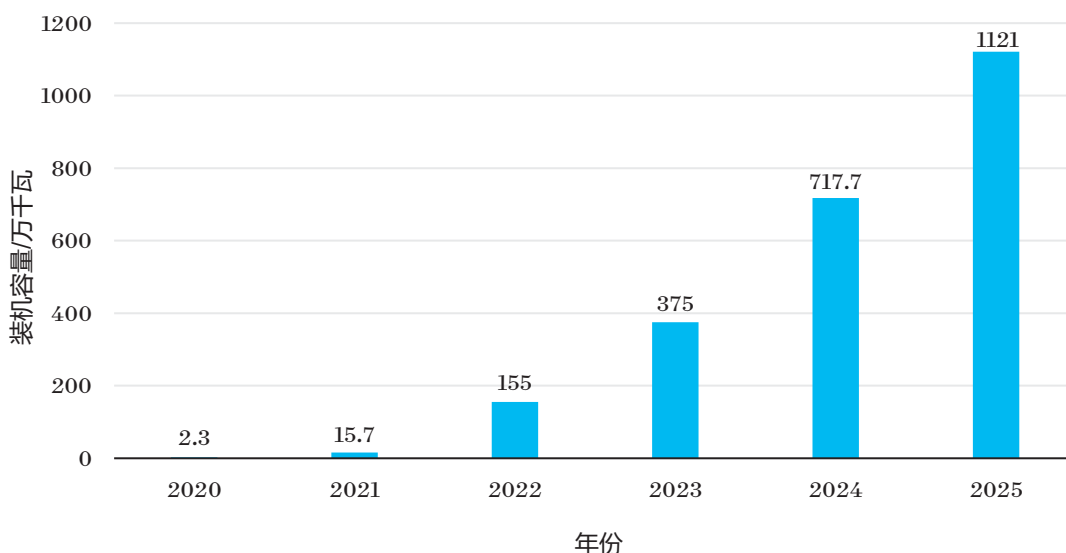


图1-1 山东省2020-2025年新型储能装机情况

数据来源：课题组根据山东省能源局、山东省政府新闻发布会公开资料整理。

1.1.2 区域布局稳步推进，各地形成梯度化发展态势

受区域经济、资源条件、电源结构、政策支持、示范应用等多重因素影响，山东省各地市新型储能发展基础差异明显，建设规模、推进速度、发展水平呈现显著分化，整体形成“局部领先、整体不均”的发展格局。其中东营市以 115 万千瓦装机规模领跑全省^[5]；泰安市依托盐穴资源优势，建成 31 万千瓦压缩空气储能电站^[6]，同步规划多个大型盐穴储能项目，构建起多元储能体系。相较之下，日照、菏泽、青岛等地发展相对滞后，装机规模偏小。但菏泽正在推进 306 万千瓦压缩空气储能基地前期工作^[7]，有望实现后续突破。

1.1.3 业态结构持续优化，多元化发展格局成形

山东省新型储能在应用场景、技术路线方面加速优化，形成“主业态引领、多类型协同”发展模式。

应用场景方面，截至 2025 年底，全省电网侧储能占比最高，达 73.9%，为当前主流应用模式；电源侧储能占比次之，为 24.5%；用户侧储能占比最低，仅 1.6%^[8]。整体来看，新型储能装机高度集中于电网侧，电源侧配套储能稳步发展，用户侧储能仍处于起步阶段，应用潜力有待进一步释放。

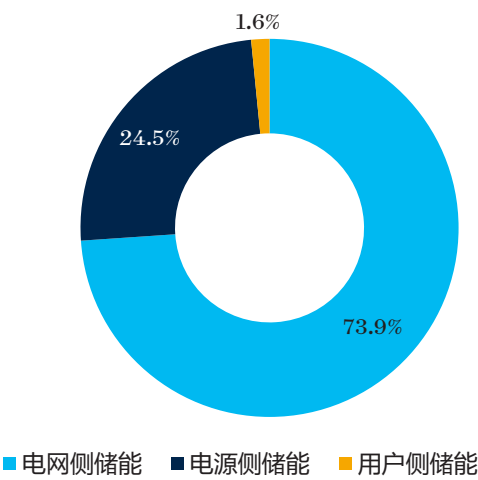
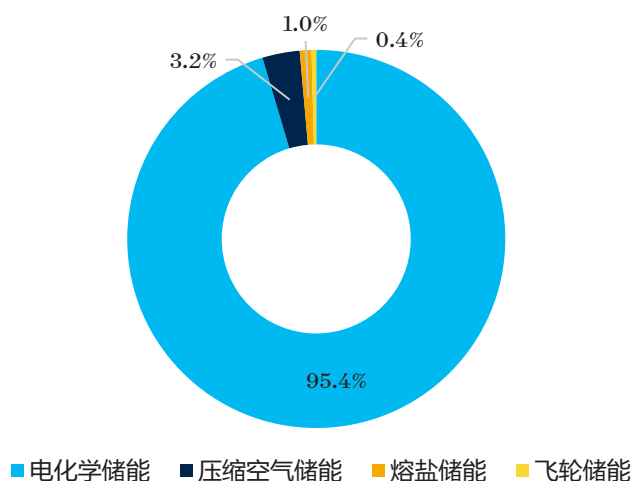


图1-2 山东省2025年新型储能应用场景分类构成

数据来源：课题组根据网上公开数据整理。

技术路线方面，坚持“电化学为主、多元并举”，电化学储能占比 95.4%；依托盐穴资源发展压缩空气储能，占比 3.2%，已建成 2 个运营项目；熔盐储能、飞轮储能占比分别为 1%、0.4%^[9]，技术体系更趋多元。



图I-3 山东省2025年新型储能技术路线分类构成

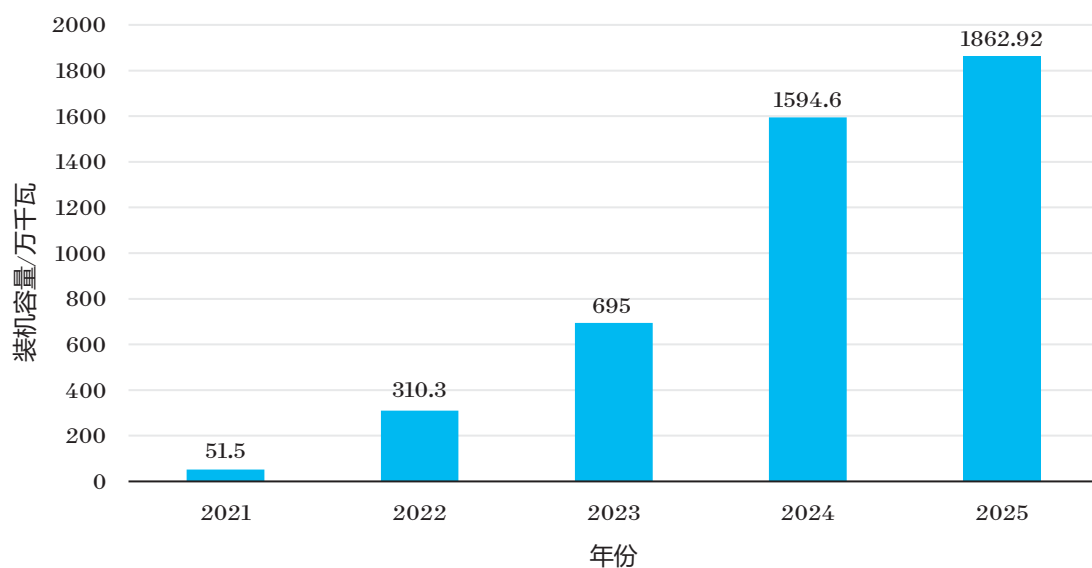
数据来源：课题组根据网上公开数据整理。

1.1.4 投资热度持续高涨，项目储备支撑强劲

山东省新型储能项目投资呈指数级增长，政策调整并未影响市场积极性，项目储备为产业长期发展筑牢根基。

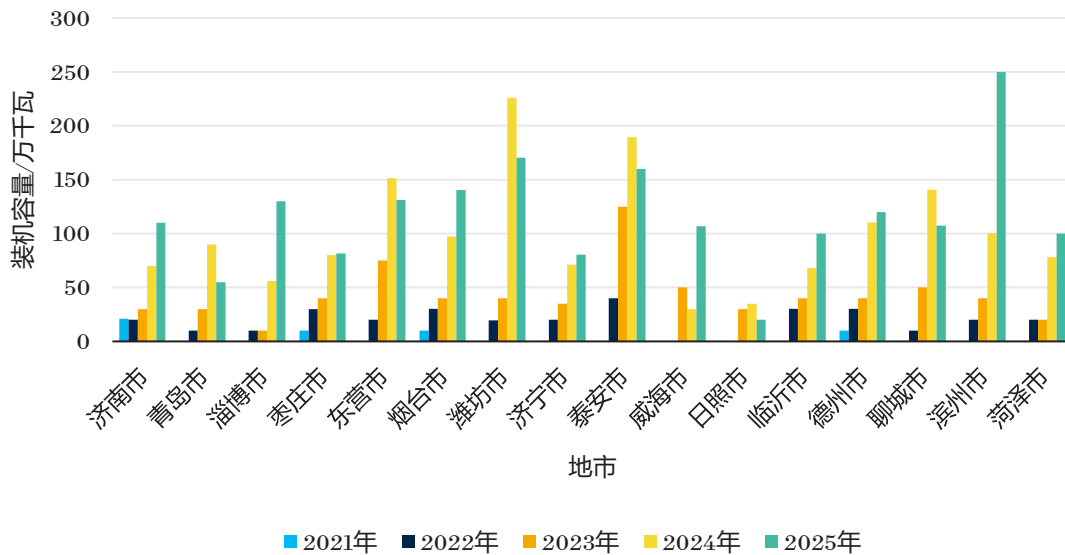
2021-2022 年全省实行储能示范项目管理，2023 年起实施入库管理并常态化年度申报，入库项目规模实现跨越式攀升。入库装机从 2021 年 51.5 万千瓦增至 2025 年 1862.9 万千瓦，年均增长率达 245.2%^[10-14]。

项目布局持续优化，2021 年项目规模偏小且区域集中，2022-2023 年规模与覆盖范围同步提升，2024-2025 年多地市入库装机超 150 万千瓦；2025 年部分地市入库规模略有回调，但整体仍保持增长态势^[10-14]。即便 136 号文取消强制配储要求，市场主体投资积极性未有下降。



图I-4 山东省2021—2025年入库储能项目情况

数据来源：课题组根据山东省能源局发布的《年度新型储能入库项目名单》进行整理。



图I-5 山东省16地市2021—2025年入库储能项目情况

数据来源：课题组根据山东省能源局发布的《年度新型储能入库项目名单》进行整理。

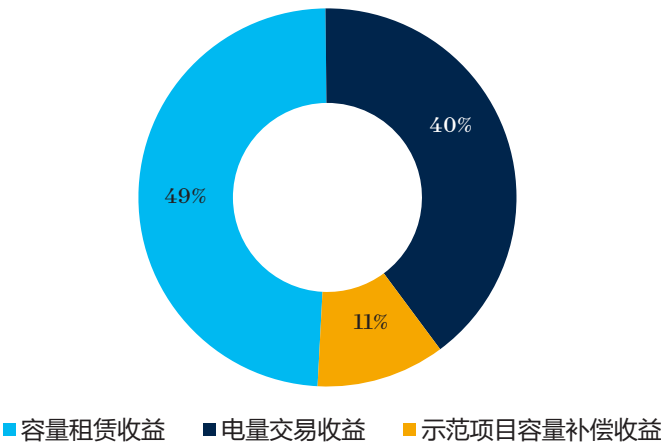
1.1.5 投资成本逐年下降，收益结构持续向好

山东省新型储能投资成本大幅下降、收益水平稳步提升，产业经济性与可持续发展能力显著增强。

投资方面，2024 年新型储能电站投资成本降幅显著，以 100MW/200MWh 新型储能电站为例，项目投资额由 2023 年的 4.5 亿元降至 2.2 亿元，投资成本下降率达 51.1%^[15-16]，有效降低了项目建设门槛与前期投入压力。

收益方面，全省新型储能电站已初步形成容量租赁、电量交易、容量补偿、辅助服务市场协同支撑的多元化收益体系。经测算，100MW/200MWh 新型储能电站总收益由 2023 年 4064.6 万元增至 2024 年 4235.6 万元，实现稳中有升。其中，电量交易收益依托电力现货市场峰谷价差套利，年运行小时数从 460 小时提升至 560 小时，对应收益由 1384.6 万元增长至 1685.6 万元；容量租赁收益保持稳定，年均达 2080 万元；容量补偿受容量补偿价格的调整影响，由 600 万元降至 470 万元；辅助服务市场收益目前还参与较少，未形成收益增长点。

收益结构方面，容量租赁收益占比约 49%，为核心收入来源；电量交易收益占比约 40%，电量交易收益较为可观，构成重要盈利支撑；示范项目容量补偿收益占比 11%，发挥稳定补充作用。



图I-6 山东省2024年新型储能电站收益构成

数据来源：山东省科学院能源研究所计算整理。

1.2 政策梳理

山东省紧跟国家能源改革部署，密集出台省级专项政策，全面对接国家顶层设计，构建起示范引领、市场主导、多元支撑、安全规范的新型储能政策体系，在储能入市、并网保障、分时电价、容量补偿、长时储能和配储转型等方面在全国率先出台一批创新支持政策，为新型储能规模化、市场化、高质量发展提供了坚实制度保障。详见表 1-1。

表1-1 山东省新型储能相关政策汇总表			
政策名称	发布单位	主要内容	发布时间
《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	山东省发展和改革委员会、山东省能源局、国家能源局山东监管办公室	全国首个电力现货市场储能支持政策，允许独立储能示范项目参与现货市场获电能量收益，支持容量跨省租赁，按2倍标准给予容量补偿，同时可参与调频等辅助服务，实现多元收益	2022年8月
《关于支持长时储能试点应用的若干措施》	山东省发展和改革委员会、山东省科学技术厅、山东省能源局、国家能源局山东监管办公室	优先支持长时储能纳入项目库、支持参与电力现货市场、细化输配电价、加大容量补偿、提升租赁比例、强化科创支持。	2023年7月
《关于加快新型储能产业高质量发展的指导意见》	山东省发展和改革委员会、山东省能源局等	完善新型储能市场化“电量电价+容量电价”机制，达到安全标准、满足电网调度运行技术条件的示范项目，2025年前按其可用容量享受2倍容量补偿费用，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价。	2024年8月
《关于健全完善新能源消纳体系机制促进能源高质量发展的若干措施》（鲁政办字〔2024〕163号）	山东省人民政府办公厅	配建储能项目单个规模原则上不低于3万千瓦。鼓励建设压缩空气、可再生能源制氢、液流电池等长时储能项目，符合条件的优先列入全省新型储能项目库，建成后优先接入电网；支持长时储能项目参与电力现货市场交易，入库项目按照2倍容量折算储能容量；在新能源消纳能力不足区域开展分布式储能建设，支持接入相应配电网，以“云储能”方式聚合参与电力市场交易，享受集中式储能示范项目容量补偿政策。	2024年12月

政策名称	发布单位	主要内容	发布时间
《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）、《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》《山东省新能源机制电价竞价实施细则》	山东省发展改革委、国家能源局山东监管办公室、山东省能源局	山东构建“存量托底、增量竞价”双轨制新能源电价机制。2025年5月31日前投产项目执行0.3949元/千瓦时保底价；6月1日后项目市场化竞价，申报充足率不低于125%，边际出清定价。2025年6月竞价，2026年起提前至前一年10月，分布式可委托代理。 取消储能并网前置，建立弹性配储。	2025年1月/7月/8月
《山东电力市场规则（试行）》（鲁监能市场规〔2025〕57号）	国家能源局山东监管办公室、山东省发展和改革委员会、山东省能源局	本次规则大幅更新，2026年1月1日执行，日内市场条款最晚2026年7月1日实施。一是 新能源全量入市 ，电价由市场形成，全部电量参与实时市场，机制电量差价结算。二是 用户侧按节点电价结算，储能等先行执行 。三是 辅助服务市场平等开放 ，符合条件主体可调可控参与，获容量电费者原则上应申报。	2025年12月

第二章

山东省新型储能发展面临的问题

近五年来，山东省积极推动能源绿色低碳转型，将新型储能作为构建以新能源为主体的新型电力系统的关键支撑，产业发展已初具规模。然而，随着国家政策导向由“行政强制配储”转向“市场化驱动”，山东省新型储能发展在步入规模化发展新阶段的同时，也暴露出若干深层次、结构性矛盾与挑战。主要表现在以下方面。

2.1 电网物理接纳能力限制储能规模化发展

2.1.1 关键断面输送容量饱和，制约储能规模化发展

鲁北、鲁西等新能源基地外送需求旺盛，但输电通道建设滞后于新能源装机增速，现有送出断面长期重载、满载运行。即便配套建设大规模共享储能，也常出现有电送不出的问题。电网输送能力直接限制了储能的有效调用规模，储能无法按调峰需求足额配置，制约了储能集群化开发与新能源规模化消纳。

2.1.2 局部配电网承载能力不足，导致储能“并网难”

当前，山东新能源与储能快速发展，变电站高压出线可用间隔严重不足，新增储能项目面临“无间隔可接”的困境。新增间隔需经电网规划、审批、建设全流程推进，周期长且单间隔建设成本高。即便用户有安装储能的意愿，也常因“无接入容量”“无间隔”被拒并网，直接制约了储能项目的落地实施。

2.2 多元化收益模式尚不成熟

当前，市场体系无法为储能的多元价值提供稳定、足额的经济回报，新型储能项目的可持续商业模式亟待优化。

2.2.1 核心收益来源萎缩，独立储能生存压力凸显

独立储能电站原有约 50% 的收入来源于新能源场站租赁容量。在 136 号文推动取消强制配储后，租赁需求骤减，价格从指导价 150-350 元 /kWh/ 年显著

下降至 20-200 元 /kWh/ 年，合同周期也从 5 年缩短至 1-3 年^[17]，收益稳定性被彻底打破。虽政策引导储能参与调频及现货市场，但山东火电装机大、调频能力充裕，调频需求有限，且辅助服务市场不成熟，新增收益不确定，难以弥补租赁缺口。长期看，独立储能电站将面临经营亏损、租赁困难，影响行业信心与投资积极性。

2.2.2 现货市场价格信号波动剧烈，收益稳定性不足

根据课题组测算，现阶段，依托电力现货市场峰谷价差套利取得的收益，约占新型储能总收入的 40%，是其核心收益来源。随着电力现货市场建设的持续优化，市场机制不断完善，现货价格波动虽能真实反映供需、发挥市场配置作用，但也导致储能项目收益预期不稳，全生命周期成本回收难度加大，投资测算与效益评估难度显著提升。新型储能实现规模化、可持续商业化发展，亟需构建更为稳定明晰的长期价格体系，健全多元化收益补偿机制。

2.2.3 辅助服务市场机制尚不成熟，储能价值释放受限

山东省电力辅助服务市场虽已纳入调频等品种，但市场机制仍不完善。目前以调峰交易为主，调频（特别是快速频率响应）、爬坡、惯量支撑等高价值服务品种，在市场容量、定价及补偿机制上尚不健全。储能参与调频需满足高标准并网与高频调节要求，存量项目需改造升级，增加了技术门槛与成本。现有出清、考核及补偿规则，未能充分体现储能快速响应优势，优质调节服务与经济收益不匹配，其“性能优势”未能完全转化为“盈利优势”。

2.2.4 储能系统价值缺乏市场化变现渠道

新型储能在电力系统中扮演的角色远不止于简单的“充电宝”。其在缓解关键断面输电阻塞、延缓或替代昂贵的电网升级改造投资、提供事故备用以提升大电网安全稳定水平等方面，具有巨大的隐形价值。然而，现行市场机制中，缺乏针对这些“系统价值”的量化评估方法与付费主体。

2.3 工商业储能发展面临价格机制的制约

2.3.1 工商业储能受制于零售市场价格信号传导不畅

工商业储能可通过峰谷套利与需量管理降低企业用电成本 15%-30%，直接削弱售电公司盈利空间。山东近 4 万电力市场主体中，绝大多数通过售电公司购电，仅 5-6 家直签电厂^[18-19]。售电公司为维护收益，可能通过限制结算、提高服务费等方式阻碍企业配置储能。同时，售电套餐多采用平滑电价，弱化了分时价格信号，工商业用户难以感知实时电价差异，投资储能意愿不足。

2.3.2 现有两部制电价机制一定程度上限制了用户侧储能发展

当前针对工商业用户执行的两部制电价中，基本电费（需量电费）的计收方式尚未与用电时段特性充分挂钩。导致工商业储能在低谷时段充电时，易推高时段最大需量，增加容量电费支出，抵消部分储能收益，打击用户安装积极性，也制约了虚拟电厂等聚合模式发展。

2.4 长时储能技术储备与规模化应用不足

山东当前已建成的新型储能项目，绝大多数为时长 2 小时的锂离子电池储能系统，能够较好地满足日内调峰需求。但从电力系统的实际需求出发，山东省储能技术在类型、时长、性能等方面仍存在供给短板，2024 年山东省新型储能平均储能时长 2.17 小时，低于全国 2.28 小时平均水平；等效利用小时数仅 600 小时左右，大幅低于全国 911 小时平均水平，与浙江、江苏、重庆等年均利用小时数超 1000 小时的省市相比，差距尤为明显^[20-22]。但随着风光发电占比的持续攀升与核电规模扩大（集中在胶东半岛），电力系统对跨日、多日乃至更长时间的调节能力提出了迫切需求，而目前山东省压缩空气、液流等长时储能技术储备和应用还远远不足。

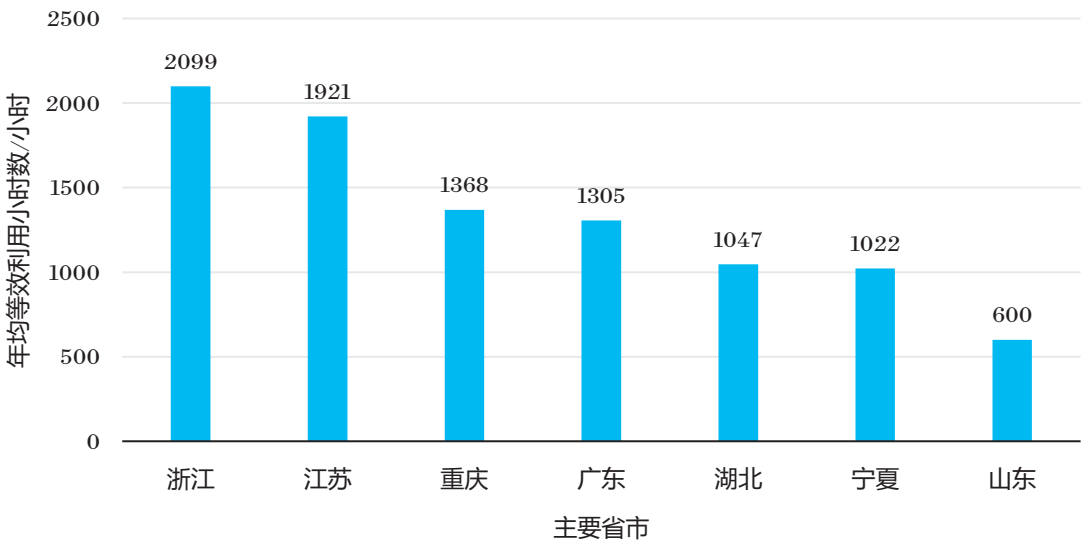


图2-1 重点省份2024年新型储能利用情况

数据来源：中国电力企业联合会发布的《2024年度电化学储能电站行业统计数据》

第三章

山东省新型储能发展目标和路径

3.1 发展目标

基于山东省提出“到 2030 年全省非化石能源发电装机达到 2 亿千瓦左右”的目标和山东新型电力系统建设需求，综合考虑风光与储能的配置比例（15%-20%）以及国家提出新型储能 2030 年发展目标等因素，课题组预测，到 2030 年，山东省新型储能规模将超过 3000 万千瓦，基本实现从“政策驱动”向“市场驱动”的结构性转型，储能行业的可持续商业模式初步形成，成为支撑新型电力系统的关键基础设施。

3.2 发展路径

3.2.1 电源侧储能发展路径

立足山东省电源结构特点与新型电力系统调节需求，根据新能源、火电、核电等不同电源技术特性与系统运行要求，因地制宜、分类施策差异化布局储能技术路线，推动电源侧储能与电网网架、负荷运行特性深度适配、协同联动。

3.2.1.1 新能源+储能

积极推广建设“新能源 + 储能”系统友好型电站，全面提升新能源场站涉网运行性能。大力支持源网荷储一体化项目开发落地，稳步推动新能源逐步实现对常规电源的可靠替代，持续提升电力系统安全稳定水平与灵活调节能力。因地制宜推进新能源场站配套储能建设，合理布局磷酸铁锂、液流电池等新型储能；有序发展氢储能等长时储能，消纳富余风光电力开展电解制氢。鼓励新能源场站与配建储能一体化协同运营、联合参与电力市场交易，在保障电网安全运行前提下，给予优先出清政策支持，实行一体化主体统一结算。

3.2.1.2 火电+储能

充分利用山东现有火电装机，以储能为关键抓手，提升火电机组的灵活调节能力，协同适配新能源规模化发展需求。支持在运火电厂合理配置飞轮、超级

电容等新型储能设施，构建“火储联调”系统，专门用于提供快速调频（AGC）服务，弥补火电机组响应滞后的不足，提升调频性能指标。推动煤电机组与磷酸铁锂电池、熔盐储能等新型储能系统联合运行，有效降低发电煤耗、减少深度调峰时长，全面提升机组运行灵活性与经济效能，稳步推动煤电由主体电源向调节型灵活电源转型。同时，积极盘活关停及退役火电机组的存量资源，依托原有厂址、厂房及输变电配套设施，布局建设新型储能项目；探索将退役煤电机组改造升级为长时储能载体，促进传统能源资产盘活迭代，实现煤电与新型储能的深度融合与协同发展。

3.2.1.3 核电+储能

山东是核电大省，当前在运及在建核电装机规模达 1421 万千瓦，且主要集中于烟台、威海等胶东半岛地区^[23]，电力消纳面临一定压力。为保障核电安全高效发展，需统筹配套建设储能设施。依托胶东半岛核电基地建设，应积极探索核电与长时储能技术的耦合应用，支持核电机组配置液流电池等高安全性储能系统，提升机组运行调节能力。同时，建议将配套储能规划纳入核电项目前期工作，实现同步规划、同步设计、适时建设，确保核电与储能设施协同推进、协调发展。

表3-1 山东省电源侧储能三大路径的政策支持重点			
应用路径	核心政策支持	技术路线	市场机制
新能源+储能	全电量联合参与市场、优先出清；源网荷储一体化项目专项支持	磷酸铁锂电池（中短时）、氢储能（长时）、液流电池（中长时）	联合主体结算；分布式云储能聚合交易；辅助服务收益优先分配
火电+储能	火储联调项目补贴；退役电厂转型储能土地/并网优惠；灵活性改造配套支持	飞轮、超级电容（功率型）；磷酸铁锂电池（中短时）；熔盐储热、压缩空气（长时）	火储一体化市场交易；调频收益上浮机制；调峰补偿差异化核算
核电+储能	示范项目专项扶持；同步规划建设政策保障；安全技术标准倾斜	全钒液流电池等高安全性液流电池技术	核电-储能联合调度补偿。

3.2.2 电网侧储能发展路径

电网侧储能核心定位是电力系统调节的“压舱石”，需从政策强制配储转向市场化导向发展，通过差异化区域布局、标准化技术准入、创新运营模式，提升电网运行灵活性、可靠性，破解新能源汇集与送出瓶颈。具体建议包括：

3.2.2.1 科学布局大型独立储能

紧扣全省五大清洁能源基地建设布局，结合各区域新能源出力特征、负荷消

纳及外送条件，科学布局大型独立储能，有效破解新能源集中汇集区域电压支撑不足、电力送出受限等问题。依托泰安、菏泽盐穴、矿洞等资源禀赋，规划布局大容量、长时压缩空气储能项目。在青岛、烟台、威海等重点负荷中心及电网关键节点，布局模块化快速响应储能，强化电网应急保供与安全韧性；在网架扩容受限区域，推广应用电网替代型储能。

3.2.2.2 加快发展分布式储能

立足省内分布式光伏高速增长、部分台区消纳空间不足的现状，聚焦聊城、德州、临沂等接入受限区域，规模化推广分布式储能建设，增强分布式新能源就地消纳与台区灵活调节水平。

3.2.3 用户侧储能发展路径

用户侧储能更看重经济性，未来可通过商业模式重构、技术成本下探、体制机制创新三维联动，提升可再生能源消纳率，推动工商业用户用能成本降低。

3.2.3.1 工业园区储能

山东省拥有省级以上工业园区约 170 家，2 个国家级零碳园区、18 个省级零碳园区、10 个省级绿电产业园^[24-26]，园区储能应用基础扎实、发展空间广阔。建议积极推广“工业园区 + 分布式光伏 + 用户侧储能”一体化发展模式，实现源荷就近匹配、负荷灵活调节。联动零碳园区、绿色工业园区创建工作，加快推进园区储能规模化落地应用，打造一批工商业储能典型示范项目。

3.2.3.2 商业楼宇与数据中心储能

聚焦平抑用电负荷波动、削减高峰用电成本，保障空调、算力设备等关键负荷稳定不间断供电，支持大型商超、算力枢纽、数据中心等场景合理布局新型储能设施。依托省内算力产业集聚发展优势，引导数据中心统筹用能规划，结合制冷冷却系统优化改造，积极探索“储能 + 余热综合利用”创新发展模式。

3.2.3.3 车网互动（V2G）+储能

结合新能源汽车推广，在充换电站配套建设储能设施，实现“车 - 储 - 网”协同互动。聚焦公交场站、物流园区专用充换电站及城市公共充电网络等重点场景，规模化推广 V2G 双向充放电技术落地应用。通过储能平抑充电负荷波动、缓解电网接入压力，充分挖掘电动汽车柔性调节资源，推动充电设施与新型电力系统深度融合。

第四章

山东省新型储能发展建议

本章在借鉴先进省市经验的基础上，结合山东电力供需格局、产业基础与资源禀赋，从顶层设计、市场体系、商业模式、技术创新四大维度，提出系统性建议，为山东省能源、储能主管部门和企业等相关方的决策提供支撑。

4.1 加强顶层设计，完善差异化引导机制

4.1.1 强化储能规划与电网规划有效衔接

当前新型储能已进入规模化、市场化、产业化发展的关键阶段，国家《新型储能规模化建设行动方案（2024—2027年）》已明确发展蓝图，吉林、上海等省市也已出台专项规划部署推进。山东省尚未出台新型储能专项规划，为破解收益模式、技术路径、电网协同等深层次矛盾，建议尽快研究制定山东省新型储能专项规划，强化省级顶层设计。同时，加强储能规划与电网规划有效衔接，在电网规划中提前预留储能站址和接入走廊，确保储能项目与电网升级同步推进，从源头避免物理接入受限。

4.1.2 完善分区定位与差异化引导机制

针对省内电力价值空间分化现状，结合不同区域特点，制定分区储能发展指引。

胶东负荷中心区（青岛、烟台、威海等）。强化电网侧储能激励，对关键阻塞断面附近独立储能项目，在现有容量补偿基础上额外给予一次性建设补贴或提高辅助服务出清价格系数。在青岛、烟台等工业园区推广用户侧分布式储能，试行储能需求响应补贴，对按电网指令放电的项目给予额外度电补偿。

鲁北新能源基地（东营、滨州、潍坊北部）。支持“绿电制氢”消纳，对富余风光制氢项目减免相关费用并优先纳入“齐鲁氢走廊”规划。在新能源汇集站周边，由政府统一规划土地，通过竞争性配置建设百兆瓦级独立共享储能电站。

鲁中调节与枢纽区（济南、泰安、淄博、潍坊中部）。加快抽水蓄能与盐穴储气项目建设，支持泰安、菏泽盐穴开展300兆瓦级先进压缩空气储能国家示

范，给予用地、并网绿色通道。鼓励火电厂配置储能开展“火储联调”示范，联合体参与调频可优先出清。

4.2 健全电力市场体系，拓展多元化收益渠道

4.2.1 优化新型储能成本分摊与补贴政策

聚焦“降本减负”与“精准激励”双导向，出台差异化成本政策。支持电源侧储能就地消纳弃风弃光电量，对新能源场站配建储能消纳自身弃风弃光的充电电量，全额减免输配电费及政府性基金附加，并明确适用范围和申报流程，破解充电成本侵蚀收益的问题；对布局在电网阻塞断面、新能源汇集点的独立储能，按接入系统工程成本给予一次性财政补贴，调动关键区域储能投资积极性。

4.2.2 丰富辅助服务市场品种与定价机制

加快完善辅助服务市场体系，实现“按效果付费、优质优价”。新增爬坡、惯量、快速调频等服务品种，覆盖调峰、调频、备用全场景需求。建立性能定价机制，将补偿与响应速度、调节精度等指标挂钩，对高性能项目提高补偿标准，引导储能提升调节能力。搭建线上交易平台，实现“申报－出清－结算”全流程线上化，简化流程、降低参与门槛。持续完善分时复用交易模式，在现有规则基础上，推动单一储能系统多市场协同参与机制的落地实施，支持储能同时参与电能量市场和调频、爬坡、备用等辅助服务市场，提高设备利用效率和经济回报。

4.2.3 完善容量补偿与长期收益机制

探索为储能提供“基础收益＋浮动收益”双重保障机制。优化容量补偿标准，将补偿与储能可用容量、放电时长、性能可靠性等指标挂钩，实行“优质优价”，推动完善市场化容量补偿机制，合理补偿有效容量，彰显储能灵活性价值。引导各类资源向系统提供中长期稳定容量，研究设计符合山东实际的容量市场的“长期容量合约”模式。

4.2.4 深化节点电价机制

在山东电力市场新引进的节点电价基础上，进一步完善关键阻塞节点的价格信号形成机制，使储能缓解阻塞的价值直接体现在电价差异中，提供清晰的区位投资信号，引导在电网关键节点布局储能。

4.3 创新商业模式，探索多领域应用场景

4.3.1 推动“储能+”一体化参与市场

完善新能源、火电、核电与储能一体化市场规则，推动“储能+”一体化参与电力现货市场及各类辅助服务市场，给予优先出清、补贴等支持，破解储能“调度指令与场站利益脱节”的困境，最大化整体收益。将核电配套储能纳入前期规划，建立用地并网绿色通道。

4.3.2 全面推广“云储能”聚合运营模式

建立完善分布式储能发展政策体系，支持电网企业及第三方搭建虚拟电厂聚合平台，统筹调度分布式储能资源，以“云储能”模式统一参与系统调峰、需求响应和电力市场交易，构建峰谷套利、调峰补偿、辅助服务协同的复合型盈利模式，提升分布式储能运行效能。

4.3.3 试点推广“村域共享储能”新模式

村域共享储能是指在村级行政单元或农村地区部署的、服务于多个主体（如农户、村集体、分布式光伏/风电项目等）的共享型储能系统，其核心特征是“集中建设、独立运营、多端共享”。例如，山东临沭县朱村通过建设“红村绿电”智能微电网，整合分布式光伏、储能和光储充场景，以实现新能源就地消纳、绿电供应和村集体增收。为推广村域共享储能模式，鼓励在分布式光伏装机规模较大的行政村，由村集体或引入专业能源服务商投资建设规模适中的集中式共享储能站。探索形成“村集体主导、专业运维、村民共享收益”的可持续商业模式，将储能设施打造成为服务乡村振兴的新型基础设施和集体资产。

4.3.4 多措并举激活用户侧储能资源

简化用户侧储能市场准入，对工业园区、商业综合体、车网互动等储能项目，实行“备案制+承诺制”管理，取消不必要的审批环节。推广虚拟电厂（VPP）聚合模式，支持第三方聚合商整合分布式储能、分布式光伏、可调节负荷，形成虚拟电站参与批发市场交易与需求响应。优化完善需求响应激励机制，对虚拟电厂参与电网需求响应的项目，按实际削减负荷量给予一定的补偿，激发用户侧资源调节积极性。

4.4 加强科技创新，推动长时储能技术研发与应用

发挥山东电工电气、东岳集团、潍柴动力、国网山东电科院等企业在电力装备、氟硅材料、燃料电池、储能系统集成等产业优势，联合山东大学、中国石油大学（华东）、哈尔滨工业大学（威海）、山东科技大学以及中国科学院青岛生物能源与过程研究所等国家级重点实验室与科研平台，聚焦压缩空气储能（重点攻关 300°C 以上高温储热、系统效率提升至 65% 以上）、全钒液流电池（突破高性能质子交换膜、低成本电解液制备）、重力储能、固态储能等核心长时储能技术，开展集中攻关与产业示范，推动技术成果转化落地。

参考文献

- [1] 中国新闻网.山东非化石能源装机突破1.4亿千瓦约占电力总装机55%[EB/OL]. (2026-04-02) [2026-04-20]. <http://www.chinanews.com.cn/cj/2026/04-02/10597561.shtml>.
- [2] 山东电力交易中心有限公司.2026年一季度山东电力市场交易信息报告[R]. 山东电力交易中心有限公司,2026.
- [3] 国家能源局.2026年1月30日国家能源局举行新闻发布会介绍2025年新型储能发展情况[EB/OL]. (2026-01-30)[2026-02-13]. <https://www.nea.gov.cn/20260130/50f657ce87f848e1a9a1861dlfd9aa23/c.html>.
- [4] 光明网.能源绿色转型两项指标 “全国第一” [EB/OL]. (2021-01-04)[2025-05-26]. https://m.gmw.cn/2026-01/30/content_1304325579.htm.
- [5] 东营市人民政府. 东营市2025年国民经济和社会发展规划[EB/OL]. (2025-02-18)[2025-05-26]. <https://mchuneng.in-en.com/html/chunengy-43133.shtml>.
- [6] 泰安市发展和改革委员会.聚能向新逐绿行[EB/OL]. (2024-11-22)[2025-05-26]. http://fgw.taian.gov.cn/art/2024/11/22/art_351514_10306291.html.
- [7] CNESA储能研究平台. 新型储能累计投运7.177GW，支持租赁集中式储能的新能源项目优先纳入市场化名单[EB/OL]. (2025-01-11)[2025-05-26]. <https://www.esresearch.com.cn/report/info/?id=5915>.
- [8] 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会(CESA). 2025年中国新型储能累计装机规模统计报告(山东省)[R].2026.
- [9] 国网山东省电力公司.国网山东电力：新型储能实现“加速跑” [EB/OL]. (2025-12-16)[2026-02-13]. <http://www.sd.sgcc.com.cn/html/sd/gb/xwzx/gsyw/20251216/906591202512191145000003.shtml>.
- [10] 山东省能源局.关于公布2021年储能示范项目的通知[Z].2021-06-18.
- [11] 山东省能源局.关于2022年度新型储能入库项目的公示[Z].2022-05-17.
- [12] 山东省能源局.关于2023年度新型储能入库项目（第一批）的公示[Z].2023-07-05.
- [13] 山东省能源局.关于公布2024年度新型储能入库项目的通知[Z].2024-09-05.
- [14] 山东省能源局.关于2025年度新型储能入库项目的公示[Z].2025-07-09.
- [15] 重庆市公共资源交易网.两江龙盛储能电站项目EPC总承包的中标结果公示[EB/OL]. (2023-04-24)[2025-05-26].<https://www.cqggzy.com/searchDetail/1326f104-13cb-4937-9448-576f4c839c9f?categoryNum=014001004001>.

- [16] 四川能投分布式能源有限公司. “碳”路先锋 “储”势待发—四川能投新津邓双100MW/200MWh独立储能项目开工建设[EB/OL]. (2025-02-10)[2025-05-26]. <http://www.scdes.com/news/company-news/1013.html>.
- [17] 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会. 2025中国新型储能招投标及价格分析报告[R]. 北京: 中国化学与物理电源行业协会, 2025.
- [18] 山东电力交易中心. 山东2024年市场总体运行情况[EB/OL]. (2025-04-17)[2025-05-25]. <https://m.bjx.com.cn/mnews/20250417/1437333.shtml>.
- [19] 国家能源局. 山东持续创新优化电力市场机制 支撑服务能源安全保障和绿色低碳转型[EB/OL]. (2024-01-30)[2025-05-26]. http://www.nea.gov.cn/2024-01/30/c_1310762741.htm.
- [20] 国家能源局. 中国新型储能发展报告(2025)[R]. 北京: 国家能源局, 2025.
- [21] 国家能源局. 国家能源局 2025年一季度新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2025-01-23)[2025-05-26]. <http://www.nea.gov.cn/20250123/544b9af2b6aa4590a60945e81e0d8ee1/c.html>.
- [22] 中国电力企业联合会. 2024年度电化学储能电站行业统计数据[R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2025.
- [23] 山东省能源局. 向“绿”而行山东加快能源绿色转型[EB/OL]. (2024-10-14)[2025-05-26]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2024/10/14/art_59966_10306113.html.
- [24] 大众日报. 国家级零碳园区首批建设名单公布! 山东两家园区入榜[EB/OL]. (2025-12-26)[2026-01-07]. <https://dzrb.dzng.com/general/0/NEWS3010509IKZRVPVAVHPSOU>.
- [25] 山东省发展和改革委员会, 山东省工业和信息化厅, 山东省能源局. 关于公布山东省零碳园区创建名单的通知(鲁发改环资〔2025〕698号)[EB/OL]. (2025-09-24)[2025-12-25]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/9/24/art_91532_10475294.html.
- [26] 山东省能源局. 关于2025年度山东省绿电产业园试点园区名单的公示[EB/OL]. (2025-07-10)[2025-10-25]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/9/28/art_59966_10309955.html.
- [27] 山东省发展和改革委员会, 山东省能源局, 国家能源局山东监管办公室. 关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施[EB/OL]. (2022-08-24)[2025-05-26]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2022/9/1/art_100393_10293613.html.
- [28] 山东省发展和改革委员会, 山东省科学技术厅, 山东省能源局, 等. 关于支持长时储能试点应用的若干措施[EB/OL]. (2023-07-23)[2025-05-26]. http://dlrk.jining.gov.cn/art/2023/11/5/art_71760_2857707.html.

- [29] 山东省发展和改革委员会,山东省教育厅,山东省科学技术厅,等.关于加快新型储能产业高质量发展的指导意见[EB/OL]. (2024-07-29)[2026-05-14]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2024/8/9/art_100393_10305295.html.
- [30] 山东省人民政府办公厅.关于健全完善新能源消纳体系机制促进能源高质量发展的若干措施(鲁政办字〔2024〕163号)[EB/OL]. (2024-12-17)[2025-05-26]. http://www.shandong.gov.cn/art/2024/12/19/art_267492_71696.html.
- [31] 国家发展和改革委员会, 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)[EB/OL]. (2025-01-27)[2025-05-26]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html.
- [32] 山东省发展和改革委员会.山东省新能源上网电价市场化改革实施方案[EB/OL]. (2025-08-07)[2025-12-14]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/8/7/art_91082_10472502.html.
- [33] 山东省发展和改革委员会.山东省新能源机制电价竞价实施细则[EB/OL]. (2025-08-06)[2025-12-14]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/8/8/art_91687_10472524.html.
- [34] 国家能源局山东监管办公室,山东省发展和改革委员会,山东省能源局.关于印发《山东电力市场规则(试行)》(2026年4月修订版)的通知(鲁监能市场规〔2026〕27号).[EB/OL]. (2026-04-30)[2026-05-10].https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202605/t20260508_300824.html.



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们