

江苏省“十四五”新型储能发展实施方案

为加快推动新型储能示范应用和规模化发展，提升电力系统调节能力，促进新能源消纳，努力构建适应大规模高比例新能源发展需求的新型电力系统，根据《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发“十四五”新型储能发展实施方案的通知》（发改能源发〔2022〕209号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）等相关要求，现制定本实施方案。

一、指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，贯彻新发展理念，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以碳达峰碳中和为目标，积极开创技术、市场、政策多轮驱动良好局面，以稳中求进的思路，引导新型储能科学布局，着力推动新型储能高质量、规模化发展，为加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

二、发展目标

到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。按照“统筹规划、开放多元、市场主导、安全规范”的原则，与电力系统各环节融合发展，全省新型储能装机规模达到 260 万千瓦左右，为新型电力系统提供容量支撑和灵活调节能力，促进能源清洁低碳转型。市场环境和商业模式逐渐成熟，实现新型储能技术多元化发展。电化学储能、压缩空气储能技术性能进一步提升，实现规模化应用，积极支持其他型式新型储能示范应用。

三、重点任务

（一）重点发展电源侧新型储能

电源侧新型储能重点发展方向为建立“新能源+储能”机制。光伏发电项目配建的调峰能力应按照当年市场化并网的文件要求执行。对于不具备配建储能电站条件的光伏项目，可通过购买方式落实储能容量。鼓励分布式光伏发电项目配建储能电站或购买调峰服务。鼓励存量新能源项目增配或购买新型储能调峰能力，

提高存量新能源电站的系统友好性，增强系统对新能源电力的接纳能力。鼓励燃煤电厂合理配置新型储能，提升常规电源调频性能和运行特性。探索开展新型储能配合核电调峰调频等应用。

（二）有序发展电网侧新型储能

电网侧新型储能重点发展方向为电网事故应急备用、延缓或替代电网工程投资，目前主要由电网企业根据系统规划运行情况提出项目需求，在工程规划、可研设计、项目审批等环节，将电网侧新型储能视为电网的重要电气元件和技术方案选择，纳入综合比选论证和项目规划流程管理。电网侧新型储能现由电网企业直接投资建设或委托建设、购买服务。在大规模新能源汇集、大容量直流馈入、系统频率和电压支撑能力不足的关键电网节点建设新型储能，提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力；在输电走廊资源和变电站站址资源紧张地区，如负荷中心地区、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等，建设电网侧新型储能，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本；在安全可靠前提下，适时建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源，提升系统应急供电保障能力。

（三）灵活发展用户侧新型储能

鼓励具备条件的用户配置新型储能，提高用能质量，降低用能成本，提升用能效率。鼓励企业用户充分利用分时电价政策、容量电费机制，主动削峰填谷，减少尖峰电费支出；鼓励用户侧新型储能设施聚合利用，发挥削峰填谷作用，参与辅助服务市场和需求侧响应，实现源荷双向互动。

（四）推进新型储能技术示范应用

多元化发展新型储能技术，为新型储能提供技术支撑。研究支撑新型电力系统的储能系统集成与控制方案，加强数字化运维，推动高安全、低成本、长时储能发展。结合新型电力系统对新型储能技术路线的实际需要，推动我省新型储能技术多元化发展，促进技术成熟的锂离子电池、压缩空气储能规模化发展，支持液流电池、热储能、氢储能等技术路线试点示范。

推进新型储能在新能源出力计划跟踪、新能源消纳、调峰、调频、供电能力提升、应急供电保障、延缓输变电升级改造等功能场景的多元化应用。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。

（五）探索新型储能商业模式

鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范。新能源发电企业与储能企业签订租赁协议，由新能源发电企业按年度支付储能租赁费用，储能企业按照容量提供调峰服务，鼓励签订长期协议或合同。

鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运营、利益共享机制。积极引导社会资本投资新型储能项目，建立健全社会资本建设新型储能公平保障机制。

四、规划布局

（一）电源侧新型储能项目布局

电源侧新型储能原则上应在风电光伏电站、火电厂等电源场站内部建设，或根据需要集中共建共享，以减小新能源出力波动，缓解系统调峰调频压力，促进新能源消纳。

按照光伏发电项目市场化并网的有关要求，长江以北地区市场化并网光伏配建新型储能原则上布局在长江以北。鼓励在光伏电站内配置新型储能，以满足光伏电站自身调节需求，兼顾负荷预测及调频需要。需要购买调节能力的项目，宜优先在光伏电站所在设区市购买，所在设区市无可购买调节能力的，原则上在长江以北其他设区市购买。

（二）电网侧新型储能项目布局

电网侧配置新型储能应在变电站或专用站址建设，直接接入公用电网，宜布局在常规输变电设施建设难度大、代价高的区域，以降低电网建设成本。

应对特高压直流故障的电网侧新型储能项目，宜布局在特高压直流落地端近区，充分发挥其事故应急响应的作用。引导电网侧新型储能在苏州、淮安、泰州等特高压直流落点附近地区布局，提供紧急频率支撑，优化潮流分布。削减用电尖峰负荷的电网侧储能项目，宜优先布局在局部供电瓶颈地区，提升分区电网供电能力。鼓励在配电网中规划建设新型储能项目，支持电网企业在屋顶光伏汇集处建设分布式储能，减少输变电工程建设投资。引

导南京、苏州等重点城市依托坚强局部电网布局建设新型储能项目，提升重要负荷中心的应急保障能力和风险防御能力。

（三）用户侧新型储能项目布局

用户侧新型储能应在用户内部或邻近场地建设，接入用户内部配电系统，以市场化方式为用户提供削峰填谷、需量管理、备用电源、光储一体化运行等功能，提升用户的用电可靠性。

鼓励工业、通信、金融、互联网等供电可靠性要求高的用户配置新型储能，提升用户的自平衡能力，提高对大电网的稳定性支撑。支持重要负荷用户根据用电需求自行建设移动式或固定式新型储能，提升应急供电保障能力。

（四）因地制宜布局新型储能

新型储能电站建设应节约用地，鼓励利用退役火电、退役变电站等现有厂址建设新型储能电站。鼓励在新能源电站内外就近布置集中或分散式储能，改善新能源项目涉网性能。充分发挥金坛盐穴压缩空气储能项目的示范作用，在验证技术经济性、形成

完善价格机制的基础上，考虑在常州、淮安、镇江等盐穴资源丰富地区进一步发展盐穴压缩空气储能项目。

五、工作要求

（一）分级分类管理。新能源项目配建的新型储能项目应与主体项目同步确定规模、同步规划、同步设计、同步管理。电网侧新型储能项目参照常规电网项目的规划建设流程管理。用户侧新型储能项目应纳入用户主体项目规划建设管理。独立建设的新型储能项目应根据有资质的评估机构对项目可行性研究报告的咨询评审意见，明确建设规模、技术方案、接入系统、运行模式等内容，经省、市级能源主管部门评估后纳入相应电力规划。其中，额定功率 5 万千瓦以下的纳入地市级电力规划项目体系管理，额定功率 5 万千瓦及以上的纳入省级电力规划。

（二）规范项目审批。根据《江苏省企业投资项目核准和备案管理办法》和《江苏省政府核准的投资项目目录》（现行版），新型储能项目纳入相应规划后实行属地备案。

（三）加强运行管理。新型储能项目建设应符合《新型储能项目管理规范（暂行）》等相关标准规范要求，加强储能系统运

行维护，确保项目建设质量和运行安全。电网企业应加强对新能源项目配建储能关键指标的运行监测，确保储能电站的运行时长、电站可用率等性能满足并网承诺相关技术要求，建立科学调度机制，有效发挥新型储能应有的作用。

（四）健全价格机制。建立电网侧储能电站容量电价机制，研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。利用峰谷电价政策，促进用户侧储能发展。独立建设并向电网送电的新型储能电站，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加费用。

（五）完善市场机制。完善适应新型储能发展的电力市场体系，推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场。探索建立独立储能作为新型市场主体参与中长期和现货市场交易机制，独立储能可视同电力用户在低谷时段充电，视同发电企业在高峰时段向电网送电，并提供调频、黑启动等辅助服务，发挥其移峰填谷和顶峰发电作用。