

新型储能装机220万千瓦 《河南省“十四五”新型储能实施方案》正式发布

8月21日，河南省发改委正式发布了《河南省“十四五”新型储能实施方案》。

方案明确了河南省新型储能发展目标：2025年实现新型储能装机220万千瓦，2030实现新型储能全面市场化发展。

以下为原文

河南省发展和改革委员会文件

豫发改电力〔2022〕702号

河南省发展和改革委员会 关于印发河南省“十四五”新型储能 实施方案的通知

各省辖市人民政府，济源示范区、航空港区管委会，省人民政府
有关部门，国网河南省电力公司，有关单位：

为贯彻落实《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）等文件
精神，推动我省新型储能高质量规模化发展，支撑新型电力系统
加快构建，我委组织制定了《河南省“十四五”新型储能实施方案》，

— 1 —

已经省碳达峰碳中和工作领导小组第二次会议研究，并经省政府同意，现印发你们，请认真贯彻落实。



河南省“十四五”新型储能实施方案

新型储能是指除抽水蓄能以外，以输出电力为主要形式并对外提供服务的储能项目。发展新型储能对构建“清洁低碳、安全高效”现代能源体系、实现“碳达峰、碳中和”战略目标具有重要意义。为全面落实《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〔2022〕209号）和《国家能源局关于印发<新型储能项目管理规范（暂行）>的通知》（国能发科技规〔2021〕47号）等文件要求，加快推动我省新型储能发展，制定本实施方案。

一、总体要求

（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，以加快构建新型电力系统为目标，着力推动新型储能多场景应用，着力开展技术创新与示范，着力建立健全配套政策机制，加快推动我省新型

储能产业规模化高质量发展，为提升电力系统安全保障能力、助力“碳达峰、碳中和”提供有力支撑。

（二）基本原则

统筹规划，有序推进。以满足高比例大规模新能源发展需要、提升电力安全保障水平为导向，强化顶层设计，合理确定发展目标，稳妥有序推动新型储能规模化、高质量发展。

创新引领，示范先行。充分发挥示范工程的试点作用，在重点地区、重点领域先行先试，推动商业模式和体制机制创新，促进技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业可持续发展。

市场主导，多元发展。发挥市场在资源配置中的决定性作用，引导社会资本参与储能投资建设，结合源、网、荷不同需求，探索新型储能与传统能源、新能源的融合协调发展。

立足安全，规范管理。严守安全底线，完善新型储能项目管理机制，加强储能设施全生命周期质量监管，优化储能项目并网和运行相关管理程序，提升新型储能安全运行水平。

（三）发展目标

到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，逐步培育完善市场环境和商业模式，新型储能技术创新能力明显提高，在源、网、荷侧应用场景建设一批多元化新型储能项

目，力争并网新型储能装机规模达到 220 万千瓦。

到 2030 年，新型储能全面市场化发展，形成一批拥有自主知识产权的核心技术，建成一批技术创新和产业发展基地，市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，有力促进我省能源领域碳达峰目标如期实现。

二、积极推进新型储能多场景应用

（一）大力发展电源侧储能。结合电力系统实际需求，建设配置储能的系统友好型新能源电站项目，通过协同优化运行，保障新能源高效消纳利用。在京广铁路以西及伏牛山、大别山、桐柏山区域，重点支持新能源与火电、新型储能、抽蓄一体化发展模式，促进新能源在更大范围消纳。在京广铁路以东平原区域，鼓励建设共享储能设施，促进新能源就地消纳。共享储能电站容量原则上不低于 10 万千瓦时。新建市场化并网新能源项目，按照国家和我省有关要求配建或购买一定挂钩比例储能规模。新能源配建的储能设施应与新能源发电项目同步建设、同步投产。鼓励已并网的新能源项目配套建设新型储能或购买调峰能力。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责，各省辖市政府和济源示范区、航空港区管委会负责落实。以下均需各省辖市政府和济源示范区、航空

港区管委会落实，不再列出)

专栏1 共享储能示范工程

大型风光基地储能建设。在我省豫北黄河北岸平原、豫东黄河故道平原、豫中南引黄受水区、黄河两岸浅山丘陵区等4个百万级风电基地，分别建设总容量20万千瓦以上规模的共享储能。

区域大型共享储能建设。在新能源电力消纳受限的三门峡、濮阳、鹤壁等地区，“十四五”期间新能源新增装机规模在50万千瓦以上的地市，原则上建设容量不低于20万千瓦时共享储能电站；新增新能源装机规模在100万千瓦以上的，原则上建设容量不低于40万千瓦时共享储能。在新能源电力消纳较好的信阳、南阳等地区，参照上述标准，原则上按照规模减半建设共享储能。

(二)有序发展电网侧新型储能。支持各类社会资本在调峰调频困难或电压支撑能力不足的关键电网节点建设新型储能，提高电网安全稳定运行水平。探索在用电负荷增长较快、输电走廊或变电站站址资源紧张地区建设新型储能，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。研究在电网末端和偏远地区，规划建设新型储能，解决输电阻塞、长距离输变电工程供电不经济等问题，保障末端电网和偏远地区用电需求，提升电网供电能力。(省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责)

(三)灵活发展用户侧新型储能。鼓励围绕分布式新能源、微电网、5G基站、充(换)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。鼓励工业、通信、金融、互联网等供电可靠性要求高的用户侧领域，因地制宜配置新型储能，提

升用户电力自平衡能力。围绕党政机关、数据中心等重要电力用户，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能，提升应急供电保障能力。探索新型储能聚合应用场景，依托智能充（换）电基础设施，开展有序充电、调峰调频等电动汽车与电网互动新技术（V2G）应用试点，建设一批“风光储充”应用示范项目。（省工业和信息化厅、发展改革委、交通运输厅、事管局、行政审批和政务信息管理局、河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）。

专栏2 新型储能区域示范工程

郑州坚强局部电网应急储能设施建设。结合郑州坚强局部电网建设，以打造坚强统一电网联络支撑、本地保障电源分区平衡，自备应急电源承担兜底、应急移动电源作为补充的四级电力系统保障体系为目标，推动一级、二级重要电力用户建设新型储能作为应急备用电源，提升应急供电保障能力。

农村能源革命试点储能建设。推进兰考、永城等农村能源革命试点合理配建储能，支持整县（市、区）屋顶光伏开发试点建设“光伏+储能”项目。

风光储充项目。在高速公路服务区、国省干线公路加油站、运输场站，开展“风电或光伏+充（换）电”示范站建设。建设鹤壁山城区等电动汽车光伏储能集中式充电项目。

（四）积极推动新型储能多元化应用。在新能源消纳受限、资源条件较好的地区，推进煤电、新型储能与新能源发电联合调度运行，开展多能互补项目试点示范，促进传统能源和新能源协调发展。依托增量配电业务试点，合理配置储能和分布式电源，建设一批消纳高比例新能源的源网荷储一体化项目。多

能互补和源网荷储一体化项目按照不降低电网调峰能力的原则配置储能规模，具体按我省多能互补和源网荷储一体化项目实施方案执行。探索利用退役火电机组既有厂址及输变电设施建设新型储能设施。鼓励结合老旧、退役变电站建设新型储能试点，发挥存量输变电设施价值。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

专栏3 新型储能多元化应用示范工程

多能互补示范。实施濮阳豫能、商丘国能、焦作华润、信阳华豫、新乡华电等市级风光火储一体化项目和鲁山县级多能互补项目，推动新能源、火电和储能优化组合、协同发展。

源网荷储一体化示范。在登封新区东区、西华经开区、焦作矿区、濮阳县产业集聚区、平顶山尼龙新材料产业集聚区、三门峡高新技术产业开发区、红旗渠经济技术开发区等增量配电网区域，结合风光新能源接入和负荷增长情况建设储能项目，提高增量配电网供电质量。

压缩空气储能。结合废弃矿井（洞）等资源条件，建设安阳林州10万千瓦、南阳鸭河工区10万千瓦、平顶山鲁山20万千瓦等压缩空气储能项目。

利用既有厂址建设储能。利用退役机组或火电项目现有场址，建设平顶山姚孟、新乡豫新、鹤壁鹤洪、三门峡大唐、济源国能等储能项目。

（五）开展独立储能试点示范。具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具备法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场。鼓励以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造满足

同等技术条件和安全标准时，可选择转为独立储能项目。涉及风光水火储多能互补一体化项目的储能，原则上暂不转为独立储能。省发展改革委适时组织开展独立储能试点示范。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

三、加快壮大新型储能产业体系

（一）加大关键技术装备研发力度。推动新型储能多元化技术开发，开展磷酸铁锂电池、钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能、废弃矿井（洞）储能等储能关键核心技术攻关，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。加强新型储能全过程安全、智慧调控等技术研究。（省科技厅牵头，省发展改革委、工业和信息化厅、科学院等根据职责分工负责）

（二）推动产学研用融合发展。支持产学研用体系和平台建设，以“揭榜挂帅”等方式，调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推进储能重点实验室以及储能技术产教融合创新平台建设。鼓励和支持有条件的行业龙头牵头组建新型储能创新平台，对认定为国家级、省级的创新平台，按照有关规定给予一定资金补助。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟。支持依托新型储能研发创新平台，申报国家或省部级科技项目，培养优秀新型储能

科研人才。（省科技厅牵头，省发展改革委、工业和信息化厅、财政厅、科学院等根据职责分工负责）

（三）开展先进技术试点示范。聚焦各类应用场景，关注多元化技术路线，通过示范应用带动新型储能技术进步和产业升级。重点建设大容量液流电池、飞轮、压缩空气等储能技术试点示范项目，研究开展钠离子电池、固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。支持技术较为成熟的以磷酸铁锂电池技术为主的电化学储能项目优先发展，加快废弃矿井（洞）储能、压缩空气储能等技术推广应用，探索成本更低、更加绿色安全、可持续的储能技术路线。上述创新储能技术按照同等容量电化学储能享受相关新能源配置等政策。（省发展改革委、科技厅牵头，省工业和信息化厅、科学院、省电力公司等根据职责分工负责）

（四）完善新型储能产业链条。培育和延伸新型储能上下游产业，依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业，积极推动新型储能全产业链发展。加强省内新型储能制造企业与新能源储能项目对接，促成一批产业上下游战略合作，以项目带动形成全省储能材料生产、设备制造、储能集成、运行检测全产业链，着力培育和打造新型储能战略性新兴产业集群。结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，积极争取建设一批国家新型储能高新技术产业化基地。（省工业和信息化厅牵头，省发展改革委、科技厅等根据职责分工负责）

专栏4 新型储能产业化示范工程

储能核心技术装备攻关。在平顶山、新乡、三门峡、周口、驻马店等地区，开展级联式高压接入锂电池储能、大容量超级电容储能、高温超导储能、高效锂电池负极材料等关键技术研发，推动锂电池、铁-铬液流电池等装备产业化。

储能技术平台建设。支持平高集团研究设立储能科技创新中心或产业研究院。依托西安交通大学国家储能技术产教融合创新平台，推动建立河南储能技术开发研究院（中心）。

新型储能技术示范。开展许昌襄城新能源制氢、商丘宁陵新能源制氢（氨）等技术示范。推进焦作、鹤壁、济源、永城等利用废弃矿井（洞）建设储能示范项目。开展复合型储能技术应用示范。

新型储能示范基地建设。打造平顶山市新型储能示范基地，推动叶县盐穴储能，鲁山压缩空气储能，平煤神马、平高集团、姚孟电厂等电化学储能项目建设。建设洛阳宁德时代新能源电池生产基地。培育新乡、濮阳、南阳等储能电池、储能智控、储能材料等新型储能制造产业。

四、建立健全新型储能配套政策

（一）完善储能与新能源协同机制。加快开发利用各类储能调峰资源，努力增加新能源并网规模。支持煤电企业实施机组灵活性改造，改造后新增调峰容量经认定后，可用于参与容量交易、配套新能源开发；支持各类社会资本建设集中共享储能设施，向新能源企业出租或按规定配建相应新能源规模；合资建设的新型储能设施，按照自建调峰资源方式挂钩比例乘以出资比例配建新能源规模。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

(二) 建立共享储能容量租赁制度。鼓励新能源企业以容量租赁的模式配置储能需求，支持共享储能项目企业通过租赁费用回收建设成本并获得合理收益，省发展改革委按年度发布容量租赁参考价（2022年，电化学共享储能（包括独立储能）容量租赁参考价为200元/千瓦时·年，其他新型储能容量租赁参考价另行制定），新能源企业和共享储能项目企业根据当年租赁参考价签订10年以上长期租赁协议或合同。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

(三) 完善独立储能运行机制

1、完善独立储能价格机制。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和政府性基金及附加。在我省电力现货市场运行前，独立储能放电上网时作为发电市场主体参与市场中长期交易，签订顶峰时段市场合约；用电时，可作为电力用户享受峰谷分时电价政策或参与中长期交易与发电企业签订低谷时段市场合约。电力现货市场运行后，独立储能电站用电电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

2、加快推动独立储能参与辅助服务市场。按照辅助服务市场规则或辅助服务管理细则，鼓励独立储能提供有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务等辅助服务，以及在电网

事故时提供快速有功响应服务。独立储能依照我省火电机组第一档调峰辅助服务交易价格优先出清，调峰补偿价格报价上限暂为0.3元/千瓦时，后期根据市场发展情况适时调整，完善“按效果付费”辅助服务补偿机制。推进储能参与电力调频辅助服务交易。研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。（河南能源监管办牵头，省发展改革委、省电力公司等根据职责分工负责）

3、提高独立储能设施利用效率。独立储能项目单位应按照相关标准和规范要求，按程序向调度部门上传运行信息、接受调度指令。电网企业应制定独立储能电站调度运行管理规定，明确相关规程规范，为保证项目调峰和储能能力可用性，电网调度机构不定期对独立储能项目开展调度测试。充分发挥独立储能在调峰、调频等方面的优势，在同等条件下优先调用。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司根据职责分工负责）。

（四）进一步支持用户侧储能发展。优化完善分时电价政策，为用户侧储能发展创造空间。研究进一步拉大电力中长期市场、现货市场上下限价格，引导用户侧主动配置新型储能，增加用户侧储能获取收益渠道。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

（五）合理疏导电网侧储能成本。落实电网侧独立储能电

站容量电价机制，将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收，逐步推动电站参与电力市场。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司等根据职责分工负责）

五、加强新型储能项目管理

（一）规范项目审批流程。根据国家和我省企业投资项目管理规定，新型储能项目按照属地原则实行备案管理，由县（市、区）发展改革部门进行备案。项目备案内容、项目变更、建设要求等按国能发科技规〔2021〕47号文件执行。各地在下达项目备案通知书时，应同时就新型储能项目在安全管理和质量管控等方面需要履行的相关责任和义务进行书面告知，告知书一式两份，项目备案部门和建设单位各一份。各地要将项目备案情况抄送省发展改革委和河南能源监管办。（各省辖市政府和济源示范区、航空港区管委会牵头，省发展改革委、河南能源监管办根据职责分工负责）

（二）开展调峰能力认定。储能电站调峰能力按照“企业承诺、政府备案、过程核查、假一罚二”的原则进行确定，项目企业提供储能建设证明材料，对项目基本情况、调峰能力、投产时间等作出明确承诺；购买调峰服务或储能项目的，由买方企业作出承诺并提供购买合同；相关材料由地市审查后提交省发展改革委报备，新型储能电站项目原则上按照项目规模认定调

峰能力，购买调峰服务或储能项目的，根据购买合同中签订的调峰能力进行确定，买方企业负责督促卖方企业保证项目落实到位。省发展改革委委托第三方机构对新型储能项目进行全面核查或抽查，对于发现未按承诺履行建设责任的企业，在计算调峰能力时按照未完成容量的2倍予以扣除。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司根据职责分工负责）

（三）加强试点示范项目管理。为引导企业建设更高标准的储能项目，鼓励技术创新，省发展改革委委托第三方机构遴选确定全省独立储能示范项目。加大示范项目支持力度，在享受电价、辅助服务等相关政策的同时，提高示范项目调度频次，每年调用完全充放电次数原则上不低于350次。充放电次数根据储能技术发展和电力运行情况由省发展改革委适时调整。（省发展改革委牵头，河南能源监管办、省电力公司根据职责分工负责）

（四）严格储能设备应用标准。新型储能项目主要设备应满足相关标准规范要求，涉网设备应符合电网安全运行相关技术要求。动力电池梯次利用储能项目要建立电池一致性管理和溯源系统，建立在线监控平台，实时监测电池性能参数，定期进行维护和安全评估，做好应急预案。（各省辖市政府和济源示范区、航空港区管委会牵头，省市场监管局、工业和信息化厅、

住房城乡建设厅、发展改革委、河南能源监管办、省电力公司根据职责分工负责)

(五) 规范储能项目退出管理。新型储能项目业主应做好项目运行状态监测工作,实时监控储能系统和电池运行工况,在项目达到设计寿命、安全运行状况或电池相关产品不满足相关技术要求时,应及时组织论证评估和整改工作。经整改后仍不满足相关要求的,项目业主应及时采取项目退役措施,并及时报告原备案机关及其他相关单位。(各省辖市政府和济源示范区、航空港区管委会牵头,省发展改革委、河南能源监管办、省市场监管局、工业和信息化厅、省电力公司根据职责分工负责)

六、保障措施

(一) 加强组织领导。省发展改革委会同有关部门落实新型储能发展政策,加强顶层设计、做好统筹指导,推进全省新型储能高质量发展。各省辖市(济源示范区)、各县(市)能源主管部门要切实承担新型储能发展主体责任,按年度编制新型储能发展计划,科学有序推进各项任务。(省发展改革委牵头,河南能源监管办、省电力公司等部门根据职责分工负责)

(二) 健全项目并网机制。电网企业应制定新型储能项目并网接入细则,明确并网接入、调试验收流程,公平无歧视为

新型储能项目提供电网接入服务。统筹开展新型储能配套电网规划和建设，配套电网工程应与新型储能项目建设协调进行。按规定要求配建或购买新型储能的新能源项目，电网企业予以安排并网。（省电力公司牵头，省发展改革委、河南能源监管办根据职责分工负责）

（三）加强项目要素保障。各地各有关部门要落实国家和我省关于支持新型储能发展的有关政策，优化前期手续办理流程，提供便利服务，积极推动新型储能项目落地。各地要将符合条件的储能项目纳入重点项目清单和国土空间规划，自然资源部门要指导帮助项目单位科学选址，对重点项目实行国家计划指标保障，避免违法用地。结合首台（套）技术装备示范应用、绿色技术创新体系支持政策，有效利用现有资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目，在重大科技项目攻关、高新技术认定等方面给予倾斜支持，落实相应的企业税收优惠政策。（省发展改革委、自然资源厅、科技厅、财政厅、生态环境厅、住房城乡建设厅、地方金融监管局、税务局、省电力公司等根据职责分工负责）

（四）强化安全风险防范。研究出台储能设施消防安全标准、日常运行消防安全管理规定和操作规程，建立完善我省储能设施消防安全标准规范体系。各有关单位要按照有关法律法

规和技术规范要求，严格履行安全、消防、环保、工程质量等程序，严格储能电池等相关产品质量监管。新型储能项目产权（运营）单位要强化安全生产主体责任，加强对新型储能设施电气、消防等方面的日常检查与安全管理，及时消除安全隐患，确保新型储能设施安全可靠运行。（各省辖市政府和济源示范区、航空港区管委会牵头，河南能源监管办、省发展改革委、工业和信息化厅、生态环境厅、住房城乡建设厅、应急厅、市场监管局、消防总队、科学院、省电力公司等根据职责分工负责）