

河南省人民政府办公厅关于加快新型储能发展的实施意见

豫政办〔2023〕25号

各省辖市人民政府，济源示范区、航空港区管委会，省人民政府各部门：

为促进新能源与新型储能深度融合，加快推动我省储能产业发展和科技创新，助力构建新型电力系统，经省政府同意，现提出如下实施意见，请认真贯彻落实。

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，全面贯彻党的二十大精神，完整准确全面贯彻新发展理念，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，围绕碳达峰碳中和目标要求，锚定“两个确保”，全面实施“十大战略”，加快构建新型电力系统，着力推动新型储能与新能源融合发展，着力健全市场化运营机制，着力推动储能科技进步，着力完善政策制度，促进新型储能规模化、高质量发展，提升电力系统安全保障能力。

（二）发展目标。到2025年，全省新能源项目配套储能规模达到470万千瓦以上，用户侧储能规模达到30万千瓦以上；新型储能规模达到500万千瓦以上，力争达到600万千瓦。

二、加强新能源和新型储能融合发展

（一）新能源项目合理配置新型储能设施。2021年及以后我省年度风光开发方案中的新能源项目，要严格按照开发方案中承诺的储能配比配置储能设施，储能设施投运时间应不晚于新能源项目投运时间；如未投运，电网不得调度和收购其电力电量。鼓励已并网的存量新能源项目按照不低于装机功率的10%、时长不少于2小时的要求配置新型储能设施，项目企业后续开发新能源项目时，其存量项目配置的储能容量可与新建项目配套的储能容量叠加参与竞争排名。同一调度区域内，优先消纳储能配比高、时长的新能源项目电力电量。

（二）鼓励电网侧和用户侧建设新型储能设施。鼓励在调峰调频困难或电压支撑能力不足的大电网关键节点建设新型储能设施，提高电网安全稳定运行水平；鼓励增量配网和智能微网等建设新型储能设施，提高新能源消纳水平。支持工业、通信、金融、互联网等对供电可靠性要求高的电力用户因地制宜配置新型储能设施，提升电力自平衡能力；鼓励党政机关、数据中心等重要电力用户建设一批移动式或固定式新型储能设施，提升应急供电保障能力。鼓励发展户外储能设施。

（三）重点发展大型独立储能电站。发挥大型储能电站调节能力强、易于调度、方便管理等优势，重点建设容量不低于10万千瓦时的独立储能电站。存量新能源项目增配的储能设施，原则上按照大型独立储能电站标准进行建设。新能源项目已配建的新型储能设施，按照自愿原则，在具有独立法人资格，具备独立计量、控制等技术条件，达到相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，并接入调度自动化系统可被电网监控和调度的基础上，可转为独立储能设施。

（四）支持新能源项目租赁独立储能容量。鼓励我省2021、2022年年度风光开发方案中的新能源企业采用租赁或共建共享方式配建储能设施。支持存量新能源项目优先通过租赁大型独立储能电站容量实现储备调节功能。对2023年及以后申请纳入年度风光开发方案的新能源项目，租赁独立储能项目容量并签订10年以上长期租赁协议的，同等条件下优先纳入。长时（超过2小时）储能项目容量租赁给新能源项目时，可按照比例折算到2小时系统功率。储能项目建成投产6个月后，匹配的新能源项目仍未建成的，相应的储能容量可重新选择新能源企业进行租赁。

三、健全市场化运营机制

（一）完善独立储能项目价格政策。在进入电力现货市场前，独立储能项目放电、充电时，原则上分别作为发电和用电市场主体参与中长期交易。2025年年底前迎峰度冬、迎峰度夏期间，独立储能项目按照电网调度指令在高峰（含尖峰）时段放电的，由电网企业收购，上网电价按照当月煤电市场化交易均价的1.64倍执行；充电时，可选择由电网企业代理购电，其各时段充电电量享受分时电价政策。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。进入电力现货市场后，独立储能电站用电电价、上网电价按照现货市场价格及规则结算。我省规定与国家今后出台的储能电价政策不一致的，按照国家政策予以调整。

（二）支持独立储能项目参与电力辅助服务市场。独立储能项目参与电力辅助服务市场交易时，按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定为0.3元/千瓦时。已并网的存量新能源项目按照要求配置储能设施并达到独立储能运行条件要求的，参与辅助服务分摊时给予一定减免。

（三）建立独立储能容量共享租赁制度。省发展改革委要按年度发布容量租赁参考价（2023年磷酸铁锂储能电站容量租赁参考价不超过200元/千瓦时·年），鼓励新能源企业和独立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。储能项目容量在河南电力交易中心统一登记备案，容量可根据调峰需求由新能源企业在全省范围内租赁使用。河南电力交易中心按月度组织租赁交易，交易结果作为新能源企业配置储能容量的依据。

（四）落实用户侧储能峰谷电价政策。储能设施充电执行谷段电价政策，每日23时至次日7时谷段时间充电时，谷段电价按平段电价的41%执行，其中，每年1月、7月、8月、12月谷段电价按平段电价的47%执行。上述政策如有调整，按调整后的政策执行。政府性基金及附加、容（需）量电价不参与浮动。

（五）优化调度运行机制。提高独立储能项目调度频次，独立储能项目每年调用完全充放电次数原则上不低于350次；为保障电力可靠供应和电网安全稳定，在电力供应紧张等特殊时段发挥作用的，视情况对独立储能电站给予适当补偿。同一调度区域内，优先调度储能配比高的新能源项目，容量比例相同的情况下优先调度储能时长长的新能源项目。

四、加快新型储能产业发展和技术创新

（一）促进新型储能产业协同发展。引进培育具有自主知识产权和核心竞争力的储能骨干企业，聚焦建链、补链、延链、强链，推动“材料—电池—终端—检测—回收”全产业链协同发展。以锂离子电池为重点，支持郑州、洛阳、新乡、焦作等地做大做强新能源电池核心产业，打造全国重要的新能源电池及材料研发生产基地；支持开封、许昌、三门峡、南阳、驻马店等地立足产业基础差异化发展，打造新能源电池特色产业集群。

（二）加强新型储能关键技术研发。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、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，鼓励电池头部企业在豫设立研发机构，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。鼓励设立市场化的新型储能科技创新基金，将符合条件的新型储能企业纳入省天使风投融资基金备投项目库，引导政府投资基金、创投基金提供股权融资支持，撬动社会资本加大对储能前沿技术研究的投入力度，激发企业内生动力和创新活力。

（三）开展先进技术试点示范。承担省级及以上重大科技专项的新型储能项目配套建设的新能源项目，同等条件下优先纳入年度风光开发方案。

五、完善新型储能政策保障制度

（一）加大财政支持力度。对于新能源项目配建非独立储能和用户侧的非独立储能规模在1000千瓦时以上的储能项目，投入使用并通过核验收后，省财政在下一年度给予一次性奖励，2023年、2024年、2025年奖励标准分别为140元/千瓦时、120元/千瓦时、100元/千瓦时。

（二）建立健全储能金融体系。强化绿色金融政策保障，建立新型储能项目融资对接项目库，加大专项再贷款支持力度，引导银行业金融机构创新专项信贷产品和服务、提供优惠利率，鼓励融资利率参照同期专项债项目利率执行。支持电池企业创新开展储能设备租赁业务或以设备直接入股、合同能源管理等方式参与储能项目建设，探索多样化商业模式。

（三）强化新型储能项目技术监督。新型储能项目并网验收前要按照要求完成主要设备及系统的型式试验、整站调试试验，并网后要按时完成并网检测。独立储能项目要接入电力调度平台，开展在线运行监测。

（四）严格储能容量配置情况考核。新能源项目投产后，配建或租赁的储能设施未达到项目承诺水平的，按照未完成储能容量对应新能源容量规模扣除其并网容量。配套的储能项目晚于新能源项目建成投产的，由储能项目企业承担其滞后期间新能源场站发电损失。

（五）加快独立储能项目建设。对符合《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南（试行）》中公用设施（供电）用地要求的储能项目，支持其使用公用设施（供电）用地，由项目所在地按照规定办理土地调规手续。独立储能项目配套电网送出工程建设事宜参照我省已出台的新能源配套送出工程建设有关规定执行，储能企业自建的配套

送出工程建成并稳定运行后，由省电力公司及时回购。

省发展改革委要充分发挥统筹作用，省工业和信息化厅、科技厅、财政厅、自然资源厅、地方金融监管局和国家能源局河南监管办等部门及省电力公司要按照职责分工细化政策举措。2023年迎峰度夏前，国家能源局河南监管办要出台支持储能参与电力辅助服务交易的实施细则；省电力公司要出台独立储能并网接入细则和电力调度管理规范；省电力交易中心要建成投运储能容量交易平台，并制定储能容量市场化交易方案。各地要完善相关配套政策，切实推动各项政策落实。

河南省人民政府办公厅

2023年6月11日

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/197250.html>