

陕西省发展和改革委员会文件

陕发改能新能源〔2024〕544号

陕西省发展和改革委员会 关于印发《陕西省新型储能发展实施方案 (2024-2025年)》的通知

各设区市发展改革委、韩城市发展改革委、铜川市能源局，省级各相关部门，国网陕西省电力有限公司、各有关能源企业：

为加快推动陕西省新型储能项目建设与产业发展，助力新型电力系统构建，我委制定了《陕西省新型储能发展实施方案（2024-2025年）》，现印发给你们，请遵照执行。

陕西省发展和改革委员会
2024年4月3日



陕西省新型储能发展实施方案

（2024-2025年）

为贯彻落实国家《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）《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）《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）及陕西省《关于印发碳达峰实施方案的通知》（陕政发〔2022〕18号）等文件精神，加快推动陕西省新型储能高质量发展，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，全面贯彻落实党的二十大精神，贯通落实习近平总书记历次来陕考察重要讲话重要指示精神，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，以加快构建新型电力系统为目标，推动源网荷储协同发展，积极发展电化学储能，培育壮大压缩空气、液流电池储能等新型储能，完善配套政策措施，促进新型储能全产业链发展，为助力碳达峰碳中和战略提供有力支撑。

（二）基本原则

统筹规划，合理布局。强化顶层设计，统筹考虑新型电力系统安全保障能力、系统调节能力和综合效率提升需求，深入把握新型储能的发展现状与技术特性，科学评估新型储能发展规模，遵循按需而建、建而有用的原则，因地制宜、稳妥有序推动新型储能示范化与规模化发展。

创新导向，示范先行。坚持科技创新引领产业发展，加强关键技术研发，加快成果转化，积极开展试点示范，促进产业链和创新链深度融合，聚焦优势产业，通过补链、延链和强链，推动新型储能制造全产业链发展。

市场主导，多元发展。抢抓新型储能产业发展的战略机遇期，坚持市场主导与政府引导相结合，引导社会资本参与新型储能投资建设，着力构建技术、市场、政策驱动的良好局面。

立足安全，规范管理。严守安全底线，加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，加强政府安全指导和监管，保障新型储能项目建设运行的全生命周期安全。

（三）发展目标

到 2025 年，新型储能步入规模化发展阶段，市场机制、管理体制和商业模式基本形成，技术创新能力和技术装备水平显著提升，全产业链竞争优势开始凸显，力争并网新型储能总规模达到 200 万千瓦以上。

（四）规划布局

引导新型储能重点布局在陕北、关中渭河以北新能源富集区域。在 750 千伏夏州、蒲白等缺乏转动惯量支撑的供电区探索发展压缩空气储能、重力储能等新型储能。统筹考虑陕西电网结构与新能源分布，提出以下新型储能规划布局。

陕西“十四五”新型储能规划布局

地市	750 千伏供电区	储能规模（万千瓦）
榆林	榆横	40
榆林、延安	夏州	70
榆林	朔方	15
延安	洛川	15
渭南、铜川	蒲白	60
渭南	信义	20
宝鸡	宝鸡	30
咸阳	乾县	10

二、推动新型储能多场景应用

（五）合理布局电源侧新型储能。结合陕西电网实际需求，为保障新能源高效消纳利用，在陕北、关中渭河以北新能源富集区域，布局一批新型储能电站。推动火电机组合理配置新型储能，开展熔盐储热示范项目，持续提升火电联合储能调节能力。推动风光火储一体化运行，探索多能互补发展模式。结合分布式新能源的发展，适时布局分布式储能电站。（省发展改革委、省电力公

司等根据职责分工负责)

专栏 1 电源侧新型储能项目

围绕陕湖直流一期新能源基地，在榆林建设定边县白泥井、定边县郝滩、靖边县营盘山、榆阳区马合和神木市锦界共享储能电站；在延安建设吴起、安塞、延川、宜川和黄龙共享储能电站。

围绕渭南新能源基地，在渭南建设白水、澄城、韩城、大荔、罗敷和潼关共享储能电站。

建设榆林榆横热电厂配套熔盐储能项目。

(六) 大力发展电网侧新型储能。坚持按需而建、建而有用的原则，依据新能源分布及电力系统需求，在负荷密集接入、大规模新能源汇集、调峰调频困难和电压支撑能力不足的关键电网节点布局新型储能，提升系统抵御突发事件和故障后的恢复能力。在新能源规模庞大但缺乏转动惯量支撑的区域优先发展能够提供转动惯量的新型储能。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，提供有功及无功支撑，延缓或替代输变电设施升级改造。探索利用拟关停燃煤机组既有厂址建设新型储能。在电网末端和偏远地区规划建设新型储能，提升电网供电能力。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。(省发展改革委、省电力公司等根据职责分工负责)

专栏 2 电网侧新型储能项目

围绕大规模新能源接入且缺乏转动惯量支撑区域，在榆林定边、延安安塞等县（区）规划布局压缩空气储能项目。

在渭南、铜川、宝鸡等新能源富集区域规划布局电网侧储能项目。

（七）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，实现用户侧新型储能的灵活多样发展，逐步提高负荷需求侧响应能力。围绕陕西高新技术产业群、大数据中心、5G 基站、工业园区等终端用户，依托分布式新能源、微电网等配置新型储能，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。探索电动汽车双向互动智能充放电技术应用，推进“光储充一体化”项目建设。（省发展改革委、省工业和信息化厅、省交通运输厅、省电力公司等根据职责分工负责）

专栏 3 用户侧新型储能项目

围绕工业园区、高新技术产业园终端用户，规划布局韩城龙钢、汉中锌业等用户侧储能项目。

（八）重点发展独立储能电站。独立储能电站是指具备独立计量、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要求，具有法人资格的新型储能电站。重点建设容量不低于 5 万千瓦、储能时长 2 小时以上的独立储能电站，充分发挥其调节能力强、易于调度、方便管理的优势。推动大容量、中长时间尺度的独立储能试

点示范。(省发展改革委、国家能源局西北监管局、省电力公司等根据职责分工负责)

(九) 积极发展多元化新型储能。在新能源资源条件较好、用电负荷集中的地区，依托工业园区或增量配电业务试点，合理配置各类新型储能，推动消纳高比例新能源的“源网荷储”一体化项目建设。结合首批国家碳达峰试点城市和园区建设，在榆林和西咸新区探索新型储能应用场景，助力绿色低碳转型。在新能源资源富集区域，探索利用富余新能源资源制氢的商业模式，进行“风光储氢”一体化项目的试点示范。结合新型基础设施建设，积极推动新型储能与乡村振兴、智慧城市、智慧交通等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。(省发展改革委、国家能源局西北监管局、省电力公司等根据职责分工负责)

专栏 4 多元化新型储能项目

围绕新能源富集区域推动风光制氢试点示范，在榆林规划布局零碳产业园氢能示范项目、华秦电解水制氢项目，在渭南规划布局风光互补制氢一体化示范项目。

(十) 全面做好新型储能并网运用管理。电压等级在 10 千伏及以上或装机不低于 6 兆瓦的新型储能、作为独立主体参与电力市场的新型储能均应纳入陕西电网统一调度管理。加快制定新型储能并网细则及并网服务工作指引，明确并网流程、相关标准、涉网性能及调度技术要求，科学制定新型储能调度运行管理规程，

确定新型储能统一调度运行模式，加强新型储能并网调度监督管理，在确保电力系统安全运行的基础上以市场化方式促进新型储能调用，充分发挥新型储能价值。（省发展改革委、省电力公司、国家能源局西北监管局等根据职责分工负责）

三、健全市场化运营机制

（十一）明确新型储能市场主体地位。加快制定新型储能参与电能量（中长期交易、现货）、辅助服务以及跨区跨省交易省内执行部分的交易机制和技术标准。独立储能电站可选择全容量或部分容量独立参与各类电力交易。电源侧（用户侧）自建储能与所属发电企业（电力用户）视为一个整体，维持发电（用电）属性不变，按照现行市场规则参与各类电力交易。电源侧、电网侧、用户侧储能在满足相关技术条件、市场准入条件时，均可申请转换为独立储能市场主体身份。（省发展改革委、国家能源局西北监管局、省电力公司等根据职责分工负责）

（十二）完善新型储能项目价格机制。鼓励新型储能作为独立主体参与电力中长期、现货和辅助服务市场交易。独立储能参与电力中长期交易，充电时视同大工业用户、执行分时电价政策，放电时作为发电主体，其上网电价按电力市场交易价格及规则执行。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。（省发展改革委、国家能源局西北监管局、省电力公司等根据职责分工负责）

(十三) 支持新型储能参与电力辅助服务市场。完善电力辅助服务市场交易机制，鼓励独立储能参与电力辅助服务，发挥调峰顶峰作用，全年调峰完全调用充放电次数原则上不低于 260 次，参与电力辅助服务市场的交易机制按相关市场规则执行。同等条件下优先调用压缩空气、液流电池等技术先进的长时新型储能，调峰服务补偿标准参照陕西火电深度调峰对应档次价格区间。(国家能源局西北监管局、省发展改革委、省电力公司等根据职责分工负责)

(十四) 建立独立储能容量共享租赁制度。鼓励新能源企业通过容量租赁方式购买共享储能服务，租赁容量视同其配建容量。储能容量租赁价格由市场主体协商确定具体标准，鼓励独立储能企业在满足自身收益率情况下降低租赁费。鼓励新能源企业和独立储能企业签订 5-10 年以上长期租赁协议。储能租赁容量可在陕西电力交易中心统一登记并公开信息，由新能源企业租赁使用。(省发展改革委、省电力公司等根据职责分工负责)

(十五) 支持用户侧储能发展。完善与电力市场相适应的峰谷分时电价政策，引导用户主动配置新型储能，减少自身高峰用电需求，降低用能成本，并积极参与需求侧响应，推动电网削峰填谷。(省发展改革委、省电力公司等根据职责分工负责)

四、加快新型储能产业发展和技术创新

(十六) 因地制宜发展新型储能产业。充分利用陕北榆林地

区盐矿，陕南商洛、安康地区钒矿资源，重点聚焦压缩空气储能、全钒液流电池等新兴技术和产业，大力实施陕西储能“双百亿工程”。发挥我省在大型节能高效压缩机设计制造方面的核心优势，促进压缩空气储能产业链发展，实现年产值超百亿。充分利用我省的能源优势和技术基础，重点突破全钒液流电池发展瓶颈，推动钒产业链高质量发展，实现年产值超百亿。（省工业和信息化厅、省发展改革委等根据职责分工负责）

（十七）积极推动产学研融合发展。依托秦创原创新驱动平台、陕西省液流储能创新中心、头部企业、高等院校和科研院所等开展产学研协同合作，共同推动新型储能关键技术和装备研发取得突破，进一步扩大我省在压缩空气储能、液流电池储能、氢储能方面的产业优势，提升核心技术装备自主可控水平，积极推动从生产、建设、运营到回收的全产业链发展。（省科技厅、省发展改革委、省工业和信息化厅等根据职责分工负责）

五、保障措施

（十八）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，做好与各级国土空间规划以及电力等相关专项规划的统筹衔接，制定新型储能相关政策措施。各相关部门之间加强协调联动，优化前期手续办理流程，积极推动新型储能项目落地，各地要将符合条件的新型储能项目纳入重点项目清单，自然资源部门要指导帮助项目单位科学选址。（省发展改革委、省自

然资源厅、省住房和城乡建设厅、省生态环境厅、各市能源主管部门、省电力公司等根据职责分工负责)

(十九)健全管理机制。新型储能项目按陕西省备案管理权限实行属地备案，项目备案内容、项目变更等按照《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)文件执行。各设区市行业主管部门根据实际情况，简化新型储能项目的审批流程，提倡一站式服务，提高项目审批效率。加强对新型储能项目的备案与监测管理，项目信息应按要求及时录入全国新型储能大数据平台和国网新能源云平台。(省发展改革委、各市能源主管部门、省电力公司等根据职责分工负责)

(二十)加大政策支持。鼓励省、市相关部门根据实际情况对新型储能项目投资建设、并网运行等方面给予政策支持，对纳入试点示范和已备案开工建设新型储能项目，提供低息贷款、绿色债券等。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，对符合条件的项目在安排相关财政专项资金时给予倾斜支持。(省发展改革委、省财政厅、省地方金融监管局、各市能源主管部门、省电力公司等根据职责分工负责)

(二十一)强化安全管理。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，项目产权单位

应强化安全生产主体责任，加强对储能系统的日常检查与安全维护，确保项目建设质量与运行安全。各有关单位要严格按照法律法规和技术规范要求，履行安全、消防、环保等程序，加强安全风险管控。（省应急管理厅、省消防救援总队、国家能源局西北监管局、省发展改革委、省工业和信息化厅、省生态环境厅、省住房和城乡建设厅、省市场监管局、省电力公司等根据职责分工负责）

