

宝鸡市发展和改革委员会文件

宝发改新能源发〔2021〕211号

宝鸡市发展和改革委员会

关于转发陕西省发展和改革委员会《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补项目示范有关工作的通知》的通知

各县区发改局，高新区经发局：

根据省发改委《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补项目示范有关工作的通知》（陕发改新能源〔2021〕514号）文件要求，拟在全省范围内推进一批源网荷储一体化和多能互补示范项目，现将文件原文转发你们，请认真组织区域内相关企业按照文件要求，对符合条件项目进行申报，并于5月6日前报我委新能源科，我委将组织行业权威专家进行研究论证。

附件:省发改委《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补项目示范有关工作的通知》(陕发改新能源〔2021〕514号)

宝鸡市发展和改革委员会
2021年4月23日



宝鸡市发展和改革委员会办公室

2021年4月23日印发

共印10份

陕西省发展和改革委员会文件

陕发改能新能源〔2021〕514号

陕西省发展和改革委员会 关于推进电力源网荷储一体化和多能互补 项目示范有关工作的通知

各设区市发展改革委（能源局），韩城市发展改革委，杨凌示范区、西咸新区发展改革局，神木市、府谷县发展改革和科技局，西北电力设计院、西北勘测设计研究院、国网陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）公司，各有关单位：

为实现“碳中和、碳达峰”目标，构建以新能源为主体的新型电力系统，根据《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源〔2021〕280号）和陕西省“十四五”能源发展规划编制工作等要求，拟在全省范围内推进一批源网荷

储一体化和多能互补示范项目，现就有关事项通知如下：

一、总体目标

源网荷储一体化和多能互补示范项目是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择。各有关单位要加强统筹规划，按照“探索示范、总结推广”的思路，通过创新体制机制，建设一批源网荷储一体化和多能互补示范项目，探索建立技术先进、模式成熟的商业运营方案，研究通过示范项目提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率的路径，发挥示范项目的引领作用，助力新型电力系统建设。

二、项目示范有关要求

（一）推进源网荷储一体化项目示范，提升保障能力和利用效率。结合电源规模、出力特点和送出消纳能力、负荷特性等，优化确定各种电力要素的规模与配比，评估可再生能源利用率，探索建立源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径。一是要梳理大中型城市用电负荷，研究局部电网加强方案，提出电源应急保障方案，稳妥推进市（县）级源网荷储一体化建设。二是要结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。三是鼓励在工业负荷大、新能源条件好的地区，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设，研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。源网荷储

一体化示范项目应提出负荷侧调节响应能力的方案，项目每年可再生新能源电量不低于 2 亿千瓦时且消纳占比不低于总电量的 50%。

（二）推进多能互补项目示范，提升可再生能源消纳水平。鼓励利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计等，优先发展新能源，实施存量“风光火（储）一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。对于神府至河北南网通道、榆横至山东潍坊电网通道，鼓励优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。跨省跨区增量“风光火（储）一体化”项目由省发展改革委统筹规划，不在本次申报范围之内。省内消纳的“风光火（储）一体化”项目原则上应为非煤电一体化机组。多能互补示范项目应提出充分发挥电源侧灵活调节作用或合理配置储能的具体方案，确保项目不占用系统调峰能力（或不增加系统调峰压力）且每年提供清洁能源电量不低于 20 亿千瓦时。

三、其他有关事项

各有关单位要高度重视，突出目标导向，认真做好示范项目研究工作，确保发挥应有的示范引领作用。新增跨省跨区外送通道和增量“风光火（储）一体化”项目不在本次申报范围之内，原则上一个集团公司源网荷储和多能互补各申报 1 个示范项目，

项目申报方案应达到初步可研深度，经各市组织行业权威专家研究论证后于5月10日前报送我委（能源节约和新能源处）。我委将会同西北能源监管局、省级电网公司、咨询机构等开展研究、评估、筛选工作。

国家另有通知等相关要求的，以国家文件为准。

附件：关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见（发改能源〔2021〕280号）



国家发展和改革委员会 文件 国家能源局

发改能源规〔2021〕280号

国家发展改革委 国家能源局关于推进 电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，现提出以下意见：

一、重要意义

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

（一）有利于提升电力发展质量和效益。强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元供能智慧保障体系。

（二）有利于全面推进生态文明建设。优先利用清洁能源资源、充分发挥常规电站调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，有利于加快能源转型，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

（三）有利于促进区域协调发展。发挥跨区源网荷储协调互济作用，扩大电力资源配置规模，有利于推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升可再生能源电量消费比重。

二、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二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级。

（二）基本原则。

绿色优先，协调互济。遵循电力系统发展客观规律，坚守安全底线，充分发挥源网荷储协调互济能力，优先可再生能源开发利用，结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，促进能源转型和绿色发展。

提升存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、效率提高、成本降低，加强引导扶持，建立健全相关政策体系，不断提升产业竞争力。

（三）源网荷储一体化实施路径。

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，调动负荷响应能力，降低对大电网的调节支撑需求，提高电力设施利用效率。通过坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障和风险防御能力。

激发市场活力，引导市场预期。主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

（四）多能互补实施路径。

利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。

优化各类电源规模配比。在确保安全的前提下，最大化利用清洁能源，稳步提升输电通道输送可再生能源电量比重。

确保电源基地送电可持续性。统筹优化近期开发外送规模与远期自用需求，在确保中长期近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模，超前谋划好远期电力接续。

三、推进源网荷储一体化，提升保障能力和利用效率

(一) 区域(省)级源网荷储一体化。依托区域(省)级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设,公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体,全面放开市场化交易,通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动,推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制,培育用户负荷管理能力,提高用户侧调峰积极性。依托5G等现代信息通讯及智能化技术,加强全网统一调度,研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系,充分发挥区域电网的调节作用,落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

(二) 市(县)级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设,梳理城市重要负荷,研究局部电网结构加强方案,提出保障电源以及自备应急电源配置方案。结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市(县)级源网荷储一体化示范,研究热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。

(三) 园区(居民区)级源网荷储一体化。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托,运用“互联网+”新模式,调动负荷侧调节响应能力。在城市商业区、综合体、居民区,依托光伏发电、并网型微电网和充电基础设施等,开展分布式发电与电动汽车(用户储能)灵活充放电相结合的园区(居民区)级源网荷储一体化建设。在工业负荷大、新能源条件好的地区,支持分布式电源开发建设和就近接入消纳,结合增量配电

网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。

四、推进多能互补，提升可再生能源消纳水平

（一）风光储一体化。对于存量新能源项目，结合新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。对于增量风光储一体化，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。

（二）风光水（储）一体化。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

（三）风光火（储）一体化。对于存量煤电项目，优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。对于增量基地化开发外送项目，基于电网输送能力，合理发挥新能源地域互补优势，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模；在不影响电力（热力）供应前提下，充分利用近区现役及已

纳入国家电力发展规划煤电项目，严控新增煤电需求；外送输电通道可再生能源电量比例原则上不低于50%，优先规划建设比例更高的通道；落实国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用等政策要求，按规定取得规划环评和规划水资源论证审查意见。对于增量就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用新能源电力。

五、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，发挥国家能源主管部门的统筹协调作用，加强源网荷储一体化和多能互补项目规划与国家及地方电力发展规划、可再生能源规划等的衔接，推动项目有序实施。在组织评估论证和充分征求国家能源局派出机构、送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各省级能源主管部门是组织推进源网荷储一体化和多能互补项目的责任主体，应会同国家能源局派出机构积极组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向基础上，经充分协商达成初步意向，会同国家能源局派出机构组织开展实施方案研究并行文上报

国家能源主管部门。各地必须严格落实国家电力发展规划，坚决防止借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾，确保符合绿色低碳发展方向。

（三）建立协调机制。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化。国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制，进一步深化电力辅助服务市场、中长期交易等市场化机制建设，发挥协同互补效益，充分挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，提升可再生能源消纳水平，实现项目运行调节和管理规范的一体化。

（四）守住安全底线。坚持底线思维，统筹发展和安全，在推进相关项目过程中，有效防范化解各类安全风险，通过合理配置不同电源类型，研究电力系统源网荷储各环节的安全共治机制，探索新型电力系统安全治理手段，保障新能源安全消纳，为我国全面实现绿色低碳转型构筑坚强的安全屏障。

（五）完善支持政策。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家 and 地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

(六) 鼓励社会投资。降低准入门槛，营造权利平等、机会平等、规则平等的投资环境。在符合电力项目相关投资政策和管理办法基础上，鼓励社会资本等各类投资主体投资各类电源、储能及增量配电网项目，或通过资本合作等方式建立联合体参与项目投资开发建设。

(七) 加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对相关项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动源网荷储一体化和多能互补项目的有效实施和可持续发展。

本指导意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。



抄送：国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国国际工程咨询有限公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国网经济技术研究院有限公司、国核电力规划设计研究院有限公司。

国家发展改革委办公厅

2021年3月1日印发

