

附件

关于促进陕西省可再生能源 高质量发展的意见

(征求意见稿)

各设区市发展改革委，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，国网陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）有限公司：

为实现碳达峰、碳中和战略目标，确保可再生能源快速健康发展，按照“省级统筹、责任分解、竞争配置、加强监管”的总体思路，现就促进可再生能源高质量发展提出如下意见：

一、推进协调有序发展

(一) 合理确定发展规模。按照“关中优先发展、陕北配套发展、陕南生态发展”的原则，实施可再生能源倍速发展计划，“十四五”期间可再生能源总量消纳责任权重每年提升 1.5 个百分点左右。各地要结合第 3 次土地调查结果以及各类资源开发条件，综合考虑电网接入消纳和送出等，提出“十四五”可再生能源发展总体目标和年度建设方案。省级根据各地规划目标，结合要素保障和电网网架结构，综合确定各地总体规模和年度规模。

(二) 实施项目库管理。按照“稳定预期、动态管理、提高质量”的总体要求，建立省级重大可再生能源项目库，各地于每年

3 季度通过可再生能源重大项目库（申报表详见附件 1）进行申报，省级能源主管部门会同省级电网、自然资源、林业、生态环境等部门，根据电网网架结构和消纳能力、国土空间规划等要素，每年 4 季度确定进入省级可再生能源重大项目库项目名单。未进入省级重大项目库名单的项目，不得参与竞争性配置保障并实施。

（三）竞争性配置保障并网项目。以落实我省消纳责任总量权重为前提，以新增项目上网电价或国家明确的其他条件为标准，由省级每年 1 季度发布竞争配置方案，每年 4 月底前确定新增项目纳入年度保障性并网规模。对未进入省级重大项目库名单的项目和未通过竞争配置取得建设规模项目（自然人项目除外），各地不得开发建设，电网企业不得办理接入批复。各地不得在竞争配置外核准（备案）项目，超范围将对相关责任人追究责任并通报各地政府各相关部门。

（四）推动源网荷储一体化和多能互补发展。各地要结合当地资源条件和能源特点，优先发展风能、太阳能等可再生能源，探索构建源网荷储高度融合的电力系统发展路径。存量项目要结合可再生能源特性，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。增量风光储一体化项目，要优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，降低风光储发电成本，提升竞争力。鼓励探索能源数字化转型，建设综合智慧能源系统。

（五）促进项目开发和生态融合发展。各地要积极探索生态立体利用土地发展可再生能源，在保护生态的前提下，结合土地

综合利用，充分发挥光伏发电与沙漠治理、农林牧渔业发展协同优势，依托种植、养殖、生态修复等，因地制宜探索“光伏+”综合利用商业模式，推动林光互补、农光互补，促进光伏与多种产业融合发展。生物质发电项目（含垃圾焚烧发电）原则上采用热电联产机组，严禁掺烧煤炭等化石能源，鼓励采用炉排炉技术。未纳入《陕西省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划》的项目，不得擅自核准建设。

（六）构建高比例可再生能源新型电力系统。电网企业要主动适应高比例可再生能源发展，做好可再生能源配套电网规划建设，电网规划要与省级2021-2030年可再生能源电力消纳责任权重和各地可再生能源发展规划相衔接，主动加强沟通协调，定期公布所属区域电网接入和消纳量，合理安排配套电网项目的建设进度，开辟可再生能源配套电网“绿色通道”，确保电源电网同步投产，从源头上强化源网协调发展。

（七）创新推进示范项目建设。鼓励引导地方政府和企业创新发展和运营模式，建设一批风光储氢、光伏+光热、新能源实证平台、离网型发电项目、可再生能源与传统多能互补等示范工程。结合乡村振兴战略，鼓励各地加快启动农村可再生能源行动计划，结合各地实际出台相关户用光伏、离网分布式、清洁供暖等激励政策，营造良好发展环境，为项目开发建设创造有利条件。

二、强化消纳保障

（八）落实消纳责任。大力实施可再生能源电力消纳责任权

重，各类市场主体要积极参与可再生能源占电力消纳责任权重并接受监督考核。省级将可再生能源电力消纳责任权重根据用电量、资源情况和电网网架结构等分解下达各地，由各地承担消纳责任。根据各市消纳能力，将全省分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类区，Ⅰ类为具备消纳空间区域，Ⅱ类为消纳局部受限区域、Ⅲ类为消纳困难区域，省级每年一季度印发各市年度新能源消纳指引，引导项目合理布局，推进有序发展。

（九）加快抽水蓄能电站建设。加强要素保障，多措并举加快镇安抽水蓄能电站建设，确保2023年建成投产。加快富平、东庄等抽水蓄能电站选点前期工作，力争1-2个站点纳入国家选点规划并开工建设。结合国家抽水蓄能中长期规划，适应当前及未来可再生能源大规模高比例发展以及新时期构建新型电力系统的需要，面向一段时间电力系统对抽水蓄能的需求，提出2-3个站点争取纳入国家中长期规划，适时开展前期工作。

（十）大力推动储能产业发展。2021年起，关中、陕北新增10万千瓦（含）以上集中式风电、光伏发电项目按照不低于装机容量10%配置储能设施，其中榆林地区不低于20%，新增项目储能设施按连续储能时长2小时以上，储能系统满足10年（5000次循环）以上工作寿命，系统容量10年衰减率不超过20%标准进行建设，且须与发电项目同步投运。各地要因地制宜采用“光储”“风储”“风光储”等一体化开发模式，鼓励地方政府或大型企业牵头在升压站附近配置集中式储能电站。

三、降低非技术成本

(十一)降低土地成本。各地要全面降低项目土地成本，地方政府要加强光伏发电项目用地价格管理，分区分类分级发布光伏发电项目用地指导价格，禁止项目用地层层转包，抬高用地价格。在政策范围内，植被恢复费和土地复垦费按照低限收取。对于符合《关于规范光伏复合项目用地管理的通知》(陕发改能新能源〔2020〕933号)的光伏复合项目，其阵列区按光伏组件倾角对应的正投影面积征收耕地占用税。

(十二)降低融资成本。各地要协调金融机构进一步优化信贷结构和产品，拓宽绿色融资渠道，引导社会资本绿色投资，积极为可再生能源提供金融服务；鼓励金融机构将可再生能源开发利用纳入绿色金融体系，加大对可再生能源项目投资企业的信贷投放，建立符合可再生能源项目的信用评级和风险管控体系，对信用良好的投资企业，在国家规定的基准利率基础上适度下浮，适当延长贷款期限并给予还贷灵活性。

四、规范开发秩序

(十三)进一步规范开发市场秩序。按照国家《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》(国能发新能〔2018〕34号)，各地不得向可再生能源投资企业收取任何形式的资源出让费等费用，不得将应由地方政府承担投资责任的社会公益事业相关投资转嫁给可再生能源投资企业或向其分摊费用，不得将风电、光伏发电规模与任何无直接关系的项目捆绑安排，不得强行提取

收益用于其他用途。

（十四）规范项目招投标。各地要进一步完善招投标制度，加大市场监管力度，严禁违法转包、违法分包，任何单位和个人不得将依法必须招标的项目化整为零或以其他任何方式规避招标；不得将可再生能源基地（园区）或项目公共配套设施等企业必须公开招标范围的工程，直接要求给企业施工；不得以任何方式干涉招投标活动；不得限制或者排斥本地区、本系统以外的法人或者组织参加投标。

（十五）市场化配置外送通道项目。坚持市场导向，优化项目配置方式，提升电源开发综合效益。选择综合实力强、经营业绩好、技术水平高、前期工作实、诚信记录优的企业参与跨省外送通道电源项目建设。按照省级统筹、地方配合，依照国家关于可再生能源规模配比的要求，采取市场化配置方式确定投资主体、建设规模和上网电价。竞争性配置采用综合评分方式从高到低依次纳入开发建设规模，配置办法由省级根据跨省外送通道进展适时发布。

五、做好放管服

（十六）简化审批手续。各地要进一步优化核准备案程序，不得增设核准备案前置条件。2万千瓦以上集中式风电由省级核准，分散式风电和2万千瓦以下风电由市级核准，光伏发电项目由市级备案。项目开工前，须完成选址、用地、环评、水保、洪评、林业、电网接入、农（林、渔）业种植（养殖）方案等工作。

按照省级关于在韩城、神木、府谷、旬阳等开展计划单列市和省直管县试点的意见，申请省级审批的风电、光伏发电项目由神木、府谷、韩城、旬阳直接报省。

（十七）强化进度管理。对纳入年度实施方案的保障并网项目，各地要加强事中事后监管。对于光伏发电项目纳入年度实施方案后须在6个月内完成备案，备案后18个月内全容量建成并网；风电项目须在纳入年度实施方案后12个月内完成核准，核准后24个月内全容量建成并网。逾期未核准（备案），未建成投产的项目自动作废，项目业主2年之内不得参与我省风电、光伏发电项目开发建设。因不可抗力因素影响项目建设的，原核准（备案）单位经省级同意后方可办理项目延期手续。

（十八）压实市级责任。各地要完善可再生能源项目建设信息管理，建立协调推进制度和月报公示制度，将项目前期推进、开工建设、形象进度、竣工投产等情况定期在网站公示，并上报省级主管部门。从2021年开始，省级对各市完成可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重全面进行监测评价和正式考核。对建设进展缓慢、排位靠后、不能完成可再生能源电力消纳责任权重的市（区）进行通报、约谈并抄送各市（区）政府和省政府领导。