

河南省深化新能源上网电价 市场化改革实施方案

(征求意见稿)

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制的决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，按照《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件精神，结合河南省实际，制定本实施方案。

一、推动新能源上网电价全面由市场形成

全省新能源（风电、光伏发电，下同）上网电量 2026 年 1 月 1 日起原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与市场交易，也可接受市场形成价格。其中，分布式新能源项目可选择直接或由代理机构聚合参与市场交易，现阶段，代理机构应具备售电公司资质。新能源项目参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。适时推动生物质发电等电源参与市场交易。

参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行，不纳入可持续发展价格结算机制实

施范围。享受财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

二、建立支持新能源可持续发展的价格结算机制

新能源参与电力市场交易后，在市场外配套建立可持续发展价格结算机制，区分存量和增量分类施策，存量项目保障现行收益水平基本稳定、增量项目取得合理收益，实现新老政策妥善衔接，推动改革平稳实施。

（一）存量项目。2025 年 6 月 1 日前（不含，下同）投产的新能源项目。

1.存量项目认定。风电、集中式光伏：按照核准（备案）装机容量（指交流侧，下同）全容量建成并网、电力业务许可证登记的最后一台机组投产日期在 2025 年 6 月 1 日前的项目。其中，豁免电力业务许可证的项目，投产日期以电网调度机构认定的首次并网时间为准。

分布式光伏：并网日期在 2025 年 6 月 1 日前的项目。其中，实际并网容量小于备案装机容量的项目，需变更备案或承诺不再以同一备案增加并网容量。

2.机制电量。扶贫光伏、380 伏及以下并网的低压分布式光伏项目：机制电量比例为 100%，全部上网电量纳入机制电量。

风电、集中式光伏、10（6）千伏及以上并网的分布式光伏项目：机制电量比例为 80%，单个项目机制电量规模=项目并网容量×年利用小时数×（1—厂用电率）×项目机制电量比例。其中，

年利用小时数、厂用电率按 2022—2024 年同类项目（风电、光伏发电，下同）年均值确定，分布式光伏项目厂用电率按 0 确定。

10（6）千伏及以上并网的分布式光伏项目于 2025 年 6 月 1 日后变更接入电压等级至 380 伏及以下的，仍按照 10（6）千伏及以上并网的分布式光伏项目认定。

3.机制电价。按河南省现行燃煤发电基准价执行。

4.执行期限。按剩余全生命周期合理利用小时数折算对应年限与投产满 20 年较早者确定。

（二）增量项目。2025 年 6 月 1 日后（含）投产的新能源项目为增量项目。

增量项目可自愿通过参与竞价获取机制电量、机制电价。竞价应设定申报充足率、申报价格上限，初期为避免无序竞争可设定申报价格下限。单个项目参与竞价可申报的机制电量原则上低于其全部上网电量，同一竞价场次入选的同类项目执行相同的机制电价和期限。竞价入选项目不得再次参与后续竞价，未入选项目可继续参与后续竞价。

竞价工作依据《河南省新能源增量项目机制电价竞价细则》开展，原则上按年度组织，每次竞价机制电量总规模、申报价格上下限、单个项目申报机制电量比例上限、申报充足率、执行期限等有关信息通过竞价公告发布。

（三）机制电量分解。

单个项目按照“月控比例、年控规模”的原则分解机制电量

并开展差价结算。

月控比例：每月机制电量=当月上网电量×机制电量比例。

年控规模：一个自然年内累计结算机制电量（“自发自用、余电上网”项目还需累计其自发自用电量）达到其机制电量规模后，超过部分上网电量不再执行机制电价差价结算；未达到其机制电量规模的，剩余机制电量规模不跨年滚动。

已纳入机制的存量、增量项目，每年可在其机制电量比例范围内申请下调一次比例。

（四）差价电费结算。国网河南省电力公司在系统运行费中增加“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目，对纳入机制的新能源电量，机制电价低于或高于市场交易均价的部分，按规定开展差价结算，结算费用纳入系统运行费用，向全体工商业用户分摊或分享，其中，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定。新能源可持续发展价格结算机制执行结果应单独归集。初期，机制电量不再开展其他形式的差价结算。

（五）退出机制。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行期限内自愿退出或者执行到期的，均不再纳入机制执行范围。

三、优化完善适应新能源市场化改革的市场规则

（一）完善电能量市场规则。新能源项目自愿参与中长期市场交易，新能源项目参与中长期交易电量上限按其并网容量扣减

机制电量对应容量后的最大发电能力确定，相应调整用户侧中长期签约比例要求。新能源项目全部并网容量参与实时市场，自愿参与日前市场，但必须参与可靠性机组组合。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑我省目前工商业用户尖峰电价水平等因素暂定为 1.2 元/千瓦时，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素暂定为 0 元/千瓦时，后续视电力市场运行情况适时调整。

鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定市场关系。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。

（二）完善市场结算规则。电能量电费由实时市场全电量电费、日前市场差价电费、中长期（含绿色电力交易）合约差价电费组成。实时市场全电量按实时价格结算，日前市场电量按日前市场价格与实时市场价格之差作差价结算，中长期合约电量按中长期合约价格与中长期合约结算参考点价格之差作差价结算。不得向新能源等市场主体不合理分摊费用。

（三）完善绿电交易规则。省内新能源主要通过双边协商、挂牌交易方式参加绿电交易，不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，申报和成交价格分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格。优化绿电交易结算规则，绿电交易电量的绿证收益，采用当

月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取最小的原则确定结算电量。机制电量不重复获得绿证收益，对应绿证按照国家有关规定处理。

（四）完善辅助服务市场规则。根据市场需求合理设置辅助服务品种和计价规则，做好运行监测、考核等，促进灵活性调节资源辅助服务价格合理形成。符合要求的辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例按照国家有关规定另行研究确定。完善与新能源全电量入市相适应的发电厂并网运行管理实施细则，加大对新能源场站功率预测准确率等指标考核力度。

（五）完善代理购电机制。新能源全面入市后，省内新能源上网电量不再作为电网企业收购的优先发电电量，其他执行保量保价的优先发电电量继续按现行价格机制由电网企业收购，保障居民、农业用户用电，不足部分由电网企业通过市场化方式采购，代理购电产生的偏差电量按照现货市场价格结算。

四、建立健全适应新能源市场化改革的保障机制

（一）建立发电侧容量补偿机制。按照国家统筹部署并结合我省电力市场运行情况，适时建立可靠容量补偿机制，对省内各类发电资源为电力系统提供的可靠容量进行补偿，补偿范围、标准及方式根据我省实际另行研究确定。

（二）健全发电机组成本调查机制。探索明确各类发电机组成本构成、主要调查指标及审核方法、标准等，选择部分技术先

进的新能源项目开展成本调查，开展各类型发电机组启动成本、变动成本及固定成本调查，为合理形成机制电价、优化调整发电机组成本补偿方式及标准提供支撑。

（三）建立电价监测评估机制。全面覆盖发电企业、售电企业、电力用户等各类市场主体，汇总分析电力市场申报价格、出清价格、电费结算、资金分摊分享以及市场主体收益等情况，对市场异常波动进行分析，研究处置方案，确保新能源上网电价市场化改革平稳有序推进。

（四）健全零售价格传导机制。规范电力市场信息披露，推动批发侧、零售侧信息公开对等，提升市场透明度。简化零售合同设计，设立零售价格封顶套餐选项。加强售电公司管理，保障市场价格信号有效传导。

五、有关要求

省发展改革委同有关部门推动实施方案平稳有序落实。国网河南省电力公司要加强新能源项目管理，搭建完善竞价平台，做好机制电价竞价、机制电量分解及差价结算等相关工作，配合省发展改革委建立电价监测评估机制。河南电力交易中心要做好交易结算数据统计和市场主体管理，加大信息公开披露、零售合同优化等工作力度。各地不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。各方要结合部门职责，密切关注行业动态，做好对发电企业、售电公司及电力用户等市场主体的政策宣传解读。

本实施方案自印发之日起实施，如遇国家有关政策调整，按照国家最新政策执行。

附件：河南省新能源增量项目机制电价竞价细则（征求意见稿）

2025 年 月 日

附 件

河南省新能源增量项目机制电价竞价细则

（征求意见稿）

按照《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委 国家能源局关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号）、《河南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》等文件要求，为做好河南省新能源增量项目机制电价竞价工作，制定本细则。

一、组织形式

新能源机制电价竞价由省发展改革委组织，原则上按年度开展，具体工作由国网河南省电力公司（下称省电力公司）负责组织实施。

二、竞价主体要求

（一）适用范围。2025年6月1日（含）以后投产的风电、光伏发电项目可自愿参与新能源增量项目机制电价竞价。竞价主体应为具有独立承担民事责任能力和独立签订合同的法人或自然人。其中，户用分布式光伏可直接参与竞价，也可委托符合条件的代理机构参与竞价，同一项目在同一竞价场次中仅可选择一家

代理机构。对代理机构每次竞价时代理项目的数量不作限制，但项目总容量原则上不超过 10 万千瓦。

源网荷储一体化、绿电直连、增量配电网等新能源就近消纳项目中的新能源项目，以及 2025 年 6 月 1 日（含）以后投产的一般工商业分布式光伏、大型工商业分布式光伏项目，不纳入机制电价执行范围。

（二）投产认定。本文所称投产是指新能源项目按核准（备案）装机容量（指交流侧，下同）建成并网。风电、集中式光伏项目投产时间，以电力业务许可证登记的全部机组容量与核准（备案）装机容量一致时、最后一台机组投产日期为准，其中豁免电力业务许可证的，以电网调度机构认定的首次并网时间为准；分布式光伏项目须满足《分布式光伏发电开发建设管理办法》明确的“可观、可测、可调、可控”要求，投产时间以项目按备案容量建成、并通过电网企业复核并网验收的时间为准。

核准（备案）文件中明确分批（分期）建设的新能源项目，可将每批（每期）作为不同项目分别申请投产认定，每批（每期）均应具备独立计量条件，投产时间以每批（每期）并网容量与核准（备案）文件中明确的分批（分期）容量一致时为准。

（三）信用资质要求。竞价主体应自觉维护竞价秩序，严格遵守相关规定，保证申报资料真实有效，如发现存在或隐瞒以下情况的，将取消竞价资格、作废入选结果，竞价主体所属最高层级控股公司未来三个年度不得参加河南省内新能源增量项目机制

电价竞价。

1.处于被行政主管部门责令停产、停业或进入破产程序；

2.处于行政主管部门相关文件确认的禁止竞价的范围和处罚期间内；

3.近三年存在骗取中标或严重违约，经有关部门认定的因其服务引起的重大及以上质量事故或重大及以上安全事故；

4.被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单；

5.被市场监督管理部门在国家企业信用信息公示系统中列入经营异常名录或严重违法企业名单。

6.存在操纵市场、串通报价、弄虚作假等扰乱竞价秩序行为。

三、竞价机制

（一）竞价分类。竞价原则上区分风电、光伏发电两类项目开展。当参与竞价的电量规模较少或竞价申报主体较集中无法形成有效竞争时，可合并开展。

（二）竞价机制电量总规模。省发展改革委统筹考虑国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况以及用户经济承受能力等因素确定竞价机制电量总规模。超出消纳责任权重的，次年纳入机制电量总规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制电量总规模可适当增加。

（三）单个项目申报机制电量。单个项目参与竞价的机制电量原则上低于其全部上网电量。具体计算方式为：

单个项目申报机制电量 $\leq$ 项目并网容量 $\times$ 年利用小时数 $\times$
(1-厂用电率) $\times$ 单个项目申报机制电量比例上限

年利用小时数、厂用电率分别接近三年同类项目（风电、光伏发电，下同）年均值确定。其中，分布式光伏项目厂用电率为0，下同。

（四）申报充足率。为确保有效竞争，设置申报充足率，在出清前开展申报充足率检测，当全部项目申报的机制电量总量占竞价机制电量总规模的比重低于申报充足率时，自动减少竞价机制电量总规模至满足申报充足率。申报充足率检测方式为：

申报充足率 $\leq \Sigma$ 项目申报机制电量 $\div$ 竞价机制电量总规模

（五）申报限价。申报价格上限考虑合理成本和收益、绿色价值、电力供需形势、用户承受能力等因素确定，原则上不高于河南省现行燃煤发电基准价；初期为避免无序竞争可考虑先进电站造价水平折算的度电成本等设定竞价下限，后续视情况取消。申报价格含增值税，单位为元/千瓦时，保留小数点后三位数。

（六）出清机制。采取边际出清方式，将参与竞价的项目按报价从低到高进行排序，当申报机制电量累计达到竞价机制电量总规模时确定入选项目，机制电价原则上按最后一个入选项目的报价确定。

当只有一个项目申报价格与出清价格相同时，该项目入选机制电量按剩余竞价机制电量规模确定；当有2个及以上项目申报价格与出清价格相同时，按各项目申报机制电量占比分配剩余竞

价机制电量规模。当申报价格与出清价格相同的所有项目全部入选机制电量小于其全部申报机制电量的 50%时，取消所有申报价格与出清价格相同项目的入选结果，机制电价取前一个入选项目的报价。

（七）单个项目机制电量比例。单个项目机制电量比例=项目入选机制电量÷[项目并网容量×年利用小时数×（1-厂用电率）]。

（八）执行期限。根据同类项目回收初始投资（不考虑相关收益）的平均期限确定。入选时已投产的项目，执行的起始时间为竞价结果公布后的次年 1 月 1 日；入选时未投产的项目，执行的起始时间为申报承诺投产时间的次月 1 日。新能源项目在执行期限内可自愿选择退出，退出后该项目不得再次参与竞价。

（九）信息发布。每次竞价机制电量总规模、近三年同类项目年均利用小时数和厂用电率、单个项目申报机制电量比例上限、申报限价、申报充足率、执行期限、时间安排、申报平台等信息，在竞价前通过公告发布。

四、竞价程序

（一）竞价启动。省电力公司负责组织开展竞价具体工作，拟定竞价公告报经省发展改革委同意后公布。

（二）竞价申报。已投产和承诺次年 12 月 31 日前投产、且未纳入过机制电价执行范围的新能源项目可参与竞价申报，竞价主体应按要求在规定时间内完成竞价信息填报和材料提交，申报

时间截止后，所有项目报价、申报机制电量等竞价信息全部封存、不得修改。

（三）材料要求。风电、集中式光伏项目应提供已纳入省级及以上能源规划或年度建设计划等证明文件、项目核准（备案）文件、营业执照、履约保函等材料，填写提交省电力公司统一制定的竞价真实性承诺书。其中，已投产项目还需提供与电网企业签订的《并网调度协议》、《发电业务许可证》（按政策豁免的除外）；未投产项目还需提供电网企业出具的《接入系统设计方案回复意见》等。

分布式光伏项目应提供项目备案文件、履约保函、户主法定身份证明（自然人户用光伏）、法定代表人法定身份证明和营业执照（非自然人户用光伏）等材料，填写提交省电力公司统一制定的竞价真实性承诺书。其中，已投产项目还需提供与电网企业签订的《购售电合同》；未投产项目还需提供电网企业出具同意接入的《接入系统设计方案回复意见》、项目装机地址权属证明，项目装机地址权属证明可为房产证、宅基地证、村（社区）及以上政府出具的房屋产权证明。

代理机构应完成电力市场注册并提供资质证明、营业执照、法定代表人法定身份证明等材料，填写提交省电力公司统一制定的竞价真实性承诺书、机制电价竞价代理委托书。其代理的项目均需按照上述分布式光伏项目材料要求提交相应材料。

如非项目户主本人、项目业主企业法定代表人、代理机构法

定代表人办理竞价业务的，需填写提交省电力公司统一制定的竞价授权委托书。

（四）竞价信息及材料审核。省电力公司对申报信息和材料的完整性、合规性进行审核，审核结果无异议后开展竞价出清。

（五）竞价出清。省电力公司按本细则完成申报充足率检测后进行竞价出清，竞价结果要予以公示，公示内容包括入选项目、项目类型、机制电量规模、机制电价等，公示期为3个工作日。竞价主体对竞价结果有异议的，须在公示期间提出，且应提供相关佐证材料。公示期结束且无异议后，省电力公司将竞价结果报省发展改革委同意后公布。

（六）签订协议。省电力公司要在办理项目并网服务流程时，与新能源项目完成含差价结算条款的购售电合同签订，明确机制电量规模、机制电量比例、机制电价、执行期限、结算方式、双方责任义务等内容。竞价前已经完成购售电合同签订的，暂不重签合同，差价结算等相关事项按照相关规定执行，合同到期后，与新能源项目签订含差价结算条款的购售电合同。因入选机制项目自身原因导致未按时签订含差价结算条款的购售电合同的，视为自愿放弃竞价结果，不得再参与后续竞价。

五、保障机制

（一）履约保函要求。已投产项目参与竞价的，原则上不需要提交履约保函。未投产项目参与竞价的，应提交由国家金融监督管理总局批准设立、颁发金融许可证且具有相应业务资格的商

业银行、企业集团财务公司开立的履约保函。其中，企业集团财务公司只能为本集团成员单位开具履约保函。履约保函金额四舍五入取整到千元，起始日期不得晚于参与竞价申报的日期，有效期自承诺的项目投产日期起不少于 10 个月。由代理机构聚合参与竞价的项目，可合并开具履约保函。计算方式为：

履约保函金额=竞价主体申报机制电量×该类项目竞价申报价格上限×10%

入选项目在投产后，可向省电力公司申请退还履约保函，其中，代理机构在其代理项目全部投产后可申请退还。未入选项目可在竞价结果公示结束之日后向省电力公司申请退还履约保函。省电力公司应及时完成履约保函退还。

（二）未按期投产处置。入选项目自申报承诺投产日期次月 1 日起，延期投产不超过 6 个月的，申报承诺投产日期次月 1 日起至投产当月月底期间的机制电量规模自动失效，省电力公司应根据延期天数扣除履约保函金额，扣除标准为：履约保函金额×1%×延期天数。

入选的项目自申报承诺投产日期次月 1 日起，延期投产超过 6 个月的，该项目当次竞价结果作废，扣除全部履约保函金额，取消该项目未来三个年度的竞价资格。

扣除的履约保函金额纳入系统运行费用，由全体工商业用户分享。因重大政策调整、自然灾害等不可抗力因素导致的项目延期投产，经省发展改革委同意后可减免扣除履约保函资金及免于

取消未来三个年度的竞价资格。

（三）明确相关责任。新能源机制电价竞价由新能源项目自愿参加，并承担因参与竞价产生的竞价资格失效、机制电量规模大小、机制电价水平高低、履约保函资金扣减以及违法违规行为处罚等风险。竞价相关工作人员要严守保密规定，不得违规获取或未经授权对外泄露竞价有关信息，涉嫌违法违规的，将移交有关部门依法依规处置。

本细则自发布之日起执行，如遇国家有关政策调整，按照国家最新政策执行。