

湖北省发展和改革委员会 文件 湖北省能源局

鄂发改价管〔2025〕222号

省发改委 省能源局关于印发湖北省深化 新能源上网电价市场化改革促进新能源 高质量发展实施方案的通知

各市、州、直管市、神农架林区发改委（能源局），国网湖北省电力有限公司，湖北电力交易中心有限公司，各新能源发电经营主体：

根据《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）要求，为扎实做好我省新能源上网电价市场化改革实施

工作，省发改委、省能源局研究制定了《湖北省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》，现予以印发。请电网企业及电力交易机构认真组织落实。各市州发改委（能源局）要积极配合开展政策宣传解读，及时回应各方关切，有关重要事项及时报告省发改委、省能源局。



湖北省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案

根据党的二十届三中全会关于推进能源领域价格改革的决策部署，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）要求，为抓好我省新能源上网电价市场化改革，促进新能源高质量发展，制定如下实施方案。

一、推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）新能源上网电量全面参与市场交易。省内所有风电、太阳能发电项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。集中式新能源原则上报量报价参与市场交易，符合条件的分布式新能源可单体或聚合后同步参与中长期和现货市场。未报量报价参与市场的新能源，接受现货市场同类项目的月度分时点实时加权平均价格，2025年12月31日前，分布式新能源接受现货市场同类项目月度全时点实时加权平均价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制执行跨省跨区送电相关政策。

（二）优化现货市场交易和价格机制。新能源上网电量全部参与实时市场。综合考虑电力供需形势、市场运行情况，按照逐步放宽原则，适时调整现货市场申报价格上下限，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确定，申报价格上限

考虑工商业用户尖峰电价水平等因素确定。

(三)完善中长期市场交易和价格机制。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,初期可设置新能源中长期签约比例要求,后期适时放宽。考虑新能源签约比例变化,相应调整用户中长期签约比例要求。探索通过现货市场价格引导形成中长期市场峰谷分时信号。鼓励新能源发电企业与用户签订多年期购电协议。

(四)规范绿电绿证交易和价格机制。省内绿电交易不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。绿电交易申报和成交价格应当分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格。

二、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(五)建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后,在市场外建立差价结算机制。区分存量、增量项目,分别明确机制电量、机制电价和执行期限。2025年6月1日(不含)之前投产的新能源项目为存量项目,其他均为增量项目。集中式新能源投产容量以项目核准/备案容量为准,投产时间以电力业务许可证中核准/备案发电机组最晚投产时间为准;分布式新能源投产容量及时间以电网企业营销2.0系统中项目的“并网容量”和“并网日期”为准。在执行期限内,国网湖北省电力有限公司按月对机制电量开展差价结算(差价指市场交易均价低于或高于机制电价的部分)。现货市场连续运行时,用于差价结算的市场交易均价按照现货实时市场月度同类项目全时点加权

平均价格确定。差价结算费用纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊或分享。

（六）做好存量项目机制执行。存量项目由国网湖北省电力有限公司按照规则确定，报省发改委备案，定期在国网新能源云平台、网上国网公布。机制电量：集中式新能源，机制电量占该项目省内上网电量比例上限为 12.5%。分布式新能源，机制电量占该项目省内上网电量比例上限为 80%。光伏扶贫项目机制电量比例上限为 100%。各项目每年可按照不高于规定比例上限，自主确定执行比例（不得高于上一年）。机制电价：统一为 0.4161 元/千瓦时。执行期限：执行起始月份为 2025 年 10 月，原则上执行至投产满 20 年对应月份，投产未满 20 年即已达到规定的全生命周期合理利用小时数的（风电 36000 小时、光伏 22000 小时），不再纳入机制范围。

（七）实行增量项目竞价机制。对 2025 年 6 月 1 日起投产的增量项目，每年根据国家下达的非水可再生能源消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素，动态调整全省增量新能源项目整体纳入机制电量的总规模。单个增量项目通过竞价方式确定是否进入机制执行范围。竞价工作由省发改委牵头，省能源局、华中能源监管局参与组织，国网湖北省电力有限公司具体实施，原则上每年底前组织一次。初期分为风电、光伏两类竞价。综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户电价承受能力等因素确定竞价上限；考虑成本因素、避免无序竞争等设定

竞价下限。

(八) 强化增量项目竞价管理。每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价(具体以竞价公告规定为准)。集中式项目、10 千伏及以上分布式项目应具备自动发电控制功能(AGC), 10 千伏以下分布式项目应满足“可观、可测、可调、可控”技术要求。鼓励已投产分布式项目以聚合形式参与竞价, 参与聚合的项目投产时间间隔最长不超过 1 年。竞价项目应按照规定提交履约保函, 竞价申报的机制电量应适当低于其全部发电量。申报的机制电价不得超出竞价上下限范围。竞价时按照报价从低到高排序, 当申报机制电量累计规模与当次竞价机制电量总规模持平时, 参与累加平衡的项目全部入选, 平衡点有多个同价项目的, 按照同比例原则确定入选机制电量, 该批次机制电价按照入选项目中最高报价确定。参与竞价但未入选的项目可参与下次竞价, 可申报竞价的电量规模逐次递减。

(九) 明确增量项目执行期限。入选的增量项目机制电价执行期限暂定为 12 年。分布式项目投产后, 连续两个自然年自发自用率都高于全省分布式平均自发自用率水平 10 个百分点以上的, 执行期限可增加 1 年, 可增加的执行期限最多不超过 2 年。入选时已投产的项目, 原则上以入选时间为执行起始时间。入选时未投产的项目, 以项目申报的投产时间为执行起始时间; 如实际投产时间晚于申报投产时间, 实际投产前的机制电量不予补

结；若实际投产时间晚于申报投产时间超过6个月，当次入选结果作废，并取消项目投资方三年内所有增量项目竞价资格。

（十）按月开展机制电量结算。存量项目月度机制电量根据月度省内实际上网电量和项目自主选择的机制电量比例确定；增量项目月度机制电量根据月度省内实际上网电量和项目入选机制电量占其协议年度上网电量的比例确定。增量项目当年月度结算机制电量累计不得超过年度机制电量规模，若未达到则年底清零。已纳入机制的项目，执行期限内可自愿申请退出，退出后不再纳入机制执行范围。10千伏及以上的分布式新能源项目未完成AGC调度闭环控制的，以及10千伏以下的分布式新能源项目未通过用电信息采集系统“可观、可测、可调、可控”认定的，当月结算机制电量比例在现行基础上扣减10个百分点。

三、完善相关配套政策体系

（十一）加强与电力市场交易机制衔接。新能源可持续发展价格结算机制实施后，中长期交易和现货交易继续按照相应市场规则执行。纳入机制的电量不再开展其他形式的差价结算。在充分考虑机制电量比例、电力市场供需等因素情况下，科学组织开展新能源中长期交易。

（十二）完善辅助服务市场价格机制。科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，明确辅助服务计价等市场规则。规范辅助服务费用传导分担方式，电力现货市场连续运行期间，符合要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务

过程中产生的电量费用)，暂按 60%计入系统运行费并由工商业用户分摊，剩余部分由未参与电能量市场交易的上网电量分担。

（十三）完善相关配套机制。优化代理购电电量采购机制。适时调整煤电容量电价标准，研究完善发电侧容量补偿机制。新能源参与省间现货、省内现货或辅助服务市场时，因自身报价高、未申报或申报量不足、参与备用市场未被调用等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。参与新能源可持续发展价格结算机制差价结算的电量，不重复获得绿证收益。新能源项目原购售电合同价格条款对照本政策执行。

四、保障措施

省发改委加强政策宣传解读，及时回应社会关切，密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，持续优化政策，不断增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。省能源局完善现货市场、中长期交易规则及绿色电力交易政策，做好与国家政策要求的衔接。国网湖北省电力有限公司加快完善国网新能源云、网上国网等平台，进一步规范电力市场信息披露，做好合同签订、竞价实施、电费结算等工作，对可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。

本方案自 2025 年 10 月 1 日起实施，现行政策与本方案不一致的，以本方案为准。如遇市场形势发生重大变化，按照国家和省有关规定调整。