

山西省发展和改革委员会 山西省能源局文件 国家能源局山西监管办公室

晋发改商品发〔2025〕322号

山西省发展和改革委员会 山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发 《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

各市发展改革委、能源局，国网山西省电力有限公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各有关市场主体：

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)文件精神,结合山西实际,我们研究制定了《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》,已经省人民政府同意,现印发给你们,请抓好贯彻执行。



国家能源局山西监管办公室

2025年11月11日

(此文主动公开)

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

为加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制，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，根据《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）等文件精神，结合山西实际，制定本实施方案。

一、改革举措

（一）推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目（风电、光伏发电项目，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，以“报量报价”方式参与交易形成上网电价，暂不具备条件的接受市场形成的价格。适时推动生物质发电等电源参与电力市场交易。

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价格政策执行；外送通道配套新能源项目按照国家有关规定执行，暂不纳入我省机制电价实施范围。

（二）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，纳入机制的新

能源电价水平（以下简称“机制电价”）、电量规模（以下简称“机制电量”）、执行期限等由省发展改革委会同省能源局、山西能源监管办明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入系统运行费用，由全体工商业用户用电量分摊或分享（含企业自备电厂自发自用电量），现阶段暂不开展其他形式的差价结算。市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目（区分风电、光伏发电项目）加权平均价格（实施结算限价前所有时点和所有节点电价）确定。

2025年6月1日以前按照核准（备案）容量投产（全容量并网，下同）的新能源项目为存量项目。2025年6月1日（含）起按照核准（备案）容量投产的新能源项目为增量项目。

机制电量。存量项目机制电量规模，与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接，按照具体项目核定机制电量比例（机制电量占上网电量的比例），其中集中式平价项目机制电量比例为85%，新能源项目可在核定值范围内每年自主确定机制电量比例，但不得高于上一年。增量项目机制电量规模，与现有新能源非市场化电量比例适当衔接，考虑用户承受能力、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，以及电力市场建设等因素确定，初期分风电和光伏两种类型分别确定，具体项目的机制电量通过竞价确定。

机制电价。存量项目与现行价格政策衔接，机制电价水平

按不高于现行燃煤发电基准价格确定。增量项目机制电价水平通过竞价确定，每年组织已投产和未来 12 个月内计划投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期分风电和光伏发电两种类型组织，不具备充分竞争情况下，合并组织。

执行期限。存量项目按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定。增量项目综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，如遇重大政策变化或行业成本变化适时调整。

（三）建立增量项目机制电价竞价制度。增量项目竞价工作由省发展改革委会同省能源局、山西能源监管办牵头组织，省电力公司负责具体实施。每年增量项目竞价工作原则上于 10 月底前组织开展。其中，2025 年 6 月 1 日至 12 月 31 日期间增量项目竞价工作视情况组织开展。

竞价采用边际出清方式确定出清价格，根据新能源项目申报电量、申报价格，按申报价格由低到高排序，申报价格相同时，按申报时间优先排序，直至申报电量满足竞价电量总规模。最后入选项目申报电价即为当年所有入选项目的机制电价，但不得高于竞价上限，其入选电量不足申报电量的按申报电量全额成交。竞价上、下限由省发展改革委综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、引导有序竞争等因素确定并适时调整。为确保竞争有效，设置竞价申报充足率（机制电量申报总规模与核定总规模的比率），首次竞价不低

于 1.2，否则相应调减核定机制电量规模直至满足充足率要求，后续视新能源发展情况适时调整。

鼓励分散式风电、分布式光伏自行参与竞价，也可由代理商代理参与竞价。当年未参与竞价以及参与竞价但未入选的项目，可顺延至后续年度参与。期间，上网电价全部由市场形成，不参与机制电价结算。

（四）建立增量项目竞价约束机制。机制电价执行的起始时间结合项目申报的投产时间、入选时间等确定，未按申报日期投产的项目，实际投产前的机制电量自动失效。

拟参与竞价的新能源企业或代理商，通过审核公示后，应按要求向省电力公司提交履约保函，已投产项目参与竞价的，原则上不收取履约保函。竞价未入选项目在竞价结果公示后、入选项目在按期投产后，省电力公司应在 30 日内退还履约保函。其中，入选项目若未按期投产，省电力公司可根据项目投产等履约情况申请使用履约保函。

为避免入选项目在参与电力市场交易时非理性报价，单个增量项目申报纳入机制的电量原则上应低于其全部上网电量，在组织竞价时设定申报上限。

（五）明确机制电价差价结算方式。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算。各月分解的机制电量，为新能源项目各月实际上网电量与确定比例的乘积。增量项目以及存量项目中核定机制电量年度规模上限的项目，若当年已

结算机制电量达到年度机制电量规模，则当月超过部分及后续月不再执行机制电价，若年底仍未达到年度机制电量规模，则缺额部分电量不再执行机制电价，不进行跨年滚动。

（六）明确机制电价衔接政策。存量项目，2025年6月1日至2025年12月31日期间的上网电量仍按现行政策执行。增量项目，2025年6月1日至开始执行机制电价期间的上网电量参与电力市场，由市场形成电价，暂未参与市场前，接受实时市场现货价格，待首次参与竞价时，作为已投产但未纳入过机制执行范围的增量项目自愿参与竞价。享有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。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。

（七）明确机制电价退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制电价执行范围。

二、配套措施

（一）规范电能量市场结算规则。贯彻落实国家电力市场计量结算基本规则，规范各类电力市场结算不合理规定，按国家规定统一结算科目样式，加快实现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）差价合约电费组成，实时市场全电量按实时价格结算，日前市场电量按日前价格与实时价格之差作差价结算，中长期电量按合

约价格与中长期结算参考点电价之差作差价结算。其中用户侧主体现货市场价格分别按照实时和日前市场发电侧节点加权平均价结算，发电侧主体现货市场价格分别按照实时和日前市场机组所在节点电价结算。

（二）健全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，适度放宽发电侧中长期签约比例要求，新能源中长期签约比例原则上不设下限，相应调整用户侧中长期签约比例，加强与现货市场衔接，优化中长期市场分时划分和限价规则，相应调整中长期挂牌、集中竞价、滚动撮合交易限价等措施。

新能源和煤电公平参与电力市场，条件具备时，双边交易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、结算参考点等，结算参考点可自行选择日前市场或实时市场任一节点或统一结算点。未选择结算参考点的默认选择为实时市场统一结算点。

新能源参与中长期市场交易申报电量上限按照额定容量扣减机制电量对应容量后的最大上网能力确定。

（三）优化现货市场交易和价格机制。为保证电力市场和电力系统平稳运行，不断完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场。日前市场与可靠性机组组合分开，允许新能源和用户采用“报量报价”方式自愿参与日前市场，出清结果用于结算，但所有电量（容量）必须参与可靠性机组组合；

为引导调节性资源响应系统需要，同步开展以日前负荷预测作为需求、发电侧可靠性机组组合阶段申报作为供给的日前全电量模拟出清和价格计算，并向全社会公布，计算结果不用于结算。

适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑工商业用户尖峰电价水平等因素确定；申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的财政补贴、绿证交易、碳交易市场其他收益等因素确定。合理设置省内现货市场结算限价，现货市场结算限价原则上不高于燃煤发电煤电燃料成本的2倍，迎峰度夏（冬）期间可适当提高，结算限价机制按月执行，当月度实时加权平均电价超出结算限价时，在结算环节对各节点分时结算电价等比例调减。在成本调查基础上，优化调整发电机组启动补偿、必开机组补偿等标准。

（四）完善绿色电力交易机制。绿色电力交易申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书（以下简称“绿证”）价格。省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，采取双边协商或挂牌交易等方式开展。在合理衔接、风险可控前提下，鼓励开展多年期绿色电力交易。机制电量不重复获得绿证收益。绿色电力交易的绿证收益，按当月绿电合同电量、扣除实际结算机制电量后的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。存量集中式平价项目，已签订的绿色电力交易合约，其当月绿色电力交易合约电量（含多年、

年度、季度交易分解至当月的)超出实际上网电量减去机制电量部分,于当月从机制电量中相应扣减;新签订的绿色电力交易合约,其当月绿色电力交易合约电量(含多年、年度、季度交易分解至当月的)超出实际上网电量减去机制电量部分,于当月从机制电量中相应扣减,后续年度相应扣减机制电量比例(不含跨省跨区交易电量部分,国家另有规定的按国家规定执行)。其他项目,机制电量部分按照机制电价结算,其他部分按照国家和我省相关电力市场交易规则结算。

(五)规范辅助服务市场机制。加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场的统筹衔接,科学确定辅助服务市场需求,合理设置有偿辅助服务品种,规范辅助服务计价等市场规则。允许新能源参与辅助服务市场。符合国家要求的调频、备用等辅助服务费用(不含提供辅助服务过程中产生的电量费用),原则上由用户用电量(含外送电量)和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担,分担比例由省发展改革委明确。其他需由经营主体承担的辅助服务费用,按程序报批。

(六)健全发电侧容量补偿机制。发电侧容量补偿适用范围适时由煤电拓展至天然气发电、风电、光伏、抽水蓄能、新型储能等可提供有效容量的各类发电主体(不含已纳入机制的新能源)。容量补偿实行统一的电价标准,容量补偿费用由容量补偿标准、有效容量、供需系数共同确定。探索建立市场化容量补偿机制,推动由补偿传统机组固定成本缺额向市场保障系

统长期容量充裕度转变，通过市场发现容量价格，在发电侧逐步形成“电能量+容量”的两部制市场价格体系。

（七）优化代理购电电量采购机制。完善与新能源全电量参与市场交易相适应的电网企业代理购电机制，机制电价政策执行后，新能源以外执行“保量保价”的优先发电电量，优先作为保障居民、农业用户以及线损电量的购电电量来源，仍有剩余的可作为全体工商业用户购电来源，上网电价按现行价格政策执行，由电网企业收购，不足部分通过市场化采购，偏差电量按照现货市场价格结算。新能源上网电量可作为电网企业代理采购电量来源，由电网企业通过市场化方式采购。电网企业要定期预测代理购电工商业用户用电量及负荷曲线，统筹考虑季节变更、节假日安排等因素，分别预测分时段用电量，自主确定日前市场申报电量。

（八）健全新能源消纳衔接机制。“报量报价”参与现货市场的新能源，在省间现货、省内现货以及辅助服务等市场全部组织完成后，因自身报价因素导致的未上网电量，不纳入系统原因新能源利用率统计与考核。针对新能源大发时段导致的消纳问题，统筹制定新能源消纳利用排序。原则上“报量报价”项目依据报价进行排序，报价相同的项目可按照等比例方式消纳。探索定期开展新能源企业预测偏差排序，并与弃电排序进行动态挂钩，激励新能源企业提高预测精准度。

（九）建立发电机组成本调查制度。结合山西电网能源结

构特性，制定市场化机组成本模型、调查制度和核算规则。定期开展不同类型机组启动成本、空载成本、变动成本及固定成本调查工作，分类测算各类型机组成本水平及波动趋势。通过逻辑校核、交叉验证以及现场核查等方式，确保数据真实准确，为我省电力市场平稳运行和电价机制不断优化提供支撑。

（十）建立电力市场价格监测体系。建立健全涵盖发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等多维度多指标价格监测体系，加强电力中长期、现货和辅助服务市场价格信息监测，包括但不限于各类结算科目、费用，相关市场主体收益、费用分摊，涉价信息披露等。电力市场出现价格异常波动时，及时启动预警，分析异常原因，提出处置方案，确保电价改革平稳有序推进。坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用。

三、保障措施

省发展改革委同省能源局、山西能源监管办根据本实施方案制定配套实施细则，在各自职能范围内，负责完善电力现货、中长期、绿色电力交易、电力辅助服务等市场交易规则和分时电价等价格机制，密切跟踪价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，定期评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施。电网企业做好技术支撑和平台搭建，密切配合开展机制电价具体实施工作，及时做好合同（协议）签订、电费结算等，对新

能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集，按规定披露市场有关信息，及时向电力用户解释系统运行费用结构变化等。各部门根据工作职能，充分利用门户网站等渠道，加强政策宣传解读，积极与市场主体沟通交流，及时回应社会关切，充分凝聚改革共识，确保政策平稳落地实施。

