

关于印发《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知（鲁发改价格〔2025〕576号）

各市发展改革委、能源局，国网山东省电力公司，山东电力交易中心，山东能源集团有限公司、华能山东发电有限公司、华电国际电力股份有限公司山东分公司、国家能源集团山东电力有限公司、大唐山东发电有限公司、国家电力投资集团公司山东分公司、华润电力控股有限公司华北分区、中国三峡集团山东分公司、山东核电有限公司：

为推动新能源高质量发展，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）、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）等规定，省发展改革委、山东能源监管办、省能源局研究制定了《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》，现印发给你们，请抓好贯彻执行。

山东省发展和改革委员会

国家能源局山东监管办公室

山东省能源局

2025年7月31日

山东省新能源上网电价市场化改革实施方案

为深入贯彻党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳高质量发展机制的决策部署，认真落实省委、省政府关于加快规划建设新型能源体系、全力打造能

源绿色低碳转型示范区的工作要求，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）、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）等规定，现结合山东实际，制定如下实施方案。

一、建立健全适应新能源高质量发展的价格机制

（一）推动新能源上网电价全部由市场形成。全省新能源项目（风电、太阳能发电，下同）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。根据电力市场建设及行业发展状况，适时推动生物质发电等其他新能源参与市场交易。

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国家跨省跨区送电相关政策执行。新能源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。享有财政补贴的项目，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）建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源项目参与电力市场交易后，在市场外同步建立差价结算机制，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，由电网企业开展差价结算，差价费用纳入系统运行费用，由全体用户分摊（或分享）。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，均不再纳入机制执行范围。

2025年6月1日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时0.3949元（含税），单个项目机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满20年较早者执行。

(三) 建立新能源可持续发展价格竞争机制。2025年6月1日起投产的增量新能源项目，由省发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。组织竞价时，设置申报充足率下限和竞价上下限，引导新能源企业充分竞争，降低全社会用能成本；按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定。竞价工作由新能源项目自愿参加，参与竞价的应按规定开具履约保函。支持户用分布式光伏项目自主或委托代理商参与竞价，现阶段分布式光伏代理商应具备售电公司资质。

2025年竞价工作原则上于8月份组织，竞价申报充足率不低于125%。自2026年起竞价工作原则上于前一年10月份组织，并根据新能源发展状况，适当优化调整申报充足率。各地不得将配置储能作为新建项目核准、并网、上网等前置条件。

(四) 完善绿电绿证交易机制。纳入机制的电量受机制电价保障，相应电量不再参与绿电交易，不重复获得绿证收益。完善绿色电力交易政策，市场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价格。绿电交易电量的绿证收益按当月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。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。

二、建立健全适应新能源高质量发展的市场交易机制

(一) 完善中长期市场交易和价格机制。推动中长期市场价格与一次能源成本、现货市场价格有效衔接。中长期交易由交易双方结合实际需求合理确定中长期合同量价、结算参考点等信息。结算参考点可自行选择为实时市场（或日前市场）任一节点或统一结算点。现阶段，机制电量不再开展其他形式的差价结算，可由电网企业代表全体用户与新能源场站签订机制电量中长期合约，合同价格明确为合同的参考结算价，相关电量

同步计入用户侧签约比例。中长期交易申报电量上限，现阶段按照额定容量扣减机制电量对应容量后的上网能力确定。

(二) 完善现货市场交易和价格机制。新能源项目可报量报价参与现货交易，也可接受市场形成的价格。现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。支持分布式新能源直接或通过聚合方式参与现货交易。统筹系统调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，新能源消纳成本原则上不高于新能源上网电价。适当放宽现货市场限价，及时调整发电机组启动费用上限。

新能源项目应全量参与日前可靠性机组组合和实时市场。新能源项目和用户可自愿参与日前市场。未开展日前市场时，日前预出清结果不作为结算依据（仅向经营主体披露）。支持用户侧报量报价参与日前市场，暂不具备条件的，允许用户侧按照在不超过最大用电功率范围内自主决策申报购买量，不进行偏差收益回收。

(三) 完善辅助服务市场交易和价格机制。科学确定辅助服务市场需求，坚持按效果付费，合理设置有偿辅助服务品种、辅助服务计价等市场规则，促进辅助服务价格合理形成。在现行调频、爬坡辅助服务交易基础上，适时开展备用辅助服务交易。备用辅助服务市场与爬坡辅助服务市场、现货电能量市场联合出清。调频辅助服务费用，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。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，加大新能源场站并网运行管理考核力度，新能源预测准确率考核费用等由全体用户分享。

(四) 优化发电侧容量补偿机制。根据山东电网用电负荷（含备用容量）总需求，对各类型市场化机组的有效容量给予补偿。按照全网回收长期边际机组固定成本原则确

定容量补偿标准，依据系统总容量需求与总有效容量，设置容量供需系数。发电机组容量电费由机组可提供的有效容量、容量补偿电价标准以及当年容量供需系数三者乘积确定。

(五) 规范电力市场成本补偿机制。分类型明确因系统安全原因必开机组、自身原因必开(如供热需要等按照自调度曲线运行)、非必开机组成本补偿原则。成本补偿费用日清月结，按照机组当日启动成本、空载成本和电能量边际成本三者加和与市场收入的差额确定(差额为负值时不进行补偿)。机组成本补偿费用由用户侧用电量、未参与电能量市场交易的上网电量与未按照实时出清结果执行的上网电量承担。

三、建立健全适应新能源高质量发展的风险防控机制

(一) 完善电力市场信息披露机制。建立健全“全市场、全品种、全周期、全主体”电力市场信息披露体系，覆盖中长期、现货、辅助服务、零售等市场，电能量、绿电绿证交易等交易品种，年、季、月、周、日等时间维度，发电、用电、售电、新型经营主体、电网企业及市场运营机构等主体。

(二) 完善电力市场价格监测体系。健全涵盖发电企业、售电公司、电力用户多维度多指标的价格监测体系。加强对电力中长期、现货和辅助服务市场相关交易情况、核算科目、各类费用规模、各类主体收益和费用分摊情况、市场限价等价格信息的监测工作。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，研究处置方案，确保电价改革平稳有序推进。

(三) 建立发电机组成本调查制度。根据山东电网能源结构特性，制定涉及燃煤、燃气、新能源等全部市场化机组的成本模型、调查制度和核算规则。定期开展不同类型机组启动成本、变动成本及固定成本调查工作。分类测算各类型机组启动费用、空载成

本和电能量边际成本等成本水平及波动趋势，建立机组成本曲线申报机制，支撑山东电力市场平稳运行和电价机制不断优化。

(四) 健全电力零售市场价格监管机制。电力交易平台应为用户提供基于实际用电曲线的标准化零售套餐比价功能，各类零售套餐应设置封顶结算价格条款，由用户自主选择。零售套餐封顶价格根据零售市场分时参考价格、上浮系数、售电公司市场运行分摊费用等因素综合计算，零售市场分时参考价格按自然月计算、发布。省发展改革委按照售电公司购售价差水平，适时公布排名情况，提高市场透明度，保障零售用户的知情权和选择权。

四、保障措施

省发展改革委会同山东能源监管办、省能源局负责根据本实施方案制定配套实施细则，明确新能源全电量入市时间节点，并推动各项工作有序开展。国网山东省电力公司负责搭建竞价平台，配合开展增量新能源项目竞价工作；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，按月公布不同类型新能源项目市场交易均价，及时开展机制电费结算工作；优化居民、农业等保障性电量代理购电方式，当优发电量匹配保障性电量后仍有剩余或不足时，优先采用市场化方式交易差额电量。各单位要根据工作职能，加强与各类市场主体沟通交流，充分利用门户网站、集体座谈等方式，组织开展政策宣传解读工作，主动解答市场主体关心的政策问题，形成改革共识。