

辽宁省深化新能源上网电价市场化改革 实施方案

为深入贯彻落实党中央、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，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）精神，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进新能源高质量发展，结合我省实际，制定本实施方案。

一、总体目标

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体要求，深化新能源上网电价市场化改革，建立适应辽宁新能源发展特点的可持续发展价格结算机制，分类施策推进新能源全面进入市场，配套完善电力中长期市场、现货市场交易规则和价格机制，建立健全容量补偿、成本补偿、辅助服务等政策支撑，完善电力市场体系，促进新能源高质量发展。

二、基本原则

坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格。

坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易规则和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。

坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源

可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。

坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标。

三、主要任务

（一）建立健全推动新能源高质量发展的价格机制

1. 推动新能源上网电价全部由市场形成。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。根据市场建设情况，逐步放开各类电源进入市场参与交易。

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。

2. 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。对纳入机制的电量（以下简称机制电量），市场交易均价低于或高于纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）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。机制电量不再开展其他形式的差价结算。

用于机制电量差价电费结算的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。市场同类项目加权平均价格= Σ （同类项目所在节点的各时段实时市场价格 \times 同类项目各时段的实时市场上网电量）/（月度所有同

类项目实时市场上网电量之和), 按项目电源类型分为风电、光伏两类。

鼓励新能源项目通过线上方式与电网企业签订差价结算协议, 机制电量按照相同比例进行月度分解, 已结算的机制电量累计达到当年机制电量规模时, 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, 则缺额部分的电量不再执行机制电价, 不进行跨年滚动。发电侧机制电量差价电费=实际上网电量×机制电量比例×(机制电价-月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格)。电力现货市场连续运行时, 新能源项目在并网至转商运的调试运行期间, 接受实时市场现货价格, 调试运行期间已纳入机制的上网电量执行机制电价。

3. 明确存量与增量项目机制电量执行方式。新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限区分存量和增量项目。已纳入机制的新能源项目, 执行期限内可自愿申请部分电量或者全部电量退出。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。

(1) 存量项目。执行范围为 2025 年 6 月 1 日(不含)以前投产(核准或备案容量全部建成并网, 下同)的新能源项目。纳入机制电量规模妥善衔接我省现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策, 单个项目每年纳入机制电量规模原则上不得高于上一年水平。机制电价为 0.3749 元/千瓦时。执行期限按各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份较早者确定。

(2) 增量项目。执行范围为 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源项目。纳入机制的电量规模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，方案实施后第一年新增纳入机制的电量与 2025 年新能源非市场化比例妥善衔接。增量项目自愿参与竞价，确定机制电量、机制电价。竞价工作在全省范围内统一开展。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。竞价下限初期考虑先进电站造价成本、避免无序竞争等因素确定，后续视情况取消。执行期限综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限确定。

(二) 建立健全推动新能源高质量发展的市场机制

4. 完善中长期市场交易和价格机制。实现各类电源公平参与市场，取消针对特定电源、特定用户或地区进行的专场交易。供需双方结合实际需求合理确定中长期合同量价、曲线、结算参考点等信息。初期结算参考点可选择为日前市场（或实时市场）的用户侧（或发电侧）统一结算点（或机组所在节点）。待市场成熟后，可自行选择将日前市场（或实时市场）任一节点作为结算参考点。交易双方可自行约定结算参考点价格的形成方式和计算周期。

逐步放宽发电侧中长期签约比例要求，用户侧中长期合约签约比例相应调整。机制电量不参与中长期交易，计入中长期合同签约比例。取消新能源中长期签约比例下限。新能源中长期交易申报电量上限，现阶段按装机容量扣除机制电量对应容量后的最大上网能力确定。

5. 完善绿色电力交易政策。省内绿色电力交易开展双边协商、挂牌交易，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，不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。机制电量对应绿证收益统一由省级专用绿证账户承接，全体工商业用户共有。鼓励推行多年期绿电交易机制。优化调整绿电交易结算规则，纳入机制的电量不重复获得绿证收益，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小的原则确定结算电量。选择优先结算绿电交易所对应绿证收益的，需绿电交易双方协商一致，向电网企业提交书面结算委托函，当月因未扣减绿证收益对应的机制电量视为自愿退出机制，后续作为市场化电量参与交易。

6. 完善现货市场交易机制和价格机制。新能源项目可报量报价参与现货市场，也可接受市场价格。推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。支持分布式光伏项目直接或聚合后参与市场。

现阶段，机制电量对应容量不参与日前市场的申报、出清、结算。未纳入机制的电量对应容量可参与日前市场，申报容量上限为额定容量扣减机制电量对应容量后的剩余容量。日前市场仅开展预出清和可靠性机组组合，预出清结果不用于结算。待电网企业技术支持系统具备条件后，日前市场正常开展，允许新能源和用户报量报价自愿参与日前市场，日前市场与可靠性机组组合分开。

适当放宽现货市场限价。现阶段，现货市场申报价格上

限确定为 1.1 元/千瓦时，出清价格上限为 1.5 元/千瓦时，申报价格、出清价格下限均为-0.1 元/千瓦时，后续结合电力市场建设情况动态调整。

7. 完善电能量市场结算机制。逐步实现所有市场主体按所在节点的现货市场价格结算。新能源电能量电费由新能源实时市场全电量电费、新能源日前市场差价电费、新能源中长期（含绿电电能量部分，下同）差价合约电费组成。新能源上网电量按所在节点的实时市场价格结算，新能源日前出清电量按所在节点的日前市场价格与实时市场价格作差价结算，新能源中长期合约电量按照新能源中长期合约价格与合约结算参考点的现货市场价格作差价结算。电能量市场结算方式调整为差价结算，逐步优化电能量费用结算限价机制，具体细则另行制定并发布。

现阶段，低压分布式新能源项目可暂按实时市场用户侧结算参考价格结算实时市场电费及机制电量差价电费。待电网企业技术支持系统具备条件后，实时市场电费按所在节点的实时市场价格结算，机制电量差价电费按同类项目所在节点的实时市场加权平均价格结算。

（三）建立健全推动新能源上网电价市场化改革的支撑体系

8. 完善辅助服务市场交易和价格机制。科学确定电力辅助服务市场需求，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。适时开展备用辅助服务交易，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承担。

9. 完善发电侧容量补偿机制。积极探索以容量供需为基础的容量价格机制，建立容量市场，能够提供有效容量的各类电源及需求侧资源可通过参与容量市场获得容量补偿，实现容量市场参与主体的多元化。现阶段，通过开展成本调查区分机组固定成本、变动成本，采用固定容量电价补偿方式，对煤电、电网侧新型储能等提供的系统容量按贡献予以补偿。

10. 建立电力市场成本补偿机制。根据我省能源结构特性，制定煤电机组发电成本测算办法，综合考虑发电机组类型、发电能耗、容量级别、地理位置等因素，测算各类型机组启动成本、空载成本、电能量边际成本等费用水平，分析波动趋势，科学合理建立机组成本补偿机制，原则上成本补偿费用由用户侧电量分摊。

11. 完善零售市场交易和价格机制。逐步规范售电公司零售套餐设置，促进零售市场充分竞争。新能源全部电量进入电力市场后，为保证市场主体公平分享政策红利，对售电公司度电价差进行上限管理，超出该范围的零售收益由售电公司及其代理零售用户按一定比例分享。具体细则另行制定并发布。

12. 完善市场费用分类与管理标准。加强市场费用管理，规范成本补偿类费用、市场不平衡资金、阻塞盈余费用，逐步取消市场调节类费用。按照国家相关要求开展市场各类费用计算、结算和分摊分享，并在结算凭证中清晰列示，切实维护电力市场秩序和市场主体权益。

13. 强化改革与代理购电机制协同。优化居民农业等保障性电量代理购电方式，当优先发电电量匹配保障性电量后仍有不足或剩余时，通过市场化方式交易差额电量。

四、保障措施

（一）加强组织落实和政策协同

省发展改革委会同省工业和信息化厅、东北能源监管局等部门密切协作，周密组织落实，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。强化政策规划协同，做好与现行政策和能源发展规划的衔接。强化改革与优化环境协同，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，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。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）强化电价监测和风险防范

建立发电企业、售电公司、电力用户全方位价格监测体系。电网企业应对电力中长期、现货和辅助服务市场交易情况、结算科目、各类费用规模、各类主体收益和费用分摊情况、市场限价等信息评估汇总。市场价格出现异常波动时，及时分析原因，研究处置方案，确保新能源上网电价市场化改革政策平稳有序推进。

（三）完善市场管理和技术支撑

电网企业应加快改造升级现货市场技术支持系统，增强市场仿真测算和价格预测能力，提升新能源项目管理、计量支撑、并网服务等能力和市场服务水平。做好竞价和电费结

算工作，有序组织合同签订，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，执行结果单独归集。电力交易中心应完善电力市场信息披露内容，按月发布新能源市场运行情况和各类项目月度交易均价，提升市场透明度。完善市场注册、交易组织与结算等功能，全面支持多元市场主体参与交易，加强交易平台与绿证系统的衔接。

（四）做好政策宣贯和跟踪评估

各市相关部门协同电网企业，加强政策宣传，开展市场培训，帮助市场经营主体熟悉交易规则和流程，提升参与市场的能力，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，认真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。

本方案自下发之日起实施，现行政策相关规定与本方案不符的，以本方案为准。未尽事宜按照国家要求落实。期间如遇国家政策调整，按照最新规定执行。