

基准价0.3035元/千瓦时，内蒙古发改委、能源局印发《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》

据全球液流电池网获悉，近日，内蒙古自治区发展改革委、能源局发布关于印发《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知。

在集中式新能源项目上网电量已基本全部进入电力市场的基础上，推动分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等新能源项目上网电量参与市场交易，实现新能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

新能源项目可报量报价参与交易也可接受市场形成的价格。鼓励分布式、分散式新能源项目作为独立的经营主体参与市场，也可聚合后参与市场。未选择直接参与市场交易或未聚合的项目，默认作为价格接受者。

参与跨省跨区交易的新能源电量，市场交易电价和交易机制按照国家、自治区关于跨省跨区送电相关政策执行。

健全完善现货市场交易规则。蒙东电力现货市场运行后，推动全部新能源电量参与现货市场中的实时市场。现货市场申报价格上限暂定为1.5元/千瓦时；考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素，申报价格下限暂定为-0.05元/千瓦时。蒙东电力现货市场运行后，结合市场价格运行实际，适时评估调整现货市场申报限价。

2025年6月1日前投产的新能源存量项目：

电量规模：衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定，保持该部分电量收益基本稳定。一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照790小时、635小时、1900小时、1900小时对应的电量安排（2025年按照剩余月份相应比例折算）；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照380小时、420小时、760小时、720小时对应的电量安排。相关新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得超过上一年。

机制电价：纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（0.3035元/千瓦时）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。

执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后，不再执行机制电价。原国家批复文件中明确项目利用小时数或运行年限的，按照国家要求执行。

2025年6月1日后投产的新能源增量项目：

为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。

本实施方案自2025年7月1日起实施。

以下为原文

内蒙古自治区发展和改革委员会 内蒙古自治区能源局 文件

内发改价费字〔2025〕661号

内蒙古自治区发展改革委 能源局关于印发 《深化蒙东电网新能源上网电价市场化 改革实施方案》的通知

赤峰市、通辽市、呼伦贝尔市、兴安盟、满洲里市发展改革委、能源局，国网内蒙古东部电力有限公司，内蒙古东部电力交易中心有限公司，各有关发电企业：

为贯彻落实国家发展改革委、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，我们组织制定了《深化蒙东电

— 1 —

网新能源上网电价市场化改革实施方案》，现印发给你们。请电网企业及电力交易机构认真做好组织落实，各盟市发展改革委、能源局要积极配合做好政策宣传和解读，密切跟踪改革落实情况，重要情况及时报告自治区发展改革委、能源局。

此通知。

附件：《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》



附件

深化蒙东电网新能源上网电价 市场化改革实施方案

为贯彻落实国家发展改革委、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，加快构建新型电力系统，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，推动新能源高质量发展，制定深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案。

一、改革总体思路

蒙东电力市场不断加快建设，坚决扛起市场化改革大旗不动摇，2024年市场交易新能源电量占比已达91%以上，为深化新能源上网电价市场化改革创造了坚实基础和有利条件。**要坚持市场化改革方向**，持续推动新能源（风电、太阳能发电，下同）上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格。**要坚持责任公平承担**，不断完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。**要坚持分类施策**，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。**要坚持统筹协调**，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协调发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。

— 3 —

二、推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）新能源项目上网电量全部进入电力市场。在集中式新能源项目上网电量已基本全部进入电力市场的基础上，推动分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等新能源项目上网电量参与市场交易，实现新能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。鼓励分布式、分散式新能源项目作为独立的经营主体参与市场，也可聚合后参与市场。未选择直接参与市场交易或未聚合的项目，默认作为价格接受者。

参与跨省跨区交易的新能源电量，市场交易电价和交易机制按照国家、自治区关于跨省跨区送电相关政策执行。

（二）健全完善现货市场交易规则。蒙东电力现货市场运行后，推动全部新能源电量参与现货市场中的实时市场。现货市场申报价格上限暂定为1.5元/千瓦时；考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素，申报价格下限暂定-0.05元/千瓦时。蒙东电力现货市场运行后，结合市场价格运行实际，适时评估调整现货市场申报限价。

（三）完善中长期市场交易规则。中长期交易按工作日连续开展，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。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿证价格。

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、形成稳定供求关系。电力交易机构可在合理衔接、风险可控的前提下，积极探索开展多年期交易。

三、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

（四）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的机制，自治区价格主管部门会同能源主管部门按照国家原则要求明确纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限。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，由国网蒙东电力公司开展差价结算，结算费用纳入系统运行费。

（五）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。

1. 2025年6月1日前投产的新能源存量项目

电量规模，衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定，保持该部分电量收益基本稳定。一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照790小时、635小时、1900小时、1900小时对应的电量安排（2025年按照剩余月份相应比例折算）；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照380小时、420小时、760小时、720小时对应的电量安排。相关新能源项目在规

模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得超过上一年。

机制电价，纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（0.3035元/千瓦时）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。

执行期限，参照《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）、《财政部关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）等文件规定，纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后，不再执行机制电价。原国家批复文件中明确项目利用小时数或运行年限的，按照国家要求执行。

2. 2025年6月1日后投产的新能源增量项目

为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机

制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。

（六）新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。对纳入机制的电量，由国网蒙东电力公司每月按机制开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费。现货市场连续运行前，市场交易均价原则上按照年度分月及月度发电侧中长期市场同类项目各时段加权平均价格确定；现货市场连续运行后，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定。将每年纳入机制的电量分解至月度，月度机制电量为各月机制电量分解比例与预计上网电量的乘积，各月机制电量的分解比例综合考虑新能源实际发电能力、系统用电需求等因素合理确定，初期暂按年度机制电量规模占预测年上网电量比例确定。各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。现货市场连续运行后，初期纳入机制的电量不再开展其他类型的差价结算。为保障电能量市场与机制电量相衔接，机制电量分时段分解比例原则按月度机制电量与实际上网电量比例确定。

（七）新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。纳入机制的新能源项目在执行期限内可以自主向国网蒙东电力公司申请退出部分或全部纳入机制的电量，自行参加市场。纳入机制的新能源项目执行到期后，国网蒙东电力公司组织做好审核

退出，并提前告知企业。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。

四、保障措施

（八）加强组织落实。自治区发展改革委同能源局协调解决实施过程中遇到的问题，加强政策宣传解读，及时回应社会关切。自治区能源局要完善现货市场、中长期市场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。国网蒙东电力公司要结合政策要求，做好竞价、结算、退出规则制定和合同签订等工作，并对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。

（九）强化政策协同。强化改革与绿证政策协同，纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。电网企业可通过市场化方式采购新能源电量作为代理购电来源。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和考核。坚决纠正不当干预电力市场行为，不向新能源不合理分摊费用，不将配储作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。

（十）做好跟踪评估工作。自治区发展改革委同能源局、国网蒙东电力公司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，持续优化政策实施，增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。结合新能源技术进步、电力市场发展、绿色电力消费增长和绿证市场发展等情况，自

治区适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化，条件成熟时择机退出。

本实施方案自 2025 年 7 月 1 日起实施，实施过程中如有问题请及时反馈自治区发展改革委、能源局。如国家新能源上网电价政策调整变化，按国家政策相应调整。

信息公开选项：主动公开

抄送：国家能源局东北监管局。

内蒙古自治区发展和改革委员会办公室

2025年5月29日印发

— 10 —



原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/227227.html>