

天津市深化新能源上网电价市场化 改革实施方案

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、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，深化新能源发电上网电价市场化改革，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）有关精神，特制定如下实施方案：

一、工作要求

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，推动新能源上网电价市场化改革措施平稳实施。**一是坚持市场改革。**完善市场交易和价格机制，有序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，确保改革平稳过渡。**二是坚持公平公开。**健全电力市场建设，推动新能源与其他市场电源同台竞价，平等参与市场交易，更好支持改革措施平稳实施和推动新能源健康发展。**三是坚持因类施策。**建立新能源可持续发展价格结算机制，区分存量项目和增量项目，存量项目衔接现行政策，增量项目建立竞价机制稳定收益预期，保障市场主体投资积极性。**四是坚持系统协调。**强化改革政策与行业管理、新能源补贴、绿电绿证机制、新能源消纳、优化营商环境

等政策协同发力，更好支撑新能源发展规划目标实现。

二、改革内容

（一）推动新能源上网电价全面由市场形成

1.全面放开新能源上网电价。自 2026 年 1 月 1 日起，我市新能源项目（风电、光伏发电，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。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相关政策执行。

2.保持新能源价格政策衔接。2026 年 1 月 1 日以前，新能源发电上网电价仍按照现行政策执行，参与电力市场交易的电量，上网电价由市场交易形成；未参与电力市场交易的电量，由电网企业按照我市现行相关电价政策收购。

（二）引导新能源有序参与市场形成价格

1.明确市场参与方式。新能源项目全面入市后，可选择报量报价直接参与或作为价格接受者参与市场，与煤电等其他市场电源同平台竞争。分布式项目可通过聚合方式参与市场。未直接参与且未聚合参与市场的，可接受市场形成的价格。现货市场运行前，新能源主要参与常规电能量和绿电交易等中长期市场。现货市场运行后，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；支持用户侧报量报价参与日前市场出清结算。

2.加快电力市场建设。健全中长期市场建设，中长期交易向更长、更短周期双向延伸。进一步提高中长期市场交易频次，加快实现中长期按日连续运营，鼓励新能源发电企业与电力用户签

订多年期购电协议。逐步完善中长期市场交易规则，加快推动分时交易，使价格体现不同时段电力供需实际，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，新能源中长期签约比例不设限制。完善绿电市场交易规则，绿电交易主要开展双边协商、挂牌交易，不再单独组织集中竞价和滚动撮合交易。市场主体在绿电交易时，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。加快推动现货市场建设，充分发挥现货市场发现价格、调节供需关系的作用，释放真实价格信号；允许供需双方自由确定中长期合同的结算参考点，结算参考点可自行选择为日前市场（或实时市场）任一节点或统一结算点。

（三）建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

1.建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源项目全面入市后，在市场外同步建立差价结算机制。纳入机制的新能源发电上网电量，其市场交易均价低于或高于纳入机制电价水平（以下简称机制电价）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，由全体工商业用户按月分摊或分享。

2.区分存量项目和增量项目实施差价结算机制。2025 年 6 月 1 日（不含）以前投产的新能源项目为存量项目；2025 年 6 月 1 日（含）起投产的新能源项目为增量项目。项目应全部建成投产（后续不再新增并网容量），投产时间确定原则：享受中央财政补贴的项目以国家补贴清单或目录中明确的全部机组并网

时间为准；不享受中央财政补贴的项目以电力业务许可证注明的机组投产日期为准，分批投产的以最后一台机组的投产日期为准；豁免电力业务许可证的项目（含分布式项目）以电网企业系统记录的并网送电时间为准。

3.存量项目机制电量范围、价格和执行期限。（1）机制电量规模。存量项目机制电量规模与现行具有保障性质的新能源电量规模相衔接，单个项目纳入机制电量的年度比例默认为该项目投产年份至 2025 年 12 月 31 日，各自然年度域内非绿电交易电量占域内全部结算电量比例的最低值（百分比四舍五入取整）。绿电交易电量包括交易合同电量以及按交易规则结算的偏差电量。

（2）机制电价。按照各项目现行非市场化电量价格政策执行。

（3）执行期限。期限起始时间为 2026 年 1 月 1 日，截止时间为以项目投产时间计算的全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者，其中，光伏全生命周期合理利用小时数 26000 小时、陆上风电全生命周期合理利用小时数 36000 小时、海上风电全生命周期合理利用小时数 52000 小时。

4.增量项目机制电量范围、价格和执行期限。增量项目可通过竞价方式纳入机制。竞价工作由市发展改革委、市工业和信息化局牵头组织，授权国网天津市电力公司承担具体事务性工作。竞价工作原则上每年组织一次，已投产和次年 12 月底前拟投产且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。**（1）每年新增纳入机制的电量规模。**首次新增纳入机制的电量规模与现有新能源

非市场化电量比例适当衔接；以后年度纳入机制电量的规模，根据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，以及用户电价承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模适当增加。建立机制电量年度规模调整机制，若当年竞价申报总电量不能达到充分竞争效果，自动降低机制电量规模。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部上网电量。**(2) 机制电价。**竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价按照入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。初期，竞价上限暂按照 0.32 元/千瓦时确定；后期，由市发展改革委综合考虑发电成本变化、绿色价值、电力市场供需形势以及用户承受能力等设定。暂不设置竞价下限。**(3) 执行期限。**按照项目回收初始投资的平均期限确定，初期按照 10 年执行。起始时间为竞价的次年 1 月 1 日，竞价时未投产的项目且申报投产时间在竞价的次年 1 月 1 日及以后的，起始时间按照申报投产时间的次月 1 日确定。竞价模式、开展方式、竞价流程等在竞价工作实施细则中另行制定。每年竞价总规模、执行期限、价格限制等具体规定将在竞价通知中明确。

5. 新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。(1) 按月开展差价结算。纳入机制的新能源项目要与电网企业签订差价协议，约定机制电量比例及差价电费结算等内容。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。项目纳入机制电量的月

度比例和年度比例保持一致，月度机制电量以差价结算协议约定比例与月度实际上网电量的乘积确定。**(2) 机制电量规模实施动态调整。**存量项目在已确定的机制电量比例范围内，每年可自主确定执行机制电量的比例，但不得高于上一年差价结算协议约定的比例。竞价时未投产的增量项目，若实际投产（后续不再新增并网容量）容量不足核准（备案）容量的 95%，自动按比例缩减机制电量规模；增量项目在入选规模（自动缩减后的机制电量规模）范围内每年可自主确定执行机制的规模并相应调整比例，但不得高于上一年差价协议约定的规模，月度机制电量累加达到年度总量规模后，后续上网电量不再纳入机制，月度机制电量累加未达到年度总量规模，缺额部分不进行跨年追补。**(3) 市场交易均价确定原则。**现货市场运行前，市场交易均价按照年度（含多月）分月及月度发电侧中长期市场同类项目电能量加权平均价格确定。现货市场运行后，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目电能量加权平均价格确定。**(4) 机制电量不再开展其他形式差价结算。**现货市场运行初期，新能源纳入机制的电量不参与中长期市场和日前市场结算。中长期与现货市场价格收敛后，新能源可自愿参与中长期市场和日前市场。

6. 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，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。

三、保障措施

（一）做好与新能源补贴政策衔接。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。

（二）做好与绿电绿证收益政策衔接。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不再参与绿电交易，不重复获得绿证收益。绿电交易用户实际可获得绿证，按当月绿电合同电量、新能源项目当月机制外电量、电力用户用电量三者取最小的原则结算。

（三）做好与代理购电政策衔接。新能源发电项目全面入市后，不再以优发电量作为代理购电来源，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。电网企业要及时修订完善代理购电实施细则及代理购电价格公告模板，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”，并报市发展改革委。

（四）做好与新能源消纳政策衔接。新能源参与市场后因报价或优化出清等因素未上网电量，不纳入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，电网企业要统筹考虑整体执行效果、社会影响和市场参与情况，制订新能源消纳利用排序规则，并报市发展改革委和市工业和信息化局。

（五）做好与优化营商环境政策衔接。坚决杜绝不当干预电力市场行为，不得向新能源企业不合理分摊费用。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。新建新

能源项目可自愿配置储能，通过增强自身调节能力提升市场竞争力和收益水平。

四、工作要求

（一）电力交易机构要尽快配合政府相关部门修订交易方案，有序组织电力市场交易，做好相关培训，帮助各类市场主体准确了解政策。加强对市场交易电价的监测，按照信息披露要求，保障市场公开透明。

（二）国网天津市电力公司要搭建竞价平台，配合开展增量新能源项目竞价工作。各电网企业要主动服务新能源项目和电力用户，通过门户网站、供电营业厅等线上线下渠道发布告知函，广泛开展政策宣传；新能源项目与电网企业签订的原购售电合同保持有效，其电量、电价、电费结算相关条款按照最新政策执行，后续逐步重新签订。

（三）各新能源企业要根据市场供需、发电成本等因素合理确定市场交易电价水平，严格遵守公平竞争的市场秩序。对经营主体扰乱市场秩序的价格违法行为，将依法提请有关部门予以查处。

（四）各有关部门、各经营主体要加强改革措施实施情况监测，做好政策宣传解释，主动服务用户，推动改革措施平稳实施。执行过程中遇到的问题，及时反馈市发展改革委、市工业和信息化局。

附件：天津市增量新能源项目机制电量竞价工作实施细则

附件

天津市增量新能源项目机制电量 竞价工作实施细则

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）要求，进一步完善新能源上网电价市场化改革，推动增量新能源项目竞价工作有序开展，制定本实施细则。

一、总体要求

按照竞争公平、审核公正、结果公开的要求，通过公开竞价确定增量项目机制电量和机制电价，推动竞价组织工作高质量开展，引导新能源合理布局与有序建设，更好支撑新能源发展规划目标实现，助力能源绿色低碳转型。

坚持规则统一。针对各类市场主体，统一竞价参与规则，统一资质审核标准，有力推动新能源项目的有序竞争与良性发展。坚持操作规范。严格按照规范化流程和时间节点要求开展竞价工作，确保竞价流程合规有序，保障各类市场主体在规范有序中公平竞争。坚持流程透明。及时全面地公布竞价信息，确保竞价过程和结果公开透明，强化信息安全管理，充分维护各方合法权益。

二、竞价要素

（一）竞价组织

天津市增量新能源项目机制电量竞价工作由市发展改革委、市工业和信息化局牵头组织，授权国网天津市电力公司承担具体

事务性工作。

（二）竞价主体

已投产和次年 12 月底前拟投产、且未纳入过机制执行范围的增量新能源项目（风电、光伏发电，下同）。其中：分布式项目可委托竞价代理商代理参与竞价。同一场次中，同一分布式项目只可选择一家代理商。

分布式竞价代理商应为在电力交易机构完成注册、公示且具备交易资格的售电公司，并与分布式项目主体签订委托代理协议。每个分布式竞价代理商每次竞价代理总电量不超过当年竞价电量总规模的 2%。

（三）资质要求

已投产项目。集中式项目，应提供项目核准（备案）文件、营业执照、并网调度协议、电力业务许可证（豁免项目除外）等材料；分布式项目，应提供项目核准（备案）文件、营业执照及法定代表人法定身份证明（非自然人项目）或户主法定身份证明（自然人项目）、与电网企业签订的购售电合同等材料。

未投产项目。集中式项目，应提供项目核准（备案）文件、营业执照、电网企业出具的接入系统设计方案书面回复意见等材料；分布式项目，应提供项目核准（备案）文件、营业执照及法定代表人法定身份证明（非自然人项目）或户主法定身份证明（自然人项目）、电网企业出具的接入系统设计方案书面回复意见、项目所依托的房屋（设施）权属证明（利用非自有场所建设的，还需提供合同能源管理协议或发电地址租赁协议）等材料。

分布式竞价代理商除提交所有被代理项目的相关信息（要求同上述分布式项目）外，还应提供与电力交易机构签订的售电公司《市场主体入市协议》或其他资质证明材料、营业执照及法定代表人法定身份证明、被代理项目委托代理商参与竞价的代理协议等材料。

（四）分类竞价

结合我市新能源开发规划和建设运行成本等实际情况，我市不组织分类竞价，风电、光伏发电同场竞价。深远海风电项目相关机制另行研究确定。

（五）竞价电量规模

1.总量规模

首次竞价时，新增纳入机制的电量规模按全市 2025 年 6 月 1 日~2026 年 12 月 31 日之间投产的增量新能源项目预计年上网电量和现有新能源非市场化比例确定。项目预计年上网电量（下同）=项目容量×全生命周期折合年度合理利用小时数×（1-平均厂用电率）。其中，竞价时已投产项目容量为实际投产（后续不再新增并网容量，下同）容量，竞价时未投产项目容量暂按核准（备案）容量计算，后期根据实际投产容量调整；光伏、陆上风电、海上风电的全生命周期折合年度合理利用小时数分别为 1300 小时、1800 小时、2600 小时；平均厂用电率为 2%。分布式项目预计年上网电量应在上述基础上按照政府部门规定比例扣减发自用电量，未作出规定的不进行扣减。

以后年度竞价时，新增纳入机制的电量规模，根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重预计完成情况，以及用户电价承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模适当增加。

2.单个项目申报电量规模

单个项目申报电量规模不高于其预计年上网电量的 80%。

3.机制电量年度规模调整机制

总量调整机制：为引导新能源充分竞争，建立竞价电量总规模调整机制；若参与竞价出清的新能源项目申报总电量占当年竞价电量总规模的比例未达到预设比例时，自动将当年竞价电量总规模调整为申报总电量除以预设比例；每年预设比例在竞价通知中明确。

单个项目调整机制：为避免新能源项目批大建小获得不合理的机制电量规模，建立单个项目规模调整机制；竞价时未投产的增量项目，若实际投产容量不足核准（备案）容量的 95%，自动将机制电量规模调整为入选规模乘以实际投产容量与核准（备案）容量比值。

（六）限价规则

初期，竞价上限暂按照 0.32 元/千瓦时确定；后期，综合考虑发电成本变化、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素，按照建设项目经济评价方法测算调整。暂不设置竞价下限。

（七）执行期限

按照项目回收初始投资的平均期限确定，暂按照 10 年执行。起始时间为竞价的次年 1 月 1 日，竞价时未投产的项目且申报投产时间在竞价的次年 1 月 1 日及以后的，起始时间按照申报投产时间的次月 1 日确定。

（八）出清规则

按照价格优先原则进行边际出清，将所有竞价主体按其申报电价由低到高进行排序，直至满足竞价电量规模，最后入选项目申报电价为本次竞价的机制电价，但不得高于竞价上限。若最后入选多个主体申报价格相同，则项目入选电量按申报电量进行等比例分配。若最后入选项目的入选电量占其申报电量的比例不足 20%（含），则取消最后入选项目的本次入选结果，其仍可参与后续竞价；本次竞价的机制电价为前一个入选项目的申报价格。

（九）投产认定

项目应全部建成投产（后续不再新增并网容量），投产时间按照电力业务许可证注明的机组投产日期确定，分批投产的以最后一台机组的投产日期为准；豁免电力业务许可证的项目（含分布式项目）以电网企业系统记录的并网送电时间为准。实际投产容量按照电力业务许可证注明的全部机组容量确定；豁免电力业务许可证的项目（含分布式项目）以电网企业系统记录的容量为准。

（十）时间安排

首年 11 月底之前完成全部竞价工作。以后年度每年 10 月底之前完成全部竞价工作。

三、竞价流程

（一）竞价准备阶段

1.发布年度竞价通知。由市发展改革委发布年度竞价通知，明确竞价主体、年度竞价电量规模及调整机制、资质要求、申报价格限制、执行期限等要求。

2.发布年度竞价公告。竞价通知发布 3 个工作日内，国网天津市电力公司发布竞价公告，包括竞价主体资质要求、年度机制电量规模、竞价项目类型、申报价格限制、机制电量分解方式、执行期限、竞价流程安排、竞价平台（网址）等具体事项。

（二）资质审核阶段

3.提交竞价材料。拟参与竞价的相关项目，需要在规定时间内，通过国网新能源云平台、网上国网 APP 提交项目竞价相关材料，具体提交材料在竞价公告中明确。

4.审核竞价资质。市发展改革委、市工业和信息化局、国网天津市电力公司对提交材料的完整性、合规性进行审核。审核未通过的项目退回后需在 2 个工作日内完成修改，逾期未提交或提交仍未通过审核的，取消本次竞价资格。

5.公示审核结果。竞价资质审核结束后，国网天津市电力公司在国网新能源云平台、网上国网 APP 公示审核结果，公示期为 3 个工作日。

（三）竞价实施阶段

6.组织主体竞价。通过资质审核的新能源项目，于年度竞价公告通知的时限内报量报价，不可分段申报。申报提交后，竞价信息将自动封存，不允许更改。申报电量单位为“兆瓦时”，保留 3

位小数；申报价格的单位为“元/千瓦时”，保留 4 位小数，含增值税。其中，分布式竞价代理商应为代理的每个项目分别报量报价，并确保每个项目申报的机制电量均不得超过上限。

7.出清竞价结果。竞价结束后，国网天津市电力公司按照出清规则进行电量和价格出清。

8.公示竞价结果。竞价出清后，国网天津市电力公司在国网新能源云平台、网上国网 APP 公示拟入选的项目，公示期为 3 个工作日。如竞价主体对公示结果有异议，须在公示期内以书面形式向市发展改革委提出，并提供相关证明材料。公示期内未提出异议的，视为认可竞价结果。

9.公布竞价结果。公示期结束且各方无异议后，国网天津市电力公司将竞价结果报市发展改革委审定，市发展改革委负责发布竞价结果。

10.签订差价协议。竞价结果公布后，国网天津市电力公司在规定时间内与入选项目签订差价协议，其中，已投产项目在 1 个月内完成差价协议签订，未投产项目在申报投产日期前完成差价协议签订。在规定时间内拒不签订差价协议的，视为自愿退出机制。协议的年度执行比例按照项目年度机制电量规模除以项目预计年上网电量确定，月度比例和年度比例保持一致。

四、保障措施

（一）考核机制

纳入机制的增量新能源项目应严格按照申报时间全部建成投产（后续不再新增并网容量）。项目实际投产时间较申报投产时间

延迟，不影响机制执行的起始时间。若延迟时间超过 6 个月（不含），当次竞价入选结果作废，并且取消该项目 3 年内竞价资格，若前期已进行过差价结算，还需在后续电费账单中对已结算的差价费用进行追退补。若申报投产时间 6 个月（不含）后，仍存在分批多次并网情况的，按照延迟时间超过 6 个月（不含）进行考核。

（二）信用管理

竞价项目申报主体在材料申报、竞价过程中需同时满足以下条件：一是未处于被行政主管部门责令停产、停业或进入破产程序；二是未处于行政主管部门相关文件确认的禁止竞价的范围和处罚期间内；三是近 3 年不存在骗取中标或严重违约，没有经有关部门认定的因其服务引起的重大及以上质量事故或重大及以上安全事故；四是未被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单。如有隐瞒，该项目入选结果无效，3 年内禁止参加竞价。

（三）争议处理

因竞价工作实施过程中引起的争议问题，双方依据合同或协议约定的争议条款解决。未签订合同或协议情况下，争议方可通过司法途径解决争议。通过竞价代理商代理参与竞价工作的，代理商视为法定竞价主体，发生争议时由其代理的项目单位与代理商协商处置。

（四）秩序保障

各竞价主体应自觉维护公平公正的新能源项目竞价秩序，严

格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与新能源项目竞价工作，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。