重庆市深化新能源上网电价

市场化改革实施方案

（征求意见稿）

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）等文件精神，结合我市实际，制定本实施方案。

1. 改革目标和原则

坚持市场化改革方向，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，完善适应我市新能源发展的市场交易体系、价格机制体系、风险防控体系，确保2025年底前风电、太阳能发电全面参与电力市场交易，推动新能源高质量发展，助力“双碳”目标实现。

坚持深化改革。深化电力市场化改革，持续完善电力中长期、现货、辅助服务、绿电等市场规则，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，推动新能源上网电量全面进入电力市场。

坚持分类施策。区分存量和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，存量项目机制电价与现行政策衔接，增量项目机制电价通过竞争方式形成，稳定项目收益预期，用价格信号引导有序投资。

坚持统筹协调。强化与行业管理、产业发展、绿色能源消费等政策协同，在更好支撑新能源发展规划目标实现的同时，更好引导新能源与调节电源、电网协调发展，助力构建更加高效协同的新型电力系统。

坚持安全稳定。强化改革全过程风险管控，做好信息披露、监测评估等工作，防范市场风险和价格异常波动，营造有利于价格有效形成的市场环境，保障电力系统安全稳定运行。

1. 推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）推动新能源上网电量全面进入电力市场。新能源项目（集中式光伏发电、集中式风电、分布式光伏发电、分散式风电，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国家跨省跨区送电相关政策执行。（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（二）完善现货市场交易和价格机制。市调直调集中式新能源项目“报量报价”参与现货市场交易，非市调直调集中式新能源、分布式新能源项目作为价格接受者或聚合后“报量报价”、“报量不报价”参与现货市场交易。新能源项目公平参与实时市场，自愿参与日前市场。用户侧可在报装容量范围内自主决策日前市场申报购买量。现货市场申报、出清上限暂按1.5元/千瓦时执行，现货市场申报、出清下限暂按0元/千瓦时执行，后续结合电力市场建设情况动态调整。（责任单位：市经济信息委、市发展改革委、国网重庆电力、市电力交易中心）

（三）完善中长期市场交易和价格机制。新能源项目可参与年度、多月、月度、月内等周期的中长期交易。市调直调集中式新能源项目直接参与中长期市场交易，非市调直调集中式新能源、分布式新能源项目可直接或聚合后参与中长期市场交易。参考装机容量扣减机制电量对应容量、利用小时数等因素，合理确定新能源项目机制外电量中长期签约上限。（责任单位：华中能源监管局、市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（四）完善绿电绿证交易机制。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。建立市级专用绿证账户，机制电量对应绿证统一划转至专用绿证账户。（责任单位：市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（五）完善辅助服务市场机制。合理设置有偿辅助服务品种，明确辅助服务费用分摊方式，调频、备用辅助服务费用，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。新能源上网电量全部进入电力市场且电力现货市场正式运行后，参与市内电能量市场交易的上网电量不再分摊调频、备用辅助服务市场费用。（责任单位：华中能源监管局、市发展改革委、国网重庆电力、三峡水利电力公司）

（六）建立发电侧容量补偿机制。研究建立发电侧容量补偿机制，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。研究制定以容量供需为基础的容量价格机制，积极探索建立多元主体参与的容量市场。（责任单位：市发展改革委、华中能源监管局、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、三峡水利电力公司）

（七）建立发电机组成本调查制度。研究建立市场化机组成本调查制度，定期开展成本调查，分类测算各类型机组的成本水平，分析波动趋势，为优化完善价格政策、科学制定价格标准提供支撑。（责任单位：市发展改革委、国网重庆电力）

三、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

（一）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。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于其电价水平（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。执行机制电价的项目可在每年10月底前自主向电网企业申请下调次年机制电量比例，调低比例部分不得再次申请纳入机制电价范围。现货连续运行时，纳入机制的电量，初期不再参与电力中长期交易和绿色电力交易。差价结算机制自2026年1月1日起执行。（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（二）存量项目电量规模、机制电价和执行期限。

**1.存量项目范围。**2025年6月1日以前全容量并网的新能源项目。

**2.机制电量规模。**存量项目纳入机制电量规模衔接现行保障性收购政策，规模上限为100%。单个项目在签约规模上限范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。首次未在规定时间内与电网企业签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》的，分布式项目机制电量比例默认按100%执行，集中式项目默认放弃机制电量。

**3.机制电价。**存量项目的机制电价按现行煤电基准价0.3964元/千瓦时执行。

**4.执行期限。**集中式和分散式风电项目、集中式光伏发电项目执行期限按各项目2025年12月31日剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满20年对应时间较早者确定，分布式光伏发电项目按照投产满20年对应时间确定。

（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、三峡水利电力公司）

（三）增量项目电量规模、机制电价和执行期限。

**1.增量项目范围。**2025年6月1日起全容量并网的新能源项目。

**2.竞价时间。**原则上每年10月组织开展下一年的竞价工作。竞价工作由市发展改革委会同市经济信息委、市能源局共同组织，委托国网重庆市电力公司按照本方案及配套政策要求开展具体工作。

**3.竞价分类。**综合考虑建设成本和运行特性的差异，初期分为风电和光伏发电两类组织竞价。

**4.电量规模。**竞价电量规模根据国家下达的非水可再生能源消纳责任权重完成情况及用户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可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。第一年纳入机制的电量占增量项目新能源上网电量的比例，与我市现有新能源非市场化比例适当衔接，单个项目申请纳入机制的电量占其全部上网电量的比例应低于100%，具体比例在每年的竞价通知中明确。

**5.机制电价。**增量项目机制电价通过竞价确定。已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。按报价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，但不得高于竞价上限。

**6.执行期限。**增量项目竞价结果执行期限暂按12年确定。

**7.竞价上下限。**增量项目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，最高不得超过现行煤电基准价。初期考虑同期先进电站造价（仅包含固定成本）折算度电成本等因素确定竞价下限。竞价上下限具体水平在每年竞价通知中明确。

（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（四）机制电量差价电费结算方式。新能源项目纳入机制的电量应当分解至月度，电网企业每月按机制电价开展差价结算，差价结算费用纳入系统运行费用“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目，按月向全体工商业用户分摊或分享。用于机制电量差价电费结算的市场交易均价暂按同类型项目月度实时市场节点加权均价确定，项目类型分为风电、光伏发电两类。新能源项目已结算的机制电量累计达到当年机制电量规模时，超过部分及后续月份电量不再执行机制电价，若年末累计未达到年度机制电量规模，缺额部分电量不跨年滚动。

新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用＝实际上网电量×机制电量比例×（机制电价-同类型项目月度实时市场节点加权均价）。（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

（五）纳入机制项目退出规则。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，均不再纳入机制执行范围。（责任单位：市发展改革委、市经济信息委、市能源局、国网重庆电力、市电力交易中心、三峡水利电力公司）

四、保障措施

（一）强化组织落实和协同联动。各有关部门要协同联动、密切配合，充分听取有关方面意见，主动协调解决实施过程中遇到的问题。市发展改革委要加强统筹协调。华中能源监管局、市经济信息委会同市发展改革委、市能源局要加快制定或修订有关电力市场交易规则，华中能源监管局要加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。电网企业要持续提升新能源项目管理、计量支撑、并网服务等能力，做好竞价、结算、合同签订和系统维护等工作，及时建立或更新纳入机制的新能源项目台账，对机制执行结果单独归集，为市场主体提供优质服务。

（二）强化跟踪监测和政策评估。切实落实好关于新能源利用率统计和考核、代理购电、财政补贴和优化环境等方面政策衔接要求。新能源项目调试期电量上网电价按照发电机组进入及退出商业运营相关政策规定执行。电网企业和电力交易机构要监测好市场价格波动、终端用户电价水平等情况，出现异常情况及时向有关部门报告。各有关部门要认真评估对行业发展和企业经营等方面影响，及时总结改革成效，适时优化完善政策。同时，根据市场建设及行业发展状况，适时推动生物质发电等其他电源参与市场交易。

（三）强化政策宣贯和信息公开。各有关部门要会同电网企业和电力交易机构开展好政策宣传解读和培训，主动回应好市场主体关心的问题，及时做好竞价交易安排等宣传告知，提升新能源市场主体参与能力。电网企业和电力交易机构要及时披露市场运行总体情况，定期发布同类型新能源发电项目市场交易均价，确保信息公开透明。

地方电网和增量配网在各自经营范围内参照本实施方案执行。现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知为准。期间如遇国家政策调整，按国家规定执行。

附件：1.重庆市新能源发电项目机制电价竞价实施细则

2.重庆市新能源发电项目可持续发展价格结算机制差价结算方案

# 附件1

# 重庆市新能源发电项目机制电价竞价实施细则

第一章 总 则

第一条【制定依据】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）《重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》等文件要求，为做好新能源增量项目竞价工作，制定本实施细则。

第二条【实施范围】本细则涉及的新能源项目，是指2025年6月1日及以后全容量并网的集中式光伏发电、集中式风电、分布式光伏发电、分散式风电项目（以下简称“新能源项目”）。

第三条【全容量并网认定方式】集中式新能源项目审批、核准或备案容量全部建成投运且与发电业务许可证容量保持一致，即为全容量并网；并网时间以工程质量监督报告或发电业务许可证最后一台（次）机组并网时间为准。分布式新能源项目全容量并网规模须与项目审批、核准或备案容量一致，并网时间以电网企业营销系统中明确的并网时间为准。

第二章 竞价主体

第四条【竞价组织主体】新能源项目竞价工作由市发展改革委牵头，联合市经济信息委、市能源局、国网重庆市电力公司成立专项工作组。国网重庆市电力公司负责组织开展具体工作。

第五条【竞价申报主体】新能源项目竞价申报主体为年度竞价通知发布之日前已投产（全容量并网，下同）和次年12月31日（含）前投产的，且未纳入过机制电价执行范围的项目。

首次竞价申报主体为2025年6月1日至2026年12月31日（含）投产的新能源项目。

第六条【竞价申报主体条件】竞价申报主体应为具有独立承担民事责任能力和独立签订合同的法人或自然人（仅户用分布式光伏项目）。

第七条【竞价申报主体资质要求】

（一）已投产集中式新能源项目：应提供政府相关部门出具的项目审批、核准或备案文件，营业执照，工程质量监督报告或发电业务许可证，新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书（附件1—1）等材料。

（二）未投产集中式新能源项目，需纳入市发展改革委（市能源局）批准的专项规划或方案：应提供项目审批、核准或备案文件，营业执照，新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书等材料。

（三）已投产分布式新能源项目（含分散式风电和分布式光伏发电项目，下同）：应提供项目审批、核准或备案文件，购售电合同，新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书等材料。

（四）未投产分布式新能源项目：应提供项目审批、核准或备案文件，营业执照（非自然人项目）或居民身份证明（自然人项目），电网企业出具的《分布式光伏发电项目接入系统设计方案报告研究答复单》或《分布式光伏发电项目接入系统方案答复单》，新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书等材料。

第八条【限制参与竞价的规定】竞价申报主体在材料申报、竞价过程中需同时满足以下条件。如有隐瞒将被强制退出竞价，中标结果无效，竞价申报主体重庆最高层级控股公司未来三年内在我市所有项目禁止参与竞价：

（一）没有处于被行政主管部门责令停产、停业或进入破产程序；

（二）没有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）近三年没有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）未被市场监督管理部门在全国企业信用信息公示系统中列入经营异常名录或者严重违法企业名单；

（五）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。

第三章 竞价电量

第九条【竞价电量总规模】机制电价竞价规模在年度竞价通知中明确。2025年机制电价竞价规模与2025年5月31日前新能源非市场化比例适当衔接。2026年起，每年新增纳入机制的电量规模，根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素综合确定。当年完成情况预计超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少，未完成的次年纳入机制的电量规模可适当增加。

第十条【竞价组织分类】初期区分风电和光伏两个发电类型组织竞价，条件成熟后不再区分。

第十一条【单个项目机制电量申报上限】

单个集中式项目机制电量申报上限=装机容量（交流侧）×该类型电源年度发电利用小时数×（1-厂用电率）×上限比例。

单个分布式项目机制电量申报上限=装机容量（交流侧）×该类型电源年度发电利用小时数×（1-最低自发自用电量比例）×上限比例。

（一）“最低自发自用电量比例”根据市级相关部门有关规定确定。无相关规定的项目，“最低自发自用电量比例”按0计算。

（二）“该类型电源年度发电利用小时数”，为全市该类型电源近三年平均发电利用小时数，考虑技术进步适当调整后确定，在年度竞价通知中发布。

（三）“厂用电率”，为全市该类型电源近三年平均厂用电率，在年度竞价通知中发布。

（四）“上限比例”，在年度竞价通知中发布。

第四章 竞价机制

第十二条【申报价格要求】申报价格单位为“元/千瓦时”，保留小数点后4位，含增值税。

第十三条【竞价上下限】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，原则上不高于该类型电源上年度机制电价竞价结果。初期设置竞价下限，具体参考同期先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定。竞价上下限在年度竞价通知中予以明确。

第十四条【申报充足率】设置申报充足率参数，在年度竞价通知中发布。价格出清前应开展申报充足率检测，当竞价主体申报电量规模无法满足申报充足率要求时，竞价电量规模自动缩减，直至满足申报充足率要求。申报充足率在年度竞价通知中予以明确。

申报充足率=∑竞价主体申报电量/竞价电量总规模

第十五条【价格出清机制】竞价采用边际出清方式确定出清价格，即将所有同类型竞价项目按其申报电价由低到高进行排序，取最后一个入选项目报价作为所有入选项目的机制电价。

第十六条【边际机组处置方式】当只有一个项目按出清价格申报时，该项目纳入机制的电量按实际剩余机制电量入选（对应折算的机制电量比例四舍五入后取整数，下同）。当两个及以上项目按出清价格申报时，上述项目纳入机制的电量按项目申报电量占比分配剩余机制电量。

边际机组入选电量小于其申报电量的50%（含），取消最后入选项目的入选结果，机制电价取前一个入选项目的申报价格。

第十七条【机制电价执行期限】机制电价执行期限参照同类项目回收初始投资的平均期限合理确定，暂按12年执行。

第十八条【机制电价起始时间】入选时已投产和申报投产时间在入选当年内的项目，机制电价自入选次年1月1日开始执行；申报投产时间在入选次年的项目，机制电价自项目投产的次月1日开始执行。

若项目晚于申报投产时间次月1日投产，次月1日至实际投产日期当月月底之间覆盖的机制电量自动失效。

第十九条【保函退还机制】资质审核结果公示结束后，未通过资质审核的项目可申请退还保函，竞价结果公示结束后，未入选项目可申请退还保函。入选项目全容量并网后可申请退还保函。

第五章 竞价程序

第二十条【竞价组织时间】竞价工作原则上于每年10月份组织，具体以年度竞价通知为准。

第二十一条【发布年度竞价通知】市发展改革委、市经济信息委、市能源局负责拟定并发布年度竞价通知，竞价通知主要包括：竞价电量规模、竞价申报主体、竞价组织分类、竞价价格上下限、机制电量执行期限、单个项目申报比例、申报充足率、项目年度发电利用小时数、履约保函要求、监督联系方式等内容。

第二十二条【发布年度竞价组织公告】年度竞价通知发布3个工作日内，国网重庆市电力公司通过网上国网、新能源云、供电营业厅以及95598网站发布年度竞价组织公告。竞价组织公告除竞价通知相关内容外，还应包括：竞价平台（网址）、竞价时间安排、竞价组织程序、咨询电话等具体事项。

第二十三条【提交竞价资料】拟参与竞价的新能源项目应根据年度竞价组织公告要求，在7个工作日内填报基本信息、提交相关资质材料、提交履约保函等。

第二十四条【审核竞价资料】国网重庆市电力公司负责对新能源项目提交资料的完整性、合规性进行审核，资料审核未通过的，按年度竞价组织公告相关要求退回并限期修改，逾期未重新提交或提交后仍未通过审核的，取消竞价资格。

第二十五条【公示审核结果】项目申报资料审核结果由市发展改革委会同市经济信息委、市能源局确认后，国网重庆市电力公司负责通过网上国网、新能源云平台对通过审核的项目名单进行公示，公示期为3个工作日。

第二十六条【申报电量电价】资料审核结果公示结束后2个工作日内，通过资料审核的项目在新能源云和网上国网填报竞价申报电量和电价。电量和电价在提交后自动封存，不再更改。

第二十七条【申报价格出清】国网重庆市电力公司根据本通知第十四条、第十五条、第十六条规定进行价格出清。原则上在3个工作日内完成。

第二十八条【出清价格公示】价格出清结束后，国网重庆市电力公司负责对出清的项目名称、项目类型、机制电量比例、机制电价标准等信息进行公示，公示期为3个工作日。竞价申报主体对公示结果有异议的，须在公示期内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。

第二十九条【公布竞价结果】公示期结束且各方无异议后，国网重庆市电力公司将竞价结果报市发展改革委，由市发展改革委会同市经济信息委、市能源局发布竞价结果。

第三十条【签订差价协议】新能源项目入选首年须按竞价入选电量规模与国网重庆市电力公司签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》（以下简称“差价结算协议”,详见附件1-3）。

已投产新能源项目应在竞价结果公布7个工作日内、未投产新能源项目应在全容量并网前向国网重庆市电力公司提交差价结算协议，逾期未提交的视为自愿退出新能源可持续发展价格结算机制。国网重庆市电力公司应在提交后15个工作日内与新能源项目签订差价结算协议。

第三十一条【未入选项目权利】当次竞价未入选项目可继续参与后续竞价，获得机制电量前可正常参与电力市场交易（含中长期交易等）。当次竞价入选公布的项目不可再次参与后续竞价活动。

第六章 保障机制

第三十二条【按期投产界定】新能源项目全容量并网时间在申报投产时间当月均视为按期投产。

第三十三条【未投产项目保函要求】拟参与竞价的未投产项目，需提交国内银行营业网点出具的履约保函（附件1—2）。履约保函应严格按照模板开具。保函开具金额应大于或等于按以下公式计算的金额。

保函金额=项目核准（备案）装机容量（交流侧）×上一年度发布的该类电源年度发电利用小时数×上一年度发布的该类型电源竞价上限×8%。保函有效期到期时间，不得早于申报投产时间（按申报投产次月1日开始计算）向后9个月。

（一）“该类型电源年度发电利用小时数”，首次按本细则第十一条规定在2025年度竞价通知中发布。

（二）“该类型电源竞价上限”，首次按本细则第十三条规定在2025年度竞价通知中发布。

第三十四条【未按期投产处置（6个月内）】新能源项目全容量并网时间晚于申报投产时间次月1日但不超过6个月（含，按自然月计算）时，该项目申报投产次月1日至实际投产日期当月月底前覆盖的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份。

国网重庆市电力公司应根据延期天数每日扣除履约保函金额的5‰作为违约金。违约金在项目实际投产后，采用一次性扣除方式从履约保函中扣除，剩余履约保函资金返还新能源项目。

第三十五条【未按期投产处置（超过6个月）】全容量并网时间较申报投产时间次月1日晚于6个月以上时，该项目当次竞价结果作废，扣除全部履约保函金额，并取消其重庆最高层级控股公司未来三年内在我市所有项目的竞价资格。

第三十六条【履约保函资金用途】扣除的履约保函资金纳入系统运行费“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”，由全体工商业用户分享。

第三十七条【特殊问题免责条款】因重大政策调整、自然灾害等不可抗力因素变化导致的新能源项目全容量并网延期，提供重庆市能源局出具的证明文件，可免于取消后续竞价资格以及扣除保函资金。

第三十八条【电网企业责任】国网重庆市电力公司应做好新能源项目并网保障工作，严格按照时间节点做好接网工程建设以及并网调试工作。

第三十九条【竞价申报主体责任】竞价申报主体应自觉维护竞价秩序，严格遵守国家相关规定，真实填报和提供相关竞价信息，依法合规参与新能源项目竞价工作，不得实施操纵市场、串通报价及扰乱市场秩序、损害社会公共利益和其他经营主体合法权益的行为，申报主体涉嫌违法违规的，由相关部门依法依规处置，其重庆最高层级控股公司在我市的新能源项目禁止参加未来三年的竞价。

第四十条【竞价组织主体责任】竞价组织主体及其相关工作人员要严守保密规定，严禁擅自对外泄露项目申报信息等内容。

第七章 附则

第四十一条【风险提示】机制电价竞价由新能源项目自愿参与，因参与竞价产生的边际机组申报电量缩减、未按时投产履约保函资金扣减以及取消其重庆最高层级控股公司三年竞价资格等风险由项目自行承担。

第四十二条【执行时间】本实施细则自2025年9月1日起施行。

附件：1-1.新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书

1-2.见索即付履约保函（参考模板）

1-3.新能源可持续发展价格结算机制差价协议（模板）

附件1—1

新能源项目机制电价竞价和预期投产承诺书

公司（统一社会信用代码： ），负责在重庆市 区/县/自治县 乡/镇/街道开发建设 （风电/光伏）项目，项目名称为 ，项目状态为 （已投产/在建/新开工），项目联系人为 ，联系电话为 ，该项目于 年 月 日核准（备案），核准（备案）号为 ，核准（备案）规模 万千瓦。

按照《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》及相关政策要求，现承诺如下**（已投产项目填报）**：

1. 我公司承诺所提交的信息、材料均真实、合法、有效，无弄虚作假情况，其纸质复印件文本与相关原件完全一致。如因我单位提交的材料失实或不符合有关法律法规而造成任何不良后果的，由我公司承担相关法律责任。

按照《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》及相关政策要求，现承诺如下**（未投产项目填报）**：

1. 申报项目核准（备案）容量为 万千瓦，承诺在 年 月 日前实现全容量并网投产。
2. 若申报项目实际并网投产时间晚于承诺投产时间6个月以上或实际投产容量与核准（备案）容量不符，自愿接受《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》及相关政策文件中明确的处理方式。
3. 我公司承诺所提交的信息、材料均真实、合法、有效，无弄虚作假情况，其纸质复印件文本与相关原件完全一致。如因我单位提交的材料失实或不符合有关法律法规而造成任何不良后果的，由我公司承担相关法律责任。

项目单位名称（盖章） 法人代表签字：

年 月 日

附件1—2

见索即付履约保函（参考模板）

保函编号：

致受益人：国网重庆市电力公司

根据《重庆市XXX关于印发〈关于重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案〉的通知》相关规定，参与新能源可持续发展价格结算机制竞价的发电项目，需按要求提交履约保函。

为此，根据保函申请人 的申请，本银行 ，特向贵方出具本履约保函，本保函作为其\*\*\*\*发电项目参与竞价时承诺的全容量投产时间的担保。

并在此声明：

1. 本保函为无条件的不可撤销的银行保函；

2. 本履约保函金额为人民币 （大写）元；

3. 本履约保函自签发之日起至 年 月 日止的期间内有效。到期后，保函正本应退回申请人，由申请人交本行注销；

4. 相关项目未按照其承诺时间全容量投产的，贵方即可向本行发出书面通知。本行将在收到贵方（受益人）的索赔通知和本保函正本原件后 个工作日内，以保函金额为限，向贵方支付款项。贵方在发出索赔通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；

5. 本保函的效力及本行在本保函下对贵方（受益人）承担的义务是完整独立的，并不取决于任何交易、合同、协议、承诺的存在或有效性，也不取决于本保函中未列明的任何条款或条件。本行特此放弃所有因贵方（受益人）与申请人之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；

6. 本保函有效期内，如解除本保函下的保证责任和义务，需经贵方（受益人）确认同意；

7. 如果该发电项目发生任何情况的其他变化，本行在本履约保函中的责任将不会发生任何变化。

银行名称（公章）：

银行地址：

负责人/授权代表人：

银行联系电话：

签发日期： 年 月 日

附件1—3

新能源可持续发展价格结算机制差价协议

（模板）

新能源可持续发展价格结算机制差价协议（以下简称“差价协议”）由国网重庆市电力公司按照《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的通知》（发改价格〔2025〕136号）、重庆市发展改革委《关于重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（XXXX）《重庆市新能源发电项目机制电价竞价实施细则》要求，与新能源发电项目签订，仅处理与新能源机制电价有关的差价电费结算问题，由下列双方签署：

甲方（买方）：\_\_\_\_\_\_\_，系一家具有法人资格，经地方价格主管部门授权的电网经营企业，企业所在地为\_\_\_\_\_\_\_\_，在\_\_\_\_\_\_\_\_市场监督管理部门登记注册，统一社会信用代码：\_\_\_\_\_\_\_\_。

住所：\_\_\_\_\_\_\_\_ 法定代表人（负责人）：\_\_\_\_\_\_\_\_

开户名称：\_\_\_\_\_\_\_\_ 开户银行：\_\_\_\_\_\_\_\_

账号： \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

联系人：\_\_\_\_\_\_\_\_ 电话：\_\_\_\_\_\_\_\_传真： \_\_\_\_\_\_\_\_

邮编： \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

通讯地址：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

乙方（卖方）为第 种企业（个人）：

（1） \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ，系一家具有法人资格/[[1]](#footnote-0)经法人单位授权的从事发电业务的新能源企业，企业所在地为\_\_\_\_\_\_\_\_，于\_\_\_\_\_\_\_\_年 月 日实现并网发电的风电场（机组）/光伏电站（阵列），统一社会信用代码：\_\_\_\_\_\_\_\_。

住所：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 法定代表人（负责人）：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

开户名称： \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 开户银行：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

账号： \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

联系人：\_\_\_\_\_\_电话：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 传真：\_\_\_\_\_\_\_\_\_

邮编：\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 邮箱：\_\_\_\_\_\_\_\_\_

通讯地址：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

（2）适用于分布式发电（自然人）：

姓名：\_\_\_\_\_\_\_\_身份证号：\_\_\_\_\_\_\_\_\_

住所：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

开户名称： \_\_\_\_\_\_\_\_\_ 开户银行： \_\_\_\_\_\_\_\_\_

账号：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

电话：\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 传真：\_\_\_\_\_\_\_\_\_

邮编：\_\_\_\_\_\_\_\_ 邮箱：\_\_\_\_\_\_\_\_\_

通讯地址：\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

鉴于：

（1）乙方在\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_拥有/兴建并将经营管理总装机容量为\_\_\_\_\_\_\_\_兆瓦（MW）的风电场/光伏电站（除本协议条款特指某种发电类型外，以下统称为“电厂”）。

（2）电厂已/将并入甲方经营管理的电网运行。

文本：

本协议共\_\_\_\_\_\_\_\_页，一式\_\_份，双方各执\_\_\_\_份，按照重庆市发展改革委要求方式送价格部门\_\_\_份备案。

第1章 协议解释

1.1本协议中的“包括”一词指：包括但不限于。

1.2本协议中的数字、期限等均包含本数。

第2章 协议电量

2.1本协议根据新能源发电项目投产情况，机制电价差价协议电量比例按照下列第   种方式执行：

（1）对2025年6月1日（不含）前已投产的新能源发电项目，当期新能源发电项目自主接受机制电价差价协议电量比例为 %（不得高于重庆市发展改革委确定的机制电量比例上限 100 %且不得高于上一年比例 %）。

机制电价差价协议电量=实际上网电量×新能源发电项目自主接受的比例。

（2）对2025年6月1日及以后投产的新能源发电项目，由重庆市发展改革委通过竞价确定纳入机制电价差价协议电量规模，本年度电量规模为 兆瓦时[[2]](#footnote-1)，该规模对应的纳入机制电价差价协议电量比例为 %。

纳入机制电价差价协议电量比例=纳入机制电价差价协议电量规模/项目预测年上网电量[[3]](#footnote-2)。

2.2纳入机制电价差价协议的电量不得参与绿电交易。

2.3电网企业根据新能源项目当月实际上网电量与按2.1条确定的比例计算机制电价差价协议月度电量。

按2.1条方式（1）确定机制电价差价协议电量比例的，电网企业不对年度实际执行的机制电量规模进行清算。

按2.1条方式（2）确定机制电价差价协议电量比例的，若按2.3条计算的各月度协议电量累计小于2.1条方式（2）中规定总协议电量，则缺额部分电量不再执行；若按2.3条计算的各月度协议电量累计达到2.1条方式（2）中规定总协议电量，则当月超过部分及后续月不再执行机制电价。

2.4新建新能源项目机制电价差价协议起始时间按《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》第十八条执行。

2.5差价协议电量以2.1条协议电量为基准，经2.3条、2.4条调整之后确定最终用于实际结算电量。

第3章 新能源机制电价

3.1新能源机制电价根据新能源项目投产情况，按照下列第   种方式执行：

（1）对2025年6月1日前已投产的新能源发电项目，新能源机制电价按照《关于重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（XXXX）规定确定，机制电价差价协议价格为：396.4元/兆瓦时。

（2）对2025年6月1日及以后投产并网发电的新能源发电项目，机制电价按照《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》规定通过竞价确定，机制电价差价协议价格为：   元/兆瓦时。

3.2本协议约定的交易价格为乙方上网侧价格，此价格为含税价格。

3.3其他相关约定

3.3.1在本协议期内，若国家价格主管部门出台新的电价文件，则按新的电价文件执行。

3.3.2其他： 。

第4章 结算参考价格

4.1机制电价差价协议结算参考价格根据同类型项目月度实时市场节点加权均价确定。

第5章 协议电量计算、结算和支付

5.1甲乙双方同意按照差价协议价格与结算参考价格进行差价结算，无需实际交割电量。差价结算电量以本协议双方约定的差价协议电量为准。

5.2电费计算

本协议应结差价电费按以下方式计算：

新能源可持续发展价格结算机制差价结算电费=每月执行机制电量×（差价协议价格-同类型项目月度实时市场节点加权均价）。

其中，差价结算电量以2.5条规定为准。

5.3结算和支付方式

5.3.1差价电费按照电能量电费结算要求进行管理。

5.3.2电网企业根据本协议出具差价电费结算单，差价电费结算单应当详细列明协议双方、协议品种、协议电量、协议电价、结算参考价格及结算金额。

5.3.3机制电量对应绿证统一划转至市级专用绿证账户。

5.3.4新能源企业差价电费纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊或分享。

第6章 协议的生效和期限

6.1本协议在以下条件全部满足之日起生效：

（1）经双方法定代表人或者委托代理人签名并加盖公章或者协议专用章。

（2）已签署并网调度协议并生效。

（3）新能源发电项目已经实际投产。

6.2存在下述情况的，本协议作废：

（1）新能源项目实际投产时间较申报投产时间晚于6个月。

（2）法律法规规定的其它合同失效的情况。

（3）当事人一方因不可抗力不能履行合同的，根据不可抗力的影响，部分或者全部免除责任，但是法律另有规定的除外。因不可抗力不能履行合同的，应当及时通知对方，以减轻可能给对方造成的损失，并应当在合理期限内提供证明。

6.3本协议期限，自 年 月 日至 年 月 日止。

6.4本协议期限届满前 日，若双方无异议，本协议到期后自动延期 年，延期次数不限；若任何一方存有异议，应在合同期限届满前 日书面通知对方，并在协议期限届满前进行协商，若协商不成，本协议期限届满后自动终止。

6.5 对于协议文本内容需要修改的情况，在本协议6.3条规定时间或6.4条最近一个延期时间期满前3个月，双方应就续签本协议的有关事宜进行商谈。

第7章 争议处理

7.1凡因执行本协议所发生的与本协议有关的一切争议，双方应协商解决。协商不成的提请重庆市发展改革委调解。

（以下无正文）

甲方（盖章）：       乙方（盖章）：

法定代表人/委托代理人：     法定代表人/委托代理人：

签订日期：  年  月  日 签订日期：    年  月  日

签订地点：           签订地点：

附件2

重庆市新能源发电项目可持续发展价格

结算机制差价结算方案

按照《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，以下简称“136号文”）《重庆市深化新能源上网电价市场化改革的实施方案》（以下简称“实施方案”）要求，为建立健全我市新能源差价结算机制，制定本方案。

一、职责分工

电网企业：负责组织开展新能源增量项目竞价工作；负责向电力交易机构提供相关基础数据，并根据交易机构提供的价格数据开展新能源机制电量差价结算；负责新能源项目的基础档案信息管理。

电力交易机构：负责向电网企业提供市场交易结算依据；负责向电网企业提供同类型项目月度实时市场节点加权均价。

新能源项目主体：负责向电网提供基础数据，并与电网企业签订差价结算协议。

二、结算原则

1. 结算周期

新能源机制电价差价费用以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

1. 结算执行起始时间

存量项目机制电价自2026年1月1日起执行。

增量项目机制电价执行时间：参与机制电价竞价、入选当年已投产的项目，机制电价自入选次年1月1日开始执行；参与机制电价竞价、入选当年未投产的项目，机制电价按项目申报投产时间的次月1日开始执行。新能源项目全容量并网时间晚于申报投产时间次月1日但不超过6个月（含）时，该项目申报投产次月1日至实际投产日期当月月底前覆盖的机制电量自动失效。

1. 结算电量与电价

执行机制电量差价结算机制的新能源项目需在《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》（以下简称“差价结算协议”）中明确新能源项目机制电量比例、机制电价水平，增量项目还需明确年度机制电量规模。

存量项目每月机制电量按实际上网电量与机制电量比例执行，不限制年度机制电量规模。

增量项目每月执行机制电量根据实际上网电量与机制电量比例确定。月度已执行机制电量累计达到当年机制电量规模时，超过部分及后续月份电量不再执行机制电价，若年末累计未达到年度机制电量规模，不跨年滚动清算。

项目全容量投产不满一年的，本年度机制电量规模按照机制电价实际可执行月份等比例折算。

三、结算流程

1. 结算前数据准备
2. **新能源项目分类认定**

存量项目认定。存量项目指2025年6月1日以前全容量投产的新能源项目。存量风电项目和集中式光伏发电项目审批、核准或备案容量须与发电业务许可证容量保持一致，并网时间以工程质量监督报告或发电业务许可证最后一台（次）机组并网时间为准。存量分布式光伏发电项目并网容量、并网时间以电网企业营销系统截至2025年5月31日数据为准。

首次竞价开始前，由市能源局会同电网企业梳理集中式新能源、分散式风电存量项目清单，电网企业梳理分布式光伏发电存量项目清单，并由电网企业统一进行公示。新能源项目如有异议，须在5个工作日内向电网企业反馈。

增量项目认定。增量项目指2025年6月1日起全容量投产的新能源项目。集中式新能源项目审批、核准或备案容量全部建成且与发电业务许可证容量保持一致，即为全容量并网；并网时间以工程质量监督报告或发电业务许可证最后一台（次）机组并网时间为准。分布式新能源项目全容量并网规模须与项目审批、核准或备案容量一致，并网时间以电网企业营销系统中明确的并网时间为准。

1. **结算档案管理**

存量项目。2025年12月31日前，电网企业根据存量项目清单将机制电价、比例、执行期限等信息同步更新至发电户结算档案。

增量项目。差价结算协议签订后5个工作日内，电网企业根据竞价结果及差价结算协议签订情况，将机制电量比例、机制电价、年度机制电量规模、执行期限等信息更新至发电户结算档案。

1. **差价结算协议签订**

协议签订规范。新能源项目应当在规定时间内与电网企业签订差价结算协议。

协议签订要求。存量项目应于2025年11月底前与电网企业完成差价结算协议签订。分布式新能源项目逾期未签订差价结算协议的，机制电量比例默认按100%执行；集中式新能源项目逾期未签订的，视为自愿退出机制电量。

已投产的增量新能源项目应在竞价结果公布7个工作日内、未投产的增量新能源项目应在全容量并网前按竞价入选的年度电量规模和机制电量比例向电网企业提交差价结算协议，电网企业应在提交后15个工作日内与新能源项目签订差价结算协议。逾期未提交的视为自愿退出新能源可持续发展价格结算机制。

协议签订方式。集中式项目原则上通过新能源云平台签约，分布式项目原则上通过网上国网签约，暂不具备条件时，可以选择线下纸质合同签约，纸质合同与电子合同具备同等效力。

协议变更。执行机制电价的新能源项目企业发生名称变更、法人变更等应主动告知电网企业并及时重新签订差价结算协议，变更后的新能源项目承接变更前项目的机制电量、机制电价、执行期限、实际已累计结算机制电量、履约考核责任等；每年10月底前，可向电网企业申请调减年度机制电量规模和机制电量比例，调整后的年度机制电量规模和机制电量比例不得高于上一年水平。

1. 月度结算

每月5日前，电网企业向电力交易机构推送上月实时市场同类型项目价格计算的基础数据；每月10日前，电力交易机构向电网企业推送上月同类型项目月度实时市场节点加权均价，电网企业按照以下公式开展机制电量差价费用计算。

新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用＝每月执行机制电量×（机制电价-同类型项目月度实时市场节点加权均价）。

初期，新能源项目类型暂分为风电和光伏发电两类，同类型项目月度实时市场节点加权均价分别根据该类型项目的实时市场节点价格及其分时上网电量加权计算得到。

1. 退补管理

由于历史电量计量故障等原因需要进行电费退补调整的，差错电量纳入退补月上网电量计算差价结算费用。

四、其他事项

1. 2025年6月1日至12月31日结算方式

2025年12月31日前，未直接参与电力市场交易的新能源项目上网电量，由电网企业按照燃煤发电基准价全量进行保障性收购。

1. 退出机制电价

已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可向电网企业申请自愿退出机制电价。新能源项目申请退出机制电价后，次月生效，后续不再纳入机制执行范围。

已纳入机制的新能源项目，执行期限到期后，次月不再纳入机制电价。

1. 调试期结算电价

新建（包括扩建、改建）新能源项目（机组）调试运行期上网电量，结算电价按照《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）文件、《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中监能市场〔2023〕171号）文件规定执行。

1. 《示范文本》中符号“/”表示其左右波浪线上的内容供双方当事人根据实际情况选择。 [↑](#footnote-ref-0)
2. 2 本年度内项目全容量投产不满一年的，本年度机制电量规模按照本年度内机制电价实际可执行月份等比例折算。 [↑](#footnote-ref-1)
3. 3 按照《重庆市新能源机制电价竞价实施细则》中第十一条“单个项目机制电量申报上限”计算公式计算，不考虑上限比例。 [↑](#footnote-ref-2)