

附件 2

贵州省新能源可持续发展价格结算机制实施细则（试行）

第一章 总述

第一条 为贯彻《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）文件要求，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，促进新能源高质量发展，根据《贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（黔发改价格〔2025〕659号），制定本细则。

第二章 职责分工

第二条 电网企业负责新能源项目市场外差价结算；负责作为价格接受者（指未参与交易且不报量不报价的项目，下同）新能源项目的电能量部分结算；配合政府部门确定增量项目机制电价竞价的有关参数；负责分布式新能源项目全容量并网时间认定，组织开展差价协议签订；负责差价结算费用纳入系统运行费用传导。

第三条 调度机构负责审核集中式新能源项目的并网装机容量、并网电压等级等信息，提供各类型新能源发电利用小时数等数据；负责集中式新能源项目全容量并网时间认定；负责做好新能源项目并网接入及调度服务，负责办理新能源项目进

入及退出商业运营事宜，负责提供网络拓扑关系并及时更新。

第四条 交易机构组织开展机制电价竞价，推送竞价结果（包含机制电量比例及绝对量、机制电价等），推送参与差价电费结算的市场交易均价，推送节点电价；负责出具直接参与交易、聚合参与交易新能源项目结算依据。

第三章 项目类型划分

第五条 存量项目指 2025 年 6 月 1 日（不含）以前投产的新能源项目。2025 年 6 月 1 日起，新能源项目只参与现货市场交易的，不影响其存量项目认定。

第六条 增量项目指 2025 年 6 月 1 日（含）以后投产且未纳入机制电价的新能源项目。

第四章 机制电量比例

第七条 存量项目按接网电压等级确定机制电量比例，接网电压等级 110 千伏以下项目机制电量比例为上网电量的 100%，110 千伏及以上项目机制电量比例为 80%。项目电压等级按最终接入电网电压等级确定。

第八条 增量项目根据竞价结果确定机制电量比例，但不得超过其当期全部上网电量的 90%。

第九条 新能源项目可在差价协议中自行调整该比例，但不得高于上述要求，且不得高于前一年比例。

第五章 执行期限

第十条 存量项目投产满 20 年后不再执行机制电价。

第十一条 增量项目执行期限为 12 年。入选时未投产的项

目，执行起始日期按照项目申报的承诺投产日期确定，如未按期投产，则实际投产时间之前的机制电量自动失效，如提前投产，申报的承诺投产日期之前的上网电量不执行机制电价；入选时已投产的项目，按照入选标的起始日期确定执行起始日期。

第十二条 已纳入机制的新能源项目，执行期限内每年可在与电网企业签订差价协议时自愿申请全部或部分退出。执行到期或在期限内自愿退出的新能源项目，退出部分不再纳入机制执行范围。

第六章 机制电价水平

第十三条 存量项目机制电价按照 0.3515 元/千瓦时执行。

第十四条 增量项目机制电价通过同类型项目自愿参与竞价形成，具体按照《贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》《贵州省增量新能源项目可持续发展机制竞价实施细则（试行）》及公示的竞价结果确定。

第七章 新能源项目市场化结算

第十五条 结算方式

直接或聚合参与市场交易的新能源项目，由交易中心按照我省电力市场相关规则或方案开展结算，按月出具结算单。

作为价格接受者的新能源项目，由电网企业接收交易中心推送的对应市场价格后开展结算，按月出具结算单，纳入电网代理购电来源。

第十六条 价格接受者的新能源项目结算价格选取原则

现货市场运行期间，作为价格接受者的新能源项目，具备

分时计量条件的，采用所在节点分时电价开展结算；不具备分时计量条件的，按照不同电源类型（风电、光伏）典型曲线拟合形成分时电量，采用所在节点分时电价开展结算。拟合规则按照电量数据拟合相关规定执行。

由于单个发电项目与多个 220kV 及以上变电站存在联结关系导致存在多个对应节点电价的，取该项目所有对应节点电价的算术平均值作为结算价格。

非现货市场运行期间，作为接受价格者的新能源项目，采用规定的正偏差电量（超发电量）价格开展结算。

第八章 新能源项目机制电量差价电费结算

第十七条 机制电量计算

月度机制电量根据实际上网电量和机制电量比例进行计算，一个自然年内，月度机制电量之和不得超过竞价时年度中标规模。机制电量规模、比例等按照双方签订的差价协议执行。

机制电量=月度上网电量*月度机制电量比例，其中月度机制电量比例与年度机制电量比例相同。

第十八条 机制电量差价电费结算

月度机制电量确认后，电网企业根据机制电价、市场交易均价计算机制电量差价电费。

机制电量差价电费=机制电量×（机制电价-市场交易均价）

因其他原因造成电量电费退补且需对机制电量进行清算的，纳入发现当月结算。

第十九条 机制电量差价电费市场均价选取原则

按风电、光伏两个类别分别计算用于差价电费结算的市场交易均价。

电力市场全月现货连续试运行或正式运行后，按照月度发电侧实时市场报量报价的同类项目出清加权均价确定；未全月现货连续试运行期间，市场交易均价原则上按照省内月度发电侧中长期交易同类项目签约加权均价确定。

第二十条 调试运行期结算

新能源发电项目调试运行期上网电量，不纳入机制电量，由电网企业收购，纳入代理购电电量来源，按照同类型项目当月代理购电市场化采购实时均价结算。同类型项目当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型项目月度代理购电市场化采购实时平均价结算。同类型项目未参与代理购电市场化交易的，按照机组批复上网电价结算。无批复电价的，按燃煤发电基准价结算。

第九章 差价协议签订

第二十一条 差价协议签订范围

所有参与机制电量结算的新能源企业，均应与电网企业签订差价协议（附件）。在签订窗口期内未完成协议签订的，视为放弃机制电量（自然人户用光伏除外）。自然人户用光伏到期未完成协议签订的，默认执行机制电价结算相关规定，机制电价比例按照方案规定的执行。

第二十二条 差价协议签订时间

电网企业根据工作安排，每年组织开展一次新能源项目差

价协议签订工作。签订窗口期为组织开展竞价当月至当年 12 月。

如新能源项目需变更差价协议，应在签订窗口期内告知电网企业并完成签订，无变更需求新能源项目按上一年协议执行。在一个自然年内，机制电量的比例、规模不得更改。

第二十三条 差价协议内容

协议内容至少应包含结算双方主体名称、统一社会信用代码（身份证号）、电源类型、并网时间、电源容量、次年及后续年份机制电量规模、机制电量比例、机制电价、结算要求、支付方式、争议处理、联系方式等事项。

第十章 与代理购电、绿电绿证衔接

第二十四条 与代理购电衔接

电网企业根据分类机制电量、机制电价、差价结算费用、工商业用户电量规模等数据信息，按月预测、滚动清算新能源机制电量差价结算费用，在系统运行费中单列“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”进行传导。

第二十五条 与绿电绿证交易衔接

为规避新能源机制电量重复获取绿证收益，纳入机制的新能源上网电量不再参加绿电交易。电网企业按月推送新能源项目的机制电量至交易中心，用于开展市场化交易绿电交易的计算。交易中心按照当月绿电合同电量、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绿证结算电量。

第十一章 其他

第二十六条 新能源项目结算档案管理

新能源项目原则上应实现按项目装表计量及结算。《贵州省深化新能源上网电价市场化改革的实施方案》执行后，未实现按项目装表分时计量及结算的发电项目，应于 2026 年底前逐步改造到位。未实现按项目装表计量及结算的发电项目，电网企业按照备案（核准）项目进行档案拆分，拆分后各项目上网电量按照并网容量比例进行分摊。

第二十七条 本细则根据后续市场运行情况适时调整，实际执行过程中如遇其他问题，由相关主管部门另行发文明确。

附件：新能源可持续发展机制差价结算协议

附件

新能源可持续发展价格结算差价协议

(协议编号: -----)

本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）由电网企业按照《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）、《贵州省新能源可持续发展价格结算机制实施细则（试行）》等文件要求与新能源发电项目签订，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）：贵州电网有限责任公司 XX 供电局，系一家具有法人资格，经政府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）：_____

联系人：_____ 电话：_____ 传真：_____

邮编：_____

通讯地址：_____

乙方（卖方）为下列第_____种主体：

一、_____, 系一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，所在地为_____，于_____年____月____日实现并网

发电的☐风力发电项目/☐光伏发电项目，统一社会信用代码：

项目名称_____

购电户号: _____

装机容量_____兆瓦，法定代表人（负责人）：_____

通讯地址: _____

联系人：_____ 电话：_____

二、自然人户用分布式光伏

姓名：_____身份证号：_____

购电户号: _____

通讯地址: _____

装机容量：_____兆瓦

开户名称: _____ 开户银行: _____

联系人: _____ 电话: _____

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，若无特殊说明，均包含本数。

第 2 章 机制电量比例及规模

2.1 本协议根据新能源发电项目投产情况，机制比例按照下列第_____种方式执行：

(1) 本项目于 2025 年 6 月 1 日（不含）前已投产，属存量项目，当期机制电量比例为_____ %（不得高于当地省级价格主管部门确定的机制电量比例上限_____ %且不得高于上一年比例_____ %）。未自主确定机制电量比例的按当地价格主管部门规定的比例_____ %执行。

(2) 本项目于（计划于）2025 年 6 月 1 日后投产，属增量项目，机制电量规模通过竞价确定，本年及后续年份单个自然年的年度机制电量规模为_____兆瓦时，该规模对应的机制电量比例为_____ %。

2.2 已纳入本协议的机制电量不再开展其他形式的差价结算。

2.3 存量项目投产满 20 年后不再执行机制电价。

2.4 增量项目执行期限为 12 年，起始日期以承诺投产日

期为准，入选时已投产的项目，按照入选标的起始日期确定执行起始日期。未投产项目执行起始时间按项目承诺的投产时间确定。如未按期投产，实际投产日期前的机制电量自动失效。

2.5 若因计量装置等问题导致历史电量需要清算时，清算电量纳入发现月处理。不改变历史月份、年份机制电量。

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（不含）已投产的新能源发电项目，机制电价为：0.3515 元/千瓦时。

(2) 2025 年 6 月 1 日后投产并网发电的新能源发电项目，通过竞价确定机制电价为 *** 元/千瓦时。

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：_____。

第 4 章 市场交易均价

4.1 用于机制电量差价电费结算的市场均价按风电、光伏两个类别分别计算。

4.2 电力市场全月现货连续试运行或正式运行后，机制电量差价电费市场均价按照月度发电侧实时市场报量报价的同类

项目出清加权均价确定；未全月现货连续试运行期间，市场交易均价原则上按照省内月度发电侧中长期交易同类项目签约加权均价确定。

第 5 章 机制电量计算、结算和支付

5.1 甲乙双方同意按照本协议约定机制电价、市场均价、机制电量进行差价结算。

5.2 机制电量计算

机制电量=月度上网电量*月度机制电量比例

月度机制电量比例与年度机制电量比例相同，为上述 2.1 条约定的比例。增量项目单个自然年内已结算的机制电量累计达到年度机制电量规模后，当月超过部分及本年度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，则当年缺额部分电量不进行跨年滚动。

5.3 机制电量差价电费（以下简称差价电费）计算

差价电费=机制电量×（机制电价-市场交易均价）

机制电价为 3.1 条约定的价格，市场交易均价为按 4.2 条计算的价格。

5.4 结算和支付方式

5.4.1 甲方根据本协议在电费结算单中列明差价电费，按月出具结算单。结算单包含协议双方、电源类别、机制电量、

机制电价与市场交易均价差价、结算金额。

5.4.2 甲方根据双方另行签订的购售电合同（或协议）中明确的收款账户支付相关费用。

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，除自然人外需加盖公章或者协议专用章。

（2）新能源发电项目已经实际投产。

6.2 存在下述情况的，本协议失效：

（1）新能源项目实际投产时间较承诺投产时间晚于 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 本协议自____年____月____日开始执行，至____年***月____日止，一式贰份，双方各执壹份。

6.4 乙方若需对本协议内容进行修改，可按照相关规定在每年机制电价竞价当月至当年 12 月内，向电网企业提出申请

进行重新签订。

第 7 章 其他

7.1 本项目机制电量对应绿证统一划转至省级专用绿证账户，由承担机制电量差价结算费用的用户共有。

7.2 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，协商不成的提请价格主管部门调解。

7.3 在本协议期内，如遇价格主管部门政策调整，从其规定。

(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：_____

