

贵州省发展和改革委员会 文件

贵州省能源局

黔发改价格〔2025〕659号

贵州省发展和改革委员会 贵州省能源局 关于印发《贵州省深化新能源上网电价 市场化改革实施方案（试行）》的通知

各市（州）发展改革委、能源局，贵州电网有限责任公司、贵州电力交易中心有限责任公司、有关经营主体：

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）精神，省发展改革委同省能源局研究制定了《贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，现予以印发，请遵照执行。执行过程中出现的情况和问题，请及时向省发展改革委、省能源局报告。

附件：贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案
(试行)

贵州省发展和改革委员会



贵州省能源局



2025 年 12 月 2 日

附件

贵州省深化新能源上网电价市场化 改革实施方案（试行）

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，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，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）精神，结合我省实际，制定本实施方案。

一、总体思路

以构建新型电力系统为目标，落实国家“双碳”战略，以市场化改革为核心，新能源上网电价全面由市场形成，坚持“价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调”，推动新能源上网电量全面入市，通过市场化机制优化资源配置，促进新能源高质量发展。

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实现。

二、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参与市场交易

集中式光伏、集中式风电、分布式光伏、分散式风电等所有风电、太阳能发电项目，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。

（二）完善现货市场交易和价格机制

1.明确新能源参与市场方式。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。鼓励具备条件的新能源聚合后报量报价参与现货市场。其余作为价格接受者按所在节点直接参与现货市场结算。

2.做好日前市场与实时市场衔接。加快实现新能源项目自愿参与日前市场；新能源全部上网电量参与日前可靠性机组组合和实时市场出清。

3.合理设定现货市场限价。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑省内工商业用户峰段电价上浮 20%、市场电

源发电成本等因素确定，申报、出清价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，后续根据市场运行情况适时调整；项目竞价上下限考虑合理成本、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、避免无序竞争等因素确定，并根据情况适时更新，在当年竞价通知中予以明确。

（三）健全中长期市场交易和价格机制

1.完善中长期市场交易规则。缩短中长期交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市，更好支持新能源全面入市交易。

2.健全适应新能源的中长期交易机制。实现各类电源公平参与市场，新能源与火电同台竞价，不得开展对特定用户实施优惠电价等的各类专场交易。允许交易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。新能源项目机制电量之外的上网电量，自主决定是否参与中长期电能量市场，不对其中长期合同签约比例进行考核。

3.合理确定中长期交易申报电量上限。新能源参与中长期交易的申报电量上限按有关规定明确的新能源交易限额扣减机制电量。

4.探索组织开展多年期交易。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。

指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。

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

新能源项目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机制电价的部分，由电网企业按月开展差价结算，结算费用纳入系统运行费，初期不再开展其他形式的差价结算。就近消纳项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。

（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. 存量项目

——项目范围，2025 年 6 月 1 日（不含）以前投产且未参与中长期交易的新能源项目。集中式风电、集中式光伏和分散式风电由省级能源主管部门负责确定名单，分布式光伏以项目的并网时间为准。2025 年 6 月 1 日起至本方案实施前，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。

——电量规模，妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，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上网电量的 80%，

其可在此范围内自主确定执行机制的电量比例，次年纳入机制电量比例不得高于上一年水平。

——机制电价，执行我省燃煤发电基准价 0.3515 元/千瓦时。

——执行期限，项目投产满 20 年后，不再执行机制电价。

2. 增量项目

——项目范围，2025 年 6 月 1 日（含）以后投产且未纳入机制电价的新能源增量项目。

——电量规模，2025 年首次竞价电量规模与 2024 年新能源非市场化比例适当衔接，具体规模在细则中予以明确。此后，我省每年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，以及用户承受能力等因素动态调整，并在竞价前予以公布。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。单个项目申请纳入机制的电量，不得超过其当期全部上网电量的 90%。对于竞价周期内已签约的中长期交易电量、绿电电量，相应调减竞价申报比例上限。

未投产但参与竞价的新能源项目需提交项目投产时间承诺书，实际投产时间较承诺投产时间晚超过 6 个月的，视为违约。违约方将承担违约责任，包括该项目投资方（以所属统一社会信用代码为准）在后续 1 年失去新能源项目竞价资格，同时该项目

当次竞价入选结果自动失效，并不得再参与后续竞价。

——竞价上下限，竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定下限。

——机制电价，新能源按同类型项目自愿参与竞价形成，竞价时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，但不得超出竞价限价范围；价格相同时，按申报时间的先后顺序确定入选项目，直至满足竞价总规模，入选的最后一个项目按申报比例全额成交。

——执行期限，增量新能源项目执行期限 12 年。

（六）新能源可持续发展价格结算机制的结算方式

1.明确分月机制电量结算规则。分月机制电量统一按年度机制电量规模比例进行结算，不跨月跨年清算。已结算的单一项目机制电量累计达到机制电量规模时，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，则当年缺额部分电量不进行跨年滚动。

2.明确市场交易均价计算规则。用于机制电量差价电费结算的市场交易均价，现货模式下，按照月度发电侧实时市场同类项目（光伏或风电）出清加权均价确定。

（七）新能源可持续发展价格结算机制的退出规则

已纳入机制的新能源项目，其机制电量可在每年开展竞价至年底前自主向电网企业申请次年及以后全部或部分退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿申请退出的部分，均不再纳入机制执行范围。

四、保障措施

（八）加强组织落实

省发展改革委、省能源局等部门要充分听取有关方面意见，周密组织落实，主动协调解决实施过程中遇到的问题；多渠道开展政策宣传培训，帮助各类经营主体熟悉交易、结算、竞价的规则和流程，提升新能源项目参与市场的能力，稳定市场投资预期。强化沟通协调，及时回应社会关切，凝聚改革共识。国家能源局贵州监管办公室要加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。电网企业做好结算和合同签订等相关工作，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

强化改革与政策协同。省内绿色电力采用双边协商和挂牌交易的方式，其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。不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。纳入机制的电量不重复获得绿证收益。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，

探索建立省级账户托管绿证的市场化分配机制。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，以报量不报价方式参与市场出清，代理购电产生的偏差电量按照现货市场价格结算。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，纳入电力平衡的新能源按照系统运行需要公平承担调节责任。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，确保新能源上网电价市场化改革政策平稳有序推进。

（十）做好跟踪评估

省有关部门和单位要密切跟踪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，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。

本方案自 2026 年 1 月 1 日起实施，现行政策与本要求不符的，以此为准。在本方案执行中，如遇国家政策调整，从其规定。

附表

现货市场及竞价上下限取值（试行）

序号	应用环节	名称	取值
1	现货市场	申报价格上限	1 元/千瓦时
2		申报及出清价格下限	-0.006 元/千瓦时
3	增量项目机制 电价竞价	风电、光伏项目竞价上限	0.3515 元/千瓦时
4		风电项目竞价下限	0.19 元/千瓦时
5		光伏项目竞价下限	0.25 元/千瓦时

注：

- 1.申报、出清价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，后续根据市场运行情况适时调整。
- 2.项目竞价上下限考虑合理成本、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、避免无序竞争等因素确定，并根据情况适时更新。

