贵州省2026年电力市场化交易实施方案

（征求意见稿）

为持续深化电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期交易与现货市场的有效衔接、省级市场与跨省跨区市场的有机融合、协同运行，稳妥有序推进2026年电力市场化交易工作，依据国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）和《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），国家发展改革委 国家能源局《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217号），南方区域电力市场和贵州电力市场相关规则及有关法律、法规、规定等文件，结合贵州电力市场建设情况，特制定本方案。

一、年度交易规模

按照国家相关要求，燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量（不含跨省跨区优先计划送电电量）的80%，同时考虑满足2026年非水电消纳责任权重21.3%的预期目标，安排2026年年度发电侧交易规模不低于750亿千瓦时（含绿电规模150亿千瓦时）；电力用户（含售电公司）不低于上一年度用电量（含售电公司代理用户上一年度用电量）的80%，安排2026年年度用电侧交易规模不低于600亿千瓦时。对未满足中长期签约比例要求的发用电侧主体按照发用电侧中长期交易偏差收益回收参数进行偏差收益回收。

新能源发电企业机制电量之外的上网电量，自主决定是否参与省内中长期电能量市场。

二、参与市场交易经营主体

在贵州电力交易中心（以下简称交易中心）完成入市注册的发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂等），可参与电力市场化交易。

落实国家关于有序推动全部工商业用户进入电力市场的要求，10kV及以上的工商业用户全部进入市场。

三、交易品种及组织方式

（一）交易品种

1. 电力中长期交易

指在电力中长期市场中开展的对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易。其中中长期市场是指符合市场注册条件的经营主体开展数年、年、月、月内（含周、多日）等不同时间维度的电能量交易的市场。绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分。

2. 电力现货交易

通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

1. 电网代理购电交易

电网企业可通过市场化方式采购燃煤机组电量和新能源电量，电网企业代理购电交易可通过年度、月度及月内挂牌开展，市场化机组均可摘牌，可挂正电量或负电量。

1. 发电合同转让交易

开展水电机组与燃煤发电机组委托发电合同转让交易。具体方案另行制定。

1. 电力需求响应交易

按照贵州省能源局关于印发《贵州省电力需求响应交易方案》的通知（黔能源运行〔2025〕33号）要求实施。

（二）交易组织方式

1.中长期批发市场采用双边协商、集中交易（竞价、滚动撮合、挂牌）等交易方式，交易周期主要包括多年、年、多月、月、多日等。其中双边协商交易按照年度、多月、月度开展，挂牌交易按照年度、多月、月度和多日开展，集中竞价交易按照多月、月度和多日开展。

年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物（允许交易年内多月电量），月度交易以次月、次月至当年年底内（含特定月份）的电量作为交易标的物、月内交易以D+2日至月底的电量作为交易标的物。

2.年度交易时，可开展汛期电网企业代理非市场机组挂牌交易，交易购售双方为市场化机组和电网企业（代理非市场机组）。电网企业需在交易开始前2个工作日内，披露非市场机组代发电量预测信息。

在年度电网代理购电挂牌交易中，电网企业在汛期月份挂牌负电量（非市场机组代发电量），由市场化机组摘牌，挂牌价格为年度电网代理购电价格。

电网企业预测次月非市场机组代发电量不足，可通过月度挂牌方式开展增量交易，电网企业挂牌次月负电量，市场化机组摘牌，挂牌价格为批发侧市场化直接交易签约加权均价，以燃煤市场化机组签订的中长期交易合同计算。电网企业预测次月非市场机组代发电量过多，可通过月度挂牌方式开展减量交易，电网企业挂牌次月正电量，市场化机组摘牌，批发侧市场化直接交易签约加权均价，以燃煤市场化机组签订的中长期交易合同计算。

电网企业代理非市场机组的日前出清电量按其中长期合约电量处理。

（三）交易时间

年度交易须在本年12月26日前完成，具体交易安排以交易中心发布的年度、月度及月内交易公告为准。

四、交易合同签订

（一）批发合同签订

1. 2026年贵州省电力中长期合同签约履约在贵州电力交易平台进行，经营主体按照规范合同范本线上签订合同。

2. 售电公司和电力用户在批发市场与发电企业、贵州电网公司统一签订年度三方电力中长期交易合同。

3. 燃煤发电企业以机组为单位、新能源企业以发电项目为单位签订中长期交易合同。

4. 月度和多日交易成交结果通知书视同为电子合同并作为执行依据，不再组织签订三方合同。批发侧交易合同、电网代理购电合同全部带分时曲线签订。

（二）零售合同签订

1. 零售用户须与售电公司签订零售穿透合同，在零售穿透合同中约定零售穿透比例及穿透结算价格。经双方协商一致，可按月调整零售合同电量、电价、穿透比例。穿透比例上限UL%为50%。

2. 零售用户应确保零售平台账号信息真实、准确、完整，账号名称、密码、手机号码、手机验证码等信息应妥善保管，不向他人泄露，不与他人共同使用账号，自主完成零售合同签署。若用户的管理员账号绑定的手机号码为售电公司人员，该售电公司三年内不得直接参与电力市场交易，该手机号码不能再用于电力市场账号注册。

3. 对于已直接参与市场交易的用户，其全部工商业电量均需通过市场直接购买，鼓励用户通过竞拍方式选择售电公司，未及时与售电公司签订 2026年零售合同或未参与批发市场交易的，按照电力市场保底售电有关规定，执行保底零售价格。

4. 零售用户和售电公司在贵州电力市场零售平台上签订生成的电子零售交易合同是贵州电力交易中心认可并执行的唯一合同依据，零售交易合同须分别明确电能量价格（价格形成机制）、绿证价格。零售合同范本由贵州电力交易中心负责制定，并另行发布。

五、价格及形成机制

（一）电力中长期交易价格机制

1. 电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场化方式形成。其中燃煤发电市场交易价格通过“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价格为0.3515元/千瓦时，上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易价格不受上浮20%限制。

2. 新能源市场价格按照《贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》及配套细则执行。

（二）电网代理购电价格机制

1. 电网企业代理购电采取年度挂牌交易方式的，价格按当年年度集中竞价交易加权平均价格确定，如未开展年度集中竞价或集中竞价电量占年度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%，挂牌价格按照年度批发侧市场化直接交易签约均价执行，以燃煤市场化机组签订的中长期交易合同计算。

2. 电网企业代理购电采取月度、月内挂牌交易方式进行的，挂牌价格按上月月度集中竞价交易加权平均价格确定。如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%，代理购电价格按上月批发侧市场化直接交易签约均价执行，以燃煤市场化机组签订的中长期交易合同计算，需包含年度交易分解到月度交易合同。

六、交易结算

（一）结算周期及模式

电力批发市场采用“日清月结”“月度平衡”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清分临时结算结果，发用电侧分开解耦结算，各经营主体合同电量和偏差电量分开计算，统一结算。以月度为周期出具结算依据，开展电费结算，根据需要开展退补清算。零售市场以月度为周期开展结算，并出具结算依据。

（二）绿电结算

电力用户与新能源企业发电项目开展绿色电力交易时，按照证电分离方式结算，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，即按照合同电量及偏差电量结算方式开展电能量结算，环境溢价费用按照每笔绿色电力交易合同的电力用户或售电公司的实际分配用电量、发电企业的上网电量扣减机制电量后剩余上网电量实际分配量以及双方之间的合同电量三者取小确定，获取相应电量的绿证。

（三）作为价格接受者的新能源发电企业结算

未参与交易且不报量不报价的新能源发电企业作为价格接受者直接参与现货市场结算，由电网企业进行结算。未参与交易的新能源发电企业指从未参加过中长期和日前现货申报或从未参加过日前现货申报的新能源发电企业。

七、其他关键机制

（一）新能源参与市场衔接机制

新能源发电企业（风电、太阳能发电）上网电量按照《贵州省关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案》要求全面入市，做好具体衔接。

1. 新能源中长期年、月净合约电量上限

调整新能源发电企业中长期月度净合约电量上限，为近三年该类型机组同期月份平均发电利用小时数乘以装机容量乘以（1-机制电量比例），按月累加得到中长期年度净合约电量上限。对于新投产新能源发电企业签约限额按照其承诺投产日期容量计算限额，对于100%机制电量的新能源置零处理。近三年该类型机组同期月份平均发电利用小时数由调度机构在每年11月底前提供。如在年度交易前，仍未组织明确机制电量比例，新能源项目的机制电量比例按照《贵州省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》中关于存量项目和增量项目的电量规模要求确定。

1. 新能源电量参与跨省优先发电计划

（1）已参与市场化交易的新能源电量参与跨省优先发电计划电量安排，根据跨省优先发电计划电量中新能源所承担比例折算的新能源企业年度和月度总电量计划，按照新能源发电企业中长期年度净合约电量上限比例分解至各新能源企业，形成各新能源企业年度和月度电量计划。

（2）现货市场运行期间，贵州电力交易中心在D-2日前，将广州电力交易中心提供的D日贵州送广东“网对网”跨省优先发电计划小时电量，按以下方法分解到具体电厂：织金电厂织金送深电量按照广州电力交易中心月度交易计划中毕节送深电量进行日均分解，再按D日贵州送广东“网对网”跨省优先发电计划小时电量曲线分解；其余发电企业根据D日贵州送广东 “ 网对网”跨省优先发电计划小时电量扣减织金送深小时电量 后，按承接“网对网”跨省优先发电计划比例分解到发电企业，燃煤发电企业再按照容量比例分解到机组，新能源发电企业按照容量比例分解到项目，并推送至各发电企业。D-1日10:30前，各燃煤发电厂间或各新能源发电企业间可调整并确认各机组或项目跨省优先发电计划电量，逾期未调整确认的，默认采用上述分解结果。燃煤发电厂和新能源发电企业间不允许进行调整。

3. 新能源现货现货申报要求

现阶段，新能源场站以“报量报价”“报量不报价”“不报量不报价”三种方式参与现货市场。“报量报价”和“报量不报价”的新能源项目须按月选择是否参与日前现货市场。

（二）电力用户批零转换机制

电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。电力用户默认为零售用户，未签订零售合同或零售合同在本季度末月内执行完毕的用户，可在上一季末月20日前选择参与批发市场，参与批发市场的电力用户需明确其开展电力中长期批发交易的起始月份和终止月份，并按要求开通批发交易起始月份首日作为运行日的区域市场现货申报权限，同步纳入中长期交易范围。对未及时取消本月区域市场现货申报权限的用户，在本月内继续参与现货交易，可同步参加月内多日中长期交易。

未在规定时间内选择参与批发市场或已取消区域市场现货申报权限的用户作为零售用户，按季签订零售合同参与零售市场，未签订零售合同的用户纳入保底售电。零售用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，电力用户全部电量通过该售电公司购买。合同最小周期为月。

（三）偏差处理机制

非现货环境下，参与市场化交易的新能源企业，超发电量结算价格=发电侧下调服务电量加权均价×K1，K1为发电侧超发电量惩罚系数。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以K1结算超发电量；如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%（不含），以批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以K1结算超发电量。

八、保障措施

**（一）加强组织实施。**省能源局与有关部门、电网企业和市场运营机构等做好工作衔接，建立工作机制，指导市场化交易具体工作推进。协调解决工作推进中出现的相关问题，按照有关规定履行主管职责。

**（二）强化宣传引导。**各市、县（市、区）电力市场化交易主管部门和电网企业要积极组织辖区内电力用户、发电企业参与电力市场交易，做好宣传和引导工作。市场运营机构要按照本方案要求，及时开展政策宣贯工作，组织做好贵州电力市场交易各项工作。

**（三）建立健全市场风险防控机制。**贵州电力市场成员要强化风险意识，落实好防控措施，共同保障电力市场平稳运行和电力系统安全稳定运行。各经营主体要诚信经营、理性决策，依法合规参与电力市场交易，在合同签订时建立风险共担利益共享的机制，畅通价格传导。市场运营机构要加强市场风险警示，加强合同登记备案和结算管理，维护经营主体合法利益，对异常交易行为、价格的经营主体予以公开提醒。

九、其他事宜

（一）本方案由省能源局负责解释。

（二）遇国家及省政策调整或重大市场变化，按最新政策规定执行。

附录：

贵州省内电力市场参数取值设置

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **参数名** | **参数取值** | **备注** |
| 1 | 发用电侧中长期偏差收益回收阈值u% | 85% | 原值95% |
| 2 | 发用电侧中长期偏差收益回收允许负偏差范围 v% | 5% |  |
| 3 | 燃煤机组连续最小开停机约束 | 连续最小开机时间约束设置 5 天、连续最小停机时间约束 3 天 |  |
| 4 | 发用电侧中长期偏差收益回收系数 h | 1.1 | 原值1 |
| 5 | 用户侧日前市场申报电量允许偏差比例**0 |  0.2 |  |
|  6 | 限高不补偿最低比例（限高容量占机组额定容量比例） | 10%(发布电力供应预警期间按0%) |  |
|  7 | 运行补偿电费（含启动补偿费用）度电分摊上限 M | 0.2 分/千瓦时 |  |
|  8 | 机组限低考核系数α2 | 0.05 |  |
|  9 | 同一自然月内同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和 N | 32 |  |
|  10 | 二级价格限值持续时间阈值 L | 10 天 |  |
|  11 | 二级价格限值 | 0.695元/千瓦时 |  |
|  12 | 发用电侧现货收益调节 k1 | 15% | 原值3% |
|  13 | 新能源企业现货收益调节 k2 | 100% | 原值20% |
|  14 | 用户侧（含电网代理购电）超用电量惩罚系数 U11 | 1 |  |
|  15 | 用户侧（含电网代理购电）超用电量惩罚系数 U12 | 1.02 |  |
|  16 | 用户侧（含电网代理购电）超用电量惩罚系数 U13 | 1.02 |  |
|  17 | 用户侧（含电网代理购电）少用电量惩罚系数 U21 | 1 |  |
|  18 | 用户侧（含电网代理购电）少用电量惩罚系数 U22 | 0.98 |  |
|  19 | 发电侧超发电量惩罚系数 K1 | 1 |  |
|  20 | 发电侧少发电量惩罚系数 K2 | 1.02 |  |
|  21 | 发电侧非自身原因少发电量惩罚系数 K3 | 1 |  |
|  22 | 储能的月度净合约上限调整参数 y | 2 |  |
|  23 | 储能的月度累计合约上限调整参数 f3 | 1.5 |  |
|  24 | 风光申报上限调节系数 f | 1.2 |  |
|  25 | 累计合约调整参数 f2 | 1.5 |  |
|  26 | 储能日均充放电循环次数 | 1 |  |
|  27 | 中长期合约燃煤成交价格上限 D1 | / |  |
|  28 | 中长期合约燃煤成交价格下限 D2 | / |  |
|  29 | 零售穿透比例下限 LL% | 10% |  |
|  30 | 零售穿透比例上限 UL% | 50% |  |

备注：其他参数按照区域执行。