

贵州电力市场中长期电能量交易
实施细则
（试运行 V2.0 版）

1 总述

1.1 为规范开展场内集中交易与场外双边协商交易互补、典型分解曲线合同与自定义曲线合同相结合的中长期电能量市场交易，提供多频次组织的年、月、周等交易品种，实现贵州电力中长期电能量市场与南方区域电力现货电能量市场有效衔接，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《贵州电力中长期交易规则》（黔监能市场〔2022〕8号）、《南方区域电力市场运营规则》、《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》和有关法律、法规、规定，制定本细则。

1.2 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、电网企业（作为代理购电方）、售电公司等经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的交易标的周期为日以上的电能量交易，包括年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、多日电能量交易。

1.3 贵州电力中长期交易遵循以下原则：

（1）安全可靠。组织开展贵州电力中长期交易应满足电力供应安全有序和电力系统安全稳定的要求。

（2）竞争有序。贵州电力中长期交易面向经营主体公

平开放，充分发挥市场在电力资源优化配置中的决定性作用。

（3）低碳绿色。贵州电力中长期交易应服务国家“双碳”目标，落实西电东送战略，促进清洁能源消纳，实现电力系统经济运行、电力资源优化配置。

（4）统一规范。贵州电力中长期交易坚持统一规则、统一流程和统一标准。

（5）协同高效。贵州电力中长期交易省内市场与南方区域跨省市场有序衔接，电力中长期交易市场与现货市场、辅助服务市场等有序衔接。

1.4 市场成员应严格遵守本细则，自觉维护市场秩序，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

1.5 本细则适用于贵州电力市场现货环境下电力中长期交易。

2 经营主体

2.1 参与贵州电力市场中长期电能量交易的经营主体包括符合准入条件，并完成准入注册的各类电力用户、售电公司、发电企业、负荷聚合商、储能企业（包括新型储能、抽水蓄能电站）等。

2.2 贵州的经营主体在广州电力交易中心履行注册登记手续后，即获得跨区跨省电力中长期交易资格。各经营主

体在履行能源主管部门明确的保供应、保安全、保消纳要求的前提下，可自主选择参与跨省电力中长期交易。

2.3 现阶段电网企业代理暂未直接从电力市场购电和已直接参与电力市场交易又退出的工商业用户，依据电网代购相关规定参与购售电交易。

2.4 贵州电力交易中心根据首注负责制要求，负责对市场注册有关材料进行完整性审查，负责办理经营主体首次注册手续。

2.4.1 贵州符合准入条件的经营主体，可自愿在相应的电力交易机构办理市场注册，按照规定履行承诺、公示、备案等程序。经营主体应保证注册资料的真实性、完整性，并持续满足注册条件。

2.4.2 同一个经营主体（企业法人单位）需要以不同的经营主体类别参与电力交易的，应按照不同的经营主体类别分别办理市场注册。

2.4.3 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，贵州电力交易中心可组织已注册经营主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

2.4.4 经营主体注册信息发生变更时，应及时向首次注册的电力交易机构提出变更申请。其中，涉及重要注册信息发生变化的售电公司，应再次履行承诺、公示程序。

2.5 电力用户在电网企业办理供电业务，涉及用户名

称、报装容量、用电类别、电压等级等注册信息发生变化的，应同时在电力交易机构办理市场注册信息变更手续。注册信息变更期间，电网企业应向电力交易机构提供分段计量数据。

2.6 经营主体原则上不得自行退出市场；符合国家和所在省区政府规定情形的，妥善处理其全部合同义务后可按规定办理退市手续。无正当理由退市的经营主体，原法人以及其法人代表三年内均不得直接参与南方区域电力市场交易。

2.7 贵州电力交易中心根据国家和政府有关规定履行市场运营监控和风险防控职责，采取有效风险防控措施。

2.8 贵州电力交易中心根据南方区域统一的经营主体信用评价制度、统一经营主体信用等级评价标准，定期评价本省经营主体信用状况。

2.9 贵州电力交易中心负责配合做好电力交易相关数据存储，确保信用管理基础数据和信息可查询、可追溯，接受经营主体的监督与质询，相关数据存档不少于五年

2.10 贵州电力交易中心按规定拟定履约保函、保险管理制度，建立售电公司履约额度跟踪预警机制，负责履约保函、保险单的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序。

2.11 参加中长期市场的售电公司须与零售用户签订零

售合同并提交贵州电力交易中心登记备案、建立零售关系后方可参与交易。

2.12 零售用户按照零售交易细则参与零售交易，零售交易细则另行制定。

2.13 经营主体在参与区域电力市场交易过程中，存在滥用市场力、严重违反规则等扰乱市场秩序的不良交易行为时，由国家能源局贵州监管办公室依法依规处理。

3 基本要求

3.1 交易品种库

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.1 条所述，参照南方区域电力市场中长期电能量交易统一品种库，结合贵州电力市场实际，形成省内各类电能量交易品种。

3.1.1 执行周期

3.1.1.1 根据交易标的物执行周期不同，贵州中长期电能量交易品种划分为年（多年）、月（多月）、周（多周）、多日交易品种等。

（1）年度交易时，组织执行周期为年、多年的各类交易。合同执行周期为年时，交易标的应包含次年年度总量、1-12 月的分时曲线，部分月份分时曲线可以为零。

（2）月度交易时，组织执行周期为月和多月交易的各类交易。经营主体通过选择首、末月份，确定执行周期。

当执行周期为多月时，交易标的须包含次月至年底前任一月份的总量、分时曲线，部分日期分时曲线可以为零。执行周期为月时，交易标的仅包含次月总量、分时曲线，部分日期分时曲线可以为零。

（3）周交易时，可以组织执行周期为周和多周交易的各类交易。经营主体通过选择首、末日，确定执行周期。当执行周期为多周时，交易标的须包含次周至月底前一周的总量、分时曲线，部分日期或时段的分时曲线可以为零。执行周期为周时，交易标的仅包含次周总量、分时曲线，部分日期或时段分时曲线可以为零。

（4）多日交易时，结合电力保供应、清洁能源消纳等市场交易需求，可以组织执行周期为多日的各类交易。经营主体可通过选择月内首、末日，确定执行周期，交易标的须包含合同执行周期内的总量、分时曲线，部分日期或时段的分时曲线可以为零。

3.1.2 交易标的

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.1.2 条所述，省内中长期电能量交易分为发用经营主体之间直接开展的电量直接交易和合同电量转让交易。

3.1.2.1 电量直接交易是指发电企业作为售电方，售电公司、批发用户、电网企业（代理购电）作为购电方的电能量交

易。省内电量直接交易包括省内市场交易电量、电网代理购电交易电量。

（1）跨省优先发电计划电量是指根据国家指令性计划、地方政府框架协议确定的电量。

（2）跨省中长期市场化交易电量是指跨省优先发电计划电量之外，由广州电力交易中心组织的，利用省间输电通道富余能力赠送的电量。

（3）省内市场交易电量是贵州电力交易中心组织的，经营主体在省内集中交易、双边协商交易等交易所交易的电量。

（4）电网企业代理购电交易电量是暂未直接从电力市场购电和已直接参与电力市场交易又退出的工商业用户由电网企业代理参与电力市场购电电量。

3.1.2.2 合同电量转让交易是指经营主体之间，对已持有的交易合同电量进行相互转让的交易。省内合同电量转让交易合同包括发电合同、用电合同电量转让。

（1）发电合同是指发电企业在贵州电力中长期电能量市场形成的交易合同，包括：省内市场交易合同、电网代理购电交易合同。

（2）用电合同是指电力用户、售电公司在贵州中长期电能量市场形成的交易合同。

3.1.2.3 合同电量转让交易过程中不改变原合同电量的

性质和类别，与原合同相关的电量电费分摊、分享以及考核电费，随合同电量转让交易同步转移至合同受让主体及交易时段。

3.1.3 交易组织方式

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.1.3 条所述，贵州电力中长期电能量交易采用双边协商交易和集中交易两种方式，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

3.1.3.1 双边协商交易是指经营主体间通过自主协商形成交易结果的交易方式，由合同双方在规定时间节点前通过南方区域统一电力交易平台完成交易申报与确认，采用自定义分解曲线，经交易校核通过后生效。

3.1.3.2 集中竞价交易是指设置交易报价截止时间，南方区域统一电力交易平台汇总经营主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果，采用典型分解曲线，经交易校核通过后生效。

3.1.3.3 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，南方区域统一电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，采用典型分解曲线，经交易校核通过后生效。

3.1.3.4 挂牌交易是指经营主体通过南方区域统一电力交易平台，将需求电量或者可提供电量的数量和价格等信息对外

发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。采用自定义分解曲线，经交易校核通过后生效。

3.1.3.5 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易连续开市，以集中竞价形式开展的电力中长期交易定期开市。

3.1.4 参与方式

3.1.4.1 发电企业、售电公司、批发用户可自主通过双边协商、集中交易方式参与省内电量直接交易、合同电量转让交易，成交电量、价格、电力曲线等通过市场机制形成。

3.1.4.2 燃煤发电企业、电网企业通过集中交易方式参与电网代理购电交易。

3.1.4.3 发电企业当前阶段通过“网对网”方式参与跨省中长期交易、承担跨省送电偏差经济责任，下一步根据跨省优先计划放开要求，可通过“点对网”、“点对点”方式参与跨省中长期交易。

3.1.4.4 可以并入周边省区电网送电的发电机组，在执行完省内市场化交易合同后，方可并入周边省区电网送电。在并入周边省区电网送电期间，其与周边省区签订的中长期交易合同物理执行，合同偏差处理等依据合同约定执行。

3.1.4.5 目前，贵州水电企业只参加水火发电权交易，

条件成熟后再有序推进水电企业参加中长期电能量交易，相关规则另行制定。

3.1.4.6 其他周边企业，视同为省内电力用户，可选择作为批发用户参与省内中长期交易、现货交易，也可参加零售交易。

3.2 跨省中长期交易衔接

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.2 条所述，跨省中长期电量交易由广州电力交易中心组织开展，跨省优先发电计划、跨省中长期市场化交易合同在省内经营主体之间的合同电量转让交易，根据广州电力交易中心统筹安排组织开展。贵州省内经营主体的跨省中长期交易电量，按如下原则衔接：

3.2.1 能源主管部门负责将跨省优先发电计划、“网对网”跨省中长期市场化交易电量分解到发电机组，明确跨省中长期交易的执行责任主体。各发电机组跨省中长期交易分时电力曲线需与跨省优先发电计划、“网对网”跨省中长期市场化交易合同中约定的分时电力曲线一致。

3.2.2 贵州电网公司市场营销部门负责在南方区域统一电力交易平台中分别填报各发电机组的跨省优先发电计划、“网对网”跨省市场交易合同电量及分时电力曲线。

3.3 省内电力中长期交易

3.3.1 电能量直接交易

3.3.1.1 电能量直接交易采用双边协商交易、集中交易的方式，以差价合约形式，按照年度（多年）、月度、月内（含周、多日、日）的顺序开展。

3.3.1.2 电网代理购电采取集中交易的方式，以差价合约形式，按照年度、月度、月内（含周、多日）的顺序开展。

3.1.3.3 经营主体应在其发电能力、用电需求范围内开展交易。

3.1.3.4 省内电力中长期交易按照中长期交易规模不低于一定比例（k%）组织开展交易，具体比例（k%）按国家及贵州省相关政策文件执行。

3.3.2 合同电量转让交易

3.3.2.1 合同电量转让交易采用双边协商交易、集中交易的方式，按月组织开展。

3.3.2.2 发电合同电量转让交易仅在发电企业之间开展，发电企业可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的发电企业可受让合同电量，且受让电量不得超过发电企业的剩余发电能力。

3.3.2.3 用电合同电量转让交易仅在售电公司、批发用户之间开展。售电公司、批发用户可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的售电公司、批发用户可受让

合同电量，且受让电量不超过售电公司、批发用户的剩余用电需求。

3.3.3 水火发电权交易

为吸纳清洁能源发电及火电企业因非自身原因导致发电计划不满足市场化交易计划电量时，可开展水火发电权交易，也可采用相关部门制定的其他方式进行处理。

3.3.4 绿色电力交易

绿色电力交易相关规则另行制定。

3.4 合同要素

3.4.1 交易单元

3.4.1.1 根据《南方区域电力市场运营规则》第二十二条款所述，发电侧并网主体按照交易单元参与电力市场。原则上，风电、光伏、水电等类型电厂以接入同一个上网节点、执行相同标准补贴政策、且属于同一法人单位的发电机组为一个交易单元参与电力市场；燃煤、核电等类型电厂以机组为交易单元参与电力市场；燃气等类型电厂以套机为交易单元参与电力市场，对于接入不同上网节点的，则以机组为交易单元参与电力市场。储能、虚拟电厂等新兴主体另行制定。

3.4.1.2 售电公司和批发用户以法人单位为交易单元参与中长期交易，非独立法人的批发用户经法人单位授权，可作为交易单元参与中长期交易。

3.4.1.3 中长期交易的成交双方不能为同一交易单元。

3.4.2 合同周期

中长期合同的起止时间，以完整日历日为基本单位。

3.4.3 合同电量

中长期合同周期内交易的总电量。

3.4.4 分解曲线

合同电量的分解曲线，用于合同电量在合同周期内的分解。

3.4.5 交易价格

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第4条所述，市场交易价格包括脱硫、脱硝、除尘，是否包含超低排放价格由贵州省发展改革委进行明确，并按照国家有关规定执行。燃煤发电市场交易价格执行“基准价+上下浮动”价格机制。

3.4.6 结算参考点

3.4.6.1 购售电双方在结算参考点约定中长期合同的交割电量、电价，现货环境下，中长期合同的阻塞费用，根据购售电主体所在位置现货价格与结算参考点现货价格的差值结算。

3.4.6.2 现阶段贵州跨省优先发电计划、跨省中长期市场化交易根据省间送出侧关口设置统一的结算参考点，省内中长期交易设置统一的结算参考点；条件成熟后，允许经营主体自行选择结算参考点。

3.5 分解曲线

3.5.1 自定义分解曲线

自定义分解曲线由经营主体自主提出，将合同电量在合同周期内转换为分时电量。

3.5.2 典型分解曲线

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.5 条所述，贵州电力市场典型分解曲线由贵州电力交易中心会同调度机构根据统调负荷特性、用户负荷特性、发电特性等制定发布，将合同电量在合同周期内转换为分时电量，包括年度、月度、周典型分解曲线。

3.5.2.1 曲线比例

(1) 年度分月电量比例 (Y)：年度分月电量比例。

(2) 分日电量比例 (M)：工作日、周六、周日、节假日等多种典型日的电量比例。

(3) 日分时电量比例 (D)：

日分时电量比例 D1：将日电量平均分解至 24 小时的电量比例。

日分时电量比例 D2：将日电量平均分解至每日峰时段的电量比例。

贵州电力交易中心可根据市场需要采用其他日分时电量比例，具体以贵州电力交易中心发布的交易公告为准。

3.5.2.2 分解方式

(1) 年度典型分解曲线包括 Y+M+D1、Y+M+D2 等形式，用于年度市场合同电量的分解：按照年度分月电量比例（Y）和分日电量比例（M），将年度市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例（D），将分日电量转换为分时电量。

(2) 月度典型分解曲线包括 M+D1、M+D2 等形式，用于月度市场合同电量的分解：按照分日电量比例（M），将月度市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例（D），将分日电量转换为分时电量。

(3) 周典型分解曲线包括 M+D1、M+D2 等形式，用于周的市场合同电量的分解：按照分日电量比例（M），将周的市场合同电量转换为分日电量，再按日分时电量比例（D），将分日电量转换为分时电量。

4 价格机制

4.1 市场化价格形成机制

4.1.1 集中竞价

集中竞价采用边际出清方式形成价格。

将买方申报按价格由高到低排序、卖方申报按价格由低到高排序，依次配对形成交易对。

交易对价差=买方申报价格 - 卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报

时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。以最后一个成交对的买方申报价格、卖方申报价格的算数平均值作为集中竞价阶段的统一成交价格。

4.1.2 滚动撮合

南方区域统一电力交易平台按不同标的进行即时自动匹配撮合，对于提交的买方申报，将未成交的卖方申报按价格由低到高排序，依次与之配对形成交易对。对于提交的卖方申报，将未成交的买方申报按价格由高到低排序，依次与之配对形成交易对。交易对价差=买方申报价格 - 卖方申报价格，当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

滚动撮合阶段可成交交易对的成交价格计算方法如下：

（1）前一笔交易成交价格大于等于买方申报价格时，成交价格为买方申报价格；

（2）前一笔交易成交价格小于等于卖方申报价格时，成交价格为卖方申报价格；

（3）前一笔交易成交价格小于买方申报价格且大于卖方申报价格时，成交价格为前一笔交易成交价格；

（4）集中竞价成交价格作为滚动撮合阶段第一笔交易成交价格。当集中竞价阶段未形成成交价格时，滚动撮合阶段首

个可成交交易对的买方申报价格和卖方申报价格的算术平均值作为滚动撮合阶段第一笔交易成交价格。

4.1.3 双边协商和挂牌

（1）双边协商成交价格（含价格形成机制）由双方在合同中协商确定；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格机制。

（2）双边协商交易，鼓励购售电双方采用与主要产品价格或电煤价格挂钩的交易电价联动机制，鼓励采用年度阶梯电价定价机制。

4.2 电网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%，挂牌价格按照直接交易电力用户（含售电公司）签订年度双边协商、集中交易等合同加权平均价格执行。挂牌成交电量无法满足需要时，按燃煤发电机组剩余发电能力等比例分摊，价格按挂牌价格执行。

电网企业预测次月电量不足，可通过月度挂牌方式开展增量交易，电网企业挂牌次月电网代购增量，燃煤发电机组摘牌。挂牌成交电量不足部分由燃煤发电机组按当月剩余发电能力等比例承担。挂牌价格按当年交易实施方案中明确的月度电网代理购电价格执行。

电网企业预测月内电量不足，可通过周（多日）挂牌方式

开展增量交易，电网企业挂牌，燃煤发电机组摘牌。挂牌成交电量不足部分由燃煤发电机组按月度剩余发电能力等比例承担。挂牌价格按当年交易实施方案中明确的月度电网代理购电价格执行。

电网企业预测次月已成交的电网代理购电量过多，可通过月度交易挂牌卖出。电网企业挂牌次月电网代购电量，由次月有年度电网代理购电合约的燃煤发电机组摘牌。月度减量交易仅针对年度电网代理购电分解至月度合同电量，电网企业挂牌电量不能大于年度电网代购分解至月度的电量，燃煤发电机组摘牌电量不能大于次月年度电网代理购电净合同电量。挂牌成交电量不足部分由次月有年度电网代购合约的燃煤发电机组按净合约电量等比例承担。挂牌价格按年度电网挂牌价格执行。

电网企业预测月内电量过多，可通过周（多日）交易挂牌卖出，由有电网代购电量的燃煤发电机组摘牌。挂牌成交电量不足部分按燃煤机组电网代购净合约电量等比例承担。周（多日）电网代购挂牌，电网企业一次只能选择一份电网代购合约电量进行挂牌，先开展月度或多日增量交易电量挂牌卖出，如上月无增量交易电量，或上月增量交易电量摘牌完成后仍不满足调减要求的，可对年度电网代理购电分解至月度的电量通过多日交易挂牌卖出。价格按对应电网代购合约价格执行。燃煤机组摘牌电量不能大于对应电网代理购电净合同电量。

4.3 直接参与市场交易电力用户和电网企业代理购电用户的用电价格由直接交易价格或代理购电价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

4.4 市场化交易用户峰谷电价政策按照政府相关文件及当年交易方案规定执行。

5 交易组织

5.1 交易组织原则

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》5.1.条所述，贵州电力中长期交易按如下原则组织开展：

5.1.1 电能量交易通过南方区域统一电力交易平台开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以南方区域统一电力交易平台接收到的申报信息为准。

5.1.2 同一经营主体可根据生产消费需要，选择购入或售出电能量。任何一次交易组织中，同一经营主体在集中交易过程中不能同时以购电主体和售电主体参与相同合约周期内的交易。

5.1.3 在电能量交易中，电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加同一电力交易品种的批发和零售交易。

5.1.4 中长期电能量交易均需约定电力曲线。购售电主体也可参照用电侧历史用电曲线、清洁能源消纳预期、用电需求等，自行协商确定电力曲线。贵州电力交易中心可提供典型曲线作为参考。

5.1.5 为应对清洁能源出力波动，防范市场风险，综合考虑来水预测、电力电量平衡、网络安全约束、检修计划等因素，合理确定电厂发电能力；综合考虑电网检修、历史用电量、生产计划等因素，合理确定电力用户、售电公司用电需求。

5.1.6 交易的限定条件必须在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

5.1.7 贵州电力交易中心负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的经营主体优先完成可再生能源电力消纳量相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应当向贵州电力交易中心作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

5.1.8 省内中长期电能量交易的基本流程包括交易准备、交易公告、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

5.1.8.1 交易准备。贵州电力交易中心根据电力电量平衡以及供需形势等进行省内电力中长期交易准备。

5.1.8.2 交易公告。定期或连续开市的交易，应提前 1 个工作日发布交易公告，不定期开市的交易，应提前 5 个工作日发布交易公告。交易公告内容包括：交易品种名称、交易标的、参与经营主体、申报起止时间、申报要求或交易限定条件、市场参数、交易方式、价格形成机制等。

5.1.8.3 交易申报。经营主体通过南方区域统一电力交易平台申报电力、电量和价格。

5.1.8.4 交易出清。按照交易规则，贵州电力交易中心在电力调度机构提供的安全约束条件下开展交易出清，形成无约束交易结果。

5.1.8.5 交易校核。中长期无约束交易结果由贵州电力交易中心进行交易校核，包括发电能力校核、用电需求校核、异常量价校核等

5.1.8.6 结果发布。贵州电力交易中心发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布 1 个工作日内向贵州电力交易中心提出，由贵州电力交易中心在 1 个工作日内给予解释。

5.2 交易约束条件

5.2.1 交易电量约束

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第

5.2 条所述，对贵州电力中长期电能量交易进行交易电量约束，具备条件时按以下方式进行约束。

5.2.1.1 月度净合同量约束

月度净合同量是指经营主体所交易标的月合同电量的代数和。

（1）月度净合同量计算

发电机组标的月净合同量=标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省优先发电计划电量- Σ 买入标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量- Σ 买入标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月电网代购市场电量- Σ 买入标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月市场电量- Σ 买入标的月市场电量

批发用户/售电公司标的月净合同量= Σ 买入标的月市场电量- Σ 卖出标的月市场电量。

（2）月度净合同量上限

经营主体的月度净合同量上限按照以下方法确定。

1) 发电侧

①年度（分月）交易

年度省内交易分月平均小时数=年度省内市场电量总规模×分月电量比例/（ Σ 直接参与市场交易的机组（简称直接交易机组，下同）分月有效容量×容量系数）

燃煤发电机组月度省内市场净合同量上限 = 年度省内交易分月平均小时数 × 机组有效容量 × 容量系数 × [k0 - k1 × (机组发电标煤耗 - 全省分月平均发电标煤耗) / 全省分月平均发电标煤耗]

机组有效容量 = 机组装机容量 × (全年天数 - ∑ 分月全厂等效非计划停运天数) / 全年天数

各机组有效容量下限为装机容量的 85%。

② 月度（含月内）交易

发电机组月度净合同量上限 = min{[发电机组月度省内交易申报电量上限 + 跨省优先发电计划分月电量 + 年度跨省中长期市场化交易分月电量 + 标的月电网代购市场电量 + 年度省内市场分月电量 + ∑ 卖出标的月优先发电计划电量 - ∑ 买入标的月优先发电计划电量 + ∑ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量 - ∑ 买入标的月跨省中长期市场化交易电量 + ∑ 卖出标的月电网代购市场电量 - ∑ 买入标的月电网代购市场电量 + ∑ 卖出标的月省内市场电量 - ∑ 买入标的月省内市场电量], 发电机组可用装机容量 × 负荷率上限 × 24 × 当月天数 × (1 - 厂用电率) }

其中：

月度省内市场交易平均小时数 = (月度省内市场用户总用电需求 - 可再生能源成交电量) / (∑ 直接交易机组装机容量 × 容量系数)

燃煤发电机组月度省内市场电量上限=燃煤发电机组装机容量×容量系数×月度省内市场交易平均小时数× $[k_0-k_1\times(\text{机组发电标煤耗}-\text{全省平均发电标煤耗})/\text{全省平均发电标煤耗}]$

发电机组月度省内交易申报电量上限=月度省内市场电量上限-已有省内市场电量（不含合同转让交易结果），为负取 0。

发电机组净合同量下限为 0。

2) 用户侧

①年度交易

售电公司月度净合同量上限= $\min\{(\text{历史同期月份实用电量}\times y_2), \text{履约保函对应信用额度年度市场电量}\times \text{分月电量比例}\}$

批发用户月度净合同量上限=历史同期月份实用电量×
y2

②月度（含月内）交易

售电公司月度净合同量上限= $\min\{\text{所申报次月用电需求}, \text{履约保函对应信用额度年度市场电量}\times \text{所申报次月分月电量比例}\}$

批发用户月度净合同量上限=所申报次月用电需求。

批发用户/售电公司月度净合同量下限均为 0。

(3) 发布与调整

贵州电力交易中心按月计算发布经营主体月度净合同量上限。因净合同量上限调整，导致经营主体已持有月度净合同量超过上限时，由贵州电力交易中心负责通知经营主体在规定时间内处理。贵州电力交易中心对代理关系变更及其合同进行监控，发现代理关系异常的，按相关规定及时处置，并报国家能源局贵州监管办公室和贵州省能源局。

其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向贵州电力交易中心提出申请，贵州电力交易中心组织调度机构、供电企业等相关单位核实后，提出处理建议，经国家能源局贵州监管办公室和贵州省能源局同意后执行。

5.2.1.2 月度累计交易量约束

月度累计交易量是指经营主体买入和卖出标的月合同电量的绝对值之和。

(1) 月度累计交易量计算

发电机组标的月累计交易量=标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 买入标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 买入标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 卖出标的月电网代购市场电量+ Σ 买入标的月电网代购市场电量+ Σ 卖出标的月市场电量+ Σ 买入标的月市场电量

批发用户/售电公司标的月累计交易量= Σ 买入标的月市场电量+ Σ 卖出标的月市场电量

（2）月度累计交易量上限

发电机组月度累计交易量上限=（发电机组月度省内交易申报电量上限+年度省内市场合同分月电量）×调整参数 f_2 +标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 买入标的月跨省优先发电计划电量+ Σ 卖出标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 买入标的月跨省中长期市场化交易电量+ Σ 卖出标的月电网代购市场电量+ Σ 买入标的月电网代购市场电量

用户侧月度累计交易量上限=月度净合同量上限×调整参数 f_2

（3）发布与调整

贵州电力交易中心按月计算发布经营主体月度累计交易量上限，于交易前发布经营主体月度累计交易量上限。

5.2.1.3 可申报电量约束

（1）基本要求

1) 贵州电力交易中心根据经营主体月度净合同量上下限、月度累计交易量上限、信用额度对应可交易电量及历史交易情况，计算并发布其可申报电量额度。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

2) 经营主体在进行交易申报时，月以上合同电量分解至月度后须满足各月可申报电量额度，跨月合同电量按日所属月

份计入月度合同电量后须满足月度可申报电量额度。

3) 发电企业应根据自身发电能力进行交易申报。电量交易时，除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内进行申报，同时申报电量不得超过其剩余最大发电能力。合同交易时，出让合同申报电量不得超过已成交合同电量的净值；受让合同电量与已成交合同电量净值的总和不得超过其最大发电能力。

4) 电力用户、售电公司应根据实际用电需求进行交易申报。电量交易时，申报电量不得超过实际剩余用电能力。合同交易时，出让合同申报电量不得超过已成交合同电量的净值；受让合同电量与已成交合同电量净值的总和不得超过实际用电能力。其中，电力用户的实际用电需求原则上根据报装容量或历史用电量考虑一定增长率后确定；售电公司的实际用电能力为其代理电力用户的实际用电能力之和。

5) 交易申报最小交易电量为 1MWh、基本单位电量为 0.001MWh，最小价格单位为 0.01 元/MWh。

(2) 可申报电量额度

1) 电能量交易可申报电量额度

①发电侧

发电机组可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本次交易前持有月度净合同量}-\text{本次交易申报卖出月内市场电})$

量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）}

发电机组可申报买入电量额度= $\min\{（本次交易前持有月内市场电量-本次交易申报买入月内市场电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

②用户侧

批发用户/售电公司可申报买入电量额度= $\min\{（月度净合同量上限-本次交易前持有月度净合同量-本次交易申报买入月内市场电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{（本次交易前持有月内市场电量-本次交易申报卖出月内市场电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

2) 合同电量转让交易可申报电量额度

①发电侧

机组可受让卖出电量额度=发电机组可用装机容量×负荷率上限×24×当月天数×（1-厂用电率）-本交易日前持有月度净合同量-本交易日申报受让省内跨省优先发电计划电量-本交易日申报受让省内跨省中长期市场化交易电量-本交易日申报受让省内电网代购市场电量-本交易日申报受让月内市场电量

机组可申报省内跨省优先发电计划电量出让电量额度=本交易日前持有省内跨省优先发电计划电量-本交易日申报出让

月内跨省优先发电计划电量

机组可申报月内跨省中长期市场化交易电量出让电量额度=本交易日前持有月内跨省中长期市场化交易电量-本交易日申报出让月内跨省中长期市场化交易电量

机组可申报月内电网代购市场电量出让电量额度=本交易日前持有月内电网代购市场电量-本交易日申报出让月内电网代购市场电量

机组可申报月内市场电量出让电量额度=本交易日前持有月内市场电量-本交易日申报出让月内市场电量

②用电侧

批发用户/售电公司可受让电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易日前持有月度净合同量}-\text{本交易日申报买入月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

批发用户/售电公司可出让电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有月内市场电量}-\text{本交易日申报卖出月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

5.2.1.5 中长期合同电量比例要求

(1) 售电公司、批发用户年度分月成交电量、月度成交电量（含转让交易）应不小于其月度实际用电量 D1%。

(2) 发电机组

发电机组省内年度分月电量、月度成交电量（含转让

交易，不含电网代理购电）应不小于其省内市场净合同量上限和实发省内市场电量（为负时置零）较小值 D4%。

（3）单个经营主体占比不能超过一定比例。

5.2.2 价格上下限约束

综合考虑发电企业运营成本、市场用户电价承受能力等因素，

对中长期交易设置市场申报、成交价格上下限，各交易品种对应执行。

其中，周集中竞争交易 D1、D2 的开盘价根据上一周相应时段日前现货价格的算术平均值确定，若上一周包含节假日，则取最近的同类型非节假日进行代替。

5.3 交易组织时序

能源主管部门在每年 11 月底前确定并下达次年优先发电计划。省内电力市场根据南方区域电力市场交易日历安排，依次组织开展年度（多年）、月度（多月）、周、多日交易。

5.3.1 年度（多年）交易

（1）原则上每年年底组织开展次年年度交易，交易标的为次年的分月电量，可采用双边协商和挂牌交易方式开展。

（2）经营主体存在多年交易需求的，可向贵州电力交易中心申请以双边协商方式进行合同备案。

（3）贵州电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布交易结果。

5.3.2 月度（多月）交易

（1）每月组织开展次月或年度内剩余月份电量交易，交易标的为次月及次月至之后某个月的电量，可采用双边协商和集中交易方式开展。售电公司、批发用户在交易前需申报月度交易需求。

（2）月度双边协商交易、挂牌可持续开展，直至交易关闸日。

（3）贵州电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布。

5.3.3 周交易

（1）周交易可采用双边协商、挂牌交易、集中竞价、滚动撮合等方式开展。

（2）贵州电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布。

5.3.4 多日交易

（1）多日交易是指日以上月以下为交易周期，可采用双边协商、挂牌、集中竞价等方式开展的交易。

（2）多日曲线调整。每月按需开展多日曲线调整，具体安排以月度交易通知为准，交易标的为日以上月以下的交易合同的电能量、绿电，曲线调整由合同双方协商一致

后开展，由一方发起，另一方确认后生效，未确认的按原合同曲线执行。

(3) 贵州电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布。

5.4 交易组织流程

依照《南方区域电力市场中长期电能量实施规则》第 5.4 条所述，省内中长期交易组织流程按照标准流程执行。

5.4.1 双边协商交易组织

5.4.1.1 交易要求

(1) 双边协商交易可按年度、月度、周、多日为周期开展，其中，年度双边协商交易的标的为多年（次年）市场电量、绿电；月度双边协商交易的标的为次月市场电量、绿电；周双边协商交易的标的为 T+3 日起的市场电量（T 日为交易日，下同）、绿电，以 7 天为最小合同周期；多日双边协商交易的标的为日以上月以下的市场电量、绿电。月度发电侧合同电量转让双边协商交易的标的包括：次月电网代购市场合同电量、次月市场合同电量。月度用电侧电量转让双边协商交易的标的为次月市场合同电量。

(2) 发电企业以法人单位为交易单元签订双边协商交易合同，合同需分解至机组。

(3) 双边协商合同内容应包括合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等要素。

（4）年度、月度电能量双边协商交易中，发电企业只可作为卖方参加交易，售电公司、批发用户只可作为买方参加交易。周、多日电能量双边协商交易中，可允许经营主体同时作为买方、卖方参与交易，同一交易单元在同一窗口期内只可进行单向买入或卖出，以第一笔成交方向为准。在绿电交易中，新能源发电企业只能作为卖方参加交易，售电公司、批发用户只能作为买方参加交易。月度发电侧合同电量转让双边协商交易中，发电企业作为买、卖方参加交易。月度用电侧合同电量转让双边协商交易中，售电公司、批发用户作为买、买方参加交易。

（5）交易双方应在其可申报电量额度范围内开展交易，交易电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量的整数倍，交易价格应满足最小价格单位，不得超过市场成交价格上下限。

（6）关停机组补偿电量可参照上述要求通过双边协商的方式与其他机组进行转让交易。

5.4.1.2 交易流程

双边协商交易包括交易申报与确认、交易校核和结果发布等环节：

（1）交易双方达成意向后，由一方在南方区域统一电力交易平台提交交易申报，另一方对申报内容进行确认。申报提交后，计入提交方已申报未成交电量；申报确认后，计入确

认方已申报未成交电量。交易双方应于交易公告发布的截止日期前完成交易申报与确认。

（2）贵州电力交易中心根据已发布的经营主体交易电量约束对已确认的申报信息进行校核，包括交易约束校核、异常量价校核等，未发布约束月份的合同电量暂不校核。通过交易校核后，生成正式交易结果并作为结算依据。未通过交易校核的申报信息，由贵州电力交易中心按规定削减、调整成交电量。

（3）贵州电力交易中心通过南方区域统一电力交易平台发布电能量双边协商交易正式结果，交易双方依据正式结果签订线上合同并作为结算依据。

5.4.2 集中竞争交易组织

5.4.2.1 交易要求

（1）集中竞争交易可按月度、周等为周期开展，其中，月度集中竞争交易的标的为次月市场电量；周集中竞争交易的标的为次周开始的周市场电量。

（2）发电企业以机组为交易单元参加集中竞争交易。

（3）月度、周集中竞争交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。

（4）集中竞争交易实行单向交易制度。经营主体单个交易日内对相同标的只可进行单方向买入或卖出，以其第一笔成交合同电量的方向为准。当第一笔成交交易为买入电量，则

当天只可继续提交买入电量申报；当第一笔成交交易为卖出电量，则当天只可继续提交卖出电量申报。相同标的买入电量申报和卖出电量申报不能同时存在。

5.4.2.2 交易流程

集中竞争交易包括交易前信息发布、集中竞价、滚动撮合、交易校核、结果发布等环节。

（1）交易前信息发布

贵州电力交易中心在不迟于交易日的 1 个工作日前，通过交易系统发布交易相关信息，包括但不限于：

- 1) 交易时段、交易标的、交易代码、曲线形式等；
- 2) 最小交易电量、基本单位电量、最小价格单位、市场成交价格上下限、集中竞争交易申报价格约束等。

（2）集中竞价

集中竞价阶段先于滚动撮合阶段开展，包括集中申报、集中撮合、结果发布等环节。

1) 集中申报。经营主体在申报时间窗口内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，申报信息不公开。

经营主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

2) 集中撮合。集中申报结束后，南方区域统一电力交易平台按不同标的分别进行集中撮合，原则如下：

将买方申报按价格由高到低排序、卖方申报按价格由低到高排序，依次配对形成交易对。

交易对价差=买方申报价格 - 卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

3) 初步结果发布。集中竞争交易阶段结束后，由贵州电力交易中心发布初步交易结果。集中竞价阶段未成交的交易申报自动进入滚动撮合阶段。

（3）滚动撮合

滚动撮合阶段包括交易申报、滚动撮合、结果发布等环节。

1) 交易申报。经营主体在交易时段内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，申报信息匿名即时公布。

经营主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍；申报价格采用绝对价格形式，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

经营主体未成交的交易申报可在交易窗口时间内撤销，已成交的交易申报不能撤销。

2) 滚动撮合。南方区域统一电力交易平台按不同标的进

行即时自动匹配撮合，原则如下：

对于提交的买方申报，将未成交的卖方申报按价格由低到高排序，依次与之配对形成交易对。对于提交的卖方申报，将未成交的买方申报按价格由高到低排序，依次与之配对形成交易对。

交易对价差=买方申报价格 - 卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

3) 初步结果发布由贵州电力交易中心即时发布滚动撮合阶段初步交易结果。

(4) 交易校核

集中竞争交易结束后，贵州电力交易中心对集中竞价阶段和滚动撮合阶段的初步交易结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

(5) 结果发布

贵州电力交易中心通过南方区域统一电力交易平台发布集中竞争交易正式结果。集中竞争交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

5.4.3 挂牌交易组织

5.4.3.1 交易要求

(1) 挂牌交易可按年度、月度、周、多日为周期开展，

其中，年度电能量挂牌交易的标的为次年市场电量、电网代理购电电量；月度电能量挂牌交易的标的为次月市场电量、电网代理购电电量；周电能量挂牌交易的标的为 T+3 日起的市场电量、电网代理购电电量，以 7 天为最小合同周期；多日电能量挂牌交易的标的为日以上月以下的市场电量、电网代理购电电量。月发电侧合同电量转让挂牌交易的标的为次月市场合同电量。月用电侧电量转让挂牌交易的标的为次月市场合同电量。

（2）发电企业以机组为交易单元参加挂牌交易。

（3）年度电能量挂牌交易中，发电企业只可作为市场合同卖方参加交易，电网企业、售电公司只可作为市场合同买方参加交易。月度、周、多日、电能量挂牌交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。月度发电侧合同电量转让挂牌交易中，发电企业作为市场合同买、卖方参加交易。月度用电侧合同电量转让挂牌交易中，售电公司、批发用户作为市场合同买、买方参加交易。

（4）挂牌交易中，经营主体可以只挂牌或只摘牌，也可同时挂牌和摘牌。

（5）挂牌交易实行单向交易制度，经营主体在单个交易日内，对相同合同周期内电量只可进行单方向的买入或卖出（包括挂牌和摘牌操作），以其合同周期内第一笔成交电量的方向为准。

（6）挂牌交易的合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等信息由挂牌方确定。

5.4.3.2 交易流程

挂牌交易包括交易前信息发布、挂牌申报、摘牌交易、交易校核、结果发布等环节。

（1）交易前信息发布

贵州电力交易中心在不迟于交易日的 1 个工作日前，通过南方区域统一电力交易平台发布交易相关信息，包括但不限于：

- 1) 交易时段、交易代码；
- 2) 最小交易电量、基本单位电量、最小价格单位、市场成交价格上下限等。

（2）挂牌申报

经营主体在交易时段内申报挂牌，挂牌内容包括合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等内容。挂牌采用匿名机制。

经营主体应在可申报电量额度范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

（3）摘牌交易

经营主体根据南方区域统一电力交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌方全部或部分挂牌电量、挂牌价

格、分解曲线等信息。摘牌操作生效后形成初步结果，由贵州电力交易中心即时发布。

（4）交易校核

挂牌交易结束后，贵州电力交易中心对初步交易结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

（5）结果发布

贵州电力交易中心通过南方区域统一电力交易平台发布挂牌交易正式结果。挂牌交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

6 交易校核

6.1 交易校核内容包括发电能力、用电需求、异常量价等校核。

6.1.1 发电能力校核。发电能力评估不考虑其他边界因素的影响，仅考虑燃煤机组自身的发电能力，每月 22 日前调度中心向交易中心提供燃煤机组次月发电能力，贵州电网公司向交易中心提供燃煤机组次月黔电送粤优先计划，交易中心扣除黔电送粤优先计划后作为燃煤机组次月交易电量上限。机组预成交电量不得超过其市场化发电能力扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力。

6.1.2 用电需求校核。批发交易用户预成交电量不得超过其用电需求扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但

已申报成功电量后的剩余用电需求。

6.1.3 异常量价校核。异常量价校核是指经营主体预成交电量、电价偏离正常水平时的预警及调整机制，异常量价校核、调整原则由贵州电力市场管理委员会提出，并报贵州省能源局备案后执行。

6.2 交易校核削减

预成交结果未通过发电能力、用电需求校核时，贵州电力交易中心组织经营主体按规则进行交易合同削减。先由未通过交易校核的经营主体在规定时间内填写电量削减方案，削减方案涉及到的经营主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行预成交电量削减；再按成交时间倒序原则或等比例削减原则对预成交电量进行削减，直至通过交易校核。

7 交易执行

7.1 合同签订

7.1.1 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 7.1 条所述，贵州电力交易中心将南方区域统一电力交易平台出具的入市协议、交易公告、交易结果通知书等视同为电子合同。电子合同与纸质合同具备同等效力。

7.1.2 交易合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电量分时曲线、电价、执行周期、结算方式、违约责任、资金往来信息等内容。

7.2 交易计划与执行

7.2.1 省级电力调度机构应根据现货电能量市场出清结果，形成省内发电调度计划。

7.2.2 跨省优先发电计划调整后，贵州电网公司市场营销部门负责在南方区域统一电力交易平台上联动调整各跨省发电机组交易计划曲线。

7.2.3 “网对网”跨省中长期交易计划调整后，贵州电网公司市场营销部门负责在南方区域统一电力交易平台上联动调整各发电机组交易计划，应确保跨省中长期交易合同总曲线与各承接发电主体曲线之和保持一致。

7.2.4 在省内年度、多月、月度双边协商合同中约定执行联动电价或阶梯电价的经营主体，经协商一致，每月可进行合同交易电价调整。

7.2.5 省内双边协商合同的经营主体协商一致，可以解除交易合同。

8. 特殊情况处理

8.1 现货环境下的月度及月内中长期电能量交易组织，根据现货市场运行情况同步考虑。

8.2 若现货市场中止且短期内可恢复，则继续按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易。

8.3 若现货市场中止且短期内无法恢复，按以下原则处理：中止当月，现货中止前按照本规则开展中长期交易组织；

中止后如有需要，转按非现货环境下的中长期交易规则开展当月交易组织。后续月份不再按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易，转按非现货环境下的电力中长期交易规则执行，直至现货市场恢复。

9 附则

9.1 本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

9.2 本细则由国家能源局贵州监管办公室、贵州省能源局负责解释。

9.3 本细则自印发之日起生效。

附件 1：术语定义

（1）中长期电能量交易（以下简称中长期交易），是指中长期电能量市场（以下简称中长期市场）中以多年、年、月、周及日以上为交易组织周期，以电能量为标的开展的市场化交易，交易结果经交易校核通过后生效，交易形成的市场合同和电网代购市场电量合同按《贵州电力市场结算实施细则》规定进行结算。

（2）差价合约。指根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货市场价格）之差进行结算的一种财务合同。

（3）交易单元，指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

（4）标的月，指中长期交易电量所属的月份。

（5）交易日，对中长期集中交易，是指贵州电力交易中心统一组织开放交易的日历日；对中长期双边协商交易，是指交易申报与确认的日历日。

（6）合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

（7）结算参考点。指经营主体购售双方约定中长期合同的交割电量、电价的唯一节点。

（8）市场合同电量，指经营主体在中长期市场中所成交的市场化电量。

（9）电网代购市场电量合同，指电网企业为满足代理购电用户需求，从市场机组购买并接受市场价格的电量合同。

（10）可申报电量额度，指经营主体参加中长期交易时可申报交易电量的额度，该额度按不同品种、不同标的分别计算。

（11）交易价格，指经营主体在参加中长期交易时成交的电能量价格，采用绝对价格形式。

（12）综合价格，指根据集中竞争交易中所有成交量价计算出的电能量价格，采用绝对价格形式，按标的分别计算。

（13）分解曲线。指合同电量在合同周期内按照一定比例进行分解的电力特性曲线。

（14）跨省中长期交易，指跨省优先发电计划和跨省中长期市场化交易。

（15） k_0 ，市场供需比参数。

（16） k_1 ，煤耗参数，用来调节非节能机组参与市场交易程度。

（17）容量系数，各类型机组容量系数根据近三年全省燃煤平均发电小时数等因素确定，用于发电侧月度净合同量上限计算。

（18） y_2 ，用户侧累计合同量上限调整系数，用于计

算用户侧累计合同量上限。

（19） f_2 ，发电侧累计合同量上限调整系数，用于计算发电侧累计合同量。

（20）净合同电量上下限。指经营主体所交易的标的物在一定周期内合同电量代数和的上下限值。

（21）累计合同电量上下限。指经营主体买入和卖出的标的物在一定周期内合同电量绝对值之和的上下限值。

（22）可申报电量额度。指经营主体参加中长期交易时可申报交易电量的额度，该额度按不同交易品种、不同交易标的分别计算。

附件 2：贵州电力市场中长期电能量交易品种库

序号	交易周期	交易品种	交易标的	交易类型	交易方式
1	年度	省内多年（年度）市场电量交易	市场电量	直接交易	协商
2		省内多年（年度）绿色电力交易	绿色电力	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
3		省内年度代购市场电量代购交易	代购市场电量	代购交易	挂牌
4	月度	省内多月（月度）市场电量交易	市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
5		省内月度绿色电力交易	绿色电力	直接交易	协商
6		省内月度代购市场电量代购交易	代购市场电量	代购交易	挂牌
9	周/多日	省内周/多日市场电量交易	市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌