

# 南方区域电力市场 贵州省内配套中长期电能量交易实施细则

## 1 总则

1.1 为规范开展场内集中交易与场外双边协商交易互补、常用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（多年）、月（多月）、周（多周）、多日等交易品种，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）、《电力市场运行基本规则》（发展改革委令2024年第20号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217号）、南方区域电力市场相关规则和有关法律、法规、规定，制定本细则。

1.2 本细则所称电力中长期交易指对未来一段时期内交割电力产品或服务的交易，包含年（多年）、月（多月）、周（多周）、多日等不同时间维度的交易。由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式开展。绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分。

1.3 贵州电力中长期交易遵循以下原则：

1.3.1 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。

1.3.2 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。

1.3.3 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。

1.3.4 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。

1.3.5 协同高效。贵州电力中长期交易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中长期交易。

## **2 经营主体**

2.1 贵州电力市场的经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、电网企业（代理购电）、售电公司、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商、智能微电网等）。

2.2 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 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 电力用户可选择参与批发市场或零售市场，批发市场中电力用户在同一合同周期内可与多家发电企业确立购售服务关系，零售市场中电力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。

2.5 独立储能充电时段视同电力用户购买电量，放电时段视同发电企业出售电量。

2.6 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，由贵州能源监管办、贵州省能源局、贵州省发改委按职责依法依规处理。

### **3 交易品种、方式、周期及基本要求**

#### **3.1 交易品种**

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 省内电能量交易**

3.1.1.1 省内电能量交易。所有交易电量均带分

时曲线（包含量或价等），中长期交易签约比例按国家及省内相关政策文件执行。

3.1.2 电网企业代理购电交易。电网企业通过集中交易（不含撮合）方式代理电力用户采购燃煤发电企业电量，现阶段主要通过挂牌方式开展。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。代理购电交易电量是由电网企业代理参与电力市场购电电量。

3.1.3 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，采用双边协商交易、集中交易的方式开展。省内合同电量转让交易包括发电合同、用电合同电量转让。涉及跨省优先发电计划的省内发电合同转让按照南方区域及省内相关规定执行。

3.1.3.1 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：省内电能量交易和周边跨省区电能量交易合同、电网代理购电交易合同。

3.1.3.2 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。

3.1.3.3 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。

3.1.3.4 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。

3.1.3.5 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。

3.1.4 绿色电力交易。绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向本省网控制区的发电企业购买绿色电力。交易电力同时提供国家核发的绿证，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

3.1.4.1 绿色电力交易标的按照补贴情况，分为未享受中央财政补贴项目的可再生能源电量，享受中央财政补贴项目的可再生能源电量。未享受中央财政补贴项目的可再生能源电量包括平价（低价）项目、自愿放弃中央财政补贴或者补贴到期项目的电量和常规水电项目电量等。

## 3.2 交易方式

3.2.1 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。

3.2.1.1 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电力交易平台完成交易申报与确认，采用自定义分解曲线或常用曲线，经安全校核或交易校核通过后生效。

3.2.1.2 集中竞价交易是指设置交易报价截止时间，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，采用常用分解曲线，经安全校核或交易校核通过后生效。

3.2.1.3 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，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，采用常用分解曲线，经安全校核或交易校核通过后生效。

3.2.1.4 挂牌交易是指经营主体通过电力交易平台，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，经安全校核或交易校核通过后生效。

3.2.1.5 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价形式开展的电力中

长期交易定期开市。

3.2.2 绿色电力交易方式包括双边协商、挂牌，省内不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。为确保绿色电力全生命周期的追踪溯源，绿色电力交易结果应明确购、售电主体的对应关系。

### 3.3 执行周期

3.3.1 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、年分月电量、1-12月的日分时曲线，部分月份的部分日分时曲线可以为零。

3.3.2 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。

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

3.3.3 多日交易时，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、日分时曲线，部分日期或时段的分时曲线可以为零。

### 3.4 跨省中长期交易相关要求

3.4.1 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：

3.4.1.1 根据国家指令性计划、政府间框架协议确定跨省优先发电计划电量及分时曲线。

3.4.1.2 发电企业现阶段通过“网对网”方式参与跨省中长期交易，按有关规定将“网对网”跨省优先发电计划及跨省中长期市场化交易电量明确到发电企业机组。各机组跨省分时电力曲线需与“网对网”跨省优先发电计划及跨省中长期市场化交易合同中约定的分时电力曲线一致。根据跨省优先发电计划放开要求，可通过“点对网”、“点对点”方式参与跨省中长期交易。

3.4.1.3 贵州电网公司根据“网对网”跨省优先发电计划及跨省中长期市场化交易结果，负责在电力交易平台中分别填报“网对网”跨省优先发电计划及跨省中长期市场化交易，以及上述电量和曲线可分配至市场化电厂的值。

3.4.1.4 “网对网”跨省中长期交易计划调整后，贵州电网公司负责在电力交易平台上联动调整各发电机组交易计划曲线，确保“网对网”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。

3.4.1.5 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厂，再按照机组容量比例分解到机组，并推送至各发电企业。D-1日10:30前，各发电厂调整并确认各机组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。

3.4.2 可以并入周边省区电网送电的发电机组，在妥善处理并入周边省区电网期间省内市场化交易合同后，方可并入周边省区电网发电，转回贵州并网发电也比照处理。

### 3.5 合同要素

#### 3.5.1 交易单元

3.5.1.1 发电侧并网主体按照交易单元参与电力市场。原则上，风电、光伏等新能源企业以发电项目为交易单元参与电力市场；燃煤电厂以机组为交易单元参与电力市场；接入同一220kV上网节点、属于同一法人单位的独立储能作为一个交易单元参与电力市场。

3.5.1.2 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。

中长期交易的成交双方不能为同一交易单元。

### 3.5.2 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。

### 3.5.3 合同电量

中长期合同周期内交易的总电量。

### 3.5.4 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。

### 3.5.5 交易价格

市场交易价格包括脱硫、脱硝、除尘价格，是否包含超低排放价格由贵州省发展改革委明确。

### 3.5.6 结算参考点

3.5.6.1 现货市场运行期间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。

3.5.6.2 现阶段贵州“网对网”跨省优先发电计划及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。

## 3.6 分解曲线形成方式

### 3.6.1 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分解为分时电量。

### 3.6.2 常用分解曲线

常用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分解为分时电量，包括年度、月度、日常用分解曲线。分解方式如下：

3.6.2.1 根据统调负荷曲线按年分月、月分日、日分时进行曲线分解，形成自然日常用曲线。按照统调负荷曲线日历周的工作日、周六、周日、节假日电量比例分解，形成日历周常用曲线。

3.6.2.2 根据风电、光伏等新能源的上网电量按年分月、月分日、日分时进行曲线分解，形成其常用曲线。

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形成常用曲线，具体以贵州电力交易中心发布的交易公告为准。

## 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。

将买方申报价格由高到低排序、卖方申报价格由低到高排序，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、卖方申报价格的算术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。

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。电网企业代理购电采取月度、多日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月度市场化直接交易签约加权均价执行。月度批发侧市场化直接交易签约加权均价，以发电机组签订的中长期交易合同计算；计算月度批发侧市场化直接交易

签约加权均价时，包含年度交易分解到月度交易合同。电网代理购电年度、月度挂牌成交电量无法满足需要时，按发电机组剩余发电能力等比例分摊，价格按挂牌价格执行。

4.3 绿色电力价格由电能量价格和绿证价格组成。参与绿色电力交易的电力用户（售电公司）全电量参与分时段交易，批发交易全部带曲线申报，经营主体应在绿色电力交易中分别申报明确电能量价格、绿证价格。除国家有明确规定情况外，任何单位不得对交易进行限价或指定价格。

4.4 无正当理由退出电力市场转由电网企业代理购电的用户，其价格按国家及省内有关政策规定执行。

4.5 售电公司与电力用户按照月为最小单位签订零售合同，签约电量应遵循与批发市场签约电量相匹配原则。售电公司与零售用户经协商一致，可按月调整零售合同电量、电价，按月明确平段电价。售电公司与零售用户应按照交易平台中的合同模板签订合同，交易中心以双方最终在交易平台确认的交易数据作为结算依据。售电公司与零售用户新签、调整和解除合同均为次月生效。

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。零售穿透比例可在LL%（含）-UL%（含）之间协商确定；穿透

结算价格由售电公司与零售用户协商选择，可选择日前市场月度加权平均价、实时市场月度加权平均价、日前市场月度加权平均价和实时市场月度加权平均价的算术平均价、综合价格中任一价格。日前市场月度加权平均价= $\Sigma$ （现货运行日小时实际用电量×小时日前统一结算点电价）/ $\Sigma$ 现货运行日实际用电总量。实时市场月度加权平均价= $\Sigma$ （现货运行日小时实际用电量×小时实时统一结算点电价）/ $\Sigma$ 现货运行日实际用电总量。日前和实时市场月度加权平均价的算术平均价=（日前市场月度加权平均价+实时市场月度加权平均价）/2。综合价格=（u%-v%）\*月度中长期直接交易加权价+[1-（u%-v%）]\*日前和实时市场月度加权平均价的算术平均价，其中u%为发用电侧中长期偏差收益回收阈值，v%为发用电侧中长期偏差收益回收允许负偏差范围。

4.6 执行保底服务用户的保底零售价格按照贵州电力市场相关保底售电要求执行。

4.7 市场化交易用户峰谷电价政策按照政府相关文件规定执行。

## 5 交易组织

### 5.1 交易组织原则

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。与原合约相关的电量电费分摊、分享以及考核电费，随合约电量购入或售出同步转移。

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常用曲线作为参考。

5.1.5 非现货市场运行期间，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。现货市场运行期间，根据容量电价申报能力和机组检修计划确定电厂发电能力；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，确有必要的应当公开说明原因。

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、交易计划校核、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。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、交易方式等。原则上，年度交易公告提前5个工作日发布，月（多月）、周（多周）、多日交易公告至少提前1个工作日，按月发布。

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贵州电力调度中心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 交易计划校核。非现货市场运行期间，调度中心需开展电力中长期交易安全校核。现货市场运行期间，调度中心不开展电力中长期安全校核，仅由贵州

电力交易中心进行交易校核。

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

售电公司在零售市场中任何一个月份签约的零售用户上一年用电量的总和，不得超过售电公司信用额度对应的年售电量上限，且不得超过其资产规模对应的售电量上限。零售用户在零售市场无电量约束条件。发用电侧经营主体参与电力中长期电能量交易按以下方式进行约束：

#### 5.2.1.1 月度净合约量约束

月度净合约量是指经营主体所交易标的月合同电量的代数和，其上下限按如下方式计算：

##### (1) 发电侧

月度净合约量上限等于月度发电能力。其中：

燃煤机组月度发电能力=按照调度提供的燃煤机组月度发电能力扣减跨省优先发电计划电量后剩余月度发电能力。年度交易时，根据贵州电力调度中心在每年11月底前提供次年燃煤发电机组的分月发电能力计算，贵州电网公司向贵州电力交易中心提供次年燃煤机组跨省

优先发电计划分月电量；月度交易时，根据贵州电力调度中心每月20日前提供燃煤机组次月发电能力进行计算，贵州电网公司向贵州电力交易中心提供燃煤机组跨省优先发电计划次月电量。

光伏项目的月度发电能力=装机容量\*1100\*f/12，具备条件后，可按照未执行标的月份总量不变的原则自行调整。

风电项目的月度发电能力=装机容量\*1800\*f/12，具备条件后，可按照未执行标的月份总量不变的原则自行调整。

独立储能月度发电能力 = 额定容量 × 日均充放电循环次数 × 当月天数 × 调整参数y。

发电机组或项目月度净合约量下限为0，独立储能月度净合约量下限 = - 月度净合约量上限。

## (2) 用户侧

批发用户月度净合约量上限=批发用户报装机容量\*当月天数\*24。

售电公司月度净合约量上限=min[已缴纳保函金额/0.008/12，资产总额对应电量/12]。在不具备开展月度净合约量上限计算前，暂按售电公司年度签约总量上限开展约束，年度签约总量上限=min[已缴纳保函金额/0.008，资产总额对应电量]。

## (3) 发布与调整

贵州电力交易中心按月计算经营主体月度累计交易量上限，若有调整及时更新，并披露给经营主体。

#### 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，其上限按如下方式计算：

##### (1) 发电侧

发电机组或项目月度累计交易量上限=发电机组或项目月度净合约量上限×调整参数f2

独立储能月度累计交易量上限=独立储能月度净合约上限×调整参数f3

##### (2) 用电侧

用户侧月度累计交易量上限=月度净合约量上限×调整参数f2

##### (3) 发布与调整

贵州电力交易中心按月计算经营主体月度累计交易量上限，若有调整及时更新，并披露给经营主体。

#### 5.2.1.3 可申报电量约束

##### (1) 基本要求

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。

贵州电力交易中心根据经营主体月度净合约量上下限、月度累计交易量上限，计算并发布其可申报电量额度。具备条件后，已申报未成交电量视同已成交电量纳

入可申报电量计算，动态更新申报电量额度。

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。

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。合同转让交易时，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。

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需求。合同转让交易时，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需求。其中，电力用户的实际用电需求原则上根据报装容量确定，售电公司依据其代理零售用户实际用电需求之和确定。

## （2）可申报电量额度

发电机组可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本次交易前持有月度净合约量}-\text{本次交易申报卖出月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ，其中月内市场电量不含跨省中长期市

场化交易电量。

发电机组可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本次交易前持有月内市场电量}-\text{本次交易申报买入月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ，其中月内市场电量不含跨省中长期市场化交易电量。

批发用户/售电公司可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本次交易前持有月度净合约量}-\text{本次交易申报买入月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ，其中月内市场电量不含跨省中长期市场化交易电量。

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本次交易前持有月内市场电量}-\text{本次交易申报卖出月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ，其中月内市场电量不含跨省中长期市场化交易电量。

独立储能可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本场交易前持有月度净合约量}-\text{本场交易已申报卖出月内合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ 。独立储能初期以发电企业、电力用户身份分别参与市场，放电时参照发电侧执行，充电时参照用电侧执行。

独立储能可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本场交易前持有月度净合约量}-\text{月度净合约量下限}-\text{本场交易已申$

报买入月内合约电量），（月度累计交易量上限 - 已发生月度累计交易量）}。独立储能初期以发电企业、电力用户身份分别参与市场，放电时参照发电侧执行，充电时参照用电侧执行。

## （2）合同电量转让交易可申报电量额度

机组或项目每次交易可受让电量额度=发电机组月度发电能力-本交易日前持有月度净合约量-本交易日申报受让月内跨省优先发电计划电量-本交易日申报受让月内跨省中长期市场化交易电量-本交易日申报受让月内市场电量。

机组或项目可申报月内电量出让电量额度=本交易日前持有月内电量-本交易日申报出让月内电量。月内电量出让电量额度分为跨省优先发电计划电量、跨省中长期市场化交易电量、电网代购市场电量、其他市场电量分别计算。

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

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

#### 5.2.1.4 分时电量约束

发电机组或项目、批发用户/售电公司在参与交易时，初期，需确保分解的分时曲线每个时段的净合约电量大于等于0。

具备条件时，经营主体在月度净合约量约束和累计合约量约束基础上，增加分时电量约束。计算方式如下：

##### (1) 分时净合约量约束

分时净合约量是指经营主体所交易标的分时合同电量的代数和。

发电侧分时净合约量上限=机组或项目额定装机容量。

独立储能分时净合约量上限 = 额定放电功率 × 1小时。

批发用户分时净合约量上限=批发用户报装容量。

售电公司分时净合约量上限=代理用户总报装容量。

发电机组、批发用户/售电公司分时净合约电量下限等于0。独立储能分时净合约量下限 = - 额定充电功率 × 1小时。

##### (2) 月度交易可申报电量额度

###### 1) 发电侧

发电侧月度某时段可卖出电量上限 =  $\min\{(\text{当月1日该时段分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量}) / \text{交易标的电量当月1日分解比例}, \dots, (\text{当月N日该时段分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净}$

合约量) / 交易标的电量当月 N 日分解比例}, N 为当月天数。

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量} - \text{本场交易已申报卖出该时段合约电量}), (\text{月度净合约量上限} - \text{本次交易前持有月度净合约量} - \text{本次交易申报卖出月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ 。

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本次交易前持有该时段市场电量} - \text{本次交易申报买入该时段合约电量}), (\text{本次交易前持有月内市场电量} - \text{本次交易申报买入月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ 。

## 2) 用电侧

批发用户/售电公司月度某时段可买入电量上限 =  $\min\{(\text{当月 1 日该时段分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量}) / \text{交易标的电量当月 1 日分解比例}, \dots, (\text{当月 N 日该时段分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量}) / \text{交易标的电量当月 N 日分解比例}\}$ , N 为当月天数。

批发用户/售电公司可申报买入电量额度= $\min\{(\text{分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量} - \text{本场交易已申报买入该时段合约电量}), (\text{月度净合约量上限} - \text{本次交易前持有月度净合约量} - \text{本次交易申报买入月$

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= $\min\{（本次交易前持有该时段市场电量-本次交易申报卖出该时段合约电量），（本次交易前持有月内市场电量-本次交易申报卖出月内市场电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$ 。

### 3) 独立储能

分时可卖出电量上限 =  $\max\{分时净合约量上限 - 本场交易前持有分时净合约量, 0\}$ 。

分时可买入电量上限 =  $\max\{本场交易前持有分时净合约量 - 分时净合约量下限, 0\}$ 。

月度某时段可卖出电量上限 =  $\min\{当月 1 日该时段分时可卖出电量上限 / 交易标的电量当月 1 日分解比例, \dots, 当月 N 日该时段分时可卖出电量上限 / 交易标的电量当月 N 日分解比例\}$ ，N 为当月天数。

月度某时段可买入电量上限 =  $\min\{当月 1 日该时段分时可买入电量上限 / 交易标的电量当月 1 日分解比例, \dots, 当月 N 日该时段分时可买入电量上限 / 交易标的电量当月 N 日分解比例\}$ ，N 为当月天数。

月度交易某时段可申报卖出电量额度 =  $\min\{（月度该时段可卖出电量上限 - 本场交易已申报卖出该时段合约电量），（月度净合约量上限 - 本场交易前持有月度净合约量 - 本场交易已申报卖出月内合约电量），（月度累$

计交易量上限 - 已发生月度累计交易量))}。

月度交易某时段可申报买入电量额度 =  $\min\{(\text{月度该时段可买入电量上限} - \text{本场交易已申报买入该时段合约电量}), (\text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{月度净合约量下限} - \text{本场交易已申报买入月内合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ 。

## (2) 多日交易可申报电量额度

### 1) 发电侧

多日交易某时段可申报卖出电量额度 =  $\min\{(\text{该时段分时电量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量} - \text{本场交易已申报卖出该时段合约电量}), (\text{月度净合约量上限} - \text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{本场交易已申报卖出月内合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$

多日交易某时段可申报买入电量额度 =  $\min\{(\text{本次交易前持有该时段市场电量} - \text{本次交易申报买入该时段合约电量}), (\text{本次交易前持有月内市场电量} - \text{本次交易申报买入月内市场电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$

### 2) 用电侧

多日交易某时段可申报买入电量额度 =  $\min\{(\text{分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量} - \text{本场交易已申报买入该时段合约电量}), (\text{月度净合约量上限} -$

本次交易前持有月度净合约量-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）}

多日交易某时段可申报卖出电量额度= $\min\{（本次交易前持有该时段市场电量-本次交易申报卖出该时段合约电量），（本次交易前持有月内市场电量-本次交易申报卖出月内市场电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

### 3) 独立储能

多日交易某时段可申报卖出电量额度= $\min\{（该时段分时可卖出电量上限-本场交易已申报卖出该时段合约电量），（月度净合约量上限-本场交易前持有月度净合约量-本场交易已申报卖出月内合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

多日交易某时段可申报买入电量额度= $\min\{（该时段分时可买入电量上限-本场交易已申报买入该时段合约电量），（本场交易前持有月度净合约量-月度净合约量下限-本场交易已申报买入月内合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}$

## 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，对中长期交易设置申报价格上下限，具体价格上下限按照国家有关规定执行。

## 5.3 交易组织时序

能源主管部门在每年年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）、多日交易。

### 5.3.1 年度（多年）交易

5.3.1.1 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。

5.3.1.2 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。

### 5.3.2 月度（多月）交易

5.3.2.1 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年内某个月的电量，可采用双边协商和集中交易方式开展。

5.3.2.2 月度双边协商交易、挂牌可持续开展，直至交易关闸日。

### 5.3.3 多日交易

5.3.3.1 多日交易是指日以上月以下为交易周期，可采用挂牌、集中竞价、双边协商等方式开展的交易。交易标的为D+2至本月末的电量，若D+2日为月内某一日，则交易标的为月内某一日至本月月末的电量。D日为交易申报日。

5.3.3.2 待具备条件时，多日交易按工作日连续组

织分时集中交易，交易标的为D+2至D+4的分时电量，如遇国家法定节假日则做相应调整，共72个标的。发电侧、用电侧均可以买入或卖出电量，但在同一窗口期的同一个交易时段限定单向交易，以第一笔交易成交方向为准。

## 5.4 交易组织流程

### 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（多月）、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；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) 年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，月度（多月）、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，独立储能可同时作为合约的买方、卖方参加交易（具备条件时）。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、批发用户作为买方参加交易。

(3) 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。

#### 5.4.1.2 交易流程

(1) 双边协商交易包括交易申报与确认、交易计划校核和结果发布等环节：

(2) 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。

(3) 现货市场运行期间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。非现货市场运行期间，交易结束后，贵州电力交易中心汇总各类执行周期交易的预成交结果，提交贵州电力调度中心统一进行

安全校核。安全校核越限时，由电力交易中心根据市场规则协同进行交易削减和调整。

(4) 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 集中竞价交易组织

##### 5.4.2.1 交易要求

(1) 集中竞价交易可按月度、多日等为周期开展，其中，月度集中竞价交易的标的为次月市场电量；多日集中竞价交易的标的为D+2开始的多日市场电量。

(2) 发电企业以交易单元参加集中竞价交易。

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

(4) 集中竞价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

集中竞价交易包括交易前信息发布、集中竞价、滚动撮合、交易计划校核、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、集中竞价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。集中竞价交易阶段结束后，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) 交易计划校核

现货市场运行期间，集中竞价交易结束后，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。非现货市场运行期间，交易结束后，贵州电力交易中心汇总各类执行周期交易的预成交结果，提交贵州电力调度中心统一进行安全校核。安全校核越限时，由电力交易中心根据市场规则协同进行交易削减和调整。

#### (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价交易正式结果。集中竞价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（多月）、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、绿电；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、绿电；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、绿电。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，独立储能可同时作为合约的买方、卖方参加交易。月度（多月）、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、卖方参加交易。

(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，其中独立储能在同一场次中只可进行单方向的买入或卖出（包括挂牌和摘牌操

作)，以第一笔成交电量的方向为准。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。

(6) 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，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。

电网企业预测月内电量不足，可通过多日挂牌方式开展增量交易，电网企业挂牌，发电机组摘牌，未成交部分不做强制分摊。

电网企业预测次月已成交的电网代理购电电量过多，可通过月度交易挂牌卖出，由次月持有年度电网代理购电合同的发电机组摘牌。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，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同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，可通过多日交易挂牌卖出，由持有电网代购电量的发电机组摘牌，未成交部分不做强制分摊。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。发电机组摘牌电量不能大于对应电网代理购电净合同电量。

#### 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、交易计划校核、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）交易计划校核

现货市场运行期间，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。非现货市场运行期间，交易结束后，贵州电力交易中心汇总各类执行周期交易的预成交结果，提交贵州电力调度中心统一进行安全校核。安全校核越限时，由电力交易中心根据市场规则协同进行交易削减和调整。

#### （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 交易计划校核

6.1 非现货市场运行期间，贵州电力交易中心在组织完年度、月度、多日交易之后，将无约束合同电量提交贵州电力调度中心，贵州电力调度中心按照考虑机组检修计划、电网安全原因、清洁能源消纳等因素对燃煤机组无约束合同电量进行安全校核并反馈贵州电量交易中心。

6.1.1 贵州电力调度中心应当及时向贵州电力交易中心提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

贵州电力交易中心以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交贵州电力调度中心进行安全校核。

6.1.2 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，贵州电力调度中心可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由贵州电力交易中心予以公布。

6.1.3 安全校核未通过时，由贵州电力交易中心进行交易削减。对于双边交易，可按照时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先原则进行削减，价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。

执行过程中，贵州电力调度中心因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应向经营主体公开披露。

#### 6.1.4 安全校核应当在规定的期限内完成

年度交易结束后，贵州电力交易中心汇总每类交易的预成交结果，并提交贵州电力调度中心统一进行安全校核。贵州电力调度中心在5个工作日内返回安全校核结果，由贵州电力交易中心发布。安全校核越限时，由贵州电力交易中心根据市场规则协同进行交易削减和调整。

月度（多月）交易结束后，贵州电力交易中心汇总每类交易的预成交结果，并提交给贵州电力调度中心统一进行安全校核。贵州电力调度中心在2个工作日内返回月度交易安全校核结果，5个工作日内返回多月交易安全校核结果，由贵州电力交易中心发布。安全校核越限时，由贵州电力交易中心根据市场规则协同进行交易削减和调整。

贵州电力交易中心将月内集中交易的预成交结果提交给贵州电力调度中心进行安全校核。贵州电力调度中心应当在2个工作日内返回安全校核结果，由贵州电力交易中心发布。

市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布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会同贵州电力调度中心在1个工作日内给予解释。

6.2 现货市场运行期间交易校核内容包括交易限额校核等。

交易限额校核。贵州电力交易中心在每次中长期交易前后对交易单元交易限额变化情况进行校核，确定交易单元可申报电量额度。原则上，发电企业预成交电量不得超过其发电能力扣减跨省优先发电计划电量、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；电力市场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。

## 7 交易执行

### 7.1 合同签订

7.1.1 贵州电力交易中心将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。其中电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿证价格）等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项。

### 7.2 交易计划与执行

7.2.1 非现货市场运行期间，贵州电力调度中心根据中长期交易安全校核形成省内发电调度计划。现货市场运行期间，贵州电力调度中心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 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。

7.2.3 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 附则**

8.1 本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

8.2 本细则自印发之日起生效。《贵州电力市场周交易方案（试行）》（黔电交易〔2023〕41号）、《贵州电力市场中长期电能量交易实施细则（试运行V2.0版）》废止。

## 附件 1：术语定义

(1) 交易单元，指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

(2) 标的月，指中长期交易电量所属的月份。

(3) 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。

(4) 合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 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。

(12) LL%/UL%，零售穿透比例系数。

(13) 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。

(14) 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。

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	省内年度（多年）电能量交易	市场电量	直接交易	协商
2		省内年度（多年）绿色电力交易	绿色电力	直接交易	协商/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	省内月度（多月）电能量交易	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/挂牌
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
7	多日	省内多日电能量交易	市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/ 挂牌
8	多日	省内周多日绿色电力交易	绿色电力	直接交易	协商/挂牌
9	多日	省内周多日代购市场电量代购	代购市场电量	代购交易	挂牌