

# 广西电力市场中长期电能量交易实施细则 (现货环境下) (试运行 3.0 版)

## 1 总则

1.1 为规范开展广西电力中长期电能量交易，与南方区域电力现货电能量市场有效衔接，依据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889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，制定本实施细则。

1.2 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 1.2 条所述，本细则所称南方区域是指广东、广西、云南、贵州、海南等五省区；所称中长期电能量交易是指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（多日）电能量交易。

1.3 本细则按照“安全可靠、竞争有序、低碳绿色、统一规范、协同高效”的原则制定。

1.4 市场成员应严格遵守本细则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

1.5 本细则适用于现货市场环境下的广西中长期电能量交易。

## 2 经营主体

2.1 参与广西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、新型经营主体等。

2.2 广西区内市场主体在广州电力交易中心履行注册登记手续后，即获得跨省中长期交易资格。各市场主体在履行自治区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中长期电能量交易。

2.3 落实“一地注册、信息共享”要求，实行首注负责制，由负责首次办理市场主体注册手续的电力交易机构，负责对市场注册有关材料进行完整性审查。

2.4 直接参与电力批发交易的电力用户称电力批发用户；参与电力零售交易的电力用户称电力零售用户。本细则中，将电力批发用户和售电公司统称为批发交易用户。电力零售用户按照零售交易相关管理规定参与零售交易。

2.5 现阶段由电网企业代理购电的工商业用户，依据电网代购相关规定参与购售电交易。

2.6 同一个市场主体（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。

2.7 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

2.8 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。

2.9 经营主体原则上不得自行退出市场；符合国家和自治区政府相关规定情形的，妥善处理其全部合同义务后可按规定办理退市手续。经营主体退出电力市场交易的，分为申请注销和自动注销，已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

### **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，按照南方区域电力市场中长期电能量交易统一品种库，结合广西电力市场实际，形成区内电能量交易品种库（详见附录2），根据实际情况组织开展。

##### **3.1.1 执行周期**

3.1.1.1 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第3.1.1.1条所述，根据交易标的物执行周期不同，南方区域中长期电能量交易品种划分为年（多年）、月（多月）、周（多周）、多日交易等品种。

（1）年度交易时，可以组织执行周期为年（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，可以组织执行周期为月（多月）交易的各类交易。当执行周期为多月时，经营主体通过选择首、末月份，确定执行周期。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（多周）交易各类交易。当执行周期为多周时，经营主体通过选择首、末日，确定执行周期。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，南方区域中长期电能量交易分为购售经营主体之间直接开展的电量交易和合同电量转让交易。

3.1.2.1 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第3.1.2.1条所述，电量交易包括跨省（区）优先发电计划电量、跨省（区）中长期市场化交易电量、区内中长期市场交易电量、电网企业代理购电（投放）交易电量。

(1) 跨省（区）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（区）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) 区内中长期交易电量是广西电力交易中心组织的，市

场主体在区内集中交易、双边协商交易等交易中所交易的电量。

(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。电网企业代理投放交易电量是非市场电源满足居民、农业以及电网代理购电用户（含线损电量）用电量后仍有剩余的、由电网企业投放至市场的电量。

3.1.2.2 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.1.2.2 条所述，跨省（区）合同电量转让交易包括送电合同、发电合同和用电合同电量转让交易。跨省（区）合同电量转让交易由广州电力交易中心按经营主体需求，不定期组织。

(1) 送电合同电量是指通过南方区域跨省（区）电力交易形成的、已明确到发电或送电主体的交易合同电量。

(2) 发电合同电量是指广西区内发电企业在区内中长期电能量市场形成的交易合同电量。

(3) 用电合同电量是指广西区内批发交易用户在南方区域跨省（区）电力中长期市场形成的交易合同电量，原则上不能跨省（区）转让交易。

3.1.2.3 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》第 3.1.2.3 条所述，区内合同电量转让交易包括发电合同、用电合同电量转让交易。其中，发电合同电量指广西区内发电企业在区内中长期电能量市场形成的交易合同电量，用电合同电量指广西区内批发交易用户在区内中长期电能量市场形成的交易合同电量。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，随合同电量交易同步转移至合同受让主体及交易时段。

3.1.2.4 对于已经向广西电力交易中心（以下简称“交易中心”）提出申请注销的经营主体，在其下一个合同履行月之前的10个工作日内，交易中心可根据其剩余未执行合同电量情况，组织标的物为本年度后续月份未执行的合同电量，出让电量的分月计划电量不允许超过该合同原分月计划电量，出让合同电量月分日、日分时曲线按原合同比例执行，交易价格为出让方出让的原合同价格，出让通过双边协商交易形成的合同的，出让方、受让方与相关合同方签订合同（补充协议）。申请注销的经营主体原则上要完成剩余未执行合同电量转让，受让方执行出让方剩余未执行的分月计划。

### 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，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交易系统完成交易申报与确认，采用自定义分解曲线或常用分解曲线，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，交易系统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，采用常用分解曲线或24小时分

时段能量块交易，经交易校核通过后生效。

3.1.3.3 滚动撮合交易包括集中竞价、连续撮合两个阶段。连续撮合阶段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，交易系统按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，采用常用分解曲线、24小时分时段能量块交易或分时段交易，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交易系统，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或常用分解曲线，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具备条件后连续开市，以集中竞价形式开展的电力中长期交易定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

### **3.1.4 参与方式**

#### **3.1.4.1 跨省（区）中长期交易参与方式**

根据《中国南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》3.1.4.1所述，跨省中长期交易包括跨省优先发电计划和跨省中长期市场化交易。当前阶段，广西作为送端省份参与跨省（区）中长期交易时，区内由能源主管部门安排或通过市场化方式落实到具体发电企业，承担跨省（区）送电的偏差经济责任；作为受端省份参与跨省（区）中长期交易时，由广西电网公司通过“网对网”、“点对网”等方式参与。条件成熟后，具备跨省交易资格的发电企业、批发交易用户可探索通过“点对点”方式参与跨省中长期交易。

#### 3.1.4.2 区内中长期交易参与方式

发电企业、批发交易用户可自主通过双边协商、集中交易方式参与区内电量直接交易、合同电量转让交易，成交量、价格、电力曲线等通过市场机制形成。

### 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3.2.4条所述，南方区域跨省中长期交易由广州电力交易中心在南方区域统一电力交易平台（以下简称“交易系统”）组织开展。广西区内市场主体的跨省中长期交易电量，按如下原则衔接：

3.2.1 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时，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 广西电网公司负责分别报送跨省优先发电计划、“网对网”跨省市场交易合同电量及分时电力曲线。

3.2.3 调度机构在预测区内市场机组的发电空间时需以区内优先发电计划、跨省中长期交易结果作为边界条件。

### 3.3 区内电力中长期交易

#### 3.3.1 电量交易

3.3.1.1 电量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（多月）、月内（周、多日）的顺序开展。

3.3.1.2 为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，经营主体应在其发电能力、用电需求范围内开展交

易。

### **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。发电合同电量转让交易原则上鼓励清洁高效机组替代低效机组发电。

3.3.2.3 用电合同电量转让交易仅在批发交易用户之间开展。批发交易用户可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的批发交易用户可受让合同电量。

3.3.2.4 发电企业与电网企业已成交的代购（投放）交易电量，不得在其他电能量直接交易中进行买卖。

### **3.3.3 绿色电力交易**

绿色电力交易单独开展，相关规则另行制定，条件成熟后推动绿色电力交易与电力批发交易的融合。

## **3.4 合同要素**

根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》3.4所述，中长期电能量交易合同应具备交易单元、合同周期、合同电量、电力曲线或曲线分解机制、交易价格或价格机制、结算参考点等合同要素。

### **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》第十八条所述，发电侧并网主体按照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；风电、光伏等类型电厂以核准（备案）项目的交易单元参与电力市场；储能企业可分别以发电企业交易单元、电力用户交易单元参与市场交易。虚拟电厂（含负荷聚合商）等新兴主体另行制定。

3.4.1.2 对于现货期间组织的区内中长期电能量交易，若机组入市时间早于交易参数固化截止时间，则该机组现货期间电量纳入电能量市场管理，当月（周）剩余非现货期间电量纳入电网企业代理购电来源。

3.4.1.3 对于暂停交易的机组，按照机组具体暂停时间段，削减其中长期电能量交易计划，暂停交易至正式商运期间所发电量纳入电网企业代理购电来源。相关对手方交易计划不予执行，相关责任由违约方承担。

3.4.1.4 电力用户以法人单位开展注册，按所属电网等条件划分作为不同交易单元参与中长期交易，交易单元承担电力用户权利和义务。售电公司以法人单位为交易单元参与中长期交易。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

3.4.1.5 经营主体按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。

3.4.1.6 储能企业以发电企业交易单元参与交易时，应承担发电企业权利和义务；储能企业以电力用户交易单元参与交易时，应承担电力用户权利和义务，可选择参与零售交易，也可选择直接参与批发交易。

### **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，也可按分时段交易电量形成总电量。

### **3.4.4 分解曲线**

合同电量的分解曲线或曲线分解机制，用于合同电量在合同周期内的分解。

### **3.4.5 交易价格**

合同电量的成交价格或价格形成机制，经营主体应在交易时申报分时价格，其中双边协商、挂牌交易在交易过程中申报合同周期内分时价格，其他集中交易采用常用分解曲线时，分时价格保持一致；采用 24 小时分时段能量块交易时，通过 24 小时分时段能量块交易形成分时价格；采用分时块交易的，通过分时块交易形成分时价格。

### **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，当广西作为受端省份参与跨省中长期交易时，根据相应送电类别的落地关口设置结算参考点；当广西作为送端省份参与跨省中长期交易时，根据相应送电类别的送出关口设置结算参考点；区内中长期交易设置统一的结算参考点；条件成熟后，允许市场主体自行选择结算参考点。

## **3.5 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》3.5所述，分解曲线包括自定义分解曲线和常用分解曲线两类。

### 3.5.1 自定义分解曲线

自定义分解曲线由市场主体自主提出，将合同电量在合同周期内转换为分时电量。

### 3.5.2 常用分解曲线

常用分解曲线由电力交易机构会同调度机构制定发布，将合同电量在合同周期内转换为分时电量，包括年度、月度、周常用分解曲线。

#### 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) 月分日电量比例 (M)：工作日、周六、周日、法定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。

电力交易机构可根据市场需要采用其他日分时电量比例，具体以电力交易机构发布的交易公告为准。

#### 3.5.2.2 分解方式

(1) 年度常用分解曲线包括 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) 和月分日电量比例 (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) 月度常用分解曲线包括 M+D1、M+D2 等形式，用于月度市场合同电量的分解：按照月分日电量比例 (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) 周常用分解曲线包括 M+D1、M+D2 等形式，用于周的市场合同电量的分解：按照月分日电量比例 (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 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.1 所述，跨省中长期交易落实国家指令性计划、政府间框架协议，应在交易中根据国家指令性计划、政府间框架协议形成成交价格。

4.2 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.2 所述，除跨省优先计划执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。经营主体成交价格为价格机制的，在交割日 (D 日) 前 2 个自然日由经营主体申报、明确交易价格，如无法明确，按照双方最近一笔该电量类型协商交易合约结算价格作为交易价格。

4.3 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.3 所述，双边协商交易价格按照双方合同约定执行，集中竞价交易采用边际出清或高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌或者双挂双摘的价格形成机制。其中，双边协商交易中

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。

4.4 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.4 所述，除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由广西电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定后执行。

4.5 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.5 所述，发电侧成交价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价等价格，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。

4.6 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》4.6 所述，电力市场用户的用电价格由电能量交易价格、上网环节线损费用、输配电价格、系统运行费用、政府性基金及附加等构成，按国家和广西相关规定执行。

4.7 电网企业通过参与场内集中交易方式代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。其中采取挂牌交易方式的，价格按照国家和自治区有关规定执行。

## **5 交易组织**

### **5.1 交易组织原则**

5.1.1 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》5.1.1 条所述，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 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》5.1.3条所述，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，除独立储能企业外的经营主体在集中交易过程中不能在同一场次中同时以购电主体和售电主体参与相同合同周期内的交易，以首笔成交方向为准。

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 现货试运行开展月份中，暂不组织标的物为周的月内市场电量直接交易、电网企业代理购电交易，采用滚动撮合方式组织多日交易。多日交易包括发电企业与批发交易用户多日交易、电网企业与发电企业的代购合同电量多日交易、电网企业与批发交易用户的投放合同电量多日交易，以分时块交易形式开展D日至D+1日的交易，视情况增加标的物为D+2日分时段电量。月内继续采用挂牌方式开展绿色电力交易。

5.1.5 中长期电能量交易均需约定电力曲线或曲线分解原则。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或曲线分解原则。

5.1.6 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》5.1.4条所述，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，合理确定批发交易用户用电需求。发电能力和用电需求可按规则动态合理调整。

5.1.7 根据《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》5.1.5条所述，交易的限定条件必须在交易公告中明确，原

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。

5.1.8 区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、发布结果等环节。

5.1.8.1 交易准备。电力交易机构根据电力电量平衡以及供需形势等进行区内电力中长期交易准备。市场主体交易参数原则上在交易开始前一个工作日 10:00 进行锁定。交易参数包括：具备交易资格的交易单元信息、零售服务关系、履约保函额度、交易电量上下限等。交易时间较长的年度交易，交易期间按日（每日 17:00）更新交易参数，日内不进行交易参数更新。因零售服务关系变化、履约保函调整、交易资格变化等原因导致已成交电量超过限值的，相应后果由经营主体自行承担。

5.1.8.2 交易公告。定期或连续开市的交易，原则上应提前 1 个自然日发布交易公告，不定期开市的交易，原则上应提前 5 个自然日发布交易公告。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、电网运行相关信息等。

5.1.8.3 交易申报。经营主体通过交易系统申报电力、电量和价格。交易申报最小交易电量为 1 兆瓦时、基本单位电量为 0.001 兆瓦时，最小价格单位为 0.01 元/兆瓦时，价格下限为 0 元/兆瓦时。现货期间以分时块交易形式组织的多日交易，若某时段经营主体申报电量低于 1 兆瓦时，可不受最小交易电量限值且只能进行一次申报，同时为该时段首笔有效申报。滚动撮合交

易开展时，前序集中竞价交易未成交申报数据可自动转入连续撮合阶段，视为滚动撮合交易开始时的同一时间申报。

5.1.8.4 交易出清。按照交易规则，电力交易机构开展交易出清，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电力交易机构进行交易校核，包括交易约束校核等。

5.1.8.6 根据《南方区域电力市场运营规则》第五十五条相关规定，跨省优先计划交易开展交易校核和安全校核，跨省中长期市场化交易和省内中长期电能量交易仅开展交易校核。

5.1.8.7 结果发布。电力交易机构发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个自然日内向电力交易机构提出，由市场运营机构在1个自然日内给予解释。

## 5.2 交易约束条件

5.2.1 年度（多年）交易开展前，调度机构披露市场化电源机组检修计划等运行信息，各发电企业交易单元在分月可交易上限范围内进行交易。月度（多月）、月内（多日）交易开展前，调度机构预测并披露市场化电源发电总空间、机组检修计划、电网安全约束等运行信息，市场主体根据自身情况进行交易。

### 5.2.2 净合同电量约束

净合同电量是指市场主体所交易标的月合同电量的代数和。

#### 5.2.2.1 净合同电量计算

发电企业交易单元标的周期净合同电量 =  $\Sigma$  卖出标的周期电网代购市场电量 -  $\Sigma$  买入标的周期电网代购市场电量 +  $\Sigma$  卖出

标的周期市场电量- $\Sigma$  买入标的周期市场电量

批发交易用户交易单元标的周期净合同电量= $\Sigma$  买入标的周期市场电量- $\Sigma$  卖出标的周期市场电量。

### 5.2.2.2 净合同电量上限

#### 5.2.2.2.1 发电侧

##### (1) 年度交易

燃煤、核电、燃气、储能等各发电企业交易单元年度交易分月净合同电量上限=注册装机容量 $\times$ 分月日历小时数-检修容量 $\times$ 分月检修日历小时数。检修容量、分月检修日历小时数根据调度提供机组检修计划确定。

风电、光伏发电企业交易单元年度交易分月净合同电量上限=风电、光伏注册装机容量 $\times$ 风电、光伏发电交易单元近三年平均发电利用小时数/12。风电、光伏发电交易单元近三年平均发电利用小时数由电力调度机构提供。其中，对于同一调度对象存在不同交易单元的，其交易单元按照调度对象近三年平均发电利用小时数执行。对于在近三年期间投产的风电、光伏发电企业取完整运行年数据计算其平均发电利用小时数，无完整运行年数据的风电、光伏发电企业按全区近三年平均发电利用小时数执行。

##### (2) 月度（月内）交易

发电企业交易单元月度（月内）净合同电量上限=注册装机容量 $\times$ 标的周期日历小时数-检修容量 $\times$ 标的周期检修日历小时数。检修容量、标的周期检修日历小时数根据交易参数锁定前调度提供的最新机组检修计划确定，发电企业交易单元净合同电量下限为 0。

以分时块交易开展多日交易的，发电企业交易单元各时净合同电量上限= $\min$ （注册装机容量 $\times 1$ ，月度净合同电量上限）。

#### 5.2.2.2.2 用户侧

##### (1) 年度交易

批发交易用户交易单元年度净合同电量上限=注册报装机容量 $\times$ 年度日历小时数，注册报装机容量以交易系统注册容量为准。其中售电公司交易单元年度净合同电量上限= $\Sigma$ 各代理零售用户服务周期日历小时数 $\times$ 各零售用户注册报装机容量。

##### (2) 月度（月内）交易

批发交易用户交易单元月度（月内）净合同电量上限=注册报装机容量 $\times$ 标的周期日历小时数，其中售电公司根据其零售用户报装机容量之和确定净合同电量上限。批发交易用户交易单元净合同电量下限均为 0。

以分时块交易开展多日交易的，批发交易用户交易单元各时净合同电量上限= $\min$ （注册报装机容量 $\times 1$ ，月度净合同电量上限）。

#### 5.2.3 可申报电量约束

##### 5.2.3.1 基本要求

5.2.3.1.1 经营主体应在可申报电量额度范围内参加中长期电能量交易。

5.2.3.1.2 电力交易机构根据经营主体净合同电量上下限、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。

### 5.2.3.2 可申报电量额度

#### 5.2.3.2.1 发电侧

发电企业交易单元可申报卖出电量额度= $\max\{(\text{标的周期净合同电量上限}-\text{本交易日前持有标的周期净合同电量}-\text{本交易日申报卖出市场电量}), 0\}$

发电企业交易单元可申报买入电量额度= $\max\{(\text{本交易日前持有净合同电量}-\text{本交易日申报买入市场电量}), 0\}$ ，采用 24 小时分时能量块交易的按各时段形成买入电量额度，采用分时块交易的按每小时形成买入电量额度。

#### 5.2.3.2.2 用户侧

批发交易用户交易单元可申报买入电量额度= $\max\{(\text{标的周期净合同电量上限}-\text{本交易日前持有标的周期净合同电量}-\text{本交易日申报买入市场电量}), 0\}$

批发交易用户交易单元可申报卖出电量额度= $\max\{(\text{本交易日前净合同电量}-\text{本交易日申报卖出市场电量}), 0\}$ ，采用 24 小时分时能量块交易的按各时段形成卖出电量额度，采用分时块交易的按每小时形成卖出电量额度。

批发交易用户进行卖出交易申报过程中，各小时持有净合同电量下限为 0。

### 5.3 交易组织时序

区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）、月内（多日、周）交易。

### 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

章所述，区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**

5.4.1.1.1 双边协商交易可按年度、月度、月内（多日、周）等时序定期组织。采用双边协商交易方式组织的合同电量转让交易可按月度（多月）为周期开展，月度（多月）交易标的包括次月及本年度内后续月份未执行的合同电量。

5.4.1.1.2 发电企业、批发交易用户以法人单位签订双边协商交易合同，合同需分解至交易单元。

5.4.1.1.3 双边协商合同内容应包括合同周期、交易电量、交易价格、分时电力曲线（或曲线分解参数）等要素。

5.4.1.1.4 年度双边协商交易中，发电企业只可作为市场合同卖方参加交易，批发交易用户只可作为市场合同买方参加交易。月度、月内（多日、周）双边协商交易中，可允许经营主体作为合同的买方、卖方参与交易。

5.4.1.1.5 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。

##### **5.4.1.2 交易流程**

双边协商交易包括交易公告发布、交易申报与确认、交易校核和结果发布等环节：

###### **5.4.1.2.1 交易公告发布**

电力交易机构在不迟于交易日的 1 个自然日前，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、可申报电量额度等。

#### **5.4.1.2.2 交易申报与确认**

交易双方达成意向后，由一方在交易系统提交交易申报，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。

#### **5.4.1.2.3 交易校核**

电力交易机构根据已发布的市场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。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，由电力交易机构按规定削减、调整成交电量。

#### **5.4.1.2.4 结果发布**

电力交易机构通过交易系统发布电能量双边协商交易正式结果，其中年度双边协商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**

5.4.2.1.1 集中竞价交易可按年度、月度、周等时序定期组织，采用常用分解曲线或24小时分时段能量块交易形式。

5.4.2.1.2 月度、周集中竞价交易中，可允许市场主体作为合同的买方、卖方参与交易。

5.4.2.1.3 集中竞价交易实行单向交易制度。市场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，以其第一笔有效申报电量的方向为准。当第一笔有效申报电量为买入电量，则当天只可继续提交买入电量申报；当第一笔有效申报电量为卖出电量，则当天只可继续提交卖出电量申报。

#### **5.4.2.2 交易流程**

集中竞价交易包括交易公告发布、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

##### **5.4.2.2.1 交易公告发布**

电力交易机构在不迟于交易日的1个自然日前，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、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、可申报电量额度等。

##### **5.4.2.2.2 交易申报**

(1) 市场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。

(2) 市场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) 经营主体可分别申报三笔交易电量及价格。发电企业和批发交易用户单笔申报电量下限值为5000兆瓦时，三笔申报总电量之和不得超过其交易可申报上限额度。若申报电量低于5000兆瓦时，只可按一笔进行交易电量申报。

### 5.4.2.2.3 交易出清

交易申报结束后，交易系统按不同标的分别进行集中撮合出清，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。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。

### 5.4.2.2.4 交易校核

集中竞价交易结束后，电力交易机构对初步交易结果进行交易校核，包括交易约束校核等。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，由电力交易机构按规定进行电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为结算依据。

### 5.4.2.2.5 结果发布

电力交易机构通过交易系统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

5.4.3.1.1 挂牌交易可按年度、月度、月内（多日、周）等时序定期组织，采用自定义分解曲线或常用分解曲线。采用挂牌交易方式组织的合同电量转让交易可按月度（多月）为周期开展，月度（多月）交易标的包括次月及本年度内后续月

份未执行的合同电量。

5.4.3.1.2 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，批发交易用户只可作为市场合同买方参加交易。月度、月内（多日、周）电能量挂牌交易中，可允许市场主体作为合同的买方、卖方参与交易。

5.4.3.1.3 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。其中，电网企业代理购电交易采用挂牌方式的，电网企业作为挂牌方，发电企业作为摘牌方。

5.4.3.1.4 挂牌交易实行单向交易制度，市场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有效申报电量的方向为准。

5.4.3.1.5 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**

挂牌交易包括交易公告发布、挂牌申报、摘牌交易、交易校核、结果发布等环节。

#### **5.4.3.2.1 交易公告发布**

电力交易机构在不迟于交易日的1个自然日前，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；
- （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。

#### **5.4.3.2.2 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。其中，针对电网企业代理购电挂牌交易，电网企业不设置可申报电量额度上限，以报量不报价的方式挂牌申报，电量应分解至各时段形成分时电量曲线，申报标的为电网企业代理工商业用户市场化外购电量。

#### **5.4.3.2.3 摘牌交易**

市场主体根据交易系统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。若同一笔挂牌被多家市场主体摘牌，按照“时间优先”的原则确定摘牌顺序，系统根据摘牌电量自动实时扣减挂牌电量（各小时持有净合约电量同步扣减），直至该笔挂牌电量全部成交；若时间相同时，则按照等比例原则成交对应挂牌电量。摘牌操作生效后形成初步结果，由电力交易机构即时发布。

电网企业代理工商业用户购电时，发电企业作为售电方进行摘牌交易，各发电企业交易单元在其可申报电量额度范围内自行确定摘牌电量，根据电网企业挂牌电量的分时段曲线比例进行分配，直至电网企业挂牌电量全部成交，剩余未摘牌电量不再进行分配，按照结算相关规则进行偏差结算。

#### **5.4.3.2.4 交易校核**

挂牌交易结束后，电力交易机构对初步交易结果进行交易校核，包括交易约束校核等。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，由电力交易机构按规定进

行电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为结算依据。

#### **5.4.3.2.5 结果发布**

电力交易机构通过交易系统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。

#### **5.4.4 滚动撮合交易组织**

##### **5.4.4.1 交易要求**

5.4.4.1.1 滚动撮合交易可按年度、月度、月内（多日、周）等时序定期组织，采用常用分解曲线、24小时分时段能量块交易或分时块交易方式开展。

5.4.4.1.2 年度（多年）滚动撮合交易按分月组织24小时分时段能量块的，经营主体在其剩余可申报额度范围内按月参与交易。

5.4.4.1.3 月度、月内（多日、周）滚动撮合交易中，可允许经营主体作为合同的买方、卖方参与交易。按24小时分时段能量块或分时块交易方式组织的，可允许经营主体按能量块或分时块作为合同的买方、卖方参与交易。

5.4.4.1.4 滚动撮合交易中，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，交易系统按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交。具体以交易公告为准。

##### **5.4.4.2 交易流程**

滚动撮合交易包括交易公告发布、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

###### **5.4.4.2.1 交易公告发布**

电力交易机构在不迟于交易日的1个自然日前，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、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、可申报电量额度等。

#### 5.4.4.2.2 交易申报

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

#### 5.4.4.2.3 交易出清

交易系统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。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，连续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。

#### **5.4.2.2.4 交易校核**

滚动撮合交易结束后，电力交易机构对初步交易结果进行交易校核，包括交易约束校核等。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，由电力交易机构按规定进行电量削减、调整，以削减或调整后的结果作为结算依据。

#### **5.4.2.2.5 结果发布**

电力交易机构通过交易系统发布滚动撮合交易正式结果。滚动撮合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 总体原则**

6.1.1 电力调度机构对跨省优先发电计划进行安全校核，区内中长期交易初步结果由广西电力交易中心进行交易校核。

#### **6.2 交易校核内容**

交易校核内容包括发电能力、用电需求等校核。

### 6.2.1 发电能力校核

发电企业预成交电量不得超过其发电能力扣减优先发电计划电量、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。初期阶段，发电能力即为发电侧月度净合同电量上限。

### 6.2.2 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。

### 6.2.3 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，电力交易机构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。

## 6.3 安全校核

6.3.1 南方区域跨省优先发电计划成交初步结果应当通过南网总调安全校核。南网总调在（D-2）日对D日跨省优先发电计划交易结果进行安全校核，对不满足安全约束的跨省优先计划进行条件，广西作为送电省份时按自治区有关规定将调减后的跨省优先发电计划分解落实到发电企业。

6.3.2 D-2日17:00前，广州电力交易中心发布D-2安全校核后D日跨省中长期交易计划曲线。D-1日11:00前，广西电力交易中心根据自治区相关规定，将调减后的跨省优先发电计划分解落实到发电企业，形成经营主体D日跨省优先发电计划最终分时曲线，并向相关主体披露，同时将分解后跨省优先发电计划数

据推送至广州电力交易中心。

## **7 交易执行**

### **7.1 合同签订**

7.1.1 交易系统出具的入市协议、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 电力调度机构应根据调整后的跨省优先发电计划组织现货电能量市场出清，形成跨省送受电调度计划和省内发电调度计划，在满足电网安全的前提下保障交易计划执行。

7.2.2 跨省中长期交易计划调整后，广西电网公司应联动调整发电责任主体交易计划，并将调整结果及时反馈电力交易机构，电力交易机构联动调整相关发电企业的交易电量约束。对于“网对网”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。

7.2.3 对于跨省优先发电计划，广西电网公司应根据跨省购售双方协商年内滚动调整等实际交易情况，联动调整跨省送电主体交易计划曲线，并将调整结果及时反馈电力交易机构，电力交易机构联动调整相关发电企业的交易电量约束。

## **8 特殊情况处理**

8.1 现货环境下的月度及月内（周、多日）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。

## 10 附则

10.1 本实施细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

10.2 本实施细则由广西电力交易中心制定，经广西电力市场管理委员会审议通过后，报国家能源局南方监管局和自治区政府电力管理部门审定执行，由广西电力交易中心负责解释。

## 附录 1:

### 术语定义

(1) 跨省优先发电计划。指根据国家指令性计划、地方政府间送电协议，通过购售双方协商形成的电力、电量合同，纳入跨省中长期交易的范畴。

(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。指市场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，是指电力交易机构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。指市场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) 合同电量。指市场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。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合同电量。

(10) 可申报电量额度。指市场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。

(11) 交易价格。指市场主体在参加中长期交易时成交的电能量价格。

(12) 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。

(13) 净合同电量上下限。指市场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) 交易系统。指用于广西电力市场化交易的技术支持系统。

(15) 24 小时分时能量块交易。指经营主体将标的周期内每日相同时段电量组合成 24 个分时能量块进行交易申报、出清。每个能量块成交电量平均分解至每日各相同时段，每个能量块成交价格对应每日相应时段价格。

(16) 分时块交易。指经营主体以每日各时段为最小标的块进行交易申报、出清，每个分时块成交电量及价格即每日对应时段的电量、价格。

附录 2:

广西电力市场中长期交易统一品种库（现货环境下）

序号	交易周期	交易品种	交易标的	交易类型	交易方式
1	年度交易	年度（多年）市场电量直接交易	年度（多年）市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
2		年度（多年）绿色电力直接交易	年度（多年）绿色电力	直接交易	协商
3		年度代购电量代购交易	年度代购电量	代购交易	挂牌
4	月度交易	月度（多月）市场电量直接交易	月度（多月）市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
5		月度绿色电力直接交易	月度绿色电力	直接交易	协商
6		月度市场合同电量转让交易	月度市场合同电量	转让交易	协商/挂牌
7		月度代购电量代购交易	月度代购电量	代购交易	挂牌
8		月度代购合同电量转让交易	月度代购合同电量	转让交易	协商/挂牌
9	月内交易	月内（多日、周）市场电量直接交易	月内（多日、周）市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
10		月内（多日、周）绿色电力直接交易	月内（多日、周）绿色电力	直接交易	协商/挂牌
11		月内（多日、周）代购电量代购交易	月内（多日、周）代购（投放）电量	代购（投放）交易	挂牌/滚动撮合

注：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，交易组织方式与周交易方式相同。