

广东中长期电能量市场交易实施细则

(征求意见稿)

目录

1 总述.....	1
2 适用范围.....	1
3 术语定义.....	1
4 市场主体.....	2
5 基本要求.....	3
5.1 交易方式.....	3
5.1.1 双边协商交易.....	3
5.1.2 集中竞价交易.....	3
5.1.3 滚动撮合交易.....	3
5.1.4 挂牌交易.....	3
5.2 交易品种.....	4
5.2.1 市场合约交易品种.....	4
5.2.2 基数合约交易品种.....	4
5.3 合约要素.....	4
5.3.1 交易单元.....	4
5.3.2 合约周期.....	4
5.3.3 合约电量.....	5
5.3.4 分解曲线.....	5
5.3.5 交易价格.....	5
5.3.6 结算参考点.....	5
5.4 分解曲线.....	5
5.4.1 自定义分解曲线.....	5
5.4.2 常用分解曲线.....	5
6 交易价格机制.....	7
6.1 价格成交机制.....	7
6.1.1 集中竞价.....	7
6.1.2 滚动撮合.....	7
6.1.3 双边协商和挂牌.....	8
6.2 价格上下限约束.....	8
7 交易电量约束.....	9
7.1 月度净合约量约束.....	9
7.1.1 月度净合约量计算.....	9
7.1.2 月度净合约量上限.....	10
7.1.3 发布与调整.....	12
7.2 月度累计交易量约束.....	12
7.2.1 月度累计交易量计算.....	12
7.2.2 月度累计交易量上限.....	12
7.2.3 发布与调整.....	13
7.3 可申报电量约束.....	13
7.3.1 基本要求.....	13
7.3.2 双边协商交易.....	13

7.3.3 滚动撮合交易.....	14
7.3.4 挂牌交易.....	15
8 双边协商交易组织.....	16
8.1 交易要求.....	16
8.2 交易流程.....	17
9 挂牌交易组织.....	18
9.1 交易要求.....	18
9.2 交易流程.....	19
9.2.1 交易前信息发布.....	19
9.2.2 挂牌申报.....	19
9.2.3 摘牌交易.....	19
9.2.4 交易校核.....	19
9.2.5 结果发布.....	20
10 滚动撮合交易组织.....	20
10.1 交易要求.....	20
10.2 交易流程.....	20
10.2.1 交易前信息发布.....	21
10.2.2 滚动撮合.....	21
10.2.3 交易校核.....	22
10.2.4 结果发布.....	22
11 基数合约交易组织.....	22
11.1 交易要求.....	22
11.2 可申报电量额度.....	22
11.3 交易流程.....	23
12 参数管理.....	23
13 异常情况处理.....	23

1 总述

为规范开展场内集中交易与场外协商交易互补、常用曲线合约与自定义曲线合约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，实现广东电力中长期电能量市场与南方（以广东起步）电力现货电能量市场有效衔接，根据《广东电力市场运营基本规则（试行）》制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于现货市场环境下的中长期电能量交易。

3 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，交易形成的市场合约和基数合约按《广东电力市场结算实施细则》规定进行结算。

（2）交易单元，指市场主体参加中长期各交易品种的基本单位。

（3）标的月，指中长期交易电量所属的月份。

（4）交易日，对中长期集中交易，是指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。

（5）统一结算点，全部市场用户的结算节点，目前也是用于中长期合约结算的虚拟节点

。

(6) 市场合约电量，指市场主体在中长期市场中所成交的市场化电量。

(7) 基数合约电量，指市场主体在中长期市场基数合约交易品种中所成交的电量，包括政府部门下达的年度基数电量及关停机组补偿电量。

(8) 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，该额度按不同品种、不同标的分别计算。

(9) 交易价格，指市场主体在参加中长期交易时，所申报以及成交的价格为电能量的绝对价格。

(10) 综合价格，指根据滚动撮合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。

(11) 交易系统。指中长期交易子系统。

4 市场主体

参与中长期交易的市场主体包括符合准入条件并完成准入注册的发电企业、售电公司和批发用户等。

符合准入条件的新建机组可以参加中长期市场，其中年度双边协商合约的起始时间不得早于机组承诺完成成套启动试运行时间，其他交易品种在完成成套启动试运行后方可参加。

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广东交易中心（以下简称交易中心）登记备案、建立零售关系后方可参与交易。

5 基本要求

5.1 交易方式

中长期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。

5.1.1 双边协商交易

双边协商交易是指市场主体间通过自主协商形成交易结果的交易方式，由合约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，经交易校核通过后生效。

5.1.2 集中竞价交易

集中竞价交易是指设置交易报价截止时间，交易系统汇总市场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，经交易校核通过后生效。

5.1.3 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场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，经交易校核通过后生效。

5.1.4 挂牌交易

挂牌交易是指市场主体通过交易系统，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，经交易校核通过后生效。

5.2 交易品种

5.2.1 市场合约交易品种

市场合约交易品种主要包括双边协商交易、滚动撮合交易及挂牌交易等。

5.2.2 基数合约交易品种

基数合约交易主要指基数合约双边协商交易，仅限于提前关停机组的关停补偿电量交易。通过基数合约双边协商交易的基数合约电量按交易电量结算，不作调整。

5.3 合约要素

5.3.1 交易单元

(1) 发电企业以法人单位、机组为交易单元参与中长期市场交易，以各交易品种要求为准。一套联合循环机组视为单一机组。

(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市场交易，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市场交易。

(3) 中长期交易的成交双方不能为同一交易单元。

5.3.2 合约周期

中长期合约的起止时间，以完整日历日为基本单位。

5.3.3 合约电量

中长期合约周期内交易的总电量。

5.3.4 分解曲线

合约电量的分解曲线，用于合约电量在合约周期内的分解。

5.3.5 交易价格

中长期合约电量的成交价格，采用绝对价格形式。

5.3.6 结算参考点

中长期合约电量的结算节点，该节点的日前电能量市场价格作为中长期合约的结算依据。现阶段中长期交易市场合约的结算节点均选取为统一结算点；条件成熟后，允许市场主体自行选择结算参考点。

5.4 分解曲线

包括自定义分解曲线和常用分解曲线两类。

5.4.1 自定义分解曲线

自定义分解曲线由市场主体自主提出，将合约电量在合约周期内转换为分时电量。

5.4.2 常用分解曲线

常用分解曲线由交易中心会同调度机构制定发布，将合约电量在合约周期内转换为分时电量，包括年度、月度、周常用分解曲线。

5.4.2.1. 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。

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

5.4.2.2.分解方式

(1) 年度常用分解曲线包括 $Y+M+D1$ 、 $Y+M+D2$ 等形式，用于年度市场合约电量的分解：按照年度分月电量比例 (Y) 和分日电量比例 (M)，将年度市场合约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，用于月度市场合约电量的分解：按照分日电量比例 (M)，将月度市场合约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，用于周的市场合约电量的分解：按照分日电量比例 (M)，将周的市场合约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。

6 交易价格机制

6.1 价格成交机制

6.1.1 集中竞价

集中竞价可采用边际出清或者高低匹配等方式形成价格。

(1) 边际出清

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。

(2) 高低匹配

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，买方的最低价和卖方的最高价优先配对，并依此类推，直至卖方电价大于买方电价中止，成交价格采用匹配双方申报价格的均价。

6.1.2 滚动撮合

交易系统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) 首个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第一笔交易成交价格。

6.1.3 双边协商和挂牌

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。

6.2 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，滚动撮合交易申报价格设置涨跌幅限制：

(1) 首个交易日

标的申报价格上限=标的首日指导价×（1+涨跌停比例参数 U%）

标的申报价格下限=标的首日指导价 $\times$ (1-涨跌停比例参数 U%)

(2) 正常交易日

标的申报价格上限=标的最新有效综合价格 $\times$ (1+涨跌停比例参数 U%)

标的申报价格下限=标的最新有效综合价格 $\times$ (1-涨跌停比例参数 U%)

(3) 综合价格

标的综合价格= (Σ (滚动撮合成交量 $\times$ 滚动撮合成交价格)) / 滚动撮合成交量

若标的当日成交的市场主体数量或交易笔数不满足综合价格认定要求, 则该综合价格认定为无效, 以上一日综合价格代替。未形成有效综合价格时, 以首日指导价代替。

7 交易电量约束

7.1 月度净合约量约束

月度净合约量是指市场主体所交易标的月合约电量的代数和。

7.1.1 月度净合约量计算

发电机组标的月净合约量=标的月基数合约电量 (计划) + Σ 卖出标的月基数合约电量- Σ 买入标的月基数合约电量+ Σ 卖出标的月市场合约电量- Σ 买入标的月市场合约电量

批发用户/售电公司标的月净合约量= Σ 买入标的月市场合约电量- Σ 卖出标的月市场合约电量。

7.1.2 月度净合约量上限

市场主体的月度净合约量上限按照以下方法确定。

(1) 发电侧

1) 年度（分月）交易

年度交易分月平均小时数 = (年度电量总规模 - 核电年度市场电量规模) × 分月电量比例 / (Σ B 类机组分月可用装机容量 (不含核电机组) × 容量系数)

燃煤发电机组月度净合约量上限 = 年度交易分月平均小时数 × 机组可用装机容量 × 容量系数 × [k0 - k1 × (机组发电煤耗 - 全省分月平均发电煤耗) / 全省分月平均发电煤耗]

B 类中除核电外的其他类型发电机组参照煤耗最低的燃煤发电机组确定交易电量上限。

核电机组年度交易分月电量上限 = 核电机组年度市场电量规模 × 分月电量比例

2) 月度（含月内）交易

发电机组月度净合约量上限 = 发电机组月度交易申报电量上限 + 年度市场合约分月电量 + 标的月基数合约电量 (计划) + Σ 卖出标的月基数合约电量 - Σ 买入标的月基数合约电量

发电机组月度交易申报电量上限 = 所属发电单元月度交易申报电量上限 × 发电机组可用装机容量 / 所属发电单元可用装机容量

其中：

月度市场交易平均小时数 = (月度市场用户总用电需求 - 可再生能源成交电量 - 核电发电单元月度市场电量上限) /

(Σ B 类机组考虑检修后的可用装机容量 (不含核电机组)
× 容量系数)

燃煤发电单元月度市场电量上限 = 燃煤发电单元可用
装机容量 × 容量系数 × 月度市场交易平均小时数 × $[k_0 - k_1$
× (发电单元发电煤耗 - 全省平均发电煤耗) / 全省平均发
电煤耗]

B 类中除核电外的其他类型发电单元参照煤耗最低的燃
煤发电单元确定市场电量上限。

除核电外的发电单元月度交易申报电量上限 = 月度市
场电量上限 - 已有市场电量 (不含合同转让交易结果), 为
负取 0。

核电发电单元月度交易申报电量上限 = 核电月度全电量
上限 - 已有基数和市场电量 (含合同转让交易结果), 为负取
0。

发电机组净合约量下限为 0。

(2) 用户侧

1) 年度交易

售电公司/批发用户月度净合约量上限 = 历史同期月份
实用电量 × y_2

2) 月度 (含月内) 交易

售电公司/批发用户月度净合约量上限 = 所申报次月用
电需求。

批发用户/售电公司月度净合约量下限均为 0。

7.1.3 发布与调整

交易中心按月计算发布市场主体月度净合约量上限。因净合约量上限调整，导致市场主体已持有月度净合约量超过上限时，由交易中心负责通知市场主体在规定时间内处理。交易中心对代理关系变更及其合约进行监控，发现代理关系异常的，按相关规定及时处置，并报能源监管机构和政府部门。

其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由市场主体向交易中心提出申请，交易中心组织调度机构、供电企业等相关单位核实后，提出办理建议，并经能源监管机构和政府部门同意后执行。

7.2 月度累计交易量约束

月度累计交易量是指市场主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和。

7.2.1 月度累计交易量计算

发电机组标的月累计交易量= Σ 标的月基数合约电量(计划)+卖出标的月基数合约电量+ Σ 买入标的月基数合约电量+ Σ 卖出标的月市场合约电量+ Σ 买入标的月市场合约电量

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

7.2.2 月度累计交易量上限

发电机组月度累计交易量上限=(发电机组月度交易申报电量上限+年度合同分月电量) $\times$ 调整参数 ϵ_2 +标的月基数合约电量(计划)+ Σ 卖出标的月基数合约电量+ Σ 买入标的

月基数合约电量

用户侧月度累计交易量上限=月度净合约量上限×调整参数 f_2

7.2.3 发布与调整

交易中心按月计算发布市场主体月度累计交易量上限，于交易前发布市场主体月度累计交易量上限。

7.3 可申报电量约束

7.3.1 基本要求

(1) 市场主体应在可申报电量额度范围内参加中长期市场交易。

(2) 交易中心根据市场主体月度净合约量上下限、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。

(3) 市场主体在进行交易申报时，月以上合约电量分解至月度后须满足各月可申报电量额度，跨月合约电量按日所属月份计入月度合约电量后须满足月度可申报电量额度。

(4) 中长期交易实行大额申报制度。单个交易日内，市场主体任一月度净合约量减少值不得超过该月净合约量上限的一定比例 $s\%$ （大额申报比例参数）。

7.3.2 双边协商交易

(1) 发电侧

发电机组可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电机组可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报买入协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

(2) 用户侧

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

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

7.3.3 滚动撮合交易

(1) 发电侧

发电机组可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日内申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电机组可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有}$

滚动撮合交易月内市场合约电量-本交易日申报买入滚动撮合交易月内市场合约电量), (月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量) }

(2) 用户侧

1) 持有当前标的合约电量为正。

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

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有滚动撮合交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出滚动撮合交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

2) 持有当前标的合约电量为负。

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

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有滚动撮合交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出滚动撮合交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

7.3.4 挂牌交易

(1) 发电侧

发电机组可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电机组可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报买入协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

(2) 用户侧

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

批发用户/售电公司可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

8 双边协商交易组织

8.1 交易要求

(1) 双边协商交易可按年度、月度、周为周期开展，其中，年度双边协商交易的标的为次年市场合约电量；月度双边协商交易的标的为次月市场合约电量；周双边协商交易的标的为D+3日起的市场合约电量，以7天为最小合约周期。双边协商采用自定义分解曲线，具体以交易中心发布的交易

公告为准。

(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) 双边协商合约内容应包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等要素。

(4) 年度双边协商交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。月度、周双边协商交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。

(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。

8.2 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：

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。

交易中心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，通过交易校核后，生成正式交易结果并作为结算依据。

交易中心通过交易系统发布年度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。

9 挂牌交易组织

9.1 交易要求

(1) 挂牌交易可按年度、月度、周为周期开展，其中，年度挂牌交易的标的为次年年度市场合约电量；月度挂牌交易的标的为次月市场合约电量；周挂牌交易的标的为次周开始的市场合约电量，以7日为最小合约周期；挂牌交易采用自定义分解曲线，具体以交易中心发布的交易公告为准。

(2) 发电企业以机组为交易单元参加年度挂牌交易。

(3) 年度挂牌交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。月度、周挂牌交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。

(4) 挂牌交易中，市场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，市场主体在单个交易日内，对相同合约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），以其合约周期内第一笔成交电量的方向为准。

(6) 挂牌交易的合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等信息由挂牌方确定。

(7) 挂牌交易视情况启动大宗交易制度。对申报成交电量超过一定规模的，挂牌方需提前向交易中心进行申报，

经同意后，由挂牌方在交易系统实名进行申报。

9.2 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。

9.2.1 交易前信息发布

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。

9.2.2 挂牌申报

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

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。

9.2.3 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。摘牌操作生效后形成初步结果，由交易中心即时发布。

9.2.4 交易校核

挂牌交易结束后，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。

9.2.5 结果发布

交易中心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。

10 滚动撮合交易组织

10.1 交易要求

(1) 滚动撮合交易可按月度及以上、周等周期开展，其中，月度滚动撮合交易的标的为次月市场合约电量；周滚动撮合交易的标的为次周开始的周市场合约电量。滚动撮合交易采用常用分解曲线形式，具体以交易中心发布的交易公告为准。

(2) 发电企业以机组为交易单元参加滚动撮合交易。

(3) 月度、周滚动撮合交易中，可允许市场主体同时作为合约的买方、卖方参与交易。

(4) 滚动撮合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，以其第一笔成交合约电量的方向为准。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。

10.2 交易流程

滚动撮合交易包括交易前信息发布、滚动撮合、交易校

核、结果发布等环节。

10.2.1 交易前信息发布

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、滚动撮合交易申报价格约束等。

10.2.2 滚动撮合

滚动撮合包括交易申报、滚动撮合、结果发布等环节。

(1) 交易申报。市场主体在交易时段内，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。

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；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。

市场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。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。

(3) 初步结果发布由交易中心即时发布滚动撮合阶段初步交易结果。

10.2.3 交易校核

滚动撮合交易结束后，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。

10.2.4 结果发布

交易中心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。

11 基数合约交易组织

11.1 交易要求

(1) 基数合约双边协商交易的标的为次月关停机组的月度基数合约电量，通过绝对价格模式交易，无需曲线分解，具体以交易中心发布的交易公告为准。

(2) 基数双边协商交易中，发电企业以发电单元为交易单元参加交易，出让方须为关停机组。

(3) 目前仅允许在燃煤机组与燃煤机组之间、燃气机组与燃气机组之间开展。

11.2 可申报电量额度

发电单元可受让卖出电量额度=发电机组可用装机容量

$\times \text{负荷率上限} \times 24 \times \text{当月天数} \times (1 - \text{厂用电率}) - \text{本交易日前持有月度净合约量}$

发电单元可申报出让电量额度 = 本交易日前持有月内基数合约电量 - 本交易日申报出让月内基数合约电量

11.3 交易流程

基数合约双边协商交易包括合同提交与确认、交易校核和结果发布等环节，参见双边协商交易。

12 参数管理

本细则中滚动撮合交易常用曲线比例、市场成交价格上下限、滚动撮合交易标的首日指导价、滚动撮合交易涨跌停比例 $U\%$ 、滚动撮合交易综合价格认定要求、用户侧净合约上限调整系数 y_2 、累计交易量上限调整系数 f_2 、大额申报比例 $s\%$ 等市场交易参数，由交易中心提出建议、广东电力市场管理委员会审议通过后，经能源监管机构和政府电力管理部门同意后执行。

13 异常情况处理

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。

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。

若现货市场中止且短期内（超过一个月）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，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。