广东电力市场中长期电能量交易
实施细则
(2025 年修订)

目 录

1 总述.....	4
2 适用范围.....	4
3 术语定义.....	4
4 经营主体.....	5
5 基本要求.....	7
5.1 交易方式.....	7
5.1.1 双边协商交易.....	7
5.1.2 集中竞价交易.....	7
5.1.3 滚动撮合交易.....	8
5.1.4 挂牌交易.....	8
5.2 交易品种.....	8
5.2.1 市场合约交易品种.....	8
5.2.2 电网代购市场电量交易等品种.....	8
5.3 合约要素.....	9
5.3.1 交易单元.....	9
5.3.2 合约周期.....	9
5.3.3 合约电量.....	9
5.3.4 分解曲线.....	10
5.3.5 交易价格.....	10
5.3.6 结算参考点.....	10
5.4 分解曲线.....	10
5.4.1 自定义分解曲线.....	10
5.4.2 常用分解曲线.....	10
6 交易价格机制.....	11
6.1 价格成交机制.....	11
6.1.1 集中竞价.....	11
6.1.2 滚动撮合.....	11
6.1.3 双边协商.....	12
6.1.4 挂牌.....	12
6.2 价格上下限约束.....	12
7 交易电量约束.....	13
7.1 月度净合约量约束.....	13
7.1.1 月度净合约量计算.....	13
7.1.2 月度净合约量上下限.....	14
7.1.3 发布与调整.....	17
7.2 月度累计交易量约束.....	18
7.2.1 月度累计交易量计算.....	18
7.2.2 月度累计交易量上限.....	18
7.2.3 发布与调整.....	19
7.3 分时净合约量约束.....	19

7.3.1	分时净合约量计算.....	19
7.3.2	分时净合约量上下限.....	19
7.4	可申报电量约束.....	21
8	双边协商交易组织.....	21
8.1	交易要求.....	21
8.2	交易流程.....	22
8.2.1	交易申报与确认.....	22
8.2.2	交易校核.....	23
8.2.3	结果发布.....	23
8.3	成交均价计算.....	23
9	挂牌交易组织.....	23
9.1	交易要求.....	23
9.2	交易流程.....	24
9.2.1	交易前信息发布.....	24
9.2.2	挂牌申报.....	24
9.2.3	摘牌交易.....	25
9.2.4	交易校核.....	25
9.2.5	结果发布.....	25
9.3	成交均价计算.....	25
10	集中竞争交易组织.....	25
10.1	交易要求.....	25
10.2	交易流程.....	27
10.2.1	交易前信息发布.....	27
10.2.2	集中竞价.....	27
10.2.3	滚动撮合.....	28
10.2.4	交易校核.....	29
10.2.5	结果发布.....	29
10.3	成交均价计算.....	29
10.3.1	年度、多月、多日集中竞争交易.....	29
10.3.2	月度集中竞争交易.....	30
11	发电侧市场合同转让挂牌交易.....	31
11.1	交易要求.....	31
11.2	交易流程.....	31
11.3	成交均价计算.....	32
12	电网代购市场电量交易.....	32
12.1	电网代购市场电量挂牌交易.....	32
12.1.1	用户电量预测.....	32
12.1.2	交易要求.....	33
12.1.3	可申报电量额度.....	33
12.1.4	成交机制.....	33
12.1.5	交易流程.....	34
12.2	电网代购市场电量转让双边协商交易.....	34
12.2.1	交易要求.....	34
12.2.2	可申报电量额度.....	34

12.2.3 交易流程.....	34
12.3 其他.....	35
13 跨省外送电量交易.....	35
13.1 交易要求.....	35
13.2 可申报电量额度.....	35
13.3 成交机制.....	36
13.4 交易流程.....	36

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、多月、月、周及多日等交易品种，实现广东电力中长期电能量市场与现货电能量市场有效衔接，根据广东电力市场运行规则，制定本细则，自2025年1月起执行。

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、多月、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、电网代购市场电量和跨省外送电量按《广东电力现货市场结算实施细则》规定进行结算。

(2) 交易单元，指经营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，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。

（8）跨省外送电量，指市场机组通过参与跨省外送电量交易形成的电量。

（9）基数电量，指政府主管部门下达的年度基数电量、执行政府核定上网电价。

（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）交易系统。指广东电力交易系统（平台）中长期交易子系统。

4 经营主体

参与中长期交易的经营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、批发用户、独立储能、抽水蓄能和虚拟电厂等。

符合准入条件的新建燃煤、燃气机组可以参加中长期市场，在开展交易时未完成整套启动试运行的，可参加年度/多月/月度双边协商交易、年度代购市场电量挂牌交易，不能参加年度挂牌交易、年度/多月/月度集中竞争交易、月度代购市场电量挂牌交易，其中年度/多月/月度双边协商合

约、年度代购市场电量的起始时间不得早于机组承诺完成整套启动试运行时间。机组完成整套启动试运行后即可参加当月开展的月度和月内交易，交易标的起止时间在完成整套启动试运行后 3 个月内的，交易方式不受限制；交易标的起止时间超出上述时段的，仅可参加双边协商交易；正式商运后交易方式不受限制。未按承诺时间正式投产的机组，自完成满负荷试运行当天（T）的（T+2）日起执行合同电量、代购市场电量，（T+1）日及之前的合同电量不予执行、不能转让。

省内市场机组转供省外期间，保留省内市场机组资格。当月不能参与月度集中竞争交易，可参与多月及月度双边协商交易，交易标的日期范围不得包含转供期间，同时可作为出让方参与发电侧市场合同挂牌转让交易。当月转供期间，机组代购市场电量为零，可作为出让方参与周、多日交易；当月非转供期间，机组可正常参与周、多日交易。机组应通过发电侧市场合同挂牌转让以及周、多日交易将转供期间市场电量全部出让，未出让市场电量按照结算细则进行现货偏差结算。

220kV 及以上电压等级的风电场站、光伏电站及 2025 年 1 月 1 日新增并网的 110kV 电压等级的集中式光伏可参与中长期交易，参加绿电交易的发电企业按广东可再生能源交易规则执行。

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电力交易中心（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。

符合准入条件的虚拟电厂可参与年度、多月、月度、多日（周）等周期的双边协商、挂牌、集中竞争交易，其中：负荷类虚拟电厂作为用电侧主体参与交易，其交易方向、交易电量约束等参照售电公司相关规定执行；发电类虚拟电厂作为发电侧主体参与交易，其交易方向、交易电量约束等参照新能源相关规定执行。具体以相关细则及交易安排为准。

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

双边协商交易是指经营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内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，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，经交易校核通过后生效。

5.1.4 挂牌交易

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，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、集中竞争交易（采用集中竞价+滚动撮合交易方式）、挂牌交易及发电侧市场合同转让挂牌交易等。

5.2.2 电网代购市场电量交易等品种

电网代购市场电量交易等品种主要包括：电网代购市场电量挂牌交易、电网代购市场电量转让双边协商交易、跨省外送电量挂牌交易、核电基数转让双边协商交易等。

5.3 合约要素

5.3.1 交易单元

(1) 燃煤、燃气、核电以机组为交易单元参与中长期交易，一套联合循环机组视为单一机组。

新能源发电企业以发电项目为交易单元参与中长期交易，交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。

(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) 原则上，接入同一 220 千伏上网节点、属于同一法人的独立储能作为一个交易单元参与中长期交易，且交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。

抽水蓄能以单机或全厂为最小单位参与中长期交易。

(4) 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。

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，允许经营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典型分解曲线两类。

5.4.1 自定义分解曲线

自定义分解曲线由经营主体自主提出，将合约电量在合约周期内转换为分时电量。

5.4.2 典型分解曲线

典型分解曲线由交易中心会同调度机构制定发布，将合约电量转换为分时电量。

(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、调休节假日等多种典型日的电量比例。

(3) 日分时电量比例 (D)：将日电量分解至交易标的内各小时的电量比例。

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

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。

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）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。

6.1.3 双边协商

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。

6.1.4 挂牌

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，月度分时段集中竞争交易考虑现货价格水平分时段设置市场申报、成交价格上下限，具体计算方法如下：

（1）按照一定加权比例对去年同期月份、最近月份（M-2月）的 24 个时段日前市场统一结算点电价按小时分别加权计

算平均值，得到 24 小时现货平均价格曲线。对涉及春节假期的月份做特殊处理，其中，标的月为春节所在月份，去年同期月份取去年春节所在月份；标的月为非春节所在月份，且去年同期月份为春节所在月份，则取去年同期相邻月份（在 1-2 月范围内选择）；最近月份为春节所在月份的取 M-3 月作为最近月份计算数据来源。根据实际运行情况，可对该 24 小时现货平均价格曲线进行调整。

(2) 按比例缩放修正。对 24 小时现货平均价格求算术平均值 P 均，计算市场参考价与 P 均的比例，将 24 小时现货平均价格曲线逐时段价格乘该比例，使该现货平均曲线进行缩放使其算术平均值为市场参考价，得到标的月分时段参考价格曲线。

(3) 标的月分时段参考价格曲线按其逐时段价格扣除超低排放价格后的上下浮动得到逐时段限价区间，即：

时段 i 的价格上限 = $P_i + (P_i - \text{超低排放价格}) \times \text{上浮比例}$

时段 i 的价格下限 = $P_i - (P_i - \text{超低排放价格}) \times \text{下浮比例}$

7 交易电量约束

7.1 月度净合约量约束

月度净合约量是指经营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/独立储能/抽水蓄能标的月净合约量 = Σ 卖出标的月市场合约电量 - Σ 买入标的月市场合约电量

售电公司/批发用户标的月净合约量 = 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 月度净合约量上下限

经营主体的月度净合约量上限/下限按照以下方法确定。

(1) 燃煤、燃气机组

1) 年度交易

燃煤、燃气机组年度交易分月净合约量上限=年度交易分月平均小时数×机组有效装机容量×容量系数× $[k_0 - k_1 \times (\text{机组发电煤耗} - \text{全省分月平均发电煤耗}) / \text{全省分月平均发电煤耗}]$

年度交易分月平均小时数=(年度电量分月规模-核电机组年度交易分月净合约量上限-新能源年度交易分月净合约量上限) / (Σ直接参与市场交易的机组(简称直接交易机组,下同)分月有效装机容量(不含核电机组及新能源交易单元)×容量系数)

燃气机组参照煤耗最低的燃煤机组确定交易电量上限。

2) 多月交易

燃煤、燃气机组多月交易净合约量上限=机组年度交易分月净合约量上限

3) 月度、周及多日交易

燃煤、燃气机组月度净合约量上限=燃煤、燃气机组月度交易申报电量上限+年度及多月市场合约分月电量(含合同转让交易结果)

燃煤、燃气机组月度交易申报电量上限 = 燃煤、燃气

机组月度市场电量上限一年度及多月市场合约分月电量（不含合同转让交易结果），为负取0。

燃煤、燃气机组月度市场电量上限=月度市场交易平均小时数×机组装机容量×容量系数× $[k_0 - k_1 \times (\text{机组发电煤耗} - \text{全省平均发电煤耗}) / \text{全省平均发电煤耗}]$

其中， k_0 根据当月供需形势计算得到，燃气机组参照煤耗最低的燃煤发电机组确定市场电量上限。全省平均发电煤耗根据各燃煤、燃气机组煤耗和装机容量加权计算得到。

月度市场交易平均小时数 = $(\text{（月度市场用户总用电需求} - \text{用户自主协商约定电能量价格的绿电交易成交量）} - \text{（现货新能源交易单元月度市场电量上限} - \text{不参与常规中长期的现货新能源交易单元自主协商约定电能量价格的绿电交易成交量）} - \text{核电机组月度市场电量上限}) / (\sum \text{直接交易机组装机容量（不含核电机组及新能源交易单元）} \times \text{容量系数})$

燃煤、燃气机组市场合同转让交易按负荷率电量上限（100%）扣减转让后的代购市场及跨省外送电量作为月度净合约量上限，机组月度净合约量上限不得超过负荷率电量上限（100%）扣减转让后的代购市场及跨省外送电量。新能源、核电机组市场合同转让交易上限等于月度净合约量上限。

未投产燃煤、燃气机组参考上述机制计算其计划投产月份的月度净合约量上限，不纳入 k_0 、月度市场交易平均小时数计算；已明确延期投产的，不安排月度净合约量上限；投产后考虑机组投产日期重新计算其月度净合约量上限。

燃煤、燃气机组月度净合约量下限为 0。

（2）核电机组

1) 年度交易

核电机组年度交易分月净合约量上限=核电机组年度市场电量规模×考虑各机组计划检修后的分月可发上网电量比例。

2) 多月交易

核电机组多月交易净合约量上限=核电机组年度交易分月净合约量上限

3) 月度、周及多日交易

核电机组月度净合约量上限 =核电考虑机组检修的可发上网电量-已有基数电量（含基数转让交易结果），为负取 0。

核电机组月度净合约量下限为 0。

（3）新能源

新能源交易单元参与常规电能量交易月度净合约量上限=近一年同期月份该类型机组平均发电小时数×装机容量×r1

新能源交易单元月度净合约量下限为 0。

上述发电企业交易单元装机容量取机组注册容量，对于一个新能源场站拆分成多个交易单元或多个机组（场站）合并成一个交易单元等特殊情形的，各交易单元对应的容量累计值与机组注册容量一致；新投产新能源交易单元考虑投产日期计算其月度净合约量上限。

（4）用户侧主体

1) 年度交易

售电公司/批发用户分月净合约量上限=历史同期月份实用电量 $\times y_1$

2) 多月交易

售电公司/批发用户多月交易净合约量上限=售电公司/批发用户年度交易分月净合约量上限

3) 月度、周及多日交易

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。

售电公司/批发用户月度净合约量下限为0。

（5）独立储能

独立储能月度净合约量上限=额定容量 $\times$ 日均充放电循环次数 $\times$ 当月天数 $\times$ 调整参数 y_3

独立储能月度净合约量下限=-月度净合约量上限

（6）抽水蓄能

抽水蓄能月度净合约量上限=最大发电功率 $\times$ 月发电利用小时数参数 $\times$ 调整参数 y_4

抽水蓄能月度净合约量下限=-额定抽水功率 $\times$ 月发电利用小时数参数 $\times$ 调整参数 y_4

7.1.3 发布与调整

交易中心按月计算发布经营主体月度净合约量上限。因净合约量上限调整，导致经营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经营主体在规定时间内处理。

交易中心对零售关系变更及其合约进行监控，发现零售关系异常的，按相关规定及时处置，并报能源监管机构和政府主管部门。

其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向交易中心提出申请，交易中心组织调度机构、电网企业等相关单位核实后，提出处理建议，经能源监管机构和政府主管部门同意后执行。

7.2 月度累计交易量约束

月度累计交易量是指经营主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和。

7.2.1 标的月累计交易量计算

经营主体标的月累计交易量= 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 多月及月度累计交易量上限

燃煤、燃气机组多月累计交易量上限=燃煤、燃气机组多月交易净合约量上限 $\times$ 调整参数 f_2

燃煤、燃气机组月度累计交易量上限=（月度市场电量上限+ Σ 合同转让卖出标的月市场合约电量） $\times$ 调整参数 f_2

核电机组多月/月度累计交易量上限=核电机组多月/月度净合约量上限 $\times$ 调整参数 f_2

新能源交易单元多月及月度累计交易量上限=新能源交易单元月度净合约量上限 $\times$ 调整参数 f_2

用户侧多月/月度累计交易量上限=多月/月度净合约量上限 $\times$ 调整参数 f_2

独立储能多月及月度累计交易量上限=月度净合约上限
×调整系数 f_3

抽水蓄能多月及月度累计交易量上限=（月度净合约上
限-月度净合约量下限）×调整系数 f_4

7.2.3 发布与调整

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。

7.3 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小时合约电量的
代数之和。

7.3.1 分时净合约量计算

发电机组/独立储能/抽水蓄能标的分时净合约量= Σ 卖
出标的小时市场合约电量- Σ 买入标的小时市场合约电量

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

7.3.2 分时净合约量上下限

经营主体的分时净合约量上限按照以下方法确定。

(1) 发电企业/售电公司/批发用户

发电企业/售电公司/批发用户分时净合约量下限为 0。

对发电企业/售电公司/批发用户参与月度分时段集中竞
争交易运用以下分时约束：

对于发电机组，集中竞争交易每个时段申报卖出电量不
小于 0、不大于装机容量的 A_1 倍，即机组在月度集中竞争交

易的某个时段的申报卖出电量上限=装机容量 $\times A_1$ $\times$ 当月加权天数，其中当月加权天数=（工作日天数 $\times$ 工作日权重+周六天数 $\times$ 周六权重+周日天数 $\times$ 周日权重+法定节假日 $\times$ 法定节假日权重+调休节假日天数 $\times$ 调休节假日权重），不同类型日的月分日权重以交易公告为准。

对于售电公司，集中竞争交易每个时段申报买入电量不小于0、不大于月度申报电量需求对应平均负荷的 A_2 倍，即售电公司在月度集中竞争交易某时段的申报买入电量上限=月度申报电量需求/24 $\times A_2$ 。

对发电企业/售电公司/批发用户参与多日分时段集中竞争交易运用以下分时约束：

对于发电机组，集中竞争交易每个时段申报卖出电量不小于0、不大于装机容量的 A_1 倍，机组在多日集中竞争交易的某个时段的申报卖出电量上限=装机容量 $\times A_1$ 。

对于售电公司，集中竞争交易每个时段申报电量买入不小于0、不大于月度申报电量需求对应平均负荷的 A_2 倍，售电公司在多日集中竞争交易的某时段的申报买入电量上限=月度申报电量需求/（24h $\times$ 当月加权天数） $\times A_2$ 。

（2）独立储能

对独立储能参与月度分时段集中竞争交易、多日分时段集中竞争交易运用分时净合约量约束。

独立储能分时净合约量上限=额定放电功率 $\times 1$ 小时 $\times$ 系数 A_3

独立储能分时净合约量下限=-额定放电功率 $\times 1$ 小时 $\times$

系数 A3

(3) 抽水蓄能

对独立储能参与月度分时段集中竞争交易、多日分时段集中竞争交易运用分时净合约量约束。

抽水蓄能分时净合约量上限=最大发电功率×1小时×

系数 A4

抽水蓄能分时净合约量下限=-额定功率×1小时×系数

A4

7.4 可申报电量约束

(1) 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、分时净合约量上下限计算可申报电量，计算发布其可申报电量额度，经营主体的申报电量在通过额度校核后生效。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，合约电量须满足各月、各小时可申报电量额度与月度及分时净合约电量上下限、累计交易量上限约束，跨月合约电量按日所属月份计入月度合约电量后须满足相关约束。

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、多月、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，多月双边协商交易的标的为 M+2 月到年底的市场合约电量；

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+2日至月底的市场合约电量。双边协商采用自定义分解曲线。

(2) 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。

(3) 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，售电公司及批发用户只可作为市场合约买方参加交易，独立储能及抽水蓄能可同时作为合约的买方、卖方参加交易。多月、月度双边协商交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司及批发用户、独立储能及抽水蓄能可同时作为合约的买方、卖方参加交易。周双边协商交易中，经营主体可同时作为合约的买方、卖方参与交易。

(4) 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、成交均价计算和结果发布等环节。

8.2.1 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。

8.2.2 交易校核

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，通过交易校核后，生成正式交易结果并作为结算依据。

8.2.3 结果发布

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。

8.3 成交均价计算

年度、多月、月度、周双边协商交易根据发电企业与售电公司及批发用户、独立储能及抽水蓄能成交的每笔双边协商交易成交电量、成交价格加权计算得到。其中，在统计年度、多月、月度双边协商交易相关的市场价格时，同一集团发电企业、售电公司的年度、多月、月度双边协商交易成交电量按权重系数计算。

与其他品种加权时，双边协商交易电量权重按上述方法确定。

9 挂牌交易组织

9.1 交易要求

(1) 挂牌交易按年度为周期开展，交易的标的为次年年度市场合约电量，采用自定义分解曲线。

(2) 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，售电公司及批发用户只可作为市场合约买方参加交易，独立储能及抽水蓄能可同时作为合约的买方、卖方参加交易。

(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。

(4) 挂牌交易实行单向交易制度，独立储能、抽水蓄能在同一场次中，对同一小时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。

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

经营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。

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。

9.2.3 摘牌交易

经营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。

9.3 成交均价计算

年度挂牌交易根据发电企业与售电公司及批发用户、独立储能及抽水蓄能成交的每笔挂牌交易成交电量、成交价格加权计算得到。

与其他品种加权时，挂牌交易电量权重按上述方法确定。

10 集中竞争交易组织

10.1 交易要求

(1) 集中竞争交易可按年度、多月、月度、多日等为周期开展，其中，年度集中竞争交易的标的为次年分月、

分峰平谷的市场合约电量；多月集中竞争交易采用典型曲线交易的形式，标的为远月（M+2 至 M+4）和近月（M+1）各月的市场合约电量；月度集中竞争交易采用典型曲线和分 24 小时分时段交易的形式，标的为次月的市场合约电量；多日交易标的为 D+2 至 D+4 分时段电量。年度、多月、月度集中竞争交易采用常用曲线分解。

（2）年度集中竞争交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司及批发用户只可作为市场合约买方参加交易，独立储能及抽水蓄能可同时作为合约的买方、卖方参加交易；多月集中竞争交易中，交易标的为远月电量的，经营主体可同时作为市场合约买方、卖方参加交易，交易标的为近月电量的，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司及批发用户、独立储能及抽水蓄能可同时作为市场合约买方、卖方参加交易；月度集中竞争交易中，发电侧主体只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司及批发用户、独立储能及抽水蓄能可同时作为市场合约买方、卖方参加交易；多日分时段集中竞争交易中，经营主体可同时作为合约的买方、卖方参与交易。

（4）集中竞争交易实行单向交易制度。经营主体同一场次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

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。

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、集中竞争交易申报价格约束等。

10.2.2 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，交易系统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。集中竞争交易阶段结束后，由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。

10.2.3 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。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。

10.2.4 交易校核

集中竞争交易结束后，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。

10.2.5 结果发布

交易中心通过交易系统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。

10.3 成交均价计算

10.3.1 年度、多月、多日集中竞争交易

年度、多月、多日集中竞争交易每场次交易均价根据集中竞价、滚动撮合阶段成交电量、成交均价加权计算得到。

年度、多月、多日集中竞争交易综合价根据相同标的各场次交易累计成交电量、交易均价加权计算得到。

与其他品种加权时，年度、多月、多日集中竞争交易电量权重按持仓电量确定，即对应标的集中竞争交易净卖出电量，具体为：

集中竞争交易持仓电量=各经营主体在相同标的的各场

次集中竞争交易成交电量代数之和的绝对值之和/2

10.3.2 月度集中竞争交易

(1) 月度典型曲线集中竞争交易

月度典型曲线集中竞争交易均价根据集中竞价、滚动撮合阶段成交量、成交均价加权计算得到。

(2) 分时段集中竞争交易综合价

分时段成交价格浮动比例= $\{[(集中竞价阶段成交量 \times 集中竞价阶段出清价格) + \sum (滚动撮合阶段成交量 \times 滚动撮合阶段成交价格)] / (集中竞价阶段成交量 + 滚动撮合阶段成交量) - 分时段参考价格\} / (分时段参考价格 - 超低排放价格)$

月度分时段集中竞争交易加权浮动比例= $\sum (分时段成交量 \times 分时段成交价格浮动比例) / \sum 分时段成交量$

根据市场参考价、月度分时段集中竞争交易加权浮动比例计算得到月度分时段集中竞争交易综合价。

月度分时段集中竞争交易中若某时段成交的电量或经营主体数量不满足认定要求，则该时段的成交结果不纳入月度分时段集中交易加权浮动比例的计算。若24个时段均未纳入月度集中交易加权浮动比例的计算的，则取月度典型曲线集中竞争交易均价作为月度分时段集中竞争交易综合价，并根据市场参考价计算月度分时段集中竞争交易加权浮动比例。

根据分时段参考价格、成交价格浮动比例计算月度分时段综合价。其中对于成交的电量或经营主体数量不满足认定

要求的时段，以月度分时段集中竞争交易加权浮动比例代替该时段成交价格浮动比例计算分时段综合价。

（3）月度集中竞争交易综合价

月度集中竞争交易综合价为月度典型曲线集中竞争交易均价和月度分时段集中竞争交易综合价按照累计成交量加权的平均值。若当月未产生月度集中竞争交易综合价，则取上月月度集中竞争交易综合价为本月综合价。

与其他品种加权时，月度集中竞争交易电量权重按月度典型曲线集中竞争交易成交电量和月度分时段集中竞争交易成交量之和确定。

11 发电侧市场合同转让挂牌交易

11.1 交易要求

（1）发电侧市场合同转让挂牌交易按月度为周期开展，交易的标的为年度市场合约次月电量，采用自定义分解曲线。

（2）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。

（3）实行单向交易制度，经营主体在同一场次中，对同一标的日电量只可进行单方向的买入或卖出（包括挂牌和摘牌操作），以第一笔成交电量的方向为准。

（4）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。

11.2 交易流程

发电侧市场合同转让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，详见挂牌交易组织。

11.3 成交均价计算

根据每笔挂牌交易成交电量、成交价格加权计算得到。

12 电网代购市场电量交易

12.1 电网代购市场电量挂牌交易

12.1.1 用户电量预测

优先购电用户、代理购电用户用电量均按整体进行预测。

(1) 优先购电用户用电量预测。年度层面，原则上按照近三年优先购电用户实际用电量平均增速预测年度总电量，以近三年分月平均用电量为比例分解至月。月度层面，原则上按照优先购电用户近三个月当年、上年的两年平均增速对预测量进行修正。

(2) 代理购电用户用电量预测。年度、月度原则上均按照“统调购电量—市场购电用户总需求电量—优先购电用户预测用电量—线损”的计算方式进行预测。

考虑近年历史数据受极端天气、社会经济环境等影响呈弱规律性，电网企业在开展电量预测过程中，若判断用户用电量可能存在较大不确定性，必要时可在上述原则基础上，进一步综合省级气象台预测，以及本省经济政策调整等客观情况，对预测结果进行修正。

12.1.2 交易要求

(1) 采用挂牌交易的形式组织代购市场电量交易，由电网企业预测采购市场机组电量需求，乘以上限系数后作为挂牌电量，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组摘牌。

原则上，年度交易规模应占预测全年代购市场电量需求的 80%；月度交易规模为电网企业预测当月代购市场电量需求减去年度交易已成交代购市场电量，为负时不组织月度交易，并等比例削减各机组年度交易已成交代购市场电量（不小于零）。

(2) 电网代购市场电量交易中，发电企业以机组为交易单元参加交易。

(3) 代购市场电量价格按月进行计算，取年度交易分月电量（考虑调整后价格）、多月、月度交易的加权均价。

12.1.3 可申报电量额度

机组可摘牌电量额度=电网企业挂牌电量×机组代购电量上限比例。

12.1.4 成交机制

若机组总摘牌电量小于电网企业代购市场电量需求，则成交不足部分按照各机组剩余可摘牌电量空间分配至机组；若机组总摘牌电量超过电网企业代购市场电量需求，则按照各机组摘牌电量比例确定其成交电量，成交电量按市场购电用户负荷典型曲线统一分解至小时。

12.1.5 交易流程

电网代购市场电量交易包括交易前信息发布、电网企业挂牌、机组摘牌、电量分配、交易校核、结果发布等环节，参见挂牌交易组织。

12.2 电网代购市场电量转让双边协商交易

12.2.1 交易要求

(1) 电网代购市场电量转让双边协商交易的标的为次月电网代购市场电量，通过绝对价格模式交易，无需曲线分解。

(2) 电网代购市场电量双边协商转让交易中，发电企业以机组为交易单元参加交易。

12.2.2 可申报电量额度

机组可申报受让电量额度=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约量-本交易日前持有的月内电网代购市场及跨省外送电量-本交易日申报受让月内电网代购市场电量

机组可申报出让电量额度=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

12.2.3 交易流程

电网代购市场电量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。

12.3 其他

核电机组基数电量按市场购电用户负荷典型曲线月分日权重分解至日，日内按直线分解至小时，其中春节期间按照核电发电特性对分解曲线进行调整，具体以交易前公布的曲线为准，核电可参照本细则 12.2 通过双边协商的方式在核电机组间进行转让交易，转让交易的曲线为核电基数曲线。

13 跨省外送电量交易

13.1 交易要求

(1) 采用挂牌交易的形式组织跨省外送电量交易，由电网企业根据外送计划电量，乘以上限系数后作为挂牌电量，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组摘牌。

(2) 跨省外送电量交易中，发电企业以机组为交易单元参加交易。

(3) 交易前，披露跨省外送各送电类别的计划电量、到厂价格，到厂价格暂未确定的应披露价格形成机制。

13.2 可申报电量额度

机组可摘牌电量额度=电网企业挂牌电量×机组跨省外送电量上限比例。机组跨省外送电量上限比例参照代购电量上限比例设置。

13.3 成交机制

若机组总摘牌电量小于跨省外送计划电量，则成交不足部分按照各机组剩余可摘牌电量空间分配至机组；若机组总摘牌电量超过跨省外送计划电量，则按照各机组摘牌电量比例确定其成交电量。成交电量按照市场购电用户负荷典型曲线分解到小时。

13.4 交易流程

跨省外送电量交易包括交易前信息发布、电网企业挂牌、机组摘牌、电量分配、交易校核、结果发布等环节，参见挂牌交易组织。