

海南电力市场中长期电能量交易实施细则 （非现货环境下 1.0 版）

1. 总述

1.1 为规范开展非现货环境下海南电力市场中长期电能量交易工作，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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《海南电力中长期交易规则》（南方监能市场〔2022〕92号）和有关法律、法规、规定，制定本实施细则。

1.2 本细则所称电力中长期交易是指交易标的周期为日以上的电能量交易，包括年度、季度、月度、周（多日）电能量交易，其中周交易原则上每月开展2次，如遇节假日，根据实际情况提前组织交易。标的物不跨月，原则上为次周周一至周日新增用电量，当剩余标的日不足3日时，可与前序或后续周合并开展交易；当剩余标的日不低于3日且不足7日时，单独作为一周开展交易，具体交易时间以交易中心发布的交易公告为准。

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。

1.3.1 遵循安全可靠原则，确保电力供应安全、电力系统运行安全。

1.3.2 遵循竞争有序原则，建立和完善市场交易机制，面向市场主体公平开放，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 遵循低碳绿色原则，服务国家“双碳”目标，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，服务海南自贸港经济社会发展全面绿色转型。

1.3.4 遵循统一规范原则，按照电力中长期交易的统一规则、统一流程和统一标准开展电力中长期交易。

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 本细则适用于海南非现货市场环境下的中长期电能量交易。

2. 市场主体

2.1 参与海南电力市场中长期电能量交易的市场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，根据市场发展情况，市场主体逐步引入储能等负荷资源，其参与市场交易注册另行明确。

2.2 市场主体准入条件及注册要求按照《海南电力市场注

册管理实施细则》执行。

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，依据海南省电网企业代理购电相关规定参与购售电交易。

2.4 完成注册的电力用户可在每季度末月 15 日 17 时前与售电公司签订次月生效的零售合同参与市场交易，电网企业代理购电相应终止，由此产生的偏差责任原则上不予以考核，能够单独统计的偏差电量由与电网企业成交的市场化机组合同等比例调减。海南电力交易中心应按期组织做好变更管理，每季度末月的 17 日汇总工商业用户变更进入市场交易的信息告知电网企业。

2.5 电力用户在同一个时间周期内不得同时参加批发交易和零售交易。零售用户零售合同到期且未持续与售电公司签订零售合同的将被启动保底售电服务，由电力交易机构发文通知启动保底售电服务，由当年度保底售电公司为其开展中长期电能量交易。电力交易机构应于每月前 3 个工作日公布当月零售合同到期的电力用户名单，于每月 21 号发布通知公告公布下个月无市场合同市场交易电力用户名单以及无市场合同市场交易电力用户与保底售电公司的保底服务对应清单，如遇调整，另行通知。

2.6 市场主体原则上不得自行退出市场；符合国家和海南政府主管部门规定情形的，妥善处理其全部合同义务后可按规定办理退市手续。无正当理由退市的市场主体，原则上其法人

以及其法定代表人三年内均不得进入海南电力市场。

2.7 海南电力交易中心按照“谁运营、谁监控，谁运营、谁防范”的原则，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 海南电力交易中心根据南方区域统一的市场主体信用评价制度，统一市场主体信用等级评价标准，定期评价本省区市场主体信用状况。

2.9 海南电力交易中心负责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，接受市场主体的监督与质询，相关数据存档不少于五年。

2.10 市场主体在参与海南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，由能源监管机构依法依规处理。

3. 基本要求

3.1 交易品种库

海南电力中长期交易根据南方区域电力市场中长期电能量交易统一品种库，结合海南电力市场实际，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，海南中长期电能量交易品种划分为年、季、月、周（多日）交易品种等。

3.1.1.2 年度交易时，组织执行周期为年的各类交易。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、日期或时段的分时曲线可以为零。

3.1.1.3 季度交易时，组织执行周期为季度的各类交易。市场主体通过选择次季度的首、末月份，确定执行周期。交易标的须包含次季度的总量、分时曲线，部分日期分时曲线可以为零。

3.1.1.4 月度交易时，组织执行周期为月和多月交易的各类交易。市场主体通过选择首、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。

3.1.1.5 周（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周（多周）和多日交易的各类交易。交易中心通过选择首、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后续任一周的总量、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。执行周期为多日时，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

3.1.2.1 中长期电能量交易包括发用市场主体之间直接开

展的中长期电量交易和合同电量转让交易。

3.1.2.2 中长期电量交易包括中长期直接交易以及电网代理购电交易。

（1）中长期直接交易是指海南电力交易中心组织的，由发电企业、售电公司、批发用户在通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的年、季、月、周（多日）等电力批发交易。

（2）电网代理购电交易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，通过场内集中交易方式（不含撮合交易），以报量不报价、作为价格接受者开展的年、月、周（多日）等电力批发交易。

3.1.2.3 合同电量转让交易包括发电合同、用电合同电量转让。其中，发电合同电量指发电企业在中长期电能量市场形成的交易合同电量，用电合同电量指售电公司、批发交易用户及电网企业在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。

3.1.3 交易组织方式

3.1.3.1 海南中长期电能量交易根据交易组织方式不同，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。

3.1.3.2 发电企业、售电公司、电力批发用户可自主通过

双边协商、集中交易方式参与中长期直接交易、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。现阶段，电网企业通过挂牌交易与发电企业开展电网代理购电交易。

3.1.3.3 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，由合同双方在规定时间内通过交易系统完成交易申报与确认，采用自定义或典型曲线分解合同电量，经交易校核通过后生效。

3.1.3.4 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，采用典型曲线分解合同电量，经交易校核通过后生效。

3.1.3.5 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，交易系统按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交，采用典型曲线分解合同电量，经交易校核通过后生效。

3.1.3.6 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。采用自定义或典型曲线分解合同电量，经交易校核通过后生效。

3.1.3.7 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，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间

前均可提交或者修改。

3.2 中长期电能量交易

3.2.1 中长期电量交易

中长期电量交易采用双边协商交易、集中交易的方式，按照年度、季度、月度、周（多日）的顺序开展。

3.2.2 合同电量转让交易

3.2.2.1 合同电量转让交易采用双边协商交易的方式，可按月度和周（多日）组织开展。

3.2.2.2 发电侧合同电量转让交易仅在发电机组之间开展，发电企业可对预计无法完成的合同电量进行出让，具备能力的发电机组可受让合同电量，出让及受让条件详见【5.2 交易约束条件】。

3.2.3 跨省交易

跨省交易由广州电力交易中心统筹组织开展，具体交易方式与交易品种根据相关跨省区交易规则及细则执行。

3.2.4 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。

3.3 合同要素

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等合同要素。

3.3.1 交易单元

3.3.1.1 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、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、生物质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套机，则以机组为交易单元参与电力市场。

3.3.1.2 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。若售电公司在当年度承担保底售电服务，需另行通过保底售电交易单元单独为其保底用户开展中长期电能量交易。

3.3.1.3 市场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。

3.3.2 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。

3.3.3 合同电量

中长期合同周期内交易的总电量。

3.3.4 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，合同周期内交易的总电量按照分解曲线分解至小时。

3.3.5 交易价格

合同电量的成交价格，采用绝对电能价格。市场主体也可

签订固定的价格机制，鼓励市场主体签订与一次能源挂钩的浮动定价合同；采用价格机制的，需在结算开展前转化为绝对价格。条件成熟后，每份合同根据交易时段可对每月（日）合约电量约定 24 小时分时价格。

3.4 分解曲线

分解曲线包括自定义曲线和典型曲线两类。

3.4.1 自定义曲线

自定义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。

3.4.2 典型曲线

3.4.2.1 典型曲线由海南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，市场主体可选择典型曲线将合同电量在合同周期内转换为分时电量，包括年度、月度、周典型曲线。

3.4.2.2 年度典型曲线包括 Y+M+D 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）、月分日电量比例（M）以及日分时电量比例（D）将年度合同电量转换为分时电量，具体以海南电力交易中心发布的交易实施方案为准。

3.4.2.3 月度典型曲线包括 M+D 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）以及日分时电量比例（D）将月度合同电量转换为分时电量，具体以海南电力交易中心发布的交易实施方案为准。

3.4.2.4 周典型曲线包括 W+D 等形式，用于周的市场合同

电量的分解：按照周分日电量比例（W）以及日分时电量比例（D）将周合同电量转换为分时电量，具体以海南电力交易中心发布的交易实施方案为准。

4. 价格机制

4.1 价格构成

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、系统运行费用、政府性基金及附加等组成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。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。

4.2 市场化价格形成机制

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。

4.2.1 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。

4.2.2 集中交易

4.2.2.1 集中竞价

集中竞价采用边际出清或高低匹配的价格形成机制，具体形成机制以省能源主管监管部门发布的交易方案确定。

（1）边际出清

将购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=购方申报价格 - 卖方申报价格

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，当交易对价差小于零时结束匹配。当交易对价差、申报时间均相同时，根据市场主体申报电量等比例出清。

以最后一个成交对的购方申报价格、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

将购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，当价格相同时以申报时间优先的原则排序，依次配对形成交易对。

交易对价差=购方申报价格 - 卖方申报价格

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，当交易对价差小于零时结束匹配。当交易对价差、申报时间均相同时，根据市场主体申报电量等比例出清。

各成交对的成交价格=卖方申报价格+（买方申报价格-卖方申报价格）* $K_{\text{竞价系数}}$ ，其中 $K_{\text{竞价系数}}$ 取值范围为 0 到 1，具体数值以省能源主管监管部门发布的交易方案为准。

4.2.2.2 滚动撮合

交易系统按不同标的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。当交易对价差、申报时间均相同时，根据市场主体申报电量等比例出清。

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。

4.2.2.3 挂牌交易

挂牌方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，若摘牌成功，挂牌方发布要约的价格即为该笔成交对的成交价格。其中电网代理购电交易以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。

4.3 执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。

4.4 电网企业代理购电用户电价按海南省电网企业代理购电实施方案有关规定执行。

5. 交易组织

5.1 交易组织原则

5.1.1 电能量交易通过交易系统开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以交易系统接收到的申报信息为准。

5.1.2 同一市场主体可根据生产消费需要，选择买入或卖出电能量。任何一次交易组织中，同一交易单元在交易过程中不能同时以买方主体和卖方主体参与相同合约周期内的交易，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 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、用电需求等，自行协商确定电力曲线。海南电力交易中心可提供典型曲线作为参考。

5.1.5 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。

5.1.6 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。

5.1.7 批发用户（售电公司）应准确预测其每月用电需求，并在每月初交易开始前申报当月总用电需求，申报截止日期以海南电力交易中心发布的交易公告为准，未按期申报的，按中长期交易合约电量计算其偏差考核费用。

5.2 交易约束条件

5.2.1 合同电量净值

5.2.1.1 合同电量净值是指市场主体在中长期电能量交易中多次买入、卖出、出让、受让互相抵消后的合同电量代数和，合同电量净值应大于等于零。

5.2.1.2 为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，设置市场主体合同电量净值上下限约束。

（1）发电侧交易单元合同电量净值上限为调度机构发布的发电机组月最大发电能力，下限为零。

（2）售电公司交易单元合同电量净值上限为履约保障凭证对应可交易电量，下限为零。

（3）批发用户交易单元合同电量净值不设上限，下限为零。

5.2.1.3 视市场推进情况，应用分时段合同电量净值上下限约束，发电机组各时段合同电量净值上限为机组额定容量，售电公司交易单元各时段合同电量净值上限为履约

保障凭证对应可交易电量，批发用户交易单元各时段合同电量净值不设上限，下限均为零。

5.2.2 合同电量方向

5.2.2.1 中长期电量交易中，当发电侧交易单元选择买入操作时，其合同电量方向为负，选择卖出操作时，其合同电量方向为正；当用电侧交易单元选择买入操作时，其合同电量方向为正，选择卖出操作时，其合同电量方向为负。

5.2.2.2 发电侧合同电量转让交易中，当发电侧交易单元作为受让方时，其合同电量方向为正，作为出让方时，其合同电量方向为负；

5.2.2.3 用电侧合同电量转让交易中，当用电侧交易单元作为受让方时，其合同电量方向为正，作为出让方时，其合同电量方向为负。

5.2.3 可申报电量约束

5.2.3.1 定义及基本要求

5.2.3.1.1 市场主体须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 电力交易机构根据市场主体合同电量净值、合同电量净值上下限和已成交电量情况，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 发电侧可申报电量约束

5.2.3.2.1 可申报电量上限：在单笔电力交易中，进行卖出操作或作为受让方时，上限为其剩余最大发电能力，其中电网代理购电挂牌交易的上限为挂牌量；进行买入操作或作为出让方时，上限为其合同电量净值。

其中：剩余最大发电能力=月最大发电能力-合同电量净值。

5.2.3.2.2 可申报电量下限：中长期直接交易中，年度、月度交易下限为 10 万千瓦时，周（多日）交易下限为 1 万千瓦时；电网代理购电交易中，下限为其剩余最小发电能力。

其中：剩余最小发电能力=调度机构发布的月最小发电能力-合同电量净值，负值为零。

5.2.3.3 批发用户可申报电量约束

5.2.3.3.1 可申报电量上限：在单笔电力交易中，进行卖出操作或作为出让方时，上限为其合同电量净值。进行买入操作或作为受让方时，申报电量不作限制，但批发用户应根据自身电力生产或者消费需要合理申报。

5.2.3.3.2 可申报电量下限：年度、月度交易下限为 10 万千瓦时，周（多日）交易下限为 1 万千瓦时。

5.2.3.4 售电公司可申报电量约束

5.2.3.4.1 可申报电量上限：在单笔电力交易中，进行卖出操作或作为出让方时，上限其合同电量净值；进行买入操作或作为受让方时，上限为其剩余可交易电量额度。

其中：售电公司剩余可交易电量额度=履约保障凭证对应可交易电量-合同电量净值。

5.2.3.4.2 可申报电量下限：年度、月度交易下限为 10 万千瓦时，周（多日）交易下限为 1 万千瓦时。

5.3 交易组织时序

省内电力市场根据海南电力市场交易日历安排，依次组织开展年度、季度、月度、周（多日）交易。

5.3.1 年度交易

（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，可采用双边协商和集中交易方式开展。

（2）市场主体存在多年交易需求的，可向海南电力交易中心申请以双边协商方式进行合同备案。

（3）海南电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布无约束成交结果。

5.3.2 季度交易

（1）原则上每季度下旬组织开展次季度交易，交易标的为次季度的分月电量，采用双边协商交易方式开展。

（2）海南电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布无约束成交结果。

5.3.3 月度交易

（1）原则上每月下旬开始组织开展次月电量交易，交易标的为次月的电量，采用集中交易方式开展。

（2）海南电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校

核后发布无约束成交结果。

5.3.4 周交易

（1）周交易采用集中交易方式开展。

（2）海南电力交易中心对交易的预成交电量进行交易校核后发布无约束成交结果。

5.4 交易组织流程

5.4.1 年度双边协商交易

5.4.1.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司。

5.4.1.2 交易周期及标的

年度双边协商交易的标的物为直接交易市场主体次年的电量。

5.4.1.3 交易公告发布

交易中心发布年度交易公告，内容包括但不限于：时间安排、交易组织流程、各发电企业机组交易约束条件等。

5.4.1.4 交易申报

市场主体自主协商确定年度电量和价格后，采用自定义或典型曲线，将电量分解到月、日、小时，由任意一方在交易平台中发起申报，另一方在时间节点前进行确认后达成交易意向，未在节点前确认的视为未成交。

5.4.2 年度集中竞价交易

5.4.2.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司。

5.4.2.2 交易周期及标的

年度集中竞价交易的标的物为直接交易市场主体次年的电量。

5.4.2.3 交易公告发布

交易中心提前发布年度集中竞价交易公告，内容包括但不限于：时间安排、交易组织流程、各发电企业机组交易约束条件等。

5.4.2.4 交易申报

采用一段式申报方式，发电企业只能作为卖方，电力用户和售电公司只能作为买方，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】。市场主体通过交易平台申报交易电量和交易价格，可滚动调整，以申报时间截止前最后一次有效申报作为最终申报。

5.4.2.5 无约束出清

按不同标的采用边际出清或高低匹配规则分别进行集中撮合出清，成交电量在无约束出清时自动通过典型曲线分解至月、日、时。

5.4.3 年度电网代理购电挂牌交易

5.4.3.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电网企业。

5.4.3.2 交易周期及标的

年度电网代理购电挂牌交易的标的物为电网企业代理购电次年的电量。

5.4.3.3 交易公告发布

交易中心发布年度电网代理购电交易公告，内容包括但不限于：时间安排、挂牌电量、挂牌价格和各发电机组交易约束条件等。

5.4.3.4 交易申报

采用单挂单摘、一段式方式申报，电网企业代理购电电量采用自定义或典型曲线分解到月、日、小时后进行挂牌（即买入），形成要约。电网企业挂牌后各发电机组进行摘牌（即卖出），摘牌电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】。

5.4.3.5 无约束出清

首先出清各发电机组可申报电量下限，剩余挂牌电量按各机组摘牌时间先后顺序成交。若主动参与摘牌量小于电网企业挂牌量或者无发电机组主动摘牌，则按参与市场化交易机组的剩余容量等比例分配。年度交易按挂、摘牌分解到月、日、小时的电量汇总后按月出清，调度安全校核环节被削减的电量，由交易中心重新组织交易，原则上不超过一次，被削减的发电机组不得再次参与交易。

5.4.4 季度双边协商交易

5.4.4.1 参与的市场主体

新注册且满足参加批发交易条件的电力用户（含售电公司）、已入市且新装用电的批发交易电力用户、新增代理零售用户的售电公司、已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业可参加季度交易购买下一季度电量。

5.4.4.2 交易周期及标的

季度双边协商交易的标的物为直接交易市场主体次季度的电量。

5.4.4.3 交易公告发布

按【年度双边协商交易】的交易公告发布要求执行，如有变化以正式发布公告为准。

5.4.4.4 交易申报

按【5.4.1 年度双边协商交易】的交易申报方式执行，如有变化，以正式发布公告为准。

5.4.5 月度集中交易

采用集中竞价、滚动撮合交易两种方式开展。允许市场主体作为合约的买方或卖方单向参与月度集中交易，但市场主体一个交易场次内只能选择一种方向。

5.4.5.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司。

5.4.5.2 交易周期及标的

月度集中交易的标的物为直接交易市场主体次月的电量。

5.4.5.3 交易公告发布

交易中心发布月度集中交易公告，内容包括但不限于：时间安排、交易组织流程、各发电企业机组交易约束条件等。

5.4.5.4 交易申报

5.4.5.4.1 集中竞价交易：采用一段式申报方式，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】。市场主体通过交易平台申报交易电量和交易价格，可滚动调整，以申报时间截止前最后一次有效申报作为最终申报。

5.4.5.4.1 滚动撮合交易：集中竞价阶段未成交的交易申报自动进入滚动撮合阶段。市场主体在指定的交易时段内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】，申报信息匿名即时公布。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。

5.4.5.5 无约束出清

5.4.5.5.1 集中竞价交易：可采用边际出清或高低匹配出清，成交电量在无约束出清时自动通过典型曲线分解至月、日、时。

5.4.5.5.2 滚动撮合交易：交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交，当买方申报价格小于卖

方申报价格时不能成交，成交价格取买方申报价格、卖方申报价格以及前一笔成交价格三者的中间价，其中集中竞价成交价格作为滚动撮合交易第一笔交易成交价格，当集中竞价交易未形成成交价格时，滚动撮合交易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交易第一笔交易成交价格。成交电量在无约束出清时自动通过典型曲线分解至日、小时。

5.4.6 月度电网代理购电挂牌交易

5.4.6.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电网企业（含增量配电网企业）。

5.4.6.2 交易周期及标的

月度电网代理购电挂牌交易的标的物为电网企业代理购电次月的电量。

5.4.6.3 交易公告发布

交易中心发布月度电网代理购电交易公告，内容包括但不限于：时间安排、挂牌电量、挂牌价格和各发电企业机组交易约束条件等。

5.4.6.4 交易申报

采用单挂单摘、一段式方式申报，电网企业代理购电电量采用自定义或典型曲线分解到日、时后进行挂牌（即买入），形成要约。电网企业挂牌后各发电机组进行摘牌

（即卖出），摘牌电量要求详见【5.2.3可申报电量约束】。

5.4.6.5 无约束出清

月度电网代理购电挂牌交易出清规则及安全校核环节削减电量处理原则按【5.4.3年度电网代理购电挂牌交易】执行。

5.4.7 周集中交易

采用集中竞价、滚动撮合交易两种方式开展。允许市场主体作为合约的买方或卖方单向参与周集中交易，但市场主体一个交易场次内只能选择一种方式。

5.4.7.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司。

5.4.7.2 交易周期及标的

周集中交易的标的物为直接交易市场主体次周的电量。

5.4.7.3 交易公告发布

交易中心发布周集中交易公告，内容包括但不限于：时间安排、交易组织流程、各发电企业机组交易约束条件等。

5.4.7.4 交易申报

5.4.7.4.1 集中竞价交易：申报方式按【5.4.5月度集中交易】中的集中竞价交易申报方式执行，申报电量要求

详见【5.2.3 可申报电量约束】。如有变化，以正式发布公告为准。

5.4.7.4.2 滚动撮合交易：申报方式按【5.4.5 月度集中交易】中的滚动撮合交易申报方式执行，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】。如有变化，以正式发布公告为准。

5.4.7.5 无约束出清

5.4.7.5.1 集中竞价交易出清：参照【5.4.5 月度集中交易】中集中竞价交易出清方式。

5.4.7.5.2 滚动撮合交易出清：参照【5.4.5 月度集中交易】中滚动撮合交易出清方式。

5.4.8 周电网企业代理购电挂牌交易

5.4.8.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电网企业（含增量配电网企业）。

5.4.8.2 交易周期及标的

周电网企业代理购电挂牌交易的标的物为电网企业代理购电次周的电量。

5.4.8.3 交易组织流程

5.4.8.3.1 交易公告发布

交易中心发布周挂牌交易公告，内容包括但不限于：时间安排、申报价格上下限、各发电企业机组交易约束条件等事项。

5.4.8.3.2 交易申报

周电网代理购电挂牌交易的申报参照【5.4.6 月度电网代理购电挂牌交易】申报方式，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】。如有变化，以正式发布公告为准。

5.4.8.4 无约束出清

周电网企业代理购电挂牌交易出清规则及安全校核环节削减电量处理原则按【5.4.3 年度电网代理购电挂牌交易】执行。

5.4.9 周电网代理购电发电侧合同电量转让交易

5.4.9.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业。

5.4.9.2 交易方式及周期

周电网代理购电发电侧合同电量转让交易的标的物为次周的电量。

5.4.9.3 交易申报

在不影响第三方权益的前提下，交易双方各自需求自由协商，达成一致后，在交易时段内，由出让方通过交易平台对申请转让电量、合同转让交易价格等信息进行填报，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】，受让方确认后达成交易意向。电网代理购电发电侧合同电量转让交易价格由双方协商确定。

5.4.9.4 其他事项

5.4.9.4.1 仅允许转让年度电网代理购电交易合同电量，市场主体之间转让合同电量不改变原有合同约定的交易价格与结算方式。

5.4.9.4.2 合同电量转让交易电费由交易中心分别向出让方和受让方出具结算依据，由电网企业进行结算。

5.4.9.4.3 因受让方未通过安全校核的电量，由交易中心重新组织交易，原则上不超过一次，被削减的受让方不得再次参与。

5.4.10 合同电量分解计划调整

5.4.10.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司。

5.4.10.2 交易申报

经市场主体双方协商一致确定调整后的电量分时曲线（可采用自定义或典型曲线），在海南电力交易中心发布的交易窗口期内进行合同后续日电量计划调整，合同电量计划调整由买方通过电力交易平台申报，卖方进行确认，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】，调度机构安全校核通过后，由海南电力交易中心统一发布调整结果，并作为合同执行依据，海南电力交易中心按调整后的电量计划进行考核。

5.4.10.3 其他事项

仅允许调整年度及季度双边协商交易合同电量，合同总量保持不变。

5.4.11 电网代理购电合同电量分解计划调整

5.4.11.1 参与的市场主体

已完成交易平台注册且符合准入条件的发电企业、电网企业。

5.4.11.2 交易申报

经电网企业确定调整后的电量分时曲线（可采用自定义或典型曲线），在海南电力交易中心发布的交易窗口期内进行合同后续日电量计划调整，由电网企业发起，各发电机组按相应标的周期的成交电量等比例调整，申报电量要求详见【5.2.3 可申报电量约束】，调度机构安全校核通过后，由海南电力交易中心统一发布调整结果，并作为合同执行依据，海南电力交易中心按调整后的电量计划进行考核。

5.4.11.3 其他事项

仅允许调整年度电网代理购电交易合同电量，合同总量保持不变。

6. 交易计划校核及安全校核

6.1 交易计划校核

交易校核内容包括交易约束校核、异常量价等校核。

6.1.2 交易约束校核

按【5.2 交易约束条件】要求执行。

6.1.3 异常量价校核

异常量价校核是指市场主体预成交电量、电价偏离正常水平时的预警及调整机制，异常量价校核、调整原则由海南南电力市场管理委员会提出，并报政府主管部门备案后执行。

6.2 安全校核

海南电力交易中心于交易结束后 1 个工作日内汇总经交易校核后形成的无约束成交结果，通过交易平台提交电力调度机构进行安全校核。原则上 5 个工作日内完成年度交易安全校核，2 个工作日内完成月度及季度交易安全校核，1 个工作日内完成周交易安全校核，并将校核结果返回海南电力交易中心后形成正式交易结果。当安全校核未通过时，电力调度机构应提供计划削减要求并说明原因，由海南电力交易中心予以公布。

6.2.1 校核削减顺序

安全校核不通过时，海南电力交易中心按照交易组织时序逆序削减，即周（多日）→月→季→年的顺序，对应成交顺序按交易方式的削减顺序为滚动撮合→集中竞价→挂牌交易→双边协商。

6.2.2 校核削减原则

按照曲线参数不变原则，等比例进行削减。对于集中交易，按照价格优先（由高到低）原则进行削减，价格相同时按照成交顺序逆序削减；对于双边协商，按成交顺序逆序、等比例原则进行削减。

7. 交易执行

7.1 合同签订

7.1.1 海南电力交易中心将交易系统出具的入市协议、交易公告、成交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 交易合同应明确买方、卖方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、电量分时曲线等内容。

7.2 交易计划调整与执行

7.2.1 因代理购电用户转为直接参与市场交易等情形，导致电网企业通过市场化方式采购的代理购电市场电量与实际需求存在较大偏差的，可遵循公平一致的原则，在最后一个个月等比例调整与电网企业成交的市场化机组合同电量。

7.2.2 因实际供需发生较大变化、电力系统遭受自然灾害、主设备故障停运等紧急情况、发生输电阻塞导致交易计划执行偏差时，电力调度机构应做好记录，包括调整原因、调整电量和起止时间，并按规定提供给海南电力交易中心进行披露。

8. 附则

8.1 本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，以最新政策文件为准。

8.2 本实施细则由海南电力交易中心制定并负责解释，经海南电力市场管理委员会审议通过后，报能源监管机构和政府

主管部门审定后执行。

8.3 本细则自 2024 年 4 月 15 日起试行。

附件：术语定义

（1）中长期电能量交易（简称中长期交易）。指中长期电能量市场（简称中长期市场）中以多年、年、月（多月）、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《海南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）合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

（6）市场合同电量。指市场主体在中长期市场中所成交的市场化电量。

（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）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，采用绝对价格形式。

（9）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。

（10）合同电量净值。指市场主体在中长期电能量交易中多次买入、卖出、出让、受让互相抵消后的合同电量代数和，合同电量净值应大于等于零。

（11）交易系统。指南方区域统一电力交易平台。

