

广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则 (试行)

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，为贯彻落实国家和省委、省政府关于深化电力市场建设、支持虚拟电厂建设等系列部署要求，按照《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》（粤能电力〔2024〕48号）建立健全虚拟电厂参与电力市场机制，加快推动虚拟电厂参与电能量交易，根据广东电力现货市场实施方案、系列规则以及市场安排等有关文件要求，制订本细则。

一、总体要求

探索建立虚拟电厂参与电能量交易机制，推动虚拟电厂参与“中长期+现货”电能量交易，通过市场价格信号引导虚拟电厂主动参与系统调节，有序衔接需求响应、辅助服务等交易品种，提升电力市场资源配置效率，鼓励虚拟电厂技术和新业态多元发展应用，促进新型电力系统发展。

二、注册管理

（一）虚拟电厂运营商市场注册

1.企业注册及审核

虚拟电厂运营商参与电力市场交易，应在广东电力交易中心（以下简称“电力交易机构”）以企业为基本单位办理

市场注册，通过广东电力市场交易系统（以下简称“交易系统”）提交申请资料包括但不限于：

（1）注册申请表、信用承诺书、企业基本情况说明、公司章程、法定代表人或负责人身份证件及身份证明、营业执照、企业经营场所的房产证件或租赁协议、资产证明、从业人员资质情况及证明、信用材料、同意公示申明、投资主体关系和实际控制关系信息等基本注册资料。已在广东电力市场注册为售电公司的企业，申请注册虚拟电厂运营商时基本注册资料无须重复提交；不具备售电公司资质的企业，可同时申请注册为售电公司。

（2）具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统材料。

（3）申请发电类虚拟电厂、负荷类直控型虚拟电厂的虚拟电厂运营商除上述材料外还需提供相关运行人员取得调度受令资格的证明。

（4）拥有配电网运营权的虚拟电厂运营商除上述材料外还需提交：安全生产组织和制度、电力业务许可证（供电类）、配电区域网络分布证明材料、配售电业务服务章程等。

上述资料中，软硬件系统材料具体要求见《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》，其他材料具体要求参照《广东电力市场注册实施细则》中售电公司相关条款执行。

电力交易机构受理注册申请后，在 5 个工作日内完成资料完整性审查。其中，软硬件系统资料由电力交易机构同步推送至电力负荷管理中心，电力负荷管理中心在 3 个工作日

内完成软硬件系统资质审核并将结果反馈至电力交易机构。资料不全或不符合规范要求的，退回至虚拟电厂运营商补充和完善。审核通过后，电力负荷管理中心在 10 个工作日内组织运营商将软硬件系统接入新型电力负荷管理系统等技术支持系统，完成系统联调及安全测试。具体测试标准及流程见《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》。

2.公示及异议处理

系统接入测试通过后，电力交易机构在每月 5 日前对上月已完成资料审核及系统接入的虚拟电厂运营商进行公示，公示期 1 个月。逾期的虚拟电厂运营商转入下月公示。公示期满无异议的虚拟电厂，纳入广东省虚拟电厂运营商目录，注册生效。公示异议处理参照《售电公司管理办法》的要求，电力交易机构会同电力负荷管理中心核查情况。

3.合同签订

注册生效的虚拟电厂运营商，可在交易系统与电力用户或发电企业签订参与交易品种的资源代理合同，确立聚合关系。参与交易品种包括电能量交易、需求响应交易和辅助服务交易。虚拟电厂运营商需默认参与需求响应交易，参与电能量交易的应具备售电公司资质。同一周期内，同一电力用户、发电项目仅能与一家虚拟电厂运营商确立聚合关系。

选择以虚拟电厂聚合方式参与非电能量交易品种（包括需求响应、辅助服务等）的电力用户，与虚拟电厂运营商的聚合关系可与该电力用户的电能量零售关系不一致。其中，电力用户的辅助服务代理关系应与需求响应代理关系保持

一致。

选择以虚拟电厂聚合方式参与电能量交易、或包括电能量交易在内的多种交易品种的电力用户，须与虚拟电厂运营商的售电公司身份签订电能量零售合同（可选择签订绿电零售合同），并在此基础上签订资源代理合同确立聚合关系。

选择以虚拟电厂聚合方式参与电能量交易的光伏（含分布式光伏，下同）、风电（含分散式风电，下同）和独立储能，按企业办理市场注册后，与虚拟电厂运营商签订资源代理合同，合同中明确代理发电项目清单，以发电项目为单位确立聚合关系。在光伏、风电计量关口内并网的电源侧储能与发电项目视为一体。发电项目与虚拟电厂运营商建立聚合关系期间，不单独参与电能量交易（含绿电交易）。

4.交易单元注册

虚拟电厂运营商通过交易系统将签订资源代理合同的电力用户、发电企业所具备资源聚合为虚拟电厂交易单元，明确交易单元名称、类型、参与交易品种、聚合资源清单等信息。其中：

（1）虚拟电厂交易单元类型分为负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂，其中负荷类虚拟电厂包括日前响应型虚拟电厂（适用于现货电能量交易、需求响应交易）、小时响应型虚拟电厂（适用于需求响应交易）、直控型虚拟电厂（适用于现货电能量交易、需求响应交易）。

（2）负荷类虚拟电厂聚合用户计量关口内的分布式电源（自发自用电量部分）、用户侧储能、电动汽车、充换电

设施、楼宇空调、工商业可调节负荷等资源，以用电户号为单位列出聚合资源清单。发电类虚拟电厂聚合具备独立上网关口的光伏、风电和独立储能等接入 10 千伏及以下电压等级的资源（上网电量部分），以发电项目为单位列出聚合资源清单。

（3）聚合资源清单所选资源相应资源代理合同约定的参与交易品种，应与虚拟电厂交易单元参与交易品种匹配。

（4）聚合资源清单所选资源范围应符合参与交易品种要求。参与现货交易的单个虚拟电厂交易单元所有聚合资源须位于同一现货市场出清节点（220 千伏及以上电压等级母线），所在节点信息以特定信息向电力用户、发电企业及其签订资源代理合同的虚拟电厂运营商披露。同一节点下，虚拟电厂运营商可注册一个负荷类日前响应型虚拟电厂现货交易单元、一个负荷类直控型虚拟电厂现货交易单元、一个发电类虚拟电厂现货交易单元。

（5）用电户号绑定至负荷类虚拟电厂交易单元需经电力用户确认。

签订电能量资源代理合同的电力用户，其未绑定至负荷类虚拟电厂现货交易单元的用电户号，由虚拟电厂运营商的售电公司身份现货交易单元参与交易和结算。

对于负荷类虚拟电厂交易单元，虚拟电厂运营商应提交能力测试认定申请表，电力交易机构推送虚拟电厂运营商及虚拟电厂交易单元编码、聚合资源用电户号及计量点等信息至电力负荷管理中心。电力负荷管理中心在虚拟电厂运营商

提交申请的 10 个工作日内，根据交易单元类型及参与交易品种开展能力测试认定，测试通过的，按交易单元出具能力测试认定报告，并同步至电力交易机构，交易单元注册生效。能力测试认定申请材料、流程要求、报告出具等具体见《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》。

对于发电类虚拟电厂交易单元，电力交易机构将交易单元注册信息推送广东省电力调度中心，由广东省电力调度中心确认交易单元注册是否生效并将生效时间反馈电力交易机构，推送信息要求具体见《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》。

（二）虚拟电厂运营商信息变更

1. 企业信息变更

虚拟电厂运营商企业信息包括企业名称、法人信息、股东信息等，相关变更参照《售电公司管理办法》管理。发生变化时，应在 5 个工作日内向电力交易机构申请信息变更，涉及重大变更时，须公示，公示期为 7 天。

2. 交易单元信息变更

（1）聚合资源清单变更。对参与现货电能量交易的负荷类虚拟电厂交易单元，电力用户删减用电户号自变更当日起从聚合资源清单剔除；电力用户新增用电户号在按照《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》要求通过能力变更测试后纳入聚合资源清单，测试通过前暂纳入虚拟电厂运营商相应的售电公司身份现货交易单元参与交易和结算。对于发电类虚拟电厂交易单元，电力交易机构将变更后的聚合资

源清单等交易单元相关信息推送广东省电力调度中心，广东省电力调度中心按照《广东电网虚拟电厂并网调度服务手册》完成资源变更相关工作。

（2）调节能力变更。虚拟电厂运营商每月 15 号前提交虚拟电厂交易单元的调节能力变更申请，由电力负荷管理中心组织开展能力变更测试。自提交申请之日起至完成能力测试期间，原能力认定报告保持生效，虚拟电厂运营商应正常履行已签订的市场合约。测试通过的，电力负荷管理中心出具新的认定报告并生效；测试未通过（包括首测、复测），或未按《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》要求办理调节能力变更的，取消虚拟电厂交易单元注册，且对于参与现货电能量交易的负荷类虚拟电厂交易单元，相应用电户号纳入虚拟电厂运营商相应的售电公司身份现货交易单元参与交易和结算。

（三）虚拟电厂运营商市场注销

虚拟电厂运营商市场注销分为申请注销和自动注销。初期参照《售电公司管理办法》执行。

1. 申请注销

（1）虚拟电厂运营商申请退出市场的，应提前 45 个工作日内向电力交易机构提交退出申请，明确退出原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月），相关合同仍由该公司继续履行，并处理好相关事宜。

（2）申请退出之前，虚拟电厂运营商应与聚合的电力用户、发电企业协商解除相关协议及合同，缴清市场化费用、

交易手续费及欠费，处理完毕尚未完成交割的交易成交量。

（3）需要提交的材料及办理流程，初期参照《售电公司管理办法》执行。

2.自动注销

虚拟电厂运营商因情况变化不再符合注册条件，或因其他法律法规有关规定需要退出电力市场的，电力交易机构按有关规定自动注销，将其从经营主体目录中删除。电力交易机构定期将经营主体自动注销情况向广东省政府电力主管部门和能源监管机构备案，初期相关流程参照《售电公司管理办法》执行。

三、中长期交易

（一）交易单元

对虚拟电厂运营商，其所有负荷类虚拟电厂现货交易单元、相应售电公司身份现货交易单元合并为一个交易单元（以下称为“负荷类中长期交易单元”），其所有发电类虚拟电厂现货交易单元合并为另一个交易单元（以下称为“发电类中长期交易单元”），参与中长期交易。

（二）交易品种

负荷类、发电类中长期交易单元可参与年度、多月、月度、多日（周）等周期的双边协商、挂牌、集中竞争和绿电交易，具体以实际交易安排为准。

（三）交易方向

负荷类中长期交易单元在年度交易、绿电交易中，只能

作为合约买方；在多月、月度、多日（周）交易中，可作为合约买方或卖方。

发电类中长期交易单元在年度交易、多月双边协商交易、交易标的为近月电量的多月集中竞争交易、月度交易、绿电交易中，只能作为合约卖方；在交易标的为远月电量的多月集中竞争交易、发电合同转让、多日（周）交易中，可作为合约买方或卖方。

同一场次集中竞争交易中，负荷类、发电类中长期交易单元对同一标的只允许买入或卖出单向交易，以首笔成交方向为准。

同一虚拟电厂运营商的负荷类、发电类中长期交易单元之间可通过双边协商交易转移电量，以交易系统发布结果为准，不纳入市场平均成交价格统计。

（四）结算参考点

负荷类、发电类中长期交易单元的中长期合约结算参考点按《广东电力市场中长期电能量交易实施细则》第 5.3.6 条执行，有最新规定的按最新规定执行。

（五）交易电量约束

1. 月度净合约量约束

负荷类、发电类中长期交易单元月度净合约量是指所交易标的月合约电量的代数和。

（1）负荷类中长期交易单元

月度净合约量 = Σ 买入标的月合约电量 - Σ 卖出标的月合约电量

年度、多月交易月度净合约量上限 = 历史同期月份实际用电量 $\times y_1$

月度、多日（周）交易月度净合约量上限 = 所申报次月用电需求

月度净合约量下限 = 0

（2）发电类中长期交易单元

月度净合约量 = Σ 卖出标的月合约电量 - Σ 买入标的月合约电量

月度净合约量上限 = Σ (新能源项目类型装机容量 \times 全省同类项目近一年同期月份平均发电小时数) $\times r_1$ ，其中新能源项目类型包括光伏、陆上风电、海上风电等。

月度净合约量下限 = 0

虚拟电厂运营商发电类中长期交易单元的交易电量上限、成交电量，参照现货新能源交易单元纳入火电机组交易电量上限的计算。

2. 月度累计交易量约束

负荷类、发电类中长期交易单元月度累计交易量是指买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和。

月度累计交易量 = Σ 买入标的月合约电量 + Σ 卖出标的月合约电量

月度累计交易量上限 = 月度净合约量上限 $\times f_2$

3. 分时净合约量约束

负荷类、发电类中长期交易单元分时净合约量是指所交易标的小时合约电量的代数和。

(1) 负荷类中长期交易单元

分时净合约量 = Σ 买入标的小时合约电量 - Σ 卖出标的小时合约电量

分时净合约量下限 = 0

月度分时集中竞争交易某时段的申报买入电量上限 = 所申报次月用电需求 $\div 24 \times A_2$

多日集中竞争交易某时段的申报买入电量上限 = 所申报次月用电需求 $\div (24 \times \text{当月加权天数}) \times A_2$ ，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。

(2) 发电类中长期交易单元

分时净合约量 = Σ 卖出标的小时合约电量 - Σ 买入标的小时合约电量

分时净合约量下限 = 0

月度分时集中竞争交易申报卖出电量上限 = 交易单元新能源总装机容量 $\times A_1 \times$ 当月加权天数

多日集中竞争交易某时段的申报卖出电量上限 = 交易单元新能源总装机容量 $\times A_1$

4. 可申报电量额度

电力交易机构根据负荷类、发电类中长期交易单元的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，负荷类、

发电类中长期交易单元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。

负荷类、发电类中长期交易单元在进行交易申报时，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。

5.绿电交易电量约束

负荷类中长期交易单元参与绿电交易，电能量部分与常规中长期交易共用月度净合约量、月度累计交易量约束，绿证（绿色环境价值）部分不设置交易电量约束。

发电类中长期交易单元参与绿电交易，交易标的属于未来月份的，电能量部分与常规中长期交易共用月度净合约量、月度累计交易量约束，绿证（绿色环境价值）部分交易电量约束为：

绿证（绿色环境价值）可交易电量上限 = Σ (新能源项目类型装机容量 × 全省同类项目近一年同期月份平均发电小时数) × r_2 - 绿电交易已成交当月电量，其中新能源项目类型包括光伏、陆上风电、海上风电等。

交易标的属于过去月份的：

可交易电量上限 = Σ 新能源项目资源代理合同实际结算绿证电量 - 绿电交易已成交当月绿证（绿色环境价值）结算电量 - 其他平台的绿电绿证交易当月绿证（绿色环境价值）结算电量。

四、现货交易

（一）负荷类虚拟电厂现货交易单元以“报量报价”方式进行现货交易申报。其中，负荷类日前响应型虚拟电厂现货交易单元参与日前现货市场优化出清，负荷类直控型虚拟电厂参与日前、实时现货市场优化出清，具体见现货市场双边交易相关方案及细则。

（二）发电类虚拟电厂现货交易单元参照新能源交易单元，以“报量报价”方式进行现货交易申报（包括短期、超短期功率预测），参与日前、实时现货市场优化出清，形成中标发电分时曲线和分时节点电价。

发电类虚拟电厂现货交易单元涉及的 220 千伏以下安全校核由虚拟电厂所在地的调度机构负责。虚拟电厂所在地的调度机构可视系统安全需要，形成调管范围内发电类虚拟电厂现货交易单元、聚合资源的出力上下限约束，并在竞价日 11:00 前报送广东省电力调度中心，市场运营机构以特定信息形式向相应虚拟电厂运营商披露，作为分配资源的依据。

发电类虚拟电厂现货市场结算价格取小时内 15 分钟节点电价的算术平均值，出清电量、节点电价参照新能源交易单元纳入统一结算点现货价格计算。

发电类虚拟电厂现货交易单元参照新能源交易单元执行功率预测偏差考核、日前实时偏差收益回收、实时发电计划执行偏差考核。

五、交易结算

（一）批发市场结算

1.电费结算单元

虚拟电厂运营商电能量批发市场电费按现货交易单元结算，绿证（绿色环境价值）电费按中长期交易单元结算。其中：

（1）现阶段，虚拟电厂运营商负荷类中长期交易单元的合约全部计入其售电公司身份现货交易单元，发电类中长期交易单元的合约全部计入交易系统编号排序首位的发电类虚拟电厂现货交易单元。后续探索由虚拟电厂运营商明确将中长期交易单元成交合约分解至现货交易单元的方式。

（2）对虚拟电厂运营商的售电公司身份现货交易单元，其电能量批发市场电费结算按《广东电力现货市场结算实施细则》中售电公司有关条款执行，有最新规定的按最新规定执行。

（3）发电侧中长期交易偏差考核、用户侧用电偏差考核、批零结构不匹配考核等按中长期交易单元结算的电费项目，按实际月度用电量/上网电量比例分解至现货交易单元。

2.负荷类虚拟电厂现货交易单元结算

负荷类虚拟电厂现货交易单元电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、分摊电费、返还电费等。计算公式如下：

$$C = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约阻塞}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

C 为负荷类虚拟电厂现货交易单元电能量电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约电能电费；

$C_{\text{日前}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元日前市场偏差电能电费；

$C_{\text{实时}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元实时市场偏差电能电费；

$C_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费；

$C_{\text{分摊}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元分摊电费，具体见条款五、（一）5.；

$C_{\text{返还}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元返还电费，具体见条款五、（一）5.。

（1）中长期合约电费结算

负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照合约分时电量、合约价格计算中长期电能电费。公式为：

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{中长期合约},t} \times P_{\text{中长期合约},t})$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约电能电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期合约价格。

(2) 日前市场偏差结算

负荷类虚拟电厂现货交易单元根据日前市场出清/申报的分时电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元日前市场出清的 t 时段电量（根据该时段需求响应调用容量折算的电量调整，具体按《广东省市场化需求响应实施细则》有关条款执行）；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期净合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{日前},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元所在节点日前市场 t 时段结算电价。

(3) 实时市场偏差结算

负荷类虚拟电厂现货交易单元根据实际分时用电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以实时市场电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实际},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元 t 时段实际用电

量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元日前市场出清的 t 时段电量（根据该时段需求响应调用容量折算的电量调整，具体按《广东省市场化需求响应实施细则》有关条款执行）；

$P_{\text{实时},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元所在节点实时市场 t 时段结算电价。

（4）中长期合约阻塞电费结算

负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费按照中长期分时净合约电量，以日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。公式为：

$$C_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$C_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期分时净合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{日前},t}$ 为负荷类虚拟电厂现货交易单元所在节点日前市场 t 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

3.发电类虚拟电厂现货交易单元结算

发电类虚拟电厂现货交易单元电能量电费收入包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、返还电费、分摊电费。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{返还}} + R_{\text{分摊}}$$

其中：

R 为发电类虚拟电厂现货交易单元电能量电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场偏差电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元实时市场偏差电能量电费；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{返还}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元返还电费，具体见条款五、（一）5.；

$R_{\text{分摊}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元分摊电费，具体见条款五、（一）5.。

（1）中长期合约电费结算

发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照合约分时电量、合约价格计算中长期电能量电费。公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{中长期合约},t} \times P_{\text{中长期合约},t})$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期合约价格。

（2）日前市场偏差结算

发电类虚拟电厂现货交易单元根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场 t 时段出清电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期净合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{日前},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元所在节点日前市场 t 时段结算电价。

（3）实时市场偏差结算

发电类虚拟电厂现货交易单元根据实际分时上网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实际},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元 t 时段实际上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场 t 时段出清电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元所在节点实时市场 t 时段结算价格。

(4) 中长期合约阻塞电费结算

发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费按照中长期分时净合约电量，以日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。公式为：

$$R_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元 t 时段中长期分时净合约电量（含绿电中长期合约的电能量部分）；

$P_{\text{日前},t}$ 为发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场所在节点的 t 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

4. 绿证（绿色环境价值）电费结算

虚拟电厂运营商负荷类、发电类中长期交易单元的绿证（绿色环境价值）电费按《广东省可再生能源交易规则》有

关条款执行，有最新规定的按最新规定执行。其中，计算绿电合同的绿证（绿色环境价值）偏差结算电量时，基于发电类虚拟电厂中长期交易单元各新能源项目资源代理合同实际结算绿证电量之和，按绿电合同电量比例分解并以1兆瓦时为单位向下取整，得到各绿电合同对应的实际上网电量，新能源项目资源代理合同实际结算绿证电量按资源代理合同约定条款执行。新能源纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

5. 返还及分摊电费结算

（1）变动成本补偿

发电类虚拟电厂现货交易单元不计算变动成本补偿。

（2）系统运行补偿及启动补偿

发电类虚拟电厂现货交易单元不计算系统运行补偿及启动补偿。

负荷类虚拟电厂现货交易单元按照实际月度用电量参与系统运行补偿及启动补偿电费分摊。

（3）功率预测偏差考核

发电类虚拟电厂现货交易单元参照现货新能源交易单元执行功率预测偏差考核。

（4）日前实时偏差收益回收

发电类虚拟电厂现货交易单元参照现货新能源交易单元执行日前实时偏差收益回收。

（5）实时调度计划执行偏差考核

负荷类直控型虚拟电厂现货交易单元的实时用电计划

执行偏差考核条款具体见现货市场双边交易相关方案及细则。

发电类虚拟电厂现货交易单元参照现货新能源交易单元执行实时发电计划执行偏差考核。

(6) 发电侧中长期交易偏差考核

发电类虚拟电厂中长期交易单元参照现货新能源交易单元执行发电侧中长期交易偏差考核。

负荷类虚拟电厂现货交易单元按照实际月度用电量参与发电侧中长期交易偏差考核电费分享。

(7) 用户侧用电偏差考核

负荷类虚拟电厂中长期交易单元参照售电公司执行用户侧用电偏差考核。

发电类虚拟电厂现货交易单元按照实际月度市场电量参与用户侧用电偏差考核电费分享。

(8) 用户侧偏差收益转移

负荷类日前响应型虚拟电厂现货交易单元按所在节点现货电价计算用户侧偏差收益转移电费，其中允许偏差范围取值与售电公司一致。

负荷类虚拟电厂现货交易单元按照实际月度用电量参与用户侧偏差收益转移电费分享。

(9) 用户侧峰谷平衡机制

负荷类虚拟电厂现货交易单元参照售电公司执行用户侧峰谷平衡机制。

(10) 阻塞分配（返还）机制

负荷类虚拟电厂现货交易单元按实际月度用电量的90%确定阻塞分配电量，阻塞分配电量按市场购电用户典型曲线分解到小时，并根据统一结算点与所在节点的日前市场价差分配（返还）阻塞电费。负荷类虚拟电厂现货交易单元的阻塞分配电费总和由售电公司、批发用户、负荷类虚拟电厂现货交易单元按照实际月度用电量比例分摊或分享。

发电类虚拟电厂现货交易单元按实际月度上网电量的90%确定阻塞分配电量，阻塞分配电量按市场购电用户典型曲线分解到小时，并根据统一结算点与所在节点的日前市场价差分配（返还）阻塞电费。发电类虚拟电厂现货交易单元参照现货新能源交易单元参与发电侧阻塞分配电费分摊或分享。

（11）批零结构不匹配考核

负荷类虚拟电厂中长期交易单元参照售电公司执行批零结构不匹配考核。

（12）市场发用电量不平衡偏差电费

将负荷类、发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场出清市场电量纳入市场发用电量不平衡偏差电费计算，公式如下：

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} = (Q_{\text{用户侧日前},t} - Q_{\text{发电侧日前市场},t}) \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$$

其中：

$Q_{\text{用户侧日前},t}$ 为售电公司、负荷类虚拟电厂现货交易单元日前市场 t 时段总出清电量（根据该时段需求响应调用容量折

算的电量调整，具体按《广东省市场化需求响应实施细则》有关条款执行）；

$Q_{\text{发电侧日前市场},t}$ 为市场机组、独立储能、抽水蓄能、发电类虚拟电厂现货交易单元日前市场 t 时段总出清市场电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点价格；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点价格。

负荷类虚拟电厂现货交易单元按照当月实际用电量参与用户侧市场发用电量不平衡电费分摊或分享，发电类虚拟电厂现货交易单元按照当月实际上网电量参与发电侧市场发用电量不平衡电费分摊或分享。

（13）市场部分阻塞盈余

发电类虚拟电厂现货交易单元按照当月实际上网电量参与市场部分阻塞盈余分摊或分享。

（14）基数代购转让阻塞盈余

发电类虚拟电厂现货交易单元按照当月实际上网电量参与基数代购转让阻塞盈余分摊或分享。

6.与代购市场及跨省外送电量结算的衔接

负荷类、发电类虚拟电厂现货交易单元的实际电量纳入代购市场及跨省外送实结电量计算，具体如下：

$$Q_{\text{代购及外送实结},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}) \times \frac{Q_{\text{代购及外送计划},t}}{Q_{\text{总代购及外送计划},t}}$$

其中：

$Q_{\text{代购及外送实结},t}$ 为单个机组时段 t 代购市场及跨省外送电量的实结电量；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为直接参与交易的市场机组（含独立储能、抽水蓄能、发电类虚拟电厂现货交易单元）时段 t 实际总上网电量（独立储能取实际充放电量的代数和，其中放电量以正值表示、充电量以负值表示；抽水蓄能取实际抽发电量的代数和，其中发电量以正值表示、抽水电量以负值表示）；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场购电用户（含负荷类虚拟电厂现货交易单元）时段 t 实际总用电量；

$Q_{\text{代购及外送计划},t}$ 为单个机组时段 t 代购市场及跨省外送电量计划值；

$Q_{\text{总代购及外送计划},t}$ 为直接参与交易的市场机组时段 t 代购市场及跨省外送电量计划值之和。

本计算公式均不含省外水电受让电量、核电基数电量、核电代购市场电量、现货新能源交易单元基数电量。计算直接参与交易的市场机组代购市场电量实结电量时，优先保证跨省转让、省内核电基数电量、核电代购市场电量、现货新能源交易单元基数电量刚性执行（100%结算），再计算整体直接参与交易的市场机组剩余代购市场及跨省外送电量计划的完成进度系数。

（二）零售市场结算

虚拟电厂运营商在零售市场按中长期交易单元结算。电力交易机构根据虚拟电厂运营商与零售用户、发电企业在交易系统签订并登记备案的零售合同、资源代理合同计算零售市场电能量电费（含绿证（绿色环境价值）电费）。

负荷类中长期交易单元，按照零售市场电费收入减去批

发市场电费支出的净盈亏结算并出具交易结算依据。发电类中长期交易单元，按照批发市场电费收入减去零售市场电费支出的净盈亏结算并出具交易结算依据。

作为虚拟电厂资源的零售用户，在结算零售市场电能量电费基础上，还应按照有关规定结算尖峰加价电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费、市场化需求响应费用、市场化分摊电费、政府性基金及附加和功率因数调整电费等。作为虚拟电厂资源的发电项目，直接结算零售市场电能量电费（不含补贴）。

六、与其他交易品种的衔接

（一）与需求响应交易的衔接

开展需求响应交易的运行日，负荷类虚拟电厂现货交易单元以“报量报价”方式参与现货交易申报，其日前市场结算电量在日前市场出清电量的基础上，扣减相应电力用户参与削峰需求响应调用容量折算电量或叠加相应电力用户参与填谷需求响应调用容量折算电量，具体衔接要求按《广东省市场化需求响应实施细则》有关条款执行。

（二）与辅助服务交易的衔接

起步阶段，虚拟电厂交易单元分时参与现货电能量市场和辅助服务市场，即同一运行日内可选择分时参与现货电能量市场和区域调频市场，或分时参与现货电能量市场和跨省备用市场。在电力供应紧张、调峰困难或调频等辅助服务资源紧张时段，由电力调度机构根据系统运行需要确定虚拟电厂参与市场品种和时段。

七、其他事项

（一）本细则自印发之日起实施，本细则未尽事宜按照广东电力市场配套实施细则执行。深化新能源上网电价市场化改革相关方案及细则有其他规定的，按该规定执行。

（二）本细则由国家能源局南方监管局、广东省能源局授权广东电力交易中心进行解释。

附表：参数取值

序号	参数名称	参数取值
1	负荷类中长期交易单元交易电量上限计算参数 y_1 、 f_2 、 A_2	与售电公司一致
2	发电类中长期交易单元交易电量上限计算参数 r_1 、 r_2 、 A_1	与新能源交易单元一致