

广东电力市场交易基本规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范广东电力市场交易，构建安全、高效的市场结构和市场体系，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康发展，根据国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则（暂行）》和《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14 号）及相关配套改革方案，制定本规则。

第二条 广东电力市场遵循安全高效、公平公正、因地制宜、实事求是的原则和务实起步、先易后难、循序渐进、逐步完善的指导思想。

第三条 电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业与售电公司或电力大用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、售电公司、电力大用户等市场主体通过双边协商、集中竞争等方式开展的中长期电量交易。

电力零售交易是指售电公司与中小型终端电力用户（下称“一般用户”）开展的电力交易活动的总称。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得利用市场力或市场规则的缺陷，操纵市场价格、损害其他市场

主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 本规则适用于《广东电力市场建设实施方案》中含交叉补贴的输配电价正式实施前的电力市场交易，并根据电力体制改革进程进行修订。

第六条 国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会根据职能依法履行广东电力市场监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市场成员

第七条 市场成员包括各类发电企业、售电公司、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

第八条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，执行基数电量合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务。

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、缴纳政府性基金与附加、承担交叉补贴等。

（三）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度要求安排用电。

（五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 不拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电合同等，约定交易、服务、结算、收费等事项。

（二）获得公平的输配电服务。

（三）已在电力交易机构注册的售电公司不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区售电。

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

（五）应承担保密义务，不得泄露用户信息。

（六）按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（七）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度要求协助安排用电。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务。

（二）拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电网安全责任，按照国家、电力行业和广东省标准提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和广东省标准。

（四）按照国家、电力行业和广东省标准，负责配电网络的投资、建设、运营和维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。

（五）同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行。

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务。

(三) 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统。

(四) 向市场主体提供报装、计量、抄表、收催缴电费、维修等各类供电服务。

(五) 按规定收取输配电费用，归集交叉补贴，代国家收取政府性基金与附加等。

(六) 预测不参与市场交易的用户电量需求，执行厂网间基数电量等合同。

(七) 按政府定价向不参与市场交易的用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同。

(八) 按规定披露和提供信息。

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 组织和管理各类交易。

(二) 拟定相应电力交易实施细则。

(三) 编制交易计划。

(四) 负责市场主体注册管理。

(五) 提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务费)及相关服务。

(六) 监视和分析市场运行情况。

(七) 建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统。

(八) 配合对市场运营规则进行分析评估, 提出修改建议。

(九) 配合开展市场主体信用评价, 维护市场秩序。

(十) 按规定披露和发布信息。

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务:

(一) 按调度管理权限负责安全校核。

(二) 根据调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 确保电网安全。

(三) 向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能。

(四) 合理安排电网运行方式, 保障发电调度计划的执行。

(五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入管理

第一节 准入和退出条件

第十五条 参加市场交易的发电企业、售电公司、电力用户, 应当是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业(电网企业保留的调峰调频电厂除外)、电力用户经法人单位授权, 可参与相应市场交易。

第十六条 市场主体资格采取注册制度。参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户应符合国家、广东省有关准入条件,

进入广东省公布的目录，并按程序完成注册后方可参与电力市场交易。

第十七条 广东省内发电企业市场准入：

（一）与电力用户、售电公司直接交易的发电企业，应符合国家、广东省有关准入条件，并在电力交易机构注册。仅开展基数电量合同转让交易的发电企业，可直接在电力交易机构注册。

（二）并网自备电厂参与市场化交易，须公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费。

（三）省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的燃煤发电企业，视同广东省内电厂（机组）参与广东电力市场交易。省外符合要求的其他类型机组，按本规则相关要求参与广东电力市场交易。

第十八条 电力用户市场准入：

（一）符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准。

（二）拥有自备电厂的用户应按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

（三）微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

第十九条 售电公司的准入条件及管理办法依照国家发展改革委和国家能源局的有关规定，由省政府有关部门另行制定。

第二十条 发电企业、售电公司、电力用户履行完交易合同

和交易结算的，可自愿申请退出市场。符合退出条件的，从市场主体目录中剔除。

第二十一条 市场主体由于不符合准入条件等情形的，按有关规定强制其退出市场。

市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为，恶意扰乱市场秩序、未尽定期报告披露义务、拒绝接受监督检查的，国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，强制退出市场，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。

第二十二条 售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭等特殊原因退出市场的，应提前至少 45 天通知国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关方。退出之前，售电公司应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜，否则不得再参与市场。

电力用户无法履约的，提前 45 天书面告知电网企业、相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方，将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第二节 市场注册管理

第二十三条 电力交易机构应建立市场注册管理工作制度，由市场管理委员会审议通过后，报国家能源局南方监管局、广东

省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会备案后执行。

第二十四条 符合准入目录的市场主体均须在电力交易机构进行市场注册。电力交易机构按规定披露相关信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等相关信息。

第二十五条 市场主体注册变更，须向电力交易机构提出申请，电力交易机构按照注册管理工作制度有关规定办理。

第二十六条 自愿和强制退出的市场主体，由广东省经济和信息化委员会在目录中删除，由电力交易机构进行注销，并向社会公示。

第四章 市场交易基本要求

第二十七条 市场用户分为电力大用户和一般用户，市场注册时分类管理。

电力大用户指进入广东省直接交易目录的用电企业；一般用户指除电力大用户以外、允许进入市场的其他用电企业。

所有准入的市场用户均须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算，不再执行目录电价。

市场用户在同一自然年内只能选择在一个电力交易机构完成所有市场交易。对于选择在广东电力交易中心交易的用户，可由售电公司代理参加广东批发市场交易。

第二十八条 现阶段，电力大用户选择以下两种方式之一参与市场交易：

(一)参加批发交易,即与发电企业开展年度双边协商交易,直接参与月度集中竞争交易。

(二)参加零售交易,即全部电量在同一时期内原则上通过一家售电公司购电。选择通过售电公司购电的电力大用户视同一般用户。

第二十九条 一般用户在同一时期内只可选择一家售电公司购电。

第三十条 同一投资主体(含关联企业)所属的售电公司,月度集中竞争交易申报电量不应超过月度集中竞争交易总电量的15%。

售电公司暂不能代理发电企业参加广东批发市场交易。

第三十一条 广东省内省级及以上调度发电机组分为A类机组和B类机组。其中,A类机组是指暂未获得与用户侧直接交易资格的发电机组,只拥有基数电量;B类机组指获得与用户侧直接交易资格的发电机组,可同时拥有基数电量和市场电量。

发电企业初期以电厂为最小单元参与市场交易。单个发电企业的机组通过不同电压等级接入电网的,应分电压等级参与市场交易;单个发电企业的机组通过同一电压等级但不同并网点接入电网的,应分并网点参与市场交易;同一电厂不同上网电价的机组应分别报价参与市场交易;其他因电网运行和市场运营需要的,可由电力交易机构会同电力调度机构发布发电企业参与市场交易的最小单元要求。随着市场的逐步完善,发电企业适时转变

为以机组为最小单元参与市场交易。

第三十二条 按照“计划+市场”模式推进省间市场化交易。现阶段，政府间框架协议外的省间送电，主要通过月度合同电量转让交易和月度集中竞争交易的方式进行。

第五章 交易周期和方式

第三十三条 现阶段主要以年度和月度为周期开展电能量交易（含合同电量转让交易），适时启动辅助服务市场化交易。

第三十四条 电能量交易主要采用双边协商、集中竞争等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（二）集中竞争交易指市场主体通过技术支持系统申报电量、电价，采取双向报价的形式，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交市场对象、成交电量与成交价格等。

第六章 价格机制

第三十五条 交易中的成交价格由市场主体通过市场化的交易方式形成，第三方不得干预。

第三十六条 含交叉补贴的输配电价正式实施前，采取保持电网购销差价不变的方式。相关政府性基金与附加按国家有关规定执行。

第三十七条 含交叉补贴的输配电价正式实施前，电力大用户购电价格按照广东省政府确定的电网环节输配电价暂不作调整的原则执行。具体如下：

（一）适用两部制电价的电力大用户，其购电价格由容量电价和电量电价组成。大用户购电的容量电价保持不变，电量电价为该大用户适用目录电价中的电量电价与交易价差之和。

（二）适用单一制电价的电力大用户，其购电价格为该大用户适用目录电价的电量电价与交易价差之和。

（三）原执行峰谷电价政策的电力大用户，交易价差不随峰谷电价浮动。

通过售电公司购电的用户参照执行。

第三十八条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞争交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价或成交交易价差设置上限，电力供应严重过剩时可对报价或成交交易价差设置下限。

第七章 年度基数电量

第一节 年度基数电量确定

第三十九条 每年年底，预测次年全省电力供需平衡情况，预测总发用电量，测算西电东送计划电量，根据用户放开程度测算市场需求电量，测算省内机组平均发电利用小时数。

第四十条 按照以下原则安排优先发电量：优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电；充分安排保障电网

调峰调频和安全运行需要的电量；背压热电联产机组全部发电量；兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电发电；兼顾调峰需要，合理安排核电发电；合理安排余热、余压、余气、煤层气等资源综合利用机组发电；适当增加贫困地区、革命老区机组发电量；适当增加实施碳捕集（CCUS）示范项目发电量。

第四十一条 年度基数电量总规模应不低于优先发电电量规模，并按节能低碳发电调度原则安排。结合全年逐月的非市场用户需求预测、机组检修、来水预测、燃料供应等情况，以及发电企业签订的年度双边协商交易分月计划，确定发电企业年度基数电量分月计划。其中，抽凝热电联产机组的供热需求、局部网络约束机组的发电需求可根据发用电计划放开程度，在年度基数电量安排时适当考虑。

第四十二条 广东省发展和改革委员会会同广东省经济和信息化委员会在年底前确定下一年度发电组合方案。发电企业、电网企业据此签订厂网间年度购售电合同。

第四十三条 年度基数电量如果在年初的月度交易开始时仍未分配，电力调度机构参照第一季度的发电组合方案执行。

第二节 月度基数电量计划编制

第四十四条 对于 A 类机组，电力调度机构以年度基数电量计划为目标，综合考虑以资源定电、输变电及发电设备检修变化等因素，合理编制各月份基数电量计划。

第四十五条 对于 B 类机组，电力调度机构根据非市场用户

的需求变化及 A 类机组的基数电量计划，等比例调整政府下达的 B 类机组年度分月基数电量计划，确保基数电量计划规模与非市场用电需求相匹配。

第四十六条 电力调度机构编制月度基数电量计划，作为合同转让交易以及基数电量结算依据，同月度交易计划一并发布。

第八章 电力批发交易

第一节 交易时序安排

第四十七条 现阶段，交易品种包括年度双边协商交易，月度集中竞争交易和合同电量转让交易。

第四十八条 年度开展双边协商交易，市场主体根据交易结果，签订年度双边协商交易合同（含年度及各月度双边协商交易电量）。

第四十九条 在月度基数电量计划和月度双边协商交易电量的基础上，首先组织月度合同电量转让交易，然后开展月度集中竞争交易。

第二节 年度双边协商交易

第五十条 参加年度双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、电力大用户、售电公司。年度双边协商交易应在年底前完成。

签订的年度双边协商交易意向协议应包括年度总量及各月份分解电量、交易价差等。

第五十一条 每年 10 月下旬，电力交易机构会同电力调度机构通过技术支持系统等方式发布年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

（一）次年省内全社会、统调口径电力电量供需预测；

（二）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；

（三）次年关键输电通道网络约束情况；

（四）次年西电东送协议电量需求预测；

（五）次年全省煤机平均发电煤耗、各机组发电煤耗；

（六）次年发电企业可参与年度（月度）双边协商交易的小时数上限。

第五十二条 发电企业年度（月度）双边协商交易的小时数上限计算公式：

年度（月度）平均双边协商交易小时数 = 市场用户年度（月度）需求预测/B 类机组总装机容量

燃煤发电企业可参与年度（月度）双边协商交易的小时数上限 = 年度（月度）平均双边协商交易小时数 $\times [k_0 - k_1 \times (\text{发电企业发电煤耗} - \text{全省平均发电煤耗}) / \text{全省平均发电煤耗}]$

B 类中的其他类型发电企业参照煤耗最低的燃煤发电企业确定双边协商交易小时数上限。

k_0 、 k_1 由广东电力交易中心市场管理委员会提出建议，省政府有关部门会同能源监管机构发布。

第五十三条 每年 11 月底前，市场主体经过双边协商形成

年度交易意向并签署书面合同，通过技术支持系统提交至电力交易机构。

第五十四条 电力交易机构根据用户历史用电数据，对电力大用户、售电公司签订的年度双边协商交易合同进行交易校核，并在 12 月份前 3 个工作日内汇总年度交易意向协议，送电力调度机构进行安全校核。

第五十五条 电力调度机构原则上 10 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回电力交易机构。电力调度机构对发电企业年度基数电量分月计划以及年度双边协商交易分月计划一并进行安全校核，给出安全运行风险提示，包括局部送出受限情况、顶峰发电需求以及燃煤机组运行负荷率建议等。

第五十六条 电力交易机构发布经安全校核后的年度双边协商交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，由电力交易机构会同电力调度机构进行解释。市场主体对交易结果无异议的，应及时通过技术支持系统返回成交确认信息。

交易结果确认后，自动生成年度双边协商交易合同，相关市场主体通过技术支持系统签订。

第三节 合同电量转让交易

第五十七条 合同电量转让交易先于月度集中竞争交易，原则上在每月 25 日前组织。

第五十八条 现阶段，在发电企业之间开展基数电量和双边

协商交易电量的转让交易，允许西南富余水电机组作为受让方参与合同电量转让交易。

合同电量转让交易不影响出让方原有合同的价格和结算。

双边协商交易电量转让不影响发电企业原集中竞争交易电量空间。

第五十九条 合同电量转让交易应符合以下要求：

（一）发电企业之间合同电量转让交易须符合节能减排原则，原则上只允许煤耗高的机组转让给煤耗低的机组。机组排序按照政府公布的节能发电调度机组序位确定。

（二）电网运行约束机组合同电量、热电联产机组合同电量、调峰调频电量原则上不得转让。

（三）合同电量转让交易原则上通过技术支持系统开展。

第六十条 出让方通过技术支持系统向电力交易机构申报交易标的，包括：拟出让电量、出让价格。其中，拟出让电量不超过月度基数电量和月度双边协商交易电量之和，出让价格指出让方支付给受让方的补偿价格。拟出让的基数电量、双边协商交易电量按相同的出让价格分开申报。

电力调度机构对出让方申报的拟出让电量进行校核并确认。电力交易机构通过技术支持系统发布出让方名称、确认后的可出让电量等信息。

第六十一条 受让方通过技术支持系统向电力交易机构申报拟受让电量、受让价格。

电力调度机构对受让方申报的拟受让电量进行校核并确认。电力交易机构通过技术支持系统发布受让方名称、确认后的可受让电量等信息。

第六十二条 电力交易机构通过技术支持系统进行合同电量转让交易撮合：

（一）出让方按照出让价格排序，价高者优先。价格相同时，按照节能发电调度原则，煤耗高的机组优先于煤耗低的机组。

（二）受让方按照受让价格排序，价低者优先。价格相同时，按照节能发电调度原则，西南富余水电优先，省内煤耗低的机组优先于煤耗高的机组。

西南富余水电申报的受让价格应包含其所在省的省内输电价格、省间输电价格以及网损电价。

（三）将出让方申报价格、受让方申报价格配对，形成竞争交易价差对。

价差对=出让价格－受让价格

价差对为负值时不能成交。

价差对为正值或零时，按照价差对大者优先撮合的原则进行交易。价差对相同时，出（受）让方机组能耗高（低）者优先成交；出（受）让方机组能耗相同的，按申报电量比例分配。

（四）受让方机组煤耗应低于出让方机组煤耗。

（五）按照以上原则形成无约束交易结果，由电力交易机构发布，并送电力调度机构进行安全校核。

第六十三条 合同转让电量结算价格等于每个有效匹配对中，出让方和受让方申报价格的平均值。

第六十四条 合同电量转让交易与月度集中竞争交易形成的无约束交易结果一并进行安全校核，形成有约束交易结果。如发生输电阻塞，优先调整月度集中竞争交易结果。

第四节 月度集中竞争交易

第六十五条 原则上在每月的 25 日前组织开展次月的月度集中竞争交易。

第六十六条 电力交易机构在不迟于交易日的 3 个工作日前发布月度集中竞争市场交易预通知，包括交易的开市时间、交易主体范围等信息。

第六十七条 电力大用户在交易日的 2 个工作日前申报次月用电需求。

次月需求增量=次月用电需求－月度双边协商交易电量

若电力大用户次月用电需求大于其次月双边协商交易电量，则差额部分为其月度集中竞争市场需求增量。

若电力大用户用电需求等于双边协商交易电量，则其月度集中竞争市场需求增量为 0。

若电力大用户用电需求小于双边协商交易电量，则其月度集中竞争市场需求增量为 0。此时，等比例调减所对应发电企业的双边协商交易电量，并以调整后的双边协商交易电量为发用双方事后结算的依据；电力大用户双边协商交易电量较申报用电需求

的差额部分，按照月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

第六十八条 售电公司参照电力大用户，申报所代理全部用户的次月用电需求。

第六十九条 省内发电企业在交易日的2个工作日内申报次月选择物理执行的双边协商交易电量(不得超过月度协商交易总量)，则剩余的双边协商交易电量参与月度集中竞争优化。初期，发电企业的双边协商交易电量均默认为物理执行，条件成熟时可选择参与月度集中竞争优化。

第七十条 省内发电企业集中竞争申报电量上限按以下步骤确定：

(一)按照年度与月度市场供需比一致的原则确定发电企业月度市场电量的上限，减去选择物理执行的月度双边协商交易电量后，得到参与月度集中竞争交易的申报电量上限。

月度市场交易平均小时数 = 月度市场用户总用电需求/B类机组扣除检修后的总可用装机容量

燃煤发电企业月度市场电量上限 = 燃煤发电企业扣除检修后的可用装机容量×月度市场交易平均小时数× $[k_0 - k_1 \times (\text{发电企业发电煤耗} - \text{全省平均发电煤耗}) / \text{全省平均发电煤耗}]$

B类中的其他类型发电企业参照煤耗最低的燃煤发电企业确定市场电量上限。

发电企业月度集中竞争申报电量上限 = 月度市场电量上限 - 选择物理执行的月度双边协商交易电量

(二) 根据各发电企业集中竞争申报电量, 计算各发电集团所占的电量市场份额。当电量市场份额不满足集中竞争交易有效开展的要求时, 则调增 k_0 , 相应增加各发电企业月度集中竞争申报电量上限, 直至满足防范发电侧市场力的要求。

第七十一条 对于存在特殊原因需开机运行的省内发电企业, 其允许参与月度集中竞争交易的申报电量上限按以下方式确定:

(一) 对于热电联产机组, 可以选择在第七十条确定的电量上限范围内自由报价, 也可以选择申请强制成交供热所需电量。若申请强制成交, 其集中竞争申报电量上限按以下公式计算:

热电联产机组月度集中竞争交易申报电量上限 = 发电企业预测的“以热定电”电量需求 - 月度基数电量计划(含基数合同转让电量) - 月度双边协商交易电量(含双边协商交易合同转让电量)

申请强制成交的热电联产机组, 需对其“以热定电”电量需求的预测准确性负责, 预测偏差接受考核; 选择自由报价的热电联产机组, 不纳入考核范围。

(二) 对于受电网运行约束和局部电力供应需要的必开机组, 必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限按以下公式计算:

必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限 = 电力调度机构事前发布的安全约束必开电量需求 - 月度基数电量(含基

数合同转让电量) - 月度双边协商交易电量(含双边协商交易合同转让电量)。

若必开电量对应的申报电量上限超出第七十条确定的上限,则按本款公式确定其月度集中竞争交易申报电量上限;若低于第七十条确定的上限,则按第七十条确定其月度集中竞争交易申报电量上限。

第七十二条 允许西南富余水电机组参与月度集中竞争交易。确定西南富余水电总申报电量上限时,应综合考虑以下因素:

(一)省间输电通道在优先保障框架协议内送电后的剩余输电能力。

(二)广东省内的低谷调峰能力和高峰供应能力。

第七十三条 交易日的1个工作日前,电力交易机构会同电力调度机构,通过技术支持系统发布次月集中竞争市场相关信息,包括但不限于:

(一)次月市场用户总需求、双边协商交易总电量、集中竞争交易电量总需求。

(二)次月省内发电企业基数电量(含合同转让交易无约束交易结果)、双边协商交易电量(含合同转让交易无约束交易结果)。

(三)次月关键输电通道输电能力。

(四)次月机组运行约束情况,包括必开机组(或机组群)及其电量下限,送出受限机组(或机组群)及其电量上限,受限

断面的具体信息以及受影响的机组。

（五）次月省内发电企业参与集中竞争交易申报电量上限、省外富余水电电量的消纳上限。

（六）省内机组运行负荷率上限。

第七十四条 拥有基数电量且市场电量未超过上限的省内发电企业，都应参与集中竞争交易。发电企业持留发电能力、不参与集中竞争交易的，应主动向电力交易机构说明具体原因。鼓励发电企业在充分考虑综合成本与合理收益预期的基础上，申报集中竞争交易价格。

第七十五条 电力用户、售电公司月度双边协商交易电量，默认按照最高价格纳入需求曲线排序并保证出清。若申报的次月用电需求小于月度协商交易电量，按申报的次月用电需求参与排序。

发电企业选择物理执行的月度双边协商交易电量，默认按照最低价格纳入供给曲线排序并保证出清。

第七十六条 集中竞争交易申报要求如下：

（一）发电企业、售电公司和电力大用户均通过技术支持系统申报交易电量、交易价差，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

（二）省内市场主体：售电方（发电企业）和购电方（售电公司、电力大用户）双向报价、报量。发电企业申报与政府核定上网电价的价差，电力大用户与售电公司申报与目录电价中电量

电价的价差，电价下浮为负，电价上浮为正。现阶段，申报价差应小于或等于 0。

交易电量维持三段式申报方式不变，售电方各段累计不超过可参与月度集中竞争交易的申报电量上限，购电方各段累计应等于申报的次月需求增量。售电方和购电方各段申报电量应占其申报电量一定比例。

（三）西南富余水电机组：

1.申报电量考虑网损后折算为广东受端电量，参与月度集中竞争交易排序。

折算后的申报电量 = 申报电量 × (1 - 西电东送网损率)

2.申报价格加上输电价后的落地价格与广东燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）之间的差值，作为申报价差参与月度集中竞争交易排序。

折算后的申报价差 = 申报价格 + 送出省省内输电价格（含线损电价）+ 省间输电价格（含线损电价）- 广东省燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）

第七十七条 售电方各段申报电量按价格升序纳入供给曲线排序，购电方各段申报电量按价格降序纳入需求曲线排序。

按**第七十一条**中公式计算的“必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限”、“热电联产机组月度集中竞争交易申报电量上限”，按照最低价格纳入供给曲线排序。必开机组超出必开电量之外的申报电量，按常规机组参与供给曲线排序。

第七十八条 月度集中竞争交易出清程序：

（一）将购电方申报价差、售电方申报价差配对，形成交易价差对。

价差对 = 购电方申报价差 - 售电方申报价差

价差对为负值时不能成交，价差对为正值或零时可以成交，价差对大的优先成交。

（二）售电方申报价差相同时，机组能耗低者优先成交；机组能耗相同的，按申报电量比例分配。

（三）所有成交的价差对中，最后一个成交的购电方与售电方申报价差的算术平均值为统一出清价差。

（四）同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，月度集中竞争交易申报电量不应超过月度集中竞争交易总电量的15%。

（五）鼓励市场份额大的发电企业多签订年度双边协商交易电量。B类机组中装机容量排名前3位的发电集团，各集团月度集中竞争市场申报电量份额超过其装机份额时，其所属发电企业申报价差不作为统一出清价差计算依据。从已成交的价差对中选择最靠近边际机组的其他发电企业，以其申报价差计算统一出清价差。

（六）按照以上原则形成无约束交易结果。

第七十九条 电力交易机构通过技术支持系统发布无约束交易结果，并同时送电力调度机构安全校核。

电力调度机构应在 3 个工作日内，对合同电量转让交易和集中竞争交易的无约束交易结果一并进行安全校核，形成有约束交易结果，并反馈给电力交易机构。如发生输电阻塞，优先调整月度集中竞争交易结果，并按第七十八条重新进行市场出清。

电力交易机构通过技术支持系统向市场主体发布有约束交易结果，作为售电方和购电方结算依据，不再另行签订合同。

第九章 电力零售交易

第八十条 电网公司、售电公司和用户（包括电力大用户、一般用户）签订三方合同，合同中应包括但不限于以下内容：各方的权利和义务、用户在电网公司营销系统户号、计量表计编号及对应的用电性质，合同变更、转让和终止程序以及违约责任等。

售电公司与用户签订购售电合同，约定售电价格套餐等内容，单独送电力交易机构登记。

电力交易机构以三方合同、购售电合同作为售电公司、用户结算依据。

第八十一条 用户变更售电公司包括用户与售电公司关系的建立、变更、解除。

（一）用户与售电公司建立购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户与其他用户不存在转供用电关系；
3. 申请用户已与售电公司签订购售电合同以及三方合同；

4.售电公司已在电力交易机构完成市场注册；

5.双方在电力交易机构确认交易关系后，视为双方约定的交易电量及价格等协议条款生效，并履约交易。

（二）用户与售电公司变更购售关系时，应同时满足以下条件：

1.申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；

2.申请用户拟转至的售电公司已在电力交易机构注册；

3.申请用户应提供与原售电公司解除购售电合同及三方合同的证明材料；

4.申请用户已与新售电公司签订购售电合同及三方合同。

（三）用户与售电公司解除购售关系时，应同时满足以下条件：

1.申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；

2.申请用户应提供与售电公司解除购售电合同及三方合同的证明材料。

第八十二条 电网公司统一负责通过售电公司购电用户的计量装置安装、运行和维护，计量资产管理及计量装置的装、拆、移、换、检定检测按现行的法规、制度执行。

用户抄表段的设置，应统筹考虑抄表周期、抄表例日、地理位置和线损管理等因素，按管理单位和售电公司分别设置与管理。

第八十三条 售电公司与电力用户的结算和开票，政府部门

有明确规定的，按有关规定执行；未规定的，按合同约定执行。

第十章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第八十四条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。所有电力交易须经电力调度机构安全校核后生效。电力调度机构应明确校核标准，按时反馈校核结果，并说明调整原因。

第八十五条 电力调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时提供相应的负荷预测、关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第八十六条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构在信息披露中予以公布。若规定时间内市场交易计划未能通过安全校核，电力调度机构可按照系统运行要求按时编制并下达发电调度计划。

第二节 月度总发电计划形成与执行

第八十七条 电力调度机构根据年度合同月度电量分解计划和各类月度交易成交结果，编制发电企业的月度总发电计划，包括基数电量和各类市场交易电量。

第八十八条 电力调度机构负责根据月度总发电计划，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

电力调度机构应制定发电调度规则，包括发电计划分解、编制及调整等相关内容，经能源监管机构和政府有关部门同意后执行。

发电企业对月度总发电计划进度偏差提出异议时，电力调度机构应出具说明，电力交易机构公布相关信息。

第八十九条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构要按照安全优先的原则实施调度，事后应及时披露事故情况及计划调整原因；影响较大的，应及时向国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会报告。

第十一章 偏差电量处理

第九十条 对于 A 类机组，月度基数电量执行偏差可在年内滚动调整。

第九十一条 对于 B 类机组，采取月结月清的方式结算偏差电量。电力调度机构应严格按照发电调度规则实施发电调度，执行过程中的偏差电量按照市场规则结算。结算顺序上，基数电量先于市场电量。

第九十二条 现阶段，西南富余水电机组参与广东月度合同电量转让交易、月度集中竞争交易形成的市场电量，在送出省外送电量中优先结算；执行中的偏差，由送出省框架协议内电量在年度后续滚动调整。后期，根据省间市场化交易进展，适时调整为月结月清的偏差处理方式。

西南富余水电机组实际上网电量与市场电量的偏差，按其所

在省份有关市场规则处理。

第九十三条 发电偏差结算价格按以下步骤形成：

（一）将各发电企业参与月度集中竞争交易的申报价差折算为绝对价格。绝对价格等于发电企业政府核定上网电价与申报价差之和。

（二）按照机组类型分类，分别去掉 20%比例最高绝对价格和 20%比例最低绝对价格，剩余价格的算术平均值计为各类型机组的发电偏差结算价格。形成的发电偏差结算价格应不高于广东省各类型机组标杆上网电价（含环保电价）与月度集中竞争交易成交价差之和，否则取后者为偏差结算价格。

（三）偏差结算价格由电力交易机构封存，用于事后发电偏差电量结算。

第九十四条 对于电力大用户、售电公司，采取月结月清的方式结算偏差电量。

第十二章 辅助服务

第九十五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。

第九十六条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力大用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

第九十七条 鼓励采用竞争方式确定辅助服务承担主体。电

网企业根据系统运行需要，确定调峰、自动发电控制、备用等服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。辅助服务提供主体较多的地区，可以通过招标方式统一购买系统所需的无功和黑启动服务。

第九十八条 电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务的技术要求，并与发电企业按统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随用户电费一并结算。

第九十九条 辅助服务市场启动前，按南方区域辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则有关规定执行。

第十三章 计量和结算

第一节 计量和抄表

第一百条 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损，如有异议按相关制度执行。

第一百零一条 发电侧：原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

用户侧：同一计量点安装一具符合技术要求的电能计量设

备，对专变用户计量点可按照一套主表一套负荷管理终端的方式配置。当确认主表故障后，可以参照负荷管理终端数据作为结算依据。

第一百零二条 当出现计量数据不可用时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

第一百零三条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置记录电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，不具备条件的地区可暂时保持现有计量抄表方式不变。

电力交易机构应建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向电力市场主体公布相关的电能计量数据。

第一百零四条 辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第二节 结算和电费

第一百零五条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据现行规定进行资金结算。

第一百零六条 各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第一百零七条 A 类机组：实际上网电量按政府核定上网电价结算。

B 类机组：B 类机组的电费收入 R 由基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 、市场合约电量（含双边协商以及集中竞争）收入 $R_{\text{市场合约}}$ 、偏差电量收入 $R_{\text{偏差}}$ 和市场考核费用 $R_{\text{考核}}$ 四部分构成。结算方法如下：

（一）基数电量结算。

1. 计算全部 B 类机组月度实际总基数电量 $Q_{\text{总基数实际}}$ 。所有参与市场交易的用户月度实际总用电量计为 $Q_{\text{总市场实际}}$ ，全部 B 类机组月度总上网电量计为 $Q_{\text{总上网}}$ ，西南富余水电机组月度市场电量（包括双边协商交易合同转让电量和月度集中竞争交易电量）计为 $Q_{\text{省外市场}}$ ，则：

$$Q_{\text{总基数实际}} = Q_{\text{总上网}} - (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{省外市场}})$$

2. 计算各发电企业月度基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 。根据全部 B 类机组月度实际总基数电量 $Q_{\text{总基数实际}}$ 与第四十六条确定的月度计划总基数电量 $Q_{\text{总基数计划}}$ 的比值，等比例调整各发电企业月度计划基数电量（含基数合同转让电量） $Q_{\text{基数计划}}$ ，得到各发电企业实际结算基数电量 $Q_{\text{基数实际}}$ ，按政府核定上网电价 $P_{\text{基数}}$ 结算。

基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{基数}} &= Q_{\text{基数实际}} \times P_{\text{基数}} = Q_{\text{基数计划}} \times (Q_{\text{总基数实际}} / Q_{\text{总基数计划}}) \times P_{\text{基数}} \\ &= Q_{\text{基数计划}} \times (Q_{\text{总上网}} - Q_{\text{总市场实际}} + Q_{\text{省外市场}}) / Q_{\text{总基数计划}} \times P_{\text{基数}} \end{aligned}$$

（二）市场合约电量结算。

发电企业双边协商交易电量（含双边协商交易合同转让电量）

$Q_{\text{长协}}$ 与集中竞争交易电量 $Q_{\text{竞价}}$ 之和，称为市场合约电量 $Q_{\text{市场合约}}$ 。

1.按双边协商交易价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{长协}}$ 结算月度双边协商交易电量。

2.按月度集中竞争交易成交价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{竞价}}$ 结算月度集中竞争交易电量。

市场合约电量收入 $R_{\text{市场合约}}$ 计算公式为：

$$R_{\text{市场合约}} = Q_{\text{长协}} \times P_{\text{长协}} + Q_{\text{竞价}} \times P_{\text{竞价}}$$

（三）偏差电量结算。

发电企业偏差电量分为两部分：一部分是因全部市场用户实际总用电量 $Q_{\text{总市场实际}}$ 与月度总市场合约电量的偏差造成的，该部分偏差电量由所有B类机组市场电量共同承担，按照等比例原则分摊得到各发电企业偏差电量 $Q_{\text{偏差1}}$ ，按月度集中竞争交易成交价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{竞价}}$ 结算；另一部分是发电企业实际上网电量 $Q_{\text{上网}}$ 与应结电量（实际结算基数电量、市场合约电量、按比例承担的市场用户偏差电量三者之和）的差值，该部分偏差电量 $Q_{\text{偏差2}}$ 按第九十三条确定的各类型机组事后偏差结算价格 $P_{\text{偏差}}$ 结算。

1.计算 $Q_{\text{偏差1}}$ 。全部市场用户实际总用电量 $Q_{\text{总市场实际}}$ 扣除西南富余水电机组月度市场电量 $Q_{\text{省外市场}}$ 后，与所有B类机组总市场合约电量 $Q_{\text{总市场合约}}$ 的偏差由所有B类机组共同承担，按照等比例原则分摊。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差1}} = Q_{\text{市场合约}} / Q_{\text{总市场合约}} \times (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{省外市场}} - Q_{\text{总市场合约}})$$

2. 计算 $Q_{\text{偏差}2}$ 。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差}2} = Q_{\text{上网}} - (Q_{\text{基数实际}} + Q_{\text{市场合约}} + Q_{\text{偏差}1})$$

3. 当不同类型机组的偏差结算价格 $P_{\text{偏差}}$ 不同，导致发电侧偏差结算电费存在盈亏时，盈亏费用 $R_{\text{总偏差}2}$ 等于各发电企业 $R_{\text{偏差}2}$ 的代数和，由 B 类机组按实际上网电量分摊。各发电企业偏差分摊费用 $R_{\text{偏差分摊}}$ 计算公式如下：

$$R_{\text{偏差分摊}} = Q_{\text{上网}} / Q_{\text{总上网}} \times R_{\text{总偏差}2}$$

4. 各发电企业偏差收入为计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{偏差}} &= R_{\text{偏差}1} + R_{\text{偏差}2} - R_{\text{偏差分摊}} \\ &= Q_{\text{偏差}1} \times P_{\text{竞价}} + Q_{\text{偏差}2} \times P_{\text{偏差}} - R_{\text{偏差分摊}} \end{aligned}$$

（四）市场考核结算。

市场考核费用 $R_{\text{考核}}$ 包括：

1. 由于发电企业自身原因造成全厂等效非计划停运超过 5 天而产生的负偏差电量 $Q_{\text{偏差}2}$ ，按照月度集中竞争交易成交价差的绝对值进行考核。

2. 对于按照第七十一条申请强制成交的热电联产机组，实际运行中在考虑电网供需平衡、调峰调频和其他安全约束的前提下，按照“以热定电”原则实施调度。若其预测的“以热定电”电量需求大于实际上网电量，超过实际上网电量 3% 的预测偏差部分，按 $2 \times (\text{政府核定上网电价} - \text{月度集中竞争交易成交价差的绝对值} - \text{偏差结算价格})$ 进行考核。若上述考核价格小于 0，则不予考核。

(五) B 类机组总电费收入 R 计算公式为:

$$R = R_{\text{基数}} + R_{\text{市场合约}} + R_{\text{偏差}} + R_{\text{考核}}$$

第一百零八条 电力大用户的结算顺序如下:

(一) 根据月度实际用电量以及对应的目录电量价格计算用户电费支出。

(二) 根据以下各项计算电力大用户价差电费, 其中负值为收入项, 正值为支出项:

1. 所有月度双边协商交易电量, 按各自双边协商交易合同约定的交易价差结算。

2. 电力大用户竞得的月度集中竞争交易电量, 按月度集中竞争交易成交价差结算。

3. 电力大用户的实际用电量与月度总市场电量的偏差, 按以下方式结算。

(1) 正偏差结算: 当用户实际用电量超过月度市场电量(月度双边协商交易电量与集中竞争交易电量之和)时, 允许正偏差范围内的偏差电量按照月度集中竞争交易成交价差结算, 即不进行考核; 允许正偏差范围外的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值结算, 即按照 2 倍的月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

(2) 负偏差结算: 当用户实际用电量小于月度市场电量(月度双边协商交易电量与集中竞争交易电量之和)时, 允许负偏差范围内的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值结算, 即

不进行考核；允许负偏差范围外的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值的 3 倍结算，即按照 2 倍的月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

（三）若电力大用户出现第六十七条所述的次月用电需求小于双边协商交易电量情况，则差额部分按照月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

（四）上述第一至第三款结算费用之和为电力大用户净支出。

（五）以下情况产生的用户负偏差电量，经认定后可免于偏差考核：

（1）不可抗力导致的用户用电设施受损；

（2）实际运行中出现计划外的公用输配电设施向用户供电受限；

（3）用户按政府要求参与有序用电安排。

第一百零九条 售电公司按照以下程序结算电费：

（一）与售电公司签订三方合同、购售电合同的用户，其实际用电量之和为售电公司的实际用电量。售电公司参照电力大用户结算其参与批发市场的价差电费。

（二）按售电公司与用户签订的购售电合同约定的售电价格套餐以及用户实际用电量，计算售电公司参与零售市场的价差电费，其中负值为支出项。

（三）上述第一款和第二款结算费用之和为售电公司的净收

益。

第一百一十条 按第一百零七条产生的发电侧考核费用和第一百零八条、第一百零九条产生的用户侧考核费用用于辅助服务补偿。

第一百一十一条 市场主体在收到电力交易机构出具的电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在2个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同无异议。

第十四章 信息披露

第一百一十二条 按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第一百一十三条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第一百一十四条 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护技术支持系统、网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过技术支持系统、网站披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百一十五条 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第一百一十六条 能源监管机构、政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

市场合同成交价格、市场主体申报价格等信息属于私有信息，电力交易机构应在一定期限内保密。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会等组织调查并追究责任。

第一百一十七条 国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十五章 附 则

第一百一十八条 广东电力交易机构可根据本规则拟定具体实施细则，经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广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会

员会同意后执行。

第一百一十九条 本规则由国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会负责解释。原有广东省电力交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。