

附件

南方区域电力市场运营规则（试行）

（征求意见稿）

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场概述.....	2
第三章 市场成员及其权利义务.....	4
第四章 市场管理.....	11
第五章 中长期电能量交易.....	14
第六章 现货电能量交易.....	21
第七章 电力辅助服务交易.....	28
第八章 不平衡资金处理.....	28
第九章 计量与结算.....	30
第十章 市场干预.....	33
第十一章 争议处理.....	35
第十二章 信息披露.....	36
第十三章 市场交易规则管理.....	37
第十四章 技术支持系统.....	39
第十五章 附 则.....	40

第一章 总 则

第一条 [目的依据]为建设统一开放、竞争有序的南方区域电力市场体系，规范电力市场运营管理，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》及配套文件、《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》等文件和有关法律、法规规定，结合南方区域电力市场工作方案和实施方案有关安排，制定本规则。

第二条 [适用范围]本规则适用于区域现货交易环境下南方区域电力市场（以下简称“区域市场”）的运营管理。

以本规则为基础，组织制定区域层面和省（区）内相关配套实施细则，构成南方区域多层次统一电力市场规则体系。

第三条 [建设目标]区域市场建设坚持统一规划、统一规则、统一平台、统一标准、统一监管，积极稳妥推进构建南方区域多层次统一电力市场体系。

第四条 [运营原则]区域市场运营管理以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为指导，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，遵循以下基本原则：

- （一）坚持促进电力系统安全、优质、经济运行；
- （二）坚持落实西电东送和促进清洁能源消纳；
- （三）坚持依法依规、公平公正、稳定透明。

第五条 [市场守则]电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预区域市场正常运行。

第六条 [市场融合]区域市场加强与区域内省（区）电力市场的耦合和衔接，积极融入全国统一电力市场体系。

第七条 [市场开放]区域市场面向港澳地区和周边国家开放，加强与跨境电力贸易的有序衔接。并入南方电网的境外电厂或与南方电网有联络的境外主体，按国家有关规定和市场交易规则参与区域市场交易活动。

第八条 [市场监管] 国家能源局及其派出机构会同省（区）政府对区域电力市场及电力交易机构、调度机构实施监管。

第二章 市场概述

第一节 通则

第九条 [功能定位]区域市场面向符合条件的发电企业、售电公司、电力用户以及储能企业、负荷聚合商（含虚拟电厂）等新兴市场主体开放，在保障电力供需平衡和电网安全稳定运行的前提下，通过市场化竞争实现电力资源在区域范围内优化配置。

第十条 [市场架构]区域市场按照跨省中长期交易与省（区）内中长期交易“两级市场、有序衔接”，跨省现货交易与省（区）现货交易“联合出清、协同运作”，跨省电力辅助服务交易与省（区）电力辅助服务交易“独立运作、紧密衔接”的市场架构有序组织开展，形成多层次统一电力市场体系。

第二节 交易品种

第十一条 [区域市场品种] 区域市场开展的电力批发交

易包括中长期和现货电能量交易以及电力辅助服务交易。

参与区域市场的售电公司须以省（区）为单位，与符合条件的零售用户确定零售业务关系。

第十二条 [中长期电能量交易] 中长期电能量交易指发电企业、售电公司、电力用户等市场主体，通过双边协商、集中交易等方式，开展的多年、年、季、月、月内、周等日以上电力批发交易活动。中长期电能量交易包括跨省中长期交易和省（区）内中长期交易。其中，跨省中长期交易包括跨省优先发电计划（以下简称“跨省优先计划”）交易和跨省中长期市场化交易；省（区）内中长期交易包括省内中长期市场化交易和电网企业代理购电交易等。

前款所称跨省优先计划指根据国家指令性计划、地方政府间送电协议，通过购售双方协商形成的电力、电量合约，纳入跨省中长期交易范畴。

第十三条 [现货电能量交易] 现货电能量交易指在系统运行日前一天至实时运行之间集中开展的电能量交易活动。初期，现货电能量交易包括日前电能量交易和实时电能量交易，视电力可靠供应、电网安全运行和市场发展需要，研究开展日内电能量交易。

第十四条 [电力辅助服务交易] 电力辅助服务交易指为维持电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，发电侧并网主体、新型储能和能够响应电力调度指令的可调节负荷等通过市场化方式开展的系统有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急恢复服务等交易活动。

第十五条 [市场发展]根据电力发展需要，探索建立容量补偿机制（容量市场）和市场化的输电权分配和交易机制。开展风电、光伏等可再生能源、抽水蓄能和独立储能等参与电力市场试点。

第三节 市场衔接

第十六条 [与绿色电力交易衔接]初期，单独开展绿色电力交易，相关规则另行制定；逐步推动绿色电力交易融入区域市场电能量交易。

第十七条 [跨大区送受电衔接]现阶段，南方区域外来电原则上参与区域市场中长期电能量交易，送受电曲线作为区域市场现货电能量交易边界条件。

第十八条 [区域内省间衔接]在区域市场建设过程中，已纳入区域现货市场的省（区）与暂未纳入区域现货市场的省（区）之间的送受电曲线，作为区域现货电能量交易边界条件。

第三章 市场成员及其权利义务

第一节 市场成员

第十九条 [市场成员分类]市场成员包括市场运营机构、电网企业和市场主体。

市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。其中，电力交易机构包括广州电力交易中心和有关省（区）电力交易机构；电力调度机构包括南方电网电力调度控制中心（以下简称“南网总调”）和有关省级电力调度控制中心（以下简称“中调”）。

电网企业主要包括南方电网公司及超高压输电公司、各省

级电网公司，以及地方供电企业、增量配电网企业。

市场主体包括符合准入条件并在南方区域电力交易机构注册的各类电力用户、售电公司、发电企业、储能企业（包括新型储能、抽水蓄能电站）、负荷聚合商等。电网企业（代理购电）按照国家和各省（区）有关方案规定和市场规则参与电力市场交易。

第二十条 [发电侧市场主体] 发电侧市场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；燃煤、核电等类型电厂以机组为交易单元；燃气等类型电厂原则上以套机为交易单元，接入不同上网节点的，以机组为交易单元。储能、负荷聚合商等新兴主体构成交易单元的方式由各省（区）在相关配套实施细则中予以明确。

第二十一条 [电力市场用户] 电力市场用户包括市场购电用户和电网代购用户。其中，市场购电用户指直接从电力市场购电（直接向发电企业或售电公司购电，下同）的电力市场用户，其全部电量通过电力批发或者零售交易购买，且不得同时参加同一电力交易品种的批发和零售交易。直接参与电力批发交易的市场购电用户称为电力批发用户；参与电力零售交易的市场购电用户称为电力零售用户。市场购电用户可在合同期满按照所在省（区）准入条件选择参加批发或者零售交易。

第二节 权利和义务

第二十二条 [发电企业权利义务] 发电企业的权利和义

务：

（一）按规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第二十三条 [电力用户权利义务] 电力用户的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化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）按电力调度机构要求安排用电；

（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) 依法依规履行清洁能源消纳责任；
- (七) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
- (八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十四条 [售电公司权利义务]售电公司的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

(二) 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(三) 按规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

(四) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十五条 [电网企业权利义务]电网企业的权利和义务：

(一) 保障电网及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，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

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

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）预测优先购电用户及代理购电用户的电力电量需求等，按国家和各省（区）有关规定开展代理购电；

（七）根据国家指令性计划和所在省（区）政府间框架协议，落实省间优先计划；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第二十六条 [电力交易机构权利和义务] 电力交易机构的权利和义务：

（一）拟订中长期电能量交易等实施细则和市场管理制度，配合拟订现货电能量、电力辅助服务交易等实施细则；

（二）提供各类市场主体的注册服务；

（三）按规则组织中长期电能量交易，并负责交易合同的汇总管理；

（四）提供电力交易结算依据及相关服务，按规定收取交易服务费；

（五）建设、运营和维护电力交易平台（系统）；

(六)按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等；

(七)按职责配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

(八)按职责监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

(九)按职责对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

(十)法律法规规定的其他权利和义务。

广州电力交易中心统筹协调跨省中长期交易与省（区）内中长期交易协同规范运行，负责跨省市场交易业务。省（区）电力交易机构负责省内市场交易业务。支持电力交易机构建立统一的市场管理制度以及电力市场相关技术规范、服务和评价标准，提升市场运营效率。

第二十七条 [电力调度机构权利和义务]电力调度机构的权利和义务：

(一)按照“统一调度、分级管理”的原则，负责所调管范围内的电力电量平衡和电网运行安全，根据调度规程实施电力调度。编制与执行调度计划；

(二)拟订现货电能量交易、电力辅助服务交易等实施细则和电网运行管理制度，配合拟订中长期电能量交易等实施细则；

（三）按规则组织现货电能量交易以及电力辅助服务交易的出清、安全校核，开展跨省优先计划安全校核；

（四）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行，保障电力市场正常运行；

（五）建设、运营和维护现货电能量交易、电力辅助服务交易调度相关技术支持系统；

（六）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（七）按职责配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）按职责监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

（九）按职责对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

南网总调统筹协调区域现货电能量交易、跨省与省（区）内电力辅助服务交易协同规范运行，组织区域现货电能量交易和跨省电力辅助服务交易；各省（区）中调负责本省（区）电力电量平衡管理，组织省（区）内电力辅助服务交易。南网总调会同各中调按照调管范围负责现货电能量交易、电力辅助服务交易结果执行。

第四章 市场管理

第一节 通则

第二十八条 [市场治理构架]构建政府监管、平台自律、行业自治、社会监督有机统一的工作机制，充分发挥南方区域电力市场建设联席会议、区域电力市场管理委员会的积极作用，推动建立共商、共建、共享的区域市场治理模式。

第二十九条 [区域电力市场建设联席会议]南方区域电力市场建设联席会议负责研究协商区域市场建设和运营重大问题，落实国家发展改革委、国家能源局关于电力市场化改革改革等政策和南方区域电力市场有关部署。

第三十条 [区域电力市场管理委员会]南方区域电力市场管理委员会由电网企业、发电企业、售电公司、电力用户、市场运营机构、第三方机构等各方面代表组成，是独立于市场运营机构的议事协调机构，主要负责研究讨论市场交易规则，协调电力市场相关事项等。

第二节 市场注册管理

第三十一条 [注册管理要求]广州电力交易中心会同省（区）电力交易机构建立统一的市场注册管理制度，健全信息共享及相应安全保障机制，按照“一地注册，信息共享”原则，规范市场注册服务流程、服务规范、要件清单、审验标准等。

（一）符合准入条件的市场主体，自愿在相应电力交易机构办理市场注册，按照规定履行承诺、公示、备案等程序。市场主体应保证注册资料的真实性、完整性，持续满足注册条件。

（二）同一个市场主体（企业法人单位）以不同的市场主体类别参与电力市场交易的，应按照不同的市场主体类别分别办理市场注册。

（三）当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

（四）市场主体注册信息发生变更时，应及时向首次注册的电力交易机构提出变更申请。其中，涉及重要注册信息发生变化的售电公司，应再次履行承诺、公示程序。

（五）境外主体参与区域市场注册管理规定另行制定。

第三十二条 [市场退出原则] 市场主体原则上不得自行退出市场；符合国家和所在省（区）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，原法人以及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第三节 市场合同管理

第三十三条 [合同管理职责] 电力交易机构按照政府主管部门、能源监管机构要求组织编制电力交易合同范本，按程序发布供市场主体使用。电力交易机构通过电力交易平台（系统）组织市场主体签订各类交易合同，负责交易合同的收集、汇总、变更和存档，并跟踪交易合同执行情况。

第三十四条 [购售电合同形式] 购售电合同原则上采用电子合同签订，电力交易机构出具的电子交易确认单视同为电子合同。电力交易平台（系统）应当满足国家电子合同有关规定

的技术要求,市场成员应当依法使用可靠的电子签名。电子合同与纸质合同具备同等效力。

第三十五条 [合同内容] 交易合同应明确购电方、售电方、输电方(如有)、电量(电力)、交易价格或价格机制、执行周期、曲线或曲线分解原则、结算方式和结算参考点、跨省交易相关阻塞费用承担方式、违约责任、资金往来信息等内容。

第三十六条 [零售合同要求] 售电公司和零售用户建立零售业务关系须签订零售合同,并在电力交易平台(系统)登记。

第四节 市场风险管理

第三十七条 [风险管理职责] 市场运营机构按照“谁运营、谁监控,谁运营、谁防范”的原则,根据国家规定和监管要求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。

第三十八条 [市场监控及风险防控体系] 广州电力交易中心、南网总调协同各省(区)市场运营机构统筹建立电力市场监控及市场风险防控体系。

第三十九条 [履约保函保险管理职责] 电力交易机构按规定建立履约保函、保险管理制度,健全售电公司履约额度跟踪预警机制,规范履约保函、保险单的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序。

第四十条 [信用管理要求] 省(区)电力交易机构在本省(区)政府主管部门指导下建立市场主体信用评价机制,开展信用评价工作。广州电力交易中心协同省(区)电力交易机构建立市场主体信用评价标准和指标,开展评价结果应用。

第五章 中长期电能量交易

第一节 通则

第四十一条 [交易标的]中长期电能量交易包括发用电市场主体之间电能量直接交易和发电、用电合同交易。

第四十二条 [交易品种库]广州电力交易中心协同省(区)电力交易机构建立中长期电能量交易统一品种库,涵盖南方区域跨省及省内各类中长期交易品种。

第四十三条 [中长期交易品种划分维度及适用范围]跨省中长期交易品种根据交易周期、交易标的、交易类型、交易方式确定。

跨省、省(区)内中长期市场化交易适用于年度(多年)、月度(多月)、周等为执行周期的交易品种,采用集中交易或双边协商交易方式,以差价合约形式组织开展。

第四十四条 [交易时序衔接]原则上优先组织开展跨省优先计划交易,跨省中长期市场化交易、省(区)内中长期交易、电网企业代理购电交易等结合送受省(区)实际协同有序开展。

第四十五条 [交易日历]广州电力交易中心统筹中长期电能量交易时序安排,协同省(区)电力交易机构编制区域市场跨省和省(区)内交易日历。跨省与省内交易严格按照交易日历组织实施。

第四十六条 [标准组织流程]中长期电能量交易采用标准化的组织流程,包括交易准备、交易公告、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

第四十七条 [交易组织方式]中长期电能量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等形式。

（一）集中竞价交易：在规定的截止时间前，市场主体提交购电或售电信息，电力交易平台（系统）汇总市场主体提交的交易申报信息后，按市场规则进行统一出清或高低匹配出清，发布市场出清结果。

（二）滚动撮合交易：在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或售电信息，电力交易平台（系统）按时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

（三）挂牌交易：市场主体通过电力交易平台（系统），将需求电量或可供电量的数量、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。

第四十八条 [成交价格]双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、另一方摘牌成交的价格形成机制。

第四十九条 [明确分时曲线要求]中长期电能量交易需约定分时曲线。分时曲线包括自定义分解曲线和常用分解曲线两类。自定义分解曲线由市场主体自主提出；常用分解曲线由电力交易机构会同电力调度机构根据统调负荷特性、市场用户负荷特性、发电特性等编制发布。

第五十条 [申报及价格约束]参与中长期电能量交易的市场主体应当以满足实际电能生产和消费需要为目的，原则上根

据用电需求购电，根据发电能力售电。中长期电能量交易应考虑且不限于以下约束条件：成交价格上下限，可申报发电量上下限，可申报用电量上下限等。

第五十一条 [中长期交易合同要素] 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、分时电力曲线或曲线分解机制、交易价格或价格机制、结算参考点等合同要素。发电企业之间、购电主体之间开展合同电量转让交易，应明确交易曲线。

现阶段，跨省中长期交易的结算参考点取相应送电类别在受端省（区）的落地关口，落地关口包括该送电类别在受端省（区）所有落地节点。

第五十二条 [交易计划校核] 中长期电能量交易结果经电力交易机构会同电力调度机构校核通过后生效。其中，跨省优先计划交易计划开展交易校核和安全校核，跨省中长期市场化交易和省内中长期电能量交易仅开展交易校核。

安全校核主要包括电力电量平衡、通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等校核。南网总调、广州电力交易中心在年度、月度、周（多日）、运行交割日前两个自然日（D-2）等时间维度对跨省优先计划交易开展安全校核；安全校核未通过时，广州电力交易中心参考南网总调提供的校核意见或按照相应交易成交顺序的逆序，对跨省优先计划相关交易类别的净电量和分时电力曲线进行调减，直至通过安全校核；相关送端省（区）电力交易机构根据本省（区）有关规定，将调减后的跨省优先计划分解落实到发电企业，形成

发电企业参与跨省优先计划交易电量和分时电力曲线。

交易校核主要内容包括发电能力、用电需求、异常量价等校核。交易校核未通过时，由相关电力交易机构组织市场主体对无约束交易结果进行调整，直至通过交易校核。

第五十三条 [价格联动]鼓励建立中长期电能量合约价格与一次能源价格联动机制。

第二节 跨省中长期交易

第五十四条 [跨省交易组织原则]跨省中长期交易按照以下原则进行组织：

（一）基本原则。坚持优先保障电力可靠供应、优先保障清洁能源消纳、优先保障西电东送战略的基本原则。

（二）安全约束。跨省中长期交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，对参与交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

（三）交易额度。对于年度、月度、月内以及周交易，广州电力交易中心在电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于跨省关键通道可用输电容量一定比例下达跨省交易额度。

（四）输电安排。输电通道原则上按照交易成交顺序自动分配输电容量。

（五）电力曲线。跨省中长期交易需约定分时电力曲线。

广州电力交易中心可提供常用曲线作为购售双方协商的参考。

（六）合同调整。通过双边协商或挂牌交易形成的跨省中长期交易合同，在购售双方协商一致的情况下可进行调整。购售双方应不迟于运行交割日前三个自然日向广州电力交易中心提交跨省中长期交易计划曲线，最终提交的交易计划作为跨省中长期交易结算基准。

根据国家有关政策建立跨省中长期交易合同电量、曲线联动调整机制，明确送受端发用电责任主体。对于“网对网”交易计划，应确保跨省中长期交易合同总曲线与各承接发电主体曲线之和保持一致。

（七）合同转让。在跨省中长期交易基础上，广州电力交易中心统筹组织承接跨省协议计划、市场合同电量的发电企业开展省（区）内转让交易。

第五十五条 [跨省中长期交易组织安排] 跨省中长期交易按年度、月度、周、多日的顺序组织开展。

（一）年度交易品种。跨省中长期年度交易品种包括：跨省年度协议电量外送交易和直接交易、跨省年度市场电量外送交易、跨省多年（年度）市场电量直接交易。

（二）月度交易品种。跨省中长期月度交易品种包括：跨省月度协议电量外送交易和直接交易、跨省月度市场电量外送交易、跨省月度协议（市场）电量转让交易、跨省多月（月度）市场电量直接交易。

（三）周交易品种。跨省中长期周交易品种包括：跨省周协议电量外送交易和直接交易、跨省周市场电量外送交易、跨

省周市场电量直接交易。

（四）多日交易品种。根据省间余缺调剂和清洁能源消纳实际需要，设立多日交易品种。根据电力市场需要，逐步实现按日连续开市。

前款所称外送交易，购电主体为电网企业，售电主体为电网企业或发电企业；所称直接交易，购电主体为售电公司、电力批发用户等，售电主体为发电企业。

第五十六条 [跨省优先计划交易实施] 跨省优先计划由售电方申报、购电方确认，经安全校核后形成跨省优先计划交易结果，包括交易电量、分时电力曲线、交易价格等要素。跨省优先计划交易结果与国家指令性计划、地方政府间送电协议不一致的，由购售双方自行约定处理方式。

第五十七条 [跨省优先计划分解] 跨省优先计划根据购、售双方交易结果分解形成分时电力曲线，送端省（区）需明确到具体发电侧交易单元。

第五十八条 [跨省优先计划调整] 跨省优先计划按照足额严格落实的总体原则，可在月、周或周内等跨省中长期交易窗口对合约电量、曲线进行调整，并分解到相关发电侧交易单元。

（一）通过双边协商或挂牌交易形成的跨省优先计划交易合同，通过购售双方协商的方式进行调整；通过集中交易形成的跨省优先计划交易合同，通过合同转让的方式进行调整。

（二）通过“点对点”交易形成的跨省中长期合同，送受省（区）市场主体可分别在省（区）内参与合同转让交易。承接“网对网”跨省优先计划的送端省份发电企业，可在省内进

行合同交易。

第五十九条 [跨省优先计划执行] 跨省优先计划交易经最终安全校核的合约电量原则上保障执行。

第三节 省内中长期交易

第六十条 [省内交易组织原则] 省内中长期交易按照以下原则进行组织：

（一）省（区）电力交易机构在中长期电能量交易的基础上，灵活开展合同电量转让交易、电网企业代理购电等。

（二）各省（区）按照中长期交易规模不低于一定比例组织开展交易，具体比例按国家及各省（区）相关规定执行。

（三）电网企业按照所在省（区）电力市场有关实施方案开展年度、月度代理购电交易。

（四）通过双边协商或挂牌交易形成的省内中长期交易合同，在购售双方协商一致的情况下可进行调整。购售双方应不迟于运行交割日前三个自然日向所在省（区）电力交易机构提交中长期电能量交易计划曲线，最终提交的交易计划作为省内中长期交易结算基准。

第六十一条 [省内中长期交易组织安排] 各省（区）以政府主管部门发布的省内优先发电计划为边界，按照区域市场交易日历组织开展省内中长期电能量交易。

（一）年度交易品种。省内中长期电能量年度交易品种包括：省内多年（年度）市场电量直接交易、省内多年（年度）绿色电力直接交易、省内年度优先电量直接交易、省内年度代购电量代购交易。

（二）月度交易品种。省内中长期电能量月度交易品种包括：省内多月（月度）市场电量直接交易、省内月度绿色电力直接交易、省内月度市场合同电量转让交易、省内月度代购电量代购交易、省内月度优先合同电量转让交易、省内月度代购合同电量转让交易。

（三）周交易品种。省内中长期电能量周交易品种包括：省内周市场电量直接交易。

（三）多日交易品种。根据电力市场运营需要，设立多日交易品种。

第六十二条 [优先发电优先购电衔接]各省（区）优先发电电量用于保障优先购电电量存在剩余且暂未放开的，可将剩余电量作为电网企业代理工商业购电电量来源；支持各省（区）将作为代理购电的优先发电与市场化购电间的价差收益在全体工商业用户分摊或分享。各省（区）应结合本省（区）实际、发用电计划放开情况等，按照“谁需要谁承担、谁造成谁承担”原则，合理确定优先发电电量与优先购电及电网代购电量偏差处理机制；积极推动工商业用户进入市场购电，缩减电网企业代理工商业用户购电规模。

第六章 现货电能量交易

第一节 交易组织

第六十三条 [发电侧参与现货优化方式]发电侧市场主体参与现货市场优化的方式有以下三种：

（一）完全优化。市场主体在满足运行控制要求的范围内，报量报价参与现货市场优化，出清得到其开机方式和中标

电量。

（二）区间优化。市场主体在预先给定的出力区间内，报量报价参与现货市场优化，超出范围的运行方式不参与优化。

（三）不参与优化。市场主体的开机方式及运行曲线作为现货市场优化边界，由相应调度机构安排发电计划曲线，并接受调度机构计划调整。

发电侧市场主体采用完全优化和区间优化参与现货市场交易的，按照现货市场价格偏差结算。发电侧市场主体不参与优化的，可作为价格接受者按照现货市场价格偏差结算。

第六十四条 [市场申报]广州电力交易中心协同各省（区）电力交易机构组织南方区域内参与现货市场优化的发电主体以及用电主体开展统一申报。初期，采用“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式，售电公司、批发用户申报的用电需求曲线作为日前现货电能量交易结算依据，不作为日前现货电能量交易出清的边界条件；逐步过渡到“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式，售电公司、批发用户申报的用电需求量价曲线作为日前现货电能量交易出清计算依据。实时现货电能量交易采用日前封存的申报信息，市场主体无须再次申报。

第六十五条 [出清约束条件编制]南网总调协同各省级电力调度机构编制电力市场现货电能量交易出清约束条件，包括电力平衡、备用、机组运行、机组性能、电网安全、水库运行、水电优化调度、清洁能源消纳、一次能源消耗等约束，其中各省电煤、天然气等一次能源约束按照各省（区）相关主管部门政策措施要求编制。

第六十六条 [日前出清] 日前现货电能量交易根据各电力调度机构编制的日前负荷预测、发输变电设备检修计划、不参与现货市场优化机组出力安排、清洁能源消纳需求、跨省优先计划等出清边界条件，以及电力平衡、备用、机组运行、机组性能、电网安全、水库运行、水电优化调度、清洁能源消纳、一次能源消耗等出清约束，以社会福利最大化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行跨省与省内联合优化计算，出清得到运行日各时段的机组开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划曲线和日前现货节点电价。

第六十七条 [实时出清] 实时现货电能量交易根据各电力调度机构编制的超短期负荷预测等最新的出清边界条件，以社会福利最大化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行跨省与省内联合优化计算，出清得到运行时刻机组开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划和实时现货节点电价。

第六十八条 [调度机构协同] 南网总调负责汇总各省市场信息，开展现货电能量交易跨省与省内联合出清，并将出清结果发送至各中调。各中调负责提供调管范围内市场信息，并执行出清结果。

第六十九条 [现货信息披露] 南网总调负责将汇总的市场信息提交广州电力交易中心，广州电力交易中心协同各省（区）电力交易机构开展区域现货电能量交易信息披露，包括市场出清前信息披露和出清后信息披露；省（区）电力交易机构负责

开展省内市场信息披露。

第二节 安全校核与执行

第七十条 [安全校核机制]日前、实时现货电能量交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果严格满足电网安全稳定运行、电力供需平衡以及清洁能源消纳等要求。

第七十一条 [日前调度计划安排]正常情况下，各电力调度机构根据日前现货电能量交易出清形成的开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划等结果编制调度计划并执行。日前现货电能量交易结束后，若电网运行边界条件发生重大变化，对次日电网安全稳定运行、电力有序供应和清洁能源消纳造成严重影响的，电力调度机构可根据市场规则对日前调度计划进行合理的调整，并及时向市场主体发布相关信息。

第七十二条 [实时调度计划调整]正常情况下，各电力调度机构根据实时现货电能量交易出清形成的开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划等结果编制调度计划并执行。实时现货电能量交易出清结束至运行时刻期间，电力调度机构可根据电网实际运行情况和系统安全稳定运行与电力供应保障需要，按照安全第一的原则对机组的实时调度计划、跨省送受电计划等进行调整。处置结束后，恢复按照实时现货电能量交易出清结果执行，并及时向市场主体发布相关信息。

第三节 价格机制

第七十三条 [出清价格]现货电能量交易形成各出清时段的节点电价，节点电价暂由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。采用分时节点电价作为现货市场价格，分时节点电价取每

小时内的各出清时段节点电价的算术平均值，包括日前分时价格和实时分时价格。

第七十四条 [跨省送受电价格机制] 跨省送受电价格分落地侧价格、送出侧价格和送出侧关口价格。按国家有关规定对落地侧价格、送出侧价格设置合理的上下限。

送电类别落地侧日前价格取该送电类别对应落地关口节点日前分时价格的加权平均值。送电类别落地侧实时价格取该送电类别对应落地关口节点实时分时价格的加权平均值。

送电类别送出侧价格取该送电类别落地侧价格扣减输电价格（含跨省、省内输电价格和网损价格），其中“点对网”和“网对网”送出侧价格分开计算。跨省输电费按国家有关标准执行。

送电类别送出侧关口日前价格取该送电类别对应送出关口日前分时价格的加权平均值。送电类别送出侧关口实时价格取该送电类别对应送出关口实时分时价格的加权平均值。“点对网”和“网对网”送出侧关口价格分开计算，送出关口包括该送电类别在送端省（区）所有送出节点。

第七十五条 [省内价格机制] 参与现货市场优化机组的日前现货价格按照机组上网节点对应的日前分时价格执行，实时现货价格按照机组上网节点对应的实时分时价格执行。

用户侧的日前价格可取用户侧节点日前分时价格或者加权平均价格，实时结算价格可取用户侧节点实时分时价格或者加权平均价格，具体在省（区）内交易结算实施细则中明确。

第四节 衔接机制

第七十六条 [与优先发电计划的衔接] 跨省优先计划交易形成的最终省间送电合约电量，作为现货电能量交易出清约束条件，原则上优先出清、保障执行。因保障系统安全或电力供应需要，跨省优先计划合约电量无法在现货市场足额执行时，电力调度机构可对相关约束进行调整，并做好信息记录和披露。

不参与现货市场优化的机组按照现行调管方式安排每日出力计划，作为日前、实时现货电能量交易的边界条件。

第七十七条 [与中长期电能量交易衔接] 中长期电能量交易结果通过差价合约结算机制与现货电能量交易进行衔接。

（一）对于跨省送受电日前现货出清曲线与跨省中长期交易计划曲线的偏差，送端省（区）按照送出侧关口日前价格结算，受端省（区）按照落地侧日前价格结算。

（二）对于发电机组日前现货出清曲线与中长期交易曲线的偏差按照所在上网节点的日前节点电价结算。

（三）对于跨省送受电关口实际执行曲线与日前现货出清曲线的偏差，送端省（区）按照送出侧关口实时价格结算，受端省（区）按照落地侧实时价格结算。

（四）发电机组实际出力曲线与日前现货出清曲线的偏差按照所在上网节点的实时节点电价结算。

（五）跨省输电费（含核定损耗）按照实际确认的跨省受电量结算，送端省（区）内输配电费按照实际确认的送出关口跨省电量结算。

第七十八条 [与电力辅助服务交易的衔接]现货电能量交易与各类电力辅助服务交易品种分别按照以下方式衔接：

（一）与调频辅助服务交易的衔接。现阶段，现货电能量交易与调频辅助服务交易分步出清；条件具备后，与现货电能量交易联合出清。

（二）与备用辅助服务交易的衔接。现阶段，现货电能量交易与跨省备用辅助服务交易分步出清；条件具备后，与现货电能量交易联合出清。

（三）与调峰辅助服务交易的衔接。现行省（区）调峰辅助服务交易逐步融入现货电能量交易。

第五节 其他

第七十九条 [特殊机组]现货电能量交易与机组运行方式充分衔接，出清过程中考虑热电联产机组、必开机组、性能试验（调试）机组、最小连续运行时间约束内机组、水库调度约束水电机组、深度调峰机组、新投产机组以及其他特殊机组等相关约束，按照市场交易规则形成相应价格。

第八十条 [发用电考核返还]区域市场建立统一的发电侧与用电侧考核机制，以省（区）为单位分享市场考核资金。

第八十一条 [系统运行补偿]发电机组因系统原因导致在现货电能量交易中无法定价且收益低于其生产运行所产生的成本费用时，根据其合理成本费用与收益之差进行补偿。区域市场建立统一的系统运行补偿机制，以省（区）为单位分摊市场补偿资金。

第八十二条 [市场力检测及缓解]现货电能量交易开展市

场力检测，并根据检测情况采取市场力缓解措施。市场力检测方法主要采用市场结构分析、行为测试和影响测试，市场力缓解措施包括事前、事中、事后措施等。

第七章 电力辅助服务交易

第八十三条 [辅助服务交易品种]根据电网安全运行和区域电力市场运行需要，组织开展调频、备用、需求响应、转动惯量、爬坡等多品种辅助服务交易，通过市场化竞争方式获取电力辅助服务并形成辅助服务价格。

第八十四条 [收益和分摊原则]按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，建立健全辅助服务收益共享和成本分摊机制，逐步建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。

第八十五条 [调频辅助服务]南方区域调频辅助服务交易通过市场主体报量报价、边际出清的方式形成交易结果。

第八十六条 [备用辅助服务]南方区域备用辅助服务交易包含跨省交易和省内交易。备用辅助服务交易通过市场主体报量报价、边际出清的方式形成交易结果。

第八十七条 [调峰辅助服务]在现货电能量交易中建立调峰辅助服务调用机制，确定调峰辅助服务的提供主体和收益。

第八十八条 [其他辅助服务]适应新型电力系统建设需要，研究探索爬坡、转动惯量等电力辅助服务交易品种。采用市场化竞价机制确定爬坡、转动惯量等辅助服务的提供主体和收益。

第八章 不平衡资金处理

第八十九条 [不平衡资金定义]区域市场不平衡资金是指

发电侧与用户侧因电量、电价差异在电费结算中所产生的资金偏差，分跨省和省内两部分。

跨省不平衡资金指跨省现货交易送出侧价格与送端省（区）送出侧关口价格不同产生的不平衡资金。

省内不平衡资金指省内电力批发交易购电方缴纳费用与支付给相应市场机组费用不同产生的不平衡资金，包括省内阻塞费用、省内发用电不平衡费用等。

第九十条 [不平衡资金核算原则] 区域市场跨省不平衡资金与省内不平衡资金分开核算。

第九十一条 [跨省不平衡资金处理原则] 跨省不平衡资金处理原则：

（一）跨省中长期交易合约对应的阻塞费用单独计算，由合同双方自行协商承担方式。

（二）各省间送电类别形成的不平衡资金由购售双方按比例分摊或分享。

（三）送受端省（区）承接跨省不平衡资金后，可以按照跨省中长期交易电量（含跨省优先计划）占比等方式向参与跨省中长期交易的市场主体疏导，也可以纳入本省（区）内统筹处理，具体在省（区）内交易结算实施细则中确定。

第九十二条 [省内不平衡资金处理原则] 根据各省（区）实际，建立省内不平衡资金分享或分摊机制。

送端省（区）持有跨省中长期交易合同的发电企业，其上网节点现货价格与送端省（区）送出侧关口价格不同产生的阻塞费用单独计算，纳入送端省（区）省内不平衡资金，经购售

双方协商一致的，可在购售电合同中约定承担方式。

受端省（区）持有跨省中长期交易合同的售电公司、电力批发用户，其跨省结算参考点与受端省（区）用户侧结算参考点之间的阻塞费用单独计算，纳入受端省（区）省内不平衡资金，经购售双方协商一致的，可在购售电合同中约定承担方式。

第九章 计量与结算

第一节 计量

第九十三条 [计量装置要求] 电网企业及各市场主体应根据产权划分和市场运行需要安装符合技术规范的计量装置。

第九十四条 [关口计量点设置] 电网企业按照购售电合同约定设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

（一）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，电网公司应在与用户协商明确计量装置安装位置后，根据国家相关规定考虑相应的变（线）损。参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（二）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

第九十五条 [跨省（区）计量点] 电网企业应在跨省输电

线路两端安装符合技术规范和市场要求的计量装置。南方区域跨省送电相关的计量装置原则上设置在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置或涉及南方区域外市场主体的，由交易各方协商确定，同时考虑相应的变（线）损。跨省交易均应明确其结算对应计量点。

第九十六条 [计量数据抄录] 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）、电力用户等电能计量装置记录电量，当出现计量数据缺失时按照统一的计量数据拟合机制计算拟合电量。

第九十七条 [计量装置抄表周期] 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第二节 结算

第九十八条 [结算周期] 电力批发交易结算采用“日清月结”结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清算临时结算结果，以月度为周期开展正式结算，根据需要开展退补清算。

电力零售交易以月度为周期开展结算，并出具结算依据。

第九十九条 [跨省交易结算] 纳入区域现货市场结算的跨省送电类别，对跨省优先计划交易和跨省中长期市场化交易叠加后的总曲线采用三部制结算模式：跨省中长期交易电量按照中长期交易价格结算；日前现货出清结果与中长期电能量交易电量之间的偏差电量，按日前现货电能量交易形成的跨省日前价格结算；实际执行与日前现货出清结果之间的偏差电量，按实时现货电能量交易形成的跨省实时价格结算。广州电力交易

中心负责计算各送电类别中长期合约电费、现货偏差电费以及跨省不平衡电费，并推送至相关省（区）电力交易机构；省（区）电力交易机构负责向省（区）内相关市场主体出具含省间各类电费的结算依据；原则上由超高压公司与省级电网企业和“点对点”电厂开展省间各类电费结算。

暂未纳入区域现货市场结算的省间送电类别，按照现行跨区跨省电力中长期交易有关规定进行交易结算。

第一百条 [省内交易结算] 省内市场化交易电量采用三部制结算模式：对市场主体参与跨省和省内中长期交易形成的合约电量按照相应交易价格结算；日前现货出清结果与中长期交易净合约电量之间的偏差电量，按日前现货电能量交易形成的省内日前价格结算；实际执行与日前现货出清结果之间的偏差电量，按照实时现货电能量交易形成的省内实时价格结算。

电网代购市场电量结算方式按各省（区）有关规定执行。

第一百〇一条 [零售市场结算] 省（区）电力交易机构负责零售合同登记和结算。售电公司和零售用户应根据签订的零售合同在交易系统固化零售结算模式。

第一百〇二条 [辅助服务结算] 初期，对于调频、备用等电力辅助服务市场化交易电费，暂由电力调度机构计算补偿和考核结果，由相关电网企业开展结算。条件具备时，由电力交易机构计算并出具电力辅助服务结算依据。

第一百〇三条 [电力交易机构结算业务职责] 广州电力交易中心统筹区域电力市场结算业务管理，协调结算时序安排，编制区域市场结算日历，负责对跨省交易电量进行分割和结

算，处理跨省交易偏差，向相关市场主体出具结算依据。各省（区）交易中心以广州电力交易中心出具的跨省结算依据为基础，根据省（区）市场交易规则、市场主体省内交易及执行情况出具交易结算依据。

广州电力交易中心负责出具跨省不平衡电费结果，明确参与跨省交易各市场主体所分摊的不平衡电费金额，对“点对网”送电的独立电厂和“网对网”送电按照国家政策和送电模式分别处理，向相关市场主体出具跨省不平衡电费的结算依据。省（区）电力交易机构负责依据有关政策要求向本省（区）市场主体出具省内不平衡电费的结算依据。

第一百〇四条 [电费支付要求] 区域市场电费结算按照《发电企业与电网企业电费结算办法》规定执行。

第十章 市场干预

第一百〇五条 [干预机制] 根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，区域电力市场构建区域、省（区）分层分区、协调联动的市场干预机制。

第一百〇六条 [干预原则] 市场干预坚持安全第一、市场优先、有限干预、公开透明的原则，依规有序采取市场熔断、中止及恢复等市场干预措施。

市场熔断指为应对短期内可恢复的异常情况采用的干预措施。

市场中止指市场熔断超过一定时间仍未恢复运行，或者为应对较为严重的异常情况时采用的干预措施。

市场恢复指造成市场熔断或中止的异常情况解除后，恢复

市场正常运行的措施。

第一百〇七条 [干预处置 1] 当省（区）电力市场运行面临重大变化，影响其正常参与区域市场运行时，本省（区）市场运营机构可提出市场熔断或中止的措施建议，按所在省（区）政府主管部门、能源监管机构批准的有关程序实施。涉及市场中止的，应报国家发展改革委、国家能源局同意。

第一百〇八条 [干预处置 2] 当区域电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，区域市场运营机构可提出市场熔断或中止的措施建议，按南方区域电力市场建设联席会议议定的有关程序实施。涉及市场中止的，应报国家发展改革委、国家能源局同意。

第一百〇九条 [干预处置 3] 当出现危及电网安全、严重影响交易结果、技术支持系统重大故障等严重异常紧急情况时，电力交易机构、电力调度机构可按照已有政策依法依规采取市场干预措施，并详细记录市场干预期间的有关情况。电力系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故；当事故造成电力市场无法运行时，电力调度机构可视情况触发市场熔断，并详细记录市场干预期间的有关情况。

第一百一十条 [应急方案] 市场运营机构应当制定区域和省（区）电力市场熔断或中止后的应急方案，明确市场运行模式和操作程序，做好停运与在运市场之间的衔接，履行一定程序后发布实施。

第一百一十一条 [市场恢复] 当异常情况解除，待电力市场重新具备各项运行条件后，按程序恢复市场正常运行。

第一百一十二条 [干预记录]市场运营机构应当按规定向市场披露市场干预期间的有关信息，并向能源监管机构和政府主管部门报告。

第十一章 争议处理

第一百一十三条 [电力批发交易争议]参与区域市场批发交易的市场成员之间发生的争议纠纷，包括但不限于以下情形：

- (一) 因市场注册管理产生的争议。
- (二) 因市场交易、计量、结算和考核产生的争议。
- (三) 因输配电服务产生的争议。
- (四) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议。
- (五) 因交易计划执行产生的争议。
- (六) 其他与电力市场运营相关的争议。

第一百一十四条 [计量故障、电量差错处理]电网企业负责计量设备损坏、人为差错造成的电量追退补的调查与处理，相关市场成员应做好配合工作。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第一百一十五条 [争议协商协调]参与区域市场批发交易的市场成员之间发生争议纠纷时，当事人可自主协商解决。当事人无法协商解决的，对于跨省交易中的争议纠纷，任何一方可向南方区域电力市场管理委员会申请协调；对于省内市场中的争议纠纷，任何一方可向本省（区）电力市场管理委员会申请协调。

第一百一十六条 [行政调解、仲裁或起诉]参与区域市场批发交易的市场成员之间市场成员之间发生争议纠纷时，当事人不愿自主协商、协调或者自主协商、协调不成的，可以向政府主管部门、能源监管机构申请行政调解，或直接向合同约定的仲裁机构申请仲裁或人民法院起诉。

第十二章 信息披露

第一百一十七条 [基本原则]市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整、易于使用的原则披露电力市场信息。

第一百一十八条 [信息分类]按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息。

（一）公众信息是指向社会公众发布的数据和信息。

（二）公开信息是指向区域市场范围内所有市场成员公开提供的数据和信息，包括区域市场公开信息和省（区）市场公开信息。

（三）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。

（四）依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第一百一十九条 [信息披露职责]广州电力交易中心负责统筹区域电力市场信息披露管理。省（区）电力交易机构按职责负责本省（区）电力市场信息披露管理。

第一百二十条 [信息披露方式]广州电力交易中心牵头设立统一信息披露平台（系统）。各信息披露主体按照标准格式通过统一信息披露平台（系统）披露信息，电力交易机构应开

放数据接口，为市场主体披露信息提供便利。

第一百二十一条 [信息披露答疑]市场主体对披露的市场信息有疑问或异议，可向电力交易机构提出，由电力交易机构组织信息披露主体予以解释。

第一百二十二条 [信息保密]任何单位和个人不得违规获取、超范围披露或者泄露未经授权披露的信息。因信息泄露造成市场异常波动和市场主体损失的，由能源监管机构组织调查并追究责任。

第十三章 市场交易规则管理

第一百二十三条 [市场交易规则管理模式]区域电力市场交易规则实行分类分级管理，根据政策要求和市场运营情况进行修改完善，保障电力市场平稳运行。

市场交易规则拟订过程中，应组织市场主体代表参与，充分征求市场成员意见建议，并征询专家意见。

第一百二十四条 [市场运营规则管理]本规则由南方能源监管局组织制定，经南方区域电力市场建设联席会议审议通过，报国家发展改革委、国家能源局同意后印发实施。

第一百二十五条 [市场交易实施细则管理]区域层面的中长期电能量交易、现货电能量交易、电力辅助服务交易、市场结算和市场信息披露等配套实施细则，由区域市场运营机构根据本规则拟订，经南方区域电力市场管理委员会审议通过、南方能源监管局审定同意并报国家发展改革委、国家能源局备案后，由区域市场运营机构印发实施。南方区域电力市场管理委员会组建前，由南方能源监管局组织区域市场运营机构提请区

域电力市场建设联席会议审议。

省（区）内中长期电能量交易、现货电能量交易、电力辅助服务交易、市场结算和市场信息披露等配套实施细则，由各省（区）市场运营机构根据本规则并衔接区域市场相关配套实施细则拟订，经所在省（区）电力市场管理委员会审议通过、能源监管机构和政府主管部门审定同意后，由省（区）市场运营机构印发实施。

支持广州电力交易中心会同省（区）电力交易机构建立电力市场管理相关工作制度，经南方区域电力市场联席会议审议通过后印发实施。

第一百二十六条 [市场运营操作规范和指引]区域市场运营机构可根据本规则及区域市场配套实施细则，制定区域市场运营操作规范和指引，相关内容不得损害市场主体利益。

省（区）市场运营机构可根据本规则及省（区）内配套实施细则，制定所在省（区）市场运营操作规范和指引，相关内容不得损害市场主体利益，并做好与区域层面规则衔接的技术衔接。

第一百二十七条 [市场交易规则常规修改管理]区域电力市场交易规则按程序进行常规修改，所有市场成员均可提出对市场交易规则修改的意见建议。

对本规则的架构、主要内容进行修改的，履行与本规则制定相同程序后生效。

对本规则部分条款及区域市场、省（区）市场配套实施细则内容进行修改的，履行与相关实施细则制定相同的程序进行

调整。

第一百二十八条 [市场交易规则和参数紧急修改管理]区域市场结算试运行中，市场运营机构发现交易规则条款存在重大漏洞或关键参数需要紧急调整的，可按照规定的紧急程序实施调整。

第十四章 技术支持系统

第一百二十九条 [技术支持系统组成]区域市场技术支持系统主要包括南方区域统一电力交易平台（系统）、现货电能量交易出清系统、电力辅助服务交易出清系统、市场运营监测分析系统等，与调度管理及控制系统、计量系统、营销系统、财务系统等做好衔接。

第一百三十条 [建设与运维职责]南方区域统一电力交易平台（系统）由广州电力交易中心负责建设与运维；南方区域现货电能量交易出清系统由南网总调负责建设与运维；南方区域电力辅助服务交易出清系统由南网总调负责组织相关市场运营机构建设与运维；南方区域电力市场运营监测分析系统由承担市场运营的调度、交易机构建设与运维。

第一百三十一条 [功能要求]南方区域统一电力交易平台（系统）应具备市场注册、市场申报、信息披露、结算依据出具、信用管理及中长期交易出清、合同管理、与市场主体信息化发售电业务系统交互等功能；现货电能量交易出清系统应具备日前出清、实时出清、安全校核等功能；电力辅助服务交易出清系统应具备各辅助服务品种出清和安全校核等功能。

调度管理及控制系统应具备边界管理及交易执行等功能；

计量系统、营销系统和财务系统应具备电量分时计量、电费结算及支付等功能。

第一百三十二条 [标准要求]技术支持系统须符合有关技术标准、行业标准及国家标准，保障区域电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，适应市场逐步发展完善的需要。

第一百三十三条 [市场主体发售电业务系统接入]电力交易机构应制定发布数据接口规范和相关信息化管理要求，支持市场主体建设的发售电业务信息化系统与南方区域统一电力交易平台（系统）进行数据交互。

第十五章 附 则

第一百三十四条 [名词解释]节点电价，指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其他资源工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本。

差价合约，指根据事先约定的合约价格以及合约交割对应的市场价格（如现货市场价格）之差进行结算的一种金融合约。

安全约束机组组合，指在满足电力系统安全性约束条件下，以社会福利最大为优化目标，制定多时段机组开停机计划。

安全约束经济调度，指在满足电力系统安全性约束条件下，以社会福利最大为优化目标，制定多时段机组发电计划。

第一百三十五条 [与国家政策文件衔接]国家关于电力市场化改革、电价改革等有最新政策、文件规定的，从其规定。

第一百三十六条 [违规处理]电力市场成员存在违反电力市场交易规则、扰乱市场秩序的行为，根据《电力监管条例》、

《南方区域电力市场监管实施办法（试行）》有关规定处理。

第一百三十七条 [规则解释]本规则由南方能源监管局负责解释。

第一百三十八条 [规则实施]本规则自印发之日起执行，适用于区域现货环境下的区域市场短周期结算试运行。