

# 南方区域电力市场运行规则

(征求意见稿)

## 目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 总体要求.....	2
第三章 市场概述.....	5
第四章 市场成员.....	7
第五章 中长期电能量交易.....	15
第六章 现货电能量交易.....	24
第七章 计量.....	33
第八章 结算.....	36
第九章 风险防控.....	43
第十章 市场干预.....	45
第十一章 信息披露.....	48
第十二章 争议处理.....	50
第十三章 技术支持系统.....	51
第十四章 市场规则管理.....	54
第十五章 附 则.....	55

## 第一章 总则

**第一条** [目的依据] 为建设统一开放、竞争有序、安全高效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环境下南方区域电力市场（以下简称“区域市场”）电能量交易活动的运行管理。

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** [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经营主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预区域市场正常运行。

**第四条** [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，有序推进跨区域电力交易开放合作，积极融入全国统一电力市场体系。

**第五条** [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。

**第六条** [市场监管] 国家能源局及其派出机构会同省（区）政府对区域市场及电力交易机构、调度机构实施监管。

## **第二章 总体要求**

### **第一节 建设目标和基本原则**

**第七条** [建设目标] 区域电力现货市场建设的目标是坚持统一规划、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，形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保障电力安全可靠供应，引导电力长期规划和投资，促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型。

**第八条** [运行原则] 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。

### **第二节 建设路径**

**第九条** [建设路径] 近期推进区域市场建设，以区域市场“统一市场、协同运行”起步；逐步推动省间、省（区）市场融合。

**第十条** [近期任务] 电力现货市场近期建设主要任务：

- （一）按照“统一市场、协同运行”的框架，构建区域现货市场，建立健全日前、实时市场。
- （二）加强中长期市场与现货市场的衔接，明确中长期分时

交易曲线和交易价格。

（三）做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动现货市场与辅助服务市场联合出清。

（四）推动电力零售市场建设，畅通批发、零售市场价格传导。

（五）稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易。

（六）直接参与市场的电力用户、售电公司、代理购电用户等应平等参与现货交易，公平承担责任义务；推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，代理购电用户偏差电量按照现货价格结算，为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

（七）省间市场逐步引入其他经营主体，放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易；兼顾送受端利益，加强省间市场与区域市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

**第十一条** [中远期任务] 电力现货市场中远期建设主要任务：

（一）持续完善适应新型电力系统的电力市场机制，通过市场时空价格信号实现源网荷储各环节灵活互动、高效衔接，促进保障电力供应安全充裕。

（二）推动制定统一的市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等规则体系和技术标准，加强国家市场、区域电力市场间的相互耦合、有序衔接。

（三）不断推动各类经营主体平等参与市场，扩大新型经营主体参与交易范围，形成平等竞争、自主选择的市场环境。

### 第三节 运行要求

**第十二条** [运行要求] 电力现货市场应依序开展模拟试运行、结算试运行和正式运行，启动相关试运行和正式运行前按区域电力现货市场规则规定的程序开展相关市场运行工作。

**第十三条** [模拟试运行要求] 电力现货市场模拟试运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动模拟试运行时，至少应具备以下条件：模拟试运行工作方案及规则向经营主体征求意见，并公开发布；技术支持系统功能符合要求，通过市场运营机构内部系统测试；市场运营人员和经营主体经过相关培训，能够准确理解规则，掌握技术支持系统使用方法；关键市场参数按照明确的原则确定。

（二）模拟试运行工作内容至少应包括：组织经营主体参与现货市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告，并向市场成员公开；初步开展结算分析，测算对市场成员的影响。

**第十四条** [结算试运行要求] 电力现货市场结算试运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动结算试运行时，至少应具备以下条件：结算试运行工作方案及规则向经营主体征求意见，并公开发布；技术支持系统通过第三方校验并向经营主体公开校验报告，能够连续多日按照规则出清并为形成调度计划提供依据；市场运营机构和电网

企业、发电企业、售电公司等市场成员的业务流程基本理顺；关键市场参数按照明确的原则确定；市场应急处置预案完备并经过练。

（二）结算试运行工作内容至少应包括：依据市场出清结果进行生产调度并结算；检验技术支持系统市场出清等有关功能；根据结算试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成结算试运行分析报告，向市场成员公开。

**第十五条**〔正式运行要求〕电力现货市场正式运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动正式运行时，至少应具备以下条件：现货市场规则体系健全；市场风险防控、信息披露、信用管理等制度体系已建立；技术支持系统定期开展第三方校验并向经营主体公开校验报告；市场成员具备符合条件的人员、场所，市场成员之间的业务衔接实现制度化、程序化。

（二）正式运行工作内容至少应包括：按照规则连续不间断运行现货市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行调度生产并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理，实施市场监管和市场监测，具备开展现货市场体系第三方校验的条件。

## 第三章 市场概述

### 第一节 通则

**第十六条**〔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）等新兴经营主体开放，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。

**第十七条** [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

**第十八条** [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，以省（区）为单位开展售电业务，与符合条件的零售用户建立零售代理关系。

**第十九条** [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、电力用户等经营主体，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、省内优先发电计划合同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。

**第二十条** [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。

### 第三节 市场衔接

**第二十一条** [区域市场与省内市场衔接] 区域电力市场按照网省协同的原则，稳步推进南方区域跨省市场和省内市场协同发展，跨省中长期市场与省内中长期市场实现“两级市场、有序衔接”，跨省现货市场与省内现货市场实现“联合出清、两级协同运作”，跨省辅助服务市场与省内辅助服务市场实现“逐步融合、紧密衔接”。

**第二十二条** [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。

## 第四章 市场成员

### 第一节 市场成员

**第二十三条** [市场成员分类] 市场成员包括市场运营机构、电网企业和经营主体。

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。

经营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。

**第二十四条** [发电侧经营主体]发电侧经营主体按照交易单元参与电力市场。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。风电、光伏、水电、储能、负荷聚合商等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。

**第二十五条** [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。

**第二十六条**[区域市场管理委员会]作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对电力市场成员实施自律管理。

## 第二节 权利和义务

**第二十七条**[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。

### **第二十八条** [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;

(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。

### **第二十九条** [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、输配电服务和签约经营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。

**第三十条**[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) 根据现货市场价格信号反映的阻塞情况, 加强电网建设;
- (三) 为经营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;
- (四) 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;
- (五) 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;
- (六) 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; 负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款, 对于逾期仍未全额付款的经营主体, 会同电力交易机构完成履约保函、保险的使用等工作;
- (七) 保障居民(含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户)、农业用电供应, 执行现行目录销售电价政策; 单独预测居民、农业用户的用电量总体规模及典型用电曲线;
- (八) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务;
- (九) 根据国家指令性计划和所在省(区)政府间框架协议

议，落实省间优先计划；

（十）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

**第三十一条**[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）提供各类经营主体的注册服务；

（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，负责现货交易申报和信息发布；

（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，为经营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）负责配合电网企业完成对经营主体的履约保函管理及使用，并做好相关信用评价管理记录。

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

（十一）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。

**第三十二条**[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）依法依规披露和提供信息，提供支撑交易结算所需的相关基础数据，并保证数据交互的准确性和及时性。

（七）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；

（八）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；

（九）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；

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

（十一）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。

### 第三节 准入与退出

**第三十三条** [准入要求] 参加电力市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，其中发电企业应当依法依规取得电力业务许可证。内部核算的经营主体经法人单位授权，可申请参与电力市场交易。

参与中长期交易的经营主体具备条件均可参与现货市场，具体参与要求由省内规则进行明确。原则上参与省内交易的经营主体均可参与跨省区交易。

**第三十四条** [自愿退市] 准入电力市场的发电企业和电力用户不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市手续：

（一）经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场。

（三）因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

（四）售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

**第三十五条** [强制退市]经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

（六）法律、法规规定的其他情形。

**第三十六条** [市场退出处理原则]退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

#### 第四节 注册、变更与注销

**第三十七条** [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）符合准入条件的经营主体，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。经营主体应保证注册资料的真实性、完整性，持续满足准入条件。

（二）同一个经营主体（企业法人单位）以不同的经营主体类别参与电力市场交易的，应按照不同的经营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经营主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

（四）经营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。

### 第五节 市场合同管理

**第三十八条** [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，按程序发布供经营主体使用。电力交易机构通过电力交易平台（系统）组织经营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。

**第三十九条** [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。

**第四十条** [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。

**第四十一条** [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。

## 第六节 市场风险管理

**第四十二条** [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。

**第四十三条** [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。

**第四十四条** [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。

**第四十五条** [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经营主体信用评价机制，开展信用评价工作。广州电力交易中心协同省（区）电力交易机构建立经营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

**第四十六条** [交易标的] 中长期电能量交易包括发用电经营主体之间电能量直接交易和发电、用电合同交易。

**第四十七条** [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。

**第四十八条** [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（多周）、日（多日）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。

**第四十九条** [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。

**第五十条** [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。跨省与省内交易按照交易日历组织实施，如因运行需要对交易时序进行调整，需及时通知经营主体。

**第五十一条** [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、交易计划校核、结果发布等环节。

**第五十二条** [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，经营主体提交购电或售电信息，电力交易平台（系统）汇总经营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，经营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：经营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。

**第五十三条** [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。

自定义分解曲线由经营主体自主提出；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。

**第五十四条** [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。

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。

前款所称送电类别，指归属于同一送受电区域、共用相同输电路径且具有相同省间综合线损率的跨省电力交易的统称。

**第五十五条** [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进行交易计划校核后生效。其中，跨省优先计划交易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。

安全校核主要内容包括电力电量平衡、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（多年）、月（多月）、周（多周）、日（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对无约束交易结果

进行调整，直至通过交易校核，并通知相关经营主体。

**第五十六条** [交易计划发布和应用]D-1日，广州电力交易中心发布跨省跨区中长期最终分时交易计划，各省（区）电力交易机构分解形成D日跨省优先发电计划分时曲线，并在相关交易平台发布，作为后续现货市场结算依据。电力调度机构根据跨省优先计划保障约束限值组织现货电能量市场出清，形成跨省送受电调度计划和省内发电调度计划。

**第五十七条** [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 价格机制

**第五十八条** [优先计划价格]南方区域跨省中长期交易落实国家指令性计划、政府间框架协议的，应在交易中根据国家指令性计划、政府间框架协议形成成交价格。

**第五十九条** [跨省交易价格]除跨省优先发电计划执行政府确定的价格外，南方区域中长期电能量交易的成交价格应当由经营主体通过协商交易、集中交易等方式形成，第三方不得干预。经营主体成交价格为价格机制的，在交割日（D日）前2个自然日由经营主体申报、明确交易价格，如无法明确，按照双方最近一笔该电量类型协商交易合约价格作为交易价格。

**第六十条** [交易品种价格]双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格机制具体由各省（区）交易实施细则明确。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易可采用一方挂牌、摘牌，或双挂双摘的价格形成机制。

**第六十一条** [价格限制]除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、

下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定。

**第六十二条** [燃煤发电价格]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，并按照国家及各省相关规定执行。燃煤发电市场交易价格执行“基准价+上下浮动”价格机制。

**第六十三条** [用户价格]电力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、输配电价格、系统运行费用、政府性基金及附加等构成，按国家和各省相关规定执行。

**第六十四条** [代理购电价格形成]电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格或各省（区）根据能源主管部门制定的代理购电价格机制执行。

**第六十五条** [用户代理购电价格]电网企业代理购电用户电价按国家及各省相关规定执行。

**第六十六条** [受电省区价格]受电省区电能量交易落地价格由发电侧（送电侧）成交价格、跨省输电价格（含送出省区输电价格或配套工程输电价格）、系统运行费用、输电损耗等费用构成。跨省市场交易价格不包含省内市场各项不平衡资金分摊、返还费用。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取。未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由经营主体协商确定承担方式。受电省区电力用户（售电公司）还需缴纳本省输配电价等其他费用按照国家及各省相关规定执行。

**第六十七条** [输电价格]跨省输电价格、省级电网输配电价格按照国家相关规定执行。

### 第三节 跨省中长期交易

**第六十八条** [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。坚持保障电力可靠供应、保障清洁能源消纳、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（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日），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，作为交易计划校核的依据。

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。

**第六十九条** [跨省中长期交易组织安排] 跨省中长期交易按年（多年）、月（多月）、周（多周）、日（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、跨省年度（多年）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、跨省月度（多月）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、跨省周协议（市场）电量转让交易、跨省周（多周）市场电量直接交易。

（四）日（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。

**第七十条** [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。

**第七十一条** [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。

**第七十二条** [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，在各方协商一致的前提下，可在月、周、日（多日）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）经营主体可分别在省（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。

**第七十三条** [跨省优先计划执行] 跨省优先计划交易经最终安全校核后保障执行。

#### 第四节 省内中长期交易

**第七十四条** [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对价格、电量、分解曲线等

合同要素的部分或全部进行调整。具体允许协商调整的交易品种、合同要素以及调整时间窗口以省（区）中长期电能量交易实施细则和省（区）电力交易机构的交易通知为准。

**第七十五条** [省内中长期交易组织安排]各省（区）以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，包括年（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日）等交易品种。

（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。

（四）日（多日）交易品种。根据电力市场运营需要，设立多日交易品种。

**第七十六条** [优先发电优先购电衔接]各省（区）应严格按照国家规定，确保优先发电、优先用电价格稳定，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。推动代理工商业用户居民和农业用户的偏差电量分开核算，并按照现货价格结算。

## **第六章 现货电能量交易**

### **第一节 市场构成**

**第七十七条** [南方区域市场组成]南方区域现货市场包括日前市场和实时市场。

（一）日前市场。市场运营机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。加快推动日前市场以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。

（二）实时市场。实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

## 第二节 市场运营

**第七十八条** [市场参与原则]参加省（区）/区域市场的成员，应分别遵守所参加市场的市场规则，按照所参加市场的规则和交易结果承担相应经济责任。

**第七十九条** [发电企业参与要求]发电企业（机组）按要求向电力市场运营机构提供运行技术参数，作为电力现货市场出清的参数。

**第八十条** [电网企业负荷预测]电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

**第八十一条** [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，经营主体无须再次申报。现货市场每日连续运行，经营主体需在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。其中，经营主体既未申报，也无缺省值时，按零作为该运行日的正式申报数据。若经营主体的申报信息超出交易参数限值，则对申报信息超出部分修正成相应参数限值，并作为该运行日的正式申报信息。

**第八十二条** [出清约束条件编制] 在经营主体申报前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。

**第八十三条** [关键参数管理] 关键参数的设置和修改应按规则规定的程序开展，不得随意更改，并及时披露。

**第八十四条** [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。

**第八十五条** [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。

**第八十六条** [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。

**第八十七条** [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，并将市场信息转发各省（区）电力交易机构，包括各省（区）市场出清前披露信息、出清后披露信息、现货96点出清结果及现货交易结果等；省（区）电力交易机构负责开展省内市场信息披露，各省级调度机构同时要按照所在省（区）电力市场信息披露有关规定披露信息。

### 第三节 衔接机制

**第八十八条** [与中长期市场衔接]中长期与现货市场衔接：

（一）经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

（二）市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

（三）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）各交易类别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。

（四）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。

（五）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）各交易类别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。

（六）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。

（七）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。

**第八十九条** [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计划，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。

**第九十条** [与辅助服务市场衔接] 辅助服务市场与现货市场衔接：

（一）现货市场起步阶段，调频、备用辅助服务市场与现货市场可单独出清；具备条件时，调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。

（二）现货市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再开展与现货市场并行的调峰辅助服务市场运行。

（三）电力现货市场连续运行期间，原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

**第九十一条** [与代理购电衔接]代理购电与现货市场衔接：

（一）电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

（二）推动现货市场运行期间，代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。

（三）为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

**第九十二条** [与容量补偿市场衔接]结合南方区域实际，根据南方区域煤电容量电价考核机制情况，执行南方区域煤电容量电费考核的相关要求。

#### 第四节 安全校核与执行

**第九十三条** [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。

**第九十四条** [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，并及时向经营主体发布相关信息。

**第九十五条** [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，并及时向经营主体发布相关信息。

### 第五节 出清结果发布

**第九十六条** [结果发布] 市场运营机构应按照规则及时向经营主体发布对应出清结果，当出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，并进行情况说明。

（一）开展日前市场的地区，日前正式出清结果应包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

（二）日前市场出清后，电力调度机构应在规定时间内下达调度计划（含机组组合）。

（三）运行日内，市场运营机构按规定发布区域市场日内出清结果和实时出清结果，包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

（四）实时运行中，如发生场外调度或市场干预，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并按照相关要求进行信息披露。

### 第六节 价格机制

**第九十七条** [现货价格机制] 南方区域市场根据电网结构和阻塞等情况，选择节点边际电价和系统边际电价机制。

**第九十八条** [经营主体不能定价] 经营主体具有报价权和参与定价权。电网企业代理购电用户在现货市场中不申报价格。经营主体不能参与定价的情况有：

（一）机组已达到最大爬坡能力。

（二）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

（三）机组因自身原因或因水电厂水位控制或下游综合利用

需要，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

（四）机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

**第九十九条** [发电侧价格]发电侧价格由电能量价格、辅助服务费用等构成。

**第一百〇条** [直接交易用户价格]直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费 etc）、政府性基金及附加等构成。代理购电用户用电价格按照政府有关规定执行。

**第一百〇一条** [输配电价、政府性基金及附加]输配电价（含交叉补贴）、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

**第一百〇二条** [阻塞费用]通过在市场出清中考虑线路/断面安全约束等方式进行阻塞管理。采用分区电价或节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给经营主体。

**第一百〇三条** [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。

**第一百〇四条** [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。

跨省送电类别送出侧关口价格，在该送电类别对应送出关口分时价格的加权平均值基础上叠加省内输电价格形成。“点对网”和“网对网”送出侧关口价格分开计算：

网对网送出关口为送端电网和超高压公司的计量关口。网对网送出侧关口价格为现货出清系统计算形成的网对网送出侧关口价格的基础上，叠加省内输电价和降价分享空间（如有），计算公式为：网对网送出侧关口价格=网对网送出侧关口现货出清价格+省内输电价+降价分享空间（如有）。

点对网送出关口为发电企业上网侧计量关口。点对网送出侧关口价格为其所在价格分区现货出清价格形成的送出侧关口价格。

**第一百〇五条** [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。市场建设初期，为防范价格波动风险，需要自行制定用户侧或发电侧价格收敛、收益调节等现货价格应用措施，具体方式在各省区配套实施细则中明确。

## 第七节 市场限价

**第一百〇六条** [市场限价原则]市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰

填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险。

**第一百〇七条** [现货市场限价] 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

**第一百〇八条** [市场限价调整] 市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定，并适时调整。

#### 第八节 其他

**第一百〇九条** [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。

新建发电机组调试运行期间上网电量由电网企业收购，纳入代理购电电量来源，满足相关条件后可参与电力市场交易。

**第一百一十条** [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。

**第一百一十一条** [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。

**第一百一十二条** [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 计量

### 第一节 计量要求

**第一百一十三条** [计量总体要求] 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

**第一百一十四条** [计量结算要求] 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（一）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

（二）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

### 第二节 计量装置管理

**第一百一十五条** [计量装置要求] 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

**第一百一十六条** [计量主、副表要求] 若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，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结算依据。

**第一百一十七条** [计量装置管理] 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能计量装

置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

**第一百一十八条** [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）计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（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关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

（四）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，可按照发电机主变高压侧或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，可按照不同项目批次参考计量点或额定容量比例计算各自上网电量。

（五）探索设置新型经营主体关口电能计量点。

**第一百一十九条** [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经营主体的，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。

### 第三节 计量数据管理

**第一百二十条** [计量数据]发电单元关口计量点的电量数据通过相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，并传输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

**第一百二十一条** [计量数据要求]计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

**第一百二十二条** [电网企业计量要求]电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（一）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由计量数据采集系统进行电量数据拟合。数据拟合可采用插值法、外推法、样本法等方法，并在市场规则或方案中予以明确。

（二）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（三）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细化其计量数据拟合方法。

**第一百二十三条** [变（线）损分配]电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

**第一百二十四条** [计量数据校核]电网企业应当保证最小交易周期的结算需要，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动

校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

**第一百二十五条** [计量数据提供] 电网企业应当按照电力市场结算要求最小交易周期定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。

**第一百二十六条** [计量数据争议处置] 电网企业应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

**第一百二十七条** [计量数据缺失管理] 当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量电费进行差错退补。

**第一百二十八条** [计量数据保存] 电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

## 第八章 结算

### 第一节 市场结算管理

**第一百二十九条** [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，出具日清分临时结算结果，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。

**第一百三十条** [结算时段] 结算时段是指市场进行结算的最小时段，每个结算时段以市场设计为准。每个结算时段的电费依据相关出清时段的出清结果计算确定。

**第一百三十一条** [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。

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。

**第一百三十二条** [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。

**第一百三十三条** [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。

**第一百三十四条** [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，电力调度机构计算并将辅助服务电费结算结果提交至相关电网企业开展结算。条件具备时，由电力调度机构计算并将辅助服务电费结算结果提交至电力交易机构，电力交易机构与其他交易电费合并出具电费结算依据，分别提供经营主体和电网企业。

**第一百三十五条** [电力交易机构结算业务职责]广州电力交易中心统筹区域市场结算业务管理，保障经营主体电费结算服务体验不断优化、电费结算按期开展，协调结算时序安排。

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；明确各省（区）所分摊或分享的跨省不平衡电费金额，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；出具各类跨省电费结算依据，并推送至相关省（区）电力交易机构。原则上由南网超高压输电公司与省级电网企业和“点对网”电厂开展省间各类电费（含跨省送电现货偏差电费和跨省不平衡资金）结算。

各省（区）电力交易中心依据有关政策要求，基于广州电力交易中心出具的跨省结算结果，负责计算省（区）内市场主体的中长期合约电费、现货偏差电费以及省（区）内不平衡电费，向省（区）内市场主体出具包含各类跨省电费结算依据。

**第一百三十六条** [电费支付要求]区域市场电费结算支付按照有关规定执行。

## 第二节 结算依据及流程

**第一百三十七条** [结算费用]经营主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、系统运行费用（包含辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、不平衡费用等。

**第一百三十八条** [电力交易机构和电网企业结算要求]电力交易机构和电网企业应确定结算周期、结算依据和结算账单出具日期以及收付款日期等，在此基础上制定相关时间节点和流程，并提前1个季度公开上述信息。

**第一百三十九条** [结算依据形成] 电力交易机构从电网企业按日获取每个经营主体的计量数据，计算每个经营主体批发市场的月度结算结果，在规定截止日期前形成结算依据。

**第一百四十条** [结算依据发布] 电力交易机构在规定截止日期前向经营主体出具结算依据，并推送给电网企业。电网企业在规定截止日期前，根据结算依据向经营主体发布结算账单。

**第一百四十一条** [结算支付] 用户侧主体应根据其结算账单在规定截止日期前向电网企业全额支付相关电费。电网企业应根据结算账单在规定截止日期前向发电侧主体全额支付相关电费。

**第一百四十二条** [结算账单] 结算账单内容包括结算依据及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、上网环节线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用（包括现货和中长期交易的电能量电费）、容量电费、相关成本补偿费用等。

### 第三节 结算查询及调整

**第一百四十三条** [结算查询] 经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应确认和评估查询是否有效，可要求经营主体追加信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规定进行调整。

**第一百四十四条** [结算调整] 结算调整应按照以下方式开展：

（一）若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构应重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近

一次结算周期内完成调整的，调整金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

（二）可根据结算周期内对单个经营主体的影响设定阈值，超出阈值的，应在下个月的结算依据中记为“结算调整项目”；低于阈值的，可每年定期开展统一结算调整。

#### 第四节 不平衡资金处理

**第一百四十五条** [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，分跨省和省内不平衡资金两部分。

跨省不平衡资金指跨省现货交易售电方送出侧价格与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之差。

**第一百四十六条** [不平衡资金处理原则] 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。南方区域电力市场跨区跨省不平衡资金与省（区）内不平衡资金分开核算。

**第一百四十七条** [跨省不平衡资金分类原则] 结合区域市场结算试运行情况，将跨省不平衡资金分为阻塞类、市场类、保障类，根据各送电类别各时刻的送出侧关口价格、送出侧价格及出清电量进行分类，并根据市场发展情况逐步修正完善。

（一）阻塞类：阻塞的输电通道两端节点（区）的价格出现差异，能源输入节点（区）的出清价格高于能源输出节点（区）的价格，导致系统能源消费费用高于系统总能源生产费用，两者

的差额就是阻塞类不平衡资金。（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $\geq 0$ ）；

（二）市场类：因中长期市场、日前市场、实时市场的市场条件变化，导致前一市场有出清电量或合约电量，但本市场出清电量为 0，产生的不平衡资金。（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $< 0$  且日清（实时）出清电量 $= 0$ ）

（三）保障类：因特殊机制或政策性保障机制所产生的不平衡资金。例如保障系统安全、保障优先计划的非市场成分送电等保障类机制产生的不平衡资金。（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $< 0$  且日清（实时）出清电量 $> 0$ ）

**第一百四十八条** [省内不平衡资金分类原则]原则上，省内不平衡资金包括省内阻塞费用、省内发用电不平衡资金、阻塞盈余费用、参与省间交易产生的省内不平衡资金等。

**第一百四十九条** [跨省不平衡资金处理原则]跨省不平衡资金处理原则：

（一）原则上，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。在未明确阻塞费用责任方时，可纳入跨省不平衡资金中统筹处理。

（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）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。

**第一百五十条** [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。

#### **第五节 违约处理**

**第一百五十一条** [违约处理原则]对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应会同电力交易机构，按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当违约通知发出后，电网企业应尽快会同电力交易机构完成履约保函、保险的使用申请、索赔通知出具等工作。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构应按规定发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

### **第九章 风险防控**

#### **第一节 基本要求**

**第一百五十二条** [基本要求]建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

**第一百五十三条** [风控权责] 市场运营机构在国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

## 第二节 风险分类

**第一百五十四条** [风险类型] 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

## 第三节 风险防控与处置

**第一百五十五条** 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

**第一百五十六条** 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门。

**第一百五十七条** 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门审定后执行。

**第一百五十八条** 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

## **第十章 市场干预**

### **第一节 市场干预条件**

**第一百五十九条** [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。

**第一百六十条** [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。

**第一百六十一条** [干预条件] 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局派出机构、省（区、市）价格等有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）电力市场运行规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时。

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

**第一百六十二条** [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。

**第一百六十三条** [干预处置 2] 当区域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，按区域市场管理委员会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。

**第一百六十四条** [干预处置 3] 现货市场运行过程中出现如下情况时，电力交易机构、电力调度机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干

预，并详细记录市场干预期间的有关情况，并尽快报告国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门：

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

（二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

（三）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

（四）其他认为需要进行市场干预的情形。

**第一百六十五条** [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。

## 第二节 市场干预内容

**第一百六十六条** [干预记录] 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向国家能源局派出机构、省（区、市）价格等有关主管部门备案。

**第一百六十七条** [干预公布] 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

**第一百六十八条** [干预补偿] 若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照国家核定的总发电成本对机组进行结算。

**第一百六十九条** [联动机制] 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值

以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

### 第三节 市场中止和恢复

**第一百七十条** [市场中止] 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门做出是否中止市场的决定并发布。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

**第一百七十一条** [市场恢复] 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

## 第十一章 信息披露

**第一百七十二条** [基本原则] 市场成员信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责，并承担责任

**第一百七十三条** [信息分类] 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。

（二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息。

（三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。任何市场成员不得越权获取或泄露特定信息。

**第一百七十四条** [信息披露职责]广州电力交易中心负责区域电力市场信息披露的实施，各省（自治区）电力交易机构负责所在省（自治区）电力市场信息披露的实施。其中，涉及区域电力现货市场且由广州电力交易中心、南方电网电力调度控制中心作为信息披露方的，由广州电力交易中心通过各业务数据共享机制将相关信息交互至市场覆盖范围内的省（自治区）电力交易机构共同披露；涉及南方区域调频市场、跨省备用市场等且调度机构作为披露方的，由南方电网电力调度控制中心负责通过广州电力交易中心信息披露平台进行披露，同时由广州电力交易中心通过业务数据共享机制将相关信息交互至市场覆盖范围内的省（自治区）电力交易机构共同披露。涉及电力调度机构作为信息披露方的，由南网总调和各省级调度机构按业务范围负责提供相关信息。

**第一百七十五条** [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）（含各省（区）信息披露系统，下同）。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，为经营主体披露信息提供便利。

涉及多省业务的信息披露主体应以法人为主体在相应省份的信息披露平台披露其对应省份信息，并根据各省要求披露其他省份信息。只参与跨省跨区业务的信息披露主体应在南方区域电力市场信息披露平台披露其信息。各电力交易机构之间应加强数据共享机制，确保披露信息的同源性和一致性。

**第一百七十六条** [信息披露答疑]市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向披露信息的电力交易中心提

出，交易中心根据要求向相关信息披露主体予以解释，若披露信息有误或需要变更的，信息披露主体应及时更正（并说明变更内容及原因）或变更，因更正或变更不及时造成的后果，由披露主体承担责任。未进行更正或变更的，披露信息的交易中心可要求其限期更正或变更。

**第一百七十七条** [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经营主体损失的，由能源监管机构组织调查并追究责任。

## 第十二章 争议处理

**第一百七十八条** [争议处理方式]经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

**第一百七十九条** [争议处理时间]市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

**第一百八十条** [争议处理义务]条市场成员有义务为国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门提供争议处理所需的

数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

**第一百八十一条** [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。

**第一百八十二条** [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。

**第一百八十三条** [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，任何一方可向区域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。

**第一百八十四条** [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。

### **第十三章 技术支持系统**

**第一百八十五条** [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）（含各省（区）交易系统，下同）、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。

**第一百八十六条** [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。

**第一百八十七条** [功能要求] 南方区域统一电力交易平台（系统）应具备：

（一）电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

（二）电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

（三）电力市场技术支持系统应建立备用系统或并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行，防止遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。

（四）电力市场技术支持系统应保障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、适应性、稳定性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

（五）电力市场技术支持系统须对电力市场的经营主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑，保障电力市场稳定运行。

（六）电力市场技术支持系统应具备数据校验功能，支持对规则配置和生效设置的校验，包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

（七）电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接口规范提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

（八）电力市场技术支持系统应具备在线监测功能，按有关规定对市场运营情况进行监测，并向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门开放相应的访问权限。

（九）现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求。

**第一百八十八条** [系统数据交互和管理] 电力市场技术支持系统数据交互和管理的要求：

（一）电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清的离线仿真。

（二）电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》、《电力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

（三）电力市场技术支持系统交换数据精度应满足电力市场运行规则要求。

（四）电力市场技术支持系统交换的数据应由市场运营机构、经营主体和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

**第一百八十九条** [经营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，支持经营

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。

## 第十四章 市场规则管理

**第一百九十条** [市场交易规则管理模式] 区域市场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。

市场规则拟订过程中，应组织经营主体代表参与，充分征求市场成员意见建议，并征询专家意见。

**第一百九十一条** [市场运行规则管理] 本规则由南方能源监管局组织制定，经区域市场管理委员会审议通过，报国家发展改革委、国家能源局同意后印发实施。

**第一百九十二条** [配套实施细则管理] 区域层面的中长期电能量交易、现货电能量交易、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，经区域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。

省（区）内中长期电能量交易、现货电能量交易、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，经区域市场管理委员会审议通过后印发实施。

**第一百九十三条** [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，相关内容不得损害经营主体利益。

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，相关内容不得损害经营主体利益，并做好与区域层面规则衔接的技术衔接。

**第一百九十四条** [市场规则常规修改管理] 区域市场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层面、省（区）内配套实施细则内容进行修改的，履行与相关配套实施细则制定相同的程序进行调整。

## 第十五章 附 则

**第一百九十五条** [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。

**第一百九十六条** [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。

**第一百九十七条** [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。

**第一百九十八条** [规则解释]本规则由南方能源监管局负责解释。

**第一百九十九条** [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长周期结算试运行。