

南方区域电力市场运行规则

(试行)

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场概述.....	2
第三章 市场成员.....	3
第一节 市场成员.....	3
第二节 权利和义务.....	4
第三节 准入与退出.....	8
第四节 注册、变更与注销.....	10
第四章 中长期电能量交易.....	10
第一节 通则.....	10
第二节 价格机制.....	13
第三节 跨省中长期交易.....	14
第四节 省内中长期交易.....	15
第五章 现货电能量交易.....	16
第一节 市场构成.....	16
第二节 价格机制.....	17
第三节 市场运营.....	18
第四节 安全校核与执行.....	21
第五节 出清结果发布.....	21
第六节 市场限价.....	22
第七节 其他.....	23
第六章 计量.....	23
第一节 计量要求.....	23
第二节 计量装置管理.....	24
第三节 计量数据管理.....	25
第七章 结算.....	27
第一节 市场结算管理.....	27
第二节 市场结算权责.....	28
第三节 市场结算计算.....	30
第四节 结算依据及流程.....	32
第五节 结算查询及调整.....	33
第六节 违约处理.....	33
第八章 风险防控.....	34
第一节 基本要求.....	34
第二节 风险分类.....	34
第三节 风险防控与处置.....	35
第九章 市场干预.....	36
第一节 市场干预条件.....	36
第二节 市场干预内容.....	37
第三节 市场中止和恢复.....	38
第十章 信息披露.....	39
第十一章 争议处理.....	40
第十二章 技术支持系统.....	42
第十三章 市场规则管理.....	45
第十四章 附 则.....	46

第一章 总 则

第一条 [目的依据] 为规范电力市场运营和管理，依法维护经营主体的合法权益、推进统一开放、竞争有序的南方区域多层次电力市场体系建设，依据《电力现货市场基本规则（试行）》《电力中长期交易基本规则》等文件规定，结合南方区域电力市场实施方案，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经营主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行。

第四条 [市场开放] 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。

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规则参与区域市场交易。

第五条 [运行原则] 电力市场运营和管理以“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。

第二章 市场概述

第六条 [功能定位] 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，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。

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业务关系。

第七条 [市场架构] 区域市场跨省与省（区）内中长期电能量交易“两级市场、有序衔接”，跨省与省（区）现货电能量交易“联合出清、协同运作”，形成多层次统一电力市场体系。

第八条 [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（多日）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”）合同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（含电网企业代理购电交易）、省内优先发电计划合同交易等。

根据国家指令性计划、地方政府间送电协议等安排的跨省优先计划、省内优先计划，视为双边协商交易电量，签订购售电合同，相应合同纳入中长期电能量交易合同范畴，其执行和结算均

须遵守本规则。

第九条 [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。

第三章 市场成员

第一节 市场成员

第十一条 [市场成员分类] 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等）。

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”）。

第十二条 [经济责任] 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。

第二节 权利和义务

第十三条 [发电企业权利义务] 发电企业的权利和义务:

- (一) 按规则参与电力市场化交易, 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。

第十四条 [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。

第十五条 [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。

第十六条 [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；

（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，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。

第十七条 [电力交易机构权利和义务] 电力交易机构的权利和义务：

（一）提供各类经营主体的注册服务；

（二）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；

（三）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；

（四）按规则建设、运营和维护电力交易平台（系统）；

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平

合，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向能源监管机构、省（区）有关主管部门及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险；

（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）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。

第十八条 [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，根据调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行；

（二）按规则组织现货电能量交易、电力辅助服务交易、负责安全校核；

（三）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；

（四）按规则建设、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；

（五）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。

（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，承担保密义务；

（七）配合能源监管机构、省（区）有关主管部门开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向能源监管机构、省（区）有关主管部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

（八）按职责配合能源监管机构、省（区）有关主管部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（九）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；各省（区）中调负责本省（区）电力电量平衡管理。南网总调会同各中调按照调管范围负责现货电能量交易。

第三节 准入与退出

第十九条 [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。

原则上，参与省内中长期电能量市场化交易的经营主体可参与现货电能量交易和结算，具体由各省（区）配套实施细则明

确；参与省内中长期电能量市场化交易的经营主体可参与跨省中长期电能量市场化交易。

第二十条〔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。

第二十一条〔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，并向能源监管机构、省（区）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级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。

第二十二条〔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

第二十三条 [基本要求] 电力市场注册应遵循“规范入市、公开透明、全国统一、信息共享”的原则。各电力交易机构依据《电力市场注册基本规则》建立健全相应的市场注册工作制度。

第二十四条 [市场注册] 符合电力市场注册条件的各类经营主体在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力市场交易。各电力交易机构共享注册信息。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十五条 [注册变更] 已完成市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十六条 [市场注销] 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第四章 中长期电能量交易

第一节 通则

第二十七条 [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。

第二十八条 [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。

第二十九条〔交易协同〕在优先落实跨省优先计划基础上，组织开展跨省中长期市场化交易和省（区）内中长期交易。

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市场化交易品种库，涵盖跨省及省内各类中长期市场化交易品种。各电力交易机构根据电力交易品种，编制并公布相应的交易日历。

第三十条〔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。

第三十一条〔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。

第三十二条 [中长期交易要素] 中长期电能量交易应具备交易单元、起止时间、交易电量、分时电力曲线或曲线分解机制、交易价格或价格机制、结算参考点等基本要素。

分时电力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。

鼓励经营主体签订中长期电能量合约价格联动机制。

第三十三条 [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。

第三十四条 [交易合同] 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第三十五条 [电子合同] 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台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。

在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 价格机制

第三十六条 [基本要求] 除计划电量执行政府确定的价格或价格机制外，电力中长期交易的成交价格应当由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

中长期电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十七条 [交易价格] 中长期双边协商交易价格按照双方合同约定执行。中长期集中交易价格机制具体由市场规则确定。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；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第三十八条 [跨区跨省交易价格] 跨省中长期交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。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。

第三十九条 [价格限制] 除国家有明确规定的情况外，中长期双边协商交易原则上不进行限价。中长期集中竞价交易中，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，经能源监管机构和政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

第三节 跨省中长期交易

第四十条 [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）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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。

（五）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。

（六）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。

第四十一条 [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。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。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。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。根据省间余缺调剂和清洁能源消纳实际，设立多日交易品种。

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。

第四十二条 [跨省优先计划执行] 对于“网对网”形式的跨省优先计划，送端省（区）需明确到具体发电侧交易单元。

经相关方协商一致，可在月、周、日（多日）等跨省中长期交易窗口对未执行的跨省优先计划合同电力电量进行调整。

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。

第四节 省内中长期交易

第四十三条 [省内中长期交易组织安排] 各省（区）按照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。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。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。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、省内周代购合同电量转让交易、省内周（多周）市场电量直接交易、合约转让交易，跨省优先计划合约转让交易等。根据电力市场需要设立其他周交易品种。

（四）日（多日）交易。根据电力市场需要，设立多日交易品种。

第五章 现货电能量交易

第一节 市场构成

第四十四条 [区域现货市场构成] 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。

第四十五条〔可靠性机组组合〕可靠性机组组合是日前市场的重要环节。为满足系统运行安全需要，可靠性机组组合根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，确定需要启停的机组。

第二节 价格机制

第四十六条〔现货价格机制〕区域现货市场采用节点边际电价。

第四十七条〔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。

第四十八条〔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。采用节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给经营主体。

第四十九条〔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。

第五十条 [各省（区）价格机制] 以省（区）为单位建立区域现货市场模型。省内报量报价参与现货市场优化的机组，日前现货价格为其上网节点对应的日前分时价格，实时现货价格为其上网节点对应的实时分时价格。用户侧的日前/实时现货价格可取用户侧节点日前/实时分时价格或加权平均价格，具体在省（区）内交易结算实施细则明确。

第五十一条 [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。

跨省送电类别落地侧日前/实时价格，取该送电类别对应落地关口节点日前/实时分时价格的加权平均值。

跨省送电类别送出侧关口日前/实时价格，取该送电类别对应送出关口节点日前/实时分时价格的加权平均值与省内输电价格之和。

跨省送电类别送出侧日前/实时价格，取该送电类别落地侧关口节点日前/实时价格扣减输电价格（含跨省、省内输电价格和网损价格），其中“点对网”和“网对网”送出侧日前/实时价格分开计算。跨省输电价格按国家有关标准执行。

第三节 市场运营

第五十二条 [发电企业参与要求] 发电企业（机组）按要求的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。

第五十三条 [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。

第五十四条 [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，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。

第五十五条 [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。

第五十六条 [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。

第五十七条 [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。

第五十八条 [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。

第五十九条 [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。

第四节 安全校核与执行

第六十一条 [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。

第六十二条 [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。

第六十三条 [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

第六十四条 [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) 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，并按照相关要求的信息披露。

第六节 市场限价

第六十五条 [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。

第六十六条 [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。

第六十七条 [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。

第六十八条 [限价要求] 现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则，应符合国务院价格主管部门明确的制定原则，以及各省（区）价格主管部门会同有关主管部门、能源监管机构组织制定的具体规则规定。

第七节 其他

第六十九条 [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。

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。

第七十条 [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。现阶段，各省（区）具体考核电费项目及参数由省内规则明确。

第七十一条 [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。

第六章 计量

第一节 计量要求

第七十二条 [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。

第七十三条 [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

第七十四条 [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。

第七十五条 [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。

第七十六条 [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。

第七十七条 [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。

第七十八条 [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

第七十九条 [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）。

第八十条 [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。

第八十一条 [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，电网企业可结合电能表内存储的其他可用的计量数据或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。

第八十二条 [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。

第八十三条 [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。

第八十四条 [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。

第八十五条 [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。

第八十六条 [计量数据缺失管理] 当计量数据缺失、错误或不可用时，相应经营有权向供电企业提出校验申请，供电企业应将检验结果通知经营主体。经营主体对检验结果有异议时，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。

第八十七条 [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。

第七章 结算

第一节 市场结算管理

第八十八条 [适用范围] 现货市场结算，中长期电能量市场结算涉及现货市场的相关内容适用本章节有关规定。

第八十九条 [结算方式] 电能量批发市场可以按以下方式结算：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。现阶段，跨省优先发电计划合同不单独结算送、受两端关口的现货价格差值；跨省中长期市场化交

易单独结算送、受两端关口的现货价格差值，由合同双方自行协商承担方式。

第九十条〔结算周期〕现货市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算，根据需要开展退补清算。

第九十一条〔结算时段〕结算时段是指市场进行结算的最小时段，现阶段为整点计时的一小时。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。

第九十二条〔结算要求〕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。

第二节 市场结算权责

第九十三条〔电力交易机构的权利和义务〕电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（二）负责按规则处理经营主体结算的相关查询。

（三）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第九十四条 [电力交易机构结算业务职责] 广州电力交易中心与各省（区）电力交易机构协同做好交易结算，保障电费结算按期开展。

广州电力交易中心负责计算跨省送电类别中长期合约电费、现货偏差电费、各省（区）所分摊（分享）的跨省不平衡电费金额；出具跨省送电类别交易结算依据，并推送至相关省（区）电力交易机构。各省（区）电力交易机构负责所在省（区）交易结算，向省（区）内经营主体出具包含各类跨省电费结算依据。

第九十五条 [电网企业的权利和义务] 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。其中，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结算。

（二）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）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，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第九十六条 [经营主体的权利和义务] 经营主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

(二) 结算依据出具后, 应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

(三) 对结算依据、结算账单存在疑问时, 可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

(四) 负责提供用于资金结算的银行账户。

(五) 应按规定向电网企业支付(或收取)款项。

(六) 拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第三节 市场结算计算

第九十七条 [结算方式] 区域现货市场结算采用三部制结算模式: 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。

第九十八条 [总体原则] 电力市场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。

区域市场跨省不平衡资金与省(区)内不平衡资金分开核算。

第九十九条 [跨省不平衡资金分类及处理] 跨省不平衡资金指跨省送出侧价格与送出侧关口价格不同产生的不平衡资金, 由

购售双方按比例分摊或分享。暂根据各跨省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分为以下三类：

（一）阻塞类：阻塞的输电通道两端节点（区）的价格出现差异，电力输入节点（区）的出清价格高于电力输出节点（区）的价格，导致系统电力消费费用高于系统总电力生产费用，两者的差额即为阻塞类不平衡资金（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 ≥ 0 ）。

（二）市场类：因跨省送电类别存在中长期合同电量但日前市场或实时市场出清电量为 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：因保障系统安全、保障优先计划中非市场成分送电等保障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 ）。

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经营主体疏导，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。

第一百条〔省内不平衡资金分类及处理〕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。根据各省（区）实际，建立省内不平衡资金分享或分摊机制。

第四节 结算依据及流程

第一百〇一条 [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。

第一百〇二条 [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。

第一百〇三条 [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。

第一百〇四条 [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。

第一百〇五条 [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。

第一百〇六条 [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。

第五节 结算查询及调整

第一百〇七条〔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。

第一百〇八条〔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。

第六节 违约处理

第一百〇九条〔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。

第八章 风险防控

第一节 基本要求

第一百一十条 [风险防控责任] 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 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第一百一十一条 [风险防控要求] 市场运营机构在能源监管机构、省（区）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

第一百一十二条 [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

第一百一十三条 [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。

第一百一十四条 [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。

第一百一十五条 [风险监测] 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照能源监管机构、省（区）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。

第一百一十六条 [预警报告] 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告能源监管机构、省（区）有关主管部门。

第一百一十七条 [处置预案] 市场运营机构负责编制各类风险防范制度和处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经能源监管机构、省（区）有关主管部门审定后执行。

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。

第一百一十八条〔风险处置〕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。

第九章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百一十九条〔干预机制〕市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

根据维护区域市场正常运营和电力系统安全的需要，建立区域、省（区）分层分区、协调联动的市场干预机制。

第一百二十条〔政府干预条件〕现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由能源监管机构、省（区）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）电力市场运营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。

第一百二十一条〔运营机构干预〕现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营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，并尽快报告能源监管机构、省（区）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。

第一百二十二条〔程序要求〕区域现货市场运行期间，一个及以上省（区）启动非临时性市场中止措施时，应提请国家发展改革委、国家能源局同意。

第一百二十三条〔应急方案〕市场运营机构应制定应对区域现货市场中止的应急方案，明确调度运行、交易结算等操作内容，按程序发布实施。

第二节 市场干预内容

第一百二十四条〔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，并尽快向能源监管机构、省（区）价格等有关主管部门备案。

第一百二十五条〔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 第 599 号) 规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百二十六条 [触发条件] 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由能源监管机构和省(区)价格等有关主管部门制定,并在相应市场规则或相关实施细则中明确。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。

第一百二十七条 [价格管制] 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

第一百二十八条 [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,由能源监管机构、省(区)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,事后由能源监管机构、省(区)有关主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第一百二十九条 [市场恢复] 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后,经能源监管机构、省(区)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。

第一百三十条 [工作机制] 能源监管机构、省(区)有关主管部门建立现货市场中止和恢复工作机制并在规则中予以明确。

第十章 信息披露

第一百三十一条〔基本原则〕电力市场信息披露遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

市场成员严格按照《电力市场信息披露基本规则》要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百三十二条〔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。

第一百三十三条〔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（区）电力交易机构负责所在省（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、南网总调作为信息披露方的，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（区）电力交易机构共同披露。

第一百三十四条〔信息披露方式〕各电力交易应按要求设立信息披露平台，建立数据共享和交互机制，确保披露信息的同源性和一致性。各信息披露主体按照标准格式通过信息披露平台（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。

第一百三十五条〔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机构提

出，电力交易机构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，披露信息的电力交易机构可要求其限期更正或变更。

第一百三十六条 [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。

第十一章 争议处理

第一百三十七条 [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市场发生争议的，可先通过电力市场管理委员会调解，也可向所在地区能源监管机构、省（区）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。

第一百三十八条 [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。

第一百三十九条〔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。

第一百四十条〔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。

第一百四十一条〔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。

第一百四十二条〔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。

第一百四十三条〔保密义务〕条市场成员有义务为能源监管机构、省（区）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。

第十二章 技术支持系统

第一百四十四条〔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。

第一百四十五条〔数据通信〕区域市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议

第一百四十六条〔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。省（区）电力交易机构负责相应电力交易系统的建设与运维，并与南方区域统一电力交易平台互联互通。

第一百四十七条〔功能规范要求〕区域市场技术支持系统功能规范要求：

（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，并向能源监管机构、省（区）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。

第一百四十八条 [第三方校验] 区域市场技术支持系统第三方校验要求：

（一）电力市场技术支持系统投入运行前，应由区域市场建设牵头部门组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验。

（二）电力市场技术支持系统应通过第三方校验，确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致，同时满足出清时效性及实用性的要求。

（三）电力市场技术支持系统区域市场建设牵头部门遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第一百四十九条〔系统数据交互和管理〕区域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。

第一百五十条〔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。

第十三章 市场规则管理

第一百五十一条〔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。

区域市场规则应结合能源转型需要和市场建设进程，及时修订并公开发布。市场规则拟订过程中，应组织经营主体代表参与，广泛征求市场成员意见建议，必要时征询专家意见，充分发挥电力市场管理委员会作用。

第一百五十二条〔配套实施细则管理〕区域现货市场短周期结算试运行期间，区域层面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后发布实施。

省（区）内配套实施细则根据本规则拟订，做好与区域层面相关配套实施细则的衔接，按程序印发实施。

第一百五十三条〔市场运营操作规范和指引〕市场运营机构可根据本规则、配套实施细则，制定市场运营操作规范和指引，经电力市场管理委员会审议通过后执行。

第一百五十四条〔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，所有市场成员均可通过电力市场管理委员会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。

第十四章 附 则

第一百五十五条 [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。

第一百五十六条 [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。

第一百五十七条 [规则解释] 本规则由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办负责解释。

第一百五十八条 [规则实施] 本规则自印发之日起执行，适用于区域现货市场短周期结算试运行。