

国家能源局南方监管局
国家能源局云南监管办公室
国家能源局贵州监管办公室

文件

南方监能市场〔2025〕65号

关于印发《南方区域电力市场运行规则
(试行, 2025年 V1.0 版)》的通知

广东省、广西壮族自治区、贵州省、云南省发展改革委、能源局，海南省发展改革委，南方电网公司、各有关发电企业、售电公司、电力用户，广州电力交易中心，各省级电力交易中心：

为规范南方区域电力市场的运营和管理，维护电力市场秩序，依据《电力市场运行基本规则》《电力现货市场基本规则（试行）》《电力中长期交易基本规则》等规定，我们组织修订了《南方区域电力市场运行规则（试行, 2025年 V1.0 版）》，现印发实施，请遵照执行。各单位在执行过程中如遇到问题，请及时向

我们报告。

附件：南方区域电力市场运行规则（试行，2025 年 V1.0 版）

南方能源监管局 云南能源监管办 贵州能源监管办

2025 年 6 月 17 日

抄送：国家发展改革委体改司，国家能源局法改司、监管司。

南方能源监管局综合处

2025 年 6 月 17 日印发

南方区域电力市场运行规则

（试行，2025年V1.0版）

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	3
第三节 准入与退出	8
第四节 注册、变更与注销	9
第四章 中长期电能量交易	10
第五章 现货电能量交易	14
第一节 市场构成	14
第二节 价格机制	15
第三节 市场运营	16
第四节 安全校核与执行	18
第五节 出清结果发布	19
第六节 市场限价	20
第七节 其他	20
第六章 计量	21
第一节 计量要求	21
第二节 计量装置管理	22
第三节 计量数据管理	23
第七章 结算	25
第一节 市场结算管理	25
第二节 市场结算权责	26
第三节 市场结算计算	28
第四节 结算依据及流程	31
第五节 结算查询及调整	32
第六节 违约处理	32
第八章 风险防控	33
第一节 基本要求	33
第二节 风险分类	33
第三节 风险防控与处置	34
第九章 市场干预	35
第一节 市场干预条件	35
第二节 市场干预内容	37
第三节 市场暂停、中止和恢复	37
第十章 信息披露	38
第十一章 争议处理	40
第十二章 技术支持系统	41
第十三章 市场规则管理	44
第十四章 附 则	46
附件 南方区域电力市场关键参数管理办法	47

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《电力市场运行基本规则》《电力市场监管办法》《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市场长周期连续运行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，探索开展现货环境下跨电网经营区电力市场化交易试点，积极融入全国统一电力市场。

并入南方电网的境外电厂按国家有关规定和市场规则参与区域市场交易。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。

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、电力用户以及各类新型经营主体开放，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〔交易衔接〕区域市场跨省与省（区）内中长期电能量交易独立开展、有序衔接，现货电能量交易联合出清、协同运作。

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、多月、月、周、多日等电力批发交易。

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。

第十条〔跨大区送受电衔接〕现阶段，跨南方区域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 and 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、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；电力调度机构包括中国南方电力调度控制中心（以下简称“南方总调”）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〕参加电力市场的成员，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）遵守政府有关主管部门关于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 [其他经营主体权利义务] 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十七条 [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。

第十八条〔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) 按职责配合能源监管机构和省(区)有关主管部门对市场规则进行分析评估, 提出修改建议;

(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做好跨省中长期交易与省(区)内中长期交易、结算的有效衔接。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。

第十九条 [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, 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相关技术支持系统;

(五) 依法依规披露和提供信息, 提供支撑现货电能量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。

南方总调统筹做好区域现货电能量市场协同规范运行，会同各中调按照调管范围组织现货电能量交易；南方总调组织各省（区）中调共同负责电力电量平衡管理。

第三节 准入与退出

第二十条〔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取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）。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，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，具体由各省（区）明确。

第二十一条〔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。

第二十二条〔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。

第二十三条〔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。

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。

第四节 注册、变更与注销

第二十四条〔基本原则〕电力市场注册遵循“规范入市、公开透明、全国统一、信息共享”的原则。

第二十五条〔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。

第二十六条〔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。

第二十七条〔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。

第二十八条〔工作制度〕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，履行有关程序后发布实施。

各电力交易机构要严格按照电力市场注册工作制度规定，向经营主体规范、公平提供注册服务。

第四章 中长期电能量交易

第二十九条〔组织主体〕中长期电能量交易分为跨省和省内中长期电能量交易。跨省中长期电能量交易由广州电力交易中心组织，省内中长期电能量交易由各省(区)电力交易机构组织。

电力交易机构要缩短中长期交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市，更好支撑新能源全面入市交易。

电力交易机构要实现中长期市场按工作日连续开市，鼓励具备条件的按自然日连续开市。

第三十条〔交易构成〕中长期电能量交易包括：

（一）经营主体之间直接开展的中长期电能量市场化交易（含跨省中长期市场化交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易）及合同转让交易；

（二）纳入现货优化和结算的跨省优先发电计划合同及其转让、置换、回购交易。

第三十一条〔交易要求〕参与中长期电能量市场化交易的经营主体应当以满足实际电能生产和消费需要为目的，发电企业不得超出机组许可容量进行交易，售电公司根据其对应的零售用户的用电需求参与电力批发交易。

省内季度（含多月）以下周期的中长期电能量交易，可开展反向交易，即发电企业可作为买方申报，售电公司（批发用户）可作为卖方申报。

第三十二条〔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/安全校核、结果发布等环节。

第三十三条〔交易协同〕在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。

省内经营主体同时参与跨省交易的，电力交易机构之间应做好交易时序衔接以及交易约束、交易结果等信息的交互。

第三十四条〔合同性质〕中长期电能量交易合同包括实物合

同和财务合同。跨省中长期市场化交易、省（区）内中长期市场化交易形成的电能量合同为财务合同；跨省优先发电计划合同为实物合同，探索将部分实物合同转为财务合同执行。

探索开展跨省“点对点”绿电交易，初期可采用实物合同方式。

第三十五条〔合同要素〕中长期电能量交易合同要素应包含交易单元、执行周期、交易电量、交易价格或价格机制、结算参考点等。

采用分时电力曲线或电力曲线分解机制的，可由经营主体自主提出自定义分解曲线；或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常用分解曲线。

第三十六条〔交易方式〕中长期电能量交易可通过双边协商交易和集中交易两种方式组织开展，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三种形式。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总经营主体提交的交易申报信息，按市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易指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，电力交易平台按时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指经营主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和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。

第三十七条〔价格机制〕中长期电能量交易的成交价格应当

由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

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、摘牌成交的价格形成机制。

第三十八条〔交易约束〕对中长期电能量市场化交易设置一定的约束条件，主要包括：价格约束、月度净合约量约束、月度累计交易量约束和可申报电量约束，经营主体应在满足上述约束的前提下开展交易。

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，经能源监管机构和省（区）有关主管部门审定，应当避免政府不当干预。

组织跨省中长期市场化交易时，需考虑安排跨省优先计划后的输电通道剩余能力；电力调度机构应提供跨省输电通道可用容量、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。

第三十九条〔交易计划校核〕中长期电能量合同经电力市场运营机构校核后生效。交易校核由电力交易机构负责，安全校核由电力调度机构负责。

跨省中长期市场化交易、省内中长期电能量交易仅开展交易校核，跨省优先计划交易须进行安全校核。

第四十条〔交易合同〕中长期电能量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。

第四十一条〔其他交易〕电网企业代理购电按照国家规定参与中长期电能量市场化交易。

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保障执行下限，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。

第五章 现货电能量交易

第一节 市场构成

第四十三条〔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，研究建立适应新能源自愿参与日前市场的交易机制。

（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。

第四十四条〔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

第四十五条〔现货价格机制〕区域现货市场采用节点边际电价。

第四十六条〔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。经营主体不能参与节点定价的情况有：

- （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。

经营主体不能参与节点定价的情况，由市场运营机构按特定信息向相关经营主体进行披露。

第四十七条〔阻塞盈余〕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。采用节点电价结算所产生的阻塞盈余，可按规则分配给经营主体。

第四十八条〔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加权平均值，包括日前分时价格和实时分时价格。

第四十九条〔各省（区）价格机制〕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/实时现货价格可取各省（区）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。

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（含送出省内输电价、降价分享空间（如有））。

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（含跨省输电价格、网损价格、“专项工程点对网”类别的送出省内输电价格和降价分享空间（如有）），其中“点对网”和“网对网”送出侧日前/实时价格分开计算。输电价格执行标准和适用政策按国家有关规定执行。

第三节 市场运营

第五十一条〔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。

第五十二条〔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。

第五十三条〔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经营主体开展统一申报。经营主体未在规定时间内提交现货市场申报信息的，默认采用缺省值。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。

第五十四条〔出清约束条件编制〕在经营主体申报前南方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，其中电煤、天然气等一次能源约束按照各省（区）有关主管部门政策措施要求编制。

第五十五条〔关键参数管理〕现货市场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。关键参数管理办法详见附件。

第五十六条〔日前出清〕日前现货电能量交易根据统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区送电下限、不参与现货市场发电主体出力安排、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束、系统安全约束、水电厂水库运用约束、水电优化调度约束等市场边界和约束条件，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）、节点边际定价（LMP）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）、节点边际定价（LMP）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。

第五十八条〔调度机构协同〕南方总调负责基于区域现货市场模型、汇总的市场边界和申报信息，开展现货电能量交易联合出清，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边界和申报信息，并执行出清结果。

第五十九条〔现货信息披露〕南方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）电力交易机构在区域现货电能量市场出清前、后披露有关信息。

第四节 安全校核与执行

第六十条〔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。

第六十一条〔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，并及时向经营主体发布相关信息。

第六十二条〔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，并及时向经营主体发布相关信息。

第五节 出清结果发布

第六十三条〔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，并按照相关要求信息进行信息披露。

第六节 市场限价

第六十四条〔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。

第六十五条〔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。

第六十六条〔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。

第六十七条〔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。

第六十八条〔市场力检测及缓解〕为避免具有市场力的发电机组操纵现货市场价格，探索对现货市场进行市场力检测与缓解措施。通过市场力检测的发电机组电能量报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组替换为市场力检测参考价格后参与市场出清。

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量计量点，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。对于采用共用计量关口的跨省交易，广州电力交易中心应制定相应计量数据分割规则，明确分割方法、工作流程等，并向市场成员公布。

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计量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，相应经营主体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两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：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。

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，具备条件的可探索按小时以下时段开展结算。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，日前市场和实时市场产生的不平衡资金应分开计算，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 [发电侧主体结算方式] 发电侧主体电能量电费计算应符合以下要求:

(一) 按照本规则**第八十九条**方式一, 发电侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和, 结算公式如下:

发电侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = Σ (日前市场出清电量 $\times$ 日前市场节点边际电价)

实时偏差电量电费 = Σ [(实际上网电量 - 日前市场出清电量) $\times$ 实时市场节点边际电价]

中长期差价合约电费 = Σ [合约电量 $\times$ (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

自愿参与日前市场时, 发电侧主体电能量电费也可以采用以下结算公式:

发电侧电能量电费 = 实时全电量电费 + 日前市场差价电费 + 中长期差价合约电费

实时全电量电费 = Σ (实际上网电量 $\times$ 实时市场节点边际电价)

日前市场差价电费 = Σ [日前市场出清电量 $\times$ (日前市场节点边际电价 - 实时市场节点边际电价)]

中长期差价合约电费 = Σ [合约电量 $\times$ (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

(二) 按照本规则**第八十九条**方式二, 发电侧主体电能量电费为中长期合约电费、日前电能量电费与实时电能量电费之和。结算公式如下:

发电侧电能量电费 = 中长期合约电费 + 日前电能量电费 + 实时电能量电费

中长期合约电费 = Σ [合约电量 $\times$ (合约价格 + 日前市场节点边际电价 - 中长期结算参考点现货电价)]

日前电能量电费 = Σ [(日前市场出清电量 - Σ 合约电量) $\times$ 日前市场节点边际电价]

实时电能量电费 = Σ [(实际上网电量 - 日前市场出清电量) $\times$ 实时市场节点边际电价]

(三) 中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

第九十八条 [用户侧主体结算方式] 用户侧主体电能量电费计算应符合以下要求:

（一）按照本规则**第八十九条**方式一，用户侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = Σ [日前市场出清电量 $\times$ 日前市场节点边际电价或统一结算点电价]

实时偏差电量电费 = Σ [(实际用电量 - 日前市场出清电量) $\times$ 实时市场节点边际电价或统一结算点电价]

中长期差价合约电费 = Σ [合约电量 $\times$ (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

（二）按照本规则**第八十九条**方式二，用户侧主体电能量电费包括中长期合约电费、日前电能量电费与实时电能量电费，结算公式如下：

用户侧电能量电费 = 中长期合约电费 + 日前电能量电费 + 实时电能量电费

中长期合约电费 = Σ [合约电量 $\times$ (合约价格 + 日前市场节点边际电价或统一结算点电价 - 中长期结算参考点现货电价)]

日前电能量电费 = Σ [(日前市场出清电量 - Σ 合约电量) $\times$ 日前市场节点边际电价或统一结算点电价]

实时电能量电费 = Σ [(实际用电量 - 日前市场出清电量) $\times$ 实时市场节点边际电价或统一结算点电价]

（三）中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

第九十九条〔跨省结算〕现阶段，纳入区域现货优化出清、结算的跨省（区）送受电，按对应的送电类别分别计算送受两侧结算费用。

第一百条〔阻塞盈余分配〕日前市场、实时市场阻塞盈余为由于阻塞造成的应付费与应收费用之差。市场设计中应考虑省内的阻塞盈余分配方式，并明确跨省阻塞盈余的计算和分配方式。阻塞盈余可按规则分配给经营主体，初期可采用分配方式处理阻塞盈余，待条件成熟时，可通过市场化方式拍卖输电权，由输电权拥有者获取相应的阻塞收入。

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、系统运行费用（包含辅助服务费用、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按照国家关于电费结算有关政策和规则规定，建立健全计量结算业务工作制度，明确结算周期、结算依据和结算账单出具日期、收付款日期等以及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、南方总调负责建立区域电力市场监控及市场风险防控体系，各省电力交易机构、调度机构做好配合。

各省电力交易机构、调度机构负责建立所在省（区）电力市场监控及市场风险防控体系，广州电力交易中心、南方总调予以指导。

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）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 市场暂停、中止和恢复

第一百二十八条〔市场暂停〕当发生台风、地震等重大自然灾害，电力严重供不应求，突发事件影响电网安全、市场运营规则不适应市场交易、市场运营所必须的软硬件条件存在重大隐患故

障、市场交易严重恶意串通操纵等情况时，可暂停全部或部分市场交易，临时实施发用电计划管理，确保电网安全稳定运行和电力可靠供应。

第一百二十九条〔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。

第一百三十条〔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。

第一百三十一条〔工作机制〕区域市场现货市场中止和恢复工作机制另行规定。

第十章 信息披露

第一百三十二条〔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。

电力市场成员严格按照市场信息披露规则要求披露信息，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。

第一百三十四条〔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（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、南方总调作为信息披露方的，由广州电力交易中心通过其设立的信息披露平台进行披露，并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）电力交易机构设立的信息披露平台进行披露。

第一百三十五条〔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。

第十一章 争议处理

第一百三十八条〔争议处理方式〕参与电力市场批发交易的经营主体之间、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。

第一百三十九条〔电力批发交易争议〕参与电力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〔争议处理时间〕参与电力市场批发交易的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。

第一百四十一条〔争议协商协调〕参与电力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〔保密义务〕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

第一百四十三条〔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。

第一百四十四条〔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。

第一百四十五条〔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方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。

第一百四十六条〔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。

第一百四十七条〔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。

第一百四十八条〔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。

第一百四十九条〔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。

第十三章 市场规则管理

第一百五十条〔基本要求〕区域市场运行规则根据国家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。

市场规则拟订或修订过程中，应组织经营主体代表参与，广泛征求市场成员意见，必要时征询专家意见，充分发挥电力市场管理委员会作用。

第一百五十一条〔市场运行规则管理〕本规则由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办根据国家颁发的电力市场基本规则及专项规则，结合南方区域电力市场发展进程组织制定，过程中向电力市场成员和社会公众公开征求意见，征求并充分听取各省（区）有关主管部门以及区域、省（区）电力市场管理委员会意见，报国家发展改革委、国家能源局备案。

第一百五十二条〔配套实施细则管理程序〕区域市场运营机构根据本规则拟订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，经公开征求电力市场成员意见并经区域电力市场管理委员会审议通过后报南方能源监管局。南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办对照国家基础性规则和本规则对其合规性、完整性、一致性、协同性等方面进行审核，征求各省（区）有关主管部门意见后，提出书面审定意见。

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，根据本规则拟订并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〕市场运营机构可在遵循本规则和相关配套实施细则规定的原则下，制定市场运营流程性操作规范和指引，经所对应的电力市场管理委员会审议通过后执行。

第一百五十四条〔区域层面规则修订〕有以下情形之一的，应当对本规则及区域层面的配套实施细则进行修订：

- （一）法律或者国家有关政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场交易机制发生重大调整的；
- （四）电力市场成员提出区域市场规则修订建议，区域电力市场管理委员会审议通过，由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办研究并听取各省（区）有关主管部门意见认为必要的；
- （五）南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办经商各省（区）有关主管部门研究认为必要的其他情形。

第一百五十五条〔省（区）内市场规则修订〕有以下情形之一的，应当对省（区）内配套实施细则进行修订：

- （一）法律或者国家有关政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场交易机制发生重大调整的；
- （四）电力市场成员提出省（区）内配套实施细则修订建议，省（区）电力市场管理委员会审议通过，能源监管机构和省（区）有关主管部门认为必要的；

（五）能源监管机构和省（区）有关主管部门认为必要的其他情形。

第一百五十六条〔修订程序〕对本规则及其配套实施细则进行常规性修订的，履行与规则制定相同的程序。

区域市场运营机构发现区域现货相关规则条款存在重大漏洞需要紧急调整的，报南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办研究同意后进行临时性调整。区域市场运营机构及时将相关调整情况报告能源监管机构、各省（区）有关主管部门，按常规性修订程序进行确认。

第十四章 附 则

第一百五十七条〔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。

第一百五十八条〔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》、《电力市场监管办法》有关规定处理。

第一百五十九条〔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。

第一百六十条〔规则实施〕本规则自印发之日起执行。

附件

南方区域电力市场关键参数管理办法

第一条【目的依据】为适应南方区域电力现货市场连续试运行需要，明确电力市场关键参数管理层级以及设置、调整工作流程，制定本办法。

第二条【有关定义】本办法所称关键参数，是指直接影响区域现货市场出清量价结果以及直接影响经营主体申报行为和省间利益的参数。

第三条【分级管理】关键参数按照分级管理，并按照相应的程序设置、调整，由相应的电力交易机构发布。

为便于市场经营主体统一获取有关参数信息，由广州电力交易中心负责汇总并通过交易平台发布各项关键参数。

第四条【纳入区域管理】纳入区域市场管理的关键参数，主要包括：（1）区域现货出清模型中惩罚因子及求解器指标参数；（2）对经营主体现货市场申报要求的参数；（3）影响省间结算利益的参数；（4）对经营主体现货申报行为有较大影响、需提级管理的省内参数。

第五条【纳入省内管理】纳入省（区）市场管理的关键参数，主要包括：（1）与所在省（区）电力保供相关参数；（2）所在省（区）经营主体参与现货市场申报、出清环节限价类参数；（3）所在省（区）经营主体市场考核补偿类参数；（4）其他关键参数。

第六条【纳入调度管理】纳入调度管理的关键参数，是指报量报价或报量不报价纳入现货优化出清的并网主体，其签订的并网调度协议中约定且与市场出清相关的机组性能技术指标参数。

上述关键参数由南方总调负责组织各省（区）调度机构进行管理。

第七条【区域管理关键参数范围】现阶段，以下关键参数纳入区域市场管理：

（一）区域现货出清模型中惩罚因子及求解器指标参数：价格惩罚因子，现货出清模型求解器的求解精度、节点灵敏度阈值等；

（二）对经营主体现货市场申报要求的参数：纳入现货优化出清的经营主体申报曲线要求（分段数、单段最小区间、每段报价起始终止出力最小单位、价格最小变动单位等）；

（三）影响省间结算利益的参数：区域内跨省送电类别关口出清价格限值，区域内跨省送电类别打折结算参数。

（四）对经营主体现货申报行为有较大影响、需提级管理的省内参数：省内现货价格打折结算参数。

第八条【省内管理关键参数范围】现阶段，以下关键参数纳入省（区）市场管理：

（一）电力保供类：燃煤、燃气机组燃料约束以及机组最小连续运行时间和停机时间；

（二）申报限价类：各类发电机组成本核算计算公式涉及的参数；按区域现货市场规则规定设置的省内经营主体参与现货市场申报限价、出清限价（含二级限价）等参数；

（三）考核补偿类：按区域现货市场规则规定的科目和基本原则设置的市场考核和补偿相关参数；

（四）其他类：新能源消纳系数等仅影响本省（区）或对其他省（区）未产生重大影响的参数。

第九条【区域关键参数设置程序】对本办法**第七条**规定的关键参数（不含需提级管理的相关参数），区域市场运营机构提出参数设置原则、计算方式方法、参数设置建议值及有关说明文件，经区域电力市场管理委员会审议通过，南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办同意后执行。区域市场运营机构制定区域市场关键参数设置方案，以及能源监管机构审定区域市场关键参数审议结果时，应征求各省（区）有关主管部门意见。

对需提级管理的相关参数，省市场运营机构应商区域市场运营机构取得一致后提出建议值，按本办法**第十条**规定执行。

第十条【省内关键参数设置程序】对本办法**第八条**规定的关键参数（含需提级管理的相关参数），省市场运营机构提出参数设置原则、计算方式方法、参数设置建议值及有关说明文件，经省（区）电力市场管理委员会审议通过并经相应能源监管机构、省（区）有关主管部门同意后执行。

国家关于价格上下限设置权限有规定的，从其规定。

第十一条【区域关键参数调整程序】有以下情形之一的，对本办法**第七条**规定的关键参数（含需提级管理的相关参数）进行调整。

- （一）法律或者国家有关政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场成员提出关键参数调整建议，区域电力市场管理委员会审议通过，南方能源监管局商云南、贵州能源监管办征求各省（区）有关主管部门意见后认为必要的。

为保障电力调度运行，南方总调可对区域现货出清模型求解器有关参数进行紧急调整，调整情况向经营主体进行披露，并向

能源监管机构、省（区）有关主管部门报告。

第十二条【省内关键参数调整程序】有以下情形之一的，对本办法**第八条**规定的关键参数进行调整。

- （一）法律或者国家有关政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场成员提出关键参数调整建议，所在省（区）电力市场管理委员会审议通过，相关能源监管机构和省（区）有关主管部门认为必要的。

第十三条【其他】结合区域现货市场长周期连续结算试运行情况，区域市场运营机构可商省市场运营机构对本办法**第七条**中的关键参数范围提出调整建议。调减参数范围的，经南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办同意后执行；调增参数范围的，应提请区域电力市场管理委员会进行审议通过后，由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办充分听取各省（区）有关主管部门意见后提出审定意见。