

附件 1

广东电力市场运营规则

(征求意见稿)

目录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场概述.....	2
第三章 市场成员及其权责.....	4
第四章 中长期电能量交易.....	6
第五章 现货电能量交易.....	8
第六章 电力辅助服务交易.....	11
第七章 电力零售交易.....	12
第八章 计量与结算.....	13
第九章 风险管理.....	17
第十章 信息披露.....	18
第十一章 市场干预.....	19
第十二章 争议处理.....	20
第十三章 市场规则管理.....	21
第十四章 电力市场技术支持系统.....	22
第十五章 附 则.....	23
附录：名词解释.....	24

第一章 总 则

第一条 [目的和依据] 为规范电力市场运行管理，依法维护电力市场主体合法权益，建设统一开放、竞争有序的电力市场体系，依据有关法律法规规定和《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14号）、《广东电力现货市场建设实施方案》等文件要求，结合广东省实际，制定本规则。

第二条 [适用范围] 本规则适用于广东电力市场（以下简称“电力市场”）运营管理。

以本规则为基础，制定相关实施细则。本规则及相关实施细则共同构成电力市场规则体系。

第三条 [市场运营原则] 电力市场运营遵循的主要原则：

- （一）坚持电力系统安全、优质、经济运行；
- （二）坚持促进电力供应保障；
- （三）坚持促进新能源的发展；
- （四）坚持依法依规和公开、公平、公正；
- （五）坚持市场高效和风险可控。

第四条 [市场秩序要求] 电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 [市场监管] 国家能源局南方监管局、广东省能源局（以下分别简称“南方能源监管局”和“省能源局”）根据职能依法履行电力市场监管职责，对市场主体交易行为、电网企业公平开放、信息披露等情况实施监管，对市场运营机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市场概述

第六条 [交易类型] 电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业、售电公司、电力批发用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、售电公司、电力批发用户等市场主体通过市场化方式开展的中长期电能量市场交易和现货（日前、实时）电能量市场交易以及辅助服务交易。

电力零售交易是指售电公司与零售用户之间开展的电力交易活动的总称。

售电公司代理电力用户参与电力批发交易。

第七条 [电力批发交易] 电力批发交易主要开展电能量交易（包括中长期、现货）和辅助服务交易。根据电力市场运营和发展需要，可配套建立容量补偿（容量市场）、输电权交易等市场化机制。探索建立风电、光伏等可再生能源参与电力市场的配套机制。

第八条 [电力零售交易] 电力零售交易由售电公司与电力用户自主签订零售合同并在电力交易机构登记备案后，建立

零售关系。

电力零售交易应当建立与批发交易价格传导机制。

第九条 [电能量交易功能定位] 构建以中长期交易为主、现货交易为补充的电能量交易机制。

在保证安全、高效、环保的基础上，按成本最小原则建立现货电能量交易机制，发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。

第十条 [中长期与现货交易的衔接] 现货环境下，基于差价合约开展中长期电能量交易，基于全电量集中优化开展现货电能量交易。中长期差价合约曲线外偏差电量采用现货电能量交易出清价格进行结算。

非现货环境下，中长期电能量交易规则根据国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)另行制定。

第十一条 [与区域市场的衔接] 现阶段，外来电作为现货电能量交易边界条件。鼓励省外电源直接参与电力市场交易。按照国家部署要求，逐步推进西电东送优先发电计划放开，“保量保价”电量逐步转为“保量竞价”电量；与南方区域现货市场相衔接，推动完善跨省区中长期市场机制，有序稳妥推动西电与省内用户（售电公司）进行直接市场交易。

第十二条 [发电机组分类] 按照发电企业发电计划放开情况划分，发电机组分为 A 类机组和 B 类机组。

A 类机组是指暂未获得电能量市场交易资格的发电机组，只拥有基数电量。

B类机组指获得电能量市场交易资格的发电机组，可同时拥有基数电量和市场电量。由政府下达补偿电量的提前关停机组可参与中长期电能量基数合约转让交易，并按照市场规则进行结算。

根据B类机组基数电量放开和电力现货市场发展情况，逐步将省级及以上调度或装机容量在一定规模以上的A类机组发电偏差纳入现货市场结算。

第十三条 [电力用户分类]参与电力市场化交易的电力用户称为市场用户，分为电力大用户和一般用户。

电力大用户可以直接参与批发市场交易，也可以只参与零售市场交易。一般用户只参与零售市场交易。参与零售市场的电力大用户、一般用户，在同一时期内均只可与一家售电公司进行交易。本规则中，直接参与批发市场交易的电力大用户称为批发用户；参与零售市场交易的电力大用户和一般用户称为零售用户。

第十四条 [电力用户交易要求]参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。

参加市场化交易的电力大用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第三章 市场成员及其权责

第十五条 [市场成员]市场成员包括市场运营机构、市

市场主体和电网企业。

市场运营机构由电力交易机构和电力调度机构构成。

市场主体包括在电力交易机构注册并参与电力市场交易的各类发电企业、电力用户、售电公司、储能企业、负荷集成商、虚拟电厂等。

电网企业主要包括广东电网有限责任公司、深圳供电局有限公司以及增量配电网企业。

第十六条 [准入注册管理] 建立电力市场注册管理制度。参与电力市场交易的市场主体应符合国家和广东省有关市场准入的规定，并在电力交易机构完成市场注册。申请注册的市场主体应当是具有法人资格、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；内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力市场交易。

第十七条 [市场退出] 已经选择电力市场交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场；符合国家和广东省规定情形的，可办理退市手续，退市后执行有关发用电政策。无正当理由退市的电力用户，执行国家和广东省有关保底价格政策。售电公司退出按照国家和广东省有关售电公司准入与退出管理规定执行。

退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第十八条 [市场运营机构权利和义务] 电力交易机构主要负责电力交易平台的建设、运行和管理，组织中长期电能

量交易，提供结算依据和服务；负责市场主体注册和管理，汇总电力交易合同，披露和发布市场信息等。

电力调度机构会同电力交易机构组织现货电能量交易和辅助服务交易。电力调度机构负责按照调管范围依法行使生产指挥权，对电网运行进行组织、指挥、指导和协调，负责电力电量平衡、发电生产组织、电力系统安全运行、电网运行操作和事故处理，合理安排系统运行方式，依法依规落实电力市场交易结果，及时向市场通报影响电力系统安全的信息，保障电网安全、稳定和优质、经济运行。

第十九条 [市场主体权利和义务] 市场主体按照规则参与电力市场交易，签订和履行交易合同，按规定完成交易结算，公平获得输配电服务和电网接入服务以及电力市场交易和输配电服务等相关信息。

并网运行的市场主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网调度协议配备必要的安全措施，维护电力系统的安全稳定运行。

第二十条 [电网企业权利和义务] 电网企业负责保障电网及输配电设施的安全稳定运行，提供公平的输配电服务和电网接入服务，收取输配电费用，代收代付电费和政府性基金及附加等。

第四章 中长期电能量交易

第二十一条 [中长期电能量合约] 中长期电能量交易形成多年、年、季、月、周、多日等周期的电能量合约。中长期

电能量合约包括市场合约和基数合约。

第二十二条 [参与主体]现阶段，中长期电能量市场交易主体包括发电企业、售电公司和批发用户。其中售电公司须与电力用户建立电力零售关系，并在电力交易机构登记后方可参与交易。

第二十三条 [市场合约交易方式]市场合约由市场主体通过双边协商交易和集中交易两种方式，形成电量、价格和电力曲线，并约定交割点。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，电力交易平台汇总市场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。

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

挂牌交易指市场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。

第二十四条 [市场合约价格机制]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。

第二十五条 [基数合约]基数合约指厂网间就优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量签订的购售电合同，

执行政府定价，纳入中长期电能量交易合约管理范畴。年度基数合约由政府部门下达至发电企业，执行政府定价。省内发电机组（包括 A 类机组与 B 类机组）年度基数合约电量根据西电东送年度计划电量以及非市场用户预计年用电量确定。

基数合约可以参照市场合约进行转让交易。

第二十六条 [中长期交易组织] 中长期电能量交易可以由市场主体间开展场外协商交易，自行签订交易合同并按规定提交电力交易机构登记备案；也可以由电力交易机构组织市场主体开展场内集中交易。

第二十七条 [中长期交易原则] 参与中长期电能量交易的市场主体应当以满足实际电能生产和消费需要为目的，不得超出发电能力售电，原则上根据用电需求购电。

中长期电能量合约经电力交易机构会同电力调度机构校核通过后生效。

第二十八条 [中长期交易约束] 中长期电能量市场交易约束包括价格约束、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，市场主体应在满足上述约束的前提下开展交易。

第五章 现货电能量交易

第二十九条 [现货电能量交易] 现货电能量交易指在系统实时运行日前一天至实时运行之间，通过交易平台集中开展的电能量交易活动。

现货电能量交易包括日前电能量交易和实时电能量交易，

视市场运行和电网安全需要，研究开展日内电能量交易。

第三十条 [现货交易组织]现货电能量交易采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。

现阶段，现货电能量交易采用“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市场结算依据，不作为日前市场出清的边界条件；具备条件时，引入用户侧报量报价开展交易，售电公司、批发用户申报的用电需求量价曲线作为日前市场出清计算的依据。

发电企业、售电公司和批发用户等市场主体的申报信息、数据应当满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。市场主体提交申报信息后，经电力调度机构和电力交易机构审核后确认生效。

现阶段，现货电能量与辅助服务分开独立出清；具备条件时，实现现货电能量交易与备用、调频等辅助服务交易联合优化出清。

日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。综合考虑负荷预测、外来电、A类机组出力曲线、发输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等边界，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节节点电价。

实时市场根据发电侧在日前市场中的申报信息，基于最新

的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到各发电机组实时发电计划和实时节点电价。

第三十一条 [现货交易价格机制] 现货电能量交易采用节点电价机制。现阶段，发电侧按照所在节点价格进行结算，用户侧按照统一结算点价格进行结算。

第三十二条 [安全约束管理] 现货电能量交易出清应当考虑电网安全约束，并由电力调度机构负责安全校核。电力调度机构应当按规定公布电网输送能力及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，并通过市场机制进行必要的阻塞管理。

第三十三条 [现货交易与调度运行衔接] 现阶段，日前电能量交易得到的发电侧结果（包含机组开机组合和机组出力曲线）作为日前发电调度计划编制的依据；实时电能量交易得到的发电侧结果作为实时发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

在实时市场出清结束至实际运行期间，电力调度机构可根据电网实际运行情况，按照安全第一的原则，对机组的实时出力进行调整，以满足系统电力平衡和电网安全。

第三十四条 [系统运行补偿费用]发电机组因非自身原因导致在现货电能量交易中不能定价且收益低于成本的,根据成本费用与收益之差计算发电机组运行补偿金额,纳入市场结算环节进行补偿。

第三十五条 [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。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采用市场力缓解措施处理后,可参与市场出清。

第三十六条 [发电侧费用返还]当发电机组发生日内非计划停运、实时发电计划偏差、限高、限低、申报供热曲线偏差等情况,对电力市场和电网运行造成影响,发电机组需要返还相关费用。

第三十七条 [用户侧费用返还]当售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与实际用电曲线之间的偏差超出允许偏差范围时,需将对应的现货电能量市场结算收益回收。

第六章 电力辅助服务交易

第三十八条 [电力辅助服务定义]电力辅助服务指为维护电力系统的安全稳定运行,保证电能质量,除正常电能生产、输送、使用外,由发电企业、电网企业和储能企业、电力用户

以及负荷集成商、虚拟电厂等第三方提供的服务。

电力辅助服务包括有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务等类别，分为义务辅助服务和有偿辅助服务。视电网安全运行需要，组织开展调频、备用、需求响应、惯量、爬坡等有偿辅助服务交易。

第三十九条 [发展定位] 按照“补偿成本、合理收益”原则对有偿辅助服务进行补偿，并根据以新能源为主体的新型电力系统建设需要，逐步完善辅助服务市场化交易机制。

第四十条 [交易组织] 现阶段，辅助服务交易与电能量交易分开独立运行。具备条件时，实现现货电能量交易与备用、调频等辅助服务交易联合优化出清。

调频、备用辅助服务交易由电力调度机构通过交易平台集中开展，根据国家有关标准和规程规范确定系统运行需要的辅助服务交易总需求量，结合市场主体报价情况，以安全约束条件下成本最小化为原则确定辅助服务提供者、中标量和价格等。

第四十一条 [补偿费用] 对市场主体提供的合格辅助服务进行经济补偿。按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，逐步建立辅助服务补偿费用用户分担共享机制。

第七章 电力零售交易

第四十二条 [基本要求] 售电公司、电力用户和电网企业签订零售交易相关合同，明确各方权利义务。在售电公司与省级电网企业签订结算协议以及电力用户与电网企业签订供用电合同的基础上，售电公司与电力用户签订零售合同。

电力交易机构应当加强零售合同登记备案和零售关系管理。

第四十三条 [零售合同管理] 售电公司与电力用户原则上通过电力交易平台，参照电力交易机构编制的范本，签订、变更、解除零售合同，同步完成登记备案并建立零售关系。电力交易机构根据零售购售双方申报的结算模式及数据组织开展零售结算。

第四十四条 [售电规模约束] 售电公司售电规模不得超过其资产总额或信用额度对应规模上限。

为促进零售市场充分竞争，对同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司设定零售市场份额限值。

第八章 计量与结算

第四十五条 [计量装置] 电网企业应当根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第四十六条 [计量数据抄录] 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）、电力用户等电能计量装置记录电量，当出现计量数据缺失时按照统一的计量数据拟合机制计算拟合电量，并按照电量推送时间等要求，由广东电网有限责任公司汇总，推送至电力交易机构作为结算依据。

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。

第四十七条 [结算分类] 电力市场结算包括电能量市场结算、辅助服务市场结算、零售市场结算等。

第四十八条 [结算依据] 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关结算准备数据，电力交易机构负责向市场主体出具电能量市场结算依据，电力交易机构会同电力调度机构负责向市场主体出具辅助服务市场结算依据。

第四十九条 [结算周期] 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，按日计算结算结果；电力零售市场以月度为周期结算。电力交易机构按月出具电力市场结算依据。

第五十条 [结算流程] 市场结算按如下流程开展：

（一）中长期交易结果分解上报。

（二）日前市场出清与实时市场出清运行。

（三）获取运行日的日前市场交易结果，以及当日每 15 分钟实时市场交易结果。

（四）获取运行日市场主体 24 小时分时电量。

（五）电力交易机构计算市场主体运行日的临时结算结果，经审核后发布，由市场主体进行查询确认。市场主体进行核对确认，如有异议在规定时限内反馈。

（六）电力交易机构每月计算上月月度临时结算结果，由市场主体查询确认。市场主体进行核对确认，如有异议在规定时限内反馈。

(七) 电力交易机构每月出具上月月度结算正式依据，发布至供电企业和市场主体。

(八) 供电企业每月结合上一期市场主体缴费情况，形成结算通知单，完成电费发行并将电费信息通知市场主体。

(九) 收到电费通知单后，供电企业和市场主体按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支。

第五十一条 [批发市场结算] B类机组总电费由基数合约电费与市场化电费总收入构成，其中市场化电费总收入包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、中长期交易盈亏电费、补偿电费、返还电费等。

售电公司和批发用户电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期交易盈亏电费、分摊电费、返还电费等。

第五十二条 [零售市场结算] 零售市场按如下原则开展结算：

(一) 交易中心以月度为周期开展电能量零售结算，根据实际用电量及交易系统固化的零售结算模式计算零售用户电能量电费。

(二) 售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场应支付的电能量电费，作为售电公司月度电能量交易毛利。

(三) 零售用户因其对应的售电公司被强制退出市场等情形启动保底售电的，由保底售电公司为其提供保底售电服务，

按默认保底交易合同参与零售结算。

（四）零售用户终端到户价格包括零售合同电能量价格、输配电价、基金附加和功率因数调整电费等，并按绝对价格模式出具结算单。

第五十三条 [电费结算要求] 市场主体应当按照规定及时足额与电网企业进行电费结算。其中，售电公司、负荷集成商的电费结算由广东电网有限责任公司统一负责。

第五十四条 [省级电网与增量电网输配费用] 省级电网企业与增量配电网企业之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第五十五条 [电力用户其他费用] 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取。

第五十六条 [网间平衡结算] 省级电网企业间由于市场化交易结算导致市场化电能量收入与支出不一致时，按照保持市场化交易核定输配电价不变的原则进行网间平衡转移结算。

第五十七条 [退补管理] 对于电力交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关市场主体的结算电费；对结算依据发布后发现的当月差错退补事项，按市场主体该结算周期加权价格进行偏差结算，原则上不联动影响其他市场主体；影响较大的差错退补事项可由电力交易机构评估后组织联动退补。因差错退补引起的电费差额在实施退补月份按月度用电量比例由用户侧分摊。

差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月。

第九章 风险管理

第五十八条 [风险管理要求] 市场运营机构应当按照“谁运营、谁防范”原则，建立电力市场风险防控机制，指定或设置专门部门负责电力市场风险防控工作，制定并严格执行风险管理制度。

第五十九条 [风险管理措施 1] 电力市场交易组织环节，市场运营机构可探索最高最低限价、涨跌幅限制、异常交易监控等机制。

第六十条 [风险管理措施 2] 电力市场结算环节，电力交易机构建立履约风险管控制度，保证市场主体的信用额度不足以覆盖履约风险。对市场主体信用额度进行动态监测预警，通知市场主体及时满足信用额度要求；对不满足信用额度要求的市场主体，可采取暂停交易资格、解除合同登记等处理措施。

第六十一条 [风险管理措施 3] 电力交易机构对于市场主体的异常或可能造成市场风险的交易行为，可以采取电话提醒、要求报告情况、要求提交书面承诺，以及公开风险提示或风险警示、提出暂停电费结算建议、限制相关账户使用等处理措施。

第六十二条 [其他风险管理措施] 为防范市场运营风险，市场运营机构可在国家法律法规和有关政策规定范围内研究提出相关风险管理制度，经广东电力市场管理委员会审议通过后实施。

第六十三条 [市场监控] 市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。按照“谁运营、

谁监控”的原则，与电力市场技术支持系统同步建成市场监控信息化功能模块，提升市场监控能力。加强对市场运营情况的监控分析，全面掌握市场运行动态，按照有关规定定期向南方能源监管局、省能源局提交市场监控分析报告。事前编制市场应急预案，根据市场监测和预测信息，对市场风险进行识别、预警和处置。

第十章 信息披露

第六十四条 [披露原则] 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整、易于使用的原则，披露电力市场信息。

第六十五条 [责任主体及责任] 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时披露市场信息。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，不得泄露内幕信息。

第六十六条 [披露信息分类] 按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息。公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息。私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第六十七条 [披露方式] 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力市场技术支持系统进行披露。电力交易机构会同电力调度机构负责管理和维护电力市场技术支持系统

信息披露功能，为其他市场成员通过电力市场技术支持系统披露信息提供便利。

第六十八条 [信息答疑] 市场主体对披露的市场信息有异议及疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构组织信息披露义务人予以解释。

第六十九条 [信息保密] 任何单位和个人不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。

因信息泄露造成市场异常波动和市场主体损失的，由南方能源监管局和省能源局组织调查并追究责任。

第十一章 市场干预

第七十条 [市场干预原则 1] 系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故。由于电力市场技术支持系统发生重大故障导致交易无法正常进行的，市场运营机构可暂停市场交易。

第七十一条 [市场干预原则 2] 当面临严重供不应求情况时，省能源局可以依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

当出现重大自然灾害、突发事件时，省能源局、南方能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

第七十二条 [市场干预原则 3] 当市场运营规则不适应电力市场交易需要，电力市场运营所必须的软硬件条件发生重大故障导致交易长时间无法运行，以及电力市场交易发生恶意

串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，南方能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易。

第七十三条 [有关要求] 市场运营机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向南方能源监管局、广东省能源局提交报告。

第七十四条 [工作机制] 市场运营机构应当根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，建立电力市场中止和恢复工作机制，相关管理办法由市场运营机构报省能源局和南方能源监管局审核同意后发布。

第十二章 争议处理

第七十五条 [争议纠纷] 本规则所指电力市场争议主要是指市场成员之间按照市场规则开展电力批发交易活动中发生的争议纠纷，包括但不限于下列情形：

- (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) 因市场交易费用结算和清算产生的争议；
- (四) 因输配电服务产生的争议；
- (五) 其他与电力市场运营相关的争议。

第七十六条 [争议调解] 电力市场成员之间在电力批发交易活动中发生争议纠纷时，当事人自行协商解决。无法协商解决的，任何一方可向广东电力市场管理委员会申请调解。经调解不成的，可向南方能源监管局、省能源局申请行政调解。当事人也可直接向南方能源监管局、省能源局申请行政调解。

第七十七条 [合同纠纷处理] 参与电力批发交易的市场主体之间，或参与电力批发交易的市场主体与电网企业之间，因履行在电力交易机构登记备案的市场合同发生的争议纠纷，可以通过和解或者向广东电力市场管理委员会申请市场自律调解解决。不愿和解、调解或者和解、调解不成的，可以根据合同约定向仲裁机构申请仲裁或向人民法院起诉。

第十三章 市场规则管理

第七十八条 [基本原则] 电力市场规则实行分类分级管理，并根据市场运营情况进行修改完善，保障电力市场平稳运行。

第七十九条 [基本规则] 本规则由南方能源监管局会同省能源局组织制定，经广东省深化电力体制改革联席会议审议通过，报广东省人民政府同意后印发实施。

第八十条 [配套实施细则] 市场运营机构根据本规则拟订市场注册、电能量市场交易和结算、市场信息披露等配套实施细则，经广东电力市场管理委员会审议，由南方能源监管局会同省能源局提交广东省深化电力体制改革联席会议审议通过后按程序印发实施。

第八十一条 [操作规范和指引] 市场运营机构可根据本规则及其配套实施细则，制定操作规范和指引，经广东电力市场管理委员会审议，由市场运营机构印发实施。

第八十二条 [正常修改程序] 电力市场规则按程序修改，根据修改内容分为重大修改和一般性修改。对市场规则的架构、

主要内容进行修改的，属重大修改，履行与市场规则制定相同的程序后生效。现货市场长周期连续运行环境下，根据电力市场运营情况对市场运营规则的部分条款或参数进行修改的，属一般性修改。所有市场成员均可提出对市场运营规则一般性修改的意见建议，经广东电力市场管理委员会审议通过，履行与发文相同的程序进行调整。

第八十三条 [紧急修改程序] 涉及市场运营规则重大漏洞或市场运营关键参数的调整，市场运营机构可以按照紧急程序向南方能源监管局和省能源局报告，由南方能源监管局和省能源局召集广东电力市场管理委员会、市场运营机构研究决定。

第十四章 电力市场技术支持系统

第八十四条 [建设要求] 电力市场技术支持系统必须符合有关国家标准和行业标准，按照《电力市场运营系统现货交易功能指南（试行）》和《电力市场运营系统现货结算功能指南（试行）》要求以及电力市场规则的具体规定，遵循统一开发、配套建设、统一管理、分别维护的原则组织实施。

第八十五条 [功能要求] 电力市场技术支持系统须对电力市场的市场主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、交易出清、交易计划编制、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算等运作环节提供技术支撑。

第八十六条 [管理要求] 电力交易机构会同电力调度机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，应当保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，适应电力市场发

展完善需要。

第八十七条 [系统开放] 市场主体可根据业务需要建设相应的信息化发售电业务平台，按照相关的信息化管理要求和数据接口规范接入电力市场技术支持系统。

第十五章 附 则

第八十八条 [交易时间标准] 本规则中所规定的所有时间均为北京时间，并且以电力市场技术支持系统时钟为准，技术支持系统时钟应与电网调度自动化系统时钟同步。

第八十九条 [规则解释] 本规则由国家能源局南方监管局会同广东省能源局负责解释。

本规则与国家最新政策、文件规定不符的，从其规定。

第九十条 [施行日期] 本规则自 XX 年 XX 月 XX 日起施行。

附录：

名词解释

1. 电力批发交易：指发电企业、售电公司、电力批发用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、售电公司、电力批发用户等市场主体通过市场化方式开展的中长期电能量市场交易和现货（日前、实时）电能量市场交易以及辅助服务交易。

2. 电力零售交易：指售电公司与零售用户之间开展的电力交易活动的总称。

3. 中长期电能量市场：指年、月、周、日以上等周期的电能量交易市场。

4. 日前电能量市场：指运行日提前一天进行的决定次日资源组合状态和计划的电能量交易市场。

5. 实时电能量市场：指运行日进行的决定最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

6. 节点电价：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本。

7. 绝对价格：指电能量市场交易中，市场主体申报以及成交的价格为电能量的绝对价格。

8. 统一结算点：用于用户结算的虚拟节点。

9. 辅助服务市场：指由发电企业、电网经营企业和电力

用户为系统提供的除正常电能生产、传输、使用之外保证电能质量服务的交易市场，主要包括调频服务、备用服务、无功支持服务和黑启动服务等。

10. 批发用户：指直接参与批发市场交易的电力大用户。

11. 需求侧响应：指当电力批发市场价格升高或系统可靠性受威胁时，电力用户接收到响应通知或电力价格上升信号后，改变其固有的习惯用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷，从而保障电力供应和电网稳定，并抑制电价上升的行为。

12. 输电权交易：指以输电权为标的的市场交易。输电权指使用相应输电容量的权利或者取得与其相关经济利益的权利。

13. 容量市场：指为保障电力系统的中长期发电容量充裕度，在中长期提前开展的以发电容量为交易标的的市场。

14. 基数电量：指现有的年度基数电量，指政府部门下达给发电企业的年度（月度）电量计划，执行政府定价。

15. A类机组：指广东省内暂未获得广东电能量市场化交易资格的发电机组，只拥有基数电量。

16. B类机组：指获得广东电能量市场化交易资格的发电机组，可同时拥有基数电量和市场电量。

17. 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。

18. 安全约束机组组合：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

19. 安全约束经济调度：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组发电计划。