

广东电力市场运行规则（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为规范广东电力市场行为，依法保护市场成员的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，根据《电力市场运行基本规则》《电力现货市场基本规则（试行）》等规定，结合《南方（以广东起步）电力现货市场建设实施方案（试行）》有关安排，制定本规则。

第二条 本规则适用于南方（以广东起步）电力现货市场（以下简称“广东电力市场”）运行管理。

以本规则为基础，制定相关配套实施细则。本规则及相关配套实施细则共同构成广东电力市场运行规则。

第三条 广东电力市场运行遵循的主要原则：

- （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）坚持促进清洁能源发展；
- （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 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、电力市场运行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成员的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 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，对经营主体交易行为、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 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、电力批发用户以及负荷聚合商、虚拟电厂和独立储能等新型经营主体通过市场化方式进行电力交易活动的总称。

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。

第七条 现阶段，广东电力市场主要开展电能量市场交易以及电力辅助服务交易。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。

第八条 售电公司与电力用户可自主选择《广东电力零售市场管理办法》中明确的交易方式，在电力交易平台进行零售合同签订，电力交易平台将自动进行零售关键信息登记，建立零售关系（上述简称为“零售签约登记”）。电力零售交易应当建立与批发交易价格传导机制。

第九条 现阶段，负荷聚合商与电力用户等可调节资源自

主在电力交易平台签订需求响应等电力辅助服务合同，系统将自动进行关键信息登记，建立代理关系。条件成熟时，负荷聚合商可参与电能量市场。

第十条 电能量交易按照交易周期分为中长期交易和现货交易。

在保证安全、高效、环保的基础上，按社会福利最大化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，促进发电机组和可调节资源最大限度提供调节能力。

第十一条 广东电力市场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结算。

第十二条 现阶段，外来电作为现货电能量交易边界条件。支持省外电源与省内用户（售电公司）进行直接交易，具备条件时协同开展省间与省内中长期电能量交易。支持省外电源参与广东现货电能量交易，逐步实现与南方区域电力现货市场的融合发展。

第十三条 广东省内发电机组分为市场机组和非市场机组。直接接入广东电网、按照“点对网”方式送电的发电机组参照执行。

广东电能量市场交易中，市场机组包括获得直接交易资格或未获得直接交易资格但接受市场价格的发电机组，获得直接交易资格的机组可同时拥有市场交易电量和电网代购电量；非市场机组暂未获得直接交易资格且暂未接受市场价格，执行政府核定上网电价。

根据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非市场机组发电偏差采用现货市场价格结算。

第十四条 按照市场价格购电的电力用户称为市场用户，分为市场购电用户和电网代购用户。

市场购电用户是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。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。

电网代购用户是指暂未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的市场用户。

第十五条 市场购电用户对应的全部工商业电量需通过批发或者零售交易购买，不得同时参加批发和零售交易。

市场购电的电力大用户，可在合同期满的下一个个月，按照准入规则选择参加批发或者零售交易。

第三章 市场成员

第十六条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）。

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。

市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第十七条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度。参与电力市场交易的经营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。申请注册的经营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；内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与相应电力市场交易。

第十八条 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。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。

退出市场的经营主体应缴清市场化费用、交易手续费及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量，妥善处理其全部合同义务。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。

第十九条 电网代购用户可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，在电力交易机构办理注册手续并完成零售签约登记后成为市场购电用户；市场购电用户无正当理由情况下改由电网企业代理购电的，执行国家和广东省有关代理购电价格政策。

第二十条 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；负责经营主体注册和管理，汇总电力交易合同，披露和发布市场信息；监测和分析市场运行情况等。

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。

第二十一条 经营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。

并网运行的经营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。

第二十二条 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，按规定开展代理购电，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

第二十三条 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。

第二十四条 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、电网企业（仅开展代理购电时）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。

第二十五条 市场合约由经营主体通过双边协商交易和集中交易两种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。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。

滚动撮合交易是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。

第二十六条 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。

第二十七条 电网代购市场电量合约指电网企业为满足

代理购电用户需求，从市场机组购买并接受市场价格的电量合约。

第二十八条 中长期电能量合约（含电网代购市场电量合约）可在符合条件的经营主体之间按照市场化方式进行转让。

第二十九条 中长期电能量交易可以由经营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经营主体开展场内集中交易。

第三十条 参与中长期电能量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，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市场运营机构校核后生效。

第三十一条 对中长期电能量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。

第五章 现货电能量交易

第三十二条 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。

第三十三条 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。电网企业代理购电参与现货电能量交易按照广东省有关规定执行。

发电企业、售电公司和批发用户等经营主体的申报信息、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。经营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、非市场机组出力曲线、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。

第三十四条 现货电能量交易采用节点电价机制。现阶段，发电侧、独立储能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，虚拟电厂等新型主体现货电能量结算电价按照相关方案及细则要求执行。综合考虑边际机组成本、电力供需情况等因素进行市场限价，包括报价限价、出清限价等。研究建立现货市场稀缺定价机制，通过价格信号反映电力稀缺程度。

第三十五条 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。

第三十六条 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。

第三十七条 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，根据其成本费用与收益之差进行补偿。

第三十八条 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。

第三十九条 参与现货市场的发电企业（机组）出现下列情形时需按照现货市场规则进行收益回收或考核结算，包括：发电机组发生日内临时非计划停运，发电机组实时发电计划执行偏差超出允许范围，发电机组申报供热流量曲线偏差超出允许范围、可再生能源功率预测偏差超出允许范围，不能按照并网调度协议约定的最高出力运行（限高）或最低出力运行（限低），以及现货市场规则规定的其他情形。

第四十条 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并产生额外收益时，售电公司和批发用户需返还相关费用。

第六章 电力辅助服务交易

第四十一条 电力辅助服务是指为维持电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学储能、压缩空气、飞轮储能等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（包括通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）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，分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。视电网安全运行需要，组织开展调频、备用、转动惯量、爬坡等有偿辅助服务交易。

市场化需求响应按照广东省有关实施方案及细则规定执行。

第四十二条 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。

第四十三条 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，结合经营主体报价情况，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。

第四十四条 对经营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，逐步建立用户参与的辅助服务补偿费用分担共享机制。

第七章 电力零售交易

第四十五条 售电公司、零售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。电力用户在同一时期内均只可与一家售电公司签订零售合同。

电力交易机构应当向经营主体提供支撑广东电力零售市场交易的电力交易平台，并承担其有关零售交易活动管理，包括但不限于零售合同签订、零售关键信息登记、零售关系管理等。

第四十六条 售电公司与电力用户通过电力交易平台，参照电力交易机构编制的合同文本，建立、变更、解除零售合同，电力交易平台根据零售双方签订的零售合同内容进行零售关键信息登记，电力交易机构以登记的零售关键信息为依据组织开展零售结算。

第四十七条 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

第四十八条 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，为经营主体安装计量装置；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。

第四十九条 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。结合市场运行实际情况动态完善计量数据拟合机制。

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。

第五十条 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。

第五十一条 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经营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经营主体出具辅助服务市场结算依据。

第五十二条 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。

第五十三条 市场结算按如下流程开展：

(一) 中长期交易结果分解。

(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) 获取运行日经营主体最小结算时段电量，初期按小时，后续可结合市场实际缩小结算时段。

(五) 电力交易机构计算经营主体运行日的临时结算结果，经审核后发布，由经营主体进行查询确认。经营主体进行核对确认，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，由经营主体查询确认。经营主体进行核对确认，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，发布至电网企业和经营主体。

(八) 电网企业每月结合上一期经营主体缴费情况，形成结算通知单，完成电费发行并将电费信息通知经营主体。

(九) 收到电费通知单后，电网企业和经营主体按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支。

第五十四条 市场机组电费收入包含中长期合约电能量电费（含电网代购市场及跨省外送电量电费）、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、分摊及返还电费等。

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、分摊及返还电费等。

第五十五条 零售市场按如下原则开展结算：

（一）电力交易机构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登记的零售关键信息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或未及时签订零售合同且发生实际用电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、尖峰加价电费、输配电价、市场化需求响应费用、市场化分摊电费、政府性基金及附加和功率因数调整电费等。

第五十六条 经营主体与电网企业应当按照国家有关规定及时足额进行电费结算。其中，售电公司、负荷聚合商的电费结算由省级电网企业负责。

第五十七条 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。

第五十八条 电力用户（包括批发用户和零售用户）的输配电费、政府性基金及附加费用、功率因数调整电费等按照用电电压等级、用电类别以及国家和广东省有关标准按实收取。

第五十九条 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，重新计算有关经营主体的结算电费；对结算依据发布后发现的当月差错退补事项，按照有关规定开展退补结算。

第九章 风险管理

第六十条 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。

第六十一条 市场运营机构在南方能源监管局、省能源局指导下，根据国家和广东省有关规定履行市场运营、市场监控和风险防控职责，指定或设置专门部门负责电力市场监控和风险防控工作。其他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。

第六十二条 市场运营机构按照“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测信息化功能模块，提升市场监控能力；加强市场运营情况的监控分析，全面掌握市场运行动态，定期向南方能源监管局、省能源局提交市场监测分析报告。

第六十三条 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，制定并严格执行风险管理制

度，根据市场监测预测信息及时识别、预警和处置各类市场风险。

第六十四条 市场运营机构根据电力市场各业务环节特点，有针对性地采取以下风险管理措施，包括但不限于：

（一）电力市场注册管理环节，电力交易机构可通过组织经营主体报送信息和开展核验等方式，加强注册信息动态管理，确保其持续满足市场注册条件。

（二）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、异常交易处置等机制，防范市场交易价格异常波动。

（三）电力市场交易结算环节，电力交易机构建立履约风险管控制度，动态掌握经营主体中长期合同电量覆盖率和信用额度等信息。对经营主体信用额度不足以覆盖履约风险的，提前预警并通知其及时补足信用额度；对不满足信用额度要求的经营主体，可采取暂停交易资格、解除合同登记等处理措施。

第六十五条 电力交易机构对于经营主体在电力市场交易活动中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、现场会谈，以及公开风险提示或风险警示和其他临时紧急处理措施。

相关交易行为涉嫌违反电力监管规章和规范性文件的，市场运营机构应当按程序移送南方能源监管局调查处理。

第六十六条 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。

第十章 信息披露

第六十七条 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。信息披露主体应当根据法律法规、部门规章和规范性文件以及市场管理制度的要求，配合提供相关数据和信息，并对信息披露的真实性、准确性、完整性、及时性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。信息披露主体对自身披露的信息有解释的义务。

第六十八条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局及其派出机构、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

第六十九条 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。公众信息是指向社会公众披露的信息。公开信息是指向有关市场成员披露的信息。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。

第七十条 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，电力交易机构制定统一的信息披露标准数据格式，信息披露主体按照标准格式通过信息披露平台向电力交易机构提供信息，由电力交易机构通过信息披露平台发布信息。披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用 PDF 等文件格式。在保障信息安全的前提下，电力交易机构应向市场成员提供数据接口服务。

第七十一条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议

或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据《电力市场信息披露基本规则》规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第七十二条 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经营主体损失的，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

第七十三条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第七十四条 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、省价格和能源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。

第七十五条 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。

第七十六条 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、省价格和能源等有关主管部门备案。

第七十七条 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。

第七十八条 电力市场中止和恢复工作机制在相关配套实施细则中予以明确，经能源监管机构、省价格和能源主管部门等同意后发布。

第十二章 争议处理

第七十九条 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交易活动中发生的争议纠纷，包

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。

第八十条 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，或通过仲裁、司法等途径解决争议。

第八十一条 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，原则上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。

第八十二条 市场成员有义务为能源监管机构、省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。

第十三章 市场规则管理

第八十三条 广东电力市场运行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。

第八十四条 本规则由南方能源监管局会同省能源局根据国家颁布的基本规则组织制定。市场运营机构根据国家颁布的基本规则以及本规则拟订中长期电能量市场交易、现货电能量市场交易、市场结算、市场信息披露等配套实施细则，由广东电力市场管理委员会审议通过，经南方能源监管局会同省能源局审定后印发实施。

第八十五条 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通过后，由市场运营机构印发实施。

第八十六条 广东电力市场运行过程中对电力市场运行规则进行调整的，须履行与规则发布相同的程序。

涉及广东电力市场运行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

第八十七条 广东电力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。

第八十八条 广东电力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。

第八十九条 电力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，应由能源监管机构、省有关主管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由能源监管机构、省有关主管部门遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第九十条 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。

第九十一条 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。

第十五章 附 则

第九十二条 本规则与国家最新政策、文件规定不符的，从其规定。

第九十三条 电力市场成员不遵守电力市场运行规则的，按照电力监管有关法规、规章和规范性文件规定处理。

第九十四条 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。

第九十五条 本规则自发布之日起施行。

附录

名词解释

1. 电力批发市场 (Wholesale Electricity Market): 发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场, 主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易等。

2. 电力零售市场 (Retail Electricity Market): 在批发市场的基础上, 由售电公司和电力用户自主开展交易的市场。

3. 电力现货市场 (Electricity Spot Market): 通过电力市场技术支持系统在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

4. 中长期交易 (Medium and Long-term Transaction): 对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易, 包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

5. 差价合约 (Contract for Difference): 指根据事先约定的合约价格以及合约交割对应的现货市场价格之差进行结算的一种财务合同。

6. 安全校核 (Power System Security Analysis): 对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容, 从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

7. 辅助服务市场 (Ancillary Service Market): 为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量, 由发电企业、电网企业、

电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

8. 节点边际电价 (Locational Marginal Price, LMP): 现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

9. 市场限价 (Market Price Cap & Floor): 一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

10. 日前市场 (Day-ahead Market): 运行日提前一天 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电计划的电能量市场。

11. 实时市场 (Real-time Market): 运行日 (D 日) 进行的决定运行日 (D 日) 未来 5-15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

12. 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment): 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。

13. 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic Dispatch): 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。

14. 市场注册 (Market Registration): 指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

15. 市场出清 (Market Clearing): 电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

16. 市场结算 (Market Settlement): 根据交易结果和市场规则相关规定, 在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

17. 阻塞管理 (Congestion Management): 当市场出清过程中进行安全校核时, 若输电线路潮流超出了安全约束, 市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力, 改变输电线路潮流使其符合安全约束, 并且分配调整后产生的盈余或者成本。

18. 电力市场技术支持系统 (Electricity Market Operation System): 是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合, 包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。