

国家能源局云南监管办公室

云监能函〔2021〕98号

关于征求《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》意见的函

云南省发展改革委、能源局，昆明电力交易中心有限责任公司，各有关市场成员：

按照国家能源局有关文件要求，现将《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》转请你们研提意见，请于2021年10月11日前将书面意见及电子版反馈我办，逾期未反馈视为无意见。

联系人：王芮凌

电 话：0871-63011555 15891943077

邮 箱：wangrl@nea.gov.cn

此函。

附件：1.《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》
2.征求意见反馈表

国家能源局云南监管办公室

2021年9月29日

（主动公开）

南方区域跨区跨省电力中长期交易规则

广州电力交易中心

2021 年 8 月

目 录

第一章 总则.....	1
第二章 市场成员.....	2
第三章 市场准入、注册与退出.....	7
第四章 交易品种.....	10
第五章 价格机制.....	11
第六章 交易组织.....	13
第七章 安全校核.....	18
第八章 交易执行.....	20
第九章 计量与技术支持系统.....	22
第十章 偏差电量处理.....	23
第十一章 结算.....	25
第十二章 信息披露.....	27
第十三章 市场监控和风险防控.....	29
第十四章 附则.....	30
附件 1：主要交易品种.....	32

第一章 总则

第一条 为落实西电东送战略，促进清洁能源消纳，规范南方区域跨区跨省电力中长期交易，推进建设统一开放、竞争有序的南方区域电力市场，实现在更大范围优化配置资源，根据《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》（中发〔2015〕9号）及其配套文件和有关法律、法规、规定，依据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号），制定本规则。

第二条 本规则按照“安全可靠、市场主导、落实战略、节能减排”的原则制定。

（一）坚持安全可靠原则，确保电力供应安全、电力系统运行安全。

（二）坚持市场主导原则，建立和完善市场交易机制，强化市场契约精神，充分发挥市场决定价格的作用。

（三）坚持落实国家能源战略原则，积极发挥跨区跨省交易平台作用，落实西电东送战略，促进电力资源大范围优化配置。

（四）坚持节能减排原则，全面贯彻落实国家双碳、节能环保政策，促进清洁能源消纳、能源结构优化。

第三条 本规则所称南方区域是指广东、广西、云南、贵州、海南等五省区，所称跨区跨省电力中长期交易是指符合准入条件在交易机构注册的市场主体通过市场化方式，开展的多日及以上的跨省（区）电力批发交易。跨南方区域开展的电力中长期交易应参照本规则。

第四条 市场成员应严格遵守本规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害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。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括发电企业、电网企业、售电公司、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业、抽水蓄能电站等。

第六条 发电企业的权利与义务：

（一）按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同，按规定完成电费结算、支付交易服务费等。

（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）依法依规披露和提供信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息。

（五）具备满足参与电力交易需要的技术支持条件。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户的权利与义务：

（一）按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同，提供电力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等。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金与附加、交易服务费等。

（三）依法依规披露和提供信息，获得电力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、严重供不应求等情况），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的规定，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）具备满足参与电力交易需要的技术支持条件。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电公司的权利与义务：

（一）按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同，按规定完成电费结算、支付交易服务费等。

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公开公司资产、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）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供代理零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务。

（四）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。

（五）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（六）具备满足参与电力交易需要的技术支持条件。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电网企业作为输电、供电主体的权利与义务，其中南方电网超高压公司作为输电主体参与南方区域跨区跨省电力中长期交易：

（一）保障经营范围内电网和输配电设施的安全稳定运行。

（二）为市场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、收费等供电服务。

（三）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。

（四）依法依规披露和提供信息，向广州电力交易中心提供支撑电力交易和市场服务所需的有关数据，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。

（五）收取输电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按规定完成电费结算。

（六）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同。

（七）按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同。

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（九）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十条 电网企业作为购售电主体的权利与义务：

（一）落实国家指令性计划、政府间框架协议、国家下达的年度跨区跨省优先送受电计划，按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同。

（二）经授权或委托后，作为购电主体，代理电力用户、售电公司，按照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同。

（三）经授权或委托后，作为售电主体，代理发电企业，按

照规则参与南方区域跨区跨省电力交易，签订和履行电力交易合同。

（四）按规定完成电费结算、支付交易服务费等。

（五）预测非市场用户的电力、电量需求等。

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（七）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十一条 广州电力交易中心的权利与义务：

（一）参与拟定南方区域跨区跨省电力交易有关规则。

（二）提供市场注册服务。

（三）按照规则组织南方区域跨区跨省电力中长期交易，汇总管理电力交易合同。

（四）提供南方区域跨区跨省电力交易结算依据及相关服务，按照规定收取交易服务费。

（五）建设、运营和管理电力交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）。

（六）依法依规统计、报送、披露和发布信息，负责提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑电力交易及服务需求的数据等。

（七）配合政府有关部门，完善电力市场信用体系，依法依规对市场主体开展信用评价。

（八）配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对交易有关规则进行分析评估，提出修改建议。

（九）监视和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，事后向监管机构和政府相关部门及时报告。

（十）对市场主体违反交易规则、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。

第十二条 电力调度机构的权利与义务:

(一) 南网总调会同广州电力交易中心履行市场运营职能, 根据交易需要向广州电力交易中心提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据。

(二) 南网总调负责南方区域跨区跨省电力交易的安全校核, 并将校核结果及时反馈广州电力交易中心。南方区域内各级电力调度机构应配合南网总调做好安全校核工作。

(三) 合理安排电网运行方式, 依法依规落实电力市场交易结果, 保障电力市场正常运行。(因电力调度责任造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任)

(四) 按调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 保障电网安全稳定运行。

(五) 依法依规披露和提供信息, 提供支撑电力交易以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。

(六) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十三条 南方区域内各省级电力交易机构、各级电力调度机构应配合广州电力交易中心做好市场注册、交易组织、交易结算、信息发布等交易服务工作。

第三章 市场准入、注册与退出

第十四条 参与南方区域跨区跨省电力交易的市场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。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十五条 发电企业准入基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）。

（二）国家指令性计划、政府间框架协议已经明确为西电东送执行主体的发电企业，可直接参与南方区域跨区跨省电力交易；其他发电企业列入所在省区政府跨区跨省市场交易主体动态目录后，可参与南方区域跨区跨省电力交易。

第十六条 电力用户准入基本条件：

（一）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）。

（二）不符合国家和所在地产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策。

（三）拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴。

（四）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（五）已在南方区域各省级电力交易机构注册的电力用户，列入所在省区政府跨区跨省市场交易主体动态目录后，可直接参与南方区域跨区跨省电力交易。

(六) 电力用户应全电量参与电力交易。同一年度内, 电力用户不得同时参与批发交易和零售交易, 参与南方区域跨区跨省电力交易的方式应与省内电力交易保持一致。

第十七条 售电公司准入基本条件:

(一) 准入条件按照国家和所在地对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证(供电类)。

(二) 已在南方区域各省级电力交易机构注册的售电公司, 列入所在省区政府跨区跨省市场交易主体动态目录后, 可参与南方区域跨区跨省电力交易。

第十八条 电网企业作为输电主体参与南方区域跨区跨省电力交易, 应依法取得电力业务许可证(输电类); 电网企业作为购售电主体参与南方区域跨区跨省电力交易, 应依法取得电力业务许可证(供电类)。

第十九条 市场主体参与南方区域跨区跨省电力交易, 应符合准入条件, 在电力交易机构办理市场注册, 按照规定履行承诺、公示、注册、备案等程序。市场主体应保证注册资料的真实性、完整性。

第二十条 发电企业、电力用户、售电公司根据交易需求、调度管理、结算关系等在相应的电力交易机构办理市场注册。各电力交易机构共享注册信息, 市场主体无须重复注册。其中:

(一) 国家指令性计划、政府间框架协议已经明确为西电东送执行主体的发电企业, 在广州电力交易中心办理市场注册; 其他发电企业在所在省区电力交易机构办理市场注册。

(二) 电力用户在所在省区电力交易机构办理市场注册。注册时，应关联用电户号等实际用电信息。

(三) 售电公司原则上在工商注册地所在省区电力交易机构办理市场注册。售电公司在工商注册地以外其他省区开展售电业务，应符合业务所在省区准入条件，履行相应的承诺、公示、备案等程序。

(四) 省级及以上电网企业在广州电力交易中心办理市场注册；地方电网企业、增量配电网企业等在所在省区电力交易机构办理市场注册。

第二十一条 同一个市场主体需要以不同的市场主体类别参与电力交易的，应按照不同的市场主体类别分别办理市场注册。

第二十二条 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市场主体补充相关注册信息，或重新办理市场注册。

第二十三条 市场主体注册信息发生变更时，应及时向电力交易机构提出变更申请。

(一) 售电公司的法人、业务范围、公司股东、股权结构等重要注册信息发生变化的，应再次履行承诺、公示程序。

(二) 电力用户在电网企业办理供电业务，涉及用户名称、报装容量、用电类别、电压等级等注册信息发生变化的，应同时在电力交易机构办理市场注册信息变更手续。注册信息变更期间，电网企业应向电力交易机构提供分段计量数据。

第二十四条 市场主体退出市场，应妥善处理包括跨区跨省电力交易在内的全部合同义务，按规定办理退市手续。

第二十五条 市场主体在参与南方区域跨区跨省电力交易过程中，存在滥用市场力、严重违反规则等扰乱市场秩序的不良交易行为时，广州电力交易中心可依法依规限制其参与南方区域跨区跨省电力交易。

第二十六条 被限制参与交易的或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直接参与南方区域跨区跨省交易。

第四章 交易品种

第二十七条 南方区域跨区跨省电力中长期交易的标的为电能量，具体包括电量交易和合同交易。

第二十八条 电量交易的标的包括协议电量、增量电量。

(一) 协议电量是指根据国家指令性计划、地方政府框架协议确定的电量。

(二) 增量电量是指协议电量之外，利用省间输电通道富余能力增送的电量。

第二十九条 合同交易的标的包括送电合同、发电合同和用电合同。合同交易按市场主体需求，不定期组织。其中：

(一) 送电合同是指在南方区域跨区跨省电力市场形成的、已明确到发电或送电主体的交易合同。

(二) 发电合同是指受电省区发电企业在所在省区省内电力市场形成的交易合同。

(三) 用电合同是指受电省区电力用户、售电公司在南方区域跨区跨省电力市场形成的交易合同，原则上不能跨省区交易。

第三十条 当交易标的为电量时，交易类型分为外送交易和直接交易，其中：

（一）外送交易是指买方主体为电网企业的交易。

（二）直接交易是指买方主体为电力用户、售电公司、抽水蓄能电站的交易，包括电力用户、售电公司委托电网企业代理参与的交易。

第三十一条 当交易标的为合同时，交易类型分为转让交易、置换交易和回购交易。其中：

（一）转让交易是指市场主体将合同约定的交易标的全部或部分出让给其他市场主体执行的交易形式。转让交易中，合同出让方交易标的数量减少，合同受让方交易标的数量增加。发电合同、送电合同转让原则上鼓励清洁高效机组替代低效机组发电。

（二）回购交易是指市场主体之间经过协商一致、减少合同约定的交易标的数量的交易形式。回购交易中，合同交易双方交易标的数量同时减少。

（三）置换交易是指市场主体将合同约定的交易标的在同一个交易周期内的不同时间段之间按相同的数量先转让、再回购的交易形式。置换交易中，同一个交易周期内，市场主体交易标的总量保持不变。

第三十二条 南方区域跨区跨省电力中长期交易品种根据交易标的、交易类型确定。各年度实施的交易品种见附件。

第五章 价格机制

第三十三条 南方区域跨区跨省电力交易落实国家指令性计划、政府间框架协议，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；其他交易的成交价格由市场主体通过协商交易、竞价交易、挂牌交易和预招标交易等方式形成，第三方不得干预。鼓励市场主体分段定价，建立“基准价格+浮动”的价格机制。

（一）协商交易是指市场主体之间自主协商交易标的的数量、价格等交易初步意向，通过交易平台进行申报确认成交，形成成交价格。协商交易的成交价格为价格机制的，广州电力交易中心应及时披露交易执行情况，组织市场主体通过交易平台申报确认，形成最终成交价格。

（二）挂牌交易指市场主体通过交易平台申报买卖交易标的的数量、价格等挂牌信息，其他市场主体摘牌确认成交，形成成交价格或价格机制。

（三）竞价交易是指市场主体通过交易平台申报交易标的的数量、价格等信息，按照边际出清、撮合出清等规则进行出清，形成成交价格。

（四）预招标交易是指为保障清洁能源消纳或电力供应临时需要，由市场主体提前协商确定价格或价格机制，通过交易平台申报确认，形成成交价格，由调度机构根据实际增送需要调用并做好记录。发电侧预招标采用“报价不报量”方式，具有调节能力的发电企业或电网企业可参与预招标。月度交易结束后，发电企业或电网企业根据保障清洁能源消纳或电力供应临时两种情况，分别申报并确认预招标价格。广州电力交易中心按照报价形成排序列表，由调度机构根据实际增送需要调用并做好记录。

第三十四条 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，并按照相关国家有关规定执行。

第三十五条 受电省区电能量交易落地价格由发电侧（送电侧）成交价格、送电省区外送输电价格、跨区跨省输电价格、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。受电省（区）电力用户和售电公司还应缴纳本省区内相应费用。

第三十六条 跨区跨省输电价格、省内输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。辅助服务费用按照辅助服务市场（补偿机制）相关规则执行。

第三十七条 执行峰谷电价的电力用户，在参加电力交易后，扣除跨区跨省交易电量曲线外，省内交易电量曲线应继续执行峰谷电价，其所在省区市场规则另有规定的，从其规定。

第三十八条 抽水蓄能电站电价机制按照国家有关规定执行。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第三十九条 南方区域跨区跨省电力交易应坚持优先保障电力有序供应、优先保障清洁能源消纳、优先保障西电东送战略的基本原则。首先通过市场交易落实跨区跨省协议，形成交易计划。跨区跨省协议计划确定后，原则上按照送端省区、西电东送（增量）、受端省区的次序依次开展年度、季度以及月度市场化交易，逐步实现省间市场交易与送（受）端省份中长期交易协同开展。根据供需平衡和清洁能源消纳以及市场主体需求组织月内临时、周以及更短周期的交易。在明确跨区跨省市场化交易规模并预留输电能力的前提下，也可以由相关交易机构

分别组织送端、受端省内市场化交易和跨区跨省市场化交易，不区分先后次序。

第四十条 符合准入条件的发电企业原则上可直接参与南方区域跨区跨省电力交易。符合准入条件的电力用户可根据需要直接参与或委托售电公司参与南方区域跨区跨省电力交易，并应与其参与省内直接交易方式保持一致。电网企业作为国家指令性计划、政府间框架协议的执行主体，为保障清洁能源消纳或电力供应临时需要，经委托或授权，可参与以预招标方式开展的交易。

第四十一条 同一市场主体可根据生产消费需要，选择购入或售出电能量。任何一次交易组织中，同一市场主体不能同时以购电主体和售电主体参与交易。

（一）发电企业应根据自身发电能力进行交易申报。电量交易时，除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内进行申报，同时申报电量不得超过其剩余最大发电能力。合同交易时，出让合同申报电量不得超过已成交合同电量的净值；受让合同电量与已成交合同电量净值的总和不得超过其最大发电能力。

（二）电力用户、售电公司应根据实际用电需求进行交易申报。电量交易时，申报电量不得超过实际剩余用电能力。合同交易时，出让合同申报电量不得超过已成交合同电量的净值；受让合同电量与已成交合同电量净值的总和不得超过实际用电能力。其中，电力用户的实际用电需求原则上根据报装容量或历史用电量考虑一定增长率后确定；售电公司的实际用电能力为其代理电力用户的实际用电能力之和。

第四十二条 南方区域跨区跨省电力交易均需约定电力曲线或曲线分解原则。购售电主体也可参照用电侧历史用电曲线、清洁能源消纳预期、用电需求等，自行协商确定电力曲线或曲线分解原则。电力交易机构可提供典型曲线作为参考。在购售双方协商不一致情况下，电力交易机构可统筹双方意见确定电力曲线或曲线分解原则。交易机构同时为购售电主体提供计划曲线调整、合同执行进度查询等交易服务功能，建立动态分解、灵活调整的机制。

第四十三条 南方区域跨区跨省电力中长期交易的基本流程包括交易准备、交易公告、交易申报、交易出清、安全校核、发布结果等环节。

（一）交易准备。广州电力交易中心根据国家指令性计划、省间政府框架协议、省间通道能力以及供需形势等，组织开展西电东送省间协商，做好交易相关准备。

（二）交易公告。定期或连续开市的交易，应提前1个工作日发布交易公告，不定期开市的交易，应提前5个工作日发布交易公告。交易公告内容包括：交易品种名称、交易标的、参与市场主体、申报起止时间、申报要求或交易限定条件、市场参数、交易关口、交易方式、价格形成机制、输电通道能力情况等。可根据现货结算需要明确结算交割点。

（三）交易申报。市场主体通过电力交易平台申报电力、电量和价格，按规则折算至交易关口。电力申报单位为MW，电量申报单位为MWh，价格申报单位为元/MWh。

（四）交易出清。按照交易规则，广州电力交易中心在电力调度机构提供的安全约束条件下开展电力交易出清，形成无约束

交易结果。

（五）安全校核。广州电力交易中心将每类汇总后的无约束交易结果提交至电力调度机构统一进行安全校核，电力调度机构应在规定时限内返回安全校核结果。安全校核时间按照《电力中长期交易基本规则》执行。安全校核未通过时，南网总调应书面说明安全约束及未通过安全校核的说明。广州电力交易中心根据安全校核结果对交易结果进行调整，并向市场主体公布。

（六）结果发布。广州电力交易中心发布交易结果。市场主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向广州电力交易中心提出，由广州电力交易中心会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

第二节 交易组织

第四十四条 年度交易，在年度协议计划交易完成后，以确定的年度协议计划作为边界，再根据市场主体需求组织增量电量交易和合同交易，具体以交易公告为准。每一次年度交易可以组织一个或多个交易品种。

第四十五条 年度交易安全约束条件：

（一）每一次年度交易开始前，广州电力交易中心依据南网总调提供的最近一次更新的省间通道能力、电厂发电能力约束等信息作为交易组织的安全约束条件。

（二）每一次年度交易结束后，广州电力交易中心依据南网总调提供的省间通道能力、电厂发电能力约束等信息评估省间剩余通道能力、电厂剩余发电能力等信息，评估结果作为下一次交易的安全约束条件。

第四十六条 广州电力交易中心汇总并出清年度交易结

果，提交南网总调进行安全校核。年度交易安全校核时间按照《电力中长期交易基本规则》执行。

第四十七条 月度交易，在月度协议计划交易完成后，以确定的月度协议计划作为边界，再根据市场主体需求组织增量电量交易和合同交易，具体以交易公告为准。每一次月度交易可以组织一个或多个交易品种。

第四十八条 送受电省（区）及跨区跨省市场交易组织时间节点：

（一）月度协议计划交易原则上于每月 20 日前组织。

（二）月度跨区跨省市场化交易原则上不迟于当月 22 日公布跨区跨省市场规模等，原则上不迟于当月 24 日开始组织交易，月内临时交易及消纳清洁能源、余缺调剂所需的特定交易品种可根据需要灵活开展。

第四十九条 月度交易安全约束条件：

（一）月度交易开始前，各中调配合南网总调向广州电力交易中心提供通道能力、发电能力等初步约束条件。

（二）每次交易前相关省电力交易中心向广州电力交易中心提供参与跨区跨省交易各电厂已成交的省内交易电量。

（三）每一次月度交易开始前，广州电力交易中心依据南网总调提供的最近一次更新的省间通道能力、电厂发电能力约束等信息作为交易组织的安全约束条件。

（四）每一次月度交易结束后，广州电力交易中心依据南网总调提供的省间通道能力、电厂发电能力约束等信息评估省间剩余通道能力、电厂剩余发电能力等信息，评估结果作为下一次交易的安全约束条件。

第五十条 月度交易安全校核流程:

(一) 月度所有交易品种组织完成后, 广州电力交易中心汇总各交易品种成交结果, 提交给南网总调进行安全校核;

(二) 南网总调组织相关调度机构进行安全校核, 及时反馈结果和未通过安全校核的原因, 安全校核时间按照《电力中长期交易基本规则》执行。

第五十一条 周交易, 在周协议计划交易完成后, 以确定的周协议计划作为边界, 再根据市场主体需求组织增量电量交易和合同交易, 具体以交易公告为准。每一次周交易可以组织一个或多个交易品种。周所有交易品种组织完成后, 广州电力交易中心汇总各交易品种成交结果, 提交给南网总调进行安全校核。南网总调组织相关调度机构进行安全校核, 及时反馈结果和未通过安全校核的原因, 安全校核时间按照《电力中长期交易基本规则》执行。

第七章 安全校核

第五十二条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力, 在各类市场化交易开始前, 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, 对参与市场化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。

第五十三条 对于年度交易, 应当在年度电力电量预测平衡的基础上, 结合检修计划, 按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达年度交易限额、分月交易限额。

对于月度交易、月内以及周交易，应该在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达月度交易限额、各周交易限额。

第五十四条 输电通道原则上按照每笔交易的成交顺序依次安排。成交顺序的认定为：

对于同一标的原则上按照年度（多年）、月度、月内及周的顺序开展交易及成交。

同一周期的交易按先协商、再挂牌或竞价交易的顺序开展交易及成交。

同一时段开展的交易按协议电量、增量电量顺序成交。

同类别标的、同交易类型电量按照清洁能源优先顺序成交，当以上条件均相同时，按照申报电量等比例原则成交。通过预招标方式形成的交易由调度机构根据实际运行需要调用并做好记录，在计划执行前不单独安排通道。

第五十五条 南方区域跨区跨省电力中长期各类交易应当通过电力调度机构安全校核。安全校核的主要内容包括通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。

第五十六条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供各断面（设备）、各路径可用输电容量、必开机组组合和发电量需求以及影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

第五十七条 安全校核未通过时，由广州电力交易中心按照交易成交顺序逆序调减。其中，同一时段开展的交易按增量电量、协议电量的顺序调减；同类别标的、同交易类型电量按“清洁能源优先消纳”的原则进行调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例原则进行调减。

第八章 交易执行

第一节 合同签订

第五十八条 南方区域跨区跨省电力中长期交易通过电子合同的方式签订交易合同。广州电力交易中心将电力交易平台出具的入市协议、交易公告、交易结果通知书等视同为电子合同。电子合同与纸质合同具备同等效力。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。

第五十九条 交易合同应明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、曲线或曲线分解原则、结算方式、偏差电量计量、协议计划电量考核、违约责任、资金往来信息等内容。

第六十条 交易各方可根据电力供需形势变化，经协商一致，通过交易平台对交易合同中未发生的交易电量和分月安排等内容进行调整。

第六十一条 市场主体对交易合同中的交易价格、交易期限等合同要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容，经广州电力交易中心合规性校核和电力调度机构安全校核后执行。

第二节 交易计划与执行

第六十二条 广州电力交易中心汇总安全校核后的各类跨区跨省交易合同，形成并发布交易计划。

其中，年度交易计划根据年度交易结果汇总编制。年度交易计划明确各笔年度总成交电量、价格（或价格机制）及初步的分月电力电量及曲线安排（包括月分日、日分时曲线）。

月度交易计划根据年度交易计划的分月确认计划和月度交

易结果汇总编制。其中对于通过协商方式形成的年度交易计划，市场主体经协商一致可在年度总成交量、价格不变的前提下，对年度交易计划的次月电量、分日及分时曲线进行调整。月度交易计划明确次月各笔交易的月度成交量、价格（或价格机制）及分日电力电量及日分时曲线安排。

根据交易需要开展月内交易的，则月度总交易计划为月度交易计划与月内临时计划之和。通过协商方式形成的月内交易结果可与月度交易计划一并在后续的周交易中进行调整。

周交易计划根据月度交易计划的分日计划和周交易结果汇总编制。其中对于通过协商方式形成的月度交易计划（含经月度双边协商交易确认的年度交易分月计划、以及月度交易结果），市场主体经协商一致，在当月度成交量、价格不变的前提下，对次周交易计划的分日电量、分时曲线进行调整。周计划明确次周各笔交易的周分日电量、日分时曲线、成交价格（或价格机制）。

通过周交易形成的 D 日分时计划为最终的 D 日交易计划，提交调度机构，并作为开展结算的依据。在未开展周交易前，仍以月度交易与月内临时交易形成的月度计划（含峰平谷分时曲线）作为月度结算依据。

第六十三条 电力调度机构应依法依规落实电力市场交易结果，根据广州电力交易中心发布的交易计划，编制跨区跨省送受电调度计划和省内发电调度计划，在满足电网安全的前提下保障交易计划执行。

第六十四条 因实际供需发生较大变化、电力系统遭受自然灾害、主设备故障停运等紧急情况、发生输电阻塞导致交易计划无法执行时，南网总调应及时通知广州电力交易中心，优

先通过合同交易等方式进行调整。当电力电量平衡出现缺口，月内交易无法及时调整时，电力调度机构可以在交易计划基础上按需调用，并做好记录，包括调整原因、调整电量和起止时间，并按规定提供给广州电力交易中心进行披露。

第九章 计量与技术支持系统

第六十五条 电网企业应根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；南方区域跨区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市场主体的，由交易各方协商确定，同时考虑相应的变（线）损。电网企业应在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应明确其结算对应计量点。

第六十六条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第六十七条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，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电量结算依据。

第六十八条 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，按照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，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

第六十九条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录每日 0:00 至 24:00 省间计量关口计量点、发电企业（机组）和电力用户计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。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。

第七十条 跨区跨省送电相关的计量关口计量点新增或变更等调整后，电网企业应及时将计量点信息同步至广州电力交易中心。

第七十一条 南方电网公司负责电力交易平台和灾备系统建设，建立数据共享机制，广州电力交易中心负责电力交易平台维护管理和相关数据汇总。

第七十二条 广州电力交易中心、南网总调应建立信息交换机制，调度机构按照交易规则要求，向广州电力交易中心准确及时提供市场交易需要的可公开数据。

第十章 偏差电量处理

第七十三条 南方区域跨区跨省偏差电量包括计划偏差和执行偏差。计划偏差是指调度计划曲线与交易计划曲线的偏差，执行偏差是指计量电量与调度计划曲线的偏差。

第七十四条 允许购售双方在协商一致的前提下，在交易计划执行前进行动态调整，减少偏差电量。

第七十五条 调度机构应出具计划偏差说明，包括偏差电量、起止时间以及偏差原因。

第七十六条 出现送电负偏差电量，导致协议电量无法足额执行时，缺额可在月度交易中根据市场主体协商一致意见进

行滚动调整；负偏差电量导致增量电量无法足额执行时，缺额按实际分割电量结算，不再滚动调整。

第七十七条 计划偏差优先按照购售电双方在合同约定偏差价格或价格机制结算。双方未进行约定的，根据调度机构出具的偏差原因对应的价格机制结算。其中，预招标电量根据调度出具的实际调用情况和预招标交易确定的价格结算；预招标电量外的计划偏差，根据偏差原因，分别按以下价格结算：

（一）因保障清洁能源消纳导致的偏差电量，价格为：购、售电省区内市场的最近一个月月度市场交易均价（含年度交易分月、季度交易分月、月度交易等各类交易，不含合同转让交易）折算至交易关口的算术平均值；

（二）因保障电力有序供应导致的偏差电量，价格为：购电省区燃煤机组基准电价（均含环保电价及其他附加） $\times K$ 。K为浮动系数，数值范围大于（含）1且不超过（含）1.2，可根据购售电双方协商一致意见确定，也可由购电方在已组织交易挂牌时提出，或根据市场管理委员会讨论一致意见调整。因保障电力有序供应导致的偏差电量仅在购电省区高峰时段认定。

（三）由南网总调出具说明认定相关方责任，并经送受电主体认可的偏差电量，按照送受电主体认可的价格结算。

第七十八条 执行偏差按该送电类别的各类交易加权平均价格结算。

第七十九条 对调度机构未提供偏差记录的计划偏差电量，广州电力交易中心暂不对此部分电量出具结算依据，待调度机构按要求出具偏差记录或各方协商一致后，组织清算。

第八十条 市场主体同时参与跨区跨省和省内电力中长期

交易时，跨区跨省偏差电量按本规则处理，省内偏差电量按照所在省区市场规则处理。

第八十一条 市场主体对计划偏差、执行偏差及偏差责任认定提出异议时，可向广州电力交易中心提出申诉。

第十一章 结算

第八十二条 广州电力交易中心负责对跨区跨省交易电量进行分割和结算，向相关市场主体出具结算依据。

第八十三条 各省（区）电力交易中心以广州电力交易中心出具的跨区跨省结算依据为边界，结合市场主体省内交易情况，汇总出具结算依据。

第八十四条 南方区域电力市场结算按先省间、后省内的原则进行衔接。

第八十五条 市场主体的合约电量和偏差电量分开结算。

第八十六条 结算依据应包括实际结算电量，各类交易（含预招标）电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费等内容。

第八十七条 参与南方区域跨区跨省电力中长期交易的相关市场成员应及时向广州电力交易中心提供结算需要的基础数据。其中：

（一）南网总调应提供跨区跨省结算所需分时调度计划；

（二）超高压公司提供省间计量关口电量；

（三）各省区电力交易中心提供跨省区结算所需省内市场化数据；

（四）各省区电网公司（或电力交易中心）提供经电力监管机构确认的跨区跨省辅助服务及并网运行考核费用单。

第八十八条 南方区域跨区跨省电力中长期交易结算原则上以月度为周期进行结算、年度清算，根据市场需要逐步过渡至按“日清分、月结算、年清算”的模式。

第八十九条 广州电力交易中心按基础结算时段对南方区域跨区跨省电力中长期交易电量进行分割，分割顺序如下：

- （一）合同交易，包括发电、送电和用电合同交易；
- （二）电力用户（或售电公司）参与的直接交易；
- （三）保量保价优先计划电量、保量竞价优先计划电量；
- （四）其他市场化交易电量；
- （五）预招标电量。

同一优先级的电量按成交先后顺序分割和确认。

第九十条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）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。

第九十一条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第九十二条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，由电网企业根据国家以及所在省区有关规定进行结算。

第九十三条 广州电力交易中心可依据有关政策向参与南方区域跨区跨省电力中长期交易的购售电主体收取交易服务费。

第十二章 信息披露

第九十四条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第九十五条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，各类型发电机组装机总体情况包括电网主要网络通道的示意图、发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第九十六条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）

限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第九十七条 市场私有信息包括但不限于：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第九十八条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、透明的原则，披露电力市场信息。对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，问题严重的可按照规定取消市场资格。

第九十九条 广州电力交易中心、相关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。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的有关信息。

第一百条 广州电力交易中心负责市场信息的管理和发布，会同相关电力调度机构及时向社会和市场主体、政府有关部门披露和发布市场相关信息。南方区域内电力调度机构应当及时向广州电力交易中心提供支撑市场化交易以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。

第一百〇一条 广州电力交易中心负责管理和维护电力交易平台、门户网站，在确保安全的基础上，为其他市场成员披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百〇二条 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向广州电力交易中心及相关电力调度机构提出，由广州电力交易中心会同相关电力调度机构负责解释。

第十三章 市场监控和风险控制

第一百〇三条 广州电力交易中心、南网总调根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构、南方五省区政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百〇四条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- (一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- (二) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果

的；

(三) 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；

(四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

(六) 市场发生其他严重异常情况的。

第一百〇五条 广州电力交易中心、南网总调应详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局及其派出机构、南方五省区政府电力管理部门提交报告。

第一百〇六条 发生市场争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十四章 附则

第一百〇七条 本规则由广州电力交易中心拟定、广州电力交易中心市场管理委员会审议，由国家有关部门审定后，由广州电力交易中心发布。

第一百〇八条 市场成员有权向广州电力交易中心提出规则修订建议。

第一百〇九条 遇国家法律或政策发生重大调整、市场环境发生重大变化及国家能源局及其派出机构、政府电力管理部门认为必要的其它情况，由广州电力交易中心提出规则修订建议。

第一百一十条 广州电力交易中心根据本规则制定或修订注册管理、合同管理、交易结算、信息披露等相关工作制度，经广州电力交易中心市场管理委员会审议通过后执行。

第一百一十一条 本规则自发布之日起施行，有效期与《国

家发展改革委 国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则>的通知》（发改能源〔2020〕889号）一致。原《南方区域跨区跨省电力交易规则（暂行）》（广州交易〔2018〕1号）作废。

第一百一十二条 本规则执行期间，若国家主管部门出台相关政策文件与本规则有冲突的，按相关政策文件执行。

附件 1：主要交易品种

序号	交易品种			交易方式				参与主体	
				协商	竞价	挂牌	预招标	买方/受让方	卖方/出让方
1	年度	协议电量	外送交易	✓				受电省区电网企业	送电省区电网企业、点对网送电电厂
2	年度	协议电量	直接交易	✓	✓	✓		受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
3	年度	增量电量	外送交易	✓		✓		受电省区电网企业	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
4	年度	增量电量	直接交易	✓	✓	✓		受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
5	月度	协议电量	外送交易	✓				受电省区电网企业	送电省区电网企业、点对网送电电厂
6	月度	协议电量	直接交易	✓	✓	✓		受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
7	月度	增量电量	外送交易	✓		✓	✓	受电省区电网企业	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
8	月度	增量电量	直接交易	✓	✓	✓		受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
9	周	协议电量	外送交易	✓				受电省区电网企业	送电省区电网企业、点对网送电电厂
10	周	增量电量	外送交易	✓		✓		受电省区电网企业	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
11	年度	送电合同	转让交易	✓	✓	✓		发电企业、电网企业、点对网送电电厂	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
12	年度	送电合同	回购交易	✓				受电省区电网企业	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
13	年度	发电合同	转让交易	✓	✓	✓		送电省区发电企业、电网企业，点对网送电电厂	受电省区发电企业
14	年度	用电合同	转让交易	✓	✓	✓		同一受电省区售电公司、电力用户	同一受电省区售电公司、电力用户
15	月度	送电合同	转让交易	✓	✓	✓		发电企业、电网企业、点对网送电电厂	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
16	月度	送电合同	回购交易	✓				受电省区电网企业	送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂
17	月度	发电合同	转让交易	✓	✓	✓		送电省区发电企业、电网企业，点对网送电电厂	受电省区发电企业
18	月度	用电合同	转让交易	✓	✓	✓		同一受电省区售电公司、电力用户	同一受电省区售电公司、电力用户

注：上述交易品种主要为 2021 年交易品种，后期可根据市场建设需求按照交易周期、交易标的、交易类别、交易组织方式等维度进行配置。

附件 2：2021 年版交易品种说明

一、年度/月度/周协议电量外送交易（协商）

1 交易标的：协议电量。

2 交易类型：外送交易。

3 市场主体：

售电主体：送电省区电网企业、点对网送电电厂

购电主体：受电省区电网企业

输电主体：超高压公司、相关电网企业

4 交易关口：售电主体为电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口；售电主体为点对网送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口。具体交易关口可由购售双方协商确定。

5 交易方式：协商交易：售电主体申报，购电主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。申报信息包括“保量保价优先计划”、“保量竞价优先计划”等相关计划信息。

7 交易出清：

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

如市场主体已经签订购售电合同，应将签订的购售电合同及

时提交广州电力交易中心备案，并根据购售电合同的约定向广州电力交易中心进行交易申报和确认。

成交电量和价格：市场主体总申报电力电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后相关申报电量即为成交电量。若市场主体总申报折算电力电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

二、年度/月度/周增送电量外送交易（协商）

1 **交易标的：**增量电量。

2 **交易类型：**外送交易。

3 **市场主体：**

售电主体：送电省区电网企业、点对网送电电厂

购电主体：受电省区电网企业

输电主体：超高压公司、相关电网企业

4 **交易关口：**售电主体为电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口；售电主体为点对网送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口。具体交易关口由购售双方协商确定。

5 **交易方式：**协商交易：售电主体申报，购电主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 **交易申报：**

售电主体和购电主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。

7 交易出清:

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格: 市场主体总申报电力电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后相关申报电量即为成交电量。若市场主体总申报折算电力电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

三、年度/月度协议电量直接交易（协商）

1 交易标的: 协议电量。

2 交易类型: 直接交易。

3 市场主体:

售电主体: 送电省区发电企业或电网企业、点对点送电电厂

购电主体: 受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体: 超高压公司、相关电网公司

4 交易关口: 售电主体为送电省区发电企业或电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关

口；售电主体为点对网送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口。具体交易关口由购售双方协商确定或在交易公告中明确；涉及多个送电省区或受电省区的直接交易，具体交易关口由交易公告中明确。

5 交易方式：协商交易：售电主体申报，购电主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。

7 交易出清：

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格：市场主体总申报电力电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后相关申报电量即为成交电量。若市场主体总申报折算电力电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

四、年度/月度协议电量直接交易（竞价）

1 交易标的：协议电量。

2 交易类型：直接交易。

3 市场主体：

售电主体：送电省区发电企业或电网企业、点对网送电电厂

购电主体：受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体：超高压公司、相关电网公司

4 交易关口：售电主体为送电省区发电企业或电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口；售电主体为点对网送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口；涉及多个送电省区或受电省区的直接交易，原则上选取易于各方折算的省间计量关口。具体交易关口在交易公告中明确。

5 交易方式：竞价交易，采用统一边际出清方式

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主申报交易电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。

7 交易出清：

当购电折算价格大于售电折算价格时可成交。按照购电折算价格减去售电折算价格的价差大小排序并依次成交。

当总可成交规模超过交易规模时，或购电折算价格减去售电折算价格的价差为负时，出清结束。

成交电量和价格：成交电量为满足上述出清规则的全部成交电量。成交价格为最后一笔成交对中购电折算价格与售电折算价格的平均值。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

五、年度/月度协议电量直接交易（挂牌）

1 交易标的：协议电量。

2 交易类型：直接交易。

3 市场主体：

售电主体：送电省区发电或电网企业，点对点送电电厂

购电主体：受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体：超高压公司，相关电网公司

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式：挂牌交易。可采用交易系统根据购（售）电主体自主挂牌、售（购）电主体自主摘牌申报结果组织统一出清，也可由交易系统根据购售电主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 交易申报：

挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息，摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。统一出清方式下，当存在多个挂牌方时，某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电量

力约束。

7 交易出清:

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

(1) 统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。

成交电量: 当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，按市场主体摘牌电量所占比例等比例调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格: 挂牌价格即为成交价格。

(2) 滚动撮合出清

实时建立售电挂牌、购电主体挂牌两个队列，将购电挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将售电挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合购电挂牌价高于或等于售电挂牌价的电量成交：较高的购电挂牌价优先成交，较低的售电挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交电量: 系统撮合成交的每一对购电挂牌电量、售电挂牌电量二者中较小者。

成交电价: 当最高购电挂牌价与最低售电挂牌价相同时，以

该价格为成交价。当购电挂牌价高于实时的最低售电挂牌价时，取实时发布的最低售电挂牌价为其成交价。当售电挂牌价低于实时的最高购电挂牌价时，取实时发布的最高购电挂牌价为其成交价。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

六、年度/月度增量电量直接交易（协商）

1 交易标的：增量电量。

2 交易类型：直接交易。

3 市场主体：

售电主体：送电省区发电或电网企业、点对网送电电厂

购电主体：受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体：超高压公司、相关电网公司

4 交易关口：售电主体为电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口；售电主体为点对网送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口；涉及多个送电省区或受电省区的直接交易，原则上选取易于各方折算的省间计量关口。具体交易关口在交易公告中明确。

5 交易方式：协商交易：售电主体申报，购电主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价

(含线损)、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。

7 交易出清:

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格: 市场主体总申报电力电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后相关申报电量即为成交电量。若市场主体总申报折算电力电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价(含线损)、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

七、年度/月度增量电量直接交易(竞价)

1 交易标的: 增量电量。

2 交易类型: 直接交易。

3 市场主体:

售电主体: 送电省区发电企业或电网企业、点对点送电电厂

购电主体: 受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体: 超高压公司、相关电网公司

4 交易关口: 售电主体为电网企业的，原则上选取送电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口；售电主体为点对点送电电厂的，原则上选取发电企业的上网计量关口；涉及多个送电省区或受电省区的直接交易，原则上选取易于各方折算的省间计

量关口。具体交易关口在交易公告中明确。

5 交易方式：竞价交易，采用统一边际出清方式

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主申报交易电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。

7 交易出清：

当购电折算价格大于售电折算价格时可成交。按照购电折算价格减去售电折算价格的价差大小排序并依次成交。

当总可成交规模超过交易规模时，或购电折算价格减去售电折算价格的价差为负时，出清结束。

成交电量和价格：成交电量为满足上述出清规则的全部成交电量。成交价格为最后一笔成交对中购电折算价格与售电折算价格的平均值。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

八、年度/月度增量电量直接交易（挂牌）

1 交易标的：增量电量。

2 交易类型：直接交易。

3 市场主体：

售电主体：送电省区发电或电网企业、点对点送电电厂

购电主体：受电省区电力用户、售电公司、抽水蓄能电站

输电主体：超高压公司、相关电网公司

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式：挂牌交易。可采用交易系统根据购（售）电主体自主挂牌、售（购）电主体自主摘牌申报结果组织统一出清，也可由交易系统根据购售电主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 交易申报：挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息，摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。统一出清方式下，当存在多个挂牌方时，某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电能力约束。

7 交易出清：

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

（1）统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。

成交电量：当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，按市场主体摘牌电量所占比例等比例调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格：挂牌价格即为成交价格。

（2）滚动撮合出清

实时建立售电挂牌、购电主体挂牌两个队列，将购电挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将售电挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合购电挂牌价高于或等于售电挂牌价的电量成交：较高的购电挂牌价优先成交，较低的售电挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交量：系统撮合成交的每一对购电挂牌电量、售电挂牌电量二者中较小者。

成交价：当最高购电挂牌价与最低售电挂牌价相同时，以该价格为成交价。当购电挂牌价高于实时的最低售电挂牌价时，取实时发布的最低售电挂牌价为其成交价。当售电挂牌价低于实时的最高购电挂牌价时，取实时发布的最高购电挂牌价为其成交价。

交易关口侧的成交量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

九、年度/月度/周增量电量外送交易（挂牌）

- 1 交易标的：增量电量。
- 2 交易类型：外送交易。

3 市场主体:

售电主体: 送电省区发电企业或电网企业, 点对点送电电厂

购电主体: 受电省区电网企业

输电主体: 超高压公司、相关电网企业

4 **交易关口:** 原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口, 具体在交易公告中明确。

5 **交易方式:** 挂牌交易。可采用交易系统根据购(售)电主体自主挂牌、售(购)电主体自主摘牌申报结果组织统一出清, 也可由交易系统根据购售电主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 **交易申报:** 挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息, 摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息, 交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价(含线损)、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口, 形成折算后的售电主体和购电主体申报信息。统一出清方式下, 当存在多个挂牌方时, 某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电能力约束。

7 交易出清:

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

(1) 统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果, 统一进行出清。

成交量: 当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时, 按市场主体摘牌电量所占比例等比例

调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格：挂牌价格即为成交价格。

（2）滚动撮合出清

实时建立售电挂牌、购电主体挂牌两个队列，将购电挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将售电挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合购电挂牌价高于或等于售电挂牌价的电量成交：较高的购电挂牌价优先成交，较低的售电挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交量：系统撮合成交的每一对购电挂牌电量、售电挂牌电量二者中较小者。

成交价：当最高购电挂牌价与最低售电挂牌价相同时，以该价格为成交价。当购电挂牌价高于实时的最低售电挂牌价时，取实时发布的最低售电挂牌价为其成交价。当售电挂牌价低于实时的最高购电挂牌价时，取实时发布的最高购电挂牌价为其成交价。

交易关口侧的成交量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

十、年度/月度送电合同转让交易（协商）

1 交易标的：送电合同。

2 交易类型：转让交易。

3 市场主体：

出让主体：送电省区发电企业或电网企业、点对网送电电厂

受让主体：发电企业、电网企业、点对网送电电厂

输电主体：超高压公司、相关电网企业

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式：协商交易出让主体申报，受让主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 交易申报：

出让主体和受让主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 交易出清：

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格：出让主体总申报折算电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后申报折算电量即为成交电量。若出让主体总申报折算电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报折算电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让方和受让方，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十一、年度/月度送电合同转让交易（竞价）

1 交易标的：送电合同。

2 交易类型：转让交易。

3 市场主体：

出让主体：送电省区发电企业或电网企业、点对网送电电厂

受让主体：发电企业、电网企业、点对网送电电厂

输电主体：超高压公司、相关电网公司

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式：竞价交易，采用统一边际出清。

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主申报交易电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 交易出清：

当受让折算价格小于或等于出让折算价格时可成交。按照出让折算价格减去受让折算价格的价差大小排序并依次成交。

当总可成交规模超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，或出让折算价格减去受让折算价格的价差为负时，出清结束。

成交电量和价格: 成交电量为满足上述出清规则并通过安全校核的全部成交电量。成交价格为最后一笔成交的价差对中出让折算价格与受让折算价格的平均值。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让方和受让方，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十二、年度/月度送电合同转让交易（挂牌）

1 **交易标的:** 送电合同。

2 **交易类型:** 转让交易。

3 **市场主体:**

出让主体: 送电省区发电企业、电网企业、点对网送电电厂

受让主体: 发电企业、电网企业、点对网送电电厂

输电主体: 超高压公司、相关电网企业

4 **交易关口:** 原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 **交易方式:** 挂牌交易。可采用交易系统根据出让（受让）主体自主挂牌、受让（出让）主体自主摘牌申报结果组织统一出清，也可由交易系统根据出让、受让主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 **交易申报:** 挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息，摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一

折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。统一出清方式下，当存在多个挂牌方时，某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电能力约束。

7 交易出清:

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

(1) 统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。

成交电量: 当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，按市场主体摘牌电量所占比例等比例调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格: 挂牌价格即为成交价格。

(2) 滚动撮合出清

实时建立出让挂牌、受让主体挂牌两个队列，将出让挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将受让挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合出让挂牌价高于或等于受让挂牌价的电量成交：较高的出让挂牌价优先成交，较低的受让挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交电量：系统撮合成交的每一对出让挂牌电量、受让挂牌电量二者中较小者。

成交电价：当最高出让挂牌价与最低受让挂牌价相同时，以该价格为成交价。当出让挂牌价高于实时的最低受让挂牌价时，取实时发布的最低受让挂牌价为其成交价。当受让挂牌价低于实时的最高出让挂牌价时，取实时发布的最高出让挂牌价为其成交价。交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让侧和受让侧，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十三、年度/月度送电合同回购交易（协商）

1 **交易标的：**送电合同。

2 **交易类型：**回购交易。

3 **市场主体：**

购入主体：送电省区发电企业或电网企业、点对网送电电厂

售出主体：受电省区电网企业

输电主体：超高压公司，相关电网企业

4 **交易关口：**原则上为售出主体（受电省区电网企业）与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 **交易方式：**协商交易：购入（回购）主体申报，售出主体确认，输电主体参与协商和确认工作。

6 **交易申报：**

购入主体和售出主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价

(含线损)、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的购入主体和售出主体申报信息。

7 交易出清:

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格: 购入主体总申报折算电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后申报折算电量即为成交电量。若购入主体总申报折算电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报折算电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价(含线损)、政府基金及附加后折算到购入侧和售出侧，作为购入主体和售出主体成交电量和价格。

十四、年度/月度发电合同转让交易(协商)

1 交易标的: 发电合同。

2 交易类型: 转让交易。

3 市场主体:

出让主体: 受电省区发电企业

受让主体: 送电省区发电企业、电网企业，点对点送电电厂

输电主体: 超高压公司，相关电网企业

4 交易关口: 原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式: 协商交易: 出让主体申报，受让主体确认，

输电主体参与协商和确认工作。

6 交易申报:

出让主体和受让主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 交易出清:

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格: 出让主体总申报折算电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后申报折算电量即为成交电量。若出让主体总申报折算电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报折算电量比例削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让方和受让方，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十五、年度/月度发电合同转让交易（竞价）

1 交易标的：发电合同。

2 交易类型：转让交易。

3 市场主体:

出让主体：受电省区发电企业

受让主体：送电省区发电企业、电网企业，点对网送电电厂

输电主体：超高压公司，相关电网公司

4 **交易关口：**原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 **交易方式：**竞价交易，采用统一边际出清。

6 **交易申报：**

售电主体和购电主体应自主申报交易电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 **交易出清：**

当受让折算价格小于或等于出让折算价格时可成交。按照出让折算价格减去受让折算价格的价差大小排序并依次成交。

当总可成交规模超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，或出让折算价格减去受让折算价格的价差为负时，出清结束。

成交电量和价格：成交电量为满足上述出清规则并通过安全校核的全部成交电量。成交价格为最后一笔成交的价差对中出让折算价格与受让折算价格的平均值。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让方和受让方，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十六、年度/月度发电合同转让交易（挂牌）

1 **交易标的：**发电合同。

2 **交易类型：**转让交易。

3 **市场主体：**

出让主体：受电省区发电企业

受让主体：送电省区发电企业、电网企业，点对点送电电厂

输电主体：超高压公司，相关电网企业

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到购电侧和售电侧，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

5 交易方式：挂牌交易。可采用交易系统根据出让（受让）主体自主挂牌、受让（出让）主体自主摘牌申报结果组织统一出清，也可由交易系统根据出让、受让主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 交易申报：挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息，摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。统一出清方式下，当存在多个挂牌方时，某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电能力约束。

7 交易出清：

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

（1）统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。

成交电量：当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，按市场主体摘牌电量所占比例等比例调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格：挂牌价格即为成交价格。

（2）滚动撮合出清

实时建立出让挂牌、受让主体挂牌两个队列，将出让挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将受让挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合出让挂牌价高于或等于受让挂牌价的电量成交：较高的出让挂牌价优先成交，较低的受让挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交电量：系统撮合成交的每一对出让挂牌电量、受让挂牌电量二者中较小者。

成交价：当最高出让挂牌价与最低受让挂牌价相同时，以该价格为成交价。当出让挂牌价高于实时的最低受让挂牌价时，取实时发布的最低受让挂牌价为其成交价。当受让挂牌价低于实时的最高出让挂牌价时，取实时发布的最高出让挂牌价为其成交价。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让侧和受让侧，作为

出让主体和受让主体成交电量和价格。

十七、年度/月度用电合同转让交易（协商）

1 交易标的：用电合同。

2 交易类型：转让交易。

3 市场主体：

出让主体：同一受电省区售电公司、电力用户

受让主体：同一受电省区售电公司、电力用户

输电主体：相关电网企业

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体由市场主体协商确定。

5 交易方式：协商交易：出让主体申报，受让主体确认。

6 交易申报：

出让主体和受让主体应自主协商并申报交易电量、价格、曲线等信息，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 交易出清：

广州电力交易中心汇总市场主体申报并确认的申报信息，进行交易出清。

成交电量和价格：出让主体总申报折算电量未超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后申报折算电量即为成交电量。若出让主体总申报折算电量超过交易规模、输电通道能力上限等约束或安全校核进行扣减时，按申报折算电量比例

削减后成交。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让侧和受让侧，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十八、年度/月度用电合同转让交易（竞价）

1 交易标的：用电合同。

2 交易类型：转让交易。

3 市场主体：

出让主体：同一受电省区售电公司、电力用户

受让主体：同一受电省区售电公司、电力用户

输电主体：超高压公司，相关电网公司

4 交易关口：原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 交易方式：竞价交易，采用统一边际出清。

6 交易申报：

售电主体和购电主体应自主申报交易电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确，申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。

7 交易出清：

当受让折算价格大于等于出让折算价格时可成交。按照受让折算价格减去出让折算价格的价差大小排序并依次成交。

当总可成交规模超过交易规模、输电通道能力上限等约束时，或受让折算价格减去出让折算价格的价差为负时，交易结束。

成交电量和价格: 成交电量为满足上述出清规则并通过安全校核的全部成交电量。成交价格为最后一笔成交的价差对中出让折算价格与受让折算价格的平均值。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让方和受让方，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

十九、年度/月度用电合同转让交易（挂牌）

1 **交易标的:** 用电合同。

2 **交易类型:** 转让交易。

3 **市场主体:**

出让主体: 同一受电省区售电公司、电力用户

受让主体: 同一受电省区售电公司、电力用户

输电主体: 超高压公司，相关电网企业

4 **交易关口:** 原则上为受电省区电网企业与超高压公司之间的计量关口，具体在交易公告中明确。

5 **交易方式:** 挂牌交易。可采用交易系统根据出让（受让）主体自主挂牌、受让（出让）主体自主摘牌申报结果组织统一出清，也可由交易系统根据出让、受让主体挂牌价格滚动撮合出清。具体在交易公告中明确。

6 **交易申报:** 挂牌的市场主体应自主申报交易电量、价格等挂牌信息，摘牌的市场主体自主申报摘牌电量、价格等信息，交易曲线在交易公告中明确。市场主体申报电量、申报价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后统一

折算到约定的交易关口，形成折算后的出让主体和受让主体申报信息。统一出清方式下，当存在多个挂牌方时，某一摘牌方可分别向各挂牌方自主申报摘牌电量。该摘牌方总申报摘牌电量不能超过自身发用电能力约束。

7 交易出清

挂牌交易可以采用统一出清和滚动撮合两种出清方式。

(1) 统一出清

广州电力交易中心汇总交易期间市场主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。

成交电量：当某一挂牌方的总摘牌电量大于其挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，按市场主体摘牌电量所占比例等比例调减；当总摘牌电量小于或等于挂牌电量、输电通道能力上限等约束时，经安全校核后摘牌电量即为成交电量。

成交价格：挂牌价格即为成交价格。

(2) 滚动撮合出清

实时建立出让挂牌、受让主体挂牌两个队列，将受让挂牌电量按挂牌价从高到低排列，将出让挂牌电量按挂牌价从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。交易系统接收到市场主体提交的新增挂牌时，则实时动态刷新队列。交易系统按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合受让挂牌价高于或等于出让挂牌价的电量成交：较高的受让挂牌价优先成交，较低的出让挂牌价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先挂牌者优先成交。当实时撮合出清的电量达到交易规模、输电通道能力上限等约束时，挂牌交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。

成交电量：系统撮合成交的每一对出让挂牌电量、受让挂牌电量二者中较小者。

成交电价：当最高受让挂牌价与最低出让挂牌价相同时，以该价格为成交价。当受让挂牌价高于实时的最低出让挂牌价时，取实时发布的最低出让挂牌价为其成交价。当出让挂牌价低于实时的最高受让挂牌价时，取实时发布的最高受让挂牌价为其成交价。

交易关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）、政府基金及附加后折算到出让侧和受让侧，作为出让主体和受让主体成交电量和价格。

附件 2

征求意见反馈表

填报单位：（加盖公章）

填报人：

联系方式：

序号	章节	原条文内容	建议修改/增/删/为	修改理由
1	第 X 章第 X 节	第 X 条 ……	……	……

注：《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》征求意见反馈表。