

# 南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则

(2025 年 V1.0 版)

## 1. 总则

1.1 为规范开展南方区域电力市场中长期电能量交易，根据《电力中长期基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《南方区域电力市场实施方案》（南方电网总调〔2022〕34号）和《南方区域电力市场运行规则（试行）》，制定本实施细则。

1.2 本细则所称南方区域是指包括广东、广西、云南、贵州、海南等省（区）在内的南方电网经营区；所称中长期电能量交易是指交易标的周期为日以上的电能量交易，包括年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）电能量交易。

1.3 电力市场成员应严格遵守本细则，自觉维护市场秩序，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市场正常运行。

1.4 本细则适用于区域现货市场连续结算试运行环境下南方区域跨省中长期电能量交易。各省（区）内中长期交易应做好与跨省中长期电能量交易的协同。

1.5 跨南方区域中长期交易作为区域现货市场边界，具体规则或方案另行制定。

## 2. 经营主体

2.1 参与南方区域电力市场中长期电能量交易的经营主体包括符合《电力市场注册管理基本规则》准入要求，并完成市场注册的各类电力用户、售电公司、发电企业、负荷

聚合商、储能企业（包括新型储能、抽水蓄能电站）、虚拟电厂、电动汽车充电设施等。

2.2 经营主体由首注地交易机构将注册信息共享至广州电力交易中心或在广州电力交易中心直接注册后，即可参与跨省中长期电能量交易。

2.3 各省（区）电网企业依规参与南方区域跨省中长期电能量交易。

### 3. 交易品种

南方区域电力市场中长期电能量交易是指符合准入条件在交易机构注册的经营主体通过市场化方式开展的跨省电力批发交易，按照南方区域电力市场中长期电能量交易统一品种库执行，根据交易标的执行周期、交易标的性质、交易类型、交易方式确定。当前阶段可组织开展的交易品种见附录4。

#### 3.1 交易标的执行周期

根据交易标的物执行周期不同，南方区域中长期电能量交易品种划分为年度（多年）、月（多月）、周（多周）、日（多日）交易品种等。

#### 3.2 交易标的性质

根据交易标的性质，南方区域中长期电能量交易品种划分为跨省中长期电量交易和跨省合同电量交易。

##### 3.2.1 跨省中长期电量交易

跨省中长期电量交易标的性质包括跨省优先发电计划

电量、跨省中长期市场化增量交易电量。

3.2.1.1 跨省优先发电计划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。跨省优先发电计划电量包括保量保价电量、保量竞价电量。

3.2.1.2 跨省中长期市场化增量电量是指跨省优先发电计划电量之外，利用省间输电通道富余能力赠送的电量。

### 3.2.2 跨省合同电量交易

跨省合同电量交易标的性质包括发电合同电量、用电合同电量、送电合同电量。其中：

3.2.2.1 发电合同电量是指南方区域内受电省（区）发电企业在所在省（区）内中长期电能量市场形成的交易合同电量。

3.2.2.2 送电合同电量是指通过南方区域跨省电力交易形成的、已明确到发电或送电主体的交易合同电量。

3.2.2.3 用电合同电量是指南方区域内受电省（区）电力用户、售电公司在南方区域跨省电力中长期市场形成的交易合同电量。

3.2.3 合同电量交易按经营主体需求不定期组织。具备条件时，合同电量交易品种与电能量交易品种可合并开展。

### 3.3 交易类型

跨省中长期电量交易类型可划分为外送交易、直接交易。跨省合同电量交易可划分为合同电量转让、置换、回购交易。

3.3.1 跨省中长期电量外送交易是指购电主体为电网

企业的交易。

3.3.2 跨省中长期电量直接交易是指购电主体为电力用户、售电公司、储能企业等的交易。

3.3.3 跨省合同电量转让交易是指经营主体将合同约定的交易标的全部或部分出让给其他经营主体执行的交易形式。

3.3.4 跨省合同电量置换交易是指经营主体将合同约定的交易标的在同一个交易周期内，按照交易标的总量保持不变的原则在不同时间段之间调整交易电量的一种交易方式。

3.3.5 跨省合同电量回购交易是指经营主体经协商一致，减少合同约定的交易标的数量的交易形式。回购交易中，合同电量交易双方交易标的数量同时减少。

3.3.6 发电合同电量、送电合同电量转让原则上鼓励清洁高效机组替代低效机组发电。在跨省中长期交易基础上，广州交易中心统筹组织承接跨省协议计划、市场合同电量的发电企业开展跨省合同电量转让交易。

### 3.4 交易方式

交易方式包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

### 3.5 绿色电力交易

3.5.1 跨省绿色电力交易是指电力用户或售电公司向非本省网控制区的发电企业购买绿色电力。初期可由省

（区）电网企业汇总并确认省内绿色电力购买需求，通过跨省跨区绿色电力交易购买绿色电力。

3.5.2 跨省绿色电力交易可采用的交易品种与 3.1 至 3.4 条款所述一致。

3.5.3 在合同各方协商一致、并确保绿色电力交易可追踪溯源的前提下，具备条件后根据市场需求探索开展合同转让、合同置换等交易。

3.6 按照统一规范，设置南方区域跨省交易送电类别。送电类别指归属于同一送受电区域、共用相同输电通道且具有相同省间综合线损率的送电成分。送电类别分为“网对网”“专项工程点对网”两大类。根据购售电主体类型不同，“网对网”送电类别交易包含“点对网”“点对点”“网对网”“网对点”；“专项工程点对网”送电类别交易包含“专项工程点对网”“专项工程点对点”。现阶段的送电类别见附录 5，送电类别的分类可随着市场建设和经营主体的需求滚动更新。南方区域跨省中长期交易按照已设置的送电类别分别组织，具备条件时探索组织多个送电类别同台的集中交易。

## 4. 价格机制

4.1 南方区域跨省中长期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。

4.2 除跨省优先发电计划执行政府确定的价格外，南

方区域中长期电能量交易的成交价格应当由经营主体通过协商交易、集中交易等方式形成，第三方不得干预。若经营主体需申报价格机制时，为保证中长期有序开展以及与现货交易的衔接，经营主体选取的价格机制参数及折算公式需由经营主体提出，并提交相应交易机构审核通过后方可用于申报，价格机制原则上应支持在 D-2 日前正式形成绝对价格。

4.3 双边交易价格按照双方合同约定执行。

4.4 集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易可采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制，具体以发布的交易公告为准。各省（区）集中交易价格机制由各省（区）中长期电能量交易实施细则明确。

4.5 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。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，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定。

4.6 跨省中长期电能量市场化增量交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价等价格，并按照国家及各省（区）相关规定执行。

4.7 电力市场用户的用电价格由电能量交易价格、绿证价格（如有）、上网环节线损费用、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，按国家和各省（区）相关规定执行。

4.8 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格或各省（区）根据能源主管部门制定的代理购电价格机制执行。电网企业代理购电用户电价按国家及各省（区）相关规定执行。

4.9 受电省（区）电能量交易落地侧关口价格由经营主体上网侧（送出侧关口）成交价格、跨省输电价格（含送出省（区）省内输电价格或配套工程输电价格）、辅助服务费用、输电损耗等费用构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取。未明确的，暂按该输电通道前五年输电损耗的平均值计算，经相关经营主体同意后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由经营主体协商确定承担方式。受电省（区）电力用户（售电公司）还需缴纳本省输配电价等其他费用按照国家及各省（区）相关规定执行。

4.9.1 超高压输电价中，对于核定专项工程点对网或网对网输电价及线损率的核价方式，其线损电价折算方式如下：

4.9.1.1 从送出关口侧折算，网损电价=超高压输电上网电价（送出侧关口电价）×核定线损率/（1-核定线损率）；对于跨省输电需计及送端省（区）内输电价的情况，超高压输电上网电价=经营主体上网电价+送端省（区）内输电价。

4.9.1.2 从落地关口侧折算，网损电价=（落地侧关口电价-超高压输电价）×核定线损率。

4.9.2. 对于购、售电省（区）之间已核定专项工程点对网或网对网输电价及线损率的跨省交易，经营主体上网电价折算至经营主体所在省（区）落地侧关口的价格折算方式如下：

4.9.2.1 落地侧关口电价=超高压输电上网电价+超高压输电价+网损电价。

4.9.2.2 对于跨省输电需计及送端省（区）内输电价的情况，超高压输电上网电价=电厂上网电价+送端省（区）内输电价。

4.9.2.3 当购电主体申报为相对核定上网价的价差时，落地侧关口电价需要进一步折算为落地价差：落地价差=落地侧关口电价-落地侧关口所在省（区）燃煤机组标杆上网电价（含环保电价及其他附加）。落地侧关口电价相对标杆上网价下浮则价差为负，相对标杆上网价上浮则价差为正。

4.9.3 对于核定购销差价的跨省交易，以售电主体上网电价折算至落地侧关口为例，可以采用价差传递的方式，申报上网电价和落地销售电价相对核定购销电价同增同减，保持购销差价不变。

4.10 跨省输电价格、送端省（区）内输电价格按照国家相关规定执行。

4.11 跨省中长期合同回购、转让、置换等交易的各交

易方可协商确定输电费用减少的补偿电价。补偿电价可包括发电环节、输电环节、购电环节、辅助服务、输电损耗变化等费用。补偿对象、补偿价格等按照国家有关规定或各方协商确定。

4.12 新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策及有关规则进行结算。

## 5. 交易组织

### 5.1 交易组织原则

5.1.1 南方区域跨省中长期电能量交易由广州电力交易中心组织，通过南方区域统一电力交易平台开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以南方区域统一电力交易平台接收到的申报信息为准。

5.1.2 在电力交易机构完成注册的发电企业可依规直接参与南方区域中长期电能量交易。在电力交易机构完成注册的电力用户可依规根据需要直接参与或由售电公司代理参与南方区域中长期电能量交易，并应与其参与省内中长期交易方式保持一致。电网企业按相关规定参与省内代理购电市场化交易以及跨省中长期电能量交易。

5.1.3 同一经营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，经营主体在集中交易过程中不能在同一场次同一时段中同时以购电主体和售电主体参与相同合同标的时段内的交易，以首笔成交方向为准。

5.1.4 为应对清洁能源出力波动，防范市场风险，综合考虑来水预测、电力电量平衡、网络安全约束、检修计划等因素，合理确定电厂发电能力；综合考虑电网检修、历史用电量、生产计划等因素，合理确定电力用户、售电公司用电需求。发电能力和用电需求可按省内有关规则动态合理调整。

5.1.5 交易的限定条件必须在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

5.1.6 跨省中长期电能量交易合同的结算参考点原则上取该送电类别送出落地关口中间点（虚拟点，送出侧关口价格与落地侧价格算术平均值），经营主体可自行协商调整至送出侧关口或落地侧关口。若相关方因历史原因未约定则结算参考点取送出落地关口中间点。（所有落地侧价格需折算为送出侧，送电类别送出侧价格取该送电类别落地侧价格扣减输电价格，其中，输电价格含跨省输电价格、“专项工程点对点”类别的送出省内输电价格和网损价格。）即：

5.1.6.1 若结算参考点取在送出关口，则送端结算参考点的价格取送电类别的送出侧关口价格；受端结算参考点的价格取送出侧关口价格叠加跨省输电价格、网损价格顺推至落地侧的价格，“专项工程点对点”类别还需叠加送出省内输电价格。

5.1.6.2 若结算参考点取在落地关口，则受端结算参考

点的价格取落地侧价格；送端结算参考点的价格取落地侧价格扣减跨省输电价格、网损价格倒推至送出侧的价格，“专项工程点对网”类别还需扣减送出省内输电价格（即送电类别的送出侧价格）。

5.1.6.3 若结算参考点取在送出落地关口中间点，则送端结算参考点的价格取送电类别的送出侧关口价格与送出侧价格的算术平均值，受端结算参考点的价格取送端结算参考点价格叠加跨省输电价格、网损价格顺推至落地侧的价格，“专项工程点对网”类别还需叠加送出省内输电价格。

5.1.6.4 跨省合同电量交易中，如果是同一省（区）内互相转让的，需由本省（区）电力交易机构依照本省（区）相关交易规则进行偏差和不平衡资金结算。如果是在不同送电类别之间进行转让交易的，转让交易相关经营主体需经原合同经营主体双方同意后方可转让，按照转让后的合约计算省间不平衡资金。

5.1.7 南方区域中长期电能量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、交易校核及安全校核、结果发布等环节。

5.1.7.1 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，根据经营主体提出的交易需求，做好交易相关准备。各省（区）电力交易机构根据经营主体省内优先计划、电力电量平衡以及供需形势等进行省内电力

中长期交易准备。

5.1.7.2 交易公告。定期或连续开市的交易，应提前1个自然日发布交易公告，不定期开市的交易，应提前5个自然日发布交易公告。交易公告内容包括：交易品种、经营主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。跨省中长期交易组织多送电类别集中交易的，应明确统一的交易出清关口。

5.1.7.3 交易申报。经营主体通过南方区域统一电力交易平台申报确认所在申报关口侧电力电量和价格等，跨省中长期交易需将电力电量、电价按规则折算至该送电类别的各个交易关口。各个交易关口的电量由交易出清关口电量按照跨省中长期交易相关输配电核定线损率折算确定；相关输配电核定线损率未核定的，采用该送电类别综合线损率折算。交易合同与物理送电潮流方向相反的，不考虑该笔合同的输电损耗。各个交易关口的电价按照4.9条款折算。

5.1.7.4 交易出清。按照交易规则，电力交易机构在电力调度机构提供的市场边界条件下开展电力交易出清，形成交易初步结果。

5.1.7.5 交易校核。由广州电力交易中心会同各省（区）电力交易机构进行交易校核，校核内容包括交易限额校核等，形成中长期交易预成交结果。

5.1.7.6 安全校核。广州电力交易中心将分类汇总经交易校核后的中长期交易结果，对于跨省优先发电计划交易

及跨省绿电交易结果提交至南方总调统一进行安全校核，南方总调应在规定时限内返回安全校核结果。安全校核未通过时，南方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，并向经营主体公布。

5.1.7.7 结果发布。广州电力交易中心发布交易结果。经营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，由市场运营机构在1个工作日内给予解释。

## 5.2 交易约束条件

### 5.2.1 跨省中长期交易设置交易电量约束，其中：

5.2.1.1 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，原则上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。合同电量交易时，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。最大发电能力，剩余发电能力及出让、受让合同申报电量均以发电主体的交易限额方式约束。

5.2.1.2 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，申报电量不得超过剩余用电需求。合同电量交易时，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剩余用电需求。其中，电力用户的用电需求原则上根

据报装机容量或历史用电量考虑一定增长率后确定；售电公司的用电需求为其代理电力用户的用电需求之和，或由售电公司自主申报用电需求，具体按照各省（区）相关规定执行。剩余用电需求，可出让、受让合同电量等均以发电主体的交易限额方式约束。

5.2.1.3 独立储能等新型主体根据实际充放电需求进行交易申报，其交易限额不得超出实际充放电能力，可根据额定容量和预计充放电循环次数或其他方式确定。合同电量交易时，参照相应标准执行。

5.2.1.4 虚拟电厂、负荷聚合商、电动汽车充电桩等根据调节能力，设置其交易限额。

5.2.1.5 建立跨省及省（区）内经营主体交易限额互通机制，逐步实现经营主体在网省两侧交易额度的实时同步。交易限额以交易单元为单位形成，由交易单元所在省（区）根据相应规则明确具体计算方法，包括市场交易买、卖方向的不同限额。各省（区）应充分考虑本省不同电源类型比例等因素合理设置发电侧交易限额。各省（区）电力交易机构负责更新交易单元的交易限额。交易限额设置以月为基础，并可结合各省（区）实际需要增加按日、按时等更细颗粒度的限额。参与跨省及省内交易时交易单元的交易限额可采用交易申报前交互、实时交互两种方式实现，起步阶段采用交易申报前交互的方式实施。广州电力交易中心在每次发布交易公告后，组织各省（区）电力交易机构在交易申报开始前向广州电力交易中心提供参与本

次中长期交易的省（区）内经营主体的交易限额。后续具备条件后应在每次跨省及省（区）内中长期交易窗口实时同步交易限额变化情况。

5.2.1.6 交易申报最小交易电量为 1MWh、基本单位电量为 0.001MWh，最小价格单位为 0.001 元/MWh。

5.2.2 中长期交易实行大额申报制度。单个交易日内，独立储能、虚拟电厂、电动汽车充电设施以外的经营主体任一月度净合同电量减少值不得超过该月净合同电量上限的一定比例  $s\%$ （大额申报比例参数），中长期交易约束由各省（区）自行明确。

5.2.3 各省（区）中长期交易应合理设置经营主体月度净合同电量上下限、累计合同电量上下限、大额申报比例参数等交易电量限制，降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约。

5.2.3.1 各省（区）中长期交易可依据装机容量、同类型机组可用小时数、存煤或水位，历史用电量、历史用电曲线、申报需求分别设置发、用电侧月度净合同电量上下限、累计合同电量上下限。

5.2.3.2 各省（区）电力交易机构根据经营主体月度净合同电量上下限、月度累计合同电量上下限、信用额度对应可交易电量及历史交易情况，计算并发布其可申报电量额度。原则上，可申报电量额度按年度、月度控制，具备条件的省（区）按照小时控制。经营主体同时参与跨省、省（区）内电力中长期交易过程中，共用可申报电量额度。

已申报未成交电量，在计算可申报电量额度过程中视同已成交电量予以考虑。交易结束后，各电力交易机构根据交易结果联动更新。

5.2.4 各省（区）可结合发电企业运营成本、市场用户电价承受能力等因素，对中长期交易设置市场申报、成交价格上下限，各交易品种对应执行。

5.2.5 对于交易标的电量，发电经营主体售出电量则标的电量增加，购入电量则标的电量减少；用电经营主体，购入电量则标的电量增加，售出电量则标的电量减少。

### 5.3 交易组织时序

5.3.1 广州电力交易中心统筹南方区域中长期电能量交易时序安排，协同各省（区）电力交易机构编制南方区域电力市场交易日历，且包含跨省及省（区）内。跨省与省（区）内各场次交易申报时间严格按照交易日历执行。

5.3.2 跨省中长期电能量交易按照年度（多年）、月度（多月）、月内（周、多日）的顺序开展。

5.3.3 原则上优先组织开展跨省优先发电计划交易及跨省绿电交易，跨省中长期市场化增量交易、省内中长期市场化交易、电网企业代理购电交易结合送受省（区）实际按照协同、有序的原则组织开展。

### 5.4 跨省交易组织

5.4.1 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在跨省优先发电计划及跨省绿电交易开始前，南方总调可根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，

折算得到各机组的电量上限，对参与交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由广州电力交易中心予以公布。

5.4.2 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一定比例（ $c_y\%$ ）下达年度交易限额、分月交易限额。

对于月度交易，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一定比例（ $c_m\%$ ）下达月度交易限额、各周交易限额。

对于月内、周及多日交易，参照月度交易的限额制定方法按照不低于关键通道可用输电容量的一定比例（ $c_w\%$ ）下达交易限额。

5.4.3 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、月度、周、多日的顺序开展交易及成交。

同一周期的交易按先协商、再集中交易的顺序开展交易及成交。

同一时段开展的交易按跨省优先发电计划电量、跨省绿色电力交易电量、跨省中长期市场交易电量顺序成交。

同类别标的、同交易类型电量应按照对应交易方式认定每一笔合约的成交顺序；如无法认定的则按照绿电优先、清

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。

5.4.4 南方区域中长期电能量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。跨省优先发电计划的相关经营主体首先通过跨省中长期交易落实跨省优先发电计划，形成跨省优先发电计划合同。

5.4.5 跨省优先发电计划按照实物合同执行，跨省送电合同日电量曲线保障执行、优先出清，初期可采用保障合同日电量方式保障执行。

5.4.6 通过双边协商方式形成的年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）合同，可通过月、周或日（多日）等交易窗口对电量、曲线、价格（或价格机制）进行调整。具体调整要求以交易公告为准。承接购售电主体类型为“网对网”交易计划的发电企业可以根据所在省（区）交易规则进行合同电量转让交易。

5.4.7 跨省中长期市场化增量交易按照差价合约的财务合同形式组织开展。

#### 5.4.8 年度交易

广州电力交易中心每年年底组织次年年度交易，具体安排根据国家相关部门要求调整。通过南方区域统一电力交易平台发布年度交易公告。

年度交易一般分成协商方式和集中方式两个阶段依次开展，也可根据实际需要仅开展一个阶段。每一次年度交

易可以组织一个或多个交易品种。广州电力交易中心在年度交易中优先组织跨省协商交易，包括跨省年度（多年）协议电量外送交易、跨省年度（多年）市场电量外送交易等。原则上不同交易品种的协商交易、不同送电类别同一交易品种安排同一时段进行交易。在跨省年度协商交易申报完成后，再根据经营主体需求，以竞价、挂牌、撮合等方式组织跨省年度（多年）协议电量直接交易、跨省年度（多年）市场电量外送交易、跨省年度（多年）市场电量直接交易及各类跨省年度合同电量交易，具体交易品种以交易公告为准。交易组织流程见 5.1.7。

#### 5.4.9 年度交易安全约束条件：

5.4.9.1 年度交易可结合实际情况组织开展多次，每一次年度交易，广州电力交易中心依据南方总调提供的最近一次更新的省间通道能力、电力电量平衡安排、电厂发电能力约束等信息作为交易组织开展交易校核的依据。

5.4.9.2 每一次年度交易结束后，广州电力交易中心依据南方总调提供的省间通道能力、电力电量平衡安排、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组织开展交易校核的依据。

#### 5.4.10 月度交易

月度交易一般分成协商方式和集中方式两个阶段依次开展，也可根据实际需要仅开展一个阶段。每一次月度交易可以组织一个或多个交易品种。广州电力交易中心在月

度交易中优先组织协商交易。包括跨省年度（多年）协议电量外送交易、跨省年度（多年）市场电量外送交易等在次月的合同调整，以及跨省月度（多月）协议电量外送交易、跨省月度（多月）市场电量外送交易等。以协商方式开展的次月各类跨省合同电量交易可同时开展。原则上不同交易品种的协商交易、不同送电类别同一交易品种安排同一时间进行交易。在跨省协商交易申报完成后，再根据经营主体需求以竞价、挂牌、撮合等方式组织跨省月度（多月）协议电量直接交易、跨省月度（多月）市场电量直接交易、跨省月度（多月）市场电量外送交易及各类跨省月度合同电量交易，具体以交易公告为准。交易组织流程见 5.1.7。

广州电力交易中心原则上于每月 20 日前组织次月月度双边协商交易及合同调整确认；原则上不迟于每月 24 日开始组织次月月度跨省中长期集中交易。

#### 5.4.11 月度交易安全约束条件：

5.4.11.1 月度交易开始前，各省（区）电力调度机构配合南方总调向广州电力交易中心提供通道能力、电力电量平衡安排、发电能力等初步约束条件。

5.4.11.2 每次交易前相关省（区）电力交易机构向广州电力交易中心提供省内各参与跨省交易经营主体的最新交易限额，作为经营主体交易约束。

5.4.11.3 每一次月度交易开始前，广州电力交易中心依据南方总调提供的最近一次更新的省间通道能力、电力电量平衡安排、电厂发电能力约束等信息作为交易组织的

安全约束条件。

5.4.11.4 每一次月度交易结束后，广州电力交易中心依据南方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组织开展交易校核的依据。

#### 5.4.12 周交易

跨省中长期交易在工作日连续开市，D-5日组织标的时段为D日至月底的全部日期协商或集中交易；若D-4日与D-3日均为周末或法定节假日，则需在D-5日前的申报日进行申报。根据市场建设情况，逐步过渡到D-3日组织D日至月底的全部日期协商或集中交易。具体以交易公告为准。

周交易一般分成协商方式和集中方式两个阶段依次开展，也可根据实际需要仅开展一个阶段。每一次周交易可以组织一个或多个交易品种。广州电力交易中心组织跨省年度（多年）及月度（多月）协议电量外送交易、跨省年度（多年）及月度（多月）市场电量外送等交易中时段在D日至月底标的合同的调整，以及跨省周协议电量外送交易、跨省周市场电量外送交易。以协商方式开展的各类跨省周合同电量交易可同时开展。原则上不同交易品种的协商交易、不同送电类别同一交易品种安排同一时间进行交易。在跨省周协商交易申报完成后，再根据经营主体需求以竞价、挂牌、撮合等方式组织跨省周协议电量直接交易、跨省周市场电量外送交易、跨省周市场电量直接交易及各类

跨省周合同电量交易。在跨省周交易中，可开展与已有交易计划的物理潮流方向相反的交易。具体以交易公告为准。交易组织流程见 5.1.7。

5.4.13 周交易考虑清洁能源消纳等因素可以实行双边协商交易规模占总市场规模的比例（ $q\%$ ）限制，以及单一经营主体的双边协商交易份额占可交易份额的比例限制（ $R\%$ ）。

5.4.14 日（多日）交易，结合电力保供应、清洁能源消纳等市场交易需求，参照周交易方式组织开展。

5.4.15 跨省电力中长期市场相关交易参数由南方区域市场运营机构根据国家政策、市场各方意见统筹确定。

## 5.5 价格机制转换

5.5.1 跨省中长期交易价格机制转换按月开展。各省（区）电力交易机构在每月月底前 1 个工作日 12:00 前，将价格机制库中的价格参数正式提供广州电力交易中心，广州电力交易中心在收到各省（区）电力交易机构提交的价格参数 1 个工作日内，根据经营主体已选的交易价格机制计算出绝对价格，与价格参数一并向相关经营主体发布。如经营主体对广州电力交易中心计算的绝对价格有异议的，可于 1 个工作日内正式反馈，经广州电力交易中心复核后反馈意见。如价格计算结果有误的，由交易中心更正并再次向经营主体公示发布；计算结果无误的，则该公示价格作为相关交易合同的绝对价格。如经营主体在一个工作日内未正式反馈意见的，则视为认可交易中心计算的绝对价格。

5.5.2 广州电力交易中心在绝对价格公示发布结束后一个工作日内，将已形成的当月跨省中长期交易绝对价格推送至南方区域现货系统。

5.5.3 D日中长期交易价格采用在每月初形成的当月跨省跨区中长期交易绝对价格，如因缺少价格参数导致跨省中长期价格机制无法在D-3日转化为绝对价格的，则按截至D-3日购售双方最近一次中长期合约结算价格作为中长期交易合约默认价格。

5.5.4 对于以默认价格进行日清分结算的合约，如在次月初3个自然日内已形成绝对价格，则广州电力交易中心对其进行全量重算。

## 6. 交易计划校核

### 6.1 总体原则

6.1.1 广州电力交易中心协同各交易机构对跨省中长期市场化增量交易初步成交结果进行交易校核。

6.1.2 为保障跨省优先发电计划作为省间外送约束参与市场、优先保障执行，南方总调对跨省优先发电计划进行安全校核。

6.1.3 为落实跨省绿电交易保障执行的要求，跨省绿电交易在起步阶段按照实物合同执行，省间外送约束参与市场、保障执行，南方总调对跨省绿电交易进行安全校核。

### 6.2 交易校核

6.2.1. 交易校核内容包括交易限额（发电能力、用电

需求）、省间通道能力等校核。

6.2.1.1 交易限额校核。电力交易机构在每次跨省及省内中长期交易前后对交易单元交易限额变化情况进行校核，确定交易单元可申报电量额度。原则上，发电企业预成交电量不得超过其发电能力扣减跨省优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力；电力市场用户预成交电量不得超过其用电需求扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余用电需求。

6.2.1.2 省间通道能力校核。电力交易机构在跨省及省内中长期交易后对初步成交结果是否满足省间通道约束进行校核。原则上预成交结果与已成交正式结果之和不得超过南方总调提供对应的省间通道能力。

#### 6.2.2. 交易校核削减

初步成交结果未通过交易限额、省间通道能力校核时，电力交易机构按成交时间先后次序进行逆序调减。成交时间相同的，具有通道优先使用权的交易相关方达成的交易应优先保障；跨省优先发电计划优先于跨省“点对点”绿电、跨省“点对点”绿电优先于其他交易予以保障；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；当条件均相同时，按照申报电量等比例原则进行调减，直至通过交易校核。

#### 6.3 安全校核

南方总调对跨省优先发电计划、跨省绿电交易进行安

全校核。安全校核顺序为：按照交易成交先后次序进行逆序调减。成交时间相同的，具有通道优先使用权的交易相关方达成的交易应优先保障；跨省优先发电计划优先于跨省“点对点”绿电、跨省“点对点”绿电优先于其他交易予以保障；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；当条件均相同时，按照申报电量等比例原则进行调减。

6.3.1 南方区域跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电预成交结果应当通过南方总调安全校核。安全校核的主要内容包括通道输电能力限制、电力电量平衡、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。安全校核应遵循以下基本原则：

6.3.1.1 电网安全原则。安全校核应依据国家、行业关于电网安全的法律法规、技术标准进行，确保校核结果满足安全约束。所有交易结果必须通过安全校核方能进行调度执行。

6.3.1.2 节能低碳原则。按照节能低碳原则确定中长期交易安全校核的基础开机组合和初始潮流；按照清洁能源消纳最大化原则保障调峰调频容量的充裕度。

6.3.1.3 逐步逼近原则。考虑到电力系统运行的各种不确定性，在进行年、月安全校核时，应留出一定的通道传输能力空间，剩余的通道能力空间留在月内使用。

6.3.2 南方总调应当及时向广州电力交易中心提供各断面（设备）、各路径可用输电容量以及影响断面（设备）

限额变化的停电检修等。

6.3.3 广州电力交易中心以各断面、各路径可用输电容量等为约束组织交易，并将跨省优先发电计划及跨省绿电交易预成交结果提交南方总调进行安全校核。

6.3.3.1 年度（多年）交易结束后，广州电力交易中心汇总各类跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电交易预成交电量，提交南方总调统一进行安全校核。南方总调在5个工作日内返回安全校核结果。

6.3.3.2 月度交易结束后，广州电力交易中心汇总次月各类跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电交易预成交电量，提交南方总调统一进行安全校核。南方总调在2个工作日内返回安全校核结果。对于同一个送电类别，月度交易正式结果发布后，方可组织周（多周）调整交易。

6.3.3.3 周（多周）交易结束后，广州电力交易中心汇总每类跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电交易预成交电量及包含已经成交和需要校核的各类跨省优先发电计划交易计划，提交南方总调统一进行安全校核。南方总调在1个工作日内返回安全校核结果。

6.3.3.4 多日交易结束后，广州电力交易中心汇总每类跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电交易预成交电量及包含已经成交和需要校核的各类跨省优先发电计划交易计划，提交南方总调统一进行安全校核。南方总调在1个工作日内返回安全校核结果。

6.3.3.5 安全校核未通过时，南方总调应书面说明安全

约束及未通过安全校核的原因，广州电力交易中心按照交易成交先后次序进行逆序调减。成交时间相同的，具有通道优先使用权的交易相关方达成的交易应优先保障；跨省优先发电计划优先于跨省“点对点”绿电交易、跨省“点对点”绿电优先于其他交易予以保障；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；当条件均相同时，按照申报电量等比例原则进行调减。

6.3.4 跨省优先发电计划因安全校核不通过调减部分，由相关经营主体结合电力保供应、清洁能源消纳等市场实际情况，通过参与后续中长期交易开展跨省优先计划调整的方式补足缺额，保持全年跨省优先发电计划有效落实。

6.3.5 安全校核应当在国家有关电力中长期交易安全校核的规定期限内完成。安全校核未通过时，南方总调需出具书面解释，由广州电力交易中心予以公布。

6.3.6 经营主体对安全校核结果存在异议的，应当在结果发布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南方总调在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，视为无异议。

6.3.7 通过安全校核后形成的跨省优先发电计划中长期合约，作为省内（区）中长期交易的边界条件。

#### 6.4 现货 D-2 日校核

广州电力交易中心会同南方总调开展现货 D-2 日校核。

6.4.1 D-3 日 19:00 前，广州电力交易中心将当前 D 日跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电交易结果推送至

南方总调。

6.4.2 D-2日14:00前，南方总调将D日各类别跨省优先发电计划及跨省“点对点”绿电校核调整结果推送至广州电力交易中心。其中，南方总调反馈的“网对网”送电类别的D-2日校核意见，广州电力交易中心不调整原有中长期交易已经达成的合约。

6.4.3 D-2日17:00前，广州电力交易中心披露D-2校核后D日跨省中长期电能量交易计划曲线。

6.4.4 D-1日10:30前，各省（区）电力交易机构根据本地相关规定，将跨省优先发电计划分解落实到发电企业，形成经营主体D日跨省优先发电计划最终分时曲线，作为后续市场结算依据，并向相关经营主体披露，同时将分解后跨省优先发电计划数据推送至广州电力交易中心。

6.4.5 D-1日11:00前，各省（区）电力交易机构可根据省内市场需要，按需组织开展中长期交易。

## 7. 交易合同

7.1 广州电力交易中心将南方区域统一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。

7.2 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、结算参考点等内容。对于以双边协商方式开展的跨省中长期电能量交易，如部分合同要素未能在电子合同中明确的，交易相关方可以书面方

式单独明确并提交广州电力交易中心执行。

## 8. 交易计划分解

8.1 南方总调应将调整后的跨省优先发电计划及跨省绿电交易计划作为系统边界组织现货电能量市场出清，形成跨省送受电调度计划和省内发电调度计划。

8.2 各省（区）应建立跨省“网对网”中长期交易合同电量、曲线联动调整机制，优先由各省（区）电力交易机构组织跨省外送电分解挂牌交易方式实现跨省中长期交易计划分解及调整。针对“网对网”中长期交易合同电量的调整，各省（区）电力交易机构根据跨省中长期交易计划调整情况，依据本省（区）交易规则联动调整送受端发用电责任主体交易计划，如本省（区）未明确中长期交易计划调整原则，则各省（区）电力交易机构根据原发电企业交易单元成交电量按照等比例调减原则调整跨省中长期交易计划。当交易方式无法全额承接时，对于“网对网”交易计划，由各省（区）根据省内规定分解至各发电主体及交易单元，形成合同电量分解曲线，确保跨省中长期交易合同总曲线与各承接发电主体曲线之和保持一致，并明确结算参考点等合同要素。

8.2.1 对于跨省优先发电计划，电力交易机构应根据跨省购售双方年内实际交易情况，联动调整跨省送电主体交易计划曲线，建立经营主体跨省送电能力、可申报电量额度、履约风险等联动调整机制。

8.2.2 对于跨省中长期“网对网”市场化交易计划，电力交易机构应根据跨省中长期增量市场化交易情况，联动调整跨省送电主体交易计划曲线，各省（区）电力交易机构应做好与广州交易中心的联动，建立经营主体可申报电量额度、履约风险等联动调整机制。

## 9. 特殊情况处理

9.1 若区域现货市场中止且短期内可恢复，则继续按照本细则组织现货环境下的跨省中长期电能量交易。

9.2 若区域现货市场中止且短期内无法恢复，按以下原则处理：中止当月，区域现货中止前按照本细则开展跨省中长期交易组织；中止后如有需要，转按非现货环境下的跨省中长期交易规则开展当月交易组织。后续月份不再按照本细则组织现货环境下的跨省中长期电能量交易，转按非现货环境下的跨省电力中长期交易规则执行，直至现货市场恢复。

## 附录1：术语定义

1. 电力交易机构是指广州电力交易中心和广东、广西、昆明、贵州、海南电力交易中心。

2. 各省（区）电力交易机构是指广东、广西、昆明、贵州、海南电力交易中心。

3. 跨省优先发电计划。指根据国家指令性计划、地方政府间送电协议，通过购售双方协商形成的电力、电量合同，纳入跨省中长期交易的范畴。

4. 差价合约。指根据事先约定的合同价格以及合同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财务合同。

5. 交易单元。指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

6. 合同周期。指合同的起止时间，以日历日为基本单位。

7. 合同电量。指经营主体在中长期市场中所成交的市场化合同电量。

8. 电网代购交易合同电量。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同。

9. 交易价格。指经营主体在参加南方区域电力中长期交易时成交的电能量价格。

10. 分解曲线。指合同电量在合同周期内按照一定比例进行分解的电力特性曲线。

11. 结算参考点。指经营主体购售双方约定中长期合同的交割电量、电价的唯一节点。

12. 净合同电量上下限。指经营主体所交易的标的物在一定周期内合同电量代数和的上下限值。

13. 累计合同电量上下限。指经营主体购入和售出的标的物在一定周期内合同电量绝对值之和的上下限值。

14. 可申报电量额度。指经营主体参加中长期交易时可申报交易电量的额度，该额度按不同交易品种、不同交易标的分别计算。

15. 交易关口。是指用于申报跨省中长期电能量交易合同的电量电价、计算线损、开展交易出清等工作的计量点的集合。本细则所指交易关口主要包括“网对网”送电类别送端省（区）发电企业上网侧、南方区域跨区跨省专项工程的送端和受端、省间交流联络线送端和受端、专项工程点对点电厂及直流配套电源上网侧、落地侧。申报关口、出清关口均属于交易关口。交易关口可分为上网关口、送出侧关口、落地侧关口。

16. 上网关口。一是“网对网”送电类别送端省（区）发电企业与所在省区电网企业之间的计量关口；二是“专项工程点对点”送电电厂与超高压公司之间的计量关口。

17. 送出侧关口。送端省（区）电网企业与超高压公司之间的计量关口。

18. 落地侧关口。落地省（区）经营主体申报关口指落地省（区）电网企业与超高压公司之间的计量关口。

19. 申报关口。经营主体参与跨省中长期交易时所处的交易关口。送端省（区）经营主体申报关口分三类：一是“网对网”送电类别的上网关口；二是“专项工程点对网”送电类别的上网关口；三是送端省（区）电网企业与超高压公司之间的计量关口，即送出侧关口。落地省（区）经营主体申报关口指落地省（区）电网企业与超高压公司之间的计量关口，即落地侧关口。

20. 交易出清关口。广州电力交易中心开展交易出清的交易关口，一般为落地省（区）落地关口。

## 附录2：南方区域中长期电能量交易标准流程

南方区域中长期电能量交易统一标准组织流程，交易组织过程中，集中交易出清方式与价格机制、交易申报起止时间、交易标的时段及周期等内容由各省（区）电力交易机构结合市场实际合理设置。跨省中长期交易组织方式的标准组织流程具体如下：

### 1. 双边协商交易

#### 1.1 交易要求

（1）双边协商交易可按年度、月度、周、日（多日）等时序定期组织，其中，年度双边协商交易的标的为次年（多年）电量；月度双边协商交易的标的为次月（多月）电量；周双边协商交易的标的为周或多周电量（不足一周时可根据实际情况灵活开展）；日（多日）双边协商交易以日（多日）电量作为交易标的。双边协商采用自定义分解曲线。

（2）双边协商合同内容应包括合同周期、交易电量、交易价格、分时电力曲线（或曲线分解参数）等要素。

（3）电量交易的双边协商交易中，送电省（区）电网企业、发电企业、专项工程点对点送电电厂只可作为卖方参加交易，受电省（区）电网企业、电力用户、售电公司、储能企业只可作为市场合同买方参加交易。标的为合同电量交易的双边协商交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。

（4）交易双方应在其可交易电量约束范围内开展交易，

交易价格应满足最小价格单位。

## 1.2 交易流程

双边协商交易包括交易公告发布、交易申报与确认、交易出清、交易校核及安全校核、结果发布等环节：

## 1.3 交易公告发布

电力交易机构依规提前通过南方区域统一电力交易平台发布交易公告。

## 1.4 交易申报

（1）交易双方达成意向后，由一方在南方区域统一电力交易平台提交交易申报，另一方对申报内容进行确认。交易相关方应于交易公告发布的截止时间前完成交易申报与确认。

（2）经营主体申报电量、价格为申报关口的电量和价格。参与跨省中长期电能量交易的申报电量、价格按照省间核定线损、省间输电费和线损电费分别折算至其他交易关口。绿色电力交易中的电能量价格和绿证价格分别申报，其中绿证价格可参考绿证单独交易价格申报。

## 1.5 交易出清

交易申报截止后，电力交易机构根据南方总调提供的安全约束条件对已确认的申报信息开展电力交易出清，形成出清结果。同一批次所有双边协商交易视作同一时间成交。

## 1.6 交易校核及安全校核

（1）电力交易机构对同一交易组织周期内中长期交易出清的初步成交结果进行交易校核，包括交易限额校核等。

交易校核通过后，合同电量予以执行，未发布约束月份的合同电量暂不校核。未通过交易校核的合同，由电力交易机构按规定削减、调整初步成交电量。

（2）广州电力交易中心将同一交易组织周期内跨省优先发电计划及跨省绿电交易双边协商预成交结果汇总提交至南方总调统一进行安全校核，南方总调应在规定时限内返回安全校核结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将预成交结果推送至相应省（区）电力交易中心。安全校核未通过时，南方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预成交结果进行调整，并向经营主体公布。

### 1.7 结果发布

电力交易机构通过南方区域统一电力交易平台发布双边协商交易结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将交易结果推送至相应省（区）电力交易中心。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

## 2. 集中竞价交易

### 2.1 交易要求

（1）集中竞价交易可按年度、月度、周、日（多日）等时序定期组织，其中，年度竞价交易的标的为次年（多年）年度电量；月度竞价交易的标的为次月（多月）电量；周竞

价交易的标的为周或多周电量（不足一周时可根据实际情况灵活开展）；日（多日）集中竞价交易以日（多日）电量作为交易标的。竞价交易采用常用曲线（典型曲线）。

（2）对于跨省交易，标的为电能量交易竞价交易中，送电省（区）电网企业、发电企业、虚拟电厂、专项工程点对点网送电电厂只可作为卖方参加交易，受电省（区）电网企业、电力用户、售电公司、储能企业只可作为合同买方参加交易。标的为合同电量交易或电能量和合同电量交易合并开展的集中竞价交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。

## 2.2 交易流程

集中竞价交易包括交易公告发布、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

## 2.3 交易公告发布

电力交易机构依规提前通过南方区域统一电力交易平台发布交易公告。

## 2.4 交易申报

（1）经营主体在申报时间窗口内，按标的申报拟购入或售出的交易电量与价格，申报信息不公开。

（2）经营主体应在交易限额范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

（3）经营主体申报电量、申报价格为申报关口的电量和价格。参与跨省中长期电能量交易的经营主体申报电量、

价格按照省间、省内核定线损、输电费和线损电费分别折算至交易出清关口，作为经营主体申报折算电量。已申报未确认记录在交易申报结束前可撤销及重新申报。

（4）跨省绿色电力集中竞价交易仅申报电能量价格，绿证价格统一按广州电力交易中心最近发布的月度的绿证单独交易价格执行。

## 2.5 交易出清

### （1）电量交易

1）将购、售方申报价格分别按照从高到低、从低到高排序形成申报曲线。曲线交叉点对应的价格、电量即为统一出清价格和总成交电量。购方申报折算价格大于等于交叉点、售方申报折算价格小于等于交叉点的即可成交。若购方申报曲线、售方申报曲线无交叉，且购方申报价格高于售方申报价格时，初步成交电量为购方与售方申报总电量较小者。

2）成交电量和价格：成交顺序按照价差大小排序确定。成交电量为按照排序依次匹配形成的成交电量。采用统一出清的，成交价格为申报曲线交叉点对应的价格或最后一个成交对的购售价格平均值；采用撮合出清的，成交价格为根据匹配成交对的双方申报折算价格的价差及价差系数  $K$  确定，具体撮合价格算法在交易公告中明确。

3）跨省绿电集中竞价交易按照电能量价格与绿证交易价格的总价进行出清。

4）购电、售电经营主体成交电量和价格：参与跨省中

长期电能量交易的购电、售电经营主体成交电量、价格分别由交易出清关口成交电量、价格按照省间、送电省内核定线损、输电费和线损电费折算至经营主体申报关口。

## （2）合同电量交易

1) 将出让、受让申报价格分别按照从高到低、从低到高排序形成申报曲线。曲线交叉点对应的价格、电量即为统一出清价格和总成交电量。受让申报折算价格大于等于交叉点、出让申报折算价格小于等于交叉点的即可成交。若出让申报曲线、受让申报曲线无交叉，且受让申报价格高于出让申报价格时，初步成交电量为出让与受让申报总电量较小者。

2) 成交电量和价格：采用统一出清的，成交电量为按照排序依次匹配形成的成交电量；成交价格为申报曲线交叉点对应的价格或最后一个成交对的购售价格平均值。采用撮合出清的。成交电量为按照排序依次匹配形成的成交电量，成交价格为根据匹配成交对的双方申报折算价格及价差分配系数 $K$ 确定，具体撮合算法在交易公告中明确。

3) 出让、受让经营主体成交电量和价格：参与跨省中长期电能量交易的出让、受让经营主体成交电量、价格分别按照省间、省内核定线损、输电费和线损电费分别折算至出让、受让主体申报关口。

## 2.6 交易校核及安全校核

（1）集中竞价交易结束后，交易机构对集中竞价交易中跨省中长期市场化增量交易出清结果进行交易校核，包

括交易限额等。交易校核未通过的，由交易机构按规定削减、调整出清电量。

（2）广州电力交易中心将同一交易组织周期内跨省优先发电计划及跨省绿电预成交结果汇总提交至南方总调统一进行安全校核，南方总调应在规定时限内返回安全校核结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将预成交结果推送至相应省（区）电力交易中心。安全校核未通过时，南方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预成交结果进行调整，并将交易校核、安全校核结果调整原因向经营主体公布。

## 2.7 结果发布

电力交易机构通过南方区域统一电力交易平台发布集中竞价交易结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将交易结果推送至相应省（区）电力交易中心。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

## 3. 挂牌交易

### 3.1 交易要求

（1）挂牌交易可按年度、月度、周、日（多日）等时序定期组织，其中，年度挂牌交易的标的为次年（多年）电量；月度挂牌交易的标的为次月（多月）电量；周挂牌交易的标的为周或多周电量（不足一周时可根据实际情况灵活开

展)；多日挂牌交易以日(多日)电量作为交易标的。挂牌交易采用自定义分解曲线。

(2) 对于跨省交易，标的为电量交易挂牌交易中，送电省(区)电网企业、发电企业、虚拟电厂、专项工程点对点送电电厂只可作为卖方参加交易，受电省(区)电网企业、电力用户、售电公司、储能企业只可作为合同买方参加交易。标的为合同电量交易或电能量和合同电量交易合并开展的挂牌交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。

(3) 挂牌交易中，经营主体可以只挂牌或只摘牌，也可同时挂牌和摘牌。具体以交易公告为准。

(4) 挂牌交易的合同周期、交易电量、交易价格、交易分解曲线等信息由挂牌方确定。

### 3.2 交易流程

挂牌交易包括交易公告发布、挂牌申报、摘牌交易、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

### 3.3 交易公告发布

电力交易机构依规提前通过南方区域统一电力交易平台发布交易相关信息。

### 3.4 挂牌申报

(1) 经营主体在交易申报时段内申报挂牌，挂牌内容包括合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等内容。挂牌采用匿名机制。

(2) 经营主体应在交易限额范围内开展交易申报，申

报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

（3）经营主体申报电量、申报价格为申报关口的电量和价格。参与跨省中长期电能量交易的申报电量、价格按照省间、省内核定线损、输电费和线损电费分别折算至交易出清关口，作为经营主体申报折算电量。绿色电力交易中的电能量价格和绿证价格分别申报，其中绿证价格可参考绿证单独交易价格申报。未摘牌电量在交易申报结束前可撤销及重新申报。

### 3.5 摘牌交易

经营主体根据南方区域统一电力交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌方全部或部分挂牌电量、挂牌价格、分解曲线等信息。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交易限额。统一出清方式已摘牌未成交电量在交易申报结束前可撤销。

### 3.6 交易出清

挂牌交易可以采用即时出清、统一出清两种出清方式。

#### （1）即时出清：

摘牌方自主选择已经挂牌的电量进行摘牌，可全部摘牌也可在分时曲线不变前提下选择部分摘牌，摘牌成功则初步成交。初步成交电价为挂牌方电价。同一时间有多个摘牌方申报且总摘牌电量超过挂牌电量的，按经营主体摘牌电量所占比例等比例分配。

## （2）统一出清：

1）电力交易机构汇总交易期间经营主体挂牌及摘牌结果，统一进行出清。所有摘牌视为同一时间成交。

2）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，按经营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，摘牌电量即为初步成交电量。

3）成交价格：挂牌价格即为成交价格。

### 3.7 交易校核及安全校核

（1）挂牌交易结束后，交易机构对挂牌交易中跨省中长期市场化增量交易出清形成的初步成交结果进行交易校核，包括交易限额校核等。交易校核未通过的，由交易机构按规定削减、调整出清电量。

（2）电力交易机构将同一交易组织周期内跨省优先发电计划交易及跨省绿电预成交结果汇总提交至南方总调统一进行安全校核，南方总调应在规定时限内返回安全校核结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省中长期交易，广州电力交易中心应同步将预成交结果推送至相应省（区）电力交易中心。安全校核未通过时，南方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预成交结果进行调整，并将交易校核、安全校核结果调整原因向经营主体公布。

### 3.8 结果发布

电力交易机构通过统一电力交易平台发布挂牌交易结果。

对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将交易结果推送至相应省（区）电力交易中心。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

#### 4. 滚动撮合交易

##### 4.1 交易要求

（1）滚动撮合交易可按年度、月度、周、日（多日）等时序定期组织，其中，滚动撮合交易的标的为次年（多年）电量；月度滚动撮合的标的为次月（多月）电量；周滚动撮合的标的为周或多周电量（不足一周时可根据实际情况灵活开展）；日（多日）滚动撮合交易以日（多日）电量作为交易标的。滚动撮合交易采用常用曲线（典型曲线），或分时滚动撮合出清。

（2）标的为电量交易滚动撮合交易中，送电省（区）电网企业、

发电企业、虚拟电厂、专项工程点对点网送电电厂只可作为卖方参加交易，受电省（区）电网企业、电力用户、售电公司、储能企业只可作为买方参加交易。标的为合同电量交易滚动撮合交易中，可允许经营主体同时作为合同的买方、卖方参与交易。

（3）滚动撮合交易中，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交。具体以交易公告为准。

（4）滚动撮合交易的合同周期、交易电量、交易价格、交易分解曲线等信息在交易公告中明确。

#### 4.2 交易流程

滚动撮合交易包括交易公告发布、交易申报、交易出清、交易校核、结果发布等环节。

#### 4.3 交易公告发布

电力交易机构依规提前通过南方区域统一电力交易平台发布交易公告。

#### 4.4 交易申报

（1）经营主体在交易申报时段内进行交易申报，内容包括合同周期、交易电量、交易价格、分解曲线等内容。申报信息采用匿名机制。

（2）经营主体应在交易限额范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍，满足最小价格单位，不得超过相关价格约束。

（3）经营主体申报电量、申报价格为申报关口的电量和价格。参与跨省中长期电能量交易的经营主体申报电量、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交易出清关口，作为经营主体申报折算电量。

#### 4.5 交易出清

滚动撮合出清方式如下。

（1）实时建立售电申报、购电申报两个队列，将购电申报电量按申报价从高到低排列，将售电申报电量按申报价

从低到高排列，价格相同时按申报时间较早者优先排列。南方区域统一电力交易平台接收到经营主体提交的新增申报时，则实时动态刷新队列。交易平台按照价格优先、时间优先的原则，自动撮合购电申报价高于或等于售电申报价的电量成交：较高的购电申报价优先成交，较低的售电申报价优先成交；买卖方向相同、价格相同时，先申报者优先成交。允许申报电量部分成交。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，滚动撮合交易自动结束，最后一笔成交电量由剩余可交易规模确定。未成交电量在滚动撮合交易结束前可撤销。

（2）成交电量：系统撮合成交的每一对购电申报电量、售电申报电量二者中较小者。

（3）成交电价：以匹配成交对的购、售（出让、受让）双方申报折算价格及价差分配系数 $K$ 确定，具体撮合算法在交易公告中明确。

（4）参与跨省中长期电能量交易的交易出清关口侧的成交电量、价格应分别考虑输电损耗、输配电价（含线损）后折算到经营主体的申报关口，作为售电主体和购电主体成交电量和价格。

#### 4.6 交易校核及安全校核

（1）滚动撮合交易结束后，电力交易机构对滚动撮合交易中跨省中长期市场化增量交易预成交结果进行交易校核，包括交易限额校核等。交易校核未通过的，由交易机构按规定削减、调整出清电量。

（2）广州电力交易中心将同一交易组织周期内跨省优先发电计划交易及跨省绿电预成交结果汇总提交至南方总调统一进行安全校核，南方总调应在规定时限内返回安全校核结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将预成交结果推送至相应省（区）电力交易中心。安全校核未通过时，南方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预成交结果进行调整，并将交易校核、安全校核结果调整原因向经营主体公布。

#### 4.7 结果发布

电力交易机构通过统一电力交易平台发布滚动撮合交易结果。对于省（区）内经营主体参与的跨省交易，广州电力交易中心应同步将交易结果推送至相应省（区）电力交易中心。经营主体对交易结果有异议的，应在交易结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

## 附录3：中长期电能量交易实施细则参数表

序号	参数名	参数适用范围	单位
1	大额申报比例参数s%	经营主体参与交易份额限值	%
2	年度交易关键通道可用输电容量下限比例cy%	年度中长期电能量交易	%
3	月度交易关键通道可用输电容量下限比例cm%	月度中长期电能量交易	%
4	月内以及周交易关键通道可用输电容量下限比例cw%	月内以及周交易中长期电能量交易	%
5	双边协商交易规模占总市场规模的比例q%	周交易中双边协商交易规模比例限值	%
6	单一经营主体的双边协商交易份额占可交易份额的比例限制R%	双边协商交易份额限值	%
7	经营主体参与交易申报时的电量限额。	交易申报交易限额	MWh
8	价差系数K	集中交易中，买方与卖方申报价格之差空间在买卖双方的分配比例	-

## 附录4：南方区域跨省中长期电能量交易统一品种库

序号	交易组织时间	交易品种	交易标的性质	交易类型	交易方式
1	每年	跨省年度（多年）协议电量外送交易	年度（多年）优先发电计划电量	外送交易	协商
2		跨省年度（多年）协议电量直接交易	年度（多年）优先发电计划电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
3		跨省年度（多年）市场电量外送交易	年度（多年）市场电量	外送交易	协商/挂牌
4		跨省年度（多年）市场电量直接交易	年度（多年）市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
5		跨省年度（多年）协议电量合同转让交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/撮合/挂牌
6		跨省年度（多年）市场电量合同转让交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/撮合/挂牌
7		跨省年度（多年）协议电量合同置换交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/撮合/挂牌
8		跨省年度（多年）市场电量合同置换交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/撮合/挂牌
9		跨省年度（多年）协议电量合同回购交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/撮合/挂牌
10		跨省年度（多年）市场电量合同回购交易	年度（多年）送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/撮合/挂牌

11	每月	跨省月度（多月）协议电量外送交易	月度（多月）优先发电计划电量	外送交易	协商
12		跨省月度（多月）协议电量直接交易	月度（多月）优先发电计划电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
13		跨省月度（多月）市场电量直接交易	月度（多月）市场电量	直接交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
14		跨省月度（多月）市场电量外送交易	月度（多月）市场电量	外送交易	协商/挂牌
15		跨省月度（多月）协议电量转让交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
16		跨省月度（多月）市场电量转让交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
17		跨省月度（多月）协议电量合同置换交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
18		跨省月度（多月）市场电量合同置换交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
19		跨省月度（多月）协议电量合同回购交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
10		跨省月度（多月）市场电量合同回购交易	月度（多月）送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
11		跨省周协议电量外送交易	未来5日至月末优先发电计划电量	外送交易	协商
12		跨省周协议电量直接交易	未来5日至月末优先发电计划电量	直接交易	协商/竞价/撮合/挂牌

13	每周或周以内	跨省周市场电量外送交易	未来5日至月末市场电量	外送交易	协商/挂牌	
14		跨省周市场电量直接交易	未来5日至月末市场电量	直接交易	协商/竞价/撮合/挂牌	
15		跨省周协议电量转让交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
16		跨省周市场电量转让交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
17		跨省周协议电量合同置换交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
18		跨省周市场电量合同置换交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
19		跨省周协议电量合同回购交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
20		跨省周市场电量合同回购交易	未来5日至月末送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌	
21		周以内	跨省多日协议电量外送交易	周以下、日及以上时间 周期优先发电计划 电量	外送交易	协商
22				周以下、日及以上时间	直接交易	协商/竞价/撮合/挂牌

		跨省多日及日协议电量直接交易	周期优先发电计划 电量		
23		跨省多日及日市场电量外送交易	周以下、日及以上时间 周期市场电量	外送交易	协商/挂牌
24		跨省多日及日市场电量直接交易	周以下、日及以上时间 周期市场电量	直接交易	协商/竞价/撮合/挂牌
25		跨省多日协议电量转让交易	周以下、日及以上送电 合同/发电合同/用电合 同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
26		跨省多日市场电量转让交易	未来5日至月末送电合 同/发电合同/用电合同	转让交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
27		跨省多日协议电量合同置换交易	周以下、日及以上送电 合同/发电合同/用电合 同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
28		跨省多日市场电量合同置换交易	周以下、日及以上送电 合同/发电合同/用电合 同	置换交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
29		跨省多日协议电量合同回购交易	周以下、日及以上送电 合同/发电合同/用电合 同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌

30		跨省多日市场电量合同回购交易	周以下、日及以上送电合同/发电合同/用电合同	回购交易	协商/竞价/滚动撮合/挂牌
----	--	----------------	------------------------	------	---------------

1. 跨省绿色电力交易可结合实际需要按照上述交易品种组织，具体交易要求以交易公告为准。
2. 以协商方式组织的跨省中长期电能量交易品种，可组织开展同一品种的合同调整交易。
3. 跨南方区域的中长期交易品种可参照跨省中长期交易品种设置并组织交易。

## 附录5：南方区域跨省中长期电能量交易送电类别

序号	送电类别	分类
1	天一送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
2	天一送广西	专项工程点对网、专项工程点对点
3	天二送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
4	天二送广西	专项工程点对网、专项工程点对点
5	龙滩送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
6	龙滩送广西	专项工程点对网、专项工程点对点
7	贵州省网送广东	网对网、点对网、网对点、点对点
8	云南省网送广东	网对网、点对网、网对点、点对点
9	老挝南塔河送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
10	云南省网送广西	网对网、点对网、网对点、点对点
11	云南省网送海南	网对网、点对网、网对点、点对点
12	溪洛渡送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
13	溪洛渡送云南	专项工程点对网、专项工程点对点
14	乌东德送广东	专项工程点对网、专项工程点对点
15	乌东德送广西	专项工程点对网、专项工程点对点

16	乌东德送云南	专项工程点对点、专项工程点对点
17	澜上送广东（核价电量内）	专项工程点对点、专项工程点对点
18	广西电网送广东	网对网、点对点、网对点、点对点
19	兴义送广西	专项工程点对点、专项工程点对点
20	海南省网送广东	网对网、点对点、网对点、点对点
21	广东省网送海南	网对网、点对点、网对点、点对点
22	新疆省网送广东（江城直流）	网对网、点对点、网对点、点对点
23	鲤鱼江送广东	专项工程点对点、专项工程点对点
24	桥口送广东	专项工程点对点、专项工程点对点
25	广西扶贫电送广东	网对网、点对点、网对点、点对点
26	云南省网送贵州	网对网、点对点、网对点、点对点
27	广西电网送海南	网对网、点对点、网对点、点对点
28	兴义送贵州	专项工程点对点、专项工程点对点
29	白鹤滩送云南（江城直流）	专项工程点对点、专项工程点对点
30	白鹤滩送云南（溪洛渡置换）	专项工程点对点、专项工程点对点
31	海南省网送广西	网对网、点对点、网对点、点对点
32	广东省网送福建	网对网、点对点、网对点、点对点
33	福建省网送广东	网对网、点对点、网对点、点对点
34	三峡送广东	专项工程点对点、专项工程点对点

35	广东省网送广西	网对网、点对网、网对点、点对点
36	白鹤滩送云南（云霄直流）	专项工程点对网、专项工程点对点
37	广西电网送国网（闽粤联网工程）	网对网、点对网、网对点、点对点
38	云南省网送国网（闽粤联网工程）	网对网、点对网、网对点、点对点
39	贵州省网送国网（闽粤联网工程）	网对网、点对网、网对点、点对点
40	海南省网送国网（闽粤联网工程）	网对网、点对网、网对点、点对点
41	澜上送广东（核价电量外）	专项工程点对网、专项工程点对点
42	云南省网送上海	网对网、点对网、网对点、点对点
43	广西电网送上海	网对网、点对网、网对点、点对点
44	国网送广东（经江城直流）	网对网、点对网、网对点、点对点