

广东省能源局 文件 国家能源局南方监管局

粤能电力〔2024〕50号

广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2025年电力市场交易有关事项的通知

各地级以上市发展改革局（委）、广州市工业和信息化局、惠州市能源和重点项目局，广东电网公司、深圳供电局有限公司、南方电网电力调度中心、广州电力交易中心、广东电力交易中心、广东省电力调度中心，各经营主体：

为贯彻落实国家和省关于深化电力体制改革和电力市场建设有关工作部署，组织做好我省2025年电力市场建设运行工作，经会同各方认真研究，我们组织制定了2025年电力市场交易方案，现将有关事项通知如下：

一、市场规模与市场准入

（一）市场规模。

落实国家关于有序推动全部工商业用户进入电力市场的要求，2025年广东电力市场规模约为6500亿千瓦时，包括直接参与市场交易电量和电网企业代理购电电量。2025年我省电力市场交易在广东电力交易系统（平台）组织开展。

（二）用户侧。

1.市场用户包括市场直接购电的用户（简称“市场购电用户”，下同）和电网企业代理购电的用户（简称“电网代购用户”，下同）。鼓励10kV及以上工商业用户直接参与市场交易，其中年用电量500万千瓦时及以上的工商业用户原则上直接参与市场交易；具备条件的10kV以下工商业用户可自主选择直接参与市场交易。年用电量500万千瓦时及以上的市场购电用户，可作为批发用户直接参与批发市场交易或通过售电公司参与市场交易；年用电量500万千瓦时以下的市场购电用户，通过售电公司参与市场交易。2025年适时研究建立简易交易机制。

2.对于已直接参与2024年市场交易的用户，以及年用电量500万千瓦时及以上的10kV及以上工商业用户，其2025年全部工商业电量均需通过市场直接购买。未及时与售电公司签订2025年零售合同或未参与批发市场交易的，视同市场购电用户，按照电力市场保底售电有关规定，执行保底零售价格，并承担市场分摊费用。

3.年用电量500万千瓦时及以上的10kV及以上工商业用户企业名单，按照统一社会信用代码首位数为9的类别进行筛选，由电网企业按照结算户维度根据2023年10月至2024年9月的

历史用电量确定，经广东电力交易中心在交易系统（平台）公示、发布。对于计量点不具备入市条件、非用户产权用电、实际用电主体为非工商业用户、因特殊原因不具备签订零售合同条件或大幅减少用电等情况，经电网企业核实后，可对名单进行个别修正剔除，不再纳入后续月份保底售电范围，并向政府部门报告。

4.市场用户在直接参与年度交易及后续批发市场交易前，应向广东电力交易中心申请作为批发用户，以月度为周期进行批发、零售交易的权限变更。批发用户未参与交易但发生实际用电的，按照批发市场规则进行结算。

5.市场购电的高耗能用户交易电价不受上浮 20%限制，有关要求按国家最新政策规定执行。已参与市场购电的高耗能用户不得退出市场交易。

6.对未从市场直接购电的工商业用户，统一由电网企业代理购电，电网代购用户按有关规定参与现货市场分摊分享，具体以省发展改革委发布的代购电方案为准。电网代购用户可直接在广东电力交易中心办理注册，每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易。

7.后续国家如出台工商业用户参与市场交易、市场价格浮动上下限等相关政策要求，按最新政策规定执行。

（三）发电侧。

发电侧经营主体包括两类：一类是直接参与市场交易的电源（简称“市场交易电源”，下同）；另一类是电网企业代理购电的市场电源（简称“市场代购电源”，下同），作为市场价格接受者，

不直接参与市场交易。

省内燃煤电厂上网电量（含自备电厂上网电量）全部进入市场。其中，中调及以上燃煤电厂（含“点对网”送电的鲤鱼江、桥口电厂）全部机组须作为市场交易电源；地调燃煤电厂可选择作为市场交易电源或作为市场代购电源，一经选择作为市场交易电源后，不允许改为市场代购电源；省内燃煤自备电厂上网电量进入市场，仅作为市场代购电源。

省内燃气电厂中，中调及以上燃气电厂上网电量均进入市场，全部机组须作为市场交易电源；地调燃气电厂可选择是否进入市场，一经进入后不允许退出，其中选择进入市场的燃气电厂可选择作为市场交易电源或作为市场代购电源，一经选择作为市场交易电源后，不允许改为市场代购电源。

岭澳核电和阳江核电全部机组作为市场交易电源，参与市场交易。

220kV 及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部作为市场交易电源，参与中长期、现货和绿电交易，原则上按实际上网电量的 70%安排基数电量。有序推动满足技术条件（具备接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等）的 110kV 电压等级集中式风电场站、光伏电站参与现货，原则上按实际上网电量的 90%安排基数电量；要加快技术改造，2025 年底前实现全部 110kV 电压等级的集中式风电场站、光伏电站参与市场交易。对于 2025 年 1 月 1 日起新增并网的 110kV 及以上电压等级集中式光伏，原则上按实际上网电量的 50%安排

基数电量。鼓励分布式新能源以聚合虚拟电厂方式参与现货电能量交易和绿电交易。参加绿电交易的发电企业准入条件按广东可再生能源交易规则执行。

独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂准入条件按相关方案和细则执行。长期不具备发电能力的电厂不进入市场。

二、中长期市场交易

（一）年度交易安排。

2025年，按照目前用户侧市场注册情况，并考虑年用电量500万千瓦时及以上的电网代购用户直接参与市场，安排发电侧年度交易规模上限3800亿千瓦时；若新增市场购电用户超预期增长，则适当增加年度交易规模。在2024年底组织2025年年度交易，其中单一售电公司零售用户历史电量占年度交易规模上限的比例不应超过20%。2025年年度交易主要安排如下：

1.交易品种。年度交易包括双边协商交易、挂牌交易、集中竞争交易等交易品种，不同交易品种多轮次交替开展。在2024年底组织的年度交易结束后若仍有剩余电量，经营主体可在2025年内参与多月中长期交易。

2.交易方式。按照“绝对价格+曲线”的模式组织签订含分时价格的年度合同，其中，年度集中竞争交易分月、分峰平谷组织开展，月分日比例按市场购电用户负荷典型参考曲线设置，日分时比例按峰、平、谷各时段小时均分设置。

3.交易价格。按照“基准价+上下浮动”的原则，根据燃煤基准价0.453元/千瓦时上下浮动20%形成年度交易成交均价上下

限。2025年，市场参考价为0.463元/千瓦时，年度交易成交均价上限暂定为0.554元/千瓦时，下限暂定为0.372元/千瓦时。

具体年度交易安排另行通知。

（二）年度交易要求。

1.请各发电企业和售电公司（含批发用户，下同）等经营主体根据2025年电力供需形势和一次能源价格情况，合理签订年度中长期合同。

2.允许经营主体按需签订2025年不同周期（如年、半年、季度或多月等）的年度中长期合同。

3.在双方协商一致的情况下，经营主体可按月调整后续月份年度双边协商合同价格，合同电量不允许调整。广东电力交易中心按月统计并披露调整后的年度合同均价。

4.发布统调负荷典型参考曲线、市场购电用户负荷典型参考曲线两类典型曲线供经营主体参考，经营主体应根据自身实际和发用电需求签订合同分解曲线。

5.发电企业和售电公司应在年度双边协商合同中约定国家出台最新价格上下限政策后的处理措施。

（三）多月、月度及多日（周）交易。

每月开展多月、月度交易和多日（周）交易，所有交易均带曲线。多月交易层面，包括双边协商、连续集中竞争交易，其中连续集中竞争交易采用市场购电用户负荷典型参考曲线方式开展；月度交易层面，包括双边协商、集中竞争交易、发电侧合同转让等品种，其中集中竞争交易分别采用市场购电用户负荷典型

参考曲线、分时段交易两种方式开展；多日（周）交易层面，开展周双边协商、多日分时段集中竞争交易。多月、月度、多日（周）交易品种以及相关参数视市场运行情况进行调整。

（四）双边协商关联交易电量统计。

统计年度、多月、月度双边协商交易相关的市场价格时，同一集团发电企业、售电公司的年度、多月、月度双边协商交易成交电量按 25%权重计算，后续视运行情况进行调整。

（五）风险防范。

1.落实中长期交易合约比例要求。对经营主体年度、多月、月度中长期成交电量之和与年度、多月、月度、周及多日中长期成交电量之和的较小值不足 90%的，实施偏差考核。考核价格为当月月度集中竞争交易综合价与日前市场统一结算点月度加权平均综合价之差的一定倍数。

2.落实批发侧与零售侧固定价格电量匹配要求。售电公司签订的年度交易电量应与零售合同固定价格电量合理匹配，对超过合理偏差范围的电量按照一定标准征收额外履约担保，具体按照最新的履约风险管理实施细则执行。若售电公司签订的年度交易电量少于其签约零售用户（含 2024 年底前及 2025 年中签约用户）的固定价格电量的，对差额电量超出该批用户实际用电量 10% 的部分，按年度交易均价与月度中长期交易综合价之差（为负置零）的 0.6 倍计算批零结构不匹配考核电费，相关考核电费由全体市场购电用户按实际用电量比例分享。

3.一次能源价格应急传导机制。根据国家最新政策规定，当

一次能源价格波动超出一定范围时，视市场运行情况启动一次能源价格应急传导机制，按照一定比例对电量进行补偿或回收，相关费用由全部工商业用户分摊或分享。适时建立煤电一次能源价格应急传导机制。

三、现货市场交易

（一）完善运行补偿机制。

系统运行补偿费用以月度为单位由售电公司以及电网代购用户按当月实际用电量比例分摊。月度分摊设置上限，达到上限后，对各机组系统运行补偿费用进行等比例打折，其中节假日（含调休节假日、连休周末，下同）期间对应的系统运行补偿费用不予打折、全额补偿。对于节假日期间启动的发电机组，启动补偿费用按照机组实际启动状态对应的启动成本计算；对于非节假日期间启动的发电机组，启动补偿费用按照机组实际启动状态对应的启动成本和当日上网电量扣减转让前的代购市场及跨省外送结算电量（为负置零）及年度、多月、月度中长期交易电量后占当日上网电量的比例（为负置零）进行补偿。视市场运行情况，优化完善系统运行补偿与启动补偿机制。

（二）完善机组阻塞分配机制。

各机组中长期合约阻塞费用单独结算。建立机组阻塞分配机制，按照各机组阻塞分配电量乘以统一结算点与所在节点的日前现货价格之差向机组分配（返还）阻塞费用，上述阻塞分配（返还）费用由直接参与交易的市场机组按照实际月度上网电量（核电、新能源为月度上网电量扣减基数电量，下同）比例分摊或分

享。

阻塞分配电量按以下方式确定：高价节点的煤电、气电为机组当月实际市场电量和市场交易电量上限较小值的 90%；低价节点的煤电、气电为先按当月同类机组平均发电利用小时数的 90% 对应电量扣减自身代购市场及跨省外送结算电量后与机组自身实际市场电量进行取大，再同机组市场交易电量上限取小后乘 90%；核电为机组实际市场电量和市场交易电量上限较小值的 90%；参与现货交易的新能源为实际市场电量扣减 10% 上网电量后和机组交易电量上限的较小值。其中，节点日前月度均价高于统一结算点日前月度均价的为高价节点，反之为低价节点，月度均价按市场购电用户典型曲线加权计算；煤机暂分为 100 万、60 万及以下两类同类型机组，气机暂分为大鹏、非大鹏热电联产（热电比低于 10% 的视同常规气机）、非大鹏常规 9H 及 9F、非大鹏常规 9E 及 6F 四类同类型机组；同类型机组平均发电利用小时数对应电量需扣减机组检修、非停小时数和新投产机组入市前时长的占比；阻塞分配电量按市场购电用户典型曲线分解到小时。

（三）优化现货出清机制及参数。

1. 按照有利于促进电力保供原则，优化现货出清模型和参数，适当提高现货出清价格上限。加强调度必开机组的监管和不定价机组事后复盘分析。

2. 探索优化气电参与现货市场出清机制。研究在日前市场安全约束机组组合（SCUC）模型中，在气电机组申报的各段电能量报价上叠加变动成本补偿标准，在最小稳定技术出力费用上叠

加最小稳定技术出力与变动成本补偿标准的乘积，择机开展试运行。进一步理顺气机价格机制和市场机制，结合市场运行情况适时开展试点。

（四）开展双边报量报价试点。

适时开展现货市场双边报量报价试点交易。起步阶段，允许批发用户、具备条件的零售用户（通过具备条件的售电公司参与）自愿选择报量报价参与日前电能量市场出清，其余市场用户维持现行的报量不报价（作为日前电能量市场结算依据）方式不变。

（五）发电变动成本补偿机制。

根据机组实际上网电量（或市场电量）和度电补偿标准，计算燃煤、燃气、风电、光伏和核电等发电企业变动成本补偿金额，度电补偿标准为机组批复上网电价（不含补贴）加超低排放电价后与市场参考价之差，机组批复上网电价按政府最新价格政策文件执行，其中燃气机组按照广东电力市场气电天然气价格传导机制有关规定，根据最新天然气采购综合价按月调整变动成本补偿标准，考虑 2025 年年度交易均价计算气机变动成本补偿标准调整触发气价，具体由广东电力交易中心另行发布；核电变动成本补偿标准按照核电参与市场化交易方式执行。

发电侧变动成本补偿由全体工商业用户按月度实际用电量比例共同承担。

（六）用户侧峰谷平衡机制。

按照峰平谷 $f_1: 1: f_2$ 的比例要求（除深圳市峰 f_1 暂定 1.53、谷 f_2 暂定 0.32 外，其他地市峰 f_1 暂定 1.7、谷 f_2 暂定 0.38；蓄冷

用户峰 f_1 暂定 1.65、谷 f_2 暂定 0.25；深圳市低压用户峰 f_1 暂定 1.3553、谷 f_2 暂定 0.2894；视市场运行情况动态调整），基于年度交易均价，对售电公司按照其零售用户高峰时段电量收取年度交易均价的 (f_1-1) 倍，对售电公司按照其零售用户低谷时段电量补偿年度交易均价的 $(1-f_2)$ 倍；峰谷时段按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331号）的规定执行；深圳市市场购电用户的峰谷时段划分按深圳市峰谷分时电价政策执行。原不执行峰谷价格政策的用户不应用峰谷平衡机制。

应用峰谷平衡机制所产生的损益费用，由市场购电用户按电量比例分摊或分享。

（七）市场分摊机制。

现货市场分摊费用包括但不限于：市场阻塞盈余、系统运行补偿、启动补偿、发用电不平衡、并轨不平衡等费用。其中，市场阻塞盈余费用由发电企业分摊或分享；系统运行补偿分摊费用、启动补偿分摊费用由售电公司和电网代购用户分摊；发用电不平衡费用由发电企业和售电公司分摊或分享；并轨不平衡费用由发电企业和全体工商业用户分摊或分享。

上述现货市场关键机制及相关参数将根据市场运行实际情况进行动态调整，具体以配套实施细则为准。

四、零售交易安排及要求

2025年，售电公司与零售用户在广东电力市场零售平台开展零售市场交易，可采取双边协商、挂牌及邀约等方式，签订分

峰平谷的绝对价格零售合同。主要安排如下：

（一）零售交易模式。

1.电能量交易模式。

按照“固定价格+联动价格+浮动费用”的模式，开展零售合同签订，具体包括：

固定价格。上限为 0.554 元/千瓦时，下限为 0.372 元/千瓦时。

联动价格。零售合同中应不少于 10%、不多于 30%实际用电量比例的部分采用市场价格联动方式，联动价格分为联动月度价格和现货价格，其中联动月度价格可选择月度交易综合价或月度集中交易综合价；联动现货价格为日前市场月度综合价，联动电量比例不大于 20%。以上联动价格均包含批发市场分摊费用。

浮动费用。为可选项，售电公司和零售用户可在零售合同约定对全电量收取浮动费用，上限为 0.015 元/千瓦时，下限为 0 元/千瓦时。

2.绿电交易模式。

按照“固定价格+联动价格+偏差费用”的模式，开展绿电零售合同签订，具体包括：

固定价格。上限为 0.05 元/千瓦时，下限为 0 元/千瓦时。

联动价格。联动价格为绿电批发市场绿证（绿色环境价值）月度均价。

偏差费用。偏差费用按照绿证（绿色环境价值）偏差电量与偏差价格计算。

上述模式中，固定价格电量与联动价格电量之和不得大于电

力用户当月实际用电量的 1.2 倍。售电公司与电力用户可在合同中对偏差电量约定考核费用，考核系数上限为 0.2，下限为 0。

（二）零售用户电费构成。

零售用户电费由零售合同电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加、其他分摊费用、市场化需求响应费用、尖峰加价电费等组成。具体收取情况如下：

零售合同电费。按零售合同约定的固定价格、联动价格、浮动费用、绿证（绿色环境价值）等价格及电量比例计算执行。

输配电费。对原执行非峰谷价格政策的市场购电用户，按固定的输配电价收取；对原执行峰谷价格政策的市场购电用户，输配电价按照我省规定的峰谷时段、峰谷比价执行，深圳的市场购电用户应用的输配电价按深圳市峰谷分时电价政策执行。电网企业按照政府核定公布的输配电价收取相应的输配电费。市场购电用户缴纳的输配电费与电网企业收取的输配电费之间的差额资金，纳入用户侧峰谷平衡费用。

上网环节线损费用。按照《广东省发展改革委转发国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（粤发改价格〔2023〕148号）要求执行。

系统运行费用。包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费和容量电费分摊费用，执行峰谷价格比例。其中，辅助服务费用按国家相关政策和辅助服务市场规则执行；抽水蓄能容量电费按照《广东省发展改革委转发国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（粤发改价格〔2023〕148

号)相关要求执行;容量电费分摊费用按照相关规定执行。

政府性基金及附加按政府部门发布的最新文件要求执行。

其他分摊费用。包括保障居民农业用电价格稳定的新增损益(含变动成本补偿分摊电费)、峰谷平衡损益费用及其他分摊费用。保障居民农业用电价格稳定的新增损益(含变动成本补偿分摊电费)、峰谷平衡损益费用等根据有关方案和市场规则计算,其中,保障居民农业用电价格稳定的新增损益(含变动成本补偿分摊电费)由全部工商业用户分摊或分享,执行峰谷价格比例;峰谷平衡损益费用直接由市场购电用户分摊或分享。

市场化需求响应费用,按有关方案执行。

尖峰加价电费。包括尖峰电能量加价电费和尖峰输配电价加价电费,向原执行峰谷价格政策的市场购电用户收取。其中,尖峰电能量加价电费按照市场月度加权平均价 \times 峰段系数 $f_1 \times 0.25$ 收取;尖峰输配电价加价电费按照对应各类别、各电压等级峰段输配电价的0.25倍收取,深圳用户尖峰输配电价按深圳市峰谷分时电价政策执行。市场购电用户尖峰电价的实施范围、执行时间、执行时段按照有关文件规定执行。

(三)零售交易要求。

1.对原执行峰谷价格的市场购电用户,其签订的零售合同电能量峰谷时段、价格峰谷比按照规定的峰谷时段和峰平谷 $f_1: 1: f_2$ 的比例要求执行(除深圳市峰 f_1 暂定1.53、谷 f_2 暂定0.32外,其他地市峰 f_1 暂定1.7、谷 f_2 暂定0.38;蓄冷用户 f_1 暂定1.65、谷 f_2 暂定0.25;深圳市低压用户峰 f_1 暂定1.3553、谷 f_2 暂定

0.2894；视市场运行情况动态调整）。

2.同一用户中，原执行峰谷价格政策的计量点电能量价格按零售合同约定的峰平谷价格结算，原执行非峰谷价格政策的计量点电能量价格按合同约定的平段电价结算。

3.售电公司和零售用户可根据电力供需形势和一次能源成本情况，签订不同周期（如年、半年、季度或多月等）的零售合同。

4.售电公司和零售用户双方协商一致后，可按月为单位调整零售合同。

5.售电公司和零售用户可在零售合同中对固定电价部分电量签订煤电价格联动条款。

6.售电公司和零售用户应按照零售平台中的零售合同模板建立零售关系并固化零售结算模式，交易中心以双方在零售平台签订的零售合同作为结算依据。

7.售电公司应统筹考虑零售用户不同的用电特性、自身中长期合约占比情况，选择签订相应的零售合同模式。

8.售电公司开展双边协商、邀约零售交易前，应在零售平台上架至少一个挂牌套餐。

9.售电公司应综合考虑中长期电能量电费、现货电能量电费、考核电费、市场分摊及返还电费（包括系统运行补偿分摊电费、启动补偿分摊电费、发用电不平衡费用分摊或分享、偏差收益转移返还电费分享、机组中长期交易偏差考核电费分享）等批发市场购电成本，与零售用户协商签订电能量零售合同价格。

10.售电公司和零售用户应在零售合同中约定国家若出台最新价格上下限政策后的处理措施。

11.售电公司与电力用户可在绿电交易合同中约定绿电结算优先级。

五、有关主体参与市场化交易安排

（一）核电参与市场化交易。

2025年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约273亿千瓦时。核电机组与售电公司可通过年度、多月、月度、周及多日各交易品种形成中长期合约电量、价格及曲线。对核电应用政府授权单向差价合约机制，即按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量的90%，合约价格为核电核定上网电价；年月中长期市场交易均价按核电年度、多月、月度成交电量比例，分别应用市场年度、多月、月度中长期交易均价加权计算得到。政府授权合约差价电费由全体工商业用户按照当月实际电量分享。当年月中长期市场交易均价低于市场参考价时，核电机组按照核定上网电价、年月中长期市场交易均价中的较大值与市场参考价之差乘以系数 k （暂取0.85）执行变动成本补偿机制。对核电机组执行发电侧中长期交易偏差考核，其中核电机组的中长期交易偏差考核系数为1.1。

在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发满发原则安排核电机组发电计划。

（二）新能源参与市场化交易。

根据广东电力市场配套实施细则等有关规定，110kV 及以上电压等级的新能源按“基数电量+市场电量”方式参与市场，新能源实际上网电量与基数电量、中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。其中 220kV 及以上电压等级新能源场站，中长期电量（含绿电电能量中长期）不足当日实际上网电量的 90% 部分，与当日实际上网电量的 70% 取小后，视为基数电量；110kV 电压等级新能源场站，中长期电量（含绿电电能量中长期）不足当日实际上网电量的 90% 部分，视为基数电量；2025 年 1 月 1 日起新建并网的 110kV 及以上电压等级的集中式光伏，中长期电量（含绿电电能量中长期）不足当日实际上网电量的 90% 部分，与当日实际上网电量的 50% 取小后，视为基数电量；基数电量按实际上网电量曲线分解到小时，以批复上网电价结算。对新能源场站中长期电量不足实际市场电量扣减 10% 实际上网电量部分实施中长期交易偏差考核，考核系数取 1.0。

对现货新能源因日前短期功率预测导致实时偏差电量超过实际上网电量允许范围之外的电量部分，以节点日前、实时价格之差按小时计算新能源日前实时偏差费用，以月为单位、正负互抵后对新能源机组进行回收，相关费用由市场煤电、气电机组按照上网电量进行分享。

（三）独立储能参与市场化交易。

按照新型储能参与市场化交易有关方案和实施细则规定，持续推动独立储能试点参与电能量市场和辅助服务市场，适时按 15 分钟开展电能量电费结算。

（四）抽水蓄能电站参与市场化交易。

按照《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》和有关实施细则规定，有序推进抽水蓄能参与电力市场交易，适时按15分钟开展电能量电费结算。视市场运行情况，逐步扩大抽水蓄能参与市场交易规模，并研究优化出清、考核等机制。

（五）虚拟电厂参与市场化交易试点。

按照《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》等有关要求，推动可调节负荷、分布式电源、用户侧储能等资源聚合形成虚拟电厂，积极参与电能量、需求响应、辅助服务等市场交易。

六、简易交易

2025年，适时研究建立简易交易机制，为年用电量一定规模以下的工商业用户提供普遍、惠及、均衡、平等的基本公共零售服务，符合条件的市场购电用户可自主选择参与简易交易。具体实施方案另行发布。

七、可再生能源绿电交易

贯彻落实《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）等有关精神，按照《广东省可再生能源交易规则（试行）》开展我省绿电交易，绿电交易电量以1兆瓦时为最小交易单位，绿证（绿色环境价值）结算电量以兆瓦时为单位向下取整确定。后续研究明确尾差滚动处理方式。

八、市场化需求响应交易

根据广东市场化需求响应实施方案及配套细则，组织开展需求响应交易，按照新型电力负荷管理系统建设和应用的要求，力争在市场购电用户和电网代购用户资源中培育形成年度最大用电负荷 5%左右的稳定调节能力。

九、电力辅助服务市场建设

加快构建适应新型电力系统的辅助服务市场建设，开展爬坡辅助服务市场交易，与电能量市场联合出清，充分体现灵活调节能力价值，做好与区域现货与辅助服务市场的衔接；研究备用、惯量等辅助服务交易品种，以市场化竞争方式确定辅助服务提供主体并形成交易价格。

十、衔接机制

1.市场与计划衔接机制。做好市场与计划的并轨运行，进一步完善优先购电计划、代理购电机制与电力市场建设的有效衔接，适时推动优先购电、代理购电分时现货偏差结算，推动优先发电（含省间送电）承担交易计划偏差责任，保障市场平稳有序运行。

2.跨省跨区送受电。积极推动西电市场化进程，推动跨省跨区发用电计划逐步放开。建立跨省互送电量分配机制，作为送端省时，由电网企业采用挂牌交易形式向直接参与市场交易的燃煤、燃气机组进行采购，成交不足部分按剩余空间分配至机组，将市场化采购电量作为跨省外送电量成分；作为受端省时，跨省受入电量作为电网代购用户、优先购电用户以及线损电量的采购

电源。明确省间经济考核费用使用方式，按照省间优先发电计划责任机制产生的省间经济考核费用纳入省间送电降价资金，按并轨不平衡资金分摊结算处理。

3.与南方区域电力市场的衔接。保持广东电力现货市场先进性、完整性及稳定性，做好与南方区域市场的有效衔接和协同高效有序运行。

4.容量电价按照国家和省有关规定执行。

十一、工作要求

（一）请各经营主体贯彻落实《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号），依法合规参与电力市场交易，进一步规范市场报价行为，综合考虑机组固定成本、燃料成本、能源供需等客观情况合规报价，推动交易价格真实准确反映电力商品价值。

（二）加强零售用户账号管理。零售用户账号应在符合《广东电力零售市场管理办法》有关账号管理要求的前提下，在广东电力交易零售平台办理2025年零售合同签订业务。请市场用户认真对照管理要求及相关通知开展账号自查与整改，确保2025年电力交易业务正常开展。

（三）建立健全市场风险防控机制。广东电力市场成员要强化风险意识，落实好防控措施，共同保障电力市场平稳运行和电力系统安全稳定运行。各经营主体要诚信经营、理性决策，在合同签订时建立风险共担利益共享的机制，畅通价格传导。市场运营机构要加强市场风险警示和市场方案、规则的宣贯，加强合同

登记备案和结算管理,维护经营主体合法权益,对异常交易行为、价格探索建立市场函询制度,对未落实风险防范要求的经营主体予以公开提醒,必要时按程序取消合同登记备案。

(四)各市场成员要严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度,自觉自律,不得操纵市场、损害社会公共利益和其他经营主体的合法权益。对违反国家法律提供虚假或伪造证明材料的,移送司法机关处理;对违反市场规则、扰乱市场秩序的行为,一经查实,国家能源局南方监管局会同广东省能源局将对相关经营主体采取中止参与交易的措施,进行市场内部曝光,并按国家信用管理规定处理;情节严重的,依据电力市场监管规章、规则有关规定处理。

(五)请南方电网电力调度控制中心做好西电送广东年度送电计划运行调度安排,按照西电送广东年度计划、西电参与市场化交易结果共同确定的送电负荷特性曲线送电。

(六)请广东电力交易中心会同广东省电力调度中心认真做好2025年度电力市场交易相关工作,积极落实国家和省有关工作要求,规范组织市场交易,加强市场运营监控,确保2025年电力市场平稳有序运行,有关情况及时报告。



公开方式：主动公开

广东省能源局

2024年11月21日印发
