

广东省能源局

国家能源局南方监管局

粤能电力函〔2023〕704号

广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2024年电力市场交易有关事项的通知

各地级以上发展改革局（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、南方电网电力调度控制中心、广州电力交易中心、广东电力交易中心，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2024年电力市场建设运行工作，经会同各方认真研究，我们组织制定了我省2024年电力市场交易方案，现将我省2024年电力市场交易有关事项通知如下：

一、市场交易规模

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，2024年广东电力市场规模约为6000亿千瓦时，包括直接参与市场交易电量和电网企业代理购电电量。

二、经营主体准入标准

（一）用户侧经营主体。

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）。

1.市场购电用户。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 1000 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。除批发用户外，其他市场购电用户仅可通过售电公司参与市场交易。

2.电网代购用户。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。

（二）发电侧经营主体。

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，参与现货市场交易，适时参与中长期市场交易（含绿电交易）；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最新规则执行。

长期不具备发电能力的电厂不进入市场。

（三）其他经营主体。

独立储能准入条件按《广东省独立储能参与电能量市场交易细则（试行）》（广东交易〔2023〕177号）执行。

推动抽水蓄能等主体试点参与现货市场交易。

（四）参与市场交易要求。

根据《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改

革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》(发改办价格〔2022〕1047号)、《广东省发展改革委关于进一步深化我省电价改革有关问题的通知》(粤发改价格〔2021〕402号)等有关文件精神,结合市场运行实际,提出以下参与市场交易的要求。

1.对于已直接参与2023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2024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2024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,通过保底售电公司购电,执行保底零售价格,并承担市场分摊费用。电网企业根据2022年10月至2023年9月的历史用电量确定年用电量500万千瓦时及以上的10kV及以上工商业用户企业名单,由广东电力交易中心在交易系统(平台)发布。

2.市场购电用户可申请改为电网企业代理购电,无正当理由的情况下改为电网企业代理购电的,其价格按电网企业代理购电价格的1.5倍执行。

3.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,未申请的默认为零售用户,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。

4.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。

三、市场交易模式

批发市场方面。经营主体按照绝对价格模式签订批发市场合同，中长期交易、现货交易形成电能量绝对价格交易结果，并继续应用机组变动成本补偿。

零售市场方面。经营主体按照绝对价格模式签订零售合同，同时继续应用用户侧峰谷平衡机制，加强与分时电价政策的衔接，引导用户削峰填谷。

四、年度交易安排及要求

（一）年度交易安排。

2024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，安排年度交易规模上限3200亿千瓦时，成交电量达到3200亿千瓦时结束年度交易。在2023年底组织的年度交易中，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%。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2023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2024年内每月提交后续月份年度中长期合同。

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。2024 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）根据 2024 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.允许发电企业和售电公司按需签订后续月份不同周期（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。广东电力交易中心每季度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。

6.在广东电力交易系统（平台）组织开展 2024 年我省电力市场交易。

五、月度及多日（周）交易安排

每月先后开展月度交易和多日（周）交易，所有交易均带曲线。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。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，具体以现货结算运行实施方案为准。

在统计年度、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、月度双边协商交易成交电量按 50%权重计算，后续视运行情况进行调整。对经营主体“年度+月度”中长期交易电量不足 90%部分实施偏差考核。后续国家如出台相关政策要求，按最新政策规定执行。

六、现货交易关键机制

（一）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。根据一次能源价格传导机制调整燃煤、燃

气机组变动成本补偿标准。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。

后续，根据我省容量电价机制应用情况，进一步完善变动成本补偿机制。

（二）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；视市场运行情况动态调整），基于市场参考价 0.463 元/千瓦时，对售电公司按照其零售用户高峰时段电量收取市场参考价的 (f_1-1) 倍，对售电公司按照其零售用户低谷时段电量补偿市场参考价的 $(1-f_2)$ 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。

（三）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按照相关细则分摊或分享；并轨不平衡费用由发电企业和全体工商业用户按照相关细则分摊或分享。

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，具体以现货结算运行方案为准。

七、零售交易安排及要求

2024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，可采取挂牌、邀约及线下协商线上交易等方式，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% 实际用电量比例的部分采用市场价格联动方式，联动价格包括月度交易综合价、月度集中竞争交易综合价、日前市场月度综合价、月度及现货偏差电量加权平均价，以上价格均包含批发市场分摊费用。其中，联动日前市场月度综合价或月度及现货偏差电量加权平均价的比例不得大于 20%，且不能同时联动。

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

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。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主管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，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。按有关方案规定计算，由全部工商业用户承担。

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；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，签订后续月份不同周期（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。

9.售电公司于2023年底签订的年度交易电量与零售合同固定价格电量应合理匹配，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。视市场运行情况，建立超出较大范围的偏差电量考核机制。

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。

八、容量电价机制

根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等文件精神，建立我省容量电价机制，有关发电机组获得容量电费，工商业用户分摊容量电费，具体方案由省发展改革委另行通知。

九、一次能源价格传导机制

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传导机制。当综合煤价或天然气到厂价高于或低于一定值时，煤机或气机平均发电成本（扣减变动成本补偿后）超过或低于允许上下浮部分，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。具体方案另行制定。

十、核电参与市场化交易安排

2024年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约195亿千瓦时。核电机组与售电公司可通过年度、月度各交易品种形成中长期合约电量、价格及曲线。对核电机组的年度、月度中长期交易电量，按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的85%从核电机组进行回收，后续视市场运行情况进行调整。核电年度、月度中长期成交电量不足当月市场电量交易上限90%的部分，作为代理购电用户采购电量，其中核电机组按照市场参考价与月度集中竞争交易综合价的较小值结算，电网代购用户按照市场机组代购合约价格结算。核电回收资金

及代购合约电量发用侧结算价格不一致导致的差额电费，由全体工商业用户分享或分摊。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 0.1。

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，建立核电多发超计划电量收益回收机制。

十一、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最新规则开展绿电交易，具体安排另行通知。

十二、新能源参与现货市场交易

按照《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》等有关要求，自 2024 年 1 月起，省内 220kV 及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部参与现货交易。根据广东省可再生能源交易最新规则，进入现货市场的新能源可同时参与绿电交易。视市场运行情况，研究开展可再生发电主体超额收益测算与回收。

十三、独立储能参与电能量交易

按照《广东省独立储能参与电能量市场交易细则（试行）》（广东交易〔2023〕177号）等有关要求，持续推动独立储能试点参与中长期市场和现货市场交易，做好与辅助服务市场交易

的衔接。

十四、现货市场双边报量报价试点交易

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。日前电能量市场维持一次出清方式，安全约束机组组合（SCUC）按照调度机构预测的统调负荷进行出清，维持现行机制不变；日前电能量市场安全约束经济调度（SCED）在现行机制基础上将用户侧报量报价信息纳入计算。具体细则另行通知。

十五、抽水蓄能电站参与现货市场试点交易

落实《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）等要求，开展抽水蓄能电站报量报价参与现货市场试点交易，其抽水电价、上网电价按机组的分时现货节点电价执行，抽水蓄能电站容量电费维持现行机制不变。具体细则另行通知。

十六、电网企业代理购电

对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业通过市场化方式代理购电，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。

十七、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。

十八、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。

十九、推动辅助服务市场建设

加快构建适应新型电力系统的辅助服务市场建设，试点研究开展爬坡、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。

二十、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。

二十一、与南方区域电力市场的衔接

落实国家有关要求，做好南方区域市场与广东电力市场的

有效衔接，保持广东现货市场稳定和相对独立，完善区域市场结算试运行期间跨省送电偏差电量处理和跨省不平衡资金省内疏导机制，推动与区域市场的协同有序运行。

二十二、相关工作要求

（一）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。

（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 2024 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 2024 年电力交易业务正常开展。

（三）电网代购用户可直接向广东电力交易中心办理注册，在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易。满足批发用户标准的用户，可向广东电力交易中心提出申请，核验通过后，可参与批发市场交易。

（四）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。

（五）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监管措施，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《电力监管条例》《南方区域电力市场监管实施办法（试行）》等有关规定处理。

（六）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。

（七）请广东电力交易中心会同广东省电力调度中心认真做好2024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2024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