

广东省能源局 国家能源局南方监管局 文件

粤能电力〔2022〕90 号

广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2023 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、南方电网电力调度控制中心、广州电力交易中心、广东电力交易中心，各有关发电企业、电力用户、售电公司：

按照国家和省关于深化电力体制改革和电力现货市场建设的工作部署，经会同各方认真研究我省 2023 年电力市场交易相关工作，现将我省 2023 年市场交易工作有关事项通知如下：

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，2023 年广东电力市场规模约为 5500 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、市场主体准入标准

（一）用户侧市场主体。

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。10kV及以上工商业用户原则上直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。鼓励其他工商业用户在具备条件的情况下直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。年度用电量1000万千瓦时及以上的市场购电用户，可作为大用户直接参与批发市场交易或通过售电公司代理参与市场交易。除大用户外，其他市场购电用户均为一般用户，仅可通过售电公司代理参与市场交易。

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）发电侧市场主体。

发电侧市场主体包括两类：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进入市场，直接参与市场交易。

有序推动 220kV 及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站参与现货市场交易，适时参与中长期市场交易；参与绿电交易的发电企业准入条件按《广东省可再生能源交易规则（试行）》（广东交易〔2022〕61号）执行。

适时推动储能等新兴市场主体试点参与电能量市场交易。

长期不具备发电能力的电厂不进入市场。

（三）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组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809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）等有关精神，结合市场运行实际，提出以下参与市场交易的要求。

1.进入市场的燃煤、燃气电厂不再安排基数电量。

2.已参与市场交易的用户，在无正当理由的情况下改为电网公司代理购电，其价格按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

3.市场购电用户的全部工商业电量均需通过市场直接购买。对于市场购电用户未在交易系统注册登记的 10kV 及以上工商业用电户，将由交易系统以统一社会信用代码为判别依据进行归集并自动注册登记。

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。

5.电力大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。电力大用户作为批发用户，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；电力大用户、一般用户作为零售用户，合同期满后未签订新的零售合同的，改为电网企业代理购电，其价格按电网代理购电价格的 1.5 倍执行。

三、市场交易模式

批发市场方面。市场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。市场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。

2023 年，可从市场直接购电的用户电量规模约 4900 亿千瓦时，按照目前用户侧市场注册情况，安排年度交易规模上限 3000 亿千瓦时，成交电量达到 3000 亿千瓦时结束年度交易；若新增注册用户超预期增长，则适当增加年度交易规模。在 2022 年底组织的年度交易中，单一售电公司代理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 2022 年底组织的年度交易结束后若仍有剩余电量，市场主体可在 2023 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标的为分月、分峰平谷的方式组织开展。

3.交易价格。按照“基准价+上下浮动”的原则，对每份年度合同成交均价设置上下限，其中基准价为 0.463 元/千瓦时，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（含批发市场大用户，下同）根据 2023 年电力供需形势和一次能源长期合同成本，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，市场主体可每月调整年度双边协商合同价格。

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

5.在广东电力交易系统（平台）组织开展 2023 年我省电力市场交易。

五、月度及多日交易安排

每月先后开展绝对价格月度交易和多日交易，所有交易均带曲线。月度交易层面，包括双边协商、挂牌交易、集中竞争交易、发电侧合同转让和用户侧合同转让等品种，其中集中竞争交易采用分时段交易方式开展；多日交易层面，开展多日分时段集中竞争交易。对市场主体的年度和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。

根据市场运行情况优化完善月度双边协商、挂牌交易与集中竞争交易的衔接机制。月度、多日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。

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基准价之差，机组批复上网电价按政府最新价格政策文件执

行，视天然气到厂气价调整市场化燃气机组变动成本补偿标准。发电侧变动成本补偿由全部工商业用户按月度实际用电量比例共同承担。

（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 f_1 暂定 1.65、谷 f_2 暂定 0.25；视市场运行情况动态调整），基于基准价 0.463 元/千瓦时，对售电公司按照所代理用户高峰时段电量收取基准价的 (f_1-1) 倍，即 0.324 元/千瓦时（其中深圳市用户、蓄冷用户对应的收取标准分别为 0.245 元/千瓦时、0.301 元/千瓦时），对售电公司按照所代理用户低谷时段电量补偿基准价的 $(1-f_2)$ 倍，即 0.287 元/千瓦时（其中深圳市用户、蓄冷用户对应的补偿标准分别为 0.315 元/千瓦时、0.347 元/千瓦时）；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）容量补偿机制。

按照国家有关要求，适时考虑应用容量补偿机制。

（四）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。

（五）建立市场管控措施。

当发生重大政策变化、存在重大市场风险、电力供需形势或一次能源价格发生重大变化、严重自然灾害等情况时，根据需要采取市场管控措施，确保市场平稳有序运行。

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

2023 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，可采取挂牌或邀约等方式，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。

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：

1.固定价格。上限为 0.554 元/千瓦时，下限为 0.372 元/千瓦时。

2.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。

3.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 0.02 元/千瓦时，下限为 0 元/千瓦时。

在上述模式的基础上，有购买绿电需求的零售用户还可与售电公司在零售合同中约定绿电零售结算模式。

（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、政府性基金及附加、辅助服务费用、其他分摊费用、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、绿电环境溢价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《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）规定的峰谷时段、峰谷比价（峰 f_1 、平 1、谷 f_2 ）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。电网公司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公司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。

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。

辅助服务费用。包括调频、备用等辅助服务费用 and 市场化需

求响应费用。调频、备用等辅助服务费用按国家有关政策和辅助服务市场规则规定执行。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。

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）、输配电价未考虑的抽水蓄能费用和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）、输配电价未考虑的抽水蓄能费用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。

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場购电用户收取。其中，尖峰电能量加价电费按照市場月度加权平均价 \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。市場购电用户尖峰加价电费的用途将另行制定。市場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場购电用户，其签订的零售合同电能量价格峰谷比按照规定的峰平谷 $f_1: 1: f_2$ 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），峰谷时段的划分与用户侧平衡机制保持一致。

2.同一用户中，原执行峰谷价格政策的计量点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零售合同价格。

9.售电公司和零售用户应在零售合同中约定国家如若出台最

新价格上下限政策后的处理措施。

八、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波动传导机制。

当综合煤价或天然气到厂价高于一定值时，煤机或气机平均发电成本（扣减变动成本补偿后）超过允许上浮部分，按照一定比例对年度或月度等电量进行补偿，相关费用由全部工商业用户分摊。

当综合煤价或天然气到厂价低于一定值时，煤机或气机平均发电成本（扣减变动成本补偿后）低于允许下浮部分，按照一定比例对年度或月度等电量进行回收，相关费用由全部工商业用户分享。

九、核电参与市场化交易安排

2023 年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时，其中中长期电量应不低于 90%。核电机组与售电公司只可通过年度、月度双边协商交易形成中长期合约电量、价格及曲线。对售电公司的核电中长期交易电量，按照中长期批发侧市场均价（年度、月度交易加权均价）并综合考虑市场运行风险等情况确定参考均价，与市场参考基准价（0.463 元/千瓦时）之差的一定比例进行回收（负值置零）。核电机组中长期合约分月电量不足年度分月交易上限的 90%部分，作为代理购电用户采购电量，其中核电机组按照参考基准价结算，代理购电用户按照市场机组代购合约价格结算，核电代购合约电量发用侧结算价格不一致导致的差

额电费纳入变动成本补偿，由全体工商业用户分享或分摊。

十、电网公司代理购电

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。

十一、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，落实优先购电、代理购电偏差按照现货价格结算，推动优先发电（含省间送电）承担交易计划偏差责任，确保市场平稳有序运行，具体方案另行制定。

十二、市场化需求响应交易

按照广东市场化需求响应实施方案及配套细则要求组织需求响应交易，按照新型电力负荷管理系统建设和应用的要求，进一步加快建立完善日内小时级、分钟级交易等品种，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。

十三、新能源参与市场交易

按照《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》、《广东省可再生能源交易规则（试行）》等有关要求，有序推动 220kV 及以上电压等级的新能源参与现货市场，持续开展可再生能源绿电交易，具体安排另行通知。

十四、跨省跨区送受电参与市场

积极推动西电市场化进程，支持省外电源参与广东电力市场

交易，与广东省用户侧主体开展“点对点”交易，做好西电送电计划的放开、广东送电国网等与省内市场有效衔接，其中西电市场化交易及其偏差电量部分按照国家有关要求、区域市场相关规则和省间协议等依据执行。

十五、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）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。满足大用户标准的用户，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。

（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。各市场主体要诚信经营、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，维护市场主体合法权益，对未落实风险防范要求的市场主体予以公开提醒，必要时按程序取消合同登记备案。

（四）广东电力市场各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市场主体的合法权益。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

省能源局将对相关市场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。

（五）如市场遇有重大风险，导致现货市场无法继续运行的，广东省能源局会同国家能源局南方监管局可做出暂停现货结算运行的决定，原则上不安排月内停止交易，待市场风险解除后，重新进入现货结算运行。

（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 2023 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 2023 年电力市场平稳有序运行，有关情况及时报告。



公开方式：依申请公开

广东省能源局

2022 年 11 月 14 日印发
