

# 广东电力交易中心有限责任公司文件

广东交易〔2025〕271号

---

## 关于广东电力市场 2026 年交易关键机制 和参数的通知

各市场成员：

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 2026 年电力市场建设运行工作，按照《广东省能源局关于 2026 年电力市场交易关键机制和参数有关事项的复函》（粤能电力〔2025〕306 号）有关要求，现将 2026 年电力市场交易关键机制和参数通知如下：

### 一、市场准入

#### （一）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。10kV 及以上的市场购电用户可自主选择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。

2.对于已直接参与 2025 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 2026 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 2026 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。

## (二)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。

省内燃气电厂上网电量（不含自备电厂上网电量）全部进入市场。其中，中调及以上燃气电厂全部机组须作为市场交易电源；地调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。省内燃气自备电厂上网电量可选择是否进入市场作为市场代购电源。

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。

新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量全部进入市场，上网电价通过市场交易形成，具体按相关方案和细则执行。

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、中长期市场安排**

### **（一）年度交易安排**

按照《广东电力市场常态化开展年度交易实施方案》相关要求，组织开展 2026 年年度交易，其中年度交易期间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%。

2026 年年度交易主要安排如下：

1.交易上限。燃煤、燃气、核电机组的初始交易上限比例系数取 70%，若年度交易签约进度超预期，则适当提高比例上限；11 月，结合市场运行情况，安排发电侧年度交易最终上限。新能源交易上限按照近三年同期月份该类型机组平均发电小时数、装

机容量及机制电量比例计算得到，具体计算方式按照广东省新能源上网电价市场化改革实施方案及配套细则执行。

2.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。2026 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。后续根据国家最新要求及广东电力市场运行情况进行调整。

具体交易品种、交易安排另行通知。

## （二）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，具体交易品种、交易安排另行通知。

## （三）风险防范

1.落实中长期交易合约比例要求。对经营主体（包括燃煤、燃气、核电机组和售电公司、批发用户，不含新能源发电企业、独立储能、抽水蓄能）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。若售电公司签订的年度交易电量少于其签约零售用户（含 2025 年底前及

2026年中签约用户)的固定价格电量的(其中标准平价套餐的电力用户参照2025年零售合同签订情况,按固定价格电量比例88%纳入计算)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0.8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。

### 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(暂取6厘/千瓦时),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。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,全电量补偿。

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

1.2026年,燃煤、燃气、核电机组继续执行机组阻塞分配机制,其中,核电与高价节点的燃煤、燃气机组阻塞分配电量为机组实际市场电量和市场交易电量上限较小值的85%,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85%。其

中，涉及代购市场及跨省外送结算电量扣减的计算中，剔除进度系数为负的分时代购市场及跨省外送结算电量；同类型机组平均发电利用小时数对应电量继续扣减机组检修、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（剔除存在机组检修、非停、未入市的时段）。

对应阻塞分配（返还）费用由燃煤、燃气、核电机组按照实际月度上网电量（核电机组为月度上网电量扣减转让前基数电量，为负时置零，下同）比例分摊或分享。

2.报量报价参与市场交易的新能源交易单元阻塞分配机制按照相关细则执行。

#### **四、零售交易安排及要求**

2026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零售合同，具体安排如下：

1.售电公司与电力用户可按“固定价格+联动价格”的模式约定竞价配置套餐并签订零售合同，其中：

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，联动电量比例不少于 8%、不大于 15%。以上联动价格均包含批发市场

分摊费用。

2026年“固定价格+联动价格”模式的零售合同不再签订“浮动费用”，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。

2.售电公司可在零售平台挂牌“批发均价+浮动费用”模式的标准平价套餐，其中：

批发均价。指当月批发市场用户侧售电公司及批发大用户的电能量度电支出，含年、多月、月、周、现货市场电能量支出、偏差收益转移、用电偏差考核及各项批发市场分摊返还。

浮动费用。为可选项，售电公司和电力用户可在标准平价套餐中约定对全电量收取浮动费用，上限为0.005元/千瓦时，下限为0元/千瓦时。

3.零售合同范本中设置市场风控条款，当结算月份用户的平段电量结算价较结算月批发均价超过15%时，超过部分由售电公司承担，用户平段单价按照结算月批发均价的115%计算，且用户可以选择单方解除合同；当结算月份用户的平段电量结算价较结算月批发均价低于20%时，低于部分由售电公司享有，用户平段单价按照结算月批发均价的80%计算。所有竞价配置套餐的零售用户和售电公司均需签订此条款。

具体零售交易套餐模式及合同范本由广东电力交易中心负责制定，并另行发布。

## 五、核电参与市场化交易安排

2026年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约312亿千瓦时作为最终交易上限。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。核电机组不再执行变动成本补偿机制，继续执行发电侧中长期交易偏差考核。

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。

## 六、履约风险管控

（一）售电公司登记零售合约前，应满足该年份初始信用额度要求，即预计年售电量 $\times 0.007$ 元/千瓦时，提交的履约担保有效期须覆盖其结算周期。

（二）广东电力交易中心根据售电公司年度交易电量和预计零售合同固定价格电量的差异情况，动态评估计算调增初始信用额度要求，标准参照《广东电力市场履约风险管理实施细则(2024年版)》，其中标准平价套餐的电力用户参照2025年零售合同签订情况，按固定价格电量比例88%纳入计算，计算和收取要求如

下:

### 1.应用初始交易上限阶段

每月月初2个工作日内,交易中心根据售电公司截止上月最后一个自然日24时的年度批零交易情况,计算并发布其调增初始信用额度要求,且不再因后续交易变化而调整要求,售电公司应在发布后5个工作日内,提交相应额度的履约保函或现金担保,未按要求提交的,暂停其年度交易权限直至按要求提交,暂停10个工作日后经书面提醒仍不按要求缴纳的,按规定对其合约进行处置和实施强制退市。满足最新发布的调增初始信用额度要求后,售电公司可申请退回剩余履约保函或现金担保。

### 2.应用最终交易上限阶段

按照《广东电力市场履约风险管理实施细则(2024年版)》7.2.1条款的要求开展计算和收取履约保函或现金担保,未按要求提交的,按规定对其实施调增初始信用额度风险处置。

3.交易中心应加强履约风险监控,对于批零电量错配严重的售电公司,可通过暂停年度零售交易或批发交易权限等管控措施缩小错配比例,防止风险扩大。

## 七、衔接机制

1.价格上下限衔接机制。坚持政策公平应用,批发市场年度交易成交均价和零售合同固定价格不得超过最新价格上下限,对于签约价格超出最新价格上下限的合同,按照最新价格上下限执行;坚持合同规范执行,对于签约价格符合最新上下限范围的合

同，继续按照签约的价格执行。交易双方也可自行约定调整措施，在交易价格上下限调整后自主协商调整签约价格。

2.成交电量衔接机制。因交易上限更新、零售关系变更等原因，导致发电企业批发市场年度成交电量超过最终交易上限的，或售电公司批发市场年度交易成交电量超过交易上限或资产总额及履约担保对应电量规模的，经营主体须自行调整交易电量，满足电量上限要求。逾期未调整完毕的，由广东电力交易中心按照双边协商、挂牌、集中竞争交易的优先顺序依次对各交易品种每笔交易的成交电量进行等比例削减，以削减后作为正式交易结果。

3.做好政策机制协同。如国家出台最新政策规定、市场机制的，按最新要求执行，并做好存量合同衔接。

广东电力交易中心有限责任公司

2025年10月21日

---

抄送：广东省能源局、国家能源局南方监管局。

---

广东电力交易中心有限责任公司办公室

2025年10月21日印发

