

# 上海市经济和信息化委员会 上海市发展和改革委员会

## 文件

沪经信运〔2024〕904号

### 上海市经济信息化委 市发展改革委关于印发 《2025年上海市电力直接交易年度工作方案》的通知

有关单位:

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，有序推进电力运行和市场化改革工作，按照国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》《关于做好2025年电力中长期合同签订履约工作的通知》等相关文件要求，根据2025年本市电力供需形势，结合市场需求情况，制定本工作方案。请按照执行。

附件：2025年上海市电力直接交易年度工作方案

上海市经济和信息化委员会

上海市发展和改革委员会

2024年12月24日

附件

## 2025年上海市电力直接交易年度工作方案

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，有序推进电力运行和市场化改革工作，按照国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》《国家发展改革委办公厅关于做好2025年电力中长期合同签约履约工作的通知》（以下简称《六签通知》）及相关配套文件要求，上海市电力直接交易2025年年度交易将于12月中下旬开展。根据2025年本市电力供需形势，结合市场需求情况，制定本工作方案。

### 一、电量规模

按照国家发展改革委关于中长期交易工作要求，根据2024年电力直接交易经营主体的注册交易情况和市场购电需求、2025年电力供需形势分析，综合考虑燃煤发电电量以及电网迎峰度夏（冬）等电力供需情况，2025年交易规模在上年基础上稳步扩大，根据本市年度有序放开发电量计划确定。

### 二、参与的经营主体

#### （一）电力用户

工商业用户原则上全部放开，持续推动10千伏及以上工商业用户进入市场。电力用户原则上以统一社会信用代码作为经营主体进行注册绑定和参与市场交易，应积极稳妥将电力用户所涉全部10千伏及以上用电户号有序入市。

有自备电厂的电力用户按照国家有关规定注册成为合格经营主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易。

高耗能企业按照国家发展改革委最新相关规定有序参与市场。

## （二）售电公司

上海电力交易中心要按照国家发展改革委、国家能源局《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号，以下简称为《售电公司管理办法》）和本市相关文件规范完善售电公司管理。连续12个月未在本市进行实际交易的售电公司，上海电力交易中心征得政府主管部门同意后暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示。售电公司应持续满足注册条件，并按要求通过电力交易平台披露持续满足注册条件的信息和证明材料；未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的，经政府主管部门和能源监管机构调查确认后，启动强制退出程序。履约保函或履约保证保险的缴纳额度，首缴应同时满足《售电公司管理办法》和《上海电力市场售电公司履约风险防控管理办法（试行）》（沪发改能源〔2020〕209号）等有关文件要求，按照《售电公司管理办法》要求执行动态监测（年度交易按分月合同电量口径统计）。

## （三）发电企业

进入上海电力市场直接参与市场交易的发电企业及入市电量比例或规模等，由发展改革委根据国家政策和发电企业自身意愿等确定，以发展改革委印发的相关入市名单为准。

根据《关于转发〈关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知〉的通知》（沪发改价管〔2021〕51号），本市9家公用常规燃煤发电企业的上网电量原则上全部进入电力市场，中长期签约电量由直接交易和电网企业代理购电等组成。皖电东送送上海电量参与本市电力直接交易后，剩余电量参与本市代理购电交易。

根据上海电力现货市场实施细则和结算试运行方案等相关政

策规则，市内部分公用燃气发电企业相关上网电量可适时进入电力市场；其发电售方上限可由电力调度机构根据同期或同类的历史或预测数据等设定，偏差处理及考核方式等按照现行政策规则和价格机制等执行。

### 三、交易机制

#### （一）交易组织方式

1. 经营主体应严格按照电力中长期合同高比例签约、高质量签约等相关要求，参与2025年本市电力直接交易。2025年燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的90%；用电主体年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于90%。

2. 我市绿色电力交易根据《上海市绿色电力交易实施方案》、《上海电力中长期交易规则-绿色电力交易专章》等相关规定执行。在符合政策规则的前提下，鼓励相关发电企业与符合条件的电力用户签订批发侧PPA购电协议后在相关电力交易平台进行长周期的多年绿色电力交易。考虑年度交易的交易窗口期，可不开展2025年1月的月度交易。月度代购电市场化购电价格按当月月度集中竞价交易的边际出清价格或加权平均价格确定；1月代购电市场化购电价格按照年度交易1月集中竞价交易的边际出清价格或加权平均价格确定。2025年可结合电力现货市场结算试运行，研究探索代理购电用户参与月内交易相关机制。

3. 电力直接交易分为场外溯源交易、场内融合交易两种交易模式；其中，场外溯源交易包括市内普通电力交易中的场外溯源交易、市内绿色电力交易、省间绿色电力交易等。电力直接交易的交易方式主要有双边协商、挂牌、集中竞价和滚动撮合等；目前情况下，市内场外溯源交易仅通过双边协商方式开展，市内场内融合交易可通过双边协商、集中竞价、滚动撮合等多种方式开展。目前情况下，参与场外溯源交易的发电主体只能作为售方、用电主体只能作为购方；若相关电力交易平台具备条件后开展相关场外溯源合约的转让和回购交易等，则此时发用主体可在符合电网运行需要的前提下视情况自主选择作为购售方。

4. 根据《六签通知》和本市分时电价政策优化时段划分方式，科学形成分时段交易曲线。在双边协商交易时，发用双方可在申报分时段电量后，选择电力交易平台提供的典型曲线形成各自的分时段曲线（分时段电量按照所选典型曲线独立分解）；在集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易时，分时段成交电量可暂时根据适应普遍需求的等比例原则均分形成。根据国家和本市相关政策规则，电力用户和售电公司严格按照分时段开展申报、出清、结算、考核等交易工作。市电力公司应为电力用户和售电公司提供历史用电数据查询服务，供经营主体签约时参考。代理购电用户的典型曲线可根据需要由电网企业提供。

5. 电力交易机构在市内（或省间）组织开展的批发侧单次交易对应单次交易周期和单次交易窗口期，其中单次交易窗口期可包括单个或多个断续或连续的交易申报时间窗口以及多种交易模式和方式等；单次交易可创建单笔或多笔交易序列并且据此组织

开展单笔或多笔交易，经营主体在单次交易中可参与单笔或多笔交易、在达成的每笔交易中可签订单笔或多笔中长期合约。在市内（或省间）组织开展的交易周期为多年、年度、多月、月度的电力直接交易中，场内融合交易和场外溯源交易按照同一交易周期共同视作单次交易。在市内（或省间）组织开展的交易周期为月内（包括当月全部或部分天数范围，下同）的电力直接交易中，若场内融合交易和场外溯源交易均未按照工作日连续开市，则两者按照同一交易周期共同视作单次交易，交易周期不同的单独视作单次交易；若场内融合交易单独按照工作日连续开市，则场内融合交易在每个工作日单独视作单次交易，场外溯源交易按照交易周期单独视作单次交易；若场内融合交易和场外溯源交易均按照工作日连续开市，则两者在每个工作日共同视作单次交易。

上海电力交易中心可于当月上中旬（或上月中下旬）发布当月组织开展交易的交易安排公告；在公告中可包括交易周期起始月份为次月的多年、年度、多月、月度等单次交易和月内等单次或多次交易，可明确每次交易的交易准入截止时间（其中，多年与年度交易必须时间相同，多月与月度交易必须时间相同，月内若有多次交易必须时间相同。下同）。在交易安排公告中若未明确相关交易的交易准入截止时间，对于市内交易则将年度（含多年）、月度（含多月）或月内交易的首个市场交易公告正式版最终发布当日前一个工作日的中午12时作为对应交易的交易准入截止时间，对于省间交易则将年度（含多年）、月度（含多月）或月内交易的首笔交易序列最初发布（无论华东区域内外、交易模式和方式以及发布是否有效等，下同）当日前一个工作日的中午12时作为对应交易的交易准入截止时间。

在每次交易的交易准入截止时间，相关经营主体当前已完成市场注册且未办理市场注销、未暂停或取消交易资格、注册入市生效时间早于或处于本次交易周期期间的，并且同时符合下述条件以及其他政策规则相关规定（若有）的，方可根据政策规则在批发侧纳入本次交易的交易序列准入目录、允许作为批发侧经营主体参与本次交易：电力用户当前若已签订零售合同（含双方均已提交申请但未完成绑定等情况，下同），则全部绑定期限不得完整覆盖本次交易周期；售电公司当前必须已与至少一个电力用户完成绑定并且已完成绑定的全部绑定期限必须涉及本次交易周期，同时已按要求足额提交履约保函或履约保险等履约保障凭证并且必须满足履约保障凭证可用额度和其他相关规定范围等动态监测补缴要求；发电企业当前必须已纳入自愿入市名单，并且在名单中全部或部分发电机组的设计使用年限和对应电力业务许可证（发电类）有效期的届满时间必须至少符合有限交易条件。

本方案印发后，对于达成场外溯源交易后的每笔场外溯源合约，零售侧合约分配范围按照售电公司在本次交易的交易准入截止时间当前已完成绑定并且绑定期限满足要求的绑定用户范围确定（对于绑定用户通过签订批发侧 PPA 购电协议达成的场外溯源交易，零售侧合约分配范围仅指该绑定用户）。后续本市若开展电力市场信用评价（或行为评价等，下同）和风险防控等工作，均可根据每次交易的交易准入截止时间进行评估计算。

## （二）交易价格机制

1. 直接交易用户的电价由发电企业与售电公司、电力用户的市场交易电价（上网电价）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。



2. 燃煤发电交易电价上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

3. 做好交易电价与分时电价政策衔接。交易双方签订分时段合同，应约定分时段交易电价。市场交易合同未申报用电曲线和市场交易电价峰谷比例低于本市指导价的，结算时按本市分时电价政策规定的时段划分及浮动比例执行。

4. 电力直接交易的相关价格不含煤电容量电费分摊费用；批发侧燃煤发电企业的容量电费通过用户电价中的系统运行费用进行疏导。煤电企业要按照国家发展改革委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》相关要求，保持煤电价格基本稳定。

5. 在落实现行煤电上网电价机制基础上，鼓励相关主体在电力中长期合同中设立交易电价与上下游商品市场价格挂钩的联动条款，建立健全不同周期的市场化价格浮动机制，确保市场交易电价能涨能跌并能真实反映上下游商品市场价格变化，更好保障能源稳定供应。

6. 鼓励探索建立多年合同价格调整机制，合同签约价格较实际市场价格偏离较大时，相关主体可协商调整合同执行价格。

7. 自2025年起，经营主体各结算科目费用原则上均根据上网侧量价数据计算得出。直购用户的用电合同电费和超用偏差电费等按照场外用电结算电量、场内用电结算电量、超用偏差电量与对应上网侧的用电合同电价、超用偏差电价的乘积计算得出。零售市场的超用分摊收支计算，其中合同补偿费用根据上网侧数据计算得出。

8. 电力交易机构出具结算依据（交易结算单）后，电网企业根据政府文件、合同规定等，在规定周期内对经营主体在交易结

算单基础上计算输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等电费，出具电费账单，并进行电费收付。其中，市场交易电费（上网电费）部分，经营主体所涉已入市户号（及下级各电源、计量点）原则上执行相同的月度上网侧电能量结算均价，结算至上网电费时，市场交易电费（上网电费）、输配电费根据分时电价政策中的浮动比率上下浮。结算依据（交易结算单）涉及经营主体的其他各类结算费用，电网企业按结算电量比例拆分至各用电户号（及下级各电源、计量点），若各用电户号（及下级各电源、计量点）结算电量均为0时，相关费用按各用电户号容量比例拆分。因历史电量差错等原因引起的费用退补调整，仅纳入对应用户号的结算费用。绿证费用、偏差考核返还、解耦结算等往月结算费用，因原用户过户、销户及其他特殊情况无法退补的，根据相关政策规则予以统筹处理。

### （三）中长期连续运营

1. 根据《六签通知》要求，2025年本市电力中长期市场要实现按照工作日连续开市；上海电力交易中心应于本市中长期连续运营相关政策规则印发后及时开展平台适配和运营测试工作，力争于2025年上半年完成运营测试，下半年转入正式连续运营。本市在批发侧正式开展中长期连续运营后，场内融合交易模式的月内交易按照工作日连续开市，相关交易准入、需求申报、交易申报、限额确定、零售分解等具体工作若有新规的从其规定，之后月份的原零售分解结果等视作无效并且按照新规处理。

2. 本市在批发侧正式开展中长期连续运营后，在每次交易开展时，不再事前组织对应的需求和场外（含绿电，下同）等电量

申报，发用主体可视情况自主确定是否进行实际交易；发电售方上限由电力调度机构提供，用电购方上限由用电主体自主确定，发电购方/用电售方上限不得超过本次交易周期内当月分时段（或每日分时点）的已有合同电量。上海电力交易中心在市场交易公告中应披露由电网企业提供的供需平衡预测情况。

3. 本市在批发侧正式开展中长期连续运营后，在年度（含多年）和月度（含多月）交易中，参与场内融合交易的发电主体只能作为售方、用电主体只能作为购方；在月内交易中，参与场内融合交易的发用主体可在符合电网运行需要的前提下视情况自主选择作为购售方，在每个交易日根据本次交易周期内当月分时段（或每日分时点）提交的首笔交易申报信息（含确认信息，无论申报是否有效。下同）确定本次交易该时段（或时点）的购方或售方角色，发电售方上限（全月总量）可直接根据月度交易中的上限确定。

4. 本市在批发侧正式开展中长期连续运营后，场内融合交易模式的月内交易按照工作日连续开市，交易标的为批发侧发用主体自交易日 D+3 日（或 D+n 日，原则上必须满足当月月内交易的首次交易周期起始日期为当月月首、以及每次交易周期结束日期为当月月末等要求。下同）直至当月月末的当月分时段场内合同或电量（条件成熟后过渡至当月每日分时点场内合同或电量，下同）；主要采取滚动撮合交易方式组织，在符合电网安全稳定和市场公平公正前提下，可根据经营主体诉求或市场衔接需要视情况开展合同转让交易或曲线调整交易等。

5. 上海电力交易中心对于连续开市的月内交易建立长期公告

制度，每月中下旬发布次月月内交易的市场交易公告，明确次月月内交易的每个交易日和对应交易周期、开闭市时间、交易方式、交易时段以及需求申报窗口期等内容。

6. 对于连续开市的月内交易，在每次交易（即每个交易日）闭市后，电力调度机构对本次交易后的当月累计场内+场外交易结果集中开展安全校核，原则上应在1个工作日内返回安全校核结果，由上海电力交易中心发布。

#### **（四）零售分解机制**

1. 本市在批发侧正式开展中长期连续运营后，继续通过下述零售分解方式形成零售用户在零售侧的每月分时段场内用电合同电量（相关零售市场实施细则印发后从其新规）：在每月中下旬的需求申报窗口期内，售电公司经与绑定用户协商一致后，应在电力交易平台分别申报每个绑定用户的当月分时段场内用电需求电量；需求申报窗口期在上月中下旬发布的当月月内交易的市场交易公告中予以明确。在需求申报窗口期内，每个时段的场内用电需求电量均可多次修改，以需求申报窗口期关闭时的最终需求申报信息为准；每个时段的电量均不得为负，未申报、错误申报以及其他异常情况均可视作为0。当月月内交易的最后一个交易日闭市后，售电公司在批发侧的当月分时段场内用电合同电量按照每个绑定用户的当月分时段场内用电需求电量占比进行穿透分配，形成每个绑定用户在零售侧的当月分时段场内用电合同电量。

2. 对于售电公司参与的场外溯源交易，按照本市绿色电力交易专章和绿色电力交易实施方案等相关规定执行，形成相关绑定用户在零售侧的每月分时段场外用电合同电量（相关零售市场实施细则印发后从其新规）。

## **四、直接交易的组织程序**

直接交易的组织程序包括注册绑定、市场交易、安全校核、合同签订等，交易组织具体事项和交易准入截止时间等安排可在上海电力交易中心发布的相关交易安排公告中予以明确。

### **（一）注册绑定**

1. 上海电力交易中心组织开展电力用户、售电公司的注册、绑定、公示、结算等工作。相关工作原则上尽量采用线上办理的方式。

2. 电力用户、售电公司在上海电力交易中心完成市场注册，成为合格经营主体。

3. 上海电力交易中心按月向政府主管部门备案电力用户、售电公司注册情况，并定期向社会公布。

### **（二）市场交易**

1. 相关交易开展前，上海电力交易中心通过电力交易平台发布市场交易公告，组织开展电力直接交易。

2. 具体交易方式和交易参数等在市场交易公告中予以明确，公告内容主要包括准入范围、交易方式、交易周期、交易价格机制、交易限额等内容。

3. 经营主体按照市场交易公告通过电力交易平台完成交易。

### **（三）安全校核**

上海电力调度机构对已达成交易提出电网安全校核意见，并由上海电力交易中心发布通过安全校核的市场交易结果。

### **（四）合同签订**

1. 合同要素应齐全，包括市场交易承诺书、市场交易公告、

市场交易结果等必要要素。

2. 交易合同实行电子化管理，不再签订纸质合同。市场交易结果发布后，交易合同即成立生效。

3. 2025年年度交易开展前，售电公司与电力用户应按照电力平易平台发布的《上海电力市场售电企业与电力用户双方合同（2025年版范本）》签订双方合同，在规定时间内完成零售服务绑定程序。

## 五、其他

1. 2025年上海电力交易中心应持续开放收集省间绿电需求和省间绿电意向协议，经营主体应及时在相关交易窗口期提交相关需求和协议，并按照市场规则开展交易。参与省间绿色电力交易等省间电力中长期交易时，综合考虑政府间协议、通道能力等因素，电力交易机构在与相关经营主体充分需求沟通基础上，按照等比例原则进行需求调整并完成需求确认。

2. 鼓励电力用户以虚拟电厂等方式参与需求响应，按照新型电力负荷管理系统建设相关要求，力争在用户侧形成年度最大用电负荷 5%左右的稳定调节能力。

3. 本方案未尽事宜按照最新相关政策文件以及直接交易规则办理。

4. 请上海电力交易中心会同有关各方，按照国家发展改革委规定的完成时间和要求，提前倒排时间，按时组织开展交易。

5. 电力现货市场结算试运行期间，中长期偏差电量按照现货市场规则结算，其余时间按照中长期交易规则、直接交易规则结算。为做好市场衔接，每月分时段的场内（外）合同或电量可根据需要，按照典型曲线或者等比例原则等方式，拆分为每日分时

点的合同或电量，用于相关交易和结算；若发生因批发时段变化、现货运行调整等因素导致交易或结算数据颗粒度不对应等特殊情  
况，则在批发侧或零售侧可根据需要，先将根据原批发时段形成的按月分时段的合同或电量拆分为按日分时点的合同或电量，再将按日分时点的合同或电量根据现批发时段合并形成按月分时段的合同或电量。

6. 若有发用主体在电力直接交易的不同交易周期或不同交易日中，出现频繁或大幅反向交易、电量电价异常、盈亏金额较大等现象，电力交易机构一经发现，可向华东能源监管局和政府主管部门报告，征得授权或同意后可采取信用评价或风险防控等相关措施。

7. 上海电力交易中心应进一步研究零售市场实施细则，并完善电力现货市场运行后零售市场的运营管理和风险防控机制。

8. 上海电力交易中心要按照国家发展改革委和国家能源局推进电力市场改革最新要求，做好和上海现货市场规则的衔接，及时修改完善直接交易规则等相关规则办法。

