

浙江省发展和改革委员会
国家能源局浙江监管办公室 文件
浙江省能源局

浙发改能源〔2022〕302号

省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局
关于印发《2023年浙江省电力市场化
交易方案》的通知

各市发展改革委、宁波市能源局，省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，浙江电力交易中心，各有关发电企业、电力用户、售电公司：

根据国家关于电力市场化改革的工作部署和我省电力市场体系建设有关工作要求，现将《2023年浙江省电力市场化交易方

案》印发给你们，请各地、各单位遵照执行。



浙江省发展和改革委员会



国家能源局浙江监管办公室



浙江省能源局

2022年12月5日

2023 年浙江省电力市场化交易方案

为加快构建新型能源体系，进一步深化电力体制改革，全面推进“中长期+现货”省级电力市场体系建设，根据《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）《浙江省统筹推进能源绿色低碳发展和保供稳价工作三年行动方案》（浙政办发〔2022〕60号）《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号）等文件精神，结合我省实际，制定本方案。

一、交易规模

2023 年浙江电力市场化交易规模根据全省工商业用户年度总用电量规模确定。其中，中长期交易电量占比不低于 90%，中长期未覆盖的现货交易电量占比不高于 10%。

二、主体类型、交易模式和准入方式

（一）电力用户

1. 除居民（含居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户外，全省工商业电力用户全部参与电力市场化交易，交易模式分为直接参与市场交易（用户直接向发电企业或售电公司购电）、兜底售电公司兜底购电和电网企业代理购电（间接参与）。

2. 1-10 千伏及以上用电电压等级的工商业用户原则上要直接参与市场交易。35kV 及以上用电电压等级的工商业用户可以自

主选择参与电力批发交易或由售电公司代理参与电力零售交易。

3. 不满 1 千伏用电电压等级的工商业用户和暂无法直接参与市场交易的 1-10 千伏及以上用电电压等级工商业用户可间接参与市场交易。鼓励不满 1 千伏用电电压等级的工商业用户直接参与市场交易。

(二) 发电企业

除保障居民、农业用电的保障性电源外，其它各类电源的省内外发电企业参与电力市场化交易，确保市场内发用两侧可交易电量规模匹配。

省内非统调水电、风电、光伏、生物质能、垃圾发电等和省外三峡、白鹤滩、四川、新疆等执行保量保价的优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变。

1. 省内发电企业。

符合国家基本建设审批程序并取得电力业务许可证（发电类）的省统调燃煤、燃气、核电、水电等各类发电企业，非统调燃煤发电企业，无补贴的风电和光伏发电企业，储能电站（参与方式另行明确）。

2. 省外发电企业。

未纳入保障性电源或执行保量竞价优先发电的省外来电发电企业（主体）。包括跨省跨区水电（溪洛渡）、中核集团秦山核电公司（二期、三期、方家山）、宁夏来电、皖电东送等省外来电。

市场初期，做好外来电等高低价电源参与省内市场化交易的

衔接。低价电源优先作为居民、农业用电的保障电源，省统调燃煤、宁夏煤电、皖电送浙机组、市场化核电外的剩余省内外电源（以下简称高低价电源）依次作为电网代理购电用户及线损、兜底售电用户的采购电源。发电侧，高低价电源暂按现行上网电价进行结算，其中外来电暂由国有控股公司（目前暂由电网企业）签订购售电合同。用电侧，电网代理购电用户及线损、兜底售电用户对应高低价电源采购电量按照年度、月度高低价电源市场交易“参考价”结算。

（三）售电公司

1. 在浙江电力交易中心完成市场注册公示并取得交易资格的售电公司可参与市场交易。被取消交易资格或列入信用黑名单的售电公司不得参与市场交易。

2. 省内开展增量配电业务改革试点的增量配网企业，在浙江电力交易中心完成售电公司注册后，可参与市场交易。

3. 兜底售电公司每年确定一次，具体数量由政府主管部门确定，原则上所有售电公司均可申请成为兜底售电公司，政府主管部门选取其中经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体成为兜底售电公司，并向市场主体公布。原兜底售电公司可继续开展兜底售电业务。

三、交易电量

（一）电力用户及售电公司

1. 110千伏及以上用电电压等级的工商业用户应参与电力现货市场交易，原则上其中长期交易电量不低于上一年度用电量的

90%。

2. 年度交易电量原则上不低于上一年度用电量的 80%，其余交易电量通过月度（月内）交易或（和）现货交易实现。

3. 鼓励售电公司结合实际代理工商业用户参与现货市场交易，中长期未覆盖的现货交易电量比例不高于代理用户上一年度用电量的 10%。

（二）发电企业

1. 省内发电企业

（1）煤电：省统调煤电全年市场化交易电量暂按 2600 亿千瓦时确定（根据年用电增长适时调整）。非统调燃煤发电企业市场化交易电量暂按 150 亿千瓦时确定。

（2）核电：中核集团秦山一期全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%。

（3）风电光伏：无补贴的风电和光伏发电参与绿电交易，鼓励有补贴的风电和光伏发电企业（综合补贴和绿电交易价格等因素）与电力用户自主协商参与绿电交易。交易电量全部为中长期交易电量。

省统调煤电、核电的非中长期合约覆盖的现货交易电量比例原则上不高于 10%，具体按照现货结算试运行方案确定。

2. 省外发电企业

跨省跨区水电（溪洛渡）、中核集团秦山核电公司（二期、三期、方家山）等省外来电市场化交易电量参照 2022 年实际市场

化电量比例执行。

宁夏煤电和皖电送浙：宁夏煤电和皖电送浙机组市场化交易机制根据两省政府间协议另行明确。

省外来电参与浙江电力市场化交易，现货交易电量原则上比例不高于 10%。

四、交易价格

市场交易价格根据参与方式（直接或间接）分为直接交易价格和代理购电价格。市场交易价格中包含环保和超低排放电价。

1. 直接参与交易的工商业用户用电价格由直接交易价格（含辅助服务费用、成本补偿等）、输配电价（含线损和交叉补贴，下同）和政府性基金及附加组成。

2. 电网企业代理购电用户用电价格由代理购电交易价格（含平均上网电价、辅助服务费用、代理购电用户分摊费用或分享收益折价等）、分电压等级输配电价（含线损及交叉补贴，下同）、政府性基金及附加等组成。代理购电价格按照《省发展改革委关于转发〈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〉的通知》（浙发改价格〔2021〕406号）执行，按照浙发改价格〔2021〕377号规定的时段和浮动比例形成分时结算价格。

3. 已直接参与市场交易改由电网企业代理购电的用户，其购电价格按电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。高耗能企业、拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，其购电价

格按电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。

4. 对电压等级不满 1 千伏的小微企业和个体工商业用电实行阶段性优惠政策，不分摊天然气发电容量电费等费用。现货市场运行时，不参与成本补偿分摊，辅助服务费用在电能量费用中作等额扣除。

5. 燃煤发电市场交易价格执行“基准价+上下浮动”市场价格机制，上下浮动范围不超过 20%，当燃煤发电企业月度结算均价超过燃煤基准价上浮 20%时，按燃煤基准价上浮 20%进行结算。其中发电企业与售电公司、批发用户的单笔双边协商交易加权平均价格上下浮动不得超过 20%，单笔挂牌交易价格上下限按照年度交易工作通知执行。高耗能企业市场交易电价不受 20%限制。电力现货价格不受 20%限制。

6. 天然气发电容量电费暂由全体工商业用户（不含电压等级不满 1 千伏的工商业用户）分摊。综合省内产业结构升级、能源双控、支持中小企业发展和规范高耗能企业用电管理等政策要求，可分类确定分摊费用比例。

7. 市场化直接交易价格由市场主体通过交易平台形成，如有其他原因造成交易双方损益，由交易双方协商另行签订补充协议确定。

五、交易组织

（一）注册绑定

市场主体需按照相关要求在浙江电力交易平台（<https://zjpx.com.cn>）完成注册。

1. 发电企业、批发市场用户签订入市承诺书，并按照规定在交易平台办理入市注册或信息变更相关手续。售电公司，签订入市承诺书，向浙江电力交易中心递交申请资料和相关证明材料，按相关规定在交易平台办理注册手续。

2. 零售用户与售电公司通过在交易平台签订零售合同进行绑定，零售合同原则上采用电子合同签订，具体参照《浙江省电力零售市场管理办法》执行，初期可视情况设置过渡期同时采用电子合同和纸质合同。电网企业与代理购电用户、兜底售电公司与兜底用户暂不提交至交易平台绑定。

3. 注册备案及发布。浙江电力交易中心汇总市场主体注册情况，向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办公室备案，并及时向社会公布。

(二) 中长期交易

1. 电力批发交易。电力批发交易包括年度双边协商、年度挂牌、月度双边协商、月度集中竞价、月度挂牌交易和合同转让交易等，由浙江电力交易中心负责组织实施，省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办按照相关规定进行监管。

(1) 年度双边协商交易。批发市场用户、售电公司等市场主体与发电企业在规定时间内通过电力交易平台提交年度双边协商交易意向协议。年度双边协商交易电价、电量按照尖峰、高峰和低谷时段按月分别确定。

(2) 年度挂牌交易。根据年度双边协商交易情况，组织开展

年度挂牌交易，批发市场用户、售电公司等市场主体与发电企业在规定时间内通过电力交易平台提交挂牌意向并由平台成交。

(3) 月度（月内）交易。根据年度双边协商交易和年度挂牌交易情况，适时组织开展月度双边协商交易、月度集中竞价和月度（月内）挂牌交易。

(4) 绿色电力交易。持续扩大绿电交易范围。推动平价风电和光伏发电参与绿电交易，鼓励非平价的风电和光伏发电企业综合补贴和绿电交易价格等因素，供需双方自主协商参与绿电交易。开展杭州亚运绿电交易，组织亚运会场馆、亚运村等电力用户与符合准入条件的光伏、风力发电企业参与，实现亚运会清洁能源供应，助力亚运会碳中和。

(5) 允许直接参与现货市场的电力用户或售电公司与发电企业在现货市场结算试运行前 10 个工作日内调整交易合同条款、确定分时结算曲线、价格和结算点。现货市场结算试运行时，批发交易合同根据现货结算试运行方案转换成为中长期差价合约的形式执行。

2. 电力零售交易。售电公司与零售用户签订购售电合同，分别约定尖峰、高峰和低谷时段的分时价格。电网企业与代理购电用户签订代理购电合同。根据中长期交易电量规模，同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，交易总电量所占市场份额不超过 20%。兜底售电公司的兜底电量不计入市场份额。电力零售交易相关未尽事宜参照《浙江省电力零售市场管理办法》执行。

3. 合同签订。市场主体应根据浙江能源监管办、浙江电力交易中心 2023 年的合同示范文本在浙江电力交易平台签订各类电力批发交易电子合同。浙江电力交易中心及时将批发市场交易合同（电子版）签订情况汇总报省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办备案。

4. 交易结算。

（1）批发市场结算由浙江电力交易中心根据批发市场合同、中标电量、偏差考核等情况，出具结算依据，各市场主体根据结算依据分别与电网企业进行电费结算。

（2）零售用户电费结算由电网企业根据交易平台传递的合同及绑定关系、零售套餐、绿电量价等信息及抄表电量，计算零售交易电费，经售电公司确认后，叠加输配电费、政府性基金及附加等费用后，形成零售用户结算总电费，出具零售用户电费账单。售电公司在批发市场的应付费用和零售市场的应收费用两笔资金分别记账、结算。规范售电市场运营，着力防范售电公司通过信息不对称、合谋交易、市场欺诈等不当手段获取超额收益。

5. 安全校核。电力调度中心会同浙江电力交易中心做好各市场主体交易电量的安全校核工作。

（三）核电参与市场化交易安排

核电机组可与售电公司、批发用户通过年度、月度双边协商交易形成中长期合约电量、价格。对核电机组的中长期交易电量，按照双边协商交易形成的中长期合约电价与核电机组上网电价之

差的一定比例进行回收（负值置零）。用户侧对应的核电中长期交易电量按双边协商交易价格结算。

（四）能源价格回顾机制

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，经省发改委、省能源局、浙江能源监管办协商一致，启动一次能源价格回顾机制，根据当期全省统调燃煤机组平均入炉标煤单价与年度交易时对应的全省统调燃煤机组平均入炉标煤单价比较情况，明确相应的允许上下浮动比例。批发交易双方应当在年度交易合同中约定相应条款。售电公司与零售用户签订零售交易合同时，应当单列价格回顾条款，按照回顾交易调整涉及年度电量比例，全额传导价格回顾调整费用。

价格回顾机制启动后，燃煤发电企业应当按照本企业当期入炉标煤单价与年度交易合同签订时对应的入炉标煤单价比较情况，将超出规定浮动比例的部分，参照燃煤机组煤耗折算相应调整价格，传导批发用户或售电公司。售电公司将相关费用全额按照用户年度电量占比传导（分摊或分享）至零售用户，具体另行发文明确。

（五）现货市场交易和辅助服务交易

现货市场运行时，批发交易合同根据相关规定转换为中长期差价合约的形式执行。原则上直接参与现货市场的电力用户或售电公司与发电企业应在现货市场启动前调整交易合同条款、确定电力曲线等要素；若未约定电力曲线，则由浙江电力交易中心

按照历史统调负荷曲线将合同电量分解至每个最小结算时段形成电力曲线。允许售电公司代理的 110kV 及以上电压等级用户与售电公司在现货市场结算试运行前调整交易合同条款。中长期与现货衔接其他未尽事宜在现货市场启动前另行制定。

积极扩大辅助服务市场份额，推动新型储能、虚拟电厂等参与辅助服务，确定各类电力辅助服务品种、补偿类型及方式等。

（六）交易时间安排

浙江电力交易中心根据本方案工作要求，加强对市场主体注册绑定、签约等工作的培训指导，合理安排交易各环节时间节点。现货市场结算试运行时间按现货市场结算试运行工作方案执行，力争 2023 年现货市场转入连续不间断运行。

六、保障措施

（一）发挥市场统筹功能。充分利用市场机制和价格信号，统筹电力保供和能耗双控，统筹中长期电力交易和现货市场发展，统筹发用两侧电力电量匹配平衡，统筹现货运行和辅助服务市场建设，统筹计划放开和市场推进，加快培育售电主体，丰富完善交易品种，不断优化市场设计，营造良好的电力市场环境。

（二）加强交易组织协同。省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办按照职责分工，积极组织协调电网企业、发电企业和各市场主体开展市场化交易，增强电力交易中心和电力调度中心等作为市场运营机构职责定位，充分发挥电力市场管理委员会的

作用，构建有序的电力交易格局，杜绝扰乱交易秩序行为。

（三）确保信息公开透明。电网企业应做好代理购电相关信息公开、电费结算等工作，原则上每月月底前3日主动公示代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息。电网企业应于每月底前公布上月全电力市场损益清算结果。电力交易机构应于每月月初3日前公布上月市场集中竞价交易价格、双边协商交易平均价格、批发侧市场化交易合同均价等批发侧相关价格情况。

（四）完善交易监管体系。电网企业、电力交易机构要按月开展交易、结算、偏差考核、分摊分享费用、合同履行等的统计分析，跟踪发电企业、售电企业、电力用户（含兜底、代理购电）各类交易结算电量、电费，存在异常高价（差）、低价，或者交易电量、电费明显超出（低于）合理水平的，应当详细分析原因；对于前期市场运行中存在的问题，应当持续监测，仍然存在异常的，做好记录、评估，提出优化建议；要分析分摊分享费用构成明细及依据情况。上述运营监控情况应当于每月8日前书面报送省能源局、浙江能源监管办。各部门要进一步加强电力市场成员的监管，及时查处电力市场交易各环节信息公开不准确、结算不及时、合谋交易、行使市场力等违法违规行为。

七、其它

（一）本方案未尽事宜按照《浙江省电力中长期交易规则》《省发展改革委关于转发<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>的通知》（浙发改价格〔2021〕406号）等文件执行。本方案为总体工作方案，后续将发布交易细化工作通知。

（二）执行中如遇有关问题和情况，请根据实际及时向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办报告，或与浙江电力交易中心联系。联系电话：省能源局，0571-87058255；浙江能源监管办，0571-51102738；浙江电力交易中心，0571-51216666。

