

疏导成本，扩大交易，2023年各省电力交易如何做？

2022-12-14 08:51:48 | 阅读 7674

评论 0 | 收藏

2022年11月以来，多省能源主管部门发布2023年电力市场交易相关通知，2023年电力中长期交易相继启动。



作者 / 韩晓彤

来源 / 南方能源观察

2022年11月以来，多省能源主管部门发布2023年电力市场交易相关通知，2023年电力中长期交易相继启动。

新的一年，各省电力市场延续“基准价+上下浮动”价格机制，并继续推动工商业用户直接参与市场交易。多省在政策文件中明确了一次能源价格传导、提高新能源参与市场交易比例等内容。

eo梳理了广东、山东、浙江、江苏、山西、北京、天津2023年电力市场交易安排要点，以供参考。

浙江：建立一次能源价格回顾机制

浙江省发展改革委2022年12月7日发布《2023年浙江省电力市场化交易方案》。

发电企业市场主体：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。

参与交易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。

用电侧市场主体：除居民、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）。

中长期合同签约比例：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%。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。

交易品种：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（月内）挂牌交易和合同转让交易等。

价格机制：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%。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。对电压等级不满10千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。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。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。

零售市场价格形成机制：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。

中长期与现货衔接：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。

一次能源价格传导：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，经省发展改革委、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。

陕西：鼓励新能源发电参与市场交易

12月1日，陕西省发展改革委发布《陕西省2023年电力中长期市场化交易实施方案》。

发电企业市场主体：燃煤发电上网电量全部参与市场化交易。鼓励新能源发电参与市场交易，原则上除优先发电之外的电量全部进入市场，通过市场化方式进行消纳。

用户侧市场主体：10千伏及以上的工商业用户原则上要直接参与市场交易，其他用户可自愿参与交易。2021年11月—2022年10月实际用电量500万千瓦时及以上的电力用户可直接参与交易，或自主选择一家售电公司代理参与交易；实际用电量500万千瓦时以下的电力用户，只可自主选择一家售电公司代理参与交易。

交易品种：电力直接交易、合同电量转让交易、发电侧上下调预挂牌交易、零售合同回购交易。

价格机制：燃煤发电企业在省内电力中长期交易中申报的平段报价按照国家规定的燃煤基

中长期合同签约比例：市场化电力用户2023年年度中长期合同签约电量应高于上一年度用电量80%，并通过后续月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签约电量高于上一年度用电量90%；燃煤发电企业2023年年度中长期合同签约电量不低于上一年度实际发电量的80%，月度及以上合同签约电量不低于上一年度实际发电量的90%。

一次能源价格传导：以双边协商方式形成市场化交易价格后，如因燃料、产品成本变动等原因需调整合同价格的，经购售双方协商一致可另行签订补充协议达成新的合同价格，提交至陕西电力交易中心在次月及以后执行。

中长期与现货衔接：批发市场和零售市场分别组织交易，中长期批发交易分时段申报电量形成分段电力曲线，汇总后形成完整曲线。结合陕西电网现有峰平谷时段划分及新能源发电特性，2023年年度交易暂定按照每日6至8个时段划分。月度、月内交易时段划分根据现货市场运行需要设置，力争达到24个时段。

广东：有序推动新能源发电参与现货交易

2022年11月，广东省能源局、南方能监局联合发布《关于2023年电力市场交易有关事项的通知》（粤能电力〔2022〕90号）。

市场交易规模：2023年广东电力市场规模约为5500亿千瓦时。

发电企业市场主体：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。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。

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。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%。

有序推动220千伏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。

储能等新兴市场主体试点将参与电能量市场交易。

用户侧市场主体：10千伏及以上工商业用户原则上直接参与市场交易。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。

交易品种：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发展。

价格机制：按照“基准价+上下浮动”的原则，年度合同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。

一次能源价格传导：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。

市场化需求响应交易：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。

省外电源参与市场交易：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。

零售市场价格形成机制：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。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。

电网代理购电：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。

江苏：35千伏及以上与发电企业直接交易的用户全部参与现货交易试点

2022年11月，江苏省发展改革委、江苏能源监管办发布《关于开展2023年电力市场交易工作的通知》。

发电企业市场主体：公用燃煤、燃气、核电和统调光伏、风电等省内各类发电机组，山西阳城电厂、华东区域统配机组、特高压直流配套电源等区外电源可参与中长期交易。视情况放开全额上网的非统调光伏、风电机组参与月度绿电交易。根据现货交易试点进度，逐步扩大参加现货交易的发电规模。

用户侧市场主体：原则上10千伏及以上的工商业用户要直接参与市场，鼓励存量电网企业代理购电用户进入市场，逐步缩小电网企业代理购电用户范围。



35千伏及以上电压等级的用户可自主选择与发电企业直接交易（一类用户）或由售电公司代理（二类用户），其余用户只可由售电公司代理交易。一类用户全部参与现货交易试点。

交易品种：年度交易有年度协商交易、年度挂牌交易，每月开展次月月集中竞价、当月月内挂牌、当月合同转让交易。结合现货试点，开展分时段交易。

价格机制：市场交易价格浮动范围为燃煤机组发电基准价上下浮动原则上不超过20%（0.3128—0.4692元/千瓦时）。燃气机组和绿电交易价格不设限制，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。燃气机组参与市场交易的，仍执行气电联动政策。

一次能源价格传导：各市场主体签订年度中长期交易合同时，应当充分考虑电力供需平衡、燃料价格等因素，按照平等协商、利益共享、风险共担的原则，可关联当月现货交易加权均价、当月代理购电价格约定价格浮动机制。

中长期合同签约比例：中长期交易电量不低于市场交易总电量的90%。一类用户年度交易电量应为其2022年用电量的75%—85%，售电公司年度交易电量应为其所有签约用户2022年用电量之和的75%—85%。

北京：鼓励交易价格与煤炭价格挂钩联动

2022年11月，北京市城市管理委会同有关部门发布《关于印发北京市2023年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知（征求意见稿）》。

市场交易规模：2023年北京市电力市场化交易总电量规模拟安排826亿千瓦时，其中，直接市场交易规模260亿千瓦时，电网代理购电规模566亿千瓦时。

用户侧市场主体：执行大工业电价（工业电价）、一般工商业电价的电力用户可选择市场直接购电，10千伏及以上工商业用户原则上直接参与市场交易，鼓励其他工商业用户直接从电力市场购电。

交易品种：采用双边协商、集中交易等方式开展分时段电力中长期交易。交易周期包含年度、月度等。年度交易按月申报，以双边协商为主，月度、月内交易以集中竞价为主。

价格机制：燃煤发电市场交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价适用落地省基准价水平，浮动范围原则上均不超过20%。高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

发电企业直接报总量参与交易，交易价格执行单一报价，峰段、平段、谷段各时段电价一致。直接交易批发交易用户（电力用户、售电公司）采用分时段报量、单一报价的模式，按照峰段、平段、谷段分别报量，以总量参与交易。

一次能源价格传导：鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价随燃料成本变化合理浮动条款，实行交易价格与煤炭价格挂钩联动，保障能源稳定供应。

年度合同签约比例：市场化电力用户2023年年度中长期合同签约电量应高于上一年度用电量的80%，鼓励市场主体签订一年期以上的电力中长期合同。

天津：总规模暂定350亿千瓦时左右

2022年11月，天津市工业和信息化局发布《关于做好天津市2023年电力市场化交易工作的通知》。

市场交易规模：天津地区电力市场化直接交易总规模暂定为350亿千瓦时左右，区外机组交易电量上限为交易电量总规模的30%。

市场主体：批发市场主体包括发电企业、售电公司和批发用户。天津地区燃煤发电电量原则上全部进入电力市场。

交易品种：电力批发交易主要以双边协商、集中交易、挂牌交易等方式开展。电力批发交易按照年度、月度、月内交易周期开展。现阶段按月开展批发用户、售电公司年度分月合同电量转让交易，但仅限于本地区内转让，适时开展月内合同电量转让交易。

价格机制：燃煤发电企业交易电价在机组核定的“基准价 \pm 20%”范围内形成，高耗能企业交易电价上调不受限制。

年度交易规模：年度交易规模不低于全年交易总规模的80%。

山东：推动零售市场形成分时价格

2022年10月，山东省能源局发布《关于征求2023年全省电力市场交易有关工作意见的通知》。2022年11月，山东省发展改革委会同省能源局、山东能源监管办制订印发《关于做好2023年全省电力中长期和零售合同签订工作的通知》。



市场交易规模：山东省2023年电力市场交易规模约4000亿千瓦时，包括直接参与市场交易电网企业代理购电量。

发电企业市场主体：符合市场准入条件的燃煤发电机组全部参与电力市场。鼓励新能源能源场站比例参与电力市场，推动开展绿色电力交易和绿证交易。

用户侧市场主体：工商业用户全部参与电力市场。10千伏及以上的工商业用户原则上全部直接参与电力市场，暂无法直接参与市场的用户可由电网企业代理购电。推动虚拟电厂等可调节负荷资源参与电力市场。

交易品种：中长期交易采用双边协商、集中竞价、连续撮合等方式组织，鼓励高比例签订年度中长期合约。

价格机制：全年中长期加权平均价格严格执行1439号文，基准价上下浮动范围不超过20%（315.9—473.9元/兆瓦时，含容量补偿电价）。

中长期合同签约比例：直接参与电力市场的用户（含售电公司和批发用户），2023年年度及以上中长期合同签约电量应高于前三年用电量平均值的80%；燃煤发电企业2023年年度中长期合同签约电量不低于上一年实际发电量的80%。

中长期与现货衔接：参与中长期交易的发电机组，应参照山东省现货市场价格信号，提供多样性中长期合约曲线，与售电公司和批发用户签订具有分时价格的中长期交易合同。

参与中长期交易的集中式新能源场站（不含扶贫光伏）全电量参与现货市场；未参与中长期交易的集中式新能源场站（不含扶贫光伏），10%的预计当前电量参与现货市场。

零售市场价格形成机制：售电公司应结合现货市场价格信号，制定多样性的分时零售套餐。除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外，其余电力用户均需签订包含分时价格的零售套餐。

省外电源参与市场交易：2023年，银东直流跨省区直接交易不再设置市场用户准入门槛，各售电公司、批发用户均可参与银东直流双边协商、集中竞价交易。

（图片来源：veer图库）

热搜一下：电力市场 能源价格 发电企业

分享：



参与评论

提交评论

您可能感兴趣的文章



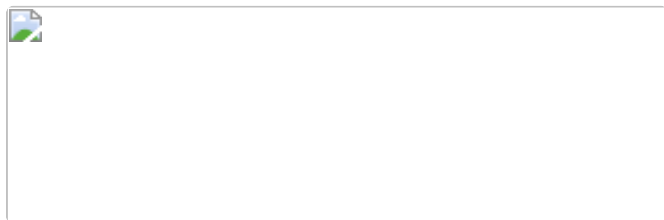
太惨了！各大火电企业年度亏损情况揭晓



当前形势下促进安全保供的电价政策建议



2023年1-3月电力消费情况



桂东电力重大资产重组！



上海电力2022年度净利润3.21亿元，扭亏为盈



负电价、深谷电价，山东光伏市场之困与解

本文作者



能源财经内参

文 18662 | 阅 70092716 | 赞 12821

+关注

简介：内参外刊，优质好文

最新文章

- 华东夏季用电紧？常州、无锡、嘉兴多地布局“光伏+”
- 从第一到垫底，江西“急刹车”
- 逆变器洗牌新格局！
- 7月高温打破历史记录，迎峰度夏再迎挑战
- 近150家，储能豪门名录，都在这张榜单里了

[关于我们](#) | [加入我们](#) | [联系我们](#) | [服务协议](#) | [网站地图](#)

Copyright © 华夏能源网 京ICP备13031718号-1 / 京公网安备11010502000347

