

山东省发展和改革委员会 山东省能源局文件 国家能源局山东监管办公室

鲁发改能源〔2024〕993号

关于做好2025年全省电力市场交易 有关工作的通知

各市发展改革委（能源局），国网山东省电力公司，华能山东发电公司、华电集团山东分公司、国家能源集团山东公司、大唐山东发电公司、国家电投集团山东分公司、华润电力华北大区、山东核电有限公司，山东电力交易中心，相关企业：

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）等文件精神，按照省委、省政府相关工作要求，结合全省能源转型发展实际，现就做好2025年全省电力市场交易有关工作通知如下：

一、完善发电侧参与市场机制

分类、有序推动新能源场站参与市场，2025年新增风电、光伏发电量参与现货市场比例按国家、省有关政策执行；2024

年底前已经完成竞争性配置、列入省级年度建设计划的风电和集中式光伏发电项目，以及并网投产的分布式光伏项目暂按现行规定执行，后期国家另有规定的按国家规定执行。发电侧经营主体（不含新型经营主体）达成的中长期交易合约均价，在遵循国家发展改革委《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）文件的基础上，按年度进行中长长期限价收益计算回收。夯实火电兜底保供基础作用，结合机组启动成本、变动成本（含空载成本）等运行成本变化趋势，考虑市场出清、机组调用和机组实际运行等情况，完善市场运行成本补偿机制；综合考虑煤电发电小时数下降等因素，优化发电侧容量补偿机制。燃气机组不受中长期交易合同比例下限约束，自主选择参与中长期和现货市场，充分发挥机组调峰作用。抽水蓄能电站以机组为单位全量参与电力市场，核电、新型储能继续按现有规定执行。结合国家关于推动虚拟电厂建设有关要求，持续完善虚拟电厂参与市场机制。

二、规范售电侧市场主体管理

已在山东电力交易中心注册或其他区域推送参与山东电力市场的售电公司，连续12个月未进行实际交易的，暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示；连续3年未在一行政区域开展售电业务的，按程序强制退市。实行售电公司准入常态化核查机制，对照国家关于售电公司注册条件，每季度对参与交易的售电公司进行抽查，不符合要求的次月起取消交易资格。完善售电

侧信用评价机制，进一步完善零售合同签订环节的用户身份认证机制，保障零售签约反映电力用户真实意愿。市场运营机构建立完善市场交易风险防控管理体系、发布实施细则，建立电力市场纠纷申诉机制，被投诉售电公司应向市场运营机构提交依法依规经营的相关证明材料，山东电力交易中心定期对纠纷处理情况进行通报。严重违反市场交易规则、信用承诺且拒不整改以及进行市场串谋、向电力用户提供虚假宣传材料、散布不实信息等严重扰乱市场秩序的售电公司，按照国家相关规定强制退出山东电力市场。虚拟电厂履约担保收取标准和要求参照售电公司执行。

三、加强用户侧政策宣贯引导

各市能源主管部门要会同电网企业，重点加强对用电规模小、自主参与交易能力不足的用户政策宣贯，合理选择零售套餐，最大限度降低用电成本。对24小时连续性生产企业，在选择分时价格类套餐时，要密切关注峰谷时段电价上下浮比例，防止因上浮比例过高导致用电成本增加。对具备调节能力的企业，鼓励优先选择市场费率类或价格联动类套餐。支持具备条件的用户建设储电、储热、储冷等设施，增加负荷调节能力，增加低谷电价时段用电规模，降低用电成本。山东电力交易中心要会同电网企业，为电力用户做好具体政策解读，特别是指导用户做好电力交易账号、密码和密钥管理，防止个别售电公司违规使用用户账号信息进行操作。电网企业要加强业务人员电力市场知识培训，配合山东电力交易中心，就年度零售合同签订等重大事项做好用户告知相关工作。

四、明确绿电交易机制

鼓励售电公司和电力用户消费绿电。2025年，参与绿电交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。全电量参与市场的新能源签订绿电合同时，合同中明确交易电量、电力曲线、电能量价格和环境溢价，绿电合同剔除环境溢价后，等同于省内中长期电能量合同；部分电量参与市场的新能源签订绿电合同时，合同中明确交易电量、电能量价格和环境溢价。参与绿电交易的电力用户绿电溢价费用事后单独从用户侧收取。参与绿电交易的发电企业绿电溢价收益=绿电交易结算电量×环境溢价。

五、做好信息披露和交易监管

市场运营机构要进一步细化市场披露信息，对中长期交易信息，要具体到年度、月度、月内等各类品种；对日前市场，要按日公布煤电机组开停台次和机组容量等信息；日前市场出清边界变化较大的用电负荷预测、省外来电变化等信息，要对变化原因作出详细说明并向市场主体发布。强化售电侧信息披露管理，市场运营机构按月披露售电公司总体经营情况，包括售电公司总售电电量、零售用户数量、批发侧及零售侧结算均价信息，各售电公司履约保障凭证缴纳和执行情况、各售电公司被投诉情况等，并会同电网企业探索市场信息推送等披露形式。经营主体应加强市场风险分析研判，充分认识电力供需形势、一次能源价格波动对电力市场运行的影响，制定合理的报价策略。市场运营机构应

加强对电力市场交易活动的风险防范，建立批发侧市场、零售侧市场价格监测机制，对市场价格明显失真的，要及时告知相关市场主体，做好风险方案，及时采取应急处置措施，并向省发展改革委、省能源局、山东能源监管办报告。

六、其他事项

（一）做好市场交易组织。国网山东省电力公司、山东电力交易中心要明确市场注册、交易组织、结果发布等各项工作的时间节点，及时发布交易公告、跨省区交易电量和电价等相关信息，确保各项交易顺利衔接。当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，本年度后续月份未执行的电力中长期合同和零售合同不再执行，山东电力交易中心重新组织本年度后续月份电力中长期市场交易和零售市场交易。

（二）明确未自主交易市场主体价格机制。匹配居民（含执行居民电价的非居民用户）、农业用电等保障性电量后剩余电量的认购价格、电网企业代理购电月度与月内挂牌交易价格、地方公用燃煤电厂月度挂牌价格，均按照当月省内年度集中竞价、年度双边协商、月度集中竞价、月度双边协商交易合同加权平均价执行（不含“电网企业代理购电”交易电量，不含分时段集中竞价交易电量，不含价格最高的20%合约电量、价格最低的20%合约电量）。电网企业代理购电年度挂牌交易价格，按照“省内年度集中竞价交易和年度双边协商交易合同加权平均价”（不含价格最高的20%合约电量、价格最低的20%合约电量）。已直接参

与市场交易，未作为批发用户参与市场，也未与售电公司签订零售合同的，由电网企业代理购电，其价格按电网企业代理购电其他用户购电价格的 1.5 倍执行。

（三）强化市场间衔接。进一步完善电能量与辅助服务市场、中长期与现货市场、批发与零售市场间的有序衔接，真实反映市场供需下电能量与容量价值，批发侧价格信号向零售侧有效传导，完善实时市场运行机制，适时启动用户侧报量报价试点，保障市场平稳有序运行。

（四）有序做好跨省跨区交易。各售电公司、批发用户均可参与银东直流双边协商、集中竞价直接交易，原则上银东直流双边协商和集中竞价直接交易落地加权平均价不应高于我省燃煤发电上网基准价的 1.2 倍（473.88 元/兆瓦时），其他跨省跨区交易按国家关于省间交易有关要求组织。鼓励富余新能源电力在电网消纳困难时参与省间现货交易，进一步提高新能源消纳水平。

山东省发展和改革委员会



山东省能源局



国家能源局山东监管办公室

2024 年 12 月 12 日



政府信息公开选项：主动公开

抄送：省社会信用中心。

山东省发展和改革委员会办公室

2024年12月16日印发
