

国家发展和改革委员会办公厅 国家能源局综合司 文件

发改办体改〔2021〕339号

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出能源监管机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革

的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件精神，加快完善电力市场体系，在第一批八个电力现货市场建设试点（以下简称“现货试点”）基础上，进一步做好现货试点的相关工作，有关要求通知如下：

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实中央财经委第九次会议有关深化电力体制改革、构建以新能源为主体的新型电力系统部署。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，在确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的基础上，积极稳妥推进电力市场建设，加快建立完善有利于促进风电、光伏等新能源发展消纳的市场规则与机制。

二、有序开展现货试点结算试运行

第一批现货试点地区按照积极稳妥、安全第一的原则，尽快明确2021年开展结算试运行计划，给予市场稳定预期。具备条件的试点地区在按季度连续结算试运行基础上，可探索长周期不间断结算试运行。其他试点地区在不同季节、不同供需情况下开展多时段、多频次短期结算试运行，在结算试运行中积累数据和经验、边发现问题边完善，争取到2021年底进入不间断结算试运行。

三、积极稳妥扩大现货试点范围

根据地方政府意愿和前期工作进展，同时结合各地电力供需

形势、网源结构和市场化程度等条件，拟在第一批现货试点基础上，选择辽宁省、上海市、江苏省、安徽省、河南省、湖北省作为第二批现货试点。上海市、江苏省、安徽省现货市场建设应加强与长三角区域市场的统筹与协调。支持开展南方区域电力市场试点，加快研究京津冀电力现货市场建设、长三角区域电力市场建设的具体方案。

四、明确现货试点改革探索的主要任务

第二批现货试点地区认真组织借鉴浙江、广东、山东、山西等第一批现货试点地区的经验，加快开展电力市场建设方案及规则体系的编制和完善工作。第一批现货试点地区在充分总结结算试运行经验和问题的基础上，持续完善规则设计。

（一）合理确定电力现货市场主体范围。现货市场主体范围应涵盖发电企业、售电企业和直接参与电力现货交易的用户等。稳妥、有序放开优先发电计划，推动发电企业参与电力现货交易，逐步形成准确的市场价格信号。

（二）推动用户侧参与现货市场结算。第二批现货试点地区应按照用户侧参与现货市场结算设计方案。用户侧暂未参与现货市场的第一批现货试点地区应加快推动用户侧有序、有限、有条件进入现货市场，把现货市场价格传导至用户侧。电力用户可选择直接参与或由售电公司代理参与中长期、现货市场。各地应明确参与电力现货市场用户的基本条件，在此基础上自行确定参与现货交易的试点企业范围，建立用户侧参与现货市场备案制度。

在双边现货市场模式下，用户侧直接以报量报价方式参与现货市场出清、结算，同时在日前市场结束后增加开机组合优化环节以保障电力安全可靠供应；在单边现货市场模式下，用户侧可通过中长期合同约定结算曲线、曲线外偏差按照现货市场结算的方式参与现货市场，可考虑不设计日前市场，日前出清结果仅作为日前调度运行计划，不进行财务结算。在保证用户侧平均价格水平基本稳定的基础上，各地应允许用户侧价格适当波动。居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户属于优先购电用户，不纳入市场化交易范围。

（三）统筹开展中长期、现货与辅助服务交易。按照“一个市场，多种产品”的基本原则，同步开展电力中长期、现货、辅助服务市场的规则设计，做好各类交易间的有机衔接。完善电力中长期合同市场化调整机制，逐步缩短交易周期、增加交易频次，为市场主体调整合同电量及负荷曲线提供市场化手段。加快建设调频、备用辅助服务市场，在可再生能源比例较高的地区探索开展爬坡等辅助服务市场品种建设。在综合考虑电源灵活性改造、电网调节能力、清洁能源消纳等因素的基础上，现货市场运行期间明确由现货电能量市场代替调峰市场。按照“谁受益、谁承担”原则，逐步推动辅助服务费用向用户侧疏导。

（四）做好本地市场与省间市场的衔接。各地应做好跨省跨区送受电中长期合约签订工作，引导市场主体通过双边协商等方式签订一年及以上中长期合同并约定分时曲线。符合市场化条件

的跨省跨区送电量，存量按照每年不少于 20%的比例放开，增量积极推进放开。规范跨省跨区送受电方式，做好与送受两端市场衔接。

（五）稳妥有序推动新能源参与电力市场。鼓励新能源项目与电网企业、用户、售电公司通过签订长周期（如 20 年及以上）差价合约参与电力市场。引导新能源项目 10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数。尽快研究建立绿色电力交易市场，推动绿色电力交易。

（六）探索容量成本回收机制。为回收各类电源有效容量的固定成本、保障系统发电容量的长期充裕度，各地区要根据实际情况，以中长期交易为基础，探索建立市场化的容量成本回收机制，做好与现货电能量市场的有序衔接，确保电价机制平稳过渡。

（七）建立合理的费用疏导机制。市场中各项费用应明确来源、分项独立记账、逐项疏导，事前应逐项商定疏导原则与疏导方式，明确各方权利和义务。加强信息披露，及时向市场主体披露分摊费用的具体科目、产生原因、计算方法以及疏导原则。不建议各地采用事后调整中长期交易合同曲线的方式减少计划与市场衔接产生的不平衡资金。

五、加强试点工作的组织保障

（一）明确试点工作责任分工。试点地区应明确第一责任单

位，会同相关单位和部门，按照职责分工，推动电能量市场、辅助服务市场和容量成本回收机制相关工作，第一责任单位要做好相关工作的统筹协调。成立工作专班，组织相关单位编制和完善本地区电力现货市场方案、市场交易规则及相关配套政策，有关部门和企业应切实加强能力建设和人员配备。

（二）积极开展电力现货市场模拟试运行。鼓励现货试点地区针对电力现货市场建设遇到的重点问题进行积极探索，开展不同规则、不同情景下的多轮次模拟试运行。相关数据应形成日报定期上报并向市场主体进行披露，同时作为后续有关政策调整的定量依据。为引导市场主体合理参与模拟试运行申报，必要时可在模拟试运行期间不定期开展财务结算。

（三）建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。参照《电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）》要求，市场运营机构应向市场主体提供现货市场技术支持系统的功能模块体系，明确出清目标函数及其实现过程，不断规范、完善技术支持系统。具备条件的地区，电能量市场、辅助服务市场交易功能应集成在同一技术支持系统中。暂不具备条件的地区，市场运营机构应加强电能量市场、辅助服务市场技术支持系统间的功能衔接与数据交互，统一中长期、现货、辅助服务各类交易品种面向市场主体的接口。

（四）规范电力市场运营工作。市场运营机构应不断提升市场运营管理水平，建立电力现货市场运行监测机制，定期做好市

场运行的记录、汇总、披露等工作。建立市场运营涉密信息管理制度以及关键岗位和人员回避制度，规范信息交换和使用程序，防范关键信息泄露。各地市场规则编制单位及技术支持系统开发单位，不得作为第三方评估、校核单位，不得从事涉及电力现货市场的培训、咨询和软件开发等商业项目（服务电网业务除外）工作。

（五）加大现货市场信息披露力度。各地区应严格按照《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56号）要求，加快制定本地区实施细则，明确时间表和路线图，进一步细化实施方案并加快推动技术支持系统建设，及时、规范、准确披露各项市场相关信息。



国家发展改革委办公厅

2021年4月28日印发

