

国家能源局综合司

国家能源局综合司关于征求进一步推进电力 现货市场建设试点工作的意见的函

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（工信委、工信厅），各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，华能、大唐、华电、国家能源、国家电投集团，三峡、国投、中核、中广核、华润集团，有关电力交易中心，其他有关电力企业：

为贯彻党的十九大精神，落实中央经济工作会议部署，根据《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）及其配套文件有关要求，加快建设电力市场体系，进一步推进电力现货市场建设试点工作，结合现货试点进展，我们组织研究编制了《关于进一步推进电力现货市场建设试点工作的意见》（征求意见稿）。经商国家发展改革委，现请你单位研究提出意见，并于3月18日下班前将书面意见反馈我局法制和体制改革司。

联系人：王立新

电 话：010-66597453，传 真：010-66021913

邮 箱: dianlixianhuo_nea@163.com

附件: 关于进一步推进电力现货市场建设试点工作的意见
(征求意见稿)



附件

关于进一步推进电力现货市场建设试点工作的 意见

(征求意见稿)

为贯彻党的十九大精神，落实中央经济工作会议部署，根据《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）及其配套文件有关要求，加快建设电力市场体系，结合电力现货市场建设试点（以下简称电力现货试点）进展，现就进一步推进电力现货试点工作提出以下意见。

一、总体要求

（一）总体思路

贯彻落实党的十九大有关加快完善社会主义市场经济体制的决策部署，进一步深化电力市场化改革，遵循市场经济和电力系统运行基本规律，构建电力中长期交易与现货交易相结合、功能完善的电力市场，建立市场化的电力电量平衡机制和价格形成机制，促进构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

（二）基本原则

坚持市场主导。建立完善现货交易机制，进一步发挥市场决定价格的作用，以灵活的市场价格信号，引导电力生产和消

费，激发市场主体活力，提升电力系统调节能力，促进能源清洁低碳发展。

坚持因地制宜。综合考虑各地供需形势、网源结构、送受电情况、市场化基础和经济社会发展水平等因素，结合实际、因地制宜，研究制定电力现货市场建设方案，鼓励各地差异化探索。

坚持统筹有序。统筹好计划与市场、当前与长远、省内与省间、中长期与现货交易之间的关系，总体设计、分步实施，积极稳妥、有序推进。

坚持安全可靠。做实做细市场模拟，提前发现问题，切实防控风险。创新推动市场交易和系统运行相互衔接，做好市场应急处理，保障电力安全可靠供应。

二、合理设计现货市场建设方案

（一）科学论证电力市场模式。应因地制宜选择电力市场模式，确保市场模式有良好的开放性、兼容性和可扩展性。原则上，电网阻塞少且发电侧市场集中度高的地区，宜选择分散式电力市场模式起步；电网阻塞较多或可再生能源占比高的地区，宜选择集中式电力市场模式起步。

（二）合理选择现货市场组成。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易，竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易。电能量市场是电力现货市场的核

心。各地可结合所选择的电力市场模式，同步或分步建立日前市场、日内市场、实时市场（或实时平衡机制）。原则上，对于选择分散式电力市场模式的地区，可先从实时市场（或实时平衡机制）建设起步；对于选择集中式电力市场模式的地区，应建立日前市场（或日前预出清机制）和实时市场。

（三）合理确定现货市场主体范围。市场主体范围应涵盖发电企业、供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济技术开发区、增量配网试点项目等，下同）、售电企业和直接参加电力现货交易的电力用户等。原则上，各类市场主体均应参与电力现货市场，具体参与方式由试点地区结合发用电计划放开情况明确。

（四）有利区域市场建设。电力现货试点应符合国家区域协调发展要求，服务京津冀协同发展、长江经济带发展、粤港澳大湾区建设等重大战略，按照建设统一开放、竞争有序的市场体系要求，为未来市场间交易和市场融合创造条件，进一步促进清洁能源更大范围消纳。

三、统筹协调电力现货市场衔接机制

（五）统筹协调省间交易与省（区、市）现货市场。各类跨区跨省中长期优先发电合同和中长期市场化交易双方，均需提前约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨区跨省送电曲线作为受端省份电力现货市场的边界条件，偏差部分按照受端

省份现货市场价格进行结算。以国家计划为基础的跨区跨省送电计划放开前，可由受端省份电网企业或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方直接签订三方中长期合同，约定典型送电功率曲线及输电容量使用条件。

（六）统筹协调政府授权合同与电力现货市场。对于年度优先发电、优先用电及暂未放开的发电计划电量，建立政府授权合同机制，由电网企业与发电企业签订年度差价合同，公平合理结算。对于优先发电比重较大的地区，鼓励探索电网企业与市场用户共同签订政府授权合同的机制。

（七）统筹协调省内中长期交易与电力现货市场。中长期交易可以实物合同、差价合同等一种或多种形式签订。中长期双边交易形成的电量合同，可由交易双方自行分解为分时曲线。选择实物合同形式的中长期交易，其分解曲线应在满足电网安全约束的前提下，在现货市场中优先出清。

（八）统筹协调电力辅助服务市场与电力现货市场。适应电力现货交易，积极推进电力辅助服务市场建设，实现调频、备用等辅助服务补偿机制市场化。探索建立电力用户承担辅助服务费用的分担共享机制，鼓励储能设施等第三方参与辅助服务市场。

四、建立健全电力现货市场运行机制

（九）有序引导用户侧参与电力现货市场报价。根据市场发展程度、市场主体成熟度和计量设施覆盖情况，电力现货市场中，

可采用发电侧单边申报；用电侧作为市场价格接受者，可采用预测曲线或报量不报价。具备条件地区，用电侧逐步引入报量报价。发电侧单边申报和发用电侧双边申报形成的电力现货价格，均应直接作为用户侧电力现货结算价格，引导电力用户形成对系统友好的用电习惯。

（十）建立促进清洁能源消纳的现货交易机制。市场初期，清洁能源可以报量（即曲线）不报价方式参与电力现货市场，作为价格接受者优先出清，实现清洁能源的优先消纳。各现货试点地区应研究明确时间表，有序安排清洁能源以报量报价方式参与电力现货市场。

（十一）合理选择现货市场价格形成机制。可根据各试点地区的电网结构和阻塞情况，选择采用系统边际电价、分区边际电价和节点边际电价等定价机制。对于电网阻塞线路多、阻塞成本高的地区，可选择节点边际电价机制；对于电网阻塞线路少、阻塞成本低的地区，可选择分区边际电价或系统边际电价机制。选择节点边际电价或分区边际电价机制的地区，所形成的阻塞盈余或成本应在市场主体间进行合理分摊。试点地区可视实际需要探索开展输电权交易。电力现货市场价格形成机制设计应避免增加市场主体之间的交叉补贴。

（十二）科学设定现货市场限价。电力现货市场限价设置应以促进用户侧削峰填谷、消纳清洁能源和防范价格异常波动为基

本原则。上限价格设置可参考用户停电损失设置，下限价格可低于可再生能源变动成本，要避免因上下限设置不合理而出现价格信号难以发挥作用的情况。

五、强化提升电力现货市场运营能力

（十三）建立健全电力现货市场运营相关工作制度。市场运营机构应加强相关工作制度建设，不断提升市场运营管控水平。建立电力市场运营工作规范，明确调度机构、交易机构相关岗位职责。建立市场运营涉密信息管理制度，规范信息交换、使用程序，防止关键信息泄露。建立市场运营关键岗位和人员回避制度，切实做到市场中立，公平对待市场主体。

（十四）提高市场运营机构的组织保障水平。电网企业应在试点地区第一责任单位的指导下，加快优化现货市场运营主体的组织机构设置，加强现货市场专业队伍建设，强化现货市场专职人员培训，确保现货市场规则研究、系统建设和运行管理等方面工作顺利开展，满足现货市场建设及运营需要。

（十五）加强电力系统运行管理。严格落实电网安全运行控制标准要求，规范电网运行备用、调频备用需求计算与调用，严格按照电力系统安全稳定导则计算电网阻塞断面的传输限值；在电网故障、供需失衡等异常情况下，调度机构可按照事前制定的规则处理，保障系统运行安全。

（十六）健全市场信息披露机制。按照有效保证交易的原则，

交易机构在汇总各市场成员信息基础上按不同的时间要求和公开范围统一对外发布电力现货市场信息，包括交易规则、交易公告、通道可用容量、相关市场成交信息等，采用节点电价地区应提供输电断面、网架拓扑、节点电价、设备停运信息、非市场机组运行等电力市场信息，引导市场主体主动、有效参与市场，体现市场的公开、公平和公正性。

六、规范建设电力现货市场运营平台

（十七）规范技术支持系统功能。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，建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。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，并形成必要的说明性文档；应针对系统的运行情况进行性能分析，更新迭代系统存在的问题及风险，做好定期记录、汇总、披露等工作，不断规范、完善技术支持系统的功能建设。

（十八）规范技术支持系统建设流程。编制统一规范的技术支持系统安全标准、功能规范、数据模型和接口规范，建立多系统、多平台的数据共享机制。技术支持系统建设执行招投标程序，并接受监督。

（十九）规范技术支持系统运行管理。技术支持系统试运行前，电力监管机构应组织对市场出清软件系统进行第三方标准算例校核。在系统运行的各个阶段，应建立公正、规范和透明的工

作机制。对于确需人为干预而进行的系统调整操作，应符合市场规则，严格做好人工调整记录，并向市场成员披露；系统中关键市场参数信息的设定标准与取值，应经电力市场管理委员会通过后执行；对于关键市场参数的调整应建立记录日志，并及时向市场成员公布参数实际值设定。

七、完善电力现货市场配套机制

（二十）建立与电力现货市场衔接的目录电价调整机制。统筹考虑政府授权合同结算情况，根据电力现货市场形成的价格信号，可以季度为周期动态调整暂未放开的所有用户目录电价，逐步解决好用户侧价格双轨制问题。

（二十一）完善与电力现货市场配套的输配电价机制。应结合电源侧、负荷侧接入电网位置单独计算系统接入成本。结合电力现货市场建设，应完善与电能量市场价格机制相适应的跨省区输电价格机制和省内输配电价机制。

（二十二）提高长期电力系统供应保障能力。持续做好电力系统长期供应能力评估分析，统筹降成本和稳供应，设计合理的市场机制有效引导电力投资。加快研究、适时建立容量补偿机制或容量市场，保证电力系统长期容量的充裕性。

（二十三）加强电力市场监管。切实加强电力市场科学监管，完善市场监管组织体系，统筹发挥市场监管和行业自律监督的作用，综合运用信用监管和行政管理手段，对市场成员执行市场规

则的行为进行监管，重点对市场主体行使市场力、操纵市场、违反市场规则等行为重点实施监管，维护良好的市场秩序。

（二十四）开展电力现货市场运营绩效评估。国家发展改革委、国家能源局负责组织制定电力现货市场评价指标体系。从市场运行保障、市场运行效率、社会福利增加、清洁能源消纳等维度，对电力现货市场运行情况、电力市场规则执行情况、技术支持系统运行情况等进行全方位后评估，及时总结并不断推动完善市场机制。

八、做好电力现货市场建设组织实施

电力现货试点地区尚未明确工作分工的，要抓紧明确。试点地区政府有关部门、国家能源局有关派出机构、有关电网企业和电力交易机构，要按照工作分工，协同做好以下工作：

（一）加快研究制定现货市场建设方案和运营规则，加快开发建设现货市场相关技术支持系统；

（二）配套制定包括市场模拟在内的市场试运行方案，提前发现问题，及时完善市场规则和技术支持系统；

（三）加强市场运行跟踪分析、监测和预警，持续完善规则和系统，保障现货市场平稳可持续运行；

（四）提前制定市场应急预案，防范潜在风险，科学有序处置，确保电力安全可靠供应。

如遇有重大问题，请及时报告国家发展改革委、国家能源局。