

重庆市经济和信息化委员会

重庆市经济和信息化委员会 关于征求重庆电力现货市场整月结算 试运行工作方案意见的函

国家能源局华中监管局、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局，国网重庆市电力公司、重庆市电力交易中心，各发电企业、售电公司及电力用户：

为深入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）等文件要求，按照国家能源局第三、四电力现货市场建设月度例会要求，我委牵头组建了由政府相关职能部门、电网企业、市场主体、电改相关专家组成的电力现货市场建设工作专班，结合前期结算试运行情况，研究编制了《重庆电力现货市场整月结算试运行工作方案（征求意见稿）》，现送各有关单位及企业征求修改意见，请于10月10日前将相关修改意见加盖鲜章并反馈至我委（扫描版发送至电子邮箱：zizongchu@163.com），逾期未反馈视为无意见。

附件：重庆电力现货市场第二次结算试运行工作方案（征求

意见稿)

重庆市经济和信息化委员会

2024年9月27日



附件

重庆电力现货市场 整月结算试运行工作方案

(征求意见稿)

为贯彻落实《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）文件要求，积极稳妥推进重庆电力现货市场建设，在巩固2024年整周结算试运行工作成效基础上，进一步优化完善市场交易规则和技术支持系统，并拉大结算试运行周期，深入检验市场交易规则和技术支持系统的有效性和适用性，特制定本工作方案。

一、工作目标

巩固2024年整周结算试运行工作成效，通过拉大结算试运行周期，进一步检验评估市场交易规则和关键机制的有效性、合理性；检验电力交易平台和现货支持系统的稳定性、可靠性和适用性；检验电网企业调度、营销等专业和电力交易中心相关业务系统数据交互的时效性和可靠性；检验市场化调度生产组织流程的适用性和市场化电力电量平衡机制的有效性；检验市内中长期市场与现货市场衔接的有效性；检验电力交易平台结算功能的完整性、有效性和合理性；进一步提升经营主体参与度和市场认知

度，为开展连续结算试运行奠定基础。

二、规则依据

本次试运行依据《重庆市经济和信息化委员会关于印发重庆电力现货市场建设有关工作方案及实施细则的通知》（渝经信电力〔2023〕16号）中的《重庆电力现货交易实施细则（试行版V1.0）》、《重庆电力市场结算实施细则（试行版V1.0）》（以下简称《实施细则》）开展，《实施细则》未明确的或与本工作方案不一致的，按照本工作方案执行。

三、工作方案

（一）时间安排

拟于11月1日至11月30日开展整月结算试运行。为便于经营主体提前熟悉和适应现货市场运行，拟于10月21日至10月31日开展调电试运行，即本次试运行时间为10月21日至11月30日，经营主体于10月20日起开展现货市场交易申报。

（二）交易品种

本次试运行期间仅开展中长期电能量交易和现货电能量交易，不开展调频辅助服务交易，原调峰辅助服务交易暂停开展（现货市场从最小可调出力开始优化）。

（三）参与范围

发电侧为参与电力中长期交易的燃煤电厂（含万博自备电厂）；用电侧为参与电力中长期交易的批发用户、售电公司和电网代理购电，其中配售电公司（两江、长耀）的增量配电网售电

业务和市场化售电业务以两个独立主体身份参与中长期市场和现货市场。

具备条件的虚拟电厂，在电力交易中心完成市场准入和注册程序后，以“不报量不报价”的方式参与实时现货市场，按照实时现货市场分时电价进行结算。

（四）准备工作

1.重庆市电力现货专班成员、市场运营机构、电网企业以及参与试运行的经营主体共同成立试运行工作小组，相关工作联系人见附表 1。

2.重庆市电力现货专班和市场运营机构完成对经营主体的试运行相关方面的培训和答疑，以及相关技术支持系统的操作培训。

3.发电侧经营主体按照市场运营机构要求在电力交易平台上完成机组运行参数的申报和核查，确保相关参数的完整性和正确性，具体申报参数见附表 2，本次试运行所采用的市场核定参数数值见附表 3。

（五）交易组织

1.中长期交易组织

（1）交易方式

现有年度、月度、旬交易组织方式保持不变，9月组织开展中长期多月交易，发电企业、售电公司（电力用户）以及电网代购在年度、月度（多月）、旬交易中购买的交易电量自动分解到

日。试运行期间，开展 D-3 日交易（D 为运行日），按工作日连续开市，交易标的物为 D 日分时段电量。试运行期间的中长期合约仅作为结算依据，不再物理执行，中长期交易结果不再开展安全校核。中长期优先发电替代方式继续沿用，旬交易结束后，交易平台将优发替代旬电量曲线以均分方式形成日优发替代电量曲线，在旬内日交易期间优发替代电量不再调整。

发电企业、售电公司（电力用户）按集中竞价、滚动撮合方式参与日交易。电网代购按集中竞价、挂牌方式参与日交易，在集中竞价申报中不参与排序，接受集中竞价出清的边际价格，成交电量为发电侧小于等于边际价格的未成交电量之和；在挂牌交易中接受集中竞价和滚动撮合各时段成交加权均价。

（2）交易限制

发电侧当日各时段售出总量（含分解的日合同电量）不超过机组额定容量对应的上网电量，买入总量不超过分解到当日的各时段净合同电量，净合同电量为当日持仓合同电量扣减日优发替代电量；用户侧买入电量遵循中长期交易相关要求，售出总量不超过分解到当日的各时段净合同电量。

集中竞价和滚动撮合交易的峰、谷段报价区间在平段限价叠加推荐峰谷浮动系数的基础上，峰、平、谷各段限价按照浮动 $\pm 50\%$ 确定，推荐峰谷浮动系数参照重庆市分时电价政策。

2. 现货交易组织

（1）交易申报

本次试运行，“报量报价”参与优化出清的燃煤机组需同步申报机组空载费用（元/小时），以申报的空载费用参与出清，但不参与成本计算，机组空载费用上下限见附表 3。其他申报要求按照《实施细则》执行。

（2）日前市场组织流程（D 日为运行日，下同）

D-2 日 17:30 前，调度机构批复 D 日的发输变电设备检修计划和机组试验计划。

D-1 日 8:00 前，发电企业确认机组状态，申报机组最大/最小可调出力等机组运行边界信息。

D-1 日 9:00 前，调度机构将事前披露信息推送至交易机构，通过电力交易平台完成事前信息发布。

D-1 日 9:40 前，经营主体通过电力交易平台完成日前现货电能量市场交易申报。

D-1 日 10:30 前，调度机构完成日前现货市场预出清。

D-1 日 17:30 前，调度机构根据省间联络线日前正式计划等最新边界条件，完成日前现货电能量市场出清，并将出清结果推送至交易机构，通过电力交易平台向经营主体发布。若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

（3）实时市场组织流程

D 日内，实际运行 5 分钟前开展实时现货电能量市场滚动出清，以 5 分钟为周期，滚动出清未来 5 分钟至 2 小时的实时现货

电能量市场交易结果，即 T-5 分钟前出清 T 至 T+115（其中 T 时段为正式出清结果，T+5 至 T+115 时段为滚动预出清结果）。

D+1 日 17:30 前，调度机构将 D 日实时现货电能量市场正式出清结果推送至交易机构，通过电力交易平台向经营主体发布。

（4）市场出清

调度机构基于经营主体申报信息和各类边界信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）模型进行集中优化计算得到市场出清结果。

调电（不结算）试运行期间，为防止过度冗余开机产生过高的深度调峰补偿费用，在预判系统无调峰需求的情况下，日前机组组合（SCUC）计算时，调度机构可统一将各燃煤机组最小可调出力设置为最小技术出力，并按调度机构设置的最小可调出力进行日前出清。

（六）交易执行

试运行期间的中长期交易合约仅作为结算依据，不再物理执行。调度机构基于日前现货市场的发电侧出清结果（包含机组开机组组合以及机组出力计划）编制日前发电调度计划，发电企业应根据日前发电调度计划提前做好开停机准备，确保按时开停机。实时现货市场的发电侧滚动出清结果即为机组需要实际执行的发电计划，发电企业要严格执行实时发电计划，确保市场出清结果严肃执行。

（七）市场结算

1.电能量费用结算

结算试运行期间按照《重庆电力市场结算实施细则（试行版 V1.0）》开展结算。其中，现货市场小时结算电价采用小时内每个出清电价的算术平均值。

2.市场补偿与分摊费用结算

（1）运行成本补偿费用：由结算实施细则 V1.0 版原有计算方式调整为：发电机组总运行成本补偿费用根据全天机组启动成本、机组电能量成本总费用与其全天现货市场总发电收益进行比较计算，对总运行成本超出总发电收益的部分进行机组运行成本补偿费用计算。其中，机组启动成本费用按照申报价计算；机组电能量成本费用根据机组实际上网电量，按照机组核定成本价、机组申报价分别计算机组核定成本和报价成本，机组电能量成本取核定成本和报价成本的最小值。

（2）临时停机补偿费用：结算试运行期间的临时停机补偿费用正常结算，由结算实施细则中明确的主体分摊。

（3）低负荷运行补偿费用：结算试运行期间，不开展低负荷运行补偿；调电（不结算）试运行期间，纳入“两个细则”深度调峰补偿。

（4）优发、优购损益：按现有方式按月结算和分摊。

（5）结构不平衡费用：由用电侧和发电侧（参与市场化机组）按 1:1 比例分摊或分享，其中用电侧部分暂由全体工商业用户按用电量比例分摊或分享，发电侧部分由参与市场化发电企业

按上网电量比例分摊或分享。

3.中长期偏差收益回收

由结算实施细则 V1.0 版原有计算方式调整为：

用电侧：批发用户、售电公司和电网代理购电在结算试运行日每个时段的中长期净合约电量占实际用电量的比例应不低于70%且不超过130%，超出此范围合约电量产生的偏差收益由市场化发电企业按月度上网电量（不含省间交易）比例分享。中长期偏差收益回收电费为超出范围的时段电量乘以该时段日前出清电价与该时段中长期合约均价（含代理购电）之差，收益为负时不予补偿。

4.用户侧日前申报偏差收益回收

鉴于在申报环节已限制用户日前申报量，因此该项回收本次结算试运行暂不结算。

5.燃煤发电中长期超额收益回收

燃煤发电企业整月中长期合同均价超过中长期电能量价格上限产生的超额收益予以回收，由批发用户、零售用户和电网代理购电（不含趸售）按月度用电量比例分享。超额收益为该企业中长期合同电量乘以合同均价超过允许价格上限的差值。

6.月度清算

电网企业（代理购电）：当月代理购电预测购电电能量费用与参与现货结算产生的电能量费用之间的差异、补偿分摊费用纳入 M+2 月疏导。

7.无合同用户结算

2024年未签订批发和零售合同且未转入代理购电的市场化用户，按照重庆电力市场管理委员会2024年审议通过的相关条款结算，不参与现货结算。

8.用户侧日清电量计算规则

(1) 日清电量根据每日采集示数计算，不计算变损、线损。

(2) 当T日24点数据均缺失，且T日、T-1日采集日冻结示数完整，以日冻结尖峰平谷电量均分至对应时段的方式拟合T日24点示数。

(3) 定量子计量点的电量按月定量值均分至每天，根据主表各个时段电量比例计算；定比子计量点的电量根据主计量各时段电量比例计算。定量、定比子计量点计算电量所产生的尾差在第一个时段兜底。

(4) 当计量点连续缺点或示数异常，按拟合补全规则及上述规则拟合失败时，按缺点前后时间点的区间电量算术平均值作为电量拟合值，并以此拟合示数。

(5) 当计量点连续时间段内缺点数或异常数大于等于48个时点，视为该计量点采集失败，按电量为“0”拟合示数。

(八) 风险控制

1. 交易机构要加强电力交易平台运行保障，确保市场申报、发布等工作有序开展。调度机构要加强人员保障和调度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当市场出清结果无

法满足电网安全运行需要时，及时实施人工干预保障电网安全运行，干预措施包括但不限于调整市场出清边界、调整市场出清结果，调度机构应详细记录事件经过、市场干预调整情况等。当出现气候异常、自然灾害、重大电源或电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构应按照“安全第一”的原则处理事故和安排电网运行，必要时经报请重庆市经济信息委同意后可中止现货市场试运行，恢复常规方式调度。

2.为保障整月结算试运行期间现货价格平稳有序，防范市场运行风险，设置并执行二级价格限值。当日前或实时现货市场出清的全天系统电价加权平均值超出二级价格限值时，在结算环节进行二级限价（披露的出清价格不变），即将96点系统电价等比例缩小，直至96点系统电价加权平均值等于二级价格限值时，以缩小后的系统电价作为结算价格。日前、实时现货市场分别按照上述原则对市场出清价格修正后开展实际结算，现货二级价格限值的取值见附表3。

四、工作要求

1.各经营主体要认真学习《实施细则》和本工作方案，高度重视本次试运行工作，积极理性参与现货市场交易申报，工作开展过程中如有问题应及时反馈。

2.严肃调度纪律，各发电企业要严格执行市场出清结果、发电计划安排和调度指令，对试运行期间无故不执行市场出清结

果、发电计划安排和调度指令的行为，按照“两个细则”严格考核。

3.试运行期间，AGC功能具备的电厂（机组）均一直投入AGC自动控制模式（经调度同意退出的除外），不具备AGC功能的电厂应自行跟踪执行实时发电计划，保证机组跟随发电计划曲线执行，执行效果将纳入“两个细则”考核。

4.试运行结束后，各经营主体应积极反馈本次试运行有关情况，包括市场交易规则、技术支持系统等发现的问题及有关建议。

附表：1.相关工作联系人

2.机组运行参数表

3.市场核定参数表

附表 1

相关工作联系人

类别	工作任务	联系人	备注
一、市经济信息委，总牵头：孙红光、文成宇；联系人：向晖、潘泉飞，电话：63896710			
二、现货专班	规则解释及调整	潘泉飞，电话：63895363 车权，电话：63683656 冯丽，电话：63680929 刘国平，电话：63683975 陈卓，电话：61270786 李志强，电话：88179576 梁洋睿，电话：63423038	
三、调度，总牵头：雷雨，电话：63680909；联系人：车权，电话：63683656			
交易组织	日前市场	方群会，电话：63683566	
	实时市场	李晨阳，电话：63681500	
交易支撑	断面限额及约束	古济铭，电话：63685345	
	水电及新能源	文雨，电话：63680933	
	发电侧电量数据	许洁，电话：63680361	
	市场咨询受理	万江，电话：63680916	
技术支持	技术支持协调	许洁，电话：63680361	
	现货系统支撑	曹斌，电话：15195901541	
	日前出清支持	王富山，电话：15617545120	
	实时出清支持	陈才林，电话：18307721652	
	调频市场支持	杨洪锴，电话：17347807794	
	调度计划支持	王应强，电话：13883983017	
	AGC系统支持	庞涛，电话：13814510402	

类别	工作任务	联系人	备注
四、交易，总牵头：刘波，电话：63685042；联系人：冯丽，电话：63680929			
交易组织	中长期曲线分解	艾林，电话：63680563	
	市场交易申报	艾林，电话：63680563	
	市场信息披露	赵蕾，电话：63680566	
交易结算	交易结算	喻志成（电厂），电话：63683542 陈明龙（用户），电话：63685084	
技术支持	交易平台保障	曾小娟（曲线分解、申报），电话：63680535、15320840906 张欢（接口），电话：63680535、18583241312 胡富贤（结算），电话：63683747 韦国州（信息披露），电话：63680535	
五、营销，总牵头：王先明，电话：63681155；联系人：陈伟，电话：63681150			
交易支撑	用电侧电量数据	刘悦，电话：88322442	
技术支持	营销系统保障	鄢鸿婧，电话：88322415	

附表 2

机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致
2	机组最小技术出力	按机组额定容量的50%执行
3	机组深调极限出力	与试验报告保持一致
4	机组最大可调出力	不大于额定有功功率
5	机组最小可调出力	不小于深调极限出力
6	机组有功功率调节速率	上升调节速率和下降调节速率
7	机组综合厂用电率	与试验报告保持一致
8	机组日内允许的最大启停次数	如有最大启停次数约束则提供
9	机组冷态启动时间	停机时间72小时以上
10	机组温态启动时间	停机时间10小时（含）至72小时（含）
11	机组热态启动时间	停机时间10小时以内
12	机组典型开机曲线	从并网至最小技术出力期间的升功率曲线
13	机组典型停机曲线	从最小技术出力至解列期间的降功率曲线
14	最小连续开机时间	申报范围为0-24小时
15	最小连续停机时间	申报范围为0-10小时

附表 3

市场核定参数表

序号	参数名称	建议值	备注
1	市场申报价格上下限	上限：1500元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时	
2	市场出清价格上下限	上限：1500元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时	
3	机组启动费用上下限	燃煤机组各容量等级的冷态、温态、热态启动费用上限为：100万千瓦级机组（120万元/次、90万元/次、60万元/次），60万千瓦级机组（100万元/次、70万元/次、50万元/次），30万千瓦级机组（50万元/次、40万元/次、30万元/次）。 机组启动费用下限为0。	
4	机组空载费用上下限	燃煤机组各容量等级的空载费用上限为：100万千瓦级机组（3万元/小时），60万千瓦级机组（2万元/小时），30万千瓦级机组（1万元/小时）。 机组空载费用下限为0。	
5	机组核定电量成本	350元/兆瓦时	
6	现货二级价格限值	634元/兆瓦时	

