

河北南部电网电力现货市场 第七次（首次结算）试运行工作方案

一、工作目标

（一）全面贯彻落实国家电力体制改革要求，稳妥有序推进河北南部电网电力现货市场建设。

（二）检验现货市场交易规则的合理性和有效性。

（三）检验现货市场技术支持系统、交易、结算技术支持系统运行的稳定性、可靠性与实用性。

（四）验证现货市场信息披露、出清、计量、结算等业务流程的合理性。

（五）增强市场主体对现货市场建设相关工作的参与意识和理解掌握程度，提升市场主体参与度。

二、工作安排

（一）运作模式及时间安排

本次结算试运行开展中长期日滚动交易、省内现货市场与调频辅助服务市场的交易组织、交易出清、交易执行、交易结算全流程测试。

本次结算试运行时间为9月13日—18日（9月8日—14日分别组织中长期日滚动分时交易，9月12日—17日分别组织9月13日—18日的日前现货交易）。

9月13日—16日，中长期日滚动交易、省内现货交易市场出清结果实际执行不结算；9月17日—18日，中长期日滚动交易、省内现货交易市场出清结果实际执行并结算。省间市场（省间现货、华北调峰）纳入省内现货交易组织流程，作为省内现货市场的边界条件。

（二）参与范围

发电侧：河北南部电网区域内参与中长期交易的燃煤电厂；参与中长期交易的集中式新能源场站。集中式新能源厂站入市比例按照2023年年度中长期交易工作方案执行。

用户侧：河北南部电网区域内参与中长期交易的售电公司、批发用户以及电网代理购电。

（三）前期准备

1. 河北南部电网电力现货市场规则体系（结算试运行版）经市场管理委员会审议通过。

2. 完成长周期调电试运行发现的各类系统缺陷消除。电力现货市场技术支持系统能够按规则出清并进行生产调度，市场主体能够执行出清结果。

3. 完成机组投入AGC方式下深度调峰试验。

4. 完成标杆火电机组运行成本核定试验。

5. 完成火电企业分机组计量公式和起备变电量结算方案宣贯。

6. 发布用户侧分时用电信息。

7. 发布现货结算试运行公告，市场运营机构对市场主体进行培训，人员熟练掌握市场相关操作。

8. 发电侧市场主体在电力交易机构平台上完成机组运行参数和缺省申报参数的申报。

三、组织流程

（一）中长期日滚动分时交易

1. 交易标的

中长期交易按工作日滚动连续开市，运行日电量按小时划分为 24 个时段，交易日（D-3、D-2 日）交易标的为运行日（D 日）每小时交易电量，即运行日交易标的电量提前 2—3 个工作日组织申报。

2. 交易模式

本次交易以融合交易模式开展，即同一小时市场主体可以选择作为购电方或者售电方，但只能选择购电方或者售电方一种身份参与交易。

3. 交易限额

（1）电量限额

发电企业分时净卖出电量（含年度、月度分解电量及日交易电量）折合电力不得超出装机容量，日交易分时买入电量不得超出各类交易（含年度、月度、日交易）分解至该小时的净卖出电量之和。

售电公司、电力用户日交易分时卖出电量不得超出各类交易（含年度、月度、日交易）分解至该小时的净买入电量之和。

（2）电价申报范围

参照中长期分时段交易高峰段电价上限，暂设置日滚动交易每小时分时电价最高为 743.38 元/兆瓦时；参照中长期分时段交易谷段电价下限，暂设置日滚动交易每小时分时电价最低为 87.46 元/兆瓦时。

4. 其他事项

（1）燃煤火电、风电企业与电力用户（售电公司）年度、月度中长期合同按月分日、日分时均分至每日每小时，光伏企业与电力用户（售电公司）年度、月度中长期合同按月分日均分至每日，日分时曲线参照河北南部电网光伏发电典型曲线分解，即各时段合同电量按高峰、平段、低谷各自时段内分时曲线占比分解，典型曲线采用 2022 年同期河北南网集中式光伏发电企业日均出力折算曲线，数据来源为河北电力调度技术支持系统，详见附表五。9 月周交易等电力直接交易月内交易合同不分解至运行日。不执行峰谷分时电价合同（T6）电量先按照月度交易公告分劈比例分解至高峰、平段、低谷，再分解至段内每小时。

（2）在现货结算日（9 月 17 日—18 日），日滚动分时交易开展正式申报，交易结果参与市场结算。

（二）现货交易申报

1. 申报方式

竞价日（D-1）交易申报截止时间前，市场主体通过河北电力交易平台申报相关交易信息。

单机容量 150MW 及以上燃煤机组可在现货电能量市场和调频辅助服务市场同时申报。

在现货电能量市场，采取“报量报价”方式申报，以机组为单位申报运行日的电力-价格曲线（最多 10 段），第一段申报起始出力不高于机组的投 AGC 最小出力（已通过 AGC 深调试验机组最小出力详见附表四，未通过 AGC 深调试验机组为正常运行工况下投入 AGC 最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调出力上限，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不能低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%。在市场申报关闸前未及时申报的，采用缺省报价作为申报信息。

在调频辅助服务市场，发电厂以机组为单位，通过电力交易平台申报次日调频里程补偿价格。

单机容量 150MW 以下燃煤机组无需申报，采用中长期交易日分解曲线作为日前出清结果。

参与中长期交易的新能源场站采取“报量报价”方式申报，以场站为单位申报运行日的电力-价格曲线（最多 5 段）。第一段申报起始出力为 0，最后一段申报出力终点为电站装机容量（对于扶贫商业混合新能源电站，其最后一段申报出力终点为电站商业

部分装机容量)，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于1兆瓦。申报的最大发电能力低于新能源预测出力的，将申报的最大发电能力至新能源预测出力部分按最后一段报价参与市场出清；在市场申报关闸前未及时申报的，按照零报价参与市场出清。

售电公司和批发用户采取“报量不报价”的方式，申报其代理用户或其自身在运行日的用电需求曲线（即运行日每小时内平均用电负荷），参与现货市场出清和结算。在市场申报关闸前未及时申报的，采用中长期合同分时电力曲线作为申报信息。

电网企业提供市场化交易用户典型曲线（最近一周工作日平均负荷曲线作为“典型工作日曲线”，周六日平均负荷曲线作为“典型周六日曲线”），参与日前现货市场出清。

2. 市场限价

本次结算试运行电能量申报价格的限价范围为0—1200元/兆瓦时，市场主体申报的价格不得超过市场限价，市场出清的限价范围为0—1200元/兆瓦时。调频里程补偿申报价格的限价范围为0—16元/兆瓦，市场主体申报的价格不得超过市场限价，市场出清价格的限价范围为0—16元/兆瓦。

3. 申报数据审核

市场主体提交申报信息后，市场运营机构对申报信息进行审核及处理。市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，初步审

核不通过将不允许提交，直至符合申报要求。

（三）交易出清与执行

日前现货市场中，采用全电量竞价、集中优化出清的方式开展。电力调度机构首先根据预测全网系统负荷曲线和国网河北电力营销中心提供的市场化用户总典型用电曲线，计算得出居民农业和代理购电用户的用电需求曲线；然后基于发用两侧市场成员申报信息和运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果；最后采用电力调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合校验，出清得到发电机组组合和发电出力。

发电企业电能量市场出清结果按照机组综合厂用电率（详见附表一）折算为发电侧中标电量。市场化用户电能量出清电量即为中标电量。代理购电日前出清结果等于发电企业日前出清的省内市场化总电量减去市场化用户日前中标总电量。发电侧中标电量中包含外送电量、省内市场化电量和非市场化电量，计算方式详见结算实施细则。

调频辅助服务市场在省内日前现货市场确定的机组组合基础上开展，根据系统所需的调频总速率，采取集中竞价、边际出清的组织方式，出清次日调频机组序列。本次试运行，调频中标机组晚高峰时段（17—23 点）不预留上备用容量，下备用预留容量定为 10%；其余时段上、下备用预留容量均定为 10%。

实时现货市场中，采用日前现货市场封存的竞价信息进行集中优化出清。电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在机组实际开机组合和实际出力水平的基础上，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组每 15 分钟的发电计划和实时节点电价。

试运行期间，日前现货电能量市场出清的发电出力计划实际下发；实时现货电能量市场基于实时边界条件，对日前出清的发电出力计划优化调整，将每 15 分钟出清的发电出力值下发至机组实际执行。

（四）市场力监测与管控

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，本次结算试运行开展市场力监测与管控。

首先开展市场力评估分析。在日前现货市场出清完成后，计算 RSI 指数、MRR 指数两项市场力评估指标。

RSI 指数是指除去某一发电集团外，其余发电集团总发电能力与市场总需求的比值，某个发电集团的 RSI 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电集团的 RSI 指数小于 1 时，表明该发电集团必不可少，具有市场力。

MRR 指数，是指为满足市场需求，某发电企业必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。

当某发电集团的 MRR 指数大于 0 时，表明必须调用该发电集团才能满足市场需求，该发电集团具有市场力。

其次开展市场力行为分析。日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价，判断是否高于基准电价。若高于基准电价，则触发管控条件，进行市场力管控。本次结算试运行基准电价定义为 9 月份年度交易和月度交易加权平均价（437.13 元/兆瓦时）的 1.1 倍。

最后开展市场力管控。当触发市场力管控条件后，将具有市场力的发电集团相关机组高于参考报价的报价段替换为参考报价，重新组织日前市场出清。实时市场同样使用替换后的报价出清。本次结算试运行参考报价为同容量类型机组平均边际供电成本的 1.5 倍。平均边际供电成本由机组平均边际供电煤耗和近两期中国电煤采购价格指数（CECI 曹妃甸指数）折算至标准煤后平均值确定（详见附表一），四舍五入取整数值。

（五）市场结算

1. 现货结算日

批发市场：现货结算日期间（9 月 17 日—18 日），按照现货交易规则开展结算，结算费用包括电能量费用、调频辅助服务费用及市场不平衡资金等，市场补偿费用暂不结算。

辅助服务市场：调频辅助服务补偿费用包含调频里程补偿费用和调频量价补偿费用，按照现货结算日期间相关发电主体结算电量比例进行分摊。

中长期偏差收益回收：中长期合约电量偏差允许范围设定参数 m 、 u 暂按 90， n 、 v 暂按 110 执行，调整系数 k 暂按 1.05 执行。发电企业暂按厂站为单元进行回收。本次电网代理购电交易暂不参与中长期偏差收益回收以及费用分摊。

现货市场不平衡资金：发用两侧差额资金、中长期偏差收益回收费用，按照现货市场规则，以现货结算日期间省内市场化电量比例进行分摊或返还，纳入月度结算。

2. 非现货结算日

批发市场：非现货结算日期间（9 月 1 日—16 日、19 日—30 日），按照中长期交易规则结算。

中长期市场化差额资金：按照中长期规则计算，按非现货结算日期间入市上网电量比例分摊或返还。

3. 月度结算衔接

批发市场：批发市场月度结算单包含现货结算日与非现货结算日两部分电费，以不同的结算科目列示。

零售市场：结算按年度交易工作方案开展，不受现货结算试运行影响。当月电力中长期直接交易合同加权平均价以相关交易公告为准。

电网代理购电结算：现货结算日期间产生的电网代理购电偏差电量，由代理购电用户、居民农业用户按当月用电量比例进行分摊。

月度市场不平衡资金：包含现货市场不平衡资金、中长期市

场化差额资金。

（六）信息发布

电力交易机构按照本次现货交易组织流程，依据电力现货市场信息披露办法所要求的时间节点、披露内容以及披露范围要求，及时发布事前市场边界信息、出清结果等信息，市场主体可登录河北电力交易平台获取相关信息。

（七）总结报告

本次试运行结束后 2 周内，河北电力调控中心、交易中心根据本阶段试运行情况，评估试运行阶段存在的风险和影响，认真分析原因、归纳汇总，形成总结报告，并上报河北省发展改革委。

四、风险控制

（一）如预计在试运行期间将出现极端天气，可能影响电网安全和电力供应时，河北电力调控中心可向省发展改革委申请，将本次结算试运行时段顺延，并告知各市场主体。

（二）本次结算试运行过程中，如出现电网设备故障或技术支持系统故障等影响电网安全运行和现货市场正常运转情况时，电力调度机构应采取必要措施处理故障，优先保障电力系统安全稳定运行。

（三）本次结算试运行过程中，若发生突发性的社会事件、自然灾害、重大电源或电网故障、以及其他不可抗力等严重影响电力供应或电网安全时，市场运营机构经报请省发展改革委同意后，可中止现货市场试运行工作，转为现有调度计划模式。

(四) 市场运营机构在结算试运行过程中发现市场价格大幅波动或部分市场主体出现严重偏离实际的巨额盈亏,市场运营机构经报请省发展改革委同意后,可中止现货市场结算试运行工作。若需调整结算结果的,经请示省发展改革委同意后,开展结算方案调整或进行电费追补。

五、相关要求

(一) 强化运行保障。各相关单位要高度重视本次调电试运行工作,全力配合现货市场运营机构做好现货市场与生产运行的衔接工作,保障电网运行安全 and 市场运营平稳。

(二) 加强分析总结。现货市场运营机构要结合电网负荷、新能源出力等边界条件,做好市场出清结果分析,及时发现试运行过程中存在的问题并妥善处理,不断完善市场规则条款和技术系统功能。

(三) 做好信息报送。现货市场运营机构要坚持日报制度,合理安排人员分工,及时整理汇总市场出清相关数据,完成市场运行日报编制和报送。

附表一

机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	
2	机组最大、最小技术出力	
3	机组有功功率调节速率	
4	机组日内允许的最大启停次数	
5	机组综合厂用电率	本次试运行，火电为 2022 年年度综合厂用电率；新能源厂用电率定为 2.1%。
6	机组冷态启动时间	燃煤机组停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。
7	机组温态启动时间	
8	机组热态启动时间	
9	冷态/温态/热态三组 典型开机曲线	
10	机组典型停机曲线	机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟
11	供热机组非供暖期最大技术出力、最小技术出力	
12	供热机组供暖期最大技术出力、最小技术出力	
13	机组电能量缺省量价参数	包含现货日前市场报价、启动费用、空载费用、最小连续开机时间、最小连续停机时间

附表二

核定参数建议表

序号	参数名称	建议值	备注
1	电能量市场 申报价格上下限	上限：1200 元/兆瓦时 下限：0 元	
2	电能量市场 出清价格上下限	上限：1200 元/兆瓦时 下限：0 元	
3	机组启动费用上限	各容量等级类型机组的冷态、温态、热态启动 费用报价上限如下： 60 万机组（120 万元/次、100 万元/次、80 万 元/次） 30 万千瓦及以下机组（80 万元/次、70 万元/ 次、60 万元/次）	
4	机组空载费用上限	60 万机组（20000 元/小时） 30 万千瓦及以下机组（10000 元/小时） 下限：0 元/小时	
5	调频市场里程补偿 申报价格上下限	上限：16 元/兆瓦 下限：0 元	
6	调频总速率需求值	150MW/min	
7	各类型机组平均供电煤耗 （分容量）	20 万千瓦及以下：356g/千瓦时 30-35 万千瓦：311g/千瓦时 60 万千瓦及以上：294g/千瓦时	
8	中国电煤采购价格指数 （CECI 曹妃甸指数）折合至 7000 大卡标准煤价格（9 月 5、6 日平均值）	1109.82 元/吨	

注：核定参数建议值仅适用于本次试运行。

附表三

交易主要流程

序号	时间节点	工作内容
1	D-2、D-3 日	10:00-12:00，市场主体申报中长期交易 D 日 24 小时交易电量，交易结果实时出清。 17:00 前，电力交易机构向市场主体发布 D 日日交易结果。
2	D-1 日	8:45 前，市场运营机构向市场成员发布 D 日的边界条件信息，包括系统负荷预测、联络线计划、新能源功率预测、检修计划等。 9:45 前，各市场主体完成市场交易申报，燃煤发电厂可在调频辅助服务市场和现货电能量市场同时申报。 10:30 前，电力调度机构完成 D 日省内日前现货市场和调频辅助服务市场的预出清。 11:00 前，基于预测的全网系统负荷，测算运行日电力平衡及新能源消纳情况。 11:00-14:30，市场运营机构组织完成省间日前现货市场交易申报、出清和发布。 17:00 前，电力调度机构结合省间日前现货和调峰市场出清结果，完善边界条件，完成省内日前现货电能量市场和调频辅助服务市场出清和可靠性机组组合出清。 17:30 前，电力交易机构向市场主体发布调频辅助服务市场和日前现货电能量市场的金融出清结果。
3	D 日	T-15 分钟前，电力调度机构根据最新边界条件，组织开展省内实时现货电能量市场出清。
4	D+1 日	电力交易机构披露 D 日实时现货电能量市场的每小时量价出清结果。
5	D+2、D+3 日	12:00 前，电网企业向电力交易机构提交 D 日发用电侧实际分时计量电量数据。
6	D+7 日	电力交易机构发布 D 日日清算临时结算结果
7	D+8 日	市场主体确认 D 日日清算结果

附表四

通过深度调峰 AGC 试验机组名单

电厂名称	机组编号	额定容量	额定技术最小	最大深调容量	投 AGC 最低出力
沧东电厂	#1 机组	600	300	60	240
	#2 机组	600	300	60	240
	#3 机组	660	300	36	264
	#4 机组	660	300	36	264
定州电厂	#1 机组	600	300	60	240
	#2 机组	600	300	60	240
	#3 机组	660	300	36	264
邯东热电厂	#1 机组	350	175	35	140
	#2 机组	350	175	35	140
邯峰电厂	#1 机组	660	330	132	198
	#2 机组	660	330	132	198
龙山电厂	#1 机组	600	300	90	210
	#2 机组	600	300	90	210
鹿华电厂	#2 机组	330	165	30	135
马头热电	#9 机组	300	150	90	60
	#10 机组	300	150	90	60
清苑热电	#1 机组	300	150	30	120

	#2 机组	300	150	30	120
任丘电厂	#1 机组	350	175	25	150
	#2 机组	350	175	25	150
上安电厂	#1 机组	350	175	70	105
	#3 机组	330	150	51	99
	#4 机组	330	150	51	99
	#5 机组	600	300	120	180
深保热电	#2 机组	350	175	15	160
武安电厂	#1 机组	300	150	30	120
	#2 机组	300	150	30	120
西柏坡电厂	#5 机组	600	300	30	270
	#6 机组	600	300	30	270
邢南电厂	#1 机组	600	300	30	270
	#2 机组	600	300	30	270
运东热电	#1 机组	350	175	35	140
	#2 机组	350	175	35	140

附表五

河北南部电网光伏发电企业 2022 年日均出力曲线

月份\小时	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季（3-5 月）	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	2.3%	5.9%	9.4%	12.0%	13.3%	12.2%	9.8%	11.0%	10.2%	7.9%	4.3%	1.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
夏季（6-8 月）	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	2.7%	5.6%	8.4%	10.6%	11.9%	12.4%	12.2%	11.4%	9.8%	7.5%	4.7%	1.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
秋季（9-11 月）	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%	4.9%	9.2%	12.5%	14.4%	14.6%	13.5%	12.4%	9.8%	5.7%	1.7%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
冬季（1-2 月、12 月）	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.7%	8.1%	13.3%	15.4%	16.3%	14.7%	13.5%	10.5%	5.4%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%