

河南省电力现货市场交易实施细则

（征求意见稿）

2026 年 7 月

目录

第一章 总述	3
第二章 适用范围	4
第三章 术语定义	4
第四章 市场成员	7
第五章 日前市场交易组织	9
第一节 交易周期	9
第二节 组织方式	9
第三节 日前机组运行边界条件准备	9
第四节 日前电网运行边界条件准备	13
第五节 事前信息发布	17
第六节 交易申报	18
第七节 日前市场出清	21
第八节 交易结果发布	37
第九节 日前调度计划调整	37
第六章 实时市场交易组织	38
第一节 交易周期	38
第二节 组织方式	38
第三节 实时机组运行边界条件准备	39
第四节 实时电网运行边界条件准备	41
第五节 实时市场出清	43
第六节 市场出清结果发布	48
第七节 实时运行调整	49
第七章 市场衔接机制	51
第一节 中长期交易与现货市场的协调	51
第二节 省间与省内市场的协调	52
第三节 辅助服务与现货电能量市场的协调	52
第八章 特殊情况处理机制	53
第一节 保供电时期处理机制	53
第二节 自然灾害影响期处理机制	54

第三节 系统出清异常处理机制	54
第四节 供热期价格异常处理机制	55
第五节 实时市场熔断机制	55
第六节 市场中止	56
第九章 市场偏差处理机制.....	58
第一节 发电侧市场偏差处理机制	58
第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制	61
第十章 附则	64

河南省电力现货市场交易实施细则

第一章 总述

第一条 为进一步提升电力资源优化配置效率，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，实现河南省电力现货市场安全、稳定、有序运转，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、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《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）、《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委2024年第20号令）、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力现货连续运行地区市场建设指引〉的通知》（发改能源〔2025〕1171号）、《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等文件和有关法律法规规定，结合河南省实际情况，制定本细则。

第二章 适用范围

第二条 本细则适用于河南省现货电能量市场的运营。现货电能量市场包括日前电能量市场和实时电能量市场，简称为日前市场和实时市场。

第三章 术语定义

第三条 本细则的术语定义如下：

- （一）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场；
- （二）新型经营主体：指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，含独立储能、虚拟电厂（含负荷聚合商）、智能微电网等。
- （三）统调负荷：指河南省网用电负荷；
- （四）母线负荷：指河南省内 220kV 变电站的母线下网负荷，即节点负荷；
- （五）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为；
- （六）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量；
- （七）安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目

标，制定分时段的机组开停机计划；

（八）安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划；

（九）节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量；

（十）运行日（D日）：指执行日前市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段；

（十一）竞价日（D-1日）：指运行日前一日。竞价日内，由经营主体进行交易申报，并通过日前市场出清形成运行日的交易结果；

（十二）日前市场：运行日提前一天（D-1日）进行的决定运行日（D日）机组组合状态和发电计划的电能量市场；

（十三）实时市场：运行日（D日）进行的决定运行日（D日）未来5-15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场；

（十四）启动费用：包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态

根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。机组申报的启动费用不得超出核定的启动费用上限；

（十五）空载费用：空载费用是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限；

（十六）最小连续开机时间：表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；

（十七）最小连续停机时间：表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；

（十八）市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价；

（十九）安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态安全分析、动态稳定分析、电压稳定分析等；

（二十）必开机组（群）、必停机组（群）：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群；

（二十一）市场限价：一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

（二十二）市场力：指市场成员具有能够显著影响市场价格的能力；

（二十三）需求侧响应：指当系统可靠性受威胁时，由

市场运营机构启动需求响应，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到移峰填谷、减少或者推移某时段的用电负荷的效果；

（二十四）有序用电：指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负荷控制等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果；

（二十五）深度调峰：指系统负备用小于裕度值，燃煤机组负荷率调整至有偿调峰基准值以下的运行状态。

第四章 市场成员

第四条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构三类。现阶段参与电力现货市场的经营主体主要包括发电企业、电力批发用户、电网企业代理购电用户、售电公司（含拥有配电网运营权的售电公司）和新型经营主体，后续根据政策要求及市场运行情况调整经营主体入市机制。

第五条 参与电力现货市场的各类经营主体应符合国家和河南省有关准入条件，满足参与电力现货市场的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，接受政府主管部门及能源监管机构的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

第六条 发电企业包括所有参与现行中长期交易的统调燃煤发电企业、省内所有新能源场站。集中式新能源“报量报价”参与现货市场，初期分布式新能源接受现货市场价格，

推动分布式新能源聚合或直接“报量报价”参与现货市场。

第七条 市场用户包括电力批发用户、电网企业代理购电用户和售电公司。其中，电力批发用户和售电公司以“报量不报价”的方式参与现货市场，申报24点用电需求曲线（具备条件后开展96点申报），不参与市场出清，仅作为日前市场中标曲线；电网企业代理购电用户暂不参与电力现货市场申报，电网企业代理工商业购电交易月度各小时时段偏差电量接受现货市场各小时时段均价，推动电网代购直接参与现货市场。

第八条 新型经营主体现阶段主要指独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商、智能微电网；

（一）独立储能以“报量不报价”的方式参与现货市场，即在日前市场申报运行日的充放电曲线，不申报价格，在满足电网运行安全和新能源消纳的条件下优先出清，形成运行日的充放电计划，实时市场中按照日前市场形成的充放电曲线优先出清。后续根据市场运行情况，适时推动“报量报价”方式参与市场。事故情况下，或现货市场的出清结果不满足电网运行实际时，电力调度机构可按需调整独立储能充放电计划，保障电网安全和电力平衡，事后对因储能充放电计划调整导致的收益减少部分进行补偿。

（二）分散式风电、分布式光伏作为价格接受者或以聚合方式“报量报价”参与现货市场。

（三）虚拟电厂以“报量不报价”或“报量报价”方式参与现货。

第五章 日前市场交易组织

第一节 交易周期

第九条 市场运营机构按日组织日前市场。运行日每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。竞价日内，由经营主体进行交易申报，并通过日前市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 组织方式

第十条 日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划曲线、不参与现货电能量市场的机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以系统发电成本最小为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组组合状态和发电计划及分时节点电价。售电公司、电力批发用户申报的用电需求曲线即为其日前市场的中标曲线。随着现货市场不断发展和用户侧参与程度的提高，逐步实现用户侧以“报量报价”的方式参与现货交易。

第三节 日前机组运行边界条件准备

第十一条 机组运行参数

所有发电机组需向电力调度机构提供机组的运行参数，经电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。燃煤机组的运行参数包括：

- （一）发电机组额定有功功率，单位为 MW；

- （二）发电机组最大、最小发电出力，单位为 MW；
- （三）供热机组供热期最大、最小发电出力，单位为 MW；
- （四）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；
- （五）发电机组综合厂用电率，单位为百分数；
- （六）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；
- （七）发电机组冷态启动时间，即机组处于冷态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；
- （八）发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；
- （九）发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下开始启动直至机组并网所需的时间，单位为小时；
- （十）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；
- （十一）典型停机曲线，即机组在停机过程中，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；
- （十二）电力调度机构所需的其他参数。

燃煤机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

第十二条 电力调度机构设定的参数

包括最小连续开机时间和最小连续停机时间。

第十三条 发电机组状态约束

竞价日 9:00 前，电力调度机构根据机组检修批复情况，

确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前市场出清的边界条件。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前市场出清。

（一）可用状态：包括运行机组、备用机组。对于发电企业确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核；

（二）机组调试状态：指机组试验（调试）阶段的调试时段视为调试状态；

（三）机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、必停机组等情况。

1. 机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电力调度机构可将该机组置为调试状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电力调度机构可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态；

2. 缺燃料：发电企业若预计燃料无法满足运行日开机要求，电力调度机构可将运行日该机组的状态置为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入机组非计划停运考核；

3. 必停机组：因电网安全约束原因处于必停的机组，在相应必停时段设置为不可用状态。

第十四条 发电机组出力上下限约束

竞价日 9:00 前，电力调度机构根据机组的额定有功功率、检修和试验批复等情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束，作为日前市场出清的边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小技术出力。

第十五条 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日 9:00 前，该机组需通过电力交易平台申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为 18:00。

第十六条 发电机组调试及试验计划

（一）新建机组调试：新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行当天（D）的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前市场申报及出清。机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小技术出力安排运行，直至机组参与日前市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日起，机组按照现货电能量市场交易规则参与出清；

（二）在运机组试验（调试）：竞价日前一天（D-2）9:00 前，经电力调度机构审核同意于运行日进行试验（调试）的在运机组，应通过电力交易平台报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，经电力调度机构审核同意后生效。处于调试状态的机组在相应的调试时段固定出力，在确保电网安全供应的基础上，调试时段的出力为经电力调度机

构安排的出力，在现货电能量市场中优先出清，不参与市场定价；非调试时段，按照市场报价信息参与日前市场出清。

若发电机组在竞价日 9:00 前未申报相应的调试计划，在日前市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其市场报价信息参与日前市场出清。

第十七条 新能源场站发电预测

竞价日 8:00 前，各新能源场站申报次日 96 点发电预测曲线，作为日前市场组织的边界条件，优先安排出清。

第十八条 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 7 天时并经电力调度机构确认为缺煤电厂时，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。

第四节 日前电网运行边界条件准备

第十九条 电网拓扑模型：日前市场出清计算的电网拓扑包括河南电网 220 千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。未在 220 千伏及以上电压等级接入的集中式新能源场站采用等值接入的方式处理。电网拓扑作为日前市场组织和出清计算的边界条件。

第二十条 负荷预测：日前负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

（一）统调负荷预测：指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日全网的日统调负荷预测，预测时需综合考虑但

不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电、政府环保要求等情况；

（二）母线负荷预测：指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、分布式光伏、分散式风电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各母线负荷预测之和与统调负荷预测存在偏差，则由市场技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

第二十一条 省间联络线计划曲线：各类省间交易形成的运行日省间联络线计划曲线，作为省内日前市场组织的边界条件。

第二十二条 备用约束：电力调度机构根据调度管理规定和系统运行需要，制定电网运行各类型备用需求。日前市场出清结果需满足运行日（D 日）的各类型备用需求。特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整各类型备用的约束限值。

第二十三条 输变电设备检修计划：电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第二十四条 输变电设备投产与退役计划：电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行

状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第二十五条 电网安全约束：电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）线路极限功率和断面极限功率：出现以下情况时，电力调度机构可调整线路极限功率和断面极限功率：

1. 因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

2. 因保供电、防范极端自然灾害或保障电网安全运行，需要提高安全裕度将线路、断面潮流控制在指定值以内；

3. 其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束：对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件选择发电成本最小的机组作为必开机组。电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段，必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

1. 因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及

必须维持运行状态的机组；

2. 因保供电、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

3. 根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组；

4. 根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组；

5. 其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束：电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段，在现货市场出清中设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

1. 因系统安全约束需要停机的机组；

2. 因保供电或政府要求，需要停机的机组；

3. 不具备并网条件的机组；

4. 已纳入政府当年关停计划的机组；

5. 省发展改革委、河南省能源监管办下达的停机机组。

（四）发电机组（群）出力上下限约束：出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

1. 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

2. 因保供电、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

3. 根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

4. 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

第二十六条 不参与现货电能量市场的机组发电计划编制：

（一）自备电厂：优先满足自备生产所需电量，余量部分按照系统运行实际需要安排发电；

（二）燃气电厂：综合燃气供气情况、机组供热情况和系统运行实际需要安排发电；

（三）水电厂：综合来水情况、水利枢纽安全、以及下泄流量等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电；

（四）抽蓄电厂：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照抽蓄电厂的调度运行规程，形成抽蓄电厂的水库水量控制要求，编制抽蓄电厂的日前发电及抽水计划。逐步推动抽蓄电厂发用电量进入现货市场。

第五节 事前信息发布

第二十七条 竞价日 9:00 前，市场运营机构通过电力市场交易平台向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

（一）市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、分区划分依据和详细数据（公开信息）；

（二）电网安全约束信息，包括发输变电设备检修计划、必开必停机组名单及总容量、开停机不满最小约束时间机组名单（公开信息）；

（三）预测类信息，包括系统负荷预测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总出力预测、新能源总出力预测、水电（含抽蓄）总出力预测（公开信息）。

第六节 交易申报

第二十八条 现货电能量市场为每日连续运行的市场，各经营主体需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第二十九条 发电机组申报交易信息

竞价日 09:45 前，所有参与现货电能量市场的发电机组必须通过电力交易平台进行日前市场交易申报。

（一）燃煤机组申报

燃煤机组申报的交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、空载费用（元/小时）、电能量费用（元/兆瓦时）等。

1. 机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。机组申报的启动费用不得超出核定的启动费用上限；

2. 空载费用：是指发电机维持同步转速、输出电功率

为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。空载费用与出力水平无关，是机组在开机状态每个小时需要付出的成本。发电机组根据成本特性情况确定申报的空载成本值。机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限；

3. 电能量费用：发电机组的电能量报价表示机组运行在不同出力点的微增电量价格，即在出力点每增加一个单位出力的报价。发电机组可最多申报 10 个出力点及对应价格，每个点需申报出力（MW）和该出力对应报价（元/MWh），报价点之间的微增电量价格由相邻两点的连线决定。第一个出力点为经电力调度机构审核批准后生效的最小发电出力，最后一个出力点为机组额定容量。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 1MW。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格上下限。燃煤机组的电能量报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

为避免市场操纵及恶性竞争，综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限，由省电力市场管理委员会提出建议，经省发展改革委和河南能源监管办同意后执行。

（二）新能源场站申报

集中式新能源场站（含配建储能）“报量报价”参与现货电能量市场。

电能量费用：采用分段报价的方式，报价数据包含 11 个出力点及对应价格，分别对应 0%、10%、20%、...、90%、

100%额定容量，每个申报出力点的对应报价均不得超过申报价格上下限，报价曲线需随出力增加单调非递减，若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。

新能源与配建储能联合主体申报运行日新能源短期预测出力，并申报配建储能运行日 96 点充放电曲线。新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报运行日 96 点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

第三十条 用户侧申报交易信息

竞价日 09:45 前，售电公司和电力批发用户通过电力交易平台申报如下信息：

（一）售电公司申报其代理的电力零售用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷；

（二）电力批发用户申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷。

用户侧申报的用电需求曲线作为日前市场结算依据，暂不作为日前市场出清的边界条件。

第三十一条 独立储能申报其运行日 96 点充放电曲线（放电为正，充电为负，单位为兆瓦）。当独立储能申报出力为正时，对应时刻作为发电侧主体以“报量不报价”方式参与现货市场出清，并接受现货价格；当独立储能申报出力

为负时，视为用电侧，对应时刻其申报量作为日前现货市场的结算依据，不作为日前现货市场出清的边界条件。

第三十二条 虚拟电厂以“报量不报价”或“报量报价”的方式参与现货市场出清，自行申报运行日 96 点发用电曲线。

第三十三条 缺省申报

发电机组缺省申报参数指参与现货电能量市场的发电机组需在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。发电机组的缺省申报参数每个工作日 12:00 前允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改，次日生效。

用户侧缺省申报，按照其最近一次的有效参数进行填报。

第三十四条 申报数据审核

经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。

第七节 日前市场出清

第三十五条 发电机组通过市场力检测及缓解措施后可参与日前市场出清。竞价日 17:30 前，电力调度机构通过市场技术支持系统，基于经营主体申报信息以及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）算法进行优化计算，出清得到日前市

场交易结果。

第三十六条 日前市场出清过程如下：

（一）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的 96 点机组开机组合；

（二）在运行日机组开机组合基础上，开展调频辅助服务市场出清计算，确定调频机组，根据预留的调频容量修改其出力上下限；

（三）修改调频机组出力上下限后，采用安全约束经济调度（SCED）程序，计算运行日的 96 点机组出力曲线以及节点电价；

（四）对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第三步的计算过程，直至满足安全约束，得到日前市场的出清结果。

第三十七条 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^K + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应电能量价格有关的多段线性函数；

$C_{i,t}^K$ 为机组*i*在时段*t*的空载费用；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路*l*的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面*s*的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组*i*在时段*t*第*m*个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{max}$ 、 $P_{i,m}^{min}$ 分别为机组*i*申报的第*m*个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组*i*申报的第*m*个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组*i*申报的单次启动费用。 $\eta_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*是否切换到启动状态， $\eta_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$\alpha_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*的启停状态， $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机。

机组空载费用表达式：

$$C_{i,t}^K = \alpha_{i,t} C_i^K$$

其中， C_i^K 为机组*i*申报的空载费用。

日前市场出清 SCUC 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段*t*，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线*j*在时段*t*的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段*t*的系统负荷。

（二）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。

系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{max} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， $P_{i,t}^{max}$ 为机组*i*在时段*t*的最大出力； R_t^U 为时段*t*的系统正备用容量要求。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{min}$ 为机组*i*在时段*t*的最小出力； R_t^D 为时段*t*的系统负备用容量要求。

（四）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组*i*最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组*i*最大下爬坡速率； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段*t*上调、下调旋转备用要求。

（五）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t}P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t}P_{i,t}^{max}$$

（六）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{max}(1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} + P_{i,t}^{min}(\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{max}(1 - \alpha_{i,t-1})$$

（七）机组最小连续开停时间约束

由于燃煤机组的物理属性及实际运行需要，要求燃煤机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U \geq 0$$

其中， T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组*i*在时段*t*时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,k}$ 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

（八）机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*是否切换到停机状态， $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当}\alpha_{i,t} = 0 \text{ 且}\alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组*i*的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{max}$$

（九）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{max}$$

其中， P_l^{max} 为线路*l*的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组*i*所在节点对线路*l*的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线*j*所在节点对线路*l*的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点*k*对线路*l*的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点*k*在时段*t*的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路*l*的正、反向潮流松弛变量。

（十）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{max}$$

其中， P_s^{min} 、 P_s^{max} 分别为断面*s*的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组*i*所在节点对断面*s*的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。
 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（十一） 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源场站日前市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

第三十八条 日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{max}$ 、 $P_{i,m}^{min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组*i*最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组*i*最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{max}$ 、 $P_{i,t}^{min}$ 分别是机组*i*在时段*t*的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段*t*上调、下调旋转备用要求。

（三）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{max}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{min}$ 、 $P_{i,t}^{max}$ 均取为零。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

（五）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{max}$$

其中， P_l^{max} 为线路*l*的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组*i*所在节

点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（六）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{max}$$

其中， P_s^{min} 、 P_s^{max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（七）新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

第三十九条 节点电价（LMP）计算模型

日前市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前市场 SCED 计算结果中，机组*i*在时段*t*的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点*i*在时段*t*的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{max} - \tau_{l,t}^{min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{max} - \tau_{s,t}^{min}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t 为*t*时段系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{max}$ 为线路*l*最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{min}$ 为线路*l*最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{max}$ 为断面*s*最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{min}$ 为断面*s*最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} 为节点*k*对线路*l*的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} 为节点*k*对断面*s*的发电机输出功率转移分布因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）

第四十条 特殊机组在日前市场中的出清机制

（一）必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的最小技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的市场报价参与优化出清。

某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

（二）供热机组

供热机组在供热时段内的机组状态为开机，不参与优化。电力调度机构以供热机组申报的出力上下限，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰、调频等基本需要的前提下，供热机组出力下限优先出清；供热机组出力下限至出力上限之间的发电能力，根据供热机组申报的电能量价格参与优化出清。

某交易时段中，若供热机组仅中标供热机组出力下限对应的出力，该时段内该台供热机组不参与市场定价；若供热机组的出力下限之上的部分中标，该时段内该台供热机组可参与市场定价。

（三）调试（试验）机组

1. 调试阶段的新建机组

调试阶段的机组按照调试需求安排发电，作为现货电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，不参与

现货电能量市场的定价与结算。在新建机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小技术出力安排运行，直至机组参与日前市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日起，发电机组按照现货电能量市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到（D+2）日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为价格接受者。

2. 调试（试验）的在运机组

批复同意运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

调试（试验）的在运机组，调试时段内的出力为经电力调度机构安排的出力，在现货电能量市场中优先出清，不参与市场定价；非调试时段，按照市场报价信息参与日前市场出清。

3. 检修后调试（试验）机组

经电力调度机构审核同意的检修后调试（试验）机组，按照调试（试验）计划设置开机状态，不参与优化。调试（试验）时段内的发电出力处理机制与调试（试验）的在运机组相同，作为市场结算的执行依据。

检修后调试（试验）机组在开机后 48 小时内必须报竣工，竣工后机组按照市场规则参与日前市场出清。

（四）最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续开机时间内机组仅中标最小技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若最小技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

（五）处于开/停机过程中的机组

处于开机过程的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机过程的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（六）一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于7天并经电力调度机构确认为缺煤电厂时，在日前市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第四十一条 日前市场价格形成机制

日前市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟的节点电价的算数平均值，计为该节点每小时的节点电价。市场初期，日前市场发电侧采用分区电价，根据河南省电网结构，初步设置豫西、豫北、豫中东、豫南四个结算电价分区，发电侧每小时的分区电价由分区内各发电节

点每小时的节点电价加权平均计算得到，后续根据市场建设情况逐步过渡到节点电价结算模式。用户侧采用全网统一结算电价，以全市场发电侧每小时电价的加权平均计算得到。

为避免市场操纵及恶性竞争，综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限，由省电力市场管理委员会提出建议，经省发展改革委和河南能源监管办同意后执行。

第四十二条 日前市场安全校核

（一）电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

（二）安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限值、系统母线电压不越限。

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全

约束的交易结果。

第八节 交易结果发布

第四十三条 竞价日 17:30 前，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。若因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。主要信息包括：

- （一）日前市场出清边界信息（公开信息）；
- （二）日前市场申报、出清信息（公开信息），包括日前出清电价、日前统一结算点电价、日前平均申报电价、日前各时段出清电量及各类电源电量和台数、日前平均出清电价；
- （三）日前市场机组、场站中标出力（特定信息）；
- （四）日前市场各时段出清的断面约束和阻塞情况（公开信息）。

第九节 日前调度计划调整

第四十四条 日前市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前市场的发电侧出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

第四十五条 若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前市场的出清算法，

对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前形成的成交结果和价格不进行调整。

第四十六条 日前调度计划调整主要边界条件变化情况包括但不限于：

- （一）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；
- （二）发电机组非计划停运（含出力受限）；
- （三）发电机组检修计划延期或调整；
- （四）电网输变电设备检修计划延期或调整；
- （五）电网输变电设备发生故障；
- （六）省间联络线计划发生较大变化；
- （七）新能源出力较预测发生较大变化；
- （八）政府临时下达保电或环保要求等。

第六章 实时市场交易组织

第一节 交易周期

第四十七条 电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时市场交易出清。

第二节 组织方式

第四十八条 实时市场基于日前市场封存的发电机组申报信息，根据最新的电网运行状态与超短期负荷预测、新能源发电预测等信息，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，在日前市场与日前调度计划调整确定的开机组合基础上，以全网发电成本最小化为优化目标，

采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第三节 实时机组运行边界条件准备

第四十九条 当实时市场中发电机组的运行参数与日前市场相比发生较大变化时，发电企业需及时申报机组运行参数变化信息，经电力调度机构审核后，在实时市场出清程序中对相应的运行参数进行修改，以修改后的参数进行出清计算。主要包括以下信息：

（一）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小技术出力）；

（二）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；

（三）最新的预计并网/解列时间；

（四）机组出力上/下限变化情况；

（五）调试（试验）机组出力变化情况；

（六）机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；

（七）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第五十条 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电计划，直至机组出力上升至最小技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，滚动修改未来2小时机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第五十一条 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在市场技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时市场出清计算。

第五十二条 发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生降低最高技术出力/提高最低技术出力时，电厂应及时向电力调度机构提交出力限制申请，经电力调度机构审核同意后，电力调度机构在现货技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时市场出清计算。

第五十三条 发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

第五十四条 发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划调整对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行。

第五十五条 发电机组一次能源供应约束

厂内存煤可用天数低于 7 天的燃煤机组并经电力调度机构确认为缺煤电厂，在实时市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，与日前市场保持一致。

第五十六条 新能源场站出力预测

新能源场站申报的超短期出力预测曲线。

第四节 实时电网运行边界条件准备

第五十七条 电网拓扑模型：当前时刻最新状态的电网模型，应包括河南电网 220 千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。未在 220 千伏及以上电压等级接入的集中式新能源场站采用等值接入的方式处理。

第五十八条 超短期负荷预测：包括超短期统调负荷预测、超短期母线负荷预测。

（一）超短期统调负荷预测：超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会大事件影响、政府环保要求等情况；

（二）超短期母线负荷预测：超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时 220kV 母线节点负荷需求。电力调度机构根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。

如各超短期母线负荷预测之和与统调超短期负荷预测存在偏差，则由市场技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

第五十九条 省间联络线计划调整

电力调度机构根据最新的运行日省间联络线计划，在市场技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行修改。

第六十条 发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划、临时检修申请，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第六十一条 运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，电力调度机构实时控制原则如下：

（一）若系统备用容量无法满足要求，可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机，向国调中心和华中分中心申请备用支援等；

（二）若系统备用容量仍无法满足要求，可执行有序用电措施；

（三）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定

范围内。

第六十二条 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。

第五节 实时市场出清

第六十三条 实时市场中，电力调度机构以 15 分钟为周期，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，在日前市场与日前调度计划调整确定的开机组合基础上，采用日前封存的报价信息，以全网发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

第六十四条 实时电能量市场的出清过程如下：

（一）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划和分时节点电价；

（二）对实时市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足安全约

束，得到实时市场的出清结果。

第六十五条 实时安全约束经济调度（SCED）模型

实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第六十六条 节点电价（LMP）计算模型

实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第六十七条 特殊机组在实时市场中的出清机制

（一）必开机组

在日前市场中指定为必开机组的发电机组，在实时市场中的相应时段同样视为必开机组。

根据系统实时运行需要改变机组发电计划时，由电力调度机构在需要改变发电计划的时段指定相应机组的发电出力，被指定出力的发电机组在指定出力的时间段不参与市场定价。当机组实时指定出力高于日前市场中的中标出力时，相应时段内机组认定为必开机组，必开最小出力即为机组的实际出力。

必开机组在实时市场中的出清机制与日前市场中必开机组的出清机制一致。

（二）供热机组

日前市场认定的供热机组，在实时市场中同样视为供热机组，原则上不允许更换或调整。实时运行中若供热机组发生故障或非计划停运因而不具备供热条件时，发电厂可向电力调度机构申请更换本电厂内的供热机组，经电力调度机构

许可后可进行更换。更换后的供热机组按照供热机组类型参与实时市场出清，原供热机组恢复为常规机组参与实时市场出清。

供热机组在实时市场中的出清机制与日前市场中供热机组的出清机制一致。

（三）调试（试验）机组

1. 调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前市场中调试阶段的新建机组出清机制一致。

2. 试验（调试）的在运机组

在日前市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时市场中同样视为调试（试验）机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中试验（调试）的在运机组出清机制一致。

3. 检修后调试（试验）机组

经电力调度机构审核同意的检修后调试（试验）机组，在实时市场中同样视为调试机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中检修后调试（试验）机组出清机制一致。

（四）最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时市场中的出清机制与日前市场中最小连续开机时间内机组出清机制一致。

（五）处于开/停机过程中的机组

处于开机过程的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时市场优化出清。

处于停机过程的发电机组，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（六）一次能源供应约束机组

在日前市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时市场中同样视为一次能源供应约束机组。一次能源供应约束机组在实时市场中的出清机制与其在日前市场的出清机制一致。

（七）发生故障而要求的调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组市场报价参与实时市场优化出清。

（八）临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划调整或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时市场中，临时新增开机机组根据其市场报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

（九）临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划调整或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组。

原则上，在日前市场中已经出清列入机组组合的机组，不在日前调度计划调整或实时运行调整环节安排停机。若由于电网安全需要安排已出清机组停机的，分以下两种情况处理：

1. 机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日前调度计划调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电能量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理；

2. 机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日前调度计划调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若

调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，并按照核定启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台同意机组点火的时间为准。相应的电能量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理。

第六十八条 实时市场价格形成机制

实时市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算数平均值，计为该节点每小时的节点电价。市场初期，实时市场发电侧采用分区电价，用电侧采用全网统一结算电价，计算方式与日前市场一致。实时市场采用事前定价方式进行结算，即结算价格为实时市场的事前出清价格。

为避免市场操纵及恶性竞争，综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限，由省电力市场管理委员会提出建议，经省发展改革委和河南能源监管办同意后执行。

第六十九条 实时市场安全校核

实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

第六节 市场出清结果发布

第七十条 电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时运行中每小时通过电力交易平台发布实时市场的临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。其中，临

时结果包括：

- （一）实时出清电价、实时统一结算点电价（参考）；
- （二）实时市场机组、场站中标出力（特定信息）。

正式结果包括：

（一）实时市场申报、出清信息（公开信息），包括实时分区电价、实时统一结算点电价（正式）、实时平均申报电价、实时各时段出清电量及各类电源电量和台数、实时平均出清电价；

（二）实时市场机组、场站中标出力（特定信息）；

（三）实时市场各时段出清的断面约束和阻塞情况（公开信息）；

（四）实时运行信息（公开信息），包括机组状态、发电总出力、非市场机组总出力、新能源总出力、水电（含抽蓄）总出力、实际负荷、系统备用信息、重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况、省间联络线输电情况、重要线路与变压器平均潮流、发输变电设备投产、退役、检修、改造等计划执行情况、发电机组非停情况。

第七节 实时运行调整

第七十一条 电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第七十二条 电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理，无需考

虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过电力交易平台向市场成员发布。

第七十三条 发生下列情况之一时，电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则，对电网运行方式进行调整：

- （一）政府提出大气污染防治、保电等临时要求时；
- （二）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （三）系统频率或电压超过规定范围时；
- （四）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （五）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （六）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （七）天气、水情、自然环境等发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- （八）省间联络线输送功率出现较大偏差或波动需要调整时；
- （九）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

第七十四条 在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

- （一）改变机组的发电计划；
- （二）让发电机组投入或者退出运行；

- （三）调整设备停复役计划；
- （四）调整省间联络线的送受电计划；
- （五）调用市场化可中断负荷；
- （六）采取错峰避峰、限电方式控制负荷；
- （七）暂停实时市场交易；
- （八）电力调度机构认为有效的其他手段。

第七十五条 实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处罚，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

第七章 市场衔接机制

第一节 中长期交易与现货市场的协调

第七十六条 在功能定位方面，以中长期交易规避风险、锁定收益，以现货交易发现价格、调节供给，通过市场化方式保障电力平衡。

第七十七条 在市场协调方面，回归市场化交易的本质，采用“中长期交易是经营主体管理市场风险的主要途径，现货交易采用全电量申报集中优化”的交易模式。充分释放现货市场优化配置电力资源的空间和能力，提升机组运行方式安排的灵活性，提高电网安全运行和新能源消纳的保障能力。

第七十八条 中长期市场合约经交易校核后生效，作为结算依据，参照日前市场价格进行差价结算。在现货市场申报前，各发电企业的中长期交易电量需分解为交割日的分时电量结算曲线，具体分解方法遵循《河南省电力中长期市场

实施细则》。

第二节 省间与省内市场的协调

第七十九条 按照“先省间、后省内”的原则组织开展现货市场。省间交易早于省内交易开展。省间交易形成的交易结果和交易合同作为河南省内交易的边界条件。中长期交易中，省间交易先于省内交易出清。现货交易中，日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，发布各机组次日发电计划曲线和富余发电能力，在此基础上，组织省间日前现货交易。省内燃煤机组和新能源场站依据日前省内现货市场的预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。

第三节 辅助服务与现货电能量市场的协调

第八十条 调频辅助服务市场在日前市场机组组合确定后单独开展，与电能量市场分开运行，顺序出清。采用集中竞价、统一出清的组织方式，确定次日系统所需的调频容量和调频机组序列。调频机组中标后，需预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划。调频机组预留的上下调节容量比例，由电力调度机构按照电网运行需要进行调整并向市场发布。

第八十一条 实时阶段，调频机组按照日前中标结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。

第八十二条 实时市场中，若调频机组实际发电出力高

于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价高于其实时电价时，按照其报价和核定成本的较小值与实时电价的正差价对该时段内机组实际发电超过日前计划的上网电量进行补偿。若调频机组实际发电出力低于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价低于其实时电价时，按照其实时电价与报价的正差价对该时段机组日前计划超过实际发电的上网电量进行补偿。

机组进行调频试验期间，不获得调频机组现货偏差电量补偿和里程收益补偿。

第八章 特殊情况处理机制

第一节 保供电、环保管控时期处理机制

第八十三条 保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

第八十四条 环保管控时期，各省辖市和济源示范区因环保管控等原因需要申请统调燃煤机组停产、限产时，应先考虑地方燃煤机组停限产。如确需统调燃煤机组停限产，市级煤电油气运协调机制应提前5个工作日向省煤电油气运厅际联席会议书面提出申请（发布重污染天气橙色或红色预警，提前3天），说明停限产的必要性、停限产容量、时间，并制定完善电热保障替代方案。

第八十五条 省发展改革委会同省生态环境厅、住房城乡建设厅、省电力公司等相关部門评估研究，向调度机构发送环保管控文件。调度机构根据文件明确的停产机组、限产容量

和时间，经安全校核，并收到相关管控机组提报的同意接受管控文件后，安排机组按照最小运行方式运行。申请管控单位应自主与相关发电企业协商，由发电企业将限产容量以上报价申报为市场价格上限，适应限产管控需求。

第八十六条 统调燃煤发电企业因环保指标要求无法充分参与市场，造成发电企业亏损和“两个细则”考核的，地市政府应研究制定相应的补偿措施。

第二节 自然灾害影响期处理机制

第八十七条 冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

第三节 系统出清异常处理机制

第八十八条 当市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

第八十九条 若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照《现货市场模式下河南省电力市场结算实施细则》中结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。

第四节 供热期价格异常处理机制

第九十条 供热机组在供热期设置为必开机组。经检测，如果供热机组存在较大市场力，引起市场价格明显异常的，可调整限价范围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货市场平均价格进行结算。

第五节 实时市场熔断机制

第九十一条 为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止启动前，若出现以下情况，触发实时市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时。

（一）市场技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 15 分钟以上，且短时难以恢复；

（二）发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电力供应或电网安全；

（三）燃煤机组受阻严重、燃煤机组开机容量不足、重大电源故障、新能源出力与预测偏差大等情况造成电力供不应求；

（四）省间输电通道故障、重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

（五）联络线潮流连续同向不合格 3 次且无恢复趋势并影响电网安全时；

（六）实时市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

（七）按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形

要求；

（八）电网主备调切换；

（九）电力调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其他情形。

市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以电力调度机构下发的指令为实时市场出清结果，相应时段燃煤机组的出清电价调整为其出力所在容量段的报价，新能源场站的实时电价调整为所有燃煤机组节点电价的加权平均值。

若上述情况在规定时间内未解除，则中止电力现货市场交易。

第六节 市场中止

第九十二条 市场中止情形 1

（一）当电力供应面临严重供不应求情况时，省发展改革委和河南能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案；

（二）当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，省发展改革委和河南能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

第九十三条 市场中止情形 2

有下列情形之一的，省发展改革委和河南能源监管办可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

- （一）电力市场未按照规则运行和管理的；
- （二）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；
- （三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （四）市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；
- （五）因不可抗力不能竞价交易的；
- （六）电力市场发生严重异常情况的。

第九十四条 市场中止情形 3

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告省发展改革委和河南能源监管办：

- （七）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；
- （八）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；
- （九）市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；
- （十）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第九十五条 市场中止处理措施：当出现上面三条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

（一）日前市场中止时，当日不开展日前市场出清，电力调度机构以保障电网安全运行、保障电力有序供应为原则，综合考虑运行日电网负荷预测、省间交易结果等边界条件，编制下达运行日的机组启停计划及日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时市场价格作为运行日的前市场出清结果；

（二）实时市场中止时，相应时段内不开展实时市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电网安全运行、保障电力有序供应为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以运行日实际执行的结果以及上一个交易日相同时段实时市场价格作为运行日的实时市场出清结果。

市场长时间中止时，按照省发展改革委和河南能源监管办指定方式进行结算。

第九十六条 市场恢复：当异常情况解除，市场运营机构恢复市场正常运行。

第九章 市场偏差处理机制

第一节 发电侧市场偏差处理机制

第九十七条 机组日内非计划电能量偏差分为机组日内临时非计划停运和机组实时发电计划执行偏差两类。

第九十八条 机组日内临时非计划停运

出现以下情况之一时，认定为机组日内临时非计划停运：

（一）机组在日前市场中中标，因自身原因发生临时跳

闸，影响运行日的开机运行。其日内临时非计划停运时段计为从机组发生跳闸时刻的上一个整点时刻起，至机组重新并网后的下一个整点时刻之间的时段；若机组在竞价日内发生自身原因临时跳闸且影响运行日的开机运行，临时非计划停运的起点时刻计为运行日的 0:00；若机组自身原因跳闸后，在运行日内未重新并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00；

（二）机组在日前市场中中标，因自身原因未按照日前市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。其日内临时非计划停运时段计为从机组日前市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻之间的时段；若机组在运行日内因电厂自身原因未并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，应将临时非计划停运时段内对应的现货电能量市场结算收益回收，其计算公式如下：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{临时非计划停运时段}} (Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{成本}})$$

其中， t 为机组发生临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计； $Q_{\text{日前},t}$ 为机组日前市场 t 时段出清上网电量； $Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 t 时段实际上网电量； $P_{\text{成本}}$ 为机组核定

发电成本价格； $P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组所在分区 t 时段结算电价。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，将其回收并纳入资金余缺管理。

机组发生临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

现货电能量市场运行期间，“两个细则”中机组非计划停运考核不再重复计算。

第九十九条 机组实时发电计划执行偏差

机组实时发电计划在某时段的偏差率 Δ_t 为：

$$\Delta_t = \frac{|Q_{\text{计划},t} - Q_{\text{上网},t}|}{Q_{\text{计划},t}}$$

其中， t 为所计算的时段，以1小时为一个时段； $Q_{\text{计划},t}$ 为 t 时段电力调度机构向机组下达的实时出力计划电量； $Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 t 时段实际上网电量。

当 $\Delta_t > \Delta_0$ 时，实时发电计划执行偏差时段内，应将对应的现货电能量市场结算收益回收，其中， Δ_0 为发电计划允许的偏差率，暂定为2%。实时发电计划执行偏差时段计为从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻之间的时段。

机组实时发电计划执行偏差对应的收益计算公式如下：

R 实时发电计划执行偏差

$$= \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{计划},t} \times (1 - d)) \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{成本}})]$$

其中， t 为机组实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计； $Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 t 时段实际上网电量； $Q_{\text{计划},t}$ 为 t 时段电力调度机构向机组下达的实时出力计划电量； d 为机组的综合厂用电率； $P_{\text{成本}}$ 为机组核定发电成本价格； $P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组所在分区 t 时段结算电价。

当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差}} > 0$ 时，将其回收并纳入资金余缺管理。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行偏差考核：

- （一）发电机组在调频辅助服务市场中中标的时段内；
- （二）机组启动和停运过程中的偏差；
- （三）当出现系统紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力期间；
- （四）机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时。

现货电能量市场运行期间，“两个细则”中机组发电计划执行偏差考核不再重复计算。

第一百条 新能源场站预测出力偏差处理机制

当新能源场站在日前申报的功率预测曲线与其实际发电曲线之间的分时偏差电量超出允许偏差范围时，进行偏差考核。

新能源场站日前申报的功率预测曲线在某时段的偏差率 $\lambda_{\text{新能源均方根},t,n}$ 为：

$$\lambda_{\text{新能源均方根},t,n} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{1}^n \left(\frac{Q_{\text{申报},t,n} - Q_{\text{实际},t,n}}{C_t/4} \right)^2}$$

其中， t 为所计算的时段，以1小时为一个时段； n 为小时内样本个数，以每15分钟为计算周期； $Q_{\text{申报},t,n}$ 为新能源场站在日前市场申报的 t 时段每15分钟预测出力计划电量； $Q_{\text{实际},t,n}$ 为新能源场站在运行日 t 时段每15分钟实际上网电量； C_t 为新能源场站并网容量。

当 $\lambda_{\text{新能源均方根},t,n} > \lambda_0$ 时，按照偏差电量 $\lambda_{\text{新能源},t}$ 乘以燃基准电价 $P_{\text{基准}}$ 进行考核， $\lambda_{\text{新能源},t}$ 为：

$$\lambda_{\text{新能源},t} = \frac{|Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{实际},t}|}{C_t}$$

其中， t 为所计算的时段，以1小时为一个时段； $Q_{\text{申报},t}$ 为新能源场站在日前市场申报的 t 时段预测出力计划电量； $Q_{\text{实际},t}$ 为新能源场站在运行日 t 时段实际上网电量； C_t 为新能源场站并网容量。

λ_0 表示新能源场站允许的预测偏差率。现阶段，风电场允许的预测偏差率为 λ_f ，光伏电站允许的预测偏差率为 λ_g 。与“两个细则”考核不重复计算。新能源出力受限时段，应使用可用功率计算电量替代实际电量。本条款视市场运行情况，适时启用。

第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制

第一百〇一条 现货电能量市场中，售电公司和电力批发用户在日前市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应对应的现货电能量市场结算收益回收。

售电公司和电力批发用户日前申报的用电需求在某小时的偏差率 $\lambda_{用户,t}$ 按如下公式计算：

$$\lambda_{用户,t} = \frac{|Q_{申报,t} - Q_{实际,t}|}{Q_{实际,t}}$$

其中， t 为所计算的时段，以1小时为一个时段； $Q_{申报,t}$ 为售电公司和电力批发用户在日前市场中申报的 t 时段用电量； $Q_{实际,t}$ 为售电公司和电力批发用户在运行日 t 时段实际用电量。

当 $\lambda_{用户,t} > \lambda_1$ 时，需计算申报偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_1 表示用户侧允许最大申报偏差率。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{申报,t} > Q_{实际,t} \times (1 + \lambda_1)$ ，且 $P_{实时,t} > P_{日前,t}$ 时，

$$R_{用户申报偏差收益} = \sum_{t \in \text{用户允许申报偏差外力偏差时段}} \{ [Q_{申报,t} - Q_{实际,t} \times (1 + \lambda_1)] \times (P_{实时,t} - P_{日前,t}) \}$$

当 $Q_{申报,t} < Q_{实际,t} \times (1 - \lambda_1)$ ，且 $P_{实时,t} < P_{日前,t}$ 时，

$$R_{用户申报偏差收益} = \sum_{t \in \text{新用户允许申报偏差外力偏差时段}} \{ [Q_{实际,t} \times (1 - \lambda_1) - Q_{申报,t}] \times (P_{日前,t} - P_{实时,t}) \}$$

其中， $P_{日前,t}$ 为日前市场用户侧 t 时段统一结算电价；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场用户侧 t 时段统一结算电价。

第十章 附则

第一百〇二条 本细则自印发之日起生效，可根据市场运行情况适时进行修订。

第一百〇三条 河南省电力现货市场运行期间未尽事宜以具体运行方案为准。