

湖北省能源局

省能源局关于征求湖北省电力现货市场 试运行相关规则意见的函

各市（州）发改委（能源局）、经信局，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司、湖北电力交易中心，有关发电企业、电力用户、售电公司，中南电力设计院、湖北省电力规划设计研究院：

为深入推进电力市场化改革，促进电力资源优化配置，结合前期我省电力现货市场试运行情况，我局研究起草了《湖北省电力现货市场交易实施细则（V3.0）（征求意见稿）》、《湖北省电力现货市场结算实施细则（V3.0）（征求意见稿）》、《湖北省电力现货市场风险防控实施细则（V1.0）（征求意见稿）》。现征求你单位意见，请认真研究，并于11月21日17:00前将正式意见（盖章扫描件及word文档）反馈至我局，逾期视为无意见。

附件1：《湖北省电力现货市场交易实施细则（V3.0）（征求意见稿）》

附件 2:《湖北省电力现货市场结算实施细则(V3.0)(征求意见稿)》

附件 3:《湖北省电力现货市场风险防控实施细则(V1.0)(征求意见稿)》

联系人及电话:冯岩 027-87234371

邮箱: hbjw027@163.com



抄送: 国家能源局华中监管局。

附件1

湖北省电力现货市场交易实施细则（V3.0）

（征求意见稿）

2024年11月

目 录

1 总述	4
1.1 适用范围	5
1.2 引用文件	5
2 市场成员	7
2.1 市场主体	7
2.2 市场运营机构	8
2.3 市场主体参与方式	8
3 市场衔接机制	9
3.1 省间交易与现货交易衔接	9
3.1.1 省内中长期交易与现货交易的衔接	9
3.1.2 省内调频辅助服务与现货交易的衔接	10
3.1.3 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接	10
4 日前现货交易	12
4.1 组织方式和交易周期	12
4.2 交易流程	12
4.3 机组参数	14
4.3.1 运行参数	14
4.3.2 缺省申报参数	15
4.3.3 核定费用	15
4.4 日前现货市场边界	16
4.4.1 日前机组运行边界	16

4.4.2	日前电网运行边界	18
4.4.3	事前信息发布	22
4.5	交易申报	22
4.5.1	发电机组申报交易信息	23
4.5.2	虚拟电厂（负荷类）申报交易信息	24
4.5.3	申报数据审核及处理	25
4.6	交易出清	26
4.6.1	日前现货市场出清计算	26
4.6.2	特殊机组出清机制	27
4.6.3	日前现货市场安全校核	29
4.6.4	日前现货市场定价	30
4.7	交易结果发布	30
4.8	日前调度计划	30
5	实时现货交易	32
5.1	组织方式与交易周期	32
5.2	交易流程	32
5.3	实时现货市场边界	33
5.3.1	实时机组运行边界	33
5.3.2	实时电网运行边界	34
5.4	交易出清	36
5.4.1	实时现货市场的出清过程	37
5.4.2	特殊机组在实时现货市场中的出清机制	37

5.4.3 实时现货市场安全校核	39
5.4.4 实时现货市场定价	40
5.5 交易结果发布	41
5.6 实时运行调整	41
6 市场偏差处理机制	44
6.1 非计划停运考核	44
6.2 实时发电（充放电）计划执行偏差考核	44
6.3 用电计划执行偏差考核	45
7 免责条款	46
7.1 市场主体免责条款	46
7.2 电网企业免责条款	46
7.3 市场运营机构免责条款	47
8 附则	48
附件 1: 术语定义	49
附件 2: 现货市场出清数学模型	53
1.安全约束机组组合（SCUC）模型	53
2.安全约束经济调度（SCED）模型	59
3.节点电价（LMP）计算模型	63
附件 3: 用户侧电力拟合及调皮机制.....	69

1 总述

为进一步深化电力市场化改革，优化湖北电力资源配置，促进能源结构绿色低碳转型，规范湖北电力现货市场运营和管理，依据国家电力现货市场建设有关要求及我省实际，制定本细则。

1.1 适用范围

本细则适用于湖北电力现货市场的运营、管理、组织与实施。本细则所称现货交易，主要指开展湖北省内日前、实时电能交易。

1.2 引用文件

中华人民共和国电力法（2018 修正版）

电网调度管理条例（国务院令 第 588 号）

电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令 第 599 号）

《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）

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）

《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）

《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》(发改体改〔2023〕813号)

《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)

电力系统安全稳定导则 (GB 38755-2019)

电网运行准则 (GB/T 31464-2015)

湖北电网调度控制管理规程

2 市场成员

参与湖北现货交易的市场成员包含市场主体、电网企业和市场运营机构。

2.1 市场主体

市场主体应符合国家和湖北省有关准入条件，满足参与电力现货交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在湖北电力交易中心注册，服从市场管理，接受电力监管机构、政府部门的监督，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。

现阶段，参与现货市场的市场主体包括：

(1) 统调公用燃煤电厂及余量上网的统调自备燃煤电厂。

(2) 接入公用电网的集中式新能源场站（不含扶贫项目）。

其中 110 千伏及以上新能源场站须直接参与中长期及现货市场；110 千伏以下自愿选择是否直接参与中长期及现货市场，未直接参与市场交易的作为价格接受者视同入市，执行当月直接参与市场中保障性收购电量比例为基准值的的风电（光伏）综合结算均价。

(3) 新型储能：装机容量 1 万千瓦及以上，充放电持续时间 1 小时及以上，可独立计量，接入公用电网由电网直接调度的新型储能。

(4) 虚拟电厂（负荷类）：可调节能力 1 万千瓦及以上，连续可调节时间 1 小时及以上。

(5) 批发用户、售电公司、负荷聚集商及电网企业代理购电用户等。

2.2 市场运营机构

市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构特指国网湖北电力调度控制中心；电力交易机构特指湖北电力交易中心有限公司。

国网湖北电力调度控制中心与湖北电力交易中心有限公司作为现货市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。国网湖北电力调度控制中心负责湖北电力现货交易组织及出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等；湖北电力交易中心有限公司负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、合同管理、市场信息发布等。

2.3 市场主体参与方式

现阶段，市场化机组（新能源为场站，下同）、虚拟电厂（负荷类）以“报量报价”的方式参与现货市场；新型储能以“报量不报价”方式参与现货市场，在竞价日申报运行日充放电曲线，在满足电网安全运行的条件下优先出清；批发用户、售电公司、负荷聚集商及电网企业代理购电用户以“不报量不报价”的方式参与现货市场。

3 市场衔接机制

3.1 省间交易与现货交易衔接

省间交易包括省间中长期、省间现货和省间辅助服务交易。

(1) 省间中长期交易形成的湖北联络线计划作为省内现货交易预出清边界。

(2) 省间现货、省间辅助服务交易出清待省内现货交易预出清之后开展，市场主体参与省内现货交易预出清后的上下可调容量可参与省间交易。省内现货交易预出清未中标开机的煤电机组和全额出清的新能源场站不参与省间交易。

(3) 包含省间交易结果的最新湖北联络线计划作为省内现货交易出清的边界，市场主体参与省间交易出清后的剩余容量参与省内现货交易正式出清，省间交易出清容量在正式出清中予以保留。

为保障电力可靠供应，省间交易（含外省市场主体）造成湖北联络线计划的改变，不得降低省内机组发电供应保障能力和可调容量。

3.1.1 省内中长期交易与现货交易的衔接

省内中长期交易以稳定供需、规避风险为原则，形成 24 小时中长期合约，合约曲线不作物理执行，仅作为现货市场全电量集中竞价优化后的结算依据。

电网企业应按日预测居民农业及代理购电工商业用户分

时段用电量，扣除水电、统调燃气、非统调火电、外来电、非市场化新能源等电源预计发电量后，不足部分通过中长期交易向燃煤发电企业采购，形成居民农业及代购电用户采购燃煤机组中长期合同。

年度、月度、月内短周期集中竞价交易组织后，发电企业与市场化用户合约电量默认均分至合约期内每日各小时，合同分解不得超出机组额定发电能力。

现货市场运行日的2日前（D-2），各市场主体（含代理购电）形成运行日的中长期交易分解曲线，由电力交易机构提供给电力调度机构。

3.1.2 省内调频辅助服务与现货交易的衔接

（1）省内现货市场备用容量设置应充分考虑系统调频需求。

（2）省内调频交易待省内现货交易出清之后开展，市场主体参与省内现货交易出清后的可调容量在机组（场站）AGC上下限范围内开展调频交易出清。

（3）实际运行期间，包含省间、省内电能量交易出清结果的发电计划作为基值，市场主体在中标的调频容量范围内进行实时调用。

市场成熟后，实现调频辅助服务市场与现货市场联合出清，提升系统整体运行经济性。

3.1.3 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接

按照《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助

《服务市场价格机制的通知》等文件要求，现货市场运行期间，调峰及顶峰、调峰容量等市场不再运行。

4 日前现货交易

4.1 组织方式和交易周期

电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、发输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以同等报价下新能源优先消纳为原则，以社会福利最大为目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）启停计划、发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按日组织日前现货交易，每个竞价日（D-1）组织运行日（D）的日前现货交易，运行日从 00:15 至 24:00，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日有 96 个交易出清时段。

4.2 交易流程

日前现货交易按照以下时序组织开展：

（1）D-2 日 17:00 前，电力交易机构将市场主体 D 日的中长期交易（含代理购电市场化采购电量）分解曲线提供给电力调度机构。

（2）D-2 日 17:00 前，国调中心、华中网调发布省间联络线及其直调非市场机组 D 日 96 点预计划。

（3）D-1 日 07:30 前，市场主体、电网企业和市场运营机构按照《湖北省电力市场信息披露管理实施细则》的规定，完

成事前信息发布。

(4) D-1日 09:00前，报量报价的市场主体申报参与省内现货交易的“电力-价格”曲线；新型储能申报运行日 96点充放电功率曲线。

(5) D-1日 11:00前，电力调度机构完成省内日前现货交易预出清，由电力交易机构将预出清结果发布至市场主体。

(6) D-1日 11:30前，市场主体根据省内日前现货交易预出清和调频交易出清结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力-价格”曲线。

(7) D-1日 14:00前，国调中心完成省间日前现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

(8) D-1日 17:00前，华中网调完成华中日前省间电力辅助服务交易出清，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。

(9) D-1日 20:00前，电力调度机构根据最新的省间联络线计划、系统负荷预测、新能源功率预测等边界条件，完成省内日前现货交易正式出清，由电力交易机构向市场成员发布。电力调度机构因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。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。

4.3 机组参数

机组参数包括运行参数、缺省申报费用等，是相对稳定、不会每日发生变化的机组技术参数或成本费用。所有市场化发电企业需向市场运营机构提供机组参数，经市场运营机构审核批准后生效。如需变更，需通过参数变更管理流程进行更改。

4.3.1 运行参数

机组运行参数应与并网调度协议保持一致，作为现货交易出清的默认参数。机组运行参数有：

- (1) 额定有功功率，单位为兆瓦；
- (2) 最小出力，单位为兆瓦，煤电机组取达到最大深调能力的有功功率，其他机组取 0；
- (3) 功率调整速率，单位为兆瓦/分钟；
- (4) AGC 上下限，单位为兆瓦；
- (5) 厂用电率，单位为百分数，取统计周期内机组平均综合厂用电率；
- (6) 冷态/温态/热态启动通知时间，即火电机组处于冷态/温态/热态时，从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；
- (7) 典型开机/停机曲线，指火电机组在开机/停机过程中，从并网至最小出力/最小出力至解列期间的升功率/降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。典型停机曲线为机组最快、非打闸停机方

式下的降功率曲线，持续时间原则上不超过 2 小时；

(8) 最小连续开机/停机时间，指火电机组开机/停机后距离下一次停机/开机至少需要持续的时间，单位为小时。火电机组最小连续开机/停机时间发电企业按月自行申报，其中，最小连续开机时间申报上限设为 120 小时，最小连续停机时间上限设为 72 小时。

(9) 电力调度机构所需的发电机组其他参数。

其中，当机组最小连续开机/停机时间无法满足电力平衡或电网安全约束的要求时，电力调度机构可根据电网运行实际情况统一调整机组的最小连续开机/停机时间，并通过电力交易平台向市场成员发布相关参数调整情况和原因。

4.3.2 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货交易的发电机组需在市场注册时提供的默认缺省报价等。若市场主体未按时在现货市场中申报，则采用缺省申报参数进行出清。若市场主体未提供缺省申报参数，则采用最近一次的有效申报进行出清。原则上，缺省申报参数一年内允许更改一次。机组缺省申报参数要求与 4.5.1 条相同。

4.3.3 核定费用

核定费用由政府主管部门统一制定，包括申报价格上下限、市场出清价格上下限等，作为现货市场申报、出清、结算的依据。

(1) 申报价格上/下限。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值。申报价格上限设为 1000 元/兆瓦时，下限设为 0 元/兆瓦时。

(2) 市场出清价格上/下限。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力、网架阻塞等因素，设置市场出清价格上下限值，当市场出清价格超出出清价格上下限值范围时，按相应限值进行出清。出清价格上限设为 1200 元/兆瓦时，下限设为 0 元/兆瓦时。

4.4 日前现货市场边界

4.4.1 日前机组运行边界

日前机组运行边界主要包括：机组状态约束、机组出力上下限约束、机组一次能源供应约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划。

4.4.1.1 机组状态约束

机组状态分为可用、不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本细则要求参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前现货市场出清。

(1)可用状态：可用状态包括机组运行、备用、试验（调试）状态。运行日存在调试时段的机组在运行日全天均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际无法正常调用时，按“两个细则”非计划停运相关规定考核。

(2)不可用状态：不可用状态包括机组检修、缺燃料停运

以及其他不可用情况。检修机组在调度机构批复的检修工期内计为不可用状态，其中开工日、完工日全天均视为不可用状态，检修工期及其变更以调度机构批复的停运计划为准。机组不满足发电调度并网管理规定时，视为不可用状态。

4.4.1.2 机组出力上下限约束

调度机构根据机组的额定有功功率、检修和试验（调试）批复等情况，结合发电企业报送的出力上受限信息，确定运行日其调管范围内机组的 96 点出力上限约束，作为日前现货市场出清的边界条件。正常情况下，发电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。

4.4.1.3 机组一次能源供应约束

燃煤电厂电煤库存可用天数低于 7 天，或燃气电厂气源供应不足时，视为发电机组存在一次能源供应约束，相关电厂各台（套）机组均按照申报价格上限作为报价参与现货市场出清，但不参与市场定价。

4.4.1.4 机组最早可并网时间

火电机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，需确定该机组的最早可并网时间，该机组在现货市场中标开机时，其并网时间不早于最早可并网时间。

4.4.1.5 机组试验（调试）计划

（1）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调度机构批准的调试需求安

排发电，调试运行结束后机组作为现货市场边界运行，取得电力业务许可证后次月起可参与现货市场。

(2) 在运机组试验（调试）

需试验（调试）的在运机组应提前明确运行日调试时段内每 15 分钟的试验（调试）计划，经调度机构审核同意后生效，在现货市场运行日按照调试计划发电。

原则上，在电力供应不足或清洁能源消纳能力不足时，调度机构不予安排在运机组的试验（调试）计划。

4.4.2 日前电网运行边界

电网运行边界包括：负荷预测、省间联络线计划、备用约束、发输变电设备检修计划、发输变电设备投产与退役计划、电网安全约束等。

4.4.2.1 负荷预测

日前负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测。

(1) 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的全网用电负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日系统负荷预测，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等情况。

(2) 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方发电出力预测、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。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，则由技术支持系统根据以各节点母线负荷预测值为比例分摊偏差。

4.4.2.2 省间联络线计划

电力调度机构根据国调中心、华中网调发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

4.4.2.3 备用约束

电力调度机构综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电等情况下的系统运行需要，制定电网运行备用要求。日前现货市场出清结果需同时满足 D 日的各类备用要求。特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供要求，调整备用约束限值。

4.4.2.4 发输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度发输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的发输变电设备检修计划。

4.4.2.5 发输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度发输变电设备投产与退役计划，结

合电网实际运行状态，批复确定运行日的发输变电设备投产与退役计划。

4.4.2.6 电网安全约束

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，作为现货市场优化出清的边界条件。各级调度机构安全约束条件存在相互影响的情况时，应相互通报并协调一致。电网安全约束包括但不限于设备极限功率、电网断面极限功率、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，电力调度机构可设置设备极限功率、断面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将设备、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，需要提高安全裕度将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（3）其他保障电网安全和电力可靠供应需要将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束

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、保供热、保民生、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，或调度机构批复同意进行试验的机组。

(4) 因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组。

(5) 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。

(6) 其他保障电网安全和电力可靠供应需要开机运行的机组。

设置必开机组时，在没有可选择或替代的情况下，由电力调度机构在竞价日事前信息发布时明确必开机组及相应必开时段；在有选择或替代的情况下，通过在出清模型中增加最小/最大开机台数约束，选择发电成本最小的机组作为必开机组。

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提前做好开机准备，必开机组确保在运行日能够按时正常开机运行。

(三) 发电机组（群）必停约束

必停机组视为不可用状态，出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组：

(1) 因系统安全约束需要停机的机组；

(2) 因上网路径、通道检修不具备并网条件的机组；

(3) 处于计划检修、临时检修、缺煤停机等状态的机组；

(4)湖北省能源局、国家能源局华中监管局下达停机要求的机组；

(5)已纳入政府当年关停计划的机组；

(6)其他情况需要停机的机组。

设置必停机组时，由电力调度机构在竞价日事前信息发布时明确必停机组及相应必停时段。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提前做好停机准备，并在现货市场出清中将必停机组设置为不可用状态。必停机组确保在运行日能够按时正常停机。

(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；

(2)因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要限制出力上下限的发电机组；

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

(4)其他情况需要限制出力上下限的发电机组。

4.4.3 事前信息发布

竞价日 07:30 前，市场主体、电网企业和市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》等相关规定发布事前信息。

4.5 交易申报

各市场主体需每日向市场运营机构提交申报信息，主要包括生产运行信息与交易量价信息，其中生产运行信息包括机组出力上下限约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划、储能充放电曲线等，交易量价信息包括机组电能量费用等。

4.5.1 发电机组申报交易信息

竞价日前一天（D-2）12:00 前，发电企业应通过调度技术支持系统申报在运机组试验（调试）计划。

试验（调试）计划：有试验（调试）需求发电机组应向调度机构申报运行日试验（调试）计划，包括调试时段、每 15 分钟的调试出力曲线和调试内容，经调度机构审核同意后生效。

竞价日 09:00 前，发电企业应通过调度技术支持系统申报机组出力上下限约束、机组最早可并网时间。

机组出力上下限约束：火电机组因设备、燃料、供热等自身原因导致出力无法达到机组额定有功功率时，发电企业应向调度机构提交出力受限情况，包括机组实际调节上限、受限时段、受限原因。机组下限取最小技术出力。统调自备电厂需考虑运行日自用电计划申报其出力下限。

机组最早可并网时间：火电机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，发电企业应向电力调度机构申报机组预计在运行日的最早可并网时间。若未申报则暂取运行日 05:30。日前现货市场出清机组并网时间不早于申报的最早可并网时间。

竞价日 09:00 前，新型储能申报运行日 96 点充放电功率曲线，连续充或放电次数不超过“两充”或“两放”。

竞价日 09:00 前，所有市场化机组应通过电力交易平台申报机组电能量费用（元/兆瓦时），电能量报价表示机组运行在不同出力区间段时单位电能量的价格。

燃煤机组、新能源场站可申报 5 - 10 个价格段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间价格（元/兆瓦时）。机组报价需满足以下要求：

（1）第一个报价段起点为最小出力，最后一个报价段终点为额定有功功率；

（2）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减，燃煤机组申报的每个报价段容量区间范围为 $[5\% \times \text{额定容量}, 20\% \times \text{额定容量}]$ ，新能源场站申报的每个报价段容量区间范围为 $[5\% \times \text{额定容量}, 80\% \times \text{额定容量}]$ ，相邻两段价差范围为 $[20 \text{ 元/兆瓦时}, 100 \text{ 元/兆瓦时}]$ ；

（4）每个报价段的价格均不可超过申报价格的上下限。其中，燃煤机组的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。

机组电能量费用迟报、漏报均采用缺省值作为申报信息。

4.5.2 虚拟电厂（负荷类）申报交易信息

虚拟电厂（负荷类）机组根据参与现货市场方式，于竞价日（D-1日）9:00前在电力交易平台上申报运行日（D日）信息，迟报、漏报均采用最近一次的有效申报作为申报信息。

虚拟电厂（负荷类）需以其D日中长期合约电量分解曲线作为基准，申报调节能力-价格曲线，电力-价格为全天统一5段量价曲线。上调负荷能力记为正值，下调负荷能力记为负值。第一段报价起点为最大上调能力，最后一段终点为最大下调能力，每个报价段的出力起点须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段。每段报价的最小负荷区间长度为2兆瓦，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，报价曲线为单调非递增。虚拟电厂（负荷类）申报量价信息表如下：

虚拟电厂（负荷类）申报量价信息表单

报价段	调节电力 ΔP (MW)	报价 C1 (元/MWh)
第一段		
第二段		
第三段		
第四段		
第五段		

4.5.3 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由湖北电力

交易平台和调度技术支持系统自动进行初步审核，初步审核不通过则不允许提交。初步审核通过后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

4.6 交易出清

竞价日 20:00 前，电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、非市场机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、各机组申报信息、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大为目标，依次采用安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到运行日日前现货市场交易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价。报价相同的机组按照对应申报电量比例分配机组出清电量。

日前现货市场出清计算所用的电网拓扑包括湖北省级及以上调度机构调管的发、输、变电设备，以及准入参与现货市场交易的发电机组等，未接入 220 千伏及以上电压等级的市场化机组采用等值接入的方式处理。

4.6.1 日前现货市场出清计算

日前现货市场出清计算过程如下：

（1）按照市场化机组报价和最新的各类约束条件，以同等报价下新能源优先消纳为原则，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的机组开机组合、

96 点出力曲线以及分时节点电价。

(2) 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调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到日前现货市场的出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价等。

4.6.2 特殊机组出清机制

4.6.2.1 必开、必停机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，必停机组在必停时段内的机组状态为停机，不参与机组组合优化。必开最小出力及以下部分优先出清，不参与定价、接受价格；必开最小出力以上部分按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。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出力。

4.6.2.2 试验（调试）机组

(1) 调试的新建机组

新建机组未取得电力业务许可证之前，视为非市场化机组，不参与现货市场定价与结算，调试期间，按照电力调度机构批复的调试需求安排发电；在完成满负荷试运行后至当天 24:00，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力安排发电。新建机组取得电力业务许可证后次月起参与现货市场。

(2) 试验（调试）的在运机组

经电力调度机构审核同意的试验（调试）在运机组在运行日试验（调试）时段内，机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照机组试验（调试）出力出清，不参与定价、接受价格；在运行日非试验（调试）时段内，因电网原因处于试验（调试）状态的机组，按照电能量报价信息参与优化出清，因电厂原因处于试验（调试）状态的机组，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.3 供热必开机组

供热必开机组在运行日供热时段内的状态为开机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息，在最小技术出力和上限约束范围内参与机组出力优化出清。

4.6.2.4 最小连续开机、停机时间内机组

运行机组在最小连续开机时间内的机组状态为开机，停机机组在最小连续停机时间内的机组状态为停机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。

4.6.2.5 处于开、停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组在机组并网升功率至最小出力期间，按照典型开机曲线出清，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与日前现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照典型停机曲线出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.6 自备电厂

经电力调度机构校核有余量上网的统调自备电厂机组在运行日机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息，在保障自用电的出力约束范围内参与机组出力优化出清。在确保电网安全稳定运行和清洁能源消纳的前提下，自用电部分优先出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.7 一次能源供应约束机组

存在一次能源供应约束的机组按照市场申报价格上限参与日前现货市场优化出清，不参与定价、接受价格。

4.6.2.8 新型储能

新型储能按照其申报的充放电曲线优先出清，接受价格。为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳，必要时调度机构可对储能充放电曲线进行调整。

4.6.2.9 负荷型虚拟电厂

负荷型虚拟电厂按照其申报的调节电力量价曲线参与日前现货市场出清，出清的调节电力与运行日中长期合同叠加形成用电计划（上调电力取正，下调取负）。

4.6.3 日前现货市场安全校核

4.6.3.1 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、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足平衡约束的交易结果。

4.6.3.2 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设备或电网断面功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。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流值、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、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

4.6.4 日前现货市场定价

日前现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每整小时内 4 个 15 分钟（例如 00:15-01:00）节点电价的算术平均值计为该节点的分时节点电价。

4.7 交易结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前现货交易出清结果，按照《电力市场信息披露基本规则》的要求，通过湖北电力交易平台向市场发布。

4.8 日前调度计划

日前现货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，日前现货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，发电企业应根据发电调度计划提前做好开停机准备，确保 D 日按时开停机。

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、电力可靠供应、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，按照机组申报平均价格排序对机组组合进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时向相关市场成员发布相关信息。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）系统负荷预测、新能源预测因天气原因产生较大变化并可能影响电力平衡；

（2）机组非计划停运（含出力受限）、检修计划调整并可能影响电力平衡；

（3）联络线计划因电网故障、送受端电源故障、清洁能源消纳等原因出现临时调整；

（4）电网输变电设备出现故障、临时检修或检修计划调整；

（5）政府临时下达的保电或环保要求等。

5 实时现货交易

5.1 组织方式与交易周期

电力调度机构基于日前现货市场封存的发电机组申报信息，以及最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以同等报价下新能源优先消纳为原则，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，在日前现货市场及日前调度计划确定的开机组合基础上，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）实时发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时现货交易，提前 15 分钟滚动计算未来 2 小时实时现货交易结果。

5.2 交易流程

实时现货交易按照以下时序组织开展：

（1）T-110 分钟前，市场主体根据最新的省内现货出清结果和调频出清的结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力 - 价格”曲线。

（2）T-60 分钟前，国调中心完成省间日内现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

（3）T-30 分钟前，华中网调完成华中日内省间电力辅助服务交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线

计划的出清结果发送至电力调度机构和市场主体。

(4) T-15 分钟前，电力调度机构根据最新的省间联络线计划和市场主体省间交易出清结果，完成省内实时现货交易出清，由电力交易机构向市场成员发布。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向市场主体公布。

5.3 实时现货市场边界

5.3.1 实时机组运行边界

实时机组运行边界与日前现货市场相同，当发电机组的运行参数和边界数据与日前现货市场有较大变化时，发电企业需及时通过调度技术支持系统申报，经电力调度机构审核同意后生效，并对实时现货市场的相关运行参数和边界数据进行修改，并进行实时现货市场出清计算。运行参数和边界数据变化主要包括以下信息：

- (1) 机组出力上下限约束变化情况；
- (2) 机组发生故障需固定实时出力的情况；
- (3) 机组试验（调试）计划变化情况；
- (4) 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。

5.3.1.1 机组出力上限约束

火电机组因设备、燃料、供热等原因发生出力上下限相较日前市场有变化时，发电企业应及时提交新的机组出力上下限约束。

日前确定的供热必开机组在日内原则上不允许更换，实时运行中若供热机组发生故障或非计划停运导致不具备供热条件时，发电企业可向电力调度机构申请切换为厂内其他经政府主管部门认定的供热机组。

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度技术支持系统报送实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期发电预测曲线，作为实时市场出清的上限约束。

机组发生故障后，为保障机组安全稳定需带固定出力时，发电企业应及时提交固定出力计划、对应时段和故障详情，经电力调度机构审核同意后执行。

5.3.1.2 机组试验（调试）计划

原则上发电机组试验（调试）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、电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求调整试验（调试）计划等情况。

5.3.2 实时电网运行边界

5.3.2.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时系统负荷需求。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、用户用电需求、节假日或社会大事件影响、政府环保要求

等情况。

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 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

5.3.2.2 省间联络线计划

省间联络线计划作为实时现货市场出清的边界条件。当电网实时运行边界条件发生变化时，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，调整联络线计划。

5.3.2.3 非市场机组发电计划

非市场机组的实时发电计划原则上按照日前发电计划执行，当电网实时运行边界条件发生变化时，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，必要时可调整非市场机组发电出力。

5.3.2.4 发输变电设备检修

电力调度机构基于发输变电设备日前检修计划，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。

5.3.2.5 备用约束

电网实时运行应满足运行备用要求，若发生变化需以最新

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，实时控制原则如下：

（1）电力调度机构可增开机组、向上级调度申请备用支援。

（2）若系统备用容量仍无法满足要求，电力调度机构可执行需求侧响应以及有序用电措施。

（3）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及系统备用在规定范围内。

5.3.2.6 电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件原则上与交易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市场主体进行发布。

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，须将电网稳定断面的限值留出一定比例的裕度。

5.4 交易出清

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，在实时开机组合基础上，以发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成日内发电计划、分时节点电价等信息。

新能源因预测原因其实际出力小于出清电力并有较大偏差时，应在下一交易周期考虑该偏差量的影响，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，以保障电力实时平衡。

5.4.1 实时现货市场的出清过程

实时现货市场出清数学模型与日前现货市场一致，出清计算过程如下：

（1）在实时开机组合基础上，按照市场化机组日前报价和实时最新的各类约束条件，以同等报价下新能源优先消纳为原则，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算机组实时出清电力、实时节点电价 LMP。

（2）对实时现货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调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到机组实时出力曲线 P。

5.4.2 特殊机组在实时现货市场中的出清机制

5.4.2.1 必开机组

在日前现货市场中指定为必开机组的火电机组，在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.2 试验（调试）机组

在日前现货市场中申报了运行日试验（调试）计划的火电机组，在实时现货市场中同样视为试验（调试）机组。试验（调

试) 机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.3 供热机组

在日前现货市场中申报了运行日出力上限的供热机组，在实时现货市场中采用其日前申报的出力上限。供热机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

5.4.2.4 处于开、停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组在机组并网升功率至最小出力期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与实时现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。

5.4.2.5 统调自备电厂

统调自备电厂在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。

5.4.2.6 新型储能

新型储能在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。当电网实时运行边界条件发生变化时，电力调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要

求，必要时对储能充放电计划进行调整。

5.4.2.7 发电异常机组

若发电机组在实时运行中发生异常，并且需要对机组出力进行调整时，在异常时段内，机组出力固定为经电力调度机构同意的机组申报发电出力值，相应时段内该台机组不参与定价、接受价格。异常处理结束后，从下一个交易周期开始，按照机组电能量报价参与实时现货市场优化出清。

5.4.2.8 临时新增开、停机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划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。临时新增停机机组指在日前现货市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划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。

实时现货市场中，临时新增开机、停机机组根据调度指令开、停机，按照报价参与市场优化出清，相应的电能量偏差按照实时现货市场的偏差结算原则进行处理。

5.4.2.9 负荷型虚拟电厂

市场初期，负荷型虚拟电厂不参与实时市场申报，虚拟电厂沿用日前市场出清的计划曲线。市场成熟后，具备实时响应功能的能量型虚拟电厂可参与实时市场申报并参与优化出清。

5.4.3 实时现货市场安全校核

实时现货市场安全校核与日前现货市场中的安全校核模型

和计算方法一致。

5.4.4 实时现货市场定价

实时现货市场出清形成每 15 分钟的实时节点电价，每整小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值计为该节点实时市场分时节点电价。

5.4.4.1 发电侧

火电机组实时现货市场出力曲线与中长期分解曲线作差值，计算分时偏差电量，按照对应时段该机组实时市场分时节点电价结算。

新能源场站上网电量结算详见《湖北省电力现货市场结算实施细则》。

新型储能实时现货市场充、放电量按照实时市场节点电价结算，其中充电电量按负值处理。

5.4.4.2 用户侧

用户侧实时现货市场出清的用电曲线与中长期分解曲线作差值，计算分时偏差电量。实时加权平均综合电价计算公式：

$$LMP_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}}}{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t, \text{实时}}}$$

其中， $LMP_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的用户侧实时加权平均综合电价，即对实时现货市场发电侧各节点分时节点电价按上网电量进行加权平均； $Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场化机组 m 在第 t 小时的实际上网电量； $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时市场化机组 m 所在节点的实时结算价格，

即第 t 小时 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值。

5.5 交易结果发布

电力调度机构通过技术支持系统及时发布实时现货市场每 15 分钟出清的发电计划，次日发布实时现货市场每 15 分钟出清的节点电价，作为结算依据。

5.6 实时运行调整

电网实时运行应按照规定保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及电网断面潮流波动空间，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。

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员应使用技术支持系统进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，及时向市场发布相关情况。技术支持系统将根据调整后的电力平衡情况，出清实时市场机组出力及价格。

电网实时运行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，恢复参与实时现货市场出清计算。电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电网设备负载、断面潮流、频率、电压超规定限额时;
- (2) 系统调频容量、备用容量、无功容量或区域开机方式无法满足电网运行规定时;
- (3) 新能源发电预测、负荷预测与实际偏差较大,影响实时电力平衡时;
- (4) 省间联络线功率超正常允许范围而需调整时;
- (5) 气象水情变化、电力系统故障、电力设备缺陷可能对电网、设备、人身安全造成影响时;
- (6) 继电保护及安全自动装置故障,需要改变系统运行方式时;
- (7) 自动化、通信设备故障,影响市场正常运行时;
- (8) 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;
- (9) 政府临时下达的保电或环保的任务及要求时。

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:

- (1) 改变机组的发电计划;
- (2) 让发电机组投入或者退出运行;
- (3) 调整电网运行方式,包括调整设备停送电计划;
- (4) 调整省间联络线的送受电计划;
- (5) 调用市场化可中断负荷;
- (6) 采取需求侧响应、错峰限电方式控制负荷;

- (7) 调整断面限额，设置临时断面；
- (8) 投入或退出机组调频模式；
- (9) 暂停实时现货市场交易；
- (10) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行中机组或用户出现违反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，严重情况可建议湖北省能源局、国家能源局华中监管局对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

6 市场偏差处理机制

6.1 非计划停运考核

煤电出现以下情况之一时，可认定为机组非计划停运：

（1）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因发生跳闸，影响运行日的开机运行；

（2）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因未按照日前现货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；

（3）机组在日前调度计划环节被安排开机，因自身原因未按照电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

非计划停运考核按照华中区域“两个细则”相关规定执行。

6.2 实时发电（充放电）计划执行偏差考核

机组（场站）、新型储能实际发电（充放电）与实时现货市场出清曲线的偏差超出允许范围时，对允许偏差范围外的电量按进行考核。考核办法详见《湖北省电力现货市场结算实施细则》。

有如下情况之一时，相应时段不执行上述偏差考核：

（1）机组发生非计划停运导致发电计划执行偏差时，按照6.1节的规定处理；

（2）煤电机组开停机过程中出力不足机组最小出力时；

（3）机组参与调频辅助服务市场并调用时；

（4）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源

消纳需要，机组（场站）、新型储能按照调度指令紧急调整出力产生的偏差；

（5）华中区域“两个细则”已对实时发电执行偏差进行了考核，本规则不再重复考核。

6.3 用电计划执行偏差考核

$$\lambda_{i,t} = \frac{\left| \sum_{\tau}^4 P_{\text{计划},i,t,\tau} - \sum_{\tau}^4 P_{\text{实际},i,t,\tau} \right|}{\left| \sum_{\tau}^4 P_{i,t,\tau,\text{计划}} \right|}$$

虚拟电厂（负荷类）用电计划执行偏差考核计算方法详见《湖北省电力现货市场结算实施细则》。

7 免责条款

7.1 市场主体免责条款

发电企业、售电公司、市场用户、电网企业代理购电用户等市场主体由于以下原因无法执行市场交易结果或执行存在偏差时，应将相关情况及时反馈至市场运营机构，经评估确认后，对市场主体免除考核：

（1）突发自然灾害、公共卫生事件等不可抗力影响市场主体生产经营安全时；

（2）不可抗力引发的发输变电设备异常或故障，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任（不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，下同）；

（3）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

7.2 电网企业免责条款

（1）因不可抗力引发电网企业所属发输变电设备异常或故障，造成其他市场成员经济损失的，电网企业不承担经济责任；

（2）电网企业所属相关技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责；

（3）电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

7.3 市场运营机构免责条款

(1) 出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则进行处理，并予以免责；

(2) 因清洁能源消纳、电网运行条件变化导致安全运行约束及措施调整造成的市场主体损失，予以免责；

(3) 因用电负荷波动、新能源预测、政府环保限产、大用户企业停产等不可控因素造成的负荷预测偏差责任，予以免责；

(4) 市场运营机构所属电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责。

8 附则

本细则由湖北省能源局负责制定并解释，本细则自 2025 年 1 月 1 日起实施，湖北原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附件 1:

术语定义

(1) 现货市场: 指以日前、实时电能量为交易标的物的市场;

(2) 辅助服务市场: 指以辅助服务为交易标的物的市场, 包含调频、备用等;

(3) 电力调度机构: 特指国网湖北电力调度控制中心;

(4) 电力交易机构: 特指湖北电力交易中心有限公司;

(5) 电网企业: 特指国网湖北省电力有限公司;

(6) 统调电厂: 指湖北电力调度机构及以上调度机构管辖的湖北省内电厂, 包含水电、火电、风电、光伏等各类电源;

(7) 母线负荷: 指湖北省内 220 千伏变电站的母线下网负荷, 即节点负荷;

(8) 负荷预测: 指根据电网运行特性, 综合自然条件、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;

(9) 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、设备非计划停运、新能源发电功率波动等所需的额外有功容量;

(10) 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, 以发电成本最小或社会福利最大化等为优化目标, 制定分时段

的机组开停机计划；

(11) 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, 以发电成本最小或社会福利最大化等为优化目标, 制定分时段的机组发电出力计划；

(12) 节点边际电价 (Locational Marginal Price, LMP): 指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下, 在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本, 简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成；

(13) 运行日 (D): 指执行日前现货市场交易结果的自然日；

(14) 竞价日 (D-1): 指运行日的前一日；

(15) 日前现货市场: 指竞价日 (D-1) 进行的决定运行日 (D 日) 发电机组组合状态和发电曲线的电能量交易市场；

(16) 实时现货市场: 指运行日 (D 日) 进行的决定未来 15 分钟发电计划的电能量交易市场；

(17) 批发用户: 指直接参与批发市场交易的电力用户。

(18) 市场出清: 指电力市场根据市场规则基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程；

(19) 单结算模式: 日前出清结果不进行财务结算, 发用

双方按实时现货价格对实际用电曲线与中长期分解曲线的偏差电量进行结算。

(20) 双结算模式：按照日前现货价格对日前现货交易曲线和中长期分解曲线的偏差电量进行结算，按照实时现货价格对实际发电曲线与日前现货交易曲线的偏差电量进行结算。

(21) 安全校核：指对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求；

(22) 必开必停机组：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态的机组；

(23) 市场力：指市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力；

(24) 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侧响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果；

(25) 有序用电：指当系统可靠性受威胁时，用电企业按照政府批准的有序用电方案执行错峰、避峰、轮休、负控等措施

施，达到减少或者推移某时段用电负荷的效果。

(26) 差价合同：根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算的一种财务合同。

(27) 不可定价机组：对于必开机组、调试机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力等特殊机组，若某交易时段内中标出力为必开最小出力、调试出力、最低出力或指定出力时，在该交易时段内该机组为不可定价机组。

附件 2:

现货市场出清数学模型

1.安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清 SCUC 的目标函数为发电成本最小化，如下所示：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis}) - C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})] \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 D 日的 96 个时段，以及 $D+1$ 日与 $D+2$ 日的负荷预测最大和最小、新能源预测最大和最小的 4 个时段，即 $T=96+4+4$ ；

NL 为线路总数， NS 为断面总数；

$P_{i,t}$ 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能量价格有关的多段线性函数；机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/温态/热态）下的启动费用。

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示源型虚拟电厂、荷型虚拟电厂机组 es 在时段 t 的出力； ES 表示虚拟电厂机组总数； $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 、 $C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 分别

为源型虚拟电厂、荷虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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 为用于市场出清优化的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；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为电网断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

日前现货市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 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。

(2) 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，需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量要求。系统正备用容量约束可以描述为：

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 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； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力（新

能源场站则为在时段 t 的预测出力); R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需满足 D 日备用要求, 特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要, 调整备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

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

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。

(4) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行的上调、下调旋转备用及分区旋转备用要求。

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

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

其中, ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率, ΔP_i^D 为机组 i 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。

(5) 特殊机组状态约束必开机组、供热机组、调试机组应处于开机状态。

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_s$$

其中, I_s 指的是必开机组、供热机组、调试机组的全集。

(6) 机组最大/最小开机台数约束

$$\alpha_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} \alpha_{i,t} \leq \alpha_{j,t}^{\max}$$

其中， $\alpha_{j,t}^{\max}$ 、 $\alpha_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数， $\alpha_{i,t}$ 表示机组群 j 包含的机组 i 在时段 t 的机组运行状态。

(7) 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：

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

对于非市场化机组，由电力调度机构安排计划出力，在其开机时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的非市场机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t}=0$ 。

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

对于调试机组，在其调试时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的机组调试计划出力。

对于新能源场站，在其中标发电时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取 0， $P_{i,t}^{\max}$ 取新能源场站 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不应大于申报出力预测值。

(8) 机组群出力上下限约束

机组群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：

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(9) 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：

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

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

其中， ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率； ΔP_i^D 为机组 i 下爬坡速率。

(10) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电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， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； 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 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

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

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

(11) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为D日的总时段数， Q_j^{\max} 为电厂j在D日的电量上限。

(12) 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1的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组i所在节点对线路1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1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1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1的正、反向潮流松弛变量。

(13) 电网断面潮流约束

考虑关键电网断面的潮流约束，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。

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。

2.安全约束经济调度（SCED）模型

现货市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis}) - C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})] \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 $T=96$ ；实时现货市场考虑未来 2 小时的 8 个时段，即 $T=8$ 。

$P_{i,t}$ 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；

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示源型虚拟电厂、荷型虚拟电厂机组 es 在时段 t 的出力； ES 表示虚拟电厂机组总数； $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 、 $C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 分别为源型、负荷型虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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 为用于市场出清优化的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。

现货市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta * \sum_{r=1}^R \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, & \text{日前现货市场} \\ 1, & \text{实时现货市场} \end{cases}$$

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， R 为全网新能源场站， $\Delta P_{r,t}$ 为新能源 r 在时段 t 的前四个时段实际发电负偏差均值：

$$\Delta P_{r,t} = \min\left(P_{yz} + \frac{\sum_{k=1}^4 (P_{r,t-k, \text{实发}} - P_{r,t-k, \text{出清}})}{4}, 0\right)$$

其中, $P_{r,t-k, \text{实发}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实际发电电力, $P_{r,t-k, \text{出清}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实时现货市场出清电力, P_{yz} 为偏差功率阈值, 暂取为 500MW。

(2) 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 上爬坡速率, ΔP_i^D 为机组 i 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。

(3) 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。

(4) 机组群出力上下限约束

机组群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:

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(5) 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：

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

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

其中， ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率， ΔP_i^D 为 i 最大下爬坡速率。

(6) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， Q_j^{\max} 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(7) 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。

(8) 电网断面潮流约束

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。

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。

3. 节点电价 (LMP) 计算模型

现货市场采用节点电价定价机制。

节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M' [SL_s^+ + SL_s^-] \\ + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis}) - C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 $T=96$ ；实时现货市场考虑未来 2 小时的 8 个时段，即 $T=8$ 。

$P_{i,t}$ 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；

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示源型虚拟电厂、荷型虚拟电厂机组 es 在时段 t 的出力； ES 表示虚拟电厂机组总数； $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 、 $C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 分别为源型虚拟电厂、荷虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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' 为用于节点电价计算的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。

节点电价计算模型的约束条件包括:

(1) 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:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta * \sum_{r=1}^R \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, & \text{日前现货市场} \\ 1, & \text{实时现货市场} \end{cases}$$

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, R 为全网新能源场站, $\Delta P_{r,t}$ 为新能源 r 在时段 t 的前四个时段实际发电负偏差均值:

$$\Delta P_{r,t} = \min\left(P_{yz} + \frac{\sum_{k=1}^4 (P_{r,t-k, \text{实发}} - P_{r,t-k, \text{出清}})}{4}, 0\right)$$

其中, $P_{r,t-k, \text{实发}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实际发电电力, $P_{r,t-k, \text{出清}}$ 为新能源场站 r 在第 $t-k$ 时段的实时现货市场出清电力, P_{yz} 为偏差功率阈值, 暂取为 500MW。

(2) 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。

(3) 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；对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\min} = \max\{(1-\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED}\}$$

$$P_{i,t}^{\max} = \min\{(1+\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED}\}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\min})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{\max})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

(4) 机组群出力上下限约束

机组群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：

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(5) 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \end{aligned}$$

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。

(6) 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。

(7) 电网断面潮流约束

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。

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。

求解上述节点电价计算模型, 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 : 时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\tau_{l,t}^{\max}$: 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;

$\tau_{l,t}^{\min}$: 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;

$\tau_{s,t}^{\max}$: 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；

$\tau_{s,t}^{\min}$ ：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} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：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)

附件 3:

用户侧电量拟合及调平机制

对于参与市场化交易的零售用户，截至 D+3 日 24:00 时，计量系统仍无法采集到其电能表表码数据，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，为提高拟合精度，采取用户 96 个点的示数进行拟合；用户 24 小时时点累计电量与当月月度交割电量之间存在差异时，采取月度调平，具体拟合及调平规则如下：

一、24:00 点示数缺失

拟合规则：缺失 24:00 整点数据时，若存在次日冻结 0 点示值数据，则用次日冻结 0 点示值数据补全；若不存在次日冻结 0 点示值数据，则取次日采集到的最近一点的示值数据，按照等差的方式对缺失区间进行拟合；若仍无次日采集到的最近一点示值数据，则缺失点按当日最后一次示数处理。

例如：2024 年 11 月 13 日 24:00 数据 A 缺失,11 月 14 日零点示数为 B

公式：(1)若 B 存在示数值，则 $A=B$;

若 B 不存在示数值,14 日 96 点示数的最近一点的示值 0:45 有值 C，13 日最后一次示数 23:00 有值 D，

则 $A=D+(C-D)*4/(4+3)$;

(2)若 B 不存在示数值，14 日 96 点示数全部缺失，13 日最

后一次示数 23:00 有值 D，则 $A=D$;

二、当天采集单点缺失（非 24: 00）

拟合规则：取该节点前后 2 个节点电能表示数的平均值

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 分缺失示数，则用 2024 年 11 月 13 日 02:15 的示数取 02:00 和 02:30 点示数的算术平均值。

公式： $02:15$ 的示数 = $02:00$ 示数 + $(02:30$ 示数 - $02:00$ 示数) / 2。

三、当天采集两点缺失，拟合规则如下：

拟合规则：取缺失区间前后时间点的示值，按等差的方式进行拟合。

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 缺失示数、02:30 缺失示数，但是 02:00 与 02:45 不缺

公式： $02:15$ 的示数 = $02:00$ 示数 + $(02:4$ 示数 - $02:00$ 示数) / 3;

$02:30$ 的示数 = $02:00$ 示数 + $(02:4$ 示数 - $02:00$ 示数) * 2 / 3;

四、当天采集缺失两点以上，拟合规则如下：

（一）相邻缺失点数大于 2 个（工作日）

拟合规则：缺失点在工作日，按最近 1 个工作日同时段的走字比例进行拟合。

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 缺失示数、02:30 缺失示数，02:45 缺失示数

公式：按照最近工作日 12 日同时段的走字比例进行拟合。

例如

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
--	------	------	------	------	------

12 日示数	A1	B1	C1	D1	E1
13 日示数	A2	B2 缺失	C2 缺失	D2 缺失	E2

12 日各时点电量 $DLA1=(B1-A1)*\text{倍率}$ ； $DLB1=(C1-B1)*\text{倍率}$ ； $DLC1=(D1-C1)*\text{倍率}$ ； $DLD1=(E1-D1)*\text{倍率}$ ；

13 日示数拟合如下：

$$B2=A2+(E2-A2)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$C2=A2+(E2-A2)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$D2=A2+(E2-A2)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

(二) 相邻缺失点数大于 2 个（双休日）

拟合规则：缺失点在双休日，取最近 2 个双休日同时段的平均值，按平均值的走字比例进行补充。

例如：2024 年 11 月 10 日 02:15 缺失示数、02:30 缺失示数，02:45 缺失示数，10 日非小长假也非大长假

公式：取距离 10 日最近的非小长假也非大长假的 2 个双休日是 11 月 9 日和 3 日的平均值的走字比例进行拟合。

例如下面各时点示数情况

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
11 月双休日 3 日	A1	B1	C1	D1	E1
11 月双休日 9 日	A2	B2	C2	D2	E2
11 月双休日 10 日	A3	B3 缺失	C3 缺失	D3 缺失	E3

3日各时点电量 $DLA1=(B1-A1)*\text{倍率}$; $DLB1=(C1-B1)*\text{倍率}$; $DLC1=(D1-C1)*\text{倍率}$; $DLD1=(E1-D1)*\text{倍率}$;

9日各时点电量 $DLA2=(B2-A2)*\text{倍率}$; $DLB2=(C2-B2)*\text{倍率}$; $DLC2=(D2-C2)*\text{倍率}$; $DLD2=(E2-D2)*\text{倍率}$;

11月双休日 10日示数拟合如下:

$B3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLA2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2)$;

$C3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLB1+DLA2+DLB2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2)$;

$D3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLB1+DLC1+DLA2+DLB2+DLC2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2)$;

(三) 相邻缺失点数大于 2 个 (小长假)

拟合规则: 若缺失日为国家法定小长假 (元旦、五一、清明等), 取最近一次小长假同时段的平均值, 按平均值的走字比例进行补全。

例如:

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
元旦期间各日期示数	A1	B1	C1	D1	E1
元旦期间各日期示数	A2	B2	C2	D2	E2
元旦期间各日期示数	A3	B3	C3	D3	E3
五一某天的示数	A4	B4 缺失	C4 缺失	D4 缺失	E4

公式：

元旦同时段各时点电量

$$DLA1=(B1-A1)*\text{倍率}+(B2-A2)*\text{倍率}+(B3-A3)*\text{倍率};$$

$$DLB1=(C1-B1)*\text{倍率}+(C2-B2)*\text{倍率}+(C3-B3)*\text{倍率};$$

$$DLC1=(D1-C1)*\text{倍率}+(D2-C2)*\text{倍率}+(D3-C3)*\text{倍率};$$

$$DLD1=(E1-D1)*\text{倍率}+(E2-D2)*\text{倍率}+(E3-D3)*\text{倍率};$$

五一某天示数拟合如下：

$$B4=A4+(E4-A4)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$C4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$D4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

（四）相邻缺失点数大于 2 个（大长假）

拟合规则：若缺失日为国家法定大长假（春节、国庆），取上一年度同类型大长假同时段的平均值，按平均值的走字比例进行补全

例如：

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A1	B1	C1	D1	E1
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A2	B2	C2	D2	E2
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A3	B3	C3	D3	E3

国庆某天的示数	A4	B4 缺失	C4 缺失	D4 缺失	E4
---------	----	-------	-------	-------	----

公式：

去年国庆节同时段各时点电量

$$DLA1=(B1-A1)*\text{倍率}+(B2-A2)*\text{倍率}+(B3-A3)*\text{倍率};$$

$$DLB1=(C1-B1)*\text{倍率}+(C2-B2)*\text{倍率}+(C3-B3)*\text{倍率};$$

$$DLC1=(D1-C1)*\text{倍率}+(D2-C2)*\text{倍率}+(D3-C3)*\text{倍率};$$

$$DLD1=(E1-D1)*\text{倍率}+(E2-D2)*\text{倍率}+(E3-D3)*\text{倍率};$$

本年国庆节某天示数拟合如下：

$$B4=A4+(E4-A4)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$C4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

$$D4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);$$

(五) 相邻缺失点数大于 2 个，对应的相似日无数据

拟合规则：相邻缺失点数大于 2 个（不包含 24:00），且相似日无数据时，取上一日对应时点的走字比例进行拟合；若上一日对应时点无数据的，则取缺失点前后示值差值并按等差的方式进行缺失点拟合。

例如：

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
同类型相似日示数	A1 缺失	B1 缺失	C1 缺失	D1 缺失	E1 缺失

上一日示数	A2	B2	C2	D2	E2
数据统计日 当天示数	A3	B3 缺失	C3 缺失	D3 缺失	E3

公式：

(1) 上一日各时点电量 $DLA2=(B2-A2)*\text{倍率}$ ；
 $DLB2=(C2-B2)*\text{倍率}$ ； $DLC2=(D2-C2)*\text{倍率}$ ； $DLD2=(E2-D2)*\text{倍率}$ ；

数据统计日当日示数拟合如下：

$$B3=A3+(E3-A3)*DLA2/(DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);$$

$$C3=A3+(E3-A3)*(DLA2+DLB2)/(DLA2+DLB2+DLC2+DL$$

D2);

$$D3=A3+(E3-A3)*(DLA2+DLB2+DLC2)/(DLA2+DLB2+DL$$

C2+DLD2);

(2)若上一日对应时点无数据的,则取缺失点前后示值差值并按等差的方式进行缺失点拟合:

$$B2=A2+(E2-A2)*1/4;$$

$$C2=A2+(E2-A2)*2/4;$$

$$D2=A2+(E2-A2)*3/4;$$

五、24点累计电量与月度交割电量存在差异

调平规则：以当月月度计量点交割电量为准，按比例放大24小时电量数据。

例如：某计量点月度交割电量10000，但是当月24小时时点电量合计是9880，那么将月度24小时每个时点电量均按

10000/9880 比例放大，最终与月度计量点交割电量保持一致，使得最终差异不超过 1%。

附件2

湖北省电力市场结算实施细则（V3.0）

（征求意见稿）

2024年11月

目 录

1 总述	1
1.1 适用范围	1
1.2 引用文件	1
1.3 术语定义	2
2 结算原则	2
2.1 结算模式	3
2.2 结算电价	4
3 市场结算主要权责	5
3.1 发电企业	5
3.2 电力用户、售电公司	5
3.3 电网企业	5
3.4 电力调度机构	6
3.5 电力交易机构	6
4 结算流程	6
4.1 日清分数据准备	6
4.2 日清分	8
4.3 月结算数据准备	8
4.4 月结算	9
5 批发电能量市场结算	10
5.1 燃煤发电机组	10
5.2 新能源场站	13
5.3 市场化用户	15
5.4 电网代理购电	17
5.5 独立储能	17
6 零售电能量市场结算	18
7 市场运营费用结算	18

7.1 直接交易不平衡资金	18
7.2 非市场电源进入直接交易市场不平衡资金	19
7.3 特殊时期偏差电费处理	19
7.4 超额获利回收及考核机制	20
7.5 其他市场运营费用	25
8 省间交易责任偏差费用	25
9 综合结算	26
9.1 发电机组月度结算	26
9.2 用户月度结算	27
9.3 售电公司月度结算	27
10 追退补管理	28
10.1 政策原因追退补管理	28
10.2 计量原因追退补管理	28
10.3 用电变更追退补管理	29
10.4 其他原因追退补管理	29
11 收付款管理	29
12 附则	30

1 总述

为进一步深化电力市场化改革，加快推进湖北电力现货市场建设，规范现货市场结算相关工作，依据国家电力现货市场建设有关要求及我省实际，制定本细则。

1.1 适用范围

本细则适用于现货市场建立后的湖北省电力市场结算工作，包括但不限于批发、零售电能量市场等。

1.2 引用文件

《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 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889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》（发改办体改〔2021〕339号）

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）

《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）

《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）

《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》（发改体改〔2023〕813号）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章〉的通知》（发改能源〔2024〕1123号）

1.3 术语定义

（1）电能电费：指发电企业与电力用户、售电公司、虚拟电厂（负荷类）、负荷聚集商在现货市场和中长期市场中以电能量为交易标的物的电费。

（2）辅助服务费用：指市场主体按照辅助服务市场规则和华中区域“两个细则”等有关规定，所得的补偿、考核、分摊和返还费用。

（3）市场用户：指直接或间接参与电力市场的电力用户，包括批发用户、零售用户和代购用户等。

（4）保障性收购电量：主要指政府部门确定的保量保价优先消纳发电量。

2 结算原则

2.1 结算模式

2.1.1 湖北电力市场结算由电力交易机构负责出具结算依据，电网企业负责电费结算，各市场主体保持与电网企业的电费结算收付方式不变。

2.1.2 电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电能电费计算以小时为基本计算时段，以日为周期汇总后出具日清分临时结算结果，以月度为周期出具正式结算依据并开展电费结算；市场运营费用按月结算。

电力零售市场以月度为周期开展结算，按月出具电力市场结算依据。

遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算结果发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算结果顺延至下一工作日发布。

2.1.3 中长期合约电量按照中长期合同约定价格进行结算。其中，政府定价电量根据政府批复的上网电价结算。

2.1.4 现货市场结算时，发用双方均采用“单偏差”结算模式，即日前市场出清结果不进行财务结算，实际上网（用）电量与中长期合约曲线的偏差电量，按照实时市场价格进行结算。

2.1.5 辅助服务市场结算按照辅助服务市场规则、华中区域“两个细则”等有关规定执行。现货市场结算试运行期间，省内调峰辅助服务等相关补偿不再重复计算。

2.1.6 同一调度单元的新能源场站出清电量默认按额定容量进行分解，也可在交易平台提交申请经审核通过后可按约定比例进行分解，原则上每年仅允许变动一次。

2.2 结算电价

2.2.1 发电侧以机组所在节点的实时节点电价作为现货电能量市场结算价格，以中长期合约电价作为中长期电能量市场结算价格。发电侧每小时的实时节点电价等于该时段内4个15分钟实时节点电价的算术平均值。

2.2.2 批发用户、售电公司、负荷聚集商以实时综合电价作为现货电能量市场结算价格，实时综合电价以每小时参与现货交易的燃煤发电机组上网电量和其该时点节点电价进行加权平均计算；虚拟电厂（负荷类）以实时节点电价作为现货电能量市场结算价格，以中长期合约电价作为中长期电能量市场结算价格。

2.2.3 燃煤中长期市场化合约电价、现货市场形成的电能量价格均包含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

2.2.4 零售市场结算电价按照购售双方自行约定的零售套餐执行，月清月结。

2.2.5 已取得电力业务许可证的新能源场站次月起应直接参与电力中长期和现货市场交易或作为价格接受者入市。

2.2.6 各市场主体各时点月度调平电量为各时点月度结算电

量与各时点日累计结算电量之差。燃煤机组、批发用户和售电公司调平电量按各时点省内燃煤实时市场月度加权均价结算，不能分解到各时点的月度调平电量按全时段省内燃煤实时市场月度加权均价结算。新能源场站调平电量按省内同类型机组实时市场月度加权均价结算，处于调试期的新能源场站调平电量按调试电价结算。

3 市场结算主要权责

3.1 发电企业

3.1.1 在临时结算结果发布后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

3.1.2 按照市场规则，承担辅助服务费用、市场运营费用等相关责任。

3.1.3 向省级电网企业开具增值税专用发票并收取电费。

3.2 电力用户、售电公司

3.2.1 在临时结算结果发布后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

3.2.2 按照市场规则，承担辅助服务费用、市场运营费用等相关责任。

3.2.3 向电网企业支付（收取）电费并获取（开具）增值税专用发票。

3.3 电网企业

3.3.1 向电力交易机构提供每天和月度24小时各时点机组上网电量和24小时各时点追退补上网电量，每天和月度24小时各时点市场用户计量点实际用电量和24小时各时点追退补用电量等结算有关数据。电量数据以兆瓦时为单位，保留六位小数。

3.3.2 按照电力交易机构出具的结算依据，负责电费结算及账单发布，并按规定收付电费，并向电力交易机构反馈电费缴付情况，参与协调市场结算问题。

3.4 电力调度机构

3.4.1 按市场结算要求实现调度现货技术支持系统与电力交易平台的互联，通过系统交互方式向电力交易机构提供省内现货市场交易出清结果、省间现货市场交易出清结果、辅助服务费用明细、市场运营费用明细等结算准备数据。

3.4.2 配合电力交易机构出具结算依据，参与协调市场结算问题。

3.5 电力交易机构

3.5.1 负责出具电力市场结算依据。

3.5.2 负责发布电力市场结算信息。

3.5.3 负责电力交易平台结算功能开发、算法维护等工作。

3.5.4 组织协调市场结算问题。

4 结算流程

4.1 日清分数据准备

4.1.1 中长期交易电量在日前市场运行日前2日（D-2日）17点前完成分解上报，分时电量以1小时为时间间隔。

4.1.2 运行日后第1天（D+1日）获取D日省间日前、日内市场交易结果，以及D日省内实时市场交易结果。具体包括：省间日前及日内市场各交易时段的出清价格和出力计划，省内实时市场每15分钟的出清价格和出力计划等。

4.1.3 电力交易平台在获取D日的实时市场交易结果后，形成发电侧各节点每小时的实时平均节点电价（运行日后第3天（D+3日）形成D日用电侧每小时的实时加权平均综合电价）。

4.1.4 运行日后第3天（D+3日），电网企业分别以机组（或新能源交易单元，下同）和用户计量点为最小单位，将D日机组每小时上网电量、批发和零售用户计量点的每小时用电量数据等推送至电力交易平台。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场结算。

4.1.5 运行日后第4天（D+4日），电力交易平台对市场主体发布D日分时上网（用）电量，发电企业、批发用户、售电公司需登录电力交易平台进行核对、确认。若有异议，可在运行日后第5天（D+5日）12:00前通过电力交易平台反馈，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.1.6 电力交易平台将市场主体反馈的分时电量异议，推送至电网企业，电网企业负责对异议进行核实，并于运行日后第8

天(D+8日)通过电力交易平台对市场主体反馈处理意见和结果,并将修正后的D日分时电量推送至电力交易平台。

4.2 日清分

4.2.1 运行日后第9天(D+9日),电力交易平台开展D日结算计算工作,经审核后发布D日日清分临时结算结果,具体包括:各市场主体D日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费。

4.2.2 市场主体登录电力交易平台对日清分账单中的结算电量、电价、电费等进行核对、确认,在运行日后第10天(D+10日)17:00前通过电力交易平台反馈异议,在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.2.3 电力交易机构汇总市场主体意见,并将相关意见反馈至电网企业,电网企业核实后通过电力交易平台向市场主体反馈处理意见和结果。

4.2.4 电力交易平台对需要修改的结算结果重新清分计算,并在月度结算前重新发布D日日清分临时结算结果,市场主体应按要求登录电力交易平台核对、确认。

4.3 月结算数据准备

4.3.1 电网企业每月1日将上月的机组分时上网电量、上月的批发和零售用户计量点分时用电量、保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益分摊度电折价等数据推送至电力交易平台。电网企业每月25日将上月及历史月份有变化的机组分时上网电量、

上月及历史月份有变化的批发和零售用户计量点分时用电量等数据推送至电力交易平台。

4.3.2 电力交易平台每月4日对市场主体发布上月及历史月份有变化的分时上网（用）电量，发电企业、批发用户、售电公司需登录电力交易平台进行核对、确认。若有异议，可在每月6日前（用电侧市场主体可延长至7日前）通过电力交易平台反馈，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.3.3 电力交易平台将市场主体反馈的电量异议推送至电网企业，电网企业负责对异议进行核实，并于每月8日前（用户侧市场主体电量问题可延长至10日前）通过电力交易平台对市场主体反馈处理意见和结果。

4.4 月结算

4.4.1 为满足电费结算时限要求，电力交易机构依据电网企业推送的上月及历史月份分时用电量等数据，开展用电侧上月月度结算工作，于每月4日将月结算结果推送至电网企业。

4.4.2 电网企业依据电力交易机构推送的月结算结果，向电力用户出具电费账单并收费。

4.4.3 用电侧市场主体在月结算结果发布后，对结算数据进行核对、确认，在每月8日前通过电力交易平台反馈异议，在规定时间内未确认或无反馈的视为无异议。

4.4.4 电力交易平台汇总用电侧市场主体意见，并将相关意

见反馈至电网企业，电网企业于每月10日前核实后通过电力交易平台向用电侧市场主体反馈处理意见和结果。

4.4.5 电力交易平台每月前10个工作日内对用电侧市场主体发布正式月度结算单，用电侧市场主体需按要求登录电力交易平台查看。

4.4.6 电力交易平台按照电网企业核实修正后的上网电量等数据，开展发电侧上月月度结算工作，于每月前8个工作日内向发电侧市场主体发布上月月预结算单，发电侧市场主体登录电力交易平台核对、确认，并于每月前9个工作日内通过电力交易平台反馈异议，在规定时间内未确认或无反馈的视同确认无异议。

4.4.7 电力交易平台每月前10个工作日内发布正式月度结算单，发电侧市场主体需按要求登录电力交易平台查看。

5 批发电能量市场结算

5.1 燃煤发电机组

燃煤发电机组电能电费包括省间合约电能电费 $R_{\text{省间合约}}$ 、省内中长期合约电能电费 $R_{\text{省内合约}}$ 、省内实时电能电费 $R_{\text{省内实时}}$ 和月度调平电费 $R_{\text{调平}}$ 。在满足省间市场24个时段结算数据的条件后，取消省间月度调平电费结算科目。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平}}$$

5.1.1 省间结算电费（ $R_{\text{省间合约}}$ ）

根据机组t时段的省间各类（包括中长期、现货、应急等交易）

合约电量或交易出清电量与对应的合约电价或交易出清电价计算省间合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum(Q_{\text{省间合约}, t} \times P_{\text{省间合约}, t})$$

其中： $R_{\text{省间合约}}$ 为机组省间合约电费；

$Q_{\text{省间合约}, t}$ 为机组该日t时段的省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}, t}$ 为机组该日t时段的省间合约电价。

5.1.2 省内合约结算电费（ $R_{\text{省内合约}}$ ）

根据机组每日t时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum(Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

其中： $R_{\text{省内合约}}$ 为机组省内中长期合约电费；

$Q_{\text{省内合约}, t}$ 为机组每日t时段的省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内合约}, t}$ 为机组每日t时段的省内中长期合约电价。

5.1.3 省内实时市场结算（ $R_{\text{省内实时}}$ ）

根据机组每日t时段省内实时市场结算电量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum((Q_{\text{实际上网}, t} - Q_{\text{省内合约}, t} - Q_{\text{省间合约}, t}) \times P_{\text{省内实时}, t}) + R_{\text{调整偏差费用}}$$

$$R_{\text{调整偏差费用}} = \sum Q_{\text{调整偏差}, t} \times (P_{\text{变动成本}} - P_{\text{省内实时}, t}) (1 - K_{\text{当月综合厂用电率}})$$

其中： $R_{\text{省内实时}}$ 为在省内实时市场的结算电费；

$Q_{\text{实际上网}, t}$ 为机组在每日t时段的上网电量；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为机组在每日t时段的实时节点电价；

$R_{\text{调整偏差费用}}$ 为因电网调度部门出于保电网安全等原因调整机组出力产生的调整偏差费用；

$Q_{\text{调整偏差}, t}$ 为该机组调整偏差电量，即机端发电量与机端出清电量之差，由电网调度部门提供。

$P_{\text{变动成本}}$ 为价格主管部门确定的机组变动成本，变动成本=平均供电煤耗×燃煤到厂均价。平均供电煤耗暂取382克/kWh（按热值5500大卡电煤测算）；燃煤到厂均价=燃煤采购价格+运输成本及其他，燃煤采购价格每月更新一次，按上月最后一次公布的中国电煤采购价格指数（CECI沿海指数5500大卡综合价）确定，运输成本及其他费用暂按200元/吨计。

5.1.4 月度调平电费（ $R_{\text{调平}}$ ）

月度调平电费包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。

省间月度调平电费为机组省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省间调平}} = Q_{\text{省间偏差}, t} \times (P_{\text{省间合约}, t} - P_{\text{月度实时平均}, t})$$

其中：

$Q_{\text{省间偏差}, t}$ 为机组各时点省间合约实际执行电量与各时点省间合约电量之差。

$P_{\text{月度实时平均}, t}$ 为燃煤省内实时市场各时点加权均价。

省内月度调平电费为机组月度各时点实际上网电量与各时

点日累计上网电量之间偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内调平}} = (Q_{\text{月度上网}, t} - \sum Q_{\text{日上网}, t}) \times P_{\text{月度实时平均}, t}$$

其中：

$Q_{\text{月度上网}, t}$ 为机组t时点月度实际上网电量。

$\sum Q_{\text{日上网}, t}$ 为机组t时点日累计上网电量。

$P_{\text{月度实时平均}, t}$ 为机组省内实时市场月度加权均价。

5.2 新能源场站

新能源场站电能电费 $R_{\text{电能}}$ 包括保障性收购电量电费 $R_{\text{保障}}$ 、市场化交易电量电费 $R_{\text{市场交易}}$ 和月度调平电费 $R_{\text{调平}}$ 。

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{保障}} + R_{\text{市场交易}} + R_{\text{调平}}$$

5.2.1 保障性收购电量电费（ $R_{\text{保障}}$ ）

新能源场站每日t时段保障性收购电量按政府批复上网电价结算，具体计算公式如下：

$$R_{\text{保障}} = \sum Q_{\text{上网}, t} \times K_1 \times P_{\text{政府定价}}$$

其中： $R_{\text{保障}}$ 为新能源场站保障性电量电费；

$Q_{\text{上网}, t}$ 为机组在 t 时段的上网电量；

$P_{\text{政府定价}}$ 为新能源场站的政府批复上网电价。

K_1 为保障性收购电量比例。 K_1 基准值为0%，对日前功率预测准确率达标（风电85%、光伏90%，以月度为周期统计）、已完成AGC调度闭环测试的新能源场站（不含未转入商业运行），

其次月保障性收购电量比例在基准值上分别增加5%。

5.2.2 市场化交易电量电费 ($R_{\text{市场交易}}$)

新能源场站市场化交易电能量结算电费 $R_{\text{市场交易}}$ 包括省间合约电量电费 $R_{\text{省间合约}}$ 、省内合约电量电费 $R_{\text{省内合约}}$ 及实时市场电量电费 $R_{\text{省内实时}}$ 。

$$R_{\text{市场交易}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}}$$

其中：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum(Q_{\text{省间合约}, t} \times P_{\text{省间合约}, t})$$

$$R_{\text{省内合约}} = \sum(Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

$$R_{\text{省内实时}} = \sum[(1-K_1) \times Q_{\text{上网}, t} - Q_{\text{省间合约}, t} - Q_{\text{省内合约}, t}] \times P_{\text{省内实时}, t}$$

$Q_{\text{省间合约}, t}$ 为新能源场站t时段省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}, t}$ 为新能源场站t时段省间合约电价；

$Q_{\text{省内合约}, t}$ 为新能源场站t时段省内中长期合约（包括常规交易和绿电交易，下同）电量；

$P_{\text{省内合约}, t}$ 为新能源场站t时段省内中长期合约电价；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为新能源场站在t时段实时节点电价。

5.2.3 月度调平电费 ($R_{\text{调平}}$)

新能源场站调平电费为月度实际上网电量与累计日上网电量之间的偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内调平}} = (Q_{\text{月度上网}, t} - \sum Q_{\text{日上网}, t}) \times P_{\text{月度实时平均}}$$

其中： $Q_{\text{月度上网}, t}$ 为新能源场站t时点月度实际上网电量；

$\Sigma Q_{\text{日上网}, t}$ 为新能源场站t时点日累计上网电量；

$P_{\text{月度实时平均}, t}$ 为新能源场站省内实时市场月度加权均价。

5.3 市场化用户

批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）在批发电能量市场的电能电费目前包括省内中长期合约电能电费 $C_{\text{省内合约}}$ 和实时市场电能电费 $C_{\text{省内实时}}$ 。

$$C_{\text{电能, 批发}} = C_{\text{省内合约}} + C_{\text{省内实时}} + C_{\text{调平}}$$

5.3.1 省内中长期合约结算（ $C_{\text{合约}}$ ）

根据批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）t时段的合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

$$C_{\text{合约}} = \Sigma(Q_{\text{合约}, t} \times P_{\text{合约}, t})$$

其中： $Q_{\text{合约}, t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）t时段的中长期合约电量；

$P_{\text{合约}, t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）t时段的合约电价。

5.3.2 省内实时市场结算（ $C_{\text{实时}}$ ）

根据批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）代理的零售用户分时用电量与相应时段的合约电量之间的差值，以及实时加权平均综合电价计算实时市场电费。具体计

算公式如下：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{结算},t} - Q_{\text{合约},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中： $Q_{\text{结算},t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）代理的零售用户t时段结算电量；

$Q_{\text{合约},t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）代理的零售用户t时段的省内中长期合约电量；

对批发用户、售电公司、负荷聚集商， $P_{\text{实时},t}$ 为t时段市场实时加权平均综合电价；对虚拟电厂（负荷类） $P_{\text{实时},t}$ 为t时段市场实时节点电价。

5.3.3 月度调平电费（ $R_{\text{调平}}$ ）

批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）省内月度调平电费为其代理的零售用户月度实际用电量与累计日上网电量之间偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内调平}} = (Q_{\text{月度结算},t} - \sum Q_{\text{日结算},t}) \times P_{\text{月度实时平均},t}$$

其中： $Q_{\text{月度上网},t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）t时点月度实际用电量；

$\sum Q_{\text{日上网},t}$ 为批发用户、售电公司、负荷聚集商、虚拟电厂（负荷类）累计t时点日用电量；

$P_{\text{月度实时平均},t}$ 为燃煤机组省内实时市场月度加权均价。

5.4 电网代购电

电网代购电偏差损益电费计算公式如下：

$$R_{\text{代购电偏差}, t} = Q_{\text{代购电偏差}, t} \times (P_{\text{实时综合}, t} - P_{\text{代理交易合同}})$$

当 $Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t} > 0$

$$Q_{\text{代购电偏差}, t} = Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t}$$

当 $Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t} < 0$

$$Q_{\text{代购电偏差}, t} = -Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t}$$

其中：

$Q_{\text{代购交易合同}, t}$ 为t时段燃煤机组参与电网代购电交易形成的合同电量；

$Q_{\text{新型储能充电}, t}$ 为t时段参与现货市场的新型储能充电电量；

$Q_{\text{新型储能放电}, t}$ 为t时段参与现货市场的新型储能放电电量；

$Q_{\text{用户实时偏差}, t}$ 为t时段参与直接交易用户实际用电量与合同电量的差值；

$P_{\text{代理交易合同}, t}$ 为t时段燃煤机组参与电网代购电交易形成的合同电价；

$P_{\text{实时综合}, t}$ 为t时段实时市场用电侧加权平均电价。

5.5 新型储能

参与现货市场的新型储能，其上、下网电量均按照其所在节点的实时市场价格结算，下网电量取负值，具体计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{省内实时}, t} \times P_{\text{省内实时}, t})$$

其中： $R_{\text{省内实时}}$ 为新型储能在省内实时市场的结算电费；

$Q_{\text{省内实时}, t}$ 为新型储能在t时段的实际上（下）网电量；

$P_{\text{省内实时}, t}$ 为新型储能在t时段的实时节点电价。

6 零售电能量市场结算

根据售电公司与零售用户签订的交易合同，计算零售用户结算电能电费。

$$R_{\text{零售用户结算电费}, t} = Q_{\text{绿电交易}, t} \times P_{\text{绿电交易}, t} + Q_{\text{零售套餐}, t} \times P_{\text{零售套餐}, t} + Q_{\text{零售偏差}, t} \times P_{\text{零售偏差}, t}$$

其中： $Q_{\text{绿电交易}, t}$ 为t时点零售用户绿电交易电量；

$P_{\text{绿电交易}, t}$ 为t时点绿电交易形成的合同电价；

$Q_{\text{零售套餐}, t}$ 为t时点零售用户常规零售套餐合同电量；

$P_{\text{零售套餐}, t}$ 为t时点零售套餐电价，计算时不包含绿电交易电量。

$Q_{\text{零售偏差}, t}$ 为t时点零售用户偏差电量；

$P_{\text{零售偏差}, t}$ 为t时点零售用户偏差电价，即零售套餐电价计算时包含绿电交易电量。

7 市场运营费用结算

7.1 直接交易不平衡资金

$$R_{\text{直接交易不平衡}, t} = Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} \times (P_{\text{实时综合}, t} - P_{\text{燃煤偏差}, t})$$

其中： $R_{\text{直接交易不平衡}, t}$ 为t时段直接交易用户（含批发用户、售电公司等）偏差电量现货结算价格与燃煤机组偏差电量现货结算价格不一致产生的不平衡资金；

$Q_{\text{燃煤实时偏差}, t}$ 为t时段燃煤机组偏差电量；

$P_{\text{实时综合}, t}$ 为t时段实时市场用电侧加权平均电价；

$P_{\text{燃煤偏差}, t}$ 为t时段实时市场燃煤偏差电量加权平均电价；

直接交易不平衡资金按照燃煤机组当月合同电量占比分摊（分享）。

7.2 非市场电源进入直接交易市场不平衡资金

$$R_{\text{非市场电源不平衡}, t} = Q_{\text{非市场电源}, t} \times (P_{\text{实时综合}, t} - P_{\text{代理交易合同}, t})$$

当 $Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t} > 0$

$$Q_{\text{非市场电源}, t} = 0$$

当 $Q_{\text{代购交易合同}, t} + Q_{\text{新型储能放电}, t} + Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{用户实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能充电}, t} < 0$

$$Q_{\text{非市场电源}, t} = Q_{\text{用户实时偏差}, t} + Q_{\text{新型储能充电}, t} - Q_{\text{燃煤实时偏差}, t} - Q_{\text{新型储能放电}, t} - Q_{\text{代购交易合同}, t}$$

其中： $R_{\text{非市场电源不平衡}, t}$ 为t时段非市场化电源进入直接交易市场的电量结算价格与对应燃煤机组、新能源场站偏差电量现货结算价格不一致产生的不平衡资金；

$Q_{\text{非市场电源}, t}$ 为t时段非市场化电源进入直接交易市场的电量；

非市场电源进入直接交易市场产生的不平衡资金按照燃煤机组、新能源场站当月各时点累计实时负偏差电量占比分摊。实时负偏差电量，即实际上网电量与省内和省间合约电量的差值。

7.3 特殊时期偏差电费处理

在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用，发用电两侧计量差错导致的追退补电费的偏差费用，纳入市场运营费用处理。

$$R_{\text{其他市场运营费用}} = R_{\text{特殊时段偏差费用}} + \sum(C_{\text{退补用电}} - R_{\text{退补发电}})$$

其中： $R_{\text{特殊时段偏差费用}}$ 为在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用；

$C_{\text{退补用电}}$ 、 $C_{\text{退补发电}}$ 分别为批发用户、售电公司和发电机组的追退补电费；

7.4 超额获利回收及考核机制

现货市场建设起步阶段，建立中长期交易超额获利回收机制，减小市场主体过度投机和现货价格波动风险，更好发挥中长期交易合约“压舱石”作用。

7.4.1 发电侧超额获利回收

7.4.1.1 燃煤中长期超额获利回收

当燃煤发电机组月度24个时点实际上网电量超出其中长期合约电量的 $1\pm 30\%$ ，且

$\sum(Q_{\text{实际上网电量}, t} - Q_{\text{中长期合约电量}, t}) \times (P_{\text{现货节点电价}, t} - P_{\text{中长期合约均价}, t})$ 大于0时，对其超出上下限以外的中长期合约电量启动超额获利回收。

$$R_{\text{回收}} = \sum_{\text{时点}} [(Q_{\text{实际上网电量}, t} - Q_{\text{中长期合约电量}, t} \times \text{相应上下限}) \times (P_{\text{现货节点电价}, t} - P_{\text{中长期合约均价}, t})]$$

7.4.1.2 燃煤省内合同超额获利回收

对燃煤电厂省内全月中长期合同（包括年度分月、月度、月内、日滚动交易，下同）均价与容量电价之和，超出允许浮动范围的价差予以回收。

$$R_{\text{回收}} = Q_{\text{省内合同电量}} \times (P_{\text{合同电价}} + P_{\text{容量电价}} - 1.2 \times \text{燃煤基准电价})$$

其中： $R_{\text{回收}}$ 为燃煤电厂省内全月中长期合同电价与容量电价之和超出允许浮动范围的价差资金；

$Q_{\text{省内合同电量}}$ 为燃煤电厂省内全月中长期合同电量；

$P_{\text{合同电价}}$ 为燃煤电厂省内全月中长期合同均价；

$P_{\text{容量电价}}$ 为燃煤电厂度电容量电价。

7.4.1.3 燃煤同质性检测超额获利回收

煤电机组当月前两次未通过同质性测试的，其当日中长期及现货综合均价超过变动成本以外部分全额回收；第三次起未通过同质性测试的机组，其当日中长期及现货综合均价超过变动成本 0.8 倍以外部分全额回收。

7.4.1.4 新能源超额获利回收

现货运行期间，当新能源场站月度 24 个时点实际上网电量按相应系数折算电量后超出其中长期合约电量的 $1\pm 20\%$ ，且 $\sum_{\text{时点}} (Q_{\text{实际上网电量},t} \times K_2 - Q_{\text{中长期合约电量},t}) \times (P_{\text{现货节点电价},t} - P_{\text{中长期合约算术均价},t})$ 大于 0 时，对其超出部分中长期合约电量启动超额获利回收。风电、光伏上网电量折算系数 K_2 分别取 20%、60%。

$$R_{\text{回收}} = \sum_{\text{时点}} [(Q_{\text{实际上网电量},t} \times K_2 - Q_{\text{中长期合约电量},t} \times \text{相应上下限}) \times (P_{\text{节点现货算术均价},t} - P_{\text{中长期合约算术均价},t})]$$

燃煤中长期超额获利回收、同质性检测超额获利回收与新能源超额获利回收费用优先用于冲抵直接交易不平衡资金，后冲抵非市场电源进入直接交易市场不平衡资金，剩余部分由全体工商

业用户按当月实际用电量分享。燃煤省内合同超额获利回收由全体工商业用户按当月实际用电量分享。

7.4.2 用户侧超额获利回收与合同偏差考核机制

7.4.2.1 超额获利回收

现货运行期间，批发用户（售电公司、负荷聚集商）中长期超额获利回收按月计算。其当月24时点实际用电量超出中长期合同电量 $1\pm 5\%$ ，且大于0时，对其超出部分中长期合同电量启动超额获利回收。回收费用由燃煤发电企业按当月上网电量占比分享。

$$R_{\text{月度回收}} = \sum_{\text{时段}} (Q_{\text{实际用电量}, t} - Q_{\text{中长期合约电量}, t} \times \text{相应上下限}) \times (P_{\text{中长期合约均价}, t} - P_{\text{现货综合均价}, t})$$

7.4.2.2 中长期合同偏差考核

现货运行期间，批发用户（售电公司、负荷聚集商）月度24时点合同电量与实际用电量允许偏差范围 $\pm 5\%$ ，超出 $\pm 5\%$ 以外电量按 $0.5 | P_{\text{售电公司该时段中长期均价}} - P_{\text{该时段全省现货均价}} |$ 考核。合同偏差考核仅在启动超额获利回收时进行。考核费用按各批发用户、售电公司当月市场交易电量占比（含年度分解到月部分）分享。

7.4.3 虚拟电厂（负荷类）超额获利回收与合同偏差考核

虚拟电厂（负荷类）超额获利回收与合同偏差考核计算公式参照售电公司执行。为鼓励虚拟电厂参与调节，建立虚拟电厂（负荷类）中长期超额获利回收、合同偏差考核允许范围与用电计划执行偏差率挂钩机制。当虚拟电厂全月各小时执行偏差率平均值

在5%以内时，其中长期超额获利回收与合同偏差考核的允许范围放宽至售电公司标准的1.2倍执行；执行偏差率平均值在10%以内时，允许范围放宽至售电公司标准的1.1倍执行；当全月小时执行偏差率平均值超出10%时，允许范围与售电公司标准相同；当全月小时执行偏差率平均值超出20%时，允许范围收紧至售电公司标准的0.8倍执行；

虚拟电厂（负荷类）实时市场出清曲线与实际用电曲线的小时执行偏差率按如下公式计算：

$$\lambda_t = \frac{\left| \sum_{\tau}^4 P_{\text{计划}, t, \tau} - \sum_{\tau}^4 P_{\text{实际}, t, \tau} \right|}{\left| \sum_{\tau}^4 P_{\text{计划}, t, \tau} \right|}$$

当 $\sum_{\tau}^4 P_{\text{计划}, t, \tau} = 0$ 时，分母取 P_m

其中， t 为所计算的小时； $P_{\text{计划}, t, \tau}$ 为 t 小时内第 τ 个15分钟的计划功率， $P_{\text{实际}, t, \tau}$ 为 t 小时内第 τ 个15分钟的实际功率。 P_m 为荷型虚拟电厂报装容量的 K 倍， K 暂定为0.1。

7.4.4 实时发电计划执行偏差考核

7.4.4.1 燃煤机组（新能源场站）执行偏差考核

燃煤机组（新能源场站）实际发电电量与实时现货市场出清偏差超出允许范围时，对超出允许偏差范围外的电量按当月同类型电源的电能量结算均价进行考核。考核费用按当月参与现货市场的燃煤机组、新能源场站实际上网电量占比分享。

$$R_{\text{偏差},t} = \left[Q_{\text{实际出力},t} - Q_{\text{实时市场出清},t} \right] - \max(Q_{\text{实时市场出清},t} * \alpha, 2MW) * P_{\text{当月结算均价}}$$

其中， $Q_{\text{实际出力},t}$ 为 t 时段燃煤机组（新能源场站）的实际发电量；

$Q_{\text{实时市场出清},t}$ 为 t 时段燃煤机组（新能源场站）现货市场实时出清的计划发电电量；

α 为燃煤机组（新能源场站）实际发电允许偏差范围系数，煤电机组实际发电允许偏差为 $\max(P_{\text{实时市场出清},t} * 2\%, 2MW)$ ，即 α 取 2%；新能源场站实际发电允许正偏差（实际发电功率大于实时发电计划时为正偏差，反之为负偏差）为 $\max(P_{\text{实时市场出清},t} * 2\%, 2MW)$ ，即 α 取 2%，允许负偏差为 $\max(P_{\text{实时市场出清},t} * 5\%, 2MW)$ ，即 α 取 5%。

$P_{\text{当月结算均价}}$ 为考核机组所属同类型电源当月电能量综合结算均价。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段免除实时发电计划执行偏差考核：

- (1) 机组发生非计划停运导致发电计划执行偏差时；
- (2) 煤电机组开停机过程中出力不足机组最小出力时；
- (3) 机组参与调频辅助服务市场并调用时；
- (4) 因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳需要，机组按照调度指令紧急调整出力产生的偏差；

(5)华中区域“两个细则”已对实时发电执行偏差进行了考核，本规则不再重复考核。

7.4.4.2 新型储能执行偏差考核

新型储能实际充放电电量与实时现货市场出清的偏差超出允许偏差范围时，对超出允许偏差范围外的电量按该储能场站当月充放电价差均值进行考核，考核费用按当月参与现货市场的新型储能场站上网电量占比分享。实际充放电允许偏差范围取 $\pm 2\%$ ，充放电计划执行偏差考核公式如下：

$$R_{\text{偏差},t} = \left[\left| Q_{\text{实际充(放)电量},t} - Q_{\text{实时市场出清},t} \right| - Q_{\text{实时市场出清},t} * 2\% \right] * P_{\text{当月充放电价差均值}}$$

其中， $Q_{\text{实际充(放)电量},t}$ 为t时段新型储能场站的实际充(放)电量；

$Q_{\text{实时市场出清},t}$ 为t时段新型储能场站现货市场实时出清的计划充(放)电量；

$P_{\text{当月充放电价差均值}}$ 为该储能场站当月充放电价差均值。

7.5 其他市场运营费用

新能源参与现货后综合结算电价较原政府批复价格形成的价差空间，由全体工商业用户分摊（分享）。

若运行过程中市场运营费用出现极端情况，由省能源局启动应急机制确定市场运营费用处理方式。

8 省间交易责任偏差费用

8.1 省间交易责任偏差按照交易双方在合同中自行约定的

结算方式日清月结。北京电力交易中心负责电网企业、发电企业、售电公司、电力用户直接通过联络线外购、外送电量的偏差结算，具体详见《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》（京电交市〔2021〕50号）。

8.2 责任偏差结算电费由省内市场主体按照“谁受益、谁担责”原则进行分摊。

8.3 外送交易产生的责任偏差结算电费，由对应外送交易合同的省内相关发电企业按照合同电量比例分摊。

8.4 外购交易产生的责任偏差结算电费，由对应外购交易合同的省内相关售电公司、电力用户按照合同电量比例分摊。

8.5 电网公司外购交易产生的责任偏差结算电费，按照外购交易电量的供应对象确定分摊方案。外购电量作为保障居民、农业用电来源的，相应的责任偏差结算电费计入保障居民、农业用电新增损益由全体工商业用户分摊。外购电量作为电网代理购电来源的，相应的责任偏差结算电费计入代理购电偏差费用由代购用户分摊。

9 综合结算

9.1 发电机组月度结算

发电机组的月度总电费包括电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 、辅助服务费用 $R_{\text{辅助服务, 发电}}$ 、省间交易责任偏差费用 $R_{\text{省间责任, 发电}}$ 。

$$R_{\text{月度电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{辅助服务, 发电}} - R_{\text{省间责任, 发电}}$$

$$R_{\text{辅助服务, 发电}} = R_{\text{调频补偿, 发电}} - R_{\text{辅助考核, 发电}} - R_{\text{辅助分摊, 发电}} + R_{\text{辅助返还, 发电}}$$

其中： $R_{\text{省间责任, 发电}}$ 为发电机组分摊的省间交易责任偏差费用。

9.2 用户月度结算

电力用户参与现货市场后，其到户电费包含上网电价电费 $C_{\text{上网}}$ 、上网环节线损费用 $C_{\text{线损}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配}}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行}}$ （包括辅助服务费用 $C_{\text{辅助服务}}$ 、抽水蓄能容量电费 $C_{\text{抽蓄容量}}$ 等）、政府性基金及附加 $C_{\text{政府基金}}$ 。

$$C_{\text{月度到户电}} = C_{\text{上网}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{政府基金}}$$

$$C_{\text{上网}} = C_{\text{交易}} + C_{\text{系统运营}} + C_{\text{居农损益分摊}}$$

$$C_{\text{系统运行}} = C_{\text{辅助服务}} + C_{\text{抽蓄容量}}$$

其中： $C_{\text{上网}}$ 为用户在电力市场按交易结算规则形成的相关费用，包括电力交易电费 $C_{\text{交易}}$ 、市场运营费用 $C_{\text{系统运营}}$ 、保障居民农业价格稳定产生的新增损益分摊 $C_{\text{居农损益分摊}}$ 。

输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等按照国家和我省有关规定执行。

9.3 售电公司月度结算

售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场中应支付的电能量电费和省间交易责任偏差费用，作为其当月在电力市场中的收益。

$$C_{\text{售电收益}} = \sum C_{\text{电能, 零售}} - C_{\text{电能, 批发}} - C_{\text{省间责任, 售电}}$$

其中： $C_{\text{电能, 零售}}$ 为零售用户电能量电费总额；

$C_{\text{省间责任, 售电}}$ 为售电公司按规则分摊的省间交易责任偏差费用;

10 追退补管理

10.1 政策原因追退补管理

因政府有关部门新政策出台、电价政策调整、交易结算规则变化、调度出清结果变更等政策变化或不可抗力引起的差错等原因需要进行电费追退补调整的,由电力交易机构开展清算, 电网企业进行电费追退补。

10.2 计量原因追退补管理

在月结算正式结算结果发布后发现市场主体电量差错的, 随后续月度结算进行追退补。在月度追退补时, 按照以下原则进行处理:

10.2.1 原则上, 对发电侧电量追退补后, 不对差错月调试电价、调平电价、用电侧加权平均电价进行调整。

10.2.2 发电侧或用电侧当月出现的电量差错累计值超出市场总电量0.05%时, 重新对相关市场运营费用进行计算, 并将差额费用在追退补月分配。

10.2.3 若某一市场主体当月出现的电量差错累计值小于该月其自身电量累计值5%的, 电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算, 其市场运营费用不做调整。除上述情况外, 若差错电量可追溯至时段时, 按相应时段实时节点电价(实

时加权平均综合电价)进行电能电费及其市场运营费用的追退补;若差错电量不能追溯至时段时,电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算,并对其自身市场运营费用开展追退补。发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后,其余缺纳入追退补月相应类别的市场运营费用进行分摊。

10.3 用电变更追退补管理

市场主体用电类别、电压等级、用电容量等用电信息发生变更,导致电费需要调整的,由电网企业依据有关规定进行电费追退补。

10.4 其他原因追退补管理

10.4.1 因市场主体窃电、违约用电等主观原因造成电量差错的,相关追退补电量不纳入市场结算范畴,追退补调整由电网企业按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

10.4.2 未尽事宜,需提请相关政府管理部门,按政府管理部门决策意见执行。

11 收付款管理

11.1 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程,由电网企业按月支付。

11.2 批发用户、零售用户结算电费,按照电网企业相关收费规定执行,纳入电网企业售电管理流程,由电网企业收取。

11.3 各市场主体应根据有关法规、政策文件、合约等,在

约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的市场主体，由电网企业负责催缴，或提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给电力交易机构，电力交易机构将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

11.4 对因履约保函无法覆盖次月批零倒挂电费且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

12 附则

本细则由湖北省能源局制定并负责解释，自2025年1月1日起施行。湖北省原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附件 3

湖北省电力现货市场风险防控实施细则
(V1.0)
(征求意见稿)

2024 年 11 月

目 录

1 总则	1
1.1 总述	1
1.2 适用范围	1
1.3 引用文件	1
1.4 总体原则	2
1.5 职责分工	2
1.5.1 市场运营机构职责	2
1.5.2 电网企业职责	3
1.5.3 市场主体职责	3
2 市场风险分类与定义	4
2.1 电力供需风险	4
2.2 市场价格异常风险	5
2.3 电力系统安全运行风险	5
2.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险	6
2.5 其他风险	6
3 市场风险识别与评估	7
4 市场风险干预	7
4.1 电力供需风险干预	7
4.1.1 电力平衡负备用不足风险干预	7
4.1.2 电力平衡正备用不足风险干预	8
4.2 市场价格异常风险管控	8

4.2.1	煤电机组报价同质性测试	8
4.2.2	日前现货电价与供需比挂钩机制	9
4.2.3	报价行为测试	11
4.2.4	二级价格限值机制	11
4.3	电力系统安全运行风险干预	12
4.3.1	电网频率或电压越限风险干预	12
4.3.2	电网断面潮流越限风险干预	12
4.3.3	省间联络线功率偏差越限风险干预	12
4.3.4	影响人身、电网、设备安全风险干预	13
4.3.5	其他影响电网安全运行风险干预	13
4.4	电力市场技术支持系统与网络安全风险干预	13
4.5	其他市场风险干预	14
4.5.1	保供电时期	14
4.5.2	特殊管控要求	14
4.6	市场风险防控流程	15
5	市场熔断机制	16
5.1	市场熔断启动条件	16
5.2	市场熔断后的处理措施及恢复	16
6	市场中止和恢复机制	17
6.1	市场中止启动条件	18
6.2	市场中止后的处理措施	18
6.3	市场中止流程	19

6.4 市场恢复	20
7 附则	20

1 总则

1.1 总述

为建立健全电力现货市场风险防控体系，有效防范和及时处置电力现货市场运行风险，保障市场平稳运行，根据国家相关政策文件要求，结合湖北省实际，制定本细则。

1.2 适用范围

本细则适用于湖北电力现货市场的风险识别、评估和处置管理。

1.3 引用文件

《中华人民共和国电力法》（2018 修正版）

《电网调度管理条例》（国务院令 第 588 号）

《电力监管条例》（国务院令 第 432 号）

《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 第 599 号）

《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）

《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）

《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）

《湖北省电力现货市场总体设计方案》（鄂能源调度〔2022〕3 号）

《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令第 18 号）

《电力现货市场基本规则（试行）》

《电力市场运行基本规则》

《电力系统安全稳定导则（GB 38755-2019）》

《电网运行准则（GB/T 31464-2015）》

《湖北电网调度控制管理规程》

1.4 总体原则

市场运营机构在政府主管部门的指导下，履行市场风险防控职责，电力市场成员应共同遵守并按照本细则要求，定期有针对性地梳理可能存在的风险来源及风险点，有序开展风险的识别、评估、处置等工作。

1.5 职责分工

1.5.1 市场运营机构职责

市场运营机构（包括电力调度机构和电力交易机构）按照“谁运营，谁负责”的原则，承担电力市场风险防范的主体责任，建立、落实风险防范相关工作体系，编制市场风险防范预案和管理制度，依规处理市场风险。

电力调度机构主要职责：

（1）负责湖北电力现货市场出清、执行和市场力相关风险的识别、评估与处置；

（2）负责现货市场技术支持系统的维护及其相关风险防范与处置；

(3) 依规对湖北电力现货市场实施干预、熔断和恢复;

(4) 依据政府主管部门决定,对湖北电力现货市场实施中止和恢复。

电力交易机构主要职责:

(1) 负责湖北电力现货市场申报、结算相关风险的识别、评估与处置;

(2) 负责湖北电力中长期交易发电侧、用户侧套利、亏损风险的动态监测;

(3) 负责电力交易平台的维护及其相关风险防范与处置。

1.5.2 电网企业职责

电网企业主要职责:

(1) 落实风险防控措施,协助开展湖北电力现货交易危害行为的管制查处;

(2) 配合市场运营机构开展湖北电力现货市场风险识别、评估与处置;

(3) 负责电网代理购电参与现货交易有关风险的识别、评估与处置。

1.5.3 市场主体职责

市场主体应当做好自身市场风险防范工作,严格遵守电力市场风险防控有关工作制度,配合参与市场风险防范并遵照预案处置有关风险。市场主体主要职责:

(1) 负责落实风险防控措施,协助开展湖北电力现货

交易危害行为的管制查处；

(2) 配合市场运营机构开展湖北电力现货市场风险识别、评估与处置；

(3) 自觉遵守湖北电力现货市场交易秩序，依规开展湖北电力现货交易申报与执行；

(4) 负责建立完善电力现货市场经营风险内控组织架构与风控制度。

2 市场风险分类与定义

电力市场风险包括电力供需风险、市场价格异常风险、电力系统安全运行风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险，以及其他市场风险等。

2.1 电力供需风险

电力供需风险指因新能源预测、联络线计划、负荷预测等与实际偏差较大，或电力系统设备故障，造成系统运行备用容量无法满足要求，影响系统电力供需平衡的风险。

(1) 电力平衡负备用不足风险

因新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种突发运行事故等原因，造成某个时段电力供大于求，系统负备用容量无法满足系统安全运行要求。

(2) 电力平衡正备用不足风险

因新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种实际运行事故等原因，造成某个时段电力供应不足，系统正备用容量无法满足系统安全运行要求。

2.2 市场价格异常风险

市场价格异常风险指因燃料价格变化、电力供需波动、市场主体异常动用市场力等情况造成部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

2.3 电力系统安全运行风险

电力系统安全运行风险指因电力系统在运行中出现电网设备负载率、断面潮流、频率、电压超过稳定规定限额、省间联络线功率偏差超过正常允许范围，或者气象水情变化、继电保护、安全自动装置故障、电力系统故障、电力设备缺陷等可能对人身、电网、设备安全造成影响，或者其他电力调度机构认为影响电网安全运行的风险。

(1) 电网频率或电压越限风险

电网频率或电压超过稳定规定正常允许范围，影响电网安全稳定运行。

(2) 电网断面潮流越限风险

电网断面或设备负载率裕度不足，可能影响电网安全稳定运行。

(3) 省间联络线功率偏差越限风险

由于新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种实时运行事故等原因，省间联络线功率偏差超出上级调度批复的正常允许范围。

(4) 影响人身、电网、设备安全风险

出现气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、电网、设备电力安全事故事件的风险。

(5) 其他影响电网安全运行风险

除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的风险。

2.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险

电力市场技术支持系统风险指因现货技术支持系统的出清、执行，电力交易平台的申报、结算等自身功能异常或不可用，或数据交互过程中出现申报信息交互受阻、出清结果披露受阻、数据调用出错或提取失败等异常情况，影响市场正常运行的风险。

网络安全风险指因电力市场技术支持系统或电力交易平台因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

2.5 其他风险

其他风险包括：

- (1) 市场运营机构认为需要防范的其他风险；
- (2) 政府主管部门提出的需要加强防范的有关风险。

3 市场风险识别与评估

电力市场风险识别是指动态发现和甄别各类市场风险的过程。市场运营机构充分利用市场监测掌握的数据信息，及时发现和研判电力市场潜在风险来源及风险点。

电力市场风险评估是指在风险识别的基础上，对风险进行确认、分类的过程。市场运营机构对风险发生可能性、引发后果严重性进行评估和预测，为后续的处置工作提供支持。

其中，电力调度机构主要负责电力供需风险、市场出清价格异常风险、电力系统安全运行风险、现货技术支持系统及其网络安全风险的识别和评估工作；电力交易机构主要负责市场结算价格异常风险、电力交易平台及其网络安全风险的识别和评估工作。

4 市场风险干预

市场风险干预是指市场风险发生时，市场运营机构根据市场规则采取必要措施干预电力市场，确保电网安全和市场平稳运行，并按要求披露市场风险干预情况。

4.1 电力供需风险干预

4.1.1 电力平衡备用不足风险干预

在实时现货市场组织环节，当预测部分时段存在电力供大于求影响电网安全运行时，优先调整非市场机组计划出力或临时调整市场机组计划出力（含临时调停市场机组），保障电力系统安全运行。

4.1.2 电力平衡正备用不足风险干预

日前或实时出清结果电力供小于求时，优先调整非市场机组出力或临时调整市场机组计划出力（含临时调开市场机组），然后采取省间现货应急调度，最后启动需求侧响应市场，直至满足电力平衡和系统备用要求。若最终仍不能满足市场需求，则按本规则第 5 和第 6 章节的相关规定启动市场熔断或市场中止程序。

4.2 市场价格异常风险管控

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，加强现货市场日前、实时价格异常风险管控，市场运营机构按程序公告后，可采取下述措施中的一项或多项。

4.2.1 煤电机组报价同质性测试

对省内所有煤电机组报价进行同质性测试，当机组申报价格相似度超过基准阈值 C（暂取为 99%，后续可视情调整），由市场运营机构将该机组的申报价格替换为变动成本报价。替换后报价曲线为 5 个报价段，每段容量均为机组申报容量的五分之一，第三个报价段的价格替换为变动成本，其余报价段的价格按相邻段价差 20 元/兆瓦时计算并依次替换。当月前两次未通过同质性测试的机组，其当日中长期及现货综合均价超过变动成本以外部分全额回收；第三次起未通过同质性测试的机组，其当日中长期及现货综合均价超过变动成本 0.8 倍以外部分全额回收。回收费用由全体工商业用户分享。

变动成本=平均供电煤耗×燃煤到厂均价。平均供电煤耗暂取 382 克/kWh（按热值 5500 大卡电煤测算）；燃煤到厂均价=燃煤采购价格+运输成本及其他，燃煤采购价格每月更新一次，按上月最后一次公布的中国电煤采购价格指数（CECI 沿海指数 5500 大卡综合价）确定，运输成本及其他费用暂按 200 元/吨计。机组同质性测试的具体方法如下：

(1) 定义机组每日申报特征向量：

$$V_{Pi} = |p_{0\%}, p_{N\%}, p_{2N\%}, \dots, p_{100\%}|$$

式中， $p_{0\%}, p_{N\%}, p_{2N\%}$ 向量各元素分别为 0%容量、N%容量、2N%容量……100%容量对应的申报价格。

(2) 求解相似度，即求和各特征点的欧式距离，并且进行标么化处理，获得 M 个特征点间距离均值，同时与市场申报价格上限进行相除，作差求出申报曲线相似度：

$$W_{\text{相似度}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^M \sqrt{(P_{Ai} - P_{Bi})^2}}{M} * \frac{1}{P_{\text{上限}}}$$

式中： P_{Ai} 和 P_{Bi} 为申报机组 A 和机组 B 在布点 i 对应的申报价格， $P_{\text{上限}}$ 为市场申报上限， $M = \frac{100}{N} + 1$ 。

4.2.2 日前现货电价与供需比挂钩机制

当日现货出清均价超出允许范围时，按程序对报价高机组实施报价替换，直至满足要求。具体如下：

一、计算 D 日市场平均供需比 r 。

$$r = \frac{1}{96} \times \sum_{t=1}^{96} \frac{\sum_{i=1}^M P_{\text{预计}, t, i} + \sum_{j=1}^N P_{\text{额定}, t, j}}{P_{\text{竞价}, t}}$$

其中， $P_{\text{预计}, t, i}$ 为参与现货市场的新能源场站 i 在 t 时刻的预计发电出力， N 为 t 时刻处于可用状态（仅扣除检修）的新能源场站数； $P_{\text{额定}, t, j}$ 为煤电机组 j 在 t 时刻的额定容量， M 为 t 时刻处于可用状态（仅扣除检修）的煤电机组台数， $P_{\text{竞价}, t}$ 为市场化机组 t 时刻竞价空间。

二、建立合理收益率与供需比挂钩机制。合理收益率 α 根据当日市场平均供需比 r 变化，具体关系如下表（可适时调整）：

市场供需比 r	合理收益率 α
$r \leq 1.2$	0.3
$1.2 < r \leq 1.5$	0.2
$1.5 < r \leq 1.8$	0.1
$1.8 < r$	0.05

三、若现货日前出清均价高于变动成本 \times （ $1 +$ 合理收益率），则触发事前监管条件，按如下步骤实施市场力风险防控：

① 计算 D 日煤电机组市场竞价空间最大值 M_{max} ，设置风险防控容量系数 0.2 ，风险防控容量 $S_0^{\text{RSC}} = M_{\text{max}} \times 0.2$

② 对 D 日开机组合内煤电机组，按照其报价的分段加权均价从高到低排序，对均价较高的风险防控容量范围内机组报价进行替换，替换办法与未通过同质性检测机组相同。

③ 基于替换后的机组报价重新进行日前出清，重新计算全省煤电机组全天的日前市场出清加权平均价格 $\overline{P^{DA}}$ 。若仍未

满足要求，则将风险防控容量系数依次增加 0.2 并重新计算，直至通过。

4.2.3 报价行为测试

计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过[80%， 120%]时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组修正后报价参与市场出清。

4.2.4 二级价格限值机制

为提高电力保供能力，防范市场运行风险，设置二级价格限值，二级价格限值触发条件分两种情况：

（1）当实时市场发电侧出清均价连续 7 天累计 20 小时触及现货市场申报价格上限时，次日起，出清价格上限执行二级限价上限值，持续时间一周。

（2）当实时市场发电侧出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格上限，次日起，出清价格上限执行二级限价上限值，持续时间三天；当实时市场发电侧出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格下限，次日起，出清价格下限执行二级限价下限值，持续时间三天。

暂定二级限价上限值为出清价格上限的 50%，二级限价下限值为出清价格上限的 10%。后期，结合市场运行情况，适时优化完善二级价格限值形成及执行方式。

4.3 电力系统安全运行风险干预

4.3.1 电网频率或电压越限风险干预

电网频率超出正常允许范围，依据相关调度规程，电力调度机构采取调整非市场机组出力及临时调整市场机组发电计划等措施，直至电网频率恢复至正常范围内。或者在上级调度的要求下，采取调整非市场机组出力及临时调整市场机组发电计划等措施，使省间联络线功率偏差超过上级调度批复的正常允许范围。

电网出现电压越限，电网自动电压控制系统（AVC）采取全部控制措施以及其他电压控制手段用尽后，仍出现局部电压超过规定的电压曲线，或者在上级调度要求下，采取调整机组运行方式，直至电网电压恢复至正常范围。

4.3.2 电网断面潮流越限风险干预

电网出现断面或设备负载率裕度不足时，或者在上级调度的要求下，采取调整机组发电计划、改变运行方式等措施，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。

4.3.3 省间联络线功率偏差越限风险干预

因新能源发电预测与负荷预测偏差以及各种实时运行事故的原因，造成省间联络线功率偏差越限，电力调度机构采取调整非市场机组出力及临时调用市场机组，直至恢复至正常允许范围。或者在上级调度的要求下采取调整非市场机组出力及临时调用市场机组，持续保持省间联络线超出正常允许范围。

4.3.4 影响人身、电网、设备安全风险干预

因气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、电网、设备电力安全事故事件时，采取调整机组发电计划，调整机组运行边界、改变运行方式或者临时安排启停机组等措施，直至对人身、电网、设备安全影响消除。

4.3.5 其他影响电网安全运行风险干预

除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的事件，采取调整机组发电计划，改变运行方式或者临时安排启停机组等措施，直至消除对电网安全影响。

4.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险干预

现货运行期间，当系统数据交互过程出现异常、系统功能异常，或网络受到攻击等导致日前或实时市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常时，由市场运营机构、市场主体共同采取以下一种或多种措施保障电力市场稳定运行：

(1) 及时排查数据交互异常原因，评估消缺时间及影响范围，尽快恢复正常交互功能；

(2) 在日前市场，若能在出清规定时间后三小时内完成市场出清与发布，则加快异常修复并完成日前市场出清与发布；若不能在规定时间内三小时内完成市场出清与发布，则由市场运营机构通过电力交易平台提前发布市场出清与发布延迟原因及预计完成时间；若预计当日无法完成日前现货

市场出清与发布，则按本规则第 5 和第 6 章节的相关规定启动市场熔断或市场中止程序，按照调度规程形成日前发电计划；

(3) 在实时市场，若未按时完成出清计算，2 小时内按照上一个最新的实时现货市场出清电力和价格执行；2 小时外、4 小时以内，按照日前现货市场对应时段出清电力和价格执行，调度加强电力实时平衡监视与调节，及时消除日前日内偏差；4 小时外或影响范围较大造成现货系统出清明显不符合电网运行要求的，则按本规则第 5 和第 6 章节的相关规定启动市场熔断或市场中止程序，按照调度规程形成日内发电调度计划。

(4) 各市场主体应协同保障技术支持系统安全、网络安全和数据交互稳定，共同保障电网运行安全，因场站自身原因的数据交互异常仍按偏差考核规则执行，其他原因的偏差考核按规范予以免除。

4.5 其他市场风险干预

4.5.1 保供电时期

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，或因上级要求对机组进行出力范围调整和限制，可采取调整机组上下限、调整电网设备、调整断面控制裕度等措施。

4.5.2 特殊管控要求

为落实上级调度机构、政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控

要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力上下限约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

4.6 市场风险防控流程

(1) 风险防控启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到风险干预启动条件后，采取相关手段对市场进行干预，确保电网、市场平稳运行。

(2) 风险防控记录

风险干预期间，市场运营机构应记录市场干预情况，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外，并向市场成员公布原始日志。

(3) 风险防控结束

市场运营机构确定市场风险已消除，市场具备恢复正常运行条件时，结束风险干预。

(4) 风险防控结算

因市场价格异常风险和电力市场技术支持系统与网络安全风险造成的市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常的风险防控时段，结算电量和电价按第 4 章的对应措施执行。

因市场供需风险、电力系统安全运行风险和其他市场风险开展时段造成的结算偏差费用，按结算细则中的调整偏差费用进行处理。

5 市场熔断机制

5.1 市场熔断启动条件

若出现以下情况，触发实时现货市场熔断机制，熔断时长不超过5天。

(1) 突发电力供不应求，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态；

(2) 电力系统安全运行受影响，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态；

(3) 电力市场技术支持系统因自身功能或网络安全原因发生异常或不可用，影响实时现货系统正常运行，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态；

(4) 网络安全风险导致现货系统出清明显不符合电网运行要求，或电网安全稳定运行受影响；

(5) 按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

(6) 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。

5.2 市场熔断后的处理措施及恢复

在市场熔断期间，采取如下处理措施：

(1) 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，各类运行机组执行调度机构下发的指令，相应时段各类机组结算机制恢复为原中长期交易模式；

(2) 市场熔断开始后 72 小时内，由交易机构通过交易平台向市场主体公布市场熔断的原因和开始时间；

(3) 市场运营机构记录熔断的原因、起止时间、采取措施等内容，分析存在的问题，形成方案建议，并报政府主管部门备案；

(4) 若上述情况在规定时间内未解除，则按照本规则第 6 章的规定中止电力现货市场交易；

(5) 在市场运营机构确定导致市场熔断的情形消除后，可恢复现货市场交易，并由交易机构通过交易平台向市场主体发布公告；

(6) 熔断期间发电侧的出清电量为实际上网电量，出清电价采用上一个同类型交易日（与运行日相同类型的上一个工作日、周六、周日或法定节假日）相同时段的现货市场价格。发电偏差按“两个细则”进行考核。

6 市场中止和恢复机制

当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场

干预，并做好相关记录，事后由政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

6.1 市场中止启动条件

在现货市场熔断超过 5 天仍未恢复运行，或出现以下情形，导致在市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，市场运营机构应及时报告政府主管部门，由政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施：

- (1) 电力供应严重不足时；
- (2) 电网安全运行风险较大时；
- (3) 电力市场未按照规则运行和管理时；
- (4) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- (5) 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时；
- (6) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时；
- (7) 能源监管机构认为需要中止市场的其他情况。

6.2 市场中止后的处理措施

当出现第 6.1 节的情况导致市场中止时，采用如下处理措施：

- (1) 电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、新能源预测、省间交易结果、省间联络计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划；

(2) 电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于日内实时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，各类发电机组按原中长期交易模式结算。

6.3 市场中止流程

(1) 市场中止启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到市场中止启动条件后，采取相关手段中止市场运行，确保电网安全稳定运行。

(2) 市场中止通知

市场中止由交易机构在中止开始后 72 小时内，通过交易平台向市场主体发布市场中止的原因、范围和开始时间。

(3) 市场中止记录

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间、采取措施等内容，分析存在的问题，形成方案建议，并报政府有关部门备案。

(4) 市场中止结束

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，可恢复开展市场交易，并向各市场成员宣布市场恢复。同时公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因、涉及《电力安全事故应急处理和调查处理条例》

(中华人民共和国国务院令第 559 号) 规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

6.4 市场恢复

在市场运营机构确定导致市场中止的情形消除、电力市场重启具备条件后，经政府主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向市场主体发布。

7 附则

本细则由湖北省能源局负责制定并解释，并根据电力市场运行情况适时修订。本细则自 2025 年 1 月 1 日起实施，湖北原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。