

湖南省电力现货市场交易实施细则

目 录

1. 总 述	1
2. 适用范围	1
3. 引用文件	1
4. 术语定义	2
5. 市场成员	5
6. 参与现货经营主体及方式	5
6.1 现货经营主体范围	5
6.2 现货主体参与方式	6
7. 市场衔接机制	7
7.1 省内中长期市场与省内现货市场的衔接	7
7.2 省内辅助服务市场与省内现货市场的衔接	7
7.3 省间交易与省内现货市场的衔接	8
8. 省内日前现货市场交易组织	9
8.1 组织方式	10
8.2 交易时间定义	10
8.3 交易流程	10
8.4 日前市场边界条件准备	12
8.5 事前信息发布	22
8.6 交易申报	23
8.7 日前现货市场出清	29
8.8 日前现货市场安全校核	42

8.9 日前现货市场定价	43
8.10 交易结果发布	44
8.11 机组组合及出力计划调整	45
9. 实时现货市场交易组织	46
9.1 交易时间定义	46
9.2 交易方式	46
9.3 交易流程	46
9.4 实时现货市场边界条件准备	48
9.5 实时现货市场出清	53
9.6 特殊机组在实时现货市场中的出清机制	54
9.7 实时现货市场安全校核	56
9.8 实时现货市场定价	56
9.9 交易结果发布	57
9.10 调度计划执行	57
9.11 实时运行调整	58
10. 市场偏差处理机制	61
10.1 非计划停运	61
10.2 实时发电执行偏差	61
10.3 新型主体执行偏差	62
11. 信息披露	63
11.1 信息披露原则	63
11.2 信息披露内容	64

11.3 事后信息披露	64
12. 市场力管控	64
12.1 市场力行为识别和处置	64
12.2 市场力监测与缓解	67
13. 风险防控	70
13.1 基本要求	70
13.2 风险分类	70
13.3 风险防控与处置	71
13.4 二级价格限值	72
14. 特殊情况处理机制	72
14.1 市场干预	72
14.2 市场干预期间处理机制	74
14.3 市场中止	75
15. 争议处理	77
15.1 争议处理原则	77
15.2 争议调解申请	78
15.3 信息提供及保密	78
16. 免责条款	78
17. 附则	79

1. 总 述

为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障湖南电力现货市场安全有序运转，依法维护电力经营主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，依据相关文件要求和湖南实际，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于湖南电力现货市场的运营。

3. 引用文件

本细则引用文件包括《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、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047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 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》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委办公厅、国家

能源局综合司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）、《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）、《电网运行准则》（GB 31464-2022）、《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）等。

4. 术语定义

（1）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（2）系统负荷：指湖南县级及以上调度机构调度管辖范围机组发电电力与同一时间点跨省跨区联络线电力（联络线输入为正、输出为负）之和。

（3）母线负荷：指湖南省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

（4）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或时段的负荷需求进行预测的行为。

（5）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有功容量。

（6）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，以社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

（7）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, 以社会福利最大化等为优化目标, 制定分时段的机组发电出力计划。

(8) 运行日 (D): 指实际执行日前现货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 (D) 含有 96 个交易出清时段。

(9) 竞价日 (D-1): 指运行日 (D) 的前一日。

(10) 日前市场: 指竞价日 (D-1) 进行的决定运行日 (D) 机组组合状态和发电计划的电能量市场。

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

(12) 市场出清: 指电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

(13) 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、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

(14) 非现货机组: 指暂未参与现货市场交易的发电机组。

(15) 必开机组、必停机组: 指因电网安全约束、民生供热保障、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的机组。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。

(16) 市场力: 指经营主体操纵市场价格, 使之偏离市场充

分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

（17）节点边际电价：指现货电能量交易中，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。

（18）火电机组最小稳定技术出力：指火电机组最大深度调峰能力对应的发电出力。

（19）冷态/温态/热态启动：指火电机组停机时长对应的启动工况标准，停机时间 72 小时以上为冷态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 10 小时以内为热态启动。

（20）批发市场用户：指直接参与批发市场的电力用户、售电公司等。

（21）独立新型储能：指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能。

（22）电源侧配建新型储能：指并网点在电源厂站内部，以电源配建形式存在，具备与电源联合运行条件的新型储能。

（23）虚拟电厂：指基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式光伏、可调节负荷、储能等分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。

（24）分布式光伏：指在用户侧开发、在配电网接入、原则

上在配电网系统就近平衡调节的光伏发电设施。

（25）湖南“两个细则”：指湖南能源监管办发布的《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》和《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》。

5. 市场成员

市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含独立新型储能和虚拟电厂等）。市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

6. 参与现货经营主体及方式

6.1 现货经营主体范围

参加电力现货市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与相应市场交易。经营主体应满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，接受政府主管部门、湖南能源监管办的监督，服从市场管理，服从电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权力和义务。

现阶段，参与现货交易的发电侧经营主体包括公用燃煤机组、风电及光伏等；参与现货交易的用户侧经营主体包括批发市场用户及电网企业代理购电用户；参与现货交易的新型主体包括独立

新型储能、虚拟电厂等。

6.2 现货主体参与方式

发电侧，220 千伏及以上公用燃煤机组以报量报价方式参与现货交易，纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组以报量不报价方式参与现货交易。35 千伏及以上风电、光伏（不含扶贫场站）以报量报价方式参与现货交易，新能源场站与其配建新型储能按联合方式运行、一体化申报；其余风电、光伏原则上不报量不报价，作为价格接受者参与现货交易，若具备条件可选择其他参与方式，其中 10 千伏风电、光伏可选择以报量报价方式参与现货交易，10 千伏以下风电、光伏可选择由虚拟电厂运营商代理参与现货交易。选择报量报价参与的 10 千伏风电、光伏应满足电力市场准入条件，具备参与电力现货市场交易的计量、通信、控制等技术条件，符合信用管理要求，在湖南电力交易中心注册，遵守电力市场运营规则，通过湖南电力交易平台参与交易，接受湖南能源监管办和政府主管部门的监督，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。选择由虚拟电厂运营商聚合的 10 千伏以下风电、光伏应具备独立计量关口、满足 96 点计量条件，并在湖南电力交易中心注册。

用户侧，批发市场用户以报量不报价方式参与现货交易；电网企业代理购电用户不报量不报价，作为价格接受者参与现货交易。

新型主体，并网容量不小于 5 兆瓦/10 兆瓦时的独立新型储能应按日自主选择报量不报价方式参与现货市场，或参与调频辅助服务市场（二者必须选择且仅能选择其一）。现阶段，虚拟电厂应包括发电单元及用电单元，其中发电单元聚合具备调节能力的发电侧资源，用电单元聚合具备调节能力的用户侧资源，虚拟电厂的发电单元和用电单元分别以报量不报价方式参与现货市场。

7. 市场衔接机制

7.1 省内中长期市场与省内现货市场的衔接

采用“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易全电量集中竞价”的交易模式。中长期交易结果不作为调度执行依据。

经营主体通过交易平台申报、竞价、调整 and 确认运行日（D）所有交易品种的中长期交易曲线和价格。现货市场申报前，各相关发用侧经营主体的中长期交易电量须分解为运行日（D）的分时电量结算曲线，各类中长期合约电量曲线分解方法另行制定。电力交易机构汇总并发布各经营主体的中长期交易曲线与价格，作为中长期与现货交易的结算依据。

7.2 省内辅助服务市场与省内现货市场的衔接

现货市场运行期间，不再单独开展省内调峰辅助服务交易。现阶段，调频辅助服务市场与现货市场单独出清。调频辅助服务市场在日前现货市场机组组合确定后开展，调频机组中标后，需

按调频市场预出清结果预留上下调节容量，剩余发电空间参与日前现货市场出清。实时运行阶段，调频中标机组按照日内正式出清结果预留上下调节容量，剩余发电空间参与实时现货市场出清。参与调频的火电机组各时段可调节范围上下限应与现货市场出力上下限保持一致，不一致则不得参与调频市场。独立新型储能按日选择参与现货市场或调频辅助服务市场（必须且仅能选择参与其一）。

7.3 省间交易与省内现货市场的衔接

根据省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

省内现货市场预出清后，电力调度机构根据预出清的结果以及电力平衡裕度，组织经营主体参加省间现货市场交易。省间现货市场出清后，交易结果作为省内现货市场正式出清的边界条件。省间现货市场的出清、结算按照《省间电力现货交易规则（试行）》相关规定执行。

省间现货市场出清后，电力调度机构根据出清结果及电力平衡裕度组织经营主体参加华中辅助服务市场。华中辅助服务市场出清后，交易结果作为省内现货市场正式出清的边界条件。华中辅助服务市场的出清、结算按《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》执行。

在非故障异常等紧急情况下，电力系统出现保安全、保平衡

等需求，且市场化手段均已用尽后仍未完全解决问题时开展电力应急调度。应急调度资源组织、调配、价格按照《跨省跨区电力应急调度管理办法（暂行）》《跨区电力应急调度管理办法实施细则（暂行）》《跨省跨区电力应急调度湖南实施细则（试行）》等文件执行。

省内发电侧经营主体作为服务卖方参与日前华中省间备用预留辅助服务市场时，其最大发电能力扣减日前华中省间备用预留辅助服务交易的中标容量作为机组出力上限参与省内日前调频及现货市场出清；省内发电侧经营主体日前华中省间备用预留容量在日内被调用时（未被调用视为调用量为零），其最大发电能力扣减日前华中省间备用预留容量与日内备用调用容量的差值作为机组出力上限参与省内实时调频及现货市场出清。省内发电侧经营主体作为服务卖方参与华中省间调峰辅助服务市场时，其中标容量在省内现货市场出清中预留，其最大发电能力扣减华中省间调峰辅助服务交易的中标容量作为机组出力上限参与省内调频及现货市场出清。除以上情况外，省内发电侧经营主体参与省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易、应急调度的成交及分摊结果不影响其在省内现货市场的开停机及出力上下限约束。

参与省间交易的发电侧经营主体在省内现货市场的结算按照《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

8. 省内日前现货市场交易组织

8.1 组织方式

日前市场按日进行组织，每个交易日组织次日 96 个时段（00:15-24:00，15 分钟为一个时段）日前交易，采用“发电侧全电量竞价、集中优化出清”的方式，在竞价日（D-1），发电企业、批发市场用户、独立新型储能及虚拟电厂等申报运行日（D）相关参数及量价信息。

电力调度机构综合考虑经营主体申报信息以及系统负荷预测、母线负荷预测、省间交易计划、非现货机组出力曲线、机组检修计划、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边界条件，以社会福利最大化为优化目标，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（D）的机组组合、机组出力曲线和分时价格。批发市场用户申报的用电需求曲线以及虚拟电厂申报的发用电曲线作为自身参与日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。

8.2 交易时间定义

运行日（D）为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（D）含有 96 个交易出清时段。竞价日（D-1）内由发电企业、批发市场用户、虚拟电厂、独立新型储能等进行交易信息申报，通过日前市场出清形成运行日（D）96 点的交易结果。

8.3 交易流程

省内日前现货市场按照以下组织时序开展交易：

（1）竞价日（D-1）8:00 前，各新能源场站申报运行日（D）96 点发电预测曲线，虚拟电厂运营商申报其发电单元运行日（D）96 点发电预测曲线。

（2）竞价日（D-1）9:00 前，市场运营机构向相关市场成员发布运行日（D）的边界条件信息。

（3）竞价日（D-1）9:50 前，经营主体完成省内日前现货市场、辅助服务市场申报。

（4）竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构进行省内日前现货市场预出清。

（5）竞价日（D-1）11:30 前，电力调度机构依据预计划，组织完成省间日前现货交易申报。

（6）竞价日（D-1）12:30 前，上级调度机构完成省间电力现货日前交易出清。

（7）竞价日（D-1）13:30 前，电力调度机构依据省间电力现货市场日前出清结果，组织开展日前华中省间调峰及备用辅助服务交易申报。

（8）竞价日（D-1）14:30 前，华中网调完成日前华中省间电力调峰及备用辅助服务市场出清，下发省间联络线正式计划。

（9）竞价日（D-1）17:30 前，电力调度机构根据省间联络线正式计划、系统负荷预测等边界条件，形成次日机组组合，完成调频市场预出清。根据调频预出清结果修改中标火电机组参与

现货市场的出力上下限，完成省内日前现货市场正式出清。

（10）竞价日（D-1）18:00 前，市场运营机构向经营主体发布省内日前现货及调频市场出清结果。

8.4 日前市场边界条件准备

省内日前现货市场组织的边界条件包括日前电网运行边界条件和日前机组运行边界条件两大类。

8.4.1 日前电网运行边界条件

日前电网运行边界条件包括负荷预测、省间交易形成的联络线计划、备用约束、发输变电设备投产、退役和检修计划、电网安全约束及非现货机组发电计划等。

8.4.1.1 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点系统负荷预测和 96 点 220 千伏母线负荷预测。

8.4.1.1.1 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日（D）每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日（D）全网的系统负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、各地区供电企业负荷预测、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等情况。

8.4.1.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日（D）每 15 分钟的 220 千伏

母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、中小电厂出力预测、运行方式变化、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日（D）的母线负荷。

8.4.1.2 省间联络线计划

省间中长期交易、省间现货交易、华中省间辅助服务交易以及跨省跨区应急调度等形成的省间联络线计划曲线，作为省内日前现货市场组织的边界条件。

8.4.1.3 备用约束

电力调度机构根据系统运行实际需要，制定电网正、负备用要求。日前现货市场出清结果需同时满足运行日（D）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、电力保供和可再生能源消纳需要，调整各类型备用的约束限值。

8.4.1.4 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（D）的输变电设备检修计划。

8.4.1.5 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（D）的输变电设备投产与退役计划。

8.4.1.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日（D）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。

电网安全约束边界条件包括但不限于输变电设备极限功率、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。

8.4.1.6.1 输变电设备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输变电设备极限功率、断面极限功率：

（1）因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需提高安全裕度将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

（3）其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

8.4.1.6.2 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（群）：

（1）因系统安全约束必须并网运行的机组（群），以及必须维持运行状态的机组（群）；

（2）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组（群）；

（3）因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组（群）；

(4) 根据电网安全运行要求, 需要在运行日 (D) 某些时段固定出力的机组 (群);

(5) 其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组 (群);
必开机组应按照电力调度机构发布的必开机组名单提前做好开机准备, 确保在运行日 (D) 能够正常开机运行。

8.4.1.6.3 发电机组 (群) 必停约束

出现以下情况时, 电力调度机构可设置必停机组 (群):

- (1) 因系统安全约束需要停机的机组 (群);
- (2) 湖南能源监管办、政府主管部门下达要求, 需要停机的机组 (群);
- (3) 因考虑未参与现货市场的可再生能源消纳需求, 需要停机的机组 (群);
- (4) 不具备并网条件的机组 (群);
- (5) 不满足环保要求, 经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组 (群);
- (6) 其他情况需停机的机组 (群)。

必停机组应按照电力调度机构发布的必停机组名单提前做好停机准备, 接到停机指令后按时安全停机。

8.4.1.6.4 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提高供电可靠性，需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) 因考虑可再生能源消纳需求，需要在运行日（D）某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 其他保障电力安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

8.4.1.7 非现货机组发电计划编制

(1) 水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，考虑运行日（D）电力保供、可再生能源消纳及系统调频容量等需求，在满足电网安全约束的基础上，编制运行日（D）各水电厂日前发电计划曲线。

(2) 其他非现货机组：根据机组实际情况、电力供需平衡以及电网安全约束情况，编制其他非现货机组的发电计划。

8.4.2 日前机组运行边界条件

日前机组运行边界条件主要包括：机组运行参数、发电机组状态约束、发电机组出力上下限约束、发电机组最早可并网时间、发电机组调试（试验）计划、新能源发电预测。

8.4.2.1 机组运行参数

所有发电主体及新型主体需向电力调度机构提供准确的并网机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，经电力调度机构审核批准后生效。机组运行参数如需变更，需经电力调度机构审核批准后生效。

8.4.2.1.1 火电机组运行参数

8.4.2.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

(1) 发电机组额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

(2) 发电机组最小技术出力，单位为兆瓦，发电机组最小技术出力为额定功率的 50%；

(3) 发电机组最小稳定技术出力，单位为兆瓦，发电机组最小稳定技术出力应小于等于其额定功率的 35%，原则上应与政府主管部门认定的最大深度调峰能力保持一致；

(4) 发电机组爬坡速率，单位为兆瓦/分钟；

(5) 发电机组综合厂用电率，单位为百分数；

(6) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(7) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(8) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天，单日一启一停为 1 次；

(9) 最小连续开机时间，表示火电机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时。

(10) 最小连续停机时间，表示火电机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

(11) 最早可并网时间，若发电机组在竞价日（D-1）处于

停机状态且预计运行日（D）具备并网条件，该机组需申报运行日（D）最早可并网时间。

（12）电力调度机构所需的其他参数。

当电网电力平衡或安全稳定约束无法满足运行要求时，电力调度机构可根据电网实际运行情况调整机组的最小连续开机时间、最小连续停机时间、最早可并网时间等，并通知相关经营主体参数调整情况和调整原因。

8.4.2.1.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组

（1）发电机组额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（2）发电机组最小技术出力，单位为兆瓦，发电机组最小技术出力为额定功率的 50%；

（3）发电机组综合厂用电率，单位为百分数；

（4）电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.1.2 新能源场站运行参数

（1）新能源场站额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）；

（2）新能源场站有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，为零至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 AGC 系统的场站，有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

(3) 新能源场站综合厂用电率，单位为百分数；

(4) 电力调度机构所需的其他参数。

以上参数仅报量报价参与现货交易的风电、光伏需要申报。

8.4.2.1.3 独立新型储能运行参数

(1) 额定容量，单位为兆瓦/兆瓦时，应与并网调度协议保持一致；

(2) 最大允许、最小允许荷电状态，单位为百分比，指电化学储能过程中储能介质中实际存在的电荷数占额定储能容量对应的储能介质中含有的电荷数的百分率；

(3) 充电效率和放电效率，单位为百分比。充电效率指储能充电时，增加存储电量与输入能量的比；放电效率指储能放电时，输出电量与减少存储电量的比；

(4) 电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.1.4 虚拟电厂运行参数

(1) 虚拟电厂用电单元的最大、最小用电负荷，单位为兆瓦；

(2) 虚拟电厂发电单元的容量及最大、最小发电电力，单位为兆瓦；

(3) 电力调度机构所需的其他参数。

8.4.2.2 发电机组状态约束

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，相应的时段内按照本细则参与日前现货市场

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）机组可用状态：机组处于运行状态、备用状态时均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（2）机组调试状态：指机组调试（试验）阶段。

（3）机组不可用状态：不可用状态包括机组检修（含输变电设备检修导致机组陪停）、故障停运、缺燃料、临时消缺、必停机组以及其他情况。

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；若机组预计将于运行日（D）某时段提前结束检修，则电力调度机构可将运行日（D）预计检修结束时间下一个时刻点的状态置为可用状态。

缺燃料停运：电力调度机构根据相关规定及发电机组的燃料供应情况停运对应机组，相应时段内机组状态为不可用状态。

其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求的相关规定时，视为不可用状态。

8.4.2.3 发电机组调试及试验计划

8.4.2.3.1 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（N）的次日（N+1），机组可参与（N+2）日的日前现货市场申报及出清。机组完成满负荷试运行后，原则上按

照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前现货市场出清的运行日（D）当天零点；现货市场运行日（D）起，发电机组按照本细则参与出清。在完成满负荷试运行到现货市场运行日（D）零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化及定价，作为价格的接受者。

8.4.2.3.2 在运机组调试（试验）

竞价日（D-1）9:50 前，需要在运行日（D）进行调试（试验）的在运机组，应向电力调度机构报送运行日（D）调试（试验）时段内每 15 分钟的机组调试（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。必要时，电力调度机构可结合电网运行实际，调整电厂调试（试验）计划。如机组调试（试验）计划未获批准，则按照其量价申报信息参与日前现货市场，日前/实时发电计划曲线以现货市场优化出清结果为准。

调试（试验）机组在调试（试验）时段的出力为电力调度机构批准的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货市场优先出清并接受市场出清价格。非调试时段，按其申报信息参与省内现货市场出清。因电厂原因开展调试（试验）的机组，调试当日的开机（以实际并网时间判断）不纳入启动补偿范围。因电网原因开展调试（试验）的机组，调试当日的开机（以实际并网时间判断）纳入启动补偿范围。

8.4.2.4 发电机组出力上下限约束

竞价日（D-1）9:50 前，各火电机组申报机组各时段出力上

下限，当出力上限小于机组额定有功功率或出力下限高于最小稳定技术出力时，应申报受限原因。经电力调度机构批准后可根据火电机组申报的上下限作为边界优化出清。如未申报，则出力上下限分别默认为该机组的额定有功功率、最小发电能力（火电机组为最小稳定技术出力）。

8.4.2.5 新能源场站出力预测

报量报价参与现货交易的各新能源场站在竞价日（D-1）8:00前申报次日 96 点出力预测曲线，作为新能源场站出力上限约束。新能源场站应综合考虑自身机组及设备检修、电源侧配建新型储能充放电曲线、极端天气等情况，如实申报次日 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；新能源场站相关设备检修、机组退出备用期间，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。

8.5 事前信息发布

竞价日（D-1）9:00 前，市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》要求通过湖南电力交易平台向相关市场成员发布运行日（D）的边界条件信息。主要包括但不限于：

（1）约束信息：必开必停机组名单及总容量、发输变电设备检修计划、开停机不满最小约束时间机组名单；

（2）预测信息：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。

8.6 交易申报

现货市场为每日均运行的市场，各经营主体需每日在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，用于日前现货市场在运行日（D）的机组组合优化和集中竞价出清。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。若电力交易平台因网络中断或市场申报功能异常等情况，导致经营主体未能在申报截止时间完成交易申报时，由交易机构对未成功申报的经营主体按逾期未申报进行处理；若交易平台与现货技术支持系统数据交互出现异常，导致现货技术支持系统未获取到有效市场申报数据，调度机构采取最近一个交易日交易机构推送的市场申报数据进行市场出清。

8.6.1 发电侧申报交易信息

竞价日（D-1）9:50 前，所有参与现货市场的发电侧经营主体必须通过湖南电力交易平台完成运行日（D）省内日前现货市场交易申报。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

8.6.1.1 火电机组申报

8.6.1.1.1 220 千伏及以上公用燃煤机组

火电机组申报信息包括：机组启动费用、最小稳定技术出力、电能量报价、机组爬坡速率、最小连续开机时间、最小连续停机时间、最早可并网时间等。

（1）机组启动费用（元/次）：申报的启动费用不得超过火电机组启动费用上限。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。若未填报则读取该机组缺省启动费用。

（2）火电机组最小稳定技术出力（兆瓦）：允许火电机组自行申报最小稳定技术出力，且火电机组申报的最小稳定技术出力应小于等于其额定容量的 35%，原则上应与政府主管部门认定的最大深度调峰能力保持一致。

（3）电能量报价（元/兆瓦）：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组申报的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的可调出力上限。每段报价段的长度不能小于 1 兆瓦，报价曲线必须随出力单调非递减。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申报价格，每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上下限范围。若发电机组逾期未申报电能量价格，按照其缺省电能量报价参与省内日前现货市场出清。

（4）机组爬坡速率（兆瓦/分钟）：燃煤火电机组中直吹式制粉系统机组不得小于额定有功功率的 1.2%/分钟，其他类型机组不得小于额定有功功率的 1.5%/分钟。

（5）最小连续开机时间：燃煤机组不得超过 72 小时。

(6) 最小连续停机时间：燃煤机组不得超过 24 小时。

(7) 最早可并网时间：机组未及时申报时，最早可并网时间默认为早上 7:00。

8.6.1.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组

竞价日（D-1）9:50 前，纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组在湖南电力交易平台中申报其运行日（D）96 点的发电电力曲线。在满足电网安全运行和新能源优先消纳的前提下优先出清，并作为现货市场价格接受者。若逾期未申报，则按照其缺省曲线作为其申报曲线。纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组无需申报机组启动费用且不纳入启动补偿费用范围。

8.6.1.2 新能源场站申报

竞价日（D-1）9:50 前，报量报价参与现货市场的新能源场站通过湖南电力交易平台申报电能量量价信息，可最多申报 10 段，第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为新能源场站装机容量（不含其配建新型储能容量）。每段报价段的长度不能小于 1 兆瓦，报价曲线必须随出力单调非递减。首段报价不可低于申报价格的下限值，后续每段报价均不得低于前一段申报价格，每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上下限范围。若逾期未申报电能量价格，按照其缺省电能量报价参与省内日前现货市场出清。

8.6.2 用户侧申报交易信息

竞价日（D-1）9:50 前，批发市场用户在湖南电力交易平台中申报下述信息：

（1）售电公司在湖南电力交易平台中申报其代理的零售用户运行日（D）96 点的电力需求曲线。

（2）批发用户在湖南电力交易平台中申报其运行日（D）96 点的电力需求曲线。

批发市场用户申报的用电需求曲线作为日前现货市场结算依据，不作为日前现货市场出清的边界条件。若逾期未申报电力需求曲线，按照其缺省曲线作为其申报曲线。

8.6.3 新型主体申报交易信息

8.6.3.1 独立新型储能申报

（1）竞价日（D-1）9:50 前，独立新型储能按日选择运行日（D）参与现货市场或调频辅助服务市场（必须且仅能选择参与其一）。

（2）参与现货市场时，独立新型储能在竞价日（D-1）9:50 前，通过湖南电力交易平台申报运行日（D）96 点充放电电力曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的前提下优先出清，并作为现货市场价格接受者。若逾期未申报充放电曲线，按照其缺省曲线参与省内日前现货市场出清。

8.6.3.2 虚拟电厂申报

现阶段，虚拟电厂在竞价日（D-1）9:50 前，通过湖南电力

交易平台分别申报运行日（D）其发电单元的 96 点上网电力曲线以及用电单元的 96 点用电曲线，作为现货市场价格接受者。若虚拟电厂逾时未申报，则默认其申报的 96 点上网电力、用电曲线为 0。

8.6.4 申报数据审核及处理

经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。经营主体提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。

发电企业在日前现货市场中申报的信息，将封存用于省内实时现货市场，日内不再进行价格申报。

8.6.5 缺省申报参数

8.6.5.1 发电侧缺省申报参数

发电侧经营主体缺省申报参数是指参与现货市场交易的发电机组（场站）未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认量价参数。

8.6.5.1.1 报量报价参与现货市场的新能源场站及 220 千伏及以上公用燃煤机组缺省申报参数

现阶段，报量报价参与现货市场的新能源场站包括缺省电能量报价，220 千伏及以上公用燃煤机组缺省申报参数包括缺省电能量报价、缺省启动费用等。

（1）缺省电能量报价是指发电机组（场站）在不同出力区间时电能量的默认报价，具体申报要求与 8.6.1 节保持一致。

(2)缺省启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时所分别需要的默认费用，具体申报要求与 8.6.1 节保持一致。

8.6.5.1.2 纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组缺省申报参数

现阶段，纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组缺省申报参数包括缺省发电电力曲线。

缺省发电电力曲线是指发电机组未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认发电曲线。具体申报要求与 8.6.1.1.2 节保持一致。

8.6.5.2 用户侧缺省申报参数

用户侧缺省申报参数是指参与现货市场交易的批发市场用户未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认电力需求曲线，具体申报要求与 8.6.2 节保持一致。

8.6.5.3 独立新型储能缺省申报参数

独立新型储能缺省申报参数是指参与现货市场交易的储能未按时在日前现货市场中进行申报时所采用的默认充放电曲线。具体申报要求与 8.6.3.1 节保持一致。

8.6.6 核定参数

核定参数主要包括火电机组的启动费用上限、申报及出清价格上下限等，作为市场化机组申报、出清及结算的依据。相关的核定参数经政府主管部门同意后执行。

(1) 火电机组的启动费用补偿上限：启动费用上限包括冷

态/温态/热态启动费用上限（元/次）。发电机组在日前现货市场中申报的冷态/温态/热态启动费用不能超过相应状态核定的启动费用上限范围。火电机组启动费用上限由政府价格主管部门会同湖南能源监管办开展成本调查，政府价格主管部门综合考虑机组单次启动耗煤量、耗油量、厂用电量等情况核定。

（2）火电机组核定的发电成本：核定成本指基于发电机组的发电成本核定的发电成本价格（单值）或发电成本曲线，由政府价格主管部门会同湖南能源监管办开展成本调查，政府价格主管部门发布。核定成本用于计算发电机组运行补偿费用与市场力监测与缓解等环节。

（3）市场限价：省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素确定申报价格上限 $P1$ （元/兆瓦时）、申报价格下限 $P2$ （元/兆瓦时）、出清价格上限 $P3$ （元/兆瓦时）、出清价格下限 $P4$ （元/兆瓦时），并适时调整，其中报价限价不应超过出清限价范围。当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格上限代替；当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格下限代替。

8.7 日前现货市场出清

竞价日（D-1）17:30 前，电力调度机构基于经营主体申报信息以及运行日（D）的电网运行边界条件，采用安全约束机组组

合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组组合、发电计划曲线以及分时节点电价。

纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可调整纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电曲线，保障电网安全和电力平衡。

独立新型储能按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可调整独立新型储能电站充/放电曲线，保障电网安全和电力平衡。

虚拟电厂按照申报信息参与日前现货市场出清，其申报的发电、用电曲线在满足电网安全运行前提下优先出清。若出清结果可能影响电力保供、电网安全稳定运行或可再生能源消纳时，电力调度机构可调整虚拟电厂发电、用电曲线，保障电网安全和电力平衡。

当发电侧经营主体报价相同时，按照机组类型，综合考虑环保指标、能耗水平等信息确定的顺序表（由政府主管部门核定）安排机组的中标顺序。现阶段，为促进新能源消纳，报价相同时

优先出清新能源，再出清火电，同时在算法中引入新能源弃电量罚因子（由政府主管部门核定）；对同一顺序机组，若报价相同时，按照同报价对应的申报电力比例，分配机组中标电力。

8.7.1 日前现货市场出清模型

8.7.1.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清计算的机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中运行日（D）每 15 分钟为一个时段，考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 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 的运行费用和启动费用，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 $C_{i,t}^U$ 是与机组启机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/温态/热态）下的启动费用。

MS 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

ML 为用于市场出清优化的负荷平衡约束松弛罚因子；

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为系统负荷的正、反向松弛变量；

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。

M_{ac} 为新能源弃电量罚因子； SL_c 为新能源交易单元 c 的弃电量； NE 为新能源交易单元的总数量。

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。

日前安全约束机组组合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：

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

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，整个系统需要留有一定的备用容量。

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， $\alpha_{i,t}$ 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； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

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

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。

（4）特殊机组状态约束

1) 调度机构判断确定为必开机组的，应处于开机状态：

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}$$

其中， I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 调度机构判断确定为必停机组的，应处于关机状态：

$$\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$$

其中， I_{s2} 指的是必停机组的全集。

（5）机组群最小开机台数约束

$$\alpha^{\min} < \nabla \alpha$$

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

(6) 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 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的最小必开出力。

(7) 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 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(8) 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：

$$\begin{aligned} T_{i,t}^U &= \sum_{k=t}^{t-1} \alpha_{i,k} \\ T_{i,t}^D &= \sum_{k=t}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k}) \end{aligned}$$

(9) 电网断面潮流约束

根据交流潮流约束，考虑机组出力变化与灵敏度的乘积，两者之和为断面约束，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。

(10) 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，新能源场站日前电能量市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

(11) 其他约束

此类约束指考虑湖南电网实际运行要求所新增的约束，包括机组最早可并网时间、安全稳定规定中涉及的机组旋备约束等，相应约束在安全约束机组组合建模时予以考虑。

8.7.1.2 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

省内日前现货市场出清计算的经济调度 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \right\}$$

其中,

T 表示所考虑的时段总数, 其中运行日 (D) 每 15 分钟为一个时段, 考虑 96 个时段。

N 表示机组总台数;

$P_{i,t}$ 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。

MS 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子;

ML 为用于市场出清优化的负荷平衡约束松弛罚因子;

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为系统负荷的正、反向松弛变量;

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。

M_{ac} 为新能源弃电量罚因子; SL_c 为新能源交易单元 c 的弃电量; NE 为新能源交易单元的总数量。

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。

日前安全约束经济调度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：

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

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

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， $\alpha_{i,t}$ 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； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

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

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。

(4) 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：

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

(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 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(6) 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。

(7) 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，新能源场站日前电能量市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

(8) 其他约束

此类约束指考虑湖南电网实际运行要求所新增的约束，包括安全稳定规定中涉及的机组旋备约束等，相应约束在安全约束经济调度建模时予以考虑。

8.7.1.3 节点电价（LMP）计算模型

日前现货市场采用节点电价定价机制。节点电价（LMP）计算模型的目标函数为：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T MS' [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T ML' [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] \right\}$$

其中，

MS' 为用于节点电价计算的网潮流约束松弛罚因子；

ML' 为用于节点电价计算的负荷平衡约束松弛罚因子。

以上述目标函数重新开展 SCED 计算，得到各时段系统负荷平衡约束、电网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：

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

其中，

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ 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；

$\tau_{s,l}^{\min}$ 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。

8.7.2 特殊机组在省内日前现货市场中的出清机制

8.7.2.1 必开机组

必开机组在必开时段内机组状态为开机，不参与 SCUC 优化，最小必开出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的最小必开出力，则最小必开出力为该台机组的最小稳定技术出力。最小必开出力之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清。某交易时段中，若必开机组仅中标最小必开出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的最小必开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。

8.7.2.2 调试（试验）机组

调试机组按本细则 8.4.2.3 节中规定的方式参与市场出清。

8.7.2.3 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。

8.7.2.4 处于开/停机过程的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定

技术出力期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化。处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定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，处于开/停机过程的机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

8.7.2.5 调用测试机组

（1）机组开机调用测试。竞价日（D-1），按照《湖南煤电机组最大出力申报认定及考核实施细则》（湘监能市场〔2024〕4号，以下简称容量电价考核细则）要求，电力调度机构可对处于停机备用状态的机组开展运行日（D）开机调用测试，调用通知在D-1日事前信息内一并发布。未在调度下令的并网时间后2小时内并网开机的机组视为调用测试失败，原则上应立即停机，且不给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿，相应机组纳入容量电价考核细则和“两个细则”考核。调用测试通过的机组，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，并给予机组启动费用补偿、火电机组运行补偿和最小连续开机时间保护。开展开机调用测试的机组电能量电费按照现货市场模式结算。

（2）机组出力调用测试。竞价日（D-1），按照容量电价考核细则要求，电力调度机构根据湖南电网运行、全省电力供应平衡情况开展运行日（D）机组出力调用测试并制定相应测试曲线。运行日（D），对向电力调度机构申请降出力的机组、出力频繁

低于发电指令运行以及电力供需紧张时期未向电力调度机构申报降出力、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力等情况，电力调度机构可视需要开展机组出力调用测试，并提前1小时告知相应机组。调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用，单次出力调用测试时间一般不超过1小时。电力调度机构按照容量电价考核细则相关要求判定机组是否通过调用测试。在运行日调用测试时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者，非测试时段按其报价参与市场出清。测试失败机组当日内不给予火电机组运行补偿，并纳入容量电价考核细则。

8.7.2.6 其他特殊机组

以下情况下，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

- (1) 机组已达到最大爬坡能力。
- (2) 机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。
- (3) 机组因自身原因出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

8.8 日前现货市场安全校核

为满足电网安全稳定运行要求，日前现货市场需要对出清结果进行安全校核。安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

8.8.1 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开机方式或运行边界、增加机组约束以及电力调度机构认为有效的其他手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

8.8.2 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核、静态安全分析和灵敏度分析。基态潮流校核采用交流潮流模型，校核基态潮流下输变电设备/断面传输功率不超过极限值、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。灵敏度分析指根据电网模型计算支路或输电断面有功功率和发电机有功出力、负荷节点之间的灵敏度，对静态安全分析结果中的越限、过载设备和输电断面进行灵敏度分析。

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、组织有序用电及其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。

8.9 日前现货市场定价

8.9.1 发电侧定价

日前现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前现货市场中，市场化机组（场站）以所在节点的每小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

8.9.2 用户侧定价

日前现货市场中，批发市场用户以每小时的日前市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。日前市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时日前出清上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得。

8.9.3 新型主体定价

（1）独立新型储能以所在节点日前市场每小时的平均节点电价作为相应时段的充放电结算价格。

（2）虚拟电厂发/用电单元采用日前市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。

8.10 交易结果发布

原则上，竞价日（D-1）18:00 前，电力调度机构出具运行日（D）的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。包括但不限于以下信息：

（1）发电企业特定信息包括：运行日（D）的机组开停机状态、运行日（D）发电侧经营主体日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

（2）用户侧特定信息包括：批发市场用户每 15 分钟的日前市场出清电力。

（3）新型主体特定信息包括：独立新型储能日前市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。虚拟电厂发/用电单元每 15 分钟的日前市场出清电力。

（4）日前市场统一结算点电价作为公开信息进行发布。

(5) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

8.11 机组组合及出力计划调整

原则上日前现货市场的发电侧出清结果(包括机组开机组合以及机组出力计划)即为运行日(D)的发电调度计划。

日前市场出清结果发布后至运行日(D) 0:00 之前,若电网运行边界条件发生变化,并可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和可再生能源消纳,电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件,对运行日(D)的发电计划(包括机组的开机组合及出力计划)进行调整,以保证电力供应平衡、电网安全运行以及可再生能源消纳,并向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因。日前现货市场形成的成交结果仍作为日前结算依据,不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于:

(1) 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测;

(2) 水电或新能源出力较预测发生较大变化;

(3) 发电机组检修计划延期或调整;

(4) 发生机组非计划停运(含出力受限)情况;

(5) 省间联络线因电网故障、送端电源故障、可再生能源消纳等原因出现计划外调整;

(6) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期;

(7) 发生其他影响电网安全或供电安全的紧急事件。

9. 实时现货市场交易组织

9.1 交易时间定义

实时现货市场以 15 分钟为间隔滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的发电出力曲线及节点边际电价。

9.2 交易方式

实时现货市场采用日前现货市场封存的发电侧申报信息进行出清，新能源场站需要在 T-15 分钟以前申报未来四小时场站端超短期出力预测，若某时刻超短期出力预测为空，则优先按时间由近及远依次递补沿用前序完整申报文件中该时刻预测值；若无递补沿用申报文件，则应用当前实际功率作为超短期预测值，即认为后续计算时段申报功率为当前实际功率。火电机组、售电公司、批发用户、独立新型储能电站和虚拟电厂在实时现货市场中无需进行申报。

9.3 交易流程

电力调度机构在运行日（D）机组组合的基础上，组织调频辅助服务市场正式出清，修改对应机组的出力上、下限。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}-110$ 分钟前，经营主体申报省间日内现货交易时段内的“电力－价格”曲线（省间日内现货交易以 2 小时为一个固定交易周期组织， $T_{\text{省间现货}}$ 为省间日内现货每一交易时段的起始时刻）。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}-90$ 分钟前，电力调度机构依据实时现货市场滚动出清结果对经营主体申报量进行合理性校验，确保申

报的外送电力或购电需求满足省内电网安全约束和机组物理约束，将经营主体申报数据整合并提交至省间现货交易平台。

运行日（D） $T_{\text{省间现货}}$ -60 分钟前，国调中心、华中网调组织省间日内现货市场集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货市场出清结果，将出清结果纳入联络线日内计划，经安全校核后，将省间日内现货市场出清结果下发至相关省调及直调发电企业。

运行日（D） $T_{\text{华中辅助}}$ -45 分钟前，电力调度机构依据省间日内现货市场出清结果和省内平衡情况，完成华中省间辅助服务市场交易申报（日内华中省间辅助服务交易分 1:15-9:00、9:15-13:00、13:15-17:00、17:15-21:00、21:15 - 次日 1:00 五个交易时段组织， $T_{\text{华中辅助}}$ 为日内华中省间辅助服务每一交易时段的起始时刻）。

运行日（D） $T_{\text{华中辅助}}$ -30 分钟，华中网调组织华中省间辅助服务出清，综合省间日内现货交易、华中省间辅助服务交易结果，作为实时现货市场出清的边界条件。

运行日（D） T -30 分钟前，电力调度机构获取省间日内现货交易、华中省间辅助服务交易结果，结合电网实际运行需求，沿用日前申报信息完成日内调频市场正式出清，并根据出清结果修改中标火电机组参与实时现货市场的出力上下限。

运行日（D） T -15 分钟前，市场运营机构以 T 时刻超短期负荷预测、省间联络线计划、新能源超短期出力预测及实时断面限额、设备及机组状态等信息，作为实时现货市场出清计算的边界条件和约束条件，完成实时现货市场出清计算。

根据实时现货市场的出清结果，形成未来 15 分钟至两小时的市场出清价格及各机组/场站的实时发电计划。

9.4 实时现货市场边界条件准备

实时现货市场组织的边界条件包括实时电网运行边界条件和实时机组运行边界条件两大类。

9.4.1 实时电网运行边界条件

9.4.1.1 超短期负荷预测

日内超短期负荷预测包括超短期系统负荷预测及超短期母线负荷预测。

9.4.1.1.1 超短期系统负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至未来 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、气象因素、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等情况。

9.4.1.1.2 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至未来 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合实时负荷走势、历史相似日负荷、气象因素、中小电厂出力预测、节假日或社会重大事件影响、工作日类型、用户用电需求变化、需求侧响应及有序用电等因素预测母线负荷。

9.4.1.2 省间日内交易结果

在省间日前联络线计划基础上，叠加省间日内现货市场、日内华中省间辅助服务市场、跨区跨省应急调度等形成的省间交易结果，作为实时现货市场出清的边界条件。

9.4.1.3 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，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，并结合安全约束预控需求形成日内检修安排作为实时现货市场出清的边界条件。

9.4.1.4 运行备用

电网实时运行应满足国调或华中网调月度下达的运行备用要求，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）若湖南电网系统备用容量无法满足要求，电力调度机构可向上级调度机构申请备用支援。

（2）若湖南电网系统备用容量无法满足要求，且上级调度机构无法提供支援时，电力调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

（3）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，控制联络线输送功率在规定范围内。

9.4.1.5 电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件应与电网实时运行状态相对应。若电力系统发生事故或其他边界条件发生变化，影响系统安全运行时，电力调度机构可实时对电网安全约束条件进行更新。在实时运行中，考虑到新能源出力和负荷波动，为避免输电断面潮流因波动越限，电力调度机构应对线路(断面)极限输电功率的限额留出一定的控制裕度。当出现以下情况时，电力调度机构可调整输变电设备极限功率、断面极限功率：

(1) 因上级调度指令要求或系统安全约束，需要将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

(2) 因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需提高安全裕度将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内；

(3) 其他因保障电网安全可靠供应或促进新能源消纳，需将输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

9.4.1.6 实时发电机组物理运行参数变化

当发电机组的物理运行参数与日前现货市场相比发生较大变化时，发电企业需及时报送，经电力调度机构审核同意，并确认后生效。主要包括以下信息：

(1) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；

(2) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；

(3) 最新的预计并网/解列时间；

- (4) 机组出力上/下限变化情况;
- (5) 调试(试验)机组出力变化情况;
- (6) 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;
- (7) 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。

9.4.1.7 非现货机组发电计划调整

原则上,非现货机组实时发电计划按照日前发电计划执行。实际运行中,电力调度机构可根据以下系统运行要求,动态调整非现货机组实时发电计划及机组启停:

- (1) 因防汛、抗旱或其他水情原因需要调整水电厂运行方式时;
- (2) 满足电力平衡和电网安全约束要求;
- (3) 电力调度机构认为有必要调整的其他情形。

9.4.2 实时机组运行边界条件

实时现货市场中,发电机组报送相应的运行参数变化信息,电力调度机构审核同意后,以修改之后的参数进行省内实时现货市场出清计算。

9.4.2.1 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稳定技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，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。

9.4.2.2 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/解列时间对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行省内实时现货市场出清计算。

9.4.2.3 因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对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行。

9.4.2.4 发电机组出力上/下约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力受限时，电厂应及时向电力调度机构提交出力受限申请，电力调度机构审核同意后按照修改之后的出力上/下限进行实时现货市场出清计算。

9.4.2.5 新能源场站出力预测

各新能源场站超短期出力预测曲线作为实时现货市场组织的边界条件。

9.4.2.6 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日前市场出清的试验计划进行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发

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。

9.5 实时现货市场出清

电力调度机构以 15 分钟为间隔，结合最新电网运行信息、实时机组运行工况及其他边界条件，根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，以社会福利最大化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行滚动出清计算，形成各机组未来 15 分钟到 2 小时的发电计划和实时节点电价。

独立新型储能电站按照日前出清结果进行充放电。为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应及可再生能源消纳，必要时电力调度机构可按需调整储能电站充放电计划，并做好记录，按《湖南省电力市场结算实施细则》对相关储能电站进行补偿。

9.5.1 实时现货市场出清计算过程

（1）根据最新的调频机组中标容量修改调频机组的出力上下限之后，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。

（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交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行 SCED 计算，直至满足交流潮流安全约束，得到实时现货市场的出清结果。

9.5.2 实时现货市场出清模型

实时现货市场出清模型与日前现货市场出清模型一致，见本

实施细则 8.7.1 节。

9.6 特殊机组在实时现货市场中的出清机制

9.6.1 必开机组

日前现货市场中确定为必开的发电机组，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电能量市场中必开机组的出清机制一致。

9.6.2 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时现货市场中的出清机制与本细则 8.7.2.2 节一致。

9.6.3 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内的机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则 8.7.2.3 节一致。

9.6.4 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组在实时现货市场中的出清机制与本实施细则 8.7.2.4 节一致。

9.6.5 因故障调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电厂可向电力调度机构申请，经电力调度机构许可后进行出力计划调整。

故障处理时段内机组出力固定为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，发电厂须及时向电力调度机构申请恢

复，电力调度机构许可后，解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时现货市场优化出清。

9.6.6 临时新增开机机组

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，根据日内实际运行需要，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稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小稳定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。

对临时新增开机机组，视为必开机组，并给予启动补偿。

9.6.7 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，根据日内实际运行需要，由电力调度机构安排新增停机的机组，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，在日内机组组合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，相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

（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，在日内机组组合调

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，以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

9.6.8 其他特殊机组

本实施细则 8.7.2.5 节规定的特殊机组在实时市场中不参与市场定价，作为市场价格接受者。

9.7 实时现货市场安全校核

省内实时现货市场安全校核与本细则 8.8 节一致。

9.8 实时现货市场定价

9.8.1 发电侧定价

实时现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。实时现货市场中，市场化机组（场站）以所在节点的每小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

9.8.2 用户侧定价

实时现货市场中，批发市场用户以每小时的实时市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。实时市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时实际上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得。

9.8.3 新型主体定价

(1) 独立新型储能以所在节点的实时市场每小时平均节点电价作为相应时段的充放电结算价格。

(2) 虚拟电厂发/用电单元采用实时市场统一结算点电价作为相应时段的结算价格。

9.9 交易结果发布

D+1 日，市场运营机构向经营主体发布运行日（D）实时市场出清结果，包括但不限于以下信息：

(1) 发电企业特定信息包括：运行日（D）发电机组实时市场每 15 分钟的出清电力、每小时出清电价。

(2) 新型主体特定信息包括：独立新型储能实时市场每小时出清电价。

(3) 实时市场统一结算点电价根据本细则 9.8.2 节所述方法进行计算，并于 D+4 日前作为公开信息向全部经营主体发布。

(4) 《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

9.10 调度计划执行

电力调度机构将实时市场每 15 分钟滚动出清的发电计划由 AGC 系统下发至各发电企业，其中新能源场站与其配建新型储能作为整体接收 AGC 系统指令。当风电、光伏场站实时市场出清电力等于超短期预测出力时，原则上以其装机容量作为 AGC 系统目标指令，并分步长进行指令下发，若出现影响电网安全稳定运行、电力可靠供应的情况，电力调度机构可采用实时市场出

清结果作为 AGC 系统指令；当实时市场出清电力小于超短期预测出力时，以实时市场出清结果作为 AGC 系统指令。纳入容量电价机制执行范围的 110 千伏公用燃煤（含煤矸石）机组的发电计划通过 AGC 系统或网络交互指挥系统下发执行。110 千伏独立新型储能电站充放电计划通过 AGC 系统下发执行。虚拟电厂发、用电计划通过 AGC 或调控云中单独的虚拟电厂指令下发平台下发执行。当 AGC 系统发生故障时，各发电企业的发电计划和独立新型储能电站的充放电计划通过网络交互指挥系统下发执行。

相关经营主体应密切关注站端 AGC 系统和网络交互指挥系统指令，严格执行电力调度机构下达的计划曲线；风电、光伏场站因预测等原因导致发电计划高于实际发电能力的，按实际发电能力执行。

9.11 实时运行调整

电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，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。

在实时市场出清结束至实际运行期间内，为保障电网安全稳定运行，电力调控机构运行值班人员调整机组出力偏离实时市场出清结果时，调整后的机组出力作为市场出清边界，相应时段该机组的节点电价调整为出力所在容量段的报价。

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，恢复参与省内实时现货市场出清计算，被调整的独立新型储能电站接受现货价格，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等。

在发生或即将发生以下情况之一时，电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则进行调整（包括机组组合和发电计划曲线）：

- （1）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （2）系统频率或电压超过规定范围时，包括为保证省间联络线输送功率在正常允许范围内而需要调整时；
- （3）系统调频容量、备用容量、无功容量和开机方式无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （4）输变电设备可能过载或超出稳定限额时；
- （5）电力一、二次设备缺陷或故障，需要改变系统运行方式时；
- （6）气候、水情发生较大变化时；
- （7）新能源出力预测和负荷预测与实际偏差较大，可能影响电力实时平衡时；
- （8）非现货机组出力或省间联络线计划发生变化，需要调整系统运行方式时；
- （9）因防汛、抗旱、保供和其他水库调度需求等原因需进

行调整时；

（10）应上级电力调度机构相关要求需进行调整时；

（11）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。

当出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式，并告知相关经营主体：

（1）改变机组及储能的发电计划；

（2）投退 AGC、调整 AGC 系统控制模式以及机组 AGC 可调容量；

（3）改变发电机组开停机方式；

（4）调整系统运行方式，包括调整设备停复电计划等；

（5）调整断面限额，设置临时断面；

（6）调整省间联络线计划；

（7）调整新能源出力预测、负荷预测以及非现货机组发电计划；

（8）采用需求侧管理措施；

（9）暂停实时电能量市场交易；

（10）电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中经营主体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，电力调度机构应对经营主体行为及时记录并按相关规定进行考核，严重情况可建议湖南能源监管办、政府主管部门对相应经营主体实施强制退出调度

运行，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

10. 市场偏差处理机制

实时执行偏差分为机组日内非计划停运、实时发电执行偏差和新型主体实时执行偏差三类。

10.1 非计划停运

机组非计划停运按照湖南“两个细则”相关规定进行认定及考核。机组发生非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。机组非计划停运的偏差电量结算方式按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

10.2 实时发电执行偏差

当火电机组和新能源场站的实际发电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时发电执行偏差进行考核。具体考核办法与返还方式按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时发电执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，机组按照调度指令调整出力产生的偏差；

（3）火电机组开停机过程中出力低于机组最小稳定技术出

力时（实际开停机时长超过其申报的开停机曲线时长 30 分钟以上的不予免考核）；

（4）火电机组发生日内非计划停运导致的偏差；

（5）中标日内调频市场的机组；

（6）一次调频动作导致的偏差；

（7）因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的偏差。

（8）调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在 D+1 日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规定要求履行免考核职责，并做好记录。

电力现货市场运行期间，开展实时发电执行偏差考核的发电侧主体，不执行湖南“两个细则”中发电计划曲线考核、新能源超短期出力预测准确率考核。

10.3 新型主体执行偏差

新型主体包括独立新型储能和虚拟电厂。当独立新型储能的实际充、放电量以及虚拟电厂的实际上网电量、用电量与日前市场出清电量的偏差量超过该时段日前市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实际发、用电执行偏差进行考核。具体考核办法按照《湖南省电力市场结算实施细则》相关规定执行。

如有以下情况之一时，相应的电量不计为实时发电执行偏差考核电量：

（1）电力调度机构自动化系统（含 D5000、现货平台、调度指挥网络交互系统等）故障、数据失真、网络中断的情况；

（2）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应等需要，新型主体按照调度指令调整出力产生的偏差；

（3）一次调频动作导致的偏差；

（4）因地震、洪涝等自然灾害或其他不可抗力因素导致的偏差。

（5）调度机构认定的其他非经营主体自身原因造成的执行偏差考核的情况。

相关经营主体若对考核情况存在异议，应在次日 24 点前向电力调度机构提出免考核申请并写明原因。电力调度机构应按照规定要求履行免考核职责，并做好记录。

11. 信息披露

11.1 信息披露原则

信息披露指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体（含独立新型储能和虚拟电厂等）、电网企业和市场运营机构。信息披露主体应严格按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

11.2 信息披露内容

按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

- （1）公众信息指向社会公众披露的信息；
- （2）公开信息指向有关市场成员披露的信息；
- （3）特定信息指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

11.3 事后信息披露

D+1 日，市场运营机构通过湖南电力交易平台，按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）的要求，向相关市场成员发布运行日（D）相关运行信息等，主要包括但不限于：

（1）运行信息：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、发电机组非停情况、必开必停机组群等。

（2）现货市场申报及出清信息：平均申报电价、各时段出清电量及各类电源电量和台数、平均出清电价。

（3）《电力市场信息披露基本规则》要求披露的其他信息。

12. 市场力管控

12.1 市场力行为识别和处置

12.1.1 市场行为分类

市场力行为包括市场持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为。

市场持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，或者有多个发电厂组成的发电企业进行集中报价，从而使共同利润最大化的行为。

市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

12.1.2 识别和处置

市场运营机构对市场持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告湖南能源监管办和政府主管部门。

12.1.2.1 持留行为识别

在市场监测中发现以下情形的，电力调度机构启动持留行为识别：

- (1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- (2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；

- (3) 无故降低机组出力的；
- (4) 机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；
- (5) 经营主体利用市场份额和优势地位，通过容量持留、报价持留等方式操纵市场价格；
- (6) 其他涉嫌持留行为的情形。

12.1.2.2 串谋行为识别

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

- (1) 不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的；
- (2) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；
- (3) 不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的；
- (4) 经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；
- (5) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

12.1.2.3 操纵行为识别

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

- (1) 频繁改变设备运行参数；
- (2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差

的；

(3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；

(4) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

12.2 市场力监测与缓解

为避免具有市场力的经营主体操纵现货市场价格，需进行市场力监测与缓解。市场运营机构负责对经营主体开展市场力监测，未通过市场力监测的发电侧经营主体采取市场力缓解措施。

12.2.1 事前市场力监测与缓解

日前市场出清前，对所有发电侧经营主体开展市场力监测，通过市场力监测的经营主体报价视为有效报价，可直接参与市场出清；未通过市场力监测的经营主体采取市场力缓解措施后，再参与市场出清。具体流程如下：

12.2.1.1 事前市场力监测

日前市场出清前，逐时段计算各发电集团火电剩余供给指数，作为其市场力指标，计算公式如下：

$$RSI_{i,t} = (\sum Q_{k,t} - Q_{i,t}) / (S_{t, \text{需求}} + Q_{t, \text{正备用容量需求}})$$

$$S_{t, \text{需求}} = S_{t, \text{系统负荷预测}} - S_{t, \text{联络线计划}} - S_{t, \text{非现货机组出力计划}} - S_{t, \text{参与现货新能源出力预测}}$$

其中，

$RSI_{i,t}$ 为第 i 个发电集团的火电剩余供给指数；

$Q_{k,t}$ 、 $Q_{i,t}$ 为第 k 、 i 个发电集团在时段 t 的火电可用发电容量；

$S_{t, \text{需求}}$ 为 t 时段市场化火电容量需求；

$S_{t, \text{正备用容量需求}}$ 为 t 时段系统正备用容量需求;

$S_{t, \text{系统负荷预测}}$ 为 t 时段系统负荷预测;

$S_{t, \text{联络线计划}}$ 为 t 时段联络线计划;

$S_{t, \text{非现货机组出力计划}}$ 为 t 时段非现货机组出力计划;

$S_{t, \text{参与现货新能源出力预测}}$ 为 t 时段参与现货市场的新能源出力预测。

若某发电集团 RSI 小于参考值 $RSI_{\text{参考}}$, 则触发事前价格检测机制, $RSI_{\text{参考}}$ 由湖南能源监管办和政府主管部门明确。

12.2.1.2 事前价格检测

将触发事前价格检测机制的发电集团所属火电机组报价与事前市场力监测参考价格进行对比。事前市场力监测参考价格取火电机组核定发电成本和前 10 天(不含当日)日前市场统一结算点电价最大值的算术平均值(若当次试运行天数不足 10 天, 则取全部可用天数计算)中的较大值, 乘以调节系数 $K_{\text{市场力}}$, 计算公式如下:

$$P_{\text{市场力参考}} = K_{\text{市场力}} \times (\sum P_{j, \text{统一结算点最大值}} / 10, C_{\text{核定成本}, i})$$

其中,

$P_{\text{市场力参考}}$ 为事前市场力监测参考价格, 且不得大于申报价格上限;

$P_{j, \text{统一结算点最大值}}$ 为运行日第 j 天日前市场统一结算点电价的最大值;

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为火电机组核定的发电成本价格。由省发展改革委、湖南能源监管办委托具备合格检测资质的第三方检测机构核定的机组发电成本价格;

$K_{\text{市场力}}$ 值经湖南能源监管办和政府主管部门审批通过后执行。

12.2.1.3 报价替换

当触发事前价格检测机制的发电集团所属火电机组电能量报价高于事前市场力监测参考价格时，执行价格缓解措施，将申报价格高于参考价格的报价替换为参考价格和火电机组核定的发电成本价格中较大值。

12.2.1.4 市场出清

基于替换后的机组报价进行日前、实时市场出清，获得日前、实时市场出清结果，作为市场结算的依据。

12.2.2 事后市场力监测与缓解

12.2.2.1 事后市场力监测

日前市场出清后，计算所有经营主体 96 点平均出清价格相对市场平均出清价格的偏移度，若偏移度大于 δ_1 ，则未通过事后市场力监测。计算公式为：

$$\Delta_{i, \text{出清}} = (P_{i, \text{出清均价}} - P_{\text{市场出清均价}}) / P_{\text{市场出清均价}}$$

其中，

$\Delta_{i, \text{出清}}$ 为经营主体*i*平均出清价格相对市场平均出清价格的偏移度；

$P_{i, \text{出清均价}}$ 为经营主体*i*的 96 点平均出清价格；

$P_{\text{市场出清均价}}$ 为市场 96 点平均出清价格。

12.2.2.2 标记经营主体

日前市场出清后，统计断面负载率大于 η_1 的断面为阻塞断面，

对未通过事后市场力监测且对于阻塞断面灵敏度小于 μ_1 的经营主体进行标记，进行报价行为测试。

12.2.2.3 报价行为测试

对于被标记的经营主体，监测其报价是否异常，计算其横向报价偏移指数、纵向报价偏移指数、勒纳指数等指标。

横向报价偏移指数指经营主体申报均价与同类经营主体申报均价的偏移度；纵向报价偏移指数指经营主体申报均价与该经营主体历史申报均价的偏移度；勒纳指数指经营主体申报均价与该经营主体核定成本的偏移度。

针对上述指标分别设置异常报价判别阈值，各阈值由湖南能源监管办和政府主管部门明确。当任一指标大于其判别阈值时，该经营主体报价视为异常报价，后续研究相应的缓解机制。

13. 风险防控

13.1 基本要求

建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

市场运营机构在湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局等指导下，履行市场运营、市场监控和市场风险防控职责。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

13.2 风险分类

电力市场风险包括但不限于：

（1）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险，指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。

（3）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（4）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场运行的各类技术支持系统出现异常或不可用情况，影响市场正常运行的风险。

（5）网络安全风险，指因黑客、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。

（6）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

（7）其他影响电网和电力市场正常运行的风险。

13.3 风险防控与处置

市场运营机构按照湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局等要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测，并

按照有关程序对市场风险进行预警，并报告湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局等有关部门。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局审定后执行。

市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

13.4 二级价格限值

根据我省经济社会承受能力，为激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场价格异常风险，设置二级价格限值。政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、湖南能源监管办制定相关规则，政府价格主管部门综合考虑长期电价水平、边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素设置二级价格限值及持续时间 H (小时)，并适时调整。二级价格限值按照《湖南省电力市场结算实施细则》有关条款执行。

14. 特殊情况处理机制

14.1 市场干预

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

14.1.1 政府干预

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由湖南能源监管

办、政府主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （1）电力供应严重不足时；
- （2）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （3）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；
- （4）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；
- （5）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；
- （6）由于自然灾害等不可抗力因素对市场经营主体收益产生较大影响时；
- （7）其他认为需要进行市场干预的情形。

14.1.2 市场运营机构干预

现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告湖南能源监管办、政府主管部门：

- （1）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时；
- （2）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

(3) 电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

(4) 其他认为需要进行市场干预的情形。

14.2 市场干预期间处理机制

14.2.1 自然灾害影响期处理机制

干旱、暴雨、冰灾、霜冻、山火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、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。

14.2.2 系统异常处理机制

电力现货市场技术支持系统、自动发电控制等调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等运行异常影响市场正常运行或电网安全稳定时，电力调度机构可采取必要手段进行市场干预。

紧急情况下，对电力调度机构干预时段和干预机组，需要做好相关记录，并按照《湖南省电力市场结算实施细则》进行结算。

当湖南电力现货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重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。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并结算。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《湖南省电力市场结算实施细则》中退补管理的相关原则进行电费的追退补。

14.2.3 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制

在日前市场、实时市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，电力调度机构可按照需求响应优先、有序用电保底的原则采取需求侧控制措施，并按照削减电力缺口后的系统负荷曲线进行现货市场出清计算。

14.3 市场中止

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，由湖南能源监管办、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，事后由湖南能源监管办、政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

当出现上述情况导致市场中止且在7天（含7天）内可恢复正常运行时，采用如下的处理措施：

（1）日前现货市场中止时，当日不开展日前现货市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应和电网安全运行为原则，综合考虑运行日（D）负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件，编制下达运行日（D）的机组启停机计划和日前发电调度计划。以运行日（D）实际执行的结果和实时市场价格作为运行日的日前

市场结算依据。市场运营费用计算中涉及日前市场的部分沿用实际执行的结果和实时市场价格，其中启动补偿费用按机组实际启动次数及核定成本计算。

（2）实时现货市场中止时，相应时段内不开展实时现货市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应和电网安全运行为原则，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。在市场中止对应的结算时段，以日前现货市场中相同时段的价格作为实时现货市场价格。市场运营费用计算中涉及实时市场的部分沿用实际执行的结果和日前现货市场中相同时段的价格。

（3）日前和实时现货市场均中止时，相应时段内不开展日前和实时现货市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日（D）负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件，编制下达运行日（D）的机组启停机计划和日前发电调度计划。运行日（D）在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应和电网安全运行为原则，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。在市场中止对应的结算时段，以运行日（D）实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日（D）各结算时段实时市场统一结算点价格的算术平均值作为运行日（D）的日前和实时市场结算依据（若当次试运行天数不足 30 天，则取全部

可用天数计算)。市场运营费用计算采用实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日 (D) 各结算时段实时市场统一结算点价格的算术平均值 (若不足 30 天则按实际运行天数计算)。

若市场中止超过 7 天无法恢复时,市场中止后,采取如下的处理措施:

(1) 电力调度机构以保障电力有序供应和电网安全运行为原则,综合考虑运行日 (D) 负荷预测、新能源出力预测、电网安全约束、省间联络线计划等边界条件,编制下达运行日 (D) 的机组启停机计划和日前发电调度计划。运行日 (D) 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和电网安全运行为原则,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。

(2) 电力交易机构参照非现货模式下的交易结算原则,对实际发电、用电进行结算。

当异常情况解除,现货市场具备恢复运行条件时,市场运营机构报省发展改革委、省能源局及湖南能源监管办同意后,恢复现货市场正常运行。并提前向经营主体发布市场恢复通知。

15. 争议处理

15.1 争议处理原则

经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的,可先通过电力市场管理委员会调解,也可向湖南能源监管办、政府主管部门申请

行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

15.2 争议调解申请

市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（1）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（2）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（3）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 1 年内提出。

15.3 信息提供及保密

市场成员有义务为湖南能源监管办、政府主管部门以及电力市场管理委员会提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

16. 免责条款

当出现自然灾害、重大电源或电网故障、电网安全约束不能满足等不可抗力时，电网企业为保障电网安全运行及电力有序供应而采取的相关措施，导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于通信系统繁忙、现货市场技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或电力调度机构无法按规则执行电力现货市场出清结

果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于其他非人为主观因素给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

由于国家有关法律、法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

17. 附则

本实施细则由省发展改革委、省能源局、湖南能源监管办负责解释。

本实施细则的修订应按照程序，经省电力市场管理委员会讨论，报省发展改革委、省能源局、湖南能源监管办批准后实施。

本实施细则自发布之日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。《湖南省电力现货市场交易实施细则(试运行 3.0 版)》同时废止。