

江苏省电力现货市场运营规则

(V2.1 版)

目 录

第一章 总 则	1
第二章 市场成员	4
第一节 市场成员定义	4
第二节 权利与义务	4
第三节 准入与退出	9
第四节 注册、变更与注销	11
第三章 日前电能量市场	12
第一节 组织方式及交易时间	12
第二节 经营主体参数	13
第三节 日前市场机组运行边界条件	14
第四节 日前市场电网运行边界条件	16
第五节 边界条件发布	19
第六节 日前市场交易申报	19
第七节 日前市场出清	23
第八节 日前市场安全校核	25
第九节 日前市场交易结果发布	26
第十节 日前调度计划	27
第四章 实时电能量市场	29
第一节 组织方式及交易时间	29
第二节 实时市场机组运行边界条件	29
第三节 实时市场电网运行边界条件	30
第四节 实时市场出清	32
第五节 实时市场安全校核	35
第六节 实时市场交易结果发布	35
第七节 实时运行调整	36
第五章 市场衔接机制	39
第一节 省内相关市场与现货市场衔接机制	39
第二节 省外市场与省内市场衔接机制	40
第六章 计量	41
第一节 计量要求	41
第二节 计量装置管理	41
第三节 计量数据管理	43
第四节 计量数据拟合规则	44
第七章 市场结算	48
第一节 市场结算原则	48
第二节 批发市场价格机制	49
第三节 市场结算依据及流程	55
第四节 结算调整	58
第八章 风险防控	61
第一节 基本要求	61

第二节 风险分类	61
第三节 风险防控与处置	62
第九章 市场干预	65
第一节 市场干预条件	65
第二节 市场干预内容	66
第三节 市场中止和恢复	67
第四节 市场干预责任处理	68
第十章 争议处理	69
附件一：名词解释	71
附件二：日前电能量市场数学模型	74
第一节 日前安全约束机组组合数学模型	74
第二节 日前安全约束经济调度数学模型	84
第三节 日前分区电价计算模型	92
附件三：实时电能量市场数学模型	96
第一节 实时安全约束经济调度数学模型	96
第二节 实时分区电价计算模型	98
附件四：市场结算公式明细	103
第一节 批发市场费用结算	103
第二节 成本补偿费用结算	106
第三节 市场不平衡费用结算	107
第四节 市场调节费用结算	111
附件五：电能量市场申报信息表	123
第一节 发电机组电能量报价申报表（煤电、核电）	123
第二节 发电机组启停费用报价申报表（煤电、核电）	123
第三节 新能源电厂交易单元电能量报价申报表	124
第四节 新能源电厂交易单元发电预测曲线申报表	125
第五节 售电公司和一类用户申报表	125
第六节 电网侧储能申报表	125
第七节 虚拟电厂申报表	126

第一章 总 则

第一条 为规范江苏电力现货市场运营和管理，依法维护市场成员合法权益，保障电力现货市场安全、平稳、高效运营，促进新能源消纳，制定《江苏省电力现货市场运营规则（V2.1 版）》（以下简称“本规则”）。

第二条 依据《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809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）、《国家发展改革委、国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《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》（发改价格〔2024〕196号）、《国家发展改革委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)等有关法律、法规和文件,结合江苏电网实际情况,制定本规则。

第三条 本规则编制遵循的主要原则。

坚持市场导向。在国家发展改革委、国家能源局指导下,充分考虑电力工业发展规律和各经营主体合法权益,通过建立完善电力现货交易机制,进一步发挥市场机制作用,以市场价格信号引导电力生产和消费,实现资源优化配置,促进电力行业健康稳定发展。

坚持公开透明。市场规则设计和修订程序透明,市场价格机制及补偿机制清晰,市场运行数据及时公开,确保经营主体充分了解市场运营规则、价格形成机制等相关内容。

坚持积极稳妥。按照总体规划、有序推进的原则,坚持市场化方向,结合江苏省情、网情,不断完善价格机制,持续健全交易体系,稳妥推进电力现货市场建设。

坚持因地制宜。结合我省电力生产与消费实际情况,遵循电力商品客观规律,因地制宜、实事求是,构建符合江苏特点、主体多元、竞争有序的电力现货市场体系。

坚持安全可控。尊重电力生产超前组织和实时平衡的物理属性,充分考虑电力系统运行的安全性、稳定性、可靠性要求,组织电力现货市场交易。

坚持清洁低碳。发挥现货市场价格信号作用,充分挖掘系统调节潜力,着力构建有利于大规模新能源消纳的市场机制,提升新能源消纳能力,促进电力清洁低碳发展。

坚持有效监管。加强电力现货市场监督管理，坚持公平、公正，保证电网无歧视开放，维护各经营主体合法权益，保证市场平稳、规范、有序运营。

第四条 本规则适用于江苏电力现货电能量市场的运营、管理和结算。

第二章 市场成员

第一节 市场成员定义

第五条 江苏电力现货市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

第六条 经营主体包括发电企业、一类用户、售电公司、电网侧储能、虚拟电厂、微电网等。电网企业代理购电根据国家政策参与现货市场交易。

其中，参与中长期交易的公用燃煤电厂（含阳城电厂）、参与中长期交易的新能源场站（参与绿电交易的新能源除外）、核电厂等省内发电企业全部参与现货市场，参与中长期交易的一类用户、售电公司等全部参与现货市场。鼓励其余发电企业主动参与现货市场。

第七条 市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构指江苏电力调度控制中心，电力交易机构指江苏电力交易中心有限公司。

第二节 权利与义务

第八条 发电企业基本权利和义务：

- （1）按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；
- （2）签订和履行市场化交易形成的电力合约，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议；
- （3）获得公平的输电服务和电网接入服务；

(4) 按照规定及时披露和提供市场信息，获得市场化交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，承担保密义务，不得违规泄露市场信息；

(5) 配合市场运营机构确认市场化交易形成的电力合约，按照要求向市场运营机构提供相关运行参数等；

(6) 具备满足参与市场交易要求的技术支持手段；

(7) 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

(8) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户基本权利和义务：

(1) 按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；

(2) 签订和履行市场化交易形成的电力合约；

(3) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按照规定及时支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等费用；

(4) 按照规定及时披露和提供市场信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不得违规泄露市场信息；

(5) 配合市场运营机构提供市场化交易形成的电力合约；

(6) 遵守电力调度指令，并按照规定提供辅助服务；

(7) 遵守电力需求侧管理有关规定，提供承诺的需求响应服务；

(8) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(9) 按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议；

(10) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 售电公司基本权利和义务：

(1) 按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；

(2) 签订和履行市场化交易形成的电力合约；

(3) 与相关二类用户签订和履行相关协议；

(4) 按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务；

(5) 遵守电力需求侧管理有关规定，在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等），协助执行有序用电；

(6) 获得电网企业的电费结算服务；

(7) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(8) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十二条 电网企业基本权利和义务：

(1) 保障输变电设施的安全稳定运行；

(2) 根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建

设；

(3) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

(4) 按照规定向经营主体提供报装、结算、计量、抄表、收催缴电费、维修等各类供电服务；

(5) 配合电力调度机构，督促用户执行现货市场交易结果；

(6) 向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；

(7) 负责经营主体各类交易合同结算资金的核算、收取和支付；

(8) 按照规定及时披露和提供市场信息，承担保密义务，不得违规泄露市场信息；

(9) 收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

(10) 保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；

(11) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

(12) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力调度机构基本权利和义务：

(1) 按照《江苏电力系统调度规程》等实施调度管理；

(2) 负责江苏电力现货市场及配套的辅助服务市场交易组织、出清、执行，依法依规落实现货市场交易结果；

(3) 负责建设、运维电力现货市场技术支持系统，执行相关技术标准；

(4) 按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务；

(5) 配合电网企业、电力交易机构开展结算业务，按时向电力交易机构提供现货结算需要的参数；

(6) 配合省能源主管部门、能源监管机构开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向省能源主管部门、能源监管机构报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

(7) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力交易机构基本权利和义务：

(1) 向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务；

(2) 负责中长期交易组织、合同分解及管理，负责现货市场相关信息申报及发布；

(3) 负责现货市场结算，并提供结算依据及相关服务；

(4) 建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统；

(5) 配合电力调度机构开展现货市场交易；

(6) 按照有关规定开展相关信息披露工作，并对经营主体的结算信息和数据进行涉密管理；

(7) 监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向省能源主管部门、能源监管机构及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险；

(8) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第三节 准入与退出

第十五条 新投产的发电机组，在月末第四个工作日及之前完成入市申请并生效的，参加标的日期为次月及以后的电力交易并按照规定结算。对于月末第十个工作日及之前符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次月起按照交易规则进行结算；对于月末第十个工作日之后符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次次月起按照交易规则进行结算。

第十六条 新增经营主体自首个中长期市场交易标的月起，依规参与现货市场。应参与现货市场申报、出清的经营主体，用户侧应在 10 个工作日内，发电侧应在 20 个工作日内，与市场运营机构共同完成相关技术准备，及时纳入申报、出清范围。

第十七条 准入电力市场的发电企业和电力用户不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理注销手续：

(1) 经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

(2) 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场；

(3) 因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件；

(4) 经营主体所有机组关停退役的；

(5) 经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第十八条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向能源监管机构、省能源主管部门备案。

(1) 因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）；

(2) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

(3) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

(4) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

(5) 因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的；

(6) 法律、法规规定的其他情形。

第十九条 退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

第四节 注册、变更与注销

第二十条 符合电力市场准入条件的各类经营主体在电力交易机构完成市场注册后，方可参与电力市场交易。各电力交易机构应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、各方共享”。经营主体应对注册信息的真实性、准确性、完整性负责。按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理注册手续电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十一条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第二十二条 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第三章 日前电能量市场

第一节 组织方式及交易时间

第二十三条 日前电能量市场原则上采用报量报价的方式组织交易（电网企业代理购电等可采用报量不报价的方式），采用全电量竞价、集中优化的方式出清。

第二十四条 现货整月结算试运行期间，中长期交易存在中标电量的燃机需同步参与现货市场。

第二十五条 电网侧储能自愿参与现货市场，参与现货市场期间，不再按照《省发展改革委关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施的通知》（苏发改能源发〔2024〕775号）规定的充放电价格进行结算。

第二十六条 D-1 日开展 D 日日前电能量交易。每个自然日含有 96 个交易出清时段（00:15-24:00），每 15 分钟为一个交易出清时段。

第二十七条 D-1 日，参与现货电能量市场的发电机组（新能源按交易单元）、一类用户、售电公司、电网企业代理购电、电网侧储能、虚拟电厂、微电网申报 D 日的量价信息，其中电网企业代理购电可作为价格接受者参与现货市场出清。

第二十八条 各经营主体申报的日前电能量市场量、价信息，均指计量点上网、下网电力，以及对应的上网、下网度电电能量价格（含税，不含辅助服务费用、容量补偿费用、不平

衡资金分摊、输配电价、政府基金及附加等)。其中,虚拟电厂申报量为调节量。

第二十九条 根据各经营主体申报的日前电能量市场量、价信息,综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电情况、特殊机组出力曲线、机组检修安排、输变电设备检修安排、机组运行约束条件、电网运行约束条件等因素,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D日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分区边际电价、统一结算点电价、节点边际电价。

第二节 经营主体参数

第三十条 参与现货电能量市场出清的经营主体的运行参数,作为现货电能量市场交易出清的默认参数。经营主体如需变更,通过运行参数变更管理流程申请更改。

(1) 发电机组额定有功功率,单位为 MW,应与并网调度协议保持一致;

(2) 煤电、核电机组最小稳定技术出力,单位为 MW,应与深度调峰出力认证结果保持一致;

(3) 煤电、核电机组有功功率调节速率,单位为 MW/分钟;

(4) 发电机组厂用电率,单位为百分数;

(5) 典型煤电、核电机组开机曲线,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；

（6）典型煤电、核电机组停机曲线，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；

（7）煤电机组最小连续开机时间，表示机组开机后距离下一次停机至少需要连续运行的时间；

（8）煤电机组最小连续停机时间，表示机组停机后距离下一次开机至少需要连续停运的时间；

（9）电网侧储能最大/最小充放电功率、最短充放电持续时间、储能充放电容量、充放电转换时间；

（10）虚拟电厂单元接入电网分区信息；

（11）其他所需的参数。

第三节 日前市场机组运行边界条件

第三十一条 根据机组检修安排，电力调度机构应在 D-1 日 09:30 前发布 D 日参与现货市场出清的煤电、核电机组 96 点状态，各发电企业应于 10:30 前在江苏电力交易平台中进行确认。

机组状态包括可用、不可用两类。处于可用状态的机组，按照交易规则参与相应时段内日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与相应时段内日前电能量市场出清。

（1）可用状态：包括运行、备用。

对 D-1 日处于停机状态的备用机组，在 D 日 4:00 前为不可并网状态，其后均为可并网状态。

(2) 不可用状态：包括机组计划检修、节日检修、临检、非计划停运、无气停机等情况。

D-1日10:30前，各发电企业通过江苏电力交易平台申报机组出力上下限及受限原因。如未申报，默认机组出力上下限为该机组的额定有功功率、最小稳定技术出力。

D-1日10:30前，D日试验（调试）机组应通过江苏电力交易平台，报送D日调试时段每15分钟的出力安排，其相应时段作为价格接受者，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，按照申报量价信息参与日前电能量市场出清。

第三十二条 核电机组可根据其对电力负荷稳定性的特殊考虑，申报发电曲线建议，在日前电能量市场中优先出清。

第三十三条 机组完成检修工作后，可向电力调度机构提交并网调试申请，电力调度机构经安全校核后予以安排。

第三十四条 为保障煤电企业安全生产，煤电最小开机方式原则上为半开机或至少一台机组运行。电力调度机构根据电力保供、发电企业安全生产以及供热、环保等要求，结合不同季节电力供需形势，动态编制和执行最小开机方式方案，并例行向省能源主管部门、能源监管机构报备。

第三十五条 电力调度机构应考虑D+1至D+3日的系统平衡约束，避免机组不必要的频繁启停，确保长周期电力供应稳定。

第三十六条 煤电深度调峰机组任一深度调峰段持续时间不低于30分钟，深度调峰单次总持续时间不低于1小时，两次

深度调峰间隔不低于 1 小时。

第三十七条 煤电机组深度调峰部分（低于 50% 额定有功功率）的量价申报，由电厂根据机组技术条件自行考虑出力段及相应报价。机组深度调峰部分按照申报区间起始出力出清。

第四节 日前市场电网运行边界条件

第三十八条 负荷预测包括系统负荷预测、母线负荷预测。系统负荷预测是指预测 D 日零时开始的每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。母线负荷预测是指预测 D 日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。

第三十九条 跨省区省间联络线计划曲线，作为省内日前电能量市场组织的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发电情况而变化。

第四十条 暂未直接参与现货市场出清的新能源、燃机等 D 日 96 点发电曲线，在满足系统安全、网络约束和电力平衡的基础上，作为日前电能量市场出清边界条件。

第四十一条 依据电网备用管理要求，电力调度机构应合理确定 D 日运行正备用、负备用需求，各类备用需求作为日前电能量市场出清边界条件。电网运行备用应在满足上级调度机构下达的运行备用要求基础上，综合考虑负荷短期变化、新能源出力波动、预想电网故障、重要保供电要求、机组缺陷受阻等情况，同时满足 D+1 至 D+3 日平衡需要，制定电网运行备用

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。

第四十二条 D日发输变电设备检修安排，作为日前电能量市场出清边界条件。

第四十三条 D日的发输变电设备投产与退役安排，作为日前电能量市场出清边界条件。

第四十四条 电网安全约束，包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等，作为日前电能量市场出清边界条件。出现以下情况时，可调整相关安全约束：

- （1）灾害性天气；
- （2）特殊保电要求；
- （3）新能源消纳接近或超出电网能力；
- （4）存在较大设备隐患期间的安全预控需要；
- （5）其他对电网安全提出特殊要求的情况。

第四十五条 出现以下情况时，可设置必开机组（或最小开机方式）：

- （1）因供电保障方面要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- （2）因电网部分区域电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- （3）为保证发、输、配电项目实施，必须提前开出的机组，以及必须维持运行状态的机组；

(4) 根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组；

(5) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第四十六条 必开机组需提前做好开机准备，确保在 D 日能够按时开机运行。

第四十七条 出现以下情况时，可设置必停机组（或最大开机方式）：

(1) 因供电保障方面要求，需要停机或维持停机状态的机组；

(2) 因电网部分区域电压支撑要求，需要停机或维持停机状态的机组；

(3) 为保证发、输、配电项目实施，必须提前停机的机组，以及必须维持停运状态的机组；

(4) 因电源并网设备和通道等停役，需要机组陪停的情况；

(5) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第四十八条 出现以下情况时，可设置发电机组（群）出力上下限约束：

(1) 因供电保障方面要求，需要将出力控制在特定上下限值以内的发电机组（群）；

(2) 因电网部分区域电压控制要求，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(3) 为保证发、输、配电项目实施，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第五节 边界条件发布

第四十九条 D-1 日 09:30 前，通过江苏电力交易平台，向相关经营主体发布 D 日的电网运行边界条件信息。包括：

- (1) 预测的 D 日 96 点系统负荷（公开信息）；
- (2) 预测的 D 日 96 点受电计划（公开信息）；
- (3) 预测的 D 日 96 点优先发电计划（公开信息）；
- (4) 初步确定的 D 日重大设备检修安排（公开信息）；
- (5) 初步预测的 D 日 96 点新能源全省总加和分区总加出力（公开信息）；
- (6) D 日市场电能量申报价格上下限、电能量结算价格上下限情况（公开信息）；
- (7) 系统备用水平相关信息（公开信息）。

第六节 日前市场交易申报

第五十条 D-1 日 10:30 前，经营主体完成日前市场申报。日前市场申报关闸前，参与现货市场出清的经营主体通过江苏电力交易平台提交日前电能量市场申报信息。

第五十一条 在日前市场申报关闸前，机组未完成价格申报的（含数据申报、加解密存在问题的情况），均默认采用缺省报价作为申报信息。参与现货市场出清的机组应及时做好缺省报价的维护，有效期必须覆盖 D 日至未来 10 个自然日。发电侧未维护缺省报价的（含数据申报、加解密存在问题的情况）

况)，煤电、核电机组全容量以申报价格上限作为缺省报价，新能源机组全容量以申报价格下限作为缺省报价。

第五十二条 经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由江苏电力交易平台按照规则自动审核，审核不通过不允许提交。

第五十三条 电能量申报价格上限 1500 元/兆瓦时，下限 0 元/兆瓦时。

第五十四条 发电侧全容量报价。按照新能源、核电、煤电优先发电顺序，细化各类型电源申报价格下限。其中：

新能源：第一段申报起点为 0 兆瓦，申报价格下限 0 元/兆瓦时，前三段每段价差不小于 5 元/兆瓦时，前三段每段申报范围不高于 10%额定容量。

核电：第一段申报起点为机组最小稳定技术出力，第一段申报范围不高于 1%额定容量，申报价格下限 0 元/兆瓦时，第二段开始申报价格下限 20 元/兆瓦时。

煤电：第一段申报起点为机组最小稳定技术出力，第一段申报价格下限 30 元/兆瓦时。

第五十五条 煤电、核电机组申报交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、机组停机费用（元/次）、机组电能量费用（元/MWh）。

机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用>

温态启动费用 $>$ 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

机组停机费用：代表发电机组停机所需要的费用，单位为元/次。发电机组实际的停机状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

机组电能量费用：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（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。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的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每个报价段的步长不能低于1MW。每段报价均不可低于申报价格的下限值，不可高于申报价格的上限值。

初期，单机10万千瓦以下煤电不参与现货申报、出清，仅参与实时现货市场结算。

第五十六条 新能源场站申报交易信息主要包括：D日96点发电预测曲线、电能量费用（元/MWh）。

D日96点发电预测曲线：96点新能源发电功率预测曲线（MW）。D日新能源场站短期预测值缺失时，按D-1日预测值替代。

电能量费用：电能量报价表示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

(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。第一段出力区间起点为0,最后一段出力区间终点为场站的额定有功功率,每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每个报价段的步长不能低于0.1MW。每段报价均不可低于申报价格的下限值,不可高于申报价格的上限值。

初期,参与现货市场的新能源中,统调新能源参与现货申报、出清和结算,其他新能源(含统调新能源电站中存在部分参与绿电和非统调挂接的情况)暂不参与现货申报、出清,仅参与实时现货市场结算。加快推动各类新能源参与现货市场出清。

第五十七条 新能源原则上按照交易单元进行现货申报、出清。当新能源交易单元和调度物理模型难以匹配时,多个交易单元可合并为一个现货交易模型,参与现货申报和出清,如多个交易单元属于不同法人,需提前签订授权委托协议,明确主体名称、统一社会信用代码、交易结果分配比例等内容,并报电力交易机构备案,避免产生纠纷。

第五十八条 当一个新能源现货交易模型对应多台(组)新能源机组调度单元时,按照各调度单元额定装机容量比例,将申报量价分解至各调度单元。

第五十九条 新能源预测对象应与交易单元、现货交易模型保持一致,预测电力不得高于额定有功功率。

第六十条 加快推动用户侧按以下方式报量不报价参与日前

市场，申报交易信息主要包括：D 日 96 点用电负荷预测（MW）。初期，一类用户、售电公司、微电网以不报量不报价方式参与，按照实时现货市场价格偏差结算。

第六十一条 加快推动电网企业代理购电以价格接受者方式直接参与现货市场。

第六十二条 虚拟电厂在形成完善的调节能力和调节效果动态评价机制等确定后，加快推动虚拟电厂以报量报价方式参与日前市场。初期，虚拟电厂参照普通售电公司参与现货市场。

第六十三条 电网侧储能以场站为单位报量报价参与现货市场，申报交易信息主要包括：D 日充电量价曲线和放电量价曲线（MW）。第一段出力区间起点为 0，终点不低于 25% 额定充放电功率，最后一段出力区间终点为场站的额定充放电功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每个报价段的步长不能低于 0.1MW。每段报价均不可低于申报价格的下限值，不可高于申报价格的上限值。初期，储能电站视情况参与日前现货市场，可根据储能电站申报的日前充放电计划，经调度安全校核后安排充放电，参与现货市场结算。

第七节 日前市场出清

第六十四条 D-1 日 11:00 前，完成省内日前市场预出清。

第六十五条 D-1 日 11:30 前，根据省内日前市场预出清结

果，组织省内经营主体参与省间日前现货交易。

第六十六条 D-1 日 13:30 前，根据省内日前市场预出清结果、省间日前现货交易结果，组织省内经营主体参与华东调峰、备用辅助服务市场。

第六十七条 D-1 日 14:30，基于经营主体申报信息以及 D 日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能市场交易结果。基于系统负荷预测以及发电侧申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，形成可靠性机组组合。其中，核电根据其发电特点、阳城电厂根据其安控运行要求，对发电曲线予以优化安排。

第六十八条 在初期用户不报量不报价参与方式下，出清日前市场可靠性机组组合，发用两侧均不进行日前市场偏差结算。

第六十九条 当同一节点发电机组报价相同时，暂按机组该申报段容量的比例分配中标容量。

第七十条 机组必开最小出力优先出清（若未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该机组的最小稳定技术出力，不作为定价机组），必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与竞价出清。

第七十一条 调试（试验）机组调试时段内，不作为定价机组；非调试时段内，参与市场竞价。

第七十二条 发电机组开机过程中，在并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力按其典型开机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第七十三条 发电机组停机过程中，在从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力按其典型停机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第七十四条 机组已达到最大向下爬坡能力，不作为定价机组。

第八节 日前市场安全校核

第七十五条 日前市场安全校核包括电力平衡校核、安全稳定校核。各级电力调度机构按照各自调度管辖范围负责日前市场安全校核。

第七十六条 电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力平衡风险的情况。

第七十七条 若存在平衡约束无法满足要求的时段，可以采取调整运行边界、增加机组约束等手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第七十八条 根据电网模型、系统负荷预测、母线负荷预测等，依据《电力系统安全稳定导则》的标准，开展安全稳定校核工作。

第七十九条 考虑到新能源出力和用电负荷波动性，为确保电网安全约束不被破坏，原则上，在日前市场中，断面限额

按稳定限额的 98%考虑，留出一定的安全裕度。

第八十条 若存在安全约束无法满足要求的时段，可以采取调整运行边界、增加机组约束等手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第八十一条 新能源日前市场各时段出清值不大于该时段功率预测值，并不高于场站额定有功功率。初期，日前可靠性机组组合采用电力调度机构新能源功率预测值。

第八十二条 在日前电能量市场出清启停的有关发电企业，可根据实际设备状况与电力调度机构协商优化当日的开停机时间。

第九节 日前市场交易结果发布

第八十三条 D-1 日 17:30 前，通过江苏电力交易平台发布 D 日的日前电能量市场交易出清结果。包括：

- (1) D 日 96 点系统负荷预测（公开信息）；
- (2) D 日 96 点受电计划（公开信息）；
- (3) D 日 96 点优先发电计划（公开信息）；
- (4) D 日重大设备检修安排（公开信息）；
- (5) D 日关键输电断面及线路传输限额（公开信息）；
- (6) D 日机组状态（私有信息）；
- (7) D 日机组上下限和受阻情况（公开信息）；
- (8) D 日机组调试信息（私有信息）；
- (9) D 日日前电能量分区边际价格、统一结算点价格（公

开信息），以及有关经营主体节点边际均价（私有信息）；

（10）D 日市场化发电机组（新能源按交易单元）、电网侧储能、虚拟电厂以及用户侧日前出清结果（私有信息）；

（11）D 日必开、必停机组组合及原因（公开信息）；

（12）D 日机组检修总容量（公开信息）。

第十节 日前调度计划

第八十四条 一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含可靠性机组组合以及机组出力计划）即为 D 日的发电调度计划。

第八十五条 电力调度机构应在日前出清结果基础上，安排部分备用启停机组，供紧急情况使用。

第八十六条 遇重大节假日，电力调度机构在市场化确定机组启停的原则下，应提前制定节假日运行方式预安排，确保足量机组处于预备开停机状态，并督促电厂做好相应生产准备。

第八十七条 在日前电能量市场出清结果中被列入 D 日开机组合的机组，D-1 日处于停机状态，因生产准备不足等原因，无法在 D 日按时并网的，有关发电企业应在出清结果发布后 30 分钟内，告知电力调度机构。

第八十八条 若电网运行边界条件在日前市场出清后发生重大变化，仅通过实时市场调节难以保证电网安全稳定运行、电力正常供应时，具备日前市场重新出清条件时，可重新出

清。

第八十九条 日前若出现如下情况，且不具备重新出清条件时，电力调度机构应按照安全第一的原则，根据电网运行的最新边界条件，对运行日的调度计划（包括但不限于发电计划、用电计划、检修计划）予以调整（调度调整应满足实际生产条件，但不受时间等出清参数限制），日前市场出清形成的价格不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格处理。事后有关重大调整情况应及时报送省能源主管部门、能源监管机构：

（1）因发生突发性的极端天气、自然灾害、社会事件和气候异常等，导致电力供应严重不足或电网运行安全风险骤增时；

（2）发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（3）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第九十条 电力调度机构应适时向相关经营主体发布运行日发电调度计划重大调整情况。

第四章 实时电能量市场

第一节 组织方式及交易时间

第九十一条 实时电能量市场采用全电量竞价、集中优化的方式进行出清。

第九十二条 实时电能量市场报价采用日前市场封存的价格信息。

第九十三条 实时电能量市场每 15 分钟滚动出清计算。

第九十四条 当由于网络延迟、通道异常、边界数据异常等原因导致实时电能量市场出清异常，采用上一次实时电能量市场出清结果。

第二节 实时市场机组运行边界条件

第九十五条 实时电能量市场中，原则上不对发电机组的运行参数进行调整。当发电机组的运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，经电力调度机构审核批准后，在实时电能量市场出清程序中对相应的运行参数进行修改，以修改后的参数进行出清计算。主要包括以下信息：

- (1) 最新的预计并网/解列时间；
- (2) 机组预计开停机曲线，按15分钟点；
- (3) 机组出力上/下限变化情况；
- (4) 调试（试验）机组出力变化情况；

(5) 机组存在异常，对机组实时发电出力有调整需求的情况；

(6) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的机组参数变化情况。

第九十六条 发电机组开机过程中，优先以机组日内申报的并网时间、开机曲线等参与出清。发电机组实际已并网的，以当前实时出力为起点，根据机组报送的开机出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电曲线，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，优先以机组日内申报的解列时间、停机曲线等参与出清。发电机组实际出力已低于最小稳定技术出力的，以机组当前实时出力为起点，根据机组报送的停机出力曲线，滚动修改未来 2 小时机组发电曲线，直至机组出力降为零并与电网解列。

第九十七条 煤电深度调峰机组任一深度调峰段持续时间（出清结果）不低于 30 分钟，深度调峰单次总持续时间不低于 1 小时，两次深度调峰间隔不低于 1 小时。

第九十八条 新能源交易单元日前功率预测申报值作为初值，日内可滚动更新未来 1 小时后的每 15 分钟功率预测值。

第三节 实时市场电网运行边界条件

第九十九条 电力调度机构负责开展超短期系统负荷预测和超短期母线负荷预测。

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来4小时系统负荷需求。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来4小时220kV母线节点负荷需求。

第一百条 日内省间联络线计划，作为实时电能量市场出清的边界条件，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

第一百〇一条 各类运行备用需求作为实时电能量市场出清边界条件。

第一百〇二条 当省内发电资源调节达到最大能力但备用容量仍无法满足要求时，实时控制原则如下：

(1) 参与华东区域辅助服务市场、省间日内现货市场、跨省区应急调度交易等；

(2) 若仍不能满足省内备用需求，电力调度机构可立即采取措施以保证备用需求。

第一百〇三条 发电机组及输变电设备实际检修情况，作为实时电能量市场出清的边界条件。

第一百〇四条 电网安全约束，包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）出力上下限约束、临时启停机等，作为实时电能量市场出清的边界条件。

第一百〇五条 初期，日前市场出清的机组深度调峰安排，可作为实时电能量市场出清的边界条件。

第一百〇六条 初期，储能电站可不参与实时现货出清，根据日前充放电计划，经调度日内安全校核后安排充放电，作

为实时电能量市场出清的边界条件，参与现货市场结算。

第一百〇七条 电力调度机构应根据电网平衡约束和安全约束，调整实时市场相关运行边界，包括但不限于：

（1）不参与实时市场出清的燃机、抽蓄、新能源、储能等发电计划；

（2）市场出清与电厂执行偏差值的校正量；

（3）日前市场出清的机组深度调峰安排；

（4）其他必要安全约束措施。

第四节 实时市场出清

第一百〇八条 基于经营主体申报信息以及 D 日的电网运行边界条件、实时机组运行边界条件等，以购电成本最小化为目标，进行集中优化计算，出清得到 D 日各发电机组需要实际执行的发电安排和实时分区电价，采用安全约束经济调度（SCED）等算法。其中，核电根据其发电特点、阳城电厂根据其安控运行要求，对发电曲线予以优化安排。

第一百〇九条 当同一节点发电机组报价相同时，按机组该申报段容量的比例分配中标容量。

第一百一十条 在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组（含第 89 条出清后调度调整的机组），在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场一致。

第一百一十一条 在发生第 131 条（1）时，被指定出力的

发电机组在指定出力的时间段不作为定价机组。原则上相应机组、相应时段、相应出力按实时电能量市场出清价格。

第一百一十二条 在发生第 131 条（2）时，临时新增开机机组，按必开机组处理。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场一致。

第一百一十三条 在发生第 131 条（2）时，临时新增停机机组，按必停机组处理，包括：

（1）机组在 D-1 日处于开机状态，在日前电能量市场出清结果中被列入 D 日机组开机组合，D 日接到停机指令。

（2）机组在 D-1 日处于停机状态，在日前电能量市场出清结果中被列入 D 日机组开机组合，D 日接到继续停机指令。

日前电能量市场出清结果不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格处理。

第一百一十四条 在日前电能量市场确定为调试（试验）的机组，在实时电能量市场同样视为调试（试验）机组。调试（试验）机组调试时段内，不作为定价机组；非调试时段内，参与市场竞价。

第一百一十五条 日前未申报试验的发电机组，在 D 日需临时安排试验，可在日内申报临时试验，在满足电网运行需要的前提下，经审核后执行。临时试验机组在试验时段内不作为定价机组，作为市场价格接受者；在非试验时段内，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第一百一十六条 发电机组开机过程中，在并网后升功率至

最小稳定技术出力期间，发电出力按其开机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。机组发电出力达到最小稳定技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第一百一十七条 发电机组停机过程中，在从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力按其停机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第一百一十八条 机组因设备故障、燃料供应、环保、供热量变化等原因申报的出力下限，持续时间较长的（长期性、季节性等），经技术监督单位出具相应报告，报政府部门备案后生效，持续时间较短的（原则上不超过1周），经向调度部门履行规定程序后，调度部门审核同意后生效，事后向政府部门备案。在实时电能量市场中，若该机组仅中标下限出力，则该机组不作为定价机组；若该机组的下限出力之上的部分中标，则该时段内该机组可参与市场竞价。

第一百一十九条 若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，发电企业需申报故障原因、具体的发电出力安排及对应的时间段，经审核同意后执行。

在故障处理时段内，机组出力固定为机组申报并经审核同意的发电出力，相应时段内该机组不作为定价机组。故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第一百二十条 机组已达到最大向下爬坡能力，不作为定

价机组。

第一百二十一条 遇实时市场价格数据缺失等异常情况，采用日前市场价格。

第五节 实时市场安全校核

第一百二十二条 各级电力调度机构按照各自调度管辖范围负责实时市场安全校核。

第一百二十三条 实时市场安全校核的内容和原则与日前市场安全校核一致。

第一百二十四条 在实时运行中，考虑到新能源出力和用电负荷波动性，为确保电网安全约束不被破坏，电力调度机构应根据实际情况，断面限额按稳定限额的 98%考虑，或根据上级调度机构的控制要求、电网实际运行情况调整执行。

第一百二十五条 新能源实时市场各时段出清值不大于该时段功率预测值，并不高于场站额定有功功率。

第六节 实时市场交易结果发布

第一百二十六条 实时市场滚动发布下一个出清时段和未来一段时间的预出清结果，包括：

（1）D 日市场化发电机组、新能源场站等实时出清结果（私有信息）。

（2）D 日实时电能量分区边际出清价格情况（公开信

息)。

第一百二十七条 D+1 日发布 D 日实时电能量市场交易出清结果，包括：

- (1) D 日 96 点系统负荷情况（公开信息）；
- (2) D 日 96 点受电情况（公开信息）；
- (3) D 日 96 点优先发电情况（公开信息）；
- (4) D 日重大设备检修执行情况（公开信息）；
- (5) D 日关键输电断面及线路传输限额（公开信息）；
- (6) D 日新能源全省总加和分区总加出力（公开信息）；
- (7) D 日有关经营主体实时电能量节点边际出清均价情况（私有信息）；
- (8) D 日必开、必停机组组合及原因（公开信息）。

第七节 实时运行调整

第一百二十八条 电网实时运行应按照电力系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第一百二十九条 实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行出力偏差、调频容量不足、爬坡能力不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构应及时更新电网运行的最新边界条件，并做好记录。

第一百三十条 发生下列情况之一且无法通过重新出清形成可执行结果时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (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；
- (3) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- (4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- (5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- (6) 重要设备检修安排延期或调整时；
- (7) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；
- (8) 发生突发性的社会事件、气候异常、自然灾害或节假日等原因，可能对电网安全造成影响时；
- (9) 政府部门有特殊管控要求时；
- (10) 上级调度机构相关要求时；
- (11) 出现可能影响电网安全的其他情况时。

第一百三十一条 当发生第 130 条情况时，电力调度机构可采取以下措施调整运行方式（调度调整应满足实际生产条件，但不受时间等出清参数限制），并做好记录，事后有关重大调整情况应及时报送省能源主管部门、能源监管机构：

- (1) 调整机组发电，包括指定出力、改变机组出力上下限

等；

(2) 让发电机组投入或者退出运行；

(3) 调整电网运行方式，包括设备停复役安排；

(4) 调整设备和断面限额，包括临时断面，更新约束条件；

(5) 调整省间联络线送受电计划；

(6) 采取需求响应、有序用电、事故拉限电等方式控制负荷；

(7) 其他的必要手段。

第一百三十二条 电网实时运行中，当系统发生重大事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组由电力调度机构安排恢复参与实时电能量市场，以当前的出力点为基准参与下一个时段市场出清计算。电力调度机构应记录事件经过、调整情况等，事后将有关重大情况报送省能源主管部门、能源监管机构，并及时向经营主体发布。

第五章 市场衔接机制

第一节 省内相关市场与现货市场衔接机制

第一百三十三条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

第一百三十四条 市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

第一百三十五条 经营主体的年度分月合同、月度合同等，以及风电、光伏和核电的每月保量保价小时数电量，区分工作日、双休日和法定节假日（春节假期还需考虑前后七个自然日）设置不同分解系数分解至每天，分解系数参照历史全省用电数据确定。风电、核电每天保量保价小时数电量按照全省典型负荷曲线拆分至每小时；光伏每天保量保价小时数电量按照全省光伏典型发电曲线拆分至每小时。参与现货的经营主体每小时中长期合同电量和保量保价小时数电量（如有），平均拆分至现货最小清算时段。参与现货的火电、核电机组中长期合同电量，平均拆分至交易单元内的每台机组。

第一百三十六条 现货市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助品种。

第一百三十七条 现货市场起步阶段，调频等辅助服务市场

与现货市场单独出清；具备条件时，调频等辅助服务市场与现货市场联合出清。

第二节 省外市场与省内市场衔接机制

第一百三十八条 省外短期市场的交易组织与实施，根据《省间电力现货交易规则（试行）》等执行。

第一百三十九条 根据政府间协议、国家跨省区分电计划、省间市场交易（含区域）等形成的跨省区省间联络线计划曲线，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随市场主体的实际发用电而变化。

第一百四十条 原则上参与省外短期市场的发电侧主体范围与参与省内现货市场出清的范围一致（检修机组除外）。其中，省内新能源电量优先“就近就地”消纳。

第一百四十一条 市场运营机构应对省内发电侧主体参与省外短期市场时申报的分时电力开展预校核。当省内卖出电力申报总量超出外送能力时，按照“价格优先、时间优先”原则，对市场主体申报量进行排序。

第一百四十二条 按照跨省区中长期交易、省间日前现货交易、省间日内现货交易等优先级安排跨省区联络线计划。电力调度机构根据上级调度机构安排的联络线计划，组织省内现货市场及辅助服务市场出清。

第六章 计量

第一节 计量要求

第一百四十三条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

第一百四十四条 发用单元各计量点结算时段电量应根据计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

第二节 计量装置管理

第一百四十五条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第一百四十六条 若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，经电网企业检验合格并加封的副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

第一百四十七条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交

易结算（含发电企业上网交易电量）的电能计量装置的计量管理。发电企业和用户配合电网企业完成与本经营主体有关的交易结算所使用电能计量装置的技术和运行管理。

第一百四十八条 电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

（一）计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（二）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

（四）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，若涉及多个法人主体，结算单元电量分配方式应在相关合同、协议中予以明确。若一个发电机组上网电量可通过计量表直接采集，且数值满足结算要求的准确度、精确度，机组上网电量以计量表数据为准。多个发电机组共用一个计量表的，各机组上网电量按照调度 SCADA 系统里的机端（含火储联合测点）出力比例进行分配。对于风电发电企业或光伏发电企业不同项目批次共用计量点且无法拆分的机组，结合运行状态，按照额定容量比例计算各自上网电量。

(五) 依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第三节 计量数据管理

第一百四十九条 发电单元关口计量点的电量数据根据相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，并传输给市场运营机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下可获得该部分数据）。

第一百五十条 电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

(一) 当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由电能计量采集管理系统进行电能示值数据拟合。

(二) 当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电能示值数据。

(三) 当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

(四) 对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细化其计量数据拟合方法。

第一百五十一条 电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第一百五十二条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应在结算周期内对各结算时段的计量数据进行校

核，确保计量数据准确、完整。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

第一百五十三条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交市场运营机构。

第一百五十四条 电网企业应根据电力交易平台反馈的经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

第一百五十五条 当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量电费进行差错退补。

第一百五十六条 电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

第四节 计量数据拟合规则

第一百五十七条 发电侧电能示值采集补全算法。

对于参与现货市场交易的发电企业，截至 D+2 日仍无法采集到其电表数据，则对电量进行补全。补全算法如下：

（一）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数小于等于 2 个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（二）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数大于 2 个且小于 2 天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近 7 个运行日的示值曲线（含拟合）对异常或失败部分进行拟合。若期间该计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

（三）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数超过 2 天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

（四）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值，并能及时调整的，应用实际示值替换拟合数据，重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

第一百五十八条 原则上电能计量采集管理系统提供 24 点电能示值数据，用户侧 15 分钟分时电量数据由小时电量均摊获得。小时电量小数位数向后一小时滚存，日总电量、15 分钟分时电量按千瓦时四舍五入取整。

第一百五十九条 用户侧电能示值采集补全算法。

对于参与现货市场交易的用户，截至 D+2 日仍无法采集到其电表数据，则对需提供电量进行补全。补全算法如下：

（一）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数小于等于 2 个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点

的电能示值算术平均值进行拟合。

（二）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数大于2个且小于2天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近7个运行日的示值曲线（含拟合）对异常或失败部分进行拟合。若期间该计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

（三）当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数超过2天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

（四）在日清分核对单核对修正期内重新获得电能表实际示值，并能及时调整的，应用实际示值替换拟合数据，重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，进行电量追退补。

第一百六十条 定量定比用户电量拟合方法。

（一）对于含定比计量点的现货市场交易用户，按关口计量点的96节点分时电量比例进行分摊计算，拟合定比计量点的电能示值曲线。若发生关口计量点数据缺失，按照补全算法先行补全关口计量点示值曲线，再拟合定比计量点的电能示值曲线。

（二）对于含定量计量点的现货市场交易用户，根据用户月定量值除以当月天数计算出日平均定量，按关口计量点的96节点分时电量比例进行分摊计算，拟合定量计量点的日电能示值曲线。

（三）当发生关口计量点数据缺失，若关口计量点为定量

计量点，按照关口计量点电量除以 96 均摊拟合定量关口计量点的电能示值曲线，否则按照补全算法先行补全关口计量点示值曲线，再拟合定量计量点的电能示值曲线。

（四）日定比电量、日平均定量按千瓦时四舍五入取整。

第一百六十一条 对于“高供低计”市场化用户，变损电量按日计入日清电量。

（一）日平均铁损电量由铁损电量除以当月天数计算，按千瓦时四舍五入取整，按 96 点均摊获得 15 分钟分时电量。

（二）日铜损电量由日总电量乘以铜损系数计算，按千瓦时四舍五入取整，按日 96 点分时电量比例获得 15 分钟分时电量。

第一百六十二条 电能表更换期间的电能示值拟合补全。

用电信息采集系统或电能量信息采集系统需同时采集换表当日新、旧两只电能表的电能示值。换表过程中缺失的曲线示值按照拆旧表时底码补全。

第一百六十三条 当月电量退补分时电量更正。

由于计量差错等原因进行当月电量退补调整的，退补电量按对应周期退补前分时电量比例进行分摊。发生历史月份电量退补按照“结算调整”章节执行。

第一百六十四条 示值曲线无法拟合风险。

如遇不可抗力事件导致计量装置示值曲线无法及时采集、拟合数据，应及时更新现货交易电力用户状态，交易数据推送期限可根据不可抗力事件的持续影响时间相应顺延。

第七章 市场结算

第一节 市场结算原则

第一百六十五条 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算。每个结算时段的电费依据该时段的出清结果计算确定，出具日清分临时结算结果，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第一百六十六条 市场运行的中长期合约应分解至 96 点，省内市场运营主体跨区跨省交易结果应按照 96 点曲线分解，并在规定结算日前提供至交易机构，送出、受入电量按 96 点曲线优先保障，照付不议。

第一百六十七条 市场运行产生的各项运行费用均独立记录、分类明确疏导，所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则，明确各方合理的权利与义务。

第一百六十八条 参与跨省跨区交易的用户侧主体，跨省跨区交易电量曲线按照落地侧交易结果执行，购电价格按照落地侧交易价格执行。参与跨省跨区交易的发电侧主体，售电价格涉及电源侧清分的，按照落地侧交易价格折算至电源侧交易价格执行。

第一百六十九条 零售市场根据套餐按月结算，新签订或变更的零售套餐，次月 1 日起按照新套餐结算。

第二节 批发市场价格机制

第一百七十条 批发市场发（用）电侧费用包括电能量费用和市场运营费用。初期，电能量费用由中长期合约费用、实时市场偏差费用构成；市场运营费用由成本补偿费用、市场不平衡费用、市场调节费用构成。

第一百七十一条 现货市场运行期间，纳入市场交易范围但未及时办理常规中长期市场或绿电交易准入生效的集中式新能源，实际上网电量与保量保价小时数电量的偏差部分，按照实时市场价格分时结算。

第一百七十二条 批发市场电能量电费按照《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）第八十四条方式二结算。其中，跨区跨省合同优先保障结算，保量保价小时数电量（如有）分解至每个现货时段后照付不议结算，省内交易中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在分区与中长期结算参考点的现货价格差值。实际电量与跨区跨省合同电量、保量保价小时数电量（如有）、省内中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

发电侧主体以机组（场站）所在分区边际电价作为现货市场结算价格。用户侧（含虚拟电厂）主体采用统一结算点电价作为现货市场结算价格。储能放电部分按发电侧价格结算，充电部分按用电侧价格结算。统一结算点电价由所有参与现货结算的发电侧主体（含储能放电部分）结算电价按电量加权计算确定。初期，实时市场统一结算点现货电价由所有参与现货结

算的发电侧主体（含储能放电部分）实时结算电价按实际上网电量加权计算确定。

中长期部分结算时，中长期合约电量按照合约约定价格结算。其中，省内中长期合约结算时，应叠加所在分区边际电价与中长期结算参考点现货电价差值。初期，中长期结算参考点现货电价取为实时市场统一结算点电价。

现货部分结算时，发电侧主体采用机组所在分区电价。初期，结算实时市场偏差电量：实际上网电量与省内中长期合约、跨区跨省交易、保量保价小时数电量（如有）的偏差电量，按照实时市场分区电价结算。批发市场用户侧主体采用统一结算点电价。初期，结算实时市场偏差电量：实际用电量与省内中长期合约、跨区跨省交易的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。

第一百七十三条 用电侧（发电侧）支付（收取）的市场运营费用包括成本补偿费用、市场不平衡费用、市场调节费用。

（一）成本补偿费用和分摊

启停机组成本补偿费用：煤电、核电机组启动后 72 小时内发生的停机或停机后 72 小时内发生的启动，实施启停机组成本补偿（包括日前出清启停和临时调令启停，属于非计划停运引起的除外，跨月启停或者停启情况纳入次月结算）。按照启停费用报价予以补偿。

启停机组成本补偿费用按月向参与现货市场的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）按照用电量占比分摊。

（二）市场不平衡费用

1.k 值返还回收及不平衡费用

引入中长期结算参考点现货电价后，参与现货市场结算的发电机组（或风电、光伏项目）中长期合约执行价格变动导致的损益部分，向其返还或回收，返还或回收的比例设置为 k ($0 \leq k \leq 1$)，初期为 1，后续根据市场建设进程逐步降低。返还或回收后，产生的收支不平衡费用向参与现货市场结算的发电侧主体按中长期合约电量分摊或返还。

2.结构性偏差电费及量价不平衡费用

市场内发电侧现货结算电量与用电侧现货结算电量、发电侧中长期偏差结算电量之差，为结构性偏差电量。按照实时市场统一结算点价格的全月算术均价结算，形成结构性偏差电费。

市场内发电侧现货结算电费与用电侧现货结算电费、发电侧中长期偏差结算电费、结构性偏差电费之差，为量价不平衡费用在参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊。

结构性偏差电量为正时，作为电网企业代理购电来源，按照实时市场统一结算点价格的全月算术均价结算。结构性偏差电量为负时，按照电网企业代理购电当月平均购电的清算价格，与实时市场统一结算点价格的全月算术均价的价差，在参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊。

（三）市场调节费用

1. 机组低负荷运行补偿费用和分摊

具备深度调峰能力的机组，上网电量低于 45% 额定容量对应电量部分（机组启停过程 4 小时内除外），按照机组的实时分区电价与其分区节点均价（日前和实时较低者）的差值（若大于 0），计算补偿费用。

机组低负荷运行补偿费用按月由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段，风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、0.2，参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后，剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊。

2. 电网侧储能电站调节补偿费用和分摊

调节补偿费用根据调节补偿价格、全部调节电量计算形成。放电调节补偿价格按照分区节点均价（日前和实时较高者）与其实时分区电价的差值（若大于 0），充电调节补偿价格按照实时分区电价与分区节点均价（日前和实时较低者）的差值（若大于 0）计算补偿费用。

放电调节补偿费用按月向参与现货市场的一类用户、售电公司（含虚拟电厂）按实际用电量比例分摊，充电调节补偿费用按月由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段，风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、

0.2, 参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后, 剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊, 其中发电主体按月度上网电量占比分摊, 一类用户及售电公司 (含虚拟电厂) 按月度用电量占比分摊。

3. 虚拟电厂补偿费用和返还

虚拟电厂削峰补偿费用按照分区节点均价 (日前和实时较高者) 与其实时分区电价的差值 (若大于 0)、全部调节电量计算形成; 填谷补偿费用按照实时分区电价与分区节点均价 (日前和实时较低者) 的差值 (若大于 0)、全部调节电量计算形成。

削峰补偿费用按月向参与现货市场的一类用户、售电公司 (含虚拟电厂) 按实际用电量比例疏导, 填谷补偿费用按月由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段, 风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、0.2, 参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后, 剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊, 其中发电主体按月度上网电量占比分摊, 一类用户及售电公司 (含虚拟电厂) 按月度用电量占比分摊。初期, 虚拟电厂参照售电公司参与现货市场, 暂不考虑补偿费用。

4. 发电侧超额收益回收费用和返还

各参与现货结算的发电侧 (含火电、核电、新能源, 按中长期交易单元) 全月中长期合约 (含跨省跨区交易合约、保量保价小时数电量) 占实际上网电量与折算上网电量较小值的比

例低于一定数值（火电、核电暂定 90%，新能源暂定 70%）时，低于部分按照该交易单元所在分区实时结算算术均价与其所在分区参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（含 k 值影响）的价差，回收正收益部分；中长期合约电量（含跨省跨区交易合约、保量保价小时数电量）高于 45%等效可用（扣除检修）容量对应电量时（燃机、新能源不受此限制），若中长期合约占实际上网电量与折算上网电量较大值的比例高于一定数值（火电、核电暂定 110%，新能源暂定 130%），高出部分按照其所在分区参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（含 k 值影响）与实时结算算术均价的价差，回收正收益部分。

其中：

折算上网电量=实际上网电量×（参与现货结算的所有火电、核电、新能源实际上网电量+结构性偏差总电量）/参与现货结算的所有火电、核电、新能源实际上网电量

发电侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体按 1:1 比例分摊，其中火电、核电、新能源按月度上网电量占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。

5. 用户侧中长期偏差收益回收费用和返还

各参与现货交易的用电侧经营主体全月中长期合约电量占实际用电量的比例低于 90%（虚拟电厂按 80%考虑）时，低于部分按照全月统一结算点算术均价与全体一类用户、售电公司

中长期合约结算加权均价的价差，回收正收益部分；全月中长期合约电量占实际用电量的比例高于 110%（虚拟电厂按 120% 考虑）时，高出部分按照全月统一结算点算术均价与全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价的价差，回收正收益部分。

用户侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体按 1:1 比例分摊，其中火电、核电、新能源按月度上网电量占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。

6. 调试机组超额收益回收

机组因自身原因在日前、日内申报调试的，将调试时段内机组超额收益进行回收，计算公式如下：

超额收益 = 按市场价结算的电能量电费（含中长期、现货） - 实际上网电量 × 燃煤基准价

当超额收益 > 0 时，将对应费用回收；超额收益 < 0 时，不回收费用。

回收费用按月向参与现货市场出清的发电侧主体按照上网电量比例返还。

第三节 市场结算依据及流程

第一百七十四条 电力调度机构按日向电力交易机构提供日前及实时市场 96 点出清电量及出清价格、分区节点均价以及省内发电企业参与省间现货及华东调峰、备用 96 点交易执行电量、价格；按月向电力交易机构提供机组启停情况数据、机组

启停补偿费用、新机并网和完成整套启动试运行时间、交易执行考核费用等基本结算数据、机组调试（不含新机试运行）时间段。

第一百七十五条 电力交易机构按日向参与现货的经营主体出具日清分临时结算结果，以自然月为周期向各类经营主体出具结算依据并推送给电网企业。

第一百七十六条 经营主体应在规定时间内核对并确认结算依据的完整性和准确性。对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。确认无误后，经营主体应按规定向电网企业全额支付（或收取）相关电费。

第一百七十七条 市场结算按以下流程开展：

1. 电力调度机构于 D+1 日 10:00 前（注：D 为运行日）向电力交易机构提供日前和实时市场出清结果。具体包括：结算需要的发电侧的所有机组日前市场出清上网电量、发电侧日前和实时出清价格（分区边际及分区节点均价）；结算需要的用户侧所有主体的日前市场出清电量；发电侧省间现货及华东调峰、备用 96 点交易合同电量、价格。

2. D+2 日 17:30 前，电网企业将 D 日发电机组、风电、光伏项目、储能项目分时上网电量、用户侧主体市场化分时用电量、零售用户分时用电量计量数据推送至电力交易机构。分时计量数据采集失败时，由电网企业根据数据拟合办法提供电量拟合数据用于结算。

3.D+3 日 17:30 前，电力交易机构计算经营主体运行日的日清分计算结果，经审核后发布。具体包括：发电侧主体及用户侧主体 D 日不同结算科目分时电量、电价、电费。经营主体进行查询确认，如有异议在 D+4 日 17:30 前，通过电力交易平台反馈，由市场运营机构和电网企业核实后进行数据修正，修正后的下一个工作日发布重算的日清分计算结果。

日清分过程中如遇节假日（包括双休日和法定假日），各流程节点均顺延。节假日后电网企业应在首日向电力交易机构提供节假日前一日至节假日结束前倒数第二日的计量数据，后续清分计算和发布工作均对多日并行开展。

4.每月第 1 个工作日 17:30 前，电网企业将上月发电机组、风电、光伏项目、储能项目全月上网电量和用户侧主体、储能项目全月用电量、零售用户全月用电量推送电力交易机构。

5.每月第 7 个工作日 17:30 前，电力交易机构汇总上月各市场主体中长期市场和现货市场的各类电量、电费结果，形成月度结算依据，并向市场主体发布，由市场主体核对确认。经营主体如有异议应在 1 个工作日内通过电力交易平台反馈，无反馈的视同确认无异议。

6.每月第 9 个工作日 17:30 前，电力交易机构向经营主体发布月度正式结算依据，并推送给电网企业。电网企业根据结算依据向经营主体发布结算账单并通知市场主体，按照合同约定及法律法规完成电费收支。

第一百七十八条 近阶段，为保持峰谷价差稳定，市场化用户先按照市场规则进行分时结算，再由电网企业依据市场化结算的月度加权均价，按照政府分时政策，对用户开展到户结算。

第四节 结算调整

第一百七十九条 结算调整应按照以下方式开展：

市场主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的，依据以下原则进行追退补。

1.在日清分核对期内发生电量、电价、电费变化等情况，重新计算全市场相应日期和时段的费用；在日清分核对期后，月度结算单正式发布前发生电量、电价、电费变化等情况，重新计算该市场主体相应日期和时段的费用，用户侧统一结算价格等市场参数不重新计算。

2.在月度结算单正式发布后发生电量、电价、电费变化等情况，在次月结算中，对该市场主体发生变化月份重新计算相应日期和时段的费用并汇总后进行月度退补结算。

3.经营主体分时结算累积电量与月度结算电量计量的差额，称为月度调平电量，不参与分摊、返还等联动影响其他经营主体费用处理。批发市场发电经营主体的调平电量按照所在分区全月实时市场结算价格的算术平均价计算；用户侧主体的调平电量按照全月实时市场统一结算点算术平均电价结算。分时套餐零售用户的调平电量按照零售套餐电能量价格的算术平均值计算。

4.在月度账单正式发布后6个月（指当前账单月份加6个月对应的账单月份完成结算）内发生电量、电价、电费变化等情况，在完成数据变更的当月月度结算时对该历史月份进行重新计算，对相关市场主体电费差值进行追退补。发电企业、批发用户、售电公司该历史月份某些连续时段由于同一原因导致的电量差错绝对值之和大于该段时期正确电量占比阈值，且差错电量能够详细追溯至具体时段的，重新计算涉及时段电能量电费；该历史月份某些连续时段由于同一原因导致的电量差错绝对值之和小于等于该段时期正确电量占比阈值，或差错电量无法详细追溯至具体时段的，纳入当月调平电量。现阶段，阈值取为5%。

5.在月度账单正式发布后6个月后发生电量、电价、电费变化等情况，仅对该主体进行退补结算，对其他经营主体不联动退补。其中电量差错原则上仅对发生数据变化的发电主体（含电厂、储能放电等）根据该历史月份的代理购电采购价格计算电费差值；对发生数据变化的用电主体（含电厂、储能充电等）根据该历史月份的代理购电销售价格计算电费差值。

6.电量数据的变化，能够精确到现货各时段的，分时段进行追退补计算；不能够精确到现货各时段的，将电量的变化量平均分配到电量发生变化的时段进行追退补计算。

第一百八十条 用户分时电量发生差错，电网企业原则上在3个工作日内确认差错及修正后电量，电力交易机构按照规则重新发布日清分临时结算单。月度结算电量存在差错的，原

则上在次月 5 日前完成修正并提供至电力交易机构。

第八章 风险防控

第一节 基本要求

第一百八十一条 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。

第一百八十二条 市场运营机构在省能源主管部门、能源监管机构指导下，履行市场风险防控职责，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，编制市场风险防控预案并按照预案处理有关风险。

第一百八十三条 电力调度机构应不断完善各类安全约束建模，加强电网安全风险防控。

第二节 风险分类

第一百八十四条 电力市场风险类型包括：

（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，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，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中数据的机密性、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。

第三节 风险防控与处置

第一百八十五条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照省能源主管部门、能源监管机构要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第一百八十六条 开展电力市场风险防控时应当遵循以下要求：

（1）建立市场风险防控机制。建立电力市场风险防控相关工作制度，从源头上规避可能发生的市场风险。

（2）编制市场风险防控预案。对于每一类风险，有针对性地编制相应的风险防控预案，明确具体的风险源、风险级别、防范措施、各方职责和处置程序等内容。根据实际，滚动修编

市场风险防控预案，改进完善风险防控措施，提升风险防控能力。

(3) 做好市场风险动态监测。充分利用信息化手段和大数据技术，加强对电力市场各类交易活动和风险防控有关工作制度执行情况的监测，提高市场风险处置效率。

(4) 明确市场风险防控工作程序。电力市场风险分为风险辨识、风险分析、风险预警、风险处置等主要工作环节。电力市场风险防控要与电网安全风险防控、电力系统监管系统网络安全防护工作等有机衔接。

(5) 加强信息披露和报告制度。市场成员按照有关预案进行市场风险处置后，定期披露风险处置情况。对于电力市场运营规则中需要政府有关部门进行决定采取市场中止的有关情形，电力市场运营机构应做好风险预警并及时报告。

第一百八十七条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告省能源主管部门、能源监管机构。

第一百八十八条 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。风险处置预案经省能源主管部门、能源监管机构审定后执行。

第一百八十九条 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。

第一百九十条 综合考虑一次能源价格变化、发电企业运

营情况、市场用户电价承受能力、市场运营成熟程度等因素，设置现货市场电能量申报价格、电能量结算价格上下限，并根据市场建设情况，动态调整电能量申报价格、电能量结算价格上下限。

第一百九十一条 初期，按以下策略做好市场价格风险、结算风险预控：

（一）电能量结算（日前或实时）分时价格上下限为 200-600 元/兆瓦时。

（二）电能量结算二级价格限值为燃煤机组发电基准价上下浮动 40%（234.6-547.4 元/兆瓦时）。即当前日前或实时分区电能量结算价格全天 96 点算术平均值超过 547.4 或小于 234.6 元/兆瓦时，则用排序第二极值代替排序第一极值，以此类推。滚动判断替换后均价，当均价低于 547.4 或大于 234.6 元/兆瓦时，按照均价等于 547.4 或 234.6 元/兆瓦时推算出相关极值的代替值。

（三）出现“三寡头”导致分区出清价格上浮 30 元/兆瓦时以上，且出清价格超过燃煤机组发电基准价（391 元/兆瓦时），取消“三寡头”定价权。

（四）调节补偿参照的分区节点均价上下限为 0-1500 元/兆瓦时。

第九章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百九十二条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百九十三条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由政府主管部门、能源监管机构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) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百九十四条 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，并尽快报告省能源主管部门、能源监管机构：

- (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。

第二节 市场干预内容

第一百九十五条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向政府主管部门、能源监管机构备案。

第一百九十六条 市场运营机构应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置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百九十七条 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由政府主管部门、能源监管机构制定。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第一百九十八条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方

法，并同步建立与结算联动的机制。

第三节 市场中止和恢复

第一百九十九条 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，由省能源主管部门、能源监管机构做出市场中止决定，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，事后由省能源主管部门、能源监管机构做出是否中止市场的决定并发布。

第二百条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经省能源主管部门、能源监管机构同意，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经营主体发布。

第二百零一条 当中止现货市场交易时，可采用如下处理措施：

（1）现货市场交易中止期间，电力调度机构依据调度规程，以保障电网安全运行、电力有序供应为原则，及时进行相关处置，组织或临时实施发用电管理，调整电网运行方式；

（2）长时间中止市场交易时，按照相关规则进行结算。

第二百零二条 市场中止流程：

（1）市场运营机构接到启动市场中止要求后，通知相关市场主体，包括市场中止的原因、范围和开始时间。

（2）市场运营机构在采取中止措施后，应记录中止的起止

时间等相关信息，并报省能源主管部门、能源监管机构备案。

(3) 导致市场中止的情形消除后，可恢复市场交易。

第四节 市场干预责任处理

第二百〇三条 电网企业输配电业务属于受监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

第二百〇四条 不可抗力引发的发输变电设备异常，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。

第二百〇五条 受经营主体技术条件限制，应由市场经营主体提供的用电负荷、新能源功率等部分预测类数据，暂由市场运营机构代为提供的，市场运营机构应按照规定，规范开展相关业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

第二百〇六条 出现电力系统发生重大事故或调度技术支持系统、电力交易平台出现重大故障，电网安全稳定受到威胁、电力供应无法保障等情况，市场运营机构按照“安全第一”的原则进行处理，并予以免责。

第十章 争议处理

第二百〇七条 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

- (1) 注册或注销市场资格的争议；
- (2) 市场成员按照规则行使权力和履行义务的争议；
- (3) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (4) 其他方面的争议。

第二百〇八条 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，可先通过市场管理委员会调解，也可向省能源主管部门、能源监管机构申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第二百〇九条 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 2 年内提出。

第二百一十条 市场成员有义务为省能源主管部门、能源

监管机构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。

附件一：名词解释

1. 批发市场：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能交易和现货电能交易等。

2. 零售市场：在批发市场的基础上，由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。

3. 现货市场：通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

4. 中长期交易：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

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

6. 辅助服务市场：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

7. 节点边际电价：现货电能交易中，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。

8. 分区边际电价：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

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

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

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

12. 市场注册：指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

13. 市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

14. 市场结算：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

15. 调频服务：电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

16. 备用服务：为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

17. 市场监测：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

18. 技术支持系统：是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。

附件二：日前电能量市场数学模型

第一节 日前安全约束机组组合数学模型

1. 目标函数：

日前安全约束机组组合数学模型的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^V] \\ & + \sum_{vpp=1}^{Nv} \sum_{t=1}^T [C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d) - C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c)] \\ & + \sum_{b=1}^{Ne} \sum_{t=1}^T [(C_{b,t}(P_{b,t}^d) - C_{b,t}(P_{b,t}^c))] \\ & + \sum_{j=1}^{Nw} \sum_{t=1}^T M_w(P_{j,t}^{\max} - P_{j,t}) \\ & + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T M_R [SR^+ + SR^-] \end{aligned}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，每 15 分钟一个时段；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^V$ 分别表示机组 i 在时段 t 的运行费用、启机费用、停机费用，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。

Nv 表示虚拟电厂总台数；

$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d)$ 、 $C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c)$ 分别表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 的降低下网成本、增加下网成本；

Ne 表示储能机组总台数；

$C_{b,t}(P_{b,t}^d)$ 、 $C_{b,t}(P_{b,t}^c)$ 分别表示储能 b 在时段 t 的放电成本、充电成本；

M_w 表示新能源弃电罚因子；

$P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}$ 分别表示新能源 j 在时段 t 的预测值和出力；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 表示断面总数；

M_R 表示用于市场出清优化的备用约束松弛罚因子；

SR^+ 、 SR^- 分别表示正负备用约束松弛变量。

2. 约束条件：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束表达式为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{vpp=1}^{N_v} (P_{vpp,t}^d - P_{vpp,t}^c) + \sum_{b=1}^{N_e} (P_{b,t}^d - P_{b,t}^c) + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $P_{vpp,t}^d$ 、 $P_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 在时段 t 的降低下网负荷、增加下网负荷； $P_{b,t}^d$ 、 $P_{b,t}^c$ 分别为储能机组 b 在时段 t 的放电功率、充电功率； NT 为联络线总数， $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）； D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 出清日系统正备用容量约束

每天总开机容量满足系统最小备用容量，其约束表达式为：

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i （含储能）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（含储能 50%最大放电功率）； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求； RP_t 为时段 t 的出力受阻或虚出力。

(3) 出清日系统负备用容量约束

系统负备用容量约束表达式为：

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

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i （含储能）在时段 t 的最小发电能力（含储能 50% 最大充电功率，参与出清的煤电按 50% 装机容量）； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）D+1 至 D+3 系统备用容量约束

后续未来 3 天的系统正备用容量需求。考虑各类预测和预计划数据后，按照多日正备用要求，形成煤电核电最小开机方式的约束条件。其中预测类数据包括未来某日的高峰时段系统负荷预测、新能源预测等；预计划类数据包括其他机组预计划（参与出清的煤电、核电之外的机组）、受电预计划，并考虑出力受阻或虚出力，以及机组临检故障因素（暂按 1000MW）等。

后续未来 3 天的系统负备用容量需求。考虑各类预测和预计划数据后，按照多日负备用要求，形成煤电核电最大开机方式的约束条件。其中预测类数据包括未来某日的低谷时段系统负荷预测、新能源预测等；预计划类数据包括其他机组预计划（参与出清的煤电、核电之外的机组）、受电预计划等。

（5）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 为机组电能量市场报价总段数； $P_{i,t,m}$ 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、下限。

机组运行费用表达式：

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

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

格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = y_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用， $y_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态。

机组停机费用表达式：

$$C_{i,t}^V = z_{i,t} C_i^V$$

其中， C_i^V 为机组 i 申报的单次停机费用， $z_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态。

(6) 特殊机组状态约束

1) 算法和人工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) 算法和人工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。

(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，其约束条件表达式为：

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

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的出力下限（煤电、核电下限为最小稳定技术出力）； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的出力上限。

(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，其约束条件表达式为：

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

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) 机组群最大最小运行方式约束

机组群开机台数应该处于其最大/最小台数范围之内，其约

束条件表达式为：

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

其中， $U_{j,t}^{\max}$ 、 $U_{j,t}^{\min}$ 分别为机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数。

(10) 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，其约束条件表达式为：

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

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。煤电缺省值为 1% 额定功率，核电缺省值为 0.17% 额定功率。

(11) 机组最小连续开停时间约束

由于机组的物理属性及实际运行需要，要求机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束表达式为：

$$\begin{aligned} T_{i,t}^U &= \sum_{k=t-T_{i,t}^{U,\min}}^{t-1} \alpha_{i,k} \\ T_{i,t}^D &= \sum_{k=t-T_{i,t}^{D,\min}}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k}) \\ T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_{i,t}^{D,\min} &\geq 0 \\ T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_{i,t}^{U,\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； $T_{i,t}^{U,\min}$ 为机组的最小连续开机时间； $T_{i,t}^{D,\min}$ 为机组的最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 分别为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间。最小连续开停时间暂按 24 小时考虑。

(12) 深度调峰出力表达式

煤电机在深度调峰部分的出力采用分档运行，其出力表达式为：

$$P_{i,t} = \sum_{q=1}^{Nq} \beta_{i,t,q} P_{i,t,q}, P_{i,t} \leq 50\% P_{i,t}^{\max}$$

$$\sum_{q=1}^{Nq} \beta_{i,t,q} \leq 1$$

其中， Nq 为深度调峰档位数量（报价区间对应一个档位）； $\beta_{i,t,q}$ 为机组 i 在时段 t 第 q 档的深度调峰状态， $\beta_{i,t,q}=0$ 表示机组未中标在第 q 档深度调峰， $\beta_{i,t,q}=1$ 表示机组中标在第 q 档深度调峰； $P_{i,t,q}$ 为机组 i 在时段 t 第 q 档深调出力（该报价区间的起始出力）。

（13）深度调峰分档持续时间

煤电深度调峰机组任一深度调峰段持续时间不低于 30 分钟，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t,q}^{Du} = \sum_{k=t-T_q^{Du,\min}}^{t-1} \beta_{i,k,q}$$

$$T_{i,t,q}^{Du} - (\beta_{i,t-1,q} - \beta_{i,t,q}) T_q^{Du,\min} \geq 0$$

其中， $T_q^{Du,\min}$ 为机组在第 q 档的深度调峰段最小连续时间（目前暂定为 30 分钟）； $T_{i,t,q}^{Du}$ 为机组 i 在时段 t 时已经在第 q 档连续深调时间。

（14）深度调峰持续时间

煤电深度调峰单次总持续时间不低于 1 小时，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t}^{Du} = \sum_{k=t-T^{Du,\min}}^{t-1} \beta_{i,k}$$

$$T_{i,t}^{Du} - (\beta_{i,t-1} - \beta_{i,t}) T^{Du,\min} \geq 0$$

其中， $T^{Du,\min}$ 为机组的深度调峰段最小连续时间（目前暂定为 1 小时）； $T_{i,t}^{Du}$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续深调时间。

（15）深度调峰间隔时间

煤电两次深度调峰间隔不低于 1 小时，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t}^{D0} = \sum_{k=t-T^{D0,\min}}^{t-1} (1 - \beta_{i,k})$$

$$T_{i,t}^{D0} - (\beta_{i,t} - \beta_{i,t-1})T^{D0,\min} \geq 0$$

其中， $T^{D0,\min}$ 为机组的深度调峰段最小间隔时间（目前暂定为 1 小时）； $T_{i,t}^{D0}$ 为机组 i 在时段 t 时未深调持续时间。

(16) 储能充放电功率表达式

$$\begin{aligned} P_{b,t}^c &= \sum_{s=1}^S P_{b,t,s}^c \\ P_{b,t}^d &= \sum_{s=1}^S P_{b,t,s}^d \\ P_{b,t} &= P_{b,t}^d - P_{b,t}^c \\ P_{b,s}^{c,\min} &\leq P_{b,t,s}^c \leq P_{b,s}^{c,\max} \\ P_{b,s}^{d,\min} &\leq P_{b,t,s}^d \leq P_{b,s}^{d,\max} \\ C_{b,t}(P_{b,t}^c) &= \sum_{s=1}^S C_{b,t,s}^c P_{b,t,s}^c \\ C_{b,t}(P_{b,t}^d) &= \sum_{s=1}^S C_{b,t,s}^d P_{b,t,s}^d \end{aligned}$$

其中， S 为储能机组充放电报价总段数； $P_{b,t,s}^c$ 、 $P_{b,t,s}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 第 s 个报价区间的中标充放电功率； $P_{b,t}^c$ 、 $P_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 的充放电功率； $P_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的有功功率； $P_{b,s}^{c,\max}$ 、 $P_{b,s}^{c,\min}$ 分别为储能机组 b 申报的第 s 个报价出力区间上、下界； $P_{b,s}^{d,\max}$ 、 $P_{b,s}^{d,\min}$ 分别为储能机组 b 申报的第 s 个报价出力区间上、下界； $C_{b,t,s}^c$ 、 $C_{b,t,s}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 申报的第 s 个报价区间对应的充放电价格。

(17) 储能充放电上下限

储能充放电功率应该处于其最大/最小充放电出力范围之内，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned} \alpha_{b,t}^c + \alpha_{b,t}^d &\leq 1 \\ \alpha_{b,t}^c P_{b,t}^{c,\min} &\leq P_{b,t}^c \leq \alpha_{b,t}^c P_{b,t}^{c,\max} \\ \alpha_{b,t}^d P_{b,t}^{d,\min} &\leq P_{b,t}^d \leq \alpha_{b,t}^d P_{b,t}^{d,\max} \end{aligned}$$

其中， $P_{b,t}^{d,\max}$ 和 $P_{b,t}^{d,\min}$ 分别为储能机组 b 时段 t 的放电功率的上限与下限（目前暂定为 25%-100%）； $P_{b,t}^{c,\max}$ 和 $P_{b,t}^{c,\min}$ 分别为储

能机组 b 时段 t 的充电功率的上限与下限（目前暂定为 25%-100%）； $\alpha_{b,t}^d$ 和 $\alpha_{b,t}^c$ 分别为储能机组 b 时段 t 的放电状态、充电状态。

（18）储能 SOC 约束

储能 SOC 应该处于其最大/最小 SOC 范围之内，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned} E_{b,t}^c &= \omega_b^c P_{b,t}^c \Delta t \\ E_{b,t}^d &= \omega_b^d P_{b,t}^d \Delta t \\ E_{b,t} &= E_{b,t-1} + E_{b,t}^c - E_{b,t}^d \\ Soc_{b,t} &= \frac{E_{b,t}}{E_b^{\max}} \end{aligned}$$

$$Soc_b^{\min} \leq Soc_{b,t} \leq Soc_b^{\max}$$

其中， ω_b^c 、 ω_b^d 分别为储能机组 b 的充放电效率系数； $E_{b,t}^c$ 、 $E_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 的充放电电量； $E_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的储存电量； $Soc_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的荷电状态； $E_b^{\max}$ 为储能机组 b 的额定存储电量； $Soc_b^{\max}$ 、 $Soc_b^{\min}$ 分别为储能机组 b 的最大、最小荷电状态。

储能充放电应满足日末 SOC 等于初始 SOC：

$$Soc_{b,end} = Soc_{b,init}$$

其中， $Soc_{b,end}$ 、 $Soc_{b,init}$ 分别为储能机组 b 的日末 SOC 和初始 SOC，一般情况下 $Soc_{b,end} = 0$ ，可根据电网运行整体平衡态势合理设定。

（19）储能最小充放电时间约束

储能充放电时间应该满足最小连续充放电时间，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned} T_{b,t}^c &= \sum_{k=t-T_U^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{b,k}^c \\ T_{b,t}^d &= \sum_{k=t-T_U^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{b,k}^d \\ T_{b,t}^c - (\alpha_{b,t-1}^c - \alpha_{b,t}^c) T_U^{c,\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

$$T_{b,t}^d - (\alpha_{b,t-1}^d - \alpha_{b,t}^d)T_U^{d,\min} \geq 0$$

其中， $T_U^{c,\min}$ 、 $T_U^{d,\min}$ 分别为储能机组的最小连续充放电时间； $T_{b,t}^c$ 、 $T_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 时已经连续充放电的时间。目前储能最小连续充放电时间暂按 1 小时考虑。

(20) 储能充放电次数约束

储能装置充电状态转移约束如下：

$$\begin{aligned}\alpha_{b,t}^c - \alpha_{b,t-1}^c &= \eta_{b,t}^c - \gamma_{b,t}^c \\ \eta_{b,t}^c + \gamma_{b,t}^c &\leq 1\end{aligned}$$

其中， $\eta_{b,t}^c$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由其他状态进入充电状态； $\gamma_{b,t}^c$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由充电状态进入其他状态。

储能装置放电状态转移约束如下：

$$\begin{aligned}\alpha_{b,t}^d - \alpha_{b,t-1}^d &= \eta_{b,t}^d - \gamma_{b,t}^d \\ \eta_{b,t}^d + \gamma_{b,t}^d &\leq 1\end{aligned}$$

其中， $\eta_{b,t}^d$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由其他状态进入放电状态； $\gamma_{b,t}^d$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由放电状态进入其他状态。

$$\begin{aligned}\sum_{t=1}^T \eta_{b,t}^c &\leq NC^c \\ \sum_{t=1}^T \eta_{b,t}^d &\leq NC^d \\ \frac{\sum_{t=1}^T (\omega_b^d p_{b,t}^d \Delta t + \omega_b^c p_{b,t}^c \Delta t)}{2E_b^{\max}} &\leq NC^e\end{aligned}$$

其中， NC^c 为储能机组进入充电状态最大次数， NC^d 为储能机组进入放电状态最大次数， NC^e 为储能机组最大循环充放电次数。目前最大充放电转移次数均为 3 次，最大循环充放电次数为 2 次。

(21) 虚拟电厂出力表达式

虚拟电厂出力采用分档运行，其出力表达式为：

$$P_{vpp,t}^d = \alpha_{vpp,t}^d S_{vpp,t}^d$$

$$P_{vpp,t}^c = \alpha_{vpp,t}^c S_{vpp,t}^c$$

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d) = C_{vpp,t}^d P_{vpp,t}^d$$

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c) = C_{vpp,t}^c P_{vpp,t}^c$$

其中， $S_{vpp,t}^d$ 、 $S_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 申报的降低下网负荷、增加下网负荷（报价区间的结束出力）； $\alpha_{vpp,t}^d$ 、和 $\alpha_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 的中标状态， $\alpha_{vpp,t}^d=1$ 为降低下网负荷， $\alpha_{vpp,t}^c=1$ 为增加下网负荷。

（22）虚拟电厂响应时间约束

虚拟电厂响应时间应该满足最小连续响应时间，其约束条件表达式为：

$$T_{vpp,t}^c = \sum_{k=t-T_{vpp}^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{vpp,k}^c$$

$$T_{vpp,t}^d = \sum_{k=t-T_{vpp}^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{vpp,k}^d$$

$$T_{vpp,t}^c - (\alpha_{vpp,t-1}^c - \alpha_{vpp,t}^c) T_{vpp}^{c,\min} \geq 0$$

$$T_{vpp,t}^d - (\alpha_{vpp,t-1}^d - \alpha_{vpp,t}^d) T_{vpp}^{d,\min} \geq 0$$

$$\alpha_{vpp,t}^d = 0, \quad t \notin [t1, t2]$$

$$\alpha_{vpp,t}^c = 0, \quad t \notin [t1, t2]$$

其中， $T_{vpp}^{c,\min}$ 、 $T_{vpp}^{d,\min}$ 分别为虚拟电厂的最小增加下网、降低下网持续响应时间； $T_{vpp,t}^c$ 、 $T_{vpp,t}^d$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 时已经连续增加下网、降低下网时间； $[t1, t2]$ 表示虚拟电厂申报的响应时段。

（23）线路潮流约束

线路潮流约束表达式为：

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

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； 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。

(24) 断面潮流约束

关键断面潮流约束表达式为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限，目前按稳定限额的95%考虑； 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；有约束校正过程中，分布因子应合理设置参与校正的阈值和精度； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

第二节 日前安全约束经济调度数学模型

1. 目标函数：

日前安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (C_{i,t}(P_{i,t})) \\ & + \sum_{vpp=1}^{Nv} \sum_{t=1}^T [C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d) - C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c)] \\ & + \sum_{b=1}^{Ne} \sum_{t=1}^T [(C_{b,t}(P_{b,t}^d) - C_{b,t}(P_{b,t}^c))] \\ & + \sum_{j=1}^{Nw} \sum_{t=1}^T M_w (P_{j,t}^{\max} - P_{j,t}) \\ & + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \end{aligned}$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，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；

N_v 表示虚拟电厂总台数；

$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d)$ 、 $C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c)$ 分别表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 的降低下网成本、增加下网成本；

N_e 表示储能机组总台数；

$C_{b,t}(P_{b,t}^d)$ 、 $C_{b,t}(P_{b,t}^c)$ 分别表示储能 b 在时段 t 的放电成本、充电成本；

M_w 表示新能源弃电罚因子；

$P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}$ 分别表示新能源 j 在时段 t 的预测值和出力；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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

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

2. 约束条件：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束表达式为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{vpp=1}^{N_v} (P_{vpp,t}^d - P_{vpp,t}^c) + \sum_{b=1}^{N_e} (P_{b,t}^d - P_{b,t}^c) + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； $P_{vpp,t}^d$ 、 $P_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 在时段 t 的降低下网负荷、增加下网负荷； $P_{b,t}^d$ 、 $P_{b,t}^c$ 分别为储能机组 b 在时段 t 的放电功率、充电功率； NT 为联络线总数， $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）； D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 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 为机组电能量市场报价总段数； $P_{i,t,m}$ 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、下限。

机组运行费用表达式：

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

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

(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，其约束条件表达式为：

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态，其为 SCUC 优化结果； $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的出力下限（煤电、核电下限为最小稳定技术出力）； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的出力上限。

(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，其约束条件表达式为：

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 分别为机组群 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，其约束条件表达式为：

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

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

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。

(6) 深度调峰出力表达式

煤电机组在深度调峰部分的出力采用分档运行，其出力表达

式为：

$$P_{i,t} = \sum_{q=1}^{Nq} \beta_{i,t,q} P_{i,t,q}, \quad P_{i,t} \leq 50\% P_{i,t}^{\max}$$

$$\sum_{q=1}^{Nq} \beta_{i,t,q} \leq 1$$

其中， Nq 为深度调峰档位数量（报价区间对应一个档位）； $\beta_{i,t,q}$ 为机组 i 在时段 t 第 q 档的深度调峰状态， $\beta_{i,t,q}=0$ 表示机组未中标在第 q 档深度调峰， $\beta_{i,t,q}=1$ 表示机组中标在第 q 档深度调峰； $P_{i,t,q}$ 为机组 i 在时段 t 第 q 档深调出力（该报价区间的起始出力）。

（7）深度调峰分档持续时间

煤电深度调峰机组任一深度调峰段持续时间不低于 30 分钟，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t,q}^{Du} = \sum_{k=t-T_q^{Du,\min}}^{t-1} \beta_{i,k,q}$$

$$T_{i,t,q}^{Du} - (\beta_{i,t-1,q} - \beta_{i,t,q}) T_q^{Du,\min} \geq 0$$

其中， $T_q^{Du,\min}$ 为机组在第 q 档的深度调峰段最小连续时间（目前暂定为 30 分钟）； $T_{i,t,q}^{Du}$ 为机组 i 在时段 t 时已经在第 q 档连续深调时间。

（8）深度调峰持续时间

煤电深度调峰单次总持续时间不低于 1 小时，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t}^{Du} = \sum_{k=t-T^{Du,\min}}^{t-1} \beta_{i,k}$$

$$T_{i,t}^{Du} - (\beta_{i,t-1} - \beta_{i,t}) T^{Du,\min} \geq 0$$

其中， $T^{Du,\min}$ 为机组的深度调峰段最小连续时间（目前暂定为 1 小时）； $T_{i,t}^{Du}$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续深调时间。

（9）深度调峰间隔时间

煤电两次深度调峰间隔不低于 1 小时，其约束条件表达式为：

$$T_{i,t}^{D0} = \sum_{k=t-T^{D0,\min}}^{t-1} (1 - \beta_{i,k})$$

$$T_{i,t}^{D0} - (\beta_{i,t} - \beta_{i,t-1})T^{D0,\min} \geq 0$$

其中， $T^{D0,\min}$ 为机组的深度调峰段最小间隔时间（目前暂定为 1 小时）； $T_{i,t}^{D0}$ 为机组 i 在时段 t 时未深调持续时间。

（10）储能充放电功率表达式

$$P_{b,t}^c = \sum_{s=1}^S P_{b,t,s}^c$$

$$P_{b,t}^d = \sum_{s=1}^S P_{b,t,s}^d$$

$$P_{b,t} = P_{b,t}^d - P_{b,t}^c$$

$$P_{b,s}^{c,\min} \leq P_{b,t,s}^c \leq P_{b,s}^{c,\max}$$

$$P_{b,s}^{d,\min} \leq P_{b,t,s}^d \leq P_{b,s}^{d,\max}$$

$$C_{b,t}(P_{b,t}^c) = \sum_{s=1}^S C_{b,t,s}^c P_{b,t,s}^c$$

$$C_{b,t}(P_{b,t}^d) = \sum_{s=1}^S C_{b,t,s}^d P_{b,t,s}^d$$

其中， S 为储能机组充放电报价总段数； $P_{b,t,s}^c$ 、 $P_{b,t,s}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 第 s 个报价区间的中标充放电功率； $P_{b,t}^c$ 、 $P_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 的充放电功率； $P_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的有功出力； $P_{b,s}^{c,\max}$ 、 $P_{b,s}^{c,\min}$ 分别为储能机组 b 申报的第 s 个报价出力区间上、下界； $P_{b,s}^{d,\max}$ 、 $P_{b,s}^{d,\min}$ 分别为储能机组 b 申报的第 s 个报价出力区间上、下界； $C_{b,t,s}^c$ 、 $C_{b,t,s}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 申报的第 s 个报价区间对应的充放电价格。

（11）储能充放电上下限

储能充放电功率应该处于其最大/最小充放电出力范围之内，其约束条件表达式为：

$$\alpha_{b,t}^c + \alpha_{b,t}^d \leq 1$$

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

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

其中， $P_{b,t}^{d,\max}$ 和 $P_{b,t}^{d,\min}$ 分别为储能机组 b 时段 t 的放电功率的

上限与下限（目前暂定为 25%-100%）； $P_{b,t}^{c,\max}$ 和 $P_{b,t}^{c,\min}$ 分别为储能机组 b 时段 t 的充电功率的上限与下限（目前暂定为 25%-100%）； $\alpha_{b,t}^d$ 和 $\alpha_{b,t}^c$ 分别为储能机组 b 时段 t 的放电状态、充电状态。

（12）储能 SOC 约束

储能 SOC 应该处于其最大/最小 SOC 范围之内，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned} E_{b,t}^c &= \omega_b^c p_{b,t}^c \Delta t \\ E_{b,t}^d &= \omega_b^d p_{b,t}^d \Delta t \\ E_{b,t} &= E_{b,t-1} + E_{b,t}^c - E_{b,t}^d \\ Soc_{b,t} &= \frac{E_{b,t}}{E_b^{\max}} \\ Soc_b^{\min} &\leq Soc_{b,t} \leq Soc_b^{\max} \end{aligned}$$

其中， ω_b^c 、 ω_b^d 分别为储能机组 b 的充放电效率系数； $E_{b,t}^c$ 、 $E_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 的充放电电量； $E_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的储存电量； $Soc_{b,t}$ 为储能机组 b 时段 t 的荷电状态； $E_b^{\max}$ 为储能机组 b 的额定存储电量； $Soc_b^{\max}$ 、 $Soc_b^{\min}$ 分别为储能机组 b 的最大、最小荷电状态。

储能充放电应满足日末 SOC 等于初始 SOC：

$$Soc_{b,end} = Soc_{b,init}$$

其中， Soc_{end} 、 Soc_{init} 分别为储能机组 b 的日末 SOC 和初始 SOC，一般情况下 $Soc_{b,end} = 0$ ，可根据电网运行整体平衡态势合理设定。

（13）储能最小充放电时间约束

储能充放电时间应该满足最小连续充放电时间，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned} T_{b,t}^c &= \sum_{k=t-T_U^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{b,k}^c \\ T_{b,t}^d &= \sum_{k=t-T_U^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{b,k}^d \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{b,t}^c - (\alpha_{b,t-1}^c - \alpha_{b,t}^c) T_U^{c,\min} &\geq 0 \\ T_{b,t}^d - (\alpha_{b,t-1}^d - \alpha_{b,t}^d) T_U^{d,\min} &\geq 0 \end{aligned}$$

其中， $T_U^{c,\min}$ 、 $T_U^{d,\min}$ 分别为储能机组的最小连续充放电时间； $T_{b,t}^c$ 、 $T_{b,t}^d$ 分别为储能机组 b 时段 t 时已经连续充放电的时间。目前储能最小连续充放电时间暂按 1 小时考虑。

(14) 储能充放电次数约束

储能装置充电状态转移约束如下：

$$\begin{aligned} \alpha_{b,t}^c - \alpha_{b,t-1}^c &= \eta_{b,t}^c - \gamma_{b,t}^c \\ \eta_{b,t}^c + \gamma_{b,t}^c &\leq 1 \end{aligned}$$

其中， $\eta_{b,t}^c$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由其他状态进入充电状态； $\gamma_{b,t}^c$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由充电状态进入其他状态。

储能装置放电状态转移约束如下：

$$\begin{aligned} \alpha_{b,t}^d - \alpha_{b,t-1}^d &= \eta_{b,t}^d - \gamma_{b,t}^d \\ \eta_{b,t}^d + \gamma_{b,t}^d &\leq 1 \end{aligned}$$

其中， $\eta_{b,t}^d$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由其他状态进入放电状态； $\gamma_{b,t}^d$ 为储能机组 b 时段 t 的是否由放电状态进入其他状态。

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T \eta_{b,t}^c &\leq NC^c \\ \sum_{t=1}^T \eta_{b,t}^d &\leq NC^d \\ \frac{\sum_{t=1}^T (\omega_b^d p_{b,t}^d \Delta t + \omega_b^c p_{b,t}^c \Delta t)}{2E_b^{\max}} &\leq NC^e \end{aligned}$$

其中， NC^c 为储能机组进入充电状态最大次数， NC^d 为储能机组进入放电状态最大次数， NC^e 为储能机组最大循环充放电次数。目前最大充放电转移次数均为 3 次，最大循环充放电次数为 2 次。

(15) 虚拟电厂出力约束

虚拟电厂出力采用分档运行，其出力表达式为：

$$\begin{aligned}
P_{vpp,t}^d &= \alpha_{vpp,t}^d S_{vpp,t}^d \\
P_{vpp,t}^c &= \alpha_{vpp,t}^c S_{vpp,t}^c \\
C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^d) &= C_{vpp,t}^d P_{vpp,t}^d \\
C_{vpp,t}(P_{vpp,t}^c) &= C_{vpp,t}^c P_{vpp,t}^c
\end{aligned}$$

其中， $S_{vpp,t}^d$ 、 $S_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 申报的降低下网负荷、增加下网负荷（报价区间的结束出力）； $\alpha_{vpp,t}^d$ 、 $\alpha_{vpp,t}^c$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 的中标状态， $\alpha_{vpp,t}^d=1$ 为降低下网负荷， $\alpha_{vpp,t}^c=1$ 为增加下网负荷。

（16）虚拟电厂响应时间约束

虚拟电厂响应时间应该满足最小连续响应时间，其约束条件表达式为：

$$\begin{aligned}
T_{vpp,t}^c &= \sum_{k=t-T_{vpp}^{c,\min}}^{t-1} \alpha_{vpp,k}^c \\
T_{vpp,t}^d &= \sum_{k=t-T_{vpp}^{d,\min}}^{t-1} \alpha_{vpp,k}^d \\
T_{vpp,t}^c - (\alpha_{vpp,t-1}^c - \alpha_{vpp,t}^c) T_{vpp}^{c,\min} &\geq 0 \\
T_{vpp,t}^d - (\alpha_{vpp,t-1}^d - \alpha_{vpp,t}^d) T_{vpp}^{d,\min} &\geq 0 \\
\alpha_{vpp,t}^d &= 0, \quad t \notin [t1, t2] \\
\alpha_{vpp,t}^c &= 0, \quad t \notin [t1, t2]
\end{aligned}$$

其中， $T_{vpp}^{c,\min}$ 、 $T_{vpp}^{d,\min}$ 分别为虚拟电厂的最小增加下网、降低下网持续响应时间； $T_{vpp,t}^c$ 、 $T_{vpp,t}^d$ 分别为虚拟电厂 vpp 时段 t 时已经连续增加下网、降低下网时间； $[t1, t2]$ 表示虚拟电厂申报的响应时段。

（17）线路潮流约束

线路潮流约束表达式为：

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

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； G_{l-k} 为节点 k

对线路 1 的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。

(18) 断面潮流约束

关键断面潮流约束表达式为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限，目前按稳定限额的 95% 考虑； 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；有约束校正过程中，分布因子应合理设置参与校正的阈值和精度； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

第三节 日前分区电价计算模型

1. 分区节点均价

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

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

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

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前电能量市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点边际电价 (LMP) 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。

得到系统内各节点的节点边际电价后, 采用分区内发电侧节点边际电价的加权平均值作为该分区的分区节点均价:

$$LMP_{a,t}^{avg} = \frac{\sum_{i \in a} (LMP_{i,t} \times P_{i,t})}{\sum_{i \in a} P_{i,t}}$$

其中, $LMP_{a,t}^{avg}$ 为区域 a 节点均价; $LMP_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的节点价格, 目前分区节点均价上下限为 0-1500 元/MWh。

2. 考虑市场力的分区价格

分区价格定价环节, 以下机组不参与定价:

- (1) 固定出力机组;
- (2) 调试计划机组;
- (3) 机组出力小于或等于最小稳定技术出力;
- (4) 机组已达到最大爬坡能力;
- (5) 必开机组出力小于等于必开出力百分比乘以额定容量。

具有定价权电厂, 根据如下原则确定分区价格:

- (1) 单一电厂所有机组出清电力对应的申报价格中的最高价, 其表达式为:

$$PMP_{plt,t} = \max(C_{i,t}(P_{i,t}^{SCED})), i \in plt$$

其中， $PMP_{plt,t}$ 为电厂 plt 所有机组在时段 t 出清电力对应的申报价格中的最高价， $C_{i,t}(P_{i,t}^{SCED})$ 为机组 i 在时段 t 的日前电能量市场 SCED 计算结果中出清电力对应的申报价格。

(2) 若该价格小于市场力价格下限，则可以定价：

$$PMP_{plt,t} \leq C^{\max}$$

其中， $C^{\max}$ 为市场力价格下限，目前暂定为 391 元/MWh。

(3) 若电厂出清价格大于市场力价格下限，则按如下原则定价：

$$PMP_{plt,t} \geq C^{\max}$$

$$PMP_{plt,t} - C_{\text{基准价格}} \leq C_{\text{价差限额}}$$

其中， $C_{\text{基准价格}}$ 为排序（降序）第四的电厂出清价格， $C_{\text{价差限额}}$ 为电厂出清价格与基准价格之间的价差限额，目前暂定为 30 元/MWh。

分区价格为满足以上定价要求的最高电厂出清价格。

3. 二级价格限值

(1) 初始计算：

$$P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} P_i$$

(2) 极端大于情况，当 $P_{(1)} > P_{\max}$ 时：

$$P = \{P_{\max}\}^{96}$$

(3) 极端小于情况，当 $P_{(96)} < P_{\min}$ 时：

$$P = \{P_{\min}\}^{96}$$

(4) 下调过程，当 $P_{\text{avg}} > P_{\max}$ 时：

$$P_{\text{max_points}} = \{P_i | P_i = P_{\text{sorted},n}\}$$

$$P_{\text{max_points}} = P_{\text{sorted},n-1}$$

$$P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \left(\sum_{i \notin \text{max_points}} P_i + |\text{max_points}| * P_{\text{sorted},n-1} \right)$$

重复上述步骤，直到 $P_{avg} \leq P_{max}$ 。

(5) 上调过程，当 $P_{avg} < P_{min}$ 时：

$$P_{min_points} = \{P_i | P_i = P_{sorted,1}\}$$

$$P_{min_points} = P_{sorted,2}$$

$$P_{avg} = \frac{1}{96} \left(\sum_{i \notin min_points} P_i + |min_points| * P_{sorted,2} \right)$$

重复上述步骤，直到 $P_{avg} \geq P_{min}$ 。

(6) 推算代替值，若进行下调：

$$P_{max_points} = \frac{P_{max} * 96 - \sum_{i \notin max_points} P_i}{|max_points|}$$

若进行上调：

$$P_{min_points} = \frac{P_{min} * 96 - \sum_{i \notin min_points} P_i}{|min_points|}$$

其中：

P 是一级限价后分区边际原始价格序列， $P = [P_1, P_2, \dots, P_{96}]$ 。

P_{sorted} ：排序去重后的价格增序序列， $P_{sorted} = [P_{(1)}, P_{(2)}, \dots, P_{(n)}]$ 。

P_{avg} ：平均价格， $P_{avg} = \frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} P_i$ 。

P_{max_points} ：所有等于 $P_{(n)}$ 的点。 $|max_points|$ ：

所有等于 $P_{(n)}$ 的点的个数。

P_{min_points} ：所有等于 $P_{(1)}$ 的点。 $|min_points|$ ：所有等于 $P_{(1)}$ 的点的个数。

P_{min} ：234.6 元/兆瓦时。

P_{max} ：547.4 元/兆瓦时。

附件三：实时电能量市场数学模型

第一节 实时安全约束经济调度数学模型

1. 目标函数：

实时安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示：

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

其中：

T 表示所考虑的时段总数；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，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_w 表示新能源弃电罚因子；

$P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}$ 分别表示新能源 j 在时段 t 的预测值和出力；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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

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

2. 约束条件：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t 负荷平衡约束表达式为：

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

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

(2) 机组出力表达式

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、下限。

机组运行费用表达:

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

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

(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, 其约束条件表达式为:

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

其中, $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态, 其为 SCUC 的优化结果; $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的出力下限 (煤电、核电下限为最小稳定技术出力); $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的出力上限。

(4) 机组群出力上下限约束

机组群的出力该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件表达式为:

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

其中, $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 分别为机组群 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, 均应满爬坡速率要求, 其约束条件表达式为:

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

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

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。

(6) 线路潮流约束

线路潮流约束表达式为：

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

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； 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) 断面潮流约束

关键断面潮流约束表达式为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限，目前按稳定限额的 95% 考虑； 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；有约束校正过程中，分布因子应合理设置参与校正的阈值和精度； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

第二节 实时分区电价计算模型

1. 分区节点均价

实时电能量市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力

约束：

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

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为实时电能量市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算实时电能量市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点边际电价（LMP）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。

得到系统内各节点的节点边际电价后，采用分区内发电侧节点边际电价的加权平均值作为该分区的分区节点均价：

$$LMP_{a,t}^{avg} = \frac{\sum_{i \in a} LMP_{i,t} * P_{i,t}}{\sum_{i \in a} P_{i,t}}$$

其中， $LMP_{a,t}^{avg}$ 为区域 a 节点均价； $LMP_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的节点价格，目前分区节点均价上下限为 0-1500 元/MWh。

2.考虑市场力的分区价格

分区价格定价环节，以下机组不参与定价：

- (1) 固定出力机组；
- (2) 调试计划机组；
- (3) 机组出力小于或等于最小稳定技术出力；
- (4) 机组已达到最大爬坡能力；
- (5) 必开机组出力小于等于必开出力百分比乘以额定容量。

具有定价权电厂，根据如下原则确定分区价格：

- (1) 单一电厂所有机组出清电力对应的申报价格中最高的机组报价，其表达式为

$$PMP_{plt,t} = \max(C_{i,t}(P_{i,t}^{SCED})), i \in plt$$

其中， $PMP_{plt,t}$ 为电厂 plt 在时段 t 出清电力对应的申报价格中的最高价， $C_{i,t}(P_{i,t}^{SCED})$ 为机组 i 在时段 t 的实时电能量市场 SCED 计算结果中出清电力对应的申报价格。

- (2) 若该价格小于市场力价格下限，则可以定价：

$$PMP_{plt,t} \leq C^{\max}$$

其中， $C^{\max}$ 为市场力价格下限，目前暂定为 391 元/MWh。

- (3) 若电厂出清价格大于市场力价格下限，则按如下原则定价：

$$PMP_{plt,t} \geq C^{\max}$$

$$PMP_{plt,t} - C_{\text{基准价格}} \leq C_{\text{价差限额}}$$

其中， $C_{\text{基准价格}}$ 为排序（降序）第四的电厂出清价格， $C_{\text{价差限额}}$ 为电厂出清价格与基准价格之间的价差限额，目前暂定为 30 元/MWh。

分区价格为满足以上定价要求的最高电厂出清价格。

3. 二级价格限值

- (1) 初始计算：

$$P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} P_i$$

(2) 极端大于情况, 当 $P_{(1)} > P_{\max}$ 时:

$$P = \{P_{\max}\}^{96}$$

(3) 极端小于情况, 当 $P_{(96)} < P_{\min}$ 时:

$$P = \{P_{\min}\}^{96}$$

(4) 下调过程, 当 $P_{\text{avg}} > P_{\max}$ 时:

$$P_{\max_points} = \{P_i | P_i = P_{\text{sorted},n}\}$$

$$P_{\max_points} = P_{\text{sorted},n-1}$$

$$P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \left(\sum_{i \in \max_points} P_i + |\max_points| * P_{\text{sorted},n-1} \right)$$

重复上述步骤, 直到 $P_{\text{avg}} \leq P_{\max}$ 。

(5) 上调过程, 当 $P_{\text{avg}} < P_{\min}$ 时:

$$P_{\min_points} = \{P_i | P_i = P_{\text{sorted},1}\}$$

$$P_{\min_points} = P_{\text{sorted},2}$$

$$P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \left(\sum_{i \in \min_points} P_i + |\min_points| * P_{\text{sorted},2} \right)$$

重复上述步骤, 直到 $P_{\text{avg}} \geq P_{\min}$ 。

(6) 推算代替值, 若进行下调:

$$P_{\max_points} = \frac{P_{\max} * 96 - \sum_{i \in \max_points} P_i}{|\max_points|}$$

若进行上调:

$$P_{\min_points} = \frac{P_{\min} * 96 - \sum_{i \in \min_points} P_i}{|\min_points|}$$

其中:

P 是一级限价后分区边际原始价格序列, $P = [P_1, P_2, \dots, P_{96}]$ 。

P_{sorted} : 排序去重后的价格增序序列, $P_{\text{sorted}} = [P_{(1)}, P_{(2)}, \dots, P_{(n)}]$ 。

P_{avg} : 平均价格, $P_{\text{avg}} = \frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} P_i$ 。

$P_{\text{max_points}}$: 所有等于 $P_{(n)}$ 的点。 $| \text{max_points} |$:
所有等于 $P_{(n)}$ 的点的个数。

$P_{\text{min_points}}$: 所有等于 $P_{(1)}$ 的点。 $| \text{min_points} |$: 所
有等于 $P_{(1)}$ 的点的个数。

P_{min} : 234.6 元/兆瓦时。

P_{max} : 547.4 元/兆瓦时。

附件四：市场结算公式明细

第一节 批发市场费用结算

1.批发市场发（用）电侧费用包括电能量费用和市场运营费用。初期，电能量费用由跨区跨省合约费用、省内中长期合约费用、实时市场偏差费用构成；市场运营费用由成本补偿费用、市场不平衡费用、市场调节费用组成。批发市场发（用）电侧费用计算公式如下：

$$R_{\text{收入/支出}} = R_{\text{电能量}} + R_{\text{市场运营}}$$

其中：

$R_{\text{收入/支出}}$ 为批发市场发（用）侧电费收入（支出）；

$R_{\text{电能量}}$ 为发（用）侧电能量费用，包括跨区跨省合约费用、保量保价小时数电量费用（如有）、省内中长期合约费用、实时市场偏差费用；

$R_{\text{市场运营}}$ 为发（用）侧市场运营费用，包括成本补偿费用、市场不平衡费用、市场调节费用。

2.发电侧主体的跨区跨省合约优先保障结算；省内中长期合约结算时，按中长期合约价格结算，并结算所在分区边际电价与中长期结算参考点现货电价差值；实际上网电量与中长期合约、保量保价小时数电量（如有）、跨区跨省交易的偏差电量，按照实时市场机组（或风电、光伏项目）所在分区边际电价结算。机组 i 的 t 时段电能量费用计算公式如下：

$$R_{\text{能量}, i, t} = R_{\text{跨区跨省}, i, t} + R_{\text{保量保价小时数}, i, t} + R_{\text{省内中长期}, i, t} + R_{\text{实时偏差}, i, t}$$

$$R_{\text{跨区跨省}, i, t} = Q_{\text{跨区跨省}, i, t} \times P_{\text{跨区跨省}, i, t};$$

$$R_{\text{保量保价小时数}, i, t} = Q_{\text{保量保价小时数}, i, t} \times P_{\text{保量保价小时数}, i, t};$$

$$R_{\text{省内中长期}, i, t} = Q_{\text{省内中长期}, i, t} \times (P_{\text{省内中长期}, i, t} + P_{\text{分区边际}, i, t} - P_{\text{中长期结算参考点}, t});$$

$$R_{\text{实时偏差}, i, t} = (Q_{\text{实际上网}, i, t} - Q_{\text{跨区跨省}, i, t} - Q_{\text{保量保价小时数}, i, t} - Q_{\text{省内中长期}, i, t}) \times P_{\text{分区边际}, i, t};$$

$$P_{\text{中长期结算参考点}, t} = \sum (Q_{\text{实际上网}, i, t} \times P_{\text{分区边际}, i, t}) / \sum Q_{\text{实际上网}, i, t};$$

其中：

$R_{\text{能量}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段电能量费用；

$R_{\text{跨区跨省}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段跨区跨省合约费用；

$R_{\text{保量保价小时数}, i, t}$ 为风电、光伏项目或核电机组 i 的 t 时段保量保价小时数电量费用；

$Q_{\text{保量保价小时数}, i, t}$ 为风电、光伏项目或核电机组 i 的 t 时段保量保价小时数电量；

$R_{\text{保量保价小时数}, i}$ 为风电、光伏项目或核电机组 i 的 t 时段保量保价小时数电量费用；

$R_{\text{省内中长期}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段省内中长期合约费用；

$R_{\text{实时偏差}, i, t}$ 为实时市场机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段市场偏差电能量费用；

$Q_{\text{跨区跨省}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段跨区跨省合约电量；

$P_{\text{跨区跨省}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段跨区跨省合约电价；

$Q_{\text{省内中长期}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内中长期}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段省内中长期合约电价；

$P_{\text{分区边际}, i, t}$ 为实时市场机组（或风电、光伏项目） i 所在分区的 t 时段边际电价（考虑二级限价，下同）；

$P_{\text{中长期结算参考点}, t}$ 为中长期合约结算参考点的现货价格。市场初期，中长期合约结算参考点现货价格设为实时市场的 t 时段统一结算点电价，由所有参与现货结算的发电侧主体实时结算电价按实际上网电量加权计算确定；

$Q_{\text{实际上网}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段实际上网电量。

3. 用户侧主体的跨区跨省合约优先保障结算；省内中长期合约结算时，按中长期合约价格结算，并结算实时市场统一结算点现货电价与中长期结算参考点电价差值；实际用电量与中长期合约、跨区跨省交易的偏差电量，按照实时市场统一结算点现货电价结算。用户 u 的 t 时段电能量费用计算公式如下：

$$C_{\text{电能量}, u, t} = C_{\text{跨区跨省}, u, t} + C_{\text{省内中长期}, u, t} + C_{\text{实时偏差}, u, t}$$

$$C_{\text{跨区跨省}, u, t} = Q_{\text{跨区跨省}, u, t} \times P_{\text{跨区跨省}, u, t} ;$$

$$C_{\text{省内中长期}, u, t} = Q_{\text{省内中长期}, u, t} \times (P_{\text{省内中长期}, u, t} + P_{\text{统一结算点}, t} - P_{\text{中长期结算参考点}, t}) ;$$

$$C_{\text{实时偏差}, u, t} = (Q_{\text{实际用电量}, u, t} - Q_{\text{跨区跨省}, u, t} - Q_{\text{省内中长期}, u, t}) \times P_{\text{实时市场统一结算点}, t} ;$$

市场初期 $P_{\text{中长期结算参考点}, t} = P_{\text{实时市场统一结算点}, t}$;

其中：

$C_{\text{电能量}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段电能量费用；

$C_{\text{跨区跨省}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段跨区跨省合约费用；

$C_{\text{省内中长期}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段省内中长期合约费用；

$C_{\text{实时偏差}, u, t}$ 为实时市场用户 u 的 t 时段市场偏差电量费用；

$Q_{\text{跨区跨省}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段跨区跨省合约电量；

$P_{\text{跨区跨省}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段跨区跨省合约电价；

$Q_{\text{省内中长期}, i, t}$ 为用户 u 的 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{中长期}, i, t}$ 为用户 u 的 t 时段省内中长期合约电价；

$Q_{\text{实际用电量}, u, t}$ 为用户 u 的 t 时段实际用电量；

第二节 成本补偿费用结算

启停机组成本补偿费用，煤电、核电机组启动后 72 小时内发生的停机或停机后 72 小时内发生的启动，实施启停机组成本补偿（包括日前出清启停和临时调令启停，属于非计划停运引起的除外，跨月启停或者停启情况纳入次月结算）。按照启停费用报价予以补偿。机组 i 的启停机组成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{启停}, i} = \sum (P_{\text{启动}, i} \times N_{\text{启动}, i}) + \sum (P_{\text{停机}, i} \times N_{\text{停机}, i})$$

其中：

$R_{\text{启停}, i}$ 为机组 i 的全月总启停费用；

$P_{\text{启动}, i}$ 为机组 i 的启机费用报价；

$N_{\text{启动}, i}$ 为机组 i 的全月运行日符合补偿条件的总启机次数；

$P_{\text{停机}, i}$ 为机组 i 的停机费用报价；

$N_{\text{停机}, i}$ 为机组 i 的全月运行日符合补偿条件的总停机次数。

启停机组成本补偿费用按月向参与现货市场的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）按照用电量占比分摊。启停机组成本补偿费用的分摊计算公式如下：

$$C_{\text{启停}, u} = (\sum R_{\text{启停}, i} / \sum Q_{\text{实际用电量}, u}) \times Q_{\text{实际用电量}, u}$$

其中：

$R_{\text{启停}, i}$ 为机组 i 的全月总启停费用；

$Q_{\text{实际用电量}, u}$ 为一类用户和售电公司（含虚拟电厂）的全月实际用电量。

第三节 市场不平衡费用结算

1.k 值返还/回收及不平衡费用：引入中长期结算参考点现货电价后，参与现货市场结算的发电机组（或风电、光伏项目）中长期合约执行价格变动导致的损益部分，向其返还或回收。按 k 值系数返还或回收后，该项收支不平衡费用向参与现货结算的省内发电侧主体按省内中长期合约电量分摊或返还。

机组 i 的 t 时段 k 值返还/回收计算公式如下：

$$C_{\text{返还/回收}, i, t} = Q_{\text{省内中长期}, i, t} \times (P_{\text{分区分段}, i, t} - P_{\text{中长期结算参考点}, t}) \times k$$

$C_{\text{返还/回收}, i, t} < 0$ ，表示向机组返还对应费用； $C_{\text{返还/回收}, i, t} > 0$ ，表示向机组回收对应费用；

其中：

$Q_{\text{省内中长期}, i, t}$ 为机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{分区边际}, i, t}$ 为实时市场机组（或风电、光伏项目） i 的 t 时段所在分区边际电价；

$P_{\text{中长期结算参考点}, t}$ 实时市场 t 时段统一结算点电价。

返还或回收后，剩余不返还回收部分全省合计后存在不平衡资金，向参与现货市场结算的发电侧主体按中长期合约电量分摊或返还。分摊返还公式如下：

$$C_{\text{返还/回收剩余}, i, t} = Q_{\text{省内中长期}, i, t} \times (P_{\text{分区边际}, i, t} - P_{\text{中长期结算参考点}, t}) - C_{\text{返还/回收}, i, t}$$

$$C_{\text{k值不平衡}, t} = \sum C_{\text{返还/回收剩余}, i, t};$$

$$C_{\text{k值不平衡分摊/返还}, i, t} = (C_{\text{k值不平衡}, t} / \sum Q_{\text{省内中长期}, i, t}) \times Q_{\text{省内中长期}, i, t}$$

其中：

$C_{\text{返还/回收剩余}, i, t}$ 为机组 i 的 t 时段省内中长期合约损益部分，按 k 值系数返还或回收后剩余费用；

$C_{\text{k值不平衡}, t}$ 为 t 时段的市场 k 值不平衡总费用；

$C_{\text{k值不平衡分摊/返还}, i, t}$ 为参与现货市场结算的发电侧主体 i 的 t 时段 k 值不平衡分摊或返还费用。

2. 结构性偏差及量价不平衡费用：市场内发电侧现货结算电量与用电侧现货结算电量、发电侧中长期偏差结算电量之差，为结构性偏差电量；结构性偏差电量按照统一结算点现货价格算术均价结算，形成结构性偏差电费。

$$Q_{\text{结构性偏差}} = \sum Q_{\text{发电侧现货结算}, i} - \sum Q_{\text{用电侧现货结算}, j} + Q_{\text{发电侧中长期偏差结算}}$$

$$C_{\text{结构性偏差}} = Q_{\text{结构性偏差}} \times P_{\text{统一结算点算术平均}}$$

其中：

$Q_{\text{结构性偏差}}$ 为全月结构性偏差总电量；

$Q_{\text{发电主体现货结算, } i}$ 为参与现货的机组 i 全月结算的现货电量（含月度调平电量，含现货市场储能放电电量）；

$Q_{\text{用电主体现货结算, } j}$ 为参与现货的用户 j 全月结算的现货电量（含月度调平电量，含现货市场储能充电电量）；

$Q_{\text{发电侧中长期偏差结算}}$ 为发电侧按中长期市场规则结算的中长期交易偏差电量。

$C_{\text{结构性偏差}}$ 为全月结构性偏差总电费；

$P_{\text{统一结算点算术平均}}$ 为全月统一结算点现货价格算术均价。

市场内发电侧现货结算电费与用电侧现货结算电费、发电侧中长期偏差结算电费、结构性偏差电费之差，为量价不平衡费用。计算公式如下：

$$C_{\text{量价不平衡}} = \sum R_{\text{发电主体现货结算, } i} - \sum C_{\text{用电主体现货结算, } j} + R_{\text{发电侧中长期偏差结算}} - C_{\text{结构性偏差}}$$

其中：

$C_{\text{量价不平衡}}$ 为全月量价不平衡费用；

$R_{\text{发电主体现货结算, } i}$ 为参与现货的机组 i 全月结算的现货电能量费用（含月度调平电量电费，含现货市场储能放电电费）；

$C_{\text{用电主体现货结算, } j}$ 为参与现货的用户 j 全月结算的现货电能量费用（含月度调平电量电费，含现货市场储能充电电费）；

$R_{\text{发电侧中长期偏差结算}}$ 为发电侧按中长期市场规则结算的中长期交易偏差电费。

量价不平衡费用按月向用电侧和电侧按 1:1 的比例分摊，其中用电侧按用电量占比向参与现货市场的一类用户和售电公

司（含虚拟电厂）分摊，发电侧按上网电量占比向参与现货市场的发电侧主体分摊。分摊公式如下：

$$C_{\text{量价不平衡用户侧分摊}, u} = 0.5 \times C_{\text{量价不平衡}} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$$

$$C_{\text{量价不平衡发电侧分摊}, i} = 0.5 \times C_{\text{量价不平衡}} / \sum Q_{\text{现货结算电厂上网}, i} \times Q_{\text{现货结算电厂上网}, i}$$

其中：

$C_{\text{量价不平衡用户侧分摊}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的结构性不平衡费用。

$C_{\text{结构性偏差平衡电厂侧分摊}, i}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） i 分摊的结构性不平衡费用。

$Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的全月用电量。

$Q_{\text{现货结算电厂上网}, i}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） i 的全月上网电量。

结构性偏差电量为正时，作为电网企业代理购电来源，按照实时市场统一结算点价格的全月算术均价结算。

结构性偏差电量为负时，按照电网企业代理购电当月平均购电的清算价格，与实时市场统一结算点价格的全月算术均价的价差，在参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊。

当 $Q_{\text{结构性偏差}} \geq 0$ 时，

$$C_{\text{结构性不平衡}} = 0$$

当 $Q_{\text{结构性偏差}} < 0$ 时，

$$C_{\text{结构性不平衡}} = Q_{\text{结构性偏差}} \times (P_{\text{统一结算点算术平均}} - P_{\text{代理购电平均购电清算价}})$$

其中：

P 代理购电平均购电清算价 为代理购电价格报备数据中代理购电当月平均购电的清算价格。

$C_{\text{结构性不平衡用户侧分摊}, u} = 0.5 \times C_{\text{结构性不平衡}} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$

$C_{\text{结构性不平衡发电侧分摊}, i} = 0.5 \times C_{\text{结构性不平衡}} / \sum Q_{\text{现货结算电厂上网}, i} \times Q_{\text{现货结算电厂上网}, i}$

其中：

$C_{\text{结构性不平衡用户侧分摊}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的结构性不平衡费用。

$C_{\text{结构性不平衡发电侧分摊}, i}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） i 分摊的结构性不平衡费用。

$Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的全月用电量。

$Q_{\text{现货结算电厂上网}, i}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） i 的全月上网电量。

结算时，先按电网企业代理购电提前公布的当月平均购电预测价格计算价差费用进行分摊和结算，清算价格与预测价格之间的偏差费用，在实施清算月份按发生月电量比例，进行补结算。

第四节 市场调节费用结算

1. 机组低负荷运行补偿费用：具备深度调峰能力的机组，上网电量低于 45% 额定容量对应电量部分（机组启停过程 4 小时内除外），按照机组的实时分区电价与其分区节点均价（日前和实时较低者）的差值（若大于 0），计算补偿费用。

发电机组 i 的低负荷运行补偿费用计算公式：

$$R_{\text{低负荷运行补偿}} = (C_{\text{额定}} \times 49\% \times 0.25 - Q_{\text{实际上网}}) \times \max(P_{\text{实时分区边际}}, \min(P_{\text{日前分区节点平均}}, P_{\text{实时分区节点平均}})) \quad (9)$$

其中：

$R_{\text{低负荷运行补偿}, i}$ 为机组 i 低负荷运行补偿费用；

$C_{\text{额定}, i}$ 为机组 i 的额定容量；

$Q_{\text{实际上网}, i, t}$ 为机组 i 的 t 时段实际上网电量；

$P_{\text{实时分区边际}, i, t}$ 为机组 i 所在分区 t 时段实时边际电价；

$P_{\text{日前分区节点平均}, i, t}$ 为机组 i 日前市场 t 时段分区节点均价；

$P_{\text{实时分区节点平均}, i, t}$ 为机组 i 实时市场 t 时段分区节点均价；

机组低负荷运行补偿费用按月由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段，风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、0.2，参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后，剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊。核电、参与现货结算的风电、光伏项目 j 低负荷运行补偿费用分摊金额计算公式如下：

$$C_{\text{低负荷运行补偿风电、光伏、核电分摊}, j} = \sum R_{\text{低负荷运行补偿}, i} / \sum (Q_{\text{风电、光伏、核电上网}, j} \times S_{\text{分摊}}) \times Q_{\text{核电、现货风电光伏上网}, j} \times S_{\text{分摊}}$$

$$C_{\text{低负荷运行补偿用能侧}, u} = 0.5 \times (\sum R_{\text{低负荷运行补偿}, i} - \sum C_{\text{低负荷运行补偿风电、光伏、核电分摊}}) / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电}} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电}}$$

$$C_{\text{低负荷运行补偿燃煤机组分摊}, k} = 0.5 \times (\sum R_{\text{低负荷运行补偿}, i} - \sum C_{\text{低负荷运行补偿风电、光伏、核电分摊}}) / \sum Q_{\text{燃煤机组上网}, k} \times Q_{\text{燃煤机组上网}, k}$$

其中：

$C_{\text{低负荷运行补偿风电、光伏、核电分摊}, j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 分摊的低负荷运行补偿费用；

$Q_{\text{风电、光伏、核电上网}, j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 该月上网电量，统计范围为全省所有风电、光伏、核电项目。

$Q_{\text{核电、现货风电光伏上网}, j}$ 为核电或参与现结算货的风电、光伏项目 j 全月实际上网电量。

$s_{\text{分摊}}$ 为分摊系数，风电、光伏取 1，核电取 0.2。

$C_{\text{低负荷运行补偿用户侧分摊}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的低负荷运行补偿费用。

$C_{\text{低负荷运行补偿燃煤机组分摊}, k}$ 为燃煤机组 k 分摊的低负荷运行补偿费用。

$Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的全月用电量。

$Q_{\text{燃煤机组上网}, k}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） k 的全月上网电量。

2. 电网侧储能电站调节补偿费用计算公式如下：

$$C_{\text{放电补偿}, i, t} = Q_{\text{放电}, i, t} \times \text{Max}(\text{Max}(P_{\text{日前分区节点平均}, t}, P_{\text{实时分区节点平均}, t}) - P_{\text{实时分区边际}, t}, 0)$$

$$C_{\text{充电补偿}, i, t} = Q_{\text{充电}, i, t} \times \text{Max}(P_{\text{实时分区边际}, t} - \min(P_{\text{日前分区节点平均}, t}, P_{\text{实时分区节点平均}, t}), 0)$$

其中：

$C_{\text{放电补偿}, i, t}$ 为电网侧储能电站 i 在 t 时段的放电调节补偿费用。

$Q_{\text{放电}, i, t}$ 为电网侧储能电站 i 在 t 时段放电电量。

$C_{\text{充电补偿}, i, t}$ 为电网侧储能电站 i 在 t 时段的充电调节补偿费用。

$Q_{\text{充电}, i, t}$ 为电网侧储能电站 i 在 t 时段充电电量。

$P_{\text{实时分区边际}, i, t}$ 为电网侧储能电站 i 所在分区 t 时段实时边际电价；

$P_{\text{日前分区节点平均},i,t}$ 为电网侧储能电站 i 日前市场 t 时段分区节点均价；

$P_{\text{实时分区节点平均},i,t}$ 为电网侧储能电站 i 实时市场 t 时段分区节点均价；

电网侧储能电站的放电调节补偿费用按月向参与现货市场的一类用户、售电公司（含虚拟电厂）按实际用电量比例分摊，充电调节补偿费用由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段，风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、0.2，参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后，剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊。分摊公式如下：

$$C_{\text{放电补偿分摊},u} = \sum C_{\text{放电补偿},i,t} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电},u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电},u}$$

$$C_{\text{充电补偿风电、光伏、核电分摊},j} = \sum R_{\text{充电补偿},i} / \sum (Q_{\text{风电、光伏、核电上网},j} \times S_{\text{分摊}}) \times Q_{\text{核电、现货风电光伏上网},j} \times S_{\text{分摊}}$$

$$C_{\text{充电补偿用户侧分摊},u} = 0.5 \times (\sum R_{\text{充电补偿},i} - \sum C_{\text{充电补偿风电、光伏核电分摊},j}) / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电},u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电},u}$$

$$C_{\text{充电补偿燃煤机组分摊},k} = 0.5 \times (\sum R_{\text{充电补偿},i} - \sum C_{\text{充电补偿风电、光伏、核电分摊},j}) / \sum Q_{\text{燃煤机组上网},k} \times Q_{\text{燃煤机组上网},k}$$

其中：

$C_{\text{放电补偿分摊},u} = \sum C_{\text{放电补偿},i} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电},u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电},u}$

$C_{\text{充电补偿风电、光伏、核电分摊},j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 分摊的充电补偿费用；

$Q_{\text{风电、光伏、核电上网},j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 该月上网电量，统计范围为全省所有风电、光伏、核电项目。

$Q_{\text{核电、现货风电光伏上网}, j}$ 为核电或参与现结算货的风电、光伏项目 j 全月实际上网电量。

$s_{\text{分摊}}$ 为分摊系数，风电、光伏取 1，核电取 0.2。

$C_{\text{充电补偿用户侧分摊}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的充电补偿费用。

$C_{\text{充电补偿燃煤机组分摊}, k}$ 为燃煤机组 k 分摊的充电补偿费用。

$Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的全月用电量。

$Q_{\text{燃煤机组上网}, k}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） k 的全月上网电量。

3. 虚拟电厂削峰补偿费用按照分区节点均价（日前和实时较高者）与其实时分区电价的差值（若大于 0）、全部调节电量计算形成；填谷补偿费用按照实时分区电价与分区节点均价（日前和实时较低者）的差值（若大于 0）、全部调节电量计算形成。

虚拟电厂补偿费用计算公式如下：

$$C_{\text{削峰补偿}, i, t} = Q_{\text{削峰调节}, i, t} \times \text{Max}(\text{Max}(P_{\text{日前分区节点平均}, t}, P_{\text{实时分区节点平均}, t}) - P_{\text{实时分区边际}, t}, 0)$$

$$C_{\text{填谷补偿}, i, t} = Q_{\text{填谷调节}, i, t} \times \text{Max}(P_{\text{实时分区边际}, t} - \text{min}(P_{\text{日前分区节点平均}, t}, P_{\text{实时分区节点平均}, t}), 0)$$

其中：

$Q_{\text{削峰调节}, i, t}$ 为虚拟电厂 i 在 t 时段经校核认定的有效削峰调节电量；

$Q_{\text{填谷调节}, i, t}$ 为虚拟电厂 i 在 t 时段经校核认定的有效填谷调节电量；

$P_{\text{实时分区边际},i,t}$ 为虚拟电厂 i 所在分区 t 时段实时边际电价；

$P_{\text{日前分区节点平均},i,t}$ 为虚拟电厂 i 日前市场 t 时段分区节点均价；

$P_{\text{实时分区节点平均},i,t}$ 为虚拟电厂 i 实时市场 t 时段分区节点均价；

削峰补偿费用按月向参与现货市场的一类用户、售电公司（含虚拟电厂）按实际用电量比例分摊，虚拟电厂填谷补偿费用按月按月由风电、光伏、核电按照上网电量、分摊系数予以分摊。现阶段，风电、光伏、核电分摊系数分别为 1.0、1.0、0.2，参与现货结算的风电、光伏、核电分摊后，剩余未分摊补偿费用在其它参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分摊，其中发电主体按月度上网电量占比分摊，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊，分摊公式如下：

$C_{\text{削峰费用分摊},u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的虚拟电厂削峰补偿费用。

$C_{\text{填谷补偿风电、光伏、核电分摊},j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 分摊的填谷补偿费用；

$Q_{\text{风电、光伏、核电上网},j}$ 为风电、光伏、核电项目 j 该月上网电量，统计范围为全省所有风电、光伏、核电项目。

$Q_{\text{核电、现货风电光伏上网},j}$ 为核电或参与现结算货的风电、光伏项目 j 全月实际上网电量。

$s_{\text{分摊}}$ 为分摊系数，风电、光伏取 1，核电取 0.2。

$C_{\text{填谷补偿用户侧分摊},u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 分摊的填谷补偿费用。

$C_{\text{填谷补偿燃煤机组分摊, k}}$ 为燃煤机组 k 分摊的填谷补偿费用。

$Q_{\text{一类用户售电公司用电, u}}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的全月用电量。

$Q_{\text{燃煤机组上网, k}}$ 为发电机组或风电、光伏项目（不含储能） k 的全月上网电量。

4.发电侧超额收益回收费用：各参与现货结算的发电侧（含火电、核电、新能源，按中长期交易单元）全月中长期合约（含跨省跨区交易合约、保量保价小时数电量）占实际上网电量与折算上网电量较小值的比例低于一定数值（火电、核电暂定 90%，新能源暂定 70%）时，低于部分按照该交易单元所在分区实时结算算术均价与其所在分区参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（含 k 值影响）的价差，回收正收益部分；中长期合约电量（含跨省跨区交易合约、保量保价小时数电量）高于 45% 额定容量对应电量时（燃机、新能源不受此限制），若全月中长期合约占实际上网电量与折算上网电量较大值的比例高于一定数值（火电、核电暂定 110%，新能源暂定 130%），高出部分按照其所在分区参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（含 k 值影响）与实时结算算术均价的价差，回收正收益部分。

煤电、核电超额收益回收费用计算公式：

$$C_{\text{机组超额收益回收}, i} = \begin{cases} (\beta_1 \times Q_{\text{折算}, i} - Q_{\text{中长期}, i}) \times (P_{\text{分区均价}, i} - P_{\text{中长期}, i}), & Q_{\text{中长期}, i} < \beta_1 \times Q_{\text{折算min}, i} \\ (\beta_2 \times Q_{\text{折算}, i} - Q_{\text{中长期}, i}) \times (P_{\text{分区均价}, i} - P_{\text{中长期}, i}), & Q_{\text{中长期}, i} > \beta_2 \times Q_{\text{折算max}, i} \\ \text{且 } Q_{\text{中长期}, i} > 0.45 \times C_{\text{额定}, i} \times 24 \times D (\text{燃机、新能源不受此限制}) \end{cases}$$

当 $C_{\text{机组超额收益回收}, i} < 0$ 时，不回收；

$$Q_{\text{折算min}, i} = \min (Q_{\text{上网}, i}, Q_{\text{折算上网}, i})$$

$$Q_{\text{折算max}, i} = \max (Q_{\text{上网}, i}, Q_{\text{折算上网}, i})$$

$$Q_{\text{折算上网}, i} = Q_{\text{上网}, i} \times \sum Q_{\text{用电}, u} / \sum Q_{\text{上网}, i};$$

其中：

$C_{\text{机组超额收益回收}, i}$ 为交易单元 i 的超额收益回收费用，

$Q_{\text{中长期}, i}$ 为交易单元 i 的中长期合约电量；

β_1 ，火电、核电暂定 90%，新能源暂定 70%；

β_2 ，火电、核电暂定 110%，新能源暂定 130%；

$C_{\text{额定}, i}$ 为交易单元额定容量；

D 为该月自然天数；

$Q_{\text{用电}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 全月实际用电量；

$Q_{\text{上网}, i}$ 为交易单元 i 的上网电量；

$P_{\text{分区电价}, i}$ 为交易单元 i 的所在分区现货算术均价；

$P_{\text{中长期}, i}$ 为交易单元 i 所在分区参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（含 k 值影响）。

发电侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体按 1:1 比例分摊，其中发电侧按月度上网电量占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。发电侧超额收益回收资金返还计算公式：

$$R_{\text{机组超额收益回收返还}, i} = 0.5 \times \sum C_{\text{机组超额收益}, i} / \sum Q_{\text{上网}, i} \times Q_{\text{上网}, i}$$

$$R_{\text{机组超额收益回收返还}, u} = 0.5 \times \sum C_{\text{机组超额收益}, i} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电}, u}$$

其中：

$R_{\text{机组超额收益回收返还}, i}$ 为参与现货结算的发电侧交易单元 i 的超额收益回收的返还金额；

$Q_{\text{上网}, i}$ 为参与现货结算的发电侧交易单元 i 全月实际上网电量；

$R_{\text{机组超额收益回收返还}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的超额收益回收的返还金额；

$Q_{\text{一类用户售电公司用电量}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 全月实际用电量。

5. 用户侧中长期偏差收益回收费用：各参与现货交易的一类用户或售电公司（含虚拟电厂）全月中长期合约电量占实际用电量的比例低于 90%（虚拟电厂按 80% 考虑）时，低于部分按照全月统一结算点算术均价与全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价的价差，回收正收益部分；全月中长期合约电量占实际用电量的比例高于 110%（虚拟电厂按 120% 考虑）时，高出部分按照全月统一结算点算术均价与全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价的价差，回收正收益部分。

用户侧中长期偏差收益回收费用计算公式：

$$C_{\text{用户偏差收益回收, } u}(\text{不含虚拟电厂}) = \begin{cases} (Q_{\text{中长期, } u} - 0.9 \times Q_{\text{实际, } u}) \times (P_{\text{统一结算点均价}} - P_{\text{中长期}}), & Q_{\text{中长期, } u} < 0.9 \times Q_{\text{实际, } u} \\ (Q_{\text{中长期, } u} - 1.1 \times Q_{\text{实际, } u}) \times (P_{\text{统一结算点均价}} - P_{\text{中长期}}), & Q_{\text{中长期, } u} > 1.1 \times Q_{\text{实际, } u} \end{cases}$$

$$C_{\text{用户偏差收益回收, } u}(\text{虚拟电厂}) = \begin{cases} (Q_{\text{中长期, } u} - 0.8 \times Q_{\text{实际, } u}) \times (P_{\text{统一结算点均价}} - P_{\text{中长期}}), & Q_{\text{中长期, } u} < 0.8 \times Q_{\text{实际, } u} \\ (Q_{\text{中长期, } u} - 1.2 \times Q_{\text{实际, } u}) \times (P_{\text{统一结算点均价}} - P_{\text{中长期}}), & Q_{\text{中长期, } u} > 1.2 \times Q_{\text{实际, } u} \end{cases}$$

$C_{\text{用户偏差收益回收, } u} < 0$ 时，不回收

其中：

$C_{\text{用户偏差收益回收, } u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的中长期偏差收益回收费用；

$Q_{\text{中长期, } u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的中长期合约电量；

$Q_{\text{实际, } u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的实际用电量；

$P_{\text{统一结算点}}$ 为全月统一结算点均价；

$P_{\text{中长期}}$ 为全体一类用户、售电公司（含虚拟电厂）的中长期合约结算加权均价。

用户侧中长期偏差收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体按 1:1 比例分摊，其中发电侧按月度上网电量占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。用户中长期偏差收益返还计算公式：

$$R_{\text{用户偏差收益返还, } i} = 0.5 \times \sum C_{\text{用户偏差收益回收, } u} / \sum Q_{\text{上网, } i} \times Q_{\text{上网, } i}$$

$$R_{\text{用户偏差收益返还, } u} = 0.5 \times \sum C_{\text{用户偏差收益回收, } u} / \sum Q_{\text{一类用户售电公司用电量, } u} \times Q_{\text{一类用户售电公司用电量, } u}$$

其中：

$R_{\text{用户偏差收益返还, } i}$ 为参与现货结算的发电侧交易单元 i 的用户侧中

长期偏差收益的返还金额；

$Q_{\text{上网}, i}$ 为参与现货结算的发电侧交易单元 i 全月实际上网电量；

$R_{\text{用户偏差收益返还}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 的用户侧中长期偏差收益的返还金额；

$Q_{\text{一类用户售电公司用电量}, u}$ 为一类用户或售电公司（含虚拟电厂） u 全月实际用电量。

6. 调试机组超额收益回收

$$R_{\text{试验收益}} = \sum R_{i,t, \text{电能量}} - Q_{i,t, \text{实际}} \times P_{\text{基准}}$$

当 $R_{\text{试验收益}} > 0$ 时，将 $R_{\text{试验收益}}$ 的等额资金回收； $R_{\text{试验收益}} < 0$ 时，不回收费用；

其中：

t 为机组 i 调试时段，以 15 分钟为单位进行累计；

$R_{i,t, \text{电能量}}$ 为机组 i 调试期间第 t 时段的总电能量收益，包括中长期市场和现货市场收益等；

$Q_{i,t, \text{实际}}$ 为机组 i 调试期间第 t 时段的实际上网电量；

$P_{\text{基准}}$ 为煤电基准价，391 元/兆瓦时。

回收费用按月向参与现货市场出清的发电侧主体按照上网电量比例返还。返还公式如下：

$$R_{\text{调试机组超额收益返还}, i} = \sum C_{\text{调试机组超额收益回收}, u} / \sum Q_{\text{现货出清发电主体上网}, i} \times Q_{\text{现货出清发电主体上网}, i}$$

其中：

$R_{\text{调试机组超额收益返还}, i}$ 为参与现货市场出清的机组（或风电、光伏项目） i 的调试机组超额收益返还金额；

$Q_{\text{现货出清发电主体上网 } i}$ 为参与现货市场出清的机组（或风电、光伏项目） i 的全月实际上网电量；

附件五：电能量市场申报信息表

第一节 发电机组电能量报价申报表（煤电、核电）

电厂	机组	第一段报价			第二段报价			第三段报价			
		出力 起点	出力 终点	电价	出力 起点	出力 终点	电价	出力 起点	出力 终点	电价	
XX 电厂	XX 机组										
XX 电厂	XX 机组										

说明：

1. 发电机组第一段报价的起点出力应等于深度调峰出力认证的最小稳定技术出力。
2. 发电机组最后一段报价的终点出力应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率。
3. 发电机组每一段报价的起点出力应等于上一段报价的结束出力。
4. 随着出力增加，发电机组电能量报价应单调非递减。
5. 报价段数 $N \leq 10$ 。
6. 煤电机组第一段申报起点为机组最小稳定技术出力，第一段申报价格下限 30 元/兆瓦时。
7. 核电机组第一段申报范围不高于 1%额定容量，申报价格下限 0 元/兆瓦时，第二段开始申报价格下限 20 元/兆瓦时。
8. 发电机组每段报价均不可高于申报价格的上限值（1500 元/兆瓦时）。
9. 每段报价段的步长不能低于 1MW。

第二节 发电机组启停费用报价申报表（煤电、核电）

电厂名称	机组编号	启机费用			停机费用（元/次）
		热态启机费用（元/次）	温态启机费用（元/次）	冷态启机费用（元/次）	
XX 电厂	XX 机组				
XX 电厂	XX 机组				

说明：

1. 燃煤机组、核电机组，停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

2. D-1 日 12 点为机组启动时间计算起点。对于燃煤机组依据机组停运时间，按照冷态启动 20 小时、温态启动 12 小时、热态启动 6 小时出清机组并网时间。对于核电机组依据其特性参数出清并网时间。

3. 热态启机费用上限 1.56 元/千瓦，温态启机费用上限 2.04 元/千瓦，冷态启机费用上限 2.4 元/千瓦，停机费用上限 0.36 元/千瓦。

4. 原则上，机组启停费用每个季度只能申报一次。

第三节 新能源电厂交易单元电能量报价申报表

电厂	交易单元	第一段报价			第二段报价			第三段报价			
		出力起点	出力终点	电价	出力起点	出力终点	电价	出力起点	出力终点	电价	
XX 电厂	XX 交易单元										
XX 电厂	XX 交易单元										

说明：

1. 交易单元第一段报价的起点出力应为 0MW。
2. 交易单元最后一段报价的终点出力为其额定有功功率。
3. 交易单元每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。
4. 随着出力增加，交易单元电能量报价应单调非递减。
5. 报价段数 $N \leq 10$ 。
6. 交易单元每段报价均不可低于申报价格的下限值（0 元/兆瓦时），不可高于申报价格的上限值（1500 元/兆瓦时）。
7. 前三段每段价差不少于 5 元/兆瓦时。

8. 前三段每段申报范围不高于 10%额定容量。

9. 每个报价段的步长不能低于 0.1MW。

第四节 新能源电厂交易单元发电预测曲线申报表

电厂	交易单元	第 1 点 预测电力	第 2 点 预测电力	第 3 点 预测电力	……	第 96 点 预测电力
XX 电厂	XX 交易单元					
XX 电厂	XX 交易单元					

说明：

1. 按交易单元进行预测电力申报。

2. 预测电力不得高于额定有功功率。

第五节 售电公司和一类用户申报表

售电公司/一 类用户	第 1 小时购电 电力需求 (MW)	第 2 小时购电 电力需求 (MW)	……	……	……	第 24 小时 购电电力 需求 (MW)
XX 公司						

说明：

1. 此申报表适用于日前电能量市场。

2. 售电公司和一类用户申报的每小时购电电力需求代表该小时内的平均购电负荷。

第六节 电网侧储能申报表

储能	类型	第一段报价			第二段报价			第三段报价			……
		出力 起点	出力 终点	价格	出力 起点	出力 终点	价格	出力 起点	出力 终点	价格	
XX 储能	充电										
XX 储能	放电										

说明：

1. 第一段报价的起点出力应等于 0，最后一段报价的终点出力应等于最大充/放电能力。

2. 每一段报价的起点出力应等于上一段报价的结束出力。

3. 随着出力增加，充电价格曲线应单调非递增，放电价格曲线应单调非递减，放电最低报价高于充电最高报价。

4. 报价段数 $N \leq 10$ 。

5. 每段报价均不可低于申报价格的下限值，不可高于申报价格的上限值。

6. 每日需要同时申报放电价格曲线和充电价格曲线。

第七节 虚拟电厂申报表

虚拟电厂	调节类型	价格	P1 (0:00-0:15) 调节能力 (MW)	P2 (0:15-0:30) 调节能力 (MW)		P96 (23:45-24:00) 调节能力 (MW)
XX 虚拟电厂	上调 (降低下网负荷)					
XX 虚拟电厂	下调 (增加下网负荷)					

说明：

1. 此申报表适用于日前电能量市场。
2. 每天申报一组上调电力曲线和下调电力曲线。
3. 价格最低 0 元/MWH，价格最高 1500 元/MWH。