

辽宁省电力市场运营规则 及配套实施细则

(V3.0 征求意见稿)

2024 年 3 月 日

目录

| | |
|--------------------------|----|
| 辽宁省电力市场运营规则..... | 6 |
| 第一章 总则..... | 6 |
| 第二章 市场成员..... | 8 |
| 第三章 市场构成与价格..... | 13 |
| 第一节 电力市场架构..... | 13 |
| 第二节 市场限价..... | 15 |
| 第四章 市场概述..... | 15 |
| 第一节 中长期市场..... | 15 |
| 第二节 现货市场..... | 16 |
| 第三节 调频辅助服务市场..... | 17 |
| 第四节 零售市场..... | 17 |
| 第五章 市场衔接机制..... | 18 |
| 第六章 市场计量和数据管理..... | 19 |
| 第七章 市场结算..... | 21 |
| 第一节 市场结算管理..... | 21 |
| 第二节 市场结算权责..... | 21 |
| 第三节 结算依据与流程..... | 23 |
| 第八章 风险防控..... | 24 |
| 第九章 信息披露..... | 26 |
| 第十章 市场干预..... | 27 |
| 第十一章 争议处理..... | 30 |
| 第十二章 附则..... | 31 |
| 名词解释..... | 32 |
| 辽宁省电力市场中长期交易实施细则..... | 35 |
| 第一章 总则..... | 35 |
| 第二章 交易品种、方式、周期和价格机制..... | 36 |
| 第一节 交易品种..... | 36 |
| 第二节 交易方式..... | 38 |
| 第三节 交易周期..... | 42 |
| 第四节 价格机制..... | 42 |
| 第三章 交易曲线..... | 43 |
| 第四章 交易组织..... | 45 |
| 第一节 年度交易..... | 45 |
| 第二节 多月分时段交易..... | 49 |
| 第三节 月度交易..... | 49 |
| 第四节 月内分时段交易..... | 53 |
| 第五节 日分时段交易..... | 53 |
| 第五章 交易电量约束..... | 53 |
| 第一节 年度净合约量约束..... | 53 |
| 第二节 年度累计交易量约束..... | 54 |
| 第三节 可申报交易电量额度..... | 55 |

| | |
|--------------------------|-----|
| 第四节 时段电量约束..... | 56 |
| 第五节 中长期合约缺额约束..... | 57 |
| 第六节 金融套利约束..... | 57 |
| 第六章 交易执行..... | 58 |
| 第七章 合约管理..... | 58 |
| 第一节 合约内容..... | 58 |
| 第二节 合约调整..... | 59 |
| 第三节 合约解除..... | 59 |
| 第八章 市场干预与中止..... | 60 |
| 中长期市场运行参数表..... | 61 |
| 辽宁省现货电能量市场交易实施细则..... | 62 |
| 第一章 总则..... | 62 |
| 第一节 总述..... | 62 |
| 第二节 市场主体范围..... | 63 |
| 第二章 市场衔接方式..... | 67 |
| 第三章 日前市场..... | 70 |
| 第一节 缺省参数与核定参数..... | 70 |
| 第二节 日前市场主体运行边界条件..... | 71 |
| 第三节 日前电网运行边界条件..... | 79 |
| 第四节 事前信息发布..... | 82 |
| 第五节 交易申报..... | 83 |
| 第六节 市场力检测及缓解..... | 88 |
| 第七节 日前市场出清..... | 91 |
| 第八节 日前出清交易结果发布..... | 93 |
| 第九节 日前特殊情况调整..... | 93 |
| 第四章 实时市场..... | 94 |
| 第一节 交易申报..... | 94 |
| 第二节 实时机组运行边界条件..... | 94 |
| 第三节 实时电网运行边界条件..... | 95 |
| 第四节 实时市场出清..... | 97 |
| 第五节 实时市场出清结果发布..... | 98 |
| 第六节 实时运行调整..... | 98 |
| 第五章 发电侧补偿费用处理机制..... | 100 |
| 第一节 启动补偿..... | 100 |
| 第二节 必开机组补偿..... | 101 |
| 第三节 必停机组补偿..... | 103 |
| 第六章 发电侧获利回收与考核机制..... | 104 |
| 第一节 新能源功率预测偏差考核..... | 104 |
| 第二节 执行偏差获利回收..... | 107 |
| 第三节 非停、启停偏差获利回收..... | 112 |
| 第四节 竞价火电机组限高考核、限低考核..... | 114 |
| 第七章 市场干预..... | 116 |
| 第一节 政府干预..... | 116 |
| 第二节 市场运营机构干预..... | 117 |

| | |
|--------------------------|-----|
| 第三节 市场中止..... | 120 |
| 第四节 市场恢复..... | 121 |
| 名词解释..... | 122 |
| 发电机组缺省参数..... | 126 |
| 现货电能量市场运行参数表..... | 131 |
| 日前安全约束机组组合数学模型..... | 133 |
| 日前安全约束经济调度数学模型..... | 144 |
| 日前节点电价数学模型..... | 152 |
| 实时安全约束经济调度数学模型..... | 161 |
| 实时节点电价数学模型..... | 165 |
| 辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则..... | 170 |
| 第一章 总则..... | 170 |
| 第二章 调频市场主体..... | 171 |
| 第一节 调频辅助服务提供者..... | 171 |
| 第二节 调频辅助服务费用分摊者..... | 173 |
| 第三章 交易组织..... | 174 |
| 第一节 组织方式..... | 174 |
| 第二节 调频容量需求..... | 174 |
| 第三节 市场申报..... | 174 |
| 第四节 机组排序及市场出清..... | 177 |
| 第四章 结果执行与考核..... | 178 |
| 第一节 结果执行..... | 178 |
| 第二节 市场考核..... | 179 |
| 第五章 计量与结算..... | 180 |
| 第六章 市场干预..... | 181 |
| 第七章 信息披露..... | 182 |
| 第八章 争议裁决..... | 182 |
| 名词解释..... | 183 |
| 辅助服务（调频）市场运行参数表..... | 186 |
| 机组性能指标相关参数计算公式..... | 187 |
| 机组调频性能指标计算场景..... | 190 |
| 辽宁省电力市场结算实施细则..... | 196 |
| 第一章 总则..... | 196 |
| 第二章 结算原则..... | 197 |
| 第一节 结算模式..... | 197 |
| 第二节 结算周期..... | 199 |
| 第三节 结算时段..... | 199 |
| 第四节 结算电量..... | 199 |
| 第五节 结算电价..... | 200 |
| 第三章 结算流程..... | 201 |
| 第四章 电能量电费..... | 203 |
| 第一节 发电企业电能量电费..... | 203 |
| 第二节 电化学储能电能量电费..... | 212 |
| 第三节 批发市场用户和热储能电能量电费..... | 214 |

| | |
|----------------------------|-----|
| 第五章 市场运营不平衡费用 | 220 |
| 第一节 成本补偿类费用 | 220 |
| 第二节 结构平衡类费用 | 223 |
| 第三节 市场调节类费用 | 226 |
| 第六章 总电费计算 | 237 |
| 第七章 退补管理 | 243 |
| 第八章 收付款管理 | 247 |
| 第九章 其他结算事项 | 247 |
| 名词解释 | 249 |
| 电力市场结算参数表 | 252 |
| 辽宁省电力市场准入注册与退出管理实施细则 | 254 |
| 第一章 总则 | 254 |
| 第二章 总体要求 | 256 |
| 第三章 市场准入 | 257 |
| 第四章 市场注册 | 261 |
| 第五章 注册信息变更 | 271 |
| 第六章 市场退出 | 279 |
| 第七章 停、复牌 | 288 |
| 第八章 异议处理 | 290 |
| 名词解释 | 292 |
| 辽宁省电力市场计量管理实施细则 | 294 |
| 第一章 总则 | 294 |
| 第二章 计量点设置 | 294 |
| 第三章 计量及采集装置配置 | 295 |
| 第四章 计量及采集装置运行管理 | 297 |
| 第一节 计量装置运行管理 | 297 |
| 第二节 采集终端运行管理 | 298 |
| 第五章 申校仲裁管理 | 299 |
| 第六章 计量数据管理 | 299 |
| 第七章 数据补全拟合规则 | 300 |
| 名词解释 | 302 |
| 辽宁省电力市场零售市场管理实施细则 | 303 |
| 第一章 总则 | 303 |
| 第二章 零售市场成员权责 | 304 |
| 第三章 零售服务关系 | 306 |
| 第四章 零售用户合同管理 | 309 |
| 第五章 零售套餐管理 | 309 |
| 第六章 零售市场结算 | 312 |
| 名词解释 | 317 |

辽宁省电力市场运营规则

(V3.0 征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范辽宁电力市场的运营及管理，构建安全、合理、高效的市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进辽宁电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。

第二条 辽宁电力市场规则体系包括基本规则和相关实施细则。以本规则为基础，制定相关实施细则。

第三条 本规则依据有关现行法律法规和《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)、《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)、《发电企业与电网企业电费结算办法》(国能发监管〔2020〕79号)、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办体改〔2021〕339号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委办公厅关于

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)、《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》(发改办体改〔2021〕837号)、《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2023〕813号)、《国家发展改革委 国家能源局关于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)》、《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)等文件精神,结合辽宁现货市场试点要求和电网实际情况进行编制。

第四条 电力市场运营遵循的主要原则:

(一)坚持市场化方向,遵循市场经济基本规律和电力系统运行规律;

(二)坚持安全第一,积极、稳妥、有序的推进辽宁电力市场建设,确保电力供应安全、系统运行安全、市场改革安全;

(三)以“碳达峰、碳中和”战略目标为指引,构建以新能源为主体的新型电力系统及与之相适应的市场体系;

(四)坚持问题导向,统筹推进中长期市场、现货市场、辅助服务市场的机制设计、品种设置。

（五）兼顾市场成熟和主体培育的过程化进程，稳步有序放开发用电计划，合理设置市场限价机制，推动市场平稳起步。

第五条 本规则适用于辽宁省电力市场运营及管理。

第六条 电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局根据职能依法履行辽宁电力市场管理职责，对市场主体行使市场力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施管理，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施管理。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

市场主体包括满足准入条件的各类型发电企业、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（含独立储能和虚拟电厂等）。

市场运营机构包括电力调度机构（国网辽宁电力调度控制中心）和电力交易机构（辽宁电力交易中心有限公司）。

第九条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，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；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）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；

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，其中参与批发电能量交易的用户，可以按照规则进行跨省跨区购电和省内购电；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、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；

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务；

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求侧响应服务；

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务；

（二）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；

（三）获得电网企业的电费结算服务；

（四）具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 其他市场主体根据参与的市场交易类型，享受与上述市场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。

第十三条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行；

(二) 根据现货市场价格信号反映的阻塞情况, 加强电网建设;

(三) 为市场主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务, 提供报装、计量、抄表、收付费等服务;

(四) 建设、运行、维护和管理电网相关配套系统, 服从电力调度机构统一调度;

(五) 依法依规提供相关市场信息, 并承担保密义务; 向市场运营机构提供支持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。

(六) 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;

(七) 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; 单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线;

(八) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务;

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务主要包括:

(一) 组织电力现货交易, 负责安全校核、市场监测和 risk 防控, 按照调度规程实施电力调度, 保障电网安全稳定运行;

(二) 合理安排电网运行方式, 保障电力市场正常运行;

（三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统（下文简称“现货技术支持系统”）；

（四）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；

（五）配合辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局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，并向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）向市场主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务；

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布；

（三）提供电力交易结算依据及相关服务；

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统；

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息

发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

（六）监测和分析市场运行情况，记录市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局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；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场构成与价格

第一节 电力市场架构

第十六条 辽宁省电力市场交易体系包括批发市场和零售市场。

第十七条 辽宁批发市场包括电能量市场和电力辅助服务市场。其中，电能量市场包括中长期市场和现货市场；辅助服务市场包括调频市场，具备条件时推动备用、爬坡、有偿无功调节、转动惯量、自动电压控制、黑启动等辅助服务品种以市场化方式开展交易。现阶段，电力辅助服务市场指并网主体通过自动功率控制技术，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的二次调频辅助服务市场（下文简称“调频市场”）

第十八条 中长期市场是指发电企业与批发用户、售电公司和电网代理购电，通过双边协商、集中竞价、挂牌摘牌等市场化方式，开展多时间交易周期的电能量交易。由发电企业与电网企业签订的优先发电计划和其他政府授权合同，纳入中长期交易管理范畴。

第十九条 现货市场是指市场主体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能量交易活动。本规则中，现货市场包括日前市场和实时市场。

第二十条 电力辅助服务是指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。本规则中，电力辅助服务市场为调频市场。

第二十一条 建立零售市场与批发市场价格传导机制，参见零售市场相关管理规定。

第二十二条 电力市场用户是指参与电力市场交易的用户，可直接参与批发市场、在零售市场向单一售电公司购电或通过电网企业代理购电，在同一时期只能以一种方式购电。直接参与批发市场的电力用户称为批发用户；参与零售市场的电力用户称为零售用户；通过电网企业代理购电的电力用户称为电网代理用户。直接参与批发市场的电力用户、售电公司和电网企业（代理购电）统称为批发市场用户（下同）。

第二节 市场限价

第二十三条 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第四章 市场概述

第一节 中长期市场

第二十四条 中长期交易主要包括省间中长期交易和省内中长期交易。

第二十五条 省间中长期交易结果作为省间现货交易的基础，跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第二十六条 省内中长期交易以年、多月、月、月内(旬)、日为周期组织开展，交易品种包括直接交易（常规交易、分时段交易）、合约转让交易、绿色电力交易。交易方式包括双边协商、集中竞价、挂牌、滚动撮合，交易双方带曲线开展交易。

第二十七条 交易电量约束。对中长期合约设置交易电量约束，包括年度(月度)净合约量约束、时段电量约束等。

第二十八条 现货市场运行时，中长期交易合约作为结

算依据，不作为调度执行依据。

第二十九条 中长期合约要素主要包括合约起止时间、合约电量、交易价格、交易曲线等。

第二节 现货市场

第三十条 现货电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。

日前电力调度机构基于市场主体的交易申报信息以及机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展日前市场出清，形成运行日现货交易结果。

实时电力调度机构基于市场主体的日前交易申报信息、日前开停机计划以及实时最新的机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束经济调度（SCED）程序滚动开展实时市场出清，形成各时段现货交易结果。

第三十一条 现货电能量市场采用分时节点电价机制。现阶段，发电侧按照所在节点价格进行结算，用电侧按照统一结算点价格进行结算。

第三十二条 现货市场开市前，对各类发电机组、新型经营主体设置相应的缺省参数，经电力调度机构审核批准后生效，作为日前市场机组运行边界条件；现货市场可依据市场模式设置需要逐日申报物理运行参数，若迟报、漏报或未进行申报，采用相关缺省参数替代。

第三节 调频辅助服务市场

第三十三条 调频市场主体包括调频服务提供者、调频费用分摊者。调频服务提供者为电力调度机构调管的满足技术条件的市场主体，按照调频市场出清结果和调频指令提供调频服务，获得调频补偿费用；调频费用分摊者为按照“谁收益、谁承担”原则承担调频补偿费用的市场主体。

第三十四条 调频市场由电力调度机构组织集中开展，与现货市场分开独立运行，确定系统运行需要的总需求，采用日前报价、日内正式集中出清的模式。对调频辅助服务提供者的合格调频服务进行经济补偿。

第三十五条 调频市场费用包括调频补偿费用和调频分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式计算。

第四节 零售市场

第三十六条 零售市场要素包括零售服务关系、零售合同、电费结算协议。

（一）零售服务关系。售电公司与电力用户在电力交易平台建立零售服务关系。经售电公司与电力用户双方协商一致，在确立服务关系期限内，任何一方均可在电力交易平台中发起零售服务关系确立，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易平台中确认。

（二）零售合同。售电公司和零售用户在确立服务关系后，可签订零售合同，用于明确双方合同关系、合同期限、

交易电量、零售电价、零售用户的用电信息，以及与市场化交易相关的权利和义务等。零售合同的签订、变更和终止，均由售电公司与零售用户自行完成，并向电力交易机构备案。

（三）电费结算协议。售电公司和零售用户签订零售合同后，在双方协商一致的情况下，售电公司、零售用户、电网企业三方应签订市场化零售交易电费结算协议，并上传至电网企业相关业务平台，作为下一结算周期的结算依据；售电公司和零售用户协商一致需变更协议内容的，三方应在下一结算周期前重新签订市场化零售交易电费结算协议。

第五章 市场衔接机制

第三十七条 中长期与现货市场衔接。现货市场运行地区，市场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、结算参考点等关键要素。现货市场运行地区，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。跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第三十八条 代理购电与现货市场衔接。电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过

参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

第三十九条 辅助服务市场与现货市场衔接。调频市场由电力调度机构组织集中开展，与现货市场分开独立运行，组织方式为日前申报、日内以小时为周期出清。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。

第四十条 容量补偿机制与现货市场衔接。发电侧容量电价机制参照国家及辽宁省有关规定执行。

第六章 市场计量和数据管理

第四十一条 电网企业应当根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装贸易结算计量装置。计量装置满足市场主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业与市场主体双方可协商调整。

对于参与电量分劈的计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

第四十二条 电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖区域内用户电能计量及采集装置的日常运

维，按照电力市场结算要求，记录市场主体关口电能计量点计量装置的电量数据，作为结算基础数据。

第四十三条 电网企业应按照有关数据采集、拟合、补全的规则和标准，及时、准确计量其服务区域内市场主体计量装置记录的分时电量数据。

（一）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由技术支持系统进行电量数据拟合。拟合规则在市场规则或方案中予以明确。

（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量数据，补全规则在在市场规则或方案中予以明确。

（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，经相关市场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。

第四十四条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类市场主体的电能计量装置数据，负责市场主体计量数据管理，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，并将各类市场主体计量数据（包括拟合

计量数据)按结算时序要求提交电力交易机构。

第四十五条 市场主体对电网企业装设的电能计量器具的准确性存在异议时,有权向经政府授权的法定计量检定机构提出校验申请,计量检定机构应在规定时限内提供检验结果。如市场主体对申校结果有异议,可向上级计量检定机构申请二次检定。

第七章 市场结算

第一节 市场结算管理

第四十六条 现货市场可采用“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,以自然月为周期出具结算依据。结算时段是指市场进行结算的最小时段,每个结算时段以市场设计为准。每个结算时段的电费依据相关出清时段的出清结果计算确定。

中长期合同电量按中长期合同价格结算,并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值,实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

第四十七条 电力市场结算每项结算项目均需独立记录,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”原则事先商定分摊(返还)方式,明确各方合理的权利与义务。

第二节 市场结算权责

第四十八条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义

务主要包括：

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各市场主体单独推送其结算明细和结算依据。

（二）负责按规则处理市场主体结算的相关查询。

（三）负责市场主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向市场主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将市场主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第四十九条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构、电力调度机构提供的结算依据，按自然月周期向市场主体出具结算账单，并按照规定向市场主体收付款。

（二）按照有关规定，将市场主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的市场主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的市场主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第五十条 市场主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）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。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第三节 结算依据与流程

第五十一条 市场主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费、系统运行费用、不平衡费用等。

第五十二条 结算流程。电力市场按日获取每个市场主体的计量数据，计算每个市场主体批发市场的月度结算结果，在规定截止日期前形成结算依据。

第五十三条 用电侧主体应根据其结算账单在规定截止日期前向电网企业全额支付相关电费。电网企业应根据结算账单在规定截止日期前向发电侧主体全额支付相关电费。

第五十四条 结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、线损电费、系统运行费、政府性

基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能费用(包括现货和中长期交易的电能电费)、系统运行费、相关成本补偿费用等。

第八章 风险防控

第五十五条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护市场主体合法权益和社会公共利益。市场运营机构在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局指导下，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。

第五十六条 电力市场风险类型包括：

(一) 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。

(二) 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。

(三) 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。

(四) 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。

（五）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。

（六）履约风险，指市场主体签订的批发、零售合同，由于市场主体失信、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。

第五十七条 风险防控与处置。市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局。

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。风险处置预案经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局审定后执行。

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。

第五十八条 信用管理。电力交易机构秉承“统一体系、

协同配合、全面覆盖、公开透明、守信激励、失信惩戒”原则，进行电力市场信用评价和管理，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，建立健全信用管理机制，维护市场主体合法权益，营造良好市场信用环境。

第五十九条 市场监测。市场运营机构负责对市场主体违反公平竞争原则、损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为进行市场监测和识别，开展市场力检测与缓解措施。根据市场运行需要和技术条件，市场力检测方法主要采用市场结构分析、行为测试和影响测试中的一项或多项，市场力缓解措施主要包括事前、事中、事后措施中的一项或多项。

第九章 信息披露

第六十条 市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场成员披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息；依申请披露信息：是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第六十一条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。违者可纳入失信管理并可按照规定取消市场准入资格。

第六十二条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电网企业、电

力调度机构应及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第六十三条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力市场技术支持系统、电力交易机构网站安全等级应满足国家信息安全三级等级防护要求。

第六十四条 市场运营机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第十章 市场干预

第六十五条 政府干预措施。现货市场运行过程中发生下列情形之一的，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局，做出市场干预决定，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：

- （一）电力供应严重不足时；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）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；

(四) 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;

(五) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时;

(六) 其他干预情形。

其他单位可提出辽宁现货市场运营干预建议, 由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定。

第六十六条 市场运营机构干预。有下列情形之一的, 为了保障电力系统稳定运行, 市场运营机构按照“安全第一”的原则处理事故和安排电力系统运行, 及时向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局和市场主体发布相关信息。

(一) 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、电网被迫发生主备调切换等异常, 引起电力供应短缺或严重危及电网安全时;

(二) 发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件, 可能严重影响电力供应或系统安全;

(三) 发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行, 日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清, 或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清;

(四) 其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

在灾害预警或故障解除后、系统安全供应风险可控受控的情况下，市场运营机构可恢复现货市场交易并发布公告。

第六十七条 市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局备案。

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五99号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

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。

第六十八条 市场中止与恢复。当短期异常干预等措施不足以将市场恢复到正常运行状态，市场运营机构应向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告有关情况，研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施。由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局视情况做出中止现货市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因，发布市场中止公告。

第六十九条 市场中止时采取如下的处理措施：

（一）电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对发电机组的实时发电计划进行调整。

（二）当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，市场运营机构应向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局提出恢复现货市场运行申请，经批准同意后，发布现货市场恢复公告并恢复市场运行。

第十一章 争议处理

第七十条 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

（一）市场成员之间的纠纷包括但不限于合同纠纷、经济纠纷、隐私保密纠纷。

（二）市场主体与市场运营机构、电网企业之间的纠纷包括但不限于市场主体对市场组织、交易执行、结算与事后认定等方面的行为进行质疑，或拒不执行市场运营机构指令等。

（三）其他方面的争议。

第七十一条 市场主体之间、市场主体与市场运营机构

之间、市场主体与电网企业之间因参与电力交易发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可提交辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局调解处理，调节不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第七十二条 市场主体应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）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。

（二）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 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场主体应在事件发生之日起 2 年内提出。

市场成员有义务为辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局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。

第十二章 附则

第七十三条 本规则由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局负责解释。

第七十四条 本规则自 2024 年 月 日起，辽宁省电力现货市场试运行期间施行，有效期为 2 年。

附件

名词解释

1. 优先购电用户：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）、农业用户。

2. 电力批发市场（简称“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量交易和现货电能量交易等。

3. 电力零售市场（简称“零售市场”）：在批发市场的基础上，由售电公司和电力用户自主开展交易的市场。

4. 电能量市场：以电能量为交易标的物的市场。

5. 电力辅助服务市场：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。

6. 电力现货市场：通过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。辽宁现货市场以 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。

7. 日前电能量市场（简称“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。

8. 实时电能量市场（简称“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。

9. 中长期电能量市场（简称“中长期市场”）：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。

10. 调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

11. 节点边际电价（简称“节点电价”）：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。

12. 统一结算点电价：各节点电价按照一定规则和条件进行加权平均计算的全网/区域统一结算价格，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

13. 安全约束机组组合：（ Security Constrained Unit Commitment, SCUC）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

14. 安全约束经济调度（ Security Constrained Economic Dispatch, SCED）：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，制定多时段的机组发电计划。

15. 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性的过程。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。

16. 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。

17. 市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

18. 信息发布：指向电力监管机构、市场成员（不含市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

19. 报价：市场主体向市场运营机构提交的包含量价信息的电子文档，包括简单报价、打包报价等报价类型。

20. 风险防控：通过识别、衡量、分析现货市场风险，并在此基础上有效控制风险，将风险导致的各种不利后果减小到最低限度的科学管理控制手段。

21. 信息披露：指向能源监管机构、市场成员（不含市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

22. 运行日（D日），为实际执行日前市场交易计划的自然日。

23. 竞价日（D-1日）：为运行日的前一日。

辽宁省电力市场中长期交易实施细则

(V3.0 征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为在省间、省内两级市场中优化配置辽宁电力资源，实现中长期交易与现货市场的有效衔接，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)、国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源〔2020〕889号)、国家能源局东北监管局辽宁省工业和信息化会员会辽宁省发展和改革委员会《辽宁省电力中长期交易规则》(东北监能市场〔2021〕1号)、《辽宁省电力中长期交易规则补充规定》(东北监能市场〔2021〕16号)、《辽宁省电力现货市场建设方案》(辽工信电力〔2021〕303号)，制定本细则。

第二条 本细则适用于现货试运行期间的辽宁电力市场中长期交易。

第三条 依据文件。中共中央国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件(发改经体〔2015〕2752号)、国家发展改革委《关于进一步

深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、国家发展改革委办公厅《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)、国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源〔2020〕889号)、国家能源局东北监管局辽宁省工业和信息化厅辽宁省发展和改革委员会《辽宁省电力中长期交易规则》(东北监能市场〔2021〕1号)、《辽宁省电力中长期交易规则补充规定》(东北监能市场〔2021〕16号)、辽宁省工业和信息化厅发展和改革委员会国家能源局东北监管局《辽宁省电力现货市场建设方案》(辽工信电力〔2021〕303号)、国家发展改革委国家能源局《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)、辽宁省工业和信息化厅《辽宁省售电公司准入与退出管理细则(修订版)》(辽工信电力〔2019〕40号)

第四条 术语定义

(一) 交易日: 除节假日外的周一至周五。

(二) 运行日: 为执行日前电能量市场交易计划的自然日。

(三) 交易曲线: 一天96个时段电量的比例关系曲线。

第二章 交易品种、方式、周期和价格机制

第一节 交易品种

第五条 中长期交易品种主要包括省间中长期交易、省内中长期交易、合约转让交易、绿色电力交易等。后期根据

市场需要，增加其他类型交易品种。

第六条 省间中长期交易按照《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》执行，由北京电力交易中心交易组织安排，省内发电企业在全国统一电力交易平台参与交易，保障交易计划优先落实、优先结算。省间中长期交易成交电量按交易公告发布的交易曲线进行曲线分解。

第七条 省内中长期交易在发电企业与售电公司、批发用户之间开展，由辽宁电力交易机构组织。

省内中长期交易按照常规交易和分时段交易开展，常规交易带曲线开展，交易双方可自主协商交易曲线或者按照典型曲线进行分解。分时段交易将 24 小时分为若干时段，以每个时段的电量作为交易标的，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。

第八条 合约转让交易包括发电权转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易、用电侧市场化合约电量转让交易。发电权交易转让标的为政府相关部门下发的保障性优先发电量。

（一）在合约转让交易中，均按照原曲线比例转让，由双方协商确定曲线的合同转让后出让方、受让方可协商调整合同曲线，原则是双方合同总曲线与原合同对手方的曲线匹配，原合同对方需要调整合同曲线时，可以自主协商调整曲线，按照典型曲线形成的合同转让后不可修改。同一市场主

体在同一次交易中只可进行买入或卖出交易，不可同时进行买入和卖出交易，如同一市场主体在同次交易中同时申报买入或卖出交易，在交易出清阶段将按照该市场主体所有交易无效的原则进行出清。

（二）合同电量转让交易应在满足电网安全校核的前提下，遵循自愿平等、公开透明的市场化原则，同时满足国家能源局东北监管局印发的《东北区域火电厂最小运行方式》，保证供暖期机组安全稳定运行及正常供热。

（三）发电权交易应经辽宁省工业和信息化厅、国家能源局东北监管局同意。

第九条 绿色电力交易是以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿色电力需求，并为购买绿色电力的市场主体提供绿色电力证书及相应的绿色电力消费凭证。绿色电力交易应分别约定电能量价格和绿色环境价格。

第二节 交易方式

第十条 中长期市场交易方式主要包括双边协商、集中竞价、挂牌交易、滚动撮合等方式。

第十一条 双边协商交易，市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经相关方确认后形成交易结果。

（一）发电企业和电力用户（售电公司）通过自主协商

形成双边交易申报单，申报单内容包括交易电量、交易电价、交易时段及分月计划等，在交易申报有效期内提交到电力交易平台。

（二）如果申报的总量小于或等于当期交易规模，确认交易。如果申报的总量超过当期交易规模，其成交电量按申报总量与当期交易规模之比等比例缩减。

（三）交易平台最终确认的成交电量经电力调度机构安全校核后，发布最终交易结果。

第十二条 集中竞价交易，市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易电量、交易价格，交易机构按高低匹配或统一边际进行出清，具体出清方式以交易公告为准，经调度机构安全校核后形成交易结果。集中竞价交易最小申报电量须为 0.01 兆瓦时的整数倍，申报电价精确到 0.01 元/兆瓦时。

（一）高低匹配法

1.将购电方申报价格由高到低排序、售电方申报价格由低到高排序，售电方的最低价与购电方的最高价优先配对，并依次类推，直至售电方电价大于等于购电方电价为止，成交价格采用匹配双方申报价格的均价。

2.售电方申报价格相同时，按照“可再生能源优先、容量等级优先”的顺序排序。当以上条件均相同时，按照申报电量等比例成交。

3.购电方申报价格相同时，按照时间优先顺序排序。时间相同时，按照申报电量等比例成交。

（二）边际电价法

1.当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

2.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

3.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。

第十三条 挂牌交易，购电方或售电方通过交易平台，发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约，由认可该要约的售电方或购电方自主摘牌，经交易机构交易校核后形成交易结果。也可以采用统一曲线方式组织，即参与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线，挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价，由摘牌方摘牌。挂牌交易出清价格为挂牌方的挂牌价格。

（一）电力用户（售电公司）挂牌交易

1.有交易意向的电力用户（售电公司）向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

2.在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起始时间，交易电量，交易电价，输配电价、损耗，各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量），挂牌交易相关的发电机组容量系数、脱硝系数、脱硫系数等信息予以发布。

3.发电企业向交易平台申报申购电量和容量。

4.当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成交；当申购总电量大于需求电量时，按各发电企业的申购容量及其权重系数进行计算。

5.挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

（二）发电企业挂牌交易

1.有交易意向的发电企业向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

2.在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起始时间、交易电量、交易电价、输配电价、损耗、各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量）等信息予以发布。

3.电力用户（售电公司）向交易平台申报申购电量。

4.当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成

交；当申购总电量大于需求电量时，按申购电量比例成交。

5.挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

6.挂牌交易最小申报电量须为 0.01 兆瓦时的整数倍。若在挂牌有效期内无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。挂牌交易用于直接交易时，只允许发、用侧进行相互摘牌；用于合约转让交易时，只允许发-发、用-用摘牌。

第十四条 滚动撮合交易，指市场主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交，成交价为购售双方报价的均价。滚动撮合交易最小申报电量须为 0.01 兆瓦时的整数倍。

第三节 交易周期

第十五条 市场主体根据北京电力交易平台时间安排参与省间交易。省内中长期电力直接交易以多年、年度、多月、月度、月内（多日）、日为周期组织开展。合约电量转让交易以年度、多月为周期组织开展。

第四节 价格机制

第十六条 中长期交易的成交价格由市场化方式形成，第三方不得干预。市场主体申报价格限制由电力交易机构根

据政府有关文件，在交易时间预安排或交易公告中明确。双边协商交易价格按照达成的交易合约确定；集中竞价交易根据双方报价高低匹配确定或按统一边际出清价格确定；挂牌交易价格按摘牌价格确定。市场化形成的上网电价包括脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

第十七条 所有直接交易合同均须约定曲线并标明全天96个时段的价格。

第十八条 交易价格约束。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，对省内电力直接交易集中交易设置报价上、下限。

第三章 交易曲线

第十九条 发用两侧交易曲线形成。以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价和滚动撮合方式开展的直接交易，采用交易公告给出的交易典型曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

第二十条 典型交易曲线包括年度、月度、月内（多日）标准交易曲线，根据辽宁电网统调负荷特性制定并于交易前发布。

（一）基础数据准备

1.年度分月电量比例（Y）：根据上一年统调电力电量历

史数据确定年度分月电量比例。

2.月度分日电量比例 (M): 根据上一年统调日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日四类常用日的电量比例。

3.日分时电量曲线 (D) 有三种形式:

峰平谷曲线 D1: 将一日划分为峰段 (含尖峰)、平段和谷段, 根据统调历史负荷确定峰 (含尖峰)、平、谷三段负荷比例, 将日电量分解为 96 点电量曲线。

全天平均曲线 D2: 将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

高峰 (尖峰) 时段曲线 D3: 将日电量平均分解至每日峰段 (含尖峰), 平段、谷段为零, 形成 96 点电量曲线。峰 (含尖峰) 平谷时段可按照峰谷电价文件中规定的时段进行约定, 或按照现货市场价格差异进行划分。

(二) 典型交易曲线计算方法

1.年度典型交易曲线: 根据统调历史负荷确定年度分月电量比例 (Y) 和月度分日电量比例 (M), 将年度电量分解至分月、分日电量, 再按日典型分解曲线 (D1、D2 或 D3), 将日电量分解为 96 点电量曲线, 即年度典型分解曲线包括 Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3 三种形式。

2.月度典型交易曲线: 按照月度分日电量比例 (M), 将月度合约电量分解至日电量, 再按日典型分解曲线 (D1、D2 或 D3) 将日电量分解为 96 点电量曲线, 即月度典型分解曲

线有 M+D1、M+D2、M+D3 三种形式。

3. 月内（多日）典型交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将短期多日的合约电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（D1、D2 或 D3），将日电量分解为 96 点电量曲线，即月内（多日）典型分解曲线包括 M+D1、M+D2、M+D3 三种形式。

第四章 交易组织

第一节 年度交易

第二十一条 省间交易由北京电力交易中心组织，年度分月电量由购电方确定，交易曲线按交易公告执行。省内交易由辽宁电力交易中心组织。原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易（常规交易和分时段交易）、多月合约转让交易、多月分时段交易、月度双边交易、月度分时段交易、月内分时段交易、日分时段交易。省内各类交易均需在交易平台开展，禁止发电企业与售电公司或电力用户等市场主体通过私自返还服务费等形式开展线下交易。

第二十二条 发电企业可通过年度合约分月调整、月度双边交易、月度分时段交易、月内分时段交易、日分时段交易等方式调整中长期合约电量与实际交割电量之间的偏差。

第二十四条 保障性优先发电量视为厂网间中长期交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴。保障性优先发电量由辽宁省工业和信息化

厅确定。原则上，每年年底前安排次年发电企业保障性优先发电量，之后厂网之间签订保障性优先发电量合约。

第二十五条 代理购电合约确定方式，电网代理工商业用户所需电量主要来源为跨省交易购入电量、省间现货购入电量等。上述来源电量与电网代理工商业用户购电量不匹配时，由电网企业通过参与挂牌、集中竞价和滚动撮合交易进行补充或消减。

第二十六条 年度电力直接交易可按双边协商、集中竞价和挂牌交易三种方式开展，执行过程中可根据市场运营实际、市场主体需要等情况进行调整。

第二十七条 年度双边协商交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

（二）交易申报。各市场主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清并发布交易结果。

（四）电量分解。自定义曲线交易、分时段交易形成的

成交电量按照约定的年度分月比例将年度电量分解到月，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至小时，再按照小时内平分原则分解到各时段，形成 96 点带分时电量和电价的交易合约，选择典型曲线交易的按照典型曲线自动分解为量价曲线合约。

第二十八条 年度集中竞价交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

（二）交易申报。各市场主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。买卖双方登录交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，交易机构经交易校核后进行出清并发布交易结果。

（四）电量分解。非典型交易、分时段交易形成的成交电量按照评分原则将年度电量分解到月，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至小时，再按照小时内平分原则分解到各时段，形成 96 点带分时电量和电价的交易合约，选择典型曲线交易的按照典型曲线自动分解为量价曲线合约。

第二十九条 年度挂牌交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（二）挂牌。市场主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以按总电量挂牌，也可以按时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报。申报信息包括交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行填报，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

若有交易规模限制，发用两侧平分挂牌规模，且各侧均按时间优先的次序进行挂牌，达到指定规模或规定时间后停止挂牌。

（三）摘牌。发电侧按照申购容量及其权重系数分配原则，用户侧按照申报容量等比例分摊原则，交易机构经交易校核后进行出清并发布交易结果。若无市场主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

（四）电量分解。自定义曲线交易、分时段交易形成的成交电量按照约定的年度分月比例将年度电量分解到月，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至小时，再按照小时内平分原则分解到各时段，形成 96 点带分

时电量和电价的交易合约，选择典型曲线交易的按照典型曲线自动分解为量价曲线合约。

第二节 多月分时段交易

第三十条 多月分时段交易按季度组织。分两阶段组织，第一阶段以双边交易方式开展，第二阶段以集中竞价、挂牌方式开展。

第三十一条 多月市场合约转让仅针对于市场主体因过户、销户、临时关停、售电公司破产或退市等无法继续发用电而需要转让剩余全部合约、或新机投产后需要通过合同转让获取合约时开展，由转让方向交易机构提出书面申请说明事由，可采取双边和挂牌方式开展。

第三节 月度交易

第三十二条 月度交易每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展年度合约分月电量调整、月度电力直接交易。

第三十三条 年度合约分月电量电价调整流程在保持合约电量不变的条件下，市场化合约双方经协商一致，可以在规定时间内调整次月及以后数月的年度合约分月电量。燃煤发电企业与购电方可以按照“基准价+上下浮动”机制对年度合约分月电价进行调整。分月电价调整指数、基准参数、浮动比例等事项由购售双方在年度合约中明确。参加年度交易时未选择按月调整分月电价的，分月价格不再调整。流程如

下：

（一）公告发布。交易机构在月度交易时间预安排中明确分月电量电价调整相关事项。

（二）调整申报。用电侧合约方登录交易平台，发起分月电量电价调整申请。

（三）调整确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的分月电量电价调整进行确认。

（四）交易校核。交易机构经交易校核后将调整后的交易结果进行确认并发布。

（五）数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次调整前的年度合约分月电量电价执行。

第三十四条 月度电力直接交易。每月组织次月月度电力直接交易，一般按照双边协商、集中竞价和滚动撮合方式开展。执行过程中可根据市场运营实际、市场主体需要等情况进行调整。

第三十五条 月度交易需求申报相关市场主体按照交易机构时间安排在交易平台申报月度交易电量需求，具体申报方式和要求根据当年交易工作方案及实际情况确定。

第三十六条 月度双边交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交

易时间安排、出清方式等信息。

（二）交易申报。各市场主体根据交易公告，开展月度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）交易机构经交易校核后进行出清并发布交易结果。

（四）电量分解。自定义曲线交易形成的成交电量按照平分原则将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至小时，再按照小时内平分原则分解到各时段，形成 96 点带分时电量和电价的交易合约，选择典型曲线交易的按照典型曲线自动分解为量价曲线合约。

第三十七条 月度分时段交易每月组织 1 次，每月中旬开展，交易标的物为次月每个时段的总电量，采用两个阶段开展，第一阶段采取集中竞价方式，第二阶段采用滚动撮合方式。分时段交易按照 24 时段分别开展交易，各段交易曲线均为一条直线，市场主体可以自主选择在某个时段买入或者卖出交易，如发电侧需要调减电量则为买入，用户侧需要多用电量为买入，反之为卖出。

第三十八条 月度分时段集中竞价交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、

交易合约起止时间等信息。

（二）交易申报。各市场主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，交易机构进行出清并发布交易结果。

（四）电量分解。交易机构按照平分原则，将各时段的成交电量按日平分至各小时，再按照小时内平分原则分解到各时段，形成 96 点带分时电量和电价的交易合约。

第三十九条 月度分时段滚动撮合交易流程：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度滚动撮合交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间等信息。

（二）交易申报。各市场主体根据交易公告，开展滚动撮合交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，交易机构进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

（四）电量分解。交易机构按照平分原则，将各时段的成交电量按日平分至交易周期各日的相应时段，再按照小时

内平分原则分解到各时段形成 96 点带分时量价的交易合约。

第四节 月内分时段交易

第四十条 月内组织开展分时段交易，按照旬为周期开展，交易标的物为当月上、中、下旬每个时段的总电量。采用两个阶段开展，第一阶段采取集中竞价方式，第二阶段采用滚动撮合方式。其交易组织及开展方式与月度分时段交易相同。

第五节 日分时段交易

第四十一条 日分时段交易采取滚动撮合方式开展。日交易按日（T日）组织，交易标的物为 T+2 日至 T+4 日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的物为 T+2 日至 T+4 日每个时段的电量，周四周五均开展交易标的物为 T+2 日至 T+5 日每个时段的电量，如遇国家法定节假日，则做出相应调整）。

第五章 交易电量约束

第一节 年度净合约量约束

第四十二条 年度净合约电量是指单个市场主体在交易年度达成的合约电量的代数和。市场主体的年度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定，计算公式如下：

发电侧年度净合约电量=年度累计卖出合约电量（含保障性优先发电量和市场化）-累计买入合约电量（含保障性优先发电量和市场化）；用电侧年度净合约电量=累计买入市场合约电量-累计卖出市场合约电量。

第四十三条 发电侧年度净合约量上限根据参与市场交易的机组装机容量确定净合约量上限，具体计算方法如下：

发电机组年度净合约量上限=发电机组装机容量×允许机组达到的发电利用小时数。允许达到的利用小时数= $\min\{(\text{年度日历小时数减去机组年度计划检修小时数}), (\text{由电网约束等因素决定的机组最大发电小时数})\}$ 。

第四十四条 用电侧年度净合约量上限。批发用户根据用户运行容量和全年理论运行小时数确定上限。售电公司净合约电量需满足资产总额和履约保函、保险额度限制。用电侧年度净合约量上限计算方法如下：

批发用户年度净合约量上限=批发用户运行容量×24 小时×全年日历天数

售电公司年度净合约电量= $\min\{(\text{售电公司资产总额允许代理电量额度}), (\text{保函、保险允许代理电量额度})\}$

第四十五条 净合约量下限发电侧净合约下限为供热机组需满足《东北区域火电厂最小运行方式》要求的机组最小出力对应电能量要求，非供热机组和用电侧净合约量下限均为零。

第二节 年度累计交易量约束

第四十六条 年度累计交易量是指单个市场主体在交易年度买入和卖出合约电量的绝对值之和。具体计算公式如下：

发电侧年度累计交易量=保障性优先发电量+累计卖出保障

性优先发电量+累计买入保障性优先发电量+累计卖出市场合约电量+累计买入市场合约电量；用电侧年度累计交易量=累计买入市场合约电量+累计卖出市场合约电量。

第四十七条 年度累计交易量上限对市场主体在交易年度的累计交易量设置上限。年度累计交易量上限根据年度净合约量上限确定，计算方法如下：年度累计交易量上限=年度净合约量上限× f

f 为调整系数，与合约电量交易频次相关。

第四十八条 年度累计交易量上限计算与调整。在系数 f 确定后，在第一次年度交易前，交易机构公布市场主体年度累计交易量上限。原则上，发电企业、批发用户年度累计交易量上限每年更新一次，售电公司年度累计交易量按其资产总额和保函、保险额度进行更新。

第三节 可申报交易电量额度

第四十九条 市场主体在交易电量约束范围内参与中长期市场。发电企业、批发用户交易申报电量额度需同时满足年度净合约量上下限、年度累计交易量上限约束；售电公司交易申报电量额度，除满足以上条件外，还需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新已占用的交易电量额度。市场主体可申报电量额度计算公式如下：

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{年度净合约量上限}-\text{本交易日前持有净合约量}-\text{本交易日申报卖出市场合约电量}-\text{本交易日已申报受让保障性优先发电量}),(\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入市场电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有市场合约电量}-\text{本交易日申报买入市场合约电量}),(\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入保障性优先发电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有保障性优先发电量}-\text{本交易日申报出让基准电量}),(\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

用电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{年度净合约量上限}-\text{本交易日前持有净合约量}-\text{本交易日申报买入市场合约电量}),(\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

用电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出市场合约电量}),(\text{年度累计交易量上限}-\text{已发生年度累计交易量})\}$

市场主体登录交易平台后可查看其年度净合约量上限、年度累计交易量上限、履约保函额度，当任一项剩余额度不足 10%时，交易机构均给出提醒预警。

第四节 时段电量约束

第五十条 市场主体在开展市场化合约的新增、转让、调整交易时，须满足市场化合约各时段电量大于等于 0。发电

企业在开展中长期市场化交易时，应确保其任一时段已持有中长期合同电量与申报卖出电量之和，折合电力不大于该时段机组装机容量；发电企业任何一时段申请买入的电量不得超出其该时段净卖出合约；发电企业某一时段累计买入电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%（新能源企业不超过 100%）。用户侧某一时段申报卖出电量不得超出其已持有该时段净买入电量。用户侧某一时段累计卖出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的 30%。

第五节 中长期合约缺额约束

第五十一条 市场主体在 M-5 日 17:00 前确定次月中长期合约电量应不低于次月上网电量或用电量的 BL%。

第五十二条 市场主体中长期合约时段分解电量应不低于该时段实际结算电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量）的 BLT%。对低于 BLT%部分电量的获利，按照中长期缺额回收规定进行费用回收与疏导。

第六节 金融套利约束

第五十三条 中长期各批次时段交易中，开展集中竞价或者滚动撮合交易时，对某一时段，发用两侧市场主体进行交易申报必须现选择是卖出或买入电量，在同批次交易的同种交易方式中，一个时段选定一个方向。

第六章 交易执行

第五十四条 保障性优先发电量、发电权转让交易电量，由市场运营机构根据电力供需形势、省内用电量预测、外送和受入交易结果、省内水电和新能源发电量预测等信息，统筹安排执行。

第五十五条 市场主体达成一条新的中长期合约，自动在已有合约基础上进行同日同时段累加或者消减。

第七章 合约管理

第一节 合约内容

第五十六条 年度交易合约

（一）年度交易合约依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合约内容须参照国家有关部门颁布的相关合约示范文本。

（二）依据年度交易组织结果签订电子合同，内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分月电量、交易曲线、交易价格、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

（三）年度交易合约中，交易电量须明确年分月、月分日、日分时、时分时段电力曲线。

第五十七条 月度及月内交易合约

（一）月度、月内多日交易合约依据交易组织结果签订。

（二）交易合约内容包括但不限于：交易主体、交易时

间、交易电量、分日电量、交易曲线、交易价格、特别约定等。

（三）合约转让交易形成的合约依据交易结果和原合同约定签订。合约内容包括但不限于：转让交易主体、交易期限（起始日期、截止日期）、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合约电价、特别约定等。

第二节 合约调整

第五十八条 双边协商达成的交易双方可根据电力供需形势变化，经协商一致，在指定时间内对交易合同中未发生的交易电量调整年分月安排、月分日安排，在合约剩余执行周期内进行调整，原则上曲线形状不做修改。

第五十九条 年度交易合约及分月安排可在月度之间进行调整。月内交易合约原则上不允许调整。

第六十条 对交易合约中的交易价格、交易期限等合约要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容。

第六十一条 转让交易合约作为新交易合约执行。除交易各方特别约定外，涉及原合约交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合约的相关条款自动终止。

第三节 合约解除

第六十二条 根据国家法律法规的规定，交易合约需要解除的，按相关规定执行。

第六十三条 交易各方协商一致，可以解除交易合约。合

约解除时，须按照原交易合约形式，签订解除协议。合约解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

第八章 市场干预与中止

第六十四条 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则，报请辽宁省工业和信息化厅和国家能源局东北监管局中止中长期市场交易：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

附件

中长期市场运行参数表

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|-----|-----------------------------|---|
| 1 | f | 年度累计交易电量调整系数 | 火电、核电、批发用户、售电公司为 2 风电、光伏发电为 5 |
| 2 | BL | 中长期合约月度分解电量占上网电量或用电量比例 | 火电、核电为 70 批发用户、售电公司为 60 风电、光伏为 50 |
| 3 | BLT | 中长期合约按时段分解电量占实际上网电量或用电量最低比例 | 火电、核电为 60 批发用户、售电公司为 55 风电、光伏为 40 |

辽宁省现货电能量市场交易实施细则

(V3.0 征求意见稿)

第一章 总则

第一节 总述

第一条 为指导、规范、明确辽宁省现货电能量市场（下文简称“现货市场”）组织工作，促进清洁能源消纳，保障市场主体合理权益，制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁现货市场的运营、管理、组织与实施。

第三条 辽宁省现货电能量市场交易实施细则编制引用以下文件：《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源规〔2019〕828号）、《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行〔2020〕1784号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国

家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委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)、《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》(发改办体改〔2021〕837号)、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2023〕813号)、《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9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)》

第二节 市场主体范围

第四条 现货市场成员包括市场主体、市场运营机构和电网企业。

第五条 市场主体包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等。

参与现货市场交易的各类市场主体应符合国家和辽宁省有关准入条件,满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件,符合信用管理要求,在电力交易机构注册,遵守电力市场运营规则,接受政府主管部门及能源监管机构的监督,

服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

各市场成员具体权责遵循《辽宁省电力市场运营基本规则》、《辽宁省电力中长期交易实施细则》、《辽宁省电力市场计量管理实施细则》、《辽宁电力市场主体准入注册与退出管理实施细则》。

第六条 发电企业

（一）公用燃煤机组。220 千伏及以上公用燃煤机组（含绥中电厂一、二号机组，不含背压机组，下文简称竞价火电机组）通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。220 千伏及以上背压机组（依据项目建设核准文件）以“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。66 千伏公用燃煤机组依据供热、供汽需求申报发电量，在现货市场中优先出清。

（二）按公用电厂管理的自备电厂。按公用电厂管理的自备电厂通过“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

（三）集中式风电、光伏场站。集中式新能源项目（不含 10 千伏项目及固定电价项目，下文简称“新能源场站”）按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

（四）核电机组。核电机组按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“报量不报价”的方式在现货市场中优先出清。

(五) 除上述机组类型外, 水电、生物质及垃圾发电、燃气燃油发电、分布式发电、其他自备电厂等, 暂不参与现货市场。

第七条 市场用户。直接参与批发市场的电力用户(下文简称“批发用户”)、售电公司与电网企业代理购电以“报量不报价”的方式参与现货市场, 日前申报分时用电需求曲线作为其日前市场出清结果。

第八条 新型经营主体

(一) 独立储能

1. 电化学储能

电化学储能参与现货市场需具备独立分时计量和 AGC 功能, 符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求, 以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格。

电化学储能应能够准确地向电力调度机构传输实时充放电功率、荷电状态等运行信息, 可靠接收和连续执行调度机构 AGC 系统实时下达的指令, 其额定功率应不低于准入值 P_{es}^{th} , 额定功率充放电持续响应时间不低于准入值 RT_{es}^{th} 。

电化学储能按自然年自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与日前现货市场竞价, 或“报量不报价”的方式自主决策充放电功率曲线, 在现货市场中优先出清。日前依据充放电功率曲线或优化结果形成充放电计划, 实时市场中按照日前形成的充放电计划曲线优先出清。

2.热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其基础调节容量应不低于准入值 L_{al}^{th} ，基础调节容量持续响应时间不低于准入值 RT_{al}^{th} ，调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

具备全时段连续调节能力的热储能可自愿选择以“报量报价”的方式参与日前现货出清，或以“报量不报价”的方式在日前市场申报用电曲线。选择“报量报价”的热储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线，作为实时现货市场的边界条件。

无法全时段连续调节的热储能，日前市场以“报量不报价”的方式申报用电曲线。

（二）虚拟电厂

市场初期，虚拟电厂以同一节点的资源为交易单元直接参与批发市场。参与现货市场的虚拟电厂应具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件。

虚拟电厂以“报量报价”的方式全时段参与日前现货出清形成用电计划。虚拟电厂日内应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线，作为实时现货市场的边界条件。

第九条 市场运营机构包括辽宁省级电力调度机构和辽宁省内电力交易机构。

第二章 市场衔接方式

第十条 中长期市场与现货市场的衔接。各类中长期交易合约应约定功率曲线或曲线形成方式。现货市场运行时，中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。上级电力交易机构于 D-2 日提供 D 日省间政府合约、跨区跨省中长期交易合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构汇总后并于 D+1 日提供 D 日含省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息，并推送至电力调度机构与电网企业。

省内优先发电合约采用事前分解的原则，在当前暂无法确定省间政府合约、跨区跨省中长期交易合约曲线和省内优先购电曲线的技术条件下，省内优先发电合约分解暂不考虑优先发电与优先购电曲线的平衡，参与现货市场的新能源场站、核电机组运行日的省内优先发电合约曲线分别按照其在日前申报的功率预测曲线、出力曲线的固定比例分解。

核电优先发电结算比例 = 月度核电优先发电合同 / 月度核电总合同

市场化风电优先发电结算比例 = 月度市场化风电优先发电合同/月度市场化风电总合同

市场化光伏优先发电结算比例 = 月度市场化光伏优先发电合同/月度市场化光伏总合同

确定各类发电机组优先发电结算比例时，月度市场化总合同锁定时间为 M-5 日 17:00，即合同执行月的前一自然月的倒数第 5 日 17:00。优先发电电量执行方式按照各年度《辽宁省保障性优先发电电力电量平衡方案》执行。省内优先发电合约结算方式详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第十一条 调频市场与现货市场的衔接。调频市场组织方式为日前申报、日内以小时为周期出清。日内，在整点时刻前，电力调度机构开展调频市场出清，确定调频中标单元及其中标调频容量。

（一）竞价火电机组

调频市场中标的竞价火电机组调整相应时段的机组出力上下限，参与实时市场出清。

调整公式如下：

$$P_{\text{实时上限},t} = P_{\text{机组实时最大发电}} - P_{\text{调频中标容量},t}$$

$$P_{\text{实时下限},t} = P_{\text{机组实时最小发电}} + P_{\text{调频中标容量},t}$$

公式中， $P_{\text{实时上限},t}$ 为实时 t 时段机组出清出力上限， $P_{\text{机组实时最大发电}}$ 为机组实时最大发电能力， $P_{\text{调频中标容量},t}$ 为 t 时段机组调频市场出清中标容量， $P_{\text{实时下限},t}$ 为实时 t 时段机组出清

出力下限， $P_{\text{机组实时最小发电}}$ 为机组实时最小发电能力。

(二) 电化学储能

选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能（下文简称“非竞价电化学储能”），日前可选择调频时段参与调频市场，相应时段基准功率为零，日内参与调频市场出清。

(三) 热储能

选择“报量报价”参与现货市场的热储能（下文简称“竞价热储能”）参与调频市场，日前调整日分时负荷上下限，参与日前市场出清，调整公式如下：

$$P_{\text{日前上限},t} = P_{\text{日最大负荷},t} - P_{\text{标准调频容量},t}$$

$$P_{\text{日前下限},t} = P_{\text{日最小负荷},t} + P_{\text{标准调频容量},t}$$

$P_{\text{标准调频容量},t}$ 为 t 时段竞价热储能在调频容量申报比例范围（ C_2 ）所计算的容量区间内申报标准调频容量，计算公式如下：

$$P_{\text{标准调频容量},t} = P_{\text{日调节容量},t} \times C_2$$

式中， $P_{\text{日前上限},t}$ 为日前 t 时段竞价热储能出清功率上限； $P_{\text{日最大负荷},t}$ 为 t 时段竞价热储能申报的日最大负荷； $P_{\text{日调节容量},t}$ 为 t 时段竞价热储能的调节容量； $P_{\text{日前下限},t}$ 为日前 t 时段竞价热储能出清功率下限； $P_{\text{日最小负荷},t}$ 为 t 时段竞价热储能申报的日最小负荷； C_2 为调频容量比例范围。

竞价热储能日内严格执行日前形成的用电计划和日内小时调频市场交易结果，日内未中标时段严格按基准负荷曲线

进行用电。

参与调频辅助服务市场的市场主体与现货市场的详细衔接方式依据《辽宁省电力辅助服务(调频)市场实施细则》执行。

第十二条 省间与省内现货市场的衔接。日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，发布各机组次日预出清结果。省内发电企业依据省间现货规则，参与省间现货市场。省间现货市场的交易组织与实施按照《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》(发改办体改〔2021〕837号)执行。

第三章 日前市场

第一节 缺省参数与核定参数

第十三条 现货市场开市前，市场主体申报缺省参数(见附件2)。

核定参数经能源监管机构和政府主管部门同意后执行：

(一) 竞价火电机组、核电机组启动费用上下限 R1。

(二) 市场主体电能量报价上下限 R2。

(三) 市场出清价格上下限 R3。

(四) 发电企业核定成本： $C_{\text{核定成本}}$ 由省级成本监审部门核定后执行；核定前暂按本细则附件3中 $C_{\text{核定成本}}$ 数值执行。

第二节 日前市场主体运行边界条件

第十四条 机组需申报以下物理运行参数：

（一）竞价火电机组用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括：

1.额定有功功率，单位为兆瓦。

2.最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

3.综合厂用电率，单位为%。各电压等级的燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率；新能源场站按照同类型电源平均综合厂用电率执行，具体参数按照辽宁省电力市场管理委员会核定结果执行。

4.冷态启动时间（E1），即机组处于冷态情况下（停机时间 72 小时及以上）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

5.热态启动时间（E2），即机组处于热态情况下（停机时间 72 小时以内）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

6.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间有时长限制，期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

7.典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出

力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟，停机曲线持续时间有时长限制，期间机组的停机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

8.最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化。

9.最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

10 电力调度机构所需的其他运行参数。

（二）现货市场运行期间，竞价火电机组需在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构提供以下参数，迟报、漏报或不报的机组，均采用相关缺省参数替代：

1.运行日最大发电能力（不大于额定有功功率），即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。

2.运行日最小发电能力（不小于 0，不大于最小技术出力），即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦；发电机组申报最小发电能力要以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。

（三）选择“报量报价”的核电机组（下文简称“竞价核电

机组)用于日前机组运行边界条件的缺省参数包括:

1.额定有功功率,单位为兆瓦。

2.最大爬坡速率,单位为兆瓦/分钟。

3.综合厂用电率,单位为%。各电压等级的燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率;新能源场站按照同类型电源平均综合厂用电率执行,具体参数按照辽宁省电力市场管理委员会核定结果执行。

4.启动时间(E1),单位为小时。

5.典型开机曲线,即机组在开机过程中,从并网至最小技术出力期间的升功率曲线,时间间隔为15分钟,开机曲线持续时间有时长限制,期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清,不参与定价。

6.典型停机曲线,即机组在停机过程中,从最小技术出力至解列期间的降功率曲线,时间间隔为15分钟,停机曲线持续时间有时长限制,期间机组的停机曲线在现货市场中优先出清,不参与定价。

7.最小连续开机时间,即机组竞价开机后,距离下一次停机至少需要连续运行的时间,单位为小时;机组在最小连续开机时间内,原则上安排其连续开机运行,不参与机组组合优化。

8.最小连续停机时间,即机组竞价停机后,距离下一次

开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

9.电力调度机构所需的其他运行参数。

（四）现货市场运行期间，竞价核电机组需在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构提供以下参数，迟报、漏报或不报的机组，均采用相关缺省参数替代：

1.运行日最大发电能力（不大于额定有功功率），即 D 日可达到的最大等效发电有功出力，单位为兆瓦。

2.运行日最小发电能力（不小于 0，不大于最小技术出力），即 D 日可达到的最小等效发电有功出力，单位为兆瓦。

第十五条 发电机组按照以下要求开展调试及试验计划：

（一）新建主体调试

新建主体在并网调试期间按照调试需求安排发电，作为现货市场出清的边界条件。

市场主体完成相应调试操作（D 日）后参与 D+2 日的日前市场（D+1 日）申报，D+2 日零时可参与现货市场；D+2 日零时前，原则上按电网运行需求安排发用（充放）电计划，作为现货市场边界条件。

（二）在运机组试验

D-2 日 12:00 前，因电厂原因的试验机组通过电网调度管理系统向电力调度机构报送 D 日试验时段内每 15 分钟的

机组试验出力计划，D-2 日 17:30 前，电力调度机构返回审核结果。试验机组在试验时段内，出力为试验出力计划曲线；非试验时段内，原则上该台机组的发电出力为电力调度机构批准的固定值（不超过最小技术出力，申请试验前确定）。因电厂原因的试验机组全天各时段均不参与市场定价，作为价格接受者保障优先出清。

因电网原因处于试验状态的机组，在试验时段内出力为电力调度机构设定的出力曲线，不参与市场定价，作为价格接受者保障优先出清；在非试验时段内，按照报价参与现货市场出清。

第十六条 机组状态。电力调度机构根据机组检修计划、试验计划、最早可并网时刻等信息，确定 D 日竞价火电机组、竞价核电机组的 96 点状态。

第十七条 最早可并网时刻。若竞价火电机组、竞价核电机组在 D-1 日处于停机状态且预计 D 日具备并网条件，按照开机通知时刻（ T_k ，见附件 3）往后顺延机组申报的冷态、热态启动时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。

临检、非停等异常状态的机组需在 D-1 日 08:15 前申报 D 日 96 点启停状态，相应机组 D 日的实际最早可并网时刻为其申报的启停状态和系统计算的最早可并网时刻两者中的较晚值。

第十八条 核电机组出力曲线。D-2 日 12:00 前，选择“报

量不报价”的核电机组（下文简称“非竞价核电机组”）向电力调度机构提交 D 日 96 段出力曲线，D-2 日 17:30 前，电力调度机构返回审核结果。核电机组全天出力曲线，在现货市场中保障优先出清；如果未按时申报，申报数据置为前一日的申报出力曲线。

第十九条 新能源场站短期功率预测。D-1 日 08:15 前，新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统申报 D 日 96 点短期功率预测曲线，选择“报量不报价”的新能源场站（下文简称“非竞价新能源场站”）在日前市场优先出清。

新能源场站日前短期功率预测曲线需按照本细则“第六十八条”接受功率预测偏差考核，同时对于非竞价新能源场站，因日前短期功率预测曲线小时积分电量（考虑综合厂用电率折算）与实际小时上网电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入新能源超额获利回收费用，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清；并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，并约定分劈原则后申报至电力交易平台，电力交易平台按照约定分劈比例进行出清结果的计算；若新能源场站未约定分劈原则，

则按照各场站注册的装机容量进行分劈计算，结算时造成的合约分配、结算偏差由相应新能源场站自行承担。

第二十条 220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂出力曲线。D-1 日 08:30 前，220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂向电力调度机构提交 D 日 96 段出力曲线，在现货市场中优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为前一日的申报出力曲线。第二十一条 66 千伏公用燃煤机组发电曲线。D-2 日 12:00 前，66 千伏公用燃煤机组申报 D 日发电总量。由电力调度机构均分至 96 个时段，作为其 D 日分时发电计划并下发执行，机组在现货市场中优先出清。如果未按时申报，申报数据置为前一日的申报发电总量。

第二十二条 电化学储能需申报物理运行参数。

（一）电化学储能缺省参数如下：

1.额定功率，单位为兆瓦，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致。

2.额定功率充放电持续响应时间，单位为小时；独立储能依据额定功率与额定功率充放电持续响应时间计算的额定容量。

3.充放电效率，单位为%，即独立储能充放电时增加存储电量与输入电量的比值与放电时输出电量与减少存储电量的比值。

4.日充放电转换次数，即独立储能每日参与现货市场优化过程中的充放电状态转换允许次数约束；独立储能在现货市场优化过程中充电、放电累计容量达到 200%最大允许荷电状态记为一次日充放电转换。

(二)选择“报量报价”参与现货市场的电化学储能(下文简称“竞价电化学储能”)，需在 D-1 日 08:15 前向电力调度机构提供以下参数：

1.最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为 0 和额定充电功率(以负值表示)，最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率(以正值表示)和 0。

2.最大、最小允许荷电状态，单位为兆瓦时，即独立储能依据电力调度机构批复的检修计划和申报的最大、最小充放电功率，申报 D 日的存储电量占额定容量的极限比值；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为 100%额定容量和 0%额定容量。

第二十三条 热储能物理运行参数。热储能缺省参数如下：

(一)最大、最小用电负荷，单位为兆瓦，即热储能各时段所能调节到的最大负荷与最小负荷，应与并网测试值保持一致。

(二)基础调节容量，单位为兆瓦，即调节时间内分时

段最大、最小用电负荷之差的加权平均值，应与测试值保持一致。

（三）基础调节容量持续响应时间，单位为小时，即按照基础调节容量要求，可持续参与调节的基础时长，应与测试值保持一致。

（四）调节速率，单位为兆瓦/分钟，即热储能不同负荷功率区间的调节到目标功率值正负允许偏差范围内所能达到的最大功率调节速度，应与测试值保持一致。

（五）具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

第三节 日前电网运行边界条件

第二十四条 时间安排。D-1 日 08:15 前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

第二十五条 日前负荷预测包括 D 日 96 点系统负荷预测、96 点的母线负荷预测。

（一）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟系统负荷需求，每天共计 96 个点。

（二）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。

第二十六条 省间联络线预计划。D-2 日 17:00 前，上级

电力调度机构下发省间联络线预计划。

第二十七条 备用约束。电力调度机构根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求。日前市场出清结果需同时满足D日的各类备用要求。特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值，并向市场主体披露调整情况。

第二十八条 输变电设备停电检修计划。电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第二十九条 输变电设备投产与退役计划。电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第三十条 电网安全约束。电力调度机构确定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。电网安全约束包括但不限于断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）断面极限功率

为保障电网安全可靠运行，电力调度机构可根据电网实际运行需要、天气、保电要求、新能源消纳等情况设置断面极限功率。

（二）发电机组（群）必开约束。电力调度机构可将以下机组设置为必开机组（群）。

1.因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

2.因电压支撑要求，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

3.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

4.因电网安全运行需要，经电力调度机构批复同意进行试验的机组；

5.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力曲线的机组；固定出力时段，机组的出力计划不参与优化，保障优先出清；

6.其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

（三）发电机组（群）必停约束。电力调度机构可将以下机组设置为必停机组（群）：

1.因系统安全约束，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

3.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；

4.处于计划检修、临时检修、缺煤停机、事故停机等状态的机组；

5.其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

（四）市场主体（群）出力上下限约束。电力调度机构可设置以下市场主体（群）的出力上下限约束范围：

1.因系统安全约束，需要限制出力上下限的市场主体（群）；

2.因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的市场主体（群）；

3.根据电网安全运行要求或特殊情况新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的市场主体（群）；

4.其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的市场主体（群）。

第三十一条 非市场机组发电计划编制。暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定D日计划出力曲线，作为现货市场边界条件。

第四节 事前信息发布

第三十二条 D-1日08:45前，市场运营机构发布D日的边界条件信息：

（一）市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子（公开信息）

（二）电网安全约束条件，包括运行方式安排、关键输电断面及线路传输限额等（公开信息）

（三）必开、必停机组名单以及原因（公开信息）

- (四) 开停机不满足最小约束时间机组名单(公开信息)
- (五) 电网设备信息, 包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况(公开信息)
- (六) 发电机组、独立储能检修计划(公开信息)
- (七) 日前负荷预测(公开信息)
- (八) 省间联络线预计划曲线(公开信息)
- (九) 66 千伏公用燃煤机组以及非市场机组发电出力计划(公开信息)
- (十) 新能源(分电源类型)总出力预测(公开信息)
- (十一) 核电总出力计划或总最小发电能力(公开信息)

第五节 交易申报

第三十三条 申报要求。D-1 日 09:45 前, 竞价火电机组、核电机组、新能源场站、电化学储能、热储能、批发用户、售电公司、电网企业通过电力交易平台申报交易信息, 电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。迟报、漏报或不报者, 对于竞价火电机组、核电机组、新能源场站、电化学储能、热储能采用缺省量价参数的相关值作为申报信息; 对于批发用户、售电公司和电网企业, 按照其 D 日所持有的中长期合约分时电量合计值作为申报信息。

第三十四条 竞价火电机组应申报的交易信息包括以下内容:

1. 启动费用: 启动费用包括热态启动费用、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，两者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 热态启动费用，不能超过事前规定的启动费用上、下限范围（R1）；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；

2.电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过7段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为0，最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R2）。燃煤机组电能量价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价）。

3.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府主管部门核定后执行；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

（二）新能源场站。

1.对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站

端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清，同时满足上述条件的，可“报量报价”参与现货市场，新能源场站由于报价原因未中标电量不纳入新能源弃电量统计。

2.选择“报量报价”的新能源场站（下文简称“竞价新能源场站”）应申报的交易信息包括以下内容：

新能源场站电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过7段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为0，最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R2）。

（三）竞价核电机组应申报的交易信息包括以下内容：

1.启动费用：单位为元/次，启动费用不能超过事前规定的启动费用上、下限范围（R1）；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；

2.电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过7段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为最小发电能力，最后一段出力区间终点为额定有功功率。每一个报价段的起始出力点必须等

于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R2)。

3.空载费用：根据成本特性情况申报空载费用，单位为元/小时。空载成本标准及申报上下限由政府主管部门核定后执行；核定前按照电能量报价中第一段出力区间起点至最小发电能力的报价水平折算。

第三十五条 市场用户交易信息。批发用户申报其D日的分时用电需求曲线，售电公司及电网企业申报其代理市场用户D日的分时用电需求曲线。

起步阶段，用户侧日前申报的分时用电需求曲线即为用户侧日前市场电力出清结果，由电力交易平台将申报的分时用电需求推送电力调度机构；电力调度机构将日前市场统一结算点电价推送至电力交易机构；由电力交易机构将用户侧日前分时用电需求曲线、统一结算点电价信息推送至电网企业，作为结算依据，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第三十六条 电化学储能应申报的交易信息

(一) 竞价电化学储能应申报的交易信息包括以下内容：

1.电化学储能电能量报价：电化学储能电能量充、放电报价分别不高于7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。第一段出力区间起点为最大充电功率

(负值), 最后一段出力区间终点为最大放电功率(正值), 每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点, 两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度, 报价出力段单最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{最大放电功率} - \text{最大充电功率}) \times 5\%, 1 \text{兆瓦}\}$, 且出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围(R2)。

2.运行日时段末目标荷电状态, 单位为兆瓦时; 电化学储能在D日初始时刻的荷电状态, 等于其D-1日结束时刻的荷电状态出清值或AGC指令值, 电化学储能在D日结束时刻的荷电状态, 等于其申报的目标值。若迟报、漏报或不报, 则由现货市场优化确定。

(二)非竞价电化学储能向电力交易机构申报D日非调频时段充放电功率曲线与调频时段, 充放电功率曲线在日前现货市场中优先出清, 调频时段默认充放电基准功率为零。运行日时段末目标荷电状态由调频市场AGC指令或自主申报曲线实际执行后确定, 作为D+1日初始时刻的荷电状态。若充放电功率曲线迟报、漏报或不报, 则默认电化学储能D日无充放电计划。

第三十七条 热储能应申报的交易信息包括以下内容:

(一)电能量报价: 竞价热储能电能量报价可最多申报

7 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。第一段出力区间起点与最后一段出力区间终点由竞价热储能按日选择，每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递增。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{缺省最大用电负荷} - \text{缺省最小用电负荷}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ 。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R2）。

（二）日最小负荷下限，单位为兆瓦，不低于报价第一段出力区间起点；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省最小用电负荷。

第六节 市场力检测及缓解

第三十八条 报价检测。依据参考价格，对发电机组报价进行市场力检测。记录发电机组报价的市场力检测结果。

第三十九条 市场力评估分析。开展市场力评估分析，在日前、实时现货市场出清完成后，计算四项市场力评估指标。

（一）HHI 指数

HHI 的计算公式如下：

$$HHI = \sum_{i=1}^N (100 \times S_i)^2$$

式中， S_i 是第 i 个市场供应者的市场份额，一般指该发

电集团的装机容量占参与竞争的总装机容量的比例，N 为市场中发电集团的数目。

HHI 指数的大小取决于市场上发电集团的数目和各发电集团市场份额的不均等程度。HHI 越大，说明市场垄断程度越大，即市场集中度越高，表明市场中出现滥用垄断力行为的可能性就越大。垄断市场 HHI 为 10000，完全竞争市场 HHI 趋于 0。当 $HHI < 1000$ 时，表示为竞争型市场；当 $1000 \leq HHI < 1800$ 时，表示为低寡占市场；当 $HHI \geq 1800$ 时，表示为高寡占市场。

（二）RSI 指数

RSI 指数（剩余供应率）是指电力市场中某一时段除某个发电集团之外，其他发电集团的市场份额之和。用公式表示如下：

$$I_{RSI,i} = \frac{\sum_{j=1}^N (q_j - q_i)}{D}$$

其中，N 为市场中发电集团的个数； q_j 为第 j 个发电集团的申报容量（或电量）； q_i 为第 i 个发电集团的申报容量（或电量）；D 表示市场总需求。

某个发电集团的 RSI 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电集团的 RSI 指数小于 1 时，表明该发电集团必不可少，拥有市场力。

（三）MRR 指数

指某一时段为满足市场需求，某发电集团必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。用公式表示如下：

$$MRR_i = \frac{P_{i,t}}{P_{k,t}}$$

其中， $P_{i,t}$ 为 t 时段发电集团 i 必须发电的出力， $P_{k,t}$ 为 t 时段发电集团 i 可发电容量。

当某发电集团的 MRR 指数大于 0 时，表明必须调用该发电集团才能满足市场需求，该发电集团拥有市场力。MRR 指数越大，表明该企业拥有市场力越强。

（四）Top-4 指数

反映的是前 4 大发电集团所占市场份额之和。用公式表示如下：

$$Top-4 = \sum_{i=1}^4 S_i^{LS}$$

其中， S_i^{LS} 为发电集团按照市场份额从大到小排序后，第 i 个发电企业的市场份额。指数越大，表明市场的集中度越高。当 Top-4 指标大于 65 时，表明市场具有寡头垄断的性质。

Top-4 指标小于 65%，表明市场竞争较为充分。

第四十条 市场力缓解。政府主管部门依据报价检测结果和市场力评估分析结果，可以采取强制修改市场报价、限

制准入等市场力缓解措施进行干预。

第七节 日前市场出清

第四十一条 日前市场出清数学模型如下：

- （一）日前安全约束机组组合（SCUC）模型（附件 4）
- （二）日前安全约束经济调度（SCED）模型（附件 5）
- （三）日前节点电价计算模型（附件 6）

第四十二条 日前市场预出清。D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于市场主体的交易申报信息及日前市场边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)程序计算，开展日前市场预出清，并向市场主体发布预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度。

日前省内现货市场预出清后，电力调度机构适时对新增开机的机组进行启机预通知。

第四十三条 日前市场正式出清。D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构经安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成 D 日现货交易结果，包括各节点每 15 分钟日前节点电价、每 15 分钟统一结算点电价、机组开停计划、各发电企业 96 点发电计划曲线、独立储能充放电计划、热储能用电计划等，作为日前现货电能量市场结算依据。出清价格不能超过上、下限范围（R3）。

市场预出清阶段的机组组合中新增开机的机组在日前

省内正式出清时原则上优先出清，D日实际机组开停计划以省内正式出清交易结果发布为准。

第四十四条 日前市场安全校核内容如下：

（一）电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险，包括正备用校核与负备用校核。

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

（二）交流安全校核

根据电网模型、检修计划、发电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，包括基态潮流校核和静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或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。

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

第八节 日前出清交易结果发布

第四十五条 日前出清交易结果发布。D-1 日 17:30 前，市场运营机构发布日前市场出清结果。其中，绥中电厂一、二号机组的出清交易结果由电力调度机构转发至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

（一）D 日日前节点电价、日前统一结算点电价情况（公开信息）

（二）D 日机组中标出力与电量，包括机组与场站发电计划曲线、电化学储能充放电计划曲线、热储能用电计划曲线（私有信息）

第九节 日前特殊情况调整

第四十六条 日前特殊情况调整。一般情况下，日前市场的出清结果即为运行日的调度计划。若发生特殊情况，电力调度机构按照特殊情况处理机制对日前调度计划进行调整。

若电网运行日边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行，电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，调整运行日机组组合，对运行日的调度计划（包含机组开机组合以及机组、发电企业出力计划、电化学储能充放电计划、热储能用电计划）进行调整或重新出清市场，以保证电网安全运行，同时市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。日前市场

形成的成交结果和价格不再进行调整。

第四章 实时市场

第一节 交易申报

第四十七条 发电企业、电化学储能、热储能沿用日前申报交易信息，不再重新申报，用户侧无需申报。

第二节 实时机组运行边界条件

第四十八条 市场主体物理运行参数调整。当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

第四十九条 发电机组预计并网/解列时间。若发电机组预计无法按照日前市场出清结果按时并网/解列，发电企业须及时向所属电力调度机构进行报送，电力调度机构审核批准后，对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数开展实时市场出清。

发电机组变更并网/解列时间，需要按照本细则“第七十三条”承担启停偏差获利回收。

第五十条 核电机组实时出力曲线。非竞价核电机组按照电力调度机构批复的出力曲线执行，在实时现货市场中优先出清。竞价核电机组全电量参与实时现货市场竞价。电力调度机构可根据电力系统安全稳定、清洁能源消纳需要，在满足核电运行及调整约束前提下进行调整。第五十一条 新

能源超短期功率预测。新能源场站通过电力调度数据网安全二区的新能源功率预测系统滚动申报未来四小时的超短期预测出力曲线，非竞价新能源场站在实时市场优先出清，竞价新能源场站全电量参与实时现货市场竞价。

新能源场站日内超短期功率预测曲线需按照本细则“第六十八条”接受功率预测偏差考核。

第五十二条 应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节（本细则“第四十六条”）或实时运行调整环节（本细则“第六十四条”），由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与实时市场出清。

第三节 实时电网运行边界条件

第五十三条 超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来2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2小时220千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

第五十四条 运行备用变化。实时运行应满足每日运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展实时市场出清。

第五十五条 实时市场的电网安全约束条件与日前市场的电网安全约束条件一致（本细则“第三十条”）。如果电网安全约束条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全

运行时，可对电网安全约束条件进行更新后用于实时市场出清。

第五十六条 电化学储能实时充放电计划。电化学储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清或“报量不报价”方式下自主决策形成的充放电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，具备条件时参与实时现货市场。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、电化学储能充放电计划执行情况及荷电状态，调整电化学储能的实时充放电计划。

电化学储能实时充放电电量执行偏差超过实时充放电计划发电量的允许偏差率（M2）时，执行电化学储能实时充放电计划执行偏差获利回收。

第五十七条 热储能实时用电计划。热储能日内原则上应严格执行日前现货市场出清形成的用电计划曲线或“报量不报价”方式下自主决策形成的用电曲线，作为实时现货市场的边界条件，具备条件时参与实时现货市场。电力调度机构可依据实时电网运行情况、新能源消纳情况、热储能用电计划执行情况，调整热储能的实时用电计划。

热储能现货优化的时段实时用电量执行偏差超过实时用电计划用电量的允许偏差率（M2）时，执行热储能实时用电计划执行偏差获利回收。

第五十八条 其他机组实时发电计划。220千伏及以上背

压机组、按共用电厂管理的自备电厂、66千伏燃煤机组实时发电计划，原则上与日前发电计划保持一致，作为实时市场边界条件。暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时计划出力曲线，作为实时市场边界条件。

第五十九条 省间联络线终计划。T-30分钟前，获取上级电力调度机构下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。

第四节 实时市场出清

第六十条 实时市场出清的数学模型如下：

- （一）实时安全约束经济调度（SCED）模型（附件7）
- （二）实时节点电价计算模型（附件8）

第六十一条 实时市场出清机制。T-15分钟前，电力调度机构根据最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成T时刻实时市场交易结果，包括各发电机组实时发电计划、实时节点电价、实时统一结算点电价（参考）等信息。出清价格不能超过上、下限范围（R3）。

实时市场滚动出清后，电力调度机构转发绥中电厂一、二、三号机组的出清交易结果至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

第六十二条 实时市场安全校核与本细则“第四十四条”一致。

第五节 实时市场出清结果发布

第六十三条 电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时市场价格以 15 分钟为单位计算。实时市场发布的价格为指导价格，实际结算以《辽宁省电力市场电费结算实施细则》相关规定执行。D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场相关信息，包括：

（一）新能源（分类型）总实时出力（公开信息）。

（二）核电总实时出力（公开信息）。

（三）水电总实时出力（公开信息）。

（四）实时运行信息，包括每个交易时间单元的实际负荷、实时频率、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及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况、非市场机组实际出力曲线等（公开信息）。

（五）输电断面约束及阻塞情况（公开信息）。

第六节 实时运行调整

第六十四条 实时运行调整。电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

（一）在发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电

力调度机构可按照“安全第一”的原则处理，无需考虑经济性。

- 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.气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时。
- 7.电力设备缺陷影响电网安全时。
- 8.电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

（二）电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括但不限于以下措施：

- 1.改变市场主体的发用（充放）电计划。
- 2.令发电机组、电化学储能投入或者退出运行。
- 3.调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划。
- 4.采取负荷控制措施。
- 5.调整断面限额，设置临时断面。
- 6.电力调度机构认为有效的其他手段。

（三）处置结束后，受影响的市场主体以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台发布相关信息。实时市场运行阶段，因保障电网安全等人工调整竞价火电机组出力偏离实时市场出清结果时，相应时段按照本细则“第六十六条、第六十七条”对该机组进行补偿。

（四）实时运行过程中，市场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，电力调度机构应对相应行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议能源监管机构、政府能源主管部门对相应市场主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由市场主体自行承担。

第五章 发电侧补偿费用处理机制

第一节 启动补偿

第六十五条 日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。补偿原则为：

（一）启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 <72 小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小

时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

(二)对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

机组启动费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第二节 必开机组补偿

第六十六条 若因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本费用，对其进行必开成本补偿。

必开机组成本补偿包括因日前（日内）电网安全原因必开的机组、日内临时新增开机机组，不包括供热必开机组。日前电网安全原因确定的必开机组，在运行日内实际未启机的时段不能获得必开机组成本补偿。必开机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

(一) 现货市场收益

必开机组 i 在 t 时段的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{必开收益},i,t} = Q_{\text{日前必开},i,t} \times LMP_{\text{日前},i,t} + (Q_{\text{日内必开},i,t} - Q_{\text{日前必开},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t}$$

式中：

$Q_{\text{日前必开},i,t}$ 为机组 i 日前市场 t 时段的必开上网电量；

$LMP_{\text{日前},i,t}$ 为机组 i 所在节点日前市场 t 时段的节点电价；

$Q_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开电量；

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为机组 i 所在节点实时市场 t 时段的节点电价。

(二) 成本计算

1. 核定成本

必开机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下:

$$M_{\text{必开核定成本},i,t} = Q_{\text{日内必开},i,t} \times C_{\text{核定成本},i}$$

式中:

$C_{\text{核定成本},i}$ 为必开机组 i 的核定度电成本。

2. 报价成本

必开机组 i 在 t 时段的报价成本计算公式如下:

$$M_{\text{必开报价成本},i,t} = \frac{1}{4} h \times (1 - d_i) \times \int_0^{P_{\text{日内必开},i,t}} C_i(P_{i,t}) dP$$

式中:

d_i 为机组 i 的综合厂用电率;

$P_{\text{日内必开},i,t}$ 为机组 i 运行日 t 时段的实际必开出力;

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

3. 必开电量运行成本

必开机组 i 在 t 时段的运行成本计算公式如下:

$$M_{\text{必开运行成本},i,t} = \text{Min}(M_{\text{必开核定成本},i,t}, M_{\text{必开报价成本},i,t})$$

(三) 日必开成本补偿

必开机组 i 运行日必开成本补偿费用计算公式如下:

$$R_{\text{必开补偿},i,D} = \text{Max} \left[\sum_{t=1}^{t \in D_{\text{必开时段},i}} (M_{\text{必开运行成本},i,t} - R_{\text{必开收益},i,t}), 0 \right]$$

式中:

$D_{\text{必开时段},i}$ 为必开机组 i 的必开时段集合。

(四) 分摊方式

必开机组补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第三节 必停机组补偿

第六十七条 若因系统安全约束的日内临时新增停机机组在现货市场中的收益为负，对其进行必停补偿。必停机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下：

(一) 现货市场收益

必停机组 i 在 t 时段的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{必停收益},i,t} = Q_{\text{日前},i,t} \times (LMP_{\text{日前},i,t} - LMP_{\text{实时},i,t})$$

式中：

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为机组 i 日前市场 t 时段中标出力对应的上网电量。

(二) 日必停成本补偿

必停机组 i 运行日必停成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{必停补偿},i,D} = \text{MAX} \left(- \sum_{t=1}^{t \in D_{\text{必停时段},i}} R_{\text{必停收益},i,t}, 0 \right)$$

式中：

$D_{\text{必停时段},i}$ 为必停机组 i 的必停时段集合。

(三) 分摊方式

必停机组补偿费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力

市场电费结算实施细则》。

第六章 发电侧获利回收与考核机制

第一节 新能源功率预测偏差考核

第六十八条 新能源功率预测偏差考核。

(一) 短期功率预测偏差电量考核

风电场、光伏电站每日向电力调度机构上报未来 0-72h 短期功率预测，预测步长为 15 分钟。遇节假日，应在节前最后一个工作日预测节假日期间及节后第一个工作日的预测功率。新能源短期功率预测按照误差带方式纳入考核，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站短期功率预测（0-72h）误差带以外平均偏差电量按日计算，按月度考核。误差带以外平均偏差电量为前三日每日预测中当日误差带以外偏差电量的平均值。

1. 短期功率预测曲线的单侧误差带宽

$$P_{\text{单侧带宽},i,n} = \left| \frac{P_{\text{短期预测},i,n} - P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{短期预测},i,n}} \right| \times 100\%$$

式中：

$P_{\text{短期预测},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的短期预测功率；

$P_{\text{可用},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的可用发电功率，不限电时刻等于实发功率；

n 为日预测点数， $n=1,2,3,\dots,96$ 。

2. 误差带以外偏差电量

$$Q_{\text{偏差电量},i} = \int \left| P_{\text{可用},i,n} - \left(1 \pm P_{\text{单侧带宽}(0)} \right) \times P_{\text{短期预测},i,n} \right| dt$$

式中：

$P_{\text{单侧带宽}(0)}$ 为短期功率预测曲线单侧误差带宽允许值，“±”中“+”表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽“-”表示负偏差，即实发功率超出预测曲线的下带宽。带宽允许值根据预测技术的提高而逐步调整。运行初期，考虑预测精度随预测时长增加会发生降低，规定风电场短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽分别为±25%、±27%、±30%，光伏电站短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽为±20%、±22%、±25%，误差带以外的偏差电量为考核电量。

3.短期功率预测偏差考核费用

$$R_{\text{短期功率预测偏差考核},i} = Q_{\text{偏差电量},i} \times C_4$$

式中：

C_4 为新能源短期功率预测考核价格，单位为元/兆瓦时，见附件3。

（二）超短期功率预测偏差电量考核

并网风电场、光伏电站的超短期功率预测未来4小时发电功率曲线，预测步长为15分钟，超短期功率预测单点重复预报16次，按月度考核。

1.单点预测平均功率

$$P_{\text{单点平均预测},i,n} = \frac{1}{16} \sum_{m=1}^{16} P_{\text{超短期预测},i,n,m}$$

式中：

$P_{\text{超短期预测},i,n,m}$ 为新能源场站 i 在 n 点申报的第 m 个超短期预测功率。

m 为单个日预测点数的申报预测个数， $m=1,2,3,\dots,16$ 。

2.超短期功率预测单点误差

$$P_{\text{单点误差},i,n} = \left| \frac{P_{\text{单点平均预测},i,n} - P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{单点平均预测},i,n}} \right|$$

3.评价周期内准确率

$$A_{i,K} = \left(1 - \frac{1}{K} \sum_{n=1}^K P_{\text{单点误差},i,n} \right) \times 100\%$$

式中： K 为评价周期内的总预报点数。

如果 $P_{\text{单点误差},i,n} \geq 1$ ，则取 $P_{\text{单点误差},i,n} = 1$ ；此时，超短期预测准确率 $A_{i,K} = 0$ 。

4.超短期功率预测偏差考核费用

风电场的超短期功率预测月度准确率不应低于 80%。

$$R_{\text{风电场超短期功率预测偏差考核},i} = (80\% - A_{i,k}) \times 100 \times \text{Cap}_i \times C_5$$

光伏电站的超短期功率预测月度准确率不应低于 85%。

$$R_{\text{光伏电站超短期功率预测偏差考核},i} = (85\% - A_{i,k}) \times 100 \times \text{Cap}_i \times C_5$$

式中：

Cap_i 为新能源场站 i 的运行装机容量；

C_5 为新能源超短期功率预测偏差考核价格，单位为元/兆瓦，见附件 3。

（三）考核分摊方式

新能源功率预测偏差考核后，由国家能源局东北监管局在新版“两个细则”中同步修订。新能源短期功率预测和超短期功率预测考核电量按日计算，按月统计考核费用，在全网新能源场站之间按照月度实际上网电量比例返还，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

（四）新能源功率预测偏差考核豁免

以下情况可对新能源功率预测结果免于考核：

1) 当预测功率、可用功率和实发功率都小于装机容量的10%。

第二节 执行偏差获利回收

第六十九条 执行偏差。竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价新能源场站、电化学储能、热储能、核电机组与220千伏及以上背压机组*i*在实时市场*t*时段的实时发电出力、用电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{\text{指令},i,t} - P_{\text{实际},i,t}|}{P_{\text{指令},i,t}}$$

式中：

*t*为所计算的时段，以15分钟为一个时段；

$P_{\text{指令},i,t}$ 为*t*时段电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{\text{实际},i,t}$ 为*t*时段发电机组的实际出力。

当竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价新能源场站、电化学储能、热储能、核电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 在 t 时段的实时发电量执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发电量的允许偏差率 (M2) 时, 该时段认定为执行偏差时段。

第七十条 执行偏差获利计算方式如下:

(一) 竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组、220 千伏及以上背压机组

$$R_{\text{执行偏差},i,t} = \text{MAX} \left[\left(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \right) \times (1 - d_i) \times \left(LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t} \right), 0 \right]$$

其中:

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{\left(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1} \right)}{2} \times \frac{1}{4} h$$

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} \right) \right]$$

式中:

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 的实时测量出力发电量;

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 实时市场 t 时段的出清电量;

$P_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与 220 千伏及以上背压机组 i 的出清出力或功率；

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

(二) 竞价新能源场站

竞价新能源场站在出力限制时段的实际发电出力曲线与实时发电计划曲线之间的偏差，仍执行东北电网“两个细则”相关考核条款。

竞价新能源场站 i 在出力未受限时段 t 的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t} = \text{Max} \left[\left(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \times (1 - d_i) \right) \times LMP_{\text{实时},i,t} \times M_3, 0 \right]$$

式中：

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 的 t 时段实时测量出力发电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为竞价新能源场站 i 实时市场 t 时段的出清电量；

d_i 为竞价新能源场站 i 厂用电率；

M_3 为竞价新能源执行偏差回收系数。

(三) 电化学储能

参与现货优化的电化学储能 i 在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{储能执行偏差},i,t} = \text{Max} \left(\left| Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t} \right| \times LMP_{\text{实时},i,t} \times M_4, 0 \right)$$

选择参与调频市场的电化学储能 i 申报 96 点充放电功率曲线所在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{储能执行偏差},i,t} = \text{Max}\left(\left|Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}\right| \times LMP_{\text{实时},i,t} \times M_4, 0\right)$$

式中：

M_4 为新型经营主体执行偏差回收系数。

（四）热储能

热储能 i 在参与现货市场优化 t 时段的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{用电执行偏差},i,t} = \text{Max}\left[\left(Q_{\text{实时},i,t} - Q_{\text{实测},i,t}\right) \times LMP_{\text{实时统一},t} \times M_4, 0\right]$$

发电企业、电化学储能、热储能 i 在执行偏差时段集合的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{\text{执行偏差},i} = \sum_{t \in D_{\text{执行偏差},i}} R_{\text{执行偏差},i,t}$$

执行偏差获利回收按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

第七十一条 执行偏差回收豁免。竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价新能源场站、电化学储能、热储能、核电机组与 220 千伏及以上背压机组有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

（一）竞价火电机组

1. 一次调频正确动作导致的偏差；

- 2.机组启动和停运过程中的偏差;
- 3.调频市场调用时段;
- 4.实时调度干预机组出力导致的偏差;
- 5.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

(二) 220 千伏及以上背压机组

- 1.一次调频正确动作导致的偏差;
- 2.机组启动和停运过程中的偏差;
- 3.实时调度干预机组出力导致的偏差;
- 4.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

(三) 按公用电厂管理的自备电厂

- 1.一次调频正确动作导致的偏差;
- 2.机组启动和停运过程中的偏差;
- 3.实时调度干预机组出力导致的偏差;
- 4.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

(四) 竞价新能源场站

- 1.一次调频正确动作导致的偏差;
- 2.与配套储能作为联合主体的新能源场站;
- 3.调频市场调用时段;
- 4.实时调度干预出力导致的偏差;
- 5.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

(五) 核电机组

- 1.一次调频正确动作导致的偏差;

2. 机组启动和停运过程中的偏差；
3. 调频市场调用时段；
4. 实时调度干预机组出力导致的偏差；
5. 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

（六）电化学储能

1. 一次调频正确动作导致的偏差；
2. 调频市场调用时段；
3. 实时调度干预充放电计划导致的偏差，包括因调频市场荷电状态约束导致的需提前向电力调度机构申请恢复荷电状态的时段；
4. 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

（七）热储能

1. 调频市场调用时段；
2. 实时调度干预用计划导致的偏差；
3. 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

第三节 非停、启停偏差获利回收

第七十二条 非停获利回收。竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220 千伏及以上背压机组、核电机组发生非停，对非停时段产生的非停获利进行计算。

机组 i 在 t 时段的非停时段的非停获利计算公式如下：

$$R_{\text{非停},i,t} = \text{MAX} \left[P_{\text{日前},i,t} \times (1 - d_i) \times \frac{1}{4} h \times (C_{\text{成本},i,t} - LMP_{\text{实时},i,t}), 0 \right]$$

式中：

$$C_{\text{成本},i,t} = \text{MIN} \left[C_{\text{核定成本},i}, C_i(P_{\text{日前},i,t}) \right]$$

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

机组 i 在运行日非停时段集合 $D_{\text{非停},i}$ 的非停获利计算公式如下：

$$R_{\text{非停},i,D} = \sum_{t \in D_{\text{非停},i}} R_{\text{非停},i,t}$$

该项费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。非停考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。

第七十三条 启停偏差获利及豁免按照以下原则执行：

（一）启停偏差获利

竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220 千伏及以上背压机组、核电机组因自身原因未按照日前市场中出清的并网时间（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间）按时并网且延迟时间超过允许时间（暂定 60 分钟），超出时间视为非停时段，按照本细则“第七十二条”方式计算偏差获利。

机组因自身原因未按照日前市场中出清的停机时间（或电力调度机构在实时运行中要求的停机时间）按时停机且提前时间超过允许时间（暂定 60 分钟），超出时间视为非停时段，按照本细则“第七十二条”方式计算偏差获利。

该项费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。启停偏差考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。

（二）启停偏差获利回收豁免

1.非机组自身原因造成并网（停机）延迟（提前）时间超过允许时间等；

2.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

第四节 竞价火电机组限高考核、限低考核

第七十四条 限高考核费用及豁免按照以下原则执行：

（一）限高考核费用

机组发生限高指机组申报的最大发电能力或实际发电能力小于额定有功功率的允许值（M5）的情况。按日对机组限高容量计算考核费用，分以下两种情况具体考虑机组 i 的限高考核费用：

1.若机组 i 在实时运行中，在当日机组出清结果最高值的时段，当 $P_{\text{实测},i,t_m} \geq P_{\text{实时(Max)},i,t_m} \times (1 - M_2)$ 时：

$$R_{\text{限高},i,D} = \text{Max} \left[\left(P_{\text{额定},i} \times M_5 - P_{\text{实时最大发电},i} \right), 0 \right] \times 1h \times C_{\text{考核}} \times M_6$$

式中：

t_m 为机组 i 实时市场出清结果最高值所在时段；

$P_{\text{实时(Max)},i,t_m}$ 为机组 i 实时市场 t_m 时段出清结果最高值；

$P_{\text{实测},i,t_m}$ 为机组 i 实时市场 t_m 时段的系统测量出力；

$P_{\text{额定},i}$ 为机组 i 的额定有功功率；

$P_{\text{实时最大发电},i}$ 为实时市场各时段出清前, 机组 i 申报并生效的最大发电能力;

$C_{\text{考核}}$ 为当日各时段发电侧实时统一结算点电价的算术平均值与燃煤发电基准价两者中的较大者;

M_6 为如实申报最大发电能力时的考核系数。

2. 若机组 i 在实时运行中, 在当日机组出清结果最高值的时段, 当 $P_{\text{实测},i,t_m} < P_{\text{实时(Max)},i,t_m} \times (1 - M_2)$ 时:

$$R_{\text{限高},i,D} = (P_{\text{额定},i} - P_{\text{实测},i,t_m}) \times 24h \times C_{\text{考核}} \times M_7$$

式中:

M_7 为未如实申报最大发电能力时的考核系数。

该项费用按月统计与分摊, 详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

(二) 限高考核豁免

1. 当机组 i 申报的最大发电能力大于或等于电力调度机构设置的出力上限约束 (详见本细则“第三十条”), 且在当日机组出清结果最高值的时段,

$$P_{\text{实测},i,t_m} \geq P_{\text{实时(Max)},i,t_m} \times (1 - M_2)。$$

2. 当日机组出清结果最高值的时段 $P_{\text{实测},i,t_m} < P_{\text{实时(Max)},i,t_m} \times (1 - M_2)$, 且该时段被调频市场调用的机组。

3. 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

第七十五条 限低考核费用及豁免按照以下原则执行:

(一) 限低考核费用。机组发生限低指机组实际发电能力未达到申报的最小发电能力的情况。按日对机组限低容量计算考核费用，机组*i*的限低考核费用计算公式如下：

若机组*i*在实时运行中，在当日机组实时市场出清结果最低值的时段，当 $P_{\text{实测},i,t_n} > P_{\text{实时}(Min),i,t_n} \times (1 + M_2)$ 时：

$$R_{\text{限低},i,D} = \text{Max} \left[\left(P_{\text{实测},i,t_n} - P_{\text{实时最小发电},i} \right) \times 24h \times C_{\text{考核}} \times M_8, 0 \right]$$

式中：

$P_{\text{实时}(Min),i,t_n}$ 为机组*i*实时市场 t_n 时段出清结果最低值；

t_n 为机组*i*实时市场出清结果最低值所在时段；

$P_{\text{实测},i,t_n}$ 为机组*i*实时市场 t_n 时段的系统测量出力；

$P_{\text{实时最小发电},i}$ 为实时市场各时段出清前，机组*i*申报并生效的最小发电能力；

M_8 为未如实申报最小发电能力时的考核系数。

该项费用按月统计与分摊，详见《辽宁省电力市场电费结算实施细则》。

(二) 限低考核豁免

1.在当日实时现货市场出清结果最低值的时段同时在调频市场中标的机组；

2.其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

第七章 市场干预

第一节 政府干预

第七十六条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，

辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定，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：

（一）电力供应严重不足时；

（二）电力市场未按照规则运行和管理时；

（三）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

（四）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；

（五）市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限制且出发管控条件时；

（六）其他干预情形。

其他单位可提出辽宁现货市场运营干预建议，由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场干预决定。

第二节 市场运营机构干预

第七十七条 异常干预情况。当现货市场出现如下异常情况时，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、实时发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，及时向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局报告。

（一）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、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

（二）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安全；

（三）发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

第七十八条 异常干预以下内容：

（一）日前电能量市场运行异常时，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，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（二）实时电能量运行异常时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，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，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对市场主体

的实时发用（充放）电计划进行调整。若日前电能量市场正常运行，以日前电能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

（三）若日前和实时电能量市场均运行异常时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，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，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对市场主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各结算时段统一结算点电价的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

（四）市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局备案。

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。

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。

第三节 市场中止

第七十九条 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,由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出市场中止决定,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,市场运营机构可按上述规定进行市场干预,并做好相关记录,事后由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局做出是否中止市场的决定并发布。

第八十条 市场中止时采取如下的处理措施:

(一)电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则,综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件,编制下达运行日的日前调度计划。

运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上,以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则,基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件,对市场主体的实时发用(充放)电计划进行调整。

(二)电网企业按照政府主管部门相关规定,参照中长

期交易结算原则对市场主体进行结算。

第四节 市场恢复

第八十一条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向市场主体发布。

附件 1

名词解释

- 1.电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。
- 2.运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。
- 3.竞价日（D-1）：为运行日的前一日。
- 4.电力现货市场（简称“现货市场”）：通过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。辽宁现货市场以 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。
- 5.日前电能量市场（简称“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。
- 6.实时电能量市场（简称“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。
- 7.机组缺省参数：指参与现货市场的发电机组未按时在现货市场中进行申报时所采用的默认数据。
- 8.系统负荷：辽宁电网发受电负荷。
- 9.母线负荷：辽宁省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。
- 10.负荷预测：根据电网运行特性，综合自然条件、天气

预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为。

11.运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

12.安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

13.安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定多时段的市场主体发用（充放）电计划。

14.APC（Automatic Power Control）：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧市场主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

15.市场出清：本细则指电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

16.安全校核：对检修计划、发用（充放）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。

17.必开机组、必停机组（群）：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组（群）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或机组群。

18.节点边际电价（简称“节点电价”）：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。辽宁节点电价指辽宁电网 220 千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

19.统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平权值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组与 220 千伏及以上新能源场站的前日市场节点电价按照其日前出清上网电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）；实时统一结算点电价由核电机组、220 千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组与 220 千伏及以上新能源场站的实时市场节点

电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）。

20. 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。

附件 2

发电机组缺省参数

一、竞价火电机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1. 额定有功功率
2. 典型开机曲线
3. 典型停机曲线
4. 综合厂用电率
5. 最大发电能力
6. 最小发电能力
7. 最大爬坡速率
8. 冷态启动时间
9. 热态启动时间
10. 最小连续开机时间: 暂定为 24-72 小时, 由电力调度机构核定。
11. 最小连续停机时间: 暂定为 6-24 小时, 由电力调度机构核定。
12. 最小技术出力: 由政府主管部门或监管机构核定。供热期, 暂按国家能源局东北监管局核定的最小方式执行; 非供热期, 暂按机组额定容量的 50% 执行。

(二) 机组量价相关参数

1.机组冷/热态启动费用

2.电能量量-价曲线

3.机组空载费用

4.调频报价

二、220 千伏及以上背压机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.功率曲线

三、按公用电厂管理的自备电厂应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.功率曲线

四、66 千伏公用燃煤机组应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

1.额定有功功率

2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

1.发电总量

五、竞价核电机组应申报的缺省参数

（一）机组运行相关参数

- 1.额定有功功率
- 2.典型开机曲线
- 3.典型停机曲线
- 4.综合厂用电率
- 5.最大发电能力
- 6.最小发电能力
- 7.最大爬坡速率
- 8.启动时间
- 9.最小连续开机时间
- 10.最小连续停机时间

（二）机组量价相关参数

- 1.机组启动费用
- 2.电能量量-价曲线
- 3.机组空载费用

六、非竞价核电机组应申报的缺省参数

（一）机组运行相关参数

- 1.额定有功功率
- 2.综合厂用电率

（二）机组量价相关参数

- 1.功率曲线

七、竞价新能源场站应申报的缺省参数

(一) 机组运行相关参数

- 1.装机容量
- 2.综合厂用电率

(二) 机组量价相关参数

- 1.电能量量-价曲线

八、非竞价新能源场站应申报的缺省运行参数

(一) 装机容量

(二) 综合厂用电率

九、新型经营主体应申报的缺省参数

(一) 竞价电化学储能应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

- (1) 额定功率
- (2) 额定功率充放电持续响应时间
- (3) 充放电效率
- (4) 日充放电转换次数

2.机组量价相关参数

- (1) 电能量量-价曲线
- (2) 调频报价

(二) 非竞价电化学储能应申报的缺省参数

1.机组运行相关参数

- (1) 额定功率

(2) 额定功率充放电持续响应时间

(3) 充放电效率

(4) 日充放电转换次数

(5) 缺省标准调频容量

2. 机组量价相关参数

(1) 充放电功率曲线

(2) 调频报价

(三) 竞价热储能应申报的缺省参数

1. 机组运行相关参数

(1) 最大、最小用电负荷

(2) 基础调节容量

(3) 基础调节容量持续响应时间

(4) 调节速率

(5) 具有用电时长约束特性的热储能相关调节资源的

缺省运行参数

2. 机组量价相关参数

(1) 电能量量-价曲线

附件 3

现货电能量市场运行参数表

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|----------------|-----------------------|---|
| 1 | E_1 | 燃煤机组冷态启动时间上限 | 48 小时 |
| 2 | E_2 | 燃煤机组热态启动时间上限 | 12 小时 |
| 3 | T_k | 燃煤机组开机通知时刻 | 11:00 |
| 4 | R_1 | 启动费用上下限范围 | 冷态启动：机组成装机大于 66 万千瓦机组为 0~100 万元/次，60 万千瓦级为 0~60 万元/次，30 万千瓦级为 0~30 万元/次，小于 30 万千瓦为 0~20 万元/次。 热态启动：机组成装机大于 66 万千瓦为 0~60 万元/次，60 万千瓦级为 0~36 万元/次，30 万千瓦级为 0~18 万元/次，小于 30 万千瓦为 0~12 万元/次。 |
| 5 | R_2 | 燃煤机组电能量报价上下限范围 | [0, 1.5]元/千瓦时 |
| 6 | R_3 | 日前/实时市场出清价格上下限范围 | [0, 1.5]元/千瓦时 |
| 7 | P_{es}^{th} | 电化学储能额定功率准入值 | 5 兆瓦 |
| 8 | RT_{es}^{th} | 电化学储能额定功率充放电持续响应时间准入值 | 2 小时 |
| 9 | L_{al}^{th} | 热储能基础调节容量准入值 | 5 兆瓦 |
| 10 | RT_{al}^{th} | 热储能基础调节容量持续响应时间准入值 | 2 小时 |
| 11 | M_2 | 执行偏差率允许值 | 燃煤机组、核电机组 2%，电化学储能、热储能 5%，新能源机组 10% |
| 12 | M_3 | 新能源执行偏差回收系数 | 1 |
| 13 | M_4 | 新型经营主体执行偏差回收系数 | 1 |
| 14 | M_5 | 燃煤机组额定有功功率允许值 | 90% |
| 15 | M_6 | 如实申报最大发电能力时的考核系数 | 0.1 |
| 16 | M_7 | 未如实申报最大发电能力考核系数 | 0.2 |
| 17 | M_8 | 未如实申报最小发电能力考核系数 | 0.2 |
| 18 | C 核电成本 | 核定成本 | 燃煤火电机组： 60 万千瓦级：0.232 元/千瓦时 30 万千瓦级：0.242 元/千瓦时 20 万千瓦级：0.272 元/千瓦时 10 万千瓦级以下：0.289 元/千瓦时 |

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|-------|------------------|---------|
| 19 | C_4 | 新能源短期功率预测偏差考核价格 | 2 元/兆瓦时 |
| 20 | C_5 | 新能源超短期功率预测偏差考核价格 | 2 元/兆瓦 |

附件 4

日前安全约束机组组合数学模型

一、日前市场出清 SCUC 的目标函数

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^N] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \left. \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \right. \\ \left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] \right\} \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数, 包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站, 不包括电化学储能、热储能。

(二) T 表示所考虑的总时段数, 其中 D 日每 15 分钟一个时段, 考虑 96 个时段; $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段, 故 T 为 98; (二) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(三) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 分别为发电企业 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、空载费用, 其中运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与发电企业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; 启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与发电企业停机时间有关的函数, 以表示机组在不同状态 (冷态/热态) 下的启动费用; 空载费用 $C_{i,t}^N$ 是与发电企业并网运行时间有关的函数。

(四) M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

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

(六) 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。

(七) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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。

(八) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(九) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十一) 电化学储能出力表达式:

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放电中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界;

(十二) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch} + \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十三) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十四) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应

的能量价格。

二、日前市场出清 SCUC 的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} = D_t$$

其中， $T_{j,t}$ 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(包含热储能日最小负荷时段下限的部分)。

(二) 系统正备用容量约束

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

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

$$\sum_{i=1}^N (\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX} - P_{i,t}) \geq R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{MAX}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需同时满足 D+1 日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用容量要求。

(三) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t} - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}) \geq R_t^D$$

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

(四) 特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态:

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

其中, I_s 为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

(五) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

1. 对于不参加现货市场的机组, 由电力调度机构安排计划出力, 在其开机时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 1$, 且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组计划出力; 在其停机时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

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

3. 对于热电联产机组, 在其热电联产运行时段内, 要求 $\alpha_{i,t} = 1$, 且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的供热最小技术出力,

$P_{i,t}^{MAX}$ 取为对应时段的最大发电能力。

4.对于试验机组，在其试验时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为对应时段的机组试验计划出力。

5.对于新能源场站， $P_{i,t}^{MAX}$ 为当前时段新能源场站申报的功率预测值。

6.对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1}$$

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1}$$

机组出力上限建模为：

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1} + P_{i,t}^{MAX} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right]$$

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1} + P_{i,t}^{MAX} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} \right]$$

UD 为启动过程持续时间，计算到最小出力； DD 为停机过程持续时间，从最小出力开始计算； β 和 γ 分别是表示机组启动和停机的 0-1 变量。

（六）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(七) 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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,t}^{MAX} \sum_{\tau=1}^{UD} \beta_{i,t-\tau+1} + RU_i \left[\alpha_{i,t} - \sum_{\tau=1}^{UD} \beta_{i,t-\tau+1} \right]$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX} \sum_{\tau=1}^{DD} \gamma_{i,t+\tau-1} + RD_i \left[\alpha_{i,t-1} - \sum_{\tau=1}^{DD} \gamma_{i,t+\tau-1} \right]$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(八) 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：

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

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

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

(九) 机组最大启停次数约束 (需要时启用)

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下:

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

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

(十) 电厂电量约束 (需要时启用)

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

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

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

(十一) 电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(十二) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(十三) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(十四) 电化学储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es,t}} \leq N_{es,circle}$$

其中， $N_{es,circle}$ 为电化学储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十五) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十六) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

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

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十七) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（十八）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：

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

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 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 5

日前安全约束经济调度数学模型

一、日前市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \left. \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \right. \\ \left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] \right\} \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数, 包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站, 不包括电化学储能、热储能。

(二) T 表示所考虑的总时段数, 其中 D 日每 15 分钟一个时段, 考虑 96 个时段; $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段, 故 T 为 98。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用, 是发电企业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。

(五) M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子。

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

(七) 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。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十二) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放电中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界;

(十三) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch} + \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十四) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十五) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

二、日前市场出清 SCED 的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} = D_t$$

其中， $T_{j,t}$ 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（包含热储能日最小负荷时段下线的部分）。

(二) 机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

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

(三) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(四) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电厂电量约束（需要时启用）

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

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

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

（六）电化学储能充放电功率约束

电化学储能出清的充放电功率需要在电化学储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制电化学储能充放状态的 0-1 变量。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{array} \right.$$

其中， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示电

化学储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(七) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中， $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态； η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率； Δt 表示时段长度； E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量； $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(八) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(九) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} \leq P_{al,t} \leq P_{al,t}^{MAX}$$

其中， $P_{al,t}^{MIN}$ 、 $P_{al,t}^{MAX}$ 为热储能 al 的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

(十) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时，均应满足调节速率要求：

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

其中， ΔP_{al}^U 为热储能 al 最大上调节速率， ΔP_{al}^D 为热储能 al 最大下节速率。

(十一) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十二) 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：

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

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 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 6

日前节点电价数学模型

一、日前市场节点电价（LMP）计算模型目标函数

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \left. \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] - \right. \\ \left. \sum_{al=1}^{AL} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{al,t}(P_{al,t})] \right\} \end{aligned}$$

其中：

（一） N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站，不包括电化学储能、热储能。

（二） T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段； $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98。

（三） $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

（四） $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用，是发电企业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。

（五） M' 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子。

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

(七) 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。

(八) ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能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；

(九) AL 表示热储能的总数， $C_{al,t}(P_{al,t})$ 是热储能的运行费用，是与热储能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。

(十) 发电企业出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad (0 \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX} - P_{i,m}^{MIN})$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(十二) 电化学储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch} = \sum_{m=1}^{NC} P_{es,t,m}^{ch} & (0 \leq P_{es,t,m}^{ch} \leq P_{es,m}^{ch(MAX)} - P_{es,m}^{ch(MIN)}) \\ P_{es,t}^{dis} = \sum_{m=1}^{ND} P_{es,t,m}^{dis} & (0 \leq P_{es,t,m}^{dis} \leq P_{es,m}^{dis(MAX)} - P_{es,m}^{dis(MIN)}) \end{cases}$$

其中, NC 、 ND 表示电化学储能充放电报价总段数, $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放电中标电力, $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界;

(十三) 电化学储能运行费用表达式:

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = \sum_{m=1}^{NC} C_{es,m}^{ch} P_{es,t,m}^{ch} + \sum_{m=1}^{ND} C_{es,m}^{dis} P_{es,t,m}^{dis}$$

其中, $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示电化学储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

(十四) 热储能出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \quad (P_{al,t,m}^{MIN} \leq P_{al,t,m} \leq P_{al,t,m}^{MAX})$$

其中, NAL 表示热储能报价总段数, $P_{al,t,m}$ 表示热储能 al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{al,t,m}^{MAX}$ 、 $P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十五) 热储能运行费用表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中, $C_{al,m}$ 表示热储能 al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

二、节点电价计算模型的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} - \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t} = D_t$$

其中， $T_{j,t}$ 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（包含热储能最小负荷时段下限的部分）。

(二) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

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

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

$$P_{i,t}^{MIN} = \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$
$$P_{i,t}^{MAX} = \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

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

(三) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(四) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 电化学储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{ch(MAX)} &= \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{ch(MIN)} &= \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{ch,SCED}, (P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

$$\begin{aligned} P_{es,t}^{dis(MIN)} &= \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED} \right] \\ P_{es,t}^{dis(MAX)} &= \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{es,t}^{dis,SCED}, (P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED} \right] \end{aligned}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许电化学储能偏离日前 SCED

优化结果的比例, $(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中电化学储能 es 的最大、最小充放电功率, $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 、 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电功率结果。

(六) 电化学储能荷电状态约束

电化学储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和电化学储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中, $E_{es,t}$ 表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态; η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示电化学储能 es 的充放电效率; Δt 表示时段长度; E_{es} 表示电化学储能 es 的额定容量; $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示电化学储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(七) 电化学储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中, E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态, E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态, E_{es}^T 代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态, E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(八) 热储能出力上下限约束

$$P_{al,t}^{MIN} = \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{al,t}^{MAX} = \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{al,t}^{SCED}, (P_{al,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中, δ 为 *LMP* 模型中允许热储能偏离日前 SCED 优化结果的比例, $(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的热储能时段最小、最大出力。

(九) 热储能调节速率约束

热储能上调节或下调节时, 均应满足调节速率要求:

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

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

其中, ΔP_{al}^U 为热储能 *al* 最大上调节速率, ΔP_{al}^D 为热储能 *al* 最大下节速率。

(十) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX}$$

其中, P_l^{MAX} 为线路 *l* 的潮流传输极限; G_{l-i} 为发电企业 *i* 所在节点对线路 *l* 的灵敏度因子; G_{l-j} 为联络线 *j* 所在节点对线路 *l* 的灵敏度因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 *k* 对线路 *l* 的灵敏度因子; $D_{k,t}$ 为节点 *k* 在时段 *t* 的母线负荷值; G_{l-e} 为电化学储能 *es* 所在节点 *e* 对线路 *l* 的灵敏度因子; G_{l-a} 表示热负荷 *al* 所在节点 *a* 对线路 *l* 的发灵敏度因子; SL_l^- 分别

为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十一) 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：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

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 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为电化学储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-a} 表示热储能 al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子。

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

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线

路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子。

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

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

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子。

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

附件 7

实时安全约束经济调度数学模型

一、实时市场出清 SCED 的目标函数

$$\begin{aligned} \text{MIN} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中：

(一) N 表示发电企业的总数,包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站,不包括电化学储能、热储能;

(二) T 表示所考虑的总时段数,每 5 分钟一个时段,考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段;

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力;

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用,是与发电企业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;

(五) M_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

(六) LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量;

(七) M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子;

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

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。

二、实时市场出清 SCED 的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络

线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(二) 机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于未来时段停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

(三) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(四) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 8

实时节点电价数学模型

一、实时市场节点电价 (LMP) 计算目标函数

$$\begin{aligned} \text{MIN} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M'_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] \right\} \end{aligned}$$

其中:

(一) N 表示发电企业的总数, 包括非市场化发电机组、燃煤机组、按公用电厂管理的自备电厂、核电机组与新能源场站, 不包括电化学储能、热储能。

(二) T 表示所考虑的总时段数, 每 5 分钟一个时段, 考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 个时段。

(三) $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力。

(四) $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电企业 i 在时段 t 的运行费用, 是与发电企业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。

(五) M'_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子。

(六) LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量。

(七) M'_l 、 M'_s 分别为支路、断面潮流约束松弛惩罚因子。

(八) $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数。

(九) $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

(十) 发电企业出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为发电企业报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

(十一) 发电企业运行费用表达式：

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

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。

二、实时节点电价计算模型的约束条件

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络

线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

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

$$P_{i,t}^{MIN} = \text{MAX} \left[(1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MIN})^{SCED} \right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = \text{MIN} \left[(1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{MAX})^{SCED} \right]$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$ 分别为实时 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

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

(四) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所

在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）

辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则

（V3.0 征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为进一步规范辽宁电网调频辅助服务运行，探索建立调频辅助服务市场化新机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障辽宁电网安全稳定运行，制定本细则。

第二条 辽宁省电力辅助服务（调频）市场实施细则编制引用如下文件：《电力监管条例》（国务院令 第 432 号）、中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）及其相关配套文件、《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828 号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）、《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339 号）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129 号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于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）》、

《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）

第三条 本规则适用于现货电能量市场运行后的辽宁调频市场运营及管理。辽宁调频市场运行期间，由国家能源局东北监管局在新版“两个细则”中同步修订。

第二章 调频市场主体

第一节 调频辅助服务提供者

第四条 调频辅助服务提供者（下文简称“调频单元”）为电力调度机构调管的满足准入条件的市场主体，包括并网发电单元与新型经营主体。

第五条 发电企业的并网发电单元包括满足准入条件的调频火电机组（含220千伏及以上公用燃煤机组，不含绥中电厂一、二、三号机组、220千伏及以上背压机组，下同）、新能源场站、核电机组、抽水蓄能电厂、水电机组。

第六条 新型经营主体应满足市场准入条件，包含电化学储能、热储能、虚拟电厂等形式。

（一）电化学储能

电化学储能是指具备独立分时计量和AGC功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的电化学储能电站或储能装置。

电化学储能应能够准确地向电力调度机构传输实时充放电功率、荷电状态等运行信息，可靠接收和连续执行调度

机构 AGC 系统实时下达的指令，其额定功率应不低于准入值 P_{es}^{th} ，额定功率充放电持续响应时间不低于准入值 RT_{es}^{th} 。

电化学储能按自然年选择“报量不报价”参与现货市场的，日前可申报调频时段参与调频市场，相应时段在基准功率为零，日内参与调频市场出清。

（二）热储能

热储能是指具备独立分时计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的储热装置。

参与现货市场的热储能其基础调节容量应不低于准入值 L_{al}^{th} ，基础调节容量持续响应时间不低于准入值 RT_{al}^{th} ，调节速率、响应时间、调节精度等参数满足相关要求，并具备直接通过电力调度机构 APC 系统或电力市场负荷侧运行管理平台接受调节指令的条件，反馈传输实时运行、可调节资源与第三方设备设施监测数据等信息。

热储能按自然年选择“报量报价”参与现货市场的参与调频市场。

第七条 调频单元应具备以下技术条件：

（一）具备 AGC/APC 功能，可靠接收和连续执行调度机构 AGC/APC 系统实时下达的指令，提供符合规定要求的调频响应，并实时将 AGC/APC 设备的运行参数传输到电力调度机构的主站系统。加装 AGC/APC 设备的调频单元应保

证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能。

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试。测试结果作为调频单元初始性能参数。

在调频单元经过改造后或调频单元的综合调频性能发生显著变化时，也可以自愿向电力调度机构提交性能测试。测试期间调频单元应至少 12 小时投入调频模式；同时，若调频单元在最近 12 个中标小时内，调频单元未被调用，或者最近 30 天调频单元中标小时数小于 12 的，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标。

调频单元开展性能测试期间，不予支付调频补偿费用。

（三）调频单元综合调频性能指标平均值（ k_p^i ）不低于准入值 k_p^{th} 。

第二节 调频辅助服务费用分摊者

第八条 调频辅助服务费用分摊者包括：

（一）参与省内现货电能量市场的发电企业并网发电单元，包括：调频火电机组、按公用电厂管理的自备电厂；绥中电厂一、二号机组；66 千伏及以下公用燃煤机组；集中式风电光伏场站、核电机组、抽水蓄能电厂、水电机组及其他火电机组。

（二）电化学储能、热储能、虚拟电厂等新型经营主体。

第三章 交易组织

第一节 组织方式

第九条 调频服务提供者在日前依据要求申报调频市场出清与优化参数，日前申报信息封存到运行日。电力调度机构在日内整点时刻前，以小时为周期集中出清，确定中标单元及其调频容量。

第二节 调频容量需求

第十条 竞价日（D-1）08:45 前，电力调度机构根据电网实际运行情况确定运行日（D）每个小时的调频容量需求。

第三节 市场申报

第十一条 调频市场运行期间，各类调频单元按规定参与调频市场相关申报，迟报、漏报或不报者均采用缺省值作为申报信息。

第十二条 调频单元需申报以下缺省值信息：

（一）缺省调频容量、缺省里程报价

现货市场开市前，对调频单元设置调频容量和调频里程报价缺省值。

（二）新型经营主体缺省运行参数

电化学储能、热储能需向电力调度机构提供缺省运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

电化学储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限

于：额定功率、额定功率充放电持续响应时间、充放电效率、日充放电转换次数、缺省标准调频容量。

热储能参与调频市场的缺省运行参数包括但不限于：最大最小用电负荷、基础调节容量、基础调节容量持续响应时间、调节速率、缺省标准调频容量、具有用电时长约束特性的热储能，需申报与用电时长约束特性相关调节资源的缺省运行参数。

第十三条 新型经营主体参与方式如下：

（一）电化学储能

现货市场运行期间，按年选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能可选择调频时段参与调频市场，电化学储能应在 D-1 日 09:45 前向电力调度机构申报 D 日非调频时段充放电功率曲线和调频时段，调频时段日前充放电功率为零，非调频时段充放电功率曲线在日前现货市场优先出清；若充放电功率曲线迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日无充放电计划；若调频时段迟报、漏报或不报，则默认电化学储能 D 日不再参与调频市场。

D 日，电化学储能非调频时段原则上应严格执行日前充放电计划曲线，作为实时现货市场、日内调频市场的边界条件。电化学储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为零，并严格执行充放电计划和日内调频市场交易结果。若提供调频辅助服务过程中频繁出现电量充满

或耗尽现象，导致无法恢复荷电状态参与调频，AGC 将依据电化学储能实际调频能力开展调频调用。运行日时段末目标荷电状态由调频市场 AGC 指令或自调度曲线实际执行后确定，作为 D+1 日初始时刻的荷电状态。

（二）热储能

选择“报量报价”的热储能（下文简称“竞价热储能”）参与调频市场，竞价热储能在 D-1 日 09:45 前向电力调度机构提供日最小负荷下限参数。日前调整日分时负荷上下限，参与日前市场出清。

D 日，竞价热储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为日前调频时段用电计划，并严格执行用电计划和日内调频市场交易结果，APC 系统将依据实际竞价热储能用电功率与日内调频中标容量进行调频调用。日内未中标时段严格按基准功率曲线用电。

第十四条 各调频单元参与调频市场出清及调用的标准调频容量按照以下方式确定：

在限值范围（C1，见附件 2）区间内申报并网发电单元调频容量（兆瓦），最小单位为 1 兆瓦。

新型经营主体在 D-1 日 09:45 前，在调频容量申报比例范围（C2、C3）所计算的容量区间内申报标准调频容量，最小单位为 1 兆瓦，竞价热储能标准调频容量申报范围为日调节容量 × C2。电化学储能标准调频容量申报范围为额定功率

× C3。

第十五条 调频里程价格。D-1日 09:45 前，调频单元申报调频里程价格。在上、下限范围（R5）内申报运行日全天的调频里程价格（元/兆瓦），最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第四节 机组排序及市场出清

第十六条 综合调频性能指标平均值归一化处理。所有准入调频单元中，综合调频性能指标平均值（ k_p ）的最大值为 $k_{(MAX)}$ ，机组 i 归一化后的综合调频性能指标平均值为 K_i ，归一化公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(MAX)} \times \lambda}$$

式中：

λ 为调频市场性能排序因子。

第十七条 报价调整。调频单元 i 的调频里程排序价格：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i 为调频单元 i 申报的调频里程价格。

第十八条 机组排序。电力调度机构在调频市场出清前，按照调频单元调频里程排序价格由低到高对机组进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的机组优先；当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，标准调频

容量大的调频单元优先。

调频火电机组小时内调节范围小于一定阈值 δ 时，不再参与相应时段调频市场排序。调频火电机组小时内调节范围 = 日内最大发电能力 - 日内最小发电能力。

第十九条 调频分组。D日调频市场正式出清前，电力调度机构从调频服务提供者中排除 AGC 装置异常、试验、因系统安全约束固定出力、启停机过程中等情况下的调频单元后，将其他调频单元分为性能不足组和性能合格组。

当调频火电机组连续调频不合格时，划入性能不足组（连续不合格标准见本细则“第二十三条”）；其他并网发电单元与新型经营主体暂不纳入性能不足组。

第二十条 市场出清。日内在整点时刻前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，按照“性能合格组优先”的原则，依据调频单元排序，确定下一小时调频市场中标单元及其调频容量。所有中标调频单元的调频容量之和须满足电网调频容量需求。

第四章 结果执行与考核

第一节 结果执行

第二十一条 调频市场正式出清后，AGC 系统在对应中标小时的起始时刻相应切换中标单元的控制模式。调频中标单元在中标小时内，依据滚动修正的调频需求，跟踪 AGC 指令提供调频服务。当调频中标单元因电网运行安全控制需要

无法提供调频辅助服务时，应暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

若调频市场的出清结果或由于调频中标单元无法提供服务导致无法满足实际电网运行的调频需求时，电力调度机构按调频排序优先依次调用未中标且可提供服务的性能合格组调频单元；所有性能合格组资源用尽时，按调频排序依次调用未中标且可提供服务的性能不足组调频单元。

第二节 市场考核

第二十二条 计算标准。AGC 系统实时计算调频单元每次响应 AGC 指令的综合调频性能指标和调频里程。

第二十三条 调频不合格判定标准如下：

（一）小时不合格

若调频中标单元 i 响应第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标 $k_{hi}^{i,n}$ 低于合格标准阈值 α ，记为小时调频不合格。

（二）调频火电机组连续不合格

若某调频火电中标机组在历史 24 个调频市场组织周期内，滚动统计小时不合格次数，若存在累计 γ 次小时不合格，记为连续调频不合格。

第二十四条 市场考核方式如下：

（一）小时不合格的调频单元，取消该小时内调频里程补偿收益；

(二) 连续不合格的调频火电机组从当前调频市场组织周期的整点时刻起 48 小时内纳入性能不合格组，若期间某调频市场组织周期实际调频调用时仍被记录为连续不合格，则纳入性能不合格组时间重新累计；

(三) 调频中标单元频繁无指令擅自调节或未按照调度指令频繁退出 AGC 装置的，经电力调度机构审核后退出调频市场，依据市场运行情况批准其重新准入，并向其他市场主体进行披露。

第五章 计量与结算

第二十五条 调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统、智能电网调度控制系统采集的实时数据等。

第二十六条 结算模式。按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频补偿费用和调频分摊费用的计算。调频市场结算与当月电费结算同步完成。

第二十七条 调频里程补偿。某调频 i 的月度调频里程补偿费用为：

$$R_{\text{月度调频里程补偿},i} = \sum_{n=1}^N (C_{i,n} \times S_{i,n} \times k_{hl}^{i,n} \times M_S)$$

式中：

N 为调频单元 i 调频市场月度总调用小时数；

$C_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的调频市场报价；

$S_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的累计调频里程；

$k_{hl}^{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标;

M_s 为调频单元的调频里程贡献系数。

第二十八条 调频费用分摊。调频市场月度总补偿费用计算公式为:

$$R_{\text{月度总调频补偿}} = \sum_{i=1}^I R_{\text{月度调频里程补偿}, i}$$

调频市场月度总补偿费用由并网发电单元按照其月度实际上网电量比例分摊, 电化学储能、热储能、虚拟电厂按照其月度实际上网电量和用电量比例分摊。

第六章 市场干预

第三十条 发生以下情况或《辽宁省现货电能量市场实施细则》中的异常情况时, 市场运营机构可对调频辅助服务市场进行干预, 并尽快报告政府主管部门。

(一) 电力系统或电力现货市场技术支持系统发生故障、电力现货市场技术支持系统技术升级, 导致市场无法正常进行时;

(二) 电网出现电力平衡紧张、调频困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况;

(三) 其他影响电网安全运行的重大突发情况。

市场干预的主要手段包括:

(一) 临时修改调频容量需求;

- (二) 强制调用未在调频市场中标的调频单元;
- (三) 调整机组控制模式;
- (四) 电力调度机构认为有效的其他手段。

第七章 信息披露

第三十一条 按照《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)相关要求,披露调频容量需求、调频容量需求计算方法及采购流程、调频里程价格等信息。

第八章 争议裁决

第三十二条 因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的,提出争议方应在争议发生 30 天内向政府主管部门提出申请,由政府主管部门裁决。

附件 1

名词解释

1.调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频资源跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

2. APC (Automatic Power Control ，自动功率控制)：借助信息通信和自动功率控制系统，电力调度机构向用户侧市场主体下达实时调节指令，实现对调控范围内源网荷储多环节资源的有功自动调节响应，满足电网实时安全平衡及允许偏差范围的频率调节需求。

3.综合调频性能指标 (k)：用于衡量调频机组响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 k1、调节精度 k2 和响应时间 k3 三个指标因子（计算方式详见附件三、四）。

综合调频性能指标按次计算，调频机组 i 第 j 次 AGC 调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j} = k_1^{i,j} \times k_2^{i,j} \times k_3^{i,j}$$

其中综合调频性能指标 (k) 最大值为 2。

4.小时综合调频性能指标 (k_h)：机组 i 第 m 个小时的小时综合调频性能指标 $k_h^{i,m}$ 计算公式为：

$$k_h^{i,m} = \frac{\sum_{j=1}^n k^{i,j}}{n}$$

式中， n 为调频单元 i 单中标小时内 AGC 调节的次数。

5.综合调频性能指标平均值 (k_p): 电力调度机构在日前市场开市前 (D-1 日 08:15 前), 以调频单元最近 12 个中标小时的 k_h 值计算 k_p 。机组 i 的 k_p 计算公式为:

$$k_p^i = \frac{\sum_{m=1}^{12} k_h^{i,m}}{12}$$

6.调频容量需求: 指为保持联络线功率及系统频率稳定, 由调频服务提供者所预留的总调频容量需求值, 由电力调度机构综合考虑负荷预测、系统实际运行情况等因素确定。

7.调频里程: 指机组有效响应 AGC 控制指令的调节出力, 单位为兆瓦。分以下四种情况:

(1) 单指令周期内, 若调频单元出力进入目标值调节死区范围内, 则该指令周期的调频里程为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值;

(2) 单指令周期内, 若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内, 当指令结束时的出力与指令目标值同向时, 则该指令周期的调频里程为指令结束时出力与动作初始值之差的绝对值;

(3) 单指令周期内, 若调频单元出力未进入目标值调节

死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值反向时，则该指令周期的调频里程不予累计；

(4) 调频单元无指令擅自调节的调频里程不予累计。

附件 2

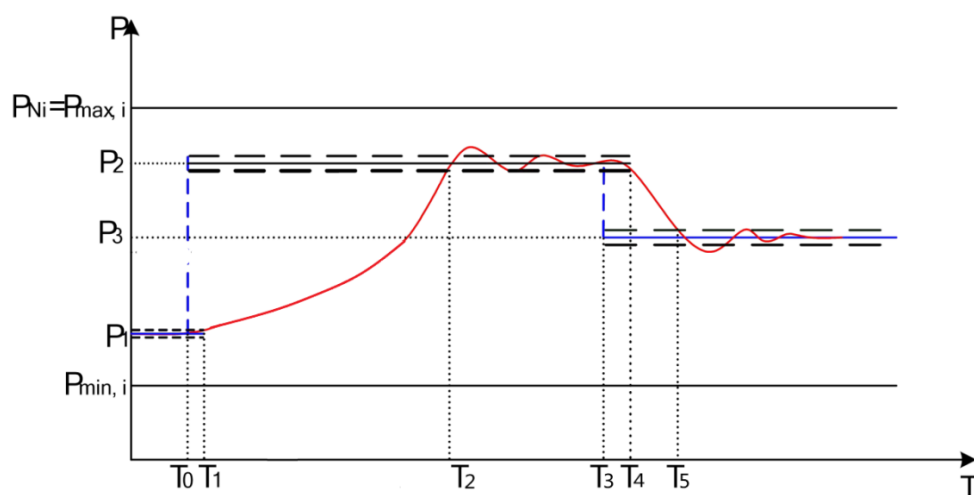
辅助服务（调频）市场运行参数表

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | P_{es}^{th} | 电化学储能额定容量准入值 | 5 兆瓦 |
| 2 | RT_{es}^{th} | 电化学储能额定容量充放电持续响应时间准入值 | 2 小时 |
| 3 | P_{es}^{th} | 热储能额定容量准入值 | 5 兆瓦 |
| 4 | RT_{es}^{th} | 热储能额定容量充放电持续响应时间准入值 | 2 小时 |
| 5 | k_p^{th} | 综合调频性能指标准入平均值 | 0.2 |
| 6 | C_1 | 并网发电单元调频容量申报范围 | 并网发电单元额定容量的 10%~15% |
| 7 | C_2 | 竞价热储能调频容量比例范围 | 50% |
| 8 | C_{43} | 电化学储能调频容量比例范围 | 50% |
| 9 | R_5 | 调频里程报价上下限 | [0, 10]元/兆瓦 |
| 10 | λ | 调频市场性能排序因子 | 1 |
| 11 | δ | 小时内机组调节范围阈值 | 机组额定容量的 20% |
| 12 | α | 小时调频合格标准阈值 | 0.2 |
| 13 | γ | 调频火电机组连续不合格阈值 | 12 小时 |
| 14 | M_s | 调频里程贡献系数 | 1 |

附件 3

机组性能指标相关参数计算公式

以AGC一个调节过程为例，如下图所示，具体情况如下：



T_0 时刻以前，机组稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻跨出 P_1 的调节死区。至 T_2 时刻，第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近。直至 T_3 时刻，AGC又下发功率为 P_3 的设点命令，机组又开始降出力过程， T_4 时刻跨出 P_2 的调节死区，至 T_5 时刻，进入 P_3 的调节死区。

一、调节时间

调节时间 $T_{\text{调节}}$ 为：

$$T_{\text{调节}} = T_2 - T_0$$

式中：

T_2 为机组进入调节死区时刻；

T_0 为指令下发时刻。

二、调节速率

向上调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为：

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_2} - P_{T_1}}{T_2 - T_1}$$

向下调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为：

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_1} - P_{T_2}}{T_2 - T_1}$$

式中：

P_{T_2} 为机组进入调节死区时刻的出力；

P_{T_1} 为机组出响应死区时刻出力；

T_1 为机组出响应死区时刻。

三、响应时间

响应时间 $T_{\text{响应}}$ 为：

$$T_{\text{响应}} = T_1 - T_0$$

四、调节量精度

如果进入调节死区，每个指令调节量精度的统计从出力进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

调节量精度 ΔP 为：

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^T (|P_{T_2} - P_{\text{实际}}|) \times t_{\text{采集}}}{T - T_2}$$

式中：

T 为当前计算时刻；

$P_{\text{实际}}$ 为机组 T 时刻实际出力；

$t_{\text{采集}}$ 为现场数据的采集周期，暂定为 5 秒。

五、最大调节时间

最大调节时间 $T_{\text{调节(MAX)}}$ 为：

$$T_{\text{调节(MAX)}} = \frac{|P_2 - P_1|}{v_{\text{标准调节}}} \times 60s + T_{\text{标准响应}}$$

式中：

P_2 为指令值；

P_1 为指令开始时刻的机组出力；

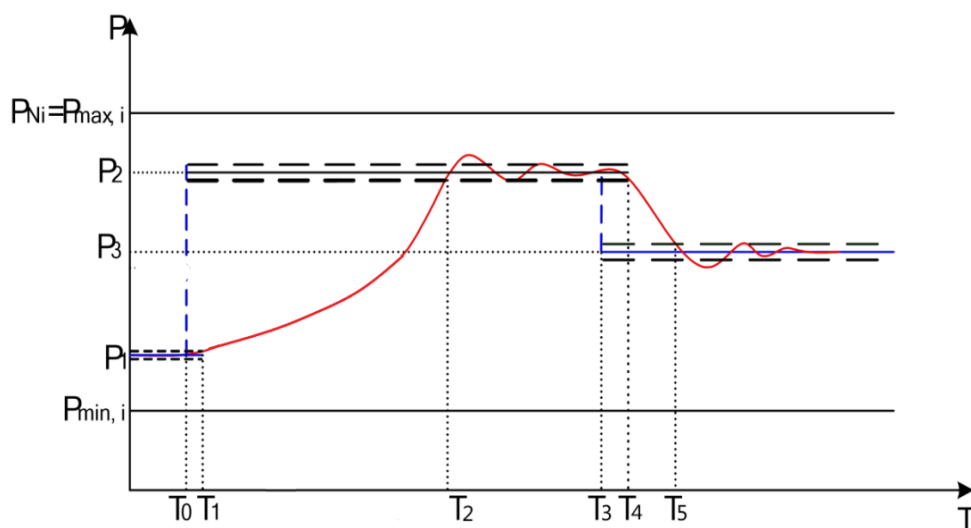
$v_{\text{标准调节}}$ 为标准调节速率；

$T_{\text{标准响应}}$ 为标准响应时间。

附件 4

机组调频性能指标计算场景

一、机组出响应死区一段时间后再进入调节死区



此种情况为正常调节过程，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_1|$$

调节速率指标因子 k_1 的计算方法为：

$$k_1 = 2 - \frac{v_{\text{标准调节}}}{v_{\text{调节}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准调节速率 $v_{\text{标准调节}}$ 为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准速率，暂定为机组额定有功功率 $\times 1.26\%$ /分钟。

若 k_1 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

调节精度指标因子 k_2 的计算方法为：

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{Cap \times \mu}$$

式中：

Cap 为并网发电单元额定有功功率、电化学储能额定容量、热储能基础调节容量；

μ 为调节允许偏差系数。

当前阶段，各类型调频单元的调节允许偏差系数 μ 暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计允许偏差系数，暂定为0.26%。

起步阶段，若 k_2 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

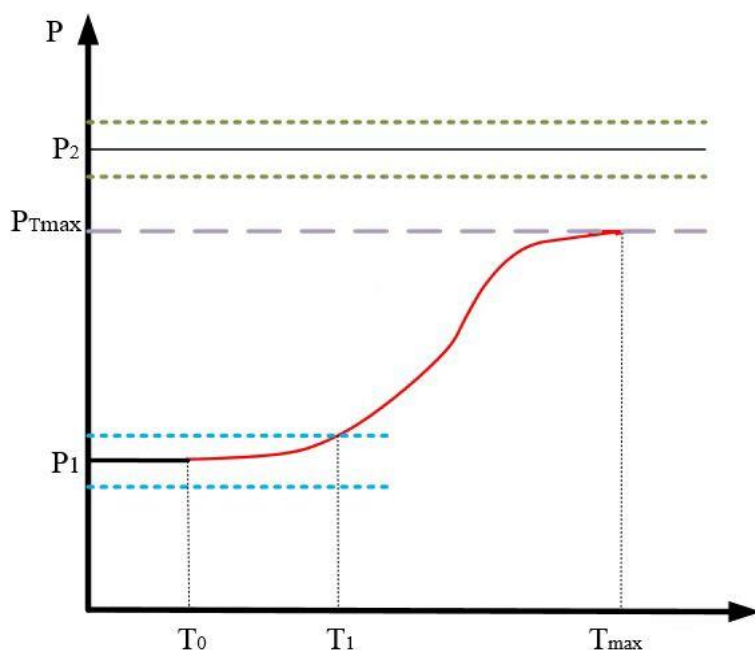
$$k_3 = 2 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

当前阶段，各类型机组的标准响应 $T_{\text{标准响应}}$ 时间暂定为：全网容量最大且最新投产燃煤机组的设计标准响应时间，暂定为40秒。

若 k_3 计算结果小于0.01，则取为0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

二、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方

向与指令方向相同



由于机组出响应死区后并没有进入调节死区，故无法得到 T_2 及 P_2 ，此时在判断机组收到指令达到最大调节时间后，认为该调节过程结束，即认为达到最大调节时间时刻的出力 $P_{T_{MAX}}$ 为 P_{T_2} 。

此种情况下， k_1 、 k_3 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 计算方法如下：

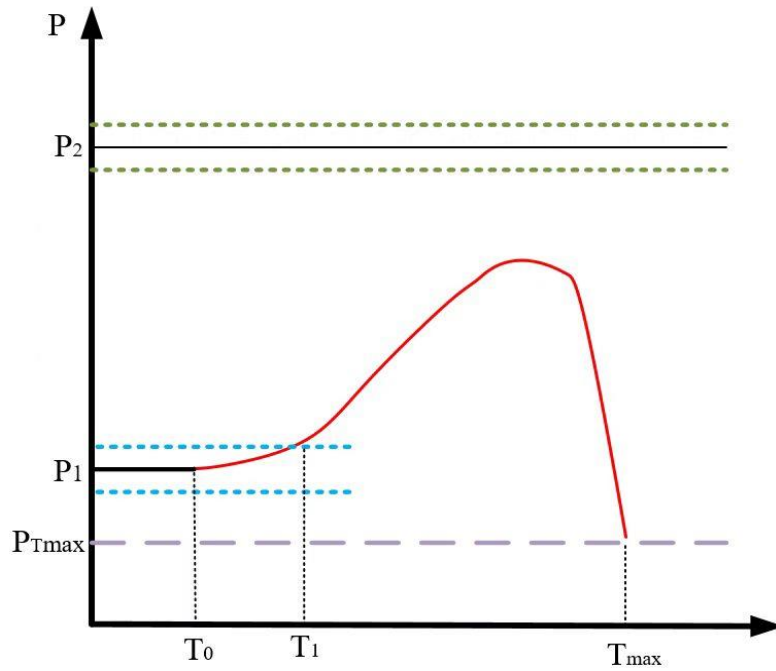
调频里程 S 为最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_1|$$

此种情况下，因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。

三、机组出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方

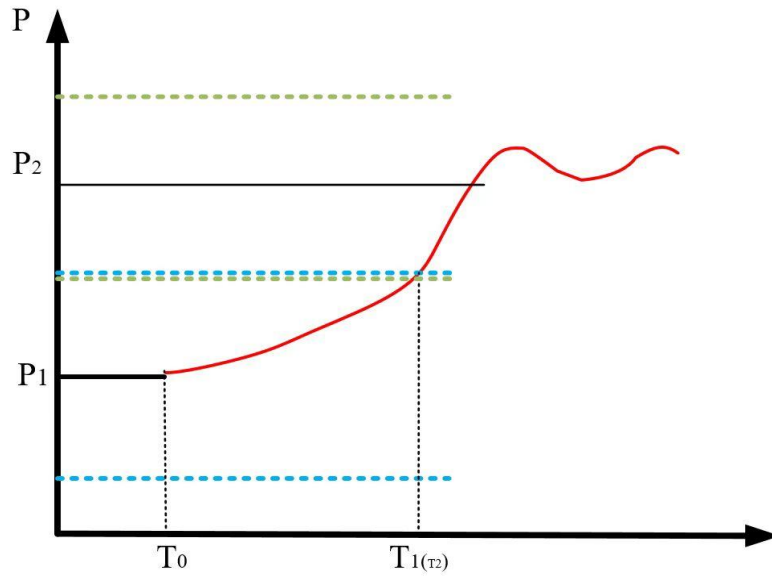
向与指令方向相反



此种情况下, k_3 计算方法与场景一相同, 调频里程 S 、 k_1 、 k_2 计算方法如下:

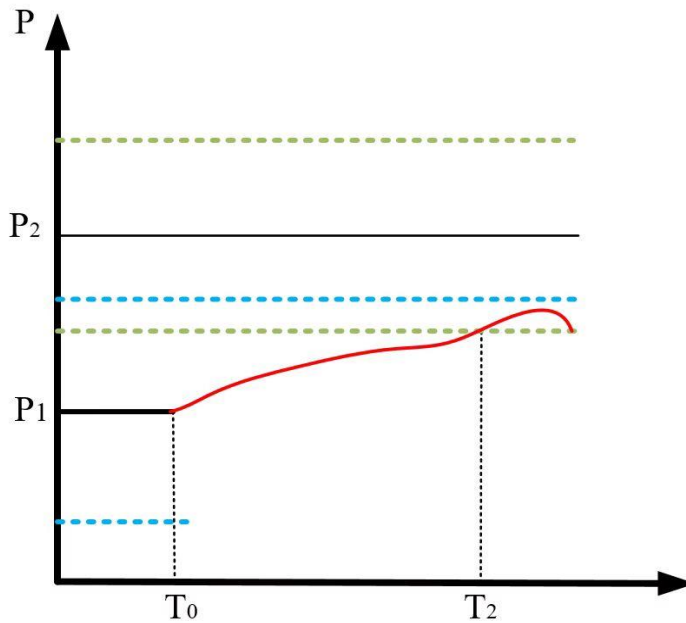
此种情况下, 调频里程 S 为 0。由于调节方向与指令方向相反, 因此将 k_1 赋值为 0.01。同时因未进入调节死区, 无法产生有效调节精度 k_2 值, 因此将 k_2 赋值为 0.01。

四、机组出响应死区的同时就进调节死区



此种情况下， T_2 与 T_1 时刻相同，调频里程 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法与场景一相同。

五、机组没出响应死区但进入调节死区



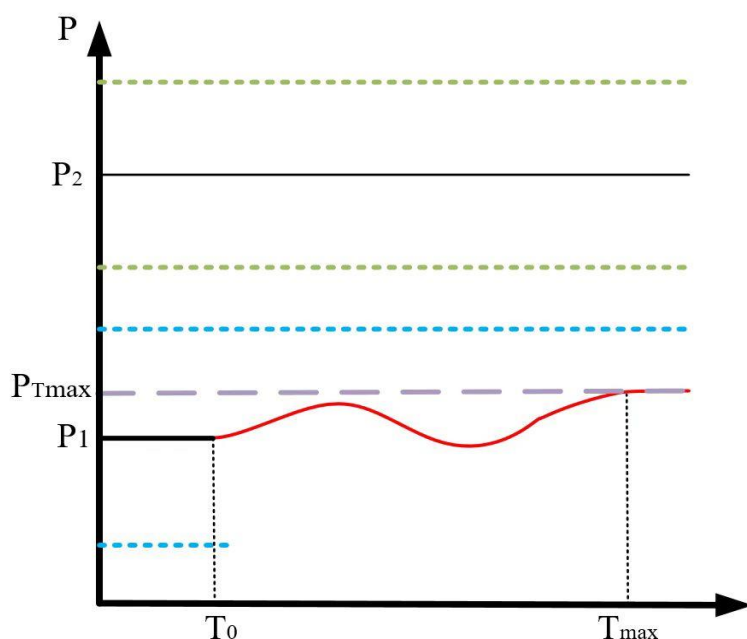
此种情况下， k_1 、 k_2 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_{T_0}|$$

此种情况下，受分配策略影响，机组没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为1。

(一) 机组没出响应死区也没进调节死区



此种情况下， k_1 计算方法与场景一相同，调频里程 S 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为机组最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S = |P_{T_{MAX}} - P_{T_0}|$$

此种情况下，同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为0.01。同时由于机组自身原因造成没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为0.01。

辽宁省电力市场结算实施细则

(V3.0征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为指导、规范、明确辽宁电力市场电费结算相关工作开展，维护电力交易各方合法权益和社会公众利益，构建安全、合理、高效的市场体系，制定本细则。

第二条 本实施细则适用于辽宁省电力市场电费结算工作，包括批发市场和零售市场。

第三条 辽宁省电力市场结算实施细则编制引用以下文件：《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《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）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）

第二章 结算原则

第一节 结算模式

第四条 辽宁电力中长期市场根据中长期合约分解电量及合约价格进行结算。市场初期，市场主体的中长期合约结算参考点即为现货市场统一结算点。

第五条 对于核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组、220千伏及以上新能源场站，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

对于66千伏及以下燃煤机组、新能源场站，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，按照实时市场统一结算价格进行结算。

第六条 对于批发用户和售电公司，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

对于电网企业（代理购电），日前市场申报电量与代理购

电合约分解电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价结算；实际用电量与日前市场申报电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价结算。电网企业代理购电月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量）与现货市场按时段合计实际用电量的偏差部分，按照实时市场统一结算点电价的月度加权价进行结算，即偏差电费。

对于煤改电用户，实际用电量全电量按照中长期合约电价进行结算。

电网代理购电用户月度实际结算电量执行电网企业代理购电价格，电网企业在代理工商业用户参与中长期交易时，交易曲线参考非市场化用电典型曲线形成。电网企业代理工商业用户购电形成的偏差电费，向全体电网代理购电用户分摊或分享。

第七条 电化学储能日前现货市场出清的充电、放电上网电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前节点电价结算；实际充电、放电上网电量（含选择“报量不报价”参与现货市场的电化学储能调频时段产生的充放电量）与日前现货市场出清电量的偏差电量，按照实时节点电价结算。

电化学储能充电时其相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。市场初期，电化学储能暂不承担市场运营费用、上网环节线损费用、系统运行费用的分摊及返还。

第八条 热储能日前出清电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前出清电量的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

第九条 辅助服务费用结算按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行。

第十条 零售市场结算依据售电公司、零售用户和电网企业三方签订市场化零售交易电费结算协议执行。

第十一条 各市场主体“两个细则”考核、补偿以及相应的分摊或返还费用具体结算方式详见东北电网“两个细则”相关规定开展结算。

第二节 结算周期

第十二条 电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

电力零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

第三节 结算时段

第十三条 批发市场以每15分钟为一个结算时段。

第四节 结算电量

第十四条 根据电网企业提供的计量数据，计算形成发

电企业各机组各时段上网电量、用户各时段用电量，作为结算电量。

第五节 结算电价

第十五条 市场主体结算电价执行方式为：

（一）核电机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组、220千伏及以上新能源场站、电化学储能、220千伏及以上背压机组以现货市场节点电价作为现货电能量市场结算价格；66千伏及以下的燃煤机组与新能源场站以现货市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格；以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格。

（二）批发用户、售电公司、热储能、电网企业（代理购电）以现货市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。

（三）零售市场用户以售电公司与其签订的结算电价、偏差电价作为结算依据。

（四）电网企业代理购电用户实际用电量按照电网企业月度公布的代理购电价格结算。电网企业代理购电用户代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费等）、代理工商业用户实际用电量等按月测算，用户应与电网企业依据相应规则约定分时定价结算方案。

（五）在电力现货市场价格连续48小时超过年度中长期合约价格的2倍后，相应时段内的日前、实时现货市场价格按

照年度中长期合约价格的2倍结算。恢复正常限价的时间由市场管理委员会提出建议，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局同意后执行。

第三章 结算流程

第十六条 市场结算需准备以下数据：

（一）D-2日17:00前，上级电力交易机构将D日省间政府合约结算依据、跨区跨省电力中长期交易合约结算依据等信息推送至电力交易机构。

（二）D-1日17:30前，电力调度机构将日前市场出清结果推送至电力交易机构和电网企业，通过电力交易平台进行发布。

（三）D+1日17:30前，电力交易机构汇总省间结算依据、省内电力中长期交易合约结算依据等信息向电力调度机构和电网企业推送。

（四）D+1日17:30前，电力调度机构将D日实时市场、调频市场出清信息推送至电力交易机构和电网企业。

（五）D+4日，电力交易机构和电网企业获取D日市场用户和机组电量数据，计算并推送实时统一结算点电价信息。

第十七条 市场按以下流程发布账单：

（一）运行日后第8天（D+8日），通过电力交易平台发布日清分预账单。发布后3天内，市场主体进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意

见经双方确认一致后，形成日清分账单确认结果。

（二）运行日后第11天（D+11日），通过电力交易平台发布日清分正式账单。

（三）次月第11天（M+11日），获取省间合约偏差调整电量、发电侧和用电侧调平电量、当月及历史追退补电量。

（四）次月第11天（M+11日），通过电力交易平台发布月结算预账单，发布后3天内，市场主体进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经双方确认一致后，形成月结算账单确认结果。

（五）次月第17天（M+17日），通过电力交易平台发布月结算正式账单。

第十八条 批发市场按以下流程进行结算：

（一）结算电量核对。电网企业按日向交易中心推送发电企业关口及机组分劈表计分时数据，每月第11天前发电企业对上月结算电量数据进行确认。

（二）结算依据获取。交易中心每月出具结算依据，并推送至电网企业。

（三）电费计算核对。电网企业每月将接收到的结算依据进行计算核对，按匹配好的政府批复电价和市场化交易形成的电价计算电费以及售电公司电费等。

（四）电费结算单生成。电网企业依据电费计算结果生成电费结算单。

(五) 电费结算单确认。电费结算单发布后3个工作日内,市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议,提出反馈意见,逾期未反馈的视为确认。反馈意见经相关市场主体确认一致后,形成电费结算单确认结果,并在交易平台进行公布。

(六) 电费结算单公布。电网企业按电费结算单确认结果生成正式电费结算单,由交易中心发布至相关市场主体。电网企业和市场主体按照合约或法律法规的规定完成电费收支。

第十九条 零售市场按以下流程进行结算:

(一) 零售市场结算流程参照本细则“第十八条”批发市场结算流程。

(二) 零售市场的日清分仅针对售电公司。

第四章 电能量电费

第一节 发电企业电能量电费

第二十条 发电企业电能量电费包含省间中长期合约电费、省间日前市场电能量电费、省间日内市场电能量电费、省内中长期合约电费、省内日前市场电能量电费、省内实时市场电能量电费、中长期合约阻塞费用、调平电费等。计算公式如下:

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省间合约},i} + R_{\text{省间日前},i} + R_{\text{省间日内},i} + R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{省内日前},i} + R_{\text{省内实时},i} + R_{\text{合约阻塞},i} + R_{\text{发电侧价差调整分摊},i} + R_{\text{调平发电},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为发电企业*i*月度电能量电费；

$R_{\text{省间合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期合约电费；

$R_{\text{省间日前},i}$ 为发电企业*i*月度省间日前市场电能量电费；

$R_{\text{省间日内},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场电能量电费；

$R_{\text{省内合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期合约电费；

$R_{\text{省内日前},i}$ 为发电企业*i*月度省内日前市场电能量电费；

$R_{\text{省内实时},i}$ 为发电企业*i*月度省内实时市场电能量电费；

$R_{\text{合约阻塞},i}$ 为发电企业*i*月度中长期合约阻塞费用；

$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i}$ 为发电企业*i*月度用电侧价差调整费用分摊或返还；

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业*i*月度调平费用。

第二十一条 省间中长期合约电费。根据发电企业分解至*t*时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价计算省间中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约},i,t} \times P_{\text{省间合约},i,t}) + R_{\text{省间合约偏差},i}$$

其中：

$$R_{\text{省间合约偏差},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约分时调整},i,t} \times P_{\text{省间合约},i,t}) + Q_{\text{省间合约月度调整},i} \times P_{\text{省间合约加权},i}$$

式中：

$R_{\text{省间合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期合约电费；

$Q_{\text{省间合约},i,t}$ 为发电企业 i 在 t 时段的省间中长期净合约分解电量;

$P_{\text{省间合约},i,t}$ 为发电企业 i 在 t 时段省间中长期净合约价格;

$R_{\text{省间偏差},i}$ 为发电企业 i 月度省间中长期合约偏差调整费用;

$Q_{\text{省间合约分时调整},i,t}$ 为发电企业 i 在 t 时段省间中长期合约偏差调整电量, 正数为增加合约电量, 负数为减少合约电量;

$Q_{\text{省间合约月度调整},i}$ 为发电企业 i 月度省间中长期合约执行偏差调整电量。即存在省间中长期合约的发电企业, 承担省间联络线实际执行电量与合约电量偏差的部分比例, 正数为增加合约电量, 负数为减少合约电量;

$P_{\text{省间合约加权},i}$ 为发电企业 i 月度省间中长期合约加权均价。

第二十二条 省间日前市场电能量电费。根据发电企业省间日前市场交易结算电量与省间日前市场节点电价计算电费, 计算公式如下:

$$R_{\text{省间日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间日前},i,t} \times P_{\text{省间日前},i,t})$$

式中:

$R_{\text{省间日前},i}$ 为发电企业 i 月度省间现货日前交易费用;

$Q_{\text{省间日前},i,t}$ 为发电企业 i 在 t 时段的省间日前市场交易结算电量;

$P_{\text{省间日前},i,t}$ 为发电企业 i 在 t 时段省间日前市场节点电价。

第二十三条 省间日内市场电能量电费。根据发电企业省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价计算省间日内市场电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间日内},i,t} \times P_{\text{省间日内},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省间日内},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场电能量电费；

$Q_{\text{省间日内},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省间日内市场节点电价。

第二十四条 省内中长期合约电费。根据发电企业分解至*t*时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价计算省内中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内合约},i,t} \times P_{\text{省内合约},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期合约电费；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约分解电量（含代理购电合约、省内优先发电合约）；

$P_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约电价。

其中，新能源场站、核电机组*t*时段的省内优先发电合约分解电量按照日前申报的功率预测曲线、出力曲线的固定比例分解。计算公式如下：

$$Q_{\text{省内优先发电合约},i} = Q_{\text{日前申报},i,t} \times \alpha_{\text{省内优先发电合约}}$$

式中：

$Q_{\text{省内优先发电合约},i,t}$ 为新能源场站、核电机组*i*在*t*时段的省内优先发电分解电量；

$Q_{\text{日前申报},i,t}$ 为新能源场站、核电机组*i*在*t*时段日前短期功率预测曲线、出力曲线折算的日前短期功率预测电量、发电量；

$\alpha_{\text{省内优先发电合约}}$ 为新能源场站、核电机组省内优先发电合约分电比。依据市场化风电、光伏与核电企业的月度保障性优先发电合同占其月度签订的总合同的比例确定：

$$\alpha_{\text{省内优先合约（风电）}} = \frac{T_{\text{月度优先发电合同（风电）}}}{T_{\text{月度总合同（风电）}}}$$

$$\alpha_{\text{省内优先合约（光伏）}} = \frac{T_{\text{月度优先发电合同（光伏）}}}{T_{\text{月度总合同（光伏）}}}$$

$$\alpha_{\text{省内优先合约（核电）}} = \frac{T_{\text{月度优先发电合同（核电）}}}{T_{\text{月度总合同（核电）}}}$$

式中：

$\alpha_{\text{省内优先发电合约（风电）}}$ 、 $\alpha_{\text{省内优先发电合约（光伏）}}$ 、 $\alpha_{\text{省内优先发电合约（核电）}}$ 分别为市场化风电、光伏场站与核电机组的省内优先发电合约分电比；

$T_{\text{月度优先发电合同（光伏）}}$ 、 $T_{\text{月度优先发电合同（风电）}}$ 、 $T_{\text{月度优先发电合同（核电）}}$ 分别为市场化风电、光伏与核电企业的月前签订的保障性优先发电合同；

$T_{\text{月度总合同(光伏)}}$ 、 $T_{\text{月度总合同(风电)}}$ 、 $T_{\text{月度总合同(核电)}}$ 分别为市场化风电、光伏与核电企业的月度签订的总合同。

第二十五条 省内日前市场电能量电费。根据发电企业省内日前市场结算电量与省内日前市场节点电价或统一结算点电价计算省内日前市场电能电费，计算公式如下：

对于核电机组、竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上新能源场站：

$$R_{\text{省内日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},i,t} \times LMP_{\text{省内日前},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内日前},i}$ 为发电企业*i*月度省内日前市场电能量电费；

$Q_{\text{省内日前},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内日前市场结算电量，即日前市场出清上网电量 $Q_{\text{日前出清},i,t}$ 与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},i,t} = Q_{\text{日前出清},i,t} - Q_{\text{省内合约},i,t} - Q_{\text{省间合约},i,t} - Q_{\text{省间日前},i,t}$$

$P_{\text{省内日前},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省内日前市场节点电价。

对于66千伏及以下燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},i,t} \times LMP_{\text{日前统一},t})$$

式中：

$LMP_{\text{日前统一},t}$ 为*t*时段省内日前市场统一结算点电价。

第二十六条 省内实时市场电能量电费。根据发电企业省内实时市场结算电量与省内实时市场节点电价或统一结

算点电价计算省内实时市场电能电费，计算公式如下：

对于核电机组、竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},i,t} \times LMP_{\text{省内实时},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内实时},i}$ 为发电企业*i*月度省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{省内实时},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内实时市场结算电量，即日实际上网电量 $Q_{\text{日上网},i,t}$ 与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内实时},i,t} = Q_{\text{日上网},i,t} - Q_{\text{日前出清},i,t} - Q_{\text{省间日内},i,t}$$

$P_{\text{省内实时},i,t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省内实时市场节点电价。

对于 66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},i,t} \times LMP_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$LMP_{\text{实时统一},t}$ 为*t*时段省内实时市场统一结算点电价。

第二十七条 中长期合约阻塞费用。根据发电企业电能量电费计算过程中未依据日前现货市场节点电价结算的中长期合约或其他电量，按照发电企业所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值计算的合约阻塞费用，纳入中长期合约电费管理，计算公式如下：

$$R_{\text{合约阻塞},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[(Q_{\text{省间合约},i,t} + Q_{\text{省间日前},i,t} + Q_{\text{省内合约},i,t}) \times (LMP_{\text{省内日前},i,t} - LMP_{\text{日前统一},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{合约阻塞},i}$ 为按节点电价结算的发电企业*i*月度各类中长期合约阻塞费用；

$LMP_{\text{日前统一},t}$ 为 *t* 时段省内日前市场统一结算点电价。

第二十八条 发电侧价差调整费用。发电侧价差调整费用指正式日结算依据发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，按照退补原则不再修改日结算依据结果时，统一结算点电价变化引起66千伏及以下的燃煤机组与新能源场站日前与实时电能量差费。

（一）计算方式

$$R_{\text{发电侧价差调整}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内日前},t} \times (LMP'_{\text{日前统一},t} - LMP_{\text{日前统一},t}) \right] + \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内实时},t} \times (LMP'_{\text{实时统一},t} - LMP_{\text{实时统一},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{发电侧价差调整}}$ 为月度发电侧价差调整费用；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为 *t* 时段 66 千伏及以下的燃煤机组与新能源场站按照日前统一结算点电价结算的各类结算电量之和；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为 t 时段 66 千伏及以上的燃煤机组与新能源场站按照实时统一结算点电价结算的各类结算电量之和;

$LMP'_{\text{日前统一},t}$ 为结构变化后 t 时段日前市场统一结算点电价;

$LMP'_{\text{实时统一},t}$ 为结构变化后 t 时段实时市场统一结算点电价。

(二) 分摊返还方式

该项费用按月统计,由 66 千伏及以上的燃煤机组与新能源场站按月度实际上网电量分摊或返还。

$$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i} = \frac{Q_{\text{发电},i}}{\sum_i Q_{\text{发电},i}} \times R_{\text{发电侧价差调整}}$$

式中:

$R_{\text{发电侧价差调整分摊},i}$ 为 66 千伏及以上的燃煤机组与新能源场站 i 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

第二十九条 发电企业调平电费

计算公式如下:

$$R_{\text{调平发电},i} = Q_{\text{调平发电},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中:

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度发电侧调平费用;

$Q_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差。多个主体或同一主体不同价格的新能

源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电侧调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

第二节 电化学储能电能量电费

第三十条 电化学储能电能量电费包含省内中长期合约电费（含中长期合约阻塞费用）、省内现货电能量电费、调平电费等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{省内现货},i} + R_{\text{调平储能},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为电化学储能*i*月度电能量电费；

$R_{\text{省内合约},i}$ 为电化学储能*i*月度省内中长期合约电费；

$R_{\text{省内现货},i}$ 为电化学储能*i*月度省内现货电能量电费；

$R_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能*i*月度调平费用。

第三十一条 省内中长期合约电费。根据电化学储能分解至*t*时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价，以及省内日前市场节点电价、日前统一结算点电价计算省内中长期合约电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{放电合约},i,t} \times (P_{\text{放电合约},i,t} + LMP_{\text{省内日前},i,t} - LMP_{\text{日前统一},t}) \right] + \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{充电合约},i,t} \times (P_{\text{充电合约},i,t} + LMP_{\text{省内日前},i,t} - LMP_{\text{日前统一},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省内合约},i}$ 为电化学储能*i*月度省内中长期合约电费；

$Q_{\text{放电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内放电中长期净合约分解电量； $Q_{\text{充电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内充电中长期净合约分解电量（放电中长期合约电量记为正数，充电中长期合约电量记为负数）。

$P_{\text{放电合约},i,t}$ 、 $P_{\text{充电合约},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的省内放、充电中长期净合约电价。

第三十二条 省内现货电能量电费。根据电化学储能省内现货市场充放电结算电量与省内日前市场、实时节点电价计算省内现货电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内现货},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{日前偏差},i,t} \times LMP_{\text{省内日前},i,t}) + \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{实时偏差},i,t} \times LMP_{\text{省内实时},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内现货},i}$ 为电化学储能*i*月度省内现货电能量电费；

$Q_{\text{日前偏差},i,t}$ 为电化学储能*i*在*t*时段的日前充放电结算电量，即日前现货市场出清的充电、放电上网电量 $Q_{\text{日前充放电},i,t}$ （放电

电量计为正值，充电电量记为负值）与相应时段中长期净合约分解电量（放电中长期合约电量记为正数，充电中长期合约电量记为负数）的偏差电量，即：

$$Q_{\text{日前偏差},i,t} = Q_{\text{日前充放电},i,t} - (Q_{\text{放电合约},i,t} + Q_{\text{充电合约},i,t})$$

$Q_{\text{实时偏差},i,t}$ 为电化学储能 i 在 t 时段的实际充放电结算电量，即实际充电、放电上网电量 $Q_{\text{实际充放电},i,t}$ （放电电量计为正值，放电电量记为负值）与相应时段 $Q_{\text{日前充放电},i,t}$ 的偏差电量，即：

$$Q_{\text{实时偏差},i,t} = Q_{\text{实际充放电},i,t} - Q_{\text{日前充放电},i,t}$$

第三十三条 电化学储能调平费用计算公式如下：

$$R_{\text{调平储能},i} = Q_{\text{调平储能},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能 i 月度调平费用（正数记为电费收入，负数记为电费支出）；

$Q_{\text{调平储能},i}$ 为电化学储能 i 月度实际充放电量与现货、调频市场按时段合计充放电量之差。

第三节 批发市场用户和热储能电能量电费

第三十四条 批发市场用户、热储能电能量电费包含省间中长期合约电费、省间日前市场电能量电费、省间日内市场电能量电费、省内中长期合约电费、省内日前市场电能量电费、省内实时市场电能量电费、调平电费、用电侧价差调整费用分摊或返还等。计算公式如下：

$$C_{\text{电能},j} = C_{\text{省间合约},j} + C_{\text{省内合约},j} + C_{\text{省内日前},j} + C_{\text{省内实时},j} + C_{\text{调平用电},j} + C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度电能量电费；

$C_{\text{省间合约},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期合约电费；

$C_{\text{省内合约},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内中长期合约电费；

$C_{\text{省内日前},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内日前市场电能量电费；

$C_{\text{省内实时},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内实时市场电能量电费；

$C_{\text{用户侧价差调整分摊},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还；

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧调平电费。

第三十五条 省间中长期合约电能电费。根据批发市场用户、热储能分解至 t 时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价计算省间中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间合约},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约},j,t} \times P_{\text{省间合约},j,t}) + C_{\text{省间合约偏差},j}$$

其中：

$$C_{\text{省间合约偏差},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约分时调整},j,t} \times P_{\text{省间合约},j,t}) + Q_{\text{省间合约月度调整},j} \times P_{\text{省间合约加权},j}$$

式中：

$C_{\text{省间合约},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期合约电费；

$Q_{\text{省间合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段的省间中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省间合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段省间中长期净合约价格；

$R_{\text{省间偏差},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期合约偏差调整费用；

$Q_{\text{省间合约分时调整},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段省间中长期合约偏差调整电量，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间合约月度调整},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期合约执行偏差调整电量。即存在省间中长期合约的批发市场用户，承担省间联络线实际执行电量与合约电量偏差的部分比例，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{省间合约加权},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省间中长期合约加权均价。

第三十六条 省内中长期合约电能电费。根据批发市场

用户、热储能分解至t时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价计算省内中长期合约电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内合约},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内合约},j,t} \times P_{\text{省内合约},j,t})$$

式中：

$C_{\text{省内合约},j}$ 为批发市场用户、热储能j月度省内中长期合约电费；

$Q_{\text{省内合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能j在t时段的省内中长期净合约分解电量（电网企业代理购电为代理购电合约分解电量）；

$P_{\text{省内合约},j,t}$ 为批发市场用户、热储能j在t时段的省内中长期净合约电价。

第三十七条 省内日前市场电能量电费。根据批发市场用户、热储能省内日前市场结算电量与省内日前市场统一结算点电价计算省内日前市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内日前},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},j,t} \times LMP_{\text{日前统一},t})$$

式中：

$C_{\text{省内日前},j}$ 为批发市场用户、热储能j月度省内日前市场电能量电费；

$Q_{\text{省内日前},j,t}$ 为批发市场用户、热储能j在t时段的省内日前市场结算电量，其中：

对于热储能， $Q_{\text{省内日前},j,t}$ 为 t 时段日前出清用电量 $Q_{\text{日前出清},j,t}$ 与中长期净合约分解电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},j,t} = Q_{\text{日前出清},j,t} - Q_{\text{省内合约},j,t} - Q_{\text{省间合约},j,t}$$

对于批发市场用户， $Q_{\text{省内日前},j,t}$ 即为 t 时段日前申报电量 $Q_{\text{日前申报},j,t}$ 与中长期净合约分解电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},j,t} = Q_{\text{日前申报},j,t} - Q_{\text{省内合约},j,t} - Q_{\text{省间合约},j,t}$$

第三十八条 省内实时市场电能量电费。根据批发市场用户、热储能省内实时市场结算电量与省内实时市场统一结算点电价计算省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内实时},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},j,t} \times LMP_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$C_{\text{省内实时},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{省内实时},j,t}$ 为批发市场用户、热储能 j 在 t 时段的省内实时市场结算电量，其中：

对于热储能， $Q_{\text{省内实时},j,t}$ 为 t 时段日实际用电量 $Q_{\text{日用电},j,t}$ 与日前出清电量 $Q_{\text{日前出清},j,t}$ 的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内实时},j,t} = Q_{\text{日用电},j,t} - Q_{\text{日前出清},j,t}$$

对于批发市场用户， $Q_{\text{省内实时},j,t}$ 为 t 时段日实际用电量 $Q_{\text{日用电},j,t}$ 与日前申报电量的偏差电量：

$$Q_{\text{省内实时},j,t} = Q_{\text{日用电},j,t} - Q_{\text{日前申报},j,t}$$

第三十九条 用电侧价差调整费用。用电侧价差调整费用指正式日结算依据发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，按照退补原则不再修改日结算依据结果时，统一结算点电价变化引起批发市场用户、热储能日前与实时电能量差费。

（一）计算方式

$$C_{\text{用电侧价差调整}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内日前},t} \times (LMP'_{\text{日前统一},t} - LMP_{\text{日前统一},t}) \right] + \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{省内实时},t} \times (LMP'_{\text{实时统一},t} - LMP_{\text{实时统一},t}) \right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧价差调整}}$ 为月度用电侧价差调整费用；

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为 t 时段批发市场用户、热储能按照日前统一结算点电价结算的各类结算电量之和；

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为 t 时段批发市场用户、热储能按照实时统一结算点电价结算的各类结算电量之和；

$LMP'_{\text{日前统一},t}$ 为结构变化后 t 时段日前市场统一结算点电价；

$LMP'_{\text{实时统一},t}$ 为结构变化后 t 时段实时市场统一结算点电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，由批发市场用户、热储能按月度实

际用电量分摊或返还。

$$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times C_{\text{用电侧价差调整}}$$

式中：

$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

第四十条 用电侧调平电费计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电},j} = Q_{\text{调平用电},j} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度发电侧调平费用；
 $Q_{\text{调平用电},j}$ 为批发市场用户、热储能 j 月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量，下同）与现货市场按时段合计实际用电量（抄见电量按时段扣减非市场化电量部分）之差。

第五章 市场运营不平衡费用

第一节 成本补偿类费用

第四十一条 启动补偿费用是指日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，对机组的启动进行补偿的费用，根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

(一) 计算方式

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum_x P_{\text{启动},i,x}$$

其中:

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为机组*i*月度总启动补偿费用;

$P_{\text{启动},i,x}$ 为机组*i*月度第*x*次启动报价或核定价格。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用电侧按1: $K_{\text{启动}}$ 比例分摊，发电侧由新能源场站按月度实际上网电量（扣除省间日内现货交易结算电量）比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、热储能按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{启动}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{启动}}}{1+K_{\text{启动}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

式中:

$R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}$ 为发电企业*i*月度启动补偿费用分摊;

$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度启动补偿费用分摊;

$R_{\text{启动补偿}}$ 为月度总启动补偿费用。

第四十二条 必开机组补偿费用是指因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行

所产生的成本，对其进行必开成本补偿的费用。

（一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第六十六条”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用电侧按1: $K_{\text{必开}}$ 比例分摊，发电侧由发电企业按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{必开}}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

$$C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{必开}}}{1+K_{\text{必开}}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

式中：

$R_{\text{必开补偿分摊(发电),i}}$ 为发电企业*i*月度必开机组补偿费用分摊；

$C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度必开机组补偿费用分摊；

$R_{\text{必开补偿}}$ 为月度总必开机组补偿费用。

第四十三条 必停机组补偿费用是指若因系统安全约束的日内临时新增停机机组在现货市场中的收益为负，对其进行必停补偿的费用。

（一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第六十七条”。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用电侧按1: $K_{\text{必停}}$ 比例分摊，发电侧由发电企业按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、热储能按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{必停补偿分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{必停}}} \times R_{\text{必停补偿}}$$

$$C_{\text{必停补偿分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{必停}}}{1+K_{\text{必停}}} \times R_{\text{必停补偿}}$$

式中：

$R_{\text{必停补偿分摊(发电)},i}$ 为发电企业*i*月度必停机组补偿费用分摊；

$C_{\text{必停补偿分摊(用电)},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度必停机组补偿费用分摊；

$R_{\text{必停补偿}}$ 为月度总必停机组补偿费用。

第二节 结构平衡类费用

第四十四条 阻塞平衡费用是指实时现货市场中，发电侧以节点电价进行电能量电费结算，用电侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收费用和应付费用之间的偏差费用。

(一) 计算方式

$$R_{\text{阻塞}} = \sum_d^D \sum_i^I \sum_t^{96} \left[(Q_{\text{省内日前},i,t} + Q_{\text{省间日内},i,t}) \times (LMP_{\text{省内实时},i,t} - LMP_{\text{实时统一},t}) \right]$$

式中:

$R_{\text{实时阻塞}}$ 为月度阻塞平衡费用;

$Q_{\text{省内日前},i,t}$ 为按节点电价结算的发电企业*i*日前市场*t*时段的出清上网电量;

$Q_{\text{省间日内},i,t}$ 为按节点电价结算的发电企业*i*在*t*时段的省间日内市场交易结算电量。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计,在发电侧和用电侧之间按 1: $K_{\text{阻塞}}$ 比例承担。发电侧由发电企业之间按实际月度上网电量进行比例分摊,用电侧由批发市场用户、热储能按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{阻塞分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{K_{\text{阻塞}} + 1} \times R_{\text{阻塞}}$$

$$C_{\text{阻塞分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{阻塞}}}{K_{\text{阻塞}} + 1} \times R_{\text{阻塞}}$$

式中:

$R_{\text{实时阻塞分摊(发电)},i}$ 为发电企业*i*月度阻塞费用分摊;

$C_{\text{实时阻塞分摊(用电)},j}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度阻塞费用

分摊。

第四十五条 余缺双轨制费用指市场化发、用电侧按照实际上网、用（充）电量结算时，由于结构不平衡产生的总电费偏差综合考虑上网环节线损费用及其代理采购损益、电价交叉补贴新增损益等费用影响后的盈余或亏损。

（一）计算方式

$$R_{\text{余缺双轨制}} = (C_{\text{月电能}} - R_{\text{月省内市场化电能}}) - (Q_{\text{月用电}} - Q_{\text{月省内市场化上网}}) \times P_{\text{基准}} - R_{\text{阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{余缺双轨制}}$ 为月度省内余缺双轨制费用；

$C_{\text{月电能}}$ 为全网批发市场用户、热储能月度省内电能量电费（含追退补）；

$Q_{\text{月用电}}$ 为全网批发市场用户、热储能月度省内实际用电量；

$Q_{\text{月省内市场化上网}}$ 为发电企业、电化学储能月度省内市场化折算上网电量(含部分暂未参与现货市场发电机组的省内中长期市场化折算上网电量)；

$P_{\text{基准}}$ 为省内市场化机组基数电量加权均价；

$R_{\text{月省内市场化电能}}$ 为省内市场化发电企业、电化学储能月度省内电能量电费（含追退补）；

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间平均分配，发电侧由发电企业按月度实际上网电量（扣除省间日前、日

内现货交易结算电量)比例进行分摊,用电侧由批发市场用户、热储能按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{余缺双轨制分摊(发电),i}} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{R_{\text{余缺双轨制}}}{2}$$

$$C_{\text{余缺双轨制分摊(用电),j}} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{R_{\text{余缺双轨制}}}{2}$$

式中:

$R_{\text{余缺双轨制分摊(发电),i}}$ 为发电企业*i*月度余缺双轨制费用分摊;

$C_{\text{余缺双轨制分摊(用电),j}}$ 为批发市场用户、热储能*j*月度余缺双轨制费用分摊。

第三节 市场调节类费用

第四十六条 执行偏差获利回收费用按以下原则执行:

(一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十条”。

(二) 返还方式

该项费用按月统计,按《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的市场主体月度实际上网电量或用(充)电量返还。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)} = \frac{Q_{\text{上网(用电)},i(j)}}{\sum_{i(j) \in \text{执行偏差}} Q_{\text{上网(用电)},i(j)}} \times R_{\text{执行偏差}}$$

式中：

$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)}$ 为《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的市场主体*i(j)*月度执行偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{执行偏差}}$ 为月度《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》明确执行偏差获利回收费用的市场主体执行偏差获利回收总费用。

第四十七条 非停获利回收费用。竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上背压机组、核电机组非停获利回收费用按以下原则执行：

（一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十二条”。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至核电机组、竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上背压机组。

$$R_{\text{非停获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{非停}}$$

式中：

$R_{\text{非停获利回收返还},i}$ 为核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组*i*月度非停获利回收返还费用；

$R_{\text{非停}}$ 为月度总核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组非停获利回收费用。

第四十八条 启停偏差获利回收费用。竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220 千伏及以上背压机组、核电机组启停偏差获利回收费用按以下原则执行：

（一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十三条”。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至核电机组、竞价火电机组、按公用电厂管理的自备电厂、220千伏及以上背压机组。

$$R_{\text{启停偏差获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{启停偏差}}$$

式中：

$R_{\text{启停偏差获利回收返还},i}$ 为核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组*i*月度启停偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{启停偏差}}$ 为月度总核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、竞价火电机组启停偏差获利回收费用。

第四十九条 竞价火电机组限高考核费用按以下原则执行：

(一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十四条”。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还竞价火电机组。

$$R_{\text{限高考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{限高}}$$

式中：

$R_{\text{限高考核返还},i}$ 为竞价火电机组*i*月度燃煤机组限高考核返还费用；

$R_{\text{限高}}$ 为月度总竞价火电机组限高考核费用。

第五十条 竞价火电机组限低考核费用按以下原则执行：

（一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第七十五条”。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还竞价火电机组。

$$R_{\text{限低考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{限低}}$$

式中：

$R_{\text{限低考核返还},i}$ 为竞价火电机组*i*月度限低考核返还费用；

$R_{\text{限低}}$ 为月度总竞价火电机组限低考核费用。

第五十一条 发电侧中长期缺额考核费用。中长期市场分时段交易开展前，若发电机组省内中长期合约总量（常规交易和分时段交易合约的总和）月内按照时段分解电量低于实际用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量） $BLT_{\text{发电}}\%$ ，按照分时燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场分时加权均价的价差绝对值的 $L_{\text{发电机组分时缺额}}$ 倍进行考核。

（一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},i} < Q_{\text{上网},i} \times BLT_{\text{发电}}\%$ 时：

$$R_{\text{发电机组中长期缺额考核},i} = \left(Q_{\text{上网},i} \times BLT_{\text{发电}} \% - Q_{\text{省内合约},i} \right) \times L_{\text{发电机组分时缺额}} \times \left| P_{\text{省内实时加权}} - P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}} \right|$$

式中：

$R_{\text{发电机组中长期缺额考核},i}$ 为发电机组*i*分时发电机组中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{省内合约},j}$ 为发电机组*i*分时省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}}$ 为分时燃煤机组省内中长期直接交易合约加权均价；

$L_{\text{发电机组分时缺额}}$ 为发电侧中长期缺额考核系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按中长期直接交易合约电量的比例返还至批发市场用户。

$$C_{\text{发电机组中长期缺额考核返还},j} = \frac{Q_{\text{省内直接交易合约},j}}{\sum_j Q_{\text{省内直接交易合约},j}} \times R_{\text{发电机组中长期缺额考核}}$$

式中：

$C_{\text{发电机组中长期缺额考核返还},j}$ 为批发市场用户、虚拟电厂、热储能*j*月度燃煤核电机组中长期缺额考核返还费用；

$Q_{\text{省内直接交易合约},j}$ 为批发市场用户、虚拟电厂、热储能*j*分时省内中长期直接交易合约电量；

$R_{\text{发电机组中长期缺额考核}}$ 为分时总发电机组中长期缺额考核费用。

第五十二条 新能源功率预测偏差考核费用

(一) 计算方式

暂参考《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“第六十八条”的相关规定。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至全网所有新能源场站。

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{新能源功率预测偏差考核}}$$

式中：

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i}$ 为新能源场站*i*月度新能源功率预测偏差考核返还费用；

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核}}$ 为月度总新能源功率预测偏差考核费用。

第五十三条 新能源超额获利回收费用。对于选择“报量不报价”模式参与现货市场的新能源场站实时市场每个时段实际上网电量与日前市场申报短期功率预测电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场新能源场站的节点电价价差收益进行回收。

(一) 计算方式

$$Q_{\text{短期预测},i,t} > Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收上限}} \quad \text{且}$$

$$LMP_{\text{省内日前},i,t} > LMP_{\text{省内实时},i,t} \quad \text{时:}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\left(Q_{\text{短期预测},i,t} - Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收上限}} \right) \times \left(LMP_{\text{省内日前},i,t} - LMP_{\text{省内实时},i,t} \right) \right]$$

$$Q_{\text{短期预测},i,t} < Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收下限}} \quad \text{且}$$

$$LMP_{\text{省内日前},i,t} < LMP_{\text{省内实时},i,t} \quad \text{时:}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\left(Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收下限}} - Q_{\text{短期预测},i,t} \right) \times \left(LMP_{\text{省内实时},i,t} - LMP_{\text{省内日前},i,t} \right) \right]$$

式中:

$R_{\text{新能源超额获利回收},i}$ 为“报量不报价”参与现货市场的新能源场站*i*月度新能源超额获利回收费用;

$Q_{\text{短期预测},i,t}$ 为“报量不报价”参与现货市场的新能源场站*i*依据在*t*时段日前短期功率预测申报功率计算的日前短期功率预测上网电量;

$L_{\text{新能源超额回收上限}}$ 、 $L_{\text{新能源超额回收下限}}$ 为新能源超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计,按月度实际上网电量比例返还至发电企业。

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{新能源超额获利回收}}$$

式中：

$R_{\text{新能源超额获利回收返还},i}$ 为发电企业*i*月度新能源超额获利回收返还费用；

$R_{\text{新能源超额获利回收}}$ 为月度总新能源超额获利回收费用。

第五十四条 用电侧超额获利回收费用。对于售电公司实时市场每小时实际用电量与日前市场申报电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益进行回收。

（一）计算方式

$$Q_{\text{日前申报},j,h} > Q_{\text{实际},j,h} \times L_{\text{用电超额回收上限}} \text{ 且}$$

$$LMP_{\text{实时统一},h} > LMP_{\text{日前统一},h} \text{ 时:}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{日前申报},j,h} - Q_{\text{日电},j,h} \times L_{\text{用电超额回收上限}}) \times (LMP_{\text{实时统一},h} - LMP_{\text{日前统一},h}) \right]$$

$$Q_{\text{日前申报},j,h} < Q_{\text{实际},j,h} \times L_{\text{用电超额回收下限}} \text{ 且}$$

$$LMP_{\text{实时统一},h} < LMP_{\text{日前统一},h} \text{ 时:}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{日电},j,h} \times L_{\text{用电超额回收下限}} - Q_{\text{日前申报},j,h}) \times (LMP_{\text{日前统一},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧超额获利回收},j}$ 为售电公司 j 月度超额获利回收费用;

$Q_{\text{日前申报},j,h}$ 为售电公司 j 在 h 小时的省内日前申报电量;

$Q_{\text{日用电},j,h}$ 为售电公司 j 在 h 小时的日实际用电量;

$LMP_{\text{日前统一},h}$ 为 h 小时省内日前市场统一结算点电价(4 个对应时段价格的算术平均值, 下同);

$LMP_{\text{实时统一},h}$ 为 h 小时省内实时市场统一结算点电价(4 个对应时段价格的算术平均值, 下同);

$L_{\text{用电超额回收上限}}$ 、 $L_{\text{用电超额回收下限}}$ 为用电侧超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计, 按月度实际用电量比例返还至售电公司。

$$C_{\text{用电侧超额获利回收返还},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times C_{\text{用电侧超额获利回收}}$$

式中:

$C_{\text{用电侧超额获利回收返还},j}$ 为售电公司 j 月度用电侧超额获利回收返还费用;

$Q_{\text{用电},j}$ 为售电公司 j 月度实际用电量 j 相应时段的月度实际用电量;

$C_{\text{用电侧超额获利回收}}$ 为月度总用电侧超额获利回收费用。

第五十五条 用户侧中长期缺额考核费用

中长期市场分时段交易开展前，若批发市场用户中长期合约总量（常规交易和分时段交易合约的总和）月内按照时段分解电量低于实际用电量（不含总表计量中不参与市场部分的电量） $BLT_{\text{用户}}\%$ ，按照分时燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场分时加权均价的价差绝对值的 $L_{\text{用户分时缺额}}$ 倍进行考核。

（一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},j} < Q_{\text{用电},j} \times BLT_{\text{用户}}\%$ 时：

$$C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} = (Q_{\text{用电},j} \times BLT_{\text{用户}}\% - Q_{\text{省内合约},j}) \times L_{\text{用户分时缺额}} \times \left| P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}} - P_{\text{省内实时加权}} \right|$$

式中：

$C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j}$ 为批发市场用户 j 分时用户侧中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{省内合约},j}$ 为批发市场用户 j 分时省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}}$ 为分时燃煤机组省内中长期直接交易合约加权均价；

$L_{\text{用户分时缺额}}$ 为用户侧中长期缺额考核系数。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按分时中长期直接交易合约电量的比例返还至发电企业。

$$R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i} = \frac{Q_{\text{省内直接交易合约},i}}{\sum_i Q_{\text{省内直接交易合约},i}} \times C_{\text{用户侧中长期缺额考核}}$$

式中：

$R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i}$ 为发电企业*i*分时用户侧中长期缺额考核返还费用；

$Q_{\text{省内直接交易合约},i}$ 为发电企业*i*分选中长期直接交易合约电量；

$C_{\text{用户侧中长期缺额考核}}$ 为分时总用户侧中长期缺额考核费用。

第六章 总电费计算

第五十六条 市场主体结算依据包括电能量电费、系统运行费用（包含辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、市场运营费用等。结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。

市场主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应确认和评估查询是否有效，可要求市场主体追加信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规定进行调整。

第五十七条 发电企业总电费。发电企业*i*的总电费包括电能量电费、系统运行费用（辅助服务交易费用、煤电容量

电费等)、市场运营费用、“两个细则”费用等,计算公式如下:

$$R_{\text{发电企业总电费},i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{辅助服务},i} + R_{\text{煤电容量},i} + R_{\text{市场运营费用},i} + R_{\text{两个细则},i}$$

其中:

$R_{\text{辅助服务},i}$ 为发电企业 i 月度辅助服务费用,包括辅助服务补偿及分摊费用,按照《辽宁省电力辅助服务(调频)市场规则》有关规定执行;

$R_{\text{煤电容量},i}$ 为发电企业 i 月度煤电容量电费,按照国家及辽宁省有关规定执行;

$R_{\text{两个细则},i}$ 为发电企业 i 月度两个细则费用,按照东北电网两个细则有关规定执行。

$$\begin{aligned} R_{\text{市场运营费用},i} = & R_{\text{余缺双轨制分摊(发电)},i} + R_{\text{阻塞分摊(发电)},i} + \\ & (R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}) + (R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电)},i}) + \\ & (R_{\text{必停补偿},i} - R_{\text{必停补偿分摊(发电)},i}) + R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i} + \\ & (R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i} - R_{\text{新能源功率预测偏差考核},i}) + \\ & (R_{\text{新能源超额获利回收返还},i} - R_{\text{新能源超额获利回收},i}) + \\ & (R_{\text{燃煤限高考核返还},i} - R_{\text{限高},i} + R_{\text{燃煤限低考核返还},i} - R_{\text{限低},i}) - \\ & R_{\text{发电侧中长期缺额考核},i} + \\ & (R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i} + R_{\text{非停获利回收返还},i} - \\ & R_{\text{非停},i} + R_{\text{启停偏差获利回收返还},i} - R_{\text{启停偏差},i}) \end{aligned}$$

第五十八条 批发用户总电费。批发用户参与市场后,到

户电费 $C_{\text{批发用户总电费},j}$ 包含电能量电费、上网环节线损费用 $C_{\text{线损},j}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行费用},j}$ 、市场运营费用、两个细则费用、输配电费 $C_{\text{输配},j}$ 、力调电费 $C_{\text{力调},j}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征},j}$ ，计算公式如下：

$$C_{\text{批发用户总电费},j} = C_{\text{电能},j} + C_{\text{线损},j} + C_{\text{系统运行费用},j} + C_{\text{市场运营费用},j} + C_{\text{两个细则},j} + C_{\text{输配},j} + C_{\text{力调},j} + C_{\text{代征},j}$$

其中：

上网环节线损费用、系统运行费用（含辅助服务交易费等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

$C_{\text{两个细则},j}$ 为批发用户 j 月度两个细则费用，按照东北电网两个细则有关规定执行。

$$C_{\text{市场运营费用},j} = -C_{\text{余缺双轨制分摊(用电)},j} - C_{\text{阻塞分摊(用电)},j} + C_{\text{用户侧价差调整分摊},j} + (C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必停补偿分摊(用电)},j}) + C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} + C_{\text{发电侧中长期缺额考核返还},j}$$

第五十九条 零售用户总电费。零售用户参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{零售用户总电费}} = C_{\text{电能(零售)}} + C_{\text{线损(零售)}} + C_{\text{系统运行费用(零售)}} + C_{\text{两个细则(零售)}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

其中：

$$C_{\text{电能(零售)}} = Q_{\text{用电(零售)}} \times P_{\text{结算(零售)}} + C_{\text{偏差电费}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户总电费}}$ 为零售用户月度到户电费；

上网环节线损费用、系统运行费用（含辅助服务交易费等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

市场运营费用由售电公司承担，暂不分摊或返还至零售用户；

$Q_{\text{用电(零售)}}$ 为零售用户月度实际用电量；

$P_{\text{结算(零售)}}$ 为零售用户结算方案定价，即售电公司和零售用户在相关合同中共同确认的结算电价，详见《辽宁省电力市场零售市场管理实施细则》相关规定；

$C_{\text{偏差电费}}$ 为零售用户偏差电费，详见《辽宁省电力市场零售市场管理实施细则》相关规定。

第六十条 代理购电工商业用户总电费。代理购电工商业用户由电网企业代理参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{代理工商业购电用户总电费}} = Q_{\text{用电(代理购电)}} \times P_{\text{代理购电}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

式中：

$C_{\text{代理工商业购电用户总电费}}$ 为代理工商业购电用户月度到户电费；

$Q_{\text{用电(代理购电)}}$ 为代理工商业购电用户月度实际用电量；

$P_{\text{代理购电}}$ 为电网企业月度代理购电价格。

代理工商业购电用户输配电费、功率因数调整电费、

政府基金及附加电费国家及辽宁省有关规定执行。

第六十一条 售电公司总电费。售电公司参与批发市场、零售市场后，月度总电费包含批发市场购电费、零售市场售电费、市场运营费用等，计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{售电公司总电费},j} &= C_{\text{售电费},j} - C_{\text{购电费},j} \\ &= \sum C_{\text{电能(零售)}} - C_{\text{电能},j} - C_{\text{市场运营费用},j} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{售电公司总电费},j}$ 为售电公司月度总电费；

$C_{\text{电能},j}$ 按照本细则“第三十四条”的方法计算；

$\sum C_{\text{电能(零售)}}$ 为售电公司代理的所有零售用户的电能量电费，按照本细则“第五十九条”的方法计算。

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用},j} &= -C_{\text{余缺双轨制分摊(用电),j}} - C_{\text{阻塞分摊(用电),j}} + C_{\text{用户侧价差调整分摊},j} \\ &\quad \left(C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{必开补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{必停补偿分摊(用电),j}} \right) + \\ &\quad \left(C_{\text{用电侧超额获利回收},j} - C_{\text{用电侧超额获利回收返还},j} + \right. \\ &\quad \left. C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} \right) + C_{\text{发电侧中长期缺额考核返还},j} \end{aligned}$$

第六十二条 电化学储能总电费。电化学储能 i 的月度总电费包括电能量电费、系统运行费用（包含辅助服务费用）、执行偏差获利回收与返还费用、两个细则费用等，计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{电化学储能总电费},i} &= R_{\text{电能},i} + R_{\text{辅助服务},i} + R_{\text{两个细则},i} + \\ &\quad \left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i} \right) \end{aligned}$$

其中：

$R_{\text{辅助服务},i}$ 为电化学储能 i 月度辅助服务交易费用，包括辅助服务补偿及分摊费用，按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

$R_{\text{两个细则},i}$ 为电化学储能 i 月度两个细则费用，按照东北电网两个细则有关规定执行；

电化学储能其他电费按照相关规定执行。

第六十三条 热储能总电费。热储能参与市场后，批发市场总电费 $C_{\text{热储能总电费},j}$ 包含电能量电费、上网环节线损费用 $C_{\text{线损},j}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行费用},j}$ 、市场运营费用、两个细则费用、输配电费 $C_{\text{输配},j}$ 、力调电费 $C_{\text{力调},j}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征},j}$ 等，计算公式如下：

$$C_{\text{热储能总电费},j} = C_{\text{电能},j} + C_{\text{线损},j} + C_{\text{系统运行费用},j} + C_{\text{市场运营费用},j} + C_{\text{两个细则},j} + C_{\text{输配},j} + C_{\text{力调},j} + C_{\text{代征},j}$$

其中：

上网环节线损费用、系统运行费用（辅助服务交易费）等，按照国家及辽宁省有关规定执行；辅助服务交易费用按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》有关规定执行；

$C_{\text{两个细则},j}$ 为热储能 j 月度两个细则费用，按照东北电网两个细则有关规定执行；

$$C_{\text{市场运营费用},j} = -C_{\text{余缺双轨制分摊(用电),j} - C_{\text{阻塞分摊(用电),j} + \\ (C_{\text{启动补偿分摊(用电),j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电),j} + C_{\text{必停补偿分摊(用电),j}) + \\ C_{\text{发电侧中长期缺额考核返还},j} + \\ (R_{\text{执行偏差获利回收返还},j} - R_{\text{执行偏差},j})$$

热储能参与电力现货市场结算相关的其他政策按照辽宁省有关规定执行。

第七章 退补管理

第六十四条 政策性退补情况如下：

（一）因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关电价政策文件开展电费退补。

（二）因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

第六十五条 非政策性退补。市场主体由于历史发用电量计量差错、营业差错、违约用电窃电等等原因需要进行电费追退补调整的，由电网企业依据以下原则开展追退补工作。

（一）用电侧在日清分账单核对期内，及月度账单发布前发生电量、电价、市场运营相关结算费用变化等情

况，并能及时调整时，重新计算相应日期和时段的电能量电费及相关市场运营相关结算费用。

（二）发电侧在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况，并能及时调整的，重新计算差错期间的电能量日清分结果及相关市场运营相关结算费用；但无法对日清分结果进行调整的事项，通过月内追退补结算流程调整计算结果：

若发电侧市场主体当月一段时期出现的电量差错累计值小于该段时期市场总电量累计值0.05%、且小于该段时期其自身电量累计值5%的，在月度结算时电能量电费按实时市场月度加权均价进行追退补结算，原则上用电侧电价及相关市场运营相关结算费用不做调整；

其余情况，若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能量电费按相应的节点电价进行电能量电费及其相关市场运营结算费用的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营相关结算费用开展追退补结算。

（三）月度账单发布后，6个月内市场主体可反馈异议，经核实后随后续现货试运行月度结算进行追退补（追溯期最长不超过6个月）。在月度追退补时，按照以下原则进行处理：

原则上，对发电侧月度电量追退补后，不对统一结算点电价进行调整，若影响较大（如统一结算点电价变化超过0.01元/千瓦时）可由市场主体提出后相应调整统一结算点电价。

若市场主体差错电量可追溯至时点时，按相应的节点电价（统一结算点电价）进行电能量电费及其相关市场运营结算费用（不含分摊项）的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营费用（不含分摊项）开展追退补结算。发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入退补月相应类别市场运营费用进行分摊、返还。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。

根据修正后的发用电两侧电量重新计算差错月的结构平衡类费用；若市场主体因电量、电价差错等原因追退补的电能量电费与追退补的结构平衡类费用存在差额时，将差额纳入余缺双轨制费用追退补管理。

（四）市场运营相关结算费用的追退补结算原则为：

对于分摊或返还类的市场运营费用，当市场整体追退补结算金额小于差错发生月30%时，按追退补结算月电量结构进行分摊或返还；当市场整体追退补结算金额大于等于

差错发生月30%时，以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

原则上对市场主体市场运营费用的分摊或返还项不做追补，当需要进行追退补时，在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月一致，追补费用在单侧处理；在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月不一致，追补费用纳入结算月该项市场运营费用总额处理。

（五）若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关市场主体提出，经利益相关方共同确认后，电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构追溯调整结算，并相应计算对市场运营相关结算费用的影响。

（六）原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司、热储能批发市场电能量均价、零售结算均价或代理协议价格等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，可由相关市场主体提出，经利益相关方共同确认后，进行追溯调整计算。

（七）对用电侧发生分时电量退补，按差错时段计算价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算，原则上不再调整电量差错月价差调整电费，若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算。

（八）无法在最近一次结算周期内完成追退补的，追退补金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

（九）若因市场主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

（十）未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

第八章 收付款管理

第六十六条 市场主体收付款管理方法如下：

（一）发电企业、电化学储能电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

（二）批发市场用户、零售市场用户、热储能，结算电费按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

第九章 其他结算事项

第六十七条 市场中止与管制。在市场中止时段，根据《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》中规定的结算原则以及市场中止相关规定开展补偿与结算。

第六十八条 对付款违约市场主体的处理应符合以下要求：

（一）若市场主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向市场主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向市场主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约市场主体发出履约保函、保险执行告知书，并做好相关信用记录。

（四）用电侧违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费执行电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价及政府性基金及附加等，并承担相应的违约使用电费。

附件1

名词解释

1.批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户（简称“批发用户”）、售电公司和电网企业（代理购电）。

2.零售市场用户：参与零售市场的电力用户（简称“零售用户”）。

3.代理购电用户：指未直接参与市场交易，暂由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

4.用电侧：批发市场用户、热储能在电费结算时作为用电单元的统称。

5.新能源场站：参与现货电能量交易的集中式新能源场站（详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》）。

6.发电企业：参与现货电能量交易的燃煤机组、集中式新能源场站、核电机组。（详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》）

7.节点边际电价（简称“节点电价”）：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。辽宁节点电价指辽宁电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

8.统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平权值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组与220千伏及以上新能源场站的前市场节点电价按照其日前出清上网电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）；实时统一结算点电价由核电机组、220千伏及以上背压机组、按公用电厂管理的自备电厂、电化学储能、竞价火电机组与220千伏及以上新能源场站的实时市场节点电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算（电化学储能充电量以负值表示）。

9.电能量电费：发电企业、电力用户以及新型经营主体在现货市场、中长期市场等中以电能量为交易标的物的相关电费。

10.市场运营不平衡费用（简称“市场运营费用”）：按照各科目独立记账、逐项分摊的原则，用于规范统计除系统运行费用以外的省内电力市场相关补偿、考核与分摊结算科目，包括成本补偿类费用、结构平衡类费用与市场调节类费用。

11.成本补偿类费用：在电力市场中针对机组启动成本、运行成本等项目进行的补偿费用类别，包括机组启动补偿费用、必开机组补偿费用、必停机组补偿费用。

12.结构平衡类费用：在市场运行过程中，由于计划市场双轨并行、节点电价机制等因素在各类电能量费用计算时产生盈余或亏损，其中电价交叉补贴新增损益费用纳入系统运行费用统计，剩余科目包含阻塞平衡费用、余缺双轨制费用。

13.市场调节类费用：基于市场主体在电力市场中因运行允许偏差、交易约束而需用用于调节市场相关结算平衡性设置的考核费用或准许外超额收益回收费用。

14.批零倒挂：批发价格和零售价格颠倒，即批发价格高于零售价格。

附件2

电力市场结算参数表

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|-----------------|--|------|
| 1 | $K_{启动}$ | 启动成本补偿费用：在发电侧、用户侧按 1: $K_{启动}$ 比例分摊 | 1 |
| 2 | $K_{必开}$ | 必开机组补偿费用：在发电侧、用户侧按 1: $K_{必开}$ 比例分摊 | 1 |
| 4 | $K_{必停}$ | 必停机组补偿费用：在发电侧、用户侧按 1: $K_{必停}$ 比例分摊 | 1 |
| 5 | $K_{阻塞}$ | 阻塞平衡费用：在发电侧、用户侧按 1: $K_{阻塞}$ 比例分摊 | 1 |
| 6 | $L_{用户超额回收上限}$ | 用户侧超额获利回收费用：对于批发市场用户实时市场每小时实际用电量与日前市场申报电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益进行回收。 $L_{用户超额回收上限}$ 为用户侧超额获利回收允许偏差上限系数， $L_{用户超额回收下限}$ 为用户侧超额获利回收允许偏差下限系数 | 1.2 |
| 7 | $L_{用户超额回收下限}$ | | 0.8 |
| 8 | $L_{用户分时缺额}$ | 用户侧中长期缺额考核：中长期市场分时段交易开展前，若批发市场用户月度省内中长期合约总量低于月总用电量 $BL_{用户}\%$ （考虑用户侧省间中长期合约电量），按照月度燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场月度加权均价的价差绝对值的 $L_{用户月度缺额}$ 倍进行考核 | 1.2 |
| 9 | $L_{燃煤核电月度缺额}$ | 市场调节费-燃煤火电、核电机组中长期缺额考核：中长期市场分时段交易开展前，若燃煤、核电机组省内中长期合约总量低于月总实际上网电量 $BL_{发电}\%$ （考虑发电侧省间中长期合约电量），按照月度燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场月度加权均价的价差绝对值的 $L_{燃煤核电月度缺额}$ 倍进行考核 | 1.2 |
| 10 | $L_{新能源超额回收上限}$ | 新能源超额获利回收费用：对于选择“报量不报价”模式参与现货市场的新能源场站实时市场每个时段实际上网电量与日前市场申报短期功率预测电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场新能源场站的节点电价价差收益进行回收， $L_{新能源超额回收上限}$ 为新能源超额获利回收允许偏差上限系数 | 1.2 |

| 序号 | 参数 | 参数说明 | 暂定数值 |
|----|------------------------|--|------------|
| 11 | L _{新能源超额回收下限} | <p>新能源超额获利回收费用：对于选择“报量不报价”模式参与现货市场的新能源场站实时市场每个时段实际上网电量与日前市场申报短期功率预测电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场新能源场站的节点电价价差收益进行回收，L_{新能源超额回收下限}为新能源超额获利回收允许偏差下限系数</p> | 0.8 |

辽宁省电力市场准入注册与退出管理实施细则

细则

(V3.0征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范经营主体准入及注册管理，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件和《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》(发改能源规〔2020〕889号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、《电力现货市场基本规则》(发改能源规〔2023〕1217号)等文件，结合工作实际，制定本规则。

第二条 本细则所称准入注册指符合电力市场准入和退出基本条件的经营主体开展市场注册、信息变更、市场注销等市场业务的行为。

第三条 引用文件。中共中央 国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件(发改经体〔2015〕2752号)、国家能源局《电力中长期交易基本规则》(发改能源〔2020〕889号)、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》

（发改价格〔2021〕1439号）、国家发展改革委办公厅《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）、国家能源局东北监管局 辽宁省工业和信息化厅 辽宁省发展和改革委员会《辽宁省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕1号）、《辽宁省电力中长期交易规则补充规定》（东北监能市场〔2021〕16号）、国家能源局《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69号）、国家发展改革委 国家能源局《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、辽宁省工业和信息化厅 发展和改革委员会 国家能源局东北监管局《辽宁省电力现货市场建设方案》（辽工信电力〔2021〕303号）、辽宁省工业和信息化厅《关于明确电力市场化交易发电企业准入有关问题的通知》（辽工信电力〔2017〕235号）、辽宁省工业和信息化厅《关于2018年新增电力用户市场准入有关事项的通知》（辽工信电力〔2018〕36号）、辽宁省工业和信息化厅《辽宁省售电公司准入与退出管理细则（修订版）》（辽工信电力〔2019〕40号）、辽宁省工业和信息化厅《关于进一步做好经营性电力用户市场准入工作的通知》（工信明电〔2020〕154号）、辽宁省工业和信息化厅《关于

做好电力市场化交易用户管理工作的通知》（辽工信电力〔2020〕159号）

第二章 总体要求

第四条 参加电力市场交易的经营主体，需要满足一定的准入条件，符合准入条件的经营主体需要在电力交易机构完成注册后，才能在辽宁电力市场参与交易。电力交易机构负责组织开展市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。

第五条 准入与注册遵循原则

1.规范入市。拟参与市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册信息和注册材料的真实性、准确性、完整性负责。

2.公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市场注册业务，不得设置不合理和歧视性的准入、退出条件以限制商品服务、要素资源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

3.全国统一。严格落实“全国一张清单”管理模式，严禁各地区、各部门自行发布具有市场准入性质的负面清单，不得对设置保证金等准入门槛，不得限制经营主体自由参与跨省跨区交易。经营主体市场注册流程、审验标准、受理期限、公示要求应做到全国统一规范。

4.信息共享。符合电力市场准入注册条件的经营主体可自主选择电力交易机构办理注册，获取交易资格，无需重复注册。跨经营区域的电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、信息共享”。

第六条 经营主体范围。经营主体包括发电企业、电网企业、售电公司、电力用户、独立储能、负荷聚合商、虚拟电厂运营商等。

第三章 市场准入

第七条 经营主体应当是具有法人资格、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。个体工商户、内部核算的主体等，经有关部门证明有效身份或经法人单位授权，也可办理电力市场注册业务，自然人暂不参与市场。

第八条 发电企业准入基本条件

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）。

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（四）并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加、系统备用容量费以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可

证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体参与电力市场化交易。

第九条 电力用户准入基本条件

（一）工商业用户原则上全部进入电力市场，暂未从电力市场购电的工商业用户由电网企业代理购电。

（二）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订供用电合同（协议）。

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（四）拥有自备电厂的用户，应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用容量。

第十条 售电公司准入基本条件

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产要求

（1）资产总额不得低于2千万元人民币。

（2）资产总额在2千万元至1亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过30亿千瓦时的售电业务。

（3）资产总额在1亿元至2亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过60亿千瓦时的售电业务。

（4）资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（三）从业人员。拥有10名及以上具有劳动关系的全职专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有电力、能源、经济、金融等行业3年及以上工作经验。其中，至少拥有1名高级职称和3名中级职称的专业管理人员，技术职称包括电力、经济、会计等相关专业。

（四）经营场所和技术支持系统。应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台，参与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入电力交易平台。

（五）信用要求。售电公司法定代表人及主要股东具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信执行记录。

（六）法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件。

（七）发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格，独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

(八) 电网企业(含关联企业)所属售电公司(含全资、控股或参股)应当具有独立法人资格并且独立运营,确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离,不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

第十一条 电网企业准入基本条件

- (一) 依法取得电力业务许可证(供电类或输电类)。
- (二) 满足电力市场计量和结算的要求。
- (三) 拥有供电业务范围内输配资产的建设权、运营权。

第十二条 独立储能主体准入基本条件

(一) 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求,与电网企业签订并网调度协议、供用电合同(协议),接入电力调度自动化系统。

(二) 具备电力、电量数据分时计量与传输条件,数据准确性与可靠性满足结算要求。

(三) 满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件,具体数值以辽宁省相关规定为准。

(四) 配建储能与所属经营主体视为一体,通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时,可选择转为独立储能项目。

第十三条 负荷聚合商准入基本条件:

（一）按照要求签订相关协议，接入新型电力负荷管理系统。

（二）具备对应的负荷调节或控制能力，拥有安全、可靠的负荷管理运营系统，通过相关能力测试。

（三）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

第十四条 虚拟电厂准入基本条件：

（一）按照要求签订相关协议，接入新型电力负荷管理系统、电力调度自动化系统，纳入常态化管理。

（二）具备对应的负荷调节或控制能力，建设自有监控平台，具备负荷预测、发用电计划管理、负荷管理策略执行等功能，并通过相关能力测试；

（三）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，能够按要求上传量测数据。

第四章 市场注册

第十五条 总体要求

（一）经营主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，获取交易资格。注册程序在电力交易平台进行，经营主体履行注册程序并提供相关资料、填报相关数据，电力交易机构进行完整性核验后经营主体获得电力交易平台账户。

（二）发电企业、电力用户、电网企业、售电公司类经营主体满足准入条件后，无需再由政府有关管理部门确定准入名单目录，可直接到交易进行注册，其他类型经营主体按照国家 and 辽宁省相关要求执行。

（三）注册采用实名制，具有多重经营主体类型的经营主体按经营主体类别分别注册，以统一社会信用代码为识别在同类别经营主体中只能注册一个账户，经营主体应妥善保管自己账户相关的账号和密码。

（四）经营主体注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等相关支撑性材料。经营主体应提供真实、准确的注册信息并对注册信息和注册材料的真实性、准确性、完整性负责，提供虚假错误信息等情况经核实后由电力交易机构将情况报省工业和信息化厅、省发展改革委、东北能源监管局，并通过“信用中国”、“信用辽宁”和电力交易平台对外发布，同时报送第三方征信机构按照提供虚假信息行为记入信用评级。经营主体的法定代表人（负责人、经营者）或授权代理人所作出的任何市场注册业务相关行为均代表经营主体意愿，经营主体应承担由此产生的全部责任。

（五）参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段等。

（六）电力交易机构将注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按照国家能源局派出机构和地方政府主管部门要求进行备案。

（七）当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织经营主体重新注册或补充完善注册资料。

第十六条 发电企业注册程序

（一）发电企业在电力交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照（法人证书等与统一社会信用代码对应的证件同等有效）；授权委托书；调度并网协议，电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，发电企业需按要求对材料进行补充和完善。

（二）发电企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过发电企业的注册申请，注册申请通过后的发电企业无需公示，注册手续直接生效。

（三）发电企业在注册和新增机组时要进行机组注册。机组注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准文件；发电业务许可证正副本（可先行注册，按照电力业务许可证

管理要求时限补充完善)；接入电网的评审和批复意见；调度并网协议。

第十七条 电力用户注册程序

(一) 电力用户在电力交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的资料包括但不限于：营业执照（法人证书等与统一社会信用代码对应的证件同等有效）；授权委托书；电力营销系统客户所属单位授权书（租赁他人厂房、转供电等各类原因导致电力营销系统用户名称与申请准入的电力用户名称不一致时），电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和注册材料后，在7个工作日内进行完整性审查，电网企业应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电力用户需按要求对材料进行补充和完善。

(二) 电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电力用户的注册申请，注册申请通过后的电力用户无需公示，注册手续直接生效。

(三) 电力用户注册和新增营销户号后需注册用电单元信息，由为其提供供电服务的电网企业提供用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等相关信息）。

(四) 租赁他人厂房、转供电等各类原因导致电力营销系统用户名称与申请注册的电力用户名称不一致时，需经电

力营销系统客户所属单位授权，并以书面约定明确电费缴纳等各项权利和义务后。

（五）售电公司可以注册为电力用户类经营主体。其作为电力用户参与交易时，可以选择与发电企业直接交易或委托其他售电公司代理参加交易，交易电量与其作为售电公司代理其他电力用户电量分别结算，分别计算偏差考核电量。

第十八条 售电公司注册程序

（一）售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明等材料。

1.营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项。

2.需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录的会计事务所出具的该售电公司近3个月内的资产评估报告，或近1年的审计报告，或近6个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满6个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。

3.多业务范围并且开展实质交易的售电公司，资产总额应满足所有业务范围交易电量总和的要求。

4.从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工近3个月的社保五险缴费记录、职称证书。从业人员不能同时在两个及以上售电公司重复任职。

5.对于工商注册时间不足3个月的售电公司，需提交工商注册后至申请日期内有效的社保证明。对于售电公司新聘用的员工，需提交员工劳动合同签订后至申请日期内有效的社保证明。

6.经营场所证明需提供商业地产的产权证明或1年及以上的房屋出租合同、经营场所照片等。在多个省开展业务的售电公司，在售电业务所在行政区域需具备相应的经营场所。

7.接入电力交易平台的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能截图，对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同。

8.法律、法规及其他规定的条件。

(二) 拥有配电网运营权的售电公司还需提供以下材料

1.电力业务许可证（供电类）

2.省级政府主管部门对配电网项目供电营业区的界定文件。

3.配电网电压等级，配电网地理接线图等相关资料。

（三）电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后，在7个工作日内完成材料完整性审查，并在满足注册条件后完成售电公司的注册手续。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知，售电公司需按要求对材料进行补充和完善。

（四）完成完整性核验和原件核验后，电力交易机构要通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站，将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为1个月。

（五）电力交易机构应对公示期间被提出异议的售电公司的异议情况进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

1.如因公示材料疏漏缺失或公示期间发生人员等变更而产生异议，售电公司可以补充材料申请再公示。

2.如因材料造假发生异议，售电公司自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回售电公司的注册申请，将情况报送省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和东北能源监管局核实处理。

（六）公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易经营主体目录，实行动态管理并向社会公布。

（七）电力交易机构按批次汇总售电公司注册情况向省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和东北能源监管局备案，并通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公布。

第十九条 电网企业注册程序

（一）电网企业在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；授权委托书；电力业务许可证（供电类）；电网接线图，电力交易机构收到电网企业提交的注册申请和注册材料后，在7个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电网企业需按要求对材料进行补充和完善。

（二）电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电网企业的注册申请，注册申请通过后的电网企业无需公示，注册直接生效。

第二十条 独立储能主体注册程序

（一）独立储能主体在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；授权委托书；调度并网协议。电力交易机构收到独立储能主体提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合

要求的，电力交易机构应予以一次性告知，独立储能主体需按要求对材料进行补充和完善。

（二）独立储能主体在首次注册和新增机组时要进行项目（单元）信息注册。项目（单元）信息注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准（备案）文件；调度并网协议。

（三）独立储能主体提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过独立储能主体的注册申请，注册申请通过后通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示5个工作日，公示期满无异议后注册手续自行生效。

（四）公示期间有异议的，由电力交易机构进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

1.如因公示材料疏漏缺失而产生异议，公示到期不予生效，独立储能主体可以补充材料申请再公示，公示若再次不通过，退回独立储能主体的注册申请，结束注册申请流程，待独立储能主体资料补充完善后重新申请注册。

2.如因注册材料造假产生异议，独立储能主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回独立储能主体的注册申请，将相关情况定期报送政府主管部门和电力监管机构。

第二十一条 负荷聚合商、虚拟电厂聚合商注册流程

（一）负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；授权委托书；调度并网协议；所聚合的资源清单。电力交易机构收到负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体提交的注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体需按要求对材料进行补充和完善。

（二）负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体的注册申请，注册申请通过后通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示5个工作日，公示期满无异议后注册手续自行生效。

（四）公示期间有异议的，由电力交易机构进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

1.如因公示材料疏漏缺失而产生异议，公示到期不予生效，负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体可以补充材料申请再公示，公示若再次不通过，退回负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体的注册申请，结束注册申请流程，待负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体资料补充完善后重新申请注册。

2.如因注册材料造假产生异议，负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体的注册申请，将相关情况定期报送政府主管部门和电力监管机构。

第五章 注册信息变更

第二十二条 变更要求

（一）经营主体注册信息发生变化时，应在变化之日起5个工作日之内向电力交易机构申请注册信息变更，经过注册信息变更程序后生效。若市场成员注册信息发生变化而未在电力交易平台办理注册信息变更，或者需要补充相关信息而未及时补充的，该情况视为提供虚假信息。经营主体注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

（二）经营主体注册信息变更包括一般信息变更与重大信息变更。其中重大信息变更包含但不限于以下内容：

- 1.主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。
- 2.公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等。
- 3.电力业务许可证变更（延续、注销）等。
- 4.发电企业机组并网投运、经营权变化引起的机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、

机组试运转入商运、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

5.售电公司资产总额发生影响年度售电量规模的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、售电业务范围变更等。

6.电力用户用电信息发生过户、更名、分户、并户、销户、改类等。

7.独立储能主体经营权变化引起的储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

8.负荷聚合商、虚拟电厂增加新负荷、移除存量负荷、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

重大信息变更之外的信息变更属于一般信息变更。

（二）经营主体注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若未变更的信息或材料已过有效期，需要同步进行更新。

（三）重大信息变更审查通过且有注册公示环节的经营主体，电力交易机构要通过电力交易平台，将其满足注册条件的信息及材料向社会公示，公示期为5个工作日，公示期满无异议，信息变更手续自动生效。重大信息变更审查通过且

没有注册公示环节、一般信息变更审查通过的经营主体无需公示，信息变更手续直接生效。

第二十三条 发电企业注册信息变更

（一）发电企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）发电企业注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

（三）发电企业的机组信息变更，需提供发电业务许可证正副本（如变更后需新发）等证明材料，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供应提交机组容量变更、机组电价调整等变更材料；涉及物理运行参数信息的，由电力调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提供相关材料。

（四）电力交易机构收到发电企业提交的变更申请和变更材料后，在7个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，发电企业根据提示修改、完善变更材料后再行提交。发电企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过发电企业的变更申请。

（五）因集团整合、重组等原因造成发电机组实际产权变更其他经营主体的（以统一社会信用代码为标识），需要办理机组转让，如果受让方并未进行注册，需进行市场注

册后办理机组转让，受让方已办理注册的，可直接办理机组转让。

第二十四条 电力用户注册信息变更

（一）电力用户在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）电力用户注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照。

（三）电力用户发生并户、销户、过户、新增用电户号、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续，电网企业按照规定流程进行信息变更的同时协助电力用户向电力交易机构发起变更申请。

1.对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，注册补录的用电户号随主体参与次月市场化交易结算，当月仍按照参与市场前的结算方式结算。

2.对用电户号发生用电类别、电压等级变化的，按照变更前后对应用电类别、电压等级进行分段市场化结算。若用户变更为居民（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，则变更后按相应类别目录电价结算，同时用户根据相关流程申请办理相应的用电单元注销流程。

3.对用电户号发生更名或过户的，该户号当月按经营主体与售电公司约定的零售合同进行电费结算。自次月起，营销系统中对应户号统一社会信用代码未发生变化的，维持与原售电公司的绑定和结算关系；对应户号统一社会信用代码发生变化的，经市场主体在电力交易平台办理变更手续后，按新注册市场主体或已注册市场主体新增用电户号办理。

4.对用电户号发生并户的，并户前按原户分别进行电费结算，并户后按照主户交易信息进行结算，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

5.对用电户号发生分户的，对该户号变更前后进行分段结算，分户前按原户进行电费结算，分户后新增的用电户号按新装用电办理，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

6.对用电户号发生销户的，按照该户号实际市场化电量结算，用户需在次月按照市场化电费清算结果结清相关费用后完成销户流程。

7.电力用户发生并户、销户、过户时要妥善处理其相关户号的合同义务。

（四）电力交易机构收到电力用户提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查，电网企业应配合开展相关信息校核。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电力用户根据提示修改、完善变更

材料后再行提交。电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电力用户的变更申请。

第二十五条 售电公司注册信息变更

（一）售电公司在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）电力交易机构收到售电公司提交的变更申请和变更材料后，在7个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，售电公司根据提示修改、完善变更材料后再行提交。售电公司提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电力用户的变更申请，除重大信息变更外的注册信息变更无需公示。

（三）售电公司法人信息、公司股东、股权结构、从业人员、配电网资质等发生如下变化的为重大信息变更，售电公司需重新签署信用承诺书并予以公示，公示期为7天。

1.企业更名或法定代表人变更。

2.企业控制权转移，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化。

3.资产总额发生超出注册条件所规定范围的变更。

4.企业高级或中级职称的专业人员变更。

5.配电网运营资质变化。

第二十六条 电网企业注册信息变更

（一）电网企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）电网注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供变更后营业执照、电力业务许可证正副本（供电类）等证明材料。

（三）电力交易机构收到电网企业提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电网企业根据提示修改、完善变更材料后再行提交。电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过电网企业的变更申请。

第二十七条 独立储能注册信息变更

（一）独立储能主体在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）独立储能注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

（三）储能项目（单元）发生更名、过户、单元（机组）扩容信息变更的，需提供调度并网协议。涉及项目物理运行参数信息变更的，由电力调度机构向电力交易机构提供相关信息。

（四）电力交易机构收到独立储能主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材

料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，独立储能主体根据提示修改、完善变更材料后再行提交。独立储能主体提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过独立储能的变更申请，一般信息变更直接生效，重大信息变更通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示5个工作日，公示期满无异议后变更生效。

第二十七条 负荷聚合商、虚拟电厂聚合商注册信息变更

（一）负荷聚合商、虚拟电厂聚合商在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料。

（二）负荷聚合商、虚拟电厂聚合商注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

（三）电力交易机构收到负荷聚合商、虚拟电厂聚合商主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，负荷聚合商、虚拟电厂聚合商根据提示修改、完善变更材料后再行提交。负荷聚合商、虚拟电厂聚合商提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过独立储能的变更申请，一般信息变更直接生效，重大信息变更通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示5个工作日，公示期满无异议后变更生效。

第六章 市场退出

第二十九条 整体要求

（一）经营主体退出电力市场化交易，分为自行申请退市和强制退市。

（二）经营主体自行申请退市，应当符合退市条件，向首注地电力交易机构提出市场注销申请，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。

（三）自行退市的经营主体注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

（四）强制退市的经营主体注销应由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。

（五）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。

（六）电力交易机构应根据工作需要，定期开展经营主体持续满足准入及注册条件情况核验。对于核验后不满足准入及注册条件的经营主体，对于核验后不满足电力市场准入注册条件的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施告知经营主体，对于告知起3个月后仍不满足电力市场准入注册条件的经营主体，电力交易机构启动强制退出程序并

注销其注册信息，并向国家能源局东北监管局和辽宁省工业和信息化厅备案。

第三十条 发电企业和电力用户退出

（一）已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场，交易机构不予受理其注销申请。满足下列情形之一的，可办理正常退市手续：

1.经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况。

3.因电网网架调整，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.经营主体依法被撤销、解散，或工商营业执照等身份证件被吊销或注销的；

5.发电企业所有机组关停退役的；

6.电力用户不再属工商业用电性质的。

（二）电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

（三）已参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户（交易合同期满后未签订新的交易合同的用户视为无正当理由改由电网企业代理购电），用电价

格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、系统运行费、上网环节线损费用、政府性基金及附加组成。

（四）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，履行或者处理完成交易合同有关事项后及时向电力交易机构提出注销申请。

1.机组关停的发电企业应妥善处理其关停机组的合同义务，在已关停机组电量结清后及时提出机组注销申请，机组全部注销或转让的发电企业应及时提出注销申请。

2.营销户号销户或过户至其他用户的电力用户，在处理完其营销户号相关的合同义务后在平台上申请注销其用电单元。用电单元全部注销的经营主体可申请注销或保留其平台注册账户。

（五）发生以下情形，可对该经营主体实施强制退出并注销其注册信息：

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停牌，且未在期限内完成整改的。

6.符合正当理由退市情形但未申请退市的、全部机组已经注销或转让的发电企业、全部用电单元已经注销或转让的电力用户在1年内没有申请保留平台账户的。

7.由于营销户号变更导致其实际归属与经营主体注册信息不一致时，经核实电网企业后可对相关用电单元进行强制注销。

8.法律、法规规定的其他情形。

（六）电力交易机构应通过电力交易平台将发电企业、电力用户退出市场的信息向社会公示，公示期为10个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，但保留其历史信息。

（七）电力交易机构将注销的发电企业、电力用户主体剔除经营主体目录。

第三十一条 售电公司退出（负荷聚合商、虚拟电厂聚合商参照执行）

（一）售电公司有下列情形之一的，经辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会及国家能源局东北监管局调查确认后，启动强制退出程序：

1.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。

- 2.严重违反市场交易规则，且拒不整改的。
- 3.依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的。
- 4.企业违反信用承诺且拒不整改的。
- 5.被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理的。
- 6.连续3年未在任一行政区域开展售电业务的。
- 7.出现市场串谋、提供虚假材料误导调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。
- 8.与其他经营主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。
- 9.未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的。
- 10.法律、法规规定的其他情形。

（二）在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会及国家能源局东北监管局确认售电公司符合强制退出条件后，应通过辽宁电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和东北能源监管局通知电力交易机构对该售电公司实施强制退出。

（三）售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商的方式，在10个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方

就合同解除协商一致的，由地方主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的购售电合同终止履行，零售用户可以与其他售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司代理该部分零售用户，并按照保底售电公司的相关条款与其签订零售合同，并处理好其他相关事宜。

（四）售电公司可自愿申请退出售电市场，应提前45个工作日向电力交易机构提交退出申请，明确退出原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月），购售电合同由该售电公司继续履行，并处理好相关事宜。

（五）对于拟退出的售电公司，电力交易机构将退出申请及相关材料通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

（六）在辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和国家能源局东北监管局协调下，自愿退出售电公司应在终止交易月之前通过自主协商的方式完成购售电合同处理；自愿退出售电公司未与购售电合同各方就合同解除协商一致的，须继续参与市场化交易，直至购售电合同履行完毕或合同各方同意终止履行。对继续履行购售电合同确实存在困难的，其批发合同及电力用户按照有关要求由保底售电公

司承接。对购售电合同各方造成的损失由自愿退出售电公司承担。

（七）电力交易机构应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从经营主体目录删除，向地方主管部门和能源监管机构备案，并通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公布。拟退出售电公司退出前需结清市场化电费和交易手续费。电力交易机构注销售电公司的电力交易平台账号，但保留其历史信息。

第三十二条 电网企业退出

（一）电网企业不得自行退出市场，交易机构不予受理其取注销申请。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

（1）宣告破产。

（2）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致非自身原因无法继续参加市场的情况。

（3）依法被撤销、解散，或工商营业执照等身份证件被吊销或注销的。

（二）电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

（三）发生以下情形，可对电网企业实施强制退出并注销其注册信息：

(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) 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。

(5) 符合正当理由退市情形但未申请退市的。

(6) 法律、法规规定的其他情形。

(四) 电力交易机构通过电力交易平台将电网企业退出市场的信息向社会公示，公示期为10个工作日。

(五) 电力交易机构将注销的电网企业主体剔除经营主体目录，按照国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门要求进行备案。

第三十三条 独立储能主体退出

(一) 独立储能主体满足下述情况之一的可办理自愿退市手续：

1. 经营主体宣告破产，独立储能主体(项目)不再运行。

2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有独立储能主体(项目)非自身原因无法继续参加市场的情况。

3. 因电网网架调整，导致独立储能主体(项目)的充放电物理属性无法满足市场准入条件。

(二) 已参与电力市场交易的独立储能主体，应提前45个工作日向电力交易机构提交注销申请，终止交易月之前（含当月），相关交易合同由该储能主体（项目）继续履行，或通过自主协商的方式完成交易合同处理。

(三) 电力交易机构收到独立储能主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

(四) 发生以下情形，可对独立储能主体实施强制退出并注销其注册信息：

- 1.依法被撤销、解散、工商注销等导致不再符合准入条件。

- 2.隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料等方式违规进入市场，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.法律、法规规定的其他情形。

(三) 对于拟退出的独立储能主体，电力交易机构将退出申请及相关材料通过电力交易平台、“信用中国”和“信用辽宁”网站向社会公示5个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。公示期间如果存在异议，则注销不能生效，待异议处理完成后，独立储能主体再次申请注销。

（四）电力交易机构将注销的独立储能主体剔除经营主体目录，按照国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门要求进行备案。

第三十四条 其他主体退出

虚拟电厂、负荷聚合商等经营主体的市场退出按照国家和辽宁省相关规定执行。

第七章 停、复牌

第三十五条 整体要求

（一）因违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可要求经营主体限时整改，整改期间对该经营主体进行停牌，待经营主体按照相关要求完成整改后，对其进行复牌。

（二）经营主体停牌和复牌后，电力交易机构应及时向省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门报告。

（三）停牌期间，经营主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。

第三十五条 停牌程序

存在下列情形的，或收到省政府管理部门、省政府授权的电力监管部门、电网企业等相关部门提供的书面说明后，电力交易机构在3个工作日内向相关经营主体出具正式的停牌通知或函件，暂停其次月起的交易资格，并在交易平台发布相关公告：

(一) 存在不履行合同、欠费等不良市场行为的。

(二) 存在违约用电、违法转供电等不良用电行为情节严重的。

(三) 滥用市场力、串通交易、合谋获利、场外返还服务费等影响市场化交易公平开展的。

(四) 存在恶意报价、伪造合同等扰乱市场秩序行为的。

(五) 机组全部注销的发电企业和用电单元全部注销的电力用户。

(六) 发电业务许可证过期的发电企业。

(七) 连续 12 个月未进行实际交易的售电公司。

(八) 辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会和东北能源监管局依据市场规则认为其他有必要的情形。

第三十六条 复牌程序

(一) 经营主体按要求及时完成整改后，需以书面形式向电力交易机构申请复牌，并提供相关证明材料。

(二) 电力交易机构在收到经营主体的复牌申请后，在 3 个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及交易权限，并在交易平台发布相关公告。

(三) 经核实未完成整改的，不予复牌。

第八章 异议处理

第三十七条 任何单位或个人对于经营主体电力市场准入注册情况存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于单位名称、个人真实姓名、有效联系地址、有效联系电话等，以便查证。异议反馈应尽可能提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第三十八条 电力交易机构对实名举报人的投诉异议，应在查实后进行回复。

第三十九条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构开展调查核实，并根据核实情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示。

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门。

（三）如对市场退出存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据核查结果予以驳回或撤销公示。

第四十条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查核实，对于调查后不满足注册

条件、退市合同处理有异议的经营主体，按照前款要求处理。

附件

名词解释

- 1.电力交易平台：在本细则中特指辽宁电力交易平台。
- 2.市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指辽宁电力交易中心有限公司、国网辽宁省电力有限公司调度控制中心。
- 3.市场准入：指符合政府相关规定和本细则所规定的条件，通过准入流程，获得进入辽宁电力市场的资格。
- 4.市场注册：指市场交易成员将用于取得主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得主体资格的过程。
- 5.注册信息变更：指市场主体对市场注册时提供的信息进行变更，或者向市场公告其他变化情况。
- 6.市场退出：指各类市场主体，主动或被动退出辽宁电力市场，失去在辽宁电力市场进行电力交易的资格。
- 7.停牌：因违反交易规则及市场管理等情形，市场主体需进行限时整改，整改期间该市场主体的交易资格和交易权限全部或部分暂停。
- 8.复牌：市场主体按要求进行停牌整改并满足相关要求后，恢复市场主体的交易资格和权限。
- 9.分时计量：以 15 分钟为 1 个时段对电量进行计量。

10.售电公司履约保函、履约保险：指经国务院银行、保险监督管理机构批准设立、颁发金融、保险许可证且具有相应业务资格的商业银行（辽宁省内）、企业集团财务公司、保险公司，应售电公司请求，向电网企业开立的、或签订售电业务保险合同保证该售电公司履行市场交易、结算义务及电费支付的书面信用担保凭证或保险合同。

11.电力营销系统：指支撑电网企业营销业务开展的信息化管理系统。

12.用电客户编号：指电网企业计量电量、核算电费的单元，用电客户编号为营销系统登记的用电户号，包括对应的计量点编号等计量信息，用电客户编号与交易平台用电单元一一对应。

辽宁省电力市场计量管理实施细则

(V3.0征求意见稿)

第一章 总则

第一条 本细则规范了辽宁省电力市场用于市场交易、结算的电能计量及用电信息采集装置的运行管理工作。

第二条 本细则适用于辽宁省电力市场主体的电能计量及采集管理，包括计量点、计量及采集装置配置、计量及采集装置运行管理、申校仲裁管理及计量数据管理等。

第三条 辽宁省电力市场管理实施细则（计量管理部分）编制引用以下文件《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国计量法》、《中华人民共和国计量法实施细则》、《电能计量装置技术管理规程》、《供电营业规则》

第二章 计量点设置

第四条 计量点设置采取如下方式：

（一）电网企业应在购售电设施产权分界点处设置电能计量点作为结算计量点，如产权分界点处不满足计量点的设置条件，电网企业与市场主体双方可协商调整。

（二）为实现机组电量计量，对于参与市场交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

燃煤、核电机组在主变高压侧增加设置考核计量点作为分机组电量分劈计量点，机组单机上网电量按分劈计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

风电、光伏发电按照项目分期增加设置考核计量点作为分期电量分劈计量点，单期上网电量按计量表计直接分劈电量或按分劈计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。

考核计量点暂不具备安装条件的，由电网企业与市场主体协商电量计算公式。对于参与电量分劈的计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

第三章 计量及采集装置配置

第五条 计量及采集装置配置。计量及采集装置应安装在现场计量屏、计量箱内，市场主体计量点应满足计量及采集装置的安装条件，如暂不满足安装要求，应按规定时限完成改造。

第六条 计量装置配置要求。电能计量装置按计量对象重要程度和管理需要分为五类，分类细则如下表。

| 类型 | 分类要求 |
|------|--|
| I类 | 220kV 以上贸易结算用电能计量装置 500kV 及以上考核用电能计量装置 计量单机容量 300MW 及以上发电机发电量的电能计量装置 |
| II类 | 110（66）kV-220kV 贸易结算用电能计量装置 220kV-500kV 考核用电能计量装置 计量单机容量 100MW-300MW 发电机发电量的电能计量装置 |
| III类 | 10kV-110（66）kV 贸易结算用电能计量装置 10kV-220kV 考核用电能计量装置 计量 100MW 以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置 |
| IV类 | 380V-10kV 电能计量装置 |
| V类 | 220V 单相电能计量装置 |

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级不低于下表标准。

| 电能计量装置类别 | 准确度等级 | | | |
|----------|-------|----|-------|--------|
| | 电能表 | | 电力互感器 | |
| | 有功 | 无功 | 电压互感器 | 电流互感器* |
| I | 0.2S | 2 | 0.2 | 0.2S |
| II | 0.5S | 2 | 0.2 | 0.2S |
| III | 0.5S | 2 | 0.5 | 0.5S |
| IV | 1 | 2 | 0.5 | 0.5S |
| V | 2 | — | — | 0.5S |

*发电机出口可选用非S级电流互感器。

其中，I类、II类电能计量装置应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套。主副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。

第七条 采集终端配置要求。现货交易的市场主体采集终端应满足以下配置要求：

（一）发电企业应安装专变采集终端。

（二）供/用电电压在10kV及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端。

（三）供/用电电压在10kV以下的分布式电源及用户，宜安装集中器。

第四章 计量及采集装置运行管理

第一节 计量装置运行管理

第八条 投运前管理。各类电能计量装置的设计方案应经有关电能计量专业人员审查通过。参与现货交易的发电企业、拥有配电网运营权的配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过后再行建设。

市场主体使用的电能计量柜及发、输、变电工程的电能计量装置可由施工单位负责安装，其他贸易结算用电能计量装置由电网企业负责安装。电能计量装置投运前由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

第九条 计量装置现场检验管理。新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置在投运后1个月内，应进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准），并定期开展周期现场检验，发现不合格的电能计量装置应及时申请更换。市场主体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

第十条 计量装置运行维护管理。安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能

计量装置，由用户负责保护其封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

当电能计量装置发生故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由电网企业和供电企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印。

第二节 采集终端运行管理

第十一条 采集终端运行管理。采集终端运行管理方式如下：

采集终端投运前应完成设备安装、调试，满足数据采集要求。

采集终端运行维护内容主要包括现场设备巡视、故障处理等。现场设备应结合用电检查、周期性核抄、现场校验等工作同步开展常规巡视。现场设备故障处理应根据故障影响的用户类型、数量、距离远近及抄表结算日等因素，综合安排现场工作计划。

市场主体应负责设备监护，保证设备运行完好。

第五章 申校仲裁管理

第十二条 申校仲裁管理。市场主体对电网企业装设的电能计量器具的准确性存在异议时，有权向电网企业提出校验申请，电网企业应在规定时限内提供检验结果。如市场主体对申校结果有异议，可向电网企业上级计量检定机构申请二次检定。

第六章 计量数据管理

第十三条 数据管理要求。对于直接参与现货市场交易的市场主体，电网企业在D+4日前实现发电侧及用户侧结算计量装置内电能数据的采集，且数据存储时长和采集频率满足现货市场交易数据结算需求。

第十四条 数据采集信息系统管理要求。省级电网企业应建立用电信息采集系统（以下简称“采集系统”）实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的市场主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。采集系统应满足以下要求：

（一）采集系统的数据采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量数据，并满足现货市场交易结算数据需求。

（二）采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。

（三）采集系统应建立异常数据排查及处理机制。

第十五条 数据采集管理要求。参与现货交易的市场主体应按要求配置采集终端，通过采集系统实现电能量数据的远程采集。未接入采集系统但接入调度电能量采集系统的发电企业，暂可通过调度电能量采集系统实现电能量数据的远程采集，采集的计量数据应满足现货市场交易数据结算需求。电网企业负责组织开展采集终端设备改造，发电企业配合完成设备更换、调试工作。

第七章 数据补全拟合规则

第十六条 数据补全拟合规则。对于在辽宁省内参与市场交易的市场主体，当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由电网企业进行电量数据拟合，具体规则约定如下：

（一）对于参与市场化交易的用户，电网企业对采集的电表表码数据漏点、跳码、倒走等情况进行示值校验。

（二）示值校验失败的数据点，按照首点、尾点、中间点分别进行示值补全拟合：

1.首点示值缺失，取D-1日尾点示值作为补全值；如果D-1日曲线包括尾点示值在内的连续4点均为补全值，则取D日日冻结示值进行补全；如果D日日冻结示值大于后一个有效曲线示值，则向前取离首点示值最近的一个曲线示值进行补全。

2.尾点示值缺失，取D+1日日冻结示值作为补全值；如果D+1日日冻结示值小于前一个有效曲线示值，则向后取离尾点示值最近的一个有效曲线示值进行补全。

3.中间点曲线示值缺失，当中间缺点数量小于等于4个时，采用缺点区间内前后时间点的区间电量数据均值进行线性补全；当中间连续缺点数量大于4个时，根据缺点日期分类属性，取同类用户历史同期电量数据进行拟合。

（三）如出现因用户新装、计量装置故障等示值曲线无法拟合的情况，按照0电量处理。由电网企业出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）如在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算；如在月度账单发布后重新获得电能表实际示值，按照《辽宁省电力市场电费结算实施细则》中退补管理规则执行。

（五）参与零售市场的5G低压用户按市场主体日电量分时段平均值进行拟合；其他参与零售市场的低压用户，将日电量按电网企业提供的分时电量典型曲线进行分解拟合；电网公司代理购电低压用户不具备电能分时计量采集条件的，将日电量按电网企业提供的分时电量典型曲线进行分解拟合。

附件

名词解释

1.电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）。

2.结算计量点：电网企业与市场主体间进行电能量贸易结算的计量点。

3.考核计量点：发电企业中用于发电机组分劈结算的计量点。

4.用电信息采集终端：用电信息采集终端是对各信息采集点用电信息采集的设备，简称采集终端。用电信息采集终端按应用场所分为专变采集终端、集中抄表终端、分布式能源监控终端、融合终端等类型。

辽宁省电力市场零售市场管理实施细则

(V3.0征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范售电公司、电力用户参与电力市场交易，促进零售市场健康有序发展，维护辽宁电力市场秩序，依据国家和辽宁省相关政策文件要求，制定本细则。

第二条 本细则适用于现阶段辽宁省电力零售市场，可根据电力体制改革进程及相关政策文件调整进行修订。

第三条 辽宁省电力市场管理实施细则（零售管理部分）编制引用以下文件：《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委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〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革等有关事项的通知》（辽发改价格〔2021〕414

号)、《辽宁省工业和信息化厅 国家能源局东北监管局关于印发辽宁省2022年电力市场化交易工作方案的通知》(辽工信电力〔2021〕316号)、《关于印发〈辽宁省电力中长期交易规则〉的通知》(东北监能市场〔2021〕1号)、《关于印发〈辽宁省电力中长期交易规则补充规定〉的通知》(东北监能市场〔2021〕16号)、《省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》(辽发改价格〔2023〕441号)

第二章 零售市场成员权责

第四条 零售用户的权利和义务包括:

- (一) 按国家和辽宁省有关要求提供注册材料。
- (二) 按照规则参与电力市场交易, 确立零售服务关系并签订零售合同及市场化零售交易电费结算协议。
- (三) 按规定履行供用电合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议, 并承担相关违约责任。
- (四) 提供市场交易所必需的电力电量需求以及相关生产信息等。
- (五) 向电网企业支付电费, 按照电网企业相关收费规定执行。

第五条 电力交易机构的权利和义务包括:

- (一) 负责零售市场成员注册、变更等管理。
- (二) 收取并管理售电公司履约保函。
- (三) 配合开展售电公司信用管理和市场争议处理, 维

护市场秩序协调零售市场出现的其他问题。

第六条 售电公司的权利和义务包括：

（一）按国家和辽宁省有关要求提供注册材料。

（二）按照规则参与电力市场交易，履行购售电合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议，将零售合同上传至电力交易机构备案；市场化零售交易电费结算协议上传至电网企业相关业务平台。

（三）在合同有效期内，依据合同获取相关方履行合同的信息及资料。

（四）按要求提供零售用户注册信息变更情况、零售合同等资料。

（五）按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函，按照市场规则和零售合同承担相关责任。

（六）进入电力现货市场，须具备对零售用户日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线和报价信息的技术能力。

（七）向电网企业获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费。

（八）拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度管理，承担配电区域内电费收取、结算以及开具增值税专用发票等业务。向电网企业支付购电费、输电费。

第七条 电网企业的权利和义务包括：

（一）负责零售用户在营销业务应用系统中的用电信息

维护和变更。

（二）按照规则签订、管理并履行市场化零售交易电费结算协议。

（三）负责开展售电公司电费结算。

（四）负责零售用户用电计量、电费核算、电费收取及电费退补。

第三章 零售服务关系

第八条 零售服务关系原则。电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台确立零售服务关系后，电力交易机构不再受理新的申请，电力用户全部电量通过该售电公司购买。售电公司与零售用户的服务关系有效期为1年。

第九条 零售服务关系确立方式如下：

（一）售电公司与电力用户在电力交易平台确立零售服务关系。经售电公司与电力用户双方协商一致，在确立服务关系期限内，任何一方均可在电力交易平台中发起零售服务关系确立邀约，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易平台中确认。

（二）任何一方在交易平台查阅售电公司的服务关系确立邀约，核查信息无误后提交至交易平台；若多家售电公司同时向1家电力用户发起服务关系确立邀约，电力用户只能选择其中1条服务关系提交至交易平台；若电力用户不接受

邀约，可驳回至售电公司。

（三）电力交易机构受理服务关系确立申请后，核实确立双方基本信息、服务期限等信息。如有异议则反馈双方，并通知变更资料后再次提交；如无异议则确认通过，服务关系生效。

（四）服务关系生效后，电力交易机构应将服务关系变更信息于 2 日内推送至电网企业。售电公司应于 10 日内将零售合同原件一份送电力交易机构备案。

（五）服务关系在电力交易机构最终生效前，任意一方可撤销自身发起的零售服务关系确立申请，经另一方确认后，待生效的服务关系自行解除。

（六）售电公司如需查询所代理零售用户相关用电信息，可签订授权委托书。授权委托书期限不得超过服务关系期限。

第十条 零售服务关系变更方式如下：

（一）原则上零售用户与售电公司的服务关系在协议存续期间不得变更。若因特殊原因，售电公司或零售用户不能再执行合同，需双方妥善处理原有合同，零售用户相关业务全部办结后，才能办理服务关系变更。

（二）服务关系期满前 15 日，电力用户应与原售电公司续约或重新选择售电公司进行服务关系确认，也可自愿选择通过批发市场直接向发电企业购电；未进行上述选择的电力用户次月默认由电网企业代理购电，用电价格执行电网企业

代理购电价格的 1.5 倍。

（三）零售用户通过交易平台与售电公司完成变更协议签订后，电力交易平台自动登记零售合同变更信息，双方零售关系变更生效。电力交易机构应将服务关系变更信息于 2 日内推送至电网企业。

（四）服务关系变更后，售电公司不再具备查询零售用户相关信息的权限。

第十一条 零售用户转批发用户方式如下：

（一）零售用户转批发用户，应同时满足以下条件。

1.零售用户无欠费，无窃电、违约用电在途流程。

2.零售用户符合批发市场准入要求。

3.零售用户与售电公司履行完相关合同（零售合同、市场化零售交易电费结算协议、供用电合同）所有义务，并完成服务关系解除。

（二）服务关系解除后，满足条件的零售用户可转为批发用户。

第十二条 变更售电公司方式如下：

（一）零售用户与售电公司变更服务关系时应同时满足以下条件：

1.零售用户无欠费、无窃电、违约用电在途流程。

2.零售用户应提供与原售电公司解除相关合同（零售合同、市场化零售交易电费结算协议）并履行完合同义务的证

明材料，或原售电公司主动/被强制退出市场。

3.零售用户拟转至的售电公司已在电力交易平台注册。

4.零售用户已与新售电公司建立零售服务关系并签订相关合同。

（二）售电公司或零售用户在电力交易平台发起服务关系解除申请并上传相关证明材料，经电力交易机构审核通过后解除服务关系。

（三）拟转至的售电公司在全面了解零售用户原合同执行情况的基础上，通过电力交易平台发起零售用户服务关系确立申请，流程同本细则“第九条”。

第四章 零售用户合同管理

第十三条 零售合同。售电公司和零售用户在确立服务关系后，可签订零售合同。零售合同的签订、变更和终止，均由售电公司与零售用户自行完成，并向电力交易机构备案。

第十四条 结算协议。售电公司、零售用户、电网企业三方应签订市场化零售交易电费结算协议，并上传至电网企业相关业务平台，作为下一结算周期的结算依据；售电公司和零售用户协商一致需变更协议内容的，三方应在下一结算周期前 10 日内重新签订市场化零售交易电费结算协议。

第五章 零售套餐管理

第十五条 零售套餐管理原则。为满足零售市场建设需要，使用智能化手段，通过零售套餐管理平台，为售电公司

与零售用户提供零售套餐发布、零售套餐确认、签订零售结算协议等服务。

第十六条 零售套餐发布。售电公司在满足零售套餐管理平台参数配置约束的前提下，进行零售套餐各项参数设置。零售套餐由各售电公司自主制定，包含电量参数、电价参数零等信息，相关参数一经确定后，在零售市场化售电平台对零售用户发布。

第十七条 零售套餐确认。售电公司和零售用户通过零售套餐管理平台，双向自主选取零售套餐并双方确认，确认时需核实所选零售套餐及购买标的月，选择约定零售电量的零售套餐还需填写分月/分时零售电量值。零售套餐确认后，售电公司、零售用户、电网企业三方应签订市场化零售交易电费结算协议，并上传至零售市场化售电平台。

第十八条 零售套餐参数以类型包含以下内容：

（一）零售套餐基本参数

1.电量参数：分为约定零售电量与不约定零售电量两个类型。对于约定电量可选偏差考核范围，约定零售电量的套餐需零售用户按月在零售交易时填写零售约定电量（允许执行中变更，经双方确认，可在交割月之前协商变更）。对不约定电量的零售套餐，全部市场化用电量按照对应的电价交割与结算。

2.电价参数：双方需约定分时电量对应的分时电价，分时价格最小单位为 1 小时。

（二）零售套餐类型

1.固定价格类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_a 为固定价格 P_1 ，该价格不随市场交易价格联动，算法如下：

$$P_a=P_1$$

2.浮动价格类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_b 为某价格 P_1 上浮或下浮 ΔP ，算法如下：

$$P_b=P_1+\Delta P$$

其中： P_1 可选定为年度交易均价、月度集中竞价交易成交价格、月内挂牌交易成交均价、月度电网公司代理购电价格等； ΔP 可为正值或负值，为正值时视为上浮，为负值时视为下浮。

3.比例分成类

电力用户与售电公司市场化成交电价 P_c 为以某价格 P_1 为参考，另一价格 P_2 比该参考价 P_1 低的价差按约定比例 k_1 分成或比该参考价 P_1 高的价差按约定比例 k_2 分摊，算法如下：

$$\text{当 } P_2 > P_1 \text{ 时, } P_c = P_1 + k_1 \times (P_2 - P_1)$$

$$\text{当 } P_2 \geq P_1 \text{ 时, } P_c = P_1 + k_2 \times (P_2 - P_1)$$

其中： P_1 可选定为价格固定类套餐电价 P_{a1} 或浮动价格类套餐电价 P_{b1} ； P_2 可选定为其他不同的价格固定类套餐电价 P_{a2} 或浮动价格类套餐电价 P_{b2} ； k_1 为分成比例， k_2 为分摊比例。

第六章 零售市场结算

第十九条 零售市场结算原则。售电公司通过双边协商方式与零售用户开展零售交易，售电公司与零售用户双向自主选择，签订零售合同。售电公司、零售用户和电网企业三方签订市场化零售交易电费结算协议。电网企业依据市场化零售交易电费结算协议开展电费结算。

第二十条 结算周期。售电公司在批发市场采用“日清月结”的结算模式，以绑定的零售用户可参与市场实际用电量为基础，出具日清分单据，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算。

零售用户在零售市场以月度为周期进行结算，以零售用户可参与市场实际用电量为基础，按月出具结算依据。

第二十一条 结算时段。批发市场以 15 分钟作为一个结算时段，零售市场以月作为一个结算时段。

第二十二条 结算电量。售电公司在参与电力批发市场交易前，须根据零售用户实际用电需求，在电力交易平台提交交易电量需求。

零售用户以月度可参与市场实际用电量，作为其市场化

结算电量。

售电公司以其代理的零售用户参与市场实际用电量之和，作为其市场化结算电量。

第二十三条 结算电价。零售用户结算方案指售电公司与零售用户共同确认的结算方案，主要涉及零售用户结算电价等结算相关事项。结算方案通过电力交易平台按月申报，作为市场化零售交易电费结算协议的附件，上传至电网企业相关业务平台，作为电网企业对零售用户结算的依据。

批发市场主要涉及中长期批发市场成交电价、日前市场统一结算点电价、实时市场统一结算点电价、月度实时市场加权均价。

零售市场主要涉及：零售用户结算电价、偏差电价。

第二十四条 零售电价确认原则。优先采用月度结算方案中售电公司和零售用户协商一致提交的结算价格。

在批发市场未开展中长期分时段交易的情况下，若售电公司和零售用户双方未在规定时间内申报并确认月度结算方案，以相应月份该售电公司参与批发市场相应类型月度直接交易（不含合同转让）成交均价作为零售用户结算电价；若售电公司未参与月度直接交易，以当月用电侧批发市场相应类型月度中长期直接交易（不含合同转让）成交均价作为零售用户结算电价。

在批发市场开展中长期分时段交易的情况下，零售用户

应与绑定的售电公司约定分时定价结算方案。选择分时定价的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认分时定价结算方案，或选择分时定价的零售用户和售电公司已选择按旬申报分时结算方案，但未在规定时间内申报并确认上旬或中旬或下旬的结算电量、电价，按照“当月”批发市场月度和旬分时交易逐时段限价范围中每个时段上限价的0.9倍加“上月”日前现货市场用户侧对应时段统一结算电价月度算术平均值的0.1倍作为零售用户每个时段的结算电价，用户实际市场化用电量作为其约定电量。选择分时定价方式以外的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，则按照当月用户侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为零售用户结算电价。

第二十五条 零售用户偏差结算。零售用户的偏差电量为零售用户的实际用电量与零售用户的月度合约电量的差值，偏差率为该差值与月度合约电量的比例。售电公司与零售用户选择零售定价方式时应约定与偏差率相对应执行的偏差电价，同时签订市场化零售交易量价清分结果。偏差率、偏差电价应设置上、下限并遵循省内中长期交易规则。

$$C_{\text{正偏差电费}} = Q_{\text{正偏差电量}} \times P_{\text{正偏差电价}}^f$$

$$C_{\text{负偏差电费}} = Q_{\text{负偏差电量}} \times P_{\text{负偏差电价}}^f$$

式中：

$P_{\text{正偏差电价}}^f$ 、 $P_{\text{负偏差电价}}^f$ 为零售用户的偏差率为 f 时相对应执行的正、负偏差电价。

零售用户的偏差电费不计算峰谷和力率，但未按缴费时限缴费的将按照《供电营业规则》规定计收违约金。

第二十六条 电费结算方式如下：

（一）售电公司

售电公司结算电费采取费差方式，即：售电公司结算电费=零售市场售电费-批发市场购电费。售电公司结算电费为售电公司在电力市场中的运营收益。

1.售电公司在批发市场购电费

按照批发市场结算规则进行电费结算，具体算法依据《辽宁省电力市场电费结算实施细则》确定。

2.售电公司在零售市场售电费

售电公司零售市场售电费，即零售用户分别结算零售总电费之和。

售电公司在现货结算模式下，计算零售市场售出电费时，其代理的零售用户市场化电量的交易电价不执行峰谷时段划分及浮动比例。

（二）零售用户

零售用户总电费结算具体算法依据《辽宁省电力市场电费结算实施细则》确定。

第二十七条 电量追补。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补调整的，需重新计算涉及月份有关市场主体的市场化电费，并将差额电费纳入待追补电费事项。电量差错追补调整追溯期原则上不跨年。

零售用户追补结算电费 $R_{\text{零售市场追补结算电费}}$ ：当历史月份结算电量出现偏差时，以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费；

售电公司追补购电支出 $C_{\text{批发市场追补购电支出}}$ ：追补电量方式按照《辽宁省电力市场电费结算实施细则》执行。

售电公司追补电费 $R_{\text{追补电费}}$ ：

$$R_{\text{追补电费}} = R_{\text{零售市场追补结算电费}} - C_{\text{批发市场追补购电支出}}$$

附件

名词解释

1.电力批发市场：发电企业和批发用户、售电公司、电网企业之间进行电力交易的市场（简称“批发市场”）。

2.批发市场交易：发电企业和批发用户、售电公司、电网企业之间进行大宗电力交易活动的总称。

3.批发用户：直接参与批发市场的电力用户。

4.电力零售市场：售电公司与电力用户之间开展电力交易的市场（简称“零售市场”）。

5.零售市场交易：售电公司与电力用户之间开展电力交易活动的总称。

6.零售市场用户：参与零售市场的电力用户（简称“零售用户”）。

7.零售市场结算电价：零售市场中，售电公司和零售用户在相关合同中共同确认的结算电价（简称“结算电价”）。

8.偏差率：零售用户实际用电量与月度合约电量的差值占月度合约电量的比例。

9.偏差电价：零售市场中，售电公司与零售用户选择零售定价方式时应约定与偏差率相对应执行的偏差电量结算价格，签订市场化零售交易量价清分结果，并按照相应价格结算实际用电量与月度合约电量的差值。

10.零售用户合约电量：零售市场中，售电公司和零售用户在相关合同中共同确认的电量（简称“合约电量”）。

11.零售服务关系：售电公司与零售用户协商一致，确立的由售电公司代理零售用户参与零售市场的关系。

12.购售电合同：发电企业与售电公司签订的购售电约定信息。

13.零售合同：售电公司和零售用户在确立服务关系后，签订的相关约定服务合同。

14.市场化零售交易电费结算协议：售电公司、零售用户和电网企业签订的关于零售市场交易电费结算相关信息的约定。