

黑龙江省发展和改革委员会 国家能源局东北监管局文件

黑发改运行规〔2025〕4号

关于印发《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.1版）》的通知

国网黑龙江省电力有限公司，黑龙江电力交易中心有限公司，各发电企业、电力用户、售电公司：

为规范黑龙江省电力市场交易，保障各类经营主体合理的利益，结合市场运行情况，我委组织省电力公司及相关单位在充分研究的基础上对《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.0版）》（黑发改运行规〔2024〕4号）进行修订完善，并经公开征求各方意见后，形成了《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.1版）》现予以印发，请遵

照执行。执行中遇重大问题请及时报告。《黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.0版）》同时废止。

联系人：全虹达 联系电话：18945666266

附件：黑龙江省电力市场运营规则及配套实施细则（试行2.1版）

黑龙江省发展和改革委员会



国家能源局东北监管局

2025年12月1日



黑龙江省发展和改革委员会办公室

2025年12月2日印发

附件

黑龙江省电力市场运营规则 及配套实施细则

(试行 2.1 版)

2025 年 11 月

总 目 录

黑龙江省电力市场运营规则.....	1
黑龙江省现货电能量市场交易实施细则.....	20
黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则.....	145
黑龙江省电力市场中长期交易衔接实施细则.....	171
黑龙江省电力市场注册管理实施细则.....	193
黑龙江省电力市场计量管理实施细则.....	214
黑龙江省电力市场电费结算实施细则.....	221

黑龙江省电力市场运营规则

(试行 2.1 版)

目 录

第一章 总则.....	- 3 -
第二章 电力市场成员.....	- 4 -
第三章 交易类型与方式.....	- 10 -
第四章 电能量交易.....	- 10 -
第五章 电力辅助服务交易.....	- 12 -
第六章 电能计量与结算.....	- 12 -
第七章 系统安全.....	- 14 -
第八章 市场风险防控和监管.....	- 15 -
第九章 信息披露.....	- 16 -
第十章 争议处理.....	- 16 -
第十一章 法律责任.....	- 17 -
第十二章 附则.....	- 18 -

第一章 总则

第一条 为规范黑龙江省电力市场的运营及管理，构建安全有序、合理竞争、运行高效、风险可控的市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进黑龙江省电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，助力新型电力系统建设，制订本规则。

第二条 本规则依据有关现行法律法规和相关规定，结合黑龙江省现货市场建设要求和电网实际运行情况编制。

第三条 本规则适用于黑龙江省电力市场（以下称“电力市场”）运营及管理，本规则所称电力市场专指省级电力市场。黑龙江省电力市场包括电能量市场和电力辅助服务市场，电能量市场包括批发市场和零售市场。

第四条 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经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 黑龙江省发展和改革委员会（以下称“省发展改革委”）负责统筹协调推进电力市场建设工作。国网黑龙江省电力有限公司、黑龙江电力交易中心依据各类市场权责规定开展相关组织、实施与管理工作。省发展改革委会同东北能源监管局根据职能依法履行黑龙江省电力市场

管理职责，对经营主体交易行为、电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况以及电网企业公平开放的情况实施监管。

第二章 电力市场成员

第六条 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业（含增量配电网企业，下同）等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体，新型经营主体包括储能企业、虚拟电厂（含聚合商，下同）等；电力市场运营机构包括电力交易机构（黑龙江电力交易中心）和电力调度机构（国网黑龙江省电力有限公司电力调度控制中心，简称省调）。

第七条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。

第八条 电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

第九条 电网企业应当公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，

根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受相关电力监管机构的监督检查。

第十条 经营主体应当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

第十一条 电力市场应当按照国家有关规定组建电力市场管理委员会，作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对电力市场成员实施自律管理。

第十二条 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) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 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，提供承诺的需求响应服务；在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；

(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) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 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) 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司

重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(三) 按照规则向电力交易机构提供代理零售用户（即二类用户，下同）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；

(四) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 获得电网企业的电费结算服务；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十六条 电网企业的基本权利和义务：

(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) 为经营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撑市场化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）、农业用电供应等用电，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) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(九) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 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、辅助服务交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，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；

(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) 配合省发展改革委、东北能源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，并向东北能源监管局、省发展改革委报告，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。

第十八条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

(一) 向经营主体提供市场注册、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以及相关服务；

(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，为经营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，向省发展改革委、东北能源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 交易类型与方式

第十九条 电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。

第二十条 电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。

第二十一条 根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第四章 电能量交易

第二十二条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则组织实施，也可以由电力交易双方协商。

第二十三条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。电力用户可通过售电公司代理的方式参与电力交易。

经营主体之间不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱市场秩序等行为。经营主体进行电能量交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格；有多个发电厂组成的发电企业

进行电能量交易，不得集中报价。

第二十四条 经营主体可通过由各级电力交易机构组织的电力中长期交易，形成电力中长期交易分时电量、电价合同。电力中长期交易实行单一制电量电价，经营主体基于电量价格进行市场交易。

第二十五条 电力现货交易采用集中优化出清的方式开展，采用分时节点电价机制进行结算。

第二十六条 黑龙江省电力现货交易包括日前交易和实时交易。

电力市场运营机构按日组织日前交易，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前交易集中优化出清，形成日前出清结果。加快推动日前交易以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。

实时交易中，电力市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时交易出清，形成实时交易出清结果。

第二十七条 电能量交易应通过电力市场运营机构校核后执行。

第五章 电力辅助服务交易

第二十八条 经营主体应当按照有关规定提供用以维护电压、频率稳定和电网故障恢复等方面的电力辅助服务。

第二十九条 电力辅助服务分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。其中，基本电力辅助服务是经营主体应当无偿提供的电力辅助服务。有偿电力辅助服务是经营主体在基本电力辅助服务之外提供的其他电力辅助服务。

第三十条 黑龙江省按照国家有关规定确定参与辅助服务市场的准入条件，实行公平准入。

第三十一条 黑龙江省辅助服务市场由电力调度机构组织集中开展，确定系统运行的辅助服务品种总需求，结合经营主体申报情况，采用集中竞价方式确定辅助服务提供者。

第三十二条 承诺按照要求提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，电力调度机构按照有关规定进行考核。

第六章 电能计量与结算

第三十三条 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

第三十四条 电能计量检测机构对电能计量装置实行定

期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第三十五条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电量作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第三十六条 电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第三十七条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

第三十八条 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务。当市场运行出现异常、政策调整、差错等特殊情况，市场结算需要重新调整，电网企业依照相关规定开展电费追退补。

第三十九条 电力市场成员应当按照政策要求和电力市场运行规则规定的电费结算方式和期限结算电费。

第七章 系统安全

第四十条 经营主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网协议配备必要的安全设施，提供电力辅助服务，维护电力系统的安全稳定运行。

第四十一条 电力调度机构应当严格执行电力调度规则，合理安排系统运行方式，及时预报或者通报影响电力系统安全运行的信息，防止电网事故，保障电网运行安全。负责电力市场交易的安全校核，并公布校核方法、参数。根据电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况，统筹安排电力设备检修计划。

第四十二条 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第四十三条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，以电力市场运行规则为基础，统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护，根据电力市场发展的需要及时更新。

第四十四条 经营主体可根据业务需要建设相应的信息化发售电业务平台。对于接入电力市场技术支持系统的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和著作权证书，同时要符合相关的信息化管理要求和数据接口规范要求。

第八章 市场风险防控和监管

第四十五条 黑龙江省电力市场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，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第四十六条 电力监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场暂停、中止、恢复等干预规则，规定电力市场干预措施实施条件和相关处理方法。

第四十七条 电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，接受电力监管机构监管。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。

电力市场运营机构负责对经营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识别，并开展市场力检测与缓解。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。

第四十八条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第九章 信息披露

第四十九条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第五十条 经营主体、电网企业应当按照有关规定向电力市场运营机构提供信息。电力市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

第十章 争议处理

第五十一条 本规则所指争议主要是指电力市场成员之间的下列争议：

- (一) 经营主体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) 经营主体与电力市场运营机构之间的纠纷包括

但不限于经营主体对市场组织、交易执行、结算与事后认定等方面的行为进行质疑，或拒不执行电力市场运营机构指令等；

（三）其他方面的争议。

第五十二条 电力交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交省发展改革委、东北能源监管局调解处理，也可向人民法院提起诉讼。

第五十三条 经营主体应按照以下规定时间提出争议调解申请：

（一）对于市场价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在交易机构给出查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（二）对于电费结算账单中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起2年内提出。

经营主体有义务为省发展改革委、东北能源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。

第十一章 法律责任

第五十四条 电力市场运营机构违反本规则规定，有下列情形之一的，按照《电力监管条例》第三十三条规定处理：

- (一) 不按照本规则及配套规则规定组织交易的；
- (二) 未经电力监管机构审定同意，擅自出台交易细则开展相关电力市场活动的；
- (三) 擅自执行未按法定权限、程序制修订的规则的；
- (四) 其他违反本规则规定且造成社会不良影响的。

第五十五条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十二章 附则

第五十六条 本规则由省发展改革委、东北能源监管局负责解释，与国家最新政策、文件规定不符的，从其规定。

第五十七条 本规则涉及的相关免责条款包括：

- (一) 电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任；
- (二) 不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他

市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况；

(三) 出现市场异常情况时，电力市场运营机构按本规则及其他实施细则对市场进行干预予以免责。

黑龙江省现货电能量市场交易 实施细则

(试行2.1版)

目 录

1 总述	- 26 -
2 适用范围	- 26 -
3 市场成员	- 26 -
3.1 经营主体	- 26 -
3.1.1 发电企业	- 27 -
3.1.2 市场用户	- 28 -
3.1.3 新型经营主体	- 28 -
4 市场衔接方式	- 32 -
4.1 中长期市场与现货市场的衔接	- 32 -
4.2 省间与省内现货市场的衔接	- 32 -
4.3 调频市场与现货市场的衔接	- 33 -
5 日前市场	- 33 -
5.1 市场参数	- 33 -
5.1.1 缺省参数	- 33 -
5.1.2 核定参数	- 34 -
5.2 日前经营主体运行边界条件	- 34 -
5.2.1 发电机组物理运行参数	- 34 -
5.2.2 发电机组调试及试验计划	- 36 -
5.2.3 发电机组状态	- 36 -
5.2.4 新能源短期功率预测	- 37 -

5.2.5 非竞价燃煤机组、虚拟电厂出力曲线.....	- 38 -
5.2.6 新型经营主体物理运行参数.....	- 38 -
5.3 日前电网运行边界条件.....	- 39 -
5.3.1 日前负荷预测.....	- 40 -
5.3.2 省间联络线预计计划.....	- 40 -
5.3.3 备用约束.....	- 40 -
5.3.4 输变电设备停电检修计划.....	- 41 -
5.3.5 输变电设备投产与退役计划.....	- 41 -
5.3.6 电网安全约束.....	- 41 -
5.3.7 其他机组日前发电计划.....	- 44 -
5.4 事前信息发布.....	- 44 -
5.5 交易申报.....	- 45 -
5.5.1 申报要求.....	- 45 -
5.5.2 发电企业交易信息.....	- 45 -
5.5.3 市场用户交易信息.....	- 48 -
5.5.4 新型经营主体交易信息.....	- 48 -
5.6 日前市场出清.....	- 53 -
5.6.1 日前市场预出清.....	- 53 -
5.6.2 日前市场正式出清.....	- 54 -
5.6.3 特殊机组出清方式.....	- 54 -
5.6.4 日前市场安全校核.....	- 57 -
5.7 日前出清交易结果发布.....	- 58 -

5.8 日前发电计划调整	- 59 -
6 实时市场	- 60 -
6.1 实时经营主体运行边界条件	- 60 -
6.1.1 经营主体物理运行参数调整	- 60 -
6.1.2 发电机组预计并网/解列时间	- 60 -
6.1.3 新能源超短期功率预测	- 61 -
6.1.4 应急新增开机机组	- 61 -
6.2 实时电网运行边界条件	- 61 -
6.2.1 超短期负荷预测	- 61 -
6.2.2 运行备用变化	- 62 -
6.2.3 发电机组及输变电设备检修计划变更	- 62 -
6.2.4 电网安全约束	- 62 -
6.2.5 新型经营主体实时计划	- 62 -
6.2.6 其他机组实时发电计划	- 63 -
6.2.7 省间联络线终计划	- 63 -
6.3 实时市场出清	- 63 -
6.3.1 实时市场出清机制	- 63 -
6.3.2 实时市场安全校核	- 65 -
6.4 实时运行调整	- 65 -
6.5 出清结果发布	- 67 -
7 发电侧成本补偿	- 69 -
7.1 启动补偿	- 69 -

7.2 特殊机组成本补偿	- 69 -
8 运行考核与获利回收	- 70 -
8.1 执行偏差获利回收	- 70 -
8.1.1 执行偏差	- 70 -
8.1.2 执行偏差获利	- 71 -
8.1.3 执行偏差回收豁免	- 73 -
8.2 燃煤机组其他获利回收与考核	- 75 -
8.2.1 非停获利回收	- 75 -
8.2.2 启停偏差获利回收	- 76 -
8.2.3 限高考核	- 76 -
8.2.4 限低考核	- 78 -
8.2.5 最大发电能力变更考核	- 79 -
8.2.6 最小发电能力变更考核	- 80 -
9 特殊情况处理机制	- 80 -
9.1 保供电时期处理机制	- 81 -
9.2 自然灾害影响期处理机制	- 81 -
9.3 市场干预	- 81 -
9.3.1 政府干预	- 81 -
9.3.2 市场运营机构干预	- 82 -
9.4 市场中止	- 83 -
9.5 市场恢复	- 85 -
10 市场力监管	- 85 -

10.1 市场监管指标分析..... - 86 -

10.2 市场力监测及缓解..... - 86 -

 10.2.1 事前措施..... - 86 -

 10.2.2 事中措施..... - 86 -

 10.2.3 事后措施..... - 91 -

10.3 市场力行为识别与处置..... - 91 -

 10.3.1 持留行为..... - 91 -

 10.3.2 串谋行为..... - 92 -

 10.3.3 操纵行为..... - 93 -

附件一：市场参数表..... - 94 -

附件二：缺省参数表..... - 97 -

附件三：日前安全约束机组组合数学模型..... - 100 -

附件四：日前安全约束经济调度数学模型..... - 113 -

附件五：日前节点电价数学模型..... - 122 -

附件六：实时安全约束经济调度数学模型..... - 132 -

附件七：实时节点电价数学模型..... - 138 -

1 总述

为指导、规范、明确黑龙江省现货电能量市场组织工作，引导现货市场更好发现电力实时价格，准确反映电能供需关系，保障经营主体合理权益，支撑能源清洁低碳转型，结合黑龙江省电力生产实际情况制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省现货市场的运营、管理、组织与实施。

3 市场成员

市场成员包括经营主体、电网企业（含增量配电网企业，下同）与市场运营机构。

3.1 经营主体

经营主体包括满足注册条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、独立储能、虚拟电厂（含聚合商，下同）等。

参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和黑龙江省有关准入条件，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，在电力交易平台注册，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。

3.1.1 发电企业

(一) 参与现货市场的发电企业

(1) 燃煤机组

参与中长期市场化交易的省调直调的公用燃煤机组均以机组为单元参与现货市场。其中：

10万千瓦及以上的为竞价燃煤机组，通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价；

10万千瓦以下的为非竞价燃煤机组，依据供热、供汽需求以及中长期合约情况申报D日分时发电需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中优先出清。

(2) 新能源场站

集中式新能源场站（含风电、光伏）通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价。“报量报价”参与现货市场的新能源场站应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能，且需申报功率预测曲线。

具备独立预测功能但独立计量、独立控制、独立遥测等功能不完善的集中式新能源场站，以“报量不报价”的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件；上述条件均不满足的集中式新能源场站，以“不报量不报价”的方式参与现货市场，接受市场价格。

在市场具备条件后，分布式光伏、分散式风电场站原

则上以“不报量不报价”方式参与现货市场，接受市场价格。

（二）暂不参与现货市场的机组

除上述发电单元与新型经营主体类型外，水电、生物质（含沼气及垃圾）发电以及自备电厂等，暂不参与现货市场。满足电力市场注册条件的背压机组（只在供热期间运行的燃煤机组）在电力交易平台注册后，自愿参与现货市场，参与方式及申报要求与非竞价燃煤机组一致。

3.1.2 市场用户

一类用户、售电公司以“报量不报价”的方式参与现货市场，二类用户由售电公司代理参与现货市场。

三、四类用户由电网企业代理购电，以“报量不报价”的方式参与现货市场，在日前市场中申报运行日的分时用电需求曲线。

将一类用户、售电公司与电网代理购电日前用电需求申报曲线叠加非市场化用电预测，纳入日前市场出清边界条件。择机采取一类用户、售电公司“报量报价”的模式组织开展现货市场交易。

3.1.3 新型经营主体

（一）独立储能

独立储能是指具备独立分时正反向计量和 AGC/APC 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能电站或储能装置，能够准确地与电力调度机构交互实时充放电功率、荷电状态等运行信息，可靠接收和连续执行实时调度指令。独立储能应以同一节点的独立法人项目为交易单元直接参与电力批发市场，额定功率应 \geq 准入值 P_{es}^{th} ，额定功率充放电持续响应时间 \geq 准入值 RT_{es}^{th} ，相关准入条件根据市场交易情况适时调整。

独立储能可按自然月自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与日前现货市场竞争；或以“报量不报价”的方式自主决策充放电功率曲线在日前现货市场竞争中优先出清。独立储能可按自然日选择参与调频市场，连续申报参与调频市场时段 $\geq RT_{es}^{th}$ 。选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率。

（二）虚拟电厂

虚拟电厂是指运营商基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。

参与现货市场的虚拟电厂所聚合资源原则上应位于同一市场出清节点。单一资源不能同时被两个及以上虚拟电厂聚合。

市场初期，虚拟电厂应以聚合资源为交易单元直接参与电力批发市场。参与电力市场前或涉及聚合资源、调节能力变更时应按照相关规定完成能力校核测试。

虚拟电厂依据聚合资源特性，可分为负荷型虚拟电厂、电源型虚拟电厂。

(一) 负荷型虚拟电厂聚合同一节点的市场用户及各类调节资源全部电量，具有用电属性，对电网呈现全时段负荷状态。

(二) 电源型虚拟电厂聚合同一节点的分布式电源及其各类调节资源作为整体，具有发电属性，对电网呈现全时段电源状态。

虚拟电厂控制分类基本要求：

(一) 参与电力现货市场的虚拟电厂基础调节容量应分别 \geq 准入值 P_{vpp}^{th} ，基础调节容量持续响应时间 \geq 准入值 RT_{vpp}^{th} 。

(二) 可跟踪实时交易计划曲线，对聚合资源全部调节能力实现秒级控制，满足电力电量分时计量等终端监测、预测、分解指令类数据信息实时交互的相关要求，接入电力调度自动化系统，与电力调度机构签订并网调度协议具备 AGC/APC 功能的为直控型主体，参与实时现货场优化出清。其中，电源型虚拟电厂限定为直控型。

具备可靠监测、预测、分解指令等功能，控制条件不

满足直控型要求，依据日前现货市场出清结果开展调节的为非直控主体，整体不参与实时现货市场优化。

满足市场准入条件的虚拟电厂具备直控条件的部分或全部聚合资源可作为调频服务提供者（下文简称“虚拟电厂调频类资源”）参与调频市场。

虚拟电厂参与电力市场基本要求：

（一）虚拟电厂具备连续优化条件的可选择以“报量报价”方式全时段参与日前现货市场优化；具有调节时长约束的主体可按自然月选择参与现货市场调节时段并“报量报价”参与日前现货市场优化，非现货调节时段以“报量不报价”方式自主决策用电需求（发电能力）曲线在日前现货市场中优先出清。

按自然月选择参与现货市场调节时段的虚拟电厂单组调节时段时长应 $\geq RT_{vpp}^{th}$ 。电源型虚拟电厂按照接入检测认定的主要聚合资源对应经营主体类型的要求与政策参与市场。

（二）非直控主体以日前市场出清结果形成的发用电计划开展调用，作为实时现货市场边界条件。

（三）虚拟电厂日前自愿依据调频类资源的调节能力申报调频意愿，并在现货市场调节时段内选择调频时段，单组连续参与调频市场调节时长 \geq 准入值 RT_{vpp}^{th} 。

4 市场衔接方式

4.1 中长期市场与现货市场的衔接

各类中长期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、跨区跨省中长期合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构向电力调度机构提供 D 日省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息。

通过预测形成分时段省内优先购电曲线。省内优先发电量按各类型电源月平均发电曲线分解，具体为：（1）各风电、光伏交易单元月内各日优先发电曲线相同；（2）省内各风电交易单元优先发电 96 点电量按照上年同月全省风电发电平均曲线形状和月度优先发电量等比例分解；（3）省内各光伏交易单元优先发电 96 点电量按照上年同月全省光伏发电平均曲线形状和月度优先发电量等比例分解；（4）省内各火电机组优先发电 96 点电量按照上年同月全省发受电力曲线形状等比例分解。

4.2 省间与省内现货市场的衔接

目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，参与日前省间现货市场；实时现货市场滚动出清过程中，

省内发电企业可参与日内省间现货市场。

省间各类交易送出成交结果作为负荷增量参与省内市场出清，受入成交结果作为省内电源参与省内市场出清。

4.3 调频市场与现货市场的衔接

现阶段，调频市场以小时为周期组织交易，与现货市场分开运行、协调出清。D-1 日，电力调度机构发布调频需求预测，组织经营主体参与申报。

独立储能按自然日选择参与调频市场，在日前申报调频容量、调频价格等参数，不再参与日前现货市场出清，全时段参与调频市场。直控型虚拟电厂按自然日选择参与调频市场，日前在现货市场优化时段申报调频容量、调频价格、调频时段等参数，相应时段在日前现货市场的出清出力范围依据最大、最小（发电）负荷预留标准调频容量后确定。

D 日，在整点时刻前，电力调度机构依据最新的系统调频需求与经营主体日前申报数据，开展调频市场出清。直控型虚拟电厂相应时段在实时现货市场的出清出力范围依据最大、最小（发电）负荷预留实时中标调频容量后确定。

5 日前市场

5.1 市场参数

5.1.1 缺省参数

缺省参数是指经营主体各类状态下运行、量价相关参数的默认值。经营主体的缺省参数由经营主体负责申报，现货开市前，经营主体的缺省参数需完备。如需变更，应通过参数变更管理流程进行更改。经营主体的缺省参数申报及变更需经电力调度机构审核后生效。

5.1.2 核定参数

核定参数计算标准由电力市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府主管部门同意后执行。

- (一) 燃煤机组启动费用上下限 R_1 ;
- (二) 燃煤机组空载费用上下限 R_2 ;
- (三) 经营主体电能量报价上下限 R_3 ;
- (四) 市场出清价格上下限 R_4 ;
- (五) 燃煤机组核定成本价格 C_0 : 核定成本价格指基于燃煤发电机组的发电边际成本核定的成本价格；核定成本用于市场力检测环节以及发电侧各类考核与补偿费用计算。

5.2 日前经营主体运行边界条件

5.2.1 发电机组物理运行参数

竞价燃煤机组用于日前经营主体运行边界条件的缺省物理运行参数包括：

- (一) 发电机组额定有功功率，单位为兆瓦；
- (二) 发电机组综合厂用电率，单位为%；

(三) 冷态启动时间 (E_1)，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；

(四) 热态启动时间 (E_2)，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；

(五) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 50% 装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟， $0 < \text{开机曲线持续时间} \leq E_3$ 小时，期间机组的开机曲线作为价格接受者保障优先出清；

(六) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从 50% 装机容量至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟， $0 < \text{停机曲线持续时间} \leq E_4$ 小时，期间机组的停机曲线作为价格接受者保障优先出清；

(七) 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；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；

(八) 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；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；

(九) 电力调度机构所需的其他运行参数。

5.2.2 发电机组调试及试验计划

5.2.2.1 新建主体调试

每月 18 日前（含 18 日）获得电力业务许可证（发电类）的发电企业且满足参与市场条件的，次月 1 日起参与现货市场的申报及出清；每月 18 日后获得电力业务许可证（发电类）的发电企业且满足参与市场条件的，次次月 1 日起参与现货市场的申报及出清。

5.2.2.2 在运主体试验

D-2 日 12:00 前，因经营主体原因的试验机组或独立储能向电力调度机构报送 D 日试验时段内每 15 分钟的试验出力计划，D-2 日 17:30 前，电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定等基本需要的前提下返回审核结果。

5.2.3 发电机组状态

D-2 日 17:30 前，电力调度机构根据机组运行状态、机组检修计划、试验计划等信息，确定运行日燃煤机组的 96 点状态（包括可用、不可用两类）。D-1 日 08:00 前，发电企业应与电力调度机构确认相关信息，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。

处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

（一）可用状态：包括机组处于运行、备用以及调试

(试验)状态时均视为可用状态。 D 日存在调试时段的机组， D 日全天均视为调试状态；若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则该时段机组为调试状态。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)往后顺延机组申报的启动时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。

对于电厂确认机组为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

(二)不可用状态：包括机组处于检修、故障、缺燃料、非供暖季不可用等停运状态或受最小连续停机时间约束等其他情况。按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与机组申报的预计报备时间之间的时段记为不可用状态。

若机组预计将于 D 日某时段结束停运，则发电企业可在日前机组状态确认环节将 D 日预计停运结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态，作为96点启停约束，相应机组 D 日的实际最早可并网时刻为其申报的机组状态和系统计算的最早可并网时刻两者中的较晚值。

5.2.4 新能源短期功率预测

$D-1$ 日08:15前，新能源场站申报 D 日的96点预测出力曲线，参与日前现货市场出清，其中接受市场价格的新能源场站作为市场出清的边界条件。新能源场站申报 D 日

的 96 点预测出力曲线用于新能源功率预测偏差考核。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为前一个有效申报日的滚动申报出力曲线。

5.2.5 非竞价燃煤机组、虚拟电厂出力曲线

D-1 日 08:15 前，非竞价燃煤机组、负荷型虚拟电厂、电源型虚拟电厂向电力调度机构提交 D 日 96 点发电（用电）需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中保障优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为上一个有效的申报出力曲线。

5.2.6 新型经营主体物理运行参数

5.2.6.1 独立储能物理运行参数

独立储能用于经营主体运行边界条件的缺省物理运行参数包括：

（一）额定功率，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致，单位为兆瓦；

（二）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额定容量；

（三）充放电效率，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，单位为%；

（四）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% 最大允许荷电状态容量记为一次日充放电转换。

5.2.6.2 虚拟电厂物理运行参数

参与现货市场的虚拟电厂以下参数使用缺省参数：

(一) 缺省最大、最小用电容量，即各时段负荷型虚拟电厂的最大、最小用电功率（负值），应与测试值保持一致，单位为小时；

(二) 缺省最大、最小发电容量，即各时段电源型虚拟电厂电源状态的最大、最小发电功率（正值），应与测试值保持一致，单位为小时；

(三) 基础调节容量，即调节时间内分时段缺省最大、最小发电（正值）/用电容量（负值）之差的加权平均值，应与测试值保持一致，单位为兆瓦；

(四) 基础调节容量持续响应时间，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，单位为小时；

(五) 电源型虚拟电厂需按照接入检测认定的主要聚合资源对应发电企业类型的要求确定缺省参数。

5.3 日前电网运行边界条件

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。

5.3.1 日前负荷预测

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。

5.3.1.1 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟系统负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展 D 日的系统负荷预测，预测时需综合考虑但不限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求响应及有序用电等情况。

5.3.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。

5.3.2 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，作为日前省内现货市场组织的边界条件。

5.3.3 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，并向经营主体披露调整情况。

5.3.4 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。

5.3.5 输变电设备投产与退役计划

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

5.3.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，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输变电设备与断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

5.3.6.1 输变电设备与断面极限功率

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输变电设备、断面极限功率。

（一）因保供电、保供热、保民生或防范极端自然灾

害，需要提高安全裕度，将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内；

(二) 因系统安全运行约束或上级调度指令要求，将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内；

(三) 其他保障电网安全可靠供应，要求将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内。

5.3.6.2 发电机组必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组，必开机组必开时段视为可用状态：

(一) 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；

(二) 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；

(三) 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；

(四) 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；

(五) 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，相应时段该机组的出力计划作为价格接受者保障优先出清；

(六) 其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

5.3.6.3 发电机组必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组必停时段视为不可用状态：

(一) 因系统安全约束，必须停止运行或维持停机状态的机组；

(二) 因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行或维持停机状态的机组；

(三) 处于计划检修、临时检修、缺煤停机等状态的机组；

(四) 其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

5.3.6.4 经营主体（群）出力上下限约束

电力调度机构可设置以下发电企业（群）、独立储能、虚拟电厂的出力上下限约束范围：

(一) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的经营主体（群）；

(二) 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经营主体（群）；

(三) 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经营主体（群）；

(四) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的经营主体（群）。

5.3.7 其他机组日前发电计划

暂不参与现货市场的机组，依据各自发电特性与电网安全保障需求，综合考虑中长期市场化合约或优先发电合约制定D日分时发电计划曲线，作为日前现货市场边界条件。

5.4 事前信息发布

D-1日08:45前，市场运营机构发布运行日的边界条件信息：

- (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，包括省间联络线输电可用容量、省内关键输电断面可用容量等（公开信息）
- (三) 必开、必停机组名单及总容量（公开信息）
- (四) 开停机不满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) 非竞价燃煤机组以及暂不参与现货市场机组的总发电计划（公开信息）
- (十) 新能源（分电源类型）总出力预测（公开信息）

(十一) 非竞价燃煤机组的优先发电曲线(私有信息)

5.5 交易申报

5.5.1 申报要求

D-1 日 09:45 前，竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂、一类用户、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。若迟报、漏报或不报，未做特别说明时采用缺省参数的相关值作为申报信息。

一类用户、售电公司、电网企业任意时段申报量不得超过其运行容量（供用电合同中的用电容量）。

5.5.2 发电企业交易信息

5.5.2.1 竞价燃煤机组

竞价燃煤机组应申报的交易信息包括以下内容：

(一) 机组启动费用：即发电机组从不同状态启动时所需要的费用，包括热态启动费用、冷态启动费用，单位为元/次，代表两者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 热态启动费用，申报启动费用不能超过事前规定的启动费用上、下限范围 (R_1)。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。

(二) 空载费用：即发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。竞价燃煤机组根据成本特性情况确定申报，不能超过事前规定的空载

费用上、下限范围 (R_2)。

(三) 机组电能量报价：电能量报价为全天一条 3-10 段单调非递减的发电量价曲线。每段需申报出力区间起点(兆瓦)、出力区间终点(兆瓦)以及该区间的电能量价格(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最大发电能力，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 ≥ 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 (R_3)。燃煤机组电能量价格包含环保电价(含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放等电价)。

(四) 运行日最大发电能力，即机组在 D 日可达到的最大发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应 $<$ 额定有功功率。

(五) 运行日最小发电能力，即机组在 D 日可达到的最小发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应 ≥ 0 ， $<$ 最小技术出力，申报最小发电能力应以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量。

(六) 分档最大爬坡速率，即机组在 D 日不同出力区间所能达到的最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟；起步阶段，最大爬坡速率档位为三档。第一档出力区间起点为最小发电能力，终点为额定有功功率的 50%；第二档出力区间终

点为额定有功功率的 70%；最后一档出力区间终点为最大发电能力。

(七) 电蓄热用电计划，即供暖季，机组运行日计划投入的电厂电蓄热装置用电计划的机组分解量，单位为兆瓦；申报值应<运行日最小发电出力，且电厂各机组申报值之和应≤电厂电蓄热装置实际最大投入功率；电厂各机组申报的相邻两个时段用电计划应满足不能平滑调节的电蓄热装置投入的调节档位需求。

5.5.2.2 新能源场站

“报量报价”参与现货市场的新能源场站应申报的交易信息包括以下内容：

新能源电能量报价：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 10 段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的电能量价格（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应≥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 (R_3)。

新能源场站因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

对于同一调度单元下存在多个交易单元的新能源场站，应自主协商确认参与省内现货的主申报单元，提交约定分配原则并代表其进行省内现货交易申报。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。

5.5.3 市场用户交易信息

(一) 一类用户通过电力交易平台申报其 D 日的用电需求曲线。

(二) 售电公司通过电力交易平台申报其代理二类用户 D 日的总用电需求曲线。

(三) 电网企业通过电力交易平台申报其代理工商业用户 D 日的总用电需求曲线。

若迟报、漏报或不报，则按照其 D 日所持有的中长期合约分时电量合计值作为申报信息。若无中长期合约分时电量，则默认取 0。

一类用户、售电公司日前申报的用电需求曲线即为日前市场出清结果。日前用电需求曲线电量与实际用电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入用电侧超额获利回收费用。

5.5.4 新型经营主体交易信息

5.5.4.1 独立储能

“报量报价”参与现货市场的独立储能应申报的交易

信息包括以下内容：

(一) 独立储能电能量报价：独立储能电能量充、放电报价分别≤10段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。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。每段报价段的长度应≥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 $\text{Max}\{(\text{最大放电功率} - \text{最大充电功率}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ ，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(R_3)。

(二) 运行日时段末目标荷电状态，单位为%；独立储能能在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统计值，独立储能能在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。

(三) 最大、最小充放电功率，即现货市场优化充放电功率上下限值，单位为兆瓦；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为零和额定充电功率(负值)，最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率(正值)和

零。

(四) 最大、最小允许荷电状态，即依据最大、最小充放电功率，申报的现货市场优化存储电量极限，单位为%；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为100%和零。

“报量不报价”参与现货市场的独立储能应申报D日96点充放电功率曲线，单位为兆瓦；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能D日无充放电计划。

现货市场运行期间，自愿参与调频市场的独立储能应在D-1日09:45前申报参与调频市场意愿，选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能不参与调频市场。

5.5.4.2 虚拟电厂

电源型虚拟电厂需按照接入检测认定的主要聚合资源对应发电企业类型的要求申报交易信息。

接入检测不满足参与现货市场条件的负荷型虚拟电厂申报其D日的用电需求曲线；若迟报、漏报或不报，则按照其D日所持有的中长期净合约分时电量合计值作为申报信息，日前申报的用电需求曲线即为日前市场出清结果。

(一) 全时段参与现货优化的虚拟电厂应申报交易信息包括以下内容：

(1) 电能量报价：负荷型虚拟电厂电能量报价可最多

申报 10 段，最少 ≥ 3 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缺省最大用电容量（负值），最后一段出力区间终点为缺省最小用电容量（负值），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。每段报价段的长度应 \geq 报价出力段单段最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{缺省最小用电容量} - \text{缺省最大用电容量}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ 。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 (R_3)。

(2) 日最大用电容量（负值）， \leq 报价第一段出力区间起点，单位为兆瓦；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省最大用电容量。

(3) 日调节容量（正值），初期不超过 μ^- 至 μ^+ 比例的基础调节容量，单位为兆瓦；负荷型虚拟电厂最小用电容量为日最大用电容量与日调节容量之差，若 $>$ 报价最后一段出力区间终点，则按对应的价格开展优化；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为基础调节容量。

(4) 爬坡率，即不同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有功功率调节速度，单位为兆瓦/分钟；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省爬坡率。

(二) 选择固定调节时段参与现货优化的负荷型虚拟电厂申报或计算的交易信息包括以下内容:

(1) 月度现货调节时段: 即参与现货市场优化的时段, 按照自然月申报, 单组连续参与现货市场的时长 \geq 准入值 RT_{vpp}^{th} , 若迟报、漏报或不报, 则按照测试调节时段确定。

(2) 非现货调节时段分时用电需求曲线: 通过电力交易平台申报其聚合资源 D 日的总用电需求曲线; 若迟报、漏报或不报, 则按照其 D 日所持有的中长期净合约分时电量合计值作为申报信息。

(3) 月度现货调节时段日最小用电容量、日最大用电容量、爬坡率、日调节容量, 计算方式如下:

日最小用电容量 = D-1 日前历史 5-10 个典型日全部参与现货调节时段的实际最小用电功率算术平均值;

日最大用电容量 = D-1 日前历史 5-10 个典型日全部参与现货调节时段的实际最大用电功率算术平均值;

爬坡率 = D-1 日前历史 5-10 个典型日全部参与现货调节时段的实际爬坡率算术平均值;

其中, 典型日是指非全时段“报量不报价”的运行日。不同聚合资源类型的负荷型虚拟电厂典型日计算数量由市场运营机构在其接入检测结果中给出; 若不足相应典型日计数, 则按照测试值计算。实际计算得到的日最大最小用电容量分时段之差(实际分时段调节容量)若 $< \mu^-$ 比例的准

入值 P_{vpp}^{th} ，则以计算的日最大用电容量与 μ^- 比例的准入值 P_{vpp}^{th} 之和作为日最小用电容量。

(4) 电能量报价：与全时段参与现货优化的虚拟电厂申报要求一致。

选择固定调节时段或日前全时段“报量不报价”的虚拟电厂，日前用电需求曲线电量与实际用电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入用电侧超额获利回收费用；日前发电需求曲线在日前、实时现货市场中优先出清，并严格按照出清结果发电，执行偏差超出允许偏差范围的，纳入执行偏差获利回收费用。

5.6 日前市场出清

5.6.1 日前市场预出清

D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及次日系统负荷预测曲线、省间联络线预计划等日前市场边界条件，采用 SCUC、SCED 程序进行优化计算，开展日前市场预出清，并向经营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，并适时对机组启停计划进行预通知。

D-1 日 11:00-11:30，经营主体按照省间现货规则的要求申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。

D-1 日 11:45 前，电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。

5.6.2 日前市场正式出清

日前现货电能量市场出清过程如下：

(一) D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构基于预出清机组与电网运行边界条件、省间联络线预计计划与终计划的偏差、经营主体省间交易结果等日前市场边界条件，经 SCUC、SCED 程序计算，形成运行日现货市场交易结果，包括各节点每 15 分钟节点电价、每 15 分钟统一结算点电价、机组开停计划、各机组与场站 96 点出力曲线、独立储能充放电计划、负荷型虚拟电厂用电计划等，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 (R_4)。

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保障优先开机，D 日实际机组开停机计划以省内正式出清阶段可靠性机组组合校验结果为准。

(二) 市场初期，以市场运营机构预测新能源功率曲线为校核依据，开展 SCUC 可靠性校验，形成的结果对比基于新能源场站量价申报的机组组合结果新增开机、停机的机组按特殊机组补偿费用计算方式计算相应的补偿费用。

5.6.3 特殊机组出清方式

5.6.3.1 同报价出清原则

当新能源场站与竞价燃煤机组、独立储能报价相同时，新能源享有同等条件下的优先出清权。当新能源报价相同

时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为短期功率预测值）比例分配中标出力。当竞价燃煤机组、独立储能或电源型虚拟电厂之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量比例，分配中标出力。

5.6.3.2 必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；必开最小出力以下优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组申报的分时最小发电能力；若电力调度机构未指定必开机组的必开时段，则该必开机组运行日 96 点全时段为必开时段；必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价。

5.6.3.3 供热机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组其满足供热要求的出力部分保障优先出清；其中，日前申报电蓄热用电计划的机组，以其日前申报的机组最小发电能力与电蓄热分时用电计划之差作为日前现货市场出清的出力下限约束，相应出力段的报价等于最小发电能力所在报价段的价格，机组与电蓄热装置的联合出清结果作为日前市场结算依据。

电力调度机构严格按照日前联合发电计划叠加电蓄热用电计划的结果向机组下达机组的日前发电调度指令。

某交易时段中，若供热机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划，该时段内该台供热机组不参与市场定价。

5.6.3.4 开停机过程状态机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至出力下限期间，发电出力为机组申报的冷态/热态典型开机曲线，作为出清边界条件不参与市场优化。

处于停机过程中的发电机组，在机组从出力下限降功率至与电网解列期间，发电出力为机组申报的典型停机曲线，作为出清边界条件不参与优化。

5.6.3.5 新型经营主体出清

虚拟电厂日最大用电容量和“报量不报价”参与市场的独立储能在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据日前电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求，依据相应需求关联影响程度调整独立储能充放电曲线、负荷型虚拟电厂用电计划作为日前调度计划，并向各经营主体披露原因。

5.6.3.6 调试（试验）机组

（一）新建调试

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。

（二）在运试验

因自身原因或电网原因的试验主体在试验时段内，出力为电力调度机构批复或设定的试验出力计划曲线，在现货市场中保障优先出清；非试验时段内，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

5.6.3.7 最小连续开机时间约束机组

发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其目前市场报价参与市场出清，确定其发电出力；某交易时段中，若最小连续运行时间内机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划，该时段内该台机组不参与市场定价。

5.6.3.8 多交易单元的新能源场站

对于同一调度单元下存在多个交易单元的新能源场站，并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，并约定申报、交易、出清、结算等分配原则后申报至电力交易平台，电力交易平台按照约定分配比例进行出清结果的计算。

若未约定分配原则并申报至电力交易平台，则按照交易单元额定装机容量比例进行分配计算，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。

5.6.4 日前市场安全校核

5.6.4.1 电力平衡校核

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

5.6.4.2 交流安全校核

根据电网模型、检修计划、经营主体发用（充放）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。

5.6.4.3 其他方式

若存在平衡约束或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。

5.7 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。

（一）日前市场申报出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量；日前统一结算点电价等

(公开信息)；

(二) 日前市场各时段出清的断面约束及阻塞情况
(公开信息)；

(三) D日经营主体中标出力，包括机组与场站发电计划曲线、独立储能充放电计划曲线、虚拟电厂用电(发电)计划曲线(私有信息)。

5.8 日前发电计划调整

日前现货市场原则上基于交易申报前发布的市场边界条件与日前联络线终计划等信息进行出清。一般情况下，日前市场的经营主体出清结果即为运行日的日前调度计划。若电网运行日之前电网边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，基于经营主体的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的调度计划进行调整或重新出清，同时通过平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

- (一) 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测；
- (二) 发机组非计划停运(含出力受限)情况；
- (三) 发电机组检修计划延期或调整；

(四) 联络线因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整;

(五) 新能源出力较预测发生较大变化;

(六) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修;

(七) 政府临时下达的保电或环保要求等。

6 实时市场

实时现货市场定位为在目前电能量市场出清的基础上，依据日内经营主体、电网边界条件变化，开展实时市场出清形成实时发用（充放）电计划与实时节点电价。

6.1 实时经营主体运行边界条件

6.1.1 经营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。

若竞价燃煤机组日内申请变更最大/最小发电能力，经电力调度机构审批后，于申请2小时后生效，每日仅能修改1次（最大、最小发电能力可各修改1次）；若日内最大、最小发电能力范围超出日前申报值，则日内扩展出力的报价与其相应日前申报值对应的电能量报价一致。

6.1.2 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，发电企业须及时上报电力调度机构，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。

6.1.3 新能源超短期功率预测

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时的超短期出力预测曲线，用于实时市场滚动出清，当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期预测结果值。

6.1.4 应急新增开机机组

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或实时运行调整环节由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组作为必开机组，根据其必开输出力、电能量报价参与实时市场出清。

6.2 实时电网运行边界条件

6.2.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来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。

6.2.2 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。

6.2.3 发电机组及输变电设备检修计划变更

运行日，若发电机组及输变电设备检修计划发生变更，电力调度机构以更新后的检修计划作为边界条件，开展实时市场出清计算。

6.2.4 电网安全约束

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“5.3.6”节）。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。

6.2.5 新型经营主体实时计划

6.2.5.1 独立储能实时充放电计划

独立储能日内原则上应执行日前充放电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价；参与调频市场的独立储能实时跟踪调频指令。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度调整独立储能的日内充放电计划。

6.2.5.2 虚拟电厂实时用电计划

具备连续优化条件的直控型虚拟电厂全时段参与实时

现货市场出清，选择固定调节时段的在现货调节时段参与实时现货市场出清，出清原则与日前现货市场一致；非直控主体依据日前市场出清结果的发用电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度调整虚拟电厂的实时发用电计划，滚动在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

6.2.6 其他机组实时发电计划

非竞价燃煤机组实时发电计划，原则上与日前发电计划保持一致，作为实时现货市场边界条件。

其他暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时分时发电计划曲线，作为实时现货市场边界条件。

6.2.7 省间联络线终计划

T-30分钟前，获取上级调度下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。

6.3 实时市场出清

6.3.1 实时市场出清机制

T-120分钟前，电力调度机构根据最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，经 SCED 程序进行计算，形成未来 2 小时的实时市场交易结果，并向经营主体发布预出清结果。

经营主体按照省间现货规则的要求参与省间日内现货市场。电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。

若 T-60 分钟时刻为整点时刻，则滚动出清的同时出清形成未来 60 分钟的调频市场出清结果。

T-15 分钟前，电力调度机构依据根据最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，将相应中标出力段经 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、实时节点边际电价等信息，出清价格不能超过上、下限范围 (R_4)。

实时出清过程中，当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为超短期功率预测值）等比例出清。日前申报电蓄热用电计划的机组，实时市场出清时以其日内申报并生效的机组最小发电能力核减电蓄热用电计划作为实时现货市场出清的出力下限约束。联合主体应严格执行实时联合发电计划。电厂电蓄热装置实际用电量按照各机组对应的电蓄热用电计划分配至各机组，作为各机组实际上网电量的计算依据。

其他特殊机组出清方式原则上与本细则“5.6.3”节一致。

电力调度机构依据实时市场交易结果、整点时刻调频

市场出清结果与电网调频需求开展调频机组调用。AGC系统严格按照实时联合发电计划叠加电蓄热用电计划的还原结果向机组下达机组的实时发电调度指令，电厂依据各机组的实时发电调度指令与电蓄热实际投用情况安排机组运行。

6.3.2 实时市场安全校核

实时市场安全校核与本细则“5.6.4”节一致。

6.4 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量平衡。

当电网处于保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施；当处于冰灾、雪灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

若实时边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度

机构可进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，同时通过平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。调整后的经营主体出力作为市场出清边界，不参与市场定价。

当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；并及时向省发展改革委、东北能源监管局报告。

- (一) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (二) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (三) 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；
- (四) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- (五) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- (六) 气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- (七) 电力设备缺陷影响电网安全时；
- (八) 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。

实时电网安全运行调整时，电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括且不限于以下措施：

- (一) 改变经营主体发用(充放)电计划;
- (二) 令发电机组、独立储能投入或者退出运行;
- (三) 调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划;
- (四) 采取负荷控制措施;
- (五) 调整断面限额，设置临时断面;
- (六) 投入或退出机组控制模式;
- (七) 发电机组延迟投入或延迟退出运行;
- (八) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行调整处置结束后，受影响的经营主体以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算。

实时运行过程中，发电机组、新型经营主体或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件的情况时，电力调度机构应对机组、新型经营主体、用户行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况上报能源监管机构、政府主管部门对相应机组、新型经营主体、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由相关经营主体自行承担。

6.5 出清结果发布

当现货市场出清的统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长 $T_{\text{限价}}$ 后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网各节点日前或实时节点电价

按照日前或实时统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减。

现货市场全天统一结算点加权均价高于 T_{lim} 时，在结算环节将市场各时段节点电价等比例缩小，至全天统一结算点加权均价为 T_{lim} ，开展现货市场结算。相关倍数、参数将视新能源资源、保供及供暖等有关情况适时调整，可提前 1 日发布。

D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场出清正式结果。

(一) 实时市场发电计划（私有信息）

(二) 新能源（分电源类型）总实时出力（公开信息）

(三) 新型经营主体总实时出力（公开信息）

(四) 竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组总实时出力
(公开信息)

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

(六) 实时市场各时段出清的断面约束及阻塞情况

(公开信息)

(七) 实时市场申报、出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量等(公开信息)

7 发电侧成本补偿

7.1 启动补偿

目前市场设定或优化启机的机组、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。

其中，日前市场运营机构披露的日前必开机组的启动补偿按照政府主管部门核定的冷、热态启动成本进行计算。

(二) 对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

7.2 特殊机组成本补偿

在现货市场中的收益不能弥补生产运行所产生的成本

费用的特殊机组，对其进行成本补偿，包括以下四类：

(一) 日前(日内)电网安全原因的必开机组(不包括供热必开机组)、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组；

(二) 日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组；

(三) 实时运行中指定出力机组；

(四) 市场干预期间总发电收入低于核定的总发电成本的机组。

8 运行考核与获利回收

8.1 执行偏差获利回收

8.1.1 执行偏差

发电企业、独立储能、虚拟电厂*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：

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

式中：

*t*为所计算的时段，以15分钟为一个时段；

$P_{\text{实际},i,t}$ 为实时市场*t*时段发电企业、独立储能、虚拟电厂*i*的实际发(放)电或用(充)电功率；

$P_{\text{指令},i,t}$ 为实时市场*t*时段电力调度机构向发电企业、独

立储能、虚拟电厂*i*的下达的出力指令；其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体出清出力 $P_{\text{实时},i,t}^{ehs}$ 叠加电蓄热用电计划后的机组发电调度指令。

当发电企业、独立储能、虚拟电厂*i*在*t*时段的实时发电功率执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发电功率的允许偏差率(M_2)时，该时段认定为执行偏差时段。若 $P_{\text{指令},i,t}$ 为0时，相应的时段不进行执行偏差获利回收。

8.1.2 执行偏差获利

(一) 燃煤机组

竞价燃煤机组*i*在实时市场执行偏差时段*t*的执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤执行偏差},i,t} = \text{Max}\left[\left(Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}\right) \times \left(LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t}\right), 0\right]$$

其中：

$$Q_{\text{实时},i,t} = \frac{\left(P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}\right)}{2} \times \frac{1}{4}h \times (1 - d_i)$$
$$C_{\text{成本},i,t} = \text{Min}\left[C_{\text{核定成本},i}, C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2}\right)\right]$$

式中：

$Q_{\text{上网},i,t}$ 为*t*时段发电机组*i*的实际上网电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实际上网电量 $Q_{\text{上网},i,t}^{ehs}$ ；

$P_{\text{实时},i,t}$ 、 $P_{\text{实时},i,t-1}$ 为*t*、*t-1*时段发电机组*i*的实时出清发电

出力，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实时出清出力 $P_{\text{实时}, i, t}^{\text{ehs}}$ 、 $P_{\text{实时}, i, t-1}^{\text{ehs}}$ ；

d_i 为机组 i 的厂用电率；

$C_i(P_{i, t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

(二) 新能源场站

以现货市场出清结果作为实时发电计划的新能源场站 i 在 t 时段的执行偏差回收费用计算公式如下：

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

其中：

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

式中：

$Q_{\text{上网}, i, t}$ 为新能源场站 i 的 t 时段实际上网电量；

$P_{\text{实时}, i, t}$ 为新能源场站 i 实时市场 t 时段的出清出力；

d_i 为新能源场站 i 厂用电率；

M_3 为新能源执行偏差回收系数。

(三) 独立储能

独立储能 i 在实时市场 t 时段的实时充放电计划执行偏差回收费用计算公式如下：

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

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

式中：

M_4 为新型经营主体执行偏差回收系数。

(四) 虚拟电厂

负荷型虚拟电厂 j 在参与日前和实时现货市场优化的 t 时段的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下:

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

式中:

$LMP_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段的实时统一结算点电价;

$Q_{\text{实测}, i, t}$ 为实时市场 t 时段负荷型虚拟电厂 j 的实时测量用电量;

$Q_{\text{实时}, i, t}$ 为实时市场 t 时段负荷型虚拟电厂 j 的实时出清用电量。

发电企业、独立储能 i 、虚拟电厂 j 在执行偏差时段集合 $D_{\text{执行偏差}, t}$ 的执行偏差超额获利计算公式如下:

$$R_{\text{执行偏差}, i(j)} = \sum_t^{D_{\text{执行偏差}, t}} R_{\text{执行偏差}, i(j), t}$$

8.1.3 执行偏差回收豁免

发电企业、独立储能、虚拟电厂有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收:

竞价燃煤机组:

(一)一次调频正确动作导致的偏差;

(二)典型开机/停机曲线时间内，机组启动和停运过

程中的偏差；

(三) 未被调频市场考核的调频市场调用机组；

(四) 实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组；

(五) 实时调度干预机组出力导致的偏差；

(六) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

新能源场站：

(一) 一次调频正确动作导致的偏差；

(二) 调频市场实际调用时段；

(三) 实时调度干预出力导致的偏差；

(四) 因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳需要，按照 AGC 指令调整出力产生的偏差；

(五) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

独立储能：

(一) 一次调频正确动作导致的偏差；

(二) 调频市场中标调用时段；

(三) 实时调度干预充放电计划导致的偏差；

(四) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

虚拟电厂：

(一) 调频市场中标调用时段；

(二) 实时调度干预用电计划导致的偏差；

(三) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

8.2 燃煤机组其他获利回收与考核

8.2.1 非停获利回收

燃煤机组因自身原因，发生下列情况之一者，纳入非停获利回收范围：

- (一) 正常运行的机组发生跳闸和被迫停运；
- (二) 机组发生临检；
- (三) 备用机组不能按调度指令并网发电。

竞价燃煤机组 i 在非停时段 t 的非停获利计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤非停}, i, t} = \text{Max}\left[Q_{\text{日前出清}, i, t} \times (C_{\text{成本}, i, t} - LMP_{\text{实时}, i, t}), 0\right]$$

其中：

$$Q_{\text{日前出清}, i, t} = \frac{(P_{\text{日前}, i, t} + P_{\text{日前}, i, t-1})}{2} \times \frac{1}{4} h \times (1 - d_i)$$

式中：

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

$Q_{\text{日前出清}, i, t}$ 为 t 时段发电机组 i 的日前出清上网电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体日前出清上网电量

$$Q_{\text{日前出清}, i, t}^{ehs};$$

$P_{\text{日前}, i, t}$ 、 $P_{\text{日前}, i, t-1}$ 为 t 、 $t-1$ 时段发电机组 i 的日前出清发电出力，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体日前出清出力 $P_{\text{日前}, i, t}^{ehs}$ 、 $P_{\text{日前}, i, t-1}^{ehs}$ 。

竞价燃煤机组 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：

$$R_{\text{非停}, i, D} = \sum_{t=1}^{t \in D_{\text{非停}, i}} R_{\text{非停}, i, t}$$

8.2.2 启停偏差获利回收

8.2.2.1 启停偏差获利

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 120 分钟），超出时间视为非停时段。

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 120 分钟），超出时间视为非停时段。

8.2.2.2 启停偏差获利回收豁免

(一) 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；

(二) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

8.2.3 限高考核

8.2.3.1 限高情况

竞价燃煤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<额定有功功率的允许值 (M_5) 的情况。市场初期，供暖期内暂不执行限高考核。

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：

(一) 若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m ， $P_{\text{实际}, i, t_m} \geq P_{\text{实时最大发电}, i, t_m} \times (1 - M_2)$ 时：

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

式中：

t_m 为机组 i 实时市场出清结果为实时最大发电能力所在时段；若 t_m 不唯一，则优先逐时段检验判断是否满足各豁免条件，若仍出现多时段未豁免，则 t_m 为实时竞价燃煤机组有效发电空间与实时出清出力结果的比值最小的未豁免时段，即：

$$\text{Min} \left[\frac{\sum_i^I (P_{\text{实时最大发电}, i, t} - P_{\text{实时最小发电}, i, t})}{\sum_i^I P_{\text{实时}, i, t}} \right]$$

$P_{\text{实际}, i, t_m}$ 为机组 i 实时市场 t_m 时段的实际发电功率；

$P_{\text{额定}, i}$ 为机组 i 的额定有功功率；

$P_{\text{实时最大发电}, i, t}$ 为实时市场 t 时段出清前，机组 i 申报并生效的最大发电能力；若电力调度机构设置的出力上限约束低于机组申报值，则以电力调度机构设置值为准；

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

$C_{\text{考核}}$ 为当日各时段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。

(二) 若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m ，当 $P_{\text{实际}, i, t_m} < P_{\text{实时最大发电}, i, t_m} \times (1 - M_2)$ 时：

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

式中：

M_7 为未如实申报最大发电能力时的考核系数。

8.2.3.2 限高考核豁免

(一) 在当日实时现货市场出清结果为实时最大发电能力的时段同时在调频市场中标或调用的机组；

(二) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

8.2.4 限低考核

8.2.4.1 限低情况

竞价燃煤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，机组市场出清结果为实时最小发电能力的时段 t_n ，当 $P_{\text{实际}, i, t_n} > P_{\text{实时}(Min), i, t_n} \times (1 + M_2)$ 时：

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

式中：

t_n 为机组 i 实时市场出清结果为实时最小发电能力所在时段，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实时出清出力 $P_{\text{实时}, i, t}^{ehs}$ 叠加电蓄热用电计划后的机组发电调度指令 $P_{\text{指令}, i, t}$ 为实时最小发电能力所在时段；若 t_n 不唯一，则优先逐时段检验判断是否满足各豁免条件，若仍出现多时段未豁免则 t_n 为实时竞价燃煤机组有效发电空间与实时出清出力结果的比值最大的未豁免时段，即：

$$\text{Max} \left[\frac{\sum_i^I (P_{\text{实时最大发电}, i, t} - P_{\text{实时最小发电}, i, t} + P_{\text{电蓄热计划}, i, t})}{\sum_i^I P_{\text{实时}, i, t}^{ehs}} \right]$$

$P_{\text{实时}(Min), i, t_n}$ 为机组 i 实时市场 t_n 时段出清结果，其中配套电蓄热装置的发电机组为 $P_{\text{指令}(Max), i, t_n}$ ；

$P_{\text{实际}, i, t_n}$ 为机组 i 实时市场 t_n 时段的实际发电功率；

M_8 为未如实申报最小发电能力时的考核系数。

8.2.4.2 限低考核豁免

(一) 在当日实时现货市场出清结果为最小发电能力的时段同时在调频市场中标或调用的机组；

(二) 在当日实时市场出清结果为最小发电能力的时段，实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组；

(三) 其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

8.2.5 最大发电能力变更考核

若竞价燃煤机组在日内申请变更日前申报的最大发电

能力，则需要承担变更考核。该项费用按日计算。

机组 i 的日最大发电能力变更考核费用计算方式如下：

$$R_{\text{变更最大}, i, D} = \text{Max} \left| P_{\text{实时最大发电}, i, x} - P_{\text{日前最大发电}, i} \right| \times 1h \times C_{\text{考核}} \times M_9$$

式中：

$P_{\text{实时最大发电}, i, x}$ 为实时市场机组 i 申报变更并生效的最大发电能力；

$P_{\text{日前最大发电}, i}$ 为日前市场机组出清前 i 申报的最大发电能力；

M_9 为最大发电能力变更考核时的考核系数。

8.2.6 最小发电能力变更考核

若竞价燃煤机组在日内申请变更日前申报的最小发电能力，则需要承担变更考核。该项费用按日计算。

机组 i 的日最小发电能力变更考核费用计算方式如下：

$$R_{\text{变更最小}, i, D} = \text{Max} \left| P_{\text{实时最小发电}, i, y} - P_{\text{日前最小发电}, i} \right| \times 1h \times C_{\text{考核}} \times M_{10}$$

式中：

$P_{\text{实时最小发电}, i, y}$ 为实时市场机组 i 申报变更并生效的最小发电能力；

$P_{\text{日前最小发电}, i}$ 为日前市场机组出清前 i 申报的最小发电能力；

M_{10} 为最小发电能力变更考核时的考核系数。

9 特殊情况处理机制

9.1 保供电时期处理机制

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

9.2 自然灾害影响期处理机制

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

9.3 市场干预

9.3.1 政府干预

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，省发展改革委、东北能源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) 市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限值且满足管控条件时;

(六) 其他认为需要进行市场干预的情形。

9.3.2 市场运营机构干预

当省发展改革委、东北能源监管局委托市场运营机构或出现如下情况需要开展市场干预时，市场运营机构须按要求记录异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向省发展改革委、东北能源监管局备案。

(一) 当日前、实时电力现货市场边界发生变化时，电力调度机构可按照本细则“5.8节”、“6.4节”中的原则对重新进行市场出清或市场出清结果进行调整。

(二) 当电力市场技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照结算追退补的相关原则进行电费追退补。

(三) 若电力现货市场需要定期应用市场力监测及缓解或应用二级限价等价格管制的方式干预市场时，经省发展改革委、东北能源监管局同意后，市场运营机构可同步

根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

(四)当实际电网运行过程中出现本细则“6.4节”中的电力系统事故或紧急情况时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则进行对应调整干预。

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。

若期间竞价燃煤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竞价燃煤机组进行补偿。

9.4 市场中止

当现货市场出现如下异常情况且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由省发展改革委、东北能源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“安全第一”的原则处理事故和安排电力系统运行，并做好相关记录，事后由省发展改革委、东北能源监管局做出是否中止市场的决定并发布。

(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)发生电力市场技术支持系统发生重大故障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。

市场中止时采取如下的处理措施：

(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，综合考虑运行日经营主体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)实时电能量市场运行异常时，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，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界

条件，对经营主体的实时发用（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，综合考虑运行日经营主体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，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（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。

9.5 市场恢复

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经省发展改革委、东北能源监管局同意，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经营主体发布。

10 市场力监管

10.1 市场监管指标分析

经省发展改革委、东北能源监管局同意后，可启用省级电力市场监管类指标体系对黑龙江省电力市场整体、市场主体进行评估，并参考用于市场力行为识别与处置、市场力缓解以及电力市场各项参数制定，相关标准按照国家与黑龙江省有关规定执行。

10.2 市场力监测及缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力监测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项。

10.2.1 事前措施

事前措施是指在日前现货市场出清前开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于发电机组超成本报价、横向异常报价。

10.2.2 事中措施

市场力监管措施依据核定发电成本曲线、各时段合理收益率、剩余供给指数临界值以及整体合理收益率等参数开展，政府主管部门核定后执行。

设置事前监管机制的基准电价 $P^{REF,DA}$ ，日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价 \bar{P}^{DA} 是否高于基准电价 $P^{REF,DA}$ 。若高于基准电价 $P^{REF,DA}$ ，则满足监管条件，计算寡

头具备潜在市场力的需求管制容量，将其对应管制机组报价替换为核定的成本报价。

各机组的核定成本报价为其核定发电成本（含税）叠加合理收益，合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随各时段的供需情况变化。其核定的成本报价为：

$$P_{t,j}^{REF, DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$$

其中， $P_{t,j}^{REF, DA}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的核定成本报价， C_j 为发电主体 j 的核定发电成本（含税）， $\pi_{t,DA}$ 为 t 时段的合理收益率。

t 时段的合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随供需比 r_t 的变化关系如下表所示，表中 $\pi_{t,DA}$ 和 r_t 的取值为默认初始值，后期视黑龙江省电力市场实际运行情况，由省发展改革委、东北能源监管局予以调整。

表 1 市场供需比与合理收益率的变化关系

市场供需比 r_t	合理收益率 $\pi_{t,DA}$ (参考值)
$r_t \leq X$, X 取值为 1.1	2.0
$Y \geq r_t > X$, Y 取值为 1.15	1.0
$Z \geq r_t > Y$, Z 取值为 1.5	0.5
$r_t > Z$	0.5

事前监管机制的基准电价 $P^{REF,DA}$ 基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算：

$$P^{REF, DA} = \frac{\sum_{t,j} Q_{t,j} \times P_{t,j}^{REF, DA}}{\sum_{t,j} Q_{t,j}}, \forall t, j$$

其中， $Q_{t,j}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的出清出力值，

$P_{t,j}^{REF, DA}$ 为发电主体 j 在 t 时刻出清出力值对应核定成本报价。

根据市场实际运行情况，事前监管机制可从单一发电主体监管扩展到多发电主体监管（发电主体数量 $N \geq 1$ ，初期可取为 4）或部分地区监管，定义 N 个最大发电主体或部分地区的集合为一个新的“虚拟寡头”，计算其剩余供给指数并对其竞价容量进行监管。

事前监管机制的具体实施步骤如下（以单一发电主体为例）：

1. 计算每个发电主体（发电集团、部分地区）的剩余供给指数 ρ^{RSI}

$$\rho^{RSI} = \frac{S_0 - S_j}{D_0}$$

其中 ρ_j^{RSI} 为发电主体 j 的剩余供给指数， S_0 为所有准入发电主体的总发电容量， S_j 为发电主体 j 的发电容量， D_0 为目标交易时段的市场总需求。

2. 设置剩余供给指数临界值

剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} 参考值为 0.8-1.1，后期视黑龙江省电力市场实际运行情况，由省发展改革委、东北能源监管局予以调整。对于任一发电主体（发电集团、部分

地区) j , 若 $\rho_j^{RSI} < \rho_0^{RSI}$, 则发电主体 j 的剩余供给指数超标; 相反, 若 $\rho_j^{RSI} > \rho_0^{RSI}$, 则发电主体 j 的剩余供给指数合格。

3. 计算超标临界容量与受管制容量

对剩余供给指数超标的发电主体(发电集团、部分地区), 计算其超标临界容量 S_j^{CBC} , 超出 S_j^{CBC} 的部分为受管制容量 S_j^{RBC} 。

$$S_j = S_j^{RBC} + S_j^{CBC}$$

其中:

$$S_j^{RBC} = S_j + D_0 \times \rho_0^{RSI} - S_0$$

4. 价格管制

对剩余供给指数超标的发电主体(发电集团、部分地区)的所有发电机组按照机组报价从高到低排序, 使用核定成本报价对机组报价进行替换(合理收益率 π_{DA} 取值暂定为 0.5-1, 后期视黑龙江省电力市场实际运行情况, 由省发展改革委、东北能源监管局予以调整), 直至满足管制容量需求。

5. 市场出清

基于受管制发电主体(发电集团、部分地区)替换后的机组报价, 重新进行日前市场出清。基于日前市场出清结果, 重新计算基准价 $P^{REF, DA}$ 和日前市场出清平均价 \bar{P}^{DA} 。若 $\bar{P}^{DA} \leq P^{REF, DA}$, 则结束事前监管流程, 并将日前市

场出清结果作为市场结算的执行依据；若 $\bar{P}^{DA} > P^{REF, DA}$ ，则进行虚拟寡头的事前监管。

6. 计算虚拟寡头剩余供给指数

$$\rho_x^{RSI} = \frac{S_0 - S_x}{D_0}$$

虚拟寡头 x 的剩余供给指数为

其中 S_x 为虚拟寡头 x 的发电容量。若 $\rho_x^{RSI} < \rho_0^{RSI}$ ，则虚拟寡头 x 的剩余供给指数超标；相反，若 $\rho_x^{RSI} > \rho_0^{RSI}$ ，则虚拟寡头 x 的剩余供给指数合格。

7. 计算虚拟寡头的超标临界容量与受管制容量

对剩余供给指数超标的虚拟寡头，计算其超标临界容量 S_x^{CBC} ，超出 S_x^{CBC} 的部分为受管制容量 S_x^{RBC} 。

$$S_x = S_x^{RBC} + S_x^{CBC}$$

其中：

$$S_x^{RBC} = S_x + D_0 \times \rho_0^{RSI} - S_0$$

8. 虚拟寡头价格管制

对剩余供给指数超标的虚拟寡头的所有发电机组按照机组报价从高到低排序，使用核定成本报价对机组报价进行替换，直至满足管制容量需求。

9. 市场出清

基于管制容量替换后的机组报价，重新进行日前市场出清，获得日前市场出清结果，作为市场结算的执行依据，日前市场触发价格管制后，实时市场采用日前市场管控后

的机组报价进行出清。

10.2.3 事后措施

事后措施是指在日前、实时现货市场正式出清结果发布后开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于出清价格、异常收益，监测方法包括但不限于应用二级限价、选取近一段时期现货市场平均价格进行结算、历史价格影响测试。

10.3 市场力行为识别与处置

行使市场力行为指经营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，主要包括持留行为、市场串谋行为和市场操纵行为等。

市场运营机构对持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告省发展改革委、东北能源监管局。

10.3.1 持留行为

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

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别：

- (一) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的;
- (二) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的;
- (三) 无故降低机组出力的;
- (四) 突然改变报价习惯或报价方式, 或以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的;
- (五) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的;
- (六) 控制报价、在现货市场不成交, 通过价差合约在中长期市场套利的;
- (七) 其他涉嫌持留行为的情形。

10.3.2 串谋行为

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系, 从而使共同利润最大化的行为。

在市场监测中发现以下情形的, 电力市场运营机构启动串谋行为识别:

- (一) 不具有实际控制关系的经营主体进行集中交易申报的;
- (二) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的;
- (三) 不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的;

- (四) 经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的;
- (五) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

10.3.3 操纵行为

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动操纵行为识别：

- (一) 频繁改变设备运行参数;
- (二) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的;
- (三) 发布或散布信息、虚假申报价格恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的;
- (四) 炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的;
- (五) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

附件一：市场参数表

参数	说明
E_1	燃煤机组冷态启动时间上限，单位：小时
E_2	燃煤机组热态启动时间上限，单位：小时
E_3	燃煤机组开机时间范围，单位：小时
E_4	燃煤机组停机时间范围，单位：小时
P_{es}^{th}	独立储能额定功率准入值，单位：兆瓦
RT_{es}^{th}	独立储能额定功率充放电持续响应时间准入值，单位：小时
P_{vpp}^{th}	虚拟电厂基础调节容量准入值，单位：兆瓦
RT_{vpp}^{th}	虚拟电厂基础调节容量持续响应时间准入值，单位：小时
R_1	燃煤机组启动费用上下限范围，单位：万元/次
R_2	燃煤机组空载费用上下限范围，单位：元/小时
R_3	经营主体电能量报价上下限范围，单位：元/千瓦时
R_4	日前/实时市场出清价格上下限范围，单位：元/千瓦时
C_0	燃煤机组核定成本，单位：元/千瓦时

T_k	竞价燃煤机组缺省开机通知时刻
$T_{限价}$	日前/实时二级限价阈值时长
T_{lim}	日前/实时二次限价价格限值
μ^-	虚拟电厂申报日调节容量最大下浮比例，单位：%
μ^+	虚拟电厂申报日调节容量最大上浮比例，单位：%
M_2	经营主体执行偏差允许值，按照燃煤机组、新能源场站、独立储能与虚拟电厂（含聚合商）分别核定
M_3	新能源执行偏差回收系数
M_4	新型经营主体执行偏差回收系数
M_5	燃煤机组额定有功功率允许值
M_6	如实申报最大发电能力时的考核系数
M_7	未如实申报最大发电能力时的考核系数
M_8	未如实申报最小发电能力时的考核系数
M_9	最大发电能力变更考核时的考核系数
M_{10}	最小发电能力变更考核时的考核系数

$T_{\text{管制}}$	管制容量价格缓解时段
$\pi_{t,DA}$	市场合理报价收益率（按分时系统供需比核定）
ρ_0^{RSI}	日前市场发电集团/虚拟寡头剩余供给指数限定值

附件二：缺省参数表

发电企业应申报的缺省参数包括：

(一) 竞价燃煤机组运行相关参数：

- (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，分月核定
- (5) 最大发电能力
- (6) 最小发电能力
- (7) 分档爬坡速率
- (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 72 小时，由电力调度机构核定

(11) 最小连续停机时间：暂定为 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。暂按《东北电力辅助服务市场运营规则》（东北监能市场〔2020〕112 号）中有关火电厂有偿调峰基准执行。

(13) 标准调频容量

(二) 竞价燃煤机组量价相关参数：

- (1) 机组冷/热态启动费用

- (2) 机组空载费用
 - (3) 电能量量-价曲线
 - (4) 调频报价
- (三) 竞价新能源场站运行相关参数:
- (1) 装机容量
 - (2) 厂用电率
- (四) 新能源场站量价参数:
- (1) 电能量量-价曲线

新型经营主体应申报的缺省参数包括:

- (一) 独立储能运行相关参数:
 - (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) 标准调频容量
- (二) 独立储能量价相关参数:
 - (1) 电能量量-价曲线
 - (2) 调频报价
- (三) 虚拟电厂运行相关参数:
 - (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) 具有调节时长约束特性的虚拟电厂相关调节资源的缺省运行参数

(6) 标准调频容量

(四) 虚拟电厂量价相关参数:

(1) 电能量量-价曲线

(2) 调频报价

(3) 虚拟电厂调频类资源标准调频容量等缺省参数

附件三：日前安全约束机组组合数学模型

日前市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

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

其中：

N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

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；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 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；

M_l 、 M_s 分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

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

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

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；

VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

发电企业出力表达式：

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

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。

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。

独立储能出力表达式：

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

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

独立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， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

目前市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} = D_t$$

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) 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：

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX} &\geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U \\ \sum_{i=1}^N (\alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX} - P_{i,t}) &\geq R_t^U \\ \sum_{i=1}^N P_{i,t} &= D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} \end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned}\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} &\leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D \\ \sum_{i=1}^N (P_{i,t} - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}) &\geq R_t^D \\ \sum_{i=1}^N P_{i,t} &= D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}\end{aligned}$$

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：

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

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

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

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

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) 独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制独立储能充放状态的 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， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(十二) 独立储能荷电状态约束

独立储能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独立储能申报的参数。

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

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

(十三) 独立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) 独立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， $N_{es,circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十五) 虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} < 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中， $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十六) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uge} \\ P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Dge} \\ P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uel} \\ P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十七) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 、 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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) - \\
& SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏

度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 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。

附件四：日前安全约束经济调度数学模型

日前市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

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

其中：

N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

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；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 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；

M_l 、 M_s 分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

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

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

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；

VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

发电企业出力表达式：

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

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， $P_{i,m}^{\text{MAX}}$ 、 $P_{i,m}^{\text{MIN}}$ 分别为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

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。

独立储能出力表达式：

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

其中， NC 、 ND 表示独立储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{\text{ch}}$ 、 $P_{es,t,m}^{\text{dis}}$ 表示独立储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的

充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

独立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， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & (P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)}) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & (P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)}) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

目前市场出清 SCED 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} = D_t$$

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 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

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) 独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制独立储能充放状态的 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， $P_{es}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的最大、最小充放电功率。

(七) 独立储能荷电状态约束

独立储能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独立储能申报的参数。

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

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

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

(八) 独立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) 独立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， $N_{es,circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(十) 虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{ge} \leq \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t}^{el} \leq \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ 0 \leq \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \leq 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} < 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中， $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(十一) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$\begin{aligned} P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uge} \\ P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} &\leq \Delta P_{vpp}^{Dge} \\ P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Uel} \\ P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} &\leq \Delta P_{vpp}^{Del} \end{aligned}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十二) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子； SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十三) 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：

$$\begin{aligned}
P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
& \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) - \\
& SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
\end{aligned}$$

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏

度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 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。

附件五：日前节点电价数学模型

日前市场节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \left[C_{i,t}(P_{i,t}) \right] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l \left[SL_l^+ + SL_l^- \right] + \\ & \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s \left[SL_s^+ + SL_s^- \right] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} \left[C_{es,t}(P_{es,t}) \right] + \\ & \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} \left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) \right] \right\} \end{aligned}$$

其中：

N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

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；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 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；

M'_l 、 M'_s 为用于节点电价计算的网络潮流约束松弛因子；

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

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

为断面总数；

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；

VPP 表示虚拟电厂的总数， $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂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。

发电企业出力表达式：

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

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。

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。

独立储能出力表达式：

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

其中， NC 、 ND 表示独立储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；独立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， $C_{es,m}^{ch}$ 、 $C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂出力表达式：

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中， NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数， $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

节点电价计算模型的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} = D_t$$

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

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

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

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

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

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

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

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：

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

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

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) 独立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：

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

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

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

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

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

其中， δ 为 LMP 模型中允许独立储能偏离日前 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 模型中独立储能 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 的充放电公功率结果。

（六）独立储能荷电状态约束

独立储能 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独立储能申报的参数。

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

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

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

（七）独立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）独立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， $N_{es,circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

(九) 虚拟电厂发用电功率约束

当虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

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

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

当虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

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

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

其中， δ 为 LMP 模型中允许虚拟电厂偏离日前 SCED 优化结果的比例， $P_{vpp,t}^{gn,SCED}$ 、 $P_{vpp,t}^{el,SCED}$ 为日前 SCED 的发用电功率结果。

(十) 虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(十一) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的灵敏度因子； $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 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：

$$\begin{aligned}
 P_s^{MIN} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\
 & \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} - G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) - \\
 & SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}
 \end{aligned}$$

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} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏

度因子； G_{s-v} 表示虚拟电厂 vpp 所在节点 v 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。

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)

附件六：实时安全约束经济调度数学模型

实时市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

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

其中：

N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、直控型虚拟电厂；

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；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 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；

M_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子；

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；

M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子；

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

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

为断面总数;

VPP 表示直控型虚拟电厂的总数, $C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是直控型虚拟电厂的运行费用, 是与直控型虚拟电厂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。

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。

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。

直控型虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数,

$P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间

中的发用电中标电力， $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$

分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

直控型虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

实时市场出清 SCED 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} = D_t$$

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：

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

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) 直控型虚拟电厂发用电功率约束

直控型虚拟电厂出清的发用电功率需要在直控型虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内， $\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制直控型虚拟电厂发用电的0-1变量。

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

其中， $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 分别表示直控型虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

(六) 直控型虚拟电厂爬坡率约束

直控型虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为直控型虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为直控型虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

(七) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

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。

$G_{l,v}$ 表示直控型虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的灵敏度因子; $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(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：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

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-v} 表示直控型虚拟电厂 vpp 所在节点 v 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。

附件七：实时节点电价数学模型

实时市场节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\begin{aligned} \text{MIN} \left\{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T M_b' [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ & \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l' [SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s' [SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] + \\ & \left. \sum_{vpp=1}^{VPP} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{vpp,i}(P_{vpp,t})] \right\} \end{aligned}$$

其中：

N 表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、直控型虚拟电厂；

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；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 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；

M_b' 为用于节点电价计算的发用电平衡约束的惩罚因子；

M_l' 、 M_s' 为用于节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子；

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；

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

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

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。

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。

直控型虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{el} \leq P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \leq P_{vpp,t,m}^{ge} \leq P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中, NE 、 NG 表示虚拟电厂发用电报价总段数, $P_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $P_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 在时段 t 第 m 个出力区间中的发用电中标电力, $P_{vpp,t}^{el(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{el(MAX)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$ 、 $P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$

分别表示虚拟电厂 vpp 申报的第 m 个发用电出力区间上、下界；

直控型虚拟电厂运行费用表达式：

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} - \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中， $C_{vpp,t,m}^{el}$ 、 $C_{vpp,t,m}^{ge}$ 表示虚拟电厂 vpp 申报的 t 时段第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

实时节点电价计算模型的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} - \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} = D_t$$

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：

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

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

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

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

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）直控型虚拟电厂发用电功率约束

当直控型虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

当直控型虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

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

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

其中， δ 为LMP模型中允许直控型虚拟电厂偏离实时SCED优化结果的比例， $P_{vpp,t}^{gn,SCED}$ 、 $P_{vpp,t}^{el,SCED}$ 为实时SCED的发用电功率结果。

(六) 直控型虚拟电厂爬坡率约束

直控型虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Uge}$$

$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \leq \Delta P_{vpp}^{Dge}$$

$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Uel}$$

$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \leq \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中， ΔP_{vpp}^{Uge} 、 ΔP_{vpp}^{Uel} 为直控型虚拟电厂vpp发用电最大上爬坡率， ΔP_{vpp}^{Dge} 、 ΔP_{vpp}^{Del} 为直控型虚拟电厂vpp发用电最大爬坡率。

(七) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{\substack{VPP \\ vpp=1}} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

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。 G_{l-v} 表示直控型虚拟电厂 vpp 所在节点 v 对线路 l 的发灵敏度因子; SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(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:

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} - G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

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-v} 表示直控型虚拟电厂 vpp 所在节点 v 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。

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 ≥ 0)

黑龙江省电力辅助服务（调频）市场 实施细则

（试行 2.1 版）

目 录

1 总述	- 148 -
2 适用范围	- 148 -
3 名词解释	- 148 -
4 调频市场主体	- 150 -
4.1 调频辅助服务提供者	- 150 -
5 交易组织	- 151 -
5.1 组织方式	- 151 -
5.2 调频日前信息披露	- 152 -
5.3 市场申报	- 152 -
5.3.1 缺省参数	- 152 -
5.3.2 新型经营主体参与方式	- 153 -
5.3.3 调频里程价格	- 154 -
5.3.4 标准调频容量	- 154 -
5.3.5 新能源调频意愿	- 155 -
5.4 机组排序及市场出清	- 155 -
5.4.1 综合调频性能指标平均值归一化处理	- 155 -
5.4.2 报价调整	- 155 -
5.4.3 机组排序	- 155 -
5.4.4 市场出清	- 156 -
6 结果执行与考核	- 156 -

6.1 结果执行	- 156 -
6.2 市场考核	- 157 -
7 计量与结算	- 158 -
7.1 计量依据	- 158 -
7.2 结算模式	- 158 -
7.3 调频里程补偿	- 158 -
7.4 调频费用分摊	- 159 -
8 市场干预	- 159 -
9 信息披露	- 160 -
10 争议裁决	- 160 -
附件一：市场参数表	- 161 -
附件二：调频单元性能指标相关参数计算公式	- 162 -
附件三：调频单元调频性能指标计算场景	- 165 -

1 总述

为进一步规范黑龙江省电网调频辅助服务运行，建立调频辅助服务市场化运营新机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障黑龙江省电网安全稳定运行，制定本细则。

2 适用范围

本规则适用于现货市场模式下的黑龙江省电网调频市场运营及管理。

3 名词解释

调频辅助服务：调频辅助服务是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，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服务。

综合调频性能指标（ k ）：用于衡量调频单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 k_1 、调节精度 k_2 、响应时间 k_3 三个因子。

综合调频性能指标按次计算，调频单元 i 第 j 次 AGC 调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j} = \frac{(k_1^{i,j} + k_2^{i,j} + k_3^{i,j})}{3}$$

其中综合调频性能指标 (k) 最大值为 2。

小时综合调频性能指标 (k_h)：调频单元 i 第 n 个小时的小时综合调频性能指标 $k_h^{i,n}$ 计算公式为：

$$k_h^{i,n} = \frac{\sum_{j=1}^J k^{i,j}}{J}$$

式中， J 为调频单元 i 中标小时内 AGC/APC 调节的次数。

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 。调频单元 i 的 k_p 计算公式为：

$$k_p^i = \frac{\sum_{n=1}^{12} k_h^{i,n}}{12}$$

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。

调频里程：指调频单元有效响应 AGC/APC 控制指令的调节出力，单位为兆瓦。分以下三种情况：

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调频单元进入调节死区时刻指令目标值与动作初始值之差的绝对值；

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；

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 调频市场主体

4.1 调频辅助服务提供者

调频服务提供者（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经营主体，包括并网发电单元与新型经营主体。

（一）并网发电单元包括满足准入条件的 10 万千瓦及以上公用燃煤机组（下文简称“燃煤机组”）。适时开展发电受阻的新能源场站提供调频辅助服务相关工作。

并网发电单元投资建设配套储能装置的，经电力调度机构审核通过后作为联合主体参与调频市场；配套储能满足相关独立储能要求时，与并网发电单元协商一致后，可自愿转为独立储能运行，并作为独立储能参与调频辅助服务市场。

（二）新型经营主体包括满足市场准入条件的独立储

能与直控型虚拟电厂（含聚合商，下同）等。

调频单元参与调频市场应具备以下技术条件：

（一）具备 AGC/APC 功能，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，确保能够根据电力调度机构调度指令提供符合规定要求的调频响应。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。

其中，新型经营主体应具备参与调频市场的能量监测与管理系统，能量状态相关参数与电网实时交互满足相关信息通信要求。

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试。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；同时若最近 30 天调频单元中标且调用小时数小于 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。

5 交易组织

5.1 组织方式

竞价日（D-1 日），燃煤机组以及独立储能、直控型虚拟电厂在日前申报调频里程价格，日前申报信息封存到运

行日；在日内发电受阻时计划接受调频调用的新能源场站日前需申报调频意愿。

申报里程价格的调频单元 D-1 日前最近 36 个实际参与调频调用周期的小时综合调频性能指标的算术平均值高于准入值 k_p^{th} 的调频单元参与运行日（D 日）调频市场竞价，归为竞价组；剩余调频单元与新能源场站不参与竞价。

电力调度机构在日内整点时刻前，以小时为周期集中出清，确定中标调频单元及其标准调频容量。

5.2 调频日前信息披露

D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布运行日调频市场信息。

（一）调频容量需求。电力调度机构根据电网实际运行情况确定的 D 日每小时通过市场化竞价的调频容量需求（公开信息）。

（二）具备参与调频市场的机组台数及容量。

5.3 市场申报

5.3.1 缺省参数

（一）缺省调频容量、缺省里程报价

调频市场开市前，对调频单元设置调频容量、调频里程报价缺省值，对于参与调频市场但迟报、漏报或不报调频容量、里程报价的调频单元均采用缺省值作为申报信息。

（二）新型经营主体运行参数

独立储能、直控型虚拟电厂需向电力调度机构提供缺省参数，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。

独立储能参与调频市场的缺省参数包括但不限于：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。

直控型虚拟电厂参与调频市场的缺省参数包括但不限于：基础调节容量、基础调节容量持续响应时间、调节速率、直控型虚拟电厂聚合资源及其相应缺省参数。

5.3.2 新型经营主体参与方式

(一) 独立储能

现货市场运行期间，自愿参与调频市场的独立储能应在 D-1 日 09:45 前申报参与调频市场意愿，选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能不参与调频市场。

(二) 虚拟电厂、负荷聚合商

直控型虚拟电厂自愿选择参与调频市场的，在 D-1 日 09:45 前向电力调度机构提供或由市场运营机构计算日最小负荷下限、日调节容量参数，并同时申报参与调频市场的时段，单组连续参与现货市场优化或调频市场的时长 \geq 准入值 RT_{al}^{th} 。

目前直控型虚拟电厂在日前现货市场的出清出力范围

依据日最大、最小用电负荷预留标准调频容量后确定。

D 日，直控型虚拟电厂在日内调频市场中标后，实时现货市场的出清出力范围依据日最大、最小用电负荷预留中标调频容量后确定，并严格执行用电计划和日内调频市场交易结果，APC 系统将依据实际直控型虚拟电厂用电功率与日内调频中标容量进行调频调用。

5.3.3 调频里程价格

D-1 日 09:45 前，参与调频市场竞争的调频单元在上、下限范围 (R_5) 申报 D 日全天的调频里程价格（元/兆瓦），最小单位是 0.1 元/兆瓦。

5.3.4 标准调频容量

D-1 日 09:45 前，参与调频市场竞争的调频单元需申报标准调频容量。

(一) 竞价燃煤机组

竞价燃煤机组标准调频容量申报下限为：Min (调频单元最近 12 个中标且实际调用小时的调节速率 $\times 12min$ ，额定有功功率 $\times g_1$)；申报上限为额定有功功率 $\times g_2$ 。

(二) 独立储能

独立储能标准调频容量申报范围 \leq 额定功率的一定比例 g_3 。

(三) 虚拟电厂

虚拟电厂标准调频容量申报下限为最近 12 个中标且实

际调用小时的调节速率 $\times 12 \text{ min}$, 上限为日调节容量的一定比例 g_4 。

5.3.5 新能源调频意愿

D-1 日 09:45 前, 计划在日内发电受阻时接受调频调用的新能源场站日前需申报调频意愿, 无需申报调频里程价格、标准调频容量。

5.4 机组排序及市场出清

5.4.1 综合调频性能指标平均值归一化处理

归于竞价组的燃煤机组、独立储能、虚拟电厂, 其综合调频性能指标平均值 (k_p^i) 的算术平均值为 $k_{(Avr)}$, 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:

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(Avr)} \times \lambda}$$

式中:

λ 为调频市场性能排序因子。

5.4.2 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。

5.4.3 机组排序

电力调度机构根据调频单元调频里程排序价格由低到

高进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的调频单元优先。当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，则相同的调频单元同时中标，按照标准调频容量比例分配。

5.4.4 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，从竞价组中排除 AGC/APC 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，依据调频单元排序组织出清，确定下一小时调频市场中标单元及边际出清价格；若竞价组标准调频容量无法满足调频需求时，此时市场边际出清价格为历史 3 个同一组织周期有效出清价格的算术平均值。调频里程出清价格上限 ≤ 0.015 元/千瓦。

市场初期，燃煤机组暂不预留调频中标容量开展实时现货电能量出清。

6 结果执行与考核

6.1 结果执行

调频市场正式出清后，实时各时段当系统需要进行调频时，依据整点时刻的出清结果优先调用调频市场中标单元在该时段进行调频；当调频市场中标单元资源耗尽仍需调频时，依据 AGC/APC 的控制策略，按照如下原则开展调

频调用：

(一) 若竞价组无法满足出清阶段调频需求时，当所有出清阶段中标单元的下调频资源耗尽仍需调频时，采用“平均分配”原则调用日前申报调频意愿且该时段发电受阻的新能源场站进行调频。

(二) 若出清结果的中标机组仅包含竞价组，则优先按照排序次序调用竞价组未中标单元，其次按照标准调频容量比例统一调用剩余不参与出清的燃煤机组、新型经营主体。当所有上述调频单元的下调频资源耗尽仍需调频时，采用“平均分配”原则调用日前申报调频意愿且该时段发电受阻的新能源场站进行调频。

AGC/APC 系统在该时段切换实际参与调频调用单元的控制模式，实际调频调用单元跟踪 AGC/APC 指令提供调频服务。AGC/APC 系统实时计算实际调频单元每次响应 AGC/APC 指令的综合调频性能指标和调频里程。

6.2 市场考核

(一) 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 $k_{hl}^{i,n}$ 低于合格标准阈值 α ，取消该小时内调频里程补偿收益；

(二) 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/APC 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

其他经营主体进行披露。

7 计量与结算

7.1 计量依据

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。

7.2 结算模式

调频市场运行期间，按照收支平衡原则、以“日清月结”的方式结算调频补偿、分摊费用。调频市场结算与当月电费结算同步完成。

7.3 调频里程补偿

燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂接受调频调用后，该周期内可获得调频里程补偿，所有未中标被调用单元按照市场边际出清价格结算。

某调频单元 i 的月度调频里程补偿费用为：

$$R_{\text{里程补偿},i} = \sum_{n=1}^N (P_n \times S_{i,n} \times k_h^{i,n})$$

式中：

N 为调频单元 i 调频市场月度总中标小时数；

P_n 为调频单元 i 第 n 个调用小时的调频市场边际出清价格；

$S_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个调用小时的累计调频里程；

$k_h^{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个调用小时的实际小时综合调频性能指标。

7.4 调频费用分摊

调频市场月度总补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{总调频补偿}} = \sum_{i=1}^I R_{\text{里程补偿}, i}$$

电力现货市场未正式运行时，调频市场月度总里程补偿费用由参与市场化发电侧按照月度实际上网电量比例分摊。

电力现货市场正式运行后，调频电力辅助服务费用在发电侧、用电侧按 $1: K_{\text{里程补偿}}$ 比例进行分配，分别按照月度未参与电能量交易的发电侧实际上网电量、用电侧实际用电量比例进行分摊。

8 市场干预

发生以下情况或《黑龙江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他必要情况；

(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。

9 信息披露

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、调频市场边际出清价格等信息。

10 争议裁决

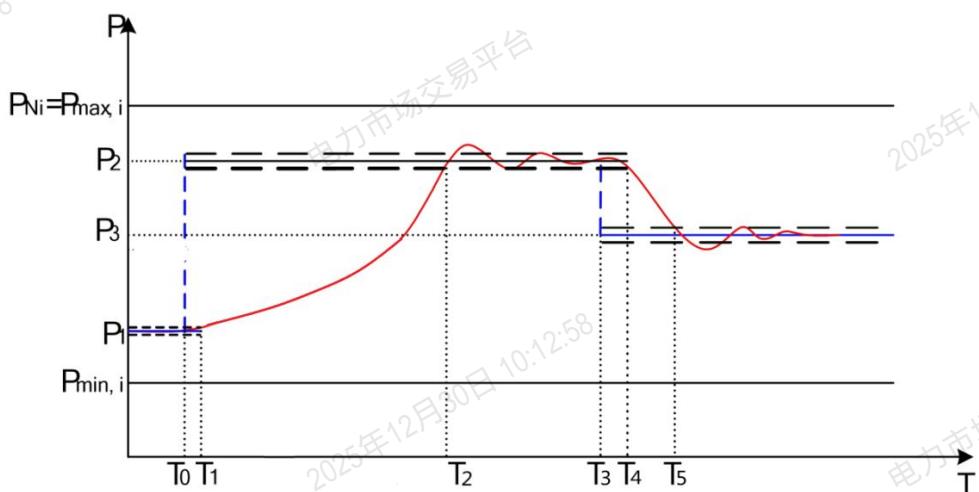
因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的,提出争议方应在争议发生30天内向政府主管部门提出申请,由政府主管部门裁决。

附件一：市场参数表

参数	说明
RT_{vpp}^{th}	虚拟电厂基础调节容量持续响应时间准入值，单位：小时
k_p^{th}	综合调频性能指标准入平均值
R_5	调频里程报价上下限范围
g_1	燃煤机组标准调频容量调节折算比例下限，单位：%
g_2	燃煤机组标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
g_3	独立储能标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
g_4	虚拟电厂标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
λ	调频市场性能排序因子
α	小时调频合格标准阈值
$K_{\text{里程补偿}}$	调频费用分摊比例系数

附件二：调频单元性能指标相关参数计算公式

如下图所示，以AGC一个调节过程为例，具体情况如下：



T_0 时刻以前，调频单元稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC/APC下发功率为 P_2 的设点命令，调频单元开始涨出力，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/APC又下发功率为 P_3 的设点命令，调频单元又开始降出力过程， 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 为调频单元进入调节死区时刻；

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} 为调频单元进入调节死区时刻的出力；

P_{T_1} 为调频单元出响应死区时刻出力；

T_1 为调频单元出响应死区时刻。

(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；

$P_{\text{实际}}$ 为调频单元 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;

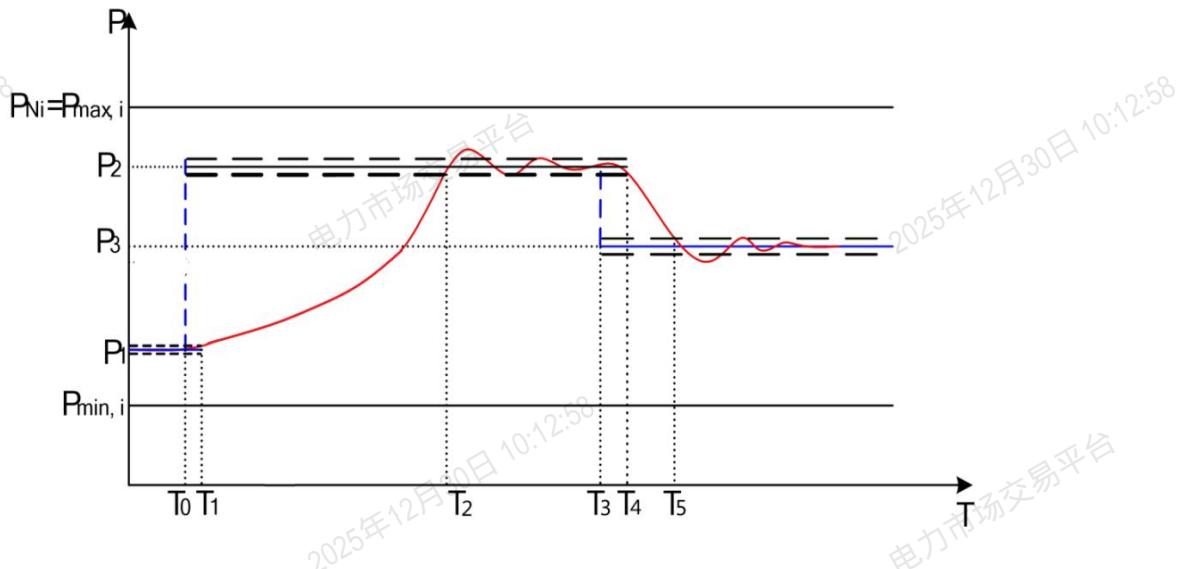
P_1 为指令开始时刻的调频单元出力;

$v_{\text{标准调节}}$ 为标准调节速率;

$T_{\text{标准响应}}$ 为标准响应时间。

附件三：调频单元调频性能指标计算场景

(一) 调频单元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 为调频单元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，各类型调频单元的标准调节速率 $v_{\text{标准调节}}$ 暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均调节速率，该参数由电力调度机构定期披露。

若 k_1 计算结果 <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、独立储能额定容量，虚拟电厂基础调节容量；
 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 暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均调节偏差系数，该参数由电力调度机构定期披露。

若 k_2 计算结果 < 0.01 ，则取为 0，后续随电网实际运行情况进行调整。

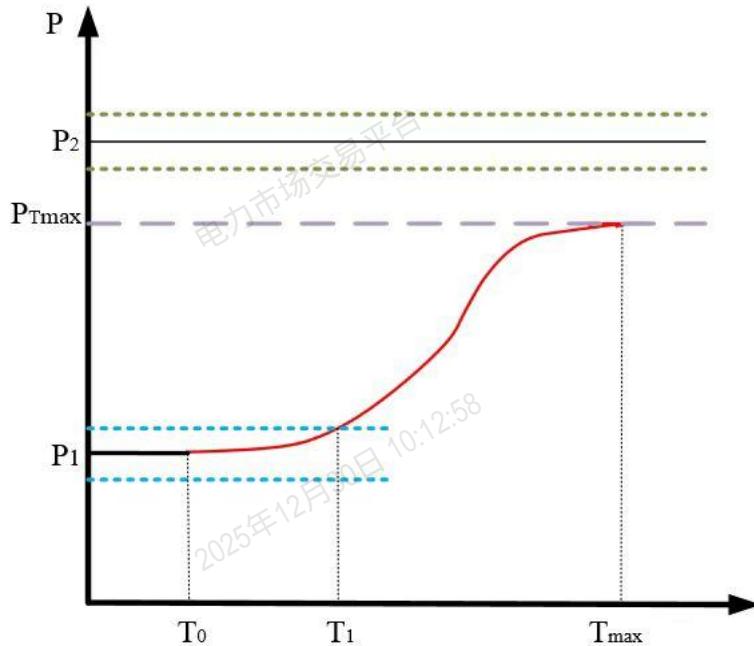
响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

$$k_3 = 2 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

当前阶段，各类型调频单元的标准响应 $T_{\text{标准响应}}$ 时间暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均响应时间，该参数由电力调度机构定期披露。

若 k_3 计算结果 < 0.01 ，则取为 0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

(二) 调频单元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



由于调频单元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 ，此时在判断调频单元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} 。

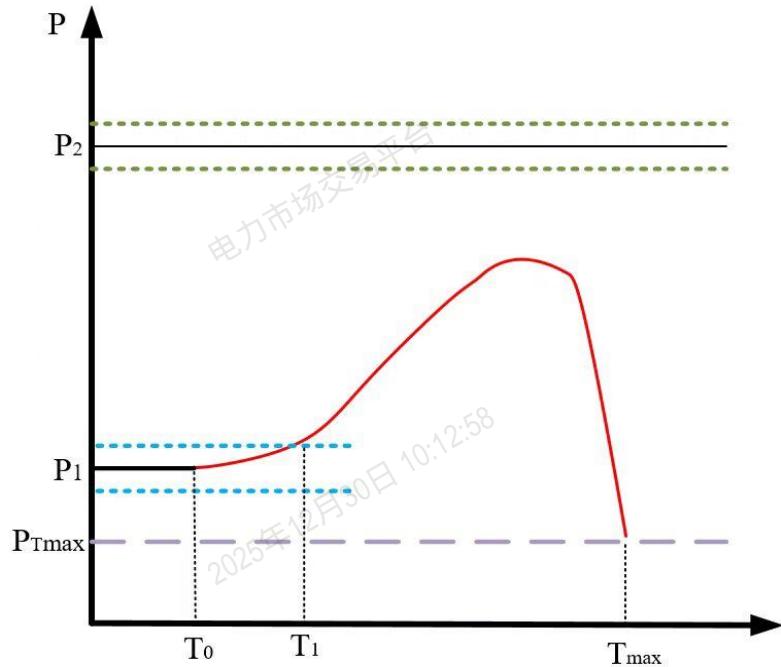
此种情况下， k_1 、 k_3 计算方法与场景（一）相同，调频里程 S 、 k_2 计算方法如下：

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。

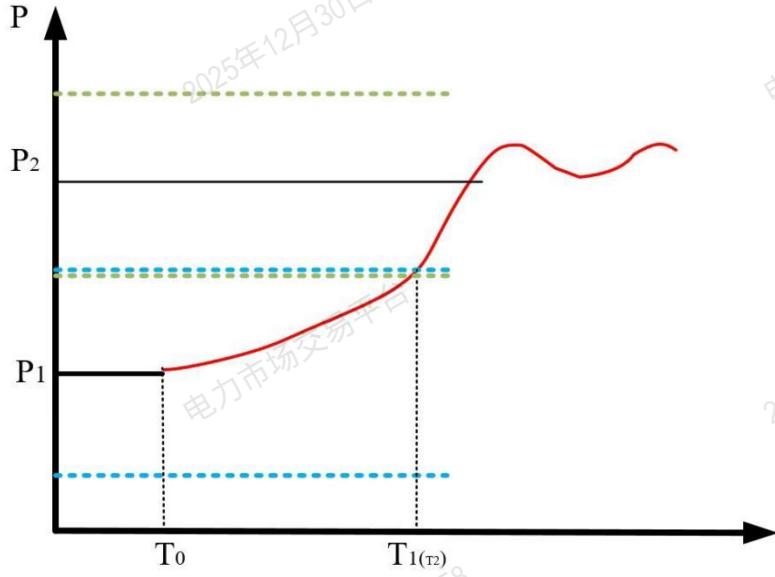
(三) 调频单元出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相反



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：

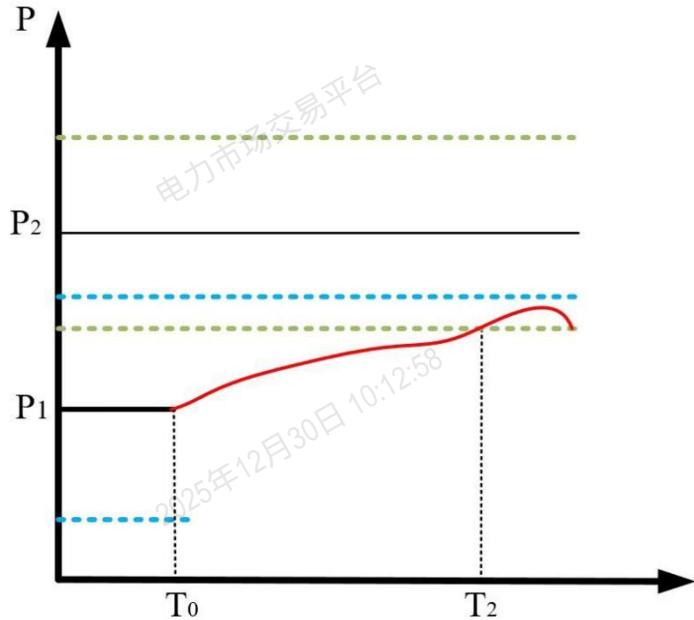
此种情况下，调频里程 S 为 0。由于调节方向与指令方向相反，因此将 k_1 赋值为 0.01。同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度 k_2 值，因此将 k_2 赋值为 0。

(四) 调频单元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）调频单元没出响应死区但进入调节死区



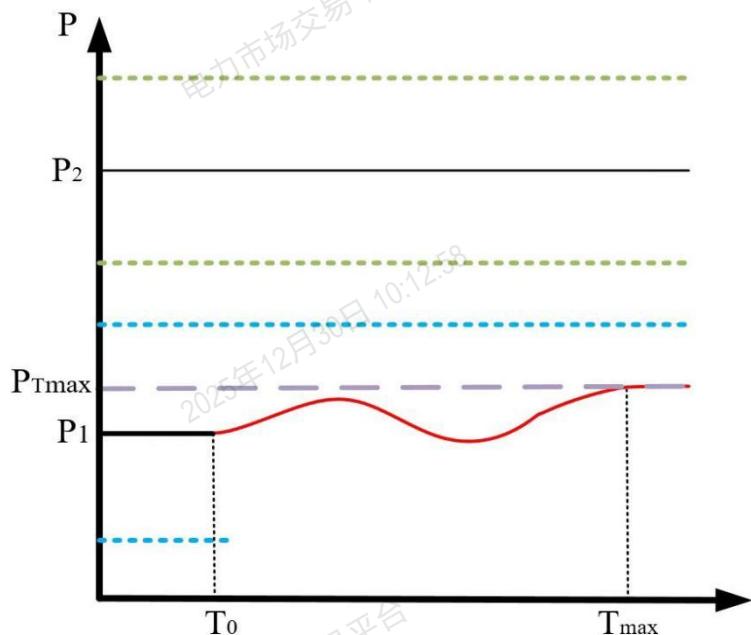
此种情况下， k_1 、 k_2 计算方法与场景（一）相同，调频里程 S 、 k_3 计算方法如下：

调频里程 S 为调频单元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，调频单元没有出响应死区，故无法得到响应时间 k_3 ，因此将 k_3 赋值为0.01。

(六) 调频单元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 为调频单元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。同时由于调频单元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。

黑龙江省电力市场中长期交易衔接 实施细则

(试行2.1版)

目 录

1 总述 - 174 -

2 适用范围 - 174 -

3 交易品种与交易方式 - 174 -

 3.1 交易品种 - 174 -

 3.1.1 省间中长期交易 - 174 -

 3.1.2 电力直接交易 - 175 -

 3.1.3 合同转让交易 - 176 -

 3.1.4 合同回购交易 - 177 -

 3.1.5 融合交易 - 177 -

 3.2 交易方式 - 177 -

 3.2.1 双边协商交易 - 177 -

 3.2.2 集中竞价交易 - 178 -

 3.2.3 挂牌交易 - 179 -

 3.2.4 滚动撮合交易 - 180 -

 3.3 交易周期 - 180 -

 3.4 价格机制 - 181 -

 3.4.1 交易价格形成 - 181 -

 3.4.2 日融合交易价格约束 - 182 -

 3.5 交易曲线 - 182 -

 3.5.1 发用两侧交易曲线形成 - 182 -

 3.5.2 自定义交易曲线 - 183 -

3.5.3 标准交易曲线.....	- 183 -
4 交易组织.....	- 183 -
4.1 年度交易.....	- 183 -
4.2 月度、多月交易.....	- 184 -
4.3 月内交易.....	- 185 -
4.4 日融合交易.....	- 185 -
5 交易电量约束.....	- 186 -
5.1 年度净合约量约束.....	- 186 -
5.1.1 发电企业年度净合约量上限.....	- 186 -
5.1.2 用电侧年度净合约量上限.....	- 187 -
5.1.3 独立储能年度净合约量上限.....	- 187 -
5.1.4 年度净合约量下限.....	- 187 -
5.2 年度累计交易量约束.....	- 188 -
5.2.1 年度累计交易量上限.....	- 188 -
5.2.2 年度累计交易量上限计算与调整.....	- 188 -
5.3 可申报交易电量额度.....	- 189 -
5.4 时段电量约束.....	- 190 -
6 交易执行.....	- 190 -
7 合同管理.....	- 191 -
7.1 合同电量分解.....	- 191 -
8 附则.....	- 191 -
附件一：市场参数表.....	- 192 -

1 总述

为实现中长期与现货市场的有效衔接，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省电力现货结算试运行期间。

3 交易品种与交易方式

经营主体通过由各电力交易机构组织的中长期市场化交易，形成中长期交易分时价格，实现中长期市场化合同的灵活签订与调整，合同约定内容至少应包括交易电量、交易电价、交易周期（交易执行起止时间）、交易曲线等要素。

3.1 交易品种

经营主体可参与的由各电力交易机构组织的中长期交易品种主要包括省间中长期交易、电力直接交易、合同转让交易、合同回购交易以及日融合交易等。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

省内直接交易、电网企业（含增量配电网企业，下同）代理购电交易、省内绿色电力交易均属于电力直接交易，交易具体事宜按照国家和黑龙江省有关政策开展。

3.1.1 省间中长期交易

省间中长期交易的成交结果以发布的交易合同为准，

经营主体正式交易合同下发前不能参与合同转让交易。

3.1.2 电力直接交易

(一) 电力直接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标准交易曲线进行合同分解，鼓励交易双方形成分时合约价格。电力交易机构依据市场化合同执行情况，组织开展分时段交易，将每天分为若干时段，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经营主体的中长期合同曲线。

(二) 经营主体和电力交易机构应充分考虑清洁能源、火电的发电特性制定相应发电企业市场化合同的分月计划或交易曲线。

(三) 电网企业应分别预测通过市场化采购的代理购电工商业用户、居民农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，以“报量不报价”方式分开申报，作为价格接受者参与市场出清，分别形成分时合同，偏差电量分开核算。

(四) 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，用以满足经营主体出售、购买、消费绿色电力需求，并为购买绿色电力的经营主体提供绿色电力证书及相应的绿色电力消费凭证。申报和成交价格分别明确

电能量价格和相应绿色电力证书价格，具体按照《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》的要求执行。

3.1.3 合同转让交易

合同转让交易是发电侧之间、用电侧之间在不影响合同相对方权益的前提下，通过市场化交易方式实现经营主体之间全部或部分合约电量的有偿买卖。合同转让交易包括发电侧合同转让交易、用电侧合同转让交易。

(一) 在市场化合同转让交易中，可按照原曲线比例转让，也可以按照分时段转让，分时段转让交易可以转让24时段中任意一个或多个时段。由自定义交易曲线的合同转让后，若原合同对方需要调整合同曲线时，由出让方负责与受让方自定义交易曲线调整事宜。按照标准交易曲线形成的合同转让后不可修改。转让交易的价格为合约电量的出让或买入价格，即出让方支付给受让方的价格，不影响出让方原有合同的价格。

(二) 允许经营主体在同批次合同转让交易中既转入又转出。

(三) 发电权交易是发电企业将计划电量或关停发电机组保留的发电量计划以及自备电厂发电量计划转让给其他发电机组替代发电的交易，发电权交易视同优先发电合

约电量转让交易。

3.1.4 合同回购交易

合同回购交易指在不影响相关方利益或相关方协商一致的前提下，由原合同售电方向购电方购回已售出合同电量的交易，或由原合同购电方向售电方售还已购入合同电量的交易。交易合同未执行的电量可以进行回购，回购电量不能大于原合同成交量，回购价格应与原合同成交价格一致。

3.1.5 融合交易

融合交易是指在发电企业、售电公司、批发用户等发电侧、用电侧经营主体之间开展，采用滚动撮合或集中竞价方式组织，经营主体可按需选择买入或卖出方向进行交易申报。

融合交易在同一场交易中，经营主体对同一交易标的仅可作为购电方或售电方参与交易。

3.2 交易方式

中长期市场交易方式主要包括双边协商和集中交易。其中集中交易包括集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易。

3.2.1 双边协商交易

双边协商交易指经营主体之间自主协商，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) 购电方、售电方通过自主协商形成双边交易意向，内容包括交易电量、交易电价、交易周期、分月(日)计划、交易曲线等合同要素，在交易申报有效期内提交到电力交易平台。

3.2.2 集中竞价交易

集中竞价交易指经营主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构进行市场出清，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格。电力交易平台设置交易报价提交截止时间，汇总经营主体提交交易申报信息，进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

(一) 购售双方在规定时限内将交易电量、电价申报到电力交易平台，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

(二) 电力交易机构对集中竞价交易意向进行审核、汇总，电力交易平台系统自动出清，形成交易结果；

(三) 电力交易机构发布成交信息，包括成交量、成交价格等；

(四) 购电方按其分段申报电价从高到低排序，售电方按其分段申报电价从低到高排序；

(五) 电力交易平台在交易组织前发布集中竞价交易采取高低匹配出清方式或采取统一边际出清方式。

3.2.2.1 高低匹配出清

(一) 按照双方申报价格排序，计算购电方与售电方申报电价之间的价差；双方按照价差从大到小顺序匹配成交，直至一方电量全部成交或者价差为零。成交价格为购电方申报电价与售电方申报电价的平均价格。

(二) 发电侧报价相同时，按照清洁能源、可再生能源、火电与独立储能顺序成交，相同发电类型按照申报时间先后顺序成交；

(三) 用电侧报价相同时，按其申报时间先后顺序成交。

3.2.2.2 统一边际出清

(一) 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，大于可成交量时，按照等比例原则成交；

(二) 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；

(三) 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，没有成交量。

3.2.3 挂牌交易

(1) 挂牌方在电力交易平台提出挂牌交易申请，电力交易平台将挂牌交易的市场成员名称、起止时间、执行时段、电量、曲线、电价等信息予以发布。摘牌方在电力交易平台申报摘牌电量。

(2) 挂牌交易用于电网企业代理购电交易时，交易电量按申报时间每 15 分钟为同一申报区间，申报区内经营主体按摘牌电量等比例出清，不同申报区按时间先后顺序成交。

3.2.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，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。

(一) 购售双方申报数量、价格，购方按照价格从高到低排序，售方按照价格从低到高排序。

(二) 电力交易平台自动实时出清，出清原则是购方价格大于售方价格，成交价格按照先申报方的价格成交。若末位购方或售方部分成交，则剩余部分继续参与排序等待成交。没有成交的申报需求可以随时撤销。

(三) 电力交易机构实时发布交易信息，主要包括购售双方申报价格信息，出清数量、出清价格信息等。

3.3 交易周期

省内电力直接交易根据交易标的物执行周期不同，中

长期交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度（多月）电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量作为交易标的物）、日电量交易（以某一日的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

市场化合同转让交易以月度（多月）、月内（多日）为周期组织开展；优先发电合约电量转让交易以年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）为周期组织开展。

电力交易机构应当根据不同交易周期交易校核后的成交结果，于 D-2 日前在电力交易平台汇总经营主体在现货市场 D 日的累计交易电量、累计交易曲线及综合成交电价等信息。

3.4 价格机制

3.4.1 交易价格形成

除优先发电合约执行政府确定的价格外，电力中长期交易电价的成交价格应当由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

中长期交易合约电量价格为单一电能量交易价格，经营主体基于电能量交易价格进行市场交易。条件具备后，经营主体所有中长期合同的交易电价需明确 96 点的电价。其中，燃煤机组的中长期市场价格包含环保电价（含脱硫、

脱硝、除尘、超低排放），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

- (一) 双边协商交易电价按照双方合同约定执行；
- (二) 集中竞价交易电价可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；
- (三) 挂牌交易电价挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制；
- (四) 滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制。

3.4.2 日融合交易价格约束

日融合交易仅设定最低和最高限价，最高价 \leq 现货日前市场出清价格上限，最低价 \geq 现货日前市场出清价格下限，不进行逐个时段限价。

3.5 交易曲线

交易曲线包括自定义交易曲线和标准交易曲线两类。

3.5.1 发用两侧交易曲线形成

省内中长期交易包括常规交易和分时段交易两类；常规交易带曲线开展，其中：以双边协商和挂牌方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取标准交易曲线；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标准交易曲线；分时段交易按各时段交易结果形成曲线。

3.5.2 自定义交易曲线

自定义交易曲线由经营主体自主提出，将合约电量分解至 96 个时段，可用于双边协商交易、挂牌交易。

3.5.3 标准交易曲线

标准交易曲线包括年度、月度（多月）、月内（多日）标准交易曲线，根据黑龙江电网负荷特性制定并于交易前发布。分时段交易曲线的分解原则上按照交易合同总量在合同周期内按自然日平均分配至相应时段。

4 交易组织

省内交易由黑龙江电力交易中心组织，一般按分时段交易开展，也可组织常规交易。

4.1 年度交易

年度交易包括年度省内直接交易、年度电网企业代理购电交易、年度省内绿色电力交易。

(1) 年度省内直接交易按双边协商、集中竞价或挂牌交易方式组织开展。

(2) 年度电网企业代理购电交易按集中竞价或挂牌交易方式组织开展，与经营主体执行统一的市场规则。

(3) 年度省内绿色电力交易按双边协商或挂牌交易方式组织开展。

年度交易指执行时间为自次年起多年、次年全部月份、次年部分月份的交易。经营主体分月、分时申报，按月度

分解到每日的相应时段，时段内电量均分至 15 分钟，形成 96 点中长期合约电量。

电网企业与执行优先发电计划的发电企业应按照执行政府定价的优先发电计划签订厂网间年度优先发电购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划等。

4.2 月度、多月交易

月度、多月交易包括月度（多月）省内直接交易、月度电网企业代理购电交易、月度（多月）省内绿色电力交易、月度合同转让交易、月度合同回购交易。

（1）月度（多月）省内直接交易按照双边协商、集中竞价或挂牌方式开展。

（2）月度电网企业代理购电交易按集中竞价或挂牌交易方式组织开展，与经营主体执行统一的市场规则。

（3）月度（多月）省内绿色电力交易按双边协商或挂牌交易方式组织开展。

（4）月度合同转让交易按双边协商或挂牌交易方式组织开展。

（5）月度合同回购交易按双边协商方式组织开展。

月度交易标的物为次月电量，每月组织 1 次。多月交易标的物为年度内剩余月份的月度电量，原则上按季度开展。

多月交易经营主体分月、分时申报，月度交易经营主体分时申报。按月度分解到每日的相应时段，时段内电量

均分至 15 分钟，形成 96 点中长期合约电量。

4.3 月内交易

月内交易包括月内省内直接交易、月内省内绿色电力交易、月内合同转让交易、月内合同回购交易。

(1) 月内省内直接交易按双边协商、集中竞价或挂牌交易方式组织开展。

(2) 月内省内绿色电力交易按双边协商或挂牌交易方式组织开展。

(3) 月内合同转让交易按双边协商或挂牌交易方式组织开展。

(4) 月内合同回购交易按双边协商方式组织开展。

月内交易标的物为月内剩余日电量，原则上按周开展。

月内交易经营主体分时申报。按交易执行期分解到每日的相应时段，时段内电量均分至 15 分钟，形成 96 点中长期合约电量。

4.4 日融合交易

日融合交易是指经营主体可以根据自身的需求，在一日内的不同时间段融合开展的多品种中长期电能量交易，以集中竞价或滚动撮合方式开展，不进行调度安全校核。

日融合交易，按分时段开展交易，按日连续开市，交易标的为交易日后第 2、3、4 个自然日的分时段电量，时段内电量均分至 15 分钟，如交易日为节假日，提前开展多日

交易。

经营主体在日融合交易中既可以作为购电方也可以作为售电方，但同一交易日的同一交易标的，同一交易单元仅可作为购电方或售电方参与交易。

5 交易电量约束

5.1 年度净合约量约束

年度净合约电量是指单个经营主体在交易年度达成的合约电量的代数和。经营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。

发电企业年度净合约电量 = 优先发电计划 \pm 累计卖出市场合约电量 - 累计买入市场合约电量；

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净合约电量 = 累计买入市场合约电量 - 累计卖出市场合约电量；

独立储能年度净合约电量=累计卖出市场合约电量 - 累计买入市场合约电量。

5.1.1 发电企业年度净合约量上限

根据参与市场交易的发电企业装机容量确定净合约量上限，具体计算方法如下：

发电企业年度净合约量上限 = 发电企业装机容量 \times 允许机组达到的发电利用小时数。允许达到的利用小时数为

Min { 年度日历小时数减去机组年度计划检修小时数，由电网约束等因素决定的机组最大发电小时数 } 。

5.1.2 用电侧年度净合约量上限

批发用户根据用户运行容量确定上限。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= $Min\{ (售电公司资产总额允许代理电量额度), (保函、保险允许代理电量额度) \}$ 。

5.1.3 独立储能年度净合约量上限

独立储能年度净合约电量上限根据额定容量和日均充放电循环次数设置，计算方式如下：

独立储能年度净合约电量上限 = 额定容量 × 日均充放电循环次数 × 当年日历天数 × 调整系数 f_2 ;

独立储能日均充放电循环次数由市场运营机构依据独立储能缺省参数核定，其与调整系数 f_2 的乘积最大值暂为 2。

5.1.4 年度净合约量下限

发电企业、一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净合约量下限均为 0，独立储能年度净合约量下限为年度净合约电量上限的相反数。

5.2 年度累计交易量约束

年度累计交易量是指单个经营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：

发电企业年度累计交易量 = 优先发电计划 + 累计卖出优先发电计划 + 累计买入优先发电计划 + 累计卖出市场合约电量 + 累计买入市场合约电量；

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度累计交易量 = 累计买入市场合约电量 + 累计卖出市场合约电量；

独立储能年度交易累计交易量 = 累计卖出市场合约电量 + 累计买入市场合约电量。

5.2.1 年度累计交易量上限

对经营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：

$$\text{年度累计交易量上限} = \text{年度净合约量上限} \times f_3。$$

f_3 为调整系数，与合约电量交易频次相关，由电力市场监管委员会于每年11月底前提出建议，报东北能源监管局批准后用于次年交易。

5.2.2 年度累计交易量上限计算与调整

在 f_3 系数确定后，在第一次年度交易前，电力交易机构公布经营主体年度累计交易量上限。原则上，发电企业、独立储能年度累计交易量上限每年更新一次，虚拟电厂、负荷聚合商年度累计交易量按其新增聚合资源情况进行更

新。

5.3 可申报交易电量额度

经营主体在交易电量约束范围内参与中长期市场。发电企业、独立储能、一类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、虚拟电厂、负荷聚合商交易申报电量额度，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。经营主体可申报电量额度计算公式如下：

发电企业可申报卖出电量额度 = $Min \{ 年度净合约量上限 - 本交易日前持有净合约量 - 本交易日申报卖出市场合约电量, 年度累计交易量上限 - 已发生年度累计交易量 \}$

发电企业可申报买入市场电量额度 = $Min \{ 本交易日前持有市场合约电量 - 本交易日申报买入市场合约电量, 年度累计交易量上限 - 已发生年度累计交易量 \}$

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商可申报买入电量额度 = $Min \{ 年度净合约量上限 - 本交易日前持有净合约量 - 本交易日申报买入市场合约电量, 年度累计交易量上限 - 已发生年度累计交易量 \}$

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商可申报卖出电量额度 = $Min \{ 本交易日前持有市场合约电量 - 本交$

易日申报卖出市场合约电量，年度累计交易量上限 - 已发生年度累计交易量}

独立储能可申报卖出电量额度 = $Min \{ \text{年度净合约量上限} - \text{本交易日前持有净合约量} - \text{本交易日申报卖出市场合约电量}, \text{年度累计交易量上限} - \text{已发生年度累计交易量} \}$

独立储能可申报买入电量额度 = $Min \{ \text{本交易日前持有净合约量} - \text{年度净合约量下限} - \text{本交易日申报买入市场合约电量}, \text{年度累计交易量上限} - \text{已发生年度累计交易量} \}$

经营主体登录电力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，电力交易机构均给出提醒预警。

5.4 时段电量约束

经营主体在开展市场化合同的新增、转让、调整交易时，须满足市场化合同各时段电量 ≥ 0 。其中，独立储能、经营主体已将合同转让出去后接受原合同方调整分月电量时除外。

6 交易执行

电力交易机构根据调度安全校核意见进行调减，直至安全校核通过。按分时段组织的交易，调度机构应按分时段发布安全校核意见；暂不具备条件的，各时段成交量按校核意见等比例调减形成。

7 合同管理

7.1 合同电量分解

年度、月度、月内（多日）、日交易的分时电量之和形成经营主体某一运行日中长期合约曲线。

同一交易单元各机组合同电量按机组容量等比例分解，逐步实现交易单元与物理机组一一对应。

本规则执行前签订的省内中长期市场化交易合同按以下原则分解：（1）在合同周期内按自然日平均分配至相应时段；（2）各分时段内电量按15分钟平均分解，涉及光伏发电的合同按调度机构提供的发电时段平均分解。

8 附则

本细则针对黑龙江省电力现货市场试运行期间，中长期与现货交易衔接做出规定。其余与中长期市场单独运行期相同条款，按照《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）及其补充规定执行。

附件一：市场参数表

f_2	独立储能年度净合约量上限调整系数
f_3	经营主体年度累计交易量上限调整系数

黑龙江省电力市场注册管理 实施细则

(试行 2.1 版)

目 录

1 总述.....	- 196 -
2 适用范围.....	- 196 -
3 总体要求.....	- 196 -
3.1 电力市场注册原则.....	- 196 -
3.2 注册范围.....	- 197 -
4 市场注册基本条件.....	- 197 -
4.1 电网企业注册基本条件.....	- 198 -
5 市场注册.....	- 198 -
5.1 总体要求.....	- 198 -
5.2 发电企业注册.....	- 200 -
5.3 电力用户注册.....	- 200 -
5.4 电网企业注册.....	- 201 -
5.5 独立储能注册.....	- 201 -
6 信息变更.....	- 202 -
6.1 总体要求.....	- 202 -
6.2 发电企业信息变更.....	- 204 -
6.3 电力用户信息变更.....	- 204 -
6.4 电网企业信息变更.....	- 206 -
6.5 独立储能信息变更.....	- 206 -
7 市场注销.....	- 207 -
8 停、复牌.....	- 209 -

8.1 总体要求.....	- 209 -
8.2 市场停牌.....	- 209 -
8.3 市场复牌.....	- 210 -
9 异议处理.....	- 210 -
9.1 异议反馈.....	- 210 -
9.2 异议回复.....	- 211 -
9.3 异议处理.....	- 211 -
10 监督管理.....	- 212 -
10.1 监督管理.....	- 212 -
10.2 配合管理.....	- 212 -
10.3 失信管理.....	- 212 -

1 总述

为规范经营主体注册管理，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据国家及黑龙江省相关文件，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省电力市场下的经营主体开展市场注册、信息变更、市场注销等市场业务。

3 总体要求

符合注册基本条件的经营主体需要在电力交易机构完成注册后，才能在黑龙江省电力市场参与交易。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。

3.1 电力市场注册原则

(一) 规范入市。拟参与电力市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

(二) 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。

(三)信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。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、各方共享”。

3.2 注册范围

本细则注册范围包括经营主体和电网企业（含增量配电网企业，下同），经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含独立储能企业、虚拟电厂（含聚合商，下同）、智能微电网等）。

4 市场注册基本条件

发电企业、售电公司、电力用户、新型（独立）储能企业、虚拟电厂、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等经营主体注册的基本条件按照《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）要求执行。

电网企业参与电网企业代理购电交易前应参照经营主体注册条件在电力交易平台进行注册。

(一)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以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，按政策规定向电网企业支付系统备用费，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市场化交易；

(二) 分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求；

(三) 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电合同；

(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，按规定向电网企业支付系统备用费；

(五) 独立储能应符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

4.1 电网企业注册基本条件

(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。

5 市场注册

5.1 总体要求

(一) 经营主体参与电力市场化交易，应当符合注册基本条件，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) 具有多重主体身份的经营主体（电网企业），应当按经营主体（电网企业）类别分别进行注册。

(三) 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

(四) 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。

(五) 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家经营主体确立服务关系。

(六) 电力交易机构将市场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，按照东北能源监管局、省发展改革委要求进行备案。

(七) 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

(八) 电力交易机构收到经营主体、电网企业提交的注册申请和注册资料后，在5个工作日内进行完整性审查。

对于市场注册资料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，经营主体、电网企业需按要求对材料进行补充和完善。

5.2 发电企业注册

发电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；联系人授权文件。

（一）发电企业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（备案）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）；调度并网协议。

（二）发电企业提交的资料满足完整性要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

5.3 电力用户注册

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，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照、联系人授权文件、电网企业营销系统用户所属单位授权书（租赁他人厂房、转供电等各类原因导致电网企业系统用户名称与申请注册的电力用户名称不一致时，并以书面约定明确电费缴纳等各项权利和义务）。

(一) 电力用户注册和新增用户编号时要注册用电单元信息，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）。

(二) 电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

5.4 电网企业注册

(一) 省级电网企业或增量配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；

(二) 电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

5.5 独立储能注册

独立储能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：工商信息、法定代表人信息、银行开户信息、联系信息、电站（机组）信息、调度并网协议；

(一) 独立储能企业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；

(二) 独立储能提交的资料满足完整性审查要求后，

电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

6 信息变更

6.1 总体要求

(一) 经营主体、电网企业注册信息发生变化后，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

(二) 经营主体市场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，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

(三) 经营主体、电网企业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、电网企业承担相应责任。

(四) 信息变更主要包含以下内容：

1.经营主体身份名称变更、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、延续等；
4. 发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、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. 独立储能主体储能项目（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；
6. 售电公司、虚拟电厂资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、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、业务范围变更等。

（五）经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

（六）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。

（七）电力交易机构收到经营主体、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。完整性审查通过后，经营主体、电网企业信息变更手续自动生效。

6.2 发电企业信息变更

(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市场成员信息发生变更的，需提供工商核准变更通知书、变更后营业执照、在机组信息中变更电力业务许可证（发电类）正副本（如变更后需新发）等证明材料；

(三) 发电企业的机组信息变更，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建议提交机组容量变更、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和经济协议，向电力交易机构提供相关材料；

(四) 涉及机组转让的，如果受让方并未进行注册，需进行市场成员注册后办理机组转让，受让方已办理注册的，只需办理机组转让；

6.3 电力用户信息变更

(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市场成员信息发生变更的，需提供工商核准变更通知书、变更后营业执照等；

(三) 电力用户用电信息发生变更，需根据相关规定向电网企业提出用电信息变更申请，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，可随时在电力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、农业用电等执行目录销售电价的，则变更后按相应类别目录销售电价结算，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，电网企业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。

6.4 电网企业信息变更

(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；

6.5 独立储能信息变更

独立储能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；

(一) 独立储能企业注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供工商核准变更通知书、变更后营业执照等；

(二) 储能项目（单元）发生更名、过户、单元（机组）增容信息变更的，需提供并网调度协议。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；

7 市场注销

(一) 经营主体退出电力市场化交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

(二) 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

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

2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体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电力市场进入条件；

4.经营主体所有机组关停退役的；

5.经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

(三) 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

(四) 经营主体申请注销按照申请、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。

(五) 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。

(六) 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报东北能源监管局和省发展改革委备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

(七) 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

(八) 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

(九) 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，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，保留其历史信息 5 年。

(十) 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，

应在电力交易机构重新办理市场注册。

8 停、复牌

8.1 总体要求

(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发展改革委、东北能源监管局报告。

(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。

8.2 市场停牌

存在下列情形的，或收到省发展改革委、东北能源监管局、电网企业等部门提供的书面说明后，电力交易机构应在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，并在电力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) 电力业务许可证(发电类)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) 售电公司未按时足额缴纳履约保函，经书面提醒仍拒不足额缴纳的；

(九) 省发展改革委、东北能源监管局依据市场规则认为其他有必要的情形。

8.3 市场复牌

(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。

9 异议处理

9.1 异议反馈

任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，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异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

9.2 异议回复

电力交易机构对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄密，并及时回复调整处理情况。

9.3 异议处理

对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构根据调查情况分类处理。

(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，将情况报送省发展改革委和东北能源监管局。

(三) 如对市场注销存在异议，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。

(四) 如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

(五)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的经营主体，按照前款要求处理。

10 监督管理

10.1 监督管理

省发展改革委、东北能源监管局按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管理。

10.2 配合管理

对未按本规则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报省发展改革委和东北能源监管局。

10.3 失信管理

对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，省发展改革委、东北能源监管局可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，省发展改革委、东北能源监管局可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，省发展改革

委、东北能源监管局可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，省发展改革委、东北能源监管局可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

黑龙江省电力市场计量管理 实施细则

(试行2.1版)

目 录

1 总述	- 216 -
2 适用范围	- 216 -
3 计量装置管理	- 216 -
3.1 关口计量装置管理目的	- 216 -
3.2 管理要求	- 216 -
3.3 结算计量点设置	- 217 -
3.4 计量装置配置要求	- 217 -
4 计量数据管理	- 218 -
4.1 管理要求	- 218 -
4.2 数据采集信息系统管理要求	- 219 -
4.3 数据采集管理要求	- 220 -
4.4 申校仲裁管理	- 220 -

1 总述

本细则规范了黑龙江省电力市场用于市场交易、结算的电能量、功率等数据的计量及采集装置的运行管理工作。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省电力经营主体的电能计量装置管理和计量数据管理等。电网企业（含增量配电网企业，下同）负责本企业所辖用户（或发电企业）电能计量装置的管理工作，增量配电网企业配合省级电网企业做好本企业关口计量装置接入省级电网企业电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

3 计量装置管理

3.1 关口计量装置管理目的

关口计量装置管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性，保障电能计量装置安全可靠运行，为电力市场有序规范、公平公正开展，保障市场成员合法权益提供支撑。

3.2 管理要求

（一）经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。

（二）电网企业应当根据市场运行和市场主体需要及时配置、安装符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计

量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

电网企业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，计量点设置需满足电力市场结算最小结算单元相关要求，不满足要求的，电网企业应与市场经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

3.3 结算计量点设置

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

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

（三）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分，各发电单元需分别结算时，可按照每个发电结算单元发电量等比例计算各自上网电量，具体分配方式可由经营主体签订分配协议或在市场规则予以明确。

（四）依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

3.4 计量装置配置要求

(一) 对于发电侧经营主体, 原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套; 对于用电侧经营主体, 同一计量点安装至少一具符合技术要求的电能计量设备。计量点对端的辅助(备用)计量点, 应配置与主计量点准确度等级和规格相同的电能计量装置。

(二) 结算电量以计量点主表数据为依据。若主表出现异常, 则以副表数据为准。如果计量点主、副表均异常, 则按对端主表数据确定; 对端主表异常, 则按对端副表数据为准。

(三) 其他异常情况下, 电网企业与经营主体在充分协商的基础上, 可根据失压记录、失压计时等设备提供的信息, 确定异常期内的电量。

(四) 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。

(五) 各经营主体计量点配置应满足《电能计量装置技术管理规程》(DL/T448-2016)相关要求。

4 计量数据管理

4.1 管理要求

(一) 计量数据应满足结算最小时段和周期的要求, 统一设置抄表计划, 实现发用同期抄表和定期抄录。电网

企业及电力调度机构应根据市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。

(二) 参与市场的发电企业、电力用户关口计量点电量数据、电力辅助服务数据根据计量装置确定，电网企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。

(三) 现货市场运行时，电网企业、电力调度机构应每日提供前1日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据。电网企业原则上应于每月第1个工作日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。现货市场运行时，电网企业应按日提供前1日用户侧分时电量至电力交易机构。

4.2 数据采集信息系统管理要求

电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求，采集终端、通信装置和智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求。经营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。

4.3 数据采集管理要求

(一) 参与现货交易的经营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，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。

(二) 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全（拟合）计量数据，重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

4.4 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。如经营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。

当出现计量数据错误时，由政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检定机构确认并出具报告，差错电量电费管理办法按相关规定执行。

黑龙江省电力市场电费结算 实施细则

(试行2.1版)

目 录

1 总述	- 226 -
2 适用范围	- 226 -
3 基本原则	- 226 -
4 市场成员结算权利与义务	- 228 -
4.1 市场经营主体	- 228 -
4.2 电力交易机构	- 229 -
4.3 电力调度机构	- 229 -
4.4 电网企业	- 230 -
5 结算原则	- 231 -
5.1 结算模式	- 231 -
5.1.1 电力批发市场	- 231 -
5.1.2 零售市场	- 234 -
5.1.3 结算周期	- 235 -
5.2 结算时段	- 235 -
5.3 结算电量	- 235 -
6 结算流程	- 235 -
6.1 数据准备	- 235 -
6.2 结算流程	- 237 -
7 电能量电费	- 238 -
7.1 发电企业电能量电费	- 238 -
7.1.1 省间中长期合约电费	- 239 -

7.1.2 省间日前市场电能量电费	- 239 -
7.1.3 省间日内市场电能量电费	- 239 -
7.1.4 省内中长期合约电费	- 240 -
7.1.5 省内日前电能量电费	- 241 -
7.1.6 省内实时电能量电费	- 242 -
7.1.7 省间省内价差费用	- 242 -
7.1.8 省间合约偏差差额费用	- 243 -
7.1.9 应急送电盈余费用	- 243 -
7.1.10 发电企业调平费用	- 245 -
7.2 独立储能电能量电费	- 245 -
7.2.1 省内中长期合约电能量电费	- 246 -
7.2.2 省内现货市场电能量电费	- 247 -
7.2.3 独立储能调平费用	- 247 -
7.3 虚拟电厂电能量电费	- 248 -
7.4 用电侧电能量电费	- 248 -
7.4.1 省内中长期合约电费	- 249 -
7.4.2 省内日前电能量电费	- 250 -
7.4.3 省内实时电能量电费	- 250 -
7.4.4 应急购电盈余费用	- 251 -
7.4.5 用电侧调平费用	- 252 -
7.4.6 用电侧价差调整费用	- 252 -
8 市场运营不平衡费用	- 254 -

8.1 成本补偿费用	- 254 -
8.1.1 启动补偿费用	- 254 -
8.1.2 特殊机组成本补偿费用	- 256 -
8.1.3 调频量价补偿	- 259 -
8.2 市场平衡费用	- 261 -
8.2.1 实时阻塞费用	- 261 -
8.2.2 结构平衡费用	- 263 -
8.2.3 省间外送偏差差额费用	- 265 -
8.3 偏差调节费用	- 267 -
8.3.1 运行考核与获利回收	- 267 -
8.3.2 偏差调节与超额获利回收	- 271 -
8.3.3 阻塞风险对冲费用	- 287 -
9 经营主体结算依据	- 288 -
9.1 发电企业结算依据	- 288 -
9.2 一类用户结算依据	- 289 -
9.3 二类用户结算依据	- 290 -
9.4 电网企业代理购电结算依据	- 291 -
9.5 售电公司结算依据	- 291 -
9.6 独立储能结算依据	- 292 -
9.7 虚拟电厂、负荷聚合商结算依据	- 292 -
10 退补管理	- 293 -
10.1 政策性退补	- 293 -

10.2 非政策性退补.....	- 294 -
11 收付款管理.....	- 297 -
12 其他结算事项.....	- 298 -
12.1 市场中止与管制.....	- 298 -
12.2 违约处理原则.....	- 298 -
12.3 未尽事项.....	- 299 -

1 总述

为指导、规范、明确黑龙江省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，依据国家政策与黑龙江省相关文件精神，制定本细则。

2 适用范围

本实施细则适用于黑龙江省电力市场电能量市场和电力辅助服务市场电费结算工作，包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据政策文件和市场规则要求，向市场经营主体和电网企业（含增量配电网企业，下同）提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受市场经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对市场经营主体电费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

3 基本原则

（一）电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。

（二）结算原则上以自然月为周期开展。已发布的正式结算结果（含日清分结果）如有变化，应向相关市场主体披露变动原因和变动情况。电力现货市场连续运行时，原则上采用“日清月结”的结算模式，按日对已执行

的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。电力辅助服务、零售等市场根据辅助服务市场、零售市场规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

（三）结算时段是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

（四）电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留 3 位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留 2 位小数；电价单位为元 / 兆瓦时、保留 3 位小数或元 / 千瓦时、保留 6 位小数。

（五）电网企业、电力调度机构、电力交易机构应按职责做好各自信息平台的建设、管理、维护，做好计量结算业务协同，建立数据接口标准，实现数据平台交互。

（六）电力市场每项结算项目均需独立记录、分类明确疏导并详细列支。结算科目应覆盖所有市场分类及交易品种，各类结算科目应单独计算、单独列示。

（七）参与电力市场的虚拟电厂（含聚合商，下同）、新型储能等新型经营主体遵照本规则执行，电力交易机构和电网企业以市场主体为单元开展结算。

4 市场成员结算权利与义务

4.1 市场经营主体

(一) 按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

(二) 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

(三) 获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

(四) 负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

(五) 配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

(六) 拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算；增量配电网企业按照增量配电网相关规定与省级电网企业、供电的电力用户开展电费结算。

(七) 售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。

(八) 按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

(九) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.2 电力交易机构

- (一) 负责汇总结算基础数据。
- (二) 负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。
- (三) 负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。
- (四) 组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。
- (五) 按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。
- (六) 负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。
- (七) 组织开展市场经营主体结算风险评估。
- (八) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.3 电力调度机构

- (一) 依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。
- (二) 负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。
- (三) 负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

(四) 按照数据管理有关规定, 对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

(五) 组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题, 参与协调结算依据、电费结算有关问题。

(六) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.4 电网企业

(一) 依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据, 确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

(二) 负责根据电力交易机构推送的结算依据, 开展电费结算, 按期向市场经营主体出具电费账单, 提供电费账单查询等服务。

(三) 负责根据电费账单按时完成电费收付, 并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体, 按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

(四) 负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护, 根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务, 并将电能数据推送电力交易平台。

(五) 组织协调电能计量和电费结算有关问题, 参与协调结算依据有关问题。

(六) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5 结算原则

5.1 结算模式

5.1.1 电力批发市场

5.1.1.1 中长期市场结算

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，经营主体的中长期合约结算参考点为日前统一结算点。

参与现货市场的经营主体，其绿色电力交易电能量结算方式按照本细则执行；绿色电力环境价值及其偏差电量的结算方式按照《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）的要求执行。

5.1.1.2 现货市场结算

现货市场根据现货市场日前、实时结算电量及现货市场价格进行结算。现货市场全天统一结算点加权均价高于 T_{lim} 时，在结算环节将市场各时段节点电价等比例缩小，至全天统一结算点加权均价为 T_{lim} ，开展现货市场结算。相关倍数、参数将视新能源资源、保供及供暖等有关情况适时调整。计算公式如下：

若 $P_{\text{日前全天统一结算点加权均价}} > T_{lim}$ 则，

$$LMP'_{\text{新日前市场节点电价}, t} = LMP_{\text{日前市场节点电价}, t} \times \frac{T_{lim}}{P_{\text{日前全天统一结算点加权均价}}}$$

若 $P_{\text{日前全天统一结算点加权均价}} \leq T_{lim}$ 则，

$$LMP'_{\text{新日前市场节点电价}, t} = LMP_{\text{日前市场节点电价}, t}$$

若 $P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}} > T_{lim}$ 则，

$$LMP'_{\text{新实时市场节点电价}, t} = LMP_{\text{实时市场节点电价}, t} \times \frac{T_{lim}}{P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}}}$$

若 $P_{\text{实时全天统一结算点加权均价}} \leq T_{lim}$ 则，

$$LMP'_{\text{新实时市场节点电价}, t} = LMP_{\text{实时市场节点电价}, t}$$

(一) 发电企业

对于竞价燃煤机组（以及申报电蓄热用电计划的联合主体）、竞价新能源场站，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上网电量、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。

对于非竞价燃煤机组，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量的偏差电量，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上网电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

对于以价格接受者参与现货市场的风电和光伏场站，其 96 点实际上网电量与中长期合约分解电量、省间现货交易结算电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。暂不具备 96 点计量采集条件的风电和光伏场站，其月度实际上网电量与中长期合约电量的偏差电量按照同

类型项目（分风电、光伏两类）实时市场的月度加权均价进行结算。

（二）市场用户

对于一类用户和售电公司，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差部分，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。对于一类用户未签订中长期合约的，以价格接受者参与现货市场，其 96 点实际用电量作为偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。暂不具备 96 点计量采集条件的，其月度实际用电量作为偏差电量，按照实时市场统一结算点的月度加权均价进行结算。

对于三类、四类用户由电网企业代理购电，月度实际用电量执行电网企业代理购电价格政策，电网代理购电在电力交易平台挂牌，发电企业自愿摘牌。

其中：月度代理购电合约电量按照合约电价进行结算，月度实际用电量与合约电量的偏差电量按照实时市场统一结算点电价的月度加权价进行结算。

电网代理购电的增收收入，纳入保障优先购电用户价格稳定产生的电价交叉补贴新增损益统筹考虑。省间现货购电交易形成的相关损益由全体工商业用户分摊或分享。

（三）独立储能

独立储能日前现货市场出清的充电电量、放电上网电

量按照日前节点电价结算；实际充电电量、放电上网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。

独立储能向电网送电的，其相应的充电电量不承担输配电价、政府性基金及附加。市场初期，独立储能暂不承担除执行偏差获利回收费用以外的市场运营相关结算科目的分摊或返还。

（四）虚拟电厂

虚拟电厂参与日前现货市场优化、调频市场时段，日前现货市场优化形成的用电计划曲线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；实际用电量与日前用电计划曲线的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

其中，虚拟电厂非现货调节时段，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。

5.1.2 零售市场

零售市场结算依据售电公司、二类用户签订的零售合同（或零售套餐）以及与电网企业签订的《三方电费结算补充协议》（或电费结算协议）执行。

二类用户按照与其绑定的售电公司在相关合同中共同

确定的结算电价、偏差电价作为零售市场结算依据。

虚拟电厂（含聚合商）与聚合资源主体按照签订的聚合协议以及和电网企业签订的《三方电费结算补充协议》（或电费结算协议）结算零售市场。

5.1.3 结算周期

（一）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，生成日清分依据，按月出具进行市场化交易电费结算依据，按月发行电费账单，并向相应经营主体发布。

电网代理购电及三类用户、四类用户按月进行市场化交易电费结算，并向三类用户、四类用户发布。

（二）零售市场根据售电合同性质按月出具二类用户结算依据，按月发行电费账单，并向相应经营主体发布。

5.2 结算时段

电力批发市场以每15分钟（96点）为一个结算时段。

5.3 结算电量

根据电网企业、电力调度机构提供的计量数据，计算形成经营主体各时段上网、用（充）电量，作为结算电量。

6 结算流程

6.1 数据准备

(一) 省间优先发电合约、省间中长期市场化合约、

省内中长期市场化合约应在日前市场开市前 D-2 日完成分解，分时电量以 15 分钟为时间间隔。

(二) 运行日 (D 日) 前 1 日 (D-1 日) 完成日前市场出清，运行日完成实时市场出清。运行日获取当日的省间、省内日前现货市场交易结果，以及当日省间、省内实时市场交易结果。

具体包括：省间日前及日内现货市场每 15 分钟的出清电力和价格，省内日前和实时现货市场每 15 分钟的出清电力和价格；用电侧日前市场申报数据；日前机组组合安排；特殊机组标签；调频市场出清与计量（调频里程）结果；区域辅助服务交易电量、交易电价；发电侧优先发电合约分解依据；运行考核、偏差调节与超额获利回收费用所需数据等。

(三) 运行日后第 3 日 (D+3 日)，获取以机组和计量点为最小单位，运行日 (D 日) 的经营主体每 15 分钟分时计量数据，电力交易机构计算并推送实时统一结算点电价信息。运行日第 7 日 (D+7 日)，发布日清分预账单。运行日第 8 日 (D+8 日)，市场主体完成异议反馈。运行日第 10 日 (D+10 日)，发布日清分正式账单。

(四) 次月第 12 日 (M+12 日) 前，向批发市场用户、发电企业、独立储能、虚拟电厂出具月结算依据。

(五) 次月第 15 日(M+15 日)前, 电网企业向经营主体发行月电费账单。

6.2 结算流程

(一) 结算电量核对。电网企业按日向电力交易机构推送发用两侧每 15 分钟分时计量数据, 并接受经营主体异议申请。

(二) 结算依据获取。电力交易机构向经营主体、电网企业出具结算依据(核对版), 交易结算依据(核对版)发布后, 经营主体、电网企业进行核对、异议(若有)反馈和确认。逾期视为已确认。经营主体、电网企业提出异议的, 电力交易机构应在 1 日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实, 达成一致的, 市场经营主体应对修正后的结算依据(核对版)在 1 日内完成核对和确认; 因异议处理无法按时达成一致的, 纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算, 异议处理不得影响无争议部分的电费结算。结算依据(核对版)确认后, 电力交易机构应于每月 12 日前向市场经营主体、电网企业发布上月正式交易结算依据(加盖电子印章)。

(三) 电费账单发布。电网企业根据正式交易结算依据生成正式电费账单, 并向相关经营主体出具电费账单。经营主体对电费账单若有异议, 提出反馈意见, 按流程进行相关结算数据订正及退补。电网企业和经营主体按照合

约或法律法规的规定完成电费收付。

7 电能量电费

7.1 发电企业电能量电费

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、省内日前电能量电费、省内实时电能量电费、省间省内价差费用、省间合约偏差差额费用、应急送电盈余费用、调平费用等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省间合约},i} + R_{\text{省间日前},i} + R_{\text{省间日内},i} + R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{省内日前},i} + \\ R_{\text{省内实时},i} + R_{\text{省间价差},i} + R_{\text{省间合约偏差差额},i} + \\ R_{\text{应急送电盈余分摊},i} + R_{\text{调平发电},i}$$

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*月度省内日前电能量电费；

$R_{\text{省内实时},i}$ 为发电企业*i*月度省内实时电能量电费；

$R_{\text{省间价差},i}$ 为发电企业*i*月度省间省内价差电费；

$R_{\text{省间合约偏差差额},i}$ 为发电企业*i*月度省间合约偏差差额费用；

$R_{\text{应急送电盈余分摊}, i}$ 为发电企业*i*月度应急送电盈余费用分摊;

$R_{\text{调平发电}, i}$ 为发电企业*i*月度调平费用。

7.1.1 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：

$$R_{\text{省间合约}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约}, i, t} \times P_{\text{省间合约}, i, t})$$

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。

7.1.2 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。

7.1.3 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量电费，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。

7.1.4 省内中长期合约电费

根据发电企业分解至 t 时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价计算，考虑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省内中长期合约电量，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：

$$R_{\text{省内合约}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内合约}, i, t} \times P_{\text{省内合约}, i, t}) + R_{\text{合约阻塞}, i}$$

$$R_{\text{合约阻塞}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{省内合约}, i, t} \times (LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{中长期结算参考}, t})]$$

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；

$R_{\text{合约阻塞}, i}$ 为按节点电价结算的发电企业*i*月度中长期合约阻塞费用；

$Q_{\text{省内合约}, i, t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约分解电量（含省内中长期市场化合约、代理购电合约、优先发电合约等）；其中，发电企业*t*时段的省内优先发电合约按照月前分解结果进行结算；

$P_{\text{省内合约}, i, t}$ 为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期净合约电价；

$LMP_{\text{中长期结算参考}, t}$ 为 *t*时段中长期结算参考点电价。

7.1.5 省内日前电能量电费

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计算省内日前电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内日前}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前}, i, t} \times LMP_{\text{省内日前}, i, t})$$

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 $Q_{\text{日前出清}, i, t}$ （其中配套电蓄热装置的燃煤发电机组为联合主体出清上网电量，下同）与中长期净合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前}, i, t} = Q_{\text{日前出清}, i, t} - Q_{\text{省内合约}, i, t} - Q_{\text{省间合约}, i, t} - Q_{\text{省间日前}, i, t}$$

$LMP_{\text{省内日前}, i, t}$ 为发电企业*i*在*t*时段省内日前市场节点电价。

7.1.6 省内实时电能量电费

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计算省内实时电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时}, i, t} \times LMP_{\text{省内实时}, i, t})$$

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 $Q_{\text{日上网}, i, t}$ （其中配套电蓄热装置的燃煤发电机组为联合主体实际计量上网电量，下同）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：

$$Q_{\text{省内实时}, i, t} = Q_{\text{日上网}, i, t} - Q_{\text{日前出清}, i, t} - Q_{\text{省间日内}, i, t}$$

$LMP_{\text{省内实时}, i, t}$ 为发电企业 i 在 t 时段省内实时市场节点电价。

7.1.7 省间省内价差费用

根据发电企业电能量电费计算过程中未依据现货市场节点电价结算的省间交易电量，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价差费用，计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{省间价差}, i} = & \sum_d^D \sum_t^{96} [(Q_{\text{省间合约}, i, t} + Q_{\text{省间日前}, i, t}) \times \\ & (LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{日前统一}, i, t})] + \\ & \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{省间日内}, i, t} \times (LMP_{\text{省内实时}, i, t} - LMP_{\text{实时统一}, i, t})] \end{aligned}$$

式中：

$R_{\text{省间价差},i}$ 为按节点电价结算的发电企业 i 月度各类省间交易的省间省内价差费用；

$LMP_{\text{日前统一},t}$ 为 t 时段省内日前市场统一结算点电价；

$LMP_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段省内实时市场统一结算点电价。

7.1.8 省间合约偏差差额费用

各发电企业月度省间中长期合约执行偏差调整电量，按月度省间中长期合约执行偏差调整价格与月度省内实时现货市场统一结算点加权电价的价差计算。计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约偏差差额},i} = \sum [Q_{\text{省间合约月度调整},i} \times (P_{\text{省间合约偏差调整}} - P_{\text{实时月度加权}})]$$

式中：

$R_{\text{省间合约偏差差额},i}$ 为月度发电企业 i 省间合约偏差差额费用；

$Q_{\text{省间合约月度调整},i}$ 为月度发电企业 i 省间中长期合约执行偏差调整电量。即发电企业承担省间联络线外送合约电量的实际偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{省间合约偏差调整}}$ 为月度省间外送中长期合约偏差调整电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场统一结算点电价的月度加权均价。

7.1.9 应急送电盈余费用

当跨区跨省应急调度送出电量由于无法分配至相应的

经营主体纳入分时电能量电费计算时，省内现货市场出清时相应经营主体体现货结算电量或电价变化导致的市场盈余费用，按应急调度交易电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算。

(一) 计算方式

$$R_{\text{应急送电盈余}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日前应急送电}, t} \times (P_{\text{日前应急送电}, t} - LMP_{\text{日前统一}, t}) + Q_{\text{实时应急送电}, t} \times (P_{\text{实时应急送电}, t} - LMP_{\text{实时统一}, t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{应急送电盈余}}$ 为月度应急送电盈余费用；

$Q_{\text{日前应急送电}, t}$ 、 $Q_{\text{实时应急送电}, t}$ 分别为日前、实时 t 时段应急调度送电电量；

$P_{\text{日前应急送电}, t}$ 、 $P_{\text{实时应急送电}, t}$ 分别为日前、实时 t 时段应急调度送电净电价。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，按月度上网电量的比例分摊或返还至参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站。

$$R_{\text{应急送电盈余分摊}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{应急送电盈余}}$$

式中：

2025年12月30日 10:12:58

$R_{\text{应急送电盈余分摊},i}$ 为发电企业*i*月度应急送电盈余费用分摊或返还。

7.1.10 发电企业调平费用

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。多个经营主体新能源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分配计量关口电量比例进行计算时，月内各类分配数据差异纳入发电企业月度调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场统一结算点电价的月度加权均价。

7.2 独立储能电能量电费

独立储能电能量电费包含省内中长期合约电能量电费、省内现货市场电能量电费、中长期合约阻塞费用、调平电费等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{省内现货},i} + R_{\text{合约阻塞},i} + R_{\text{调平储能},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为独立储能*i*月度电能量电费；

$R_{\text{省内合约},i}$ 为独立储能*i*月度省内中长期合约电能量电费；

$R_{\text{省内现货},i}$ 为独立储能*i*月度省内现货市场电能量电费；

$R_{\text{合约阻塞}, i}$ 为独立储能*i*月度中长期合约阻塞费用；

$R_{\text{调平储能}, i}$ 为独立储能*i*月度调平费用。

7.2.1 省内中长期合约电能量电费

根据独立储能分解至*t*时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价计算省内中长期合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{放电合约}, i, t} \times P_{\text{放电合约}, i, t}) + \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{充电合约}, i, t} \times P_{\text{充电合约}, i, t}) + R_{\text{合约阻塞}, i}$$

式中：

$$R_{\text{合约阻塞}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{放电合约}, i, t} \times (LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{中长期结算参考}, t})] + \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{充电合约}, i, t} \times (LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{中长期结算参考}, t})]$$

式中：

$R_{\text{省内合约}, i}$ 为独立储能*i*月度省内中长期合约电能量电费；

$R_{\text{合约阻塞}, i}$ 为独立储能*i*月度中长期合约阻塞费用；

$Q_{\text{放电合约}, i, t}$ 为独立储能*i*在*t*时段的省内放电中长期净合约分解电量； $Q_{\text{充电合约}, i, t}$ 为独立储能*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）；

$P_{\text{放电合约}, i, t}$ 、 $P_{\text{充电合约}, i, t}$ 为独立储能*i*在*t*时段的省内放、充

电中长期净合约电价。

7.2.2 省内现货市场电能量电费

根据独立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：

$R_{\text{省内现货}, i}$ 为独立储能*i*月度省内现货电能量电费；

$Q_{\text{日前偏差}, i, t}$ 为独立储能*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电量、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：

$$Q_{\text{日前偏差}, i, t} = Q_{\text{日前充放电}, i, t} - (Q_{\text{放电合约}, i, t} + Q_{\text{充电合约}, i, t})$$

$Q_{\text{实时偏差}, i, t}$ 为独立储能*i*在*t*时段的实际充放电结算电量，即实际充电电量、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：

$$Q_{\text{实时偏差}, i, t} = Q_{\text{实际充放电}, i, t} - Q_{\text{日前充放电}, i, t}$$

7.2.3 独立储能调平费用

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：

$R_{\text{调平储能}, i}$ 为独立储能*i*月度调平费用（正数记为电费收入，负数记为电费支出）；

$Q_{\text{调平储能}, i}$ 为独立储能*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。

7.3 虚拟电厂电能量电费

负荷型虚拟电厂电能量电费与一类用户、售电公司计算方式一致。

电源型虚拟电厂电能量电费包含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、应急送电盈余费用分摊或返还、调平费用等，计算公式与发电企业计算方式一致。

7.4 用电侧电能量电费

一类用户、售电公司电能量电费包含省内中长期合约电费、省内日前电能量电费、省内实时电能量电费、应急购电盈余费用、调平费用、用电侧价差调整费用等。计算公式如下：

$$C_{\text{电能}, j} = C_{\text{省内合约}, j} + C_{\text{省内日前}, j} + C_{\text{省内实时}, j} + C_{\text{应急购电盈余分摊}, j} + \\ C_{\text{调平用电}, j} + C_{\text{用电侧价差调整分摊}, j}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度电能量电费；

$C_{\text{省内合约},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内中长期合约电费；

$C_{\text{省内日前},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内日前电能量电费；

$C_{\text{省内实时},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内实时电能量电费；

$C_{\text{应急购电盈余分摊},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度应急购电盈余费用分摊或返还；

$C_{\text{调平用电},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度调平费用；

$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

7.4.1 省内中长期合约电费

根据一类用户、售电公司 j 分解至 t 时段的省内中长期市场化净合约电量与对应的净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：

$C_{\text{省内合约},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内中长期合约电费；

$Q_{\text{省内合约},j,t}$ 为一类用户、售电公司 j 在 t 时段的省内中长期

净合约分解电量；

$P_{\text{省内合约},j,t}$ 为一类用户、售电公司 j 在 t 时段的省内中长期净合约电价。

7.4.2 省内日前电能量电费

根据一类用户、售电公司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：

$C_{\text{省内日前},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内日前电能量电费；

$Q_{\text{省内日前},j,t}$ 为一类用户、售电公司 j 在 t 时段的省内日前市场结算电量，其中：

对于一类用户、售电公司， $Q_{\text{省内日前},j,t}$ 为日前申报电量 $Q_{\text{日前申报},j,t}$ 与中长期净合约分解电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},j,t} = Q_{\text{日前申报},j,t} - Q_{\text{省内合约},j,t}$$

7.4.3 省内实时电能量电费

根据一类用户、售电公司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：

$C_{\text{省内实时},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度省内实时电能量电费；

$LMP_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段省内实时市场统一结算点电价；

$Q_{\text{省内实时},j,t}$ 为一类用户、售电公司 j 在 t 时段的省内实时市场结算电量，其中：

对于一类用户、售电公司， $Q_{\text{省内实时},j,t}$ 为实际用电量 $Q_{\text{日用电},j,t}$ 与日前申报电量的偏差电量：

$$Q_{\text{省内实时},j,t} = Q_{\text{日用电},j,t} - Q_{\text{日前申报},j,t}$$

7.4.4 应急购电盈余费用

当跨区跨省应急调度购入电量由于无法分配至相应的经营主体纳入分时电能量电费计算时，省内现货市场出清时相应经营主体现货结算电量或电价变化导致的市场盈余费用，按应急调度交易电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算。

(一) 计算方式

$$C_{\text{应急购电盈余}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[Q_{\text{日前应急购电},t} \times (P_{\text{日前应急购电},t} - LMP_{\text{日前统一},t}) + Q_{\text{实时应急购电},t} \times (P_{\text{实时应急购电},t} - LMP_{\text{实时统一},t}) \right]$$

式中：

$C_{\text{应急购电盈余}}$ 为月度应急购电盈余费用；

$Q_{\text{日前应急购电},t}$ 、 $Q_{\text{实时应急购电},t}$ 分别为日前、实时 t 时段应急调

度购电电量； $P_{\text{日前应急购电},t}$ 、 $P_{\text{实时应急购电},t}$ 分别为日前、实时 t 时段应急调度购电净电价。

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，按月度实际用电量比例分摊或返还至直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电批发市场用户。

$$C_{\text{应急购电盈余分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{应急购电盈余}}$$

式中：

$C_{\text{应急购电盈余分摊},j}$ 为批发市场用户 j 月度应急购电盈余费用分摊或返还。

7.4.5 用电侧调平费用

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：

$C_{\text{调平用电},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电},j}$ 为一类用户、售电公司 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。

7.4.6 用电侧价差调整费用

用电侧价差调整费用指用电侧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，不再修改日结算依据结果，按照统一结算点变化前后差值计算用电侧价差调整费用。

(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 时段用电侧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 时段用电侧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) 分摊方式

该项费用按月统计，由一类用户、售电公司按月度实际用电量分摊。

$$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times C_{\text{用电侧价差调整}}$$

式中：

$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$ 为一类用户、售电公司 j 月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

8 市场运营不平衡费用

8.1 成本补偿费用

8.1.1 启动补偿费用

目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。按启动原因将启动分为电网运行需求导致的启机、因新能源出力波动引起的启机。

启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。

其中，日前市场运营机构披露的日前必开机组的启动补偿按照政府主管部门核定的冷、热态启动成本进行计算；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

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum_x^X P_{\text{启动},i,x}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为竞价燃煤机组 i 月总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i,x}$ 为竞价燃煤机组 i 月第 x 次启动报价。

(二) 分摊方式

(1) 日前市场电网运行需求导致的部分启动费用补偿，在发电侧、用电侧按 $1: K_{\text{启动补偿}}$ 比例共同承担。发电侧由参与现货电能量交易的经营主体（新能源场站、电源型虚拟电厂）按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂按月度实际用电量（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）比例分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{启动补偿}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{启动补偿}}}{1 + K_{\text{启动补偿}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿分摊(发电), } i}$ 为新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度启动补偿费用分摊；

$C_{\text{启动补偿分摊(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度启动补偿费用分摊；

$R_{\text{启动补偿}}$ 为月度启动补偿总费用。

(2) 日前可靠性机组组合校验新增开机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机机组，该类机组的启动费用补

偿，由参与现货电能量交易的新能源场站按月度实际上网电量比例分摊。

$$R_{\text{新能源启动补偿分摊}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{新能源启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{新能源启动补偿分摊}, i}$ 为参与现货电能量交易的新能源场站*i*月度因新能源出力波动导致的启动补偿费用分摊；

$R_{\text{新能源启动补偿}}$ 为月度因新能源出力波动导致的启动补偿总费用。

8.1.2 特殊机组成本补偿费用

特殊机组的电能量电费收益不能弥补生产运行所产生的成本费用的，对其进行成本补偿，包括以下四类：

(1) 日前(日内)电网安全原因的必开机组(不包括供热必开机组)、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组；

(2) 日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组；

(3) 实时运行中指定出力机组；

(4) 市场干预期间总发电收入低于核定总发电成本的机组。

(一) 计算方式

$$R_{\text{特殊补偿}, i} = \sum_d^D \left[\text{MAX} \left(\sum_t^{96} Q_{\text{日上网}, i, t} \times C_{\text{成本}, i} - R_{\text{电能}, i, d}, 0 \right) \right]$$

式中：

$R_{\text{特殊补偿}, i}$ 为竞价燃煤机组 i 月度特殊机组成本补偿费用；

$C_{\text{成本}, i}$ 为竞价燃煤机组 i 的核定发电成本；

$Q_{\text{日上网}, i, t}$ 为竞价燃煤机组 i 在 t 时段的日实际上网电量，

日前可靠性机组组合校验新增停机机组、日内临时停机机组为零；

$R_{\text{电能}, i, d}$ 为竞价燃煤机组 i 在 d 日电能量电费，计算方式与本细则“7.1 节”一致。

(二) 分摊方式

(1) 日前(日内)电网安全原因的必开机组(不包括供热必开机组)、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组、实时运行中指定出力机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用在发电侧和用电侧按 $1: K_{\text{电网特殊补偿}}$ 比例承担。

发电侧由参与现货电能量交易的经营主体(竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂)按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂按月度实际用电量比例分摊。

$$R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i^I Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{电网特殊补偿}}} \times R_{\text{电网特殊补偿}}$$

$$C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{电网特殊补偿}}}{1 + K_{\text{电网特殊补偿}}} \times R_{\text{电网特殊补偿}}$$

式中：

$R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用分摊；

$C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用分摊；

$R_{\text{电网特殊补偿}}$ 为月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用。

(2) 日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用由参与现货电能量交易的新能源场站按月度实际上网电量比例进行分摊。

$$R_{\text{新能源特殊补偿分摊, } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{新能源特殊补偿}}$$

$R_{\text{新能源特殊补偿分摊, } i}$ 为参与现货电能量交易的新能源场站*i*月度因新能源消纳导致的特殊机组成本补偿总费用分摊；

$R_{\text{新能源特殊补偿}}$ 为因新能源消纳导致的特殊机组成本补偿总费用。

(3) 市场干预期间总发电收入低于核定的总发电成本的机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用的分摊机制由政府主管部门与市场运营机构于市场干预恢复后披露。

8.1.3 调频量价补偿

燃煤机组实际调频调用阶段的量价补偿费用分为上调补偿、下调补偿两类。

(一) 计算方式

上调补偿指机组实际上网电量超过实时现货电能量市场出清结果折算上网电量，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照其上调补偿价格与实时节点电价的正差价对该时段机组实际上网电量超过实时现货电能量市场出清结果折算上网电量进行补偿，即：

$$\text{当 } Q_{\text{日上网}, i, t_p} > Q_{\text{实时}, i, t_p} \text{ 且 } C_i(P_{\text{实际}, i, t_p}) > LMP_{\text{实时}, i, t_p} \text{ 时,}$$
$$R_{\text{调频量价补偿}, i, t_p} = (Q_{\text{日上网}, i, t_p} - Q_{\text{实时}, i, t_p}) \times (C_{\text{上调补偿}, i, t_p} - LMP_{\text{实时}, i, t_p})$$

其中：

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

下调补偿指机组实际上网电量低于实时现货电能量市场出清结果折算上网电量，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价低于实时节点电价时，按照其实时节点电价与下调补偿价格的正差价对该时段机组实时现货电能量市

场出清结果折算上网电量超过实际上网电量进行补偿，即：

$$\text{当 } Q_{\text{日上网}, i, t_p} < Q_{\text{实时}, i, t_p} \text{ 且 } C_i(P_{\text{实际}, i, t_p}) < LMP_{\text{实时}, i, t_p} \text{ 时，}$$

$$R_{\text{调频量价补偿}, i, t_p} = (Q_{\text{实时}, i, t_p} - Q_{\text{日上网}, i, t_p}) \times (LMP_{\text{实时}, i, t_p} - C_{\text{下调补偿}, i, t_p})$$

式中：

$$C_{\text{上调补偿}, i, t_p} = \text{Min}\left[C_i(P_{\text{实时}, i, t_p}), 1.2 \times C_{\text{燃煤基准}}\right]$$

$$C_{\text{下调补偿}, i, t_p} = \text{Max}\left[C_i(P_{\text{实时}, i, t_p}), 0.8 \times C_{\text{燃煤基准}}\right]$$

$Q_{\text{日上网}, i, t_p}$ 为燃煤机组 i 在实际调频调用 t_p 时段实际上网电量；

$P_{\text{实时}, i, t_p}$ 为燃煤机组 i 在实际调频调用 t_p 时段实时现货电能量市场出清出力；

$C_i(P_{\text{实际}, i, t_p})$ 为燃煤机组 i 在实际调频调用 t_p 时段实时现货电能量市场实际出力在电能量报价曲线对应的报价；

$C_i(P_{\text{实时}, i, t_p})$ 为燃煤机组 i 在实际调频调用 t_p 时段实时现货电能量市场出清出力在电能量报价曲线对应的报价；

$LMP_{\text{实时}, i, t_p}$ 为燃煤机组 i 在实际调频调用 t_p 时段所在节点的实时现货电能量市场节点电价；

$C_{\text{燃煤基准}}$ 为燃煤发电基准价。

(二) 分摊方式

电力现货市场未正式运行时，调频市场月度总量价补

偿费用由参与市场化发电侧按照月度实际上网电量比例分摊。

电力现货市场正式运行后，该项费用按月统计，在发电侧、用电侧按 $1:K_{\text{调频量价}}$ 比例进行分配，分别按照月度未参与电能量交易的发电侧实际上网电量、用电侧实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{调频量价分摊(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i^I Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{调频量价}}} \times R_{\text{调频量价补偿}}$$

$$C_{\text{调频量价分摊(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{调频量价}}}{1 + K_{\text{调频量价}}} \times R_{\text{调频量价补偿}}$$

式中：

$R_{\text{调频量价分摊(发电), } i}$ 为未参与电能量交易的发电企业*i*月度调频量价补偿费用分摊；

$C_{\text{调频量价分摊(用电), } j}$ 为用户*j*月度调频量价补偿费用分摊；

$R_{\text{调频量价补偿}}$ 为月度上调补偿与下调补偿之和。

8.2 市场平衡费用

8.2.1 实时阻塞费用

实时阻塞费用是指现货市场中，发电侧以实时节点电价进行电能量电费结算，用电侧以实时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

$$R_{\text{实时阻塞}} = \sum_d^D \sum_i^I \sum_t^{96} [Q_{\text{日前出清}, i, t} \times (LMP_{\text{省内实时}, i, t} - LMP_{\text{实时统一}, t})]$$

式中：

$R_{\text{实时阻塞}}$ 为月度实时阻塞费用；

$Q_{\text{日前出清}, i, t}$ 为发电企业*i*日前市场*t*时段的出清上网电量。

(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，正值为返还，负值为分摊。发电侧由参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）按月度上网电量比例进行分摊或返还，用电侧由直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂按月度实际用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{实时阻塞分摊(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i^I Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{K_{\text{阻塞}} + 1} \times R_{\text{实时阻塞}}$$

$$C_{\text{实时阻塞分摊(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{阻塞}}}{K_{\text{阻塞}} + 1} \times R_{\text{实时阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{实时阻塞分摊(发电), } i}$ 为发电企业、电源型虚拟电厂*i*月度实时阻塞费用分摊；

$C_{\text{实时阻塞分摊(用电),}j}$ 为批发市场用户、负荷型虚拟电厂 j 月度
实时阻塞费用分摊。

8.2.2 结构平衡费用

结构平衡费用是指在计划与市场双轨制下，由于非市
场用户用电量与优先发电上网电量不匹配、现货市场分时
电价与发用两侧非分时电价不匹配等因素在电能量电费计
算时电网企业产生的盈余或亏损。

(一) 计算方式

$$R_{\text{结构平衡}} = (C_{\text{省内市场化电能}} - R_{\text{省内市场化电能}}) + \\ \max[(Q_{\text{月省内市场化上网}} - Q_{\text{月省内市场化用电}}), 0] \\ \times (LMP_{\text{实时统一}} - P_{\text{优先发电上网均价}}) - R_{\text{实时阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{结构平衡}}$ 为月度结构平衡费用；

$C_{\text{省内市场化电能}}$ 为批发市场用户、负荷型虚拟电厂月度省内
电能量电费（含追退补电费，含代理购电市场化电能量电
费，不含各类省间电能量电费及结算电量的偏差或盈余费
用分摊或返还）；

$R_{\text{省内市场化电能}}$ 为发电企业、独立储能、电源型虚拟电厂月
度省内市场化电能量电费（含暂未参与现货市场发电机组的
省内中长期市场化合约电费、追退补电费，不含各类省
间电能量电费及结算电量的偏差或盈余费用分摊或返还，

不含新能源场站的省内中长期优先发电合约电费）。

$Q_{\text{月省内市场化用电}}$ 为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）月度省内实际用电量（不含各类省间交易结算电量）；

$Q_{\text{月省内市场化上网}}$ 为发电企业、独立储能月度省内市场化折算上网电量（含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，不含省内优先发电量，不含各类省间交易结算电量）；

$LMP_{\text{实时统一}}$ 为月度省内实时市场统一结算点平均电价。

$P_{\text{优先发电上网均价}}$ 为月度省内非市场化优先发电实际加权平均上网电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按 1: $K_{\text{结构平衡}}$ 比例承担，正值为返还，负值为分摊。发电侧由参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）按月度实际上网电量比例进行分摊或返还，用电侧由直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{结构平衡费用分摊(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{结构平衡}}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

$$C_{\text{结构平衡费用分摊(用电), } j} = \frac{\sum_j Q_{\text{用电}, j} \times K_{\text{结构平衡}}}{\sum_j Q_{\text{用电}, j}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

式中：

$R_{\text{结构平衡费用分摊(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度结构平衡费用分摊；

$C_{\text{结构平衡费用分摊(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度结构平衡费用分摊。

8.2.3 省间外送偏差差额费用

省间外送偏差差额费用指无法对应到发电主体的跨区跨省外送电量，省间结算电价与省内实时月度加权均价之差产生的不平衡资金，包括省间调峰偏差损益电费（送出）、省间保供偏差损益电费（送出）与省间波动偏差损益电费（送出）。

（一）计算方式

$$R_{\text{省间调峰偏差损益电费(送出)}} = R_{\text{省间调峰偏差电费(送出)}} - \left(\sum Q_{\text{省间调峰偏差(送出)}} \times P_{\text{实时月度加权}} \right)$$

$$R_{\text{省间保供偏差损益电费(送出)}} = R_{\text{省间保供偏差电费(送出)}} - \left(\sum Q_{\text{省间保供偏差(送出)}} \times P_{\text{实时月度加权}} \right)$$

$$R_{\text{省间波动偏差损益电费(送出)}} = R_{\text{省间波动偏差电费(送出)}} - \left(\sum Q_{\text{省间波动偏差(送出)}} \times P_{\text{实时月度加权}} \right)$$

式中：

$R_{\text{省间调峰偏差损益电费(送出)}}$ 为因调峰支援（送出）产生的省间调峰偏差损益电费；

$R_{\text{省间保供偏差损益电费(送出)}}$ 为因保供支援（送出）产生的省间保供偏差损益电费；

$R_{\text{省间波动偏差损益电费(送出)}}$ 为因省间波动偏差电量（送出）产生的省间波动偏差损益电费；

$Q_{\text{省间调峰偏差(送出)}}$ 为北京电力交易中心省间正式结算依据中调峰偏差送出电量；

$Q_{\text{省间合约保供偏差(送出)}}$ 为北京电力交易中心省间正式结算依据中保供偏差送出电量；

$Q_{\text{省间波动偏差(送出)}}$ 为北京电力交易中心省间正式结算依据中波动偏差送出电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内实时市场月度均价。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，正值为返还，负值为分摊。保供送出类省间偏差不平衡资金按照当月燃煤机组实际上网电量比例分摊或返还至参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组；调峰送出类省间偏差不平衡资金按照当月实际上网电量比例分摊或返还至参与现货电能量交易的

新能源发电企业；波动偏差类省间不平衡资金按照当月实际上网电量比例分摊或返还至参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）。

$$R_{\text{省间偏差损益电费(保供送出)分摊或返还},i} = R_{\text{省间保供偏差损益电费(送出)}}$$

$$\times \frac{Q_{\text{上网(火电企业)},i}}{\sum Q_{\text{上网(火电企业)},i}}$$

$$R_{\text{省间偏差损益电费(调峰送出)分摊或返还},i} = R_{\text{省间调峰偏差损益电费(送出)}}$$

$$\times \frac{Q_{\text{上网(新能源企业)},i}}{\sum Q_{\text{上网(新能源企业)},i}}$$

$$R_{\text{波动偏差分摊或返还}(发电),i} = R_{\text{省间波动偏差损益电费(送出)}}$$

$$\times \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum Q_{\text{上网},i}}$$

8.3 偏差调节费用

8.3.1 运行考核与获利回收

8.3.1.1 执行偏差获利回收费用

该项费用按月统计，按调频市场结算的调频市场里程补偿费用比例返还至当月实际参与调频调用的燃煤机组、新型经营主体与新能源场站。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)} = \frac{R_{\text{月度调频里程补偿},i}}{\sum_i R_{\text{月度调频里程补偿},i}} \times R_{\text{执行偏差}}$$

式中：

$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)}$ 为当月实际参与调频调用的燃煤机组、

独立储能、新能源场站*i*与虚拟电厂*j*月度执行偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{月度调频里程补偿},i}$ 为当月实际参与调频调用的竞价燃煤机组、独立储能、新能源场站与虚拟电厂*i*的月度调频市场总补偿费用；

$R_{\text{执行偏差}}$ 为月度发电企业、独立储能、虚拟电厂执行偏差获利回收总费用。

若调频市场未运行，按当月参与现货市场的燃煤机组月度实际上网电量、新能源场站出力未受限时段上网电量的比例返还至相应燃煤机组和新能源场站。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{执行偏差}}$$

8.3.1.2 燃煤机组非停获利回收费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i \in \text{竞价燃煤}} Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{非停}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组非停获利回收返还费用；

$R_{\text{非停}}$ 为月度燃煤机组非停获利回收总费用。

8.3.1.3 燃煤机组启停偏差获利回收费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤启停偏差获利回收返还}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{启停偏差}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤启停偏差获利回收返还}, i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组启停偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{启停偏差}}$ 为月度燃煤机组启停偏差获利回收总费用。

8.3.1.4 燃煤机组限高考核费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤限高考核返还}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{限高}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤限高考核返还}, i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组限高考核返还费用；

$R_{\text{限高}}$ 为月度燃煤机组限高考核总费用。

8.3.1.5 燃煤机组限低考核费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤限低考核返还}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{限低}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤限低考核返还}, i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组限低考核返还费用；

$R_{\text{限低}}$ 为月度燃煤机组限低考核总费用。

8.3.1.6 燃煤机组最大发电能力变更考核费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{变更最大}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还}, i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组最大发电能力变更考核返还费用；

$R_{\text{变更最大}}$ 为月度燃煤机组最大发电能力变更考核总费用。

8.3.1.7 燃煤机组最小发电能力变更考核费用

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤最小发电能力变更考核返还}, i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times R_{\text{变更最小}}$$

2025年12月30日 10:12:58

式中：

$R_{\text{燃煤最小发电能力变更考核返还}, i}$ 为竞价燃煤机组*i*月度燃煤机组最小发电能力变更考核返还费用；

$R_{\text{变更最小}}$ 为月度燃煤机组最小发电能力变更考核总费用。

8.3.2 偏差调节与超额获利回收

8.3.2.1 燃煤机组中长期超额回收费用

对参与交易的燃煤机组的全部中长期净合约电量的超额约束：

参与交易的燃煤机组，其月度全部中长期净合约电量应不高于机组当月月度实际上网电量的 X_1 ，超额电量按照日前现货市场统一结算点月度加权均价与全部中长期交易月度加权均价差值的 L_1 倍进行回收。

(一) 计算方式

$$Q_{\text{月上网}, i} \times X_1 < Q_{\text{中长期净合约}, i}$$

且 $P_{\text{日前月度加权}} < P_{\text{月度、月内加权}}$ 时：

$$R_{\text{燃煤中长期超额回收}, i} = (Q_{\text{中长期净合约}, i} - Q_{\text{月上网}, i} \times X_1) \times L_1 \times (P_{\text{月度、月内加权}} - P_{\text{日前月度加权}})$$

式中：

$R_{\text{燃煤中长期超额回收}, i}$ 为燃煤机组*i*当月的燃煤机组中长期缺额回收费用；

$Q_{\text{月上网}, i}$ 为燃煤机组*i*月度实际上网电量；

$Q_{\text{中长期净合约},i}$ 为燃煤机组*i*月度全部中长期净合约电量
(含省间中长期合约);

$P_{\text{日前月度加权}}$ 为月度日前现货市场统一结算点加权均价;
 $P_{\text{月度、月内加权}}$ 为全部中长期交易的月度、月内中长期交易
月度加权均价。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部
中长期净合约电量比例返还至直接参与批发市场的一类用
户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$C_{\text{燃煤中长期超额回收返还(用电),j}} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约},j}}{\sum_j Q_{\text{省内中长期净合约},j}} \times R_{\text{月度燃煤中长期超额回收}}$$

式中：

$C_{\text{燃煤中长期超额回收返还(用电),j}}$ 为直接参与批发市场的一类用户、
售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度燃煤机组
中长期超额回收返还费用；

$Q_{\text{月内及以上净购入},j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公
司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*当月的省内月内及以
上净购入电量；

$R_{\text{月度燃煤中长期超额回收}}$ 为月度总燃煤机组中长期超额回收费
用。

8.3.2.2 燃煤机组中长期缺额回收费用

对参与交易的燃煤机组的全部中长期净合约电量的缺额约束：

参与交易的燃煤机组，其月度全部中长期净合约电量应不低于机组当月月度实际上网电量的 X_2 ，缺额电量按照日前现货市场统一结算点月度加权均价与全部中长期交易月度加权均价差值的 L_2 倍进行回收。

(一) 计算方式

$Q_{\text{月上网}, i} \times X_2 > Q_{\text{中长期净合约}, i}$
且 $P_{\text{日前月度加权}} > P_{\text{月度、月内加权}}$ 时：

$$R_{\text{燃煤中长期缺额回收}, i} = (Q_{\text{月上网}, i} \times X_2 - Q_{\text{中长期净合约}, i}) \times L_2 \times (P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{月度、月内加权}})$$

式中：

$R_{\text{燃煤中长期缺额回收}, i}$ 为燃煤机组 i 当月的燃煤机组中长期缺额回收费用。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$C_{\text{燃煤中长期缺额回收返还(用电), j}} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约}, j}}{\sum_j Q_{\text{省内中长期净合约}, j}} \times R_{\text{月度燃煤中长期缺额回收}}$$

式中：

$C_{\text{燃煤中长期缺额回收返还(用电),j}}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂 j 月度燃煤机组中长期缺额回收返还费用；

$R_{\text{月度燃煤中长期缺额回收}}$ 为月度总燃煤机组中长期缺额回收费用。

8.3.2.3 用电侧中长期超额回收费用

对参与交易的用电侧主体（一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂）的全部中长期净合约电量的超额约束：

参与交易的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂，其月度全部中长期净合约电量应不高于当月月度实际用电量的一定比例 X_3 ，超额电量按照日前现货市场统一结算点月度加权均价与全部中长期交易月度加权均价差值的 L_3 倍进行回收。

（一）计算方式

以一类用户、售电公司、电网代理购电为例：

$$Q_{\text{月实际},j} \times X_3 < Q_{\text{中长期净合约},j}$$

且 $P_{\text{月度、月内加权}} < P_{\text{日前月度加权}}$ 时：

$$C_{\text{用电侧中长期超额回收},j} = (Q_{\text{中长期净合约},j} - Q_{\text{月实际},j} \times X_3) \times L_3 \times (P_{\text{日前月度加权}} - P_{\text{月度、月内加权}})$$

式中：

$C_{\text{用电侧中长期缺额回收},j}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购

电 j 当月的中长期超额回收费用；

$Q_{\text{月实际},j}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电 j 月度实际用电量；

$Q_{\text{中长期净合约},j}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电 j 月度全部中长期净合约电量（含省间中长期合约）；

对于负荷型虚拟电厂参与现货市场调节时段，相关费用计算方式同上，限制比例设定为 $X_3 + \beta_j$ ， β_j 为负荷型虚拟电厂 j 最新测试中当月各小时的平均基础调节容量与平均最大用电容量的比值；非现货市场调节时段比例为 X_3 。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月在发电侧分配，发电侧按省内全部中长期净合约电量比例返还至参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）。

$$R_{\text{用电侧中长期超额回收返还(发电),}i} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约},i}}{\sum_i Q_{\text{省内中长期净合约},i}} \times C_{\text{月度用电侧中长期超额回收}}$$

式中：

$R_{\text{用电侧中长期超额回收返还(发电),}i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂 i 月度用电侧中长期超额回收费用；

$Q_{\text{月内及以上净售出},i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、

非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂 i 当月的省内月内及以上净售出电量；

$C_{\text{月度用电侧中长期缺额回收}}$ 为月度总用电侧中长期超额回收费用。

8.3.2.4 用电侧中长期缺额回收费用

对参与交易的用电侧主体（一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂）的全部中长期净合约电量的缺额约束：

参与交易的一类用户、售电公司、负荷型虚拟电厂，其月度全部中长期净合约电量应不低于当月月度实际用电量的一定比例 X_4 ，缺额电量按照全部中长期交易月度加权均价与日前现货市场统一结算点月度加权均价差值的 L_4 倍进行回收。

（一）计算方式

以一类用户、售电公司、电网代理购电为例：

$$Q_{\text{月实际},j} \times X_4 > Q_{\text{中长期净合约},j}$$

且 $P_{\text{月度、月内加权}} > P_{\text{日前月度加权}}$ 时：

$$C_{\text{用电侧中长期缺额回收},j} = (Q_{\text{月实际},j} \times X_4 - Q_{\text{中长期净合约},j}) \times L_4 \times (P_{\text{月度、月内加权}} - P_{\text{日前月度加权}})$$

式中：

$C_{\text{用电侧中长期缺额回收},j}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电 j 当月的中长期缺额回收费用；

对于负荷型虚拟电厂参与现货市场调节时段，相关费用计算方式同上，限制比例设定为 $X_4 - \beta_j$ ；非现货市场调节时段比例为 X_4 。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月在发电侧分配，发电侧按省内全部中长期净合约电量比例返还至参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）。

$$R_{\text{用电侧中长期缺额回收返还(发电), } i} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约, } i}}{\sum_i Q_{\text{省内中长期净合约, } i}} \times C_{\text{月度用电侧中长期缺额回收}}$$

式中：

$R_{\text{用电侧中长期缺额回收返还(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂 i 月度用电侧中长期缺额回收返还费用；

$Q_{\text{省内及以上净售出, } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂 i 当月的省内月内及以上净售出电量；

$C_{\text{月度用电侧中长期缺额回收}}$ 为月度总用电侧中长期缺额回收费用。

8.3.2.5 新能源中长期超额回收费用

对参与交易的新能源场站的全部中长期净合约电量的超额约束：

参与交易的新能源场站，其月度全部中长期净合约电量应不高于其当月月度实际上网电量的 X_5 ，超额电量按照全部中长期交易月度加权均价与日前现货市场统一结算点月度加权均价差值的 L_5 倍进行回收。

(一) 计算方式

$$Q_{\text{中长期净合约}, i} > Q_{\text{月上网}, i} \times X_5$$

且 $P_{\text{月度、月内加权}} > P_{\text{日前月度加权}}$ 时：

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}, i} = (Q_{\text{中长期净合约}, i} - Q_{\text{月上网}, i} \times X_5) \times L_5 \times (P_{\text{月度、月内加权}} - P_{\text{日前月加权}})$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期超额回收}, i}$ 为新能源场站 i 月度中长期超额回收费用；

$Q_{\text{中长期净合约}, i}$ 为新能源场站 i 月度全部中长期净合约电量（含省间中长期合约）；

$Q_{\text{月上网}, i}$ 为新能源场站 i 月度实际上网电量。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$C_{\text{新能源中长期超额回收返还},j} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约},j}}{\sum_j Q_{\text{省内中长期净合约},j}} \times R_{\text{月度新能源中长期超额回收}}$$

式中：

$C_{\text{新能源中长期超额回收返还},j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂 j 月度新能源中长期超额回收费用返还；

$R_{\text{月度新能源中长期超额回收}}$ 月度总新能源中长期超额回收费用。

8.3.2.6 新能源中长期缺额回收费用

对参与交易的新能源场站的全部中长期净合约电量的缺额约束：

参与交易的新能源场站，其月度全部中长期净合约电量应不低于其月度实际上网电量的 X_6 ，缺额电量按照当月日前现货市场统一结算点月度加权均价与全部中长期交易月度加权均价差值的 L_6 倍进行回收。

(一) 计算方式

$$Q_{\text{中长期净合约},i} < Q_{\text{日上网},i} \times X_6$$

且 $P_{\text{月度、月内加权}} < P_{\text{日前月度加权}}$ 时：

$$R_{\text{新能源中长期缺额回收},i} = (Q_{\text{月上网},i} \times X_6 - Q_{\text{中长期净合约},i}) \times L_6 \times (P_{\text{日前月加权}} - P_{\text{月度、月内加权}})$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期缺额回收},i}$ 为新能源场站 i 月度中长期缺额回收费

用。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$C_{\text{新能源中长期缺额回收返还},j} = \frac{Q_{\text{月内及以上净购入},j}}{\sum_j Q_{\text{月内及以上净购入},j}} \times R_{\text{月度新能源中长期缺额回收}}$$

式中：

$C_{\text{新能源中长期缺额回收返还},j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂 j 月度新能源中长期缺额回收费用返还；

R 月度新能源中长期缺额回收 月度总新能源中长期缺额回收费用。

8.3.2.7 非竞价燃煤机组超额获利回收费用

非竞价燃煤机组实时市场每个时段实际上网电量与日前市场申报分时发电需求曲线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非竞价燃煤机组的节点电价价差收益进行回收。

(一) 计算方式

$Q_{\text{日前申报},i,t} > Q_{\text{日上网},i,t} \times (1 + X_{7\text{上限}})$ 且

$LMP_{\text{省内日前},i,t} > LMP_{\text{省内实时},i,t}$ 时：

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\left(Q_{\text{日前申报}, i, t} - Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{7\text{上限}}) \right) \times \left(LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{省内实时}, i, t} \right) \right]$$

$Q_{\text{日前申报}, i, t} < Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{7\text{下限}})$ 且

$LMP_{\text{省内日前}, i, t} < LMP_{\text{省内实时}, i, t}$ 时：

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\left(Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{7\text{下限}}) - Q_{\text{日前申报}, i, t} \right) \times \left(LMP_{\text{省内实时}, i, t} - LMP_{\text{省内日前}, i, t} \right) \right]$$

式中：

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}, i}$ 为非竞价燃煤机组*i*月度非竞价燃煤超额获利回收费用；

$Q_{\text{日前申报}, i, t}$ 为非竞价燃煤机组*i*在日前申报的*t*时段用电需求曲线折算的上网电量；

$X_{7\text{上限}}$ 、 $X_{7\text{下限}}$ 为非竞价燃煤超额获利回收允许偏差上限、下限系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按1:

$K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}$ 比例返还。发电侧由参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）按月度上网电量比例进行返还，用电侧按月度实际用电量比例返还至直接参与批发市场的三类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i^I Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}} \times R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}}{1 + K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}} \times R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$$

式中：

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度非竞价燃煤机组超额获利回收返还费用；

$C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度非竞价燃煤机组超额获利回收返还费用；

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$ 为月度总非竞价燃煤机组超额获利回收费用。

8.3.2.8 用电侧超额获利回收费用

对于一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂“报量不报价”参与现货市场时（非现货调节时段），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

$$Q_{\text{日前申报}, j, h} > Q_{\text{实际}, j, h} \times (1 + X_{8\text{上限}})$$

且 $LMP_{\text{实时统一}, h} > LMP_{\text{日前统一}, h}$ 时：

$$C_{\text{用电侧超额获利回收}, j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{日前申报}, j, h} - Q_{\text{日用电}, j, h} \times (1 + X_{8\text{上限}})) \times (LMP_{\text{实时统一}, h} - LMP_{\text{日前统一}, h}) \right]$$

$$Q_{\text{日前申报}, j, h} < Q_{\text{实际}, j, h} \times (1 + X_{8\text{下限}})$$

且 $LMP_{\text{实时统一}, h} < LMP_{\text{日前统一}, h}$ 时：

$$C_{\text{用电侧超额获利回收}, j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{日用电}, j, h} \times (1 + X_{8\text{下限}}) - Q_{\text{日前申报}, j, h}) \times (LMP_{\text{日前统一}, h} - LMP_{\text{实时统一}, h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧超额获利回收}, j}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂非现货调节时段 j 月度超额获利回收费用；

$Q_{\text{日前申报}, j, h}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂段非现货调节时段 j 在每日 h 小时的省内日前申报电量；

$Q_{\text{日用电}, j, h}$ 为一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂非现货调节时段 j 在每日 h 小时的实际用电量；

$LMP_{\text{日前统一}, h}$ 为每日 h 小时省内日前市场统一结算点电价（4个对应时段价格的加权平均值）；

$LMP_{\text{实时统一}, h}$ 为每日 h 小时省内实时市场统一结算点电价（4个对应时段价格的加权平均值）；

$X_{8\text{上限}}$ 、 $X_{8\text{下限}}$ 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，在发电侧和用电侧之间按1:

$K_{\text{用电超额获利}}$ 比例返还。发电侧按月度上网电量比例返还至参与现货电能量交易的经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂），用电侧按月度实际用电量比例返还至直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂。

$$R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i^I Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{用电超额获利}}} \times C_{\text{用电侧超额获利回收}}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{用电超额获利}}}{1 + K_{\text{用电超额获利}}} \times C_{\text{用电侧超额获利回收}}$$

式中：

$R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度用电侧超额获利回收返还费用；

$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*月度用电侧超

额获利回收返还费用；

$C_{\text{用电侧超额获利回收}}$ 为月度总用电侧超额获利回收费用。

8.3.2.9 新能源超额获利回收费用

对于非限电时段未执行AGC发电指令的新能源场站，其实际上网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的价差收益进行回收。

(一) 计算方式

$Q_{\text{日前申报}, i, t} > Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{9\text{上限}})$ 且

$LMP_{\text{省内日前}, i, t} > LMP_{\text{省内实时}, i, t}$ 时：

$$R_{\text{新能源超额获利回收}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} [(Q_{\text{日前申报}, i, t} - Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{9\text{上限}})) \times (LMP_{\text{省内日前}, i, t} - LMP_{\text{省内实时}, i, t})]$$

$Q_{\text{日前申报}, i, t} < Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{9\text{下限}})$ 且

$LMP_{\text{省内日前}, i, t} < LMP_{\text{省内实时}, i, t}$ 时：

$$R_{\text{新能源超额获利回收}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} [(Q_{\text{日上网}, i, t} \times (1 + X_{9\text{下限}}) - Q_{\text{日前申报}, i, t}) \times (LMP_{\text{省内实时}, i, t} - LMP_{\text{省内日前}, i, t})]$$

式中：

$R_{\text{新能源超额获利回收}, i}$ 为非限电时段未执行AGC发电指令的新能源场站*i*月度新能源超额获利回收费用；

$Q_{\text{日前申报}, i, t}$ 为非限电时段未执行AGC发电指令的新能源场站*i*在日前申报的*t*时段短期功率预测曲线折算的上网电量；

$Q_{\text{上网}, i, t}$ 为非限电时段未执行 AGC 发电指令的新能源场

站 i 在 t 时段的实际上网电量；

$LMP_{\text{省内日前}, i, t}$ 为非限电时段未执行 AGC 发电指令的新能
源场站 i 在 t 时段省内日前市场节点电价；

$LMP_{\text{省内实时}, i, t}$ 为非限电时段未执行 AGC 发电指令的新能
源场站 i 在 t 时段省内实时市场节点电价；

$X_{9\text{上限}}$ 、 $X_{9\text{下限}}$ 为新能源超额获利回收允许偏差上限、下
限系数。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按 1:

$K_{\text{新能源超额获利}}$ 比例返还。发电侧由参与现货电能量交易的经营
主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场
站、电源型虚拟电厂）按月度上网电量比例进行返还，用
电侧由直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代
理购电、负荷型虚拟电厂按月度实际用电量比例进行返还。

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还(发电), } i} = \frac{Q_{\text{上网}, i}}{\sum_i Q_{\text{上网}, i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{新能源超额获利}}} \times R_{\text{新能源超额获利回收}}$$

$$C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电), } j} = \frac{Q_{\text{用电}, j}}{\sum_j Q_{\text{用电}, j}} \times \frac{K_{\text{新能源超额获利}}}{1 + K_{\text{新能源超额获利}}} \times R_{\text{新能源超额获利回收}}$$

式中：

$R_{\text{新能源超额获利回收返还(发电), } i}$ 为参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂*i*月度新能源超额获利回收返还费用；

$C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电), } j}$ 为直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电、负荷型虚拟电厂*j*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。

8.3.3 阻塞风险对冲费用

(一) 市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲费用机制，对参与现货市场日清分的发电企业中长期合同产生的中长期阻塞费用进行回收或补偿，具体如下：

1.当某发电企业节点边际电价 \geq 中长期合同结算参考点电价时，回收中长期合约阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为负值。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用, } i} = \sum_d^D \sum_t^{96} [Q_{\text{省内合约, } i, t} \times (LMP_{\text{中长期结算参考, } t} - LMP_{\text{省内日前, } i, t})]$$

2.当某发电企业节点边际电价 $<$ 中长期合同结算参考点现货电价时，补偿中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为正值。

对于新能源：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\min(Q_{\text{省内合约}, j, t}, Q_{\text{实际上网}, i, t}) \right. \\ \times \left(LMP_{\text{中长期结算参考}, t} - LMP_{\text{省内日前}, i, t} \right) \left. \right]$$

对于火电：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}, i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[\min \left(\max [Q_{50\%}, Q_{\text{实际上网}, i, t}], Q_{\text{省内合约}, i, t} \right) \right. \\ \times \left. \left(LMP_{\text{中长期结算参考}, t} - LMP_{\text{省内日前}, i, t} \right) \right]$$

其中， $Q_{50\%}$ 为火电企业带50%额定容量出力工况下对应的上网电量。

(二) 阻塞风险对冲费用月度净值由参与现货市场日清分的发电侧经营主体（竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站、电源型虚拟电厂）按照月度上网电量比例分摊：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊}, i} = \sum R_{\text{阻塞风险对冲费用}, i, t} \times \frac{Q_{\text{月度上网}, i}}{\sum_{i=1}^I Q_{\text{月度上网}, i}}$$

其中， $R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊}, i}$ 表示经营主体*i*分摊的阻塞风险对冲费用， $Q_{\text{月度上网}, i}$ 表示发电侧经营主体*i*月度上网电量。

9 经营主体结算依据

9.1 发电企业结算依据

发电企业*i*的月度结算依据包括电能量电费、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、煤电容量电费等）、市场运营费用、两个细则费用等，其中：

辅助服务交易费用为发电企业*i*月度辅助服务交易费用，按照《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》等有关规定执行；

发电企业市场运营费用包含：

$$\begin{aligned} R_{\text{市场运营费用},i} = & \left(R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电),}i} \right) \\ & + \left(R_{\text{特殊补偿},i} - R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电),}i} - \right. \\ & \left. R_{\text{新能源特殊补偿分摊(发电),}i} \right) + \left(R_{\text{调频量价补偿},i} - R_{\text{调频量价分摊(发电),}i} \right) + \\ & R_{\text{实时阻塞分摊(发电),}i} + R_{\text{结构平衡费用分摊(发电),}i} + \\ & \left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i} \right) - \\ & \left(R_{\text{省间偏差损益电费(保供送出)分摊或返还},i} + R_{\text{省间偏差损益电费(调峰送出)分摊或返还},i} \right) + \\ & R_{\text{波动偏差分摊或返还(发电),}i} + \left(R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i} - R_{\text{非停},i} \right) \\ & + \left(R_{\text{燃煤启停偏差获利回收返还},i} - R_{\text{启停偏差},i} \right) + \\ & \left(R_{\text{燃煤限高考核返还},i} - R_{\text{限高},i} \right) + \left(R_{\text{燃煤限低考核返还},i} - R_{\text{限低},i} \right) + \\ & \left(R_{\text{燃煤最大发电能力变更},i} - R_{\text{大},i} \right) + \left(R_{\text{燃煤最小发电能力变更考核返还},i} - \right. \\ & \left. R_{\text{变更最小},i} \right) - R_{\text{燃煤中长期超额回收},i} - R_{\text{燃煤中长期缺额回收},i} + \\ & R_{\text{用电侧中长期超额回收返还(发电),}i} + R_{\text{用电侧中长期缺额回收返还(发电),}i} - \\ & R_{\text{新能源中长期超额回收},i} - R_{\text{新能源中长期缺额回收},i} + \\ & \left(R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电),}i} - R_{\text{非竞价燃煤超获利回收},i} \right) - \\ & \left(R_{\text{新能源超额获利回收返还(发电),}i} - R_{\text{新能源超额获利回收},i} \right) + \\ & R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电),}i} + \left(R_{\text{阻塞风险对冲费用},i} - R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i} \right) \end{aligned}$$

9.2 一类用户结算依据

一类用户参与市场后，月度结算依据包括电能量电费、

市场运营费用、两个细则费用等，其中：

一类用户市场运营费用包含：

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用},j} = & C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电)},j} - \\ & C_{\text{调频量价分摊(用电)},j} - C_{\text{实时阻塞分摊(用电)},j} - C_{\text{结构平衡费用分摊(用电)},j} - \\ & C_{\text{波动偏差分摊或返还(用电)},j} - C_{\text{燃煤中长期超额回收返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额回收返还},j} \\ & - C_{\text{新能源中长期超额回收返还},j} - C_{\text{新能源中长期缺额回收返还},j} + \\ & C_{\text{用电侧中长期超额回收},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额回收},j} + \\ & \left(C_{\text{用电侧超额获利回收},j} - C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电)},j} \right) - \\ & C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电)},j} - C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电)},j} \end{aligned}$$

9.3 二类用户结算依据

二类用户参与市场后，月度结算依据包括电能量电费、市场运营费用、两个细则费用等，其中电能量电费计算方式为：

$$C_{\text{电能(零售)}} = Q_{\text{用电(零售)}} \times P_{\text{结算(零售)}} + C_{\text{偏差电费}}$$

式中：

$Q_{\text{用电(零售)}}$ 为二类用户月度实际用电量；

$P_{\text{结算(零售)}}$ 为二类用户结算电价，按《黑龙江省电力零售市场管理实施细则》等有关规定执行；

$C_{\text{偏差电费}}$ 为二类用户偏差电费，按《黑龙江省电力零售市场管理实施细则》等有关规定执行；

市场运营费用可由售电公司承担，也可分摊或返还至二类用户，实际按零售合同约定（或零售套餐）以及相关

规定执行。

9.4 电网企业代理购电结算依据

三、四类用户由电网企业代理参与市场后，月度电网企业对三、四类用户实际用电量执行电网企业代理购电价政策。电网企业月度代理购电价格等结算依据由电力交易机构向电网企业（含增量配电网企业）出具，包括电网代理购电月度电能量电费（含月度偏差电量电费）、市场运营费用等；其中，市场运营费用包括：

$$\begin{aligned}
 C_{\text{市场运营费用(电网代理购电)}} = & \\
 C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} + C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电),j}} - & \\
 C_{\text{调频量价分摊(用电),i}} - C_{\text{实时阻塞分摊(用电),j}} - C_{\text{结构平衡费用分摊(用电),j}} - & \\
 C_{\text{波动偏差分摊或返还(用电),j}} - C_{\text{燃煤中长期超额回收返还,j}} - C_{\text{燃煤中长期缺额回收返还,j}} - & \\
 - C_{\text{新能源中长期超额回收返还,j}} - C_{\text{新能源中长期缺额回收返还,j}} + & \\
 C_{\text{用电侧中长期超额回收,j}} + C_{\text{用电侧中长期缺额回收,j}} + & \\
 \left(C_{\text{用电侧超额获利回收,j}} - C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电),j}} \right) - & \\
 C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电),j}} - C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电),j}}
 \end{aligned}$$

9.5 售电公司结算依据

售电公司参与批发市场、零售市场后，月度结算依据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：

$$\begin{aligned}
 C_{\text{售电公司总电费},j} &= C_{\text{售电费},j} - C_{\text{购电费},j} \\
 &= \sum C_{\text{电能(零售)}},j - C_{\text{电能},j} - C_{\text{市场运营费用},j}
 \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{售电公司总电费},j}$ 为售电公司月度总电费；

$C_{\text{市场运营费用},j}$ 统计目录与一类用户保持一致；

$\sum C_{\text{电能(零售)}}^j$ 为售电公司代理的所有二类用户的电能量电费，按照本细则“9.3 节”的原则计算。

9.6 独立储能结算依据

独立储能*i*的月度结算依据包括电能量电费、辅助服务交易费用、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：

$$R_{\text{独立储能总电},i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{辅助服务},i} + R_{\text{两个细则},i} + (R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i})$$

9.7 虚拟电厂、负荷聚合商结算依据

虚拟电厂月度结算依据包括批发市场购电费、代理聚合资源购售电费、市场运营费用、系统运行费用等，代理聚合资源参与辅助服务的，纳入系统运行费用处理。

负荷型虚拟电厂市场运营费用包括：

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用},j} &= C_{\text{启动补偿分摊(用电),j}} + \\ &C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电),j}} + (R_{\text{执行偏差获利回收返还},j} - R_{\text{执行偏差},j}) - \\ &C_{\text{调频量价分摊(用电),i}} - C_{\text{实时阻塞分摊(用电),j}} - C_{\text{结构平衡费用分摊(用电),j}} - \\ &C_{\text{波动偏差分摊或返还(用电),j}} - C_{\text{燃煤中长期超额回收返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额回收返还}} \\ &- C_{\text{新能源中长期超额回收返还},j} - C_{\text{新能源中长期缺额回收返还},j} + \\ &C_{\text{用电侧中长期超额回收},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额回收},j} + \\ &(C_{\text{用电侧超额获利回收},j} - C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电),j}}) - \\ &C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电),j}} - C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电),j}} \end{aligned}$$

电源型虚拟电厂市场运营费用包括：

$$\begin{aligned} R_{\text{市场运营费用},i} = & \left(R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电),i}} \right) \\ & + \left(R_{\text{特殊补偿},i} - R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电),i}} \right. \\ & \quad \left. - R_{\text{新能源特殊补偿分摊(发电),i}} \right) + \left(R_{\text{调频量价补偿},i} - R_{\text{调频量价分摊(发电),i}} \right) + \\ & R_{\text{实时阻塞分摊(发电),i}} + R_{\text{结构平衡费用分摊(发电),i}} + R_{\text{执行偏差获利返还},i} - \\ & \left(R_{\text{省间偏差损益电费(保供送出)分摊或返还},i} + R_{\text{省间偏差损益电费(调峰送出)分摊或返还},i} \right) + \\ & R_{\text{波动偏差分摊或返还(发电),i}} + \left(R_{\text{非竞价燃煤超额获利返还(发电),i}} - R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收},i} \right) \\ & - R_{\text{燃煤中长期超额回收},i} - R_{\text{燃煤中长期缺额回收},i} + R_{\text{用电侧中长期超额回收返还(发电),i}} + \\ & R_{\text{用电侧中长期缺额回收返还(发电),i}} - R_{\text{新能源中长期超额回收},i} - R_{\text{新能源中长期缺额回收},i} + \\ & \left(R_{\text{新能源超额获利回收返还(发电),i}} - R_{\text{新能源超额获利回收},i} \right) + R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电),i}} \\ & + \left(R_{\text{阻塞风险对冲费用},i} - R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i} \right) \end{aligned}$$

10 退补管理

10.1 政策性退补

(一) 因国家电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因经营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,由电力交易机构出具退补依据,再由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

10.2 非政策性退补

因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算数据进行电量或电费重新计算的，由电网企业依据以下原则发起追退补工作，将涉及市场化退补数据推送至电力交易平台，电力交易中心配合进行相应市场费用重新出具工作。

(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：

若发电侧经营主体当月一段时期出现的电量差错累计值<该段时期市场总电量累计值 0.05%，且<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个月内经营主体可反馈异议，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）可由经营主体提出后相应调整统一结算点电价。

若经营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。发生差错的经营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资金余缺费用；若经营主体因电量、电价差错等原因追退补的电能量电费与追退补的资金余缺费用存在差额时，将差额纳入资金余缺费用追退补管理。

（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<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≥差错发生月 30%时，以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

原则上对经营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），由相关经营主体提出，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、虚拟电厂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，可由相关经营主体提出，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) 若因经营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。

(九) 追退补费用应按月单独记账，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。

(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。

11 收付款管理

发电企业、独立储能电费根据厂网双方确认的电费账单及时、足额向电网企业开具增值税发票。

电网企业根据厂网双方确认的电费账单、发电企业开具的增值税发票，及时足额支付发电企业电费。

一类用户、二类用户、负荷型虚拟电厂结算电费由电网企业收取，增量配电网企业所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的增量配电网企业收取。

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

12 其他结算事项

12.1 市场中止与管制

在现货市场市场中止和价格管制时段，根据《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》与本细则“5.1节”中规定的结算原则开展结算。

12.2 违约处理原则

对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营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经营主体发出违约通知。

（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。电网企业向经营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经营主体发出履约保函、

保险执行告知书，并纳入市场信用管理流程。

(四) 工商业用电发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费及违约电费按当期工商业用电代理购电价格计算。

12.3 未尽事项

本细则未尽事项执行《供电营业规则》《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)。

附件一：市场参数表

T_{lim}	日前/实时二次限价价格限值
$K_{启动补偿}$	启动补偿费用用电侧分摊比例
$K_{电网特殊补偿}$	电网运行需求导致的部分特殊机组补偿费用用电侧分摊比例
$K_{调频量价}$	调频量价补偿费用用电侧分摊比例
$K_{阻塞}$	实时阻塞费用用电侧分摊比例
$K_{结构平衡}$	结构平衡费用用电侧分摊比例
X_1	燃煤机组中长期超额约束比例，单位%
L_1	燃煤机组中长期超额回收价差系数
X_2	燃煤机组中长期缺额约束比例，单位%
L_2	燃煤机组中长期缺额回收价差系数
X_3	用电侧中长期超额约束比例，单位%
L_3	用电侧中长期超额回收价差系数
X_4	用电侧中长期缺额约束比例，单位%
L_4	用电侧中长期缺额回收价差系数

X_5	新能源中长期超额约束比例，单位%
L_5	新能源中长期超额回收价格系数
X_6	新能源中长期缺额约束比例，单位%
L_6	新能源中长期缺额回收价格系数
$K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}$	非竞价燃煤机组超额获利回收用电侧返还比例
$K_{\text{用电超额获利}}$	用电侧超额获利回收用电侧返还比例
$K_{\text{新能源超额获利}}$	新能源超额获利回收用电侧返还比例
X_7	非竞价燃煤超额获利回收允许偏差，单位%
X_8	用电侧超额获利回收允许偏差，单位%
X_9	新能源超额获利回收允许偏差，单位%

附录一、政策文件依据

1. 《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）
2. 《中华人民共和国电力法》
3. 《中华人民共和国计量法》
4. 《中华人民共和国计量法实施细则》
5. 《电力监管条例》（国务院令第432号）
6. 《供电营业规则》（国家发展改革委令2024年第14号）
7. 《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）
8. 《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）
9. 《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令2024年第20号）
10. 《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）
11. 《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）
12. 《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）
13. 《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）

14. 《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）

15. 《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）

16. 《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）

17. 《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）

18. 《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）

19. 《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）

20. 《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）

21. 《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）

22. 《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69号）

23. 《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）

24. 《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）

25. 《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）

26. 《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）

27. 《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）

28. 《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）

29. 《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）

30. 《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）

31. 《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）

32. 《<黑龙江省电力中长期交易规则>补充规定》（东北监能市场〔2021〕15号）

33. 《<黑龙江省电力中长期交易规则>补充规定》（东北监能市场〔2025〕19号）

34. 《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）

附录二、名词解释

1. 运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。
2. 竞价日（D-1）：为运行日的前一日。
3. 一类用户（批发用户）：直接与发电企业开展市场化交易购电的电力用户。
4. 二类用户：即零售用户，通过售电公司代理与发电企业开展市场化交易的电力用户。
5. 三类用户、四类用户：即电网企业代理购电用户。暂时选择通过电网企业代理购电（简称“电网代理购电”）与发电企业开展市场化交易的电力用户为电网代理购电用户。其中，购电价格执行电网代理购电价格 1.5 倍的电力用户为四类用户，其余的为三类用户。
6. 优先购电用户：除一类用户、二类用户、三类用户、四类用户以外的居民（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）、农业等电力用户。
7. 系统负荷：国网黑龙江电力调度控制中心（以下简称省调）调管范围内的发受电电力总和。
8. 母线负荷：黑龙江省内地 220 千伏母线下网负荷，即节点负荷。
9. 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。

10. 旋转备用：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。

11. 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。

12. 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，制定多时段的经营主体发用（充放）电计划。

13. 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。

14. 节点边际电价（简称“节点电价”）：黑龙江节点边际电价指黑龙江电网 220 千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

15. 统一结算点电价：指发电侧节点电价加权平均值，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所有参与现货市场节点电价结算的发电企业、独立储能按照日前市场节点电价与日前出清上网电量（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）加权平均计算；实时统一结算点电价由所有参与现货市场节点电价结算的发电企业、独立储能按照实时市场节点电价与其实际上网（计量）（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）电量加权平均计算。

16. 调频辅助服务：调频辅助服务是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，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服务。

17. 电力交易平台：本细则中特指黑龙江电力交易平台。

18. 市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指黑龙江电力交易中心有限公司、国网黑龙江省电力有限公司电力调度控制中心。

19. 交易日：除节假日外的周一至周五。

20. 交易曲线：一天 96 个时段电量的比例关系曲线。

21. 发电侧：发电企业、独立储能、电源型虚拟电厂在电力交易中作为发（放）电单元的统称。

22. 发电企业：参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站的统称。

23. 批发市场用户（用电侧）：直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电的统称。

24. 用电侧：批发市场用户、独立储能、负荷型虚拟电厂（负荷型）在电力交易中作为用（充）电单元的统称。

25. 售电方：依据交易品种在电力市场中售出电量的经营主体，发电企业、电源型虚拟电厂、独立储能售出电量记为正数，购入电量记为负数。

26. 购电方：依据交易品种在电力市场中购入电量的经营主体，一类用户、售电公司、负荷型虚拟电厂、独立储能购入电量、记为正数，售出电量记为负数。

27. 聚合资源主体：与聚合商建立聚合关系的经营主体。

28. 电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、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）、关口电能量采集终端。关口电能量采集终端是安装在关口计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

29. 电能量费用：发电企业、电力用户以及新型经营主体在现货市场、中长期市场中以电能量为交易标的物的相关电费。

30. 辅助服务交易费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、新型经营主体和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外，不涉及电量结算仅有电费结算关系的调频、爬坡、转动惯量、备用、深度调峰、无功调节、黑启动等辅助补偿费用或分摊。

31. 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，包括成本补偿费用、市场平衡费用与偏差调节费用。

32. 成本补偿费用：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。

33. 市场平衡费用：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。

34. 偏差调节费用：基于经营主体在电力市场中因运行允许偏差、交易约束而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。