

国家能源局东北监管局 黑龙江省发展和改革委员会 文件

东北监能市场〔2026〕16号

关于印发《黑龙江省电力中长期市场实施细则 (试行)》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，各经营主体：

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，完善黑龙江省电力市场体系，规范电力中长期交易行为，依据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会第20号令）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）等规定，结合黑龙江省实际，国家能源局东北监管局会同黑龙江省发展和改革委员会组织起草修订了《黑龙江省电力中长期市场实施细则（试行）》，现

印发给你们，请遵照执行。

请各有关单位认真履行自身职责，加强协调配合，遇重大问题，及时报告。

国家能源局东北监管局



黑龙江省发展和改革委员会

2026年2月28日



黑龙江省电力中长期市场实施细则

（试行）

第一章 总则

第一条 为进一步完善黑龙江省电力市场体系，更好融入全国统一电力市场，规范电力中长期交易行为，依法保护电力市场主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》《电力市场注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》等规定，结合黑龙江省实际，制定本细则。

第二条 本细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本细则适用于黑龙江省内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订的厂网间购售电合

同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算参照本细则。

第四条 本细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 总体要求

第六条 统筹推进黑龙江省电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第七条 黑龙江省电力中长期交易（以下简称“省内交易”）与跨区省间电力中长期交易（以下简称“跨区省间交易”）、东北区域省间电力中长期交易（以下简称“区内省间交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面按照相应市场规则动态衔接。实现区域电力互济、调节资源灵活共享。

第八条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注

册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第九条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体市场注册

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、信息变更与市场注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力市场。

第十一条 售电公司市场注册、信息变更和市场注销的条件和流程按照《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。

第十二条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。

第十三条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户无需办理市场注册，按规定由电网企业代理购电。电网企业代理购电用户完成市场注册默认为选择在次月进入电力市场，不得参加执行期是注册当月的交易，当月用电量仍由电网企业代理购电。

第十四条 电网企业应当取得电力业务许可证（输电、供电类），在电力交易机构履行注册手续，按规定开展代理购电等业务。

第十五条 电力用户办理市场注册，应将全部工商业用电的营销户号在电力交易平台注册为用电单元，由为其提供供电服务的电网企业提供电力用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等相关信息）。

第十六条 电力用户在电力交易平台注册后，注册当月仍为电网企业代理购电用户。次月1日起，已与售电公司签订零售合同确立服务关系且在零售服务合同存续期间的电力用户，身份为零售用户；其他情况下身份为批发用户。

第十七条 新建（包括扩建、改建）发电机组和独立新型储能市场注册与并网业务同步办理。发电企业应按规定时限取得电力业务许可证（发电类），并及时报送电力调度机构、上传电力交易平台，超过规定时限仍未取得电力业务许可证（发电类）的不得继续参与交易。

第十八条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。市场注册采用实名制，以统一社会信用代码作为识别，在同类别经营主体中一个统一社会信用代码只能注册一个经营主体。

第十九条 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体和被其代理（聚合）的经营主体应当分别在电力交易平台进

行市场注册。

第二节 经营主体信息变更

第二十条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向电力交易机构提出信息变更申请。市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，如因此造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第二十一条 经营主体信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

（二）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；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）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、并网调度协议换签、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）新型储能企业主体储能项目（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；

（六）售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）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。

第二十二条 电网企业应严格按照《供电营业规则》规定，为电力用户办理过户、更名、分户、并户、销户、改类等变更用电。当电力用户在电网企业办理与交易相关的变更用电时，电网企业应及时将变更情况推送至电力交易平台。电力用户应同时在电力交易机构办理以下信息变更手续：

（一）电力用户用电地址物权变化引起用电人变更在电网企业办理过户手续，应在电力交易平台办理用电单元注销业务注销原用电户号。如过户到的新电力用户是已在电力交易平台注册的电力用户，新电力用户应在电力交易平台办理新增用电单元业务。

（二）电力用户变更用户名称在电网企业办理更名手续，应在电力交易平台办理经营主体身份名称变更业务。

（三）当电力用户在电网企业办理分户手续时，如新分出的用电户号属于已在电力交易平台注册的电力用户，新电力用户应在电力交易平台办理新增用电单元业务。

（四）当电力用户在电网企业办理并户手续时，电力用户应将并入的用电户号在电力交易平台办理用电单元注销手续。

（五）当电力用户在电网企业将电价类别变更为居民、农业等目录销售电价或办理销户时，电力用户应在电力交易平台办理用电单元注销手续。

（六）当电力用户需在电力交易平台办理注销全部用电单元或已无用电单元时，电力用户应在电力交易平台办理电力用

户的市场注销手续。

第二十三条 经营主体在办理用电户号过户、分户、并户、销户等与交易相关的用电性质变更或者市场注销前，需妥善处理其全部合同义务，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个工作日内处理完毕，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。

第三节 经营主体市场注销

第二十四条 经营主体申请注销应当符合规则规定的正当理由，并向电力交易机构提出市场注销申请，处理完成已签订但未履行的市场交易合同。电力交易机构按规定公示无异议后，在电力交易平台予以注销。

第二十五条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）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；

（二）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；

（三）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；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第二十六条 已市场注销的经营主体再次参与电力中长期市

场交易，应当在电力交易机构重新办理市场注册。

第四节 市场成员权利

第二十七条 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二十八条 售电公司的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第二十九条 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 法律法规规定的其他权利。

第三十条 新型经营主体的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场, 签订电力中长期交易合同;

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 获得签约分散资源的相关信息;

(五) 法律法规规定的其他权利。

第三十一条 电网企业的权利主要包括:

(一) 收取输配电费, 代收电费和政府性基金及附加等;

(二) 对于逾期仍未全额付款的售电公司, 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;

(三) 按照信息披露有关规定获得市场信息;

(四) 法律法规规定的其他权利。

第五节 市场成员义务

第三十二条 发电企业的义务主要包括:

(一) 遵守市场规则, 履行电力中长期交易合同, 按时完成电费结算;

(二) 签订并执行并网调度协议、购售电合同，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；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第三十三条 售电公司的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

(三) 按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在电力交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

(四) 具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

(五) 按照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；

(六) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规

定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第三十四条 电力用户的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）法律法规规定的其他义务。

第三十五条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

（三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

（四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

第三十六条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展电网安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

第三十七条 电力交易机构的义务主要包括：

（一）电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；

（二）电力交易平台建设、运营和管理；

（三）组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；

（四）执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；

（五）开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；

（六）向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会及时报告经营主体违规行为，并配合调查；

（七）法律法规规定的其他义务。

第三十八条 电网企业的义务主要包括：

（一）保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管
理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；

（二）加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

（四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

（五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（六）法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种

第三十九条 根据交易标的物执行周期不同，省内交易包括

数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、年度、月度交易应定期开市，条件成熟后连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

原则上，数年交易以1年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第四十条 省内交易品种主要包括电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）、合同转让交易、融合交易等。

第四十一条 电力直接交易是指发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等直接开展的电能量交易。

第四十二条 电网企业代理购电交易是指暂未直接参与电力市场的电力用户由电网企业代理开展的购电交易。

第四十三条 绿电交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

第四十四条 未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第四十五条 融合交易是指发电侧经营主体、用电侧经营主体均可以进行买入、卖出电量的交易品种。发电侧经营主体选择买入为减持发电合同，选择卖出为增持发电合同；用电侧经营主体选择买入为增持用电合同，选择卖出为减持用电合同。

第四十六条 融合交易以集中竞价交易或滚动撮合交易方式开展，按日连续开市，现阶段交易标的为交易日后第二个自然日起，至该自然日所在月份月末的各日分时段电量，后续根据市场运行情况延长交易标的周期。

第二节 交易方式

第四十七条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

第四十八条 集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

（一）统一边际出清

1. 买方报价由高到低排序，形成买方报价曲线；卖方报价由低到高排序形成卖方报价曲线。当买方以报量不报价方式参与时，该买方价格视为买方的最高价格与卖方匹配。

2. 当卖方报价曲线与买方报价曲线有交叉，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卖方申报电量，

以及报价高于边际出清价格的买方申报电量均成交。处于边际电价的卖方申报电量或买方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

3. 当卖方报价曲线与买方报价曲线没有交叉，且买方报价始终大于卖方报价时，成交电量为买方与卖方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际买方报价与边际卖方报价的平均值。

4. 当卖方报价曲线与买方报价曲线没有交叉，且买方报价始终小于卖方报价时，没有成交电量。

（二）撮合匹配、边际出清

1. 买方按其分段申报电价从高到低排序，卖方按其分段申报电价从低到高排序。

2. 按照双方申报价格的排序，计算买方与卖方申报电价之间的价差。

3. 双方按照价差从大到小的顺序匹配成交，直至价差为零。成交价格为买方申报电价与卖方申报电价的平均价格。

4. 报价相同时，成交电量为买卖双方电量较小值，另一方按照等比例原则成交。

（三）集中竞价交易的曲线形成方式在交易公告中明确。

（四）集中竞价交易的出清方法在交易公告中明确。

第四十九条 滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依

据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

（一）经营主体申报交易标的电量和价格，允许多次提交和撤回。经营主体提交申报后，电力交易平台按不同交易标的进行即时自动匹配撮合。

（二）当买方报价大于等于卖方报价或者卖方报价小于等于买方报价，则匹配成交，电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格采用配对双方先申报一方的价格。配对双方申报电量较大者的剩余电量继续进入场内等待出清。

第五十条 挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖双方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

挂牌方在电力交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易执行时段、交易电量和电价。电力交易平台将挂牌交易的经营主体名称、交易起止时间、交易执行时段、交易电量、交易电价等信息予以发布。

摘牌方在电力交易平台申报申购电量。摘牌开始后的每十五分钟内的申报电量均视为“同一时刻”有效申报，按“同一时刻”的时间先后顺序出清。当“同一时刻”的申报电量不大

于挂牌电量时，按申报电量出清。当“同一时刻”申报电量大于挂牌电量时，按照申报电量等比例出清。

（一）单挂单摘方式

单方挂牌，按照“买方挂牌、卖方摘牌”或“卖方挂牌、买方摘牌”方式组织。

（二）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指买方挂牌与卖方挂牌交易同时组织，买卖双方均可挂牌和摘牌，买方只能摘卖方，卖方也只能摘买方。

第五十一条 双边协商交易指经营主体之间自主协商形成包括交易电量、电力曲线、交易价格、结算参考点等交易结果的交易方式，由合同双方在规定时间节点前通过电力交易平台完成交易申报与确认。

第五十二条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第三节 价格机制

第五十三条 根据国务院价格主管部门制定的电力中长期市场价格机制总体原则，黑龙江省省级价格主管部门会同国家能源局东北监管局组织制定黑龙江省价格结算实施细则。

第五十四条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第五十五条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组

成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制和力调电费等的计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第五十六条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格。

第五十七条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网企业代理购电用户，由黑龙江省省级价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第五十八条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，在黑龙江省电力市场价格结算实施细则中明确。

第五十九条 为避免市场操纵及恶性竞争，由黑龙江省发展和改革委员会会同国家能源局东北监管局对申报价格和出清价格设置上、下限，黑龙江省电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第六十条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第六十一条 跨区省间交易由北京电力交易中心按照电网经营区组织，区内省间交易由北京电力交易中心市场交易五部组

织，省内交易由黑龙江电力交易中心组织。

第六十二条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第六十三条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第六十四条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。如遇国家法定节假日或特殊事件，交易开闭时间可顺延或者调整，电力交易机构应提前向经营主体公告相关事宜。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少3个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少1个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第六十五条 同一电力用户或分散资源在同一合同周期内只能与一家售电公司或资源聚合类新型经营主体确定零售（聚合服务）关系，并签订零售（聚合服务）合同，零售（聚合服务）合同期内不能参与批发市场。

第六十六条 虚拟电厂（含负荷聚合商）可聚合分布式电源、独立新型储能、电动汽车充电设施、电力用户等分散资源。虚

拟电厂（含负荷聚合商）应按交易单元参与批发市场。对于同时聚合发电类和用电类资源的虚拟电厂（含负荷聚合商），其代理的不同类型资源主体的上网电量和下网电量应分别计算，不得相互抵消。

第六十七条 虚拟电厂（含负荷聚合商）的交易单元的聚合范围，原则上不超出同一220kV变电站供电区域，按其代理分布式光伏所在220kV供电区建立不同交易单元。

第六十八条 原则上售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）电力中长期交易签约提供的电力曲线应以与其代理或聚合的经营主体的电力曲线为基础，不可出现较大偏离。

第六十九条 独立新型储能等具备发电和用电两种特性的新型主体在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易。同一笔交易同一时段内不能同时以发电企业和电力用户两种身份参与交易。

第二节 交易约束与出清

第七十条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第七十一条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第七十二条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力、电网企业提供的机制电量，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。交易申报限额应在交易申报前至少1个工作日通过电力交易平台统一公布。

第七十三条 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）参与零售市场，可售电量规模按照资产总额对应年售电量和履约担保额度对应年售电量的最小值确定；批发市场的交易申报限额，根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第七十四条 中长期交易电量申报限额包括月度净合约电量约束、分时段交易电量约束、可申报电量约束、融合交易月度累计交易电量约束、市场占有率约束、豁免时长约束等。

第七十五条 月度净合约电量约束。

（一）月度净合约电量是指单个交易单元标的月合约电量的代数和。具体计算公式如下：

发电侧月度净合约电量=累计卖出标的月市场合约电量-累计买入标的月市场合约电量；

用电侧月度净合约电量=累计买入标的月市场合约电量-累计卖出标的月市场合约电量。

（二）各经营主体月度净合约电量约束如下：

1. 燃煤发电企业月度净合约电量上限为标的月月度可用发

电能力对应的电量。

2. 新能源发电企业月度净合约电量上限为扣减机制电量后的标的月月度可用发电能力对应的电量，即月度可用发电能力对应的电量-月度机制电量，或月度可用发电能力对应的电量 $\times (1-\alpha\%)$ ， $\alpha\%$ 为机制电量比例。月度机制电量或机制电量比例由电网企业提供。

3. 电力用户月度净合约电量上限=供用电合同容量 $\times 24$ 小时 $\times$ 标的月日历天数。

4. 售电公司月度净合约电量上限= $\min\{(\text{代理用户月度净合约电量上限}), (\text{售电公司资产总额允许代理电量额度}), (\text{履约担保额度代理电量额度})\}$ 。

5. 独立新型储能月度净合约电量上限根据充电、放电合约交易情况分别执行。交易前，独立新型储能应主动在电力交易平台填报月度充电次数、月度放电次数、理论充电时长、理论放电时长。其中：

独立新型储能充电月度净合约电量上限=额定容量 $\times$ 月度充电次数 $\times$ 理论充电时长；

独立新型储能放电月度净合约电量上限=额定容量 $\times$ 月度放电次数 $\times$ 理论放电时长。

6. 虚拟电厂（含负荷聚合商）月度净合约电量上限根据用电、发电情况分别执行，其中用电合约参照用户侧月度净合约电量上限执行；发电合约参照发电侧月度净合约电量上限执行。

7.发电侧、用户侧、独立新型储能、虚拟电厂（含负荷聚合商）月度净合约电量下限均为零。

第七十六条 分时段交易电量约束。发电侧、用户侧各时段净合约电量应大于等于零。发电侧任一时段已持有净合约电量与申报卖出量之和，不大于其该时段装机容量对应的电量，其中新能源、虚拟电厂（含负荷聚合商）的新能源发电交易单元应不大于其该时段装机容量扣减机制电量比例后的装机容量对应的电量；用电侧任一时段已持有净合约电量与申报买入量之和，不大于其该时段报装机容量（售电公司为所绑定用户报装机容量之和）对应的电量。其中，光伏可发时段参照电力调度机构提供的各月光伏典型发电曲线。

第七十七条 可申报电量约束。经营主体的可申报电量约束需同时满足月度净合约电量约束、分时段交易电量约束。已申报未正式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。

1.发电企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）的发电类交易单元可申报卖出电量=月度净合约电量上限-本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报卖出的未正式成交电量；发电企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）的发电类交易单元可申报买入电量=本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报买入的未正式成交电量。

2.用户侧、虚拟电厂（含负荷聚合商）的用电类交易单元

可申报买入电量=月度净合约电量上限-本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报买入的未正式成交电量；用户侧、负荷型虚拟电厂（含负荷聚合商）的用电类交易单元可申报卖出电量=本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报卖出的未正式成交电量。

3. 独立新型储能可申报买入电量=月度净合约电量上限-本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报买入的未正式成交电量；独立新型储能可申报卖出电量=本交易前持有的月度净合约电量-其他交易已申报卖出的未正式成交电量。

第七十八条 融合交易月度累计交易电量约束。每月经营主体在融合交易中累计买入和卖出电量的绝对值之和不超过其当月度净合约电量上限的 f_1 ， f_1 系数暂定为1，后期可由电力市场管理委员会提出建议，报国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会批准后更改。

第七十九条 市场占有率约束，同一投资主体（含关联企业）所属或实际控制的售电公司，年度净合同量不超过全省年度批发侧用户净合同总量的15%（售电公司与零售用户属于同一投资主体的，代理的该零售用户电量可以剔除）。

第八十条 豁免时长约束。新投运发电项目未取得电力业务许可证（发电类）前，不得持有标的时间在电力业务许可豁免期以外的电量。

第八十一条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台

申报相关交易数据。

第八十二条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

按照市场公平原则，省内交易出清暂按同一优先级。

第三节 绿色电力交易组织

第八十三条 可再生能源发电项目参与绿电交易前必须在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成建档立卡。

第八十四条 省内绿电交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

第八十五条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第八十六条 根据经营主体绿电交易需求，可常态化开展数年绿电交易。

第八十七条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第八十八条 虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第八十九条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，可按月或更短周期开展合同转让等

交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第四节 电网企业代理购电交易组织

第九十条 电网企业代理购电交易通过挂牌交易或集中竞价交易方式组织。

第九十一条 采取挂牌交易方式的，电网企业代理购电挂牌价格按省内电力直接交易当月月度集中竞价交易加权平均价格（剔除高耗能）确定。如当月月度集中竞价无成交，按照年度集中竞价的当月加权均价确定，如年度集中竞价的当月无成交，按照年度双边协商交易的当月加权均价确定。

第九十二条 采用集中竞价交易方式的，电网企业以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。

第九十三条 优先发电匹配优先购电等保障性电量后不足时，由电网企业代理居民农业用户采购市场化电量。

第九十四条 电网企业应考虑季节变化、节假日安排等因素，分别预测通过市场化采购的居民、农业用户和代理购电用户等的分时段用电规模（24个时段）及负荷曲线。

第六章 交易校核

第九十五条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第九十六条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、

交易限价校核等。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心组织黑龙江电力交易中心完成。

第九十七条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第九十八条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。跨区省间交易、区内省间交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。跨区、区内省间数年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

第九十九条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

第一百条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。同一优先级的交易等比例削减。

第一百〇一条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

第一百〇二条 成交结果应在形成后1个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七章 合同管理

第一节 合同签订

第一百〇三条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第一百〇四条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第一百〇五条 执行政府定价的优先发电电量，电网企业应当依据政府定价和优先发电计划，与发电企业签订厂网间年度分月购售电合同，并按各类电源典型发电曲线形成分时段购售电合同曲线，并推送电力交易平台。

第一百〇六条 售电公司与电力用户签订零售合同、资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同）

均需在电力交易平台以线上签约方式完成。

第一百〇七条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第一百〇八条 为实现电力资源长期稳定配置，更好发挥中长期市场稳定电力生产供应秩序、保障市场平稳运行的基础性作用，市场经营主体中长期合同签约、履约比例必须满足国家及省政府能源安全保供要求。

第二节 合同执行

第一百〇九条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总黑龙江省内市场成员跨区省间、区内省间、省内交易合同，作为执行依据。

第一百一十条 经营主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的数年、年度、月度、月内交易的日分解电量之和。

第一百一十一条 电力中长期市场中未明确日96点电力曲线的交易，电力交易机构将24时段成交结果每小时的电量均分至该小时的4个15分钟时段，形成96点中长期电量曲线。

第一百一十二条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百一十三条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第一百一十四条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第一百一十五条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》等规则执行。

第二节 结算

第一百一十六条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第一百一十七条 电力中长期市场应提前设置电力中长期结算参考点。市场初期，中长期结算参考点统一设置在实时市场统一结算点。待市场成熟后，双边协商交易结算参考点由交易双方自行协商；集中交易结算参考点提前设置。

第一百一十八条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量

结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第一百一十九条 电力用户自完成市场注册的次月起参与市场结算，新注册用电单元按照同样原则执行。

第一百二十条 独立新型储能和取得电力业务许可证（发电类）的发电机组，在取得转商业运营证明之前，若参与市场交易，按照市场规则结算；若未参与市场交易，其实际上网电量按照《关于东北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》文件执行。

第一百二十一条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第一百二十二条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百二十三条 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）与零售用户或分散资源在电力交易平台自主签订电子化零售合同或聚合服务合同，电力交易机构依据零售合同或聚合服务合同开展零售用户或分散资源的市场结算。

第一百二十四条 虚拟电厂（含负荷聚合商）等资源聚合类新型经营主体所聚合的资源同时具有上网电量、下网用电量时，应当区分各时段的上下网电量分别结算，不得将下网用电量与

其他项目上网电量聚合抵消后结算。

第一百二十五条 绿电直连项目上网电量交易和价格结算按照市场规则执行。

第一百二十六条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照国家相关补贴管理规定执行。

第一百二十七条 新型经营主体和绿电直连项目应按国家及黑龙江省有关规定承担相关费用。

第一百二十八条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百二十九条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百三十条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第一百三十一条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》和省内相关结算规则执行。

第九章 信息披露

第一百三十二条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等

周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第一百三十三条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一百三十四条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十章 市场技术支持系统

第一百三十五条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一百三十六条 电力交易平台在账号注册环节可提供人脸识别认证、短信验证、文件授权认证等多种实名制认证方式，用以防范身份冒用。人脸识别认证、短信验证均通过电力交易平台调用相关机构数据接口自动完成；对于无法通过调用数据接口认证的特殊类型经营主体（如部分机关法人、涉密单位、法定代表人为非中国大陆籍等）可通过授权文件认证方式实名认证，原则上涉及的相关人员需要配合进行现场核验。

第一百三十七条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口

标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百三十八条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百三十九条 电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百四十条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十一章 风险防控及争议处理

第一节 总体要求

第一百四十一条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一百四十二条 黑龙江省应制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百四十三条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会报告。

第一百四十四条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运

营机构根据有关规定执行市场干预措施，并在3日内向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会提交报告，按规定程序披露。

第一百四十五条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会提供争议处理所需的数据和材料。

第二节 市场干预条件

第一百四十六条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百四十七条 电力中长期市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会等有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托电力交易机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时。

（二）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

（四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严

重影响交易结果时。

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百四十八条 电力中长期市场运行过程中出现如下情况时，电力交易机构可采取取消市场出清结果等措施对市场进行干预，并尽快报告国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会：

（一）因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或者系统故障等突发原因，导致电力交易平台卡顿、崩溃，超过6个小时无法恢复，无法按照市场规则进行正常交易、出清的。

（二）因突发社会事件、重大自然灾害等不可抗力导致中长期交易无法正常进行的。

（三）其他认为需要进行市场干预的情形。

第三节 市场干预内容

第一百四十九条 电力交易机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会等有关主管部门备案。

第一百五十条 电力交易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599号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百五十一条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第四节 市场中止和恢复

第一百五十二条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会做出市场中止决定，并委托电力交易机构实施。电力交易机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，电力交易机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会作出是否中止市场的决定并发布。

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会同意，电力交易机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第十二章 法律责任

第一百五十三条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，国家能源局东北监管局依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定

处理。

第一百五十四条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场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。

第十三章 附则

第一百五十五条 本细则由国家能源局东北监管局、黑龙江省发展和改革委员会负责解释。如国家政策、法规发生重大调整导致本细则与相关规定不符的，从其规定。

第一百五十六条 本细则自2026年3月1日起施行。《黑龙江省电力现货市场运营实施细则》中与此不符之处以本细则为准。《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）、《〈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）、《〈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）、《国家能源局东北监管局 黑龙江省发展和改革委员会 黑龙江省工业和信息化委员会关于印发〈黑龙江电力市场售电公司履约保函管理办法（试行）〉的通知》（东北监能市场〔2018〕1号）、《关于印发〈黑龙江省合同电量转让交易实施办法（暂行）〉意见的通知》（东北监能市场〔2018〕3号）同时废止。

名词解释

1. 新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（含负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3. 交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4. 交易单元

经营主体等在电力交易平台参与交易的基本单位，分为购方单元和售方单元。同一经营主体，可以在不同品种的交易中担任购方单元、售方单元的不同角色。

整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5） 合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6） 其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。