

辽宁省电力中长期市场实施细则

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为进一步完善辽宁电力市场体系、更好融入全国统一电力市场，规范电力中长期交易行为，依法保护电力市场经营主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会2024年第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）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）等文件，结合辽宁省实际，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 本细则适用于辽宁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等。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边协商交易电量，签订厂网间

中长期购售电合同，并纳入电力中长期市场管理范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

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 统筹推进辽宁电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、市场出清、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，逐步推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第七条 辽宁省电力中长期交易（以下简称“省内交易”）与跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）、东北区域内省间中长期交易（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、协同推进区域电力互济、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（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 经营主体注册

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》《辽宁省电力市场注册管理实施细则》要求，在辽宁电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在完成市场注册后，才能在辽宁参与电力中长期市场。电网企业签订政府授权合约、开展代理购电等业务也需要进行市场注册。

电力交易平台在注册及账号密码找回等环节提供多种实名制认证手段，用以防范身份冒用，包括人脸识别认证、电子营业执照认证、短信验证、小额打款认证、文件授权认证等方式，除文件授权外所有认证均通过电力交易平台调用相关机构数据接口自动完成，对于电力交易平台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）在进行市场注册相关环节时可进行授权文件认证，原则上涉及相关人员时需要采取现场核验、视频验真或持证拍照留存等方式进行。

第十一条 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。

第十二条 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次月起直接参与市场，参加批发市场或零售市场由用户自行选择。

第十三条 除售电公司（虚拟电厂）外经营主体满足《电力市场注册基本规则》中明确的正当理由可申请注销，不符合的，电力交易机构不予受理，国家政策发生变化的，从其规定。

第十四条 其他注册有关要求按《电力市场注册基本规则》《辽宁省电力市场注册管理实施细则》执行。

第二节 市场成员权利

第十五条 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。

第十六条 售电公司的权利主要包括：

（五）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；

（六）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；

（七）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；

（八）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；

（九）法律法规规定的其他权利。

第十七条 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。

第十八条 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。

第十九条 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。

第三节 市场成员义务

第二十条 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。

第二十一条 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。

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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。

第二十五条 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）向电力监管机构、政府有关主管部门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。

第二十六条 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

第二十七条 根据交易标的物执行周期不同，辽宁电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易，适时开展数年交易；年度、月度交易定期开市，条件成熟后连续开市；月内交易按日连续开市。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。

第二十八条 辽宁省内电力中长期交易组织开展直接交易、绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）、合同转让交易、电网企业代理购电交易等。

第二十九条 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。

第三十条 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”）。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第三十一条 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。

第三十二条 电网企业代理购电交易是指电网企业代理省内未直接参与电力市场的工商业用户参与市场交易。

第三十三条 电力用户参与零售市场按照《辽宁省电力市场零售市场管理实施细则》执行。

第二节 交易方式

第三十四条 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。

第三十五条 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. 申报截止后，购电方报价由高到低排序，形成购电方报价曲线；售电方报价由低到高排序形成售电方报价曲线。

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

3. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，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。

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

（二）撮合匹配、边际出清

1. 购电方按申报电价从高到低排序，售电方按申报电价从低到高排序。

2. 按照双方申报价格的排序，计算购电方与售电方申报电价之间价差。

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

4. 报价相同的售电方，且总量超过购电交易电量时，按照申报比例分配。

（三）集中竞价交易的曲线形成方式在交易公告明确。

（四）集中竞价交易的出清方法在交易公告明确。具体以交易公告为准。

第三十六条 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）经营主体分交易标的申报电量和价格，允许多次提交和撤回。交易平台实时匿名显示各交易标的中尚未成交的卖方最低 10 档电价和对应的总申报量，以及买方最高 10 档电价和对应的总申报量。实时显示各交易标的中卖方已成交的总电量和加权平均价格，以及买方已成交的总电量和加权平均价格。

（二）经营主体提交申报后，交易平台按不同交易标的的进行即时自动匹配撮合。当买方申报价格大于等于卖方申报价格时允许成交。价格较高的买方申报、或价格较低的卖方申报可以优先成交；当买方或卖方申报价格相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

（三）在交易开市前，各经营主体可以通过交易平台查看每个交易标的的可交易额度，价格上下限等信息。

（四）滚动撮合交易暂按日组织，D-2 日交易标的物为 D 日至 D+2 日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的物为 D 日至 D+2 日每个时段的电量，周四周五均开展交易标的物为 D 日至 D+3 日每个时段的电量，如遇国家法定节假日，则做出相应调整）。

第三十七条 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；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

挂牌交易申报结束后开展集中出清，以挂牌方挂牌价格作为交易出清价格。当摘牌电量大于挂牌电量时，挂牌电量按各主体摘牌电量等比例分配形成交易结果。当摘牌电量小于挂牌电量时，按各主体摘牌电量进行出清。

第三十八条 双边协商交易指经营主体之间自主协商形成交易电量、电力（或者曲线形成方式）、电价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交易平台完成交易申报与确认。

双边协商交易以自然日为最小合同周期，采用自定义曲线方式，形成分时段合同。具体要求以交易公告为准。

第三十九条 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。

第四十条 省内绿电交易不组织集中竞价和滚动撮合交易；代理购电交易暂不参与双边交易和滚动撮合交易。

第三节 价格机制

第四十一条 国务院价格主管部门制定电力中长期市场价格机制的总体原则，辽宁省发展和改革委员会同辽宁省工业和信息化厅、国家能源局东北监管局制定价格结算实施细则。

第四十二条 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化方式形成，第三方不得干预。

第四十三条 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以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规

定执行。

第四十四条 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；对电网代理购电用户，由辽宁省发展和改革委员会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。

第四十五条 为避免市场操纵及恶性竞争，由辽宁省发展和改革委员会会同辽宁省工业和信息化厅、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，辽宁电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十六条 辽宁省内年度（数年）中长期交易价格上、下限暂时参照燃煤基准价格上下浮动 20% 执行；月度、月内（含滚撮）交易价格上、下限暂时参照现货市场出清价格上、下限执行。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十七条 辽宁电力交易平台功能、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。

第四十八条 辽宁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。

第四十九条 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、其他准备信息等必要信息。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，交易公告应当在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应当在交易申报前至少 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。

第二节 交易约束与出清

第五十条 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。

第五十一条 电力调度机构通过电力交易平台发布或者更新各断面（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；并根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线、新能源发电情况以及电网约束，折算得出各市场化机组可用发电能力，提供至电力交易机构。

第五十二条 电力交易机构根据已达成的合同，按照电力调度机构提供的可用发电能力，形成各市场化机组交易申报限额，在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台向市场统一公布。

第五十三条 中长期交易电量限额包括月度净合同量约束、月度累计交易量约束、分时净合同电量约束、可申报电

量约束、中长期合同缺额约束、市场占有率约束等。

（一）月度净合同量约束是指单个经营主体所交易标的月合同电量的代数和。计算公式如下：

发电侧月度净合同电量=累计卖出标的月合同电量-累计买入标的月合同电量；

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

（二）电力交易机构根据电力调度机构提供的可用发电能力折算出各发电交易单元月度可用发电小时数，根据月度可用发电小时数和装机容量确定月度净合同上限，具体计算方法如下：

发电交易单元月度净合同量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数

新能源（含分布式电源）交易单元月度净合同量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数× β 。 β 为1扣减机制电量比例计算得到。

虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元月度净合同量上限= $\min\{(\text{交易单元装机容量} \times \text{月度可用发电小时数} \times \beta), (\text{虚拟电厂注册资产总额允许代理电量额度}), (\text{保函、保险允许代理电量额度})\}$ 。 β 为1扣减机制电量比例计算得到。虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元机制电量比例按其包含新能源项目机制电量比例加权计算得到，虚拟电厂（含新能源发电类）交易单元月度可用发电小时数根据其包含的项目月度可用发电小时数加权计算得到。

独立储能交易单元发电侧或用电侧月度净合同量上限=交易单元装机容量×额定功率最大放/充电时长×当月天数。

（三）电力批发用户根据供用电合同容量和月度理论运行小时数确定净合同量上限。售电公司净合同电量上限需满足注册资本总额和履约保函、保险额度限制。用电侧月度净合同量上限计算方法如下：

电力批发用户月度净合同量上限=供用电合同容量×24小时×标的月日历天数

售电公司月度净合同量上限= $\min\{(\text{代理用户供用电合同容量} \times 24 \text{ 小时} \times \text{标的月日历天数}), (\text{售电公司注册资本总额允许代理电量额度}), (\text{保函、保险允许代理电量额度})\}$

（四）电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布经营主体月度净合同量上限。因净合同量上限调整，导致经营主体已持有月度合同量超过月度净合同量上限时，由电力交易机构负责通知经营主体在规定时间内处理。其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向电力交易机构提出申请。发电侧、用电侧净合同量下限均为零。

第五十四条 月度累计交易量约束

（一）月度累计交易量是指单个经营主体买入和卖出标的月合同电量的绝对值之和。具体计算公式如下：

发电侧月度累计交易量=累计卖出标的月市场合同电量+累计买入标的月市场合同电量；

用电侧月度累计交易量=累计买入标的月市场合同电量

+累计卖出标的月市场合同电量。

（二）对经营主体在标的月的累计交易量设置上限。月度累计交易量上限根据月度净合同量上限确定，计算方法如下：

发电侧月度累计交易量上限=发电侧月度净合同量上限
 $\times f_1$

用电侧月度累计交易量上限=用电侧月度净合同量上限
 $\times f_1$

（三）电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布经营主体月度累计交易量上限。原则上，售电公司与用户代理关系每月底更新计算一次，并同步调整已发布经营主体月度累计交易量上限。其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向电力交易机构提出申请。

第五十五条 分时电量约束

发电侧、用电侧各时段净合同量应大于等于零。发电侧任一时段已持有净合同量与申报卖出量之和，不大于其装机容量，其中新能源、虚拟电厂（含新能源发电类）应不大于其装机容量扣减机制电量比例后的容量；用电侧任一时段已持有净合同量与申报买入量之和，不大于其供电容量（售电公司为所绑定用户报装容量之和）。

因光伏项目夜间不具备发电能力，不能进行电能量交易，辽宁省光伏可交易时间为1、2、11、12月6:00-17:00，4、5、6、7、8月4:00-19:00，3、9、10月5:00-18:00。

第五十六条 可申报电量约束

(一) 可申报电量约束基本要求:

1. 经营主体在交易电量约束范围内参与中长期交易, 可申报电量额度按交易标的分别计算。

2. 经营主体的可申报电量额度需同时满足月度净合同量约束、月度累计交易量约束、分时电量约束; 售电公司(虚拟电厂)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、与注册资本总额相应的年售电量额度要求。已申报未出清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。

(二) 经营主体中长期交易可申报电量除满足分时电量约束外, 还应满足如下条件:

1. 发电侧

发电侧可申报卖出电量额度 $=\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他交易申报卖出的未出清电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$;

发电侧可申报买入电量额度 $=\min\{(\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他交易申报买入的未出清电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$;

2. 用电侧

用电侧可申报买入电量额度 $=\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他交易申报买入的未出清电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$;

用电侧可申报卖出电量额度 $=\min\{(\text{本交易日前持有的月度净合同电量}-\text{其他交易申报卖出的未成交电量}), (\text{月度}$

累计交易量上限-已发生月度累计交易量) };

(三) 经营主体登录交易平台后可查看其月度净合同量上限、月度累计交易量上限、履约保函额度, 当任一项剩余额度不足 10% 时, 交易机构均给出提醒预警。

第五十七条 中长期缺额约束, 经营主体当月中长期净合同电量应不低于实际上网电量或用电量的 BL%。对低于 BL% 部分电量的获利, 按照中长期缺额回收规定进行费用回收与疏导。

第五十八条 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 20%。

第五十九条 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。

第六十条 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, 省内电力中长期交易出清暂按统一优先级。

第三节 绿色电力交易组织

第六十一条 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信息管理中心完成建档立卡。

第六十二条 绿电交易应当确保发电企业与电力用户一一对应, 实现绿电环境价值可以追踪溯源。

第六十三条 鼓励经营主体参与数年绿电交易, 探索数年绿电交易常态化开市机制。

第六十四条 售电公司参与绿电交易时，应当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，有调整需求的售电公司，应在合同执行月前最后一个工作日 12 点前完成关联电量调整。

第六十五条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应当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。

第六十六条 绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第六章 交易校核

第六十七条 电力中长期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。

第六十八条 交易出清校核的主要内容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、广州电力交易中心组织相关省（区、市）电力交易机构完成。交易出清校核应满足月度净合同量约束、月度累计交易量约束、分时净合同电量约束、市场占有率约束以及交易优先级等要求。

第六十九条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第七十条 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。跨省跨区交易电网安全校核按照省间规则

执行；现货模式下，省内电力中长期交易不再进行电网安全校核。

第七十一条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，年度（数年）交易 5 个工作日，月度（多月）交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第七十二条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、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。

第七十三条 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。

第七十四条 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

第七十五条 电力中长期交易合同采用电子化管理，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，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。

第七十六条 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完成。

第七十七条 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。

第七十八条 绿电交易合同应当明确交易电量、电力曲线、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认证服务。

第七十九条 中长期合同要素至少应包括交易单元、合同周期、合同电量、分解曲线、交易价格和结算参考点等要素。中长期市场的成交双方不能为同一交易单元。

第八十条 省内中长期交易按小时划分为 24 个时段，中长期合同周期以小时为基本单位，由 24 个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。经营主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度（数年）、月度（多月）、月内（多日、日）交易的日分解电量之和。

第八十一条 中长期合同电量的分解曲线，用于合同电量的合同周期内的分解，需分解至每日 24 小时，每小时合同电量指合同周期内交易的总电量、均分至 4 个 15 分钟时段，最终形成 96 时段中长期电量曲线。

第八十二条 中长期合同分解至 96 时段曲线后，每时段电量为 0.001 兆瓦时整数倍（四舍五入），电价为 0.001 元/兆瓦时的整数倍（四舍五入）。

第八十三条 中长期合同电量的成交价格可以采用交易起止时间内统一电量价格，也可以采用分时电量价格。

第八十四条 中长期交易最小申报电量须为 0.001 兆瓦时的整数倍，申报电价精确到 0.001 元/兆瓦时。

第八十五条 中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点，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，电力中长期结算参考点的设置由交易双方自行协商或在集中交易中明确。

第八十六条 交易曲线形成。双边协商交易，交易双方可自行约定交易曲线；集中竞价和滚动撮合交易，采用交易公告给出的典型交易曲线，或者通过分时段交易形成曲线；挂牌交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

第八十七条 日分时典型交易曲线根据辽宁电网负荷特性（调度机构提供）制定并于交易前发布，主要分为以下三种，具体采用哪一种应以交易公告为准。

（一）曲线 D1：根据历史负荷曲线确定 24 时段曲线比例，每时段按照每十五分钟均分的原则，将日电量分解为 96 点电量曲线。

（二）曲线 D2：将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

（三）曲线 D3：将日电量平均分解至每日指定时段，其余时段为零，形成 24 点电量曲线。

第二节 合同执行

第八十八条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总辽宁省内市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第八十九条 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，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，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

第九十条 发电企业计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第九十一条 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，按照每台机组的实际发电量或者额定容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，可以按照额定容量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。

第九十二条 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。

第九十三条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《辽宁省电力市场计量管理实施细则》执行。

第二节 结算

第九十四条 辽宁电力中长期市场结算以自然月为周期开展，批发侧按日开展清分、按月开展结算，零售侧月清月结。

第九十五条 辽宁电力市场结算包括电能量交易结算、市场运营费用结算、电力辅助服务结算等。电费结算相关事宜应当在电力用户、售电公司、虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第九十六条 辽宁电力中长期市场结算按差价结算方式开展。

第九十七条 燃煤自备电厂偏差电量按照燃煤机组当月中长期交易加权均价的 90%进行结算。

第九十八条 对于已签订长期购售电合同，但未按规定申报保障性优先发电电量的发电企业，其当月相应电量视为

无合同电量，结算价格按照同类型电源当月中长期交易加权均价的 90%、电网企业代理购电价格的 90%、政府核定电价的 90%三者中的最小值确定。

第九十九条 按照相关规定全额纳入保障性优先发电的发电企业，豁免电力业务许可证的，首次结算前需在电力交易平台申报保障性优先发电电量、电价；不豁免电力业务许可证的，须在规定时限内办理电力业务许可证，并在首次结算前通过电力交易平台申报保障性优先发电电量、电价，历史电量一并按申报的优先发电电价结算。

第一百条 豁免电力业务许可证的新能源场站，其上网电量按以下方式结算：注册当月及此前月份的历史实际上网电量，按各月份对应的当月实时市场统一结算点电价结算；自注册次月起，按照市场规则进行结算。

第一百〇一条 新建火电机组、核电机组以及新能源场站在并网至取得商运证明前（新能源场站为电力业务许可证印发前），按以下方式结算：

（一）未签订中长期交易合同的（包括已注册入市但尚未签订合同的经营主体），其实际上网电量按以下方式结算：

1. 新能源场站按当月实时市场统一结算点电价结算。
2. 燃煤火电机组、核电机组按辽宁同类型机组当月代理购电市场化采购均价结算，当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次月度代理购电市场化采购均价结算。

（二）已签订电力中长期交易合同的，从合同签订月份起，按照市场化规则进行偏差结算。

发电企业自电网企业下达转商运证明的次月（新能源发电企业自电力业务许可证印发的次月）起，统一按市场规则执行偏差结算。

第一百〇二条 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。

第一百〇三条 电网企业应当向电力交易机构分别提供代理工商业用户购电、居民和农业用户电量信息，偏差分开结算。

第一百〇四条 虚拟电厂（聚合商）等资源聚合商新型经营主体及其聚合资源按照合同明确的电能量价格单独结算。

第一百〇五条 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。

第一百〇六条 绿电交易电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本细则相关条款开展结算。纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。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。

第一百〇七条 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。

第一百〇八条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《辽宁省电力市场结算实施细则》执行。

第九章 信息披露

第一百〇九条 信息披露主体应当严格按照《电力市场信息披露基本规则》要求开展信息披露，并对其披露信息的真实性、及时性、准确性、完整性负责。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业和电力市场运营机构。

第一百一十条 电力监管机构对市场成员的信息披露工作进行监管。电力交易机构配合国家能源局东北监管局开展信息披露监管工作，对未按《电力市场信息披露基本规则》披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局东北监管局等方式进行管理。

第一百一十一条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好市场运营机构、经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

第一百一十二条 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，披露的信息保留或者可供查询的时间不少于 2 年，且封存期限为 5 年。

第一百一十三条 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。

第一百一十四条 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

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 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。

第一百一十七条 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，逐步完善软硬件配置冗余度，具备条件后建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百一十八条 各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”。

第一百一十九条 电力交易平台按照电力市场数字化监管工作要求，持续完善扩充相关功能应用，逐步实现对电力市场运行情况进行实时监测预警的能力。

第一百二十条 为确保电力交易平台安全稳定运行及保障交易公平公正，依据网络安全相关规定及交易平台安全稳定运行要求，电力交易机构对经营主体违反电力交易平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号、封禁IP等措施，相关情况及时向电力监管机构报告。非电力交易平台原因出现以下行为将视为异常行为：

（一）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过网络运营方规定频次的或者违反电力交易平台安全稳定运行要求的；

（二）使用自动化程序脚本或者第三方软件工具篡改数据库或者系统参数、绕过平台前端页面限制提交非正常申报参数、提交无法识别数据或者必填数据为空、短时间内高频次大批量申报撤销、提交数据突破交易公告交易开闭市时间、电量、电价等条件约束行为的；

（三）利用交易平台漏洞开展违反交易规则、交易公告及交易平台使用规定操作、对交易平台进行网络攻击、恶意爬虫活动等行为的；

（四）有越权访问等异常行为记录的；

（五）其他违反平台使用协议规定情况或者影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第十一章 风险防控及争议处理

第一节 总体要求

第一百二十一条 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。

第一百二十二条 国家能源局东北监管局、辽宁省工业和信息化厅组织编制辽宁省电力市场风险防范及处置预案，并组织相关单位按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百二十三条 按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，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、辽宁省工业和信息化厅报告。

第一百二十四条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府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、辽宁省工业和信息化厅提交报告，按规定程序披露。

第一百二十五条 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、辽宁省工业和信息化厅依法依规协调，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、辽宁省工业和信息化厅提供争议处理所需的数据和材料。

第二节 市场干预条件

第一百二十六条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百二十七条 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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁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。

第一百二十八条 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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁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

第一百二十九条 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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会等有关主管部门备案。

第一百三十条 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 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百三十一条 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

第一百三十二条 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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会做出是否中止市场的决定并发布。

第一百三十三条 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和辽宁省工业和信息化厅、辽宁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

第一百三十四条 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。

第一百三十五条 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

第一百三十六条 本细则由国家能源局东北监管局负责解释。

第一百三十七条 国家能源局东北监管局会同辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会组织辽宁电力交易机构拟定本细则。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。

第一百三十八条 本细则自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。《辽宁省电力市场中长期交易衔接实施细则》中

与此不符之处以本细则为准,《辽宁省电力中长期交易规则》(东北监能市场〔2021〕1号)及其补充规定、《辽宁省合同电量转让交易细则(暂行)》(东北监能市场〔2021〕240号)同时废止。

附件 1

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(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. 交易日

除节假日外的周一至周五。

5. 运行日

为执行日前电能量市场交易计划的自然日。

6. 交易曲线

一天 24 个时段电量的比例关系曲线。

7. 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。

8. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电(含分散式风电和海上风电)、太阳能发电(含分布式光伏发电和光热发电)、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期,参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目,条件成熟时,可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

9. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

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

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完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。

附件 2

中长期市场运行参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	<i>F1</i>	月度累计交易电量调整系数	火电、核电、批发用户、售电公司为 2 风电、光伏发电为 5
2	BL	中长期合同月度分解电量占上网电量或用电量比例	火电为 60 售电公司为 60 批发用户、风电、光伏、核电为 0