

东北区域省间电力中长期市场实施细则

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范东北区域省间电力中长期市场，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《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》《电力市场信息披露基本规则》等文件和有关法律、法规，制定本细则。

第二条 本细则所称东北区域省间电力中长期市场（以下简称区内省间市场），是指已完成市场注册的经营主体开展东北区域省间电力中长期交易（以下简称区内省间交易）的市场。区内省间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 本细则适用于区内省间市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

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，经营主体包括参与区内省间市场的发电企业、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 本细则所称电网企业指国家电网有限公司东

北分部（以下简称国网东北分部），国网辽宁省电力有限公司、国网吉林省电力有限公司、国网黑龙江省电力有限公司、国网内蒙古东部电力有限公司（以下简称各省电网公司）。

第六条 本细则所称电力交易机构指北京电力交易中心市场交易五部（以下简称京交五部）、各省（区）电力交易中心（以下简称省级交易机构）；本细则所称电力调度机构指东北电力调度控制中心（以下简称网调）及各省（区）电力调度控制中心（以下简称省调）。

第七条 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。电网企业和电力调度机构应在市场注册、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。

第八条 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。

第九条 本细则制定原则：

（一）坚持安全第一。确保电力可靠供应、电力系统安全稳定运行，坚持电力电量统一平衡。

（二）坚持统筹协调。夯实区域内资源优化配置，协同推进电力互济，确保省间输电通道合理、高效利用。

（三）坚持市场主导。发挥市场大范围优化配置电力资源的作用，提升市场效率、效益，确保市场公开、公平、公正，促进市场健康、有序、可持续发展。

（四）坚持清洁低碳。促进清洁能源消纳，服务新型电力系统构建、碳达峰碳中和目标实现。

第二章 市场成员

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及各省（区）电力市场实施细则要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与区内省间市场。

第十一条 本细则所有电力市场成员的权利和义务遵照《电力市场运行基本规则》《电力中长期交易基本规则》等有关规定执行。

第三章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第十二条 区内省间交易包括电能量交易、绿色电力交易（以下简称绿电交易）、合同转让等。

第十三条 区内省间电能量交易，根据交易标的物执行周期不同，包括数年、年度、月度、月内、多日等不同交割周期。数年、年度、月度交易定期开市，月内、多日交易按日（工作日或自然日）连续开市。

第十四条 区内省间绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向东北区域内非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第十五条 区内省间合同转让交易是指经营主体未履

行的合同全部或部分转让给第三方的交易，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。

第十六条 区内省间多日交易通过连续交易模式发挥省间互济作用，满足当前跨区省间市场未延伸、省内市场未覆盖的市场交易需求，发挥区域内市场对资源的优化配置作用。

第二节 交易方式

第十七条 根据交易方式不同，区内省间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”。

第十九条 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。

第二十条 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;也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

第二十一条 双边协商交易指购售双方协商一致后,由一方经营主体通过电力交易平台将需求电量、价格、电力曲线等信息向交易意向方提出交易需求,由交易意向方接受该需求。

第二十二条 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。

第四章 价格机制

第二十三条 区内省间交易购方落地价格由交易上网价格、各环节输电价格、输电损耗等构成。交易上网价格(含税),包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第二十四条 区内省间交易各环节输电价格、输电损耗按照政府主管部门核定价格执行。输电费用收取按照国家有关规定执行。

第二十五条 除执行政府定价的电量外,区内省间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。

第二十六条 区内省间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。

第二十七条 国家有特殊价格机制规定的经营主体,其

参与区内省间交易，价格机制按照国家有关规定执行。

第二十八条 区内省间交易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。

第二十九条 对直接参与区内省间交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。

第三十条 为避免市场操纵及恶性竞争，区内省间交易申报价格设置上、下限，上限执行各省（区）同周期同类型交易上限价格的最大值，下限执行各省（区）同周期同类型交易下限价格的最小值。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第三十一条 区内省间交易由京交五部组织。

第三十二条 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）应满足区内省间市场按日连续运营要求。

第三十三条 京交五部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。

第三十四条 京交五部按照交易日历安排向经营主体发布交易公告，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。

原则上，数年、年度区内省间交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度、月内区内省间交易，

交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的区内省间交易不再发布交易公告。

第三十五条 纳入省内平衡的电源优先保障本省电能供应，富余能力参与省间外送交易。

第三十六条 配套电源应足额落实优先发电规模计划，在优先满足受电省需要的基础上，如月内市场仍有富余能力，可通过市场化方式参与省间电力中长期交易（优先与所在省开展）。

第三十七条 购售双方根据自身电力生产能力、合同电量、代理需要购入或售出电量。省电网公司在区内省间市场仅能作为购电方。

第三十八条 分布式（分散式）电源等新型经营主体可通过聚合方式参与区内省间交易。

第三十九条 参与交易前，经营主体应在电力交易平台签订交易承诺书。

第四十条 区内省间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。

第四十一条 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，由京交五部组织各省级交易机构完成。

第二节 交易约束与出清

第四十二条 在区内省间交易开展前，应在交易公告中

明确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。

第四十三条 网调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。网调（省调）向京交五部（各省级交易机构）提供各发电机组可用发电能力。

第四十四条 电力调度机构应按交易需求发布相关预测信息。

第四十五条 电网企业应在区内省间交易开展前向电力交易机构提供专项工程、区域电网、省级电网外送输电价格标准。

第四十六条 多日交易前，集中竞价、滚动撮合规模上限由相关电网企业（含电力调度机构）根据本省（区）最大外送、受入能力和剩余通道能力在电力交易平台发布。

第四十七条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，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）；对于区内省间交易，交易申报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。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。

第四十八条 发电企业、虚拟电厂、独立新型储能等不得在机组（主设备）检修等不具备发（放）电能力时间段

售出电量；在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发（放）电能力，出让合同电量不得超过其剩余合同电量的净值，受让合同电量不得超过其剩余最大发（放）电能力。

第四十九条 经营主体因超买超卖获得损益，按照损失自负、获利回收的原则处理，获利回收办法由各省（区）市场实施细则规定。

第五十条 参与区内省间交易的售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资本总额、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。

第五十一条 京交五部协同各省级交易机构根据必要的交易出清约束，包括电网运行约束进行交易出清，形成预成交结果。

第五十二条 同一交易周期优先级下，不同类型交易优先级由高至低如下：国家优先发电计划、绿电、可再生能源、其他交易。上述同一优先级下，按能源类型的优先顺序依次为全清洁能源交易、部分清洁能源交易、全火电交易；价格相同下，按购电比例优先保障存在供电缺口的省份。

第五十三条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，区内省间交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第三节 交易组织时序

第五十四条 区内省间交易根据交易周期，按照年度（数年）交易（以下简称年度交易）、月度（多月）交易（以下简称月度交易）、月内交易、多日交易的顺序开展。

第五十五条 年度交易

（一）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。年度交易电量应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例和分时段曲线（96 点电力曲线）。

（二）原则上每年 11 月第 1 个工作日 16:00 之前，京交五部发布次年年度交易公告。若国家能源局东北监管局、各省（区）政府有关部门有要求的，京交五部可调整年度市场交易公告中的时间安排，并通知经营主体。

（三）经营主体在公告规定时间内完成数据填报及提交，具体安排以交易公告为准。

（四）交易出清校核在区内省间交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，京交五部发布预成交结果。

（五）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。区内省间交易预成交结果发布后，由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。区内省间数年交易，应逐年开展电网安全校核。

（六）电网安全校核应当在 5 个工作日内完成。

（七）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。

（八）电力交易机构应当根据电网安全校核意见在 5 个工作日内完成削减并形成成交结果。

（九）成交结果应在形成 1 个工作日内由京交五部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向京交五部提出，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。

第五十六条 月度交易

（一）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。月度交易原则上每月开展 1 次，也可按照市场需求适时开展，应确定分时段曲线（96 点电力曲线）。多月交易电量应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例。

（二）原则上每月第 2 个工作日 17:00 之前，京交五部发布月度交易公告。

（三）经营主体在公告规定时间内完成数据填报及提交，具体安排以月度市场交易公告为准。

（四）交易出清校核在区内省间交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，京交五部发布预成交结果。

（五）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。区内省间交易预成交结果发布后，由电力交

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。

（六）电网安全校核应当在 2 个工作日内完成。

（七）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。

（八）电力交易机构应当根据电网安全校核意见在 2 个工作日内完成削减并形成成交结果。

（九）成交结果应在形成 1 个工作日内由京交五部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向京交五部提出，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。

第五十七条 月内交易

（一）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。月内交易应确定分时段曲线（96 点电力曲线）。

（二）京交五部发布月度交易成交结果后下一个工作日开始，每个工作日均可受理月内交易。

（三）月内每个工作日 11:00 前，经营主体可填报并提交双边、挂牌交易需求。

（四）经营主体在规定时间内完成数据填报及提交，具体安排以月度市场交易公告为准。

（五）交易出清校核在区内省间交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，京交五部发布预成交结果。

（六）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。区内省间交易预成交结果发布后，由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。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。

（七）电网安全校核应当在1个工作日内完成。

（八）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。

（九）电力交易机构应当根据电网安全校核意见在1个工作日内完成削减并形成成交结果。

（十）成交结果应在形成1个工作日内由京交五部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向京交五部提出，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。

第五十八条 多日交易

（一）多日交易采取集中竞价和滚动撮合交易方式开展。

（二）多日交易按日连续开市，每日组织未来D日（执

行日)至D+2日三天交易,时段暂按小时划分。若按工作日开市,遇周末和节假日,假期前组织假期期间及假期后2个工作日交易。

(三)开市前1天16:00前,由电力调度机构根据最大外送、受入能力和剩余断面能力确定未来D日至D+2日各时段交易限额,通过数据交互录入电力交易平台作为购售双方申报约束条件。

(四)开市前1天17:00前,电力调度机构按日滚动发布未来D日至D+2日各时段电力平衡结果,为经营主体和电网企业参与多日交易提供参考。

(五)每日08:30开市,经营主体开始申报未来D日至D+2日各时段购售电信息。

(六)每日9:20截止集中竞价申报,9:25前完成集中竞价出清,并展示集中竞价预成交结果(购售双方分别展示本侧价格),所有未成交量价信息自动进入后续滚动撮合交易。

(七)每日9:30开始滚动撮合交易,经营主体可继续申报未来D日至D+2日各时段购售电信息。

(八)每日15:00闭市,电力交易平台发布集中竞价和滚动撮合交易预成交结果,电力调度机构对预成交结果进行安全校核。

(九)每日16:30前,电力调度机构完成安全校核。校核未通过的,京交五部按成交时间先后顺序由后向前对涉及的交易进行调减,调减后再次提交电力调度机构安全校核,

直至安全校核通过。

（十）每日 17:30 前，京交五部向经营主体发布成交结果和安全校核情况，并根据成交结果按均值法形成 96 点曲线，并生成交易合同。

（十一）经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向京交五部提出，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。

第四节 绿色电力交易组织

第五十九条 区内省间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，暂不采用多日交易模式组织。

第六十条 售电公司参与区内省间绿电交易时，应提前与电力用户在用户所属省电力交易平台建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第六十一条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与区内省间绿电交易时，应提前与分布式新能源在新能源所属省电力交易平台建立聚合服务关系，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。

第六十二条 区内省间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，适时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。

第六章 计量和结算

第一节 计 量

第六十三条 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。

第六十四条 参与区内省间市场的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。

第六十五条 区内省间输电通道的结算关口计量点原则上设在区内省间输电通道的上网关口和下网关口。

第六十六条 计量装置由产权所有单位按照相关规定管理。相关市场成员对计量数据存在疑义时，应由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，国网东北分部负责组织相关市场成员协商解决。

第六十七条 区内省间交易结算以电网企业和电力调度机构提供的结算关口自动采集计量电量数据为计算依据。电网企业和电力调度机构应保证电量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。经营主体应积极配

合并确保数据采集完整、准确。

第六十八条 电网企业和电力调度机构提供的电量数据应满足结算最小时段和周期的要求。每日提供前 1 日每 15 分钟电量数据，每月第 1 个工作日提供上月月度累计电量数据。

第六十九条 每月第 1 个工作日京交五部将省间联络线、直调电厂结算关口计量电量信息在电力交易平台进行发布，由各省级交易机构和相关发电企业进行确认。

第七十条 各省级交易机构及发电企业应于 3 个工作日内完成电量确认，逾期未确认视为已确认。如各省级交易机构、相关发电企业发现数据异常，应与数据提供方沟通，数据提供方负责协调更正数据，并将更新后数据重新推送至电力交易平台。

第七十一条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结 算

第七十二条 区内省间市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量电费结算等。

第七十三条 区内省间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，必要时（如国家电价政策调整等原因）可进行追退补或再次清算。

第七十四条 区内省间市场结算按照“照付不议、偏差结算”原则开展，合同电量与偏差电量分开结算。

第七十五条 结算关系

（一）京交五部以北京电力交易中心出具的跨区联络线外送电量的结算依据作为结算边界，开展区内省间市场结算及东北分部直购发电企业电量结算，向国网东北分部、各省级交易机构和相关经营主体出具结算依据。

（二）省级交易机构通过交易平台，将省间交易结算依据作为结算边界，结合经营主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

（三）电网企业依据国家有关规定和电力交易机构提供的结算依据进行电费结算，向经营主体出具电费结算账单，并向经营主体收付款。

第七十六条 电力调度机构将省间现货交易、应急调度、辅助服务、各类责任偏差电量等交易出清、执行结果和煤电机组最大出力及考核结果提供给电力交易机构，电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业统一进行电费结算。

（一）网调每日向京交五部提供当日省间现货出清结果、应急调度计划；每日 10:00 前提供前 1 日跨省调度执行计划，跨区跨省中长期交易、省间现货交易、应急调度执行结果及计划调整记录，相关结算关口分时计量电量数据等。

（二）省调每日向省级交易机构提供当日省间现货交易省内各电厂出清结果、省间应急调度计划；每日 10:00 前向省级交易机构提供前 1 日发电侧省间应急调度执行结果及计划调整记录等。

（三）网调每月前 3 个工作日内向京交五部提供上月直调煤电机组最大出力及考核结果和电力辅助服务相关费用。

第七十七条 电网企业将国家或各省（区）政府价格主管部门电价批复和调整信息提供给电力交易机构。

第七十八条 结算流程如下：

（一）依据购售电合同、交易合同确定交易结算关系、结算价格及交易曲线。

（二）每日汇总前 1 日省间现货交易、应急调度、有关经营主体和跨区跨省输电通道结算关口分时计量电量等信息，形成结算基础数据。

（三）依据本细则确定的结算原则完成区内省间交易日清分。日清分结果包含各类交易执行结果和偏差的电量、电价等。

（四）发布日清分结果。执行日后 3 个工作日内，京交五部将日清分结果通过交易平台向相关经营主体和省级交易机构发布。相关经营主体和省级交易机构在收到日清分结果后 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。相关经营主体和省级交易机构对日清分结果提出异议的，相关各方应在月度结算前共同完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致，影响月度结算的，纳入下一周期进行结算、追退补或清算。

（五）出具结算依据（核对版）。京交五部应于每月第 5 个工作日前，向相关经营主体、省级交易机构出具结算依据（核对版）。相关方在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。相关经营主体、省级交易机构提出异议的，京交五部应在 1 个工作日内组织相关各

方进行核实，达成一致的，相关经营主体和省级交易机构应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作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

（六）出具正式结算依据。结算依据（核对版）确认后，京交五部应于每月第8个工作日前，向国网东北分部、相关经营主体和省级交易机构发布上月正式结算依据。

（七）电网企业依据政策文件和电力交易机构出具的结算依据，开展电费结算。

第七十九条 区内省间绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本细则相关条款开展结算。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。

第八十条 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。同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第八十一条 绿电环境价值结算流程如下：

（一）省级交易机构应于每月第2个工作日前，向京交五部报送参与区内省间绿电交易发电侧、用电侧绿电环境价值结算基础数据。

（二）京交五部根据区内省间绿电交易合同电量和省级交易机构报送的发电侧、用电侧绿电环境价值结算基础数据，确认绿电环境价值结算电量，形成绿电环境价值结算结果，每月第3个工作日前反馈相关省级交易机构。

（三）区内省间绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第八十二条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第三节 输电损耗补偿

第八十三条 区内省间交易输电损耗电量包括区内跨省输电损耗电量、送出省的省内输电损耗电量。

第八十四条 区内省间交易输电损耗按照“谁受电、谁补偿”原则，由购方支付输电损耗补偿。

第八十五条 输电损耗补偿结算

（一）跨省输电损耗电量原则上采用电费补偿方式开展结算。国网东北分部以向国家能源局东北监管局报备的综合网损率计算省间交易网损折价，按省间交易电量收取网损电费；按照省间交易实际发生的网损电量以约定方式计算各省电网公司网损补偿电费。若国家另有文件明确的，按照相关文件要求计算。

(二) 送电省的省内输电损耗电量已包含在省内外送电的输电价格中，由送电省承担，不再单独进行输电损耗补偿。

第七章 偏差电量处理机制

第一节 偏差电量分类

第八十六条 区内省间交易在执行过程中形成的偏差电量分为波动偏差电量和责任偏差电量。

第八十七条 波动偏差电量指跨省专项工程、省间联络线、配套电源等调度控制点和计量点之间、联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划执行曲线与关口计量点计量电量之间的偏差。

第八十八条 责任偏差电量是指除波动偏差电量外，由于电网安全或购售双方自身原因，在调度执行时，交易合同曲线与调度计划执行曲线之间产生的偏差电量。

第八十九条 责任偏差分为无责偏差和有责偏差。无责偏差指因输电线路故障、电网设备检修变化、水电来水变化、安全控制需要引起的输电能力变化等电网安全运行要求产生的偏差；有责偏差指购售双方自身原因产生的偏差。

第九十条 当交易合同曲线与调度计划执行曲线出现偏差时，网调应提供无责偏差送方、受方、起止时段、电量，有责偏差有责方、无责方、起止时段、电量，京交五部据此开展偏差结算。

第九十一条 与中长期交易总合同电能流向相反的偏

差电量不再收取各环节输电费及网损费用。

第二节 波动偏差电量结算

第九十二条 波动偏差电量原则上采用按日清分、月合并、月结月清的方式结算。波动偏差电量送出省上网电价为当月区内省间中长期交易加权平均上网电价。

第三节 责任偏差电量结算

第九十三条 责任偏差电量原则上采用按日清分、月度结算、月结月清的方式结算。

第九十四条 网调及送、受双方省调须做好无责及有责偏差电量的送方、受方、有责方、无责方、起止时段、电量、涉及的经营主体明细等记录，随日计划执行曲线同步发送至京交五部。

第九十五条 无责偏差电量结算时，该偏差电量送方上网电价按其当月相应时段区内省间外送交易加权均价结算，若无当月相应时段区内省间外送交易，按最近月相应时段区内省间外送交易加权均价结算。

第九十六条 有责偏差电量结算时，当责任方多受或少送电量时，无责方偏差电量上网电价为双方相应时段市场最高电价；当责任方多送或少受电量时，无责方偏差电量购入电价为双方相应时段市场最低电价。

第八章 信息披露及报送

第九十七条 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。京交五部负责区内省间市场信息披露的实施。

第九十八条 市场成员对披露的区内省间市场信息内容、时限等有异议或者疑问的，可向京交五部提出，相关信息披露主体应予以解释。

第九十九条 参与区内省间交易的电力企业、电力调度机构、电力交易机构应按照有关要求，向国家能源局东北监管局报送与监管事项相关的文件、资料。报送信息遵循真实、及时、完整原则。

第一百条 其他信息披露及报送有关要求按照《电力企业信息报送规定》《电力市场信息披露基本规则》执行。

第九章 市场技术支持系统

第一百〇一条 省间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。

第一百〇二条 省间电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，省间电力交易平台与各省级交易机构电力交易平台、省间电力交易平台与国网东北分部的电力调度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。

第一百〇三条 省间电力交易平台应强化基础运行保

障能力，满足区内省间市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百〇四条 省间电力交易平台应对区内省间市场运行情况进行实时监测预警。

第十章 风险防控及争议处理

第一百〇五条 区内省间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。

第一百〇六条 京交五部、网调应制定区内省间市场风险防范及处置预案，按照有关程序对区内省间市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百〇七条 当区内省间市场运行发生紧急风险时，京交五部、网调根据国家能源局东北监管局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提交报告，按规定程序披露。

第一百〇八条 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、各省（区）政府有关主管部门依法协调，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、各省（区）政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十一章 法律责任

第一百〇九条 对于东北区域内电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，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。

第一百一十条 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。

第十二章 附 则

第一百一十一条 本细则由国家能源局东北监管局负责解释。

多日连续交易及部分偏差结算原则

一、多日连续交易交易组织流程和出清原则

第一条 组织流程

（一）公告发布。京交五部根据经营主体交易需求或有关规定，向相关经营主体发布交易公告。

（二）发布交易规模上限及电力平衡信息。网调组织各省调根据本省（区）最大外送、受入能力和省间剩余断面能力确定未来D日至D+2日三天交易规模上限（包括集中竞价和滚动撮合交易，下同），并录入电力交易平台作为购售双方申报约束条件。网调组织各省调按日滚动发布未来D日至D+2日三天电力平衡结果，并将东北电网及各省电力平衡结果录入电力交易平台，为经营主体和电网企业提供参考。

（三）集中竞价交易申报。经营主体于规定时间内于在电力交易平台进行交易申报，申报内容包括电量、电价等信息。

（四）集中竞价预出清。分时段对经营主体填报的电量、价格预出清。

（五）集中竞价预成交结果发布。京交五部发布集中竞价预成交结果，主要包括预成交量、曲线、价格。

（六）滚动撮合交易申报。经营主体于规定时间内于在电力交易平台进行交易申报，申报内容包括电量、电价等信

息。未成交的集中竞价申报信息进行保留。

（七）滚动撮合预出清。分时段对经营主体填报的电量、价格滚动匹配预出清。

（八）滚动撮合预成交结果发布。京交五部发布滚动撮合预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（九）交易校核。闭市后，电力交易平台发布经交易出清校核后的预成交结果，电力调度机构对预成交结果进行安全校核。京交五部将预成交结果提交网调，网调组织各省调进行安全校核，网调汇总各省调校核意见后，将校核意见反馈至京交五部。京交五部根据交易优先级对涉及的交易进行逆向调整，直至安全校核通过。同一优先级交易，各经营主体出清电量及曲线按照预成交结果等比例调减。

（十）成交结果发布。京交五部通过电力交易平台将成交结果向参与交易的经营主体发布，主要包括成交电量、曲线、价格；网调通过电力交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的经营主体发布。

第二条 出清原则

（一）多日连续交易中，在规定的起止时间内，经营主体随时申报购、售电信息，集中竞价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，滚动撮合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。

（二）交易开始前，参与交易购售双方在交易平台申报本次交易总电量需求上限。

（三）经营主体、电网企业可多次以电量包（申报的电量、价格等信息组合）的形式进行逐次申报电量及电价，直到达到其本次交易总电量需求上限，每个电量包对应一个申报价格，不限申报次数。申报电量均为送电端发电企业交易上网电量，购方申报落地侧电价、售方申报上网侧电价。已挂牌电量包不可修改，仅可撤销，撤销后可再次申报。集中竞价出清至滚动撮合交易开始前的时间内不可申报。未撤销且未成交的挂牌电量包在 D 日及之前有效，过期清理。

（四）集中竞价中将购方申报价格折算到售方，以价格差值积分和最大为目标，进行集中优化。滚动撮合中购方申报电量包按价格从高到低排序，售方申报电量包按价格从低到高排序。电量包匹配时同一关口购电价需大于售电价，按场内已挂牌电量包的价格进行出清。

（五）交易平台实时匿名显示各时段尚未成交的售方最低 5 档电价和对应的总申报量，以及购方最高 5 档电价和对应的总申报量。

（六）根据校核意见调减电量时，优先调减滚动撮合交易的预成交结果，再调减多通道集中竞价的预成交结果。

（七）除东北分部直调蒙东地区火电厂外，同一省（区）内经营主体间不成交。

二、直调蒙东火电偏差结算原则

第一条 东北分部直调蒙东火电（以下简称“直调蒙东火电”）联络线波动偏差电量按月度结算，在直调蒙东火电的同向偏差电量中按比例分摊（即正波动偏差电量向超发电

量分摊、负波动偏差电量向欠发电量分摊）。

第二条 直调蒙东火电机组免责偏差电量为实际上网电量与调度计划执行曲线（包括中长期、现货、应急调度、省间互济等交易及调度标记的各类偏差）之间差值在 $\pm 5\%$ 及以内的偏差电量，或由于电网安全原因产生的偏差电量，其中电网安全原因产生的偏差电量，网调须做好送方、受方、起止时段、电量等记录，随日计划执行曲线同步发送至京交五部。直调蒙东火电机组责任偏差电量是指发电企业因自身原因造成调度计划执行曲线与交易合同曲线之间的差值。直调蒙东火电实际上网电量与调度计划执行曲线之间差值超过 $\pm 5\%$ 的偏差电量，视同机组责任偏差电量，其中，网调标记的机组责任偏差电量，须做好偏差电量的有责方、无责方、起止时段、电量等记录，随日计划执行曲线同步发送至京交五部。。

第三条 机组免责偏差电量按直调蒙东火电当月中长期交易加权平均电价结算。网调标记的机组责任偏差电量，超发电量按直调蒙东火电当日对应时段市场化交易最低电价结算，欠发电量按直调蒙东火电当日对应时段市场化交易最高电价结算。调度计划曲线 $\pm 5\%$ 以外的偏差电量，超发电量按直调蒙东火电当月中长期交易最低电价的90%结算，欠发电量按直调蒙东火电当月中长期交易最高电价的110%结算。月度结算时，机组责任偏差电量产生的不平衡资金按直调蒙东火电当月上网电量扣除有责偏差电量后比例分摊或返还。