

华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 为规范华北区域省间电力中长期交易，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，服务京津冀协同发展、黄河流域生态保护和高质量发展、环渤海经济圈建设等国家战略，根据中共中央、国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、国务院办公厅《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《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 本细则所称华北区域省间电力中长期市场（以下简称“华北省间市场”），指华北电网区域内已经完成市场注册的经营主体，通过双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易、滚动撮合交易等市场化方式，开展的数年、年、多月、月、月内等跨省网控制区中长期交易的市场。

第三条 本细则适用于华北省间市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第四条 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。

第五条 国家能源局华北监管局会同区域内电力监管机构 and 各地政府部门按照各自职能依法开展华北省间交易的监督与管理。

第二章 总体要求

第六条 统筹推进电力中长期市场、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 促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与省（区、市）电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。加强区域内省间交易机制创新，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 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、市场结算、市场注册、运营监测、技术

保障等人员)应满足华北省间市场按日连续运营要求。

第十条 电力中长期技术支持系统(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

第十一条 市场成员包括经营主体、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;市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第十二条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及各省(区、市)电力市场相关细则要求,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。经营主体在完成市场注册后,方可参与华北省间市场。

第十三条 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。

第十四条 独立储能等具备双向功率交互特性的新型经营主体，应参照发电企业、电力用户分别参与电力中长期交易。其中，在放电（上网）时段应按发电企业身份参与交易，在充电（下网）时段应按电力用户身份参与交易。同一交易序列同一时段，不得同时以发电企业和电力用户身份参与交易。

第十五条 电网企业包括国家电网有限公司华北分部、国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网冀北电力有限公司、国网河北省电力有限公司、国网山西省电力有限公司、国网山东省电力公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司。电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为经营主体。

第十六条 电力交易机构包括北京电力交易中心市场交易二部（以下简称“京交二部”）、华北电网区域内各省（区、市）电力交易中心（以下简称“省级交易中心”）。

第十七条 电力调度机构包括国网华北分部调度控制中心（以下简称“网调”）、华北电网区域内各省（区、市）电网公司调度控制中心（以下简称“省调”）。

第十八条 京津唐电网由国家电网有限公司华北分部统筹参与华北省间市场，国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网冀北电力有限公司配合。

第十九条 电力市场成员的权利和义务按照《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》等有关规定执

行。

第四章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第二十条 华北省间交易包括电能量交易、绿色电力交易、合同转让等品种。

第二十一条 电能量交易的标的物为分时段电能量，主要包括跨省厂网交易和跨省电力直接交易。

（一）跨省厂网交易是指发电企业与其他省份电网企业之间开展的跨省中长期交易，主要指跨省优先发电规模计划电量、跨省市场化交易电量。跨省优先发电规模计划电量是指根据国家指令性计划、地方政府框架协议确定的电量，包括保量保价电量、保量竞价电量。跨省市场化交易电量是指跨省优先发电规模计划电量之外，利用区域内省间输电通道富余能力交易的电量。

（二）跨省电力直接交易是指电力用户、售电公司与其他省份发电企业之间开展的跨省中长期交易，经营主体参与跨省电力直接交易根据国家电力市场化改革的进展有序推进。

第二十二条 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力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”）。华北省间绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力

交易平台向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十三条 合同转让交易指合同其中一方经营主体将未履行的合同全部或部分转让给第三方经营主体，包括跨省交易合同在省内和省间的转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致，应一并转让对应的绿色电力环境价值。

第二节 交易方式

第二十四条 华北省间交易方式包括双边协商交易和集中交易，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。

第二十五条 双边协商指购售双方协商一致后，由一方经营主体通过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要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。

第二十六条 集中竞价（含多通道集中竞价）指在规定的交易申报截止时间前，经营主体提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，由交易平台汇总并按市场规则统一出清成交的交易方式。出清主要采用边际电价法或报价撮合法（附件一）。

第二十七条 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

间优先等原则成交的交易方式（附件二）。

第二十八条 挂牌交易指经营主体通过交易平台将需求电量、价格、电力曲线等信息向多个交易意向方发布要约（挂牌），由交易意向方按规则接受该要约（摘牌）的交易方式。挂牌交易包括单向挂牌交易和双向挂牌交易。

（一）单向挂牌交易指在规定的交易时限内，购电方或者售电方其中一方提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方在规定的时间内摘牌，摘牌可摘全部或部分电量，成交价格为挂牌价。摘牌不分时间先后，当摘牌电量大于挂牌电量时，按摘牌电量等比例成交。

（二）双向挂牌交易指在规定的交易时限内，购电方或者售电方任意一方随时提出购（售）电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方摘牌，摘牌可摘全部或部分电量，摘牌即时成交，电量摘完即止，成交价格为挂牌价。未成交挂牌电量可随时撤销挂牌。

第二十九条 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。

第三十条 华北省间交易按照 24 时组织申报预出清，按照线性插值法（附件三）由 24 时电力扩展为 96 点电力执行。条件具备时，可按照 96 点开展交易。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第三十一条 华北区域省间电力中长期交易由京交二部会同各省级交易中心组织开展。

第三十二条 交易组织前，数年交易电量须分解到年，在年度交易阶段电量及电力曲线分解到月及日；月度、月内、多日交易电量及电力曲线须分解到日。

第三十三条 年度（含数年）、月度市场定期开市，月内市场按日连续开市。京交二部统筹华北省间交易时序安排，协同省级交易中心编制交易日历。

原则上年度交易日历在上年度 11 月初发布，月度交易日历（包含月内交易信息）在上月上旬发布，交易日历包含各类年度（月度及月内）交易申报时间、出清时间安排等相关信息。

第三十四条 市场交易公告内容包括：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，年度市场交易公告应在年度交易申报前 3 个工作日，于 17:30 前发布；月度市场交易公告应在月度交易申报前 1 个工作日，于 17:30 前发布；月内市场不再发布交易公告。

第三十五条 特高压配套电源应足额落实优先发电规模计划，在优先组织受电省交易的基础上，如月内市场仍有富余能力，可通过市场化方式参与省间中长期交易。

第三十六条 新型储能、虚拟电厂等调节性资源参与华
北省间交易时，应优先保障所在省网控制区的电力平衡和新
能源消纳需求。当所在省网控制区仍有富裕调节能力时，新
型储能、虚拟电厂可参加华北省间交易，优先采用多通道集
中竞价、滚动撮合交易方式。

第三十七条 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。

第二节 交易约束

第三十八条 在华北省间交易开展前，应在交易公告或
系统设置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。

第三十九条 网调、省调通过电力交易平台发布并动态
更新各关键断面（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安全约束
信息。网调、省调须向对应电力交易机构提供各调管电厂分
时段可用发电能力。

第四十条 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）。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。

经营主体的省间交易和省内交易共用申报限额。

第四十一条 发电企业、虚拟电厂、独立新型储能等经营主体不得在不具备发（放）电能力时间段售出电量，在单笔电力交易中的售电量或受让合同电量不得超过其剩余最大发（放）电能力，购电量或出让合同电量不得超过其剩余合同电量的净值。

第四十二条 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，且在单笔交易中的售电量不得超过已购入电能量的限值（扣除已转让合同电量后的净购电量），具体计算方法由各省规则确定。

第四十三条 优先发电规模计划电量参与省间电力直接交易，购入方省网调度机构可提出电力曲线或总体分时段上下限电力需求，以满足保供要求。

第四十四条 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。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。

第四十五条 京交二部根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果，提交网调统一进行安全校核。交易优先级参照跨区跨省规则优先级执行。

第三节 交易组织时序

第四十六条 年度交易

（一）年度市场开展数年、年度交易，数年交易以 1 年

以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年的电量作为交易标的物。交易应分解到月及日，确定分月电量，还应确定分时段曲线。年度交易原则上每年开展一次，数年交易可根据经营主体需要适时开展。

（二）年度、数年交易主要采用双边协商、集中竞价和挂牌交易方式，经营主体在公告规定时间内完成交易申报，经交易出清校核后，由电力交易平台形成预成交结果。

（三）年度交易（含执行时间在次年的数年交易）预成交结果提交网调进行安全校核。网调在5个工作日内完成并返回安全校核结果，由电力交易机构发布。校核未通过的，京交二部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（四）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交二部提出，由京交二部会同网调在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。

第四十七条 月度交易

（一）月度市场开展月度交易，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一次，多月交易可根据经营主体需要适时开展。

（二）月度交易主要采用双边协商、集中竞价和挂牌交易方式。经营主体在公告规定时间内完成交易申报，经交易出清校核后，由交易中心形成预成交结果。

（三）月度交易预成交结果提交网调进行安全校核。网调在2个工作日内完成并返回安全校核结果，由电力交易机构发布。校核未通过的，京交二部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（四）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交二部提出，由京交二部会同网调在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。

第四十八条 月内交易

（一）月内交易以月内剩余天数或特定天数的电量作为交易标的物。

（二）月内交易可采用双边协商、集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易方式，经营主体在公告规定时间内完成交易申报，由交易中心形成预成交结果。

（三）月内交易预成交结果提交网调进行安全校核。网调在1个工作日内完成并返回安全校核结果，经交易出清校核后，由电力交易机构发布。校核未通过的，京交二部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（四）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交二部提出，由京交二部会同网调在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。

第四十九条 月内连续交易

（一）月内连续交易是以 D 日（执行日）24 时段电量为交易标的物的交易，按自然日连续运营，当前按 D-3 日组织开展。条件具备时可按 D-2 日组织开展，D-2 日组织开展前，市场运营机构应通过交易公告等形式向市场主体明确，并及时向华北能源监管局备案。储能、负荷侧等灵活调节资源优先参与月内连续交易。

（二）月内连续交易可采用多通道集中竞价、滚动撮合方式。

（三）D-3 日 09:00-11:30，经营主体在交易平台申报每日分时段电量、电价，经营主体须在规定申报时间内完成申报。

（四）D-3 日 18:00 前，京交二部按规则完成交易结果出清，在交易平台发布预成交结果，并提交电力调度机构开展安全校核。

（五）D-2 日 16:30 前，电力调度机构完成安全校核。校核未通过的，京交二部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。其中，滚动撮合交易按照时间顺序由后向前调减。

（六）D-2 日 18:00 前，京交二部发布成交结果，电力调度机构发布安全校核情况及原因。

（七）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个自然日内向京交二部提出，由京交二部会同网调在 1 个

自然日内给予解释。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

第五十条 鼓励以绿色电力交易形式落实跨区跨省新能源优先发电规模计划。鼓励发电企业与电力用户签订数年绿电中长期合同。推动数年绿色电力交易在年度、月度市场按需开展。

第五十一条 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。

第五十二条 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。

第五十三条 分布式发电聚合商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。

第五十四条 分布式发电聚合商在批发市场，以发电企业身份与电力用户、售电公司开展绿色电力交易，进行批发侧结算和不平衡资金分摊。

第五十五条 针对月度及更长周期绿色电力交易，在合同各方协商一致并确保绿色电力可追踪溯源的前提下，可按多月、月或更短周期开展绿色电力交易合同转让交易，经营主体转让合同电量时一同转让绿色电力环境价值。

第五十六条 购售双方在协商一致的前提下，可针对通过双边协商方式达成的绿色电力交易次月及后续月份未执行合同进行合同价格调整。合同价格调整通过电力交易平台开展。

第五十七条 在年度或多月绿色电力交易合同的执行周期内，购售双方可协商一致通过电力交易平台调整后续各月的合同分月电量，调整前后合同总量保持不变。开展分时段绿色电力交易的，调整前后合同各时段总量保持不变。年度或多月合同调整后需通过电力调度机构安全校核。

第五十八条 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。

第五节 合同转让及合同调整

第五十九条 合同转让主要采用双边协商方式。拟出让交易合同的经营主体与受让方经营主体协商一致并告知对侧经营主体无异议后，在交易平台填报转让意向，受让方经营主体对转让意向进行确认。

第六十条 售方的交易合同转让原则上应保持购方落地省的落地价格不变，购方的交易合同转让原则上应保持售方的上网价格不变。

第六十一条 若合同转让至其他省的经营主体，或转让后省间输电通道发生变化，需经过电力调度机构安全校核。

第六十二条 因来水、新能源出力变化、煤电运营情况等原因，经购售主体申请后，可对配套新能源、配套火电合同进行调整。月内市场富余能力通过市场化方式形成的省间交易合同暂不进行调整。

（一）合同调整主要采用双边协商交易方式。仅涉及价格调整的，不需电力调度机构安全校核，达成价格调整后合同生效。调整交易电量、电力时，仅可进行调减，需经过电力调度机构安全校核。

（二）采用灵活浮动价格机制的交易（原交易开展时应填报初始价格），可通过合同调整交易调整价格。若未填报，则按初始价格出具结算依据。

第六十三条 关停机组、燃气压减等替代发电需求，在政府主管部门发文、市场主体申请后按需开展发电替代交易，可采用双边协商、挂牌、滚动撮合等交易方式。

第六章 交易校核

第六十四条 华北区域省间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。

第六十五条 交易出清校核

（一）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，由京交二部组织各省级电力交易机构完成。

（二）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。

（三）相关电力交易机构可结合各省省内市场运行情况以及有关政策要求，考虑省间省内已达成交易合同电力电量，对经营主体申报电力电量进行审核，对超能力的申报数据进行调减。

第六十六条 电网安全校核

（一）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。数年交易，应逐年与相应年度的年度交易一同开展电网安全校核。

（二）华南省间交易安全校核由网调统一牵头，电力调度机构按照调度管辖范围、职责界面负责相应电力交易的安全校核工作，并由网调汇总各省级电力调度机构出具的安全校核意见形成最终的校核结论，推送至京交二部。

（三）电力调度机构在规定时间内按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、通道阻塞管理、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。

（四）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，月内连续交易 1 个自然日。

（五）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。

（六）电力交易机构应当根据电网安全校核意见，在规定时间内按交易优先级逆序削减，直至安全校核通过。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，月内连续交易 1 个自然日。

（七）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 价格机制

第六十七条 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，各省（区、市）价格主管部门会同电力运行主管部门、电力监管机构组织制定价格结算实施细则，组织落实价格结算具体要求。

第六十八条 除保量保价优先发电计划电量执行政府确定的价格外，华北省间交易的成交价格由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

第六十九条 中长期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。

第七十条 华北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。华北省间交易价格，含

税，包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第七十一条 跨区跨省输电通道的输电价格、输电损耗按照政府主管部门核定或报备文件执行。输电费用收取按照国家有关规定执行。输电损耗折价公式：输电损耗价格=交易送出电价×批复或报备输电损耗率/（1-批复或报备输电损耗率）。

第七十二条 华北省间交易有关可再生能源电价附加补助资金、参与华北省间交易送电的燃煤机组容量电价，按照国家有关规定执行。参与跨区跨省交易的两部制电价经营主体，基本电价按现行标准执行。

第七十三条 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。

第七十四条 集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可按交易周期进行分类限价，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。华北区内省间集中竞价交易限价与跨区跨省交易保持一致，参照跨区跨省中长期交易实施细则执行。

第八章 合同管理

第一节 合同签订与执行

第七十五条 各市场成员在开展华北省间中长期交易时

应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。交易合同应当明确购电方、售电方、输电方、电量、电力曲线、电价、结算关口、结算方等内容。

第七十六条 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。

第七十七条 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。

第七十八条 经安全校核后的华南省间交易成交结果作为执行依据，相关市场成员应当严格执行、认真履约。发现不具备执行交易结果能力时，应及时通过跨省合同转让交易等方式减少影响。

第七十九条 除不可抗力、输电方原因外，购电方、售电方未执行交易结果，由省调、省级交易中心按照省内市场规则调整省内其他发电企业发电，保障省间联络线电量送出或受入。

第八十条 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，并向经营主体进行相关信息披露。

第二节可中断交易合同

第八十一条 为最大限度促进省间电力资源互助互济，

兼顾新能源出力不确定性，以及售电省在极端气候等特殊情况下的保供需求，华北省间交易可采用可中断交易方式。

第八十二条 对于双边交易，需提供购售双方均盖章的协议；对于集中交易，可由购电省提供盖章申请，并在交易平台挂载。协议或申请中约定可中断条款，包括但不限于可中断的启动条件、可中断提出时限、最大可中断电力及中断补偿。

第八十三条 当售电省出现超预期高负荷、新能源预测远低于预期、电煤燃气供应严重短缺等预计会导致拉限电的特殊情况时，售电省调度机构根据交易平台挂载的盖章协议或申请约定的条款，提出盖章版可中断申请，并提供给售电省交易机构审核。

第八十四条 为便于购电省安排需求侧管理措施，售电省交易机构将审核通过的可中断申请在 D-3 日 17:00 前提供给京交二部，每次中断的最长时限为 7 天。

第八十五条 京交二部将审核通过的可中断申请提供给网调，在网调反馈校核意见后，京交二部按等比例原则削减原交易结果，校核通过后发布可中断交易结果。

第九章 计量与结算

第一节 计量

第八十六条 电网企业与经营主体的结算关口计量装置原则上安装在产权分界点，由电网企业与经营主体在有关合

同中约定明确，若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

第八十七条 华北直调发电企业使用多条线路接入电网，且不同线路之间存在电网资产分隔的，该发电企业各条线路对应的上网电量和用电电量应分别独立计量，不同线路间的上网电量与下网电量不得相互冲抵。

第八十八条 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。计量装置必须通过计量管理部门认可及相关部门验收。

第八十九条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并对抄录电量按性质分类区分，明确划分调试期电量、商业化运行电量等成分，将分类标注的计量电量数据推送至电力交易机构。

第九十条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。发电企业、电力用户结算关口和跨省输电通道的关口电能计量装置原则上应每日抄表，每日抄录前一日 24 小时的计量数据，具备条件时抄录每 15 分钟计量数据，其中每月 1 日还需抄录上月月末日 96 点计量数据。

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。

第九十二条 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。

第九十三条 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。

第九十四条 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

第九十五条 结算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有关政策文件和市场规则要求，向经营主体和电网企业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经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对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。

第九十六条 本节条款适用于华北区域省间电力中长期交易结算业务，各省省内结算工作按照价格主管部门相关要求，参照省内规则执行。

第九十七条 结算关系

（一）京交二部以北京电力交易中心出具的跨区联络线结算依据作为结算边界，开展区内省间市场结算及国网华北

分部直调发电企业电量结算。各省（市、自治区）电网企业、华北网调直调发电企业的结算依据由京交二部出具。

（二）省级交易中心通过交易平台，将省间交易结算依据作为结算边界，结合各省（市、自治区）市场规则及价格政策、经营主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。电力用户、售电公司、除华北网调直调外发电企业的结算依据由所在省级交易中心出具。

（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。

第九十八条 华北区域省间电力中长期交易（含特高压）结算采用“日清月结”的结算模式，根据调度机构每日提供的前一日省间中长期交易 96 时执行结果及调整原因说明，按日进行量价清分、偏差计算，形成日清分结果。月度结算结果应由日清分结果累计值形成，以自然月为周期形成结算依据。

第九十九条 每月第 5 个工作日内，京交二部依据日清分结果等数据形成上月结算依据（核对版），发送给相关经营主体电网企业核对，相关方应在 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。

第一百条 相关经营主体、电网企业提出异议的，京交二部应在 1 个工作日内组织相关方进行协商与核实，达成一致的，相关经营主体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。

第一百〇一条 每月第8个工作日前，京交二部应向市场经营主体、区域内各电网企业通过电力交易平台出具上月正式结算依据，包括但不限于交易月份、结算对象、交易成分、结算电量、电价、电费、偏差费用、辅助服务、两个细则等。

第一百〇二条 国网华北分部根据有关政策文件和交易依据按月分别与售电省电网企业和购电省电网企业进行结算。

第一百〇三条 特高压配套新能源（保障性收购除外）参与京津唐电网平衡的，其送京津唐电网交易结算原则参照《京津唐电网电力中长期交易实施细则》执行。

第一百〇四条 省间交易因偏差结算价差产生的不平衡资金，按照相关市场主体合约电量比例按月进行分摊或分享。

第一百〇五条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。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。

第一百〇六条 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》执行。

第十章 偏差电量处理机制

第一节 偏差电量分类

第一百〇九条 华南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。

第一百一十条 波动偏差电量指跨省输电通道、配套电源和其他跨省电源等调度控制点和计量点之间、交流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。

第一百一十一条 责任偏差电量是指跨省交易中，由于购售双方自身原因，在执行交易合同曲线时与调度计划执行曲线之间形成的偏差。

第一百一十二条 网调应及时提供交易执行偏差的原因，京交二部进行责任认定并开展结算。

第二节 波动偏差电量结算

第一百一十三条 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。

第一百一十四条 跨省通道波动偏差电量视为在跨区跨省通道首末端省级电网（控制区）送受电量。特高压配套电源波动偏差电量视为配套电源与其接入省级电网（控制区）送受电量。

第一百一十五条 送出方电价叠加输电价格、线损折价后形成受入方落地电价。输电价格按照政府主管部门核定标准执行。

第一百一十六条 跨省通道波动偏差电量按送出省级电网（控制区）所属省内市场同一周期发电侧实时月度加权出清均价结算；送出省（控制区）现货市场未开展正式运行或结算试运行的，波动偏差电量按该省（控制区）同一周期代理购电当月加权平均电价结算。

第一百一十七条 配套电源波动偏差电量按接入省（控制区）同一周期发电侧实时月度加权出清均价结算。省级现货市场未开展正式运行或整月结算试运行的，配套电源波动偏差电量按该电厂当月年度（含多月）、月度中长期交易成交结果交易均价结算。

第一百一十八条 若购售双方在交易合同或购售电合同中已明确波动偏差电量有关结算价格，按合同相关约定执行。

第三节 责任偏差电量结算

第一百一十九条 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。

第一百二十条 责任偏差产生原因分为“售方（电厂或

送出省)申请”“购方(受入省)申请”“受入省清洁能源消纳需求”“安全运行要求”4类,调度机构应记录原因,并随日计划执行曲线同步发送至交易机构。

(一)售方(电厂或送出省)因来水(煤)变化、机组故障、省内检修变化、省内平衡困难、省内断面越限等导致需要变更执行曲线的,由发电企业或送出省电网企业(电力调度机构)向调度机构提出申请,认定为售方责任。

(二)购方(受入省)因来水(煤)变化、机组故障、省内检修变化、省内平衡困难、省内断面越限、满足受入省清洁能源优先消纳需求等导致需要变更执行曲线的,由受入省电网企业(电力调度机构)向调度机构提出申请,认定为购方责任。

(三)售方责任,由售方按照交易合同曲线(原则上送出侧)与调度执行曲线结果之差电量,按照该时段合同电价的比例 L 支付偏差费用给购方。

(四)购方责任,由购方按照交易合同曲线(原则上送出侧)与调度执行曲线结果之差电量,按照该时段合同电价的比例 M 支付偏差费用给售方。

(五)网调直接调度管理电厂合同电价指电厂上网电价,其他交易合同电价指送出省送出电价。

(六) L 、 M 的取值暂默认取0.1进行结算。若购售双方在购售电合同中另行明确的,按合同相关约定执行。

第一百二十一条 售方责任产生的责任偏差电费由售

方支付至购方，由该笔省间中长期交易全部责任售方按出清电量占比分摊，由该笔省间中长期交易全部购方按出清电量占比分享。若责任售方或购方是省级电网企业的，该电费按各地有关规定在当月结算周期内及时疏导。

第一百二十二条 购方责任产生的责任偏差电费由购方支付至售方，由该笔省间中长期交易全部购方按出清电量占比分摊，由该笔省间中长期交易全部售方按出清电量占比分享。若售方或购方是省级电网企业的，该电费按各地有关规定在当月结算周期内及时疏导。

第一百二十三条 配套电源控制区内的经营主体签订协议明确责任偏差在控制区内的责任认定、费用分配方式的，按协议相关约定执行。

第一百二十四条 偏差责任免除情形如下：

（一）由于“电网安全运行”需要，主要包括输电线路故障、电网设备检修变化、安全控制需要引起的输电能力变化、不可抗力等对调度计划调整。调度机构出具偏差责任认定报告，相关发电企业或送出省电网企业将报告提交至交易机构，交易机构向能源监管部门报备后，可免除主体责任偏差考核。

（二）政府主管部门认定的其他情形。相关发电企业或送出省电网企业取得地市级政府认定报告并提交至交易机构，交易机构向能源监管部门报备后，可免除主体责任偏差考核。

第十一章 信息披露

第一百二十五条 京交二部负责华北省间市场信息披露的实施。市场成员根据规定，按照标准数据格式及时在信息披露平台披露信息。

第一百二十六条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期披露。预测类信息应在交易申报开始前披露，运行类信息应在运行日次日披露。

第一百二十七条 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。

第一百二十八条 市场成员在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第一百二十九条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第一百三十条 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。

第十二章 市场技术支持系统

第一百三十一条 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。

第一百三十二条 交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，交易平台间、交易平台与电力调度机构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。

第一百三十三条 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。

第一百三十四条 各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”。

第一百三十五条 交易平台应对华北省间市场运行情况进行监测预警。

第十三章 风险防控及争议处理

第一百三十六条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向华北能源监管局提交市场监控分析报告。

第一百三十七条 电力交易机构、电力调度机构制定华北省间交易市场风险防范及处置预案，按照有关程序对华北省间市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百三十八条 当华南省间市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据华北能源监管局有关规定执行市场干预措施，并在3个工作日内向华北能源监管局提交报告，按规定程序披露。

第一百三十九条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施，并及时将干预措施实施情况报送华北能源监管局。

（一）电力系统内发生事故危及电网安全的；

（二）发生恶意串通操纵市场等行为，并影响交易结果的；

（三）市场技术支持系统发生故障，导致交易无法正常进行的；

（四）政策调整或外部环境变化导致市场交易严重不平衡的；

（五）不可抗力导致交易不能正常开展的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百四十条 对于在市场注册、交易、结算、信息披露等环节存在异常交易风险的经营主体，电力交易机构可以采取要求经营主体说明情况、谈话提醒、发布书面风险提示函、发布风险警示公告等措施，促进经营主体遵守细则。对于严重违反本细则的行为，报请华北能源监管局按照《电力监管条例》《电力市场监管办法》等有关法律法规处理。

第一百四十一条 市场成员产生争议时，可自行协商解

决，协商无法达成一致时可提交华北能源监管局及所在地国家能源局派出机构、地方政府主管部门依法协调，也可提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。市场成员应向华北能源监管局及所在地国家能源局派出机构、地方政府主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十四章 法律责任

第一百四十二条 对于华北区域内电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，由相应监管机构依照《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。

第一百四十三条 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。

第十五章 附则

第一百四十四条 本细则由华北能源监管局负责解释。

第一百四十五条 本细则与国家政策、文件规定存在不一致的，按照国家政策、文件规定执行。

第一百四十六条 本细则自发布之日起施行，有效期五年。

集中竞价出清算法

一、边际电价法

1. 边际电价出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序累加形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量。

2. 当购方申报曲线与售方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。计算后的售方报价低于边际出清价格的售方申报电量、计算后的购方报价高于边际出清价格的购方申报电量成交；若边际出清价格对应的购方申报电量与售方申报电量不等，预出清电量取二者较小值。

边际出清价格 P_0 ，满足：

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

售方预出清电量 Q_s 为：

$$Q_s = \sum_{p=0}^{P=P_0} Q_s(p)$$

其中， $Q_s(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量。

购方预出清电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=P_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为计算后购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_s, Q_D\}$$

3.当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价大于售方报价时，预出清电量为购方与售方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定。 K_1 的取值或计算方法由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。

报价差值 P_{Δ} 为：

$$P_{\Delta} = P_{Dmin} - P_{Smax}$$

其中， P_{Dmin} 为计算后的购方成交电量报价的最小值， P_{Smax} 为计算后的售方成交电量报价的最大值。

当购方报价始终大于售方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{Dmin} - K_1 \times P_{\Delta}$$

$$\text{或 } P_0 = P_{Smax} + (1 - K_1) \times P_{\Delta}$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售方可成交电量 Q_s 为：

$$Q_s = \sum_{p=P_{Smin}}^{P=P_{Smax}} Q_s(p)$$

其中， $Q_s(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量， P_{Smin} 为售方报价最小值。

购方可成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=P_{Dmin}}^{P=P_{Dmax}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， P_{Dmax} 为购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_s, Q_D\}$$

4. 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价小于计算后的售方报价时，没有成交电量。

当购方报价始终小于售方报价时，有

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P) < S_{\text{售方申报曲线}}(P)$$

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

二、报价撮合法

1. 报价撮合法中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合出清。

2. 由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则上，不限定撮合匹配对应关系，分别安排购售方交易计划；合同执行完毕后，双方分别进行结算和偏差处理。

3. 按出清序列将计算后的购方报价与售方报价相减形成价差对 P'_Δ 。

$$P'_\Delta = P_{\text{购方报价}} - P_{\text{售方报价}}$$

其中， $P_{\text{购方报价}}$ 为计算后的购方报价， $P_{\text{售方报价}}$ 为计算后的售方报价。

4. 报价撮合的确定方法为：

(1) 当计算后的购方报价大于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配

对双方报价的价差对系数 K_2 来确定。 K_2 的取值或计算方法由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。

当购方报价大于售方报价时，有

$$P_{\text{购方报价}} > P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_D = P_{\text{购方报价}} - K_2 \times P_{\Delta}'$$

$$P_S = P_{\text{售方报价}} + (1 - K_2) \times P_{\Delta}'$$

其中， K_2 为报价的价差对系数。

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

（2）当计算后的购方报价等于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购方报价等于售方报价时，

$$P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

（3）在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或计算后的购方报价低于计算后的售方报价为止。

三、多通道集中竞价出清

1.购售双方分别在落地侧、上网侧交易关口申报分时段电量（或电力）、价格等信息。

2.将购方申报价格按照所有可行交易路径，按如下公式折算到售方，并计算购售方之间的价格差值：

$$S(o,d,r,t)=P_d(t)-C_{d,r}(t)-P_o(t)$$

$S(o,d,r,t)$ 表示售方 o 、购方 d 经交易路径 r 在 t 时段达成交易，购售双方申报价格扣减输电费和网损折价后的价格差值；其中， $P_d(t)$ 、 $P_o(t)$ 分别表示购方 d 、售方 o 在 t 时段的申报价格； $C_{d,r}(t)$ 表示购方 d 在 t 时段从交易路径 r 购电所需要承担的输电费和网损折价。

3.价格差值小于零的购售方组合不参与集中优化出清。

4.以价格差值积分和最大为目标，根据电力调度机构提供的通道可用输电容量及潮流分布因子等参数后，进行多通道集中优化。优化目标和约束条件如下。

（1）优化目标

其中： $\max U = \sum_t \sum_r \sum_o \sum_d F_{od,r}(t) * (P_d(t) - C_{d,r}(t) - P_o(t))$
 U 表示价格差值积分和；

$F_{od,r}(t)$ 表示每个购售组合 (o,d) 在可行交易路径 r 上 t 时段的售方侧中标电量或电力；

（2）约束条件

条件 1：交、直流通道可用输电容量约束

$$TF_{tie}(t) \leq ATC_{tie}(t)$$

$TF_{tie}(t)$ 表示本次交易在输电通道 tie 在 t 时段的电量/电力；

$ATC_{tie}(t)$ 表示交、直流输电通道 tie 在 t 时段的最大可用输电容量。

条件 2：售方中标分时段电量/电力约束

$$\sum \sum F_{od,r}(t) \leq Q_o(t)$$

$Q_o(t)$ 表示售方 o 在 t 时段申报的分时段电量/电力售电需求。

条件 3：购方中标分时段电量/电力约束

$$\sum \sum F_{od,r}(t) * \prod (1 - \delta_e) \leq Q_d(t)$$

$Q_d(t)$ 表示购方 d 在 t 时段申报的分时段电量/电力购电需求；

δ_e 表示通道或节点 e 的网损系数；

E_r 表示交易路径 r 上经由的所有输电通道或节点的集合。

条件 4：最大外送限额约束

$$\sum \sum \sum F_{od,r}(t) \leq L_{sp}(t)$$

$L_{sp}(t)$ 表示外送省 sp 在 t 时段的最大外送限额值，由外送省电网企业在交易平台填报；

O_{sp} 表示外送省 sp 包含的所有售方集合。

条件 5：最大外购限额约束

$$\sum \sum \sum F_{od,r}(t) * \prod (1 - \delta_e(t)) \leq L_{dp}(t)$$

$L_{dp}(t)$ 表示外购省 dp 在 t 时段的最大外购限额值，由外购省电网企业在交易平台填报；

D_{dp} 表示外购省 dp 包含的所有购方 d 的集合。

条件 6：联络线集群 ATC 约束

$$\sum TF_{tie}(t) * MF_{mt}(tie) \leq ATC_{mt}(t)$$

$ATC_{mt}(t)$ 表示联络线集群 mt 在 t 时段的最大剩余可用输电能力；

T_{mt} 表示联络线集群 mt 中所包含的输电通道 tie 的集合；

$MF_{mt}(tie)$ 表示输电通道 tie 在联络线集群 mt 潮流计算中的系数。

条件 7：多省节点联合外送限额约束

$$\sum \sum \sum F_{od,r}(t) \leq ML_{mp}(t)$$

$ML_{mp}(t)$ 表示省节点集合 mp 在 t 时段的最大外送限额值；

O_{mp} 表示省节点集合 mp 中所包含的售方 o 的集合。

5.在不改变售方中标电量/电力、不改变通道出清电量/电力的前提下，按以下原则调整优化结果，确保每一售方经营主体在各可行交易路径（考虑输电费和网损后价差大于等于 0）上出清比例一致。

（1）计算交易路径出清电量/电力

$$FT_r(t) = \sum \sum F_{od,r}(t)$$

$FT_r(t)$ 为路径 r 上 t 时段出清电量/电力。

（2）计算售方经营主体出清电量/电力

$$FO_o(t) = \sum \sum F_{od,r}(t)$$

$FO_o(t)$ 为售方 o 在 t 时段的出清电量/电力。

（3）按照售方经营主体等比例使用可行外送路径的原则，计算售方 o 在可行路径 r 上的中标调整值

$$F'_{o,r}(t) = FT_r(t) * FO_o(t) / \sum FO_o(t)$$

$F'_{o,r}(t)$ 为售方 o 在 t 时段经由可行路径 r 外送的调整后电量/电力；

O_r 表示可以经由路径 r 外送的售方经营主体集合。

(4) 在不改变购方购电电量/电力、购电路径的前提下，确定调整后的购售方组合。

6. 根据调整后的购售方组合，按照边际定价法形成交易路径 r 在 t 时段的出清价格。如交易路径 r 在 t 时段形成的上网电价超过上限，则将其修正为上限值，并叠加路径 r 的输电费 and 网损折价重新计算落地侧电价。

附件二

滚动撮合出清算法

1.滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，经营主体随时申报购、售电信息，交易平台按“时间优先、价格优先”的原则匹配、实时出清。

2.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，申报总电量需求应不高于标的电量。

3.交易申报

（1）购售双方单一主体可多次自由以电量包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，不限申报次数及申报价格。申报电量均为交易通道送端，电价：购方申报落地侧，售方申报上网侧。购方申报电量包按价格从高往低排序，售方申报电量包按价格从低往高排序。已挂牌电量包不可修改，仅可撤销，撤销后可再次申报。

（2）在申报电量包未被摘牌的状态下，购售双方可随时撤回，每次撤销须为当前所有申报且未成交的电量包。

4.实时出清

（1）购售双方申报电量、电价的同时，交易平台根据出清规则自动实时摘牌出清，出清电价在售方上网侧，出清电量在交易通道送端侧。电量包匹配的基本原则是同一关口购电价大于售电价；价格出清的基本原则是按场内已挂牌电量包的价格；电量出清的基本原则是匹配电量总量与申报电

量包交集。

（2）购方申报电量包一旦与售方已挂牌电量包匹配，该购方电量包全部或部分成交，成交价格为售方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为售方电量包价格递增顺序、同一价格申报时间先后顺序。若购方电量包部分成交，则剩余电量作为挂牌电量包进入场内等待出清；若末位售方电量包部分成交，则剩余电量仍为挂牌电量等待出清。

（3）售方申报电量包一旦与购方已挂牌电量包匹配，该售方电量包全部或部分成交，成交价格为购方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为购方电量包价格递减顺序、同一价格申报时间先后顺序。

（4）该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个电量包。

附件三

线性插值算法

1.对于 24 时申报出清的跨区跨省电力中长期交易，按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点电力后执行。

2.对于 t 时电力 P_t 、 $t+1$ 时电力 P_{t+1} ，按以下公式扩展为 96 点电力：

$$t\text{时}=P_t$$

$$t\text{时}15\text{分}=\frac{3P_t+P_{t+1}}{4}$$

$$t\text{时}30\text{分}=\frac{P_t+P_{t+1}}{2}$$

$$t\text{时}45\text{分}=\frac{P_t+3P_{t+1}}{4}$$

$$t+1\text{时}=P_{t+1}$$

3.如 $t-1$ 时电力为 0（无成交电力、电量）、 t 时电力 P_t ，按以下公式扩展为 96 点电力， $t-1$ 时 15 分至 $t-1$ 时 45 分电力电量对应经营主体与 t 时一致，电价与 t 时一致。

$$t-1\text{时}=0$$

$$t-1\text{时}15\text{分}=\frac{P_t}{4}$$

$$t-1\text{时}30\text{分}=\frac{P_t}{2}$$

$$t-1\text{时}45\text{分}=\frac{3P_t}{4}$$

$$t\text{时}=P_t$$