

西北区域省间电力中长期市场实施细则

(2026 年修订版)

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范西北区域跨省电力中长期交易，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，根据《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》（国发办〔2026〕4号）、《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、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《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）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第20号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《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）等有关法律、法规，制定本细则。

第二条 本细则所称西北区域省间电力中长期市场（以下简称区内省间中长期市场），是指已完成市场注册的经营主体开展西北区域省间电力中长期交易（以下简称区内省间

中长期交易)的市场。西北区内省间中长期交易是指陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北外送直流配套电源所属控制区通过联络线路对未来某一时期内交割电力产品或服务的跨省份或跨控制区的交易,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。

第四条 经营主体包括已在电力交易机构完成市场注册手续的各类型发电企业(含抽水蓄能电站)、售电公司、电力用户、新型经营主体。新型经营主体包括新型储能、独立参与市场的负荷侧可调节资源、通过聚合方式代理相关资源参与市场的负荷聚合商或负荷类虚拟电厂。其中,参与西北区内省间中长期交易的新型储能为独立储能电站,鼓励非独立储能电站具备条件时转为独立储能电站参与;参与西北区内省间中长期交易的抽水蓄能电站为容量电费在西北多个省份分摊的抽蓄电站。

第五条

第六条 电力市场运营机构包括北京电力交易中心市场交易六部(以下简称京交六部)、各省(区)电力交易中心(以下简称省级交易机构)、国网西北分部调度控制中心(以下简称网调)及各省(市)电力调度控制中心(以下简称省调)。

第七条 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。

第八条 本细则适用于西北区内省间中长期交易的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第二章 总体要求

第九条 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。

第十条 促进西北区内省间中长期交易与跨区电力中长期交易、省（区）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。

第十一条 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。

第十二条 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

第十三条 经营主体应按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理注册、变更与注销，并进行实名

认证，完成注册程序后参与电力中长期市场。

第十四条 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。

第十五条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第十六条 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

第十七条 西北区内省间电力中长期交易，包括电能量交易、合同交易、绿色电力交易等交易品种。

第十八条 电能量交易的标的物为分时段电能量。

第十九条 合同交易包括合同转让交易、合同变更交易。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转让交易。合同变更交易指购售双方对未执行部分交易电量、电力曲线、价格等进行协商变更的交易。

第二十条 绿色电力交易（以下简称绿电交易）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）。跨省绿电交

易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台与其他省份的发电企业购买绿色电力的交易。

第二节 交易方式

第二十一条 交易方式包括集中交易和双边协商等交易方式，其中集中交易包括集中竞价、滚动撮合和挂牌交易等。

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 滚动撮合交易是指在规定的交易申报时间内，经营主体或电网企业提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交易的交易方式。

第二十五条 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。交易方式分为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，成交价格为

挂牌价；

（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，电量摘完即止，成交价格为挂牌价。

第二十六条 购电方、售电方根据自身电力生产、消费、代理需要购入或售出电量，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。

（一）发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。

（二）发电企业不得在机组检修等不具备发电能力时间段售出电量。

（三）电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

第三节 弹性交易方式

第二十七条 为充分发挥西北区域新能源优势，挖掘省间能源资源互补潜力，提升电力保供能力和新能源消纳水平，西北区内省间中长期可根据购售电合同双方申请，开展的一种电力交易曲线、交易价格在一定程度上下浮动的弹性交易（以下简称弹性交易）。

第二十八条 弹性交易是在交易组织的时间周期内，送

端省份清洁能源波动较大、受端省份用电需求波动较大、省间输电断面存在不确定的情况下，难以准确预计跨省交易规模时，在送电省和购电省的省级平衡主体协商一致的基础上，兼顾跨省交易的稳定性和送受端供需灵活调整需求而开展的交易。用以解决区域新能源随机性、间歇性、波动性和电力需求变化的不确定性引起的电力交易惜售问题，实现曲线灵活调整、价格上下浮动，提升新能源消纳水平，发挥中长期交易的电力保供“压舱石”作用。

第二十九条 弹性交易作为中长期交易的一种形式，标的物为电能量。开展多年、年度、月度、月内等电力交易。

第三十条 为维护发用电经营主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行，原则上，弹性交易电量浮动比例不应大于 30%。市场初期，暂不组织向上浮动弹性交易。

第三十一条 浮动原则

“电量”浮动方式。浮动部分的初始曲线为交易曲线的上限，分时段曲线积分获得初始交易电量上限，在满足电网安全约束的前提下，在交易运营中，通过“调减”曲线的方式实现浮动，可根据供需进行电量上下浮动“分档”。

“电价”浮动方式。浮动部分的初始电价和固定部分的价格一致，电价可随着“电量”浮动，电价浮动方式可以在交易公告/交易合同中约定，也可以根据电量浮动情况由购售电双方协商确定，可根据供需进行电价上下浮动“分档”，根据浮动电量动态调整。初期“电价”浮动方式仅在双边协商交易、挂牌交易中开展。

第三十二条 在满足电网安全约束的前提下，通过交易调整的方式，开展交易“浮动”。根据新能源 7—10 天预测，通过中长期交易连续运营，购电方/售电方提前 4 个工作日提出交易调整申请，交易机构综合考虑购电省/售电省新能源发电状况，根据供需情况确定是否调整，确定调整后，提前 3 个工作日告知经营主体“浮动”部分调整情况，并按照中长期连续运营流程开展安全校核和交易执行。

第三十三条 双边协商交易中，自主协商交易电量、电力（或曲线形成方式）、价格、电能量浮动范围及条件，通过电力交易平台申报、确认、出清。交易双方自行约定，一方在电力交易平台申报交易曲线、价格、电能量浮动范围及条件等信息，另一方进行确认。可一并协商明确电能量浮动条件、违约赔偿、谅解协议等事宜。

第三十四条 集中竞价交易根据电力通道、电能量浮动范围及条件情况，面向经营主体在交易平台告知分时段标的电量、输电通道、申报点、出清点、出清算法、交易申报时间、电能量浮动范围及条件等的通知。经营主体通过电力交易平台申报分时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

第三十五条 滚动撮合交易根据通道及电能量浮动范围及条件情况面向经营主体，在交易平台告知分时段标的电量、输电通道、申报点、出清点、出清算法、交易申报时间、电能量浮动范围及条件等。

第三十六条 网调收到弹性交易调整申请后，协调其他

省调及主控区调节资源，通过相关系统完成确认，修改省（区）间联络线调度计划，在规定范围内浮动电力电量，满足供需方平衡需要。各省调每日跟踪本省相关弹性交易电量调整情况，为地区保障供电能力及新能源消纳留足空间。

第五章 价格机制

第三十七条 西北区内省间中长期交易相关价格口径：

（一）发电企业上网电价，含税，包括环保电价，如脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价等；

（二）购电方所在省（区）电网省间联络线落地价格由发电侧上网价格、送出省外送输电价格（含送出省外送输电损耗，下同）、西北区域电网输电价格、西北区域电网输电损耗等构成。送出省外送输电价格、西北区域跨省输电价格和输电损耗按照国家有关规定执行和调整。

（三）购电方电力用户到户价格在购电方所在省（区）电网省间联络线落地价格基础上，还应按照国家和所在省（区）价格政策和相关规定，加上省（区）内的相关价格和费用（如省内输配电价、政府性基金及附加、系统运行费用等，具体项目按照国家和各省（区）相关文件规定执行，下同）；

（四）国家指令性西北区域跨省电力中长期交易，已有交易价格规定的，执行相关规定；

第三十八条 除执行政府定价和政府指导价的电量外，西北区内省间中长期交易的成交价格由购售双方通过市场

形成，第三方不得干预。

第三十九条 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。

第四十条 中长期交易合同电价可签订固定价格，也可签订随月度发电成本、现货市场价格等进行联动的灵活价格机制。

第四十一条 抽水蓄能电站抽水和发电交易价格采用固定价格模式和市场化协商模式：

（一）固定价格模式：抽蓄电站权益省抽水购电电价为抽蓄电站权益省燃煤发电基准价的 0.75 倍；抽蓄电站权益省发电上网电价为抽蓄电站权益省燃煤发电基准价；

（二）市场化模式：抽蓄电站的抽水购电电价和发电上网电价由抽蓄电站、发电企业、电网企业通过市场化方式形成。

第四十二条 除国家有明确规定的情况外，以双边协商方式组织的电力交易不对价格进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对电能量报价或者出清价格设置上、下限。电能量价格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出（未成立市场管理委员会的建议由电力交易机构在征询经营主体意见的基础上提出），经国家能源局西北监管局及所在地国家能源局派出机构、政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门后执行。

第四十三条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与省间现货交易限价贴近。

第六章 交易组织

第一节 基本要求

第四十四条 京交六部统筹西北区内省间中长期交易时序安排，协同省级交易机构编制西北区内省间中长期交易日历及省（区）内中长期交易日历。区内省间中长期交易与省（区）内各场次交易申报时间按照交易日历执行，有序做好衔接。

原则上年度交易日历在上年度 11 月初发布，月度交易日历在上月上旬发布，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。

第四十五条 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。

第四十六条 京交六部通过电力交易平台发布交易公告，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。原则上交易公告中应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。

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。

第四十七条 在保供应情况下，外送省份跨省交易分为参与省内平衡电源跨省外送和配套电源跨省（含送本省）外送两种方式。

第四十八条 参与省内平衡电源的跨省交易组织遵循以下原则：

（一）参与省内平衡电源优先保障所在省份电能供应，富余能力参与跨省外送；

（二）参与省内平衡电源跨省外送交易组织前，参照外送省份调度机构提供的分省总体电力电量预平衡开展交易，如果外送省份自身存在供应缺口，降低外送省份外送交易组织优先级，当该省份与其他省份在同交易周期内存在外送需求时，优先保障其他省份。

第四十九条 配套电源跨省交易组织遵循以下原则：

（一）配套电源在优先落实省间送电计划、满足国家明确消纳省份购电需求的基础上，如仍有富余电力，可参与其他市场化交易。配套电源原则上按照优先满足规划省份、其次保障配套电源所在省份、然后保障西北区域跨省、最后跨区外送的顺序开展交易；

（二）配套电源所在省份仅组织配套电源外送的情况下，当配套电源所在省份出现保供电力电量缺额时，优先组织配套电源电量予以保障，如仍有电力电量缺额时，通过组

织跨省交易予以保障；

（三）配套电源所在省份在组织配套电源外送的基础上，又组织了参与省内平衡电源外送时，如存在超能力外送的情况，降低该省份跨省保供应购电组织优先级，当该省份与其他省份同交易周期内存在电力保供购电交易需求时，优先保障其他省份。

第五十条 购售双方应在交易公告规定的时间内申报交易需求、录入交易合同。京交六部汇总集中交易、双边交易预成交结果，提交网调统一进行安全校核。

第二节 交易组织时序

第五十一条 西北区内省间中长期交易按照年度（数年）交易、月度交易、月内交易顺序开展。

第五十二条 年度（数年）交易

（一）年度交易指执行时间为自次年起多年、次年全部月份、次年部分月份的电能量交易。年度交易在年度市场开展，每年开展一次。

（二）多年交易应分解到年度再分解到月度，年度交易应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例，还应确定（分月）电力曲线或者峰谷比或者分时段曲线，不论采用哪种方式，都应明确分时段电力曲线（下同）：

（三）采用集中交易开展的年度交易，应事先确定分月电量比例或者分月电量，还应确定电力峰谷比或者分时段开展交易；

（四）采用双边协商开展的年度交易，购售双方应明确

分月电量、电力曲线。

（五）电力调度机构收到京交六部汇总后的预成交结果，应在5个工作日内返回安全校核结果，京交六部负责发布安全校核结果。安全校核越限时，由京交六部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（六）市场成员对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交六部提出。京交六部会同电力调度机构收到异议起1个工作日内处理。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第五十三条 月度（多月）交易

（一）月度交易指执行时间为次月全部或部分自然日的交易。月度交易在月度市场开展，每月开展一次。月度市场可开展执行时间为2个月及以上的多月交易。与月度交易一并组织的多月交易，次月视为月度交易，后续月份视为多月交易。

（二）月度市场开市前，网调向京交六部提供以下信息，并通过电力交易平台发布次月主要输电设备停电检修计划（含网调直调发电机组，分解到日）和次月西北区域跨省主要断面，各输电通道的输电限额及可用输电容量（ATC）（分解到日）。

（三）京交六部通过电力交易平台发布次月月度市场交易公告（包括多通道集中竞价等定期开市交易日期、次月月内市场运营有关安排），月度市场开市。

（四）京交六部按照要约填报、要约受理、序列发布、

交易申报、交易预成交、安全校核及结果发布等交易流程开展交易组织。

（五）电力调度机构收到京交六部汇总后的预成交结果，应在2个工作日内返回安全校核结果，京交六部应在1个工作日内发布安全校核结果。安全校核越限时，由京交六部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（六）市场成员对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交六部提出。京交六部会同电力调度机构在收到异议起1个工作日内处理。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第五十四条 月内交易

月内市场于每月月度市场闭市后开展，开展执行时间为次月月内剩余自然日的交易；原则上按日连续开市。

（一）北京电力交易中心市场交易六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。具体安排以月度市场交易公告为准。

（二）每个工作日11:00前，经营主体填报及提交双边、挂牌要约，电量、电力曲线应不超过通道限额。17:00前，北京电力交易中心市场交易六部进行形式审核，受理通过的要约在交易平台发布；受理未通过的退回，并说明未通过原因。

（三）第二个工作日11:00前，经营主体在交易平台进行交易申报，经营主体须在规定申报时间内完成申报。17:00

前，北京电力交易中心市场交易六部发布预成交结果并提交国网西北分部调度控制中心安全校核。

（四）国网西北分部调度控制中心安全校核通过后，北京电力交易中心市场交易六部发布成交结果，国网西北分部调度控制中心发布安全校核情况及原因。

（五）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向北京电力交易中心市场交易六部提出，北京电力交易中心市场交易六部会同国网西北分部调度控制中心在1个工作日内给予解释。

第三节 交易约束

第五十五条 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。

第五十六条 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。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。

第五十七条 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水平等风险平抑能力条件确定。

第五十八条 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。

第五十九条 推动建立跨省及省（市）内经营主体交易限额互通机制，逐步实现经营主体在网省两侧交易额度的实时同步。

第六十条 集中竞价、滚动撮合规模上限由本省（市）电力调度机构根据本省（市）最大外送、受入能力和剩余通道能力在电力交易平台确定。

第四节 绿色电力交易组织

第六十一条 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。

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 虚拟电厂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。

第六十五条 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，建立灵活的合同调整机制，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。

第五节 合同交易组织

第六十六条 合同转让可采用双边协商、挂牌交易等方式。

（一）双边协商交易，拟出让交易合同的发电企业与受让方发电企业协商一致后，在交易平台填报转让要约，包括交易起始日期、转让价格（受让方上网电价）、电力曲线（电量由系统自行折算），受让方发电企业对转让要约进行确认。

（二）挂牌交易，拟出让交易合同的发电企业通过交易平台发布挂牌要约，包括交易起始日期、转让价格（受让方上网电价）、电力曲线（电量由系统自行折算）。有意向受让的发电企业，通过交易平台对电量进行摘牌，可以摘部分电量（电力曲线按照形状不变原则由系统自动折算）。

（三）合同转让交易需经过电力调度机构安全校核。

第六十七条 合同变更采用双边协商方式。拟进行合同变更的经营主体在交易平台发起合同变更，填报合同剩余执行期内变更后的每日电力曲线等合同信息，合同对方经营主体进行确认。合同变更可变更交易电量、电力曲线、电价。合同变更仅变更合同电价的合同变更交易不需要安全校核，变更交易电力、电量时，仅可进行调减并需通过安全校核。

第六节 抽水蓄能电站跨省交易组织方式

第六十八条 抽蓄电站容量电费分摊的省份为抽蓄电站权益省，对应的权益抽水电量、权益上网电量按政府部门相关文件明确的容量电费分摊比例确定。

第六十九条 抽水蓄能电站通过挂牌交易和集中竞价交

易的方式参与区内省间中长期交易。

第七十条 抽水蓄能电站参加区内省间中长期交易时，同步组织抽水交易和发电交易两笔交易，构成一个抽水、发电交易组合对。

第七十一条 年度（多年）和月度（多月）交易。抽水蓄能电站权益省在电力交易平台提交权益交易需求，经交易撮合，形成抽水、发电交易组合对。月度、月内兜底交易。当抽水蓄能电站的权益抽水电量需求无法通过发电侧市场化交易满足时，在月度、月内中长期市场，可由电网企业代理省（区）内发电企业，开展跨省抽水兜底交易，同步组织跨省发电兜底交易，形成交易组合对。

第七十二条 月内富余电力交易。在月内市场，当组织完月内中长期兜底交易之外，抽蓄电站仍有剩余调节容量，发电企业或电网企业代理省（区）内发电企业可与抽水蓄能电站开展富余抽水电量交易，同步组织富余发电电力交易。抽水和发电交易可在不同省份开展。

第七十三条 抽水和发电电量合同转让交易。

（一）经合同转出方和转入方协商一致，可开展权益抽水电量合同转让交易或权益发电电量合同转让交易。

（二）原合同购电方或售电方通过电力交易平台申报转让分时段电量、电价等要素，可约定转让需求、谅解协议等补充条款，由合同受让方进行确认。

（三）合同转让价差收益经转出方和转入方协商一致确定，因合同转让造成的容量电费分摊比例变化产生的容量

电费价差损益费用依据所在省份规则或规定传导分摊。

第七节 新型储能电站跨省交易组织方式

第七十四条 独立储能电站作为经营主体，以批发用户和发电企业双重身份参与跨省电力中长期交易。独立储能电站充电时视为批发用户，放电时视为发电企业，同一独立储能电站不能以批发用户和发电企业两种身份在同一交易时段参与交易。

第七十五条 独立储能电站所在省份或控制区为独立储能电站权益省。独立储能电站应优先保障权益省的电力平衡和新能源消纳需求。当权益省有富余调节能力时，独立储能电站可以参加跨省电力中长期交易。

第七十六条 独立储能电站申报的充电电量或放电电量不应超过其充电或放电能力。

第七十七条 独立储能电站参与西北区内省间交易的组织方式主要包括集中竞价、挂牌和双边协商交易。

第七章 交易校核

第七十八条 西北区内省间中长期交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由京交六部负责组织省级交易机构共同开展，电网安全校核由网调负责组织电力调度机构共同开展。

第七十九条 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。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，京交六部发布预成交结果。

第八十条 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。区内省间中长期交易预成交结果发布后，京交六部将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。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。

第八十一条 安全校核应遵循以下基本原则：

（一）电网安全原则。安全校核应依据国家、行业关于电网安全的法律法规、技术标准进行，确保校核结果满足安全约束。所有交易结果必须通过安全校核方能进行调度执行。

（二）节能低碳原则。按照节能低碳原则确定中长期交易安全校核的基础开机组合和初始潮流；按照清洁能源消纳最大化原则保障调峰调频容量的充裕度。

（三）逐步逼近原则。考虑到电力系统运行的各种不确定性，在进行年、月安全校核时，应留出一定的通道传输能力空间，剩余的通道能力空间留在月内使用。

（四）统一校核原则。在一个交易周期内对区域内不同交易机构、不同交易品种的无约束交易出清结果由相关调度机构联合进行全电量校核。

（五）弹性交易安全校核环节，优先调减“浮动部分”曲线，最后调减“固定部分”曲线。

第八十二条 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。

第八十三条 电网安全校核未通过时，京交六部根据交易优先级逆序进行交易削减。时间周期维度按照月内交易、月度（含多月）交易、年度（含多年）交易的顺序开展交易削减；交易属性按照跨省其他市场化交易、跨省保供应购电交易、跨省优先发电计划的顺序开展交易削减；外送省份在配套电源外送的电量之外，组织参与省内平衡电源外送时，如果存在超自身能力外送的情况，优先削减。

第八十四条 京交六部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。

第八十五条 成交结果应在形成后1个工作日内由京交六部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向京交六部提出，由京交六部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。

第八章 合同管理

第八十六条 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。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、执行周期、结算方式、偏差

电量处理等内容。

第八十七条 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。

第八十八条 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。京交六部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。

第八十九条 京交六部汇总西北区域跨省电力中长期交易合同，形成年度、月度、月内西北区内省间中长期交易计划，按年、月、日提供给网调执行。

第九十条 经交易校核后的西北区内省间中长期交易结果作为执行依据，相关市场成员应该严格执行、认真履约。

第九十一条 西北区内省间中长期交易合同调整：

（一）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，并向经营主体进行相关信息披露；

（二）电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳等原因需调减西北区域跨省电力中长期交易合同时，原则上按照交易优先级顺序调整。因故未能按照交易优先级顺序调整时，应详细记录原因，必要时提供书面说明，并通过电力交易平台向相关经营主体公布。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十二条 电网企业应当根据市场运行需要为经营主体安装符合技术规范的计量装置。电网企业应当在跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，西北区内省间中长期交易均应明确其结算对应计量点。相关经营主体应为计量装置安装做好相关配合工作，并协助做好计量装置的日常运维。

第九十三条 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。

第九十四条 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。

第九十五条 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。

第九十六条 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

第九十七条 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。

第九十八条 结算关系

（一）京交六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，向相关电网企业和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。

第九十九条 西北区内省间中长期交易结算采用日清分、月结算方式，必要时（如政策或规则调整、数据异常或其他规则允许情况）可进行追退补和清算。

第一百条 每月第5个工作日内，京交六部依据日清分结果、两个细则考核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。

第一百〇一条 相关经营主体、电网企业提出异议的，京交六部应在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。

第一百〇二条 每月第8个工作日前，京交六部应向相关经营主体、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。

第一百〇三条 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。

第一百〇四条 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。。

第一百〇五条 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。

第一百〇六条 绿色电力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。

第一百〇七条 弹性交易结算采用日清月结方式，即按工作日清算弹性交易电量，按月进行电量电费结算。电力调度机构每日将次日日前交易结果、前一日日内交易结果和交易实际执行情况等信息提供电力交易机构。调控机构每月3日前，将上月弹性交易浮动电量、浮动原因等信息提供交易

机构。

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 信息披露

第一百〇九条 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。京交六部负责区内省间市场信息披露的实施。

第一百一十条 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，可向京交六部提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一百一十一条 参与区内省间交易的经营主体、电力市场运营机构和电网企业应按照有关要求，向国家能源局西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。

第一百一十二条 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。

第十一章 市场技术支持系统

第一百一十三条 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。

第一百一十四条 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西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。

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 电力交易平台应对区内省间市场运行情况实时监测预警。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百一十七条 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。

第一百一十八条 京交六部、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。

第一百一十九条 当区内省间市场运行发生紧急风险时，京交六部、网调根据国家能源局西北监管局有关规定执行市场干预措施，并在3日内向国家能源局西北监管局提交

报告，按规定程序披露。

第一百二十条 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国家能源局西北监管局和所在地国家能源局派出机构。

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，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。

第一百二十一条 西北区内省间中长期交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局西北监管局及所在地国家能源局派出机构、政府主管部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。市场成员应向电力监管机构、政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第一百二十二条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《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。

第一百二十三条 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。

第十四章 附则

第一百二十四条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第一百二十五条 本细则自发布之日起施行。原《西北区域跨省电力中长期交易实施细则》（西北监能市场〔2024〕74号）、《西北区域抽水蓄能电站参与跨省电力交易实施细则(试行)》（西北监能市场〔2025〕36号）、《西北区域跨省电力中长期交易实施细则——新型储能专章》（西北监能市场〔2025〕77号）同时废止。