

国家能源局华中监管局文件

华中监能市场规〔2026〕26号

国家能源局华中监管局关于印发《华中区域省间电力中长期市场实施细则》的通知

国网华中、西南分部，河南省、湖北省、湖南省、江西省、四川省、重庆市、西藏自治区电网企业、电力调度机构、电力交易机构、发电企业，相关经营主体：

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，进一步深化华中区域省间电力中长期市场建设，规范省间电力中长期交易行为，依据《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，结合华中区域电力市场运行实际，华中能源监管局会同河南、湖南、四川能源监管办，组织电力交易机构修订形成《华中区域省间电力中长期市场实施细则》，经广泛征求地方政府相关部门和经营主体意见，并由河南、湖北、湖南、江西、四川、重

庆、西藏七省（区、市）电力市场管理委员会审议通过，现予以印发，请遵照执行。

请电力交易机构加强对经营主体的宣贯培训、信息披露、风险防控等相关工作。执行中如有问题，请及时报告。



华中区域省间电力中长期市场实施细则

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实长江经济带高质量发展、中部地区崛起、成渝地区双城经济圈等重大国家战略，规范华中区域省间电力中长期交易，依法维护电力市场成员的合法权益，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》（国家发展改革委令 2024 年第 20 号）《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）等有关法律、法规，制定本细则。

第二条 本细则所称省间电力中长期市场（简称“省间市场”），是指已完成市场注册的经营主体跨省参与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 华中区域包含河南、湖北、湖南、江西、四川、重庆、西藏七省（区、市）。本细则适用于华中东四省（豫鄂湘赣）和川渝藏同步电网内省间电力中长期交易。

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 电力监管机构和政府有关主管部门根据职能依法履行省间电力中长期交易监管职责。

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

第一节 概述

第十条 成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。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、售电公司、电力用户、新型经营主体。市场运营机构包括区域电力调度机构、省级电力调度机构和区域电力交易机构、省级电力交易机构。

第十一条 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。

第十二条 储能是指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能，储能以放电工况参与中长期交易售电，以充电工况参与中长期交易购电。

第十三条 抽水蓄能机组以发电工况参与中长期交易售电，以抽水工况参与中长期交易购电。按照单机满发（满抽）容量的整数倍申报每一交易时段售（购）电价格。

第十四条 加快健全相关配套政策机制，推动符合准入条件的售电公司、电力用户参与省间中长期交易，鼓励新型经营主体、有绿色电力需求的用户与新能源发电企业参与。

第十五条 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、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，参与电力中长期市场。

第十六条 区域电力交易机构负责省间电力中长期市场的运营管理，区域电力调度机构、省级电力调度机构和省级电力交易机构按职责分工配合工作。所有市场成员须遵守本规则。

第二节 市场成员权利

第十七条 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。

第二十条 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。

第二十一条 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。

第三节 市场成员义务

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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)按照市场细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。

第二十六条 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 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第二十九条 华中区域省间电力中长期交易分为电能量交易、绿电交易、合同交易等。电能量交易的标的物为分时段电能量。

第三十条 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”）。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。

第三十一条 合同交易指合同其中一方经营主体将未履行的省间中长期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。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第二节 交易方式

第三十二条 交易方式包括双边协商和集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等。

第三十三条 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。

第三十四条 区域电力交易机构组织省级交易机构，协同开展交易要约的审核工作。其中，区域电力交易机构对交易要约的完整性进行审核，主要包括：该交易序列是否具备交易品种、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、其他准备信息等要素。省级电力交易机构负责提供交易序列各要素信息，并对其正确性、完整性负责。反馈意见为受理的，要约内容确定；反馈意见为返回的，要约可修改后再次提交，受理时限重计。

第三十五条 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。

第三十六条 双边协商交易是指购售双方协商一致后，由一方经营主体或电网企业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要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。

（一）双边协商由发起双边协商交易的经营主体或电网企业在电力交易平台填报，形成交易要约，内容主要包括需求电力曲线、电量、价格、交易意向方等信息。

（二）要约发布后原则上不得修改。若确需修改，则填报要约的经营主体（填报方）须在交易意向方确认前向区域电力交易机构提出书面申请，并将有关情况告知交易意向方。若交易意向方已确认，填报方不得申请修改。

（三）双边交易意向方于规定时间内在电力交易平台进行确认申报。

（四）区域电力交易机构会同省级电力交易机构联合开展交易出清校核。

（五）预出清电量为校核后的电量，预出清曲线为要约曲线。若按 24 时申报，则按线性插值法（附录三）由 24 时电力扩展为 96 点电力，加快实现按 96 点申报，预出清价格为要约价格。

（六）区域电力交易机构通过电力交易平台向经营主体发布预成交结果。

（七）区域电力交易机构将预成交结果汇总后，提交电力调

度机构进行安全校核。校核通过后向参与交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第三十七条 挂牌交易指经营主体或电网企业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发布要约（挂牌），由符合准入要求的交易意向方按规则接受该要约（摘牌）的交易方式。

（一）挂牌要约由发起挂牌交易的经营主体或电网企业在电力交易平台填报，内容主要包括需求电量、价格、电力曲线等信息。

（二）挂牌交易有以下两种组织方式：按时段摘牌，成交价格为挂牌价；按电量摘牌，接受挂牌方曲线和价格。

（三）区域电力交易机构将受理通过的要约向所有经营主体发布，要约发布后原则上不得修改。若确需修改，则填报要约的经营主体或电网企业须在摘牌申报前向区域电力交易机构提出书面申请，并将有关情况告知交易意向方。交易摘牌申报开始后，不得申请修改。

（四）经营主体于规定时间内在电力交易平台查看要约和输电价格，并进行申报。

（五）区域电力交易机构会同相关省级电力交易机构联合开展交易出清校核。

（六）校核后的每时段电量，按交易申报时间每 15 分钟为一个申报区间，按经营主体摘牌电量等比例进行预出清。

（七）预出清曲线为要约曲线，初期按 24 时申报，按线性

插值法（附录三）由 24 时电力扩展为 96 点电力，加快实现按 96 点申报，预出清价格为要约价格。

（八）区域电力交易机构通过电力交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（九）区域电力交易机构将预成交结果汇总后，提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向参与交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第三十八条 集中竞价交易（含多通道集中竞价交易）是指在规定的交易申报截止时间前，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，电力交易平台汇总并按市场规则统一出清成交的交易方式。出清方式主要采用边际电价法或报价撮合法（附录一）。

（一）经营主体或电网企业于规定时间内在电力交易平台查看输电价格、进行交易申报，分时段、分阶梯申报电量、价格，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（二）区域电力交易机构会同相关省级电力交易机构联合开展交易出清校核。

（三）电力交易平台进行交易预出清。每一时段按价格优先的原则匹配，按边际电价法或报价撮合法形成各时段预出清电量、价格。

（四）预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数，若按 24 时申报，则按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点

电力，加快实现按 96 点申报。

（五）区域电力交易机构通过电力交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（六）区域电力交易机构将预成交结果汇总后，提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向参与交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第三十九条 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（附录二）的交易方式。

（一）经营主体于规定时间内在电力交易平台查看输电价格、进行交易申报，分时段申报电量、价格，电力交易平台即时撮合匹配。

（二）交易申报时间内，电力交易平台根据主要通道剩余能力分时段对经营主体填报的电量、价格滚动匹配预出清。预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数，若按 24 时申报，则按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点电力，加快实现按 96 点申报。

（三）区域电力交易机构通过电力交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（四）预成交结果汇总提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向开展交易的经营主体发布成交结果和安全校核情

况。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十条 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。

第四十一条 区域电力交易机构于每年 11 月 10 日前通过电力交易平台发布年度省间交易开市公告（包含交易日历），明确各类交易申报、出清时间安排等信息。

第四十二条 区域电力交易机构于每月 20 日前通过电力交易平台发布次月月度省间交易开市公告（包含交易日历），明确各类月度及月内交易申报、出清时间安排等信息。

第四十三条 区域电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告，包括交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行起止时间、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。

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，于 17:30 前发布；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，于 17:30 前发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第四十四条 在规定的时间内，电力交易机构通过电力交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同。

第四十五条 已经生效的交易合同，经交易各方协商一致并通过安全校核后，可以通过市场化方式进行转让。

第四十六条 在交易出清、电网安全校核及交易执行阶段，按交易周期，交易优先级顺序依次为数年、年、月、月内、多日交易。电力交易机构进行削减时，按交易组织结束时间逆序等比例削减，已成交并发布的交易结果不得削减。

第四十七条 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（指扣除已成交合同电量后的最大发电能力），买入电量不得超过其已售出电能量的净值（指扣除已转让合同电量后的净售电量）。

第四十八条 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，在单笔电力交易中的售电量不得超过交易开市前其持仓合约总电量（不含绿电交易电量），购电量不得超过其剩余资产总额对应最大购电能力的净值。

第二节 交易组织时序

第四十九条 华中区域省间交易按照年度（数年）交易、月度交易、月内交易顺序开展，多日交易按日连续开市。

第五十条 年度（数年）交易

（一）年度（数年）交易以次年年度内的电量（1年以上的电量）作为交易标的物。交易应分解到月度，确定分月电量，还应确定分时段曲线。年度（数年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

（二）经过双边协商形成的年度（数年）意向协议，应在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交，由电力交易平台形成双边交易预成交结果。

（三）采用集中交易方式开展年度（数年）交易时，经营主体或电网企业在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，由电力交易平台按照公告中的出清方式形成预成交结果。

（四）年度交易（含执行时间在次年的数年交易）预成交结果汇总后一并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）电力交易机构根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成96点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布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受理异议起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。

第五十一条 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。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

（二）经过双边协商形成的意向协议，须在月度双边交易申报截止前通过电力交易平台提交，由电力交易平台形成双边交易

预成交结果。

（三）采用集中交易方式开展月度交易时，经营主体或电网企业在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，由电力交易平台形成集中交易预成交结果。

（四）月度交易预成交结果汇总后一并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）电力交易机构根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成 96 点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布 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受理异议起 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。

第五十二条 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。月内交易可定期开市或按需开市。按周定期开市的月内交易采用多通道集中竞价方式；按需开市的月内交易根据经营主体申请，可采用双边协商或集中交易方式。

（二）区域电力交易机构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执行开始时间最早为 3 个工作日后、执行截止时间最迟为月底的月内交易。

（三）月内集中交易中，经营主体或电网企业在规定的申报

时限内通过电力交易平台申报数据，由电力交易平台形成集中交易预成交结果。

（四）电力交易机构将交易预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）电力交易机构根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成 96 点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布 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受理异议起 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。

（七）月内交易结果发布后，电力交易机构于 1 个工作日内将交易结果推送电力调度机构执行。

第五十三条 多日交易

（一）多日交易按日连续开市，交易组织时间参照每月交易日历，采取滚动撮合交易方式开展，与省间市场、省级市场协同运行，时序互相衔接，电能量互相叠加。

（二）每日组织未来 D 日(执行日)至 D+2 日 3 天交易，时段暂按 96 点划分。遇周末和节假日，假期前组织假期期间及假期后两个工作日交易。

（三）D-4 日 17:00 前，电力调度机构按日滚动发布未来 D 日至 D+2 日 3 天共 72 小时电力平衡结果，为经营主体和电网企

业参与多日交易提供参考。

（四）每日 09:00 开市，经营主体或电网企业可开始申报未来 D 日至 D+2 日 3 天各时段购售电信息。

（五）每日 15:00 闭市，电力交易平台发布预成交结果，电力调度机构对 D 日预成交结果进行安全校核。

（六）每日 16:00 前，电力调度机构完成安全校核。校核未通过的，区域电力交易机构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。

（七）每日 17:00 前，区域交易机构发布成交结果和安全校核情况，并根据成交结果生成电子合同。按线性插值法形成 96 点曲线。

（八）交易结果发布后，电力交易机构应当及时将交易结果推送调度机构执行。

第三节 交易约束

第五十四条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告或系统设置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。

第五十五条 网调通过电力交易平台发布并动态更新各省间断面（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，各省级电力交易机构向区域电力交易机构提供相关发电机组可用发电能力。

第五十六条 区域电力交易机构组织省级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）；对于跨省跨区交易，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。

第五十七条 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。

第五十八条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，跨区跨省交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第四节 绿色电力交易组织

第五十九条 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。鼓励以绿色电力交易形式落实省间新能源优先发电规模计划，推广多年期交易合同、聚合交易等多种绿电交易模式。

第六十一条 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。

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六章 交易校核

第六十四条 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。

第六十五条 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。由区域电力交易机构组织各省级电力交易机构完成。

第六十六条 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。

第六十七条 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。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。数天交易，应同相应年度的年度交易一同开展电网安全校核；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。

第六十八条 电力调度机构不得以电网运行安全校核技术规范以外的理由不通过电网安全校核。

第六十九条 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。

第七十条 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。

第七十二条 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 省内、省间市场的衔接

第七十三条 参与跨省跨区市场化交易的经营主体，应根据自身电力生产或者消费需要以及自身发用电能力，结合已有市场化交易合同合理参与交易申报。经营主体参与省间交易申报限额应扣除省内交易已成交电量。

第七十四条 电力交易机构应进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，实现“一个平台申报、披露，省内省间平台共享”。

第七十五条 区域与省级市场运营机构应建立协同衔接机制，在交易组织时序、交易校核、电费结算等方面做好衔接，明确职责分工和数据传递流程，确保省间与省内市场衔接顺畅。

第八章 合同签订与执行

第七十六条 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、偏差电量计量等内容。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 经营主体应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第七十九条 区域电力交易机构汇总各类省间交易合同，按照合同约定曲线形成年度、月度省间交易计划。

第八十条 经安全校核后的省间交易结果作为执行依据，除不可抗力、输电方原因外，相关市场成员应该严格执行、认真履约。

第八十一条 除不可抗力、输电方原因外，购售双方应严格履行华中区域省间交易合同。经营主体因自身原因导致无法履约时，其所在省电力调度机构、电力交易机构也可按照省内市场规则调整其他发电企业发电，保障省间联络线电量送出或受入，并按照省内有关市场规则对无法履约的经营主体进行偏差结算。

第八十二条 电力调度机构按调度管理范围在跨区输电通道、跨省断面、发电调度等各环节执行交易计划曲线。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。

第九章 价格机制

第八十三条 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）价格主管部门会同能源、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，组织落实价格结算实施具体要求。

第八十四条 华中区域省间电力中长期交易按照自愿参与的原则组织开展，购售双方通过市场化交易确定成交价格，第三方不得干预。

第八十五条 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机制。

第八十六条 华中区域省间交易相关价格口径：

（一）发电企业上网电价，含税。

（二）购电方所在省级电网省间联络线落地电价由交易上网价格、各环节输电价格（送出省外送输电价格、跨省输电价格）、输电损耗等构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；输电损耗原则上由买方承担，也可由电力交易主体协商确定承担方式。

（三）购电方电力用户到户价格在购电方所在省电网省间联络线落地价格基础上，还应加上省内的相关价格和费用（如省内输配电价、网损费用、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相关文件规定执行，下同）。

（四）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。

第八十七条 省间交易有关可再生能源电价附加补助资金，按照国家有关规定执行。

第八十八条 参与省间交易的燃煤机组容量电价，按照国家有关规定执行。

第八十九条 参与省间电力中长期交易的抽水蓄能电站容量电价，按照《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）等规定执行。抽水蓄能电站参与省间电力中长期交易获得市场收益的20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减或冲减系统运行费用、由用户分享，形成的亏损由抽水蓄能电站承担。各省级价格主管部门对分享比例有相关规定的，按各省有关规定执行。

第九十条 省间合同转让交易可通过双边协商等形成转让价格，该价格为合同或指标电量的出让或者受入价格，不影响出让方原有合同剩余部分的价格和结算关系。

第十章 计量和结算

第一节 计量

第九十一条 电网企业与经营主体的结算关口计量点原则上设在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业应在与市场经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等有关合同中予以明确。若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与市场经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

第九十二条 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 省间交易中送受端省份结算关口计量点原则上设在该省产权分界点；省间通道的结算关口计量点原则上设在省间输电通道的上网关口和下网关口。

第九十五条 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第九十六条 电网企业负责定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将电量数据传输至电力交易平台。经营主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第九十七条 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。参与省间交易的发电企业、电力用户结算关口和省间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 24 时的计量数据。

第九十八条 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 交易结算

第九十九条 交易结算是指电力交易机构依据现行交易规则和交易合同，对参与市场的发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等，规范、准确、及时开展电量清分、费用计算（量价清分），编制并出具结算依据的过程。

第一百条 交易结算工作应遵循依法、诚信、公平、公正的原则，遵守交易合同相关条款，维护电力市场秩序。

第一百零一条 省间交易结算采用日清分、月结算方式，必要时（如国家核价文件调整、经营主体达成一致意见等）可进行再次清算。若省间交易在跨区跨省通道执行调整，各经营主体清分电量等比例调整。

第一百零二条 区域电力交易机构通过电力交易平台，依据交易合同确定各经营主体之间的结算关系，开展省间交易结算。其他发电企业、电力用户的结算依据由经营主体所在地区省级电力交易机构负责提供。

第一百零三条 区域电力交易机构通过电力交易平台负责向相关市场经营主体和相关电网企业出具结算依据，并将相关结算依据提供至所在地区电力交易机构。省级电力交易机构通过电力交易平台，将区域电力交易机构出具的结算依据，结合经营主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

第一百零四条 每月前 5 个工作日内，区域电力交易机构依据日清分结果、辅助服务费用、两个细则考核等数据形成结算依据（核对版），并发送相关经营主体、电网企业核对。相关方在收到结算依据（核对版）后 1 个工作日内对交易结算数据进行意见反馈，逾期则视为无意见。

第一百零五条 经营主体对结算依据（核对版）存在异议时，区域电力交易机构应在提出异议后 1 个工作日内组织相关经营主体、电网企业、市场运营机构进行协商。达成一致的，市场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。

第一百零六条 每月前 8 个工作日内，依据跨区跨省交易结算依据（核对版）及协商结果形成正式交易结算依据（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、责任偏差费用、辅助服务、两个细则等），签章后通过电力交易平台向相关经营主体和电网企业出具，并将结算依据提供至相关省级电力交易机构。

第一百零七条 电力调度机构按日向区域电力交易机构提供前1日中长期市场执行结果、偏差责任认定结果，电网企业向区域电力交易机构提供所有交易计量点日分时和月合计电量数据，省间交易按照调度实际执行结果和物理计量电量进行结算。

第一百零八条 若省间交易调度执行计划调整，以交易合同和电力调度机构实际执行计划及调整原因说明等为依据，区域电力交易机构进行偏差责任认定。

第一百零九条 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。

第一百一十条 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。

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。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。

第一百一十一条 调度调用新型储能结算中长期交易售电收入 $R_{\text{储能}}$ 、购电支出 $C_{\text{储能}}$ 。上网环节线损费用、系统运行费用和输配电价按国家有关政策执行。

$$R_{\text{储能}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n,\text{中长期售电}} \times Q_{t,n,\text{中长期售电}}]$$
$$C_{\text{储能}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n,\text{中长期购电}} \times Q_{t,n,\text{中长期购电}}]$$

其中， $P_{t,n, \text{中长期售电}}$ 为交易时段 t 电站在对应交易路径 n 的中长期交易售电价格； $P_{t,n, \text{中长期购电}}$ 为交易时段 t 电站在对应交易路径 n 的中长期交易受电地区落地价格； $Q_{t,n, \text{中长期售电}}$ 为交易时段 t 电站在对应交易路径 n 上的中长期交易中标售电量； $Q_{t,n, \text{中长期购电}}$ 为交易时段 t 电站在对应交易路径 n 上的中长期交易中标购电量。

第一百一十二条 抽水蓄能机组结算中长期交易收益 $R_{\text{抽蓄}}$ 。抽水蓄能机组跨省调用所产生的交易收益， $K\%$ 由抽水蓄能电站分享， $(100-K)\%$ 在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减或冲减系统运行费用、由用户分享，形成的亏损由抽水蓄能电站承担。上网环节线损费用、系统运行费用和输配电价按国家有关政策执行。

$$R_{\text{抽蓄}} = K\% \times (R_{\text{发电}} + R_{\text{抽水}})$$

$$R_{\text{发电}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [(P_{t,n, \text{中长期售电}} - P_{\text{核定发电}}) \times Q_{t,n, \text{中长期售电}}]$$

$$R_{\text{抽水}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [(P_{\text{核定抽水}} - P_{t,n, \text{中长期购电}}) \times Q_{t,n, \text{中长期购电}}]$$

其中， K 为抽水蓄能电站收益分享比例，取 20，或由省级价格主管部门确定； $P_{t,n, \text{中长期售电}}$ 为交易时段 t 机组在对应交易路径 n 的中长期售电价格； $Q_{t,n, \text{中长期售电}}$ 为交易时段 t 机组在对应交易路径 n 上的中长期中标售电量； $P_{t,n, \text{中长期购电}}$ 为交易时段 t 机组在对应交易路径 n 的中长期受电地区落地价格； $Q_{t,n, \text{中长期购电}}$ 为交易时段 t 机组在对应交易路径 n 上的中长期中标购电量； $P_{\text{核定发电}}$ 、 $P_{\text{核定抽水}}$ 为机组所在省核定的发电、抽水价格。

第三节 偏差结算

第一百一十三条 省间交易在执行过程中形成的偏差电量分为责任偏差电量和波动偏差电量。偏差结算中优先结算责任偏差电量。

第一百一十四条 责任偏差电量是指在省间交易中除波动偏差电量外，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。按照责任偏差电量结算原则开展结算。

第一百一十五条 波动偏差电量指省间输电通道、配套电源和其他省间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曲线与关口计量电量之间的偏差。按照波动偏差电量结算原则开展结算。

第一百一十六条 区域电力交易机构负责省间交易外购、外送偏差电量的结算；相关经营主体所在地区省级电力交易机构以省间交易结算结果作为结算边界，结合经营主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

第一百一十七条 责任偏差电量原则上采用按日清分、月度结算的方式结算。

第一百一十八条 当交易执行过程中，电力曲线及电量出现执行偏差时，区域电力交易机构按照区域电力调度机构提供的责任偏差电量认定结果开展偏差结算。具体认定方式如下：

（一）最终交易曲线确定后，由区域电力调度机构按照交易优先级安排执行，对不能执行的交易合同曲线进行调整后，需将调整原因分为“售方（电厂或送出省）申请”“购方（受入省）

申请” “安全运行要求” 3类，随日计划执行曲线同步发送至区域电力交易机构。

（二）售方（电厂或送出省）因来水（煤）变化、机组故障、省内检修变化等导致需要变更执行曲线时，发电企业或送出省电网企业（电力调度机构）向区域电力调度机构提出申请后，认定为售方责任。

（三）购方（受入省）因来水（煤）变化、机组故障、省内检修变化等导致需要变更执行曲线时，由受入省电网企业（电力调度机构）向区域电力调度机构提出申请后，认定为购方责任。

（四）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。

（五）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。

（六） L 、 M 的取值默认取0.1进行结算。若购售双方在交易合同中另行明确的，按合同相关约定执行。

（七）省间交易责任偏差在省内的责任认定、费用处理，按各省（区、市）有关规定执行。

第一百一十九条 偏差责任免除情形如下：

（一）由于“安全运行要求”需要，主要包括输电线路故障、电网设备检修变化等安全控制需要引起的输电能力变化、不同时序交易耦合出清导致校核边界变化后不能满足已出清交易结

果执行，水利部、长江、黄河防汛抗旱总指挥部等第三方调令导致对调度计划调整，暂不执行责任偏差结算。由于梯级流域因防洪、防凌、灌溉、下游用水需求变化导致出库流量变化引起的电力曲线偏差，经相关部门认定、公示无异议后，可不执行责任偏差结算。

（二）政府主管部门认定的其他情形。

第一百二十条 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。

第一百二十一条 省间通道波动偏差电量视为在省间通道首末端省级电网企业送受电量。特殊情况另行协商明确。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。

第一百二十二条 省间通道波动偏差电量送出方电价采用同一结算周期内送出省电网企业当月代理购电价格结算。西藏在启动电网企业代理购电前，波动偏差电量送出电价采用同一结算周期内西藏全网平均上网电价结算。若购售双方在交易合同中另行明确的，按合同相关约定执行。

第一百二十三条 波动偏差电量按各结算关口分别清分、结算。波动偏差电量为关口计量电量扣除调度实际执行电量。

第十一章 信息披露

第一百二十四条 市场成员按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等相关政策要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百二十五条 电力市场信息分为公众信息、公开信息和特定信息三类。公众信息向社会公众披露；公开信息向有关市场成员披露；特定信息根据电力市场运营需要向特定市场成员披露。

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。

第一百二十七条 区域电力交易机构负责省间市场信息披露的实施，以北京电力交易中心和省级电力交易平台为基础设立信息披露平台，推动各电力交易平台互联互通、交易信息共享互认。市场成员应及时按照标准数据格式在信息披露平台披露信息。

第一百二十八条 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，电力交易机构依规定要求向相关信息披露主体予以解释及配合。

第一百二十九条 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。

第一百三十条 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。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百三十一条 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。

第一百三十二条 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，并按要求向电力监管机构、政府有关主管部门报告。

第一百三十三条 区域电力交易机构主要对以下省间交易事项进行监测分析和风险评估：

- 1.市场报价和运行情况；
- 2.市场成员执行市场规则情况；
- 3.经营主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；
- 4.跨区跨省输电通道阻塞等情况；
- 5.非正常报价等市场异常事件；
- 6.市场风险评估及防控情况。

第一百三十四条 区域电力交易机构每月向电力监管机构、相关省（区、市）政府有关主管部门报送华中省间电力中长期市场运营监控分析报告。加快电力市场数字化监管功能性支撑，推动省间中长期市场基础数据和指标通过平台报送。

第一百三十五条 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，区域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，促进遵守细则。对于严重违反本细则的行为，报请国家能源局华中监管局按照《电力监管条例》等相关法律法规处理。

第一百三十六条 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。

第一百三十七条 市场干预的主要手段包括调整交易时间、暂缓交易以及其他维护市场正常运行等手段等。

第一百三十八条 区域电力交易机构和电力调度机构应详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并在3日内向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。

第一百三十九条 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电力监管机构、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

第一百四十条 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，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。

第一百四十一条 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

第一百四十二条 本细则由国家能源局华中监管局负责解释。

第一百四十三条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。《国家能源局华中监管局关于印发<华中区域省间电力中长期交易规则>的通知》（华中监能市场〔2024〕88 号）同时废止。

附录一

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。

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

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

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, 暂定为 0.5, 后期根据市场运行情况进行调整。

售方可成交电量 Q_S 为:

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

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:

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

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

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

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。

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，暂定为 0.5，后期根据市场运行情况进行调整。

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

$$\max U = \sum_t \sum_r \sum_o \sum_d F_{od,r}(t) * (P_d(t) - C_{d,r}(t) - P_o(t))$$

其中：

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； $P_d(t)$ 、 $P_o(t)$ 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。

（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

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

$Q_o(t)$ 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

$$\sum_r \sum_o F_{od,r}(t) * \prod_{e \in E_r} (1 - \delta_e) \leq Q_d(t)$$

$Q_d(t)$ 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。

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

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

$FT_r(t)$ 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

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

$FO_o(t)$ 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

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

$F'_{o,r}(t)$ 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，按交易路径边际定价。

$$P_{r,t} = P_{Smax,r} + (P_{Dmin,r} - P_{Smax,r}) * K$$

其中： $P_{Dmin,r}$ 为交易路径 r 上购售方组合中购方申报价格折算到售方侧的最小值；

$P_{Smax,r}$ 为交易路径 r 上购售方组合中售方申报价格最大值；

K 为价差对系数，暂定为 0.5，后期根据市场运行情况进行调整；

$P_{r,t}$ 为在交易路径 r 在 t 时段中标电力售方侧边际价格，也是所有经由交易路径 r 外送的中标经营主体在 t 时段上的出清价格。

附录二

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）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。

附录三

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：

$$\begin{aligned}t \text{ 时} &= P_t \\t \text{ 时 } 15 \text{ 分} &= \frac{3P_t + P_{t+1}}{4} \\t \text{ 时 } 30 \text{ 分} &= \frac{P_t + P_{t+1}}{2} \\t \text{ 时 } 45 \text{ 分} &= \frac{P_t + 3P_{t+1}}{4} \\t+1 \text{ 时} &= P_{t+1}\end{aligned}$$

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。

$$\begin{aligned}t-1 \text{ 时} &= 0 \\t-1 \text{ 时 } 15 \text{ 分} &= \frac{P_t}{4} \\t-1 \text{ 时 } 30 \text{ 分} &= \frac{P_t}{2} \\t-1 \text{ 时 } 45 \text{ 分} &= \frac{3P_t}{4} \\t \text{ 时} &= P_t\end{aligned}$$

抄送：国家能源局市场监管司，河南、湖南、四川能源监管办，河南省、湖北省、湖南省、江西省、四川省、重庆市、西藏自治区发展改革委、能源局，重庆市经济和信息化委员会。

国家能源局华中监管局综合处

2026年3月17日印发
