

国家发展和改革委员会 国家能源局 文件

发改能源规〔2025〕1656号

国家发展改革委 国家能源局关于印发 《电力中长期市场基本规则》的通知

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，深化电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，适应电力改革发展需要，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令2024年第20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）等有关规定，我们组织修订了《电力中长期交易基本规则》，现将修订形成的《电力中长期市场基本规则》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局派出机构会同政府有关主管部门组织电力交易机构根据本规则拟定各地和区域电力中长期市场实施细则，并于2026年3月1日前报国家发展改革委、国家能源局备案。

执行中如遇重大问题，及时报告国家发展改革委、国家能源局。



电力中长期市场基本规则

第一章 总则

第一条 为加快推进全国统一电力市场体系建设，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，落实《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）要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力市场运行基本规则》及有关配套规定，制定本规则。

第二条 本规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 本规则适用于全国范围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。

第四条 本规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。

开展跨电网经营区常态化交易。鼓励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》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。

第二节 市场成员权利

第十三条 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。

第十四条 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。

第十五条 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。

第十六条 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。

第十七条 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

第十八条 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。

第十九条 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。

第二十一条 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。

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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 交易品种及交易方式

第二十五条 根据交易标的物执行周期不同，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。数年、年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

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。

第二十六条 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”）。

第二十七条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：

跨省跨区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。跨电

网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

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。

第二十八条 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。

第二十九条 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。

第二节 价格机制

第三十一条 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，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。

第三十二条 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形成，第三方不得干预。

第三十三条 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。

第三十四条 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。

第三十五条 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，由政府价格主管部门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。

第三十六条 跨省跨区交易价格由市场形成，相关价格机制按照国家发展改革委、国家能源局有关规定执行。

第三十七条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，在各地电力市场价格结算实施细则中明确。

第三十八条 为避免市场操纵及恶性竞争，由政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第三十九条 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。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十条 跨电网经营区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心联合组织，跨省跨区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心按照电网经营区组织，省内电力中长期交易由各省（区、市）电力交易机构组织。鼓励跨省跨区电

力中长期交易与省内电力中长期交易联合组织。

跨省跨区专项输电工程配套的新能源外送大基地项目等参与电力中长期市场的方式另行规定。

第四十一条 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。

第四十二条 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。

第四十三条 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。

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。

第二节 交易约束与出清

第四十四条 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。

第四十五条 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。

第四十六条 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）；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。

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用电水平等风险平抑能力条件确定。

第四十八条 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。

第四十九条 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。

跨省跨区交易中，北京电力交易中心、广州电力交易中心可协同各省（区、市）电力交易机构根据电网运行约束进行交易出清，形成预成交结果。交易出清、电网安全校核及交易执行阶段的交易优先级应在电力中长期市场实施细则中明确。

第五十条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，跨省跨区交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第三节 绿色电力交易组织

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 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。

第五十三条 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。

第五十四条 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。

第五十五条 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。

第六章 交易校核

第五十六条 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。

第五十七条 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。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各省（区、市）电力交易机构完成。

第五十八条 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。

第五十九条 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。跨省跨区数年交易，应逐年开展电网安全校核；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。

第六十一条 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。

第六十二条 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。

第六十三条 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

第六十四条 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。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第六十五条 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。

第六十六条 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。

第二节 合同执行

第六十七条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第六十八条 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

第六十九条 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。

第七十条 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 电力中长期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。

第七十三条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第七十四条 电力中长期市场结算可按差价结算或差额结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第七十五条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第七十六条 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。

第七十七条 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。

第七十八条 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。

第七十九条 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。

第八十条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第九章 信息披露

第八十一条 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。

第八十二条 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。

第八十三条 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

第八十四条 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。

第八十五条 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。

第八十六条 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，建立备用系统或并列双活运行系统。

第八十七条 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”。

第八十八条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十一章 风险防控及争议处理

第八十九条 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。

第九十条 各地应制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第九十一条 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。

第九十二条 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。

第九十三条 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。

第十二章 法律责任

第九十四条 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。

第九十五条 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

第九十六条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第九十七条 电力监管机构会同政府有关主管部门组织电力交易机构根据本规则拟定各地和区域电力中长期市场实施细则。

跨电网经营区、跨省跨区电力中长期交易实施细则由北京电力交易中心、广州电力交易中心组织编写，报国家发展改革委、国家能源局批复后，由电力交易机构印发执行。

第九十八条 本规则自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 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）同时废止。

附件

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为智能微电网。

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. 集中竞价交易

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”。

5. 滚动撮合交易

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。

6. 挂牌交易

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。

7. 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。

8. 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、预留容量、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。

主送：各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，北京市城管委，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、甘肃省工信厅（工信局、经信委），国家能源局各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司。

国家发展改革委办公厅

2025年12月18日印发

