

国家能源局华中监管局 江西省发展和改革委员会 文件 江西省能源局

华中监能市场规〔2026〕32号

关于印发《江西省电力中长期市场实施细则》 的通知

国网华中分部，国网江西省电力有限公司，江西电力交易中心有限公司，各发电企业、售电公司、电力用户，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，进一步深化江西电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，适应江西电力市场高质量发展需要，依据《电力市场运行基本规则》（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

局关于印发<电力中长期市场基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等有关规定，结合江西电力市场运行实际，我们组织修订形成《江西省电力中长期市场实施细则》，经广泛征求意见，并由江西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。

国家能源局华中监管局



江西省发展和改革委员会



江西省电力中长期市场实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，积极稳妥推进江西电力市场建设，规范电力中长期市场交易行为，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，根据《中华人民共和国能源法》、《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》（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印发<电力中长期市场基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等文件规定，结合江西实际，制定本细则。

第二条 本细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 本细则适用于江西省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江西电力交易中心、江西电力调控中心。

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。

第六条 国家能源局华中监管局、江西省发展和改革委员会、江西省能源局根据职能依法履行电力中长期交易监管和行业管理职责。

第二章 总体要求

第七条 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》《江西省电力市场注册实施细则》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，允许在每月 15 日前选择从次月起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，在规定办理时限内取得电力业务许可证，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) 向国家能源局华中监管局、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（多月）、月内等不同交割周期的电能交易。数年、年度、月度（多月）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，多月交易以年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物；月度交易以次月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”）。

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。

第二十七条 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签订交易承诺书明确相关权责。

第二十八条 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、集中撮合交易、挂牌交易等。

第二十九条 集中竞价、集中撮合交易每个时段需一次性挂出 5 个档位的电量，每个档位的申报价格不能相同，年度集中竞价申报的档位电量不得少于 10 兆瓦时，其他交易周期的集中竞价、集中撮合交易申报档位电量不得少于 1 兆瓦时。电量不足 1 兆瓦时，仅可作为一次挂牌操作。

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。

第三十一条 经营主体分为发电侧经营主体、用电侧经营主体。其中，发电侧经营主体包括发电企业、独立储能、发电类虚拟电厂、混合类虚拟电厂等；用电侧经营主体包括电网企业、售电公司、电力批发用户、负荷类虚拟电厂、混合类虚拟电厂、智能微电网等。

第三十二条 燃煤发电企业以机组为交易单元参与中长期交易；新能源发电企业以注册单元为交易单元参与中长期交易，分布式新能源聚合商以代理的 220kV 配电网内分布式新能源聚合为交易单元参与中长期交易；售电公司和批发用户以法人单位为交易单元参与中长期交易；虚拟电厂聚合同一电力现货市场出清节点的资源作为交易单元参与中长期市场。非独立法人的批发用户经法人单位授权，可参与中长期交易。

第三十三条 各经营主体原则上以市场注册主体为单位独立进行报价。参与集中报价的新能源发电企业，原则上集中后的总装机规模不应超过江西电力市场单个最大燃煤发电厂装机规模（不含特高压输电通道配套电源）。原则上，仅允许同一集团（同一母公司、同一控股股东、同一实际控制人等）内同一省的新能源发电企业进行集中报价，禁止跨集团、跨省集中报价。禁止具有竞争关系的经营者达成固定或变更商品关系的垄断协议。其他有关要求按照《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知（试行）》（发改能源〔2025〕1476号）及省内相关配套政策执行。

第三十四条 独立储能根据自身情况自主选择发、用电侧经营主体身份参与电力中长期交易，同一交易序列和同一交易时段只能选择一种身份参与交易。

第三十五条 虚拟电厂以聚合控制单元为最小单位作为交易单元参与电力中长期交易，单个控制单元所聚合资源应位于同一电力现货市场出清节点。其中：负荷类虚拟电厂主要聚合具备调节能力的电力用户，参照售电公司参与电力中长期批发市场交易；发电类虚拟电厂主要聚合接入电压等级 10 千伏及以下的分布式新能源、储能，参照新能源场站参与电力中长期批发市场交易；混合类虚拟电厂可同时聚合具备调节能力的电力用户和接入电压等级 10 千伏及以下的分布式新能源、储能，初期为便于操作，混合类虚拟电厂区分发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元，可以自主选择作为用电侧或发电侧经营主体身份参与

电力中长期批发市场交易，同一交易序列和同一交易时段只能选择一种身份参与交易。

第三十六条 智能微电网经营主体参照批发电力用户参与电力中长期交易。

第二节 价格机制

第三十七条 江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局组织制定价格结算实施细则。

第三十八条 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。市场供需双方签订中长期合同时，可根据电力供需、市场结构等情况，约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

第四十一条 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，通过市场交易形成各时段的价格。对电网代理购电用户，由江西省发展和改革委员会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。

第四十二条 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，按《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第四十三条 为避免省内市场操纵及恶性竞争，由江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局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。

第四十四条 省内交易价格限制按照江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局设置的申报价格和出清价格上、下限执行，并在交易公告发布。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

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 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。

第四十七条 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。

第四十八条 用电侧经营主体在参与年度（数年）、月度交易前应申报交易电量预测。

第四十九条 省内年度（数年）交易。原则上通过集中竞价、双边协商、挂牌等方式开展。

年度交易电量分解。年度交易出清后，在剔除发电机组检修计划后，按照日历天数均分至每日的48时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。在次月交易开始前，经购售双方协商一致，在保持交易均价、电量一致的情况下，允许调整后续各月份年度双边协商合同曲线时段划分及对应时段的交易价格。

第五十条 省内多月交易。原则上通过集中竞价交易、挂牌交易等方式开展。根据经营主体的交易意向，按需开展双边协商交易。其中，双边协商交易形成各月交易电量、均价及曲线。

多月交易电量分解。多月交易出清电量在剔除月度检修计划，按照日历天数均分至每日的48时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。

第五十一条 省内月度交易。原则上采用集中交易方式开展，分为集中竞价阶段和滚动撮合（挂牌交易）阶段。

新能源机制电量计入用电侧经营主体签约比例。月度交易前，电力交易机构根据电网企业提供的次月机制电量曲线，按照用电侧经营主体次月年度、多月交易各时段的分月合同电量占比，将机制电量曲线分解至用电侧经营主体并发布；若遇特殊情况未组织开展年度（数年）、多月中长期交易，电力交易机构根据次月用电侧经营主体申报的预测电量占比，将机制电量曲线分解至用

电侧经营主体并发布。用电侧经营主体可扣减其对应的机制电量曲线后参与后续中长期交易。

月度交易电量分解。月度交易出清电量在剔除月度检修计划，按照日历天数均分至每日的48时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。

第五十二条 省内月内交易。原则上采用集中撮合、挂牌模式组织开展，以“D-2”为周期连续开市。集中撮合交易标的为D日至“D+9”日48时段的电量、电价，交易平台在每日开市时间起每15分钟进行一次集中出清。挂牌交易原则上只组织电网企业代理购电交易，根据电力调度机构调整的检修计划等情况，按需组织对应的发电机组按照检修计划调整的天数参与带曲线挂牌交易。

第二节 交易约束与出清

第五十三条 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。

第五十四条 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。

第五十五条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力（考虑检修计划等），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）。

第五十六条 燃煤发电机组的交易申报限额根据发电机组可用发电能力、厂用电率等条件确定。

燃煤发电企业交易单元年度交易净合同量上限=机组可用发电能力 $\times$ （1-厂用电率） $\times K_1$

燃煤发电企业交易单元月度（多月）交易净合同量上限=[机组可用发电能力 $\times$ （1-厂用电率）-已持有合同量] $\times K_2$

K_1 、 K_2 分别为年度和月度调节系数（暂定为1），系数调整经江西省电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局华中监管局、江西省能源局审定后执行，在交易公告中予以发布。

第五十七条 新能源发电机组的交易申报限额应扣除机制电量部分，根据额定装机容量、历史发电能力等条件确定。

新能源发电企业交易单元年度交易净合同量上限=额定装机容量 $\times$ （1-机制电量比例） $\times$ 同类型机组最大发电可利用小时数，其中约定机制电量规模的，机制电量比例=机制电量规模/（同类项目平均发电利用小时数 $\times$ 额定装机容量）。

新能源发电企业交易单元月度（多月）交易净合同量上限=额定装机容量 $\times$ （1-机制电量比例） $\times$ 同类型机组最大发电可利用小时数-已持有合同量，其中约定机制电量规模的，机制电量比例=机制电量规模/（同类项目平均发电利用小时数 $\times$ 额定装机容量）。

新能源发电企业交易单元各时段中长期交易电量总上限=（额定装机容量×（1-机制电量比例）×同类型机组典型曲线对应发电能力时段）-各时段已持有合同量。

第五十八条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资本总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平、最大用电功率等风险平抑能力条件确定。其中：售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商在满足注册资本总额、履约担保额度要求的情况下：

交易单元年度交易净合同量上限=所代理零售用户最大用电功率*日历天数；

交易单元月度（多月）交易净合同量上限=所代理零售用户最大用电功率*日历天数-已持有合同量。

批发用户交易单元年度交易净合同量上限=该用户最大用电功率*日历天数。

批发用户交易单元月度（多月）交易净合同量上限=该用户最大用电功率*日历天数-已持有合同量。

其他因生产实际情况确需调整交易电量上限的，由有关经营主体向电力交易机构提出申请，交易机构组织电力调度机构、电网企业等相关单位，进行核实、公示、备案后执行。具体申请条件、执行标准、工作流程，经电力市场管理委员会审议后实施。

第五十九条 同一投资主体控股的售电公司，全年代理用户参与市场化交易电量原则上不得超过全省市场化交易电量的20%（不含电网企业代理购电电量）。

第六十条 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。

第六十一条 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。

第三节 绿色电力交易组织

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 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。

第六十五条 绿色电力交易原则上融入中长期交易，交易组织时序与其他中长期交易保持一致。年度（多年）、月度绿色电力交易原则上采用双边协商交易方式；月内绿色电力交易原则上采用挂牌方式，实现购、售电侧的增量交易以及合同转让、合同回购交易。经营主体转让或回购合同电量时一同转让或回购绿色电力环境价值。

第六十六条 绿电直连项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，依据协议优先组织开展绿电直连项目电源和负荷的绿电交易，剩余电量以项目聚合形式参与电力市场交易。

第六十七条 鼓励分布式新能源机制外电量直接或聚合后，与同一 220kV 配电网内的电力用户通过电力交易平台开展分时绿电交易。

第六十八条 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。

第六十九条 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。

第四节 电网代理购电交易组织

第七十条 电网企业应单独预测居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电和代理购电工商业用户用电曲线。

第七十一条 电网企业代理购电应与经营主体执行统一的市场规则。保量保价的优先发电电量匹配居民、农业用电，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

第七十二条 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。目前，江西电网代理工商业用户、居民农业市场化采购采用挂牌交易方式报量（电量及曲线）不报价参加年度、月度（多月）、月内交易。

第六章 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。

第七章 交易校核

第七十六条 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。

第七十七条 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。

第七十八条 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。

第七十九条 现货市场运行期间，电力调度机构不再单独开展电网安全校核。非现货市场运行期间，电力调度机构应当在规

定的时间内按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行，不得开展追溯校核。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。

第八十二条 电力交易机构进行削减时，按交易组织结束时间逆序削减。对于同场双边协商交易，按照时间优先原则逆序削减，时间相同时按等比例原则削减；对于同场集中竞价交易，按照价格优先原则逆序削减，价格相同时按照时间优先原则逆序削减；对于同场挂牌交易，按照时间优先原则逆序削减。已成交并发布的交易结果不得削减。

第八十三条 省内中长期交易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。

第八章 合同管理

第一节 合同签订

第八十四条 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订工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第八十五条 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。

第八十六条 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。

第八十七条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素，经营主体在参与交易前选择结算参考点，按年自行选择为实时市场任一节点或统一结算点，默认为统一结算点。

第八十八条 中长期交易最小合同周期为 1 个时段（半小时）；交易申报最小电量单位为 0.001 兆瓦时（1 千瓦时）；交易申报最小价格单位为 0.001 元/兆瓦时。

第二节 合同执行

第八十九条 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。

第九十条 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，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量和结算

第一节 计量

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，电网企业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，电网企业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，电网企业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。

第九十二条 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。

第九十三条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第二节 结算

第九十四条 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。

第九十五条 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，目前暂取实时市场统一节点电价，后续根据市场运行情况适时调整。

第九十六条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展，目前按差价结算方式开展。

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。

第九十七条 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。

第九十八条 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。

第九十九条 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。

第一百条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除机制电量）、用电侧电量每小时三者取小的原则确定。其中，同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，每小时用电量低于对应时段合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按每小时用电量对应时段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，每小时上网电量低于对应时段合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按每小时上网电量占对应时段合同

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。

第一百零一条 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。

第一百零二条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第十章 信息披露

第一百零三条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息。公开信息是指向有关市场成员披露的信息。特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百零四条 发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业、市场运营机构应披露的公众信息、公开信息、特定信息具体内容及范围按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第一百零五条 市场成员应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百零六条 市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。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。

第一百零七条 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。

第一百零八条 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，相关信息披露主体应予以解释。

第一百零九条 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。

第十一章 市场技术支持系统

第一百一十条 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。

第一百一十一条 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。

第一百一十二条 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。

第一百一十三条 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”。

第一百一十四条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 电力交易机构制定电力中长期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。

第一百一十七条 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。

第一百一十八条 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。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：

（一）当面临严重供不应求情况或出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

(二) 发生恶意串通操纵市场的行为, 并严重影响交易结果的;

(三) 市场技术支持系统发生重大故障, 导致交易无法正常进行的;

(四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的;

(五) 国家能源局华中监管局、政府有关主管部门作出暂停市场交易决定的;

(六) 市场发生其他严重异常情况的。

第一百一十九条 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

第一百二十条 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。

第一百二十一条 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

第一百二十二条 本细则由国家能源局华中监管局会同江西省发展和改革委员会、江西省能源局依据各自法定职权解释。

第一百二十三条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。《江西电力中长期交易实施细则》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作智能微电网。

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.双边协商交易

双边协商是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、交易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。根据交易曲线的不同分为自定义曲线交易和基荷交易。

5.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“报价撮合法”。

(1) 统一边际出清

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。

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统一边际出清价格。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均成交;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。当售方(购方)申报电量大于预出清电量时,售方(购方)按申报电量等比例成交。

(2) 报价撮合出清

撮合匹配、边际出清中,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,撮合匹配形成价格对,一一边际出清。

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 来确定。 k 的取值范围0—1,暂按0.5执行; k 系数调整,经电力市场管理委员会审议通过,报电力监管机构和政府有关主管部门审定执行,在交易公告中予以发布。

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。

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。

6.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。

7.集中撮合交易

集中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或服务，经营主体等在规定截止时间前统一集中申报信息，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息，按照价格优先原则进行撮合成交。购售双方按交易申报时间在同一出清时段内视为同一申报区间，申报交易价格一致时，出清电量按申报电量等比例分解。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“报价撮合出清”。

8.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。

9.融合交易

融合交易指融合开展电能量增量交易、合同转让交易、合同回购交易。同一经营主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。为降低市场操纵风险，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）。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）。

10.交易曲线

交易曲线指中长期合约分时分解形成的48时段（每30分钟一段）电量曲线。其中，基荷指的是中长期合约均分至48时段（每30分钟一段）电量曲线，自定义曲线的是中长期合约按照购、售双方自行约定的48时段（每30分钟一段）电量曲线

11.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。

12.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、持留容量、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。

13.节假日用电系数比例

国网江西电力有限公司结合电网实际运行情况、历史净负荷曲线和供需形势分析，日常与重大节假日期间的用电比例系数，经江西省电力市场管理委员会审议通过，并报电力监管机构、政府主管部门审定后，通过电力交易平台进行发布。

抄送：国家能源局市场监管司。

国家能源局华中监管局综合处

2026 年 3 月 27 日印发
