

国家能源局江苏监管办公室文件 江苏省发展和改革委员会

苏监能市场〔2026〕14号

关于印发《江苏省电力中长期市场实施细则 (2026版)》的通知

国网江苏省电力有限公司，江苏电力交易中心有限公司，各有关发电（集团）企业，售电企业，电力用户：

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，更好适应江苏电力现货市场运行及新型经营主体发展需要，保证电力市场统一、开放、竞争、有序，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、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委2024年第20号令）、《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）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发

《电力现货市场基本规则（试行）的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家能源局关于印发〈电力市场注册基本规则〉的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）等有关法律、法规规定，江苏能源监管办会同省发展改革委（能源局）修订了《江苏省电力中长期交易规则（2023版）》，现将修订后《江苏省电力中长期市场实施细则（2026版）》印发给你们，请遵照执行。本规则自2026年3月1日起施行，实施过程中如有重大问题，请及时报告。

国家能源局江苏监管办公室

江苏省发展和改革委员会

2026年2月28日

江苏省电力中长期市场实施细则（2026版）

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，规范江苏省电力中长期交易行为，依法保护电力市场经营主体的合法权益，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）及其配套文件要求，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》、《电力中长期市场基本规则》、《电力现货市场基本规则》、《电力市场信息披露基本规则》、《电力市场注册基本规则》、《电力市场计量结算基本规则》、《售电公司管理办法》等文件和有关法律、法规规定，结合江苏实际，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 本规则适用于在江苏开展的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；电力市场运营机构指江苏电力交易中心（以下简称电力交易机构）、江苏电力调度控制中心（以下简称电力调度机构）。

第五条 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。

第六条 进入电力市场的电力用户分为两类：一类用户是指参与批发交易的电力用户，又称批发市场用户；二类用户是指参与零售交易的电力用户，又称零售市场用户。

批发交易是指一类用户、售电公司等向发电企业、新型经营主体直接购买电量的交易；零售交易是指二类用户向售电公司购买电量的交易。

第七条 负荷类虚拟电厂参照售电公司，发电类虚拟电厂参照发电企业参与中长期交易。

第八条 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、进行不正当竞争、损害其他市场成员的合法权益。

第九条 国家能源局江苏监管办公室(以下简称江苏能源监管办)、江苏省发展和改革委员会(能源局)(以下简称省发展改革委(能源局))负责本规则的制定、实施工作,并按照相关职能依法履行电力中长期交易监管职责。

第二章 总体要求

第十条 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。

第十一条 促进省内中长期交易和跨省跨区中长期交易的相互耦合,不断完善经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

第十二条 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。

第十三条 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 市场成员权利与义务

第十四条 发电企业的权利和义务：

（一）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；

（二）按照规则参与电力中长期市场，签订并履行中长期交易合同，按时完成电费结算；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）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；

（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）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 售电公司的权利和义务：

（一）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；

（二）按照市场规则参与电力中长期市场，签订并履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（三）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；

(四)按照市场规则,向电力市场运营机构提供签约的二类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;

(五)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,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;

(六)获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息,根据用户授权掌握其近一年历史用电负荷信息(双方在购售电合同中予以明确);

(七)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;

(八)依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定;

(九)依法依规履行可再生能源消纳责任;

(十)具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件;

(十一)法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力用户的权利和义务:

(一)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;

(二)按照规则参与电力中长期市场,与发电企业签订并履行电力中长期交易合同,或与售电公司签订并履行电力零售合同,按时完成电费结算,按规定支付电费;

(三)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;

(四)获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(五)依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定;

(六)依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务;

(七)法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 新型经营主体的权利和义务:

(一)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;

(二)按照市场规则参与电力中长期市场,签订并履行电力中长期交易合同,按时完成电费结算;

(三)获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四)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。获得签约分散资源合同期内发用电负荷等信息,根据分散资源授权获得签约分散资源的近一年历史发用电等相关信息(双方在零售合同或聚合服务合同中予以明确);

(五)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;

(六)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；

（七）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）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；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 电力调度机构的义务：

（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。

第十九条 电力交易机构的义务：

（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）向江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）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。

第二十条 电网企业的权利和义务：

（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）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等，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和负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（六）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；

（七）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 经营主体参与市场基本条件

第二十一条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担

民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体。

第二十二条 经营主体参与电力市场的基本条件：

（一）发电企业

1.依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类），进入商业运营；

2.已与电网企业签订并网调度协议且接入电力调度自动化系统（依规符合豁免条件的除外）；

3.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

4.并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求后，可作为经营主体参与市场化交易；

5.省外以“点对网”专线输电方式向江苏省送电的发电企业（含网对网专线输电的配套发电机组），纳入江苏电力电量平衡，根据江苏发电计划放开情况参与江苏电力交易；

6.具备分时计量条件的分布式光伏、分散式风电，直接或聚合参与市场；

7.参与分布式发电市场化交易试点的按照分布式发电市场化交易及电网企业输配电服务三方合同等要求执行。

（二）电力用户

1.工商业用户原则上全部进入电力市场，暂未直接从电力市场购电的工商业用户按规定由电网企业代理购电；

2.符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

3.拥有自备电厂的用户应当按国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费等；

4.具备相应的计量能力或替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（三）售电公司按照《售电公司管理办法》规定执行，如有新规的从其规定。

（四）新型储能、虚拟电厂（含负荷聚合商）、智能微电网经营主体参与市场基本条件按照《电力市场注册基本规则》规定执行，如有新规的从其规定。

（五）智能微电网经营主体参与市场基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。

第二十三条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，扣除参加分布式发电市场化交易试点的电量后，全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。

第二十四条 经营主体按月参与电力中长期市场。

（一）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与批发市场或零售市

场。选择直接参与零售市场的二类用户，与售电公司在电力交易平台按照自然月为最小单位开展零售交易，建立零售服务关系。

(二)售电公司自零售合同起始月起参与中长期及以后的电力交易并按照规定结算。

(三)新投产的发电机组，在月末第四个工作日及之前完成入市申请并生效的，参加标的日期为次月及以后的电力交易并按照规定结算。对于月末第十个工作日及之前符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次月起按照交易规则进行结算；对于月末第十个工作日之后符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次次月起按照交易规则进行结算。

(四)虚拟电厂与分布式新能源聚合服务方式初期参照售电公司与二类用户零售服务方式管理。分散式风电、分布式光伏聚合后，同时参与常规中长期交易和绿电交易的注册信息、聚合关系、交易单元、结算单元均需保持一致。

(五)二类用户与售电公司零售服务合同到期后可重新选择作一类用户或二类用户，未选择的视为退出电力市场，按照电网企业代理购电价格 1.5 倍执行。分布式新能源与虚拟电厂合同到期后可重新选择聚合或直接参与市场，若未重新选择聚合的，视为直接参与市场。

第二十五条 在江苏电力市场注册并公示通过的售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商），若连续 12 个月未进行实际交易，电力交易机构征得地方主管部门同意后停牌处理，暂停其交易资格。

重新参与交易前售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）须向电力交易机构提出复牌，再次进行公示。

第二十六条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十七条 经营主体存在违反国家及省有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为、恶意扰乱市场秩序、未按规定履行信息披露义务、拒绝接受监督检查、因自身原因不能持续满足注册条件等情形的，由江苏能源监管办会同省发展改革委（能源局）责令其整改，情节严重的，强制其退出市场，电力交易机构对其予以注销注册，并从市场主体目录中剔除。

第二十八条 售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同应在规定期限内妥善处理完成，二类用户在规定期限内可以与其他售电公司签订新的零售合同。逾期未处理完成的，由保底售电公司承接，具体按《售电公司管理办法》有关要求执行。

第二十九条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。被强制退出市场的售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商），按合同约定承担相应违约责任，不再继续执行涉及到的合同电量，原则上其企业及其法人代

表三年内均不得办理市场注册。

第四章 市场注册、变更与注销

第三十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，以独立承担民事责任主体身份为基本单位在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证和法定代表人实名授权。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第三十一条 经营主体对注册信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。电力交易机构进行完整性审查。经营主体的注册信息包括身份信息和运行信息。其中身份信息主要包括经营主体名称、统一社会信用代码及法定代表人的姓名、身份证号码等信息。运行信息根据经营主体类别不同，包括但不限于以下情形：

（一）发电企业运行信息为其并网运行的发电机组信息，包括并网的机组名称、机组类型、发电项目核准或备案文件、电力业务许可证（发电类）等。

（二）电力用户运行信息为其正式用电信息，包括在电网企业（含增量配电网企业）的用电户号、用电分类、电压等级、是否临时用电等，由电网企业（含增量配电网企业）校核。

（三）售电公司运行信息为其人员结构、资产信息、场所信息、技术平台等，由电力交易机构通过电力交易平台网站、“信用中国”等网站向社会公示，公示期满无异议的注册手续自动生效。

(四) 新型经营主体运行信息为其调节单元信息，如调节单元号、调节类别、调节能力等。

(五) 电网企业运行信息为其电力业务许可证、电网接线示意图等。

第三十二条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照相关规则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第三十三条 经营主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，未按规定时间进行变更并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第三十四条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第三十五条 已在江苏电力交易平台注册生效的电力用户发生销户、过户、更名、改类等变更时，电网企业及时将相关信息变更情况、分段计量数据等推送至江苏电力交易平台，电力交易机构同步完成用电信息变更，对其进行交易结算，提供结算依据。

第三十六条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销，在办理正常退市手续后，执行国家及省有关发用电政策：

(一) 经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或用电；

(二) 因国家及省政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的；

（六）经营主体所有用电户号已销户且连续 12 个月未新报装户号的。

第三十七条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报江苏能源监管办和省发展改革委（能源局）备案。经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司持续满足注册条件核验、市场注销条件和流程、退出电力市场交易条件和流程等按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十八条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议单位或个人名称、有效身份证件、有效联系方式、异议内容等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第三十九条 建立售电公司履约保障凭证额度预警机制，对额度达到预警的售电公司由电力交易机构按日通知补缴，书面提

醒仍拒不足额缴纳的，按《售电公司管理办法》相关要求处理。虚拟电厂（含负荷聚合商）履约保障凭证额度预警机制参照售电公司执行。

第五章 交易品种和交易方式

第四十条 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（含旬、周、多日）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；月内交易原则上按工作日连续开市。电力现货运行期间，中长期交易原则上分时段组织。

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。

第四十一条 中长期交易品种包括电能量直接交易和合同转让交易等。电能量直接交易指发用主体经双边协商、集中交易等方式达成的交易。合同转让交易指在批发市场就未履行的合同开展的转让交易。

第四十二条 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”）为标的物的电力产品，交易电力的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一类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。初期，参与绿色电力交易的主要为未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内或自愿放弃对应电量补贴、已在国家能源局资质管理中心建档立卡并匹配成功的风电、光伏发电项目机制电量以外的上网电量。条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

第四十三条 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。

（一）双边协商交易指经营主体等自主协商交易电量（电力）、电价等，并在电力交易平台提交、确认。双边协商交易在交易双方达成一致的前提下，于交易申报截止时间前均可提交、修改、撤回。

（二）集中竞价交易指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体、电网企业等在规定截止时间前集中申报信息，由电力交易平台汇总经营主体、电网企业等提交的交易申报信息进行出清。

1.集中竞价采取“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”的方式。

2.电网企业应考虑季节变更、节假日安排等因素，分别预测居民和农业用户、代理购电用户的用电量和典型负荷曲线，综合

考虑用电量、优先发电量、综合线损率等因素，合理确定居民和农业用户、代理购电用户市场化采购电量规模。电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户作为购方或售方，以报量不报价的方式、作为价格接受者参与市场出清；作为售方时，可出售电量为后续未履行的市场交易电量，因先购后售产生的损益，由电网企业纳入居民和农业用户、代理购电用户市场采购成本。

3.若某一时段未生成有效边际电价，则该时段成交电量为零。

（三）滚动撮合交易指针对已明确时段、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。

（四）挂牌交易指经营主体、电网企业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。电网企业居民和农业用户、电网企业代理购电用户仅作为挂牌方参加挂牌交易，挂牌价格为当期月度集中竞价边际出清电价。电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户可作为购方或售方，作为售方时，可出售电量为后续未履行的市场交易电量，因先购后售产生的损益，由电网企业纳入居民和农业用户、代理购电用户市场采购成本。

(五) 电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户每月最多切换一次交易角色。现货初期，电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户分别申报交易电量，按照全省典型负荷曲线分解至 24 个时段参与市场出清。后续，若电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户参与现货市场每天每 15 分钟清算，电网企业根据预测负荷确定中长期交易各时段申报电量。

第四十四条 省内绿电交易方式主要包括双边协商交易和挂牌交易。

第四十五条 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。

第四十六条 合同转让交易包括发电侧合同转让和购电侧合同转让两种情况，采用双边协商方式，可在月度、月内组织，经营主体自行协商每天每小时转让电量、电价。

第四十七条 发电侧合同电量转让交易应体现节能减排要求，鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第六章 价格机制

第四十八条 按照国务院价格主管部门制定的电力中长期市场价格机制的总体原则，省发展改革委（能源局）会同江苏能源监管办组织制定价格结算实施细则。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，在价格结算实施细则中明确。

第四十九条 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。

第五十条 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。

第五十一条 中长期合同电价可签订固定价格，数年、年度交易也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，参考因素应公开发布、明确且可量化。签订灵活价格机制的电量不纳入年度及以上周期的中长期交易结果公示的均价统计。

第五十二条 为避免市场操纵及恶性竞争，由省发展改革委（能源局）会同江苏能源监管办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。

第五十三条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第五十四条 省内光伏、风电机组机制电量以外部分电量可参加常规中长期交易或绿电交易。带补贴光伏、风电项目参加常规中长期交易，补贴政策按照国家原有规定继续执行。

第五十五条 对直接参与市场交易的经营主体，原则上不再人为规定分时电价水平和时段，具体按照省发展改革委（能源局）相关规定执行。对电网代理购电用户，由省发展改革委（能源局）

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。

第五十六条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。

第五十七条 集中竞价交易价格按照边际价格统一出清或撮合匹配价格确定。

（一）集中竞价采用统一边际出清的，卖方按照“低价优先”的原则排序，买方按照“高价优先”的原则排序。以买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应的价格确定，或者根据最后一个交易配对双方价格的算术平均值确定市场边际成交价，作为全部成交电量的出清价格。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照申报电量等比例成交。

（二）集中竞价采用撮合匹配、边际出清的，卖方按照“低价优先”的原则排序，买方按照“高价优先”的原则排序，依次配对直到匹配电量达到公布的集中竞价交易规模或者一方可成交的电量全部匹配完，成交价为配对双方价格的算术平均值。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照申报电量等比例成交。

（三）若月度集中竞价中某时段的成交价格高于燃煤机组成交价格上限且燃煤机组有成交时，交易排序和配对的原则不变，整场交易该时段按照燃煤机组成交价格上限进行出清。

第五十八条 滚动撮合交易按照以下原则开展：

（一）经营主体在交易平台输入需交易的电量及电价。

（二）买方按价格降序展示买一、买二、买三、买四、买五

的电价及每个价格的电量；卖方按价格升序展示卖一、卖二、卖三、卖四、卖五的电价及每个价格的电量。

（三）如买方后出价且价格大于等于卖一价格时，按卖方电价成交，电量按卖方电价的排序梯次成交，卖方电价相同的，申报时间早的优先成交，直到买方电价小于卖方电价不再成交。

（四）如卖方后出价且价格小于等于买一时，按买方电价成交，电量按买方电价的排序梯次成交，买方电价相同的，申报时间早的优先成交，直到卖方电价大于买方电价不再成交。

第五十九条 挂牌交易可以分时段挂牌，也可以采用统一曲线方式组织。挂牌方申报电量、电价，摘牌方申报电量，出清价格为挂牌方的挂牌价格。挂牌交易的组织方式分为双挂双摘和单挂单摘。

（一）单挂单摘方式。单方挂牌，按照“买方挂牌、卖方摘牌”或“卖方挂牌、买方摘牌”方式组织。

（二）双挂双摘方式。双挂双摘是在规定交易时间内，买方挂牌与卖方挂牌同时开展，买卖双方均可挂牌和摘牌，一旦选择挂牌或摘牌角色不可改变，买方只能摘卖方，卖方只能摘买方。

第七章 交易组织

第一节 总则

第六十条 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。

第六十一条 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。

第六十二条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向相关经营主体发布，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、电网企业代理居民和农业用户采购电量、电网企业代理购电用户采购电量、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

第六十三条 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。在申报组织以及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第六十四条 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。

第六十五条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，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）。各交易单元交易申报限额作为特定信息，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。

第六十六条 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。

第六十七条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行市场出清，形成预成交结果。

第六十八条 数年、年度交易以双边协商、集中竞价、滚动撮合等方式开展，月度电能量直接交易主要以集中竞价方式开展，分时段能量块交易主要以滚动撮合方式开展，月内其他电能量直接交易以集中竞价、滚动撮合、挂牌等方式开展。

第六十九条 数年、年度、月度、月内（不含分时段能量块交易）电能量直接交易，发电企业固定为卖方，售电公司、一类用户固定为买方，新型经营主体根据其实际发电、用电能力，可作为卖方或买方。分时段能量块交易，经营主体可自由选择作为卖方或买方，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。不同的分时段能量块交易序列里，对同一标的日同一时段如果转换买入或者卖出方向，反方向交易电量不能超过前一次方向交易电量。

第七十条 开展数年、年度交易前，根据后续多年、次年电

力电量平衡预测，确定各类优先发电电量、发电侧市场化交易电量规模等。

第七十一条 月底前，电力交易机构按照交易规则组织次月月度交易。次月月度交易组织前，经营主体、电网企业在合同双方一致同意的基础上，可在电力交易平台调整次月及后续月份的数年、年度合同分月计划，分时合同总量不变。

第七十二条 原则上，月度交易以全月分时段电量为交易标的物进行交易。遇国庆、春节等重大节假日月份，月度交易可以旬或周分时段电量为交易标的物分别组织。

第七十三条 分时段能量块交易，原则上按照 D-2 到 D-3 组织，指 D-2 日和 D-3 日组织标的物为 D 日各时段电量的交易。分时段能量块交易按工作日连续开市，如遇国庆、春节等重大节假日可适当提前，也可在重大节假日期间增开后续日期的交易。

第七十四条 发电企业、具备发电能力的新型经营主体分时段售电量不得超过其对应时段剩余最大物理发电能力（新能源物理发电能力可按照对应时段历史最大能力扣除机制电量部分后确定，如无历史数据则参照同类型新能源平均情况），购电量不得超过其对应时段已成交（或预成交）售电量。为满足电力保供和新能源消纳需要，电力交易机构商电力调度机构后，设置各发电机组月度和月内合同电量转出、转入限额。

第七十五条 为降低市场操纵风险，售电公司、一类用户、具备用电能力的新型经营主体分时段购电量申报限额，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。原则上，每个时段的申报电量，不得超过对应时段历史最大实际用电量（如无历史用电数据则参照代理用户供用电合同容量）考虑合理增幅减去已成交（或预成交）购电量。售电公司、一类用户、具备用电能力的新型经营主体分时段售电量不得超过其对应时段已成交（或预成交）购电量。

第七十六条 结合全省用电历史数据，电力交易机构区分工作日、双休日和法定节假日（春节假期还需考虑前后七个自然日），明确合同和保量保价电量（如有）月分日分解系数，并在月度交易公告里明确。每天保量保价电量按照全省典型负荷曲线拆分至每小时。

第七十七条 原则上，参与现货市场申报和出清的火电、核电机组，中长期交易单元为每台或每套机组。点对网送江苏电厂，因其安控运行要求，可向电力交易机构履行正式报备手续后，按年选择以机组组合为中长期交易单元，中长期合同电量由电力交易机构平均拆分至交易单元内的每台机组。

第七十八条 独立储能能在放电时段按发电企业身份参与中长期交易，在充电时段按电力用户身份参与中长期交易。

第七十九条 现阶段，电力中长期、绿电交易最小时段为小时。参与现货结算的经营主体每小时中长期合同电量和保量保价电量，平均拆分至现货最小清算时段。后续结合现货运行情况 and 经营主体需要，探索电力中长期、绿电交易最小颗粒度和现货最

小清算时段保持一致。

第三节 绿色电力交易

第八十条 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。

第八十一条 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。

第八十二条 根据用电侧经营主体需求，可试点开展小时级绿电交易，绿电环境价值按小时进行结算。

第八十三条 绿电环境价值偏差补偿价格是经营主体上网电量或用电量对应的环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。

第八十四条 绿电双边协商交易时，参与交易的主体自主协商确定交易电量（电力）、价格（电能量价格、绿电环境价值）、绿电环境价值偏差补偿方式等，通过电力交易平台申报、确认，形成出清结果。绿电环境价值各时段价格保持一致。小时级绿电交易单独组织，购售双方主体自主参加交易，约定批发市场绿电交易各小时电量电价信息。

第八十五条 绿电挂牌交易时，挂牌方申报挂牌电量（电力）、绿色电力交易整体价格（包括电能量价格与绿电环境价值），摘牌方自主摘牌。绿电环境价值可参考交易组织前北京电力交易中心绿证市场成交均价，其中，年度交易可参考交易组织近 12

个月的绿证市场成交加权均价，月度（月内）交易可参考交易组织前上月绿证市场成交加权均价，绿电环境价值取值提前在交易公告中公布。绿电环境价值偏差补偿价格按合同明确的绿电环境价值的一定比例确定，初期对购售双方按同一比例设置，暂定为25%，后续可适时调整。

第八十六条 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。有小时级绿电溯源需求的电力用户，可与售电公司签订小时级绿电零售套餐，明确小时级绿电零售合同电量电价信息。并在小时级绿电交易申报时，将绿电需求电量全部关联至已签订小时级绿电合同的代理用户。正式成交结果发布后，售电公司可在截止时间前对已成交电量的分配情况进行调整，但不得修改成交总量及批发侧已约定的电力曲线。售电公司单个批发合同可与单个二类用户关联，也可与多个二类用户关联。

第八十七条 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。虚拟电厂参加小时级绿电交易时，应提前与分布式新能源签订小时级绿电聚合合同，约定聚合意向电量和价格形成方式，或约定分布式新能源项目分配优先级。小时级绿电交易申报时，应将绿电申报电量全部关联至已签订小时级绿电聚合合同的分布式新能源。正式成交结果发布后，虚拟电厂聚合分布式新能源可在截止时间前对已成交

电量的分配情况进行调整，但不得修改成交总量及批发侧已约定的电力曲线。虚拟电厂聚合分布式新能源单个批发合同可与单个分布式新能源关联，也可与多个分布式新能源关联。

第八十八条 按照绿电交易溯源要求，虚拟电厂聚合的分布式新能源项目应与售电公司签约二类用户匹配关联，可通过顺次分配或等比例分配方式进行匹配：

顺次匹配：批发侧出清后，将虚拟电厂及售电公司分别给代理分布式新能源项目、二类用户分配的电量按由大至小排序。按排序依次匹配分布式新能源项目与二类用户的关系及电量，匹配后有剩余的电量顺延至下一位主体匹配，以此类推，直至全部电量分配完成。

等比例分配：批发侧出清后，将分布式新能源按照容量或意向电量进行等比例分配，形成分布式新能源项目与售电公司、一类用户的电量分配关系，售电公司按照所代理二类用户意向电量，将分布式新能源项目电量等比例分配至二类用户，并形成匹配关系。

第八十九条 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，可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，绿电环境价值、绿电环境价值偏差补偿条款需与原合同保持一致。

第八章 交易校核

第九十条 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。

第九十一条 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。

第九十二条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，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。

第九十三条 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。

第九十四条 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。

第九十五条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、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力调度机构安全校核意见，按成交电量等比例进行削减。

第九十六条 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。

第九十七条 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。

第九十八条 中长期交易结果公示应包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价、中长期交易安全校核结果及原因等。绿电交易结果公示应包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价等。定期开市的交易结果，原则上在执行日前发布；连续开市的交易结果，原则上在整月交易结束后统一发布。

第九章 合同管理

第一节 合同签订

第九十九条 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。

第一百条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的成交通知单，视为电子合同。

第一百〇一条 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）及绿电环境价值偏差补偿等内容。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

第一百〇二条 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。

第一百〇三条 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，事后向江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第十章 计量和结算

第一节 计量

第一百〇四条 市场经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和市场经营主体需要及时配置、安装符合要求的电能表计。

第一百〇五条 电能计量装置应安装在产权分界点，产权分

界点无法安装电能计量装置的，电网企业（含增量配电网）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、供用电合同等合同中予以明确。

第一百〇六条 电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求，采集终端、通信装置和智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求。

第一百〇七条 计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求。

若发电企业接入电网点（简称出线）计量表计不满足最小结算单元要求，应在各结算单元对应机组或风电光伏项目出口（简称机端）加装关口表计，电网企业按机端电量比例将出线电量拆分至结算单元，提供给电力交易机构。机端安装关口表计前，暂将发电机端运行表计数据接入电能量采集系统用于出线电量拆分，发电企业应配合做好接入工作并开展机端运行表计相关装置的日常监控维护工作。机端表计接入电能量采集系统前，暂将调度能量管理系统发电机组每 15 分钟的积分电量用于出线电量拆分。

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。

第一百〇八条 参与市场的发电企业、电力用户关口计量点

电量数据、电力辅助服务数据根据计量装置确定，电网企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。现货市场运行时，电网企业、电力调度机构应每日提供前 1 日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据。电网企业（含增量配电网）原则上应于每月第 1 个工作日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。现货市场运行时，电网企业（含增量配电网）应按日提供前 1 日用户侧分时电量至电力交易机构。

第一百〇九条 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

第一百一十条 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。

第二节 结算

第一百一十一条 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。中长期结算参考点现货价格优先由日前市场价格确定；经营主体不参与日前市场结算时，该经营主体中长期结算参考点价格由实时市场价格确定。

第一百一十二条 电力中长期市场结算采用增量结算方式，

中长期结算参考点选在用户侧。

第一百一十三条 发电侧电能量电费为跨省跨区交易费用（如有）、保量保价小时数电量费用（如有）、新能源机制电量费用（如有）、省内中长期合约电费（含绿电交易电能量部分）、现货费用之和，其中参与日前市场的发电侧中长期合约电费结算公式如下：

中长期合约电费= Σ 〔合约电量×（合约价格+发电侧日前市场结算价格-中长期结算参考点现货电价）〕

不参与日前市场、仅参与实时市场的发电侧中长期合约电费结算公式如下：

中长期合约电费= Σ 〔合约电量×（合约价格+发电侧实时市场结算价格-中长期结算参考点现货电价）〕

第一百一十四条 用户侧电能量电费为跨省跨区交易费用（如有）、省内中长期合约电费（含绿电交易电能量部分）、现货费用之和，其中参与日前市场的用户侧中长期合约电费结算公式如下：

中长期合约电费= Σ 〔合约电量×（合约价格+用户侧日前市场结算价格-中长期结算参考点现货电价）〕

不参与日前市场、仅参与实时市场的用户侧中长期合约电费结算公式如下：

中长期合约电费= Σ 〔合约电量×（合约价格+用户侧实时市场价格-中长期结算参考点现货电价）〕

第一百一十五条 经营主体各类中长期合同、绿电合同电能量部分照付不议，偏差部分在现货市场结算。

第一百一十六条 按照《电力现货市场基本规则》第八十四条方式二开展中长期市场结算。引入中长期结算参考点后，发电侧中长期合约执行价格变动导致的损益部分，兼顾电力市场建设进程、现货市场分时价格信号作用、煤电机组容量补偿价格到位情况等因素，另行明确返还或回收原则。

第一百一十七条 发挥中长期交易压舱石、稳定器作用，保障中长期高比例签约，明确发电侧、用户侧中长期签约比例不满足要求的超额收益回收和返还原则。

第一百一十八条 对纳入机制的新能源上网电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费用；初期新能源机制电量不再开展其他形式的差价结算。相应电量同步纳入一类用户、售电公司中长期签约比例统计。

第一百一十九条 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。

第一百二十条 电力交易机构分别结算电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户的中长期交易电量，电网企业代理居民和农业用户、电网企业代理购电用户实际使用市场电量与中长期交易电量的偏差电量在现货市场结算。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第一百二十一条 资源聚合类新型经营主体聚合的分散资源，按照聚合服务合同明确的电能量价格结算。新型经营主体聚合电源类资源时，在批发市场参照发电企业结算，批发市场结算电费与所聚合资源的结算电费差作为新型经营主体的聚合收益；聚合负荷类资源时，在批发市场参照售电公司结算，所聚合资源的结算电费与新型经营主体批发市场的结算电费差作为新型经营主体的聚合收益。

第一百二十二条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。新能源纳入机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百二十三条 原则上，绿电交易中绿电环境价值按照当月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用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。小时级绿电交易的环境价值按照绿电交易匹配双方小时级合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小原则确定。小时级绿电交易优先执行、优先结算。

第一百二十四条 新能源扣除机制电量的上网电量或用户用电量低于绿电合同电量以致合同不能全部兑现时，按照绿电合同电量比例拆分每笔合同上网侧和购电侧可结算电量后取小结算绿电环境价值。

第一百二十五条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度或小时级结算电量，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。

第一百二十六条 电网企业应在年底前通过系统交互方式向电力交易机构提供下一年直接或聚合参与市场的新能源机制电量比例、机制电量限额、机制电量执行期限等，按月提供直接或聚合参与市场的新能源机制电量变化情况及上一月实际结算机制电量。

第一百二十七条 电力交易机构负责组织虚拟电厂和分布式项目在电力交易平台填报聚合套餐等内容，完成合同签订，形成结算依据。聚合服务合同如需修改或变更，应由双方以月为周期在电力交易平台重新填报，并在生效后执行。

第一百二十八条 其他计量和结算有关要求按《电力中长期市场基本规则》、《电力市场计量结算基本规则》、《江苏省电力现货市场运营规则》等文件执行。

第十一章 信息披露

第一百二十九条 信息披露相关要求按照《电力中长期市场基本规则》《电力市场信息披露基本规则》、《江苏能源监管办关于进一步做好电力市场信息披露工作的通知》（苏监能市场〔2025〕25号）等执行。

第十二章 市场技术支持系统

第一百三十条 技术支持系统遭受攻击、干扰和破坏等行为

影响平台运营或造成损失，将依据相关法律法规追究责任方的法律责任。

第一百三十一条 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致交易平台卡顿、崩溃，电力交易机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力交易机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正，相关情况及时向江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）报告。

第一百三十二条 其他技术支持系统相关要求按照《电力中长期市场基本规则》等执行。

第十三章 风险防控及争议处理

第一百三十三条 经营主体应自觉维护公平公正的电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易，不得利用市场力或串通其他经营主体在电力市场中进行排他性行为、不正当竞争。

第一百三十四条 各经营主体应按交易规则规范交易平台操作，建立防止交易申报差错等操作风险的内部控制流程。

第一百三十五条 其他风险防控及争议处理相关要求按照《电力中长期市场基本规则》等执行。

第十四章 法律责任

第一百三十六条 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，江苏能源监管办依照《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。

第一百三十七条 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

第一百三十八条 本规则由江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）负责解释。本规则未尽事宜，按照国家、省有关规定执行。

第一百三十九条 本规则自发布之日起施行，执行中如遇国家或省政策调整，以国家或省最新政策为准。《关于印发〈江苏省电力中长期交易规则（2023版）〉的通知》（苏监能市场〔2023〕69号）同时废止。

抄送：各设区市发展改革委。

国家能源局江苏监管办公室

2026年2月28日印发
