

江苏省电力中长期交易规则

第一章 总 则

第一条 为规范江苏电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、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、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889号）等有关法律、法规规定，结合江苏实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于在江苏现阶段开展的电力中长期交易。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电企业等市场主体，通过自主协商、集中竞价、挂牌交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力、电量交易。

执行政府定价的优先发电电量、基数电量和抽水蓄能招标电量现阶段视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入电力中长期交易合同管理范畴，其全部电量交易、执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

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、损害其他市场主体的合法权益。

市场主体有自愿参与、自主交易的权利，任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 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 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、配售电企业、电力用户、电网企业、江苏电力交易中心有限公司（以下简称电力交易机构）、电力调度机构、储能企业等。

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。

批发交易是指电力用户或售电企业通过电力交易机构，向发电企业直接购买电能的交易；零售交易是指电力用户向售电企业购买电能的交易。

第一节 权利与义务

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息；

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、辅助服务费用、政府性基金及附加等；

(三) 按规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

(四) 不受所在供电区域的限制，自主选择交易对象、方式，按有关管理规定进入或退出江苏电力市场；

(五) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

(六) 遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

(七) 依法依规履行可再生能源消纳责任；

(八) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按照要求提供银行履约保函，按时完成电费结算；

（二）按规定披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）已在电力交易机构注册的售电企业不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区售电；

（七）拥有配电网运营权的售电企业承担配电区域内电费收取和结算业务；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支

撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）按政府定价或政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（七）预测非市场用户的电力、电量需求等；

（八）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

（一）参与拟定相应电力交易规则；

（二）提供各类市场主体的注册服务；

（三）按规则组织电力市场交易，负责交易合同的汇总管理；

（四）提供电力交易结算依据及相关服务，按规定收取交易服务费；

（五）建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；

（六）按规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等；

（七）对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，对重大市场风险进行提示，并于事后向江苏能源监管办和省发展改革委（能源局）及时报告；

（九）对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行；

（三）向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（四）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任），保障电力市场正常运行；

（五）按规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十三条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十四条 市场准入基本条件：

（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）。享受关停电量补偿政策的发电企业，可直接在电力交易机构注册，转让基数电量或补偿电量；

2. 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，可作为市场主体参与市场化交易；

3. 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；

4. 分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求。

（二）电力用户

1. 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）；

2. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符

合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

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. 微电网用户应满足微电网接入系统的条件；

5. 最高用电电压等级为 35 千伏及以上的用户，可以自主选择作为一类用户或者二类用户参与市场交易，其他用户只能作为二类用户参与市场交易；

6. 具备相应的计量能力或替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电企业准入条件

1. 按照国家规定和江苏省售电侧改革方案相关要求执行。

2. 售电企业应根据签约用户的电量，向交易机构提供银行履约保函。其中，签约电量（含已中标的存量合同电量）低于 6 亿千瓦时的售电企业需提供不低于 200 万元人民币的银行履约保函；签约电量（含已中标的存量合同电量）达到 6 亿千瓦时、低于 30 亿千瓦时的售电企业需提供不低于 500 万元人民币的银行履约保函；签约电量（含已中标的存量合同电量）不低于 30 亿千瓦时的售电企业需提供不低于 2000 万元人民币的银行履约保函。保函应在交易年度次年的 1 月 31 日前保持有效。

3. 拥有配电网运营权的售电企业应当取得电力业务许

可证（供电类）。

第十五条 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。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。二类用户合同周期内只能向一个售电企业购电。

电力用户合同期满后，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第十六条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续，在办理正常退市手续后，执行国家及省有关发用电政策：

1. 市场主体宣告破产，不再发电或用电；
2. 因国家及省政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；
3. 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

第十七条 售电企业在履行完交易合同和交易结算的情况下，可自愿申请退出市场。自愿申请退出电力市场之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

拥有配电网运营权的售电企业申请自愿退出配电业务时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第十八条 市场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保持准入条件等情形的，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。

第十九条 非正常或被强制退出市场的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。在此期间，该电力用户由为其提供输配电服务的电网企业履行保底供电义务，电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价 1.2 倍执行。

第二十条 被强制退出的市场主体，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。

第二十一条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后非自身原因未能签订新的交易合同但发生实际用电时，在办理正常退市手续后，按照目录电价进行结算。因自身原因未能签订合同的由为其提供输配电服务的电网企业履行保底供电义务。

第二十二条 完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电企业提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十三条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销及零售用户与售电企业业务关系确定等。

第二十四条 市场主体应当按照工商营业执照为基本单位，以统一社会信用代码为身份识别办理注册业务、数字安全证书或同等安全等级的身份认证后方可参加市场交易。

第二十五条 直接并入江苏电网的发电企业（不含个人分布式能源），均应在江苏电力交易平台办理市场注册手续并保证注册信息的完整性和准确性。发电企业的注册信息包括基础信息（含企业工商基本信息、核准批复文件、电力业务许可等）和机组信息。

办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电企业两个市场主体类别进行注册。

第二十六条 进入市场交易的电力用户必须在江苏电力交易平台办理市场注册手续并保证注册信息的完整性和准确性。电力用户的注册信息包括基础信息和用电信息。基础信息含企业工商基本信息、统一社会信用代码、供用电协议、用电报装户号信息等，由用户填报。用电信息为用电报装户号信息对应的用电分类信息（含电压等级），由电网企业（含增量配电网企业）向电力交易机构提供。

第二十七条 在江苏开展业务的售电企业必须按规定在江苏电力交易平台办理市场注册手续并保证注册信息的完整性和准确性。售电企业需提供包括企业工商基本信息、人员结构、注册资金、技术平台等资料，由电力交易机构通过

电力交易平台网站和“信用江苏”网站向社会公示,公示期满无异议的售电企业,注册手续自动生效。

第二十八条 当国家政策调整或交易规则发生重大变化时,电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。在江苏电力市场注册并公示通过的售电企业,如超过十二个自然月未实际参加批发市场交易,如需开展业务,需重新办理公示手续。

第二十九条 市场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。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的,市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的,电力交易机构向社会发布。

第三十条 电力用户或售电企业关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时,市场主体应当在电网企业办理变更的同时,在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间,电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后,对其进行交易结算,提供结算依据。

第三十一条 在外省完成注册公示的售电企业拟在江苏开展业务时,无需重复提交初始注册材料,江苏电力交易机构将按照外省推送的注册材料以及售电企业补充更新的材料进行公示。

第三十二条 非强制退出市场的市场主体,应当及时向电力交易机构提出注销申请,按要求进行公示,履行或处理

完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十三条 如市场主体提供虚假注册材料而造成的损失，均由责任方承担。

第四章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第三十四条 电力中长期交易品种包括电能量交易、发电权交易、合同电量转让交易等。

第三十五条 电能量交易是指符合准入条件的发电企业与电力用户（含售电企业）经双边协商、集中竞价、挂牌等方式达成的购售电交易。

第三十六条 发电权交易是指发电企业之间转让存量基数电量合同的交易。

第三十七条 合同电量转让交易是指在批发市场就存量合同开展的电量相互转让交易。包括发电侧合同电量转让和购电侧合同电量转让两种情况。

（一）发电侧合同电量转让。以发电侧存量合同为基础，可以将未完成的合同电量转让给其他发电企业。

（二）购电侧合同电量转让。以购电侧市场主体存量合同为依据，可以将当月的存量合同电量转让给批发市场的其它购电侧市场主体。

（三）合同电量转让交易应在满足电网安全校核的前提下，遵循平等自愿、公开透明的市场化原则。省内执行全额

收购的风电、光伏、资源综合利用发电企业以及热电联产发电企业中“以热定电”的电量合同不得转让。

第三十八条 发电权和合同电量转让交易应体现节能减排要求，高效发电机组不得将电量转让给低效发电机组，低排放发电机组不得将电量转让给高排放发电机组。

第二节 交易方式

第三十九条 根据交易标的物执行周期不同，中长期交易包括年度（多年）电量交易（以某个或多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。以及在上述交易基础上开展的带曲线电力交易，同时交易执行、结算按曲线方式开展。

第四十条 电力中长期交易采取双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行，其中交易双方的供需信息应在江苏电力交易平台上发布。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成的交易。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，发电企业作为售方，售电企业和电力用户作为购方申报，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量与

成交价格等；如开展带曲线的电力交易，应按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价。

1. 集中竞价可以采取高低匹配或者边际出清方式进行，允许采取多段式的电量、电价申报。

2. 优先发电电量优先于省内市场化交易机组参加集中竞价交易。在高低匹配出清的出清方式下，在价格相同时，优先于常规燃煤机组成交；在边际出清的交易方式下，按照只申报电量方式进行，中标电价参照边际电价优先成交，不再纳入电价排序。若未生成有效边际电价，则成交电量为零。

（三）挂牌交易是指购售电双方同时通过交易平台发布需求电量或可供电量的数量和价格等要约，按照价格优先、时间优先的顺序连续成交。

第四十一条 以双边协商形式开展的交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的交易定期开市。双边合同在合同双方达成一致的前提下，于交易申报截止时间前均可提交或修改。

第四十二条 为降低市场操纵风险，发电企业的售电量不得超过其剩余最大发电能力。电力用户和售电企业当月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）。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易和合同电量转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件。

第五章 价格机制

第四十三条 除计划电量执行政府制定的价格外，电力中长期交易的成交价格由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成。基准价和浮动幅度按国家规定执行。

第四十四条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上按国家有关规定执行。

第四十五条 发电企业的结算电价即为交易电价，包含脱硫、脱硝、除尘和超低排放等环保电价；市场化电力用户的结算电价由交易价格、输配电价（含线损及交叉补贴）、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。容量电价、功率因数考核、峰谷分时电价、输配电价、政府性基金及附加按照国家及省有关规定执行。

第四十六条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易价格按照边际价格统一出清或高低匹配价格确定。

（一）集中竞价采用边际价格统一出清的，卖方按照“价格优先、时间优先、容量优先”的原则确定成交，买方按照“价格优先、时间优先”的原则确定成交。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，作为全部成交电量价格统一出清。

(二)集中竞价采用高低匹配出清的,按照“价格优先、时间优先”的原则,对发电企业申报价格由低到高排序,电力用户申报价格由高到低排序,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。

第四十七条 挂牌交易按照以下原则开展:

(一)交易主体在交易时输入需交易的电量及电价,未成交的电量可多次修改,量价及修改次数不做限制。

(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总计电量;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总计电量。

(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。

第四十八条 跨省跨区输电价格按照国家及省有关规定执行。

第四十九条 执行峰谷电价的用户,在参加市场化交易

后应当继续执行峰谷电价。峰、谷电价按市场交易电价和平段目录电价的差值同幅增减。

第六章 交易组织

第一节 总则

第五十条 电力交易机构组织市场交易前，应按省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办的要求，发布交易信息公告。集中交易（包括集中竞价、挂牌交易）的申报和出清必须在全过程的数字加密方式下进行。严禁任何单位、组织、个人泄露市场成员私有信息。除电网安全校核需要外，禁止任何单位、组织、个人在交易进行中临时修改出清规则或设立修正系数干预交易，确有必要的，应当事后发布公告，公开说明原因。

第五十一条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第五十二条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当至少提前一个工作日发布；不定期开市交易，应根据对市场实际影响，至少提前五个工作日发布交易公告。交易公告应当包括但不限于以下内容：

- （一）合同执行周期内关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）合同执行周期内江苏电力市场总体供需情况；
- （三）合同执行周期内，跨省跨区交易电量需求预测；

（四）合同执行周期内各准入机组的市场交易电量上限；

（五）交易准入成员条件、交易总规模、交易申报时间、交易出清方式、价格形成机制、截止时间、结果发布时间等。

交易公告发布后，电力交易机构原则上按照准入成员条件，按照机组组合、用电单元组合配置交易单元，用于市场成员申报。

交易申报时间应在工作日内进行，时间不低于1个小时。无约束出清应在申报结束后的一个工作日内完成，安全校核工作在两个工作日内完成。

第五十三条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布一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一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。

第五十四条 视电力市场建设情况，适时组织具有直接交易资格的发电企业、电力用户和售电企业参与跨省跨区直接交易，发电企业和电力用户也可以委托售电企业或者电网企业代理参与跨省跨区交易，由市场主体自主决定。

第五十五条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承

诺。

第二节 年度（多年）交易

第五十六条 年度（多年）交易以双边协商和挂牌交易方式开展，交易标的物为次年（多年）的电量（或年度分时电量）。

第五十七条 开展年度（多年）交易前，根据次年电力电量平衡预测，确定各类优先发电电量、抽水蓄能招标发电量及发电侧市场化交易电量规模等。

第五十八条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的安全校核约束条件，形成双边交易预成交结果。

第五十九条 年度交易结束后，电力交易机构汇总各类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在五个工作日内返回安全校核结果，安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则对预成交结果进行削减和调整。

第六十条 电力交易机构应根据经安全校核后的交易情况，于12月底前将次年优先发电、基数电量、市场交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等合同进行汇总，并发布年度交易和分类交易结果。电力调度机构应按交易结果合理安排电网运行方式，保障交易顺利实施。

第六十一条 积极落实国家指令性计划和政府间送电协议，在保证电力平衡和市场交易合同完成的基础上，积极开

展跨省跨区电能交易。

第六十二条 市场主体签订年度购售电合同后即可进行转让，但转让次月电量合同应于当月底三日之前完成，具体交易组织及申报时间以电力交易机构发布的交易公告为准。

第三节 月度交易

第六十三条 月度交易标的物为次月电量（或月度分时电量）。月度交易主要通过月度竞价、发电权交易和发电侧合同电量转让等方式开展。

第六十四条 月底前，一类用户（售电企业）在电力交易平台申报次月用电量，确认次月年度合同分月计划，并按照总量不变的原则对后续月份计划电量进行适当修改；发电企业在电力交易平台申报次月优先发电电量。

第六十五条 月底前，电力交易机构按照交易规则组织完成次月月度竞价交易。

第六十六条 在各类月度交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第六十七条 根据市场运行需要，组织开展以周、多日为交易周期的月内（多日）交易，交易标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或分时电量）。月内（多日）交易主要通过集中竞价、发电权交易、合同电量转让、挂牌等方式开展。

第六十八条 月内交易原则上应在当月的最后一周工作日开展。

第六十九条 市场主体参加当月的月内市场交易合同电量转让只能单向选择转让或者受让。

第七十条 电力交易机构将月内集中交易的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一个工作日之内返回安全校核结果，电力交易机构根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第七十一条 为规避市场风险，发电权交易、合同电量转让均采用月度签订，月结月清方式进行。转让的电量不得再次转让。

第五节 临时交易和紧急支援交易

第七十二条 通过自主协商方式可与其它省（市、区）开展跨省跨区临时及紧急支援交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第七十三条 电力交易机构应当事先与其它交易机构约定跨省跨区紧急支援交易的价格及其他事项，在电力供应出现严重缺口时，由电力调度机构根据电网安全约束组织实施。必要时可以采取预挂牌方式确定跨省跨区紧急支援交易中机组排序。

第七十四条 电力调度机构应事后将临时及紧急支援交易的原因、电量、电价等情况向省发展改革委（能源局）、江苏能源监管办报告。

第七章 安全校核

第七十五条 电力调度机构负责涉及其调度范围的安全校核服务的责任，各类电力交易必须通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第七十六条 电力调度机构应及时向电力交易机构提供或更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求，影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第七十七条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场化交易信息公示日前二个工作日，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达交易限额。

第七十八条 电力交易机构根据交易规模安排和电力调度机构提供的市场化交易机组利用小时数限制建议，组织交易并出清，将初始交易结果提交电力调度机构进行安全校核。

第七十九条 电力调度机构收到电力交易机构提供的初始交易结果汇总后，应在一个工作日内完成安全校核。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第八十条 安全校核未通过的，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按价格优先原则进行削减，价格相同时按时间优先原则进行削减，对于约定电力交易曲线的，最后削减。

第八十一条 执行过程中，电力调度机构因电网安全和可再生能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第八十二条 各市场主体应按照合同示范文本签订各类

电力交易合同，并在规定时间内提交至电力交易机构，合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。电力交易机构应对市场主体提交的各类合同进行审查。

第八十三条 购售电合同原则上应当采用电子化形式签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名。

第八十四条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易，以及电力交易平台生成的集中交易结果电子交易确认单视同为电子合同，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第八十五条 电力市场合同（协议）主要包括以下类型：

1. 发电企业与电网公司签订的购售电合同；
2. 售电企业与签约用户签订的购售电合同；
3. 直接交易的发电企业、电力用户（售电企业）与电网输电方签订直接交易三方合同；
4. 抽水蓄能电量招标合同；
5. 合同电量转让合同（协议）；
6. 跨省跨区电网企业间的购售电合同。

第八十六条 发电企业与电网企业签订购售电合同由中长期购售电合同和年度协议组成。中长期购售电合同有效期五年，约定发电企业并网计量点、电费支付以及应遵守电力市场交易规则等基础性条款；年度协议明确当年的基数电量、电价和分月电量安排。

第八十七条 各类合同在执行示范文本的基础上，可以实行电子化管理。合同数据以电力交易机构的技术支持系统为准。

第二节 优先发电合同

第八十八条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的 11 月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线或确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第八十九条 对于省内优先发电计划，应结合电网安全、供需形势、电源结构等因素安排优先发电电量。原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第九十条 优先发电电量和基数电量的分月计划可在月度执行前进行调整和确认，分月计划执行偏差可通过预挂牌上下调机制、合同电量滚动等方式处理。

第九十一条 优先发电电量原则上按照“保量不保价”的方式参与电力中长期市场交易，探索开展以“保量竞价”的方式参与电力中长期市场交易。

第三节 合同执行

第九十二条 电力交易机构根据各年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果，形成发电企业的次月月度发电计划，包括优先发电合同、基数电量合同和各类交易电量。电力调度机构根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划、可再生能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第九十三条 年度合同的执行周期内，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许通过电力交易平台调整次月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。

第九十四条 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度、发电曲线执行情况提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第九十五条 发电企业全部合同约定交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划；发电企业部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的合同叠加，形成次日发电计划。

第九十六条 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，并向市场主体进行相关信息披露。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体

的，由相关责任主体承担经济责任。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十七条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。电网企业应当在跨省跨区输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨省跨区交易均应明确其结算对应计量点。

第九十八条 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。

第九十九条 发电企业、跨省跨区交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第一百条 电力用户应分电压等级、用电类别、用电户号进行计量。同一个工商营业执照，有多个不同电压等级户号的电力用户，可自愿选择是否按照电压等级就高不就低的原则合并户号参加交易。合并户号后相关合同计划调整结算以及偏差调整费用收取均按照合并后进行。合并户号的户号，在合同周期内，不得再进行拆分户号交易。

如计量点存在市场化与非市场化电量混合计量的情况，

应在供用电合同中明确拆分方法。

第一百零一条 发电企业内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，按照每台机组的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量。对于可再生能源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，则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。

第一百零二条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将电量数据提交电力交易机构。当交易按月（多日）开展时，电网企业应保证各市场成员日电量数据准确。

第一百零三条 当出现计量数据不可用或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。

第二节 结算

第一百零四条 电力交易机构负责按照自然月向市场成员出具结算依据。其中，跨省跨区交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第一百零五条 电网企业之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百零六条 发电企业上网电量电费由电网企业支付，发电侧电量转让合同，按照合同约定进行结算；电力用户仍向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电企业按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百零七条 电网企业向市场主体出具的电费账单应分项单列，包括但不限于以下内容：用电户号、抄表周期、底码起止、倍率、是否市场化用户、签约的售电公司名称（如是二类用户）、市场化电量综合加权电价、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加、网损等，以及市场化交易综合加权电价和政府目录价格之间的交易价差。

第一百零八条 根据电力市场化改革情况，如电网企业不再承担电费资金结算职能，则也将不承担欠费风险，市场主体可自行约定结算方式。

第一百零九条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

（一）发电企业的结算依据。包括本月实际上网电量、每笔合同结算电量/电价和违约电量/电价、基数电量（或优先发电电量）、电价等信息。新机组调试电量、电价、电费。

（二）一类电力用户电度电费的结算依据。包括该用户分户号和电压等级每笔合同的结算电量/电价、违约（偏差）电量/电价等内容。

（三）二类电力用户电度电费的结算依据。电力交易机

构根据电网企业提供的该用户分户号和电压等级的抄核电量，按照绑定时售电企业与二类用户依据购售电合同约定确认的结算方案，生成市场化电度电量结算依据。

（四）售电企业可与零售用户在购售电合同中约定根据零售用户的用电偏差情况调整购售电价的条款，不得对零售用户额外征收偏差调整费用。电力交易机构对二类用户出具的结算单中不包括偏差调整费用。

（五）售电企业的结算依据由两部分组成，一是与发电企业直接交易每笔合同结算电量/电价，偏差调整费用等应付电费；二是由售电企业签约电力用户每个户号的结算电量、电价等应收电费。上述两部分电费分别记账，资金可对冲结算。

（六）电网企业结算依据均由电力交易机构提供：一是输电费用结算单，包括每笔合同输电电量、结算电价（含损耗明细），以及违约电量、电价等；二是电网公司向跨省跨区市场主体购售电结算单，包括每笔合同的结算电量和电价以及违约电量、电价等。

第一百一十条 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应在电费结算依据中单项列示。

第一百一十一条 市场主体收到市场化电费结算依据后，应进行核对确认。如有异议，需在三个工作日内通知电力交易机构，各市场主体在结算年度内（通常为当年2月至次年1月底），仍可继续申请复核和清算。对超过结算年度的纠

纷，由涉事各方自行协商，协商不成依法提请仲裁或诉讼。

第一百一十二条 售电企业与其签约用户存在电费结算争议时，用户当月实际用电量暂按目录电价结算，争议部分资金暂不计入售电企业应收电费，待争议解决后进行清算。争议期间，电力交易机构冻结售电企业的履约保函，并可按照电费争议的具体情况，要求售电企业补充追加履约保函。

第一百一十三条 批发市场的市场主体实际用（发）电量与对应时段合同电量的差值，为用（发）电偏差。售电企业所有签约用户的实际用电总量计为该售电企业用电量。用电偏差超出合同电量的3%部分，为偏差电量，对此部分电量收取偏差调整费用。偏差调整费用暂由电网企业收取。一类电力用户偏差调整费用由电网企业在电费发票中单项列示；售电企业偏差调整费用纳入与电网企业结算范围，开具发票并单项列示；发电企业偏差调整费用在向电网开具上网或交易电费发票中扣减并单项列示。

第一百一十四条 对于同一个市场成员，有多笔市场化交易合同的情况，结算顺序依次如下：

（一）按合同执行周期排序：当月到期的合同优先于未到期的合同执行；

（二）按交易品种排序：抽水电量交易合同、合同电量转让合同、跨省跨区交易合同、直接交易合同结算优先级依次递减；

（三）按交易组织方式排序：挂牌、集中竞价、双边协商结算优先级依次递减；

（四）如上述排序后，仍存在合同排序完全一样的情况，按照价格优先、系统数据库备案时间（毫秒级）优先方式决定结算顺序。

第一百一十五条 用户如同时参加分布式发电市场化交易，则分布式发电市场化交易电量优先于中长期交易电量结算。用户当月用电量扣除分布式发电市场化交易电量部分，为中长期交易实际用电量。

第一百一十六条 如果事后发现某市场主体在过去某月发生计量差错，则对该市场主体及结算电费受影响的其它市场主体按照更正后的电量和当时的市场结算规则重新进行结算计算，并计算出与该月已实际支付或收取电费的差值，与当前月份的电费合并进行资金结算。

第三节 一类用户和售电企业的结算与偏差调整

第一百一十七条 对于非市场化电力用户，仍按照目录电价和供用电合同约定执行。

第一百一十八条 一类电力用户和售电企业可以通过调整年度合同的分月计划、参加月度交易、月内交易等方式，规避电量偏差风险。

第一百一十九条 一类电力用户和售电企业在批发市场的电量电费及偏差调整费用结算方法为：

（一）实际用电量低于当月市场化合同电量 97%时，依照市场化合同结算次序进行结算。对低于 97%的偏差电量按

照当期燃煤机组基准电价的 10%征收偏差调整费用；

(二)实际用电量在市场化合同电量 97%至 103%之间时，按实际用电量结算，其中超出月度计划的电量按照市场化合同加权平均价结算；

(三)实际用电量超过市场化合同电量 103%时，在上条结算基础上，对超出 103%部分电量按照对应用电类别的非市场化用户目录电价结算。对偏差电量按照当期燃煤机组基准电价的 10%征收偏差调整费用。

第一百二十条 用户的峰谷、功率因数调整继续执行原有国家及省规定不变。

第一百二十一条 售电企业与其签约零售电力用户的结算，根据售电企业与电力用户的购售电合同约定进行。

第一百二十二条 偏差调整费用在次月按照当月用电量占比返还给所有参与市场化交易的用户(售电企业)。

第四节发电企业（机组）的结算与偏差调整

第一百二十三条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在合同执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第一百二十四条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌、合同电量滚动调整等机制处理偏差。

第一百二十五条 可再生能源和非常规燃煤机组结算

基本原则：

（一）可再生能源机组参加可再生能源配额制、绿证交易以及分布式发电市场化交易，按照相应规则执行；

（二）垃圾掺烧发电机组按国家确定的电价政策结算。

第一百二十六条 发电机组的结算方法为：

（一）允许对年度市场化交易电量及基数电量合同（如有），年度范围内分月滚动结算。

（二）当月实际上网电量低于月前交易和月内交易电量之和时，若属自身原因，则对差值电量部分按照当月（最近一个月）月内替代及合同电量转让交易加权平均价收取偏差调整费用。若非自身原因，则免于收取偏差调整费用。

（三）当月度实际上网电量高于月前交易和月内交易电量之和时，超出电量部分按该发电企业年度长协均价结算，并纳入年度合同完成电量统计。

（四）全年上网电量超出年度和月度合同电量 100%-101% 之间部分，按照基准电价结算，超出合同电量 101% 部分参照当月月前和月内发电权交易及合同电量转让交易结果，扣除同一电厂内部转让电量及关停电厂替代电量后，加权平均价结算。

（五）年度合同电量未执行完成的，次年不再追补。

第一百二十七条 非市场用户月度实际用电量与电网企业月度购电量（含年分月电量，扣除系统网损电量）存在

偏差时，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益单独记账，按当月上网电量占比分摊或返还给所有机组，月结月清。

第一百二十八条 偏差调整费用在次月按照当月上网电量占比返还给所有参与市场化交易的发电企业。

第十章 信息披露

第一百二十九条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第一百三十条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百三十一条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模及交易总电量安排、计划分解，各种交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百三十二条 市场私有信息主要包括：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百三十三条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百三十四条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百三十五条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百三十六条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百三十七条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力

交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百三十八条 江苏电力中长期市场信息披露按照本章要求执行，其他有关信息披露未明确的事项参照《江苏电力市场信息披露监管实施办法》（苏监能市场〔2019〕80号）执行。

第十一章 市场监测和风险控制

第一百三十九条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责，采取有效风险防控措施。

第一百四十条 电力交易机构、电力调度机构将相关信息系统接入电力监管信息系统，应加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）提交市场监控分析报告。

第一百四十一条 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：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全；
- （二）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）电力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、江苏能源监管办作出暂停市场交易决定的；

(六) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

(七) 电力市场发生其他严重异常情况的。

第一百四十二条 市场干预期间，电力交易机构、电力调度机构应当详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并向江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）提交报告。

第一百四十三条 当面临重大自然灾害和突发事件，省级以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态时，可暂停电力市场交易，全部或部分发电量应执行指令性交易，包括电量、电价，并免除市场主体的全部或部分违约责任。

第一百四十四条 当市场秩序满足正常电力交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十二章 争议和违规处理

第一百四十五条 本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- (一) 注册或注销市场资格的争议；
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百四十六条 发生争议时，按照国家、省有关法律法规和相关规定处理，具体方式有：

- (一) 协商解决；

(二) 申请调解或裁决;

(三) 提请仲裁;

(四) 提请司法诉讼。

第一百四十七条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由江苏能源监管办按照《电力监管条例》《关于印发江苏电力市场监管实施办法（试行）的通知》《关于印发江苏省售电公司监管实施办法（试行）的通知》等相关法律法规处理：

(一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；

(二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场；

(三) 不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；

(四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；

(五) 提供虚假信息或违规发布信息；

(六) 泄露应当保密的信息；

(七) 其他严重违反市场规则的行为。

第十三章 附 则

第一百四十八条 本规则由江苏能源监管办、省发展改革委（能源局）负责解释。

第一百四十九条 本规则自发布之日起施行，《关于印发〈江苏省电力中长期交易规则（暂行）〉的通知》（苏监能市场〔2017〕149）同时废止。