

附件

山东省电力中长期交易规则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为规范山东省电力中长期市场交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场的开放、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》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）、省委省政府印发的《山东省电力体制改革综合试点方案》以及有关政策规定，结合山东实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于山东省未开展电力现货交易时的电力中长期交易。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等市场化方式，开展的年、季、月等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制按照山东电力辅助服务市场运营规则执行。鼓励电储能设备运营商、负荷聚集商、参与市场的用户等参与辅助服务市场。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 山东能源监管办和省发展改革委、省能源局根据职能依法履行山东省电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行各类交易合同，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）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场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交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必需的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金与附加等；

（三）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（四）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)按调度机构要求安排用电；

（五）遵守政府电力管理部门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；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电公司的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，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，并于每年4月底前公布公司年报；

（三）按照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、典型负荷曲线以及其他生产信息，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）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 储能企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易、辅助服务交易，签订和履行电力市场化交易合同和辅助服务合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 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）向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）服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关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）按规定收取输配电费（含交叉补贴、线损），代收代付电费和政府性基金与附加等，按时完成电费结算；

（六）按照交易机构出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全；

（八）按政府定价或者政府相关规定向优先购电用户及其他不参与市场交易的电力用户（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，与发电企业签订和履行购售电合同；

（九）预测非市场用户的电力、电量需求；

（十）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 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）根据本规则拟定相应电力交易实施细则；

（三）编制年度和月度交易计划；

（四）提供各类市场主体的注册服务；

（五）按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；

（六）提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

（七）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”）；

（八）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和

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以及服务需求的数据等；

（九）配合山东能源监管办和政府主管部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（十）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，并于事后向山东能源监管办和政府相关部门及时报告；

（十一）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；

（十二）在获得政府主管部门授权后，开展市场主体信用评价工作；

（十三）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）按照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）按照电力企业信息披露和报送等有关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以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。

第三章 市场准入与退出

第十四条 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。

第十五条 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者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；

2. 符合产业政策、安全生产和环保标准要求；

3. 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以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为合格的市场主体参与市场交易；

4. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算要求；

5. 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，根据电力市场化改革情况，坚持规范有序的原则设定一段时间的过渡期。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. 拥有燃煤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；

4. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求；

5. 符合省政府有关部门制定的其他准入条件，拥有自备电厂的用户应符合国家关于市场准入的规定。鼓励优先购电的电力用户自愿进入市场。

（三）售电公司

售电公司准入条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

（四）准入方式

省能源局对申请进入或退出电力市场化交易的电力用户审核，山东能源监管办对申请进入或退出电力市场化交易的发电企业审核。符合准入条件的市场主体名单实行动态管

理。

第十六条 具有市场化交易资格的电力用户和售电公司可以参与跨省跨区市场化交易，电力用户也可以委托售电公司或者电网企业代理参与跨省跨区市场化交易，由市场主体自主决定。在市场建设初期，暂对参与跨省跨区市场化交易的电力用户实行目录管理。

第十七条 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。直接参与批发市场交易的电力用户，称为批发市场用户。

第十八条 参加批发交易的市场主体以及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。售电公司参与电力市场交易，按照国家售电公司准入与退出有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

售电公司注册生效后，省内售电公司须在注册地地级市供电公司开立电费结算账户，省外售电公司须到国网济南供电公司开立电费结算账户。

参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户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。

选择参加零售交易的用户每年只能绑定一家售电公司，以电力交易平台实际绑定生效为准，年内不得变更代理关

系。年内代理关系解除的，电力用户可自次月起选择参加批发交易。

第十九条 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：

1. 市场主体宣告破产，不再发电或者用电；
2. 因国家政策、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。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第二十条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第二十一条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人以及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十二条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。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的 1.2-2 倍执行。保底价格具体水平由省发展改革委适时确定。

第二十三条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，执行保底电价。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，暂执行政府目录电价。

第二十四条 市场主体退出市场的，按合同约定承担相应违约责任。电力交易机构、电力调度机构不再继续执行涉及的合同电量。

第二十五条 市场主体进入市场后被列入失信联合惩戒对象名单的，原则上 3 年内不得参与电力市场交易，相关信息通过信用信息平台公布。

第四章 市场注册、变更与注销

第二十六条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司代理关系确定等。

第二十七条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。各类市场主体入市申报名称、营业执照等基础档案信息，要与电网企业结算档案信息保持一致。

第二十八条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时

应当关联用电单元等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

第二十九条 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公司的市场主体类别进行注册。

第三十条 当国家政策调整或者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。

第三十一条 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。发电企业、售电公司的法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，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。

第三十二条 电力用户或者售电公司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。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。

第三十三条 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，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十四条 发电企业、电力用户、配售电企业、独立辅助服务提供者在山东省内完成工商登记注册的，可在山东电力交易中心办理注册手续，按照山东省的准入条件和市场

规则参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向山东能源监管办、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易机构网站向社会公布。电力交易机构将市场主体注册情况通过技术支持系统发送到电网企业。

第三十五条 售电公司通过电力交易平台将与代理用户签订的代理协议（或合同）报送电力交易机构，经审核通过后确定代理关系。

第三十六条 代理协议（或合同）应包含代理的用户名称、代理期限、双方盖章等关键信息。用户名称应与其供用电合同保持一致。

第五章 交易品种、周期和方式

第三十七条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十八条 电力中长期交易主要按年度和月度开展。鼓励发电企业、售电公司、电力用户之间建立长期稳定的合作关系，签订一年以上长期双边合同。

第三十九条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式。

（一）双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相

关方确认后形成交易结果。

（二）集中竞价交易是指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构通过电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，发布最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等。向我省送电的跨省跨区电能交易原则上应在我省电力交易平台与省内集中竞价交易同时开展。

（三）挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或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，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第四十条 电力中长期电能量交易以双边协商交易方式为主、集中竞价交易方式为辅，现阶段主要开展年度双边协商交易、月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度调减交易。电力中长期合同转让交易以月度双边协商交易方式为主、月度挂牌交易方式为辅。

第四十一条 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。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。

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、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第六章 价格机制

第四十二条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易形成的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

电能量市场化交易（含省内和跨省跨区）价格包括脱硫、脱硝、除尘电价等环保电价。

第四十三条 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（含优先发电合同、市场交易合同）的部分，鼓励采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十四条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、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。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第四十五条 跨省跨区输电价格和输电损耗按照国家有关规定执行。

第四十六条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行，集中竞价交易按照统一出清价格确定，挂牌交易以挂牌成交价格结算。

集中竞价交易采用交易双方分别申报交易电量和电价，

按市场边际成交电价作为全部成交电量价格的统一出清模式。若发电企业与用户（售电公司）的边际成交电价不一致，则按两个电价的算术平均值执行。

第四十七条 参与电力中长期交易用户的功率因数调整电费和执行两部制电价用户的基本电价政策保持不变。

第四十八条 参与电力中长期交易且符合执行峰谷分时电价的用户，继续执行峰谷分时电价。交易电价作为平段电价，峰谷电价按分时电价政策确定。电力用户侧单边执行峰谷分时电价造成的损益单独记账，在今后电价调整中统筹考虑。探索研究完善峰谷分时交易机制和调峰补偿机制，引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。

第四十九条 双边协商交易原则上不限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，在确有必要时，对市场交易价格实行最高、最低限价，价格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

第五十条 合同转让交易价格为合同电量的双方协商或挂牌成交价格。原有合同的结算价格保持不变。省内合同电量转让不收取输电费和线损。跨省跨区合同转让按照潮流实际情况收取输电费和线损。

第五十一条 跨省跨区交易落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。成交价格根据双边协商交易、集中竞价交易和挂牌交易等方式确定。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，也可由市场主体协商确定承担方式。

第七章 中长期电能量交易组织

第一节 交易时序安排

第五十二条 政府部门应当每年确定并下达次年优先发电计划。按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力中长期交易。

第五十三条 年度交易的标的物为次年的电量（或者年度分时电量）。年度交易通过双边协商方式开展。月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），月度交易可通过双边协商、集中竞价等交易方式开展。

第五十四条 市场主体通过年度交易、月度交易满足发电需求，促进供需平衡。

第五十五条 开展月度交易时，首先开展月度调减交易，其次开展月度双边协商交易，再次开展月度集中竞价交易。售电公司或批发用户不可同时参加月度调减交易与月度双边协商（集中竞价）交易。

第五十六条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起

止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

第五十七条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第五十八条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十九条 对于签订市场化交易合同的机组，分配优先发电电量时原则上不再进行容量剔除。

第六十条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的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，应当在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。

第六十一条 在年度交易、月度交易结束后，电力交易机构在2个工作日内将交易结果进行汇总，发布年度、月度汇总后的交易结果和分项交易结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第二节 年度双边交易

第六十二条 每年 12 月初,电力交易机构应通过交易平台发布次年双边交易相关市场信息,包括但不限于:

- (一) 次年关键输电通道剩余可用输电能力情况;
- (二) 次年中长期电能量交易电量需求预测;
- (三) 次年跨省跨区交易电量需求预测;
- (四) 次年各机组可发电量上限;

(五) 年度双边交易开市及闭市时间。交易时间原则上不超过 10 个工作日。

第六十三条 市场主体经过双边协商达成年度双边交易意向后,通过电力交易平台向电力交易机构提交意向电量。电力交易机构在闭市后 2 个工作日内完成交易意向电量的审查、汇总、计算,确定分机组意向电量,转送电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 3 个工作日内完成安全校核。如果存在未通过安全校核的机组,提出调减电量意见并将校核结果交由交易机构。

第六十四条 电力交易机构在接到电力调度机构安全校核结果的下一个工作日将双边交易结果向所有市场主体公开发布。

市场主体对交易结果有异议的,应在结果发布 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当日给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的,应当在结果发布当日通过电力交易平台返回成交确认信息,逾期不返回视为无意见。

第六十五条 建立电子合同系统。交易机构发布交易结果后，由电力交易平台自动生成年度双边交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。

第六十六条 跨省跨区年度双边交易的流程与省内年度双边交易相同。

第三节 月度双边交易

第六十七条 每月上旬，电力交易机构应通过交易平台发布次月双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次月关键输电通道剩余可用输电能力情况；
- （二）次月中长期电能量交易电量需求预测；
- （三）次月跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次月各机组可发电量上限；

（五）月度双边交易开市及闭市时间。交易时间原则上不超过 5 个工作日。

第六十八条 市场主体经过双边协商达成月度双边交易意向后，应在月度双边交易市场闭市前，通过电力交易平台向电力交易机构提交意向电量。

第六十九条 电力交易机构在闭市后 2 个工作日内完成交易意向电量的审查、汇总、计算，确定分机组意向电量，转送电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 3 个工作日内完成安全校核。如果存在未通过安全校核的机组，提

出调减电量意见并将校核结果交由交易机构。

第七十条 电力交易机构在接到电力调度机构安全校核结果的下一个工作日将双边交易结果向所有市场主体公开发布。

市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布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当日给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布当日通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第七十一条 交易机构发布交易结果后，由电力交易平台自动生成月度双边交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。

第七十二条 跨省跨区月度双边交易的流程与省内月度双边交易相同。

第四节 月度集中竞价交易

第七十三条 每月中下旬，电力交易机构通过电力交易平台发布次月集中竞价交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次月集中竞价交易电量需求预测；
- （三）次月集中竞价跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次月各机组可发电量上限；
- （五）月度集中竞价交易开市及闭市时间。交易时间原

则上不超过 2 个工作日。

第七十四条 月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司和电力用户通过电力交易平台申报电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。市场主体对所申报的数据负责。

发电企业按机组申报次月上网电量和上网电价，用户和售电公司申报次月用电量和用电电价。发电企业申报的电量应包括总电量和分解到机组的电量，每台机组只能申报一个电量和一个电价。用户和售电公司只能申报一个电量和一个电价。

申报电量的最小单位为 10 兆瓦时，电价的最小单位为 0.1 元/兆瓦时。

第七十五条 集中竞价交易按市场边际成交电价作为全部成交电量电价的统一出清模式执行。若发电企业与用户（售电公司）的边际成交电价不一致，则按两个电价的算术平均值执行。

发电企业、售电公司和电力用户申报电价配对，当发电企业报价高于用户、售电公司报价时，双方不能成交；发电企业报价低于或等于用户、售电公司报价时，可以成交。发电企业按照报价由低到高排序，用户、售电公司按照报价由高到低排序，依次匹配成交，直至成交电量达到一方可成交电量全部匹配完成。

当成交的一方存在多个电价数值相同的主体时，按等比例原则确定各自中标电量。

市场出清结果应包含：成交总电量，各电力用户、售电公司、发电企业（分解到机组）成交电量，市场出清电价。

第七十六条 报价结束后，电力交易平台考虑安全约束自动生成初始交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在 2 个工作日内完成安全校核，返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的当日，通过电力交易平台向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。集中竞价交易以交易机构发布的最终结果为准，不再签订合同。

第七十七条 跨省跨区月度集中竞价交易的流程与省内月度集中竞价交易相同。

第五节 月度调减交易

第七十八条 现阶段，月度调减交易暂仅在已达成年度（季度）双边交易合同的双方市场主体间开展，适时进一步放开市场参与主体，允许多市场主体间开展月度调减交易。

第七十九条 在年度合同分解到月的基础上，市场主体经过双边协商形成对双方已达成年度双边交易合同的月度下调交易意向，并且在交易闭市前，通过电力交易平台向电力交易机构提交意向协议，确定合同电量下调的数量、价格。

第八十条 电力交易机构应在交易闭市后 1 个工作日内完成交易意向协议的审查、汇总，转送电力调度机构进行安全校核。

第八十一条 电力交易机构应在接到调度机构安全校核结果的当日将交易结果向所有市场主体公开发布。市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布 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当日给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布当日通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第八十二条 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成月度下调交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。

第八章 中长期合同转让交易组织

第一节 交易时序安排

第八十三条 在年度合同分解到月的基础上，发电企业内部机组间或各发电企业间可开展省政府有关部门规定的优先发电电量、中长期电能量交易全部或部分合同电量转让交易。首先开展月度双边交易，其次开展月度挂牌交易。月度双边交易已成交的发电企业，当月不得参与反向月度挂牌交易。

第八十四条 电力交易机构在月度交易结束后，应于 2 个工作日内将双边交易和挂牌交易的结果进行汇总，发布月度汇总后的交易结果。电力调度机构应按该交易结果合理安

排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第八十五条 合同转让交易应在当月集中竞价交易前完成，出让电量的发电企业（机组）原则上不得参与月度集中竞价交易。

第二节 交易信息提交及发布

第八十六条 每月上旬，有转让意向的发电企业向电力交易机构提交月度优先发电电量可转让的合同电量、月度中长期电能量合同电量的挂牌转让信息，列明转让电量的品种、数量、价格等。

第八十七条 每月上旬，电力交易机构通过交易平台发布次月优先发电电量可转让的合同电量、月度中长期电能量交易合同电量等挂牌转让交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）发电企业各合同电量转让交易需求规模；
- （三）各机组可发电量上限；

（四）月度双边合同交易开市及闭市时间，交易时间原则上不超过 5 个工作日；挂牌交易开市及闭市时间，交易时间原则上不超过 3 个工作日。

第三节 合同转让月度双边交易

第八十八条 有合同转让意向的发电企业经过双边协商，形成合同电量转让月度双边交易意向协议，确定合同电量转让的品种、数量、价格。在月度双边交易闭市前，通过电力交易平台向电力交易机构提交意向协议。

第八十九条 合同转让双方以发电量为基础，按照上网电量不变原则，根据转让双方综合厂用电率折算确定转让电量，电量分解到机组、到月份。

第九十条 电力交易机构应在双边交易闭市后 1 个工作日内完成交易意向协议的审查、汇总，转送电力调度机构进行安全校核。

第九十一条 电力交易机构应在接到调度机构安全校核结果的当日将合同电量转让双边交易结果向所有市场主体公开发布。市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布 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当日给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布当日 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第九十二条 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成月度合同电量转让双边交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。

第四节 合同转让月度挂牌交易

第九十三条 挂牌交易开市后，由市场主体在交易平台上发布月度转让电量的品种、数量和价格，发布要约持续时间不超过3个工作日。符合条件的发电企业通过电力交易平台提出接受该要约的申请，电力交易平台对申请数据进行确认。开市期间，在申请数据未接受要约前，出让方可多次修改申报数据。挂牌交易申报的电量应包括总电量和分解到机组的电量。

第九十四条 闭市后，电力交易机构根据接受要约情况确定成交电量和价格，形成出清结果，并在1个工作日内交由电力调度机构进行安全校核。调度机构应在3个工作日内完成挂牌交易出清结果的安全校核，并转交电力交易机构。

第九十五条 电力交易机构接到电力调度机构安全校核结果后，应在当日将最终出清结果和安全校核说明在交易平台一并发布。发电企业对交易结果有异议的，应当在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进行解释和协调。发电企业对交易结果无异议的，应当在结果发布当日1个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。各方以最终交易结果为准，不再另行签订合同。

第九章 安全校核与交易执行

第九十六条 各类交易应当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，各级电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及本调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。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。

第九十七条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（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。

第九十八条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，对参与市场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；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

具备条件时，开展月度内交易，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。

第九十九条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，提出调整意见，由电力交易机构予以公布。

第一百条 安全校核未通过时，双边交易按等比例原则进行削减，集中竞价交易按发电机组申报价格从高到低顺序进行削减，价格相同时按发电侧节能低碳调度的优先级进行削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁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。

第一百〇一条 电力交易机构根据发电企业各类年度合同中约定的月度电量分解和各类月度交易成交结果，形成发电企业的月度发电计划。

第一百〇二条 月度发电计划内容包括：

- （一）月度总发用电量平衡计划；
- （二）跨省跨区电力电量计划；
- （三）月度优先发电电量计划；
- （四）月度中长期交易电量计划；
- （五）其他交易电量计划。

第一百〇三条 电力调度机构负责执行月度发电计划，每日跟踪和公布月度发电计划执行进度情况。市场主体对月度计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明并公布相关信息。

电力交易机构应在每月 10 日前总结、发布上月市场交易信息，并于每年 1 月 15 日前向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局书面报送上一年度电力市场交易开展情况。

第十章 合同电量偏差处理

第一百〇四条 中长期合同执行偏差通过在发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理，出清时参与下调机组出清电量应不大于其持有的中长期交易电量。

预挂牌月平衡偏差方式是指在满足电网安全约束的前提下，将上月用户侧实际完成市场电量与合同电量的差额，按照各机组预挂牌价格排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组次月合同电量。

第一百〇五条 在组织月度集中竞价交易时，发电企业应同时报送分机组的上调增发价格和下调补偿价格，并据此确定上调机组调用排序（按增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按补偿价格由低到高排序）。

第一百〇六条 交易机构按照上调、下调机组调用排序依次确定中标机组和电量，直至上月差额电量全部成交。

当月度实际市场电量大于合同电量时，差额为正，按照预招标上调报价确定的机组排序，增发价格较低的机组优先中标；当月度实际市场电量小于合同电量时，差额为负，按照预招标下调补偿报价确定的机组排序，减发补偿价格较低的机组优先中标。当价格相同时，增发按照机组容量由大到小、减发按照机组容量由小到大的顺序确定中标机组，机组容量相同时按照等比例调整。

次月未纳入开机组合的机组不参与上调、下调电量交易。

第一百〇七条 各机组上调电量的限额不超过总上调电量的 20%，下调电量不设限额。

第一百〇八条 上调电量电价和下调电量补偿电价统一按最后一台中标机组的报价执行。

第一百〇九条 发电机组中标的月度调整电量当月有效、当月执行，不向后滚动。上调电量不占用机组年度计划与市场合同。

月度双边交易和集中竞价交易结束后，发电机组的月度市场合同电量不再调整。

第一百一十条 月度双边交易和集中竞价交易结束后，用户、售电公司按月度实际用电量结算电费，实际用电量与合同偏差超出+6%和-2%的部分予以考核。

第一百一十一条 电力调度机构根据各个电厂的年度总发电量计划和月度市场电量，考虑供需平衡、检修和安全约束等实际情况，安排机组组合和出力计划。

第十一章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百一十二条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同。购售电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。

第一百一十三条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，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，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第一百一十四条 在电力交易平台提交、确认的各类交易产生的结果，以及电力交易机构出具的电子交易确认单视为电子合同作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第一百一十五条 原则上在上一年度的 11 月底前，省能源局与送端省政府主管部门签订跨区跨省的政府间协议，约定总体电力电量规模、交易价格和送受电原则等，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以及分月

计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、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。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第一百一十六条 省内优先发电计划，需结合电网安全、供需形势、电源结构等因素科学安排，不得将优先发电计划作为调节市场自由竞争的手段。

第一百一十七条 省内优先发电电量，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，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。年度交易开始前仍未确定优先发电，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。

第一百一十八条 根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后，优先发电电量在燃煤（气）等发电企业中进行分配。

第一百一十九条 优先发电电量的分月计划根据当月电量需求和市场化电量情况，可在月度执行前进行调整，其执行偏差在年度后续月份滚动。

第一百二十条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第一百二十一条 电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第一百二十二条 电力交易机构定期跟踪和公布月度发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，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。

第一百二十三条 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，事后向山东能源监管办、省能源局报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第十二章 计量和结算

第一节 计 量

第一百二十四条 电力中长期交易电量的计量点、计量装置、校验要求和异常处理办法按电网企业与电力用户签订的《高压供用电合同》和与发电企业签订的《购售电合同》的约定执行。

第一百二十五条 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。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第一百二十六条 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。

第一百二十七条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应安装负荷规程规定要求的电能表一套，计量数据作为结算依据。

第一百二十八条 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，按照每台机组的实际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。

第一百二十九条 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，并将计量数据提交电力交易机构。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

第一百三十条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据本规则进行电费结算。其中，跨区跨省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。

第一百三十一条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）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。

第一百三十二条 电网企业按合同约定时间完成发电企业和电力用户抄表后，及时将结果送至电力交易机构。电力交易机构负责对电量、电价进行清分，并将结果及时发送电网企业进行电费结算。电网企业应将用电量和上网电量的计量周期统一调整到自然月份。

第一百三十三条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户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；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。根据电力市场化改革情况，市场主体可自行约定结算方式，电网企业不再承担代理结算业务的，电网企业也不承担欠费风险。

第一百三十四条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及省有关规定进行结算。

第一百三十五条 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) 实际结算电量;
- (二) 各类交易合同(含优先发电合同、市场交易合同)电量、电价和电费;
- (三) 上下调电量、电价和电费,偏差电量、电价和电费,分摊的结算资金差额或者盈余等信息;
- (四) 新机组调试电量、电价、电费;
- (五) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百三十六条 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,并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百三十七条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算,按月清算、结账。

第一百三十八条 市场主体认为计量数据错误时,由相应市场主体提出,有资质的电能计量检测中心确认并出具报告。当月退补的按照山东电力交易中心发布的交易电价进行计算,并入当月电费结算。跨月退补的按照差错月份加权价格进行退补计算。批发交易用户电量出现差错时,在发现月份月度结算时对相关用户按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行退补结算。

第一百三十九条 电网企业按期完成电力用户抄表后,每月1日前将上月抄表电量结果送至电力交易机构,每月3日前电力交易机构将抄表电量发送给售电公司。

每月 3 日前，售电公司计算代理用户的上月加权平均合同电价，通过电力交易平台报送电力交易机构，并经签约用户在 2 日内通过交易平台审核确认，逾期没有提出异议则视同确认。如有异议，由售电公司与异议用户自行协商，双方达成一致意见前，电力交易机构暂停对售电公司与异议用户的电费结算。异议用户暂按售电公司申报电价和用户考核费用支付电费，当月暂停结算售电公司异议用户部分应得费用。

售电公司异议用户部分应得费用=异议用户当月用电量×（售电公司当月申报异议用户电价-售电公司当月购电加权合同平均价）+售电公司当月对异议用户考核费用。

每月 5 日前，电力交易机构计算参与批发交易用户的上月加权平均合同电价，连同售电公司报送的代理用户上月加权平均合同电价，提交给电网企业。

第一百四十条 电力交易机构根据发电企业的月度抄表电量，按照机组预挂牌上下调电量、月度调减交易电量、集中竞价交易电量、月度双边交易电量、年度双边交易电量、优先发电量的顺序依次结算。机组预挂牌上下调电量、月度调减交易电量、集中竞价交易电量、月度双边交易电量、年度双边交易电量在发电侧当月结清，其余电量可在当年后续月份电量中进行滚动调整。

第一百四十一条 电力交易机构根据售电公司代理用户月度抄表电量及参与批发交易用户月度抄表电量，按照省间

交易电量、省内可再生能源（新能源）市场化交易电量、省内非水可再生能源消纳责任权重电量，省内中长期交易电量的顺序依次结算。

第一百四十二条 发电企业双边协商和集中竞价交易成交电量的结算价格按照交易价格执行。用户和售电公司交易电量结算电价按照交易价格加上输配电价（含线损和交叉补贴）、基金与附加执行。

第一百四十三条 建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户、售电公司的合同电量分开结算。

（一）发电企业

1. 可再生能源发电企业：根据实际发电上网电量按照政府批复电价或者价格机制进行结算。

风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）等补贴管理规定执行。

2. 其他类型发电企业：

（1）提供上调服务的机组。按上调电价结算上调电量。其余电量依次按照集中竞价交易电量、双边交易电量、优先电量和基数电量顺序及对应电价结算。

（2）提供下调服务的机组。按下调补偿电价结算下调电量。实际上网电量按照机组月度集中竞价交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量的顺序依次扣减。

（二）电力用户、售电公司

1. 当售电公司所有签约用户月度实际总用电量偏离售

电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

市场电力用户、售电公司实际用电量超过其合同电量时，按其省内中长期交易合同加权平均购电价结算实际用电量。6%以内的多用电量免于支付偏差考核费用，6%以外的多用电量按其合同加权平均购电价的 5%支付偏差考核费用。市场电力用户、售电公司实际用电量小于其合同电量时，按结算顺序及各成分合同加权平均购电价结算实际用电量。2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，2%以外的少用电量按系统下调电量补偿电价支付偏差考核费用（未调用下调服务时，按其合同加权平均购电价的 15%支付）。

市场电力用户、售电公司当月省内没有任何成交的，以当月集中竞价交易价格的 105%结算（未开展月度集中竞价交易时，以当月全部用户、售电公司的月度双边合同成交价加权平均值为基准）。

当售电公司所有签约用户月度实际总用电量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

2. 非市场电力用户（含优先购电电力用户，下同）按实际用电量和政府定价结算。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，按照当月上网电量占比分摊或者返还给所有机组，月结月清。

（三）差额资金分配

电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司）的偏

差考核费用、发电企业上调服务所增加的电网结算正收益，下调机组的补偿费用，统一进行发用两侧量价费平衡计算，盈余或缺额部分由所有参与市场的发电机组按当月市场合同电量占比返还或分摊。

（四）电力用户、售电公司与发电企业电费构成

市场电力用户、售电公司的电费构成包括：电量电费、偏差考核费用、输配电费（含交叉补贴、线损）、政府性基金与附加等。发电企业的电费构成包括：电量电费、下调服务补偿费、平均分摊的结算缺额或盈余资金、辅助服务费用。

第一百四十四条 市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在 3 个工作日内通知电力交易机构，由电力交易机构给予解释，逾期则视同没有异议。

第一百四十五条 电网企业应在收到电力交易机构结算依据后 10 个工作日内完成电费结算支付。

第一百四十六条 参与批发交易的用户电费由电力交易机构每月提供清分依据，由电网企业进行结算。

由售电公司代理的用户电费每月由电力交易机构提供电量电价清分依据，电网企业每月按时结算。

每月 16 日前，电力交易机构计算参与批发交易的用户和售电公司上月考核费用以及售电公司上月购售电价差费用，通过电力交易平台公示 2 日。用户和售电公司如有异议应在 2 日内通知电力交易机构，由电力交易机构给予解释，逾期则视同没有异议。

每月 18 日前，售电公司计算代理用户的上月考核费用，通过电力交易平台报送电力交易机构，并经签约用户在 2 日内通过交易平台审核确认，逾期没有提出异议则视同确认。如有异议，由售电公司与异议用户自行协商，双方达成一致意见前，电力交易机构暂停对售电公司与异议用户的电费结算。异议用户暂按售电公司申报电价和用户考核费用支付电费，当月暂停结算售电公司异议用户部分应得费用。

售电公司异议用户部分应得费用=异议用户当月用电量×（售电公司当月申报异议用户电价-售电公司当月购电加权合同平均价）+售电公司当月对异议用户考核费用。

每月 20 日前，电力交易机构根据公示确认的参与批发交易用户和售电公司的上月电费结算依据及考核费用，售电公司报送、确认的上月代理用户考核费用，计算上月售电公司应得费用，一并出具所有用户考核费用和售电公司应得费用的结算依据，提交给电网企业进行清算。

第一百四十七条 电网企业向用户开具增值税发票，发电企业和售电公司向电网企业开具增值税发票。

第一百四十八条 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网企业承担相关偏差考核费用；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由所有市场主体共同分摊相关费用。

第一百四十九条 电力用户、售电公司、发电企业、电网企业在电力中长期交易合同、输配电服务合同中另行约定结

算方式的，按合同约定执行。

第一百五十条 电力用户因窃电或违约用电引起的电量电费退补，相关电量退补电费执行政府定价。

第一百五十一条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百五十二条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百五十三条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。

第十三章 信息披露

第一百五十四条 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。

第一百五十五条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，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、系统备用费以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。

第一百五十六条 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，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计

划执行调整以及原因，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。

第一百五十七条 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以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百五十八条 市场成员应当遵循及时、真实、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。

第一百五十九条 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。

第一百六十条 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以及市场主体、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。

第一百六十一条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、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。

第一百六十二条 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、电力调度机构负责解释。

第一百六十三条 山东能源监管办、省政府相关部门不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百六十四条 山东能源监管办、省能源局根据实际，另行制定电力市场信息披露管理办法并按照职责分工监督实施。

第十四章 市场监管和风险防控

第一百六十五条 山东能源监管办应当建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百六十六条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据国家能源局、山东能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向山东能源监管办、地方政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百六十七条 当出现以下情况时，山东能源监管办可以做出中止电力市场的决定，并向市场成员公布中止原因：

- （一）电力市场未按照规则运行和管理的；
- （二）电力市场运营规则不适应市场交易需要，必须进行重大修改的；
- （三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场行为，并严重影响交易结果的；
- （四）电力市场发生严重异常情况的。

第一百六十八条 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的；
- （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）山东能源监管办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。

第一百六十九条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等有关情况，并向山东能源监管、省能源局提交报告。

第一百七十条 当系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故，由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况时，政府有关部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。当出现重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门、山东能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

第一百七十一条 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场主体发布市场恢复信息。

第十五章 争议和违规处理

第一百七十二条 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、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百七十三条 电力批发交易发生争议时，市场成员可

自行协商解决，协商无法达成一致时按照有关法律法规及相关规定处理，具体方式有：

- （一）申请调解或裁决；
- （二）提请仲裁；
- （三）提请司法诉讼。

第一百七十四条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由山东能源监管办、省发改委、省能源局按照各自职责查处：

- （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，侵害其他市场主体利益；
- （四）对市场主体有歧视行为；
- （五）提供虚假信息或违规发布信息；
- （六）其他严重违反市场规则的行为。

第一百七十五条 山东能源监管办、省发改委、省能源局根据各自职责按照《行政处罚法》、《价格法》、《电力监管条例》等相关法律法规制定处罚标准。对于市场成员的违法违规行爲，依法依规进行查处。

第十六章 附 则

第一百七十六条 本规则由山东能源监管办、省发展改

革委、省能源局负责解释。

第一百七十七条 本规则自发布之日起施行。