

《山东省电力中长期交易规则（试行）》 有关修订条款

一、第九章合同电量偏差处理

第八十四条修订为：

第八十四条 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。

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。每月结束后，按照优先发电计划、基数电量、机组月度调整电量、集中竞价交易电量、双边交易电量的顺序依次结算。月度调整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。

二、第十一章计量和结算修订条款

（一）第一百零二条修订为：

第一百〇二条 电力交易机构根据发电企业的月度抄表电量，按照优先电量、基数电量、上调服务增发电量、集中竞价电量、双边交易电量的顺序依次结算。

（二）第一百零五条第（一）款修订为：

第一百〇五条（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进行结算。

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。实际上网电量依次按照优先电量、基数电量、上调服务增发电量、集中竞价交易电量、双边交易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。实际上网电量依次按照集中竞价交易电量、双边交易电量、基数电量、优先电量顺序扣除下调电量以后，对照相应电价按照优先电量、基数电量、集中竞价电量、双边交易电量的顺序依次结算。

山东省电力中长期交易规则（试行）

（修订版）

第一章 总 则

第一条 为规范我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、省委省政府印发的《山东省电力体制改革综合试点方案》、国家《电力中长期交易基本规则（暂行）》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电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助服务交易。

第三条 本规则所称电力中长期交易主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，通过市场化方式，开展的多年、年、月等日以上的电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助服务交易。

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。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括发电企业、售电企业、电力用户、电网企业、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

第六条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易形成的购售电合同，执行优先发电和基数电量等合同；

（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）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 售电企业、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，提供直接交易电力电量需求及其他生产信息；

（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) 已确定由售电企业代理的电力用户, 不得再进入市场参与交易;

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 独立辅助服务提供者的权利和义务:

(一) 按规则参与辅助服务交易, 签订和履行辅助服务合同;

(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。

第九条 电网企业的权利和义务:

(一) 保障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;

(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) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务;

(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;

(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;

(七) 预测并确定优先购电电力用户的电量需求,执行厂网间优先发电、基数电量等合同;

(八) 按政府定价向优先购电用户及其他不参与市场交易的电力用户提供售电服务,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) 按规定披露和提供信息;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力交易机构的权利和义务:

(一) 组织和管理各类交易;

(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) 负责市场主体的注册管理;

(五) 提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等)及相关服务;

(六) 监视和分析市场运行情况;

(七) 经授权在特定情况下实施市场干预;

(八) 建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统;

(九) 配合分析评估市场规则,提出修改建议;

(十) 按规定披露和发布信息;

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 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，确保电网运行安全；
- (三) 向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，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)；
- (五) 经授权，暂停执行市场交易结果；
- (六) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；
- (七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十二条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电企业以及独立辅助服务提供者，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。非独立法人的电力用户、发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十三条 电力直接交易的市场准入条件：

(一) 发电企业准入条件

1. 依法取得《电力业务许可证》（发电类），新投产机组达到商业运营的条件；

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、支付系统备用费后，可作为合格的市场主体参与市场交易。

（二）电力用户准入条件

1. 符合产业政策及节能环保要求；
2. 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求；
3. 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；
4. 符合省政府有关部门制定的其他准入条件，鼓励优先购电的电力用户自愿进入市场。

（三）售电企业准入条件

按照《售电企业准入与退出管理办法》(发改经体〔2016〕2120号)有关规定执行。

（四）准入目录

市场建设初期，暂对参与直接交易的发电企业和电力用户实行目录管理。省经济和信息化委对申请进入或退出电力直接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直接交易的发电企业审核。符合准入条件的目录应实行动态管理。

进入电力直接交易目录且完成注册的市场主体方可参与交易。

第十四条 具有直接交易资格的电力用户和售电企业可

以参与跨省跨区直接交易，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。在市场建设初期，暂对参与跨省跨区直接交易的电力用户实行目录管理。

第十五条 合同电量转让交易的市场准入条件：

（一）拥有基数电量合同、直接交易合同的发电企业可参与合同转让交易；

（二）直接交易合同仅限于符合市场准入条件的发电企业之间进行转让交易；

（三）优先发电电量原则上不得转让。

第十六条 独立辅助服务提供者的市场准入条件：

（一）具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者，经电力调度机构进行技术测试通过后，方可参与交易；

（二）鼓励电储能设备运营商、参与市场的用户等参与辅助服务市场。

第十七条 售电企业参与电力市场交易，按照《售电企业准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。发电企业、电力用户等市场主体参与电力市场交易，参照《售电企业准入与退出管理办法》办理有关手续。

售电企业注册生效后，省内售电企业须在注册地地级市供电公司开立电费结算账户，省外售电企业须到济南供电公司开立电费结算账户。

电力交易机构根据市场主体注册情况按月汇总形成市

市场主体目录，向山东能源监管办、省政府有关部门和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。

第十八条 参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场，不得随意退出市场，取消政府定价。

符合准入条件但未选择参与直接交易的电力用户，可向售电企业购电，也可向所在地供电企业购电。其他未参与市场的电力用户由所在地供电企业提供供电服务。

第十九条 参与市场交易的用户可以直接与发电企业进行交易，也可以选择售电企业代理交易，两种方式只能选择其一。

选择代理交易的用户只能由一家售电企业代理，且同一年内不得变更代理关系。电力用户由售电企业代理后，不得再直接与发电企业进行双边交易，也不得直接参与集中竞价交易。

第二十条 市场主体变更注册或者撤销注册，应当按照电力市场交易规则的规定，向电力交易机构提出变更或撤销注册；经公示后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时，经山东能源监管办核实予以撤销注册。

第二十一条 已参加市场交易的用户又退出的，在通过售电公司购电或再次参与市场交易前，由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，由省物价局按照政府核定的居民电

价的 1.2-2 倍确定。

市场主体进入市场后被列入黑名单的，原则上 3 年内不得参与电力市场交易，列入黑名单的用户可通过售电公司购电或由电网企业保底供电，相关信息通过信用信息平台公布。

第二十二条 市场主体被强制退出或自愿退出市场的，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到的合同电量。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十三条 电力中长期交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助服务交易。

直接交易电量为电力用户使用的大工业与一般工商业用电量，不含政府公用事业、居民生活等保障性电量。合同电量是指发电企业的基数合同电量、直接交易合同电量，用户和售电企业的合同电量暂不交易。辅助服务是指自动发电控制（AGC）、有偿调峰等。

第二十四条 电力中长期交易主要按年度和月度开展。鼓励发电企业、售电企业、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。

第二十五条 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（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。

第二十六条 我省电力直接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；合同电量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；辅助服务交易采取月度集中竞价交易方式。

第五章 价格机制

第二十七条 电力中长期交易的成交价格原则上由市场主体通过自主协商、集中竞价等市场化方式形成，第三方不得干预正常交易形成的价格。

第二十八条 核定输配电价前，电力直接交易采取电网

购销差价不变、价差传导的方式。核定输配电价后，电力直接交易按照核定的输配电价执行。相关政府性基金与附加按照国家有关规定执行。

第二十九条 跨省跨区输电价格和输电损耗按照国家有关规定执行。

第三十条 双边协商交易价差或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差或价格确定，挂牌交易以挂牌成交价差或价格结算。

输配电价核定前，集中竞价交易采用交易双方分别申报交易电量和价差，按市场边际成交价差作为全部成交量价差的统一出清模式。若发电企业与用户（售电企业）的边际成交价差不一致，则按两个价差的算术平均值执行。

输配电价核定后，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量价格的统一出清模式。若发电企业与用户（售电企业）的边际成交电价不一致，则按两个电价的算术平均值执行。

第三十一条 在输配电价核定前，发电企业申报电力直接交易上网价差，统一以参加直接交易的公用机组按容量加权平均上网电价为基准。用户以自身执行的、物价部门确定的电度电价为基准。售电企业以其代理用户执行的、物价部门确定的电度电价为基准。公用机组按容量加权平均上网电价由省物价局确定、公布。上网电价不包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放等环保电价。如遇电价调整，按照平均调价幅度相应调整并由省物价局确定、公布。

第三十二条 输配电价核定前，直接交易用户和售电企业结算电价计算公式： $P=P_c+\Delta P$

其中：P 是指用户或售电企业的直接交易结算电价；

P_c 是指用户或售电企业代理用户对应的物价部门确定的电度电价；

ΔP 是指用户或售电企业与发电企业直接交易成交价差。

输配电价核定后，电力用户、售电企业购电价格由直接交易成交价、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金和附加等组成。

第三十三条 参与电力直接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。

第三十四条 参与电力直接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。核定输配电价前，先按峰谷分时电价政策计算峰谷电价，再执行直接交易价差。核定输配电价后，直接交易电价作为平段电价，峰谷电价按分时电价政策确定。电力用户不参与分摊调峰服务费用。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。

第三十五条 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，限价标准由省物价局根据国家有关规定确定。

第三十六条 跨省跨区电能交易的受电落地价格由成交

价格（送电价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。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。

第三十七条 合同电量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、回购以及跨省跨区合同回购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。

第三十八条 参与 AGC 服务的机组按照调用机组报价的加权平均价格补偿，参与调峰服务的机组按照调用机组每档报价的加权平均价格补偿。

第六章 电力直接交易组织

第一节 交易时序安排

第三十九条 开展年度交易时，首先根据市场放开要求确定年度电力直接交易电量规模，然后组织开展年度双边交易。

随着市场化程度的提高，逐步过渡到按照用电类别放开用户，根据进入市场用户的用电需求预测确定交易规模。

第四十条 开展月度交易时，首先开展月度双边交易，其次开展月度集中竞价交易。

第四十一条 在年度交易、月度交易结束后，电力交易

机构在2个工作日内将省内和跨省跨区双边交易和集中竞价交易结果进行汇总，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

第四十二条 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）次年直接交易电量需求预测；
- （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。

第四十三条 售电企业应在交易开始前5个工作日之前，将与代理用户签订的代理协议（或合同）报送电力交易机构（或通过技术支持系统确定双方代理关系）。

代理协议（或合同）应标明代理的用户名称、电费结算户头等。用户名称应与其供用电合同保持一致，存在多个结算户头的应全部列明。

第四十四条 电力用户与售电企业年购电量小于2亿千瓦时的，只允许提交一个年度双边交易合同。

第四十五条 签订一年以上长期合同的发电企业、售电

企业和电力用户，应在每年双边协商交易开市前签订该年度的双边协商交易意向书（或合同），并将意向书（或合同）通过技术支持系统报送电力交易机构优先进行确认，逾期不予受理。

第四十六条 签订一年以上长期合同的发电企业、售电企业和电力用户，在合同期内不得随意解除合同，如确需解除，由主动解除方将解除协议书面报送电力交易机构。解除长期合同后，3年内不再接受主动解除方签订一年以上长期合同。

第四十七条 市场主体经过双边协商达成年度双边直接交易意向后，应将交易电量参照《山东省电力用户与发电企业直接（双边）交易年度/月度合约交易意向书（示范文本）》按月分解到机组，并在年度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向电量。

第四十八条 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。

第四十九条 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，应在结果发布当日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技术支持系统返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第五十条 建立电子合同系统。交易机构发布交易结果后，由技术支持系统自动生成年度双边直接交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第五十一条 跨省跨区年度双边交易的流程与省内年度双边交易相同，具备条件时同时组织开展。送电省参与跨省跨区年度双边交易发电企业的安全校核由该省电力调度机构负责，输电通道的安全校核由承担调度责任的相应电力调度机构负责。

第三节 月度双边交易

第五十二条 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）次月直接交易电量需求预测；
- （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。

第五十三条 市场主体经过双边协商达成月度双边直接

交易意向后，应将交易电量分解到机组，并在月度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向电量。

第五十四条 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。

第五十五条 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，应在结果发布当日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技术支持系统返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第五十六条 交易机构发布交易结果后，由技术支持系统自动生成月度双边直接交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第五十七条 跨省跨区月度双边交易的流程与省内月度双边交易相同，具备条件时同时组织开展。送电省参与跨省跨区月度双边交易发电企业的安全校核由该省电力调度机构负责，输电通道的安全校核由承担调度责任的相应电力调

度机构负责。

第四节 月度集中竞价交易

第五十八条 每月中下旬，电力交易机构通过技术支持系统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）次月集中竞价直接交易电量需求预测；
- （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。

第五十九条 月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报电量、价差（或电价）。技术支持系统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价差（或上网电价），用户和售电企业申报次月用电量和用电价差（或电价）。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价差（或电价）。用户和售电企业只能申报一个电量和一个价差（或电价）。

申报电量的最小单位为 10 兆瓦时，价差或电价的最小单位为 1 元/兆瓦时。价差为负数（正数）时，表明直接交

易的发电上网电价低于（高于）参与直接交易公用机组按容量加权平均上网电价，直接交易的用户和售电企业用电价格低于（高于）物价部门确定的电度电价（或电度电价加权平均值）。

第六十条 集中竞价交易按市场边际成交价差（或电价）作为全部成交电量价差（或电价）的统一出清模式执行。若发电企业与用户（售电企业）的边际成交价差（或电价）不一致，则按两个价差的算术平均值执行。

输配电价出台前，将发电企业、电力用户和售电企业申报价差配对，形成竞价交易价差对：

价差对=发电企业申报价差-电力用户（售电企业）申报价差；

当价差对数值为正值时，双方不能成交。当价差对数值为0或负值时，按照价差对数值由低到高排序，对相应申报电量依次匹配成交，直至成交电量达到一方可成交电量全部匹配完成。

输配电价出台后，将发电企业、售电企业和电力用户申报电价配对，当发电企业报价高于用户、售电企业报价时，双方不能成交；发电企业报价低于或等于用户、售电企业报价时，可以成交。发电企业按照报价由低到高排序，用户、售电企业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价差（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、售电企业、发电企业（分解到机组）成交电量，市场出清价差（电价）。

第六十一条 报价结束后，技术支持系统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，通过技术支持系统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。

第六十二条 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，具备条件时同时、同平台组织开展。送电省参与跨省跨区月度集中竞价交易发电企业的安全校核由该省电力调度机构负责，输电通道的安全校核由承担调度责任的相应电力调度机构负责。

第七章 合同电量转让交易组织

第一节 交易时序安排

第六十三条 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基数合同电量、月度直接交易合同电量转让交易。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。

第六十四条 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。

第六十五条 合同电量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

第六十六条 每月上旬，有挂牌转让意向的发电企业向电力交易机构提交月度基数合同电量、月度直接交易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。

第六十七条 每月上旬，电力交易机构通过交易平台发布次月基数合同电量、月度直接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 合同电量转让月度双边交易

第六十八条 有合同电量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，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。

第六十九条 合同电量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。

第七十条 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。

第七十一条 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，应在结果发布当日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技术支持系统返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第七十二条 交易结果确认后，由技术支持系统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，通过技术支持系统签订电子合同。

第四节 合同电量转让月度挂牌交易

第七十三条 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技术支持系统提出接受该要约的申请，技术支持系统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。

第七十四条 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。

第七十五条 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，应当在当日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通过技术支持系统返回成交确认信息，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。

第八章 安全校核与交易执行

第七十六条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工

作。直接交易、合同电量转让必须通过电力调度机构安全校核。跨省跨区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：通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

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。

第七十八条 电力调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时提供关键通道输电能力、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。

第七十九条 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。

第八十条 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。

第八十一条 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。

第八十二条 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) 月度基数电量计划；
- (五) 月度直接交易电量计划；
- (六) 其他交易电量计划。

第八十三条 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、省经济和信息化委、省物价局书面报送上一年度电力市场交易开展情况。

第九章 合同电量偏差处理

第八十四条 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。

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。每月结束后，按照优先发电计划、基数电量、机组月度调整电量、集中竞价交易电量、双边交易电量和的顺序依次结算。月度调整电量在

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。

第八十五条 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）。

第八十六条 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。

次月未纳入开机组合的机组不参与上调、下调电量交易。

第八十七条 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。

第八十八条 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。

第八十九条 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，下调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、基数电量计划、优先

发电计划的顺序依次扣减。

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，月度实际发电量与合同的偏差可在后续月份滚动调整。

第九十条 月度双边交易和集中竞价交易结束后，用户、售电企业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。

第九十一条 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。

第十章 辅助服务

第九十二条 辅助服务执行我省辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则（以下简称“两个细则”）。

第九十三条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务是指并网发电厂提供的一次调频、基本调峰、基本无功调节等，基本辅助服务不进行补偿。有偿辅助服务是指并网发电厂在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动等，以及电力用户、独立辅助服务提供者提供的有偿调峰、调频等服务。

现阶段辅助服务交易仅包括自动发电控制（AGC）和有偿调峰。当电网黑启动、无功等其他辅助服务提供主体较多

时，采用竞争方式确定提供主体，由电力调度机构根据系统运行需要确定其他辅助服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。

第九十四条 鼓励独立辅助服务提供者和电力用户参与提供辅助服务。

第九十五条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户和独立辅助服务提供者进行补偿。

第九十六条 采用竞争方式确定自动发电控制提供主体（AGC 机组及储能装置），提供主体应满足调节性能标准要求。

提供主体每日通过辅助服务交易平台提报次日 AGC 装置补偿价格，补偿价格应为非负数。电力调度机构按照补偿价格对满足调节性能标准的 AGC 装置进行排序，并根据系统运行需要和排序组织、安排 AGC 装置提供 AGC 服务。参与 AGC 服务的机组按照实际调用的最后一台机组报价作为市场出清价进行补偿（因电网约束调用机组不参与市场价格出清），并按所有参与分摊机组的日发电量（含跨省区受电量）进行分摊。

根据辅助服务测评报告，调度机构可以取消调节性能不满足标准要求的 AGC 装置调用资格。

第九十七条 采用竞争方式确定有偿调峰提供主体。有偿调峰是指燃煤火电机组按电力调度指令机组出力低于额定容量 70%的调峰（不包括 AGC 投 R 模式的机组，开停机期

间和机组偏离计划曲线被考核期间不予补偿), 以及发电机组备用启停调峰所提供的服务。如果停机备用调峰机组不能按照调度指令启动并网, 则取消调峰补偿, 并按山东电网“两个细则”有关条款考核。

发电企业每日通过辅助服务交易平台提报次日机组调峰补偿价格, 以机组出力低于 70%额定容量为基准, 出力每降 10%为一档分别报价, 报价应为非负数。电力调度机构对机组报价进行综合排序。在安排调峰时, 电力调度机构根据电网运行需要以 15 分钟为一个统计周期确定调峰总需求量, 按照机组报价综合排序结果组织、安排机组提供调峰服务。参与调峰的机组按照单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价作为市场出清价进行补偿(因电网约束调用机组不参与市场价格出清), 并在该统计周期内按所有参与分摊机组的发电量(含跨省区受电量)分摊。

第九十八条 独立辅助服务提供者、电力用户参与提供辅助服务应满足相应辅助服务的技术要求, 并与发电企业按统一标准进行报价、补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一并结算。

第九十九条 跨省跨区送电到我省的发电企业纳入我省辅助服务管理范围, 并根据提供的辅助服务获得或者支付补偿费用。

跨省跨区送电到我省的电能交易曲线调峰能力未达到我省电网基本调峰要求的, 按照我省电网基本调峰考核条款执行; 达到有偿调峰要求的, 按照有偿调峰补偿条款给予补

偿。

第十一章 计量和结算

第一百条 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。

第一百〇一条 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。电网企业应逐步将用电量和上网电量的计量周期统一调整到自然月份。

电网企业按期完成电力用户抄表后，每月 28 日前将抄表电量结果送至电力交易机构，每月 30 日前电力交易机构将抄表电量发送给售电企业。

每月 8 日前，售电企业计算代理用户的本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 个工作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。

每月 10 日前，电力交易机构计算直接参与交易用户的本月加权平均合同电价，连同售电企业报送的代理用户本月加权平均合同电价，提交给电网企业。

第一百〇二条 电力交易机构根据发电企业的月度抄表电量，按照优先电量、基数电量、上调服务增发电量、集中竞价电量、双边交易电量的顺序依次结算。

第一百〇三条 核定输配电价之前，发电企业公用机组双边和集中竞价成交电量的结算价格按照省物价局公布的参加直接交易的公用机组按容量加权平均上网电价加上市场出清价差执行。自备机组双边和集中竞价成交电量的结算价格按照省物价局公布的我省企业自备机组自用有余上网电价加上市场出清价差执行。机组上网电价中包含环保电价的，相应加上环保电价，作为结算价格。用户双边和集中竞价成交电量的结算电价按对应电度电价加上市场出清价差执行。售电企业双边和集中竞价成交电量的结算电价按其代理用户对应电度电价加上市场出清价差执行。

第一百〇四条 核定输配电价之后，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。用户和售电企业双边协商和集中交易电量的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。

第一百〇五条 建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户、售电企业的合同偏差分开结算。发电企业的月度上调（下调）电量、用户和售电企业的月度偏差电量按月清算、结账。

（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

府批复电价进行结算。

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。实际上网电量依次按照优先电量、基数电量、上调服务增发电量、集中竞价交易电量、双边交易电量、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。实际上网电量依次按照集中竞价交易电量、双边交易电量、基数电量、优先电量顺序扣除下调电量以后，对照相应电价按照优先电量、基数电量、集中竞价电量、双边交易电量的顺序结算。

(二) 电力用户、售电企业

1. 市场电力用户、售电企业实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权平均购电价（价差合同根据电度电价折算为购电价，下同）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、售电企业实际用电量小于其合同电量时，按其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、售电企业当月没有任何成交的，其用电量按以下方式结算：在输配电价核定前，以当月集中竞价交

易价差为基准，降价时按价差的 80% 结算，涨价时按价差的 120% 结算（未开展月度集中竞价交易时，以当月全部用户、售电企业的月度双边合同成交价差加权平均值为基准）；核定输配电价后，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、售电企业的月度双边合同成交价加权平均值为基准）。

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。

（三）差额资金分配

电力用户和售电企业的偏差考核费用、发电企业上调服务所增加的电网结算正收益，统一用于支付下调机组的补偿费用，盈余或缺额部分由所有参与市场的发电机组按上网电量比重返还或分摊。

上调服务所增加的电网结算正收益 = （市场用户实际用电量加权平均价 - 上调电量电价） × 市场用户的超用电量。

（四）电力用户、售电企业与发电企业电费构成

市场电力用户、售电企业的电费构成包括：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。

第一百〇六条 电力交易机构负责向市场主体出具电费结算依据，市场主体根据相关规则进行资金结算。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，逾期则视同没有异议。

每月5日前，电力交易机构计算直接参与交易的用户和售电企业上月的考核费用以及售电企业上月的购售电价差费用，通过电力交易平台公示3个工作日。用户和售电企业如有异议应在3个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第一百〇七条 各市场主体保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，交易电费和偏差考核费用由电网企业根据电力交易机构提供的清分依据向用户收取，并向发电企业和售电公司支付。电网企业应在收到电力交易机构结算依据后10个工作日内完成支付。

电网企业承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第一百〇八条 直接参与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。

由售电企业代理的用户电费每月首先按政府定价进行结算，与交易结果的差额电费及考核费用次月以退补方式进行清算。售电企业代理的用户差额电费、售电企业应得的费用由售电企业按月计算并报送电力交易机构，并经签约用户在线审核确认。系统条件具备后，由售电企业代理的用户电费每月由电力交易机构提供清分依据，电网企业每月按时结算。

每月8日前，售电企业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个

工作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。

每月 10 日前，电力交易机构根据公示确认的直接参与交易用户和售电企业的上月考核费用，售电企业报送、确认的上月代理用户考核费用，计算上月售电企业应得费用，一并出具所有用户考核费用和售电企业应得费用的结算依据，提交给电网企业进行清算。

第一百〇九条 电网企业向用户开具增值税发票，发电企业和售电企业向电网企业开具增值税发票。

第一百一十条 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。

第一百一十一条 电力用户、售电企业、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。

第十二章 信息披露

第一百一十二条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第一百一十三条 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。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第一百一十四条 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。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 山东能源监管办、省经济和信息化委、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第十三章 争议和违规处理

第一百一十七条 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。

第一百一十八条 发生争议时，按照有关法律法规及相关规定处理，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。

第一百一十九条 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、省经济和信息化委、省物价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。

第一百二十条 山东能源监管办、省经济和信息化委、

省物价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。

第十四章 市场干预

第一百二十一条 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）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

（五）因不可抗力市场交易不能正常开展的；

（六）电力市场发生严重异常情况的。

第一百二十二条 电力交易机构和电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。

市场干预期间，电力交易机构和电力调度机构应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，并报山东能源监管办备案。

第一百二十三条 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。

第一百二十四条 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 附 则

第一百二十五条 电力交易机构可以根据实际情况适时开发建设跨省跨区直接交易系统。

第一百二十六条 本规则由山东能源监管办负责解释。

第一百二十七条 本规则自 2017 年 7 月 1 日起施行。

抄送：省发展改革委、省能源局。

山东能源监管办综合处

2018年12月18日印发
