

国家能源局西北监管局 陕西省发展和改革委员会

西北监能市场〔2023〕3号

国家能源局西北监管局 陕西省发展改革委 关于印发《陕西省电力中长期交易规则》 的通知

各有关单位：

为贯彻落实《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）《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）等文件精神，进一步

完善陕西省电力中长期交易机制、规范交易行为，国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会组织有关单位对《陕西省电力中长期交易规则（试行）》（西北监能市场〔2020〕10号）进行了修订，现将修订后《陕西省电力中长期交易规则》印发给你们，请遵照执行。

附件：《陕西省电力中长期交易规则》



国家能源局西北监管局



陕西省发展和改革委员会

2023年1月10日

附件

陕西省电力中长期交易规则

第一章 总 则

第一条 为规范陕西省电力中长期交易，构建安全、高效的市场体系，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康有序发展，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、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）等文件精神，结合陕西电力市场实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于陕西省内各类电力中长期市场化交易，包括电能量交易、合同电量转让交易、辅助服务市场交易，以及跨区跨省交易省内执行部分等。

第三条 本规则所称电力中长期交易是指符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

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，其执行和结算均需符合本规则相关规定。

第四条 电力批发交易指发电企业与电力用户（售电公司、电网企业）之间通过市场化方式开展的电能量交易；电力零售交易主要指售电公司与电力用户之间开展的电能量交易。

第五条 电力中长期交易应与电力现货交易相互配合、有效衔接，形成以中长期交易为主、现货交易为补充，科学合理、开放有序的完整市场体系。电力现货市场交易规则根据陕西电力市场需要另行制定。电力现货市场规则制定后，本规则需做相应调整。

第六条 市场成员应严格遵守电力市场规则，自觉自律，诚信经营，主动接受监管，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 国家能源局西北监管局（以下简称“西北能源监管局”）和陕西省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）负责本规则的制定和实施工作，并依法履行监管职责。

第二章 市场成员

第八条 本规则所指市场成员包括参与市场交易的市场主体和市场运营机构。市场主体包括发电企业、售电公司、电力

用户、电网企业等。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第一节 权利与义务

第九条 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力交易，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）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）按照电力企业信息披露和报送等有关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。

第十条 电力用户的权利和义务：

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

（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、政府性基金及附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配

电服务等相关信息；

（四）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）按照电力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，配合开展错峰避峰；

（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。

第十一条 不拥有配电网运营权的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，并定期公布公司年报；

（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) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务:

(一) 享有和承担不拥有配电网运营权的售电公司的全部权利和义务;

(二) 在所属配电区域内, 享有和承担与电网企业所属供电公司相同的权利和义务;

(三) 承担所属配电网安全责任, 按照要求提供安全、可靠的电力供应, 确保供电质量符合国家标准和行业标准;

(四) 负责所属配电网的建设、运行、维护和事故处理等, 无歧视提供配电服务, 不得干预用户自主选择售电公司;

(五) 承担配电区域内电费收取和结算业务;

(六) 预测并确定优先购电用户的电力电量需求, 执行优先发电合同;

(七) 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), 按照电力调度机构要求配合安排用电;

(八) 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理的规定, 配合执行有序用电管理、开展错峰;

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电网企业的权利和义务:

(一) 保障电网以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）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）预测并确定优先购电用户及代理购电用户的电力电量需求，执行优先发电合同；

（七）向电力用户提供供电与结算服务，签订供用电合同；

（八）对暂未直接从电力市场购电的工商业用户代理购电；

（九）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 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）按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；

（四）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；

（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；

（七）配合西北能源监管局和省发展改革委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，并于事后向西北能源监管局和省发展改革委及时报告；

（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。

第十五条 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。

第二节 市场准入与退出

第十六条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电公司以及其他各类市场主体,应为具有营业执照、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。符合国家与陕西省有关准入条件,在电力交易机构完成注册,方可获准参与市场交易。内部核算的市场主体经法人单位授权,履行相关手续后,可以参与相应电力交易。

第十七条 发电企业市场准入条件:

(一)依法取得发电项目核准或备案文件,依法取得或豁免电力业务许可证(发电类);

(二)并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依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，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场化交易；

（三）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。

第十八条 电力用户市场准入条件：

（一）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）；

（二）工商业用户原则上全部进入电力市场；

（三）拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

（四）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。

第十九条 售电公司市场准入条件：售电公司准入按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）及陕西省相关规定执行。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）。

第二十条 售电公司应持续满足注册条件。电力交易机构对售电公司持续性满足注册条件进行核验，售电公司未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构应立即通知售电公司限期整改，售电公司限期整改期间，暂停其交易资格，未在规定时间内整改到位的，经政府电力管理部门同意后予以强制退出，同时将相关信息推送至全国信用信息共享平台。

第二十一条 对于不满足准入条件的售电公司应立即暂停后续参与市场交易的资格。

第二十二条 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。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。

第二十三条 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按照市场价格购电，不再执行目录电价。委托售电公司购电的电力用户合同周期内只能向一家售电公司购电。

第二十四条 暂未进入市场的工商业用户，默认由电网企业代理购电，代理购电价格主要通过集中竞价或挂牌交易等方式形成。由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度最后15日前选择下一季度起直接参与市场交易或由售电公司代理购电，电网企业代理购电相应终止。

第二十五条 原由售电公司代理，但因售电公司倒闭、失联、拒不履行合同义务等原因致使合同无法履行，且其他售电公司尚未承接的电力用户，在无法履约的合约期内可暂由电网企业代理购电，按电网企业代理购电价格执行。该合约期满后，电网企业不再代理购电；电力用户应重新与其他售电公司签订代理购电合同，符合条件的也可直接参与批发市场交易。

第二十六条 下列情况，市场主体可以办理正常退市手续：

(一) 市场主体宣告破产，不再发电或用电；

(二) 因国家政策、电力市场基本规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

(三) 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，执行国家有关的发用电政策。售电公司退出条件按照国家及陕西省售电公司准入与退出管理规定执行。

第二十七条 市场主体存在违反国家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、拒绝接受监督检查等情形的，由西北能源监管局会同省发展改革委勒令整改或强制退出市场，同时记入信用评价系统。强制退出市场的，法人以及其法人代表三年内不得自行参与市场。

第二十八条 市场主体被强制退出或自愿退出市场的，需妥善处理其全部合同义务。

第三节 市场注册

第二十九条 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业务关系确定等。

第三十条 参与市场交易的发电企业，必须在陕西电力交

易平台办理市场注册手续，按要求签署信用承诺书，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。

第三十一条 参与批发交易的电力用户，必须在陕西电力交易平台办理市场注册手续，按要求签署信用承诺书，并保证注册信息的完整性和准确性。用户的注册信息包括基础信息注册（含企业工商基本信息、供用电协议等）和用电户号信息（含电压等级、用电类别等）。参与零售交易的电力用户，实行登记备案制，可以采取授权办理的方式办理登记手续。

第三十二条 参与市场交易的售电公司应履行注册手续（包括在陕西电力交易平台注册或由其他电力交易机构推送），并按要求在陕西电力交易平台签署信用承诺书。在陕西电力交易平台注册的售电公司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，由陕西电力交易中心通过“信用中国”网站和陕西电力交易平台网站向社会公示，公示期满无异议的售电企业，注册手续自动生效。

第三十三条 参与跨区跨省交易的市场主体可以在相关电力交易机构注册。各电力交易机构对注册信息共享，无需重复注册。

第三十四条 办理售电增项业务的发电企业，应当以发电企业和售电公司的市场主体类别分别进行注册。

第三十五条 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。

第三十六条 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。

第三十七条 电力交易机构根据市场主体注册情况向省发展改革委、西北能源监管局和政府引入的第三方征信机构备案，对市场主体目录实施动态管理。

第三十八条 市场主体变更注册信息时，应及时向原注册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。

第三十九条 电力用户并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应首先在电力交易机构完成其已有交易合同的处理，然后在电网企业办理业务变更，并同时在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务办理期间，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，开展交易结算，提供结算依据。

第四十条 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。

第四十一条 新型储能市场主体、独立辅助服务提供商、负荷聚合商等其他市场主体，根据政策法规及市场规则明确的

准入条件，按照相应规定程序完成注册。

第三章 交易品种和交易方式

第四十二条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展合同交易，探索建立容量补偿机制。根据市场发展需要开展输电权、容量交易等。

第四十三条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。

（一）双边协商交易是指市场主体自主协商交易电量（电力）、电价，形成交易初步意向，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构根据校核结果在电力交易平台确认形成交易结果；

（二）集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，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。

第四十四条 合同交易指在不影响相关方利益或相关方协商一致的前提下，通过市场化交易实现市场主体间交易合同的调整，合同交易包含合同转让、回购、置换交易。

合同转让交易是指将合同的全部或部分电量、电力转让给合同购售双方之外的具有同类功能第三方的交易。

合同回购交易是指经合同各方协商一致，售电方回购部分交易电量、电力。回购电量、价格由购售双方协商确定。

合同置换交易是指购售双方将不同时段购电（或售电）合同全部或部分电量、电力进行置换，保持双方合同电量总量不变。

第四十五条 可再生能源电力超额消纳量交易是指承担可再生能源电力消纳责任权重的市场主体通过市场化交易方式，对可再生能源电力超额消纳量的出让和受让。

第四十六条 辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂提供的调频、调峰、自动发电控制（AGC）、无功调节、自动电压控制（AVC）、备用、黑启动等服务。辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四十七条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者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者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。

第四十八条 双边协商交易应约定电力交易(调度)曲线,具备条件时可开展分时(如峰谷平)电力电量交易。

第四十九条 发电企业在单笔批发交易中的售电申报量不得超过其剩余最大发电能力。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。

第四章 价格机制

第五十条 有序推动工商业用户全部进入电力市场,按照市场价格购电,取消工商业目录销售电价。

第五十一条 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)、农业用电由电网企业保障供应,执行现行目录销售电价政策。优先将低价电源用于保障居民、农业用电。

第五十二条 除优先发电电量执行政府确定的价格外,电力中长期交易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(含省内和跨区跨省)价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第五十三条 因电网安全约束等原因必须开启的机组，其约束电量鼓励相关发电企业自行通过市场化方式获取，约束电量超出其已（预）成交合同电量的部分，可在集中竞价交易时通过“保量竞价”的方式优先出清。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。

第五十四条 新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第五十五条 参与电力中长期市场化交易的燃煤发电电量，其上网电价由市场主体通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价及浮动范围根据国家政策和陕西电力市场实际情况适时调整。

第五十六条 下列情况由电网企业代理购电，并按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

（一）已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户；

（二）因违规、违约等行为，被市场运营机构强制退出市场的电力用户；

（三）不具备进入市场资格的拥有燃煤发电自备电厂的用户；

（四）暂不能直接参与市场交易的高耗能用户。

第五十七条 市场化工商业用户的用电价格由电能量交易

价格、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成。

第五十八条 电网企业代理购电用户电价由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加等构成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定，包含平均上网电价、辅助服务费用、代理工商业用户偏差电费、居民农业用户的新增损益等。

第五十九条 电网企业代理购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。新增损益（含偏差电费）按月由全体工商业用户分摊或分享。

第六十条 输配电价、政府性基金及附加、交叉补贴、峰谷分时电价、两部制电价、功率因数调整电费等按国家和陕西省有关规定执行。

参与市场交易的峰谷电价电力用户，继续执行现行峰谷电价政策，平段电价按电能量交易价格与输配电价之和确定，尖峰、高峰、低谷电价按现行峰平谷比价计算。符合阶梯电价政策的企业用户在市场化电价的基础上继续执行阶梯电价政策。

第六十一条 执行保量保价的优先发电电量继续按现行价格机制由电网企业收购，用于保障居民、农业用户用电及线损电量，剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。

第六十二条 电网企业年度代理购电通过挂牌方式交易，挂牌价格按照其他市场主体年度双边协商交易的加权平均价

执行。挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担，价格按照挂牌价格执行。

第六十三条 电网企业月度代理购电可以采用集中竞价或挂牌方式。通过参与月度集中竞价交易代理购电时，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。采用挂牌交易代理购电时，挂牌价格按照当月集中竞价出清价执行，当月集中竞价无成交电量时，按照最近一次月度集中竞价出清价执行。挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担，价格按照挂牌价格执行。

第六十四条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易按照挂牌价格结算。

（一）集中竞价采用边际价格统一出清的，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”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，成交价为配对双方申报价格的算术平均值；

(三)挂牌交易价格按被摘牌的挂牌价格确定。在供方(或需方)挂牌后,需方(或供方)在规定交易时间内进行摘牌,按被摘牌的挂牌价格成交。

第六十五条 集中竞价交易中,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。直接交易购售双方可以签订具有价格联动机制的中长期交易合同。在自主自愿、平等协商的基础上,约定建立固定价格、“基准电价+浮动机制”、随电煤价格并综合考虑各种市场因素调整等多种形式的市场价格形成机制,分散和降低市场风险。

第五章 交易组织

第一节 总体原则

第六十六条 省发展改革委于每年 11 月底前确定并下达次年省内优先发电计划。电力交易机构按照年度(多年)、月度、月内(多日)的顺序开展电力交易。

第六十七条 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。

第六十八条 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。

第六十九条 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。

第七十条 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。

第七十一条 电力交易机构负责组织开展省内可再生能源电力超额消纳量交易,配合北京电力交易中心开展跨区跨省可再生能源电力超额消纳量交易。

第七十二条 跨区跨省交易结果作为省内交易的边界条件。在跨区跨省交易开展前,预先进行省内电力电量平衡测算,在保证省内电力电量平衡的基础上,申报跨区跨省外送或外购电量。

第二节 年度交易

第七十三条 年度(多年)交易的标的物为次年(多年)的电量(或者年度分时电量)。年度(多年)交易可通过双边

协商或者集中交易的方式开展。

第七十四条 开展年度交易时遵循以下顺序：

（一）确定跨区跨省优先发电电量。跨区跨省送电中的国家计划、政府协议送电量优先组织；

（二）确定省内优先发电电量、省内市场化交易电量和跨区跨省电量交易规模；

（三）开展多年交易。多年交易根据需要不定期开展。多年交易原则上分解到年，在每年开展年度交易之前，相关主体应确认次年度交易执行计划；

（四）开展年度双边交易。每年 12 月底前开展次年度的双边交易。多年交易在次年度的执行计划和年度双边交易结果应分解到月。

第七十五条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，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关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第七十六条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第七十七条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每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 5 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第七十八条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 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 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。

第三节 月度交易

第七十九条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），也可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第八十条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，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关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第八十一条 采用集中交易方式开展月度交易时，市场主体在规定的时限内通过电力交易平台申报数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第八十二条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第八十三条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 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 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。

第八十四条 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

第八十五条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展，也可采取双边协商交易等方式。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第八十六条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的时限内通过电力交易平台申报数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进

行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第八十七条 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 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 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 1 个工作日内给予解释。

第八十八条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 跨区跨省交易

第八十九条 跨区跨省交易按照国家跨区跨省电力交易有关规则执行。

第九十条 跨区跨省交易应与省内交易有效衔接。跨区跨省交易的各类合同电量应纳入跨区跨省联络线交易计划和省内发用电平衡计划统一安排。

第九十一条 市场主体应做好省内市场与跨区跨省市场的统筹。参加跨区跨省交易的市场主体仍然享有省内市场主体的权利，同时也必须承担省内市场主体的义务。

第九十二条 按照政府跨区跨省年度送受电计划，电网企

业、电力交易机构可根据供需状况、清洁能源消纳责任权重完成情况组织跨区跨省电力交易，促进清洁能源消纳。

第九十三条 批发用户或售电公司参与跨区跨省交易前，应向电力交易机构提交与相关市场主体签订的购售电代理协议等。

第九十四条 参加跨区跨省交易的市场主体应在交易合同中约定分月计划和电力曲线。

第六节 偏差电量处理机制

第九十五条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在规定时间内通过合同电量转让、回购等方式处理偏差电量。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。

第九十六条 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等机制进行处理。

第九十七条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的期限内，修改其上调和下调报价；

(二) 电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级等进行排序；

(三) 月内根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第六章 安全校核

第九十八条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，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（涉及本电力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：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。

第九十九条 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，并通过电力交易平台发布必开

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。

第一百条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，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；发电设备利用率应当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。

第一百零一条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按照时间优先、等比例等原则进

行削减；对于集中交易，可按照价格优先原则进行削减，价格相同时按照发电侧节能低碳电力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。

第一百零二条 安全校核应当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，由电力交易机构予以公布。

第七章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百零三条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的优先发电电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。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。

第一百零四条 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。

第一百零五条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第一百零六条 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。

第一百零七条 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。

第一百零八条 优先发电电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认。

第三节 合同执行

第一百零九条 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，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）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。

第一百一十条 年度合同的执行周期内，次月交易开始前，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后续各月的合同分月计划（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。

第一百一十一条 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。

第一百一十二条 合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线执行；未约定交易曲线的，市场主体可选择按照典型负荷曲线执行，未选择典型负荷曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要安排发电曲线。

第一百一十三条 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，事后向西北能源监管局、省发展改革委报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第八章 计量和结算

第一节 计 量

第一百一十四条 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，当用电计量装置未安装在产权分界处时，线路与变压器损耗的电量均须由产权所有者负担。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。

第一百一十五条 计量周期和抄表时间应保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百一十六条 发电企业、跨区跨省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。

第一百一十七条 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，按照合理公式计算每台机组各自上网电量。

第一百一十八条 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，并将由计量数据生成的电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。

第一百一十九条 对于已出具过结算依据的历史电量数据由于计量差错、技术支持系统异常等原因需要进行修正的，电网企业应将修正电量、修正月份等结算所需数据推送到电力交易机构。其中，若修正电量可追溯到差错历史月份的，修正月份为历史月份；若修正电量无法追溯的，修正月份为当月。电力交易机构按修正月份重新计算有关市场主体的偏差电费等结算电费。因重新结算产生的不平衡资金纳入当月费用清算，不影响历史月份已经出具过结算依据的其他市场主体。电量修正追溯期原则上为月度结算依据发布之日起 12 个月内。

第二节 结 算

第一百二十条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。

第一百二十一条 电网企业（含配售电企业）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。

第一百二十二条 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资金结算。

第一百二十三条 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，电能交易偏差电量、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；
- （六）辅助服务市场和两个细则考核补偿结算依据；
- （七）可再生能源电力超额消纳量市场交易结算依据；
- （八）绿色电力消纳认证交易结算依据；
- （九）其他交易结算依据。

第一百二十四条 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。

第一百二十五条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算，按照“照付不议，偏差结算”的原则进行结算。年度交易和月度交易均执行“月结月清”，开展多日交易后，按照多日交易规则清算，按月结账。分时段交易的偏差电量应按分时段进行结算。

第一百二十六条 陕西电力交易中心对省内参与跨区跨省交易的市场主体进行结算，以北京电力交易中心出具的当月结算凭证作为结算依据，结合市场主体当月跨区跨省交易合同电量、用电量及当月参与省内交易的结算结果，一并出具月度结算凭证，执行“月结月清”。

第一百二十七条 采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制，偏差电量电费结算采用如下方法：

（一）批发交易用户（包括电力用户、售电公司、电网企业）偏差电量分为超用电量和少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。高耗能用户与非高耗能用户可通过设置高耗能电量价格比例系数 G ，将其偏差电量分开计算。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量-用户合同净购入电量。

其中，用户合同净购入电量=各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量。

超用电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价 $\times U1$ ， $U1$ 为用户侧超用电量惩罚系数。

少用电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×U2，U2为用户侧少用电量惩罚系数。

(二)发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。

发电企业上下调电量=发电企业实际上网电量-发电企业合同净售出电量-发电企业偏差电量。

其中，发电企业合同净售出电量=各类交易合同售出电量-各类交易合同购入电量。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×K1，K1为发电侧超发电量惩罚系数。

少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×K2，K2为发电侧少发电量惩罚系数。

根据超发电量/少发电量，超用电量/少用电量的区间范围，可设置分档惩罚系数，分档惩罚系数、G、U1、U2、K1、K2取值可根据市场实际情况在相关交易细则中明确。

第一百二十八条 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并按时提交电力交易机构，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。

第一百二十九条 发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。对于未申报上调报价的发电企业，按照最低实际调用

上调电量价格结算；对于未申报下调报价的发电企业，按照最高实际调用下调电量价格结算。

第一百三十条 各市场主体按照“照付不议，偏差结算”的原则进行结算时，批发交易用户中长期电能量交易电费支出包含中长期交易合同电费、偏差电量电费。发电企业中长期电能量交易电费收入包含中长期交易合同电费、偏差电量电费、上下调电量电费。

超用批发用户结算电费支出=合同电量×合同电价+超用电量×超用电量结算价格；

少用批发用户结算电费支出=合同电量×合同电价-少用电量×少用电量结算价格；

超发发电企业结算电费收入=合同电量×合同电价+上调电量×上调电价+超发电量×超发电量结算价格；

少发发电企业结算电费收入=合同电量×合同电价-下调电量×下调电价-少发电量×少发电量结算价格。

第一百三十一条 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。

第一百三十二条 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。

第一百三十三条 风电、光伏发电企业的电费结算：

（一）风电、光伏发电企业收购电量分为“保量保价”电量和“保量竞价”电量。“保量保价”电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。“保量竞价”电量通过市场化交易方式消纳和结算。

（二）参与常规新能源交易的风电、光伏发电企业合同电量和偏差电量分开结算。月度偏差电量为发电企业月度实际上网电量减去合同净售出电量。正偏差电量即超发电量，获得售电费用；负偏差电量即少发电量，支付购电费用。

超发电量结算价格=风电、光伏市场化交易月度平均价×K1，K1为发电侧超发电量惩罚系数；

少发电量结算价格=风电、光伏市场化交易月度平均价×K2，K2为发电侧少发电量惩罚系数。

根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分档惩罚系数，分档惩罚系数、K1、K2取值可根据市场实际情况在相关交易细则中明确。

现货市场连续运行后，按照现货相关结算规则执行。

（三）参与绿电交易的风电、光伏发电企业电量根据绿电交易相关规则结算。

第一百三十四条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照政府相关补贴管理规定执行。

第一百三十五条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、电网企业）的偏差电量费用，跨区跨省责任偏差结

算费用，发电侧的上下调费用、偏差电量费用等形成的不平衡资金，按照当月市场化上网电量占比分摊或者返还给发电企业，月结月清。

$$F_{\text{不平衡资金总额}} = F_{\text{电力用户侧偏差电量费用}} + F_{\text{跨省跨区责任偏差结算费用}} - F_{\text{发电侧上下调费用}} - F_{\text{发电侧偏差电量费用}}$$

式中， $F_{\text{不平衡资金总额}}$ 为不平衡资金总额， $F_{\text{电力用户侧偏差电量费用}}$ 为用户侧月度总偏差电费， $F_{\text{跨省跨区责任偏差结算费用}}$ 为跨区跨省责任偏差结算费用，按照《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》相关规定计算， $F_{\text{发电侧上下调费用}}$ 为发电侧上下调费用， $F_{\text{发电侧偏差电量费用}}$ 为发电侧偏差电量费用，包含燃煤发电企业及风电、光伏企业偏差电量费用。

$$F_i^{\text{不平衡资金总额分摊(返还)}} = F_{\text{不平衡资金总额}} \times \frac{D_i^{\text{市场化上网电量}}}{\sum D_i^{\text{市场化上网电量}}}$$

式中， $F_i^{\text{不平衡资金总额分摊(返还)}}$ 为第*i*个电厂不平衡资金分摊（返还）资金， $D_i^{\text{市场化上网电量}}$ 为第*i*个电厂市场化上网电量， $\sum D_i^{\text{市场化上网电量}}$ 电厂市场化上网电量总和。

第九章 信息披露

第一百三十六条 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。

第一百三十七条 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。

第一百三十八条 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；

（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）电网企业代理购电相关信息，包括电网企业代理用户用电量预测、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电价格等；

（八）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百三十九条 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。

第一百四十条 市场成员应当遵循及时、准确、完整、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、

准确性和及时性负责。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，情节严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百四十一条 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或泄露私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百四十二条 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、电力调度机构应及时向电力交易机构提供市场需求信息、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、电网检修计划等支持市场化交易开展所需的数据和信息。同时市场主体应及时向电力调度机构提供支持市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百四十三条 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。

第一百四十四条 市场主体如对披露的相关信息有异议或

者疑问，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。

第一百四十五条 西北能源监管局、省发展改革委对信息提供和披露情况实施监督。

第十章 市场监管和风险防控

第一百四十六条 西北能源监管局负责建立健全交易机构专业化监管制度，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。

第一百四十七条 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。根据国家和陕西省的监管要求，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西北能源监管局、省发展改革委提交市场监控分析报告。

第一百四十八条 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) 西北能源监管局和省发展改革委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。

第一百四十九条 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有关情况，并向西北能源监管局、省发展改革委提交报告。

第一百五十条 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可提交西北能源监管局、省发展改革委调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十一章 附 则

第一百五十一条 西北能源监管局会同省发展改革委根据国家能源政策、电力市场改革要求、陕西电力系统实际情况及市场化进程对本规则适时进行修订，必要时制定相关实施细则。

第一百五十二条 本规则由西北能源监管局、省发展改革委负责解释。

第一百五十三条 本规则自发布之日起施行，有效期 5 年。
以往规定与本规则不一致的，以本规则为准。

国家能源局西北监管局综合处

2023年4月4日印发

