

国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2019〕63号

国家能源局西北监管局关于征求 《陕西省电力中长期交易规则》(征求意见稿) 意见建议的通知

国家电网公司西北分部，国网陕西省电力公司，陕西省地方电力（集团）有限公司，陕西各有关电力企业：

为贯彻《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）及其配套文件精神，规范陕西省电力中长期交易，维护市场主体合法权益，结合陕西省电力体制改革实际，西北能源监管局会同陕西省发展改革委研究制

定了《陕西省电力中长期交易规则》（征求意见稿）（见附件）。现送你单位，请认真研究，于2019年11月22日前将有关意见书面反馈至西北能源监管局，逾期未反馈视为无意见。《陕西省电力中长期交易规则》（征求意见稿）电子文档可在西北能源监管局网站（<http://xbj.nea.gov.cn>）“通知公告”栏目下载。

联系人：李美娟

电话：029-81008059

邮 箱：limj@nea.gov.cn

传真：029-81008052

附件：陕西省电力中长期交易规则（征求意见稿）



国家能源局西北监管局

2019年11月14日

附件

陕西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、《陕西省电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕1900）、《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号）等文件精神，结合陕西电力市场实际，制定本规则。

第二条 电力批发交易指发电企业与电力大用户或售电公司之间通过市场化方式进行实物电能交易；电力零售交易主要指售电公司与电力用户之间进行购售电交易。

第三条 本规则适用于陕西省各类电力中长期市场化交易，包括电力直接交易、合约电量转让交易、

第四条 市场交易，以及跨省跨区交易省内执行部分等。

第五条 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、售电公司、电力用户和新型市场主体等，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、

月、周内等日以上的电力交易。优先发电电量纳入电力中长期交易范畴，其电量交易、执行和结算均需符合本规则相关规定。

第六条 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。

第七条 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。

第八条 陕西省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）和国家能源局西北监管局（以下简称“西北能源监管局”）根据职能依法履行监管职责。

第二章 市场成员

第九条 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，其中电力交易机构指陕西省电力交易中心有限公司（以下简称“交易中心”），电力调度机构指国家电力调度通信中心西北分中心和陕西省内各级电力调度机构。

第一节 权利与义务

第十条 发电企业的权利和义务:

(一) 享有按规则公平参与电力市场交易和资源优化配置的权利;

(二) 执行优先发电合同, 签订和履行市场化交易形成的购售电合同、输配电服务合同;

(三) 享有获得公平的电网接入服务和输电服务的权利;

(四) 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;

(五) 按规定提供和披露信息, 获得市场交易和输配电服务等相关信息;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力用户的权利和义务:

(一) 享有按规则公平参与电力市场交易和资源优化配置的权利;

(二) 签订和履行购售电合同、市场交易合同、输配电服务合同, 提供市场交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息;

(三) 享有获得公平的电网接入服务和输配电服务的权利, 按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等;

(四) 按规定提供和披露信息, 获得市场交易和输配电服务等相关信息;

(五) 服从电力调度机构统一调度, 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；

（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）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 不拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）享有按规则公平参与电力市场交易和资源优化配置的权利；

（二）签订和履行购售电合同、市场交易合同、输配电合同等；提供银行履约保函等事项；提供市场交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（三）获得公平的输配电服务；

（四）按规定提供和披露信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）承担保密义务，不得泄露用户私有信息；

（六）按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况、信用承诺等，对公司重大事项进行公告，定期公布公司年报；

（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）按调度机构要求协助安排所代理用户有序用电；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）享有按规则公平参与电力市场交易和资源优化配置的权利；

（二）享有和承担不拥有配电网运营权的售电公司全部权利和义务；

（三）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，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务责任；

（四）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；

（五）负责所属配电网的投资、建设、运营和事故处理等，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司；

（六）按规定收取配电费（含线损及交叉补贴）和代收政府性基金及附加等。代收的政府性基金及附加，由电网企业汇总后上缴财政；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电网企业的权利和义务：

（一）享有按规则公平参与电力市场交易和资源优化配置的权利；

（二）保障电网安全稳定运行，服从电力调度机构的统一调度；

（三）为市场主体提供公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）负责建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系

统；

（五）向其他市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

（六）按规定收取电费、输配电费和代收政府性基金及附加等；

（七）预测并确定优先购电用户的电量需求，执行优先发电合同；

（八）签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（九）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”）提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（十）当拥有配电网的售电公司不能履行配售电义务时，根据政府调配，代为履行；对退出市场化交易的用户，履行保底供电服务和普遍服务责任；

（十一）按规定提供和披露信息；

（十二）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 新型市场主体（独立辅助服务提供商等）的权利与义务：

（一）按规则参与市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成资金结算；

（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

约定提供电能或其他服务；

(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。

第十六条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 负责市场化交易组织，编制交易计划；

(二) 根据省发展改革委、西北能源监管局及电力市场管理委员会的授权，制定相应电力交易实施细则；

(三) 负责市场主体的注册管理；

(四) 提供电力交易结算依据及相关服务；

(五) 建设、运营和维护电力市场技术支持系统；

(六) 监测和分析市场运行情况，定期或不定期向省发展改革委和西北能源监管局报告；

(七) 配合省发展改革委和西北能源监管局对市场运营情况进行分析评估，提出修改完善建议；

(八) 配合开展市场主体信用评价，维护市场秩序；

(九) 按规定披露和发布信息；

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 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；

（五）按规定提供和披露电网运行相关信息；

（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

第十八条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电公司以及独立辅助服务提供商，应为具有法人资格、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。符合国家与省有关准入条件，在电力交易机构完成注册，方可获准参与市场交易。内部核算的发电企业、电力用户经法人单位授权，履行相关手续后，可以参与相应电力交易。

第十九条 发电企业市场准入条件：

（一）依法取得核准和备案文件，取得或豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）符合国家产业政策，环保排放、并网安全达到国家和行业标准的火电企业；

（三）鼓励规划内的风电、太阳能发电等可再生能源发电企业参与市场交易，有序开展分布式发电市场化交易试点；

（四）并网自备电厂按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，按约定向电网

企业支付系统备用费，取得电力业务许可证，达到能效、环保排放要求，承担电网辅助服务责任，成为合格市场主体后，其自发自用以外电量可参与市场交易。

第二十条 电力用户市场准入条件：

（一）符合国家和地方产业政策及节能环保要求的经营性用户可以进入市场。产品和工艺属于《产业结构调整指导目录》中淘汰类和限制类的电力用户，违规建设、环保不达标、实行差别电价和惩罚性电价的用户不得参与；

（二）鼓励优先购电的电力用户自愿进入市场；

（三）参与市场交易的电力用户应在电网企业（包含拥有配电网经营权的售电公司）独立开户、单独计量；

（四）拥有自备电源的用户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等后，方可参与市场交易；

（五）符合电网接入规范，满足电网安全技术要求；

（六）微电网用户在具备电能信息采集条件的基础上，可以委托售电公司参与市场化交易。

第二十一条 售电公司市场准入条件：售电公司准入按照现行《售电公司准入与退出管理办法》、《陕西省售电侧改革试点实施细则（暂行）》等相关规定执行。

第二十二条 独立辅助服务提供商的市场准入条件：

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

(二) 拥有电储能设备、具备需求侧响应(如可中断负荷)等条件的企业可参与辅助服务市场。

第二十三条 自愿参与市场交易的电力用户,全部电量进入市场,不再执行目录电价,不得随意退出市场。委托售电公司购电的电力用户合同周期内只能向一个售电企业购电。

第二十四条 符合准入条件但未选择市场交易的电力用户,可向所在地电网企业所属供电公司(包括保底供电企业)和拥有配电网的售电公司购电,执行目录电价;不符合准入条件的电力用户,由所在地电网企业按政府定价提供供电服务。

第二十五条 已经选择市场化交易的市场主体,均不得自行退出市场化交易。下述情况下,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) 因电力市场基本规则、国家政策发生重大调整,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所在地区的市场准入条件。

上述市场主体,在妥善处理完全部合同义务情况下,办理正常退市手续后,执行国家相关的发用电政策。

第二十六条 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,由省发展改革委会同西北能源监管局勒令整改,或强

制其退出市场，同时记入信用评价系统。强制退出市场的，三年内不得再参与市场交易，退出市场后执行政府保底供电价格（在保底价格出台之前暂按目录电价执行）。

第二十七条 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，未执行完的市场交易合同电量不再执行。

第三节 市场注册

第二十八条 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。

第二十九条 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交易机构推送），并在陕西电力交易平台按要求签署信用承诺书。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。

第三十一条 参与省间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。

第三十二条 集团公司类型用户和其子（分）公司不得同时注册，只能以集团用户注册或以子（分）公司注册。

第三十三条 交易中心应为各类市场主体提供注册服务，编制注册流程指南，提供培训等。

第三十四条 交易中心按期将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。

第三十五条 市场主体变更注册信息时，应向原注册交易机构提出变更申请，经公示无异议后，方可完成变更。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时，经省发展改革委会同西北能源监管局核实予以撤销注册，并从市场主体目录中剔除。

第三章 交易品种、周期和方式

第一节 交易品种

第三十六条 电力交易品种包括电力直接交易、合同电量转

让交易、跨省跨区交易和辅助服务交易（补偿）机制等。根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十七条 电力直接交易是指符合准入条件的发电企业与电力用户（含售电公司）经双边协商、集中竞价、挂牌等方式达成的购售电交易。电网企业按规定提供输配电服务。

第三十八条 合同电量转让交易主要包括参与交易的市场主体的优先发电电量、直接交易电量、省间交易电量等合同电量的转让交易。

第三十九条 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；同时要符合节能减排政策。

第四十条 享有优先发电政策的热电联产机组以热定电电量、余热余压余气优先发电电量、火电机组保障电网安全优先发电电量不得转让。

第四十一条 跨省跨区交易是指陕西省内市场主体参与跨省跨区购售电交易。其中，跨省交易是指陕西省内市场主体与西北区域内其它省（区）市场主体开展的购售电交易；跨区交易是指陕西省内市场主体与西北区域外其它省（区）市场主体开展的购售电交易。

第四十二条 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。

第四十三条 具备条件时可开展分时（如峰谷平）电力电量交易，鼓励双边协商交易约定电力交易（调度）曲线。

第四十四条 对于未来电力供应存在短缺风险的地区，可以探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于开展电力现货市场的地区，应尽快建立容量市场或其他固定成本回收机制。

第二节 交易周期和方式

第四十五条 电力中长期交易按周期分为多年、年度、月度、周内等日以上交易。多年交易需分解到年度，年度交易需分解到月度；在开展周内交易时，月度交易需分解到日。

第四十六条 电力中长期交易可采取双边协商、集中竞价和挂牌交易等方式组织。

（一）双边协商交易。市场主体自主协商交易电量（电力）、电价，形成交易初步意向后，经电力调度机构安全校核后，由交易中心根据校核结果确认形成交易结果。

（二）集中竞价交易。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，由交易中心根据校核结果，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等。

（三）挂牌交易。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，经电力调度机构安全校

核后，由交易中心根据校核结果确认形成交易结果。挂牌交易分单边挂牌、双边挂牌、双挂双摘等形式。

第四十七条 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。

第四十八条 为优先消纳清洁能源，市场化交易组织中，原则上安排清洁能源电厂优先成交。

第四章 价格机制

第四十九条 优先发电价格原则上执行政府定价。在优先发电计划安排空间不足时，可将优先发电计划分为“保量保价”和“保量竞价”两部分，其中“保量竞价”部分通过市场化方式形成价格。

第五十条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌等市场化方式形成，第三方不得干预。

第五十一条 直接交易中电力用户、售电公司的购电结算价格由直接交易价格、输配电价和政府性基金及附加组成。两部制电价用户基本电价按规定执行。发电企业结算电价即直接交易电价（含税、环保电价等）。输配电价、政府性基金及附加、交叉补贴等按国家和陕西省的有关规定执行。

第五十二条 省地方电力公司供电区域内的电力用户与接

入省电力公司电网的发电企业开展直接交易，电力用户按直接交易价格、所在电网（陕西电网或榆林电网）输配电价和政府性基金及附加与省地方电力公司所属供电单位结算；省电力公司与省地方电力公司的结算价格暂按现行趸售电价扣减省价格主管部门核定输配电价时的平均上网电价与直接交易价格的价差执行；发电企业结算电价即直接交易电价（含税、环保电价等）。

第五十三条 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；挂牌交易价格按被摘牌的挂牌价格确定。

（一）集中竞价采用边际价格统一出清的，按照“价格优先、容量优先、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。

第五十四条 集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或者结算价格设置上下限。双边协商交易原则上不进行限价。

第五十五条 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。

第五十六条 对于电费支出占比较高的行业，直接交易购售双方可以签订随产品价格联动的中长期交易合同，协商确定交易基准电价、基准电价对应产品价格、随产品价格联动的电价机制。

第五十七条 签订具有价格联动机制的中长期市场化交易合同，应通过电力交易平台进行申报。遇有满足浮动条件、需要进行价格调整时，由购售双方在电力交易平台进行申报（申报内容包括：已执行电量及对应电价，未执行电量及对应价格，价格调整原因及期限等），交易中心按合同约定条款进行结算。

第五十八条 参与直接交易的峰谷电价电力用户，应继续执行现行峰谷电价政策，平段电价按直接交易电价+输配电价确定，峰、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。

第五十九条 跨省跨区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。成交价格通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式形成。输电价格按照国家核定的价格执行。输电损耗原则上由买方承担,经协商一致,也可以由卖方或者买卖双方共同承担。输电损耗在输电价格中已明确包含的,不再单独收取。

第六十条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格,不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购,以及跨省跨区合同在省内转让不收取输电费和网损。跨省跨区合同在省际市场主体之间转让应当按潮流实际情况考虑输电费和网损的差额。

第六十一条 选择参与市场化交易,但未达成交易的电力用户,执行保底供电价格(在保底价格出台之前暂按目录电价执行)。

第六十二条 政府价格主管部门加强对电力市场交易价格执行情况的监管。

第五章 交易组织

第一节 交易时序安排

第六十三条 交易中心每年年底前预测下年度省内总用电量,包括优先购电量及市场化电量。省内优先购电电量包括居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户用电量,

以及电力生产供应所必需的厂用电和线损等。

第六十四条 开展年度交易时遵循以下顺序：

（一）确定跨省跨区优先发电电量。跨省跨区送电中的国家计划、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省跨区电量交易规模。以省内优先购电量为基础，结合电网安全、供需形势、电源结构等，确定省内优先发电电量规模。优先发电电量首先安排规划内的风电、太阳能以及水电、生物质发电等可再生能源机组发电；对平价上网和低价上网的风电、光伏项目，全部电量纳入优先发电计划予以组织，在同等条件下优先上网；其次根据剩余优先发电量空间，合理安排民生供热电量、工业供热电量。根据年度电量预测、优先发电计划安排、跨省跨区电量交易计划，确定省内市场化交易电量及中长期有效备用容量等。

（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，相关主体应确认本年度交易执行计划。

（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。多年交易在本年度的执行计划和年度双边交易结果应分解到月。

第六十五条 月度交易在年度（多年）合同分解到月的基础上，开展集中竞价交易。根据月度电力电量平衡情况，组织挂

牌交易、合同电量转让交易等。月度交易结果原则上应分解到日。

第六十六条 周内交易在月度交易分解的基础上，根据电力电量平衡情况，适时组织开展双边交易、集中竞价、挂牌交易、合同电量转让交易等。

第六十七条 交易中心根据跨省跨区交易结果、优先发电计划、年度（多年）双边交易结果、月度集中竞价结果、合同电量转让交易结果等，在每月下旬下达次月交易计划。电力调度机构应按交易计划合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。周内交易结果即时通知调度机构执行。

第六十八条 在落实政府间协议送电的前提下，组织年度、月度交易时，优先开展省内交易，保障省内电力电量平衡，富余发电能力再参与跨省跨区交易。在电力供应紧张的情况下，对于已签订的合同可予以执行或者协商合同的另一方回购。

第二节 年度优先发电合同签订

第六十九条 根据确定的省内优先发电计划电量，在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电购售电合同。

第七十条 电网企业和有关发电企业应于每年年底前签订上述优先发电购售电合同，并报送交易中心。

第三节 年度双边交易

第七十一条 每年12月初，交易中心应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 次年关键输电通道可用输送能力情况;
- (二) 年度双边交易电量规模;
- (三) 已达成的跨省跨区交易协议电量;
- (四) 参与交易的市场主体信息等。

第七十二条 年度双边交易主要开展省内直接交易。市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易，并在年度双边交易闭市前，通过交易平台交易中心提交网签协议。年度双边交易电量原则上应分解到月。

第七十三条 年度双边交易闭市后，交易中心汇总形成预成交结果，并在 3 个工作日内提交给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，由交易中心发布。安全校核越限时，由交易中心根据市场规则进行交易削减和调整。

第七十四条 交易中心在电力调度机构返回安全校核结果后，于下 2 个工作日发布年度双边交易成交结果。交易结果发布后，由“交易承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成的电子合同立即生效。

第七十五条 交易中心在交易结束后 3 个工作日内，将年度双边交易电子合同报省发展改革委、西北能源监管局备案。

第四节 月度集中竞价交易

第七十六条 交易中心在月度电力电量平衡预测的基础上，优先安排年度优先发电计划的月度分解电量、年度（多年）双

边交易的月度分解电量、跨省跨区交易的月度分解电量，确定月度集中竞价电量规模。

第七十七条 每月十五日前，交易中心通过交易平台发布次月集中竞价相关信息，包括但不限于：

- （一）次月集中竞价交易电量规模；
- （二）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （三）次月保障电网安全运行的关键支撑电厂最低发电量需求；
- （四）市场主体的基本信息等。

第七十八条 购电方、售电方通过电力交易平台申报电量、电价等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。售电公司应提前在电力交易平台申报与电力用户签订的委托代理交易合同相关信息。月度集中竞价交易申报时间原则上不超过1个工作日。

第七十九条 月度交易结束后，交易中心汇总形成预成交结果，并在1个工作日内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，由交易中心发布。安全校核越限时，由交易中心根据市场规则进行交易削减和调整。

第八十条 安全校核通过后，省电力交易中心于2个工作日内在电力交易平台发布月度集中竞价交易结果。交易结果发布后，由“交易承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成的电子

合同立即生效。

第八十一条 交易中心将集中竞价交易电子合同报省发展改革委、西北能源监管局备案。

第五节 周内交易

第八十二条 月度交易计划执行过程中电力电量平衡出现较大偏差时，经电网调度机构与交易中心协商适时组织周内交易。

第八十三条 周内交易根据电网运行情况、剩余发电能力、用户电量需求、合同电量执行偏差等组织双边交易、集中竞价、挂牌交易及合同电量转让交易。具体组织形式、交易品种和电量规模由交易中心以公告形式对外发布。

第八十四条 周内交易经调度机构安全校核后，由交易中心发布交易结果，即时执行。

第六节 合同电量转让交易

第八十五条 合同电量转让交易原则上按月组织开展。根据电力市场放开程度，逐步增加交易方式、调整交易周期。

第八十六条 合同电量转让交易可采取双边协商、挂牌等市场化形式进行。也可由交易双方通过合同回购的方式来解决执行偏差。

第八十七条 合同电量转让交易采用双边协商形式的，在交易双方达成协议后，于每月上半月的工作日内通过交易平台申报，交易中心在申报截止后提交调度机构进行安全校核。通过

安全审核后，由交易中心在交易平台正式发布，立即生效。

第八十八条 发电企业之间可以转让与售电公司、参与直接交易的用户达成的交易合同；售电公司、参与直接交易的用户之间也可以转让与发电企业达成的交易合同。售电公司之间不能转让用户代理合同。

第八十九条 在交易计划执行过程中，出现的超发、欠发电量原则上优先通过合同电量转让的方式解决。偏差电量考核和超发、欠发电量结算在合同电量转让的基础上进行。

第七节 跨省跨区交易

第九十条 跨省跨区交易应与省内交易有效衔接。跨省跨区交易的各类合同电量应纳入省间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省间市场的统筹。参加跨省跨区交易的市场主体仍然享有省内市场成员的权利，同时也必须承担省内市场主体的义务。

第九十二条 跨省跨区交易可分为网对网交易、网对点交易、点对网交易、点对点交易四种形式。网对网交易是指送受端电网企业之间交易，网对点交易是指受端电网企业与送端发电企业之间交易，点对网交易是指电力用户（售电公司）与送端电网企业之间的交易，点对点交易是指电力用户（售电公司）与发电企业之间的交易。

第九十三条 按照政府年度送受电计划，电网企业、交易中

心可根据供需状况、清洁能源消纳责任权重完成情况组织网对网、网对点的跨省跨区电力交易，促进清洁能源消纳。

第九十四条 支持发电企业积极参与网对点交易，积极争取电量，扩大外送规模，充分发挥陕西的资源优势，把资源优势转化为经济优势。

第九十五条 在试点基础上，有序放开点对网交易和点对点直接交易，降低新兴产业、重点产业用能成本，促进陕西经济健康稳定发展。

第九十六条 售电公司参与点对网、点对点跨省跨区交易前，必须向电力交易机构提交与零售用户签订的购售电代理合同或协议。点对点交易还需提供与外省发电企业签订的购售电代理合同。

第九十七条 参加跨省跨区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。

第九十八条 跨省跨区紧急支援一般按照网对网交易方式组织，在电力供需出现不平衡时，由电力调度机构具体实施，应及时向省发展改革委和西北能源监管局备案。紧急支援交易价格及其他有关事项应当事先约定，条件成熟时可以在交易平台采取预挂牌方式确定跨省紧急支援交易中标机组排序。

第六章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第九十九条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作，向交易中心提供安全约束边界条件。电力直接交易和合同转让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，须由相关电力调度机构共同进行安全校核，各级调度机构均有为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）安全校核服务的义务。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。

第一百条 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，对参与市场交易的机组发电量提出限制建议。

第一百零一条 电力调度机构在各类市场交易开始前应当按照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，由交易中心予以公布。

第一百零二条 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，由交易中心予以公布。在规定期限内，电力调度机构未对交易合同提出异议的，视为通过安全校核。

第一百零三条 安全校核未通过时，对于双边协商交易，按在电力交易平台上协议提交确认时间优先原则进行削减，时间相同时按等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，按价格优

先原则进行削减，价格相同时按等比例原则进行削减。对于约定电力交易曲线的，最后进行削减。

第二节 交易计划执行与认定

第一百零四条 电力系统发生紧急情况和重大事故时，电力调度机构可以按照保证安全的原则实施调度，应及时向省发展改革委和西北能源监管局报告事件经过，事后向受到影响的交易双方书面说明原因。非发电企业和电力用户原因影响计划执行的，在后续的发供电计划中滚动调整。

第一百零五条 交易中心根据经电力调度机构安全校核通过的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，结合电网运行实际需要，编制发电企业的月度发电计划，包括优先发电电量和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式，保证交易计划执行。

第一百零六条 电力调度机构负责根据交易计划形成调度计划并执行，公布实际执行结果，并向交易中心说明实际执行与交易计划产生偏差的原因。交易中心每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况，并依据电力调度机构提供的交易执行结果对交易计划执行结果及偏差责任进行认定，出具结算考核依据。市场主体对月度交易计划执行提出异议时，电力调度机构负责说明，并在电力交易平台公布相关信息。

第一百零七条 鼓励中长期交易约定电力曲线。发电企业全部合同约定交易曲线的，按合同约定曲线安排发电计划；未约

定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要按规则安排发电计划；部分合同约定交易曲线的，将合同约定曲线与电力调度机构根据系统运行需要安排的发电曲线叠加安排发电计划。

第一百零八条 对于跨越省电力公司和省地方电力公司电网进行的直接交易，两家电网企业对交易结果进行校核，保证交易结果的执行。

第一百零九条 参与直接交易的发电机组因事故跳闸、非计划临修、出力受限、电煤供应困难等原因无法继续发电，可开展合同电量转让交易。

第七章 合同电量偏差处理

第一百一十条 对月度以上的交易合同，在保持原有分解计划总量不变的前提下，交易双方经协商一致，可通过电力交易平台于每月 15 日前对次月分解计划提出调整要求，经安全校核后，作为月度计划安排和交易电量结算的依据。月度交易和周内交易，直接纳入对应周期计划安排。

第一百一十一条 中长期合同执行偏差可通过合同电量转让、回购等方式处理，随着市场逐步成熟，可采用预挂牌月平衡偏差等方式处理。

第一百一十二条 中长期合同偏差电量分为超发（用）电量

和少发（用）电量，其费用结算纳入电费结算单，分项列示。偏差电量结算电费可根据超发（用）电量和少发（用）电量的区间范围，设置分段惩罚系数。偏差电量结算盈余或缺额面向相关市场主体返还或分摊，期末清零。

第一百一十三条 省发展改革委、西北能源监管局组织建立偏差电量结算机制，制定具体实施细则，并加强全过程监管。交易中心负责实施工作。

第八章 辅助服务

第一百一十四条 建立完善辅助服务市场化补偿机制。在辅助服务市场启动前，暂按《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》和《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行。

第一百一十五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧等第三方提供辅助服务。

第一百一十六条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，根据辅助服务效果确定辅助服务计算办法，对提供有偿辅助服务的并网发电企业、电力用户、独立辅助服务提供商及需求侧第三方机构进行补偿。

第一百一十七条 鼓励采用竞争方式确定辅助服务提供主体。电力调度机构根据系统运行需要，确定调峰、自动发电控制、备用等服务总需求量，各主体通过竞价方式提供辅助服务。

对于无功和黑启动等需要长期提供的辅助服务可通过竞价、竞争性谈判等方式确定提供方。

第一百一十八条 电力用户参与提供辅助服务，需满足相应辅助服务技术要求，并且与发电企业按照统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一并结算。

第一百一十九条 探索建立需求侧响应市场化交易补偿机制。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电在线监测和需求侧响应，积极培育用电服务，参与市场竞争，逐步形成需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

第一百二十条 在容量市场建立之前，探索开展容量备用辅助服务补偿机制。现阶段只考虑常规火电机组的中长期有效备用容量，利用跨省跨区购电超额收益对常规火电机组中长期有效备用容量进行补偿。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第一百二十一条 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。

第一百二十二条 电网企业应每月按照电力市场结算要求向交易中心报送用户用电量数据，并保证其数据的准确性。交易中心负责向市场主体出具结算依据，电网企业负责进行资金结算。电网企业向参与直接交易的电力用户收取电费，含基本电费、交易电量电费、输配电价、代收的基金和附加等；电网企业按照实际购售电合同履行情况，向售电公司支付或收取价差电费；电网企业按规定向发电企业结算直接交易电费。

第一百二十三条 电网企业负责计量系统的规划和建设，为结算数据的采集、传输提供技术支持，确保能够准确、及时采集发电企业和电力用户计量相关数据。

第一百二十四条 电网企业应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，并提交交易中心。

第二节 结算

第一百二十五条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；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；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据和电网企业进行电费结算。电力用户的容量电价、政府性基金及附加、峰谷电价比、功率因数调整等按照电压等级和类别，根据国家有关规定及省有关规定由电网企业收取。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，并应在电费发票中单项列示。

第一百二十六条 电网企业应每月按照电力市场结算要求向交易中心提供发电企业和电力用户实际抄计电量，并保证其数据的准确性。发电企业以交易周期内的实际上网电量作为计费依据，电力用户或售电企业以交易周期内的实际用电量作为计费依据。

第一百二十七条 交易中心负责向市场主体出具结算依据，电网企业负责进行资金结算。电网企业按规定向发电企业结算市场交易电费；电网企业向参与市场交易的电力用户收取电费，含基本电费、交易电量电费、输配电价、代收的基金和附加等；电网企业按照实际购售电合同履行情况，向售电公司支付或收取价差电费。其他电费结算保持原有方式不变。

第一百二十八条 合同电量转让交易由交易中心分别向出让方和受让方出具结算依据，转让费由交易双方自行结算。

第一百二十九条 跨省跨区交易由北京电力交易中心向省电力交易中心出具省间电量结算依据，省电力交易中心依据省间电量结算依据，向省内市场主体出具电量结算依据。

第一百三十条 售电公司的结算电费收入为正时，由电网企业向售电公司支付结算的价差电费（或代理费），同时售电公司提供增值税专用发票给对应的电网企业。当售电公司的结算电费收入为负时，由售电公司向电网企业支付结算的价差电费（或代理费），同时对应的电网企业提供增值税专用发票给售电公司；如售电公司不履行支付义务，该笔费用从履约保证金中扣

除。

第一百三十一条 现阶段交易电量结算原则为“月度结算，合同末期清算”；待具备条件后，过渡到“月结月清”。

第一百三十二条 发电企业电费结算按照先优先发电电量，后市场交易电量的原则进行结算。

第一百三十三条 对于同一个市场主体，有多笔市场化交易合同时，按先省外交易合同后省内交易合同的原则结算。跨省跨区交易电量按月结算，市场主体月度电量不足时，按多笔跨省跨区交易合同电量的月度计划电量比例结算。省内交易电量，按合同执行周期排序结算：先到期的合同优先于后到期的合同结算；合同同时到期的，按合同剩余电量的比例进行结算。电采暖交易原则上单独计量，单独结算。

第一百三十四条 市场主体收到结算依据后，应进行核对确认；如有异议在3个工作日内向交易中心提出，逾期视为没有异议。市场主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。

第一百三十五条 电网企业应将市场化交易结算结果的执行情况反馈交易中心。市场主体不按时缴纳电费、保证金、交易费等费用的，暂停交易资格，并按相关规定处理。

第十章 信息披露

第一百三十六条 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。

第一百三十七条 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。

第一百三十八条 市场成员应该报送与披露的信息，包括但不限于以下信息：

（一）电力交易机构：交易约束条件及情况；交易电量执行，电量结算、清算情况等；交易公告，成交情况，成交结果等；电力交易计划和执行情况等；直接交易合同履行情况；偏差电量认定、偏差考核资金收入及支出情况等。

（二）电力调度机构：输电通道安全约束情况等；交易计划执行偏差原因说明等；检修计划、新设备投产情况；重要运行方式变化、运行控制限额、电网安全运行情况；机组非计划停运情况、启停调峰情况、调频调压情况；发电并网考核和辅助服务执行情况；法律法规要求披露的其他信息。

（三）电网企业：年度电力电量需求预测，电网电力供应和用电需求信息，电费结算及支付情况。

（四）发电企业：发电企业机组基本信息、发电业务许可

证等；已签合同电量、发电装机容量扣减直接交易容量后剩余容量等；市场交易电量完成及履约情况等。

（五）售电公司：售电公司基本信息；代理用户参加交易情况；市场交易电量完成及履约情况等。

（六）电力用户：电力用户基本信息；年用电量、电费清缴情况；市场交易需求信息；市场交易电量完成及履约情况等。

（七）独立辅助服务提供商：独立辅助服务提供商基本信息；服务性质和能力；市场交易完成情况等。

第一百三十九条 陕西电力市场信息主要通过电力交易平台、电力交易中心网站进行披露。交易中心负责市场运营信息的管理和发布，负责管理和维护电力交易平台、网站，并为其他市场成员通过电力交易平台、网站披露信息提供便利。各市场成员对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百四十条 任何单位和个人不得泄露影响公平竞争和涉及市场主体商业秘密的相关信息。涉密企业信息披露按相关规定执行。

第一百四十一条 省发展改革委、西北能源监管局根据陕西省实际情况制定电力市场信息披露管理实施细则。

第十一章 市场干预、监管、争议与违规处理

第一百四十二条 省发展改革委会同西北能源监管局负责

市场监管，确保交易行为规范有序。交易中心负责组织开展陕西省内的各类电力市场交易，调度机构负责市场交易计划执行。

第一百四十三条 市场主体在合同履行过程中发生以下争议时，可通过双方协商、市场管理委员会组织协调等方式解决，也可书面提请省发展改革委、西北能源监管局调解，调解意见经各方确认后生效。协调或调解不成的，按照国家有关法律法规处理。

- (一) 注册或注销市场主体资格的争议；
- (二) 市场主体按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易组织及计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百四十四条 市场主体出现下列违规行为，扰乱市场秩序的，由省发展改革委会同西北能源监管局依据相关法律法规调查处理：

- (一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段进行市场注册；
- (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) 交易中心、电力调度机构对市场主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规披露信息；
- (六) 其他严重违反电力市场规则（细则）的行为。

第一百四十五条 任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。当出现以下情况时，交易中心和电力调度机构要及时向

西北能源监管局和省发展改革委报告，经批准后可采取措施对市场进行干预，并及时通告市场干预的原因、范围和持续时间。特别紧急情况下，交易中心和电力调度机构按照事先制定的预案采取市场干预措施。

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约、不能履约等，导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）交易平台发生故障，导致交易无法正常进行；

（三）电力系统发生重大事故，严重影响到交易执行及系统安全；

（四）因不可抗力导致市场交易不能正常开展的；

（五）需要进行市场干预的其它情况。

第一百四十六条 市场干预措施包括：

（一）调整市场交易时间、暂缓或终止市场交易；

（二）调整直接交易方案；

（三）制定临时性规则；

（四）其它干预措施。

第十二章 附则

第一百四十七条 省发展改革委会同西北能源监管局可以根据国家能源政策、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。

第一百四十八条 本规则由省发展改革委、西北能源监管局负责解释。

第一百四十九条 本规则自发布之日起施行。以往规定与本规则不一致的，以本规则为准。

