

附件

甘肃省电力中长期交易实施细则 (试行)

第一章 总则

第一条 为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、《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)、《国家发展改革委国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、《国家发展改革委关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕532号)、《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕526号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)等有关政策文件规定,结合甘肃省实际,制定本实施细则。

第二条 本实施细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。

第三条 由甘肃省电力管理部门明确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，并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实施细则。

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利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 能源监管机构和甘肃省电力管理部门根据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、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。其中，参与市场化交易的电力用户按照参与方式分为三类：

批发用户：通过市场直接购电；

零售用户：通过售电公司代理购电；

电网企业代理购电用户：未直接参与市场交易的工商业用户（直接参与市场交易是指直接购电或通过售电公司购电，下同），由电网企业按照相关规定代理购电。

第一节 权利与义务

第七条 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) 按照规定披露和报送有关信息，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、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加等，系统运行费用按照相关政策执行；

(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）按电力调度机构要求安排用电；

(五) 遵守甘肃省电力管理部门有关电力需求侧管理、负荷管理规定，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 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）按照规定披露和报送有关信息，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）保障居民（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，下同）、农业用电及价格稳定，按照国家和甘肃省政策规定，开展电网企业代理购电业务；

（七）预测优先购电用户与代理购电用户的电力、电量需求，配合甘肃省电力管理部门制定代理购电用户购电电量采购策略等；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（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）负责各类市场主体的注册管理，提供注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，编制交易计划，并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) 按照规定披露和报送相关信息, 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) 配合能源监管机构和甘肃省电力管理部门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, 并于事后及时向能源监管机构和甘肃省电力管理部门报告;

(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) 配合甘肃省电力管理部门, 建立市场主体信用评价管理制度, 开展电力市场主体信用评价工作;

(十一) 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, 保障电力系统安全稳定运行;

(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, 执行电力交易结果 (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。内部核算的发电企业、电力用户经法人单位授权, 可以参与相应电力交易。

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);

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, 依法取得或者豁免电力业务许可证 (发电类), 达到能效、环保要求, 可以作为市场主体参与市场化交易;

3. 按照国家相关政策规定允许参与市场的其他发电企业。

（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.工商业用户全部进入市场。鼓励工商业用户直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业按照国家 and 甘肃省相关规定代理购电。结合甘肃电力市场发展情况，逐步缩小电网企业代理购电范围；

3.拥有自备电厂的电力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替代技术手段，满足市场计量和结算的要求；

5.电网企业代理购电用户需与电网企业签订代理购电合同（协议）；在规定期限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同（协议）的工商业用户（包括已直接参与市场交易又退出的工商业用户），按照国家和甘肃省相关规定由电网企业代理购电；

6.电网企业代理购电用户可以在每月最后 15 日前向电网企业和交易机构提出申请，选择在下月起变更为批发用户或零售用户，与电网企业代理购电关系相应终止。新装用电的工商业用户在交易平台注册后可以直接参与市场交易。

（三）售电公司

1.售电公司准入条件按照国家和甘肃省售电公司准入与退

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）；

2.在参与市场交易前按照有关规定向电力交易机构提供履约担保。

（四）电网企业

取得电力业务许可证（供电类），在电力交易机构履行注册手续，按规定开展代理购电业务。

第十五条 能源监管机构和甘肃省电力管理部门可以根据国家政策要求对市场主体准入条件进行调整。

第十六条 参加市场交易的市场主体均实行市场注册。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。适时推进电网企业代理购电用户在交易平台开展注册。

第十七条 市场主体完成注册进入市场后，应持续满足注册和准入条件，接受和配合电力交易机构对其持续满足注册和准入条件的核验工作。必要时，电力交易机构可以进行现场核验。核验结果可以与市场监督管理部门、政府主管部门指定网站等形成联动机制和信息共享。

第十八条 市场主体存在下列违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可以书面通知要求市场主体限期整改，整改期间可以对该市场主体进行强制停牌，暂停其中长期市场和现货市场的全部或部分交易资格和交易权限：

1.已注册参与市场交易，经电力交易机构核验，因自身原因

未持续满足注册和准入条件的；

2.违反交易规则、滥用市场力、恶意报价、串通交易等扰乱市场秩序，影响市场交易公平开展的；

3.售电公司未按规定缴纳履约担保或不遵守相关售电公司管理规定的；

4.市场主体以提供虚假材料等方式违法违规进入市场的；

5.能源监管机构和甘肃省政府电力管理部门依据法律法规、市场规则认为应当暂停其交易资格的其它情形。

电力交易机构应当对强制停牌市场主体进行公示并及时向能源监管机构报告，市场主体对电力交易机构暂停其交易资格存在争议的，可以向能源监管机构申请核实处理。

强制停牌期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。因履约担保等风险防范原因引起的强制停牌，整改期限不超过1个月；因其他原因引起的强制停牌，整改期限不超过3个月。

第十九条 被强制停牌的市场主体按要求及时完成整改，经电力交易机构核实确认，对该市场主体复牌。市场主体自复牌之日起恢复交易资格和交易权限。对于未在规定期限内完成整改的，电力交易机构向能源监管机构和甘肃省政府电力管理部门报告相关情况，经核实应当强制退出市场的，由电力交易机构按相关流程对该市场主体实施强制退市。

第二十条 所有工商业用户原则上全部参与市场交易，直接

参与交易的电力用户一个自然年内不得同时参加批发交易和零售交易，暂无法直接参与交易的电力用户由电网企业代理购电。参加零售交易的用戶，在一个合同履约周期內只能与一家售电公司确定委托代理关系，合同履约完成后，允许重新签订委托协议。

第二十一条 已经选择市场化交易的市场主体，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一，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）因电网网架调整或发电企业、电力用户的发用电类别发生变更，不再满足市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家相关的发用电政策。除上述正常退市条件以外的，均视同为无正当理由退市。

第二十二条 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，可以进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可以依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第二十三条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务，完成电费清算。退出市场的主体已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商方式在 10 个工作日内完成处理；自主协商期满，退出市场主体未与合同购售各方就合同解除协商一致的，由电力交易机构征求合同购售各方意愿，并报告能源监管机

构和甘肃省电力管理部门同意后，通过电力交易平台以市场化转让、拍卖等方式转给其他市场主体。通过市场化转让、拍卖等方式仍不能转给其他市场主体的合同电量无条件解约，对应电量纳入后续电力市场平衡。相关市场主体签订补充协议的，自行按照补充协议或依法确定违约方责任。

已直接参与市场交易，无正当理由又退出的（含被强制退市）工商业用户暂由电网企业代理购电，用电价格按照相关政策执行，原则上原法人以及其法定代表人三年内均不得再参与市场化交易。

第二十四条 售电公司退出市场按照售电公司有关准入与退出管理规定执行。

第二十五条 完成市场注册且已直接参与市场交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，电力用户未参与现货市场的，按照本实施细则中长期偏差电量结算；参与现货市场的按照现货市场规则结算。电网企业代理购电用户选择标的月转换为零售用户或批发用户，至该月零售或批发交易截止时间仍未达成交易的，该次身份转换不生效，相应用户身份保持不变。

第三章 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、市场注销及零售用户与售电公司业务关系确定等。

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。

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户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

第二十九条 参与市场交易的市场主体，应当办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。

第三十条 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。

第三十一条 按照国家政策，准许进入市场的新型市场主体因国家主管部门未发布购售电合同范本等原因造成注册要素不全的，可以在交易平台进行缺省注册，缺省注册的市场主体应当在要素齐全后于5个工作日内补齐完整注册手续。

第三十二条 当国家政策调整或交易规则发生重大变化时，电力交易机构可以组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第三十三条 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。

第三十四条 电力用户或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，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。

第三十五条 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，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十六条 电网企业、发电企业、电力用户、增量配电网企业原则上在所在地电力交易机构办理注册手续，售电公司可以在异地办理注册手续。市场主体按照“一地注册、全国共享”原则，无需重复注册，电力交易机构对注册信息共享。市场主体按照甘肃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能源监管机构、甘肃省电力管理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。

第四章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第三十七条 电力中长期交易主要包括：电力用户与发电企业直接交易（以下简称直接交易）、跨区跨省交易（指跨越发电调度控制区）、合同交易（合同转让、回购）、自备电厂发电权置

换交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、D+3 融合交易等，根据市场发展需要，开展可再生能源超额消纳量、输电权、容量等交易。

第三十八条 中长期交易在现货交易开市前组织完成。参与中长期交易的市场主体应当通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

第三十九条 中长期交易将每天 24 小时分为若干个时段，以每个时段的电量作为交易标的，市场主体按时段开展中长期交易，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合约曲线。交易时段可以按 24 个时段划分，也可以按照政府相关规定，组合形成时段划分。

第四十条 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年内逐月分时段电量作为交易标的物）、月度电量交易（以次月的分时段电量作为交易标的物）、月内（周）交易（以次周至月底的分时段电量作为交易标的物）、月内（日滚动）交易（交易日为 D 日，以 D+3 日至月底每日分时段电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的分时段电量交易。其中年度和月度交易的分时段交易电量按照月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

第四十一条 市场主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的日分解

电量之和。

第四十二条 市场主体参与现货市场，中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的4个15分钟时段，形成96点中长期合约电量曲线。中长期分时段量价合约曲线作为现货市场结算依据。

第四十三条 中长期年度（多年）交易主要发挥稳定供需作用，月度（多月）交易作为年度交易的补充，主要发挥电量增减作用，月内（周、日滚动）交易主要发挥滚动调整作用。年度和月度交易以集中交易、双边协商交易方式组织，月内（周、日滚动）交易按照双边协商、滚动撮合等交易方式组织。

第四十四条 年度交易包括但不限于年度跨区跨省交易、年度直接交易、年度自备电厂发电权置换交易、年度发电权交易等。

第四十五条 月度交易定期开市，包括但不限于月度跨区跨省交易、月度直接交易、月度电网企业代理购电交易、月度自备电厂发电权置换交易、月度电量转让交易等。

第四十六条 月内（日滚动）交易连续开市，包括跨区跨省交易和省内电量转让交易。月内（日滚动）电量转让交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量、发电权转让、合同转让、合同回购等多种交易品种。

第四十七条 市场主体可以通过月度、月内（周、日滚动）分时段交易调整各个时段的合约电量，实现中长期合约曲线调整，减少合同执行偏差。

第四十八条 直接交易在符合准入条件的发电企业与售电

公司或批发用户之间开展，经双边协商、集中交易（包括集中竞价、挂牌、滚动撮合等交易方式）达成购售电交易结果。

第四十九条 跨区跨省交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展；点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场。

在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。

第五十条 电量转让交易由符合准入条件的发电企业、电力用户（售电公司）按照其实际发、用电能力（或甘肃省政府电力管理部门明确的交易电量上限）开展的电量购入、售出交易。

第五十一条 同一市场主体可以根据自身电力生产或者消费需要，购入或售出电能量，但不能在同批次交易的同一时段内既购入电量又售出电量。

第五十二条 中长期各批次各时段交易中，发电侧在某一时段申报售出电量不得超出其剩余最大发电能力；发电侧各个时段的净售出电量（指多次售出、购入相互抵消后的净售出电量）之和，不得超出甘肃省政府电力管理部门明确的市场化交易电量上限；发电侧某一时段申报购入（回购）电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净售出电量之和。

第五十三条 中长期各批次各时段交易中，用户侧某一时段

申报售出电量不得超出各批次交易净购入电量（指多次购入、售出相互抵消后的净购入电量）分解至该时段的购入电量之和。

第五十四条 自备电厂发电权置换交易指符合市场准入条件的并网自备电厂或拥有自备电厂的企业，年度发电计划内自发自用电量向符合市场准入条件的公网发电企业转让发电权的交易，转让后自备电厂减发相应交易电量。

满足市场准入条件，拥有自备电厂的企业，应当以自备电厂和用户身份分别在交易平台注册，自备电厂与公网发电企业开展发电权置换交易，在扣除自发自用电量和发电权置换交易电量后，拥有自备电厂的企业仍有下网电量需求的，按照用户身份参加电力直接交易。

第五十五条 电网企业代理购电交易是指电网企业通过中长期市场、现货市场等方式代理未直接参与市场交易的工商业用户达成的购售电交易。

第五十六条 绿色电力交易指以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿色电力需求，并提供相应的绿色电力消费认证，全面反映绿色电力的电能价值和环境价值。

第五十七条 绿色电力交易优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏（以下简称“无补贴新能源”）企业参与交易，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏（以下简称“带补贴新能源”）作为补充，

根据国家有关要求可以逐步扩大至符合条件的其他类型发电企业。电力用户主要为具有绿色电力消费及认证需求、愿意承担绿色电力环境价值的用电企业，主要包括直接参与交易的工商业用户和电网企业代理购电用户。

第五十八条 绿色电力交易分为省内和跨区跨省交易，优先组织省内绿色电力交易，绿色电力交易在北京电力交易中心“e-交易”平台开展。现阶段绿色电力交易可以按用户需求不定期开展交易。绿色电力交易应当优先组织、优先执行和结算。绿色电力交易市场注册、交易申报、交易结算、绿证核发等按照绿色电力交易相关规定执行。

第二节 交易方式

第五十九条 中长期交易方式分为双边协商、集中竞价、滚动撮合、挂牌交易等。

第六十条 双边协商交易

1.双边协商交易中，准入市场主体自主协商交易电量、电力（或曲线形成方式）、价格，通过电力交易平台申报、确认、出清。交易双方自行约定，一方在电力交易平台申报交易曲线、价格等信息，另一方进行确认；

2.双边协商交易意向在申报截止前可以提交、撤销或修改。

第六十一条 集中竞价交易

1.集中竞价交易中，准入市场主体通过电力交易平台申报分

时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

2.集中竞价交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清、或按典型（历史）曲线出清；

3.集中竞价交易按照边际电价法或报价撮合法出清；

4.申报曲线和出清序列形成方式

（1）申报截止后，按照购电方报价由高到低排序，形成购电方申报曲线或出清序列。原则上，购电方报价相同时，按申报电量等比例分配预成交电量，具体以交易公告为准；

（2）申报截止后，按照售电方报价由低到高排序形成售电方申报曲线或出清序列。原则上，售电方报价相同时，按照“清洁能源优先、节能环保优先”的顺序出清；上述条件均相同时，按申报电量等比例分配预成交电量。

5.边际电价法出清流程

（1）售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量；

（2）当购电方申报曲线与售电方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。售电方报价低于边际出清价格的售电方申报电量、购电方报价高于边际出清价格的购电方申报电量成交。若边际出清价格对应的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，预成交电量取两者较小值；

边际出清价格 P_0 ，满足： $D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$

售电方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{P=P_0}^{P=P_0} Q_S(P)$$

其中， $Q_S(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量。

购电方预成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(P)$$

其中， $Q_D(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为购电方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(3) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价大于售电方报价时，预成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定。该系数一般取 0.5，必要时 K_1 的取值或计算方法由市场管理委员会审议决定，在市场交易公告中发布；

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{D\min} - P_{S\max}$$

其中， $P_{D\min}$ 为购电方成交电量报价的最小值， $P_{S\max}$ 为售电方成交电量报价的最大值。

当购电方报价始终大于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{D\min} - K_1 \times P_\Delta$$

$$\text{或 } P_0 = P_{S\max} + (1 - K_1) \times P_{\Delta}$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售电方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{P=P_{S\min}}^{P=P_0} Q_S(P)$$

其中， $Q_S(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量， $P_{S\min}$ 为售电方报价最小值。

购电方可成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(P)$$

其中， $Q_D(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为购电方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(4) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价小于售电方报价时，没有成交电量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) < S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

6. 报价撮合法出清流程

(1) 报价撮合法中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合出清；

(2) 由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则

上，不限定撮合匹配对应关系，分别安排购电方、售电方交易计划，合同执行完毕后，双方分别进行结算和偏差处理；

(3) 按出清序列依次将购方报价与售方报价相减形成价差对 P_{Δ}' 。

$$P_{\Delta}' = P_{\text{购电方报价}} - P_{\text{售电方报价}}$$

其中， $P_{\text{购电方报价}}$ 为购电方报价， $P_{\text{售电方报价}}$ 为售电方报价。

7. 报价撮合的确定方法

(1) 当购电方报价大于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配对双方报价的价差对系数 K_2 来确定。该系数一般取 0.5，必要时由市场管理委员会审议后确定，在市场交易公告中发布；

当购电方报价大于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} > P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_D = P_{\text{购电方报价}} - K_2 \times P_{\Delta}'$$

$$P_S = P_{\text{售电方报价}} + (1 - K_2) \times P_{\Delta}'$$

其中， K_2 为报价的价差对系数。

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(2) 当购电方报价等于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格；

当购电方报价等于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或购电方报价低于售电方报价为止。

第六十二条 滚动撮合交易

1. 滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，市场主体随时申报购、售电信息，电力交易平台按照“时间优先、价格优先、节能环保优先”的原则撮合成交，也可以同时考虑节能减排因素；

2. 滚动撮合交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清、或按典型（历史）曲线出清；

3. 滚动撮合出清流程

(1) 当购电方报价大于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方报价的均价，必要时由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。配对双方申报电量较大者的剩余电量继续作为挂牌电量进入场内等待出清；

(2) 该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个申报电量。未成交电量可在滚动撮合交易结束前撤销或

重新申报；

(3) 滚动撮合交易结束后可以根据成交情况组织补充定点摘牌。此阶段不挂牌仅摘牌，已挂牌电量不可撤销，市场主体对剩余挂牌电量直接摘牌。

第六十三条 挂牌交易

1. 挂牌交易中，准入市场主体在规定的起止时间内，依据交易公告进行挂牌和摘牌。挂牌主体完成挂牌操作后，摘牌主体进行摘牌；

2. 挂牌交易的曲线形成方式在交易公告中明确。执行分时段竞价出清或按典型（历史）曲线出清；

3. 单一市场主体摘牌电量或最大电力不得超过对应挂牌电量或最大电力；

4. 挂牌交易按照摘牌“时间优先”原则出清。实际操作中，以指定时间（如 15 分钟）为一时段，每时段内摘牌视为时间优先级相同，预成交电量按照申报电量等比例分配，具体以交易公告为准；

5. 根据市场供需情况和市场主体需求，挂牌交易可以与集中竞价交易一并组织。

第五章 交易组织

第一节 总则

第六十四条 甘肃省政府电力管理部门应当在每年 11 月底

之前确定并下达次年度电力供需平衡方案，预测跨区跨省优先发电规模、安排省内优先发电计划、基数电量和省内市场交易电量规模，按照年度（多年）、月度、月内（周、日滚动）交易的顺序开展电力交易。

第六十五条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（周、日滚动交易）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第六十六条 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。发布内容应当包括但不限于：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间，分时段划分原则；

（二）交易申报方式及约束条件；

（三）价格形成机制；

（四）交易出清原则。

第六十七条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

第六十八条 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。

第六十九条 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开展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 电量规模确定

第七十条 省内优先发电电量规模，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，合理安排规划内的风电、太阳能等可再生能源保障性电量和供热机组以热定电电量、电网安全约束电量、调峰调频电量等优先发电电量的规模。清洁能源优先发电规模，根据来水、风光资源及省内消纳能力，由电力调度机构测算，报甘肃省政府电力管理部门后确定。

第七十一条 执行“保量保价”的优先发电电量（不含燃煤发电，下同），用于保障居民、农业用电（省内低价水电优先发电计划电量优先保障居民、农业用电），有剩余且暂时无法放开的电量可以暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。“保量保价”的优先发电电量不应超过电网企业保障居民、农业用电和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

第七十二条 电网企业要综合考虑代理购电工商业用户和居民、农业用户预测用电量以及上年度省级电网综合线损率、甘肃省执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定市场化采购电量规模。

第七十三条 为满足市场主体参与省间省内市场化交易的需要，由甘肃省电力管理部门依据省内发用电预测，确定省内年度直接交易电量规模；月度交易规模由用户根据用电需求自行确定。

第七十四条 自备电厂根据年度自发自用电量计划，结合自身装机、生产能力、设备状况、检修安排、用电情况等，向电网企业和调度机构提出参与自备电厂发电权置换交易电量规模建议。自备电厂可以按自身需求灵活开展自备电厂发电权置换交易。

第三节 年度优先发电合同签订

第七十五条 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。合同原则上需约定年度电量规模以及分月分时段电量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以根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第七十六条 通过省间中长期交易购入至省内的电量原则上纳入电网企业代理购电及省内中长期市场消纳。

第七十七条 根据确定的省内优先发电(非市场部分)计划，原则上在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，约定年度电量规模及分月分时段电量交易曲线、

交易价格等。

第七十八条 优先发电电量和基数电量的分时段交易曲线可以在月度执行前进行调整和确认，分时段交易曲线经合同签订主体确认后，其执行偏差通过本实施细则约定的偏差处理机制处理。

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

第四节 年度（多年）交易

第七十九条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的自然年度内分月分时段电量。年度（多年）交易可以通过双边协商或集中交易的方式开展。

第八十条 每年年底组织次年年度交易。原则上，每年 11 月底前，电力交易机构通过交易平台发布次年年度交易相关市场信息，市场信息包括但不限于：

- （一）参与年度交易市场主体信息；
- （二）次年直接交易电量需求预测及交易电量规模。

第八十一条 年度交易开市前，售电公司与代理的零售用户应当在规定期限内通过签订委托代理协议或在零售市场签订零售合同，确定委托代理关系。

第八十二条 市场主体有多年交易需求的，可以向电力交易机构申请以双边协商方式进行合同备案。

第八十三条 年度（多年）交易主要包括但不限于省内直接交易、跨区跨省交易、电网企业代理购电交易、自备电厂发电权置换交易等。

第八十四条 市场主体需要在年度交易申报时间截止前，按照交易公告的要求，通过电力交易平台提交量价申报数据至电力交易机构。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，形成预成交结果。

第八十五条 根据甘肃省电力管理部门安排，由电网企业在电力交易平台统一挂牌出售市场化水电电量，电网企业代理购电和其他用户侧市场主体同权参与市场化水电摘牌。

第八十六条 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5个工作日内反馈安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则进行交易削减和调整。

第八十七条 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。

第八十八条 相关市场主体在交易平台确认交易结果后，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。为保障各市场主体权益，鼓励发电企业与电力用户（售

电公司) 签署双方合同, 约定其他补充事项。

第五节 月度交易

第八十九条 月度交易的标的物为次月的分时段电量, 月度交易定期开市, 以集中竞价、双边协商交易方式为主, 挂牌交易和滚动撮合交易为补充。

第九十条 电力交易机构发布连续运营开市计划, 按照计划预安排时间, 组织开展次月月度各类型交易。交易申报方式以交易公告为准, 各类月度交易品种包括但不限于:

(一) 月度增量用电直接交易, 每月分别按双边协商和集中竞价交易方式各组织 1 次;

(二) 电网企业代理购电交易, 每月组织 1 次;

(三) 自备电厂发电权置换交易, 每月组织 1 次;

(四) 月度电量转让交易, 每月按发电侧和用户侧各组织 1 次;

(五) 月度跨区跨省交易、临时交易及事故支援交易, 根据富余电能消纳、余缺调剂需要按月组织或月内临时组织。

第九十一条 月度交易前, 未参与年度交易的新增准入售电公司与代理的零售用户应当在规定期限内通过签订委托代理协议或在零售市场签订零售合同, 确定委托代理关系。

第九十二条 市场主体需要在月度交易申报时间截止前, 按照交易公告的要求, 通过电力交易平台提交量价申报数据至电力

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，形成预成交结果。

第九十三条 月度交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可以顺延，电力交易机构应当提前向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第九十四条 当月所有交易品种组织完成后，电力交易机构汇总各交易周期、交易品种成交结果，提交给电力调度机构进行安全校核；电力调度机构原则上在 2 个工作日内完成安全校核，并反馈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下 1 个工作日，通过交易平台向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第九十五条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布后 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给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布后 1 个工作日内通过交易平台反馈成交确认信息，逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第九十六条 相关市场主体在交易平台确认交易结果后，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。为保障各市场主体权益，鼓励发电企业与电力用户（售电公司）签署双方合同，约定其他补充事项。

第九十七条 电力交易机构在各类月度交易结束后，根据安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，

于每月月底前发布次月月度交易计划。

第六节 月内交易

第九十八条 月内交易分为周交易和日滚动交易。其中，周交易的标的物为月内次周至月底分时段电量，交易方式为双边协商或集中交易；日滚动交易的标的物为 D+3 日（D 为交易日）至月底每日每个时段的电量。日滚动交易连续开市，每日按照 24 个时段，每个时段的电量单独进行交易。交易方式为滚动撮合。

第九十九条 月内日滚动交易，参与交易的市场主体可以购入或售出电量，但在同一个交易日同一交易时段，只允许选择购入或售出一个交易方向。

第一百条 月内日滚动交易中，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据，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。

第一百零一条 日滚动交易开展事前安全校核，电力调度机构在交易前提供交易约束条件，电力交易机构根据约束条件在交易平台设置交易组织边界条件。日滚动交易按照 D+3 日至月末的分时段交易结果形成日汇总电子合同，由“入市承诺书+交易公告+交易结果”共同组成。

第一百零二条 每日日滚动交易结束后，电力交易机构汇总交易结果并发布。

第一百零三条 根据月末最终交易结果,电力交易机构对次月交易计划进行调整、更新和发布。

第七节 临时交易与紧急支援交易

第一百零四条 可再生能源消纳存在临时性困难时,甘肃省可以与其他省(区、市)通过自主协商方式开展跨区跨省临时交易,交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第一百零五条 甘肃电力交易机构应当事先与其他电力交易机构约定跨区跨省紧急支援交易的价格及其他有关事项,在电力供需紧张时,由调度机构根据电网安全约束组织实施。

第六章 价格机制

第一百零六条 电力中长期交易的市场化电量成交价格由市场主体通过自主协商、集中交易等市场化方式形成,第三方不得干预;优先发电电量中非市场化电量执行政府批复价格,当优先发电电量超过优先用电电量时,可以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。

第一百零七条 燃煤发电企业市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第一百零八条 省间、省内电力交易相关输配电价、输电损耗、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金与附加等按

照国家有关规定执行。

第一百零九条 参与市场交易的电力用户的用电价格由电能市场化交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成，系统运行费用按照相关政策执行。

第一百一十条 按照政府主管部门发布的高耗能用户清单，交易机构在年度交易组织前通过交易平台发布。燃煤发电企业、高耗能企业市场交易电价机制按照国家政策执行。

第一百一十一条 支持购售双方在中长期合同中参考行业上下游产品指数自主协商建立“交易电价+上下浮动”机制，在相关上下游产品价格变动达到一定幅度时，可以对交易电价进行相应浮动调整。相关机制可以通过电子合同、补充协议等方式约定，报电力交易机构备案后生效。

第一百一十二条 中长期交易签订分时段、带量带价交易合同，分时电价浮动比例参照现货市场运行情况合理设定并动态调整，具体在交易公告中明确，按照甘肃省电力管理部门相关规定执行。

第一百一十三条 电网企业代理购电价格机制、代理购电产生的损益分摊或分享等按照国家相关规定执行。

第一百一十四条 为避免市场操纵以及恶性竞争，可以对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由电力市场管理委员会提出，经能源监管机构和甘肃省电力管理部门审

定执行，应当避免政府不当干预。

第七章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第一百一十五条 电力调度机构负责安全校核工作，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。

第一百一十六条 在各周期中长期交易开市前，电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者及时更新各断面（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，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。

第一百一十七条 发电能力校核包括装机容量校核和合理发电小时数校核。装机容量校核即发电单元分时分段申报数据与已成交中长期交易合计不能大于发电单元装机容量。合理发电小

时数校核由电力调度机构依据不同电源类型特性开展，常规电源按可用小时数（按月度日历小时数）、新能源按参与中长期交易新能源场站历史单月最大发电小时数校核。省内中长期交易按照以上原则校核，跨省区中长期交易及绿电交易校核按照跨省区中长期交易规则及绿电交易规则执行。北京电力交易中心交易平台发布的跨省区中长期交易及绿电交易最终结果纳入省内中长期交易申报及校核的边界。

交易机构向调度机构提供无约束交易结果，调度机构在规定时间内开展发电能力校核并对安全校核未通过出具校核原因，由电力交易机构予以公布。电力交易机构依据安全校核结果按照“超装机容量优先消减，超合理利用小时数各时段等比例调减”原则进行消减形成有约束交易结果。

第一百一十八条 电力用户交易申报计划电量按照报装容量×预计利用小时数确定申报电量上限，超出申报上限部分予以核减，分时段申报数据与已成交中长期交易电量合计不能大于按照电力用户报装容量计算的申报上限，全年用电小时数按照 8760 小时计算。报装容量由电网企业依据交易周期滚动向电力交易机构提供。

第一百一十九条 每年 10 月底，电网企业负责提供年度全网电力电量平衡情况。每月第 2 个工作日，电力交易机构向电力调度机构提供次月全网已成交中长期外送情况，电力调度机构于每月第 5 个工作日前提供次月电力电量平衡情况，电力交易机构

开展中长期外送交易时不得超电力电量平衡富裕能力。

第一百二十条 全网电力电量平衡校核基于负荷预测、煤电机组发电能力、水电预测、新能源预测、系统备用容量等边界条件进行。

第一百二十一条 电网阻塞校核根据发电检修计划、输变电检修计划、新设备投产计划、断面内负荷预测、典型方式下通道输电能力等开展。年度阻塞校核按断面可用容量 85%确定限额，月度交易按断面可用容量 90%确定限额，月内交易按断面可用容量 95%确定限额。

第一百二十二条 迎峰度冬期间，拥有自备电厂的用户按照“自发自用”原则开展用户侧校核，拥有自备电厂的用户从电网购电量不得超过前三年平均购电量。全网电力电量平衡校核存在缺口时段不得新增中长期交易电量。

第二节 交易执行

第一百二十三条 电力调度机构应当根据次月月度交易计划，合理安排电网运行方式，鼓励市场主体以差价合约形式执行电力交易合同。

第一百二十四条 电力调度机构负责执行月度交易计划，电力交易机构每日跟踪并定期公布月度交易计划执行进度情况。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。市场主

体对月度交易计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明，由电力交易机构公布。

第一百二十五条 电力调度机构应当根据现货市场出清结果，综合考虑电网运行方式和机组开机方式，形成次日发电计划。

第一百二十六条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可以基于安全优先的原则实施调度，事后向能源监管机构、甘肃省电力管理部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第一百二十七条 每个自然月开始前，电力交易机构依据月度用电量预测以及外送计划签订情况，提前确定本月全省中长期发电量及各市场主体本月中长期发电量。在月内实际执行过程中，因月度负荷预测与日负荷预测偏差、外送电量临时调整、电网临时检修、突发事故以及其他不可抗力等情况，出现省内用电量、外送电量与月度计划电量偏差，当偏差超过一定范围时，可以对月度中长期计划电量进行调整，以适应最新的电网运行情况以及用电和外送需求。

第一百二十八条 若运行日出现因临时检修、外送计划临时调整、电网事故、气候变化、自然灾害以及其他突发事件，影响当日以及后续时间中长期电量执行的，调度机构可以在次日将实际运行情况向交易机构通报后，由交易和调度机构共同协商确定是否立即调整月度和剩余时间中长期电量，若需要调整，由交易和调度机构共同协商确定调整量，履行调整审批流程，并报甘肃

省政府电力管理部门、能源监管机构同意后，最终调整本月中长期电量计划和本月剩余时间中长期电量计划。

第一百二十九条 发电企业非自身原因影响正常运行，需要在月内调整本月中长期发电计划的，由发电企业向电力交易机构和调度机构提出申请，经交易和调度机构共同协商确定是否允许其调整本月中长期电量，若同意其调整，履行调整审批流程，并报能源监管机构、甘肃省政府电力管理部门同意后，在保证年度中长期电量不变的前提下，根据实际需要调整其中长期发电计划。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百三十条 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，跨区跨省交易均应明确其结算对应的计量点。

第一百三十一条 计量周期、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。

第一百三十二条 发电企业、跨区跨省交易送受端和批发交易电力用户的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。

当发电侧表计无法满足计量精度要求，可以采用电力调度机构自动化采集数据作为电量结算依据。

第一百三十三条 多台发电机组共用上网计量点且无法拆分，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。对于风电、光伏企业处于相同运行状态的不同项目批次共用同一计量点的机组，可以按照额定容量比例计算上网电量。

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。

第一百三十四条 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，结算电量由电网企业及电力交易机构组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算依据

第一百三十五条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，结算周期为自然月，市场成员根据相关规则进行电费结算。电力市场建设初期，用电侧（售电公司）电量结算由电网企业出具结算依据。

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。

自备电厂发电权置换交易可以通过电网企业结算。选择通过电网企业结算方式，由电力交易机构出具结算依据，电网企业出具相应电费发票。

第一百三十六条 参与中长期市场的电力用户按照峰、平、谷 3 个时段进行分时结算，偏差电量按照峰、平、谷 3 个时段的实际用电量和合同电量分别计算，中长期合同电费、偏差电费按照峰、平、谷 3 个时段进行分时结算。

第一百三十七条 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；售电公司按照结算依据与电网企业进行结算。

第一百三十八条 电力用户的基本电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费、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据实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及甘肃省有关规定进行结算。

第一百三十九条 结算依据包括但不限于以下内容：

- （一）实际结算电量；
- （二）各类交易结算电量（含中长期交易、短期交易及应急交易、现货交易、零售交易等）、电价和电费；
- （三）偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余；

(四) 新机组调试电量、电价、电费。

第一百四十条 批发用户偏差电量、电费由用户自行承担；售电公司聚合代理零售用户参与批发市场交易，作为独立市场主体按市场规则承担偏差结算责任；电力用户参加需求侧响应、辅助服务市场，由此产生的偏差电量，原则上由用户自行承担。

第一百四十一条 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，并按照甘肃省价格管理部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百四十二条 风电、光伏发电企业年度保障收购电量按照政府批复的价格或者价格机制进行结算。超出年度保障收购电量的部分通过市场交易方式消纳并按照市场交易价格结算。

第一百四十三条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照国家相关补贴管理规定执行。

第三节 电量结算

第一百四十四条 参与现货市场交易的市场主体按照现货市场规则进行结算。低价保供电源按照“据实结算”的原则执行，其余未参与现货市场的市场主体省内中长期交易电量结算按照“照付不议、偏差结算”的原则执行。

第一百四十五条 省间中长期交易电量据实结算，产生的偏差执行责任偏差处理机制，偏差责任净费用由参与该笔交易的市场主体按照交易结果等比例分摊或分享。

第一百四十六条 短期、应急交易由调度机构根据实际运行情况提供结算信息，包含执行电厂及结算电量，省内现货市场运行时，结算电价以省内现货市场相关结算规则进行结算。

第一百四十七条 参与现货市场的发电企业中长期分时段合约电量由电力交易机构向调度机构推送，按照合同结算，偏差电量由现货市场处理。因中长期电量未完全覆盖或省间交易据实结算产生的偏差，按照发电侧当月现货实时市场加权平均价结算。

第一百四十八条 未参与现货市场的发电企业，中长期分时段合约电量按照签订的合同进行结算。偏差电量为结算周期内实际上网电量与合同电量之间的差值。高于合同电量的为超发电量，低于合同电量的为少发电量。超发、少发电量按照发电侧当月现货实时市场加权平均价结算；新能源特许权、扶贫、示范性平价项目偏差电量按照燃煤火电基准电价结算，配套新能源偏差电量按照三方签署的长期送受电合作协议价格执行。其他未参与市场的发电企业按照相关政策规定结算。

第一百四十九条 现货市场停运期间，发电侧按照中长期合约“照付不议、偏差结算”模式执行。偏差电量为结算周期内实际上网电量与交易电量之间的差值。水电偏差电量按照批复电价执行；公网火电、新能源（除配套新能源、特许权、扶贫、示范性平价项目等）偏差电量按照当月同类型代理购电均价执行，若当月同类型电源未安排代理购电电量，则使用上月同类型代理购电均价执行；其中新能源特许权、扶贫、示范性平价项目偏差电量

按照燃煤基准电价结算，配套新能源偏差电量按照三方签署的长期送受电合作协议价格执行。其他发电企业按照相关政策执行。

第一百五十条 零售市场运行前，未参与现货市场的电力用户（批发用户、零售用户）按照“照付不议、偏差结算”原则执行，售电公司代理零售用户按照单户申报方式参与批发市场交易。零售市场运行后，售电公司代理零售用户参与市场交易，售电公司偏差电量、中长期合同电量按照代理的全部零售用户整体计算。售电公司代理零售用户未参与现货市场的电量、未参与现货市场的批发用户，按照“照付不议、偏差结算”方式进行电量结算。

中长期分时段合约电量按照签订的分时段中长期合同均价结算。现货市场运行期间，分时段实际用电量与合同电量的差值按照发电侧现货实时市场峰平谷加权平均价结算；现货市场停运期间，分时段实际用电量与合同电量的差值按照当月电网企业代理购电分时段价格结算。

每月3日前，调度机构计算上月发电侧现货实时市场峰平谷加权平均价，并在电力交易平台发布，作为上月未参与现货市场的中长期用电主体偏差电量结算价格。

第一百五十一条 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。电网企业代理购电用户月度偏差电量按照代理购电相关规定执行。

第一百五十二条 电量结算按照以下流程开展：

（一）电网企业按照结算工作需要，定期按交易单元收集各

市场主体计量表计电量底码数据，向电力交易机构推送发电侧计量数据，电力交易机构计算出各交易单元实际上网电量，电网企业计算用户侧用电量；

（二）电力交易机构、电网企业根据中长期交易分解曲线，分别计算发电侧和用户侧各交易单元基于中长期曲线的结算电量及电费；

（三）电力调度机构负责现货市场运营，并按时向电力交易机构、电网企业推送市场出清结果，电力交易机构、电网企业会同调度机构进行现货市场电量、不平衡资金等结算成分计算；

（四）电力交易机构、电网企业分别编制发电侧、用户侧电量电费结算单，核对后形成最终结算结果，通过交易平台、网上国网等途径向各市场主体预发布电费结算单；

（五）电费结算单预发布后 24 小时内，市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经相关市场主体确认一致后，形成电费结算单确认结果并进行公布。

第九章 信息披露

第一百五十三条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息、私有信息和依申请披露信息。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；依申请披露信息是指

仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第一百五十四条 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）电网企业代理购电有关信息，包括代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息；

（六）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百五十五条 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，电网企业保障居民、农业用电量以及代理购电总电量预测，优先发电电量规模、跨区跨省交易电量及交易总电量安排、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，每月差额资金的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百五十六条 市场私有信息包括但不限于：

（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；

(五) 其他政策法规规定的市场私有信息。

第一百五十七条 依申请披露信息主要包括：

(一) 电网企业报送各非市场用户的类型、购售电电量和电价等；

(二) 电网企业报送市场用户的类型、购售电电量和电价等；

(三) 电网企业报送能够准确复制完整市场出清结果的电力系统市场模型及相关参数，包括 220 千伏及以上输电设备（输电线路和变压器）联结关系，输电断面包含的输电设备及其系数、潮流方向、潮流上下限额等。

第一百五十八条 依申请披露信息纳入特定管理流程，由市场成员向甘肃省电力管理部门报送。申请人发起申请，经甘肃省电力管理部门审核通过并承诺履行保密责任后方可获取相关信息。申请人应当为参与电力现货市场的市场成员，需书面向甘肃省电力管理部门提交申请，申请内容至少包括申请人单位、申请信息内容、申请信息必要性说明、联系方式等。

第一百五十九条 电力交易机构总体负责市场信息披露的实施，负责信息披露平台建设、管理和维护，制定信息披露数据标准，开放数据接口，为市场成员披露信息提供便利。信息披露平台及电力市场技术支持系统、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。

第一百六十条 在确保安全的基础上，市场成员应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则通过信息披露平台披露

有关电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性、完整性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可以依法依规纳入失信管理，问题严重的按照有关规定取消市场准入资格。

第一百六十一条 各市场成员应当披露的公众信息、公开信息按照信息披露相关管理规定执行。

第一百六十二条 电力交易机构定期向市场主体出具信息披露报告，内容包括但不限于电网概况、电力供需及预测情况、市场准入、市场交易、市场结算、市场建设、违规情况、市场干预情况等。

第一百六十三条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。因信息泄露造成市场波动和市场主体损失的，由能源监管机构、甘肃省电力管理部门组织调查并追究责任。

第一百六十四条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可以向电力交易机构、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。

第一百六十五条 能源监管机构和甘肃省电力管理部门、价格管理部门根据甘肃实际制定甘肃电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十章 市场监管和风险控制

第一百六十六条 能源监管机构应当建立健全电力市场专业化监管制度，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。

第一百六十七条 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。根据国家能源局及其派出能源监管机构的监管要求，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能源监管机构、甘肃省政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百六十八条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可以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）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）因不可抗力市场化交易不能正常开展的；
- （五）国家能源局及其派出能源监管机构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

录市场干预期间的有关情况，并向能源监管机构、甘肃省电力管理部门提交报告。

第一百七十条 当市场交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可以提交能源监管机构、甘肃省电力管理部门调解处理，也可以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

第一百七十一条 本实施细则由能源监管机构、甘肃省电力管理部门根据实际运行情况及时修订。如国家政策、法规发生重大调整导致本实施细则与相关规定不符的，从其规定。

第一百七十二条 本实施细则由能源监管机构、甘肃省电力管理部门负责解释。

第一百七十三条 本实施细则自 2024 年 1 月 1 日起施行，《甘肃省电力中长期交易实施细则（试行）》（甘监能市场〔2022〕202 号）同时废止。

附录

1.市场主体是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户以及电网企业等（我省暂未将储能企业纳入中长期交易范畴）。

2.市场成员包括各类发电企业、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（含电网企业代理购电工商业用户）、储能企业等。