

附件

重庆市电力中长期交易规则

第一章 总则

第一条 为规范重庆市电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，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、《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）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第20号令）、《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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》等文件和有关法律、法规规定，结合重庆实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于重庆电力市场开展的电力中长期交易。与现货交易相衔接的电力中长期交易规则另行制定。市内绿电交易组织按《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》

和国家相关规则执行。

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、集中交易等市场化方式，开展的年度（多年）、月度（多月）、月内（旬、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；电网企业代理购电，与发电企业签订市场化交易合同。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）机制相关规则另行制定。

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合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家能源局华中监管局（以下简称“华中能源监管局”）、重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局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。

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，在重庆电力交易中心网站上公示公司资产、从业人员、场所、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) 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）按照政府相关规定向优先购电用户和暂未直接参与市场化交易的电力用户提供代理购电服务，签订和履行相应的代理购电合同和供用电合同；

（七）预测非市场用户的电力、电量需求等；

（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）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）配合华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局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，并于事后向华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局及时报告；

（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。

第十二条 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 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。内部核算的市场主体经法人单位授权, 可参与相应电力交易。

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者备案文件, 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;

3. 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.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;

3.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。

(三)售电公司

售电公司准入、退出条件按照国家有关售电公司管理办法执行。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)。

第十五条 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。

第十六条 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者零售交易购买,且不得同时参加批发交易和零售交易。

参加市场化交易的电力用户,允许在合同期满的下一个年度,按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第十七条 工商业用户原则上要全部进入电力市场,按照市场价格购电,暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。

第十八条 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管理办法执行。

第十九条 对于已经直接参与市场交易、合同期满未签订新的市场合同、也未办理正常退市手续的电力用户，自规则印发之日次月起，无合同时间（按自然月统计）累计不应超过三个月；三个月缓冲期内，其实际用电量按市场规则偏差结算；三个月后仍未签订市场合同的，视同在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户。

第二十条 已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用户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。

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 电力市场主体在履行市场注册程序后，应依法依规参与电能量市场交易，不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱电力市场秩序等行为；不得滥用市场支配地位操纵市场价格；有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十三条 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。

第二十四条 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、准确性、完整性。

第二十五条 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。

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。

第二十六条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电和售电公司的市场主体类别进行注册。

第二十七条 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。

第二十八条 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、公司股东、从业人员、配电网资质等有重大变化的，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。

第二十九条 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。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。

第三十一条 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照相应省区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华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局和政府引入的第三方

征信机构备案，并通过政府指定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

第三十二条 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。

第三十三条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（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、旬）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物，并分解到旬）、月内（旬、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。

第三十四条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中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，按照统一边际电价进行市场出清，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，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合、即时成交。即：买卖双方申报价格相同时，以该价格成交；买方申报价格高于即时的最低卖出申报价

格时，以即时最低卖出申报价格成交；卖方申报价格低于即时最高买入申报价格时，以即时最高买入申报价格成交。

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。

第三十五条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第三十六条 根据重庆市电力市场实际情况逐步探索容量市场和容量补偿机制，保障长期电力供应安全。

第五章 价格机制

第三十七条 除计划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。

电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十八条 因电网安全约束必须开启的机组，市场合同电量低于其最小约束电量的部分，按照市场偏差结算方式进行结算，最小约束电量由调度机构提供。加强对必开机组组合和最小约束电量的监管，保障公开、公平、公正。

第三十九条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配

电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、煤电容量电费等）、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。

第四十条 双边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；挂牌交易可采用一方挂牌、摘牌成交，也可采用两方均可挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第四十一条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价、滚动撮合交易中，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。价格上下限原则上由电力市场管理委员会提出，经华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局审定。现暂取值为：峰（尖）、谷段报价区间在平段限价叠加推荐峰谷浮动系数的基础上，按照浮动 $\pm 10\%$ 确定，推荐峰谷浮动系数参照重庆市分时电价政策。

第四十二条 燃煤发电价格应符合《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 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等有关规定；其上网电量市场化交易价格执行“基准价+上下浮动”机制，分时段交易中以

“燃煤发电企业基准电价+浮动电价”作为交易平段电价，上下浮动不超过20%，其余时段在平段电价基础上进行浮动。高耗能行业企业平段电价不受上浮20%限制。

第四十三条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者受让价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。

第四十四条 在满足居民、农业及其线损等电量需求以外的优先发电，按照电网企业代理购电用户的用电量和直接参与市场用户的用电量（扣除绿电电量）占比分配。用于直接参与市场用户的优先发电以优先发电损益的方式进行传导。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第四十五条 政府部门应当在每年11月底前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划、市内优先发电计划，实现优先发电与市场的衔接。按照年度（多年）、月度（多月）、月内（旬、多日）的顺序开展电力交易。

第四十六条 市场主体通过年度（多年）交易、月度（多月）交易和月内（旬、多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第四十七条 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。

第四十八条 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。

第四十九条 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。电网企业代理购电的用户，应公平承担可再生能源消纳权重责任。

第五十一条 交易组织按照常规交易、分时段交易两个序列开展。常规交易指按24个时段申报电量曲线且各时段电价相等的交易；分时段交易指将一天划分为多个时段（最多24个时段），以一个或多个时段电量为交易标的的交易。

第二节 基本要求

第五十二条 分时段交易分为曲线交易和小时能量块交易。曲线交易是指以24时段电量或连续时段（时段数大于等于2）电量

为交易标的，主要用于形成基荷、峰荷电量；以挂牌方式组织的曲线交易执行整体成交或各时段等比例成交原则。小时能量块交易是指以任意时段的电量为交易标的，最小能量块定义为

(1h×1MW)，主要用于调整合同曲线与实际发、用电曲线差异，执行各时段独立成交原则。

第五十三条 市场主体交易购售电量约束：

(一) 发电企业：同一场交易中，售电量不得超过其允许售电净值（指发电企业未发生的交易周期内最大发电能力与净合同电量的差值），购电量不得超过交易开市前其售出电量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。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。其中，最大发电能力为装机容量扣减检修、受阻容量在对应周期内的最大发电量，受阻容量指电网安全约束容量。

(二) 售电公司（电力用户）：同一场交易中，售电量不得超过交易开市前其持仓合约总电量，购电量不得超过交易开市前其剩余资产总额对应最大购电能力的净值。售电公司根据其缴纳的履约保函、保险额度，以及同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司全年市场化电量不得超过市场化总量（不含电网代购）15%等要求确定可交易电量。

(三) 多月交易中同一时段，市场主体仅能选择售出或购入电量。月度、月内同一场交易中同一时段，市场主体既可选择售出也可选择购入电量。

第五十四条 优先发电自动替代：

（一）燃煤发电合同因月度燃煤上网空间不足无法全额履约时，由优先发电电量（不含外送电量）自动替代，替代电量的交易价格与被替代的燃煤合同电价一致，优先发电不参与收益分享。在调度安全校核环节，因清洁能源消纳削减的燃煤发电电量采取优先发电替代，不影响电力用户（售电公司）的市场交易合同。其中，燃煤上网空间为用电侧预测总电量扣减优先发电预测总电量和外购电量后的剩余电量。

（二）优先发电替代燃煤发电市场化合同电量（不含外送合同，下同）在每次月度、月内交易（含电网代理购电交易）完成后，根据月度优先发电预计值，燃煤发电企业按当月已成交市场化合同各时段电量占比、等比例分配优先发电替代电量。当月燃煤发电企业合同电量按照扣减优先发电替代电量后结算。

第三节 年度（多年）交易

第五十五条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）24时段电能量或连续时段的电量（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。

第五十六条 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。

第五十七条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，

发电企业、售电公司和电力用户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。

第五十八条 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。

第五十九条 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。

第四节 月度（多月）交易

第六十条 月度交易的标的物为次月24时段电能量、连续时段电能量或任意小时能量块，多月交易标的为次月至当年剩余任意月的24时段电能量或连续时段电能量。月度交易主要以集中交易的方式开展，多月交易按双边协商或集中交易方式开展。

第六十一条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在多月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。

第六十二条 采用集中交易方式开展月度（多月）交易时，发电企业、售电公司和电力用户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。

第六十三条 月度（多月）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，由电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十四条 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。

第六十五条 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（多月）交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第五节 月内（多日）交易

第六十六条 月内（多日）交易的标的物为月内未发生的以旬（多日）为周期的电能量，最小交易标的为小时能量块。月内交易以集中交易方式开展，主要以滚动撮合为主。根据交易标的

物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。市场主体通过月内（旬、多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第六十七条 发电企业按机组签订中长期合约；经安全校核通过，同一发电企业在月内可以开展内部不同机组的合同电量分配调整，发电企业总合同曲线不变。

第六十八条 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。

第六十九条 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。

第七十条 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。

第六节 电网代理购电

第七十一条 电网企业代理购电与其它市场主体执行统一的交易规则，全量市场化采购，按集中交易方式组织。

第七十二条 电网代购参与统一边际出清的集中竞价交易时，在交易申报中不参与排序，成交电量为卖方小于等于边际价格的未成交电量与电网代购需求电量的小值，成交价格为集中竞

价交易出清价格，卖方成交电量按照价格由低到高排序，低于出清价格的电量依次成交，价格相等时等比例成交；参与单挂单摘交易时，挂量不挂价，接受对应交易周期集中交易方式下常规交易的加权均价或分时段交易对应时段的加权均价。

第七章 安全校核

第七十三条 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。

第七十四条 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。

第七十五条 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。

第七十六条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减，并予以公布，遵循交易组织时间逆序调整原则。对于双边协商交易，可按照时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中竞价交易，可按照价格优先原则进行削减，价格相同时按照时间优先原则进行削减；对于挂牌交易，按时间优先原则进行削减。

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，并报告华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局。

第七十七条 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。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第七十八条 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，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。

第七十九条 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。

第八十条 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

第八十一条 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。

第八十二条 对于省内优先发电计划，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第八十三条 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。

第八十四条 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。

第八十五条 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

第八十六条 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，保障月度交易计划的执行。

第八十七条 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。

第八十八条 全部合同约定交易曲线,按照合同约定曲线形成次日发电计划;部分合同约定交易曲线的,由电力调度机构根据系统运行需要,安排无交易曲线部分的发电曲线,与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第八十九条 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,事后向华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局报告事件经过,并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十条 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。

第九十一条 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。

第九十二条 发电企业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。

第九十三条 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。

第九十四条 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

第九十五条 优先发电、市场化交易（含市内绿电交易）的结算原则：

（一）结算周期。按照合同“照付不议，偏差结算”的原则，旬清月结，按旬清算、按月结账。未入市的发电企业暂执行月清月结。

（二）结算顺序。绿电与省间交易优先结算，市内结算不区分结算顺序。

（三）电网代理购电与市场主体执行统一的结算规则。

第九十六条 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。

第九十七条 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。

第九十八条 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。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第九十九条 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，电力辅助服务费用按照市场有关规则缴纳，上述费用均由电网企业根据国家以及市有关规定进行结算。

第一百条 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）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) 售电公司以及零售电力用户等零售侧结算依据;

(六) 电力辅助服务费用。

第一百零一条 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。

第一百零二条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算, 按照24时段结算合同电费, 按照尖峰平谷4个时段结算偏差电费。

(一) 偏差电量。市场化发电企业、售电公司(电力用户)、电网代理购电按旬分时段计算偏差电量。市场化发电企业既有分时段合同, 又有常规合同的, 按分时段合同和常规合同电量占比对上网电量进行分劈, 分别按旬计算各自对应的偏差电量; 发电企业无合同时, 偏差电量按分时段处理。

配售电企业交易合同统计偏差电量时应扣除居民、农业用电量, 居民、农业月度抄表电量按典型曲线平均分配至旬。

(二) 偏差电价。分时段交易的每旬偏差电价为当月分时段合同各时段均价乘以偏差调节系数 K 。常规交易的每旬偏差电价为当月常规合同均价(含电网代理购电)乘以偏差调节系数 K 。

当月分时段合同各时段均价指交易执行月参与批发侧交易的所有电厂分时段合同各时段加权均价。优先发电偏差电价为其上网电价。

(三) 偏差调节系数。超发(少用)偏差调节系数 K_1 , $0 < K_1 \leq 1$, 少发(超用)偏差调节系数 K_2 , $K_2 \geq 1$ 。 K_1 暂取 0.97, K_2 暂取 1.03, 居民、农业、趸售、线损电量偏差调节系数 $K_1 = K_2 = 1$ 。偏

差调节系数由电力市场管理委员会提出，审议通过并经政府主管部门和监管机构审定后执行。

（四）偏差费用：偏差费用（不含电费）计算时，偏差电量应扣除调平电量。其中，调平电量指月度电量与旬累计电量之差。

发电企业偏差费用（不含电费）计算时，非自身原因少发或超发电量的偏差调节系数为 1。自身原因少发电量包括非计划停机、无正当理由不履行市场合同、功率预测偏差等的少发电量，自身原因超发电量包括未遵循调度指令、市场出清结果、必开机组合同电量低于约束电量、功率预测偏差等的多发电量，电量由电力调度机构在每月第 2 个工作日前提供。

第一百零三条 售电公司（含批发用户）的省间绿电电量按受端省实际落地电量结算。

第一百零四条 用电侧因宏观政策调整，网络约束和系统安全造成电网运行方式重大调整、影响电力用户正常用电，以及其它不可抗力等因素造成合同执行偏差的，由市场主体向重庆电力交易中心提交电量偏差免考核申请，重庆电力交易中心根据市场主体提交的免考核申请组织核实，形成核实意见，并通过电力交易平台将免考核申请及核实意见向所有市场主体公示5个工作日；公示期结束、无异议的，重庆电力交易中心将免考核申请、核实意见提交重庆电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局华中监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局同意后，于最近一次结算周期内完成结算调整。

第一百零五条 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。

第一百零六条 各燃煤发电企业月度市内中长期电能量结算均价超出价格浮动范围上限外的收益按月清算、回收，向所有工商业用户按用电量（扣除绿电电量）返还。

第一百零七条 结算差额费用包括发电侧和用电侧的偏差费用（不含电费，下同）和发用两侧不平衡资金。发电侧和用电侧的偏差费用分别在发、用两侧分摊，发电侧按上网电量（不含外送，下同）占比分摊，用电侧以实际用电量和合同电量的小值按比例分摊；发用两侧不平衡资金由市场化发电企业承担，按上网电量占比分摊或分享。结算差额费用按月清算，次月兑付。

电网企业代理购电工商业用户所对应偏差费用由代理工商业用户直接承担，电网企业为保障优先购电用户价格稳定产生的新增损益（含偏差电费）由全体工商业用户分摊或分享。

第一百零八条 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。

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。

第一百零九条 风电、光伏发电企业的电费结算：

（一）未核定最低保障收购年利用小时数时，按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

（二）核定最低保障收购年利用小时数后，最低保障收购年利用小时数内的电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。超出最低保障收购年利用小时数的部分应当通过市场交易方式消纳和结算。

第一百一十条 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《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。

第一百一十一条 优先发电损益按照满足居民、农业用电等需求以外的优先发电电量购电均价与当月燃煤市场合同综合均价（不含电网企业代理购电）的价差计算，按照用户用电量（扣除绿电电量）占比分配给所有直接参与市场用户。

第十章 信息披露

第一百一十二条 重庆市电力中长期市场信息披露工作遵照《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）及有关规定执行。

第十一章 市场监管和风险防控

第一百一十三条 华中能源监管局组织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。

第一百一十四条 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，并根据华中能

源监管局的监管要求，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华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局提交市场监控分析报告。

第一百一十五条 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）华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局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。

第一百一十六条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预的有关情况，并及时向华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局提交报告。

第一百一十七条 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华中能源监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局调解处理，也可提交仲裁

委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附则

第一百一十八条 本规则由华中能源监管局牵头负责解释。

第一百一十九条 本规则自印发之日起实施，有效期两年。

《关于印发<重庆市电力中长期交易规则>的通知》（华中监能市场〔2022〕217号）同时废止。