

国家能源局贵州监管办公室

关于公开征求《贵州电力中长期交易规则》 (征求意见稿) 意见建议的函

各有关单位:

为进一步推进电力市场化改革,规范贵州电力中长期交易,维护电力市场秩序,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)、《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)、《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)等文件精神,结合贵州电力市场实际,国家能源局贵州监管办公室组织对《贵州电力中长期交易规则》进行了修订,形成了《贵州电力中长期交易规则(征求意见稿)》。现公开征求意见,请于

2022年1月30日之前将有关意见建议反馈至贵州能源监管办，逾期未反馈视为无意见。

联系人：陈万涛

电 话：0851-85597607，18698528269

邮 箱：chenwantao12@163.com

附件：1. 贵州电力中长期交易规则（征求意见稿）

2. 征求意见反馈表

国家能源局贵州监管办公室

2021年12月30日



贵州电力中长期交易规则

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范贵州电力中长期市场交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力系统安全稳定运行，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）、《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）、《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）和有关法律、法规规定，结合贵州实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于现阶段贵州开展的电力中长期交易。随着贵州电力现货市场建设的推进，将建立与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、电网企业（作为代理购电方）、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、多月、月、周、多日等电力批发交易。电网企业代理购电按《国家发展改革委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）执行。

执行政府定价的优先发电电量（不含燃煤电厂）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 国家能源局贵州监管办公室（以下简称“贵州能源监管办”）和省发展改革委、省能源局根据职能依法履行贵州省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、售电公司、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;

(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）按照政府定价或者政府相关规定向居民（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）、农业用电提供供电服务，签订供用电合同；

（七）代理暂无法直接参与市场交易的工商业用户购电，并预测代理工商业用户用电规模；

（八）按《国家发展改革委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），做好代理购电工作，规范代理购电行为，严格代理购电信息披露；

（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) 配合贵州能源监管办和省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, 并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告;

(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 参加市场交易的发电企业、售电企业，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，可以参与相应电力交易。参加市场交易的电力用户，具备法人资格的应财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任；不具备法人资格的按规定进行工商登记，取得营业执照并正常经营的，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

具备法人资格的电力用户：

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. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3. 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；

4. 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。

不具备法人资格的电力用户：

1. 按规定进行工商登记，取得营业执照并正常经营。

2. 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) 售电公司准入条件按照国家及贵州对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)。

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。所有工商业按照市场化价格购电。

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 10千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易(直接向发电企业或售电公司购电),暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电;鼓励其他工商业用户直接参与市场交易,未直接参与市场交易的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、电力市场规则等发生重大调整,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《售电公司管理办法》等国家及贵州有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第十九条 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，将进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，将依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第二十条 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，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十一条 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。

第二十二条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，按照偏差电量处理办法进行结算。

第二十三条 完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索通过电力交易机构线上公开招标、竞拍确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制。在机制未建立前，可选择通过电网企业代理购电。通过电网企业代理购电，非高耗能用户用电价格由电网企业代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加组成；高

耗能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。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十四条 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。

第二十五条 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。

第二十六条 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。

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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以分段计量数据。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。

第三十一条 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。

第三十二条 发电企业、电力用户、售电公司、电网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。电力交易机构根据市场主体注册情况向贵州能源监管办、政府有关部门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

第三十三条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量、绿电等交易。

电能量交易是指发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过市场化方式开展的中长期电能量市场交易，包含暂不能参与市场

交易的工商业用户，由电网企业通过市场交易的方式代理购电电能量市场交易。

发电权交易是指在保障电网安全稳定运行的基础上，超出保障性收购范围的水电上网电量，须向火电企业购买发电权指标的交易。

合同转让交易是指在不影响第三方权益的前提下，通过市场化交易方式实现市场主体之间全部或部分合同电量的有偿买卖，受让方按转让前合同条款享受权利和履行义务。

第三十四条 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）、月度（多月）电量交易（以某个月度或多月的电量作为交易标的物）、月内（周、多日）电量交易等针对不同交割周期的电量交易。

第三十五条 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。

双边协商交易是指市场主体之间以多年、年、多月、月度为周期，自主协商交易电量（电力）、电价，形成多年、年、多月、月度双边协商交易初步意向，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。鼓励购售电双方提交多年双边协商交易意向。

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的市场出清，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。

第三十六条 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。双边协商交易意向在交易申报截止时间前均可提交，如需对已提交的交易意向进行修改，需经交易双方协商一致。

第三十七条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户在单笔电力交易中的购电量不能超过其装见容量的最大用电量；电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

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；发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第三十八条 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。

发电企业和电力用户可以直接参与，也可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。

现货市场启动前，电网企业可以代理未进入市场的电力用户参与跨省跨区交易，电网企业、发电企业、售电企业可以代理风电企业、光伏企业等参与跨省跨区交易，由市场主体自主决定。

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化。

第三十九条 遵循市场经济客观规律，充分研判未来电力供需形势和电网调度运行需求，探索市场化需求响应模式，研究建立市场化需求响应交易体系，适时开展市场化电力需求响应交易。

第四十条 充分发挥市场在促进和保障绿色电力生产消费过

程中的作用，充分反映绿色电力的环境价值，适时组织开展绿色电力交易。

第四十一条 对于未来电力供应存在短缺风险时，可探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制。

第五章 价格机制

第四十二条 除居民（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）、农业用电执行政府确定的价格外，电力中长期交易（含电网企业代理购电交易）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）的脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价按相关规定执行。

第四十三条 燃煤发电市场交易价格上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

第四十四条 电网企业代理购电用户电价由代理价格（含平均上网电价、辅助服务费用等）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。

第四十五条 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电力用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的电力用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的电力用户，暂不能直接参与市场交易由电网企业代理购电的高耗能用户，其用电价格按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。

第四十六条 执行电网企业代理购电价格机制后，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。电网企业代理工商业用户购电形成的损益，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。

第四十七条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、市场交易合同）的部分，鼓励采用市场化机制确定价格。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。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十八条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、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。

第四十九条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交

易价格按照具体的价格机制执行。其中，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；挂牌交易采用“双挂双摘”的价格形成机制。

第五十条 跨区跨省交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

第五十一条 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，以及跨省跨区合同回购按原合同约定收取输电费和网损。

第五十二条 执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。进一步完善峰谷分时交易机制和调峰补偿机制，引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。分时段交易平段价格由购售电双方协商确定，峰、谷段交易价格在平段价格基础上上下浮动。

第五十三条 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。参与直接交易机组发

电能力明显大于用电需求的情况下可对报价或者结算价格设置下限。价格上、下限原则上由贵州电力市场管理委员会提出，经贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局审定，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第五十四条 省能源局应当在每年11月底前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划。按照年度（多年）、月度（多月）、月内（周、多日）的顺序开展电力交易。

第五十五条 市场主体通过年度（多年）交易、月度（多月）交易和月内（周、多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第五十六条 积极为带电力负荷曲线交易创造条件，鼓励市场主体提供更细更精准电力负荷曲线，确保发用电双方电力负荷曲线一致，促进电力中长期交易电量（电力）的及时完整交割。

第五十七条 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。

第五十八条 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。

第五十九条 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。

第六十条 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。

第二节 年度（多年）交易

第六十一条 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。

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 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3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。

第六十五条 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（多月）交易

第六十六条 月度（多月）交易的标的物为次月（多月）电量（或者月度分时电量），条件具备的地区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（多月）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第六十七条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度（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。

第六十八条 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。

第六十九条 在年度（多年）、月度（多月）合同分解到月的基础上，发电企业之间、电力用户之间可开展合同电量转让交易。合同电量转让交易采取月度双边交易、月度挂牌交易等方式。

第七十条 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3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。

第七十一条 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。

第七十二条 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）交易分月结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（周、多日）交易

第七十三条 月内（周、多日）交易的标的物为多日的电量

(或者分时电量)。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第七十四条 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。

第七十五条 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2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。

第七十六条 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 偏差电量处理机制

第七十七条 签订年度、多月、月度合同的市场主体经协商一致，每月可进行一次月内合同电量调整。合同总量计划按调整后的计划同步变更。签订年度（多月）交易合同的市场主体，应按分月分时段电量计划执行。经市场主体协商一致，每月可申请调整次月分月分时段电量计划，合同总量计划按调整后的计划同步变更。

第七十八条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时,有发电侧上下调预挂牌、偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等偏差处理机制。

第七十九条 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月内截止日期前,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进行排序。

(三) 月度最后七个自然日,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。

第八十条 偏差电量次月挂牌机制可采用如下组织方式:

(一) 电力调度机构在保证电网安全运行的前提下,根据全

网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

（二）在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格（上调申报增发价格、下调申报补偿价格）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本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

（三）月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或者下调电量，其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

第七章 安全校核

第八十一条 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。

第八十二条 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。

第八十三条 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。

第八十四条 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，应向市场主体公开披露。

第八十五条 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

第八十六条 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。

第八十七条 电力市场合同（协议）主要包括以下类型：

1. 发电企业与电力用户签订的直接购售电合同；
2. 售电企业与电力用户签订的零售合同；
3. 直接交易的发电企业、电力用户（售电企业）与电网企业签订的输配电服务合同；

4. 合同电量转让合同（协议）；
5. 跨省跨区电网企业间的购售电合同。

第八十八条 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。

第八十九条 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

第九十条 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。

第九十一条 确定的省内优先发电电量，保量保价的优先发电电量，不应超过电网企业保障居民、农业用户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。

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。

第九十二条 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，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，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

第九十三条 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、电网企业代理购电合同、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（周、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。相关电力交易机构汇总跨区跨省交易合同，形成跨区跨省发电企业的月度发电计划，并依据月内（周、多日）交易，进行更新和调整。

第九十四条 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。

第九十五条 全部合同约定交易曲线的，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。

第九十六条 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，事后向贵州能源监管办、省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

第九十七条 电网企业应当根据市场运行和峰平谷分时电价需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置（含分时计量装置）；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，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第九十八条 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。

第九十九条 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。

第一百零一条 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

第一百零二条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，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。

第一百零三条 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。

第一百零四条 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。

第一百零五条 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，上述费用均由电网企业根据国家以及贵州省有关规定进行结算。

第一百零六条 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）各类交易合同电量、电价和电费；

（三）上下调电量、电价和电费，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（采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的）。

第一百零七条 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。

第一百零八条 市场主体的合同电量与偏差电量分开结算，以年度交易和月度交易为主时，按月清算、结账；开展多日交易时，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百零九条 在发电侧预挂牌上下调偏差处理机制暂未开展前，偏差电量电费结算方式如下：

（一）批发交易用户（包括电力用户、售电公司、电网公司代理购电）未签订市场化交易合同，或签订合同后产生正偏差电量（即月度实际用电量超过月度合同电量计划），按市场超用电

量价格结算。

市场超用电量价格按月度集中竞价交易统一出清价进行结算，若当月未开展集中竞价，按当月各行业交易加权平均价浮动一定比例或贵州省燃煤发电上网基准价浮动一定比例进行结算。具体结算方式在年度电力市场化交易工作实施方案中明确。

（二）批发交易用户产生负偏差电量（即月度市场化交易电量小于月度合同电量计划），承担偏差考核费用。当批发交易用户负偏差电量小于月度合同电量计划5%时，免于支付偏差考核费用，超出此范围的所有合同加权综合均价的5%支付偏差考核费用。

（三）发电企业因自身原因导致的少发电量，造成批发交易用户用电成本增加，按照正偏差电量价格与其签订的市场化交易合同价格之差，支付市场化交易电费差额。

（四）各发电企业月度市场化发电电量按照调度校核通过后并经交易中心下发的发电计划为准，如果电力用户未按计划电量用电而导致电厂未按计划执行发电计划，将在后续月份调整。

具备条件时，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。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）

超用电量的结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×U1。U1为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超用电量。月度未开展集中竞价时，以贵州省燃煤发电上网基准价再乘以惩罚系数结算超用电量（下同）。

少用电量的结算价格=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， $U2 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少用电量。

根据超用电量或者少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。U1、U2系数原则上由贵州电力市场管理委员会提出，经贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局审定。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

（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。

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， $K1 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超发电量。

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， $K2 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少发电量。

根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。K1、K2具体系数原则上由贵州电力市场管理委员会提出，经贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局审定。

第一百一十条 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。

第一百一十一条 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。

第一百一十二条 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，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。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。

发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

第一百一十三条 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时，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《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。

第一百一十五条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场用户）的偏差电量费用与发电侧的上下调费用、偏差电量费用等之间的差额，按照当月上网电量或者用网电量占比分摊或者返还给所有市场主体，月结月清。

第十章 信息披露

第一百一十六条 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。

第一百一十七条 发电企业应披露的信息包括单不限于：

（一）公众信息

1. 企业全称、企业性质、所属发电集团、工商注册时间、营业执照、信用代码、法人代表、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等；

2. 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（二）公开信息

1. 电厂机组信息，包括电厂调度名称，电力业务许可证（发电类）编号，机组调度管辖关系，投运机组台数及编号，单机容量，投运日期，接入电压等级等。

（三）私有信息

1. 机组运行情况，包括机组特性参数、性能指标、出力及发电量、机组检修及设备改造计划，机组出力受限情况等；

2. 新能源发电企业日前、实时发电预测；

3. 发电企业燃料、燃气供应情况、存储情况、燃料供应风险等；

4. 水电企业来水情况、水库运行情况；

5. 各类合同电量、市场化交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第一百一十八条 售电公司应披露的信息包括但不限于：

（一）公众信息

1. 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、信用承诺书、资产总额等；

2. 企业变更情况，企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（二）公开信息

1. 履约保函缴纳信息（如有）；

2. 拥有配电网运营权的售电公司应披露电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域等信息；

3. 年度财务审计报告。

（三）私有信息

1. 股权结构、企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告及审计报告等；

2. 与代理用户签订的相关合同或协议信息、与发电企业签订的交易合同信息；

3. 市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第一百一十九条 电力用户应披露的信息包括但不限于：

（一）公众信息

1. 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别（大用户或一般用户）、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、主营业务、所属行业、高新技术企业的证书编号和有效期等。

（二）公开信息

1. 企业用电用电类别、接入地区、信用情况等。

（三）私有信息

1. 企业用电电压等级、供电方式、自备电源（如有）、最大变压器容量等；

2. 电力用户用电特性参数和指标；

3. 电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、用电性质以及计量点信息、用户电量信息等；

4. 市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第一百二十条 电网企业应披露的基本信息包括但不限于：

（一）公众信息

1. 企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、供电区域、输配电价格、各类政府性基金及附加、政府核定的输配电线损率等。

（二）公开信息

1. 市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况；

2. 非市场化用户的总购电量、总售电量，电网代理非市场用户的购销价差等；

3. 电网基本情况，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；

4. 电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备规划、投产、退出和检修情况。

5. 按《国家发展改革委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）有关要求，做好代理购电信息披露。

第一百二十一条 电力交易机构应披露的信息包括但不限于：

（一）公众信息

1. 机构全称、机构性质、联系方式、办公地址、网站网址、组织机构、业务流程、服务指南等；
2. 企业机构工商注册时间、股权结构、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人等；
3. 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；
4. 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；
5. 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。

（二）公开信息

1. 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、信用信息、电力用户拖欠电费情况、售电公司违约情况等；
2. 交易公告，包括交易品种、交易主体、交易规模、交易方式、交易准入条件、交易时间安排、交易开始时间及终止时间、交易参数、交易约束信息、交易其他准备信息等；
3. 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等；

4. 交易计划及其实际执行情况等；

5. 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。

（三）私有信息

1. 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；

2. 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；

3. 各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百二十二条 电力调度机构应披露的信息包括但不限于：

（一）公众信息

1. 机构全称、机构性质、联系方式、办公地址、网站网址、组织机构、业务流程、服务指南等；

2. 企业机构工商注册时间、股权结构、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人等。

（二）公开信息

1. 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；

2. 预测信息，包括系统负荷预测、可再生能源出力预测，水

电入库、出库、区间来水流量（非龙头电站）预测及发电计划等。

第一百二十三条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。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，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百二十四条 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。

第一百二十五条 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、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百二十六条 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。

第一百二十七条 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。

第一百二十八条 贵州能源监管办制定相关监管办法，并负责监督实施。

第十一章 市场监管和风险控制

第一百二十九条 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。

第一百三十条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。根据监管要求，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，采取有效风险控制措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局提交市场监控分析报告。

第一百三十一条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构报贵州能源监管办、省能源局同意后，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) 国家能源局、贵州能源监管办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。

第一百三十二条 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，并向贵州能源监管办、省能源局提交报告。

第一百三十三条 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贵州能源监管办、省能源局调解处理，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

第一百三十四条 贵州省电力交易机构可根据本规则制定具体实施办法，经贵州电力市场管理委员会审议通过，报贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局备案后实施。

第一百三十五条 本规则由贵州能源监管办、省发展改革委、省能源局按照职责分工负责解释。

第一百三十六条 本规则自发布之日起施行，《关于印发《贵州电力中长期交易规则》的通知》（黔监能市场〔2020〕52号）同时废止。

