

国家能源局云南监管办公室

云监能函〔2021〕132号

关于公开征求《云南电力中长期实施细则》 (征求意见稿)意见的函

云南省发展和改革委员会、云南省能源局，各有关单位、电力市场主体：

为进一步规范云南电力中长期交易，结合云南电力供需形势、电力市场运行情况和市场成员意见建议，国家能源局云南监管办公室会同有关单位组织对《云南电力中长期实施细则》进行了修订并形成征求意见稿，现向社会公开征求意见，请于12月14日前通过传真或电子邮件将征求意见反馈表反馈我办，逾期未反馈视为无意见。

联系人：王芮凌

电话：0871-63011555

传真：0871-63011556

邮箱：wangrl@nea.gov.cn

此函。

附件：1.云南电力中长期交易实施细则（征求意见稿）

2.征求意见反馈表

国家能源局云南监管办公室

2021年12月1日

(主动公开)

国家能源局云南监管办公室

2021年12月1日印发

云南电力中长期交易实施细则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进云南电力市场体系建设，根据《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）、《中共云南省委 云南省人民政府关于印发〈云南省进一步深化电力体制改革试点方案〉的通知》（云发〔2016〕10号）和有关法律、法规规定，结合云南电力市场建设经验和电力系统运行实际，制定本实施细则。

第二条 云南电力中长期交易坚持有利于电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率；坚持有利于营造公平、公正、开放的市场环境，发挥市场在资源配置中的决定性作用；坚持更好发挥政府作用，保障有效竞争和市场秩序；坚持节能减排和清洁能源优先上网，促进清洁能源生产和消纳，服务碳达峰、碳中和目标实现和以新能源为主体的新型电力系统建设；坚持优先保障省内用电和西电东送框架协议履行，促进云南省清洁能源优势向经济发展优势转化，有力支撑国家和云南省发展战略。

第三条 本实施细则与南方区域跨区跨省、跨境等其他市

场交易规则协同衔接，共同促进资源在更大范围内优化配置。

第四条 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。

执行政府定价的优先发电电量和基数电量（二者统称为计划电量）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，其执行和结算均须遵守本实施细则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第五条 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。

第六条 国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）和云南省能源局根据职能依法履行云南电力中长期交易监管职责。

省级相关主管部门可依据国家文件要求及本实施细则制定市场运行有关实施方案。昆明电力交易中心可依据本实施细则制订市场管理、交易组织、交易结算、信息披露、信用评价等管理办法，由云南电力市场管理委员会进行初步审议，经云南能源监管办和云南省能源局审定后执行。

第二章 市场成员

第七条 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。市场主体包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力用户、储能企业等。其中电力交易机构指昆明电力交易中心有限责任公司。

第一节 权利与义务

第八条 发电企业的权利和义务：

（一）按照本实施细则参与电力交易，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、电网接入服务和电力交易服务，按规定缴纳交易服务费；

（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。

第九条 电力用户的权利和义务：

（一）按照本实施细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、电网接入服务和电力交易服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等，按规定缴纳交易服务费；

（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）遵守云南省能源局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。

第十条 售电公司的权利和义务：

（一）可以采取多种方式通过电力市场购售电，可通过电力交易平台开展双边协商交易或集中交易；

（二）售电公司自主选择各级电力交易机构进行跨省跨区购电和省内购电；

（三）多个售电公司可以在同一配电区域内售电，同一售电公司可在多个配电区域内售电；

（四）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用；

（五）可根据用户授权掌握历史用电信息，在电力交易平台进行数据查询和下载；

（六）承担保密义务，不得泄漏用户信息；

(七) 遵守电力市场交易规则；

(八) 与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务；

(九) 受委托代理用户与电网企业的涉网事宜；

(十) 按照国家有关规定，在电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站上公示公司资产、从业人员、场所、技术支持系统、经营状况等信息、证明材料和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(十一) 不得干涉用户自由选择售电公司的权利；

(十二) 按照可再生能源电力消纳责任权重有关规定，承担与年售电量相对应的可再生能源电力消纳量；

(十三) 同意电力交易机构对其公司及公司从业人员满足注册条件的信息、证明材料对外公示，以及对其持续满足注册条件开展的动态管理。

第十一条 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）保障居民、农业用电及价格稳定，按规定组织实施电网企业代理购电；

（七）按规定与售电公司签订结算协议，按协议与售电公司开展损益结算；

（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。

第十二条 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）配合云南能源监管办和云南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。

第十三条 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

第十四条 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、符合发用电计划放开范围、未因严重违法失信行为被政府有关部门列入联合惩戒“黑名单”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。

第十五条 市场准入基本条件：

（一）电网企业

电网企业在电力交易机构履行相关注册手续后，为暂未直接从电力市场购电的工商业用户提供代理购电服务。

（二）发电企业

1. 依法取得发电项目核准或备案文件，按照《电力业务许可证监督管理办法》要求在规定时限内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；

4. 与云南电网并网运行的境外发电企业准入须取得电网企业的并网意见，并按要求履行发电企业相关义务。

（三）电力用户

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，在电网企业完成建档立户；

2. 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）、农业用电类别之外的工商业用户全部放开参与市场，对暂未直接参与市场的用户，由电网企业通过市场化代理购电；

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。

（四）售电公司准入条件按照国家及云南省对售电公司管理有关规定执行。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）。

第十六条 发电企业分为优先电厂和市场化电厂，具体划分标准由云南省能源局通过放开发电计划予以明确。市场化电厂应在电力交易机构注册，参与电力市场化交易，按本规则进行结算。

第十七条 参加批发交易的市场主体及参加零售交易的电力用户均实行注册制。其中，电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十八条 电力用户完成市场注册后，可参加零售交易，如选择参与批发交易，应满足相应条件并履行相应手续。

第十九条 直接参加市场化交易（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。其中，选择零售交易的，在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台绑定确认后，电力交易机构不再受理新的绑定申请，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第二十条 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、解散、工商注销，或依法被撤销、解散、关闭，不再发电或用电；
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云南电力市场准入条件；
4. 用电类别不再满足准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家及云南省相关的发用电政策。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易由电网代理购电。售电公司退出条件按照国家及云南省对售电公司管理有关规定执行。

第二十一条 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，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等规定处理。

第二十二条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。其中，售电公司无正当理由退市的，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。

第二十三条 已参与市场的电力用户选择转为电网企业代理购电的，用电价格按省级政府价格主管部门明确的价格政策执行。

第二十四条 地方电力企业和配售电企业应积极进行计量、营销等技术支持系统的建设或改造，实现与电力交易平台信息的互联互通，为地区市场主体的统一注册管理、交易和结算创造条件。

第三节 信用管理

第二十五条 电力交易机构应根据市场主体交易行为表现，持续开展市场主体交易行为信用评价，及时向市场主体公布评价结果，并向云南能源监管办、云南省能源局上报评价情况与市场主体的重大失信行为。

第二十六条 电力交易机构开展市场主体交易行为信用评价应坚持依法合规、客观公正、公开透明、及时准确的原则，以事实和客观证据为评价依据，维护市场公平。

第二十七条 各类市场主体违反电力市场规则的行为，由电力交易机构对发起方提供的违规依据进行核实，经确认后，纳入信用管理体系。

第二十八条 对交易行为信用表现较差的市场主体，可采取公众曝光、增加信用保证额度、限制交易业务权限及强制退出市场等措施，实现对交易行为信用风险的有效防控。

第二十九条 交易行为信用保证主要用于防范市场主体在电力交易过程中的违约风险，包括但不限于保证金、履约订金、履约保函、保险等措施。

第三章 市场注册、变更与注销

第三十条 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。

第三十一条 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。

第三十二条 市场主体完成注册进入市场后，应持续满足准入条件，接受、配合电力交易机构持续满足准入条件核查工作。若后续不再满足准入条件，电力交易机构可要求其限期整改，整改期间，可采取相应限制措施，逾期未完成整改的，可按规则采取限制其交易权限、移出目录等措施。

第三十三条 市场主体如因注册信息不一致影响市场运行，由市场主体自行承担相关后果及影响。

第三十四条 电力用户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采取同等安全等级的身份认证手段。参与零售交易的市场主体，应采用双因子身份鉴别等方式进行身份认证。

第三十五条 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，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

第三十六条 当国家政策调整或交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第三十七条 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。

第三十八条 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，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。

第三十九条 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，并保留其历史信息。其中，电力用户退市手续和程序可以适当简化。

第四十条 电网企业、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相应的电力交易机构办理注册手续。其中，售电公司工商注册地在云南省的，向昆明电力交易中心办理注册手续，工商注册地不在云南省的，在其他交易机构办理注册后，可将注册信息共享至昆明电力交易中心，按照云南电力市场的准入条件和市场规则完善注册信息，无须重复注册。电力交易机构根据市场主体注册情况向云南能源监管办、云南省能源局备案，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

第四十一条 云南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、合约（合同）转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第四十二条 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。按照本实施细则市场机制形成和结算的电量均纳入中长期电能量统计范畴。

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。其中集中交易包括集中竞价交易（集中撮合交易）、连续挂牌交易（滚动撮合交易）和挂牌交易三种形式。

第四十四条 双边协商交易是指市场主体之间自主协商交割时段、交易电量、价格，形成双边协商意向协议，在交易时间内通过电力交易平台进行申报和确认，并经校核成交。

第四十五条 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。集中竞价交易可采用边际出清或高低匹配等价格形成机制。

(一) 边际出清规则：

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格，形成购售双方价差， $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ 。按价差从大到小的顺序依次成交，确定成交电量和成交价格。价差为负不能成交。

2. 根据购方与售方最后一个交易匹配对确定成交电量、成交价格。边际出清价格为 $K1 \times \text{最后一个成交的购方申报价} + K2 \times \text{最后一个成交的售方申报价}$ ，其中 $K1=K2=0.5$ 。

(二) 高低匹配出清规则：

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格，形成购售双方价差， $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ 。按价差从大到小的顺序依次成交，确定成交电量和成交价格。价差为负不能成交。

2. 根据购方与售方交易匹配对确定成交电量、成交价格，成交价格为 $K1 \times \text{购方申报价} + K2 \times \text{售方申报价}$ ，其中 $K1=K2=0.5$ 。

3. 多个价差相同时，如售方申报电量之和大于(或等于)购方申报电量之和，则购方按申报电量全部成交，售方按申报电量等比例分配购方申报电量之和进行成交；如购方申报电量之和大于售方申报电量之和，则售方按申报电量全部成交，购方按申报电量等比例分配售方申报电量之和进行成交。

第四十六条 连续挂牌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成交。连续挂牌交易规则：

(一) 购方申报价大于等于售方申报价时即时成交。

(二) 售方按照申报价格从低到高顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

(三) 购方按照申报价格从高到低顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

(四) 成交价格为 $K3 \times \text{购方申报价} + K4 \times \text{售方申报价}$ ，其中 $K3=K4=0.5$ 。

第四十七条 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。可由市场主体委托电力交易机构将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息统一对外发布要约，由符合资格要求的市场

主体提出接受该要约的申请。挂牌交易规则：

（一）挂牌方申报挂牌电量、挂牌价格。

（二）摘牌方根据挂牌信息，申报摘牌电量。当全部摘牌电量之和小于（或等于）全部挂牌电量时，摘牌电量全部成交，挂牌电量按等比例分配摘牌电量进行成交；当全部摘牌电量之和大于全部挂牌电量时，挂牌电量全部成交，摘牌电量按等比例分配挂牌电量进行成交。

（三）成交价格为挂牌价格。

第四十八条 以双边协商和连续挂牌形式开展的电力中长期交易应当连续开市，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。双边合同在双边协商交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第四十九条 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、合约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。

第五十条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，可由省级相关主管部门授权或委托的企业和机构代理省内发电企业利用剩余输电容量进行跨区跨省交易；具备条件的发电企业也可直接进行跨区跨省交易，但交易申报电量需进行合理性校验，优先满足省内用电和西电东送框架协议履行。在满足省内用电和西电东送框架协议履行的前提下，鼓励省外的电网企业、电力用户和售电公司通过昆明电力交易中心进行市场化购电。

第五十一条 通过市场化机制合理疏导各类电源发电成本，促进电力供需平衡和可再生能源消纳，建设以新能源为主体的新型电力系统。在过渡期内可探索各类电源打捆配额的消纳机制，由省级相关主管部门明确配额比例。零售用户由售电公司统一承担配额消纳责任。

第五十二条 持续丰富交易品种，推动市场机制不断完善。开展绿色电力交易，以市场化方式引导绿色电力消费。探索建立灵活调节、储能、应急等不同类型的电源参与电力市场机制，引导各种类型电源的投资建设。建立需求侧响应机制，充分挖掘各类市场主体响应潜力，共同保障电力供应安全。相关规则另行制定。

第五章 价格机制

第五十三条 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。鼓励优先发用电计划电量、西电东送框架协议电量采取市场化机制确定价格。

第五十四条 电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格均为上网侧的绝对价格（含税），包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第五十五条 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的部分，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。

第五十六条 直接参与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。电网企业代理购电用户的用电价格按国家和云南省相关规定执行。

第五十七条 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。市场主体应签订分时段电力中长期合同，反映各时段价格，原则上分时电价峰谷比例不低于省级政府价格主管部门的有关规定。市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按省级政府价格主管部门规定的峰谷时段及浮动比例执行。

第五十八条 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。在集中竞价交易、连续挂牌等集中交易中，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、下限原则上由云南电力市场管理委员会提出，经云南能源监管办和云南省能源局审定，应当避免政府不当干预。

第五十九条 上调服务基准价 P_0 、偏差电量基准价 P_d 应用于市场交易、结算、考核、市场管控等机制中，电力交易机构应及时公开发布计算结果及计算过程。原则上，相关价格正式发布后不得再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南能源监管办、云南省能源局报备。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第六十条 云南省能源局应当在每年 11 月底前确定并下达次年优先发电计划和基数电量。按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第六十一条 云南电力市场中长期交易通过昆明电力交易中心运营的电力交易平台开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以电力交易平台服务器接收到的申报信息为准。

第六十二条 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。

第六十三条 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。交易公告满足信息披露有关要求，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,原则上直接交易的申报截止时间不得晚于交割开始时间;

(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。

交易公告应通过电力交易平台进行发布。

第六十四条 为应对清洁能源出力波动,防范市场风险,综合考虑来水预测、网络安全约束、检修计划等因素,确定电厂发电能力,可作为发电企业后续申报和成交电量的合理性校验条件;综合考虑电网检修、历史用电量、生产计划等因素,确定电力用户、售电公司用电需求,可作为电力用户、售电公司后续申报和成交电量的合理性校验条件。发电能力和用电需求可按规则动态合理调整。

第六十五条 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。

第六十六条 发电企业所有交易申报、成交电量均为上网侧电量;电力用户、售电公司所有交易申报、成交电量均为用电侧电量。所有申报数据均应通过发电能力、用电需求等合理性校验,未通过校验的申报电量按规则进行削减。

第六十七条 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。

第六十八条 昆明电力交易中心负责组织开展云南省可

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。电力交易机构可根据交易、结算等数据，对电力用户的可再生能源消纳责任完成情况、清洁能源消费情况等提供可信溯源及证明。

第六十九条 根据云南电力市场实际情况，支持小水电、分布式新能源等小微市场主体通过自主参与、售电公司代理、电力交易机构统一挂牌等方式参与电力市场。

第七十条 按照国家及云南省有关规定，组织开展电网企业代理购电交易、绿色电力交易等，纳入电力中长期交易管理范畴。

第二节 年度（多年）交易

第七十一条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的分月电量（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。申报数据通过合理性校验后，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。申报数据通过合理性校验后，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，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 月度交易

第七十六条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量）或年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第七十七条 市场主体经过线上或线下双边协商形成的意向协议，需要在双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。申报数据通过合理性校验后，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。

（一）在每月的双边交易关闸日，关闭次月的双边交易申报，后续其他月度的双边交易可继续申报、修改。

（二）交易双方可在规定时间内对双边交易合同价格进行调整，由一方填报经双方协商一致后的合同价格，另一方确认后生效。若未填报或未经确认，则继续执行原交易合同价格。

第七十八条 经合同双方协商一致后，可对已经签订的双边交易合同进行解约，由此产生的损失由双方自行承担。非不可抗力造成的双边交易合同解约，纳入市场主体交易行为信用评价机制。

第七十九条 采用集中交易方式开展月度交易时，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。申报数据通过合理性校验后，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，由电力交易机构根据市场规则组织进行交易削减和调整。

第八十一条 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。

第八十二条 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

第八十三条 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）。月内交易可通过双边协商或者集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第八十四条 市场主体经过双边协商形成的月内意向协议，需要在月内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。申报数据通过合理性校验后，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，形成双边交易预成交结果。

第八十五条 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。申报数据通过合理性校验后，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。

第八十六条 电力交易机构汇总每类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。

第八十七条 月内交易结束后，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

第八十八条 允许发用双方在协商一致的前提下，在双边协商交易申报截止前进行动态调整。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。

第八十九条 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、合约转让交易、偏差电量交易、偏差电量调整、合同电量滚动等机制进行偏差处理。

第九十条 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，发电企业申报上调报价（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）。允许发电企业在规定时间内，修改其次月上调和下调报价。

（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。价格相同时参考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。发电企业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。

第九十一条 偏差电量交易、合约转让交易机制。可采用双边协商或者集中交易等方式进行偏差电量交易、合约转让交易。发电企业存在少发电量时，可向具有超发电量的发电企业购入电量或出让合约；电力用户、售电公司存在少用电量时，可向具有超用电量的电力用户、售电公司售出电量或出让合约。原则上偏差电量交易在计费电量锁定、西电东送结算单获取后的30日内组织。偏差电量交易、合约转让交易均以交易组织时的电量、电价为准，成交结果发布后不再调整。

第六节 电力零售交易

第九十二条 开展电力零售交易的售电公司和电力用户均需在电力交易机构注册并纳入市场主体目录。在做好结算风险防控措施的情况下，电网企业与售电公司自愿签订结算协议，约定双方结算有关事项。

第九十三条 电力零售交易主要以电力零售套餐的形式组织开展，采用双边协商或者集中交易等方式组织开展。电力零售套餐成交后形成电力零售交易合同，售电公司和电力用户建立零售关系。

第九十四条 任何单位和个人不得干预电力用户自由选

择售电公司的权利。在一个交易周期内，电力用户只能向一家售电公司购买电力零售套餐。成功购买电力零售套餐后，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第九十五条 根据售电公司在批发市场与零售市场的交易情况，可采用售电公司结算保证金等机制，合理控制零售市场结算风险。

第九十六条 售电公司因政策调整等原因在批发交易中承担或分享的损益，可在零售交易合同基础上直接向零售用户进行传导，具体由双方在零售交易合同中约定或按省级政府有关部门的政策执行。

第七章 安全校核

第九十七条 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，由省级电力调度机构协调相关调度机构共同进行安全校核，各级电力调度机构均有提供电力交易（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。

第九十八条 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

组织交易，并将预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。

第九十九条 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。

第一百条 安全校核未通过时，由电力交易机构按规则进行交易削减。对于双边交易，可按照市场主体自行协商削减方案或时间优先、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。

第一百零一条 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。

市场主体对安全校核结果存在异议的，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，视为无异议。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百零二条 各市场成员原则上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。

第一百零三条 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。

第一百零四条 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。

第一百零六条 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。

第一百零七条 省内优先发电电量，原则上在每年年度双边协商交易开始前，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，其执行偏差可通过计划调整或偏差处理机制处理。

第一百零九条 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

第一百一十条 电力交易机构汇总省内市场成员参与各类交易合同（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、保电力供应安全要求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

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 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，事后向云南能源监管办、云南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，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。

第一百一十五条 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，并将计量数据提交电力交易机构。执行分时结算的，电网企

业应提供发电企业（机组）和电力用户的分时计量数据。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

第一百一十九条 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。

第一百二十 电网企业负责市场主体交易周期内实际电量的确认，按期向电力交易机构提供发电企业和电力用户交易周期内（月、日）实际电量。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、售电公司以交易周期内的实际用电量作为计费依据，售电公司用电量为其全部签约零售用户用电量之和。

第一百二十一条 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协议的，电网企业不承担欠费风险。

第一百二十三条 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云南省有关规定进行结算。

第一百二十四条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）上下调电量、电价和电费，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。

第一百二十五条 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。

第一百二十六条 发电企业结算基本原则：

（一）发电企业先进行月内（多日）交易合同电量结算，再进行月度交易合同电量结算。

（二）发电企业可先进行预结算，待偏差电量责任认定、偏差电量相关交易结束后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

（三）日结算。发电企业月内（多日）交易合同电量按日进行结算，根据日计量数据，月内（多日）交易合同电量按照其合同价格结算，少发电量进行偏差电量结算，超发电量进入月度结算。

（四）月度结算。发电企业月度交易合同电量（含年度交易分月合同电量）原则上按照省内优先发电合同电量、跨区跨省政府间协议计划电量、省内市场交易合同电量、西电东送市场化交易合同电量、偏差电量的顺序进行结算。

发电企业偏差电量指发电企业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=偏差电量基准价 $P_d \times R1$ 。 $R1$ 为发电侧超发电量惩罚系数， $R1 \leq 1$ 。

少发电量结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times R2$ 。 $R2$ 为发电侧少发电量惩罚系数， $R2 \geq 1$ 。

根据超发电量或少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数，同时按不同电源类型设置不同的偏差电量基准价。

第一百二十七条 批发交易用户（包括电力用户、售电公司）结算基本原则：

（一）批发交易用户先进行月内（多日）交易合同电量结算，再进行月度交易合同电量结算。

（二）日结算。批发交易用户月内（多日）交易合同电量按日进行结算，根据日计量数据，月内（多日）交易合同电量按照其合同价格结算，少用电量进行偏差电量结算，超用电量进入月度结算。

（三）月度结算。批发交易用户各类月度交易合同电量（含年度交易分月合同电量）结算不分顺序，按照各类合同电量的加权平均价格结算。

批发交易用户偏差电量分为超用电量 and 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=偏差电量基准价 $P_d \times U_1$ 。 U_1 为用户侧超用电量惩罚系数， $U_1 \geq 1$ 。

少用电量的结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times U_2$ 。 U_2 为用户侧少用电量惩罚系数， $U_2 \leq 1$ 。

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。

当电网企业与售电公司签订结算协议后，电力交易机构根据售电公司与电网企业签订的结算协议向售电公司出具结算依据，电网企业根据结算依据与售电公司进行结算。

第一百二十八条 电力零售用户以户号为单位进行结算，根据售电公司与零售用户在电力交易机构备案生效的协议向零售用户出具结算依据。

第一百二十九条 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。

第一百三十一条 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、调度认定免责少发电量后，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。

第一百三十二条 风电、光伏发电企业的电费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。

第一百三十三条 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《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）、《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）等补贴管理规定执行。

第一百三十四条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司）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纳入不平衡资金。

第一百三十五条 市场化交易结算工作原则上应在次月25日前完成，市场主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在结算依据发布后3个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同无异议。

第十章 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、私有信息、交换信息和监管信息。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；交换信息是指电力交易机构、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的数据和信息；监管信息是指具有电力市场监管职能的政府部门或第三方监管机构在开展电力监管业务活动时，要求市场成员提供的信息及其自身对外发布的监管活动信息。

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) 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 按照信息的内容和主要用途, 电力交易

平台上的市场信息分为交易信息、市场运营信息、服务信息等三大类。

（一）交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以市场公开信息、私有信息和交换信息为主。

（二）市场运营信息是指电力交易机构按照市场运营需求，定期通过电力交易平台向市场主体发布的相关市场信息。市场运营信息以社会公众信息和市场公开信息为主。

（三）服务信息是指电力交易机构为市场主体提供优质高效的电力交易服务而披露的信息，包括但不限于以下内容：

1. 电力交易的服务渠道，包括市场主体培训信息、电力交易服务热线电话等；
2. 市场主体的准入、退出、电力交易结算等关键业务的业务流程、时间计划、责任部门、服务电话等信息；
3. 电力交易机构就市场主体关注问题的反馈和回复等。

第一百四十一条 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。

第一百四十二条 电网企业应当披露的信息，包括但不限于：

- （一）发电机组、电力用户并网接入情况；
- （二）政府批准的输配电价、上网目录电价及其他收费

标准，电费结算信息；

（三）供电服务信息，包括提供服务能力，保底服务、普遍服务信息，停电、限电公告，故障抢修处理情况等。

（四）代理购电信息。按月发布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、市场化机组剩余容量相关情况、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。

第一百四十三条 电力调度机构应当披露的信息，包括但不限于：

（一）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；

（二）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；

（三）其他影响交易计划执行的事件；

（四）交易计划执行情况和偏差原因；

（五）系统运行对市场化交易有影响的相关情况。

第一百四十四条 发电企业应当向电力交易机构披露的信息，包括但不限于：

（一）注册信息及其变更情况；

（二）机组技术信息；

（三）与市场化交易有关的机组运行信息，如来水、来煤、发电能力、发电量、上网电量、检修、故障、改造、热

电联产情况等；

（四）其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十五条 售电公司、电力用户等市场主体应当向电力交易机构披露的信息，包括但不限于：

（一）注册信息及其变更情况；

（二）用电信息（包括用电装接容量、生产能力、用电需求预测等）；

（三）其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十六条 储能企业应当向电力交易机构披露的信息，包括但不限于：

（一）注册信息及其变更情况；

（二）储能设备信息（包括容量、需求预测等）；

（三）其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十七条 电力交易机构应当披露如下信息：

（一）已注册市场主体的基本信息；

（二）交易规则及交易组织计划；

（三）市场供需信息、市场竞价信息及成交信息；

（四）交易计划、优先发用电计划与执行情况，市场运行情况；

（五）交易结算情况；

（六）市场主体交易行为信用评价；

（七）经授权发布的市场干预信息；

（八）云南能源监管办、云南省能源局要求披露的其他信息。

第一百四十八条 电力交易机构应在电力交易开始前、交易过程中、交易结束后及时披露市场运行所需的相关信息。

(一) 交易开始前披露的信息至少应包含以下内容：

1. 市场需求侧信息，包括省内、西电东送、境外用电预测；
2. 市场发电侧信息，包括优先发电计划电量、市场化电厂发电能力预测；
3. 市场可竞价电量预测；
4. 电网阻塞管理信息；
5. 外送直流通道能力及交流联络线运行控制要求；
6. 交易事项及时间安排。

(二) 交易过程中，交易前披露的信息发生变化，并影响市场主体参与交易和申报的，应及时进行披露；同一交易周期组织多个交易品种的，应分别披露每个交易品种的交易情况，包括总体申报电量、总体成交电量、申报和成交平均价格、最高价格、最低价格、申报户数、成交户数等统计信息。

(三) 交易结束后，应对各类交易结果汇总后进行发布。

第一百四十九条 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。

第一百五十条 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。

第一百五十一条 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。

第一百五十二条 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。

第一百五十三条 云南能源监管办、云南省能源局根据实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十一章 市场监管和风险控制

第一百五十四条 云南能源监管办依法依规制定和完善云南电力市场监管实施办法或相关指引，持续加强电力市场科学监管，规范电力市场行为，指导云南电力市场管理委员会建立市场自律监督工作机制，共同维护良好的市场秩序。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，积极引入第三方专业机构，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。

第一百五十五条 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

云南能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统或将监管信息进行报送，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云南能源监管办和云南省能源局提交市场监控分析报告。

第一百五十六条 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）云南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。

第一百五十七条 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，并向云南能源监管办和云南省能源局提交报告。

第一百五十八条 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云南能源监管办和云南省能源局调解处理，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

第一百五十九条 云南能源监管办可以根据国家电力体制改革政策、云南省电力市场建设进程及电力运行相关情况会同云南省能源局对本实施细则进行修订，调整和优化相关条款。修订程序为：

（一）由电力交易机构按照市场运行情况和市场成员建议提出修订意见；

（二）云南电力市场管理委员会组织市场成员研究讨论；

（三）云南电力市场管理委员会上报云南能源监管办，由云南能源监管办会同云南省能源局进行修订。

第一百六十条 本实施细则自发布之日起施行，有效期与《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）一致。

第一百六十一条 本实施细则由国家能源局云南监管办公室负责解释。

附件 2

征求意见反馈表

填报单位：（加盖公章）

填报人：

联系方式：

序号	章节	条款	原条文内容	建议修改/增/删/为	修改理由