

2021 年云南电力市场化交易实施方案

第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场交易，构建安全、高效的市场结构和市场体系，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康发展，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）及电力体制改革配套文件、《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）、《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）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本方案。

第二条 本方案所称枯水期指每年 1-4 月、12 月，平水期指每年 5 月、11 月，汛期指每年 6-10 月，所称年、月、日均为自然年、自然月、自然日。

第三条 市场成员应当尊重市场，遵守规则，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，未严格执行相关规则 and 规定导致的损失由市场主体自行承担。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第二章 市场主体

第四条 2021 年发电企业准入范围：纳入省调电力电量

平衡的风电场、光伏电厂、火电厂，2004年1月1日后投产由总调、省调、省地共调并网运行公用水电厂（以该电厂第一台机组投运时间为准，下同），除保山、文山、怒江、迪庆、丽江、德宏、临沧（沧源、永德、镇康）等七个电价体系相对独立的州市外，其他州市地调、县调调管的110千伏及以上电压等级并网运行公用水电厂（简称“小水电”），以及上述范围内的新投电厂。

第五条 风电场、光伏电厂枯水期、平水期全部上网电量参与市场化交易，汛期全部上网电量均安排为保障居民电能替代电量，按照月度集中竞价交易成交均价结算。光伏扶贫项目按照有关文件规定执行，不参与市场化交易。如遇调整，则按最新政策文件执行。探索采用配额制、市场化交易等方式，促进新增风电、光伏等新能源消纳，实现平价上网。

第六条 2021年电力用户准入范围：符合国家产业政策、节能减排要求的经营性电力用户。除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外，其他电力用户均属于经营性电力用户。

第七条 电力用户完成市场注册后，可参加零售交易或批发交易。参加批发交易的电力用户，以下简称“批发用户”；参加零售交易的电力用户，以下简称“零售用户”。

第八条 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。未备案或未成交电量均视为超用电

量，按相应的市场化偏差价格机制结算。

第九条 售电公司准入范围：符合《云南电力市场准入与退出管理办法》及有关规定的售电公司。售电公司与云南电网公司具备条件时应签订结算协议，约定双方结算有关事项。

第十条 昆明电力交易中心依据《云南电力市场准入与退出管理办法》开展市场主体准入、注册、信息变更、注销等业务。

第三章 交易组织

第一节 基本要求

第十一条 交易资格。完成市场准入的发电企业、电力用户、售电公司还应满足如下条件方能参与电力市场化交易：

- （一）按时足额缴纳交易服务费等费用。
- （二）未因不良市场行为导致交易受限。
- （三）满足电力市场信用管理有关要求。
- （四）具备参与市场化交易的技术条件要求。
- （五）符合电力市场交易相关政策要求。

第十二条 交易单位。发电企业以厂为单位进行交易，电力用户以营销户号为单位进行交易，售电公司以公司为单位进行交易。

第十三条 交割时段。日前电量交易的交割时段为自然日，其他交易的交割时段为自然月。

第十四条 交易电量

（一）发电企业所有申报电量、成交电量均为上网侧电量。如云南省能源局确定的优先发电计划为发电负荷，则按

电厂上年度平均厂用电率折算至上网侧，发电结束后按照当月实际厂用电率将发电侧负荷折算至上网侧进行结算。

（二）电力用户、售电公司所有申报电量、成交电量均为用电侧电量。

（三）交易申报电量最小单位为 0.1 万千瓦时，合约转让交易、偏差电量交易申报电量最小单位为 0.0001 万千瓦时。

（四）单笔交易申报约束。双边协商交易单笔合同（分月）申报电量不小于 10 万千瓦时。集中竞价交易发电企业、售电公司可申报电量段数不高于 3 段，电力用户可申报电量段数为 1 段。连续挂牌交易单笔申报电量应不小于最低电量约束，剩余电量低于最低电量约束时全部电量应一次性挂单。其中，集中竞价交易的最低电量约束为 0.1 万千瓦时、月度连续挂牌交易的最低电量约束为 10 万千瓦时，日前连续挂牌交易的最低电量约束为 1 万千瓦时。

第十五条 交易价格

（一）所有申报价格、成交价格均为上网侧绝对价格（含税）。

（二）交易申报价格的最小单位为每千瓦时 0.001 元，合约转让交易、偏差电量交易申报价格的最小单位为每千瓦时 0.00001 元。

（三）具备峰谷分时计费条件的一般工商业用户，注册进入市场后继续执行峰谷分时电价。市场化交易形成的成交电价为平时段电价，根据用电时段，峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50%（其中独立价区用户峰谷浮动标准按照

地方政策执行)，确定峰、谷时段电价，结算时根据峰、平、谷时段用电量，分别计算各时段电费。执行峰谷分时电价产生的差额收益纳入不平衡资金。大工业用户市场化交易形成的价格为全时段价格。根据市场发展或国家有关改革要求，探索开展大工业用户带曲线交易和结算。

第十六条 上调服务基准价 P_0

上调服务基准价 P_0 为月度（含年度交易分月电量，下同）省内中长期电能量交易加权平均成交价。昆明电力交易中心在月度交易结束、相关交易价格全部确定后计算并发布上调服务基准价。昆明电力交易中心可在交易组织过程中动态发布上调服务基准价 P_0 统计值，为市场主体提供参考。原则上，上调服务基准价 P_0 以月底最后一个工作日发布值为准，发布后不再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南省能源局、国家能源局云南监管办公室（简称“云南能源监管办”）报备。月度上调服务基准价 P_0 的计算公式为：

$$P_0 = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (p_{j\text{双边协商}} \times q_{j\text{双边协商}} + p_{j\text{集中竞价}} \times q_{j\text{集中竞价}} + p_{j\text{连续挂牌}} \times q_{j\text{连续挂牌}})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (q_{j\text{双边协商}} + q_{j\text{集中竞价}} + q_{j\text{连续挂牌}})}$$

上式中， $q_{j\text{双边协商}}$ 为批发交易用户 j （包括批发用户和售电公司，下同）双边协商交易月度成交电量， $p_{j\text{双边协商}}$ 为批发交易用户 j 双边协商交易月度成交价格； $q_{j\text{集中竞价}}$ 为批发交易用户 j 集中竞价交易月度成交电量， $p_{j\text{集中竞价}}$ 为批发交易用户 j 集中竞价交易月度成交价格； $q_{j\text{连续挂牌}}$ 为批发交易用户 j 连续挂牌交

易月度成交电量， $P_{j\text{连续挂牌}}$ 为批发交易用户 j 连续挂牌交易月度成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$ 为参与市场化交易的批发交易用户总数。

省级政府相关部门在运用价格杠杆促进弃水电量消纳试点等文件中，明确不纳入上调服务基准价 P_0 统计的电量，不纳入上调服务基准价 P_0 计算。

第十七条 偏差电量基准价 P_d

实际发用电结束后，根据发电侧上网电量和月度发电计划（含优先发电计划），形成市场化清洁能源电厂整体净超发电量、火电厂整体净超发电量，计算偏差电量基准价 P_d 。原则上，偏差电量基准价 P_d 发布后不再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南省能源局、云南能源监管办报备。偏差电量基准价 P_d 计算公式为：

$$P_d = \max\left(\frac{\max(Q_{\text{清洁超发}}, 0) \times P_0 + \max(Q_{\text{火电超发}}, 0) \times P_{\text{火电挂牌}}}{\max(Q_{\text{清洁超发}}, 0) + \max(Q_{\text{火电超发}}, 0)}, P_0\right)$$

上式中， $Q_{\text{清洁超发}}$ 为清洁能源电厂的月度整体净超发电量， $Q_{\text{火电超发}}$ 为火电厂的月度整体净超发电量， $P_{\text{火电挂牌}}$ 为火电调节电量统一挂牌交易价格。

第十八条 云南电网公司、昆明电力交易中心及各市场主体应按《国家发展改革委 国家能源局关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行〔2020〕1784 号）、《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于做好 2021 年云南电力中长期合同签订工作的通知》（云能源运行〔2020〕211 号）做好电力中长期合同签订等有关工作。

第二节 申报数据合理性校验

第十九条 电力调度机构应加强对电网月度运行方式的披露，明确重点电站发电能力，发电企业根据调度机构披露发电能力和自身预测（最大发电能力）申报交易电量，超过披露发电能力部分自行承担偏差风险，因系统原因导致的超发电量按规则免除偏差考核。

第二十条 为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，市场主体所有申报数据均应通过发电能力、用电需求等合理性校验。发电能力、用电需求分月设置，发电企业实时获取其发电能力参与交易，累计可成交电量应不超过其最大发电能力；批发交易用户实时获取其用电需求参与交易，累计可成交电量应不超过其最大用电需求。售电公司用电需求为其在电力交易平台中对应月份所有正式签约电力用户用电需求之和。

第二十一条 发电能力默认值。发电能力默认值为综合历史发电量、一次能源预测等信息确定的可以大概率完成的发电能力：

（一）水电厂、风电场、光伏电厂发电能力默认值按其历史前3年对应月份月度上网电量的平均值确定。

（二）火电厂发电能力默认值按其可调装机容量、85%负荷率、上年度平均厂用电率计算确定。

（三）如发电企业投产时间不足3年，则相应参数（上网电量或平均利用小时数）根据历史同期对应月份月度平均

值确定。如当月无历史同期值，则相应参数采用省级电力调度机构披露的同类型发电厂同期月度平均利用小时数确定。

第二十二条 发电能力调整。发电企业可在每月最后 1 个工作日内通过云南电力交易平台申请调整次月发电能力。调整后的发电能力原则上不应超过其历史前 3 年对应月份上网电量最大值。如需进一步增加，则应提供来水预测、新投增容等相关书面材料，经昆明电力交易中心确认后生效，如材料不详或理由不足则不得通过。发电企业在月内可申请调整当月发电能力不超过 2 次。发电能力调减时，不得低于其优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。

第二十三条 发电能力调整风险控制。发电企业调整后发电能力超过其历史前 3 年对应月份上网电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。发电企业发电能力预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价。发电企业（火电企业除外）发电能力预测偏差值超过 0.5 亿千瓦时的，应通过书面方式说明原因，出现上述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，暂停该发电企业调整发电能力权限 3 个月，期间采用默认值作为其发电能力。发电能力预测偏差值和预测准确率计算方法如下：

$$\text{发电能力预测偏差值} = |\text{发电能力} - \text{上网电量}|$$

$$\text{发电能力预测准确率} = \left(1 - \frac{\text{发电能力预测偏差值}}{\text{上网电量}} \right) \times 100\%$$

第二十四条 用电需求默认值。电力用户用电需求默认值为该用户上年度对应月份用电量，售电公司用电需求默认值为其在电力交易平台中对应月份所有正式签约零售用户用电需求默认值之和。

第二十五条 用电需求调整。电力用户可在每月最后一个工作日前通过云南电力交易平台调整次月用电需求。批发用户的用电需求自行负责调整，零售用户的用电需求由其签约售电公司负责调整。调整后的用电需求原则上不应超过其历史前 24 个月月度用电量最大值。如需进一步增加，则应提供供电单位受理的该用户扩容、升压改造文件或用户投产计划等相关书面材料，经昆明电力交易中心确认后生效，如材料不详或理由不足则不得通过。如月内实际用电量已超过当前用电需求，电力用户可申请进一步调整增加当月用电需求 1 次。对拟新增投产但暂无营销户号的电力用户，在提供项目规划、审批、用电报装、双方签约零售协议等相关书面材料后，可调整增加售电公司的用电需求。用电需求调减时，不得低于其当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。

第二十六条 用电需求调整风险控制。电力用户调整后用电需求超过其历史 24 个月月度用电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。批发交易用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价，零售用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其签约售电公司评价指标。批发交

易用户用电需求预测偏差值超过 0.2 亿千瓦时的，应书面说明原因，出现上述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，暂停该批发用户或售电公司（含其全部签约零售用户）用电需求调整权限 3 个月，期间采用默认值作为其用电需求。用电需求预测偏差值和预测准确率计算方法与发电能力相同。

第二十七条 申报数据合理性校验。所有申报数据均应通过发电能力、用电需求等合理性校验。

（一）发电能力校验。发电企业申报电量不得超过其发电能力扣减优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力。

（二）用电需求校验。批发交易用户申报电量不得超过其用电需求扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余用电需求。

（三）开展申报数据合理性校验时，按照批发交易用户、发电企业的顺序依次开展。由未通过合理性校验的市场主体在规定时间内填写申报电量削减方案，削减方案涉及到的市场主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行申报电量削减，否则按照申报电量等比例原则同步削减交易双方的申报电量，直至通过申报数据合理性校验。

第二十八条 日前电量交易能力约束。日前电量交易中发电企业可申报电量不得超过其月度最大发电能力扣减当月优先发电计划电量、已成交电量后的剩余电量除以当月剩余天数，并不超过其当日可调装机容量满发电量。日前电量

交易中批发交易用户可申报电量不得超过其月度用电需求扣减当月已成交电量后的剩余电量除以当月剩余天数。

第二十九条 西电东送月度交易能力约束。组织跨区跨省电力市场化交易时，发电企业的最大可申报电量不得超过其发电能力扣减优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力。

第三节 交易组织

第三十条 优先用电计划。云南电网公司根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，通过云南电力交易平台填写分月优先用电计划具体类别及电量规模。

第三十一条 一类优先发电计划。云南电网公司根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，通过云南电力交易平台填写或确认分月一类优先发电计划具体类别及电量规模。市场化电厂和具备条件的非市场化电厂应按要求进行确认，签订厂网间购售电合同。

第三十二条 二类优先发电计划。昆明电力交易中心根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，确定相关发电企业分月优先发电计划，相关市场主体在规定时间内通过云南电力交易平台对优先发电计划电量进行确认。

第三十三条 优先发用电计划分为年度预申报、月度正式申报和最终确认三个阶段。

（一）年度预申报。云南电网公司通过云南电力交易平台提供西电东送年度分月计划、优先发用电量年度分月预测

等信息，根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，昆明电力交易中心组织相关市场主体进行优先发用电计划的年度预申报和确认，作为相关市场主体参与电力交易的边界条件。

（二）月度正式申报。云南电网公司通过云南电力交易平台提供西电东送月度计划、优先发用电量月度预测等信息，根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，昆明电力交易中心组织相关市场主体进行优先发用电计划的月度正式申报和确认，替代年度预申报优先发用电计划作为相关市场主体参与电力交易的边界条件。如遇西电东送月度计划调整的，则月度优先发用电计划同步进行调整。

（三）最终确认。月度发用电计划执行完毕后，云南电网公司通过云南电力交易平台提供当月西电东送结算电量、优先发用电实际电量等信息，并说明偏差原因。根据云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则，昆明电力交易中心组织相关市场主体进行优先发用电计划的最终确认，作为优先发用电计划结算依据。云南电网公司应将当月优先发用电、西电东送计划及执行情况、偏差原因报送云南省能源局、云南能源监管办。

（四）相关市场主体应在 1 个工作日内对优先发用电计划进行确认，如逾期未确认视为无意见。

第三十四条 当一类优先发电无法满足省内优先用电需求存在缺额电量时，可由云南电网公司作为市场主体或委托

具备交易资格的售电公司通过市场化方式对缺额电量进行购电，并按规则进行结算。如缺额电量当月未通过市场化方式进行交易，则由全部市场化电厂对缺额电量进行保障，该部分电量按照偏差电量基准价 P_d 结算，发电企业承担的缺额电量不参与超发电量考核结算。

第三十五条 云南电力市场中，定期开市的交易包括年度（多年）交易和月度（多月）交易；连续开市的交易包括日前电量交易。

第三十六条 年度（多年）交易组织

（一）原则上每年年底组织开展次年或后续多年年度交易，交易标的为次年或后续多年的分月电量，可采用双边协商和集中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批发交易用户。

（二）年度集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制，成交价格为： $K1 \times \text{购方申报价} + K2 \times \text{售方申报价}$ ， $K1=K2=0.5$ ；连续挂牌交易成交价格为： $K3 \times \text{购方申报价} + K4 \times \text{售方申报价}$ ， $K3=K4=0.5$ ；挂牌交易成交价格为挂牌价格。

（三）年度交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

第三十七条 月度（多月）交易组织

（一）每月组织开展次月或年度内剩余月份电量交易，交易标的为次月及之后某个月的电量，可采用双边协商和集中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批

发交易用户。

（二）月度双边交易。某交割月的双边协商交易可持续开展，直至交割前一个月的双边协商交易关闸日。双边协商交易的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。

（三）月度集中交易。集中交易仅开展次月电能量交易，直至集中交易关闸日。其中，集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制，成交价格为： $K1 \times \text{购方申报价} + K2 \times \text{售方申报价}$ ， $K1=K2=0.5$ ；连续挂牌交易成交价格为： $K3 \times \text{购方申报价} + K4 \times \text{售方申报价}$ ， $K3=K4=0.5$ ；挂牌交易成交价格为挂牌价格。集中竞价交易、连续挂牌交易联合开展时，前序集中竞价交易未成交申报数据可自动转入连续挂牌交易，视为连续挂牌交易开始时的同一时间申报。

（四）事前合约转让交易。每月采用双边协商交易方式，在正式发用电交割前组织开展次月已成交电量的事前合约转让交易。

1. 由于不可抗力等无法预见的原因，导致发电企业无法继续执行合约，经发电企业申请，昆明电力交易中心确认后，可对无法完成的合约进行出让。可出让电量为除一类优先发电量外的其他电量，出让价格为其所有可出让电量的加权平均价。发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。火电厂优先电量、调节电量不可出让。

2. 由于不可抗力等无法预见的原因，导致批发交易用户无法继续执行的合约，经批发交易用户申请，昆明电力交易中心确认后，可对无法完成的合约进行出让。可出让电量为该批发交易用户全部月度交易电量，出让价格为其所有可出让电量的加权平均价。批发交易用户受让电量不得超过其剩余用电需求。

3. 事前合约转让交易在发电企业之间，批发交易用户之间开展，成交价格为合约出让价格。

4. 事前合约转让交易的电量、电价均基于交易组织时的市场情况确定，成交结果发布后，不再进行调整，如确需调整的应同时说明调整理由，并向云南省能源局、云南能源监管办报备。

（五）月度（多月）交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

第三十八条 日前电量交易组织

（一）每个工作日组织开展下一个自然日的电量交易，若遇节假日则可同时开展多个自然日的电量交易，交易标的为日电量。

（二）日前电量交易主体为具备交易资格的发电企业，满足日计量要求、自愿向昆明电力交易中心提出日前电量交易申请并审核通过后的电力用户，以及与具备日前电量交易资格电力用户签约的售电公司。

（三）日前电量交易可采用集中竞价交易、连续挂牌交

易等方式开展，或选择其中一种交易方式开展。其中，集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制，成交价格为： $K1 \times$ 购方申报价 $+K2 \times$ 售方申报价， $K1=K2=0.5$ ；连续挂牌交易成交价格为： $K3 \times$ 购方申报价 $+K4 \times$ 售方申报价， $K3=K4=0.5$ 。集中竞价交易、连续挂牌交易联合开展时，前序集中竞价交易未成交申报数据可自动转入连续挂牌交易，视为连续挂牌交易开始时的同一时间申报。

（四）日前电量交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

第三十九条 不定期开市的交易组织。昆明电力交易中心可根据市场运行需要，在交割月月底前采用双边协商或集中交易（含集中竞价交易、连续挂牌交易、自主挂牌交易）等方式组织不定期开市的交易，但应按要求提前至少 5 个工作日面向全部市场主体发布交易公告，并向云南省能源局、云南能源监管办报备。

第四十条 火电电量交易

（一）根据优先发用电计划，安排火电厂优先发电量。

（二）为应对清洁能源发电能力波动，保障电力电量平衡，2021 年安排火电调节电量 115 亿千瓦时。其中，70 亿千瓦时按额定装机容量等比例分配至各火电厂；15 亿千瓦时按照各火电厂年度签约的电力中长期合同电量等比例分配至各火电厂；30 亿千瓦时分别按照 2021 年 1 月底、4 月底的存煤情况各安排 15 亿千瓦时，根据当期存煤奖励系数乘

以可调装机容量等比例分配至各火电厂。按照可调装机容量85%负荷率、上年度平均厂用电率测算，当期存煤可用天数低于12天的，存煤奖励系数为0；存煤可用天数不低于12天的，存煤奖励系数以1为基准，存煤天数每增加1天，存煤奖励系数增加0.02。

（三）年度火电调节电量统一挂牌。昆明电力交易中心会同电力调度机构统筹考虑供需情况、电网安全稳定运行、优化开机方式等因素，在2020年底前制定并公布火电调节电量分月计划。2021年年度交易时，由昆明电力交易中心对分月的火电调节电量组织统一挂牌交易，挂牌价格为 $P_{\text{火电挂牌}}$ 。批发交易用户参与摘牌成交，成交电量纳入摘牌批发交易用户的年度成交合约。年度交易时，火电调节电量统一挂牌成交量按额定装机容量等比例预分配至各火电厂，待月度交易信息披露时，再根据市场化交易情况、存煤奖励分配系数等正式分配至各火电厂。在月度上调服务基准价 P_0 发布后确定当月 $P_{\text{火电挂牌}}$ ：

$$P_{\text{火电挂牌}} = K_t \times \max(P_0, \text{云南燃煤发电基准价} - \text{最高调节价格})$$

其中， K_t 为火电调节电量挂牌系数，根据降成本和稳供应要求，2021年 K_t 暂取1；最高调节价格按《云南电力市场系统平衡调节机制管理办法》规定执行。

（四）各火电厂发电能力扣减优先发用电计划电量、调节电量年度挂牌成交预分配电量后的剩余电量，可按规则自主参与电力市场化交易。

（五）月度火电调节电量统一挂牌。根据月度电力供需情况，年度火电调节电量统一挂牌未成交电量，可由昆明电力交易中心在月度继续组织统一挂牌交易，挂牌价格为 $P_{\text{火电挂牌}}$ 。批发交易用户参与摘牌成交，成交电量纳入摘牌批发交易用户的月度成交合约。

（六）为支持小龙潭电厂热电联产供热需要，通过合理安排火电厂优先发电计划电量、火电调节电量以及参与市场化交易等方式，保障小龙潭电厂至少 16 万千瓦运行负荷。

（七）原则上各火电厂由于自身原因当月未完成的调节电量后续不再安排滚动补充，具体执行方式以《云南电力市场系统平衡调节机制管理办法》为准。

第四节 偏差电量处理机制

第四十一条 发电侧上下调预挂牌

（一）月度交易结束后，发电企业根据信息披露（交易公告）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）。

（二）发电侧上下调预挂牌采用“报价不报量”方式。考虑国家清洁能源保障性收购要求，清洁能源电厂上调预挂牌报价统一为上调服务基准价 P_0 ，清洁能源电厂系统原因下调预挂牌报价统一为 0.9 倍的上调服务基准价 P_0 。火电厂自主申报上下调预挂牌价格，上调报价不高于云南省燃煤发电基准价，下调报价不低于上调服务基准价 P_0 。火电厂在申报上下调预挂牌报价时，需同步申报月度备用能力，备用能力

不超过火电厂可调装机容量对应的月度发电量。

（三）昆明电力交易中心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。

第四十二条 偏差电量交易

（一）发用电结束后，采用双边协商交易、挂牌交易等方式开展偏差电量交易。采用挂牌交易方式开展偏差电量交易时，挂牌方为存在少发电量的发电企业和存在少用电量的批发交易用户，摘牌方为存在超发电量的发电企业和存在超用电量的批发交易用户。

（二）偏差电量交易的交易主体为存在偏差电量的发电企业、存在偏差电量的批发交易用户。偏差电量交易仅在发电企业之间、批发交易用户之间开展。

（三）偏差电量交易的交易标的为发电企业、批发交易用户的月度偏差电量。

（四）批发交易用户偏差电量交易的成交价格为上调服务基准价 P_0 ；发电企业偏差电量交易的成交价格为偏差电量基准价 P_d 。

（五）偏差电量交易的电量、电价均基于交易组织时的市场情况确定，成交结果发布后，不再进行调整，如确需调整的应同时说明调整理由，并向云南省能源局、云南能源监管办报备。

(六) 偏差电量交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

第四十三条 偏差电量调整机制

(一) 偏差电量预调整

月度事前合约转让交易结束后，以用电需求为基准，单一批发交易用户未成交电量占省内市场已发布成交电量比例大于等于 5% 时，启动偏差电量调整机制，将该批发交易用户未成交电量按发电企业剩余发电能力等比例进行偏差电量预调整，累加至本月发电计划。

(二) 偏差电量正式调整

实际发用电结束，优先开展西电东送框架协议内电量、省内市场化交易电量结算后，单一批发交易用户超用电量占市场化用户总用电量比例大于等于 5% 时，启动偏差电量调整机制，将该批发交易用户超用电量按用户侧少用电量、发电侧超发电量的顺序进行等比例偏差电量正式调整，偏差调整交易电量仍按相应偏差电量价格机制结算。其中，用户侧少用电量为偏差电量交易后的剩余少用电量，发电侧超发电量为完成西电东送框架协议内电量、省内市场化电量结算后的剩余超发电量。偏差电量正式调整形成的成交结果，发布后不再进行调整，如确需调整的应同时说明调整理由，并向云南省能源局、云南能源监管办报备。

第五节 小水电市场交易机制

第四十四条 小水电可选择自主交易、售电公司代理交

易、统一挂牌交易中的一种进入市场参与交易。小水电应在2020年底确定2021年交易方式，交易方式一旦选定，全年不得更改。

第四十五条 自主交易。小水电自主参与电力交易，成交电量和价格通过市场竞争形成。

第四十六条 售电公司代理交易。售电公司代理小水电全年的全部上网电量，代理小水电的电量总和不得超过售电公司的用电需求。具体交易流程如下：

（一）售电公司与小水电签订代理协议，确定全年分月的电量和价格，此成交电量和价格作为售电公司的购电成交合约。

（二）待月度发用电结束后，售电公司该月与小水电的实际成交电量调整为小水电实际上网电量扣减其优先电量，售电公司按调整后的实际成交电量进行偏差电量交易。

第四十七条 统一挂牌交易。昆明电力交易中心根据小水电委托，汇总参与统一挂牌交易小水电的电量信息，组织年度挂牌交易，将小水电年度总电量、分月电量比例统一挂牌，挂牌价格为月度上调服务基准价 P_0 ，批发交易用户摘牌。批发交易用户成交电量为年度电量，分月电量比例与挂牌比例一致，成交价格等于挂牌价格。

第四十八条 选择统一挂牌交易的小水电作为整体参与西电东送电量承接，再根据各小水电月度实际上网电量进行内部等比例分配。

第六节 地州区域内市场交易机制

第四十九条 在德宏、怒江等送出受阻且电价体系相对独立的地区，为鼓励地区内工业企业生产用电，充分消纳地区水电，促进地方经济发展，昆明电力交易中心可根据地区实际情况、地方政府政策以及本方案相关规定，探索建立地州区域内电力市场交易机制，相关方案报云南省能源局批准后组织实施。

第五十条 地州区域内电力市场交易组织按照双边协商、集中交易等方式探索开展，鼓励交易电价与用电量大小、电量增幅、工业产品价格等进行联动，实现多方互利共赢。

第七节 跨境电力市场交易机制

第五十一条 为落实国家和云南省关于面向南亚东南亚跨境电力合作交易平台建设的要求，积极鼓励境外主体参与云南电力市场。根据跨境市场发展需要，可另行制定跨境电力市场交易方案，报云南省能源局批准后组织实施。

第五十二条 与云南电网有电气连接的境外电网、发电企业、电力用户或相关企业，在满足所在国家（地区）相关法律法规和政策规定的前提下，可按照中华人民共和国对外贸易相关的法律法规和云南电力市场有关规定注册成为市场主体，通过与云南省内具有跨境电力贸易资质的企业建立购售电关系，参与云南电力市场交易。

第五十三条 跨境市场主体参与云南电力市场交易时，可按照双边协商、集中交易等方式开展，交易价格通过市场

机制形成。

第五十四条 昆明电力交易中心按照云南电力市场相关规则对境外市场主体进行结算。

第五十五条 依托昆明电力交易中心，进一步丰富现货产品种类，逐步建成面向南亚东南亚跨境电力合作交易平台。

第四章 校核与执行

第一节 安全校核

第五十六条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。安全校核的主要内容为通道输电能力限制。具体安全校核原则由电力调度机构制订，充分征求市场主体意见后发布执行，并报云南省能源局、云南能源监管办报备。

第五十七条 电力调度机构应当及时向昆明电力交易中心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。

第五十八条 昆明电力交易中心以各断面、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。

（一）年度（多年）交易结束后，昆明电力交易中心汇总每类交易的预成交电量，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，由昆明电力交易中心发布。

（二）月度（多月）直接交易结束后，昆明电力交易中心汇总次月每类交易的预成交电量，提交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，由昆明电力交易中心发布。

（三）每月发电侧事前合约转让交易结束后，昆明电力交易中心汇总发电企业事前合约转让交易的预成交电量，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在 1 个工作日内返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。安全校核未通过的电量继续由合约出让方承接。

（四）日前电量交易结束后，昆明电力交易中心将预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。原则上电力调度机构应在当日 17:00 前返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。

第五十九条 安全校核未通过时，由昆明电力交易中心组织按市场化电量、优先发电量的顺序依次进行削减。削减市场化电量时，先由未通过安全校核的市场主体在规定时间内填写预成交电量削减方案，削减方案涉及到的市场主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行电量削减；再按成交时间倒序原则对预成交电量进行削减（含双边协商交易预成交电量、集中交易预成交电量），如削减电量为双边协商交易预成交电量，则对合同另一方进行同步削减，如削减电量为集中交易预成交电量，则仅削减安全校核不通过一方的预成交电量，由此产生的结算不平衡由不平衡资金支付或收取。

第六十条 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，由昆明电力交易中心予以公布。

市场主体对安全校核结果存在异议的，应当在结果发布1个工作日内向昆明电力交易中心提出，由昆明电力交易中心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。

第二节 交易执行

第六十一条 昆明电力交易中心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。

第六十二条 昆明电力交易中心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，昆明电力交易中心负责公布相关信息。

第六十三条 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。

第六十四条 在满足电网安全稳定运行要求的情况下，电力调度机构优先保障各火电厂发电计划完成进度相当，其

次考虑开机率相当、节能低碳等原则进行安排。当全网清洁能源消纳困难或系统实际需求小于预期需要调减火电出力时，按照下调机组调用排序列表调减；当系统实际需求超出预期需要增加火电出力时，按照上调机组调用排序列表调用发电。

第六十五条 交易执行时序

(一) 发用电结束后，发电侧交易执行时序如下：

1. 昆明电力交易中心根据市场化电厂实际上网电量、月度发电计划，计算并发布偏差电量基准价 P_d 。

2. 优先发电计划电量、火电电量调整。根据西电东送实际送电量和优先发用电执行情况，按云南省能源局确定的优先发用电计划安排原则调整市场化电厂优先发电计划电量等。根据实际厂用电率调整火电厂优先发电计划电量等。火电厂按照调节电量、西电东送框架协议电量的顺序依次进行内部调整，火电厂未完成的调节电量、西电东送框架协议电量依次按超发电量等比例调整至其他火电厂，由于自身原因未完成的电量原则上后续不再滚动补充。

3. 偏差电量调整机制。启动偏差电量调整机制时，将用户侧超用电量与少用电量按等比例原则进行偏差电量调整交易后，再将用户侧剩余超用电量与市场化电厂超发电量按等比例原则进行偏差电量调整交易。

4. 西电东送市场化交易电量调整。以广州电力交易中心发布的跨区跨省市场化交易结果作为相关发电企业西电东送市场化交易电量。按广州电力交易中心最终出具结算单中

分割确定的各发电企业结算电量，对发电企业西电东送市场化交易电量进行调整，据此开展偏差电量交易和最终结算。

5. 偏差电量交易。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。

6. 偏差电量认定。发电企业在执行上述交易及调整后，共同保障优先发电不足的缺额电量，并将剩余偏差电量提交电力调度机构进行认定。

（二）发用电结束后，用户侧交易执行时序如下：

1. 偏差电量交易。用户存在少用电量时，可向具有超用电量的用户购入电量。

2. 偏差电量调整机制。启动偏差电量调整机制时，将用户侧超用电量与少用电量按等比例原则进行偏差电量调整交易。

3. 偏差电量认定。

第五章 市场结算

第一节 基本要求

第六十六条 昆明电力交易中心负责向处于市场中的市场主体出具结算依据，并列出结算明细项，其中涉及的跨区跨省交易结算依据由广州电力交易中心向昆明电力交易中心出具。云南电网公司根据发电企业结算明细与对应的电力用户结算明细进行确认无误后，按照昆明电力交易中心出具的正常电费及偏差电费结算依据向各市场主体结算电费及偏差电费，偏差电量引起的电费资金应当在市场化结算依据中单项列示。结算中电量单位为千瓦时，保留 0 位小数，电

价单位为元每千瓦时，保留 5 位小数，电费单位为元，保留 2 位小数。

第六十七条 云南电网公司负责市场主体交易周期内实际电量的确认，按期向昆明电力交易中心提供发电企业和电力用户交易周期内（月、日）实际电量。云南电网公司每月 6 日 24 点前将全部市场化电厂和市场化用户冻结的营销计费账务数据推送至昆明电力交易中心，作为后续市场化结算计费依据。发电企业以交易周期内的实际上网电量作为计费依据，电力用户或售电公司以交易周期内的实际用电量作为计费依据，电费按日核算，月结月清。

第六十八条 市场主体可通过云南电力交易平台查询相关结算依据。市场主体接收市场化结算依据后，应进行核对确认，如有异议应在结算依据发布后 3 个工作日内告知昆明电力交易中心，逾期则视同无异议。

第二节 批发交易用户结算

第六十九条 结算原则

（一）电力用户按营销户号为单位进行结算，售电公司以公司为单位进行结算。

（二）批发用户到户电费包括交易电费、输配电费（含基本电费）、基金及附加、力调电费等。其中，交易电费按本方案计算，输配电费（含基本电费）、基金及附加、力调电费等根据用户实际用电情况与政府核定价格标准计算。

（三）售电公司批零电费差额收益为售电公司零售电能

电费与售电公司批发交易电费之差。其中，售电公司零售电能电费按《云南电力市场零售交易管理办法》计算；售电公司批发交易电费按本方案计算。

（四）按照日前电量交易、月度交易的顺序开展结算。

（五）成交电量按照成交价格进行结算，偏差电量分为超用电量 and 少用电量分别结算。

批发交易用户超用电量惩罚系数 U_1 默认值为 1.2，少用电量惩罚系数 U_2 默认值为 0.8。根据《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于做好 2021 年云南电力中长期合同签订工作的通知》（云能源运行〔2020〕211 号），对 2021 年年度中长期交易签约比例达到要求的批发交易用户的超用电量惩罚系数 U_1 、少用电量惩罚系数 U_2 进行优化调整。

第七十条 偏差电量交易电量分割计算

根据日前电量交易、双边协商交易、集中竞价交易、连续挂牌交易、挂牌交易和事前合约转让交易的成交结果，以及电网营销抄录确认的用户实际用电量，计算用户月度超用、少用偏差电量，作为偏差电量交易的约束条件之一。电网营销抄录确认的用户实际用电量在云南电力交易平台中锁定后不得变更，作为后续市场化结算计费依据。

第七十一条 日前电量交易结算

（一）合约电量电费结算

第 n 天日前电量交易合约电费 $f_{n \text{ 日合约}}$ 为：

$$f_{n \text{ 日合约}} = p_{n \text{ 日合约}} \times q_{n \text{ 日合约}}$$

式中， $p_{n\text{日合约}}$ 为用户第 n 天日前电量交易成交价格， $q_{n\text{日合约}}$ 为用户第 n 天日前电量交易成交电量。

(二) 偏差电量电费结算

1. 日前电量交易超用电量结算

第 n 天日前电量交易超用电量 $\Delta q_{n\text{日合约}}^+$ 为：

$$\Delta q_{n\text{日合约}}^+ = \max(q_{n\text{日实际}} - q_{n\text{日合约}}, 0)$$

上式中， $q_{n\text{日实际}}$ 为批发交易用户第 n 天的日实际用电量，其中售电公司第 n 天的实际用电量为其签约且具备日前电量交易资格零售用户的第 n 天实际用电量之和。

日前电量交易超用电量纳入月度合约结算。

2. 日前电量交易少用电量结算

第 n 天日前电量交易少用电量 $\Delta q_{n\text{日合约}}^-$ 为：

$$\Delta q_{n\text{日合约}}^- = \min(q_{n\text{日实际}} - q_{n\text{日合约}}, 0)$$

第 n 天日前电量交易少用电量电费 $\Delta f_{n\text{日合约}}^-$ 为：

$$\Delta f_{n\text{日合约}}^- = P_d \times \Delta q_{n\text{日合约}}^-$$

上式中， P_d 为偏差电量基准价。

(三) 偏差电量考核及免责结算

1. 偏差电量考核结算

第 n 天日前电量交易少用电量设置成交电量 3% 的免考核阈值，第 n 天日前电量交易少用考核电量 $\Delta q_{n\text{日合约考核}}^-$ 为：

$$\Delta q_{n\text{日合约考核}}^- = \min(\Delta q_{n\text{日合约}}^- + q_{n\text{日合约}} \times 3\%, 0)$$

第 n 天日前电量交易少用考核电价 $P_{n\text{日合约考核}}^-$ 为 $P_d \times (U_2 - 1)$ ，其中 P_d 为偏差电量基准价， U_2 为少用电量惩罚系数。

第 n 天日前电量交易少用考核电费 $\Delta f_{n\text{日考核}}^-$ 为：

$$\Delta f_{n\text{日考核}}^- = p_{n\text{日合约考核}}^- \times \Delta q_{n\text{日合约考核}}^-$$

2. 偏差电量免责结算

第 n 天日前电量交易少用电量根据偏差认定情况属于免责的，免除偏差考核费用。第 n 天日前电量交易少用免责电量 $\Delta q_{n\text{日免责}}^-$ 为：

$$\Delta q_{n\text{日免责}}^- = \max(\Delta q_{n\text{日合约考核}}^-, -|\Delta q_{n\text{日申请免责}}^-|)$$

上式中， $\Delta q_{n\text{日申请免责}}^-$ 为用户第 n 天申请并审核通过的日前电量交易免责少用电量，售电公司 $\Delta q_{n\text{日申请免责}}^-$ 为其所有签约且具备日前电量交易资格零售用户申请并审核通过的第 n 天日前电量交易免责少用电量之和。

用户第 n 天日前电量交易少用电量免责结算电费 $\Delta f_{n\text{日免责}}^-$ 为：

$$\Delta f_{n\text{日免责}}^- = (p_{n\text{日合约}} - p_{n\text{日合约考核}}^- - P_d) \times \Delta q_{n\text{日免责}}^-$$

(四) 交易电费结算

用户第 n 天日前电量交易理论上结算电能电费 $f_{n\text{日结算电能(理论)}}$ 为：

$$f_{n\text{日结算电能(理论)}} = f_{n\text{日合约}} + \Delta f_{n\text{日合约}}^-$$

为防止市场主体无序竞争，用户第 n 天日前电量交易实际结算的电能电费 $f_{n\text{日结算电能(实际)}}$ 为：

$$f_{n\text{日结算电能(实际)}} = \max(f_{n\text{日结算电能(理论)}}, \min(q_{n\text{日实际}}, q_{n\text{日合约}})) \times p_{n\text{日合约}} \times \alpha$$

式中， α 为用户侧偏差收益风险控制系数，值为 0.8。

用户第 n 天日前电量交易结算的考核及免责电费 $f_{n\text{日结算考核及免责}}$ 为：

$$f_{n\text{日结算考核及免责}} = \Delta f_{n\text{日考核}}^- + \Delta f_{n\text{日免责}}^-$$

用户第 n 天日前电量交易结算的交易电费 $f_{n\text{日结算交易}}$ 为：

$$f_{n\text{日结算交易}} = f_{n\text{日结算电能 (实际)}} + f_{n\text{日结算考核及免责}}$$

用户第 n 天日前电量交易结算中纳入不平衡资金的金额 $f_{n\text{日结算不平衡}}$ 为：

$$f_{n\text{日结算不平衡}} = f_{n\text{日结算交易}} - f_{n\text{日结算电能 (理论)}}$$

(五) 用户月度日前电量交易电费结算

用户月度日前电量交易结算的交易电费 $f_{\text{日结算交易}}$ 为：

$$f_{\text{日结算交易}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} f_{n\text{日结算交易}}$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

用户月度日前电量交易结算纳入不平衡资金的金额 $f_{\text{日结算不平衡}}$ 为：

$$f_{\text{日结算不平衡}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} f_{n\text{日结算不平衡}}$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

用户日前电量交易月度累计结算电量 $q_{\text{日结算}}$ 为：

$$q_{\text{日结算}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (q_{n\text{日合约}} + \Delta q_{n\text{日合约}}^-)$$

用户月度日前电量交易结算后，剩余的月度可结算电量 $q_{\text{月度可结算}}$ 为：

$$q_{\text{月度可结算}} = q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日结算}}$$

式中， $q_{\text{月度实际}}$ 为批发交易用户的月度实际用电量，其中售电公司的月度实际用电量为其所有签约零售用户的月度实

际用电量之和。

第七十二条 月度交易结算

(一) 合约电量电费结算

用户月度交易合约电量 $q_{\text{月度合约}}$ 为月度成交电量（不含偏差调整成交电量）之和，即：

$$q_{\text{月度合约}} = q_{\text{双边协商}} + q_{\text{集中竞价}} + q_{\text{连续挂牌}} + q_{\text{挂牌}} + q_{\text{事前转让}} + q_{\text{偏差交易}}$$

上式中， $q_{\text{双边协商}}$ 为用户双边协商交易月度成交电量； $q_{\text{集中竞价}}$ 为用户集中竞价交易月度成交电量； $q_{\text{连续挂牌}}$ 为用户连续挂牌交易月度成交电量； $q_{\text{挂牌}}$ 为用户挂牌交易月度成交电量； $q_{\text{事前转让}}$ 为用户事前合约转让交易月度成交电量； $q_{\text{偏差交易}}$ 为用户偏差电量交易月度成交电量。

用户月度成交合约价格 $p_{\text{月度合约}}$ 为：

$$p_{\text{月度合约}} = (q_{\text{双边协商}} \times p_{\text{双边协商}} + q_{\text{集中竞价}} \times p_{\text{集中竞价}} + q_{\text{连续挂牌}} \times p_{\text{连续挂牌}} + q_{\text{挂牌}} \times p_{\text{挂牌}} + q_{\text{事前转让}} \times p_{\text{事前转让}} + q_{\text{偏差交易}} \times p_{\text{偏差交易}}) / q_{\text{月度合约}}$$

上式中， $p_{\text{双边协商}}$ 为用户双边协商交易月度成交价格； $p_{\text{集中竞价}}$ 为用户集中竞价交易月度成交价格； $p_{\text{连续挂牌}}$ 为用户连续挂牌交易月度成交价格； $p_{\text{挂牌}}$ 为用户挂牌交易月度成交价格； $p_{\text{事前转让}}$ 为用户事前合约转让交易月度成交价格； $p_{\text{偏差交易}}$ 为用户偏差电量交易月度成交价格。

用户月度合约电费 $f_{\text{月度合约}}$ 为：

$$f_{\text{月度合约}} = p_{\text{月度合约}} \times q_{\text{月度合约}}$$

(二) 偏差电量电费结算

1. 月度交易超用电量结算

用户月度交易超用电量 $\Delta q_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度}}^+ = \max(q_{\text{月度可结算}} - q_{\text{月度合约}}, 0)$$

式中， $q_{\text{月度可结算}}$ 为用户月度日前电量交易结算后，剩余的月度可结算电量。

用户月度交易超用电量电费 $\Delta f_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度}}^+ = P_d \times \Delta q_{\text{月度}}^+$$

上式中， P_d 为偏差电量基准价。

2. 用户月度交易少用电量结算

用户月度交易少用电量 $\Delta q_{\text{月度}}^-$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度}}^- = \min(q_{\text{月度可结算}} - q_{\text{月度合约}}, 0)$$

用户月度交易少用电量电费 $\Delta f_{\text{月度}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度}}^- = P_d \times \Delta q_{\text{月度}}^-$$

上式中， P_d 为偏差电量基准价。

（三）偏差电量考核及免责结算

1. 偏差电量考核结算

（1）超用电量考核结算

用户月度交易超用电量考核电费 $\Delta f_{\text{月度考核}}^+$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度考核}}^+ = P_d \times (U_1 - 1) \times \Delta q_{\text{月度}}^+$$

上式中， U_1 为超用电量惩罚系数。

（2）少用电量考核结算

用户月度交易少用电量设置成交电量 3% 的免考核阈值，用户月度交易少用考核电量 $\Delta q_{\text{月度考核}}^-$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度考核}}^- = \min(\Delta q_{\text{月度}}^- + q_{\text{月度合约}} \times 3\%, 0)$$

用户月度交易少用电量考核电价 $p_{\text{月度考核}}^-$ 为 $P_d \times (U_2 - 1)$ ，其中 U_2 为少用电量惩罚系数， P_d 为偏差电量基准价。

用户月度交易少用电量考核电费 $\Delta f_{\text{月度考核}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度考核}}^- = p_{\text{月度考核}}^- \times \Delta q_{\text{月度考核}}^-$$

2. 偏差电量免责结算

(1) 超用电量免责结算

用户月度超用电量根据偏差认定情况属于免责的，免除偏差考核费用。用户月度交易超用免责电量 $\Delta q_{\text{月度免责}}^+$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度免责}}^+ = \min(\Delta q_{\text{月度}}^+, \Delta q_{\text{月度申请免责}}^+)$$

上式中， $\Delta q_{\text{月度申请免责}}^+$ 为用户申请并审核通过的月度超用免责电量，售电公司 $\Delta q_{\text{月度申请免责}}^+$ 为其所有签约零售用户申请并审核通过的月度超用免责电量之和。

用户月度交易超用电量免责结算电费 $\Delta f_{\text{月度免责}}^+$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度免责}}^+ = P_d \times (1 - U_1) \times \Delta q_{\text{月度免责}}^+$$

(2) 少用电量免责结算

用户月度少用电量根据偏差认定情况属于免责的，免除偏差考核费用。用户月度交易少用免责电量 $\Delta q_{\text{月度免责}}^-$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度免责}}^- = \max(\Delta q_{\text{月度考核}}^-, -|\Delta q_{\text{月度申请免责}}^-|)$$

上式中， $\Delta q_{\text{月度申请免责}}^-$ 为用户申请并审核通过的月度少用免责电量，售电公司 $\Delta q_{\text{月度申请免责}}^-$ 为其所有零售用户申请并审核通过的月度少用免责电量之和。

用户月度交易少用电量免责结算电费 $\Delta f_{\text{月度免责}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度免责}}^- = (p_{\text{月度合约}} - p_{\text{月度考核}}^- - P_d) \times \Delta q_{\text{月度免责}}^-$$

(四) 交易电费结算

用户月度交易理论上结算的电能电费 $f_{\text{月度结算电能(理论)}}$ 为：

$$f_{\text{月度结算电能(理论)}} = f_{\text{月度合约}} + \Delta f_{\text{月度}}^+ + \Delta f_{\text{月度}}^-$$

为防止市场主体无序竞争，用户月度交易实际结算的电能电费 $f_{\text{月度结算电能(实际)}}$ 为：

$$f_{\text{月度结算电能(实际)}} = \max(f_{\text{月度结算电能(理论)}} - \Delta f_{\text{月度}}^+, \min(q_{\text{月度可结算}}, q_{\text{月度合约}}) \times p_{\text{月度合约}} \times \alpha) + \Delta f_{\text{月度}}^+$$

式中， α 为用户侧偏差收益风险控制系数，值为 0.8。

用户月度交易结算的考核及免责电费 $f_{\text{月度结算考核及免责}}$ 为：

$$f_{\text{月度结算考核及免责}} = \Delta f_{\text{月度考核}}^+ + \Delta f_{\text{月度考核}}^- + \Delta f_{\text{月度免责}}^+ + \Delta f_{\text{月度免责}}^-$$

用户月度交易结算的交易电费 $f_{\text{月度结算交易}}$ 为：

$$f_{\text{月度结算交易}} = f_{\text{月度结算电能(实际)}} + f_{\text{月度结算考核及免责}}$$

用户月度交易结算中纳入不平衡资金的金额 $f_{\text{月度结算不平衡}}$ 为：

$$f_{\text{月度结算不平衡}} = f_{\text{月度结算交易}} - f_{\text{月度结算电能(理论)}}$$

第七十三条 峰谷分时电价电费结算

具备峰谷分時計费条件的一般工商业用户，注册进入市场后继续执行峰谷分时电价。参加批发交易电力用户的分时系数 $\varphi_{\text{分时}}$ 为：

$$\varphi_{\text{分时}} = \frac{q_{\text{大工业}} + q_{\text{峰}} \times (1 + \delta_{\text{峰}}) + (q_{\text{平}} + q_{\text{常}}) \times (1 + \delta_{\text{平}}) + q_{\text{谷}} \times (1 + \delta_{\text{谷}})}{q_{\text{月度实际}}}$$

上式中， $q_{\text{大工业}}$ 为该户号下大工业计量点的合计用电量； $q_{\text{峰}}$ 为该户号下一般工商业计量点峰时段用电量； $q_{\text{平}}$ 为该户号下一般工商业计量点平时段用电量； $q_{\text{常}}$ 为该户号下一般工商业

计量点常电量； $q_{\text{谷}}$ 为该户号下一般工商业计量点谷时段用电量； $\delta_{\text{峰}}$ 为批发交易的电力用户峰时段浮动系数，值为 50%； $\delta_{\text{平}}$ 为批发交易电力用户平时段浮动系数，值为 0； $\delta_{\text{谷}}$ 为批发交易电力用户谷时段浮动系数，值为 -50%；独立价区用户峰谷浮动标准及系数按照地方政策执行。

批发用户月度结算的峰谷分时提取电费 $f_{\text{批发分时提取}}$ 为：

$$f_{\text{批发分时提取}} = f_{\text{电能电费}} \times (\varphi_{\text{分时}} - 1)$$

上式中， $f_{\text{电能电费}}$ 为批发用户月度结算的电能电费，计算方式为：

$$f_{\text{电能电费}} = f_{\text{日结算电能 (实际)}} + f_{\text{月度结算电能 (实际)}}$$

参与零售交易的一般工商业用户按《云南电力市场零售交易管理办法》执行峰谷分时电价。售电公司在批发交易结算中，不提取峰谷分时电费。

第七十四条 批发交易用户交易电费结算

(一) 批发用户交易电费结算

批发用户月度结算的交易电费 $f_{\text{交易电费}}$ 为月度日前电量交易结算的交易电费 $f_{\text{日结算交易}}$ 、月度交易结算的交易电费 $f_{\text{月度结算交易}}$ 、峰谷分时提取电费 $f_{\text{批发分时提取}}$ 之和，即：

$$f_{\text{交易电费}} = f_{\text{日结算交易}} + f_{\text{月度结算交易}} + f_{\text{批发分时提取}}$$

(二) 售电公司批发交易电费结算

售电公司月度结算的批发交易电费 $f_{\text{售电公司批发交易}}$ 为月度日前电量交易结算的交易电费 $f_{\text{日结算交易}}$ 、月度交易结算的交易电费 $f_{\text{月度结算交易}}$ 之和，即：

$$f_{\text{售电公司批发交易}} = f_{\text{日结算交易}} + f_{\text{月度结算交易}}$$

在《云南电力市场零售交易管理办法》中，售电公司向 B 类零售用户分配时，锁定的售电公司批发电能电费 $f_{\text{售电公司批发电能}}^{\text{零售分配}}$ 为售电公司批发交易电费，即：

$$f_{\text{售电公司批发电能}}^{\text{零售分配}} = f_{\text{售电公司批发交易}}$$

第七十五条 批发用户到户电费结算

批发用户到户电费为交易电费、输配电费（含基本电费）、基金及附加、力调电费等费用之和。其中，批发用户月度交易结算的考核及免责电费 $f_{\text{月度结算考核及免责}}$ 、日前电量交易结算的考核及免责电费 $f_{\text{日前结算考核及免责}}$ 、峰谷分时提取电费 $f_{\text{批发分时提取}}$ 不参与力调电费计算。

第七十六条 售电公司批零电费差额收益结算

售电公司批零电费差额收益为零售电能电费与批发交易电费之差，即售电公司批零电费差额收益 $f_{\text{售电公司批零收益}}$ 为：

$$f_{\text{售电公司批零收益}} = f_{\text{售电公司零售电能}} - f_{\text{售电公司批发交易}}$$

其中，售电公司批发交易电费 $f_{\text{售电公司批发交易}}$ 按本方案计算，售电公司零售电能电费 $f_{\text{售电公司零售电能}}$ 按《云南电力市场零售交易管理办法》计算。

第七十七条 批发交易用户差错处理

结算清单发布后的 6 个月内，因计量或抄表差错等原因造成用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时，供电单位可对该结算清单提出差错处理申请，按照结算月成交信息及审核通过后的正确用电量进行差错处理。结算清单发布 6 个月后不再开展差错处理。

售电公司的零售用户因计量或抄表差错等原因造成用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时，零售用户差错处理完毕后开展售电公司批发市场结算清单差错处理。

售电公司未与云南电网公司签订结算协议开展电费结算的，由不平衡资金平衡因抄表、计量差错等原因产生的批零电费差额损益。售电公司与云南电网公司签订结算协议开展电费结算后，由售电公司平衡因抄表、计量差错等原因产生的批零电费差额损益。

第七十八条 批发交易用户偏差认定

由于不可抗力因素造成用户产生的偏差电量免除偏差考核费用。用户申请偏差电量免责的，应在偏差电量交易结束后通过云南电力交易平台提交经所属县区及以上供电单位、州市能源主管部门认定的免责申请及相关证明材料。售电公司申请偏差电量免责的，其超用、少用免责电量绝对值分别不超过其所有签约零售用户申请的超用免责电量绝对值之和、少用免责电量绝对值之和。其中不可抗力指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

第三节 发电企业结算

第七十九条 发电企业结算原则

- (一) 发电企业按厂为单位进行结算。
- (二) 进入市场的电厂，先进行预结算，待偏差电量交

易结束、偏差电量责任认定后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

（三）市场化电厂首先开展日前电量交易电量结算，然后进行月度交易电量结算，月度交易电量结算顺序为：

1. 西电东送框架协议内电量、火电保安全电量、火电革命老区政策性电量等优先发电量。

2. 省内月度交易电量，包括双边协商交易电量、集中竞价交易电量、连续挂牌交易电量、挂牌交易电量、事前合约转让交易电量等。

3. 偏差调整电量结算，偏差电量调整机制启用时，电厂超发电量与批发交易用户的超用电量调整成交的电量。

4. 跨区跨省市场化交易电量。

5. 偏差电量交易、省内偏差电量兜底结算。

（四）成交电量按照成交价格进行结算，偏差电量分为超发电量和少发电量分别结算。电厂超发电量惩罚系数 R_1 默认值为 0.8，少发电量惩罚系数 R_2 默认值为 1.2。根据《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于做好 2021 年云南电力中长期合同签订工作的通知》（云能源运行〔2020〕211 号），对 2021 年年度中长期交易签约比例达到要求的电厂的超发电量惩罚系数 R_1 、少发电量惩罚系数 R_2 进行优化调整。

昆明电力交易中心统一挂牌交易小水电的实际上网电量扣减结算的优先电量后，剩余上网电量按照上调服务基准价 P_0 结算。

（五）优先发电计划为发电侧负荷的，按月度实际的厂

用电率折算至上网电量进行结算。

(六) 机组如有新投调试电量，调试电量不参与市场化交易，按照调试电量相关价格政策执行，本方案中结算涉及的上网电量均不含调试电量。

(七) 市场化电厂未及时注册参与交易的，则交易电量视为 0，全部上网电量（调试电量除外）均按本方案开展结算。

第八十条 优先发电价格按照政府主管部门确定的价格机制结算。

第八十一条 预结算

市场化电厂预结算电费 $F_{\text{结算(预)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(预)}} = \frac{P_{\text{月度合约(预)}} \times Q_{\text{月度合约(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (P_{n\text{日合约}} \times Q_{n\text{日合约}})}{Q_{\text{月度合约(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} Q_{n\text{日合约}}} \times Q_{\text{月度实际}}$$

式中， $Q_{n\text{日合约}}$ 为第 n 天日前电量交易电量， $P_{n\text{日合约}}$ 为第 n 天日前电量交易价格， $N_{\text{月度}}$ 为月度总天数。 $Q_{\text{月度实际}}$ 为电厂月度实际上网电量。预结算时使用的月度合约电量 $Q_{\text{月度合约(预)}}$ 为省内月度交易电量（双边协商交易分月电量 $Q_{\text{双边协商}}$ 、集中竞价交易电量 $Q_{\text{集中竞价}}$ 、连续挂牌交易电量 $Q_{\text{连续挂牌}}$ 、挂牌交易电量 $Q_{\text{挂牌}}$ 、事前合约转让交易电量 $Q_{\text{事前转让}}$ 、偏差电量交易电量 $Q_{\text{偏差交易(预)}}$ ），西电东送框架协议内电量 $Q_{\text{西电框架(预)}}$ ，月度跨区跨省交易电量 $Q_{\text{跨区跨省(预)}}$ ，月度优先发电计划电量 $Q_{\text{优先(预)}}$ 之和，即：

$$Q_{\text{月度合约(预)}} = Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{集中竞价}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{挂牌}} + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{偏差交易(预)}} + Q_{\text{西电框架(预)}} + Q_{\text{跨区跨省(预)}} + Q_{\text{优先(预)}}$$

上述电量不含偏差调整成交电量。

月度合约电量价格 $P_{\text{月度合约(预)}}$ 为预结算时使用的月度合约电量的加权平均价：

$$\begin{aligned}
 P_{\text{月度合约(预)}} = & (P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} + P_{\text{集中竞价}} \times Q_{\text{集中竞价}} \\
 & + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{挂牌}} \times Q_{\text{挂牌}} \\
 & + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{偏差交易(预)}} \times Q_{\text{偏差交易(预)}} \\
 & + P_{\text{西电框架(预)}} \times Q_{\text{西电框架(预)}} + P_{\text{跨区跨省(预)}} \times Q_{\text{跨区跨省(预)}} \\
 & + P_{\text{优先(预)}} \times Q_{\text{优先(预)}}) / Q_{\text{月度合约(预)}}
 \end{aligned}$$

若预结算尚未开展偏差电量交易，则 $Q_{\text{偏差交易(预)}}$ 取 0。

第八十二条 偏差电量交易电量分割计算

优先发电计划电量调整、偏差电量调整、参与西电东送市场化增送交易电量调整后，根据日前电量交易、双边协商交易、集中竞价交易、连续挂牌交易、挂牌交易、事前合约转让交易、跨区跨省交易、优先电量等结果，以及电网营销抄录确认的电厂实际上网电量，计算电厂月度超发、少发电量，作为偏差电量交易的约束条件之一。电网营销抄录确认的电厂上网电量在云南电力交易平台中锁定后不得变更，作为后续市场化结算计费依据。

第八十三条 正式结算

(一) 日前电量交易结算

1. 合约电量电费结算

第 n 天日前电量交易合约电费 $F_{n\text{日合约(正式)}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约(正式)}} = P_{n\text{日合约}} \times Q_{n\text{日合约}}$$

上式中， $P_{n\text{日合约}}$ 为电厂第 n 天日前电量交易成交价格， $Q_{n\text{日合约}}$ 为电厂第 n 天日前电量交易成交电量。

2. 偏差电量电费结算

(1) 日前电量交易超发电量结算

第 n 天日前电量交易超发电量 $\Delta Q_{n\text{日合约}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{n\text{日合约}}^+ = \max(Q_{n\text{日实际}} - Q_{n\text{日合约}}, 0)$$

上式中， $Q_{n\text{日实际}}$ 为电厂第 n 天实际上网电量。

日前电量交易超发电量纳入月度交易结算。

(2) 日前电量交易少发电量结算

第 n 天日前电量交易少发电量 $\Delta Q_{n\text{日合约}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{n\text{日合约}}^- = \min(Q_{n\text{日实际}} - Q_{n\text{日合约}}, 0)$$

第 n 天日前电量交易少发电量电费 $\Delta F_{n\text{日合约(正式)}}^-$ 为：

$$\Delta F_{n\text{日合约(正式)}}^- = P_d \times \Delta Q_{n\text{日合约}}^-$$

上式中， P_d 为偏差电量基准价。

3. 偏差电量责任认定及考核结算

电厂第 n 天日前电量交易少发电量设置成交电量 3% 的免考核阈值 $\Delta Q_{n\text{日合约免考核}}^-$ ，剩余少发电量提交电力调度机构进行偏差原因认定，分为系统原因下调服务电量 $\Delta Q_{n\text{日合约下调}}^-$ 、免责少发电量 $\Delta Q_{n\text{日合约免责}}^-$ 和自身原因少发电量 $\Delta Q_{n\text{日合约自身}}^-$ 。满足：

$$\min(\Delta Q_{n\text{日合约}}^- - \Delta Q_{n\text{日合约免考核}}^-, 0) = \Delta Q_{n\text{日合约下调}}^- + \Delta Q_{n\text{日合约免责}}^- + \Delta Q_{n\text{日合约自身}}^-$$

$$\Delta Q_{n\text{日合约免考核}}^- = -Q_{n\text{日合约}} \times 3\%$$

(1) 系统原因下调服务电量结算

电厂第 n 天日前电量交易系统原因下调服务电量结算电费 $\Delta F_{n\text{日合约下调}}^-$ 为：

$$\Delta F_{n\text{日合约下调}}^- = (P_{\text{下调报价}} - P_d) \times \Delta Q_{n\text{日合约下调}}^-$$

上式中， $P_{\text{下调报价}}$ 为电厂申报的系统原因下调预挂牌价格。

(2) 免责少发电量结算

电厂第 n 天日前电量交易免责少发电量结算电费 $\Delta F_{n\text{日合约免责}}^-$ 为：

$$\Delta F_{n\text{日合约免责}}^- = (P_{n\text{日合约}} - P_d) \times \Delta Q_{n\text{日合约免责}}^-$$

上式中， $P_{n\text{日合约}}$ 为电厂第 n 天日前电量交易成交价格。

(3) 偏差电量考核结算

电厂第 n 天日前电量交易少发考核电量为电厂自身原因少发电量 $\Delta Q_{n\text{日合约自身}}^-$ 。

电厂第 n 天日前电量交易少发电量考核电费 $\Delta F_{n\text{日合约考核}}^-$ 为：

$$\Delta F_{n\text{日合约考核}}^- = P_d \times (R_2 - 1) \times \Delta Q_{n\text{日合约自身}}^-$$

(4) 交易电费结算

电厂第 n 天日前电量交易理论上结算的电能电费 $F_{n\text{日合约结算电能(理论)}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约结算电能(理论)}} = F_{n\text{日合约(正式)}} + \Delta F_{n\text{日合约(正式)}}^-$$

为防止市场主体无序竞争，电厂第 n 天日前电量交易实际结算的电能电费 $F_{n\text{日合约结算电能(实际)}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约结算电能(实际)}} = \min(F_{n\text{日合约结算电能(理论)}}, \min(Q_{n\text{日实际}}, Q_{n\text{日合约}})) \times P_{n\text{日合约}} \times \beta$$

上式中， β 为电厂侧偏差收益风险控制系数，值为 1.2。

电厂第 n 天日前电量交易结算的补偿及考核电费 $F_{n\text{日合约结算补偿及考核(正式)}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约结算补偿及考核(正式)}} = \Delta F_{n\text{日合约下调}}^- + \Delta F_{n\text{日合约免责}}^- + \Delta F_{n\text{日合约考核}}^-$$

电厂第 n 天日前电量交易结算的交易电费 $F_{n\text{日合约结算交易(正式)}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约结算交易（正式）}} = F_{n\text{日合约结算电能（实际）}} + F_{n\text{日合约结算补偿及考核（正式）}}$$

电厂第 n 天日前电量交易结算中纳入不平衡资金的金额

$F_{n\text{日合约结算不平衡}}$ 为：

$$F_{n\text{日合约结算不平衡}} = F_{n\text{日合约结算交易（正式）}} - F_{n\text{日合约结算电能（理论）}}$$

（5）月度日前电量交易电费结算

电厂月度日前电量交易结算的交易电费 $F_{\text{日合约结算交易（正式）}}$ 为：

$$F_{\text{日合约结算交易（正式）}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} F_{n\text{日合约结算交易（正式）}}$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

电厂月度日前电量交易结算中纳入不平衡资金的金额

$F_{\text{日合约结算不平衡}}$ 为：

$$F_{\text{日合约结算不平衡}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} F_{n\text{日合约结算不平衡}}$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

电厂月度日前电量交易结算电量 $Q_{\text{月度日合约结算}}$ 为：

$$Q_{\text{月度日合约结算}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (Q_{n\text{日合约}} + \Delta Q_{n\text{日合约}}^-)$$

上式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

电厂月度日前电量交易结算后，剩余的月度可结算电量

$Q_{\text{月度可结算电量}}$ 为：

$$Q_{\text{月度可结算电量}} = Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日合约结算}}$$

（二）西电东送框架协议内电量、优先发电量结算

1. 合约电量电费结算

（1）电厂月度西电东送框架协议内电量、优先电量正

式结算的合约电量 $Q_{\text{框架+优先(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{框架+优先(正式)}} = Q_{\text{西电框架(正式)}} + Q_{\text{优先(正式)}}$$

上式中， $Q_{\text{西电框架(正式)}}$ 为电厂正式结算的月度西电东送框架协议内电量， $Q_{\text{优先(正式)}}$ 为电厂正式结算的月度优先电量。

(2) 电厂月度西电东送框架协议内电量、优先发电量正式结算的合约电量加权平均价 $P_{\text{框架+优先(正式)}}$ 为：

$$P_{\text{框架+优先(正式)}} = \frac{P_{\text{西电框架(正式)}} \times Q_{\text{西电框架(正式)}} + P_{\text{优先(正式)}} \times Q_{\text{优先(正式)}}}{Q_{\text{框架+优先(正式)}}$$

上式中， $P_{\text{西电框架(正式)}}$ 为电厂正式结算的月度西电东送框架协议内电量价格， $P_{\text{优先(正式)}}$ 为电厂正式结算的月度优先电量价格。

(3) 电厂月度西电东送框架协议内电量、优先发电量正式结算的合约电费 $F_{\text{框架+优先(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{框架+优先(正式)}} = P_{\text{框架+优先(正式)}} \times Q_{\text{框架+优先(正式)}}$$

2. 偏差电量结算

(1) 超发电量结算

电厂月度西电东送框架协议内电量、优先发电量正式结算后的超发电量 $\Delta Q_{\text{框架+优先}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{框架+优先}}^+ = \max(Q_{\text{月度可结算电量}} - Q_{\text{框架+优先(正式)}}, 0)$$

超发电量纳入下一阶段月度合约结算。

(2) 少发电量结算

电厂月度西电东送框架协议内电量、优先发电量正式结算的少发电量 $\Delta Q_{\text{框架+优先}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{框架+优先}}^- = \min(Q_{\text{月度可结算电量}} - Q_{\text{框架+优先(正式)}}, 0)$$

少发电量纳入偏差电量交易、省内偏差电量兜底统一结算。

(三) 省内月度交易电量结算

1. 合约电量电费结算

(1) 省内月度交易正式结算电量 $Q_{\text{省内合约(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{省内合约(正式)}} = Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{集中竞价}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{挂牌}} + Q_{\text{事前转让}}$$

上述电量不含偏差调整成交电量。

(2) 省内月度交易正式结算电量加权平均价 $P_{\text{省内合约(正式)}}$ 为：

$$P_{\text{省内合约(正式)}} = (P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} + P_{\text{集中竞价}} \times Q_{\text{集中竞价}} + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{挂牌}} \times Q_{\text{挂牌}} + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}}) / Q_{\text{省内合约(正式)}}$$

(3) 省内月度交易正式结算的合约电费 $F_{\text{省内合约(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{省内合约(正式)}} = P_{\text{省内合约(正式)}} \times Q_{\text{省内合约(正式)}}$$

2. 偏差电量结算

(1) 超发电量结算

省内月度交易正式结算后的超发电量 $\Delta Q_{\text{省内合约}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{省内合约}}^+ = \max(\Delta Q_{\text{框架+优先}}^+ - Q_{\text{省内合约(正式)}}^+, 0)$$

超发电量纳入下一阶段月度合约结算。

(2) 少发电量结算

省内月度交易正式结算的少发电量 $\Delta Q_{\text{省内合约}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{省内合约}}^- = \min(\Delta Q_{\text{框架+优先}}^+ - Q_{\text{省内合约(正式)}}^-, 0)$$

少发电量纳入偏差电量交易、省内偏差电量兜底统一结算。

(四) 偏差调整成交电量结算

1. 成交电量电费结算

电厂省内交易电量正式结算后，偏差调整成交电量为

$Q_{\text{偏差调整(正式)}}$ ，偏差调整成交电量按超发电量价格机制结算，即偏差调整成交电量结算价格 $P_{\text{偏差调整(正式)}}$ 为：

$$P_{\text{偏差调整(正式)}} = \begin{cases} P_0, & \text{清洁能源电厂} \\ P_{\text{火电挂牌}}, & \text{火电厂} \end{cases}$$

偏差调整成交电量结算电费 $F_{\text{偏差调整(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{偏差调整(正式)}} = P_{\text{偏差调整(正式)}} \times Q_{\text{偏差调整(正式)}}$$

偏差调整成交电量考核电费 $F_{\text{偏差调整考核(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{偏差调整考核(正式)}} = (R_1 - 1) \times P_{\text{偏差调整(正式)}} \times Q_{\text{偏差调整(正式)}}$$

偏差调整成交电量考核电费 $F_{\text{偏差调整考核(正式)}}$ 纳入不平衡资金。

2. 偏差电量结算

偏差调整成交电量正式结算后的超发电量 $\Delta Q_{\text{偏差调整}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{偏差调整}}^+ = \max(\Delta Q_{\text{省内合约}}^+ - Q_{\text{偏差调整(正式)}}, 0)$$

超发电量纳入下一阶段月度合约结算，偏差调整成交电量不开展少发电量结算。

(五) 跨区跨省市场化交易结算

1. 合约电量电费结算

电厂月度跨区跨省市场化交易的合约电费 $F_{\text{跨区跨省(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{跨区跨省(正式)}} = P_{\text{跨区跨省(正式)}} \times Q_{\text{跨区跨省(正式)}}$$

上式中， $Q_{\text{跨区跨省(正式)}}$ 为电厂跨区跨省市场化交易成交电量， $P_{\text{跨区跨省(正式)}}$ 为电厂跨区跨省市场化交易成交价格。

2. 偏差电量结算

(1) 超发电量结算

电厂月度跨区跨省市场化交易正式结算后的超发电量

$\Delta Q_{\text{跨区跨省}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{跨区跨省}}^+ = \max(\Delta Q_{\text{偏差调整}}^+ - Q_{\text{跨省跨区(正式)}}, 0)$$

超发电量纳入偏差电量交易、省内偏差电量兜底统一结算。

(2) 少发电量结算

电厂月度跨区跨省市交易正式结算的少发电量

$\Delta Q_{\text{跨省跨区}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{跨省跨区}}^- = \min(\Delta Q_{\text{偏差调整}}^+ - Q_{\text{跨省跨区(正式)}}, 0)$$

少发电量纳入偏差电量交易、省内偏差电量兜底统一结算。

(六) 偏差电量交易、省内偏差电量兜底结算

1. 偏差电量交易合约电量电费结算

电厂月度偏差电量交易正式结算的合约电费 $F_{\text{偏差交易(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{偏差交易(正式)}} = P_{\text{偏差交易(正式)}} \times Q_{\text{偏差交易(正式)}}$$

上式中， $Q_{\text{偏差交易(正式)}}$ 为正式结算的电厂月度偏差电量交易电量， $Q_{\text{偏差交易(正式)}}$ 值为负代表电厂购入其他电厂超发电量， $Q_{\text{偏差交易(正式)}}$ 值为正代表电厂向少发电厂售出其超发电量； $P_{\text{偏差交易(正式)}}$ 为正式结算的电厂月度偏差交易成交价格。

2. 省内偏差电量兜底结算

(1) 省内超发电量兜底结算

电厂月度偏差电量交易后，正式结算的省内兜底超发电量 $\Delta Q_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{月度}}^+ = \max(\Delta Q_{\text{跨区跨省}}^+ - \max(Q_{\text{偏差交易(正式)}}, 0), 0)$$

正式结算的省内兜底超发电量结算价格 $P_{\text{月度}}^+$ 为：

$$P_{\text{月度}}^+ = \begin{cases} P_0, & \text{清洁能源电厂} \\ P_{\text{火电挂牌}}, & \text{火电厂} \end{cases}$$

正式结算的省内兜底超发电量结算电费 $\Delta F_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度}}^+ = P_{\text{月度}}^+ \times \Delta Q_{\text{月度}}^+$$

(2) 省内少发电量兜底结算

电厂月度偏差电量交易后，正式结算的省内兜底少发电量 $\Delta Q_{\text{月度}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{月度}}^- = \min[\Delta Q_{\text{框架+优先}}^- + \Delta Q_{\text{省内合约}}^- + \Delta Q_{\text{跨区跨省}}^- - \min(Q_{\text{偏差交易(正式)}}, 0), 0]$$

正式结算的省内兜底少发电量结算电费 $\Delta F_{\text{月度}}^-$ ：

$$\Delta F_{\text{月度}}^- = P_d \times \Delta Q_{\text{月度}}^-$$

(七) 电厂月度偏差电量责任认定及考核结算

1. 电厂月度超发电量责任认定及考核结算

根据电厂正式结算的省内兜底超发电量 $\Delta Q_{\text{月度}}^+$ 、月度超发免责认定电量 $\Delta Q_{\text{月度免责认定}}^+$ 、调度机构认定的月度上调服务电量 $\Delta Q_{\text{上调认定}}^+$ ，电厂月度上调服务结算电量 $Q_{\text{上调服务}}$ 为：

$$Q_{\text{上调服务}} = \min(\Delta Q_{\text{上调认定}}^+, \Delta Q_{\text{月度}}^+ - \Delta Q_{\text{月度免责认定}}^+)$$

电厂月度上调服务结算电量 $Q_{\text{上调服务}}$ 按电厂申报的上调挂牌价格 $P_{\text{上调报价}}$ 结算，即电厂月度上调服务电费 $F_{\text{上调服务}}$ 为：

$$F_{\text{上调服务}} = (P_{\text{上调报价}} - P_{\text{月度}}^+) \times Q_{\text{上调服务}}$$

电厂月度上调服务结算后，超发考核电量 $\Delta Q_{\text{月度考核}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{月度考核}}^+ = \max(\Delta Q_{\text{月度}}^+ - \Delta Q_{\text{月度免责认定}}^+ - Q_{\text{上调服务}}, 0)$$

电厂月度超发电量考核电费 $\Delta F_{\text{月度考核}}^+$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度考核}}^+ = (R_1 - 1) \times P_{\text{月度}}^+ \times \Delta Q_{\text{月度考核}}^+$$

2. 电厂月度少发电量责任认定及考核结算

电厂月度交易少发电量设置成交电量 3% 的免考核阈值 $\Delta Q_{\text{月度免考核}}^-$ ，剩余月度少发电量根据调度机构偏差原因认定情况，分为系统原因下调服务认定电量 $\Delta Q_{\text{月度下调认定}}^-$ 、免责少发认定电量 $\Delta Q_{\text{月度免责认定}}^-$ 和自身原因少发认定电量 $\Delta Q_{\text{月度自身认定}}^-$ 。

$$\Delta Q_{\text{月度免考核}}^- = \left(\begin{array}{l} Q_{\text{框架+优先(正式)}} + Q_{\text{省内合约(正式)}} \\ + Q_{\text{跨区跨省(正式)}} + Q_{\text{偏差交易(正式)}} \end{array} \right) \times 3\%$$

电厂月度系统原因下调服务结算电量 $\Delta Q_{\text{月度下调}}^-$ 、免责少发结算电量 $\Delta Q_{\text{月度免责}}^-$ 、自身原因少发结算电量 $\Delta Q_{\text{月度自身}}^-$ 分别为：

$$\Delta Q_{\text{月度下调}}^- = \max(\min(\Delta Q_{\text{月度}}^- - \Delta Q_{\text{月度免考核}}^-, 0), -|\Delta Q_{\text{月度下调认定}}^-|)$$

$$\Delta Q_{\text{月度免责}}^- = \max(\min(\Delta Q_{\text{月度}}^- - \Delta Q_{\text{月度免考核}}^- - \Delta Q_{\text{月度下调}}^-, 0), -|\Delta Q_{\text{月度免责认定}}^-|)$$

$$\Delta Q_{\text{月度自身}}^- = \max(\min(\Delta Q_{\text{月度}}^- - \Delta Q_{\text{月度免考核}}^- - \Delta Q_{\text{月度下调}}^- - \Delta Q_{\text{月度免责}}^-, 0), -|\Delta Q_{\text{月度自身认定}}^-|)$$

满足：

$$\min(\Delta Q_{\text{月度}}^- - \Delta Q_{\text{月度免考核}}^-, 0) = \Delta Q_{\text{月度下调}}^- + \Delta Q_{\text{月度免责}}^- + \Delta Q_{\text{月度自身}}^-$$

电厂月度系统原因下调服务电量结算电费 $F_{\text{下调服务}}$ 为：

$$F_{\text{下调服务}} = (P_{\text{下调报价}} - P_d) \times \Delta Q_{\text{月度下调}}^-$$

上式中， $P_{\text{下调报价}}$ 为电厂申报的下调预挂牌价格。

电厂月度免责少发电量结算电费 $\Delta F_{\text{月度免责}}^-$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度免责}}^- = (P_{\text{月度合约少发(正式)}} - P_d) \times \Delta Q_{\text{月度免责}}^-$$

上式中， $P_{\text{月度合约少发(正式)}}$ 为电厂月度交易少发电量加权平均价格，计算公式为：

$$P_{\text{月度合约少发(正式)}} = \frac{\left(\begin{array}{l} P_{\text{框架+优先(正式)}} \times \Delta Q_{\text{框架+优先}}^- + P_{\text{省内合约(正式)}} \times \Delta Q_{\text{省内合约}}^- \\ + P_{\text{跨区跨省(正式)}} \times \Delta Q_{\text{跨区跨省}}^- \end{array} \right)}{\Delta Q_{\text{框架+优先}}^- + \Delta Q_{\text{省内合约}}^- + \Delta Q_{\text{跨区跨省}}^-}$$

电厂月度自身原因少发电量考核结算电费 $\Delta F_{\text{月度自身}}^-$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度自身}}^- = (R_2 - 1) \times P_d \times \Delta Q_{\text{月度自身}}^-$$

上式中， R_2 为少发电量惩罚系数， P_d 为偏差电量基准价。
正式结算的省内兜底少发电量 $\Delta Q_{\text{月度}}^-$ 的补偿及考核结算电费 $F_{\text{月度补偿及考核}}^-$ 为：

$$F_{\text{月度补偿及考核}}^- = F_{\text{下调服务}} + \Delta F_{\text{月度免责}}^- + \Delta F_{\text{月度自身}}^-$$

(八) 电厂月度交易电费结算

电厂月度交易理论上结算的电能电费 $F_{\text{月度结算电能(理论)}}$ 为：

$$F_{\text{月度结算电能(理论)}} = F_{\text{框架+优先(正式)}} + F_{\text{省内合约(正式)}} + F_{\text{偏差调整(正式)}} + F_{\text{跨省跨区(正式)}} \\ + F_{\text{偏差交易(正式)}} + \Delta F_{\text{月度}}^+ + F_{\text{上调服务}} + \Delta F_{\text{月度}}^-$$

为防止市场主体无序竞争，电厂月度交易实际结算的电能电费 $F_{\text{月度结算电能(实际)}}$ 为：

$$F_{\text{月度结算电能(实际)}} = \min(F_{\text{月度结算电能(理论)}} - \Delta F_{\text{月度}}^+ - F_{\text{上调服务}}, Q_{\text{月度成交结算}} \times P_{\text{月度成交结算}} \times \beta) \\ + \Delta F_{\text{月度}}^+ + F_{\text{上调服务}}$$

式中， β 为电厂侧偏差收益风险控制系数，值为 1.2；
 $Q_{\text{月度成交结算}}$ 和 $P_{\text{月度成交结算}}$ 分别为月度合约成交结算电量和成交结算电量加权平均结算价，计算公式分别为：

$$Q_{\text{月度成交结算}} = (Q_{\text{框架+优先(正式)}} + \Delta Q_{\text{框架+优先}}^-) + (Q_{\text{省内合约(正式)}} + \Delta Q_{\text{省内合约}}^-) \\ + Q_{\text{偏差调整(正式)}} + (Q_{\text{跨区跨省(正式)}} + \Delta Q_{\text{跨区跨省}}^-) + Q_{\text{偏差交易(正式)}} \\ P_{\text{月度成交结算}} = \frac{\left[\begin{aligned} &(Q_{\text{框架+优先(正式)}} + \Delta Q_{\text{框架+优先}}^-) \times P_{\text{框架+优先(正式)}} + (Q_{\text{省内合约(正式)}} + \Delta Q_{\text{省内合约}}^-) \\ &\times P_{\text{省内合约(正式)}} + Q_{\text{偏差调整(正式)}} \times P_{\text{偏差调整(正式)}} + (Q_{\text{跨区跨省(正式)}} + \Delta Q_{\text{跨区跨省}}^-) \\ &\times P_{\text{跨区跨省(正式)}} + Q_{\text{偏差交易(正式)}} \times P_{\text{偏差交易(正式)}} \end{aligned} \right]}{Q_{\text{月度成交结算}}}$$

电厂月度交易结算的补偿及考核电费 $F_{\text{月度结算补偿及考核}}$ 为：

$$F_{\text{月度结算补偿及考核}} = F_{\text{偏差调整考核(正式)}} + \Delta F_{\text{月度考核}}^+ + F_{\text{月度补偿及考核}}^-$$

电厂月度结算的交易电费 $F_{\text{月度结算交易(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{月度结算交易(正式)}} = F_{\text{月度结算电能(实际)}} + F_{\text{月度结算补偿及考核}}$$

电厂月度交易结算中纳入不平衡资金的金额 $F_{\text{月度结算不平衡}}$ 为：

$$F_{\text{月度结算不平衡}} = F_{\text{月度结算交易(正式)}} - F_{\text{月度结算电能(理论)}}$$

第八十四条 电厂月度交易电费结算

电厂月度结算的交易电费 $F_{\text{交易电费(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{交易电费(正式)}} = F_{\text{日合约结算交易(正式)}} + F_{\text{月度结算交易(正式)}}$$

上式中， $F_{\text{日合约结算交易(正式)}}$ 为电厂月度日前电量交易结算的交易电费； $F_{\text{月度结算交易(正式)}}$ 为电厂月度交易结算的交易电费 $F_{\text{月度结算交易(正式)}}$ 。

根据正式结算交易电费与预结算电费之差进行电费退补，退补金额 $F_{\text{退补}}$ 为：

$$F_{\text{退补}} = F_{\text{交易电费(正式)}} - F_{\text{结算(预)}}$$

第八十五条 差错清算

根据电费计算正确值与错误值之间的差值进行差错清算，并在后续电费结算时一同进行差错电费退补。

第八十六条 偏差认定

(一) 日电量责任认定

电力调度机构记录日前电量交易少发电量原因，在月度结算时进行认定。

(二) 月度电量责任认定

全部市场化电厂等比例承担一类优先发电量不足部分，该部分电量认定为免责超发电量。电厂 i 认定的免责超发电

量 $\Delta Q_{i\text{月度}}^+$ 为： $\Delta Q_{i\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{i\text{月度}}^+ = \frac{\Delta Q_{i\text{月度}}^+}{\sum_i \Delta Q_{i\text{月度}}^+} \times \Delta q_{\text{优先}}^+$$

上式中， $\Delta Q_{i\text{月度}}^+$ 为电厂 i 月度正式结算的省内兜底超发电量， $\sum_i \Delta Q_{i\text{月度}}^+$ 为所有市场化电厂正式结算的省内兜底超发电量， $\Delta q_{\text{优先}}^+$ 为一类优先发电量保障优先用电量后的不足部分电量，计算公式为：

$$\Delta q_{\text{优先}}^+ = \max\left(\sum_i Q_{i\text{月度实际}} - \sum_j q_{j\text{月度实际}} - Q_{\text{火电一类优先完成}} - Q_{\text{西电实际}}, 0\right)$$

上式中， $\sum_i Q_{i\text{月度实际}}$ 为所有市场化电厂月度实际上网电量， $\sum_j q_{j\text{月度实际}}$ 为所有市场化用户月度实际用电量， $Q_{\text{火电一类优先完成}}$ 为月度火电实际完成的保障电网安全运行电量与镇彝威革命老区政策性电量之和， $Q_{\text{西电实际}}$ 为西电东送市场化结算电量（以跨区跨省结算依据为准）。

火电厂因保障电力供应安全调用导致的超发电量，可认定为免责超发电量。

电厂月度剩余超发电量由电力调度机构进行原因认定。电力调度机构认定为系统原因超发的，计入上调服务电量。其中，清洁能源电厂超发电量全部提交给电力调度机构进行原因认定；火电厂仅将其月度实际上网电量超过全厂额定装机容量 85% 负荷率对应上网电量的部分，提交电力调度机构进行原因认定，具体为：

记火电厂 85% 负荷率对应的上网电量为 $Q_{85\%}$ ：

$Q_{85\%} = \text{火电厂额定装机容量} \times 85\% \times 24\text{小时} \times \text{当月天数} \times (1 - \text{当月实际厂用电率})$

若 $Q_{\text{月度实际}} \leq Q_{85\%}$ ，则火电厂上调服务电量为 0；若 $Q_{\text{月度实际}} > Q_{85\%}$ ，则将 $(Q_{\text{月度实际}} - Q_{85\%})$ 电量提交电力调度机构可认定为上调服务电量。

电厂少发电量设置成交电量 3% 的免考核阈值，剩余少发电量由电力调度机构进行原因认定，分为下调服务电量（即：系统原因少发电量）、免责少发电量和自身原因少发电量。因电网安全需要导致的负偏差电量认定为系统原因；因不可抗力、不可预见的政策调整、优先消纳清洁能源、减少系统弃水等原因导致的负偏差电量认定为免责；其他原因造成的负偏差电量认定为自身原因。

其中水电厂负偏差原因认定还需结合以下原则：根据月度实际来水情况测算电厂实际发电能力 T_0 。假设电厂月度交易成交电量为 T_1 ，日前电量交易累计结算电量为 T_2 ；电厂月度实际发电量为 T 。

(1) 当 $T < (T_1 + T_2) < T_0$ 时， $[(T_1 + T_2) - T]$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

(2) 当 $T < T_0 < (T_1 + T_2)$ 时， $[(T_1 + T_2) - T_0]$ 为因电厂自身原因导致的少发电量， $T_0 - T$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

第四节 不平衡资金结算

第八十七条 为维护电力市场成员各方权益，建立不平衡资金机制，不平衡资金包括：

(一) 峰谷电价差额资金。一般工商业参与市场化交易继续执行峰谷电价产生的差额资金。

纳入不平衡资金的峰谷电价差额资金 $f_{\text{分时不平衡}}$ 为：

$$f_{\text{分时不平衡}} = f_{\text{批发分时提取}} + f_{\text{零售分时提取}}$$

式中， $f_{\text{批发分时提取}}$ 为按本方案计算的电力用户月度结算峰谷分时提取电费， $f_{\text{零售分时提取}}$ 为按《云南电力市场零售交易管理办法》计算的分时提取资金。

(二) 偏差电量结算差额资金。市场交易结算中的批发交易用户与电厂各类偏差电量结算资金形成的资金差额。

1. 批发交易用户

批发交易用户纳入不平衡资金的结算差额资金 $f_{\text{偏差结算不平衡}}$ 为：

$$f_{\text{偏差结算不平衡}} = f_{\text{日结算不平衡}} + f_{\text{月度结算不平衡}}$$

上式中， $f_{\text{日结算不平衡}}$ 为用户月度日前电量交易结算中纳入不平衡资金的金额， $f_{\text{月度结算不平衡}}$ 为用户月度交易结算中纳入不平衡资金的金额。

2. 发电企业

电厂纳入不平衡资金的结算差额资金 $F_{\text{偏差结算不平衡}}$ 为：

$$F_{\text{偏差结算不平衡}} = F_{\text{日合约结算不平衡}} + F_{\text{月度结算不平衡}}$$

上式中， $F_{\text{日合约结算不平衡}}$ 为电厂月度日前电量交易结算中纳入不平衡资金的金额， $F_{\text{月度结算不平衡}}$ 为电厂月度交易结算中纳入不平衡资金的金额。

(三) 小水电委托电力交易中心统一挂牌成交量差额资金 $F_{\text{小水电统一挂牌不平衡}}$ 。

$$F_{\text{小水电统一挂牌不平衡}} = \left(\sum_i q_{i\text{小水电统一挂牌}} - \sum_j Q_{j\text{框架+优先}}^+ \right) \times (P_0 - P_d)$$

上式中， $\sum_i q_{i\text{小水电统一挂牌}}$ 为月度小水电统一挂牌交易用户侧合计成交电量， $\sum_j Q_{j\text{框架+优先}}^+$ 为委托电力交易中心统一挂牌的所有小水电月度西电东送框架协议内电量、优先发电量正式结算后的超发电量之和， P_0 为上调服务基准价， P_d 为偏差电量基准价。

(四) 集中交易电厂侧预成交电量安全校核削减电量差额资金 $F_{\text{安全校核不平衡}}$ 。

$$F_{\text{安全校核不平衡}} = Q_{\text{集中交易安全校核}} \times (P_{\text{集中交易安全校核}} - P_d)$$

上式中， $Q_{\text{集中交易安全校核}}$ 为电厂侧集中交易预成交电量中安全校核合计削减的电量， $P_{\text{集中交易安全校核}}$ 为电厂侧集中交易预成交电量中安全校核合计削减电量的加权平均价， P_d 为偏差电量基准价。

(五) 由不平衡资金平衡因抄表、计量差错等原因产生的批零电费差额损益及纳入不平衡资金的零售用户偏差结算差额资金 $f_{\text{零售偏差结算差额}}$ 。

第八十八条 不平衡资金由昆明电力交易中心按月核算、年度清算，其结余金额按照云南省能源局有关规定统筹平衡使用。根据市场运营情况，也可适时探索不平衡资金由市场主体分摊和共享的资金平衡机制，具体事宜另行明确。

第八十九条 不平衡资金结算

月度结算的不平衡资金 $F_{\text{月度不平衡}}$ 为：

$$F_{\text{月度不平衡}} = f_{\text{分时不平衡}} + f_{\text{偏差结算不平衡}} - F_{\text{偏差结算不平衡}} + F_{\text{小水电统一挂牌不平衡}} + F_{\text{安全校核不平衡}} + f_{\text{零售偏差结算差额}}$$

第五节 电费支付

第九十条 昆明电力交易中心向市场主体出具结算依据。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。

第九十一条 电费支付

（一）电厂资金结算

云南电网公司依据昆明电力交易中心出具的结算依据，向电厂支付交易电费。

（二）用户资金结算

云南电网公司依据昆明电力交易中心出具的结算依据，向用户收取电费。

（三）售电公司资金结算

云南电网公司依据昆明电力交易中心出具的结算依据，向与云南电网公司签订结算协议的售电公司支付或收取售电公司批零电费差额收益。

（四）不平衡资金结算

云南电网公司依据昆明电力交易中心出具的结算依据，将电厂及用户所列不平衡资金纳入不平衡资金账户，并依据《云南电力市场系统平衡调节机制管理办法》所规定的原则支付和使用。

第六章 市场风险防控

第九十二条 市场主体扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由云南能源监管办、云南省能源局、政府价格主管部门按照《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国价格法》《电力监管条例》等法律法规调查处理，并纳入市场主体交易行为信用评价：

- （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）昆明电力交易中心、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发布信息。
- （六）其他严重违反本方案的行为。

第九十三条 昆明电力交易中心应做好市场运营监测和风险评估，加强对市场运营情况的监控分析，及时向云南省能源局、云南能源监管办报告市场运行中出现的不当行为并提出处理措施建议，采取有效措施防范市场风险。

第九十四条 电力调度机构应及时将各发电企业的调度预测发电能力、安全校核情况（安全校核通过电量、安全校核未通过电量及其原因）、实际发电量进行披露，按月报送云南省能源局、云南能源监管办，并对发电企业月度安全校核通过电量与实际发电量偏差原因进行说明，对超发电量排名前 10 位、少发电量排名前 10 位的发电企业进行重点关注

和分析，并向市场主体通报。

第九十五条 出现以下严重影响市场稳定运行的事件、风险等情况时，昆明电力交易中心应及时报告提请云南省能源局协调，按要求采取措施，对市场进行干预或中止。

（一）发生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）云南电力系统发生重大事故，严重影响到交易执行或系统安全。

（三）一次能源供应、电力供应能力、用电需求等与预期发生较大偏差，或市场总体成交电量明显偏离正常水平，存在较大的偏差电量考核，影响市场稳定运行。

（四）电力交易平台发生故障，导致交易无法正常进行。

（五）其他影响云南电力市场稳定运行的异常情况。

第九十六条 紧急情况下，昆明电力交易中心和电力调度机构可以在报告的同时采取干预市场或中止市场运行的措施。

第九十七条 云南电力市场中止期间，电力调度机构应按照调度规程进行调度运行管理。

第九十八条 为充分发挥云南电力市场管理委员会的议事协调作用，切实维护市场稳定运行，保障市场主体的合法权益，在不违反本规则及有关法律法规的前提下，市场主体可向云南电力市场管理委员会提出需要协调解决的有关事项，经云南电力市场管理委员会讨论通过，并向云南省能源局、云南能源监管办报告后执行。云南电力市场管理委员会

应健全重大事项决策流程和表决机制，确保议事程序公开透明、公平合理。

第七章 附则

第九十九条 云南省能源局可以根据国家电力体制改革要求、云南省电力市场化改革需要及市场运行情况，按以下程序对本方案进行修订：

（一）由昆明电力交易中心根据政策要求、市场运行情况或市场成员建议等信息提出修订提案，提案内容应包括但不限于修订原因、必要性论证、修订建议、影响分析等。

（二）云南电力市场管理委员会组织研究讨论，并将有关情况上报云南省能源局。

（三）由云南省能源局会同政府相关部门进行修订。

（四）本方案修订后的相关内容应在发布后的1个月内按照信息披露的相关要求对外披露刊载。

第一百条 本实施方案由云南省能源局负责解释。

- 附件：
1. 云南电力市场准入与退出管理办法
 2. 云南电力市场交易行为信用管理办法
 3. 云南电力市场零售交易管理办法
 4. 云南电力市场系统平衡调节机制管理办法
 5. 云南电力市场信息披露管理办法

附件 1:

云南电力市场准入与退出管理办法

第一章 总则

第一条 为规范电力市场主体的准入与退出，健全市场秩序，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）及电力体制改革配套文件、《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）、《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）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，按照依法依规、开放高效、优质服务、加强监管的原则，制定本办法。

第二条 本办法适用于在云南电力市场办理准入、退出、信息变更等业务的各类市场主体。

第三条 本办法所称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。根据市场发展情况，逐步引入储能等负荷资源。市场主体指各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力用户、储能企业等。

第四条 昆明电力交易中心有限责任公司（以下简称“昆明电力交易中心”）负责市场主体准入、退出、信息变更等

业务的办理及相关管理工作，及时向社会发布电力市场准入、退出相关信息，动态维护市场主体目录，并根据工作情况向云南省能源局报告。

第五条 发电企业指符合市场准入条件，依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）的发电企业。

第六条 零售用户指选择进入电力零售市场交易的电力用户；批发用户指直接参与批发市场电力交易的电力用户。每年末，电力用户登录云南电力交易平台在规定时间内选择次年及以后成为批发或零售用户，选择生效的时段内不应有待履行的合同。次年新增电力用户注册时同步选择本年及以后作为批发或零售用户参与市场。选择期内，零售用户只能通过售电公司购买电量（套餐）；批发用户只能通过批发市场参与电力交易。

第二章 市场准入

第一节 基本要求

第七条 符合准入条件的市场主体，均可通过云南电力交易平台提交注册资料。发电企业、电力用户和配售电企业等市场主体经昆明电力交易中心准入审核，纳入准入目录后方可参与电力交易。储能企业参与交易的方式及规则另行明确。

第八条 市场主体应对提交材料的真实性、有效性、合规性和完备性负责，充分知悉参与电力市场交易应承担的责任和可能发生的风险，承诺严格遵守相关文件规定、市场规则和昆明电力交易中心的相关要求。

第九条 市场主体由法定代表人或授权代理人办理和开展云南电力市场相关业务，包括市场准入、退出、参与市场交易、开展交易结算、零售服务关系确立变更解除等全流程业务。企业法定代表人或授权代理人所作出的任何电力交易相关行为均代表市场主体意愿，市场主体应承担由此产生的全部责任。

第十条 与云南电网有电气连接的境外电网、发电企业、电力用户或相关企业，在满足所在国家（地区）相关法律法规和政策规定的前提下，可按照中华人民共和国对外贸易相关的法律法规和云南电力市场有关规定注册成为市场主体，通过与云南省内具有跨境电力贸易资质的企业建立购售电关系，参与云南电力市场交易。

第二节 发电企业准入

第十一条 依据国家及省级政府主管部门政策文件要求，发电企业准入条件为：

（一）参与电力市场的发电企业应当具有法人资格，工商营业执照真实有效。

（二）信用良好，未被国家机关或法律法规授权组织列为联合惩戒对象名单。

（三）符合云南省能源局确定的有序放开发电计划范围。

（四）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）。

（五）内部核算的发电企业经法人单位授权，也可提出

注册申请。当内部核算的发电企业申请进入和参与市场时，需承诺已完成参与市场所需的内部授权和管理流程。

第十二条 进入市场的并网自备电厂应满足国家并网发电相关安全规定、公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金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，经云南省能源局确定后，具备以上条件的并网自备电厂可作为合格的市场主体注册参与电力市场交易。

第十三条 申请。符合准入范围和条件的发电企业均应通过云南电力交易平台向昆明电力交易中心提出准入申请。

第十四条 核验。昆明电力交易中心应于收到注册申请5个工作日内对资料的完备性进行核验，并将审核结果反馈至申请方。资料核验通过的发电企业与昆明电力交易中心签订入市协议。

第十五条 发电企业注册申请通过后按规定程序纳入市场主体目录。昆明电力交易中心将发电企业目录在云南电力交易平台中进行公开并动态维护，将发电企业的注册情况按规定报政府主管部门备案。

第三节 电力用户准入

第十六条 依据国家及省级政府主管部门政策文件要求，电力用户准入条件为：

（一）参与电力市场的电力用户应当具有法人资格（或已经完成工商登记的经济实体），工商营业执照真实有效。

（二）信用良好，未被国家机关或法律法规授权组织列为联合惩戒对象名单。

（三）符合云南省能源局确定的有序放开用电计划范围。

（四）拥有自备电厂的电力用户应按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴。

（五）符合电网接入规范，属于正式用电，满足电网安全技术要求，具备相应的电能计量能力或替代技术手段，满足市场计量和结算要求，用电档案完整，与电网企业签订正式供用电协议（合同）。

（六）内部核算的电力用户经法人单位授权，也可提出注册申请。当内部核算的电力用户申请进入和参与市场时，需承诺已完成参与市场所需的内部授权和管理流程。

第十七条 对农业、居民生活、重要公用事业和公益性服务行业电力用户（包括党政机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气、供热等涉及社会生活基本需求）、电力生产供应所必需的厂用电和线损，或提供公共产品和服务的部门和单位，按照政府放开经营性用电有关政策执行。若国家和地方相关政策有调整，按照最新要求执行。

第十八条 参与电力市场交易的电力用户全部电量需通过批发或零售交易购买，且不得同时参加批发市场和零售市场，用电价格通过市场机制形成，不再执行目录电价，不得随意退出市场。

第十九条 申请。符合准入范围和条件、自愿参与市场

交易的电力用户通过云南电力交易平台提出申请。

第二十条 初核。供电企业、配售电企业确认和核验用户用电相关信息（包括用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、行业分类、电压等级、用电性质和类别、计量条件、抄表周期、电价类别等信息）。初核工作应于 5 个工作日内完成，不能完成的载明原因。

第二十一条 复核。昆明电力交易中心应于 2 个工作日内对资料的完备性进行核验，并将核验结果反馈至申请方。资料核验通过的用户与昆明电力交易中心签订入市协议。

第二十二条 电力用户注册申请通过后按规定程序纳入市场主体目录，自次月 1 日起其用电价格通过市场机制形成。昆明电力交易中心将电力用户目录在云南电力交易平台中进行公开并动态维护，并按规定将电力用户的注册情况上报云南省能源局和国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）备案。

第四节 售电公司准入

第二十三条 依据国家及省级政府主管部门政策文件要求，售电公司的准入条件为：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产总额不得低于 2 千万元人民币。资产总额在 2 千万至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量 6 至 30 亿千瓦时的售电业务；资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量 30 至 60 亿千瓦时的售电业务；资产总额在

2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。资产证明材料需提供具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告等能够证明企业资产的文件，或开户银行出具的实收资本证明，文件落款时间不得超过一个月。

（三）拥有 10 名及以上在职人员，其中至少 7 名须提供劳动关系证明材料，包含社保缴纳证明和用人单位人员就业（录用）登记表；其他可提供不超过 3 名的劳务关系证明材料，包括但不限于任职任命文件、返聘协议等。在职人员须掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。在职人员中电力方面专业人员比例不低于 30%。至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员，其中具有劳动关系的中高级职称专业管理人员至少两名，拥有电力方面中高级职称专业管理人员至少两名。

（四）应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加电力交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

（五）无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。

（六）需提供企业资质和主要业绩说明，尤其是售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包括电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理。

第二十四条 拥有配电网运营权的售电公司除满足上述准入条件外，还须具备以下条件：

（一）拥有配电网运营权的售电公司的注册资本不低于其总资产的 20%。

（二）按照有关规定取得电力业务许可证（供电类）。

（三）增加与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，总人数不少于 20 人，其中至少拥有两名电力方面高级职称和五名电力方面中级职称的专业管理人员。

（四）生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有电力方面中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

（五）具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律法规规定开展安全培训教育工作，配备安全监督人员。

（六）具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。对外委托有资质的承装（修、试）队伍的，要承担监管责任。

（七）具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

（八）承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

第二十五条 “一注册”。由昆明电力交易中心负责售电公司注册服务。符合准入条件的售电公司通过云南电力交易平台向昆明电力交易中心提交注册资料办理注册。

第二十六条 昆明电力交易中心应于 10 个工作日内对资料的完备性进行审核，并将审核结果反馈至申请方。资料审核过程中，如有需要，昆明电力交易中心可要求售电公司增加相关补充资料或进行现场核验，资料核验通过的售电公司与昆明电力交易中心签订入市协议，待公示通过后生效。

第二十七条 “一承诺”。售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并向昆明电力交易中心提交以下资料，包括但不限于：入市协议及信用承诺书、企业营业执照、法定代表人身份证明、企业基本情况、资产证明、从业人员相关资料（名单、身份证、职称证书、劳动关系证明材料、劳务关系证明材料）、经营场所证明、设备信息、企业对授权代理人的授权许可资料及其身份证明等。拥有配电网运营权的售电公司还需提供电力业务许可证（供电类）。

第二十八条 “一公示”。昆明电力交易中心通过官方网站、“信用中国（云南）”等网站，每月将售电公司满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月。

第二十九条 公示作出之日起一个月内无异议的售电公司，注册手续自动生效。昆明电力交易中心将公示期满无异议的售电公司纳入电力市场自主交易市场主体目录，要求售电公司持续满足准入条件，实行动态管理并通过昆明电力交易中心官方网站向社会公布。

第三十条 “三备案”。昆明电力交易中心按月汇总售电公司注册情况向云南省能源局、云南能源监管办备案，并

通过“信用中国（云南）”网站、昆明电力交易中心官方网站向社会公布。

第三章 准入管理

第三十一条 为提升云南电力交易平台使用安全性、高交易组织效率，参与批发市场的市场主体需办理数字安全证书和电子签章、开通交易服务费账户、完善发票开票信息、履行信用保证等。参与零售市场的市场主体应确立零售服务关系。

第三十二条 昆明电力交易中心按照市场运营有关要求对市场主体持续满足准入条件进行监督核查。已完成注册的市场主体不满足市场准入条件时，可视情况严重程度给予一定的整改期限，整改期限结束后仍然不能满足市场准入条件时，可报云南省能源局、云南能源监管办同意后，退出市场，从市场主体目录中剔除。

第三十三条 同一期限内，同一个电力用户只能与一家售电公司建立零售关系。

第三十四条 注册信息共享。

（一）全国电力交易机构联盟共同推动建立健全市场主体注册信息共享机制，实现“一地注册，多地共享”。

（二）市场主体首次注册原则上应在工商注册地所在电力交易机构办理。

（三）国家电网公司经营区域内市场主体因业务发展需要在南方区域开展业务的，委托北京电力交易中心将注册

信息及相关材料推送至广州电力交易中心,广州电力交易中心根据业务申请范围推送至接受地电力交易机构。

(四) 南方区域内市场主体申请跨省区开展业务的,由注册地电力交易机构根据业务申请范围将注册信息及相关材料推送至广州电力交易中心,由广州电力交易中心推至接受地电力交易机构。

(五) 注册信息实行“首问负责制”,由市场注册地电力交易机构负责校核,校核通过后推送至相关业务范围注册地电力交易机构。

(六) 省外售电公司注册信息共享须遵循云南电力市场各项准入条件,自售电公司在云南电力交易平台进行注册信息备案之日起,三个月内按照云南电力市场准入要求完成注册信息补充完善及变更。

第三十五条 地方电网、趸售电网参与市场。

(一) 云南电网趸售境外的电力用户,可由趸售区境内供电企业注册参与交易;也可由趸售主体直接注册参与电力交易。

(二) 云南电网区外的电力用户,妥善处理原有趸售合同后,可直接注册参与交易,或由云南电网区内趸售供电企业注册参与交易。

第三十六条 异议及疑义处理。

(一) 公示期间存异议的售电公司,暂停公示;售电公司应于5个工作日内主动整改,逐项向昆明电力交易中心书面反馈消除异议。异议消除后由昆明电力交易中心再次启动

公示，公示时间在原公示基础上后延 5 个工作日。未主动消除异议、异议未消除或再次公示仍存在异议的，终止公示暂不纳入目录，注册售电公司在终止公示 3 个月后可继续提交注册。

（二）市场主体纳入目录后，其他市场主体对其准入存在异议的，应以书面形式向昆明电力交易中心提出，存疑方应主动消除异议，并在规定时间内向昆明电力交易中心提供相应证明材料，必要时云南省能源局或昆明电力交易中心可组织进行实地调查。确不符合准入条件的，昆明电力交易中心暂停其市场资格，待该市场主体妥善处理好相关事宜后移出市场主体目录，市场主体自行承担由此导致的相关后果和影响。

（三）如涉及投诉举报，昆明电力交易中心及时受理并进行核查，发生注册失信行为的，其行为纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单，根据严重程度和影响程度，由昆明电力交易中心上报云南省能源局和云南能源监管办，提请纳入电力行业严重违法失信“黑名单”。

第四章 信息变更

第三十七条 市场主体类别、法人、营销编号、主要业务范围、公司主要股东等重大注册信息发生变化的，需办理注册资料整体变更。其中售电公司需再次履行承诺、公示程序。

第三十八条 企业联系人、授权委托人、企业经济性质、企业规模、自备电源等一般信息变更时，应在 5 个工作日内向昆明电力交易中心申请变更。

第三十九条 售电公司发生股权结构、法人、吸收合并

等重大变更时，应主动通过昆明电力交易中心提供的平台对市场主体进行公示。

第四十条 电力用户或售电公司关联的用户发生更名、过户、并户、销户或者用电类别、电压等级等信息变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在云南电力交易平台办理注册信息变更手续。

第四十一条 市场主体注册填报信息发生变化时，应在5个工作日内向昆明电力交易中心申请变更。未及时进行变更的，市场主体自行承担相关后果及影响；同时昆明电力交易中心将其行为纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单，根据严重程度和影响程度，由昆明电力交易中心报云南省能源局和云南能源监管办，提请纳入电力行业严重违法失信“黑名单”。

第五章 市场退出

第一节 市场主体自愿退出

第四十二条 依据国家及省级政府主管部门政策文件要求，市场主体一经注册，原则上不得退出市场。确需退出的，需提前30个工作日在云南电力交易平台中向昆明电力交易中心提交自愿退市申请。

第四十三条 市场主体申请退出之前应将所有已签订的购售电合同、已达成交易的电量等相关合约和交易履行完毕或完成转让，处理好后续事宜。

（一）售电公司、发电企业因运营不善、资产重组、吸

收合并或者破产倒闭等特殊原因退出市场的，应至少提前 30 个工作日通知云南省能源局、云南能源监管办、昆明电力交易中心以及电网企业和电力用户等相关方，并向昆明电力交易中心提交退出申请。退出之前，应将所有已签订的购售电合同、已达成交易的电量等相关合约和交易履行完毕或完成转让，处理好后续事宜。

（二）电力用户无法履约的，应至少提前 30 个工作日书面告知电网企业、相关售电公司、昆明电力交易中心以及其他相关方，并向昆明电力交易中心提交退市申请，原则上将所有已签订的购售电合同履行完毕，并处理好相关事宜。

第四十四条 昆明电力交易中心收到市场主体退市申请之日起，核实其应履行的市场义务、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况后，昆明电力交易中心为满足注销条件的市场主体办理注销手续，通过云南电力交易平台等向社会公开，进行动态公开和维护。

其中，收到售电公司自愿退出申请后，昆明电力交易中心通过官方网站向社会公示，公示期 10 个工作日，公示期满无异议的，办理保证金退还手续后自动退出市场并注销注册。昆明电力交易中心汇总自愿退市且公示期满无异议的售电公司，向云南省能源局、云南能源监管办备案，并通过“信用中国（云南）”和昆明电力交易中心官方网站向社会公布。

第四十五条 无正当理由退出市场的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择电力市场化交易。

第四十六条 自愿退市的电力用户由属地电网企业或其他拥有配网运营权的售电公司承担保底供电责任，保底价格按照《云南省发展和改革委员会关于调整退出电力市场用户执行保底供电价格的通知》（云发改价格〔2020〕1111号）执行。若价格主管部门出台相关政策按当前有效价格政策执行。

第二节 市场主体强制退出

第四十七条 市场主体有下列情形之一的，应强制退出市场：

（一）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场。

（二）严重违反市场交易规则，不服从电力调度指令。

（三）企业违反信用承诺或信用评价降低到不符合继续参与市场交易的。

（四）被国家机关或法律法规授权组织列为联合惩戒对象名单。

（五）售电公司注册生效后，连续6个月没有产生交易行为的，限制其交易权限，再次交易前，需再次履行公示手续；连续12个月没有产生交易行为的，按售电公司强制退出流程处理。

（六）云南省能源局、云南能源监管办及昆明电力交易中心认定的其他情况。

第四十八条 市场主体触发强制退出市场条件的，昆明电力交易中心应及时将有关情况提交云南电力市场管理委员会讨论，市场管理委员会将处理建议报云南省能源局。

第四十九条 云南省能源局、云南能源监管办确定市场主体符合强制退出条件后，通过政府网站、“信用中国（云南）”网站和昆明电力交易中心官方网站向社会公示，公示期 10 个工作日。公示期满无异议或异议被驳回的，方可对该市场主体强制退出。

第五十条 售电公司被强制退出的，其所有已签订但尚未履行的购售电合同由购售电双方协商解决；在规定时间内无法妥善处置的，其签约的零售用户可由属地电网企业或其他拥有配网运营权的售电公司按偏差电量基准价 P_d 的 1.2 倍提供保底供电服务；待用户建立新的零售关系，则按零售合同结算。

第五十一条 被强制退出市场的市场主体 3 年内不得再进入电力市场，其法人、单位和机构情况上报云南省能源局和云南能源监管办提请记入社会信用体系。电力用户被强制退市的，由属地电网企业或其它拥有配网运营权的售电公司承担保底供电责任，保底价格按照《云南省发展和改革委员会关于调整退出电力市场用户执行保底供电价格的通知》（云发改价格〔2020〕1111 号）执行。若价格主管部门出台相关政策按当前有效价格政策执行。

第三节 市场主体自然退出

第五十二条 当市场主体发生以下情形时，待市场合约全部交割完成后，由昆明电力交易中心确认市场主体自然退出，从市场主体目录中移除，同时未完成的零售关系自动失

效，由此造成的损失由市场主体自行承担：

（一）破产、解散、工商注销的，依法被撤销、解散、关闭的。

（二）确认发电企业不再发电，电力用户不再用电（在当地电网企业已销户）。

（三）因市场规则、国家和省级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。

（四）因用电类别或经营性质调整，不满足准入条件。其中，昆明电力交易中心启动售电公司自然退出流程后，昆明电力交易中心通过官方网站向社会公示，公示期 10 个工作日，公示期满无异议的，自动退出市场并注销注册。昆明电力交易中心汇总自然退市且公示无异议的售电公司名单，向云南省能源局、云南能源监管办备案，并通过“信用中国（云南）”和昆明电力交易中心官方网站向社会公布。

第六章 市场运营管理

第五十三条 昆明电力交易中心应通过官方网站、云南电力交易平台、400-890-9191 服务电话等方式建立市场主体咨询和意见反馈途径，收集市场主体意见建议。

第五十四条 当市场主体存在相关事项的异议时，市场成员可自行协商解决，也可申请由昆明电力交易中心进行协调处理。申请由昆明电力交易中心进行协调的，市场主体应通过云南电力交易平台向昆明电力交易中心提交书面申请，说明事情经过并提交相关证明材料。昆明电力交易中心在收

到市场主体书面申请 2 个工作日内,应明确答复市场主体是否予以处理。

第五十五条 昆明电力交易中心协调处理市场异议以及开展相应市场管理工作时,可采用书面问询、电话问询、约见座谈、上门沟通等方式进行,并可根据业务需要邀请电力、法律、经济等方面专业人士参与提供专业意见。

第五十六条 昆明电力交易中心可以采取下列措施,进行现场检查:

(一) 对异议双方进行现场核查。

(二) 询问异议方工作人员,要求其对有关异议事项作出说明。

(三) 查阅、复制与核查事项有关的文件、资料,对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存。

(四) 对核查中发现的违规行为,有权当场予以纠正或者要求限期改正。

第五十七条 昆明电力交易中心可根据掌握的情况和市场主体提供的材料对有关主体进行处理,包括暂停交易资格、暂停交易权限、市场内通报、纳入交易行为信用评价和记入市场负面行为清单等,根据需要报云南能源监管办和云南省能源局。

第五十八条 市场主体不得协助资产关联方、关联公司等利益相关方扰乱市场、串通交易、合谋获利,利用垄断优势滥用市场力。一经发现类似行为,昆明电力交易中心可将

有关情况向云南省能源局和云南能源监管办报告。

第五十九条 经昆明电力交易中心协调无法达成一致的，也可提请云南省能源局、云南能源监管办调解处理，必要时可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第六十条 昆明电力交易中心对市场主体行为进行监测，通过资料检查或现场核查的方式对市场主体进行检查。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，进行市场曝光；对于严重违反交易规则的行为，按照职责或政府授权进行处理。

第六十一条 昆明电力交易中心根据政策要求、准入核查和业务开展需要，对市场主体准入条件和参与市场情况实施动态核查管理，不满足准入条件的将按有关规定处理。

第七章 附则

第六十二条 本管理办法由云南省能源局负责解释。

附件 2:

云南电力市场交易行为信用管理办法

第一章 总则

第一条 为了更好服务于社会和行业信用体系建设,规范电力市场秩序,持续提升市场风险控制能力,确保电力市场平稳有序,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)及电力体制改革配套文件、《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)、《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)及有关法律、法规规定,结合云南电力市场实际,制定本办法。

第二条 坚持依法依规、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,服务于市场主体、确保市场公平、强化风险防控。

第三条 信用评价机制与负面行为观察机制协同识别交易行为信用风险,综合评价等级与负面行为记分筛查存在风险的市场主体,借助交易信用保证机制提升其信用风险防控能力。同时,通过信用风险预警及惩戒机制实现对交易行为信用风险的有效管控。

第四条 授权昆明电力交易中心有限责任公司(以下简

称“昆明电力交易中心”)开展云南电力市场主体交易行为信用管理工作。本管理办法适用于所有参与云南电力市场的发电企业、电力用户和售电公司等市场主体。

第二章 交易行为信用评价管理

第一节 信用管理信息采集

第五条 昆明电力交易中心负责对信用管理相关数据进行采集与管理,市场主体有义务及时向昆明电力交易中心报送与信用评价相关的财务信息等必要数据,并对数据的真实性、合法性、完备性负责。

第六条 昆明电力交易中心可通过以下方式获取市场主体信用行为信息,并不断拓展信息来源渠道,应用于信用评价机制与负面行为观察机制:

(一) 从交易系统获取的出清结果、结算凭据等相关交易数据,信用评价以信息采集时已正式发布的交易相关数据为准。

(二) 由云南电网公司市场营销部汇总确认的电费缴纳情况、电力调度机构向昆明电力交易中心提供的电力交易履约情况等相关信息。

(三) 市场主体参与电力市场过程中,违反电力交易相关法律法规及规则,经云南省能源局、国家能源局云南监管办公室(以下简称“云南能源监管办”)或昆明电力交易中心发现并核实的行为信息。

(四) 市场成员根据实际情况,向昆明电力交易中心书面形式反应的其他市场主体交易行为信息。

（五）市场主体在参与电力市场过程中，对其他市场主体的有效评价信息。

（六）从政府部门、司法部门等依法获取的相关信息。

（七）经政府部门或市场主体授权查询的非公开的公共信用信息。

（八）与省级信用信息共享平台、云南省能源局规定和认可的相关信息平台交互的市场主体信用信息。

（九）其他依法合规获取的信息。

第七条 各市场成员有义务监督其他市场成员违反电力交易相关法律法规及规则、扰乱市场秩序的行为，向昆明电力交易中心提交相关佐证材料，并对材料的真实性、有效性、合法性及造成的后果负责，被举报的市场成员同样有权提供证明材料。通过市场成员间的互相监督，相互促进，共同维护市场秩序。

第八条 昆明电力交易中心负责做好电力交易相关数据的存储，确保信用管理基础数据和信息可查询、可追溯，接受市场主体的监督与质询，相关数据存档期不少于五年。

第二节 交易行为信用评价机制

第九条 昆明电力交易中心根据售电公司、发电企业、批发用户在电力交易全过程的综合表现按月开展交易行为信用评分，并结合负面行为观察机制按季度开展评级；零售用户评级根据其在云南电力零售交易平台的有效评价实时更新。

第十条 昆明电力交易中心仅对本月参加了市场化交易

的售电公司、发电企业、批发用户进行月度评分，仅对本季度连续两个月参加了市场化交易的上述市场主体进行季度评级。

第十一条 昆明电力交易中心按评价周期对售电公司、发电企业、批发用户的月度评分结果及季度评级结果进行集中公布，零售用户的评级在云南电力零售交易平台中实时公布更新。

第十二条 月度交易行为信用评分按照如下指标开展，（详见附件 1-3），总分为 1000 分。

市场主体类别	指标细项
售电公司	信用记录，管理能力，盈利能力，信用保证，服务能力，市场规模，负荷预测，交易能力，用户评价
批发用户	信用记录，基础管理，履约情况，负荷预测，交易能力
发电企业	信用记录，基础管理，履约情况，连续交易，交易能力

第十三条 按照如下公式计算季度信用评分：

季度信用评分=本季度最低月度信用评分×0.2+本季度平均月度信用评分×0.8。

按照季度信用评分给出评级，按照星级标识分为五等，五星级表示“优异”，四星级表示“良好”，三星级表示“一般”，二星级表示“较差”，一星级表示“差”。等级与评分对应关系如下所示：

星级	季度评分
★★★★★	[900, 1000]
★★★★	[800, 900)

星级	季度评分
★★★	[600, 800)
★★	[400, 600)
★	[0, 400)

第十四条 售电公司与零售用户在零售合同期内，按照星级开展互评，一星级至五星级分别代表“差”、“较差”、“一般”、“良好”、“优异”，分别对应1分至5分的积分。

第十五条 零售用户以最新的12个有效评价积分的算术平均值作为信用评分，四舍五入取整后按照本办法第十四条的标准对应评级，作为零售用户的评级。零售用户对售电公司的有效评价，作为售电公司信用评价的指标之一，详见附件1。

第十六条 售电公司、发电企业、批发用户交易行为信用评价工作按照如下步骤开展：

（一）参评材料提交。市场主体按照昆明电力交易中心的要求提交相应的参评材料。

（二）信用评分计算。按照本办法，昆明电力交易中心每月度结束后开始归集评价样本数据，在所有数据冻结完毕后，分指标计算信用评分。

（三）评分结果公示。昆明电力交易中心将形成的评分结果通过电力交易系统 channels 对市场主体公示，公示时间为5个工作日。

（四）评分异议申诉。对评分结果存异议的市场主体，

可在公示期内以书面形式向昆明电力交易中心提出异议申诉，公示期满后不再接受异议申诉。昆明电力交易中心核实申诉内容后，及时答复提出异议申诉的市场主体，并根据核实情况，修正评价结果或驳回其异议申诉。

（五）评分结果发布。公示期满且无异议，评分结果自动生效。昆明电力交易中心及时将生效的评分结果向市场主体及社会发布，同时报送云南省能源局、云南能源监管办。并将结果交互应用至云南省信用信息共享平台，在“信用中国（云南）”网站公布。

（六）评级结果发布。本季度各月信用评分全部正式发布后，昆明电力交易中心将按照本细则的规定计算各交易单元的季度信用评分并评级，按市场主体的企业统一社会信用代码取最低评价得分归并形成企业评价结果。评级结果将直接发布，不再进行公示。

第十七条 昆明电力交易中心按照公有信息与私有信息的分类方式在不同范围内发布信用评价结果，具体范围如下：

（一）面向社会公布市场主体信用评级结果。

（二）面向市场主体公布各市场主体的分指标得分、评分结果及评级结果。

（三）各市场主体可查询自身的分指标得分、评分结果、评级结果、负面行为记录、部分评分计算过程数据等详细评价信息。

第十八条 信用评价结果可应用于以下方面：

(一) 可作为昆明电力交易中心对市场主体进行信用风险预警及惩戒的依据。

(二) 可作为市场主体提供信用保证额度的依据。

(三) 可作为电力交易新业务、新品种试点或推广顺序的依据。

(四) 可作为云南能源监管办对市场主体进行分类监管的依据。

(五) 其他有利于维护市场秩序、促进市场发展的方面。

第三节 市场负面行为观察机制

第十九条 市场负面行为观察机制采用“累计记分制”，总分 12 分。市场主体出现相应的负面行为后，将按照本细则的规定进行记分，并触发相应的信用风险预警及惩戒机制。

第二十条 云南电力市场负面行为清单包括禁止类事项和限制类事项，其中限制类又分为严重类事项和一般类事项。禁止类事项记 12 分，严重类事项记 6 分，一般类事项记 3 分。（详见附件 4-6）

序号	类型	负面行为
1	禁止	企业被实施联合惩戒
2		严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序，严重影响市场运行或拒不整改
3		重大不良经济往来且拒不整改
4	严重	受到行政或司法处罚，情节严重
5		严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序

序号	类型	负面行为
6		严重违反信用承诺
7		重大不良经济往来
8	一般	违反市场规则，破坏市场秩序
9		违反信用承诺
10		不良经济往来

第二十一条 市场主体多次出现相同负面行为的，每次均按照本细则记录为一次负面行为，累计记分。

第二十二条 云南电力市场负面行为按照以下方式进行认定。

（一）从行政、司法部门获取的，或通过省级信用信息共享平台、云南省能源局规定和认可的相关信息平台获取的负面行为，按照其要求直接认定为对应类型的负面行为。

（二）市场运行过程中发现或由市场成员反馈的负面行为，经昆明电力交易中心核实后，由昆明电力交易中心直接认定。记分累计6分以上的，需向云南省能源局与云南能源监管办书面汇报。

（三）市场主体发生本管理办法未明确的负面行为，可由昆明电力交易中心提交云南电力市场管理委员会讨论，形成处理建议报云南省能源局。经云南省能源局认定后作为负面行为清单的增补项，与本管理办法规定的负面行为具有相同效力。

第二十三条 昆明电力交易中心只接受市场成员反馈的负面行为相关情况，需提供真实、有效、合法的依据，并通

过签字盖章的书面形式向昆明电力交易中心提出，昆明电力交易中心可通过发函问询、现场问询、实地调查等多种方式进行核查，市场主体应给予配合。

第二十四条 由市场成员反馈的负面行为，经昆明电力交易中心初步核实后，将向当事市场主体发出负面行为预认定通知，其须在 10 个工作日内（昆明电力交易中心有另行通知的除外）提供相应说明材料，作为认定的依据之一。若双方对事实认定存在明显争议，可由昆明电力交易中心提交市场管理委员会讨论，形成处理建议报云南省能源局。

第二十五条 触发负面行为清单后产生的相关影响，由市场主体自行承担。负面行为一经认定，即触发相应的信用风险预警及惩戒机制。

第二十六条 售电公司在季度评级时，若存在尚未修复的负面行为，则对评级进行限制。负面行为记分为 3 分时，评级不高于四星级；负面行为记分为 6 分及以上，评级不高于三星级。

第二十七条 涉及市场负面行为需要整改的，整改期限原则上为 1 个月。政府相关部门或昆明电力交易中心对整改期限有具体要求的，按具体要求执行。

第四节 交易风险管理机制

第二十八条 通过交易信用保证机制对交易风险进行管理与防控，用于提高市场主体参与电力市场过程中的风险防控能力，保障全体市场主体权益。

第二十九条 售电公司的最新信用评价等级与交易信用保证额度中的信用系数挂钩。信用系数标准暂定如下：

等级	信用系数
★★★★★	2
★★★★	1.5
★★★	1
★★	0.8
★	0.6

第三十条 昆明电力交易中心可根据市场运行情况适时调整信用额度系数，调整范围不得高于 20%，高于 20%需报云南省能源局同意后方可调整。

第三十一条 尚无信用评级结果的售电公司，其信用额度系数暂按 1 执行，待其具有信用评级结果后，按信用评级结果设置其信用额度系数。

第五节 信用风险预警及惩戒机制

第三十二条 依据市场主体负面行为记分及评级，昆明电力交易中心采用以下措施进行信用风险预警及惩戒：

（一）风险预警通知。对该市场主体发出书面预警，提醒其关注自身评价情况。

（二）失信行为曝光。通过电力交易系统等渠道发布信用风险预警，曝光其失信行为，包括市场主体企业基本信息、所触发的负面行为、评级低的原因等内容。

（三）售电公司停牌。暂停售电公司与电力用户签订零

售合同或出售零售套餐的权限。自市场主体达到该惩戒措施触发条件之日起开始停牌，直至市场主体不再满足该惩戒措施触发条件。

（四）暂停交易资格。暂停售电公司、批发用户、发电企业参加批发市场的权限，暂停零售用户购买零售套餐的权限，结算机制按照相关规则执行。市场主体达到该惩戒措施触发条件的，立即暂停自当月起交易资格；市场主体不再满足该惩戒措施触发条件时，恢复自当月起交易资格。

（五）强制退出市场。市场主体触发强制退出市场条件的，昆明电力交易中心应及时将有关情况提交市场管理委员会讨论，市场管理委员会形成处理建议报云南省能源局。按照电力行业严重违法失信市场主体联合惩戒管理要求，严重违法失信的市场主体，经云南省能源局认定，纳入电力行业严重违法失信“黑名单”，由云南省能源局根据《印发〈关于对电力行业严重违法失信市场主体及其有关人员实施联合惩戒的合作备忘录〉的通知》（发改运行〔2017〕946号）的要求，协调相关部门实施联合惩戒。

第三十三条 信用风险预警及惩戒措施依据市场主体负面行为记分及评级触发，具体标准如下：

预警及惩戒措施	触发条件
风险预警通知	市场主体负面行为记分为3分及以上。
失信行为曝光	市场主体负面行为记分为6分及以上。
售电公司停牌	售电公司负面行为记分为6分及以上。

暂停交易资格	市场主体负面行为记分为9分及以上或售电公司、发电企业、批发用户评级为二星级及以下。
强制退出市场	市场主体负面行为记分为12分或售电公司、发电企业、批发用户评级为一星级。

第三十四条 昆明电力交易中心依据评级结果及负面行为扣分情况，按季度向公众发布“交易行为信用红黑榜”，构建激励守信、惩戒失信的电力交易环境，具体规则如下：

（一）“交易行为信用红榜”发布交易过程中守信表现优秀的售电公司。

（二）“交易行为信用红榜”入围标准为本评价周期的信用评级为五星级，且季度信用评分排名前十，若信用评分相同，则对比上一评价周期的评分，得分高者入围，若上一评价周期评分相同，则同时入围。并且满足近半年内未发生一般类负面行为，近一年内未发生严重类负面行为，从未发生禁止类负面行为。

（三）“交易行为信用黑榜”曝光交易过程中存在重大失信行为的市场主体，分为售电公司、发电企业、电力用户三个名单。

（四）“交易行为信用黑榜”列入标准为季度评级为二星级及以下或本季度累计负面行为扣分达到9分（包括已修复的负面行为）。

第三十五条 昆明电力交易中心通过信息化手段及时将市场主体的负面行为情况报送云南省能源局与云南能源监管办，针对影响范围广或情节恶劣的负面行为，昆明电力交

易中心应及时向云南省能源局与云南能源监管办进行书面汇报。

第三十六条 市场主体的历史信用评分及评级结果长期披露；“交易行为信用红榜”信息长期披露；“交易行为信用黑榜”信息披露期为三年；“失信行为曝光”信息披露期为一年，超过披露期的转为交易行为信用档案保存。政府相关部门或昆明电力交易中心对披露期有具体要求的，按具体要求执行。

第六节 市场信用修复

第三十七条 市场主体可对照交易信用评价的评定标准和市场负面行为清单的认定标准，提升信用评价指标得分，修复市场负面行为，提升交易行为信用评价等级。

第三十八条 市场主体负面行为通过以下方式修复：

（一）参与市场过程中触发并记录的负面行为，市场主体更正其负面行为并消除影响后，可向昆明电力交易中心提出书面修复申请，并提供相应证明材料。经昆明电力交易中心核实后，可修复其负面行为记录，并恢复其负面行为记分。

（二）经云南省能源局或云南能源监管办认定、交互获取的负面行为，依从于信息交互最终结果，交互信息提供方确认并消除记录后，可修复其负面行为记录，并恢复其负面行为记分。

第三十九条 昆明电力交易中心按照电力行业严重违法失信“黑名单”管理要求，报送云南省能源局的市场主体，

在未被最终认定之前，若后续其评价等级提升，修复了负面行为，昆明电力交易中心可将相关情况报送云南省能源局，作为最终认定的补充材料。

第四十条 市场主体负面行为修复或评价等级提升后，售电公司停牌、暂停交易资格按照最新评级与记分执行，失信行为曝光不予撤销。

第四十一条 市场主体被移出电力行业严重违法失信“黑名单”的，在满足云南电力市场相关规则的条件下，可重新申请注册。

第三章 交易行为信用保证管理

第一节 信用保证分类

第四十二条 按照“谁交易、谁履行”的原则，参与交易的售电公司和电力用户均应履行相应的信用保证。未及时足额缴纳信用保证将影响市场主体正常参加电力市场化交易。

第四十三条 信用保证用于防范市场主体在电力交易过程中的违约风险。按照防范的风险类型分为保证金与履约订金。

第四十四条 保证金用于防范售电公司在参与电力交易过程中未按照合同约定履行合约的风险。包括以下场景：

（一）售电公司未按时缴纳交易服务费。

（二）售电公司不能继续履行或要求单方面提前终止电力零售合同。

（三）售电公司在参与交易过程中，批零价差收益亏损的风险。

第四十五条 履约订金用于防范零售用户不能继续履行或要求单方面提前终止电力零售合同的风险。履约订金的管理依据《云南电力市场零售交易管理办法》另行规定。

第二节 信用保证缴纳与退还

第四十六条 保证金接受现金与履约保函两种形式，售电公司可任选其一。履约保函需严格按照昆明电力交易中心提供模板开具。

第四十七条 履约保函需提供国有商业银行或全国性股份制商业银行（云南省境内具有分行或支行）开具的不可撤销、见索即付型履约保函，履约保函有效期终止日期应不早于其所参与交易的电费结算终止日期，昆明电力交易中心作为履约保函受益方与保管方。

第四十八条 售电公司满足以下条件之一可申请退还保证金：

（一）已完成退市流程。

（二）尚未开展电力交易业务。

（三）已足额缴纳现金形式保证金的，可申请退还前期提交的履约保函。已足额提交履约保函的，可申请退还前期缴纳的现金形式保证金。

（四）采用现金形式缴纳保证金的，在满足交易要求的情况下，可申请退还部分保证金。

第四十九条 售电公司退还保证金应向昆明电力交易中心提交书面申请，并履行昆明电力交易中心规定的相关手续。

第三节 信用保证额度

第五十条 售电公司保证金额度分为实缴额度与有效额度，有效额度为实缴额度与信用系数的乘积，信用系数按照本管理办法第二章第四节执行。

第五十一条 售电公司保证金最低实缴额度为 50 万元人民币，最高实缴额度为 2000 万元人民币。

第五十二条 售电公司信用风险敞口根据月度成交量于各交割月独立计算，具体标准如下表所示。

交易电量(万千瓦时)	信用风险敞口
成交量 \leq 2000 万千瓦时	Min (50 万人民币, 成交量 \times 3 分/千瓦时)
2000 万千瓦时 $<$ 成交量 \leq 1 亿千瓦时	Min (200 万人民币, 50 万人民币+ (成交量-2000 万千瓦时) \times 2 分/千瓦时)
成交量 $>$ 1 亿千瓦时	Min (2000 万人民币, 200 万人民币+ (成交量-1 亿千瓦时) \times 1 分/千瓦时)

其中，成交电量为售电公司批发市场月度总交易电量与零售市场月度总交易电量的较大值。若售电公司出现过保证金偿付的情况，则其保证金实缴额度不能低于其历史保证金单次被主张偿付额度的最大值。

第五十三条 售电公司保证金有效额度在大于各月信用风险敞口的基础上，不能低于其签约零售用户所缴纳履约订金总和的 30%，若售电公司负面行为记分为 9 分及以上或评级为二星级及以下，则不能低于其签约零售用户所缴纳履约订金的总和。上述条件在批发市场申报和签订零售合同时校验，若出现有效额度不足的情况，需补足差额方可继续申报。

第五十四条 当售电公司出现批零价差收益巨额亏损、

连续亏损、负面行为记分为9分及以上或评级为二星级及以下等经营异常情况且存在巨大违约风险的，经昆明电力交易中心评估后，可要求售电公司增加保证金实缴额度，并可采取本管理办法规定的一种或多种措施，及时化解风险，直至风险降低或消除为止。

第五十五条 市场主体因未及时缴纳或补缴信用保证所产生的费用与损失由市场主体自行承担。

第四节 信用保证管理

第五十六条 信用保证采用“专款专用”方式，其属于市场主体所有，只能作为本管理办法规定的违约风险的资金担保，严禁挪作其他用途。

第五十七条 售电公司出现本管理办法规定的违约行为时，其他市场成员主张保证金偿付的，实际偿付额度不超过违约售电公司缴纳至昆明电力交易中心的保证金实缴额度。超出部分市场成员可通过自主协商、司法手段等方式另行寻求偿付。

第五十八条 售电公司出现本管理办法规定的违约行为时，多家市场成员主张保证金偿付的，若违约售电公司保证金实缴额度不足以全额偿付的，则按照各市场成员的应偿付额度等比例偿付。不足部分市场成员可通过自主协商、司法手段等方式另行寻求偿付。

第五十九条 售电公司出现本管理办法规定的违约行为时，偿付方式如下：

（一）售电公司未按时向电网公司缴纳电费，电网公司

需向昆明电力交易中心提交书面申请与相关佐证材料。昆明电力交易中心将向当事售电公司发出信用保证预偿付通知书，若其不能在5个工作日内（昆明电力交易中心另行通知的除外）及时补缴或提供有效的缴费凭证等反驳材料，昆明电力交易中心将按照电网公司的主张进行偿付。

（二）售电公司拖欠交易服务费的，昆明电力交易中心将向其发出信用保证预偿付通知书，若其不能在5个工作日内（昆明电力交易中心另行通知的除外）补缴，昆明电力交易中心将直接使用保证金支付交易服务费。

（三）售电公司因破产或强制退出市场等原因，不能继续履行零售合同的情况下，零售用户可主张的偿付额度为其缴纳的履约订金金额，昆明电力交易中心将按照额度直接使用保证金进行偿付。

第六十条 若相关市场成员对保证金的偿付事宜存在明显争议的，可由昆明电力交易中心提交市场管理委员会讨论，形成处理建议报云南省能源局。

第六十一条 若相关市场成员间就违约赔偿事宜已另行约定，并自行通过信用保证的方式进行了担保，涉及赔偿时优先按照双方约定进行赔偿，不足部分按照本管理办法使用信用保证进行赔偿。

第六十二条 昆明电力交易中心不受理本管理办法明确的违约事项之外的任何其它资金偿付事项，相关经济赔偿责任由当事市场主体自行承担。

第六十三条 昆明电力交易中心在执行保证金偿付前，将通过昆明电力交易中心官网对保证金偿付相关事宜进行公告，相关市场主体有义务按照公告要求履行相关手续。若相关市场主体未在公告规定时间内履行相关手续，则视为自愿放弃获得保证金的偿付。

第六十四条 由昆明电力交易中心负责对市场主体的信用保证进行收取、保管、对账及退还等全流程管理。并为市场主体提供信用保证信息查询和额度不足预警服务。

第六十五条 市场主体对信用保证偿付造成的经济损失负责，并承担信用保证偿付等操作产生的银行转账手续费等合理费用。

第四章 附则

第六十六条 本管理办法由云南省能源局负责解释。

附件 1：云南电力市场售电公司交易行为信用评价指标

指标	内容	标准分	评分标准
信用记录	企业历史信用向好情况。	80	<p>1. 连续守信得分。按照近六期的评价得分情况，各周期均取得五星级对应评分的，得 80 分。未均获得五星级对应评分的，按照每次取得五星级对应评分，得 10 分，每次取得四星级对应评分，得 6 分，其他情况得 0 分，加和得到连续守信得分。此项指标计算中，2020 年的历史评价结果，AAA 等同于五星级计算，AA+及 AA 等同于四星级计算。</p> <p>2. 昆明电力交易中心可引入政府或权威机构发布的售电公司信用评分。连续守信得分与外部引入信用评分按照 3:1 的比重折算为本指标得分。在引入外部信用评分前，本指标得分由连续守信得分确定。</p>
管理能力	企业专业技术人员构成、财务规范管理情况及注册资料维护情况。	100	<p>1. 售电公司注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 3 分，满分及扣分上限为 30 分；售电公司签约用户的注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 1 分，满分及扣分上限为 20 分。</p> <p>2. 6 月 30 日前上传本公司上年度财务决算审计报告的得 10 分，未上传的得 0 分。</p> <p>3. 人才比例=(人才当量×数量)/人才系数。其中，独立售电公司人才系数为 1.2，配售电公司人才系数为 2.2；人才当量暂按正高级 1、副高级 0.6、中级 0.2 计入。人才比例>2，得 40 分；$2 \geq$人才比例≥ 1，按 40 至 18 分线性得分。人才比例小于 1，该项不得分。</p>
盈利能力	售电公司售电业务的盈利能力	90	<p>1. 售电业务盈利=零售市场售电收入-批发市场购电成本，其以昆明电力交易中心出具的结算凭据为准。售电业务盈利增长率=(本月售电业务盈利-上月售电业务盈利)/上月售电业务盈利。若上月售电业务盈利为 0，则售电业务盈利增长率为 0。</p> <p>2. 按照售电业务盈利、售电业务盈利增长率从高到低排序，并按照 7:3 的比重计算盈利能力百分位。按照百分位得分，大于等于 80%得 90 分，大于等于 60%且小于 80%得 70 分，小于 60%得 50 分。</p> <p>3. 省级政府相关部门在运用价格杠杆促进弃水电量消纳试点等文件中，明确承担弃水电量消纳试点的售电公司暂不进行盈利能力考核，得 70 分。</p>
信用保证	有效信用保证占用情况。	80	<p>信用保证占用率=当月冻结额度/有效额度。</p> <p>占用率大于等于 80%得 30 分；大于等于 60%小于 80%得 50 分；小于 60%得 80 分。</p>

指标	内容	标准分	评分标准
服务能力	售电公司的服务基础设施及服务质量情况。	180	<p>1. 拥有客户管理及服务系统的，包括 PC 系统及 APP 等平台，得 15 分。售电公司需提交系统的开发合同与技术协议、带有截图的操作手册等证明文件。</p> <p>2. 云南电力零售交易平台评价率=本周期售电公司评价的用户数/签约用户总数，评价率大于等于 80%得 15 分，评价率大于等于 50%小于 80%得 10 分，小于 50%得 0 分。</p> <p>3. 履约订金平均退款时间小于等于 2 天的，得 50 分；大于 2 天小于等于 5 天，得 20 分；超过 5 天的，得 0 分。每次出现 7 天自动退款的情况，扣 5 分，扣分上限不超过履约订金平均退款时间的得分。</p> <p>4. 云南电力零售交易平台客服效率。平均人工应答响应时间小于等于 2 小时的，得 40 分，大于 2 小时且小于等于 12 小时的，得 20 分，超过 12 小时的，得 0 分。</p> <p>5. 售电公司投诉率=售电公司被签约用户书面或平台投诉次数/签约总用户数，投诉率从高到低排序，按照排序百分位得分，大于等于 90%得 0 分，大于等于 60%且小于 90%得 10 分，小于 60%得 30 分。其中，若投诉次数小于等于 1 次的，则不按照百分位得分，直接为 30 分。</p> <p>6. 市场拓展能力，依据电力用户注册过程，选择介绍其参与电力市场化交易的售电公司次数进行评价。根据本评价周期内售电公司被选择的次数由高到低排序。按照百分位得分，大于等于 80%得 30 分，大于等于 60%且小于 80%得 20 分，小于 60%得 10 分。</p>
市场规模	售电公司零售市场售电量、签约用户数的数量与增长情况。	150	<p>1. 零售市场售电量为售电公司本评价周期零售市场成交电量之和； 零售市场售电量增长率=(本周期零售市场售电量-上周期零售市场售电量)/上周期零售市场售电量，若上周期零售市场售电量为 0，则零售市场售电量增长率为 0； 零售市场签约用户数为本评价周期与售电公司签订零售合同的用电企业数目（按照统一社会信用代码计算）； 零售市场签约用户数增长率=(本周期签约用户数-上周期签约用户数)/上周期签约用户数，若上周期签约用户数为 0，则零售市场签约用户数增长率为 0。</p> <p>2. 零售市场售电量、零售市场售电量增长率、零售市场签约用户数、零售市场签约用户数增长率分别按照由高到低排序，分别计算百分位，并按照 4:1:4:1 的比例计算市场规模百分位。按照百分位得分，大于等于 80%得 150 分，大于等于 60%且小于 80%得 120 分，小于 60%得 90 分。</p>

指标	内容	标准分	评分标准
负荷预测	负荷预测管理能力。	50	<p>准确需求偏差率=$Abs(1-\sum QSi/\sum QXi) \times K1 + \sum Min(Abs(1-QSi/QXi), 1) \times k2/n$。</p> <p>其中，QSi 为售电公司第 i 个签约用户的实际用电量；QXi 为售电公司第 i 个签约用户申报的用电需求；n 为售电公司签约用户数；K1 与 K2 为调节系数，均取 50%。</p> <p>偏差率小于 10%，得 50 分；偏差率大于等于 10%且小于 100%，按 50 分线性计算得分。</p>
交易能力	市场参与过程中的市场参与水平和交易结果的履约情况。	150	<p>1. 批零电量偏差=$Abs(\text{零售市场售电量}-\text{批发市场购电量})/\text{批发市场购电量}$，批零电量偏差小于 3%的得 50 分，大于 3%按照 50 至 0 分线性得分。</p> <p>2. 月度交易偏差率=$Min((\text{月度负偏差电量}+\text{月度正偏差电量})/\text{月度总成交电量}, 1)$，记为 R1；双边偏差率=$1-Min(\text{实际用电量}/\text{月度双边总成交电量}, 1)$，记为 R2；日交易偏差率=$\text{日前交易偏差电量之和}/\text{日前交易成交电量之和}$，记为 R3；</p> <p>1-R1、1-R2、1-R3 按成交电量计算加权平均，记为 Rs，按下述方式计算得分：Rs 大于 99%得 100 分，大于等于 80%小于等于 99%按 70 到 100 分线性计算得分，大于等于 60%且小于 80%按 30 到 70 分线性计算得分，小于 60%按 30 到 0 分线性得分。</p>
用户评价	零售用户对售电公司的评价情况。	120	<p>1. 本评价周期获得一个★评价扣 20 分，获得一个★★评价扣 10 分。满分及扣分上限为 60 分。</p> <p>2. 按照★至★★★★★分别代表 1 至 5 分的标准，计算近六个月所有评价的平均分，按照 0 至 60 分线性得分。</p>

附件 2：云南电力市场批发用户交易行为信用评价指标

指标	内容	标准分	评分标准
信用记录	企业历史信用向好情况。	150	<p>1. 连续守信得分。按照近六期的评价得分情况，各周期均取得五星级对应评分的，得 150 分。未均获得五星级对应评分的，按照每次取得五星级对应评分，得 20 分，每次取的四星级对应评分，得 15 分，其他情况得 0 分，加和得到连续守信得分。此项指标计算中，2020 年的历史评价结果，AAA 等同于五星级计算，AA+及 AA 等同于四星级计算。对前期未参评的用户，未参评的周期，按照每期得 10 分计算。</p> <p>2. 昆明电力交易中心可引入政府或权威机构发布的企业信用评分。连续守信得分与外部引入信用评分按照 3:1 的比重折算为本指标得分。在引入外部信用评分前，本指标得分由连续守信得分确定。</p>
基础管理	注册资料维护情况。	200	注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 5 分，扣分上限 200 分。
守约情况	双边协商交易守约情况。	300	本周期内解除双边合同次数记为 n，按 $(2n-1) \times 5$ 计算扣除分值，扣分上限 300 分。
负荷预测	负荷预测管理能力。	100	准确需求偏差率= $Abs(1-实际用电/用电需求值)$ 。偏差率小于 10%，得 100 分；偏差率大于等于 10%且小于 100%，按 100 分线性计算得分。若实际用电量与用电需求均为 0，此项得满分；若用电需求为 0，实际用电量不为 0，则此项不得分。
交易能力	市场参与过程中的市场参与水平和交易结果的履约情况。	250	<p>月度交易偏差率=$Min((月度负偏差电量+月度正偏差电量)/月度总成交电量, 1)$，记为 R1；双边偏差率=$1-Min(实际用电量/月度双边总成交电量, 1)$，记为 R2；日交易偏差率=日前交易偏差电量之和/日前交易成交电量之和，记为 R3；</p> <p>$1-R1$、$1-R2$、$1-R3$ 按成交量计算加权平均，记为 R_s，按下述方式计算得分：R_s 大于 90%得 250 分，大于等于 80%小于等于 90%按 200 到 250 分线性计算得分，大于等于 60%且小于 80%按 150 到 200 分线性计算得分，小于 60%按 150 到 0 分线性得分。</p>

附件 3：云南电力市场发电企业交易行为信用评价指标

指标	内容	标准分	评分标准
信用记录	企业历史信用向好情况。	150	1. 连续守信得分。按照近六期的评价得分情况，各周期均取得五星级对应评分的，得 150 分。未均获得五星级对应评分的，按照每次取得五星级对应评分，得 20 分，每次取的四星级对应评分，得 15 分，其他情况得 0 分，加和得到连续守信得分。此项指标计算中，2020 年的历史评价结果，AAA 等同于五星级计算，AA+及 AA 等同于四星级计算。对前期未参评的发电企业，未参评的周期，按照每期得 10 分计算。 2. 昆明电力交易中心可引入政府或权威机构发布的企业信用评分。连续守信得分与外部引入信用评分按照 3:1 的比重折算为本指标得分。在引入外部信用评分前，本指标得分由连续守信得分确定。
基础管理	注册资料维护情况。	200	注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 5 分。扣分上限 200 分。
守约情况	双边协商交易守约情况。	250	本周期内解除双边合同次数记为 n，按 $(2n-1) \times 5$ 计算扣除分值，扣分上限 250 分。
连续交易	连续参加交易情况。	200	近六个月均有成交电量的，得 200 分，若未均有成交电量，则每个有成交电量的月份得 30 分。火电厂此项得 200 分，风电及光伏电厂在汛期按照具有成交电量计算。
交易能力	市场参与过程中的市场参与水平和交易结果的履约情况。	200	1. 发电能力偏差率= $Abs(发电能力-实际上网电量)/实际上网电量$ 。若发电能力偏差率小于 10%，得 50 分；若发电能力偏差率大于等于 10%小于 20%，得 20 分；若发电能力偏差率大于等于 20%，得 0 分。 2. 月度交易偏差率= $Min((月度负偏差电量+月度正偏差电量)/月度总成交电量, 1)$ ，记为 R1；双边偏差率= $1-Min(实际用电量/月度双边总成交电量, 1)$ ，记为 R2；日交易偏差率=日前交易偏差电量之和/日前交易成交电量之和，记为 R3； 1-R1、1-R2、1-R3 按成交量计算加权平均，记为 Rs，按下述方式计算得分：Rs 大于 90%得 150 分，大于等于 80%小于等于 90%按 120 到 150 分线性计算得分，大于等于 60%且小于 80%按 90 到 120 分线性计算得分，小于 60%按 90 到 0 分线性得分。

附件 4：云南电力市场售电公司负面行为清单

类型	序号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入失信联合惩戒“黑名单”。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒的。
	2	严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序且拒不整改	1.经政府相关部门明确，严重违反《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 3.利用串通报价和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法权益，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 4.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象，且经政府有关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 5.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配，且未在昆明电力交易中心规定的期限内完成整改的。 7.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行查看私有信息、签订交易合约、签订零售合约等操作，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 8.售电公司户累计 3 次实际月度超用电量超过当月全部市场化用户实际用电量的 10%，并被云南能源监管办认定为故意不交易，扰乱市场的。 9.其他严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序，严重影响市场运行或拒不整改的。
	3	重大不良经济往来且拒不整改	1.政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，并被有关部门认定为情节严重或拒不整改的，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 2.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 10 万元及以上的。 3.其他严重不良经济往来行为，情节严重或拒不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单，并要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 2.企业法定代表人被纳入失信被执行人，政府有关部门要求昆明电力交易中心实施惩戒的。

类型	序号	负面行为	行为描述
			3.其他与市场化交易、履约、服务相关的行政或司法处罚，政府有关部门明确发文要求昆明电力交易中心实施惩戒的。
	5	严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序	<p>1.经政府相关部门明确，违反《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。</p> <p>2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重的。</p> <p>3.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定，未履行市场合同约定义务的，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。</p> <p>4.利用串通报价、虚假交易和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法利益的。</p> <p>5.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。</p> <p>6.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响。</p> <p>7.售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配的。</p> <p>8.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行查看私有信息、签订交易合约、签订零售合约等操作的。</p> <p>9.通过故意捏造虚构事实的方式，向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，已造成评价等级降低、触发信用惩戒措施等实质性损害的。</p> <p>10.售电公司累计2次实际月度超用电量超过当月全部市场化用户实际用电量的10%，并被云南能源监管办认定为故意不交易，扰乱市场的。</p> <p>11.售电公司信用保证不足，且在昆明电力交易中心发出催缴通知书后，逾期未补缴的。</p> <p>12.售电公司配电网运营权资质、股权关系、企业法定代表人、员工信息等关键信息发生变化，经昆明电力交易中心提醒逾期未申请变更，且未向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。</p> <p>13.其他严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的。</p>
	6	严重违反信用承诺	<p>1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经昆明电力交易中心提醒后逾期未整改完毕的。</p> <p>2.参与电力市场过程中，向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的，经提醒后拒不整改的。</p> <p>3.其他严重违反信用承诺的行为。</p>

类型	序号	负面行为	行为描述
	7	重大不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实，昆明电力交易中心发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 2.政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，并要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 3.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 1 万元及以上的。 4.因违约等行为造成需要通过信用保证进行偿付，但保证金实缴额度不足以偿付的。 5.逾期未向电网公司缴纳批零价差收益亏损资金。 6.其他重大不良经济往来。
一般	8	违反市场规则、破坏市场秩序	<ol style="list-style-type: none"> 1.未履行交易规则规定的义务的。 2.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定，未履行市场合同约定义务的。 3.未在昆明电力交易中心要求的时限内上报市场运营管理所需材料、回复问询函等不配合昆明电力交易中心管理的行为。 4.昆明电力交易中心要求其自行处理与其他市场主体之间纠纷，未在规定时间内将处理情况书面反馈昆明电力交易中心的。 5.售电公司配电网运营权资质、股权关系、企业法定代表人、员工信息等关键信息发生变化，经昆明电力交易中心提醒，未在规定时间内未进行变更，但向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 6.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。 7.通过故意捏造虚构事实的方式，向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为的。 8.其他违反市场规则、破坏市场秩序的行为。
	9	违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场的。 2.向昆明电力交易中心提供虚假或不符合要求的信用评价材料，在昆明电力交易中心提醒后，再次提交虚假或不符合要求的信用评价材料。 3.参与电力市场过程中，向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的。 4.其他违反信用承诺的行为。

类型	序号	负面行为	行为描述
	10	不良经济往来	1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实的。 2.因违约等行为造成需要通过信用保证进行偿付的。 3.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到0.1万元及以上的。 4.其他不良经济往来行为。

附件 5：云南电力市场发电企业负面行为清单

类型	序号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入失信联合惩戒“黑名单”。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒的。
	2	严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序且拒不整改	1.经政府相关部门明确，严重违法《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 3.利用串通报价和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法权益，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 4.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象，且经政府有关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 5.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行查看私有信息、签订交易合约等操作，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 7.未执行调度并网协议，不服从调度管理，经调度机构认定为情节严重或拒不整改的，来函要求昆明电力交易中心惩戒的。 8.其他严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序，严重影响市场运行或拒不整改的。
	3	重大不良经济往来且拒不整改	1.政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，并被有关部门认定为情节严重或拒不整改的，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 2.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 10 万元及以上的。 3.其他严重不良经济往来行为，情节严重且拒不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单，并要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 2.企业法定代表人被纳入失信被执行人，政府有关部门要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 3.其他与市场化交易、履约、服务相关的行政或司法处罚，政府有关部门明确发文要求昆明电力交易中心实施惩戒的。

类型	序号	负面行为	行为描述
	5	严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序	<ol style="list-style-type: none"> 1.经政府相关部门明确，违反《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重的。 3.未执行调度并网协议，不服从调度管理，调度机构来函要求昆明电力交易中心进行联合惩戒的。 4.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定，未履行市场合同约定义务的，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 5.利用串通报价、虚假交易和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法利益的。 6.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。 7.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响。 8.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行权查看私有信息、签订交易合约等操作的。 9.通过故意捏造虚构事实的方式，向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，已造成评价等级降低、触发信用惩戒措施等实质性损害的。 10.工商注册名称、电力业务许可证（发电类）、授权代理人、企业法定代表人等关键信息发生变化，经昆明电力交易中心提醒逾期未申请变更，且未向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 11.其他严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的。
	6	严重违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经昆明电力交易中心提醒后逾期未整改完毕的。 2.参与电力市场过程中，向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的，经提醒后拒不整改的。 3.其他严重违反信用承诺的行为。
	7	重大不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实，昆明电力交易中心发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 2.政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，并要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 3.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 1 万元及以上的。 4.其他重大不良经济往来。

类型	序号	负面行为	行为描述
一般	8	违反市场规则、破坏市场秩序	<ol style="list-style-type: none"> 1.未履行交易规则规定的义务的。 2.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定，未履行市场合同约定义务的。 3.未在昆明电力交易中心要求的时限内上报市场运营管理所需材料、回复问询函等不配合昆明电力交易中心管理的行为。 4.工商注册名称、电力业务许可证（发电类）、授权代理人、企业法定代表人等关键信息发生变化，经昆明电力交易中心提醒，未在规定时间内未进行变更，但向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 5.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。 6.通过故意捏造虚构事实的方式，向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为的。 7.其他违反市场规则、破坏市场秩序的行为。
	9	违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场的。 2.参与电力市场过程中，向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的。 3.其他违反信用承诺的行为。
	10	不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实的。 2.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 0.1 万元及以上的。 3.其他不良经济往来行为。

附件 6：云南电力市场电力用户负面行为清单

类型	序号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入失信联合惩戒“黑名单”。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒的。
	2	严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序且拒不整改	1.经政府相关部门明确，严重违法《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 3.利用串通报价和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法权益，且经政府相关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 4.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象，且经政府有关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 5.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行查看私有信息、签订交易合约、签订零售合同等操作，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 7.电力用户累计 3 次实际月度超用电量超过当月全部市场化用户实际用电量的 10%，并被云南能源监管办认定为故意不交易，扰乱市场的。 8.其他严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序，严重影响市场运行或拒不整改的或拒不整改的。
	3	重大不良经济往来且拒不整改	1.政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，并被有关部门认定为情节严重或拒不整改的，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。 2.欠缴当年电力交易服务费，经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 10 万元及以上的。 3.欠缴当年电费金额达到 2000 万及以上，且经云南电网公司依法催收后仍未缴纳的。 4.其他严重不良经济往来行为，情节严重且拒不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚	1.因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单，并要求昆明电力交易中心实施惩戒的。

类型	序号	负面行为	行为描述
			<p>2.属于淘汰落后产能、环保整改不达标、产品和工艺属于淘汰类、限制类等情况，政府有关部门明确发文要求惩戒的。</p> <p>3.企业法定代表人被纳入失信被执行人，政府有关部门要求昆明电力交易中心实施惩戒的。</p> <p>4.其他与市场化交易、履约、服务相关的行政或司法处罚，政府有关部门明确发文要求昆明电力交易中心实施惩戒的。</p>
	5	严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序	<p>1.经政府相关部门明确，违反《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等电力市场相关法律法规，要求昆明电力交易中心进行惩戒的。</p> <p>2.未履行交易规则规定的义务，经云南省能源局或云南能源监管办认定为情节严重的。</p> <p>3.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定，未履行市场合同约定义务的，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。</p> <p>4.利用串通报价、虚假交易和其他违规行为操纵市场，损害其他市场主体合法利益的。</p> <p>5.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。</p> <p>6.未承担保密义务，违规泄露其他市场主体信息，造成严重影响。</p> <p>7.未经其他市场主体许可，擅自使用其他市场主体账号密码执行查看私有信息、签订交易合约、签订零售合约等操作的。</p> <p>8.电力用户累计2次实际月度超用电量超过当月全部市场化用户实际用电量的10%，并被云南能源监管办认定为故意不交易，扰乱市场的。</p> <p>9.通过故意捏造虚构事实的方式，向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，已造成评价等级降低、触发信用惩戒措施等实质性损害的。</p> <p>10.工商注册名称、授权代理人、企业法定代表人等关键信息发生变化，经昆明电力交易中心提醒逾期未申请变更，且未向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。</p> <p>11.其他严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的。</p>
	6	严重违反信用承诺	<p>1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经昆明电力交易中心提醒后逾期未整改完毕的。</p> <p>2.参与电力市场过程中，向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的，经提醒后拒</p>

类型	序号	负面行为	行为描述
			不整改的。 3.其他严重违反信用承诺的行为。
	7	重大不良经济往来	1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用,举证属实,昆明电力交易中心发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 2.拥有自备电厂用户未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相关费用,政府有关部门要求昆明电力交易中心惩戒的。 3.欠缴当年电力交易服务费,经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额到达 1 万元及以上的。 4.欠缴当年电费金额达到 1000 万及以上,且经云南电网公司依法催收后仍未缴纳的。 5.其他重大不良经济往来。
一般	8	违反市场规则、破坏市场秩序	1.未履行交易规则规定的义务的。 2.经司法判决、仲裁结果、云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心认定,未履行市场合同约定义务的。 3.未在昆明电力交易中心要求的时限内上报市场运营管理所需材料、回复问询函等不配合昆明电力交易中心管理的行为。 4.工商注册名称、授权代理人、企业法定代表人等关键信息发生变化,经昆明电力交易中心提醒,未在规定时间内未进行变更,但向昆明电力交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 5.利用信息不对称、虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象的。 6.通过故意捏造虚构事实的方式,向昆明电力交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为的。 7.其他违反市场规则、破坏市场秩序的行为。
	9	违反信用承诺	1.隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场的。 2.参与电力市场过程中,向云南省能源局、云南能源监管办或昆明电力交易中心提供虚假材料的。 3.其他违反信用承诺的行为。
	10	不良经济往来	1.市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用,举证属实的。 2.欠缴当年电力交易服务费,经昆明电力交易中心依法催收后仍未缴纳且金额达到 0.1 万元及以上的。 3.欠缴当年电费金额达到 100 万及以上,且经云南电网公司依法催收后仍未缴纳的。 4.其他不良经济往来行为。

附件 3:

云南电力市场零售交易管理办法

第一章 总则

第一条 为进一步推进云南电力零售市场的规范、高效运行,有序开展云南电力市场零售交易,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)及电力体制改革配套文件、《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)、《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)及有关法律、法规规定,结合云南电力市场实际,制定本办法。

第二条 本办法所指的零售交易是指云南电力市场中售电公司和电力用户之间开展的电力交易。零售交易均通过云南电力零售交易平台组织开展。

第二章 零售交易组织

第一节 基本要求

第三条 除另有约定外,售电公司与云南电网公司签约条件具备时,售电公司应与云南电网公司签订结算协议,明确结算事宜,结算协议签订完成后,售电公司方可与电力用户开展零售交易。本办法发布前售电公司与零售用户的签约

关系不受影响。

第四条 电力用户完成市场注册后，可参加零售交易，选择进入零售市场的电力用户为零售用户。电力用户不得同时参加批发交易和零售交易。在一个交易周期内，零售用户只能向一家售电公司购电、建立零售关系，且全部电量均通过该售电公司购买。

第五条 零售用户符合电力市场交易相关政策要求的交割月，已建立的零售关系有效；零售用户不符合电力市场交易相关政策要求的交割月，已建立的零售关系失效。

第六条 零售关系的建立、变更或终止，需在交割月前完成，按自然月生效。零售关系确立的周期不低于一个月。

第二节 交易方式

第七条 电力零售套餐是指约定了售电公司向零售用户售电资费标准的一种商品。

第八条 云南电力市场零售交易的交易方式为零售用户向售电公司购买电力零售套餐，签订零售交易合同。按照出售对象以及公开方式，电力零售套餐可分为标准套餐和定制套餐。其中，标准套餐指的是售电公司在云南电力零售交易平台中公开挂牌，所有零售用户可见，满足套餐购买要求的所有用户均有权自主下单购买的电力零售套餐；定制套餐指的是售电公司与特定的零售用户双方协商定制开发的，仅参与协商定制的零售用户有权下单购买的电力零售套餐，不向其他零售用户开放。市场运营初期，为有效防控售电公司风

险，用电最高电压等级 10 千伏以上（不含 10 千伏）的零售用户应购买定制套餐，其余用户可根据需要选择购买定制套餐或者标准套餐。后续随市场发展情况昆明电力交易中心可灵活调整交易约束条件，交易约束条件调整前应通过云南电力零售交易平台向市场主体公告。

第九条 电力零售套餐的基础套餐参数包括交割时间、交易价格、交易电量、超用电量处理规则、少用电量处理规则、是否允许买家单方解约、履约订金、服务费。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要，在基础套餐参数的基础上进一步丰富、优化调整有关参数，包括支持分时定价套餐以及带曲线套餐等体现电力时空价值的电力零售套餐，调整交割时间等。基础套餐参数的控制要求如下：

（一）交割时间：指售电公司依约向零售用户售电的期限，包括交割起始时间和交割终止时间。交割起始时间不早于次月，交割终止时间默认值为不超过 2021 年 12 月底，并根据市场运营需要适时调整。在本办法发布前建立的零售关系不受此限制。

（二）交易价格：售电公司向零售用户售电的电能价格。交易价格最小单位为每千瓦时 0.00001 元。具备峰谷分时计费条件的一般工商业用户，交易形成的成交电价为平时段电价，根据用电时段，峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50%（其中独立价区用户峰谷浮动标准按照地方政策执

行)。支持直接约定交易电能价格，也支持与同类型未入市用户执行的目录电度电价联动后得到交易电能价格。若云南电网公司、售电公司、电力用户另有约定，可按三方约定另行处理。

1. 直接约定电能价格的，按价格形式，交易价格分为固定价格和联动价格。其中：

固定价格指的是事前确定的，不随其他市场价格变动而调整的价格。最低限价为每千瓦时 0 元，最高限价为每千瓦时 0.42 元。

联动价格指的是参照某一基准价格，随基准价格变动而联动调整的价格。基础联动基准价格包括云南电力市场批发交易中的月度上调服务基准价、月度双边协商交易均价、月度偏差电量基准价等。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整联动基准价格类型。

基础联动方式包括按比例联动和按固定值联动。

选择按比例联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \min (0.42, \varepsilon \times P_{\text{联动基准}})$$

其中， ε 为联动比例，最低联动比例为 0.8，最高联动比例为 1.2。

选择按固定值联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \max (0, \min (0.42, P_{\text{联动基准}} + \lambda))$$

其中， λ 为联动固定值，最低联动固定值为每千瓦时-0.1元，最高联动固定值为每千瓦时0.1元。

昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整联动方式。按照新增加的联动方式进行联动后，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \max (0, \min (0.42, P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}))$$

其中， $P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}$ 为按照新增加的联动方式进行联动后的价格。

2. 与同类型未入市用户执行的目录电度电价 $P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}}$ 联动的，所联动目录电度电价，为依照用户所在地区销售电价表（或同类性质文件）计算得到的电度电价折价，不包含按政府为支持实体经济发展或者在特殊时期实施的优惠电价政策。同类型未入市用户执行的目录电度电价 $P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}}$ 为：

$$P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}} = \frac{S_{\text{目录电度}}}{Q_{\text{月度}}}$$

其中， $Q_{\text{月度}}$ 为零售用户月度用电量， $S_{\text{目录电度}}$ 为依照用户所在地区销售电价表（或同类性质文件）计算得到的零售用户目录电度电费。

联动方式包括按比例联动和按固定值联动。

选择按比例联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \max (0, \min (0.42, \frac{\varepsilon \times P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}} - P_{\text{电度输配}}}{\varphi_{\text{分时}}}))$$

其中， ε 为联动比例，最低联动比例为0.5，最高联动比例为1； $P_{\text{电度输配}}$ 为零售用户适用的电度输配电价； $\varphi_{\text{分时}}$ 为零售用户市场化分时系数，计算方式为：

$$\varphi_{\text{分时}} = \frac{Q_{\text{大工业}} + Q_{\text{峰}} \times (1 + \delta_{\text{峰}}) + (Q_{\text{平}} + Q_{\text{常}}) \times (1 + \delta_{\text{平}}) + Q_{\text{谷}} \times (1 + \delta_{\text{谷}})}{Q_{\text{月度}}}$$

其中， $Q_{\text{大工业}}$ 为该户号下大工业计量点的合计用电量； $Q_{\text{峰}}$ 为该户号下一般工商业计量点峰时段用电量； $Q_{\text{平}}$ 为该户号下一般工商业计量点平时段用电量； $Q_{\text{常}}$ 为该户号下一般工商业计量点常电量； $Q_{\text{谷}}$ 为该户号下一般工商业计量点谷时段用电量； $\delta_{\text{峰}}$ 为零售用户峰时段浮动系数，值为50%； $\delta_{\text{平}}$ 为零售用户平时段浮动系数，值为0； $\delta_{\text{谷}}$ 为零售用户谷时段浮动系数，值为-50%。独立价区用户峰谷浮动标准及系数按照地方政策执行。

选择按固定值联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \max \left(0, \min \left(0.42, \frac{P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}} + \lambda - P_{\text{电度输配}}}{\varphi_{\text{分时}}} \right) \right)$$

其中， λ 为联动固定值，最低联动固定值为每千瓦时-0.2元，最高联动固定值为每千瓦时0元。

昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整联动方式。按照新增加的联动方式进行联动后，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \max \left(0, \min \left(0.42, P_{\text{新增方式}}^{\text{联动基准}} \right) \right)$$

其中， $P_{\text{新增方式联动基准}}$ 为按照新增加的联动方式进行联动后的电能价格。

（三）交易电量：双方约定在交割时间内进行交割的电量。交易电量最小单位为 0.0001 万千瓦时。

（四）超用电量处理规则：零售用户实际用电量超过交易电量的部分（以下简称“超用电量”）的电能费用标准。交易价格与同类型未入市用户执行的目录电度电价 $P_{\text{参照目录电度}}$ 联动的套餐，超用电量按照套餐交易价格结算。交易价格为电能价格的套餐，超用电量最多支持三段结算，即结算时将超用电量分为三段，采用阶梯价格机制分段计算电能电费。按价格形式，超用电量价格分为固定价格和联动价格。其中：

固定价格最低限价为每千瓦时 0 元，最高限价为每千瓦时 0.42 元。

基础联动基准价格包括云南电力市场批发交易中的月度上调服务基准价、月度双边协商交易均价、月度偏差电量基准价以及套餐交易价格等。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整联动基准价格类型。

基础联动方式包括按比例联动和按固定值联动。

选择按比例联动的，超用电量结算价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = \min (0.42, \varepsilon \times P_{\text{联动基准}})$$

其中， ε 为联动比例，最低联动比例为0.8，最高联动比例为1.2。

选择按固定值联动的，超用电量结算价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = \max(0, \min(0.42, P_{\text{联动基准}} + \lambda))$$

其中， λ 为联动固定值，最低联动固定值为每千瓦时-0.1元，最高联动固定值为每千瓦时0.1元。

昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整联动方式。按照新增加的联动方式进行联动后，超用电量结算价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = \max(0, \min(0.42, P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}))$$

其中， $P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}$ 为按照新增加联动方式进行联动后的价格。

（五）少用电量处理规则：零售用户实际用电量低于交易电量的部分（以下简称“少用电量”）的考核标准。交易价格与同类型未入市用户执行的目录电度电价 $P_{\text{目录电度}}^{\text{参照}}$ 联动的套餐，少用电量不考核。交易价格为电能价格的套餐，少用电量最多支持三段考核，即结算时将少用电量分为三段，采用阶梯价格机制分段计算考核电费。少用电量考核标准的价格形式为固定价格，最低限价为每千瓦时0元，最高限价为每千瓦时0.1元。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整少用电量考核标准的价格形式以及相应的联动基准价格和联动方式。

(六) 是否允许买家单方解约：允许买家单方解约的，下单成功后，零售用户可单方面终止零售关系；不允许买家单方解约的，下单成功后，经一方发起、另一方确认，方可终止零售关系。

(七) 履约订金：零售用户购买电力零售套餐应向售电公司支付的，用于担保零售关系正常存续的资金。每笔交易的履约订金收取金额 $S_{\text{履约订金}}$ 为：

$$S_{\text{履约订金}} = \max[S_{\text{履约订金最低限额}}, P_{\text{履约订金}} \times \max(Q_1, \dots, Q_{N_{\text{订单}}})]$$

其中， $S_{\text{履约订金最低限额}}$ 为售电公司设置的履约订金最低限额， $P_{\text{履约订金}}$ 为售电公司设置的履约订金收取标准， Q_i 为第 i 个交割月用户下单电量， $N_{\text{订单}}$ 为交易的交割月份数量。

标准套餐履约订金最低限额由售电公司在 10 至 1000 元之间进行自主设置，履约订金收取标准由售电公司在每千瓦时 0 至 0.05 元之间进行自主设置；定制套餐履约订金最低限额由售电公司在 0 至 1000 元之间进行自主设置，履约订金收取标准由售电公司在每千瓦时 0 至 0.05 元之间进行自主设置。后续交割过程中双方协商一致对零售交易电量进行变更的，履约订金收取金额不做调整。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要优化调整履约订金控制区间。

(八) 服务费：零售用户购买电力零售套餐应向售电公司支付的售电公司服务费用。每笔交易的服务费收取金额 $S_{\text{服务费}}$ 为：

$$S_{\text{服务费}} = \max[S_{\text{服务费最低限额}}, P_{\text{服务费}} \times \sum_{i=1}^{N_{\text{订单}}} Q_i]$$

其中， $S_{\text{服务费最低限额}}$ 为售电公司设置的服务费最低限额， $P_{\text{服务费}}$ 为售电公司设置的服务费收取标准， Q_i 为第 i 个交割月用户下单电量， $N_{\text{订单}}$ 为交易的交割月份数量。

标准套餐和定制套餐的服务费最低限额由售电公司在 0 至 1000 元之间进行自主设置，服务费收取标准由售电公司在每千瓦时 0 至 0.05 元之间进行自主设置。后续交割过程中双方协商一致对零售交易电量进行变更的，服务费收取金额不做调整。昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要优化调整服务费控制区间。

若交割时间范围内某个交割月双方零售关系正常存续，售电公司于交割月次月获得交割月服务费（若服务费收取金额等于服务费最低限额，则售电公司于首个交割月次月获得全部服务费）；若双方零售关系提前解除，未进入交割的交割月的服务费，原则上于双方零售关系终止后 7 天内退还零售用户。服务费收取金额大于服务费最低限额的， j 交割月服务费 $S_{\text{服务费}}^j$ 为：

$$S_{\text{服务费}}^j = P_{\text{服务费}} \times Q_j$$

其中， Q_j 为 j 交割月用户下单电量。

第十条 昆明电力交易中心对套餐参数构成、套餐参数控制要求等进行调整前，应通过云南电力零售交易平台向市

场主体公告。

第十一条 标准套餐交易

标准套餐交易分为七个环节：标准套餐配置、标准套餐挂牌、下单、确认套餐信息、确认协议信息、售电公司审核、支付。

（一）标准套餐配置：指售电公司在满足系统套餐参数配置约束的前提下，进行标准套餐参数设置的行为。

（二）标准套餐挂牌：指售电公司将配置完成的标准套餐在云南电力零售交易平台中进行公开挂牌的行为。

（三）下单：指零售用户从各售电公司所有已上架标准套餐中选择意向套餐的行为。

（四）确认套餐信息：指零售用户确认其购买的套餐各项参数信息的行为。确认通过后，交易流程继续；拒绝确认的，交易失败。

（五）确认协议信息：指零售用户查阅并确认电力零售交易合同的行为。确认通过后，交易流程继续；拒绝确认的，交易失败。

（六）售电公司审核：指售电公司对零售用户下单电量与历史用电量偏差范围超过售电公司控制标准的交易进行审核的行为。审核通过，进入支付流程；审核拒绝，交易失败。

（七）支付：指零售用户支付套餐服务费和履约订金的行为。不需要售电公司审核的交易，零售用户确认协议信息

后，在支付限制时间内完成支付，交易成功；逾期未支付，交易失败。需要售电公司审核的交易，售电公司审核通过后，零售用户在支付限制时间内完成支付，交易成功；逾期未支付，交易失败。

第十二条 定制套餐交易

定制套餐交易分为七个环节：零售用户要约邀请、售电公司响应、售电公司定制、下单、确认套餐信息、确认协议信息、支付。

（一）零售用户要约邀请：指零售用户向售电公司发出邀请，希望售电公司为自己提供定制套餐的行为。零售用户可根据自身业务需要自主选择要约邀请类型，可选要约邀请类型包括公开要约邀请和指定要约邀请。其中，公开要约邀请为面向所有入驻售电公司发布的要约邀请，指定要约邀请指的是选定的一个或者多个售电公司定向发布的要约邀请。

（二）售电公司响应：指售电公司接受零售用户要约邀请，或者主动创建向零售用户售电意向的行为。

（三）售电公司定制：指售电公司对已响应要约邀请或者自己主动创建的售电意向进行电力零售套餐定制化开发，并将开发完成的套餐发送给零售用户的行为。

（四）下单：指零售用户从目前各售电公司定制套餐中选择意向套餐的行为。

定制套餐交易中的确认套餐信息、确认协议信息、支付等三个环节与标准套餐对应环节交易要求一致。

第十三条 将多个营销户号“打捆”参与零售交易的零售用户，因打捆营销户号不受地区约束，存在跨越非独立价区以及独立价区可能，不同价区执行的目录电度电价存在差异，暂不支持购买交易价格与同类型未入市用户执行的目录电度电价联动的电力零售套餐。打捆交易后，交易结果按照以下规则分配至营销户号：

（一）若打捆营销户号合计用电量不为 0，打捆营销户号 j 交割月分配的交易电量 $Q_{j\text{营销户号}}^{\text{分配}}$ 为：

$$Q_{j\text{营销户号}}^{\text{分配}} = Q_{\text{打捆交易}} \times \frac{Q_{j\text{营销户号}}^{\text{用电}}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{绑定}}} Q_{i\text{营销户号}}^{\text{用电}}}$$

其中， $Q_{\text{打捆交易}}$ 为交割月打捆交易电量， $N_{\text{绑定}}$ 为交割月打捆营销户号的数量， $Q_{i\text{营销户号}}^{\text{用电}}$ 为云南电网公司每月冻结的零售用户 i 营销计费账务数据电量。

若打捆营销户号合计用电量为 0，打捆营销户号 j 交割月分配的交易电量 $Q_{j\text{营销户号}}^{\text{分配}}$ 为：

$$Q_{j\text{营销户号}}^{\text{分配}} = \frac{Q_{\text{打捆交易}}}{N_{\text{绑定}}}$$

（二）各段超用电量上限及少用电量上限以与交易电量分配同样的方式分配至交割月打捆营销户号。

（三）打捆营销户号分配的交易价格、超用电量结算价格、少用电量考核标准与打捆交易结果相同。

第三节 零售关系变更

第十四条 零售关系建立后，零售用户和售电公司协商一致，或者在售电公司授权前提下零售用户单方可在交割月前对交割月的交易电量进行变更。变更仅针对尚未开始交割的月度，已经完成交割，或者正在交割中的月度不可变更。

第十五条 为保障零售交易的规范、有序运行，除交易电量外，其余参数暂不支持变更。后续昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场发展需要进一步丰富、优化调整可以变更的参数。

第四节 零售关系终止

第十六条 零售关系终止指的是交易双方当事人中的一方或者双方，依照法律规定或者当事人的约定，终止零售关系的行为。按照零售关系终止的方式，分为零售关系提前终止和零售关系到期终止。

第十七条 零售关系提前终止：

零售关系存续期间，允许买家单方解约的电力零售套餐，零售用户可通过将履约订金支付给售电公司为条件单方终止零售关系。零售关系终止后，原则上未交割的交割月服务费 7 天内退还零售用户。

零售关系存续期间，不允许买家单方解约的电力零售套餐，在双方协商一致的基础上，零售用户可通过将履约订金支付给售电公司为条件终止零售关系。零售关系终止后，原则上未交割的交割月服务费 7 天内退还零售用户。

零售关系存续期间，因法律法规、国家有关政策要求、云南省有关政策要求或者云南电力市场交易规则调整变更，导致零售关系与法律法规、国家有关政策要求、云南省有关政策要求或者云南电力市场交易规则要求不符合、不兼容的，昆明电力交易中心应通过平台公告、短信、电话等方式（至少选择其中一种）通知售电公司和用户在规定时间内完成零售关系变更。售电公司和用户未在规定时间内按要求完成零售关系变更以适应最新法律法规、国家有关政策要求、云南省有关政策要求或者云南电力市场交易规则的，双方零售关系强制终止，原则上履约订金和未交割的交割月服务费7天内退还零售用户。

零售关系存续期间，电力用户因退出市场等原因不能继续履约电力零售交易合同，双方零售关系终止，履约订金支付给售电公司，原则上未交割的交割月服务费7天内退还零售用户。

零售关系存续期间，售电公司因退出市场等原因不能继续履行电力零售交易合同，双方零售关系终止，原则上履约订金和未交割的交割月服务费7天内退还零售用户。其他关于售电公司赔偿事宜参见《云南电力市场交易行为信用管理办法》。

第十八条 零售关系到期终止：电力零售套餐正常交割结束后，双方零售关系自动终止，履约订金退还零售用户。

第十九条 零售关系终止仅针对尚未开始交割的月度，

已经完成交割，或者正在交割中的月度不受影响。

第五节 存量用户电力零售套餐交易

第二十条 本办法发布前，已建立零售关系的零售用户（即存量用户），其原有的电力零售套餐如不满足第二节中的交易方式要求的，售电公司与存量用户的签约关系保留，但在售电公司与云南电网公司签约条件具备时，售电公司应及时与云南电网公司签订结算协议，并与零售用户协商一致后及时将原有电力零售套餐按照第二节中要求重新调整完善有关参数，不支持与电力零售套餐要求不符的调整。存量用户电力零售套餐调整期间，零售关系建立的周期按不低于一个月控制。

第二十一条 为稳妥有序对售电公司与云南电网公司尚未完成结算协议签订，或尚未完成存量用户电力零售套餐的调整完善等情况下的各类存量用户的零售交易、结算工作做好衔接处理，根据不同情况，将零售用户分为 A 类零售用户、B 类零售用户、C 类零售用户。其中：A 类零售用户指的是购买符合本办法套餐参数要求的电力零售套餐，且签约售电公司与云南电网公司签订了结算协议的零售用户；B 类零售用户指的是购买与本办法套餐参数要求不符的电力零售套餐，或者签约售电公司未与云南电网公司签订结算协议的零售用户；C 类零售用户指的是未购买电力零售套餐，电力零售套餐到期后未及时续约，已建立的零售关系失效或者零售关系解除后未及时签约的零售用户。

第二十二条 B 类零售用户需由售电公司通过零售分配确定其与云南电网公司结算的零售交易电量和交易价格，或者零售电能电费。售电公司须动态跟踪零售用户用电情况，在批发侧偏差电量交易结束后的一个工作日内在交易系统中向 B 类零售用户进行分配，昆明电力交易中心按分配结果对零售用户进行零售电费结算。

第二十三条 分配情形一：交割月售电公司签约 B 类零售用户合计用电量大于 0。分配需满足下列要求：

（一）分配交易电量等于云南电网公司每月冻结的零售用户营销计费账务数据电量。

（二）分配交易价格不得超出零售分配开启时锁定的售电公司批发结算电能折价 $P_{\text{批发结算电能折价}}^{\text{零售分配}}$ 的 $\pm 10\%$ 的范围，即分配价格 $P_{\text{分配}}$ 满足：

$$P_{\text{批发结算电能折价}}^{\text{零售分配}} \times 90\% \leq P_{\text{分配}} \leq P_{\text{批发结算电能折价}}^{\text{零售分配}} \times 110\%$$

$$P_{\text{批发结算电能折价}}^{\text{零售分配}} = \frac{f_{\text{售电公司批发电能}}^{\text{零售分配}}}{\sum_{i=1}^N Q_{i\text{月度}}}$$

其中，N 为售电公司当月所有零售用户数量（含 A 类零售用户、B 类零售用户）， $f_{\text{售电公司批发电能}}^{\text{零售分配}}$ 为零售分配开启时锁定的售电公司批发电能电费， $Q_{i\text{月度}}$ 为云南电网公司每月冻结的零售用户 i 的营销计费账务数据电量。

（三）将多个营销户号“打捆”参与零售交易的零售用户，所有打捆营销户号分配交易价格相同。

(四) 分配交易价格的最小单位为每千瓦时 0.00001 元。

(五) 分配交易价格满足：

$$\sum_{i=1}^M (P_{i\text{分配}} \times Q_{i\text{月度}}) = P_{\text{零售分配}}^{\text{批发结算电能折价}} \times \sum_{i=1}^M Q_{i\text{月度}}$$

其中， M 为售电公司当月签约 B 类零售用户数量， $P_{i\text{分配}}$ 为零售用户 i 分配的交易价格。用电量为 0 的用户分配价格默认为 $P_{\text{零售分配}}^{\text{批发结算电能折价}}$ 。

(六) 若售电公司未在规定交易时间内完成分配，则默认为按 $P_{\text{零售分配}}^{\text{批发结算电能折价}}$ 进行分配，即所有零售用户分配交易价格等于 $P_{\text{零售分配}}^{\text{批发结算电能折价}}$ 。

第二十四条 分配情形二：交割月售电公司签约 B 类零售用户合计用电量等于 0，且交割月售电公司交易电量等于 0。分配需满足下列要求：

(一) 分配交易电量默认为 0。

(二) 分配交易价格 $P_{\text{分配}}$ 默认为：

$$P_{\text{分配}} = U_1 \times P_d$$

其中， U_1 为售电公司超用电量惩罚系数， P_d 为偏差电量基准价（详见《2021 年云南电力市场化交易实施方案》）。

(三) 分配交易价格的最小单位为每千瓦时 0.00001 元。

第二十五条 分配情形三：交割月售电公司签约 B 类零售用户合计用电量等于 0，且交割月售电公司交易电量不等于 0。分配需满足下列要求：

(一) 若售电公司未与云南电网公司签订结算协议，分

配零售电能电费满足：

$$\sum_{i=1}^M f_{i\text{分配}} = f_{\text{售电公司批发电能零售分配}}$$

其中， $f_{i\text{分配}}$ 为零售用户 i 分配的零售电能电费。

若售电公司未在规定交易时间内完成分配，则默认为按照交割月售电公司签约 **B** 类零售用户数量进行算术平均分配（分配时，将多个营销户号“打捆”参与零售交易的零售用户视为一个用户）。

（二）若售电公司与云南电网公司签订结算协议，分配零售电能电费默认为 0。

（三）将多个营销户号“打捆”参与零售交易的零售用户，售电公司分配至零售用户的零售电能电费，按照打捆营销户号数量算术平均分配至每一个营销户号。

（四）分配零售电能电费的最小单位为 0.01 元。

（五）分配交易电量默认为 0。

（六）分配交易价格 $P_{\text{分配}}$ 默认为：

$$P_{\text{分配}} = U_1 \times P_d$$

（七）分配交易价格的最小单位为每千瓦时 0.00001 元。

第二十六条 C 类零售用户可探索由保底售电公司按保底售电价格进行保底售电。在保底售电公司以及保底售电价格确定之前，执行与批发用户相同的结算机制。

第三章 零售交易结算

第一节 基本要求

第二十七条 零售用户以营销户号为单位进行结算。

第二十八条 昆明电力交易中心对 B 类零售用户及其签约售电公司出具双方交易的电力零售套餐（在昆明电力交易中心备案生效）执行信息单，作为双方之间相互结算支付的执行参考，昆明电力交易中心不对执行信息单的准确性和执行结果负责。其中，将多个营销户号“打捆”参与零售交易的零售用户整体出具执行信息单，不按单个户号出具。

第二节 A 类零售用户电能电费结算

第二十九条 A 类零售用户电能电费 $f_{\text{零售用户零售电能}}^A$ 为：

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^A = (f_{\text{合约}}^A + f_{\text{超用}}^A + f_{\text{超用免责}}^A) \times \varphi_{\text{分时}} + f_{\text{少用}}^A + f_{\text{少用免责}}^A$$

其中， $f_{\text{合约}}^A$ 为零售用户合约电量电能电费， $f_{\text{超用}}^A$ 为零售用户超用电量电能电费， $f_{\text{少用}}^A$ 为零售用户少用电量电能电费， $f_{\text{少用免责}}^A$ 为零售用户少用电量免责费用， $f_{\text{超用免责}}^A$ 为零售用户超用电量免责费用， $\varphi_{\text{分时}}$ 为分时系数。

（一）零售用户合约电量电能电费结算

$$f_{\text{合约}}^A = \min(Q_{\text{交易}}, Q_{\text{月度}}) \times P_{\text{交易}}$$

其中， $Q_{\text{交易}}$ 为月度零售交易电量， $Q_{\text{月度}}$ 为零售用户月度用电量， $P_{\text{交易}}$ 为零售交易价格。

（二）零售用户超用电量电能电费结算

$$f_{\text{超用}}^A = f_{\text{超用1}}^A + f_{\text{超用2}}^A + f_{\text{超用3}}^A$$

1. 第一段超用电量电能电费 $f_{\text{超用1}}^A$ 结算

$$f_{\text{超用1}}^A = Q_{\text{超用1结算}} \times P_{\text{超用1}}$$

$P_{\text{超用1}}$ 为第一段超用电量价格, $Q_{\text{超用1结算}}$ 为第一段超用电量结算电量, 计算方式为:

$$Q_{\text{超用1结算}} = \min[\max(0, Q_{\text{月度}} - Q_{\text{交易}}), Q_{\text{超用1}}]$$

$Q_{\text{超用1}}$ 为第一段超用电量上限。

2. 第二段超用电量电能电费 $f_{\text{超用2}}^A$ 结算

$$f_{\text{超用2}}^A = Q_{\text{超用2结算}} \times P_{\text{超用2}}$$

$P_{\text{超用2}}$ 为第二段超用电量价格, $Q_{\text{超用2结算}}$ 为第二段超用电量结算电量, 计算方式为:

$$Q_{\text{超用2结算}} = \min[\max(0, Q_{\text{月度}} - Q_{\text{交易}} - Q_{\text{超用1}}), (Q_{\text{超用2}} - Q_{\text{超用1}})]$$

$Q_{\text{超用2}}$ 为第二段超用电量上限。

3. 第三段超用电量电能电费 $f_{\text{超用3}}^A$ 结算

$$f_{\text{超用3}}^A = Q_{\text{超用3结算}} \times P_{\text{超用3}}$$

$P_{\text{超用3}}$ 为第三段超用电量价格, $Q_{\text{超用3结算}}$ 为第三段超用电量结算电量, 计算方式为:

$$Q_{\text{超用3结算}} = \max(0, Q_{\text{月度}} - Q_{\text{交易}} - Q_{\text{超用2}})$$

(三) 零售用户少用电量电能电费结算

$$f_{\text{少用}}^A = f_{\text{少用1}}^A + f_{\text{少用2}}^A + f_{\text{少用3}}^A$$

1. 第一段少用电量电能电费 $f_{\text{少用1}}^A$ 结算

$$f_{\text{少用1}}^A = Q_{\text{少用1结算}} \times P_{\text{少用1}}$$

$P_{\text{少用1}}$ 为第一段少用电量考核标准, $Q_{\text{少用1结算}}$ 为第一段少用电量结算电量, 计算方式为:

$$Q_{\text{少用1结算}} = \min[\max(0, Q_{\text{交易}} - Q_{\text{月度}}), Q_{\text{少用1}}]$$

$Q_{\text{少用1}}$ 为第一段少用电量上限。

2. 第二段少用电量电能电费 $f_{\text{少用2}}^A$ 结算

$$f_{\text{少用2}}^A = Q_{\text{少用2结算}} \times P_{\text{少用2}}$$

$P_{\text{少用2}}$ 为第二段少用电量考核标准， $Q_{\text{少用2结算}}$ 为第二段少用电量结算电量，计算方式为：

$$Q_{\text{少用2结算}} = \min[\max(0, Q_{\text{交易}} - Q_{\text{月度}} - Q_{\text{少用1}}), (Q_{\text{少用2}} - Q_{\text{少用1}})]$$

$Q_{\text{少用2}}$ 为第二段少用电量上限。

3. 第三段少用电量电能电费 $f_{\text{少用3}}^A$ 结算

$$f_{\text{少用3}}^A = Q_{\text{少用3结算}} \times P_{\text{少用3}}$$

$P_{\text{少用3}}$ 为第三段少用电量考核标准， $Q_{\text{少用3结算}}$ 为第三段少用电量结算电量，计算方式为：

$$Q_{\text{少用3结算}} = \max(0, Q_{\text{交易}} - Q_{\text{月度}} - Q_{\text{少用2}})$$

(四) 零售用户少用电量免责费用结算

$$f_{\text{少用免责}}^A = f_{\text{少用免责3}}^A + f_{\text{少用免责2}}^A + f_{\text{少用免责1}}^A$$

1. 第三段少用电量免责费用 $f_{\text{少用免责3}}^A$ 为：

$$f_{\text{少用免责3}}^A = - \min(Q_{\text{月度少用免责}}, Q_{\text{少用3结算}}) \times P_{\text{少用3}}$$

$Q_{\text{月度少用免责}}$ 为零售用户月度少用电量根据偏差认定情况属于免责的电量。

2. 第二段少用电量免责费用 $f_{\text{少用免责2}}^A$ 为：

$$f_{\text{少用免责2}}^A = - \min[\max(Q_{\text{月度少用免责}} - Q_{\text{少用3结算}}, 0), Q_{\text{少用2结算}}] \times P_{\text{少用2}}$$

3. 第一段少用电量免责费用 $f_{\text{少用免责1}}^A$ 为：

$$f_{\text{少用免责1}}^A = - \min[\max(Q_{\text{月度少用免责}} - Q_{\text{少用3结算}} - Q_{\text{少用2结算}}, 0), Q_{\text{少用1结算}}] \times P_{\text{少用1}}$$

(五) 零售用户超用电量免责费用结算

$$f_{\text{超用免责}}^A = f_{\text{超用免责3}}^A + f_{\text{超用免责2}}^A + f_{\text{超用免责1}}^A$$

1. 第三段超用电量免责费用 $f_{\text{超用免责3}}^A$ 为：

$$f_{\text{超用免责3}}^A = -\min(Q_{\text{月度超用免责}}, Q_{\text{超用3结算}}) \times \max(0, P_{\text{超用3}} - P_{\text{交易}})$$

$Q_{\text{月度超用免责}}$ 为零售用户月度超用电量根据偏差认定情况属于免责的电量。

2. 第二段超用电量免责费用 $f_{\text{超用免责2}}^A$ 为：

$$f_{\text{超用免责2}}^A = -\min[\max(Q_{\text{月度超用免责}} - Q_{\text{超用3结算}}, 0), Q_{\text{超用2结算}}] \times \max(0, P_{\text{超用2}} - P_{\text{交易}})$$

3. 第一段超用电量免责费用 $f_{\text{超用免责1}}^A$ 为：

$$f_{\text{超用免责1}}^A = -\min[\max(Q_{\text{月度超用免责}} - Q_{\text{超用3结算}} - Q_{\text{超用2结算}}, 0), Q_{\text{超用1结算}}] \times \max(0, P_{\text{超用1}} - P_{\text{交易}})$$

(六) 分时系数结算

$$\varphi_{\text{分时}} = \frac{Q_{\text{大工业}} + Q_{\text{峰}} \times (1 + \delta_{\text{峰}}) + (Q_{\text{平}} + Q_{\text{常}}) \times (1 + \delta_{\text{平}}) + Q_{\text{谷}} \times (1 + \delta_{\text{谷}})}{Q_{\text{月度}}}$$

第三十条 A类零售用户结算中，售电公司零售电能电费部分 $f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$f_{\text{零售电能}} = f_{\text{合约}}^A + f_{\text{超用}}^A + f_{\text{超用免责}}^A + f_{\text{少用}}^A + f_{\text{少用免责}}^A$$

第三十一条 $(\varphi_{\text{分时}} - 1) \times (f_{\text{合约}}^A + f_{\text{超用}}^A + f_{\text{超用免责}}^A)$ 为峰谷电价差额资金，按照《2021年云南电力市场化交易实施方案》有关规定纳入不平衡资金统筹管理。

第三十二条 B类零售用户中，购买符合本办法套餐参数要求的电力零售套餐的用户，昆明电力交易中心按照A类零售用户电能电费结算算法，出具电力零售套餐执行信息单。

第三节 B类零售用户电能电费结算

第三十三条 分配情形一、分配情形二对应的 B 类零售用户电能电费 $f_{\text{零售用户零售电能}}^B$ 为：

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^B = Q_{\text{月度}} \times P_{\text{分配}} \times \varphi_{\text{分时}}$$

第三十四条 分配情形一、分配情形二对应的 B 类零售用户结算中，售电公司零售电能电费部分 $f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$f_{\text{零售电能}} = Q_{\text{月度}} \times P_{\text{分配}}$$

第三十五条 分配情形三对应的 B 类零售用户电能电费 $f_{\text{零售用户零售电能}}^B$ 为：

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^B = f_{\text{分配}}^B$$

其中， $f_{\text{分配}}^B$ 为售电公司向零售用户分配的零售电能电费。

第三十六条 分配情形三对应的 B 类零售用户结算中，售电公司零售电能电费部分 $f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$f_{\text{零售电能}} = f_{\text{分配}}^B$$

第三十七条 $(\varphi_{\text{分时}} - 1) \times Q_{\text{月度}} \times P_{\text{分配}}$ 为峰谷电价差额资金，按照《2021 年云南电力市场化交易实施方案》有关规定纳入不平衡资金统筹管理。

第三十八条 B 类零售用户中，购买符合本办法套餐参数要求的电力零售套餐的用户，若电力零售套餐执行信息单算费结果与其电能电费结算单算费结果存在差额，售电公司与电力用户应当通过双边支付方式对差额进行处理。电力零售套餐执行信息单算费结果大于电能电费结算单算费结果，由零售用户向售电公司支付差额；电力零售套餐执行信息单算费结果小于电能电费结算单算费结果，由售电公司向零售用

户支付差额。昆明电力交易中心可结合业务发展需要为双方提供线上支付渠道。

第四节 零售用户到户电费结算

第三十九条 零售用户到户电费包括电能电费、输配电费（含基本电费）、基金及附加、力调电费等。输配电费（含基本电费）、基金及附加、力调电费根据用户实际用电情况与政府核定价格标准计算。用户峰谷电价差额资金、偏差电量结算差额资金不参与力调电费计算。

第五节 零售用户差错处理

第四十条 结算清单发布后的6个月内，因计量或抄表差错等原因造成零售用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时，或者零售用户目录电度电费算费信息错误，供电单位可对该结算清单提出差错处理申请。若零售用户购买的套餐为与同类型未入市用户执行的目录电度电价联动的电力零售套餐，电力交易中心需重新计算交易电能价格；若零售用户购买的套餐为支持直接约定电能价格的电力零售套餐，则不改变交易电能价格。交易中心按照调整后的交易电能价格和审核通过后的正确电量进行差错处理。结算清单发布后6个月后不再开展差错处理。

第四十一条 A类零售用户实际用电量 $Q_{\text{月度}}^{\text{修正}}$ 偏离结算时用户用电量 $Q_{\text{月度}}$ 的，零售用户电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^A$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^A = f_{\text{零售用户零售电能}}^{A\text{修正}} - f_{\text{零售用户零售电能}}^A$$

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^{A\text{修正}} = (f_{\text{合约}}^{A\text{修正}} + f_{\text{超用}}^{A\text{修正}} + f_{\text{超用免费}}^{A\text{修正}}) \times \phi_{\text{分时}}^{\text{修正}} + f_{\text{少用}}^{A\text{修正}} + f_{\text{少用免费}}^{A\text{修正}}$$

售电公司零售电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售电能}} = f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} - f_{\text{零售电能}}$$

$$f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} = f_{\text{合约}}^{\text{A修正}} + f_{\text{超用}}^{\text{A修正}} + f_{\text{少用}}^{\text{A修正}} + f_{\text{超用免责}}^{\text{A修正}} + f_{\text{少用免责}}^{\text{A修正}}$$

第四十二条 分配情形一、分配情形二对应的 B 类零售用户实际用电量 $Q_{\text{月度}}^{\text{修正}}$ 偏离结算时用户用电量 $Q_{\text{月度}}$ 的，零售用户电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}}$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}} = f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B修正}} - f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}}$$

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B修正}} = Q_{\text{月度}}^{\text{修正}} \times P_{\text{分配}} \times \varphi_{\text{分时}}^{\text{修正}}$$

售电公司零售电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售电能}} = f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} - f_{\text{零售电能}}$$

$$f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} = Q_{\text{月度}}^{\text{修正}} \times P_{\text{分配}}$$

第四十三条 分配情形三对应的 B 类零售用户实际用电量 $Q_{\text{月度}}^{\text{修正}}$ 偏离结算时用户用电量 $Q_{\text{月度}}$ 的，零售用户电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}}$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}} = f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B修正}} - f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}}$$

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B修正}} = \max (Q_{\text{月度}}^{\text{修正}} \times P_{\text{分配}} \times \varphi_{\text{分时}}^{\text{修正}}, f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}})$$

售电公司零售电能电费应清算金额 $\Delta f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$\Delta f_{\text{零售电能}} = f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} - f_{\text{零售电能}}$$

$$f_{\text{零售电能}}^{\text{修正}} = \max (Q_{\text{月度}}^{\text{修正}} \times P_{\text{分配}}, f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{B}})$$

第六节 零售用户偏差认定

第四十四条 由于不可抗力因素造成用户产生的偏差电量免除偏差考核费用。零售用户申请偏差电量免责的，可通

过云南电力零售交易平台提交经所属县区及以上供电单位、州市能源主管部门认定的免责申请及相关证明材料。其中不可抗力指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

第四章 零售交易平台

第四十五条 云南电力市场零售交易及结算均通过云南电力零售交易平台进行。对于售电公司，云南电力零售交易平台提供平台入驻，店铺装修，电力零售套餐配置、修改、上下架，电力零售交易合同签订，零售关系变更、终止，签约用户历史用电量查询，结算清单查询，资金管理，在线客服服务，在线申诉，订单互评等功能；对于零售用户，云南电力零售交易平台提供售电公司店铺浏览，标准套餐选购，定制套餐要约邀请，电力零售交易合同签订，零售关系变更、终止，历史用电量查询，零售结算清单查询，资金管理，在线客服服务，在线申诉，订单互评等功能。

第四十六条 售电公司和零售用户应及时进行平台入驻以及资金账号签约，便于后续云南电力零售交易平台的正常使用。

第四十七条 为规范售电公司和电力用户的使用行为，昆明电力交易中心可以结合业务发展需要适时发布云南电力零售交易平台使用规范，明确各项系统功能操作要求。

第五章 附则

第四十八条 参与零售交易的双方需就订单进行互相评价，评价规则详见《云南电力市场交易行为信用管理办法》。

第四十九条 零售关系建立前，零售用户可将电量数据以及用户信息分享给售电公司，便于售电公司提供适合的电力零售套餐。

第五十条 零售关系存续期间，售电公司有权查阅签约零售用户历史用电量数据，包括月度用电量、日用电量、分时用电量和用电曲线等数据。

第五十一条 本管理办法由云南省能源局负责解释。

附件 4:

云南电力市场系统平衡调节机制管理办法

第一章 总则

第一条 为通过合理市场机制提高云南电力系统长期供应保障能力，充分发挥各种类型电源的作用，共同保证电力系统长期容量的充裕性，缓解丰枯矛盾和清洁能源出力波动风险，保障电力供应安全和市场平稳运行，保障西电东送可持续发展，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）及电力体制改革配套文件、《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）、《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）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本办法。

第二条 为提高云南电力系统供应保障能力，建立云南电力市场系统平衡调节机制。云南电力市场系统平衡调节机制分为发电侧系统平衡调节机制（简称“发电侧调节机制”）和用电侧系统平衡调节机制（简称“用电侧调节机制”）两类。

第二章 市场平衡稳定调节资金

第三条 根据云南电力市场运行客观实际和需要，统筹降成本和稳供应，统筹省内用电和西电东送，设立市场平衡

稳定调节资金池（简称“调节资金”）。

第四条 调节资金来源：

（一）云南电力市场不平衡资金（简称“不平衡资金部分”）。

（二）固定提取资金部分。

（三）其他提取部分。

第五条 不平衡资金部分。不平衡资金包括市场运行中产生的峰谷电价差额资金、偏差电量结算差额资金、小水电委托交易中心统一挂牌交易差额资金、集中交易电厂侧预成交电量安全校核削减电量差额资金、未与电网企业结算售电公司价差收益、《云南电力市场零售交易管理办法》中规定纳入不平衡资金统筹管理的零售用户偏差结算差额资金等，详见《2021年云南电力市场化交易实施方案》。不平衡资金如有结余纳入调节资金统筹使用，不平衡资金如有缺口由调节资金补足。

第六条 固定提取资金部分。为缓解云南电力系统丰枯矛盾和清洁能源出力波动风险，统筹清洁能源充分消纳和保障电力供应充足，对清洁能源电厂按月提取资金纳入调节资金统筹管理。具体提取标准为：2004年以前投产的110千伏及以上电压等级并网不参与市场化的总调调度、省调调度、省地共调并网运行公用水电厂（除大朝山、漫湾、以礼河电厂）上网电量按每千瓦时0.02元的标准提取分摊；市场化水电厂、风电场、光伏电厂上网电量（调试电量除外）按每千瓦时0.01元的标准提取分摊，其中地调、县调调度的110千

伏市场化电厂 2021 年暂不提取分摊；大朝山电厂全年提取 2572 万元，按月平均提取分摊。

第七条 其他提取部分。为保障西电东送可持续发展，西电东送框架协议“网对网”实际结算电量（以跨区跨省结算依据为准）按每千瓦时 0.0075 元的标准提取，及省级相关部门明确纳入调节资金统筹使用的其他资金。

第八条 调节资金按下列原则支付和使用：

（一）支付火电存煤激励机制费用。

（二）支付发电侧调节价格费用。对火电厂实际完成的镇彝威革命老区政策性电量、调节电量、市场化电量等，支付发电调节价格。

（三）支付发电侧长期备用补偿费用。调节资金支付发电侧调节价格等费用后的剩余部分，可用于支付发电侧长期备用补偿。

（四）其他用途。云南省能源局明确的其他用途。

第三章 发电侧调节机制

第九条 发电侧调节机制是指昆明电力交易中心有限责任公司（以下简称“昆明电力交易中心”）会同电力调度机构在统筹考虑满足省内用电需求和外送需求、优化系统运行方式等前提下，对市场中的发电侧调节资源给与调节价格、调节电量、存煤激励、长期备用补偿等，引导发电侧充分发挥调节作用，保障电力供需平衡和系统安全稳定，稳定市场预期。发电侧调节机制主要包括发电侧调节价格机制、发电侧调

节电量机制、火电存煤激励机制和发电侧长期备用补偿机制等。

第一节 火电发电调节价格机制

第十条 为促进不同发电成本发电资源同台竞价，保障电力供应安全，稳定电力市场预期，建立火电发电侧调节价格机制，对部分高成本发电机组按规定完成的发电量，除按交易方案结算的电能价格外，给予发电调节价格（简称“调节价格”），由调节资金统一支付。

第十一条 调节价格包括固定调节价格和浮动调节价格。调节价格最大值不超过每千瓦时 0.1008 元（最高调节价格为每千瓦时 0.1008 元）。火电厂“电能价格+调节价格”超过云南燃煤发电基准价的部分相应削减调节价格。

第十二条 镇彝威革命老区政策性电量。火电厂完成的镇彝威革命老区政策性电量，除电能价格外，给予固定调节价格，固定调节价格为云南燃煤发电基准价与电能价格的差值。

第十三条 火电调节电量。火电完成的调节电量，除电能价格外，给予固定调节价格，固定调节价格为云南燃煤发电基准价与电能价格的差值。

第十四条 火电市场化电量。火电市场化电量包括火电自主交易成交电量，偏差调整成交电量、超发电量和上调服务电量等。火电完成的市场化电量，除电能价格外，给予浮动调节价格。

第十五条 固定调节价格和浮动调节价格。

固定调节价格 $P_{\text{固定调节价格}}$ 为：

$$P_{\text{固定调节价格}} = \text{云南燃煤发电基准价} - \text{火电电能价格}$$

浮动调节价格 $P_{\text{浮动调节价格}}$ 为每千瓦时 0.04 元。为激励火电厂积极存煤，保障电力供应安全，对于烟煤和无烟煤电厂，浮动调节价格 $P_{\text{浮动调节价格}}$ 提高为每千瓦时 0.08 元。

第十六条 调节费用。

记当月火电厂 i 分配的月度调节电量为 $Q_{\text{火电月度调节}, i}$ 。火电厂 i 当月火电自主成交电量为 $Q_{\text{火电自主成交}, i}$ 为：

$$Q_{\text{火电自主成交}, i} = Q_{\text{火电日前电量交易成交量}, i} + Q_{\text{火电月度自主成交量(含年度分月)}, i}$$

其中 $Q_{\text{火电日前电量交易成交量}, i}$ 为火电厂 i 在当月日前电量交易成交量之和。 $Q_{\text{火电月度自主成交量(含年度分月)}, i}$ 为火电厂 i 在当月月度交易成交量（含年度分月）。

记火电厂 i 当月实际上网电量为 $Q_{\text{月度实际}, i}$ ，当月火电厂 i 完成的镇彝威革命老区政策性电量为 $Q_{\text{火电革命老区(完成)}, i}$ ，当月火电厂 i 完成的优先电量（包含火电厂 i 完成的镇彝威革命老区政策性电量）为 $Q_{\text{火电月度优先(完成)}, i}$ ，当月火电厂 i 月度可结算电量为 $Q_{\text{月度可结算电量}, i}$ （参见《2021 年云南电力市场化交易实施方案》）。

火电厂 i 调节价格费用 $F_{\text{火电调节}, i}$ 为：

$$F_{\text{火电调节}, i} = P_{\text{固定调节价格}, i} \times Q_{\text{火电革命老区(完成)}, i} + P_{\text{固定调节价格}, i} \times Q_{\text{火电月度调节(完成)}, i} + P_{\text{浮动调节价格}, i} \times (Q_{\text{月度实际上网电量}, i} - Q_{\text{火电月度优先(完成)}, i} - Q_{\text{火电月度调节(完成)}, i})$$

其中 $Q_{\text{火电月度调节(完成)}, i}$ 为火电厂 i 当月完成的调节电量，

按照如下方式确定：

火电厂 i 未完成调节电量和市场化电量时，按照少发电量等比例调减调节电量和市场化电量后确定 $Q_{\text{火电月度调节（完成）}, i}$ ：

$$Q_{\text{火电月度调节（完成）}, i} = Q_{\text{火电月度调节}, i} \times \frac{Q_{\text{月度可结算电量}, i} - Q_{\text{火电月度优先（完成）}, i}}{Q_{\text{火电月度调节}, i} + Q_{\text{火电自主成交}, i}}$$

火电厂 i 全额或超额完成了调节电量和市场化电量时，在足额完成自身调节电量的基础上，可按照超发电量等比例承接其他火电厂未完成的调节电量（含等比例调减的调节电量），即 $Q_{\text{火电月度调节（完成）}, i} = Q_{\text{火电月度调节}, i} + \text{承接其他火电厂未完成的调节电量}$ 。

电力供应紧张时，为保障电力供应安全，可对火电厂下达当月市场化电量应发电量，火电厂应当积极完成当月市场化电量应发电量。未完成时可按照少发电量等比例调减调节电量，确定 $Q_{\text{火电月度调节（完成）}, i}$ （调节电量和市场化电量应发电量等比例调减）。

第二节 火电存煤激励机制

第十七条 为进一步做好电力保障供应，激励电厂加大电煤购买储备力度，确保电力供应充足和市场运行平稳有序，建立火电存煤激励机制。

第十八条 以 2021 年 6 月 30 日存煤量作为初始值，2021 年 10 月 31 日存煤量作为考核值，对 10 月底实际存煤量可用天数达到 12 天以上的电厂（宣威电厂可调装机容量按 60 万千瓦计算，其余电厂为实际装机容量，负荷率按 85% 计算），

对新增存煤量按每吨 30 元（标煤）进行激励，由调节资金支付。

第三节 长期备用补偿机制

第十九条 为支持火电企业长期备用设备维护，提高备用保障能力，积极完成交易计划和系统发电安排，保障我省长期电力供应，建立火电长期备用补偿机制，对火电 7-10 月长期备用能力给予补偿。

第二十条 火电月度长期备用能力为可调装机容量（其中宣威电厂可调装机容量按 60 万千瓦计算）折算的上网电量扣除实际上网电量，且不超过火电厂自主申报备用能力。火电长期备用补偿按年度进行结算。如调节资金支付发电侧调节价格等费用后存在剩余部分，按照各火电厂 7-10 月长期备用能力之和等比例支付长期备用补偿费用。

第四章 用电侧调节机制

第二十一条 用电侧调节机制主要为需求侧管理机制，指昆明电力交易中心会同电力调度机构在统筹考虑满足省内用电需求和外送需求、优化系统运行方式的前提下，对市场中的用电侧调节资源参与需求侧响应给与相应激励和补偿，引导用电侧加强负荷控制管理，优化用电方式，降低负荷峰谷差，提升系统运行效率。根据市场发展情况，另行制定方案逐步探索开展需求侧管理。

第五章 调节资金结算和支付

第二十二条 调节资金按月度根据提取情况进行结算，年度统筹清算。月度进行结算支付的调节资金（以下简称“月

度结算调节资金”)为电厂固定提取部分。为及时支付月度结算调节资金,可先进行月度预结算支付,再进行月度正式结算支付。电力市场不平衡资金部分在年度清算,按照云南省能源局有关规定统筹平衡使用。

第二十三条 月度结算调节资金(仅电厂固定提取部分),按照以下原则和流程进行结算支付:

(一) 支付火电存煤激励机制费用。

(二) 支付当月所有火电厂的调节价格费用。如月度结算调节资金不足,则不足部分先做挂账处理,等比例调减各火电厂调节价格费用 $F_{\text{火电调节}}$;如有结余,继续按上述顺序清算支付本年度前期挂账资金,仍有剩余资金统筹全年平衡使用。

第二十四条 年度结束后对全年各月度结算调节资金进行清算并支付本年度前期挂账资金。年度结算调节资金包括全年累计的电厂固定提取部分、电力市场不平衡资金部分。年度结算调节资金清算原则和支付顺序如下:

(一) 支付火电存煤激励机制费用。

(二) 支付镇彝威革命老区政策性电量的固定调节价格费用。

(三) 支付调节电量的固定调节价格费用。

(四) 支付市场化电量的浮动调节价格费用。

(五) 支付火电 7-10 月长期备用补偿。支付火电存煤激励机制费用、全部调节价格费用后仍有结余资金,按照火电厂 7-10 月长期备用能力之和等比例支付长期备用补偿,且支付火电长期备用补偿资金不超过 $\min(20 \text{ 亿元} - \text{固定调节价}$

格费用—浮动调节价格费用—火电存煤激励机制费用，年度调节资金总收入—调节价格总费用—火电存煤激励机制费用）。

（六）云南省能源局明确的其他用途。

第二十五条 年度清算后，调节资金支付上述费用有资金结余或资金缺口的，由云南省能源局另行明确处理办法。

第六章 附则

第二十六条 本办法涉及的调节资金提取、火电发电调节价格支付纳入昆明电力交易中心出具的市场主体市场化结算依据由电网企业一并结算，分项记账。

第二十七条 本管理办法由云南省能源局负责解释。

附件 5:

云南电力市场信息披露管理办法

第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场信息披露工作，加强信息披露管理，促进云南电力市场交易公开透明，维护市场主体合法权益和电力市场秩序，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）及电力体制改革配套文件、《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）、《电力企业信息披露规定》（电监会14号令）、《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）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本办法。

第二条 本办法主要适用于云南电力中长期交易相关的信息披露。本办法所称信息披露主体是指参与电力中长期市场的市场成员，包括发电企业、售电公司、电力用户、电网企业（含增量配电网企业）、电力交易机构、电力调度机构等。

第三条 本办法所称市场信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力中长期市场相关数据和信息的行为。

第二章 信息披露原则和方式

第四条 信息披露应遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第五条 市场竞争所需信息应充分披露，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第六条 昆明电力交易中心有限责任公司（以下简称“昆明电力交易中心”）总体负责电力市场信息披露的实施和管理，以昆明电力交易中心现有信息平台为基础建设和运维信息披露平台，创造良好的信息披露条件，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第七条 信息披露主体按照标准格式或数据接口通过信息披露平台向昆明电力交易中心提供信息，由昆明电力交易中心通过信息披露平台发布信息。

第八条 昆明电力交易中心主要通过信息披露平台发布相关信息。在确保信息安全的基础上，也可通过下列方式发布相关信息：

- （一）昆明电力交易中心官方网站。
- （二）报刊、广播、电视等媒体。
- （三）信息发布会。
- （四）公文、公告、简报。
- （五）微信公众号、APP 等移动应用服务。
- （六）便于及时披露信息的其他方式。

第三章 信息披露内容

第九条 按照信息公开范围，市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息、交换信息和监管信息。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。

（二）公开信息：是指向所有市场成员披露的信息。

（三）私有信息：是指向特定的市场成员披露的信息。

（四）交换信息：是指昆明电力交易中心、电力调度机构之间为维持电力系统和电力市场正常运行所需要交换共享的数据和信息。为保障云南电力市场的稳定运行，不断提高市场运营机构的市场运营管理、监测、分析能力，防范市场运行风险，应不断健全交易机构和调度机构信息交换机制，调度机构按照交易规则要求，向交易机构准确及时提供市场交易需要的可公开数据。电力调度机构和昆明电力交易中心之间，应通过技术支持手段、业务协同机制等方式，做好电力交易信息、发电运行信息、电网运行信息、运行方式安排等信息的全面、及时互通，并相互做好信息管理和保密等措施，避免超范围向市场主体公布有关保密信息、市场交易私有信息。仅昆明电力交易中心、电力调度机构有权获得交换信息。

（五）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。

第十条 按照信息的内容和主要用途，披露信息分为交

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。交易信息以公开信息、私有信息和交换信息为主。

（二）市场运营信息：是指昆明电力交易中心按照市场运营需求，定期通过电力交易平台向市场主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众信息和公开信息为主，主要包括市场运行统计信息、市场风险警示信息、市场监管信息等。

（三）服务信息：是指昆明电力交易中心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：

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。

3. 昆明电力交易中心就市场主体关注问题的反馈和回复等。

第一节 发电企业

第十一条 发电企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、所属发电集团、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码（以下简称信用代码）、法定代表人、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等。

（二）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。

（三）与其他市场主体之间的关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十二条 发电企业应当披露的公开信息包括：

（一）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，单机容量及类型，投运日期，接入电压等级；单机最大出力、核定最低技术出力；机组出力受限的技术类型等。

（二）机组出力受限情况、机组检修及设备改造计划等。

第十三条 发电企业私有信息包括：

（一）中长期交易曲线、结算曲线、申报电量、电价、交易对象、上下调报价等信息，与电力用户、售电公司签订的交易合同等信息。

（二）机组最小开停机时间、厂用电率、热电联产机组供热信息等机组性能参数。

（三）电厂发电能力预测。

（四）火电厂燃料供应情况、存储情况、燃料供应风险等。

（五）水电厂来水情况、水库运行情况、流域气象预测等。

（六）发电成本相关信息。

第二节 售电公司

第十四条 售电公司应当披露的公众信息包括：

（一）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、信用代码、法定代表人、联

系方式、信用承诺书、资产总额、股权结构、年最大售电量等。

（二）企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告等。

（三）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。

（四）与其他市场主体之间的关联关系信息。

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十五条 售电公司应当披露的公开信息包括：

（一）拥有配电网运营权的售电公司应当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、配电价格等信息。

（二）履约保函或保证金缴纳信息（如有）。

第十六条 售电公司私有信息包括：

（一）年度财务审计报告。

（二）中长期交易曲线、结算曲线、申报电量、电价等信息，与电力用户签订的相关合同或者协议信息，与发电企业签订的交易合同信息等。

第三节 电力用户

第十七条 电力用户应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、营业执照、信用代码、法定代表人、联系方式、主营业务、所属行业等。

(二) 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。

(三) 与其他市场主体之间的关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十八条 电力用户应当披露的公开信息包括：

企业用电类别、接入地区、年用电量、用电电压等级、供电方式、自备电源(如有)、变压器报装容量以及最大需量等。

第十九条 电力用户私有信息包括：

(一) 电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、计量点信息、用户电量信息、用户用电曲线等。

(二) 参与批发交易的电力用户：中长期交易曲线、结算曲线、申报电量、电价等信息，与发电企业签订的交易合同等信息，可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

(三) 参与零售交易的电力用户：零售交易电量、价格等信息，与售电公司签订的相关合同或协议等信息。

(四) 电力用户生产用电计划、设备检修、可能影响用电的上下游产品市场等信息。

第四节 电网企业

第二十条 电网企业(含增量配电网企业)应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、供电区域、政

府核定的输配电线损率等。

(二) 与其他市场主体之间的关联关系信息。

(三) 政府定价类信息，输配电价、各类政府性基金及附加及其他市场相关收费标准等。

(四) 电网主要网络通道示意图。

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二十一条 电网企业（含增量配电网企业）应当披露的公开信息包括：

(一) 电力业务许可证（输电类）、电力业务许可证（供电类）编号。

(二) 市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况。

(三) 西电东送年度、月度计划安排及实际执行情况。

(四) 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。

(五) 各类发电机组装机总体情况、各类型发用电负荷总体情况等。

(六) 电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况等。

(七) 全社会用电量、重点行业用电量等。

第二十二条 电网企业（含增量配电网企业）应当披露的监管信息包括：

(一) 非市场用户类型，购售电量和电价等。

(二) 市场用户进入市场前的用电信息等。

第五节 电力调度机构

第二十三条 电力调度机构应当披露的公众信息包括：

（一）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、发电调度原则等。

（二）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二十四条 电力调度机构应当披露的公开信息包括：

（一）市场边界信息，包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额等。

（二）预测信息，包括系统负荷预测、外送电交易计划、可再生能源出力预测、水电发电计划预测等，任何预测类信息都应当在实际运行后1个工作日内或次月前5个工作日内发布对应的实际值。

（三）运行信息，包括实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况等。

（四）发电能力信息，发电设备利用情况，来水预测，发电能力，水位控制原则等。

（五）交易计划执行情况和偏差原因，对发电能力、实际发电量偏差较大的原因进行说明。

（六）系统运行对市场化交易有影响的相关情况，其他影响交易计划执行的事件。

第六节 电力交易机构

第二十五条 昆明电力交易中心应当披露的公众信息包括：

(一) 机构全称、机构性质、机构工商注册时间、股权结构、营业执照、信用代码、法定代表人、联系方式、办公地址、官方网站网址、组织机构、业务流程、服务指南。

(二) 电力市场适用的法律法规、政策文件。

(三) 电力市场规则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则的过程中涉及的解释性文档，对市场主体问询的答复等。

(四) 信用评价类信息，包括市场主体信用信息、售电公司违约情况等。

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

(六) 市场暂停、中止、重新启动等情况。

第二十六条 昆明电力交易中心应当披露的公开信息包括：

(一) 公告类信息，包括市场信息披露报告等定期报告、经国家能源局云南监管办公室或云南省能源局认定的违规行为通报、市场干预情况、第三方检验报告等。

(二) 已注册市场主体的基本信息。

(三) 市场供需信息。

(四) 交易开始前披露的信息包括：

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、交易开始时间及终止时间等。

（五）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。

（六）交易结束后，应当对各类交易结果进行汇总，形成交易统计信息后对外进行发布。交易统计信息包括但不限于：市场整体成交量价信息、分交易品种成交量价信息、全市场结算统计信息及相应统计计算方法。电能价格由市场化交易方式形成的发用电量，纳入市场整体成交电量统计（含通过市场化方式采购的居民电能替代电量等）。

（七）交易计划及其实际执行情况等。

（八）市场主体整体结算情况，不平衡资金、市场平衡稳定调节资金等费用整体收支情况。

（九）云南省能源局、国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）要求披露的其他信息。

第二十七条 昆明电力交易中心应当向特定市场主体披露其私有信息包括：各市场主体成交明细、电费结算依据及明细。

第二十八条 昆明电力交易中心应根据市场运营需要和电力监管要求，定期或不定期地向市场主体披露市场风险警

示信息和市场监管信息。

（一）市场风险警示信息是指可能使市场正常运行面临较大风险，或导致市场主体利益受损的事件信息，包括但不限于以下信息：

1. 市场价格异常波动。
2. 市场成交率异常，全市场月度交易成交率低于预计用电需求的 90%。
3. 月度交易结束后，剩余未成交电量前 5 位的批发用户、售电公司相关信息，剩余发电能力前 5 位的发电企业相关信息。
4. 市场主体信用评级严重下降，出现暂停交易资格、退市等市场状态变化情况。
5. 电网运行发生重大变化、西电东送计划发生较大调整等情况。
6. 其他可能影响市场公平竞争需要面向市场主体披露的风险警示信息。

（二）市场监管信息是指在市场运营过程中发生的由云南能源监管办介入调查的涉嫌违法违规及扰乱市场秩序的异常市场行为信息，包括但不限于市场主体发生的信用违约、违反交易规则、操纵市场、窃取私有交易信息、不当得利需要云南能源监管办介入调查的异常行为信息，昆明电力交易中心按照授权对外进行披露监管进展、监管意见等信息。

第二十九条 昆明电力交易中心根据市场运营和监管需

要，建立分对象的信息披露机制。

第七节 扩增信息披露范围

第三十条 出现以下情况时，启动扩增信息披露范围流程：

（一）昆明电力交易中心根据市场运行需要，提出扩增信息披露范围的。

（二）市场主体向昆明电力交易中心申请扩增市场信息披露范围的。

（三）云南能源监管办、云南省能源局要求扩增市场信息披露范围的。

第三十一条 由昆明电力交易中心负责扩增信息披露范围的申请受理和管理。

（一）扩增信息披露申请原则上应采用书面形式，详细描述所要求扩增的信息，说明申请扩增信息的目的和必要性等信息。

（二）昆明电力交易中心应通知扩增信息涉及的市场主体并在 15 个工作日内形成对该申请的初步意见。

（三）形成初步意见后通过云南电力交易平台进行公示和公开征求意见，公示时间不低于 15 个工作日。

（四）由昆明电力交易中心汇总扩增申请、初步意见、公示和公开征求意见情况等信息，按季度提交云南电力市场管理委员会审议，审议同意扩增相应信息披露范围的，报云南省能源局、云南能源监管办备案后执行。

第八节 其他

第三十二条 征得电力用户同意后，电网企业、电力调度机构、昆明电力交易中心应当允许售电公司和发电企业获取电力用户历史用电数据、用电信息等，并约定信息开放内容、频率、时效性等，以满足市场主体参与交易有关要求。

第三十三条 市场成员发现披露信息有误或需要变更的，应在 5 个工作日内进行勘误或变更。

第三十四条 昆明电力交易中心应当定期向市场主体出具信息披露报告，内容应当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、市场干预情况等方面。

第四章 信息保密和封存

第三十五条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权被披露的信息。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或稳定运行的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第三十六条 昆明电力交易中心应建立健全交易机构信息安全保障机制，根据交易机构内设部门职能设置信息管理权限，控制关键信息知悉范围，定期开展信息安全薄弱环节排查，制定信息安全事故应急处置预案，做好事前主动防御，确保电力运行信息安全可控。建立电力交易从业人员回避和保密管理制度，避免泄露重要信息。

第三十七条 当行政机关、司法机关依法依规需要获取

市场主体的私有信息时，应书面提出信息要求，昆明电力交易中心依法依规按指定要求、时间提供相应的信息进行回复。其他市场成员或主体提出超范围的私有信息要求时，未征得涉及市场主体或云南省能源局书面同意的，昆明电力交易中心严禁超职责范围泄露私有信息。

第三十八条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原市场运行情况的关键信息均应当记录、封存。封存的信息应当以易于访问的形式存档，并且存储系统应当满足数据安全方面的要求。信息的封存期限暂定为5年，特殊情形除外。

第五章 监督管理

第三十九条 云南能源监管办对信息披露行为进行监管，并根据履行监管职责的需要采取信息报送、现场检查、行政执法等监管措施。

第四十条 市场主体对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向昆明电力交易中心提出，由昆明电力交易中心责成信息披露主体予以解释及配合。对未按要求及时披露、变更或者披露虚假信息的市场成员，一年之内出现上述情形两次以上的，云南能源监管办可对其采取监管约谈、监管通报、责令整改、出具警示函、出具监管意见等监管措施，并依据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第六章 附则

第四十一条 本管理办法由云南省能源局负责解释。