

**国家能源局云南监管办公室
云南省发展和改革委员会 文件
云 南 省 能 源 局**

云监能市场〔2024〕146号

**国家能源局云南监管办公室 云南省发展
和改革委员会 云南省能源局关于同意印发
《云南电力市场现货电能量交易实施细则
(V2.0版)》等五个实施细则的复函**

昆明电力交易中心、云南电力调度控制中心：

《云南电力调度控制中心关于提请审定云南电力市场现货

电能量交易实施细则（2.0版）的请示》（调度〔2024〕494号）、《昆明电力交易中心有限责任公司关于〈云南电力中长期交易实施细则（报审稿）〉等六个实施细则的请示》（昆明交易〔2024〕441号）收悉。结合公开征求意见情况，现就有关意见反馈如下：

一、为确保云南电力市场平稳有序运行，原则同意有关细则，请按审定稿（见附件）印发《云南电力市场现货电能量交易实施细则（V2.0版）》《云南电力市场结算实施细则（V2.0版）》《云南电力市场交易信用管理实施细则（V2.0版）》《云南电力市场售电公司履约保函（保险）管理实施细则（V2.0版）》《云南电力零售市场实施细则（V2.0版）》五个实施细则，后续要结合区域电力市场建设进展情况和市场运行情况及时提出修改完善意见。

二、请你中心按照有关细则，合理安排交易时序，切实做好交易组织和市场结算等各项工作。细则印发后，要组织开展专题宣贯培训，为市场主体做好答疑释惑。

三、请你中心切实做好市场运行分析和风险防控工作，发现市场成员存在串谋、垄断、操纵市场等行为和市场运行存在异常时，及时向云南能源监管办、省发展改革委和省能源局报告，并提出处置建议。

特此函复。

- 附件：1.云南电力市场现货电能量交易实施细则（V2.0版）
（审定稿）
- 2.云南电力市场结算实施细则（V2.0版）（审定稿）
- 3.云南电力市场交易信用管理实施细则（V2.0版）
（审定稿）
- 4.云南电力市场售电公司履约保函（保险）管理实施
细则（V2.0版）（审定稿）
- 5.云南电力零售市场实施细则（V2.0版）（审定稿）

国家能源局云南监管办公室



云南省发展和改革委员会



云南省能源局
2024年12月6日



（依申请公开）

附件 1

云南电力市场现货电能量交易 实施细则（V2.0 版）

（审定稿）

1. 总述

1.1 目的意义

为建设云南电力现货市场，形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的现货电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保证电力安全可靠供应，引导电力中长期规划和投资，促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型，结合南方区域电力市场有关要求和云南省实际制定本细则。

1.2 编制依据

本细则根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、全国统一电力市场规则体系，按照《南方区域电力市场实施方案》和南方区域“1+N”市场规则体系要求，结合云南实际制定。

1.3 基本原则

电力现货市场建设与运营坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

稳妥有序推进云南融入南方区域电力市场，保障全省电力系统安全运行和电力可靠供应，促进全省清洁能源消纳，服务全省经济社会高质量发展。

1.4 参与方式

原则上，参与省内中长期市场交易的市场主体均应参与现货市场交易，参与方式可分为报量报价参与现货市场、报量不报价参与现货市场。

云南省级政府主管部门对省内市场主体参与现货市场方式作出专门规定的，从其规定。

1.4.1 发电侧参与现货方式

省内燃煤机组、具有较好调节性能的市场化水电以及试点参与优化出清的风电、光伏原则上采用报量报价的方式参与现货出清；其他市场化水电、风电、光伏等交易单元采用报量不报价的方式参与现货出清。现货市场起步阶段，发电侧参与现货出清的原则及方式具体根据现货试运行方案确定。

根据现货市场试运行情况，逐步实现更多市场化水电、风电、光伏等交易单元报量报价参与现货市场优化出清。为鼓励更多清洁能源发电单元积极参与现货市场优化，发挥市场资源配置作用，优先保障报量报价清洁能源市场化消纳。

原则上，风电、光伏、水电等类型市场化电厂以接入同一个

上网节点、执行相同标准补贴政策、且属于同一法人单位的发电机组为一个交易单元。燃煤电厂以机组为交易单元。

1.4.2 用户侧参与现货方式

现货市场起步阶段，参与省内中长期市场交易的用户（包括售电公司、批发用户等）采用报量不报价的方式参与现货市场；现货市场运行成熟、具备条件后，以用户侧报量报价模式组织现货市场交易。

1.4.3 新型主体参与现货方式

新型主体（主要包括独立储能、虚拟电厂等）需满足并网调试运行、分时正反向计量、接入调度直控、签订相关协议等前置条件，完成市场注册后，可采用报量报价或报量不报价方式参与现货出清。原则上，接入同一 220kV 上网节点、属于同一法人单位的新型主体作为一个交易单元参与市场交易，且新型主体交易单元须与调度单元保持一致。

1.5 现货市场规模

落实国家电力体制改革要求，建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制。

落实国家及云南省对中长期签约比例工作要求，按照交易时序递进、中长期签约比例由小到大、逐步逼近的原则，通过多年、年、季、月、周、多日等多时间尺度中长期市场交易，在现货市场交

易组织前实现省内市场主体中长期交易高比例签约，云南现货市场交易结算电量比例控制在合理规模以内。

2.适用范围

本细则适用于云南参与南方区域现货电能量市场，按照跨省与省内“联合出清，两级协同运作”模式开展现货市场交易。

3.引用文件

电网调度管理条例

电力安全事故应急处置和调查处理条例

电网运行规则（试行）

电力系统安全稳定导则

电力系统电压和无功电力技术导则

电力交易安全校核技术规范

电力现货市场基本规则

南方区域电力市场运营规则

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则

4.术语定义

本细则术语和定义与《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》一致。

5.市场衔接机制

5.1 中长期市场与现货市场的衔接

中长期交易结果（包括省内中长期市场交易形成的合同、电网企业代理购电交易形成的合同、送端电厂承接的跨省优先发电计划、送端电厂的跨省中长期交易计划等），通过差价合约结算机制与现货市场进行衔接。

5.2 省内现货市场与南方区域现货市场的衔接

组织省内市场主体参与南方区域现货市场申报，采用跨省与省内联合出清的模式开展日前、实时现货市场交易，形成跨省和省内分时电价与交易曲线，实现跨省与省内现货交易衔接。

5.3 调频辅助服务市场、深度调峰机制与现货市场的衔接

做好调频辅助服务市场与现货市场的衔接。现阶段，在运行日机组开机组合基础上，开展云南电网调频辅助服务市场出清、调峰辅助服务市场出清。具备条件后，推动现货市场与调频辅助服务市场、调峰辅助服务市场联合出清。

5.4 跨省备用辅助服务市场与现货市场的衔接

做好跨省备用辅助服务市场与现货市场的衔接。当全省备用容量无法满足要求（或全省备用容量满足要求且存在富余）时，在满足电网安全稳定运行要求以及送电通道不受限制的前提下，可通过南方区域跨省备用辅助服务市场购买省外备用容量（或出售省内富余备用容量）。竞价日，结合跨省备用市场申报的卖方

备用总可交易容量与买方备用需求，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的 96 点机组开机组合。

实时运行期间，基于跨省备用辅助服务市场出清结果，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算未来 2 小时的机组开机组合。其中，水电机组开机组合可采用日前市场出清结果。

5.5 省内调峰辅助服务市场与现货市场的衔接

南方区域电力现货市场连续运行期间，按照区域市场调峰与现货融合机制开展出清，省内调峰辅助服务市场不运行。

6. 日前电能量市场交易组织

6.1 组织方式

现阶段，以“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织市场申报，市场机组申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户申报运行日的用电需求分时曲线，不申报价格。根据统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区送电下限、不参与现货市场发电主体出力安排（含调度安排计划）、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束、电网安全运行约束、水电厂水库运用约束、水电优化调度约束等市场边界和约束条件，以社会福利最大化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计

划。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

待具备条件后以“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式组织市场交易。

6.2 交易时间

运行日（D日）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日（D-1日）发电企业、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

6.3 机组参数

机组参数主要包括机组运行参数、电力调度机构设定的参数、申报参数、缺省申报参数和核定参数，具体按照《南方区域现货电能量市场交易实施细则》执行。

鼓励省内水电厂结合机组运行实际情况，开展水电机组日启停次数、最小停机时间等参数设置的研究工作；研究成果具备转化应用条件后，经履行相应程序，在机组参数增加相应约束条件。

6.4 日前发电单元运行边界条件准备

日前发电单元运行边界条件包括发电机组状态约束、机组状态、发电机组出力上下限约束、燃煤机组最早可并网时间、发电机组调试及试验计划、热电联产机组供热计划、火电机组一次能

源供应约束、报量报价水电水库运用约束、报量不报价水电发电预测、新能源功率预测等，具体按照《南方区域现货电能量市场交易实施细则》执行。

6.5 日前电网运行边界条件准备

日前电网运行边界条件包括负荷预测、优先出力计划、跨省优先计划调整、输变电设备检修计划、输变电设备投产与退役计划、运行备用、电网安全约束、水电优化调度约束、清洁能源消纳约束和不参与现货出清机组的发电计划编制等，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.6 出清前信息发布

电力调度机构完成现货市场出清边界条件准备后，发送出清前信息至电力交易机构，由电力交易机构通过电力市场交易系统，按照《电力市场信息披露基本规则》《南方区域电力市场信息披露实施细则》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。

6.7 交易申报

各市场主体需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

现货市场事前信息发布后，所有市场主体必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报，具体按照《南方区域电

力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.8 日前电能量市场出清

竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前市场交易结果，具体出清机制详见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》。

6.9 日前电能量市场安全校核

日前电能量市场安全校核包括电力平衡校核、安全稳定校核、清洁能源消纳校核等，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.10 日前电能量市场定价

日前电能量市场定价包括发电侧定价、用户侧定价和跨省送电定价。

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

（1）发电侧定价

日前电能量市场中，市场化电厂以电厂（机组）所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格，其中，110kV 及以

下并网市场主体按照所在 220kV 节点定价。

(2) 用户侧定价

省内用户侧（包括售电公司、批发用户等）的日前现货价格按照云南省级政府主管部门政策和云南电力市场结算实施细则的相关规定执行。

现货市场起步阶段，可根据市场化电厂日前中标电量、市场化电厂日前节点电价以及其它必要量价信息进行加权计算，采用加权平均现货价格（包括分区现货价格或全省统一结算现货价格）作为市场用户的日前现货价格；现货市场运行成熟、具备条件后，市场用户以所在节点的日前节点电价进行结算。

(3) 新型主体定价

日前电能量市场中，新型主体原则上以所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

(4) 跨省送电定价

根据南方区域电力现货市场出清结果及规则确定云南跨省送出日前现货价格。

6.11 交易结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。

6.12 日前发电调度计划

日前市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前市场的发电侧出清结果（包含火电机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法进行优化计算。日前市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

（2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）省间送受电因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

（5）水电或新能源出力较预测发生较大变化；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或设备不可用等因素，导致运行日计划检修无法开展。

7.实时电能量市场交易组织

7.1 组织方式

实时市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。电力调度机构基于用日前电能量市场封存的申报信息，根据超短期负荷预测等边界条件，以总发电成本最小为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行时点的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。

7.2 交易时间

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清。

7.3 实时发电机组物理运行参数变化

实时市场采用日前市场封存的发电侧价格申报信息进行出清。除水电、风电、光伏等可再生能源外，其他发电机组、售电公司和批发用户在实时市场中均无需进行申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。主要包括以下信息：

- (1) 最新的预计并网/解列时间；

(2) 机组出力上/下限变化情况；

(3) 调试（试验）机组出力变化情况；

(4) 机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；

(5) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

7.4 实时机组运行边界条件准备

实时市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经所属电力调度机构审核同意，在技术支持系统中对实时市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时市场出清计算，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

7.5 实时电网运行边界条件准备

实时电网运行边界条件包括超短期负荷预测、优先出力计划、发电机组及输变电设备检修执行、运行备用、电网安全约束、非市场机组发电计划调整、水电优化调度约束、清洁能源消纳约束等，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

7.6 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，采用安全约

束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组开停机组合和出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息，具体出清机制详见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》。

7.7 实时电能量市场定价

实时电能量市场定价包括发电侧定价、用户侧定价和跨省送电定价。

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

（1）发电侧定价

实时电能量市场中，市场化电厂以电厂（机组）所在节点的每小时平均节点电价作为相应时段的结算价格，其中，110kV 及以下并网市场主体按照所在 220kV 节点定价。

（2）用户侧定价

省内用户侧（包括售电公司、批发用户等）的实时现货价格按照云南省级政府主管部门政策和云南电力市场结算实施细则的相关规定执行。

现货市场起步阶段，可根据市场化电厂实际电量、市场化电厂实时节点电价以及其它必要量价信息进行加权计算，采用加权

平均现货价格（包括分区现货价格或全省统一结算现货价格）作为市场用户的实时现货价格；现货市场运行成熟、具备条件后，市场用户以所在节点的实时节点电价进行结算。

（3）新型主体定价

实时电能量市场中，新型主体原则上以所在 220kV 节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

（4）跨省送电定价

根据南方区域电力现货市场出清结果及规则确定云南跨省送出实时现货价格。

7.8 实时电能量市场安全校核

实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

7.9 市场出清结果发布

电力调度机构将实时市场出清的发电计划下发至各发电主体，于次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

7.10 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

8.市场力检测及缓解

8.1 定义

8.1.1【市场力检测与缓解】为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项。

8.2 事前措施

8.2.1【报价行为测试】

(1) 对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价超过行为测试参考价格的部分替换为行为测试参考价格，作为该机组报价参与现货市场出清。行为测试参考价格作为市场参数管理，分不同类型机组设置，具体设置另行明确。

(2) 计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过阈值时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组报价参与市场出清。阈值作为市场参数管理，分不同类型机组设置，

具体设置另行明确。

(3) 可根据云南电力系统季节特性，动态更新各类型机组阈值设置，具体设置另行明确。

(4) 以用户侧报量报价模式组织现货市场交易时，相应开展用户（包括售电公司、批发用户等）报价行为测试，相关政策另行规定。

8.2.2【供应紧张情况下的报价限制】电力调度机构发布的电力供应风险预警生效期间等电力供应紧张时期，可视需要调整影响区域机组运行日的市场申报上限，将各类型机组的变动成本乘以一定比例系数作为该类型机组的申报价格上限。比例系数作为市场参数管理，具体参数设置另行明确。

8.2.3【清洁能源消纳困难情况下的报价限制】电力调度机构发布的清洁能源弃电限发风险预警生效期间等清洁能源消纳困难时期，可视需要调整影响区域清洁能源发电单元运行日的市场申报下限，具体参数设置另行明确。

8.3 事中措施

8.3.1【事中测试】具备技术条件后开展影响测试与市场力缓解：在市场出清过程中，基于松弛部分网络约束对比、寡头测试等方法计算发电机组对市场的影响，对影响超过价格阈值的机组，将其电能量报价超过影响测试参考价格（低于行为测试参

考价格)的部分替换为影响测试参考价格,重新进行出清。以上计算迭代过程不超过2次。价格阈值、影响测试参考价格等作为市场参数管理,影响测试参考价格分不同类型机组进行设置。

8.4 事后措施

8.4.1【事后措施】研究开展滥用市场力电厂超额收益测算与回收。根据发电成本和合理收益水平,视市场运行情况采取事后超额收益回收等措施。发电侧超额收益回收是指按月度或季度等周期计算各电厂的综合收入,并基于与其合理收益相比较计算其超额收益,对超额收益进行回收后返还至用户侧(包括售电公司、批发用户等)。

以用户侧报量报价模式组织现货市场交易时,研究并另行明确滥用市场力用户(包括售电公司、批发用户等)的超额收益测算、回收与分享机制。

9 现货市场考核与补偿

按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》,根据现货市场结算试运行要求,另行明确云南电力现货市场系统运行考核与补偿结算科目和执行参数。

9.1 发电侧考核费用

考核机制包括日内临时非计划停运、实时发电计划执行偏差、机组限高、机组限低、热电联产机组供热流量曲线偏差、新能源

预测考核等，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定计算机组考核费用并出具结算依据，在市场结算环节按规定对考核费用进行返还。南方区域电力现货市场未正式运行期间，暂不执行机组限高考核。《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》有其他规定的，从其规定。

9.2 发电侧补偿费用

当出现符合规定的情况，可能导致发电侧市场主体在现货电能量市场收益不能覆盖发电机组运行成本费用或发电机组电能量报价费用及启动费用，其中：燃煤发电机组按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定计算机组运行补偿费用并出具结算依据，在市场结算环节按规定对运行补偿费用进行分摊。按照南方区域电力市场专项工作安排，另行制定清洁能源电厂运行补偿机制。

9.3 用户侧考核与补偿费用

售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收，具体按照云南省相关政策和省内电力市场结算相关规定执行。

9.4 新型主体考核与补偿费用

根据新型主体参与现货市场结算试运行情况，另行制定新型主体考核与补偿机制。

10.现货市场应急处置

10.1 特殊情况处理机制

出现电网保供电、重大自然灾害、水电站应急处置、深度调峰等特殊情况时，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定进行处理。

10.2 市场熔断、中止与恢复

当省内电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》规定流程对现货市场熔断或中止；市场熔断或中止期间，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定开展结算。具备条件后按规定流程恢复市场运行。

11.其他

11.1 本细则为适应南方区域电力市场的云南省内配套实施细则之一。

11.2 本细则与国家及云南省最新政策文件要求、南方区域电力市场规则体系等不符的，从其规定。

11.3 本细则自印发之日起执行，原有的云南电力市场现货电能量交易实施细则（试运行 1.0 版）不再执行。

附件 2

云南电力市场结算实施细则（V2.0 版）

（审定稿）

1. 总则

1.1. 制定目的

为指导云南电力现货市场结算工作，提高结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算机制，保障中长期电能量交易与现货市场交易的有序衔接，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场运行基本规则》（发展改革委令 2024 年第 20 号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号）、《南方区域电力市场运行规则》、《南方区域电力市场结算实施细则》和有关法律、法规、规定，结合云南电力市场建设经验和电力系

统运行实际，制定本实施细则。

1.2. 适用范围

本细则适用于云南电力批发市场电能量交易结算，包括现货市场环境下的批发市场电能量交易结算及非现货市场环境下的批发市场电能量交易结算。涉及电力零售市场、需求响应和绿色电力交易等的交易结算，按照相关规定执行。云南燃煤市场非现货期间的结算按照省内燃煤市场相关政策执行，现货期间的结算有最新要求的，从其规定执行。负荷聚合商、储能企业、虚拟电厂等同时存在发用电特性的新型主体，可根据其自身的购售电需求作为用电侧或发电侧参与省内电力市场的结算，相关要求可参照本细则执行。若省内有最新要求的，从其规定。

除特殊明确外，本细则所指交易中心（交易机构）均为昆明电力交易中心，电网企业均为云南电网公司，调度机构均为云南电力调度控制中心。

2. 市场结算主要权责

2.1. 发电企业主要权责

2.1.1. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同，按规定完成电费结算、支付交易服务等。

2.1.2. 可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

2.1.3. 现货结算期间在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.1.4. 对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

2.1.5. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.2. 售电公司主要权责

2.2.1. 按照市场规则参与市场交易，签订和履行交易合同、与电网企业签订的结算合同，向电网企业支付或收取电费，在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

2.2.2. 可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

2.2.3. 按规定完成电费结算、支付交易服务等。与电网企业签订零售结算协议的售电公司，与电网企业开展批零差额电费收付。

2.2.4. 按规定在交易平台完成电子合同签订与备案，并在交易平台上填写、价格等信息，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.2.5. 对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

2.2.6. 拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

2.2.7. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.3. 市场用户主要权责

2.3.1. 按照市场规则参与市场交易，签订和履行交易合同或零售合同及与供电企业签订的供用电合同，享受输电服务。

2.3.2. 获取相关方履行合同的信息、资料及计量数据。

2.3.3. 可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

2.3.4. 按规定及时足额缴纳电能量电费、输配电费和政府性基金及附加、交易服务费等费用。

2.3.5. 在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.3.6. 对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

2.3.7. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.4. 电网企业主要权责

2.4.1. 提供输配电服务，无歧视向发用电等经营主体提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类电网服务，按规定收取输配电费等。

2.4.2. 负责向电力交易机构提供每天 24 小时市场化机组（或电厂）上网电量、历史上网电量、上网电价、市场用户每天 24 小时实际用电量和近三年历史用电量，代理购电用户、优先购电用户的预测负荷需求和实际用电量等结算准备数据。

2.4.3. 根据电力交易机构出具的结算依据，按照政府核定

的输配电价、政府性基金及附加等政策要求，出具经营主体的电费账单，负责经营主体的电费结算及收付，承担电力用户侧欠费风险，及时向电力交易机构反馈市场电费缴付情况。

2.4.4. 确保市场经营主体计量结算的信息和数据管理符合保密有关规定。

2.4.5. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.5. 昆明电力交易中心主要权责

2.5.1. 配合拟定云南省电力市场结算实施细则，拟定市场结算操作性规范、指引等结算业务管理制度。

2.5.2. 负责按照本细则向经营主体出具电力市场结算依据。

2.5.3. 负责电力市场电能量电费计算，发布临时结算结果。

2.5.4. 负责将机组补偿和考核费用分摊到市场主体，列入结算依据。

2.5.5. 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

2.5.6. 建设和运维交易平台，负责结算功能开发、算法维护等工作。

2.5.7. 组织协调云南省内交易结算问题。

2.5.8. 参与协调跨区跨省交易结算问题。

2.5.9. 按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

2.5.10. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.6. 云南电力调度控制中心主要权责

2.6.1. 负责配合区域市场运营机构向昆明电力交易中心提供日前及实时市场出清电量及出清价格、负责计算并出具电力辅助服务结算结果、机组补偿和考核计算结果，并提供至电网企业或电力交易机构。

2.6.2. 配合昆明电力交易中心开展省内市场化结算，参与协调省内市场交易结算问题。

2.6.3. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

3. 现货市场环境下结算原则

3.1. 结算周期

3.1.1. 云南电力批发市场原则上采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清分临时结算结果，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算，根据需要开展退补清算。

3.2. 结算模式

3.2.1. 批发市场三部制电费采用国家电力现货市场基本规则第八十四条明确的方式二计算：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。市场初期，省内中长期合约结算参考点为用户侧日前统一结算点。

3.2.2. 直接参与市场的电力用户、售电公司、代理购电用

户等应平等参与现货交易，公平承担责任义务；推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，代理购电用户偏差电量按照现货价格结算，为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

3.2.3. 按照经营主体“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”的原则，分科目对机组启动补偿电费、机组返还电费、市场不平衡资金等电费项独立记录，明确分摊（返还）方式。

3.2.4. 电力用户因销户、过户等触发非周期计费时，电网企业将按照代购电价进行预结算，待昆明电力交易中心发布月度正式结算依据后开展结算。

3.3. 结算价格

3.3.1. 发电侧现货市场结算电价为机组所在物理节点的节点电价，用户侧现货市场结算电价采用统一结算点电价进行结算，发、用电两侧每小时的节点电价等于该时段内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

3.3.2. 市场化交易形成的价格包含了脱硫、脱销、除尘及超低排放电价，不再另行结算。

3.4. 结算依据管理

3.4.1. 结算依据内容

云南电力市场结算依据应包括以下内容：

- （1）实际结算电量；
- （2）各类中长期交易合同结算电量、电价和电费；

- (3) 偏差电量、电价和电费；
- (4) 分摊、返还、不平衡资金、环境溢价电费等。

3.4.2. 结算信息发布

结算依据明细按特定信息向经营主体发布，结算概况作为公开信息发布。

3.4.3. 结算单位

云南电力市场结算单位。其中：

- (1) 电量单位为兆瓦时，保留三位小数；
- (2) 电价单位为元/兆瓦时，保留两位小数；
- (3) 电费单位为元，保留两位小数。

4. 现货市场环境下结算流程

4.1. 结算数据准备

4.1.1. 中长期交易电量在现货日前市场开市前进行分解确认。具体包括：年度、月度、周、多日等为周期的中长期交易价格和分时电量，分时电量以 1 小时为时间间隔。

4.1.2. D-1 日获取 D 日的日前市场交易结果，运行日后 1 个自然日（D+1 日）获取 D 日实时市场交易结果。具体包括但不限于：发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格，用户侧各节点的出清价格，以 15 分钟为时间间隔；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；启停及机组返还电费相关数据等。

4.1.3. 交易平台在获取运行日（D 日）的日前市场及实时

市场出清数据后，计算形成日前市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。

4.1.4. 南网总调和广州电力交易中心未直接提供现货出清电量和价格的电厂，可按以下方式处理：由云南电力调度控制中心按照交易单元向昆明电力交易中心提供日前发电计划作为电厂的日前出清电量（其中，一个调度单元对应多个交易单元的，由电厂自行确定分解比例、调度机构按照其装机容量比例进行分配或平均分配至各交易单元），由云南电力调度控制中心向昆明电力交易中心提供电厂 220kV 母线挂接关系（其中，电厂检修期间按照其检修前的状态提供挂接关系），南网总调通过广州电力交易中心提供 220kV 母线节点现货出清价格，昆明电力交易中心通过挂接关系匹配得到电厂的现货出清价格（其中，一个交易单元挂接至多条母线的，取多条母线现货出清价格的算术平均值）。

4.1.5. 运行日后 2 个自然日内，电网企业以机组（或电厂）和计量点为最小单位，采集全部市场购电用户、机组（或电厂）的分时表码；运行日后 3 个自然日，电网企业以机组（或电厂）和计量点为最小单位，将运行日的市场化发电企业、市场购电用户每小时电量数据推送给交易平台，包括机组（或电厂）分时电量和用户计量点分时电量。

4.1.6. 不具备分时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分时计费电量。电网企业可根

据上年统调发电曲线减去西电东送及送境外曲线，再减去可计量的市场化用户曲线，得到典型曲线，在商业结算试运行前由电网企业公布。

4.1.7. 发电企业分时电量提供的单位与《南方区域电力市场运行规则》对发电侧并网主体交易单元规定一致。

4.1.8. 分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合办法详见附件。

4.1.9. 实际发用电结束后，电网企业的代理购电市场化采购电量由燃煤电量和清洁能源电量构成，电网企业可按照以下公式计算确定电量结算曲线：

$$Q_{\text{电网代购},t} = \max[Q_{\text{市场化电厂},t} - (Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{西电市场化},t}), 0]$$

其中 $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段市场化电厂总上网电量， $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段市场化用户总用电量， $Q_{\text{西电协议},t}$ 为 t 时段市场化电厂的“网对网”西电东送协议实际送电量， $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送市场化实际送电量。

4.2. 日清分

4.2.1. 经营主体日清分数据准备完成后，交易中心在 2 个工作日内，生成经营主体日清分临时结果并向经营主体发布。

4.2.2. 经营主体在日清分临时结算结果发布后，对日清分临时结果进行确认，在 1 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

4.2.3. 交易中心根据反馈意见，对需调整的日清分临时结

果进行重算。

4.3. 月结算

4.3.1. 电网企业每月 8 个自然日 (M+8) 内完成上月修正电量推送, 每月 8 个自然日 (M+8) 内完成代购电量的推送。

4.3.2. 经营主体月结算数据准备完成后, 交易中心在 5 个工作日内, 出具经营主体上月月结算正式临时结果发布经营主体查询确认, 经营主体在 1 个自然日内对结算数据进行确认, 在规定时间内反馈意见, 无反馈的视同确认无异议。

4.3.3. 交易中心在收到经营主体月度结算临时结果反馈意见后 1 个自然日内, 形成月度结算正式结果, 并发布给经营主体和电网企业。

4.3.4. 电网企业和经营主体收到交易中心结算依据后, 按合同约定开展电费结算。

4.3.5. 在日清分、月结算结果确认过程中, 交易中心负责对经营主体市场结算电费异常进行处理, 电网企业负责对电量异常进行处理。

5. 现货市场环境下批发市场结算

5.1. 用户侧结算

5.1.1. 用户侧统一结算点电价

用户侧日前统一结算点电价按照下式计算:

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t,日前}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价； $Q_{m,t,日前}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的日前中标电量； $Q_{m,t,西电东送日前}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的“网对网”西电东送日前电量； $LMP_{m,t,日前}$ 表示第 t 小时市场机组 m 所在节点的日前结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟日前节点电价的算术平均值； $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示对所有市场机组求和。

当 $Q_{t,西电东送日前} \leq Q_{t,西电东送}$ 时，

$$Q_{m,t,西电东送日前} = (Q_{m,t,西电东送} / Q_{t,西电东送}) \times Q_{t,西电东送日前}$$

当 $Q_{t,西电东送日前} > Q_{t,西电东送}$ 时，

$$Q_{m,t,西电东送日前} = Q_{m,t,西电东送} + (Q_{t,西电东送日前} - Q_{t,西电东送}) \times R_{日前m,t};$$

$$R_{日前m,t} = \max(Q_{m,t,上网} - Q_{m,t,西电东送}, 0) / \sum_m^{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t,上网} - Q_{m,t,西电东送}, 0);$$

$Q_{t,西电东送日前}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的全部市场化机组（电厂）日前出清电量之和； $Q_{t,西电东送}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的全部市场化机组（电厂）对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $Q_{m,t,西电东送}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的市场化机组（电厂） m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $R_{日前m,t}$ 为市场化机组（电厂） m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送日前出清电量分配比例； $Q_{m,t,上网}$ 为市场化机组（电厂） m 对应 t 小时的实际上网电量。

用户侧实时统一结算点电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}})}$$

其中, $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的实时用户侧统一电价; $Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的实时中标电量; $Q_{m,t, \text{西电东送实时}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的“网对网”西电东送实时电量; $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时市场机组 m 所在节点的实时结算价格, 即第 t 小时内每 15 分钟实时节点电价的算术平均值; $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示对所有市场机组求和。

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} \leq Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = (Q_{m,t, \text{西电东送}} / Q_{t, \text{西电东送}}) \times Q_{t, \text{西电东送实时}}$$

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} > Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = Q_{m,t, \text{西电东送}} + (Q_{t, \text{西电东送实时}} - Q_{t, \text{西电东送}}) \times R_{\text{实时}m,t};$$

$$R_{\text{实时}m,t} = \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0) / \sum_{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0);$$

$Q_{t, \text{西电东送实时}}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的全部市场化机组 (电厂) 实时出清电量之和; $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量 (含跨省优先发电计划) 的全部市场化机组 (电厂) 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量; $Q_{m,t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量 (含跨省优先发电计划) 的市场化机组 (电厂) m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量; $R_{\text{实时}m,t}$ 为市场化机组 (电厂) m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送实时出清电量分

配比例； $Q_{m,t,上网}$ 为市场化机组（电厂） m 对应 t 小时的实际上网电量。

5.1.2. 用户侧电能量电费结算

用户侧（售电公司和批发用户）电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、分摊电费、返还电费等。计算公式如下：

$$C_{支出} = C_{中长期合约} + C_{日前} + C_{实时} + C_{分摊} + C_{返还}$$

其中：

$C_{支出}$ 为用户侧电费支出；

$C_{中长期合约}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{日前}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{实时}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{分摊}$ 为用户的分摊电费，具体见第 6 章；

$C_{返还}$ 为用户的返还电费，具体见第 6 章。

5.1.3. 中长期合约全电量结算

用户侧中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照中长期净合约分时电量、中长期净合约分时价格（净合约综合价）计算中长期电能量电费。公式为：

$$C_{中长期合约} = \sum Q_{中长期净合约,t} \times P_{中长期净合约,t}$$

其中：

$C_{中长期合约}$ 为用户中长期电能量电费；

$Q_{中长期净合约,t}$ 为用户 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期净合约},t}$ 为用户 T 时段中长期净合约综合价格。

5.1.4. 日前市场偏差结算

市场起步初期，日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户根据日前市场申报的分时电量（双边报价模式下为用户日前市场所出清的 T 时段电量）与中长期合约电量之间的差额，以日前市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户日前市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场所申报的 T 时段需求电量（双边报价模式下，为用户日前市场所出清的 T 时段电量），已扣减该时段需求侧响应中标容量折算的电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为用户 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为用户日前市场 T 时段统一结算点电价。

5.1.5. 实时市场偏差结算

用户侧根据用户实际分时有用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户实时市场 T 时段统一结算点电价。

5.2. 发电侧结算

5.2.1. 批发市场电费总收入

市场机组（或电厂）市场化电费总收入包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、跨省中长期合约阻塞电费、运行补偿电费、返还及考核电费、省间分摊或返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{收入}} = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{跨省中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}} + R_{\text{省间分摊或返还}}$$

其中：

$R_{\text{收入}}$ 为市场机组（或电厂）电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组（或电厂）中长期合约电能量电费收入，其中中长期合约包括省内中长期合约和跨省中长期合约；

$R_{\text{日前}}$ 为机组（或电厂）日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为机组（或电厂）实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$ 为机组（或电厂）跨省中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组运行补偿等电费，具体见第 6 章；

$R_{\text{返还及考核}}$ 为机组日内临时非计划停运偏差费用返还、发电侧中长期交易偏差收益回收、不平衡资金等，具体见 6 章。

$R_{\text{省间分摊或返还}}$ 为承担跨省送电的机组（或电厂）的省间交易分摊或返还电费，包括：广州电力交易中心出具的跨区跨省不平衡

结算资金和昆明电力交易中心出具的跨区跨省送电省内不平衡结算资金，具体见 6 章。

5.2.2. 中长期合约电费结算

发电侧按照机组（或电厂）中长期净合约分时电量、中长期净合约分时价格（净合约综合价）计算中长期合约电费。计算公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t} + \sum [Q_{\text{省内中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组（或电厂）中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约电量，包含省内中长期合约和跨省中长期合约，电网企业代理购电纳入省内中长期合约结算；

$P_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约综合价格。

$Q_{\text{省内中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段省内中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组（或电厂）所在节点的 T 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价。

5.2.3. 日前市场偏差结算

机组（或电厂）根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。计算公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为机组（或电厂）日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组（或电厂）日前市场 T 时段出清电量，机组（或电厂）日前 T 时段出清电量由省内日前 $Q_{\text{省内日前},t}$ 和跨省日前 $Q_{\text{跨省日前},t}$ 组成，即： $Q_{\text{日前},t} = Q_{\text{省内日前},t} + Q_{\text{跨省日前},t}$ ；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为机组（或电厂）所在节点日前市场 T 时段结算电价。

5.2.4. 实时市场偏差结算

发电侧根据机组（或电厂）实际分时上网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为机组（或电厂）实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组（或电厂）实时市场 T 时段上网电量，机组（或电厂）实时 T 时段上网电量由省内上网 $Q_{\text{省内上网},t}$ 和跨省上网 $Q_{\text{跨省上网},t}$ 组成，即： $Q_{\text{上网},t} = Q_{\text{省内上网},t} + Q_{\text{跨省上网},t}$ ；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组（或电厂）所在节点实时市场 T 时段结算价格。

5.2.5. 跨省中长期合约阻塞电费结算

发电侧跨省中长期合约阻塞电费按照机组（或电厂）各送电类别跨省中长期分时净合约电量，以机组（或电厂）日前市场节

点电价和送出侧关口电价的差值结算，计算公式为：

$$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{跨省中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前送出侧关口},t})]$$

其中：

$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$ 为机组（或电厂）各送电类别跨省中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{跨省中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T时段各送电类别跨省中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组（或电厂）所在节点的T时段结算电价；

$P_{\text{日前送出侧关口},t}$ 为日前市场T时段对应送电类别的云南送出侧关口电价。

6. 现货市场环境下分摊及返还电费

月度结算时，分摊及返还电费包括发电侧运行补偿电费和考核返还电费、用户侧偏差收益转移电费、用户侧中长期交易偏差收益回收、发电侧中长期交易偏差收益回收、市场不平衡资金、分摊未付款项等电费。

6.1. 运行补偿电费、启动费用和考核返还电费

初期，云南电力市场系统运行补偿电费及启动费用仅考虑燃煤发电企业，结合市场发展，研究逐步将其他类型发电企业纳入补偿范围。

6.1.1 运行补偿电费

运行补偿电费按照南方区域电力市场现货电能量交易实施

细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。运行补偿费用计算后以月度为单位,由批发交易用户(含售电公司)以及代理购电按当月用电量比例分摊,可设置度电分摊上限,达到上限后,对各机组系统运行补偿进行等比例打折。上述代理购电承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

6.1.2 启动费用

启动费用按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。启动费用以月度为单位,由售电公司(含直接参与批发市场的电力用户)以及代理购电用户按当月用电量比例分摊。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本

6.1.3 考核返还费用

根据南方区域电力市场现货电能量交易实施细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则明确的原则开展机组考核,由云南电力调度控制中心计算机组(电厂)考核费用,由昆明电力交易中心将相关费用分摊(分享)给市场主体,列入结算依据。

6.2. 用户侧偏差收益转移

对于用户侧实时市场分时偏差电量进行事后计算判断,超出允许偏差范围的,将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益作为用户偏差收益转移电费,并以月度为单位,按用电量比例返还给用户侧。允许偏差范围为实际分时电量 λ_0 及以内。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t});$$

当 $Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})。$$

其中：

C 为需转移的用户偏差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 为 T 时段用户实际用电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为日前市场申报的该时段需求电量，已扣减该时段需求侧响应中标容量折算电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价；

λ_0 为允许的偏差比例。

6.3. 用户侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和云南省有关电力中长期合同签订履约工作的要求，对用户侧实施中长期交易偏差收益回收。

6.3.1 在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，用户侧的中长期成交电量应不小于其月度实际用电量的 $u\%$ 。不足电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$P_{\text{度电回收价格}}=(P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}-P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h。$$

其中：

$P_{\text{度电回收价格}}$ 为用户侧度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}$ 为当月月度偏差电量基准价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为各批发交易用户的日前市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场总电量占比进行加权计算值；

h 为调整系数。

6.3.2 所有用电侧中长期交易偏差收益回收资金原则上由发电侧机组按其全月上网电量（当机组全月市场电量为负时，将其置0）等比例分享。

6.3.3 月度结算结果发布以后，日前市场月度加权平均综合电价和收益回收电费不作调整。

6.4. 发电侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和云南省有关电力中长期合同签订履约工作的要求，对发电侧实施中长期交易偏差收益回收。

6.4.1 在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，机组（或电厂）的中长期成交电量应不小于其月度实际上网电量的 $u\%$ 。不足电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$P_{\text{度电回收价格}}=(P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}-P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}) \times h。$$

其中：

P 机组度电回收价格为机组（或电厂）度电回收价格，该价格为负时置零；

P 日前市场月度加权平均综合电价为日前市场当月内该机组（或电厂）所有节点电价按对应时段实际上网电量占比进行加权计算值；

Pd 月度偏差电量基准价为当月月度偏差电量基准价；

h 为调整系数。

6.4.2 机组（或电厂）中长期偏差收益回收电费以月度为单位，按用电量等比例返还给用户侧。

6.4.3 月度结算结果发布以后，机组（或电厂）日前市场月度加权平均综合电价和收益回收电费不作调整。

6.5. 市场不平衡资金

市场不平衡资金包括跨区跨省不平衡资金（省间分摊或返还电费）和省内不平衡资金。

6.5.1. 省间分摊或返还电费结算

具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）的省间交易分摊或返还电费包括跨省送电省间不平衡电费和跨省送电省内不平衡电费，即：

$$R_{\text{省间分摊或返还}} = R_{\text{跨省送电不平衡（省间）}} + R_{\text{跨省送电不平衡（省内）}}$$

其中：

$R_{\text{省间分摊或返还}}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计

划)的机组(电厂)的省间交易分摊或返还电费;

$R_{\text{跨省送电不平衡(省间),t}}$ 为具有跨省中长期交易电量(含跨省优先发电计划)的机组(电厂)的跨省送电省间不平衡电费,由广州电力交易中心向昆明电力交易中心提供;

$R_{\text{跨省送电不平衡(省内),t}}$ 为具有跨省中长期交易电量(含跨省优先发电计划)的机组(电厂)的跨省送电省内不平衡电费;

(1) 跨省送电省间不平衡电费 $R_{\text{跨省送电不平衡(省间),t}}$ 为送出侧关口价格与送出侧价格之间的差异产生的不平衡资金,根据广州电力交易中心出具的结算依据执行。

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省间),t}} = R_{\text{跨省送电日前不平衡(省间),t} \times Q_{\text{跨省日前},t} / Q_{\text{跨省日前},t} + R_{\text{跨省送电实时不平衡(省间),t} \times Q_{\text{跨省实时},t} / Q_{\text{跨省实时},t}$$

上式中, $R_{\text{跨省送电日前不平衡(省间),t}$ 为广州电力交易中心计算的所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的送端日前市场分摊或分享的不平衡资金之和; $R_{\text{跨省送电实时不平衡(省间),t}$ 为广州电力交易中心计算的所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的送端实时市场分摊或分享的不平衡资金之和; $Q_{\text{跨省日前},t}$ 为分配给市场化机组(电厂) i 对应 T 时段的跨省送电日前电量, 计算方式详见(2) 跨省送电省内不平衡电费部分; $Q_{\text{跨省实时},t}$ 为分配给市场化机组(电厂) i 对应 T 时段的跨省送电实时电量, 计算方式详见(2) 跨省送电省内不平衡电费部分; $Q_{\text{跨省日前},t}$ 为所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的日前出清电量之和; $Q_{\text{跨省实时},t}$ 为所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的实际送电量之和。

若跨省送电日清分临时结果中未将跨省不平衡资金拆分成日前市场不平衡资金和实时市场不平衡资金两个部分，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省送电实时电量等比例承担，即：

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省间),t}} = R_{\text{跨省送电不平衡(省间),t}} \times Q_{\text{跨省实时,i,t}} / Q_{\text{跨省实时,t}}$$

省间收益调节电费（如有），按照分配给市场化机组（或电厂）的跨省送电实时电量等比例承担。若 $Q_{\text{跨省实时,t}}$ 为 0，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省中长期合约电量等比例承担。

（2）跨省送电省内不平衡电费

当跨省的合计结算电量超过具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）的合约电量时，超过部分的跨省送电省内不平衡电费由全部市场化发电企业，按上网电量扣除跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）后等比例承担。

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省内),t}} = \sum [Q_{\text{跨省日前,i,t}} \times (P_{\text{日前送出侧关口,t}} - P_{\text{日前,i,t}}) + (Q_{\text{跨省实时,i,t}} - Q_{\text{跨省日前,i,t}}) \times (P_{\text{实时送出侧关口,t}} - P_{\text{实时,i,t}})]$$

其中：

1) $Q_{\text{跨省日前,i,t}}$ 按如下公式结算：

当 $Q_{\text{跨省日前,t}} \leq Q_{\text{跨省中长期,t}}$ 时，

$$Q_{\text{跨省日前,i,t}} = (Q_{\text{跨省中长期,i,t}} / Q_{\text{跨省中长期,t}}) \times Q_{\text{跨省日前,t}}$$

当 $Q_{\text{跨省日前,t}} > Q_{\text{跨省中长期,t}}$ 时，

$$Q_{\text{跨省日前,i,t}} = Q_{\text{跨省中长期,i,t}} + (Q_{\text{跨省日前,t}} - Q_{\text{跨省中长期,t}}) \times R_{\text{日前,i,t}}$$

$$R_{\text{日前}i,t} = \max(Q_{\text{上网}i,t} - Q_{\text{跨省中长期}i,t}, 0) / \sum \max(Q_{\text{上网}i,t} - Q_{\text{跨省中长期}i,t}, 0)$$

2) $Q_{\text{跨省实时}i,t}$ 按如下公式结算：

当 $Q_{\text{跨省实时}i,t} \leq Q_{\text{跨省中长期}i,t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省实时}i,t} = (Q_{\text{跨省中长期}i,t} / Q_{\text{跨省中长期}i,t}) \times Q_{\text{跨省实时}i,t}$$

当 $Q_{\text{跨省实时}i,t} > Q_{\text{跨省中长期}i,t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省实时}i,t} = Q_{\text{跨省中长期}i,t} + (Q_{\text{跨省实时}i,t} - Q_{\text{跨省中长期}i,t}) \times R_{\text{实时}i,t}$$

$$R_{\text{实时}i,t} = \max(Q_{\text{上网}i,t} - Q_{\text{跨省中长期}i,t}, 0) / \sum \max(Q_{\text{上网}i,t} - Q_{\text{跨省中长期}i,t}, 0)$$

上式中：

$R_{\text{跨省送电不平衡(省内)}i,t}$ 为市场化机组（电厂） i 对应的 T 时段的跨省送电省内不平衡电费；

$Q_{\text{跨省日前}i,t}$ 为分配给市场化机组（电厂） i 对应的 T 时段的跨省送电日前电量；

$P_{\text{日前送出侧关口}i,t}$ 为 T 时段云南所有跨省“网对网”送电类别日前送出侧关口电价按对应日前出清电量加权，得到的日前送出侧关口加权电价。

$P_{\text{日前}i,t}$ 为日前市场机组（或电厂） i 所在节点的 T 时段结算电价；

$R_{\text{日前}i,t}$ 为市场化机组（电厂）对应的 T 时段的跨省日前出清电量分配比例；

$Q_{\text{上网}i,t}$ 为市场化机组（电厂） i 对应 T 时段的实际上网电量。

$Q_{\text{跨省实时}i,t}$ 为分配给市场化机组（电厂） i 对应 T 时段的跨省实时结算电量；

$P_{\text{实时送出侧关口},t}$ 为 T 时段云南所有跨省“网对网”送电类别日前送出侧关口电价按对应实时结算电量加权，得到的实时送出侧关口加权电价。

$P_{\text{实时},i,t}$ 为机组（或电厂）i 所在节点实时市场 T 时段结算价格；

$Q_{\text{跨省中长期},i,t}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）i 对应的 T 时段的跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）；

$Q_{\text{跨省中长期},t}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）对应的 T 时段的跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）。

6.5.2. 省内不平衡资金

省内不平衡资金具体包括市场发用电量不平衡偏差电费、现货市场部分阻塞盈余、计划与市场不平衡电费及四舍五入差额四个部分。市场初期，省内中长期合约阻塞电费（按照市场化电厂交易单元省内中长期交易合约净电量，以机组日前市场节点电价和日前市场用户侧统一结算点电价的差值计算）纳入省内不平衡资金统筹处理，具体统筹方式由省内现货结算试运行方案确定。

6.5.2.1 市场发用电量不平衡偏差电费

市场发用电量不平衡偏差电费由日前市场出清时用户申报结算电量与市场化机组（或电厂）省内日前出清电量不同引

起，计算公式如下：

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}} = (Q_{\text{用户日前申报,t}} - Q_{\text{日前机组省内出清市场电量,t}}) \times (P_{\text{日前统一结算价,t}} - P_{\text{实时统一结算价,t}})$$

其中：

$Q_{\text{用户日前申报,t}}$ 为用户日前 T 时申报总电量，已扣除需求侧响应中标容量折算电量；

$Q_{\text{日前机组省内出清市场电量,t}}$ 为直接参与交易的市场机组省内日前 T 时出清总市场电量；

$P_{\text{日前统一结算价,t}}$ 为用户侧日前 T 时统一结算价；

$P_{\text{实时统一结算价,t}}$ 为用户侧实时 T 时统一结算价。

市场发用电量不平衡偏差电费根据“按小时统计、按月分摊”的原则，由发电侧、用户侧按全月上网电量比例或全月用电量比例分摊或返还。

其中：

当 $P_{\text{发电日前加权,t}} > P_{\text{发电实时加权,t}}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}} > 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}}$ 累计至用户侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权,t}} > P_{\text{发电实时加权,t}}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}}$ 累计至发电侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权,t}} < P_{\text{发电实时加权,t}}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差,t}}$ 累计至用户侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} < P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} > 0$ 时, $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧分摊或分享。

上式中, 日前、实时加权平均电价根据机组日前市场电量按小时加权计算。

6.5.2.2 现货市场部分阻塞盈余

现货市场部分阻塞盈余等于市场盈余扣减发用不平衡电费和结算至优先发电企业的电费得到, 其中市场盈余是指发电侧与用户侧因电量、电价差异在电费结算中所产生的不平衡资金。计算公式如下:

$$R_{\text{现货市场部分阻塞盈余}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{跨省总费用}}) - (R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{跨省中长期合约阻塞}} + R_{\text{省间分摊或返还}}) - R_{\text{发用电量不平衡偏差}} - R_{\text{结算至优先发电企业的电费}}$$

$$R_{\text{结算至优先发电企业的电费}} = \sum_{t \in N} [\min(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电东送},t}, 0) \times \overline{LMP}_{t,\text{实时}}]$$

其中: $C_{\text{跨省总费用}}$ 为参与跨区跨省交易的送出侧经营主体电能量电费 (扣除优先电厂承接的西电东送协议电费), 根据广州电力交易中心出具的结算依据执行。

$Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂的上网电量之和, $Q_{\text{西电东送},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂承接的云南省“网对网”西电东送电量之和 (由广州电力交易中心提供, 包括西电东送框架协议电量和西电东送市场化电量), $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段云南省电力市场化用户用电量之和, $\overline{LMP}_{t,\text{实时}}$ 为 t 时段实时用户侧统一电价, N 表示在运行日内各时段的集合。

后续，根据优先发电计划安排及电网企业代理购电政策等边界，相应对现货市场部分阻塞盈余计算公式进行调整完善。

现货市场部分阻塞盈余以月度为周期，由市场化发电侧按上网电量比例分摊或分享。

6.5.2.3 计划与市场不平衡电费

计划与市场并存的情况下，存在市场化电厂实际上网电量与省内市场化用户用电量、西电东送实际送出电量不平衡的情况，其中不平衡资金主要为优先发电保障市场化电量的不平衡资金：

$$R_{\text{计划市场不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T |\min(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电东送},t}, 0)| * (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{优先发电},t})$$

R 计划市场不平衡为计划与市场不平衡电费；

$Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为市场化电厂 T 时段上网电量；

$Q_{\text{市场化用户},t}$ 为市场化用户 T 时段用电量；

$Q_{\text{西电东送},t}$ 为市场化电厂 T 时段“网对网”西电东送电量之和；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$P_{\text{优先发电},t}$ 为 T 时段优先发电平均购电价格，由电网企业提供；

计划与市场并存引起的不平衡资金在核算完成后的下一次用户侧月度结算依据中，由批发交易用户（售电公司按其代理用户用电量之和）和代理购电按用电量比例进行分摊或分享，分摊或分享结果正式发布后不再调整，电网企业依据昆明电力交易中心出具的不平衡资金结算依据开展结算。

6.5.2.4 四舍五入差额

在结算过程中，因四舍五入导致的不平衡电费以月度为单位，按上网电量和用电量等比例由发电侧和用户侧共同分摊。

6.6. 分摊未付款项

当经营主体因破产或依法被撤销、解散、关闭等原因确定无法及时支付结算款项，且市场应急资金等风险防范机制已无法发挥作用时，经能源监管机构和政府主管部门同意后，可采取费用分摊等处置措施，具体规定另行制定。

7. 现货期间的退补管理

7.1. 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，差错电量月份在正式结算清单发布后的6个月内，由交易中心根据电网企业推送的差错电量等结算准备数据，按照分小时的实时用户侧统一结算点电价清算有关经营主体的结算电费，差错电量月份在正式结算清单发布后的6个月后，由电网企业按照分小时的实时用户侧统一结算点电价按月与市场主体进行结算。

7.2. 月度结算前发生的当月电量差错或政策调整退补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。

7.3. 对于跨月电量差错退补事项，在月底结算时对相关用户或电厂差错电量按照分小时的实时市场用户侧统一结算点电价进行结算，清算退补金额在最近一次现货结算运行周期（一般以月为周期）中体现。

7.4. 用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后

3个工作日内发起退补工单，相关单位按照规则开展退补结算。

7.5. 因市场交易和结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易中心依照相应规则或政策开展电费退补。

8. 分时模式下计量与结算流程

8.1. 计量

8.1.1 电网企业按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，计算分小时计费电量，并将分小时计费电量数据提交昆明电力交易中心。对计费电量存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，电网企业组织相关市场成员协商解决。

8.1.2 原则上 10 千伏及以上的专变电力用户应具备分小时计量条件，按实际分小时计费电量结算，具体具备条件的用户名单由电网企业确定并将相关标识交互至昆明电力交易中心。不具备分小时计量条件的用户待完成计量改造和运维后，电网企业认可且将相关信息交互至昆明电力交易中心后，方可用实际分小时计费电量进行结算。暂不具备分小时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分小时计费电量。其中不具备分小时计量条件但具备峰谷分时计量条件的用户，按照峰谷时段电量占比分摊各时段小时电量。不具备分小时计量条件也不具备峰谷分时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分小时计费电量。电网企业可根据上年统调发电曲线减去西电东送及送境外曲线，再减去可分小时计量

的用户曲线，得到典型曲线，在年度交易前由电网企业公布。售电公司分小时计费电量由全部代理零售用户的分小时计费电量累加得到。

8.1.3 分时计费电量数据确认

（一）在运行日后第3天（D+3日），电网企业以电厂结算单元和计量点为最小单位，将运行日（D日）的电厂、市场化用户（含电网企业代理购电用户分小时电量）每小时计费电量数据推送至云南电力交易系统，包括电厂分小时计费电量和用户计量点分小时计费电量。分小时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于结算。拟合规则及典型曲线由电网企业制定，年度交易前发布（电量数据拟合办法见附录）。发电企业、电力用户可登录云南电力交易平台查询数据，若对分小时计费电量数据存在疑义，及时向电网企业提出复核申请。

（二）电网企业根据经营主体反馈意见，对分时计费电量进行再次复核、确认及数据推送，并于5个工作日内将复核情况告知经营主体。

（三）原则上每月8日，完成上月经经营主体日分时计费电量数据冻结。

8.2. 结算流程

8.2.1 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，以月度为周期发布正式结算依据。

8.2.2 结算数据执行及发布

(一) 每月中旬, 昆明电力交易中心完成上月电力用户、发电企业月度结算依据的发布及推送。

(二) 经营主体日分时电量一经冻结, 不得修改。若存在电量差错的, 按照前期差错进行处理。

8.2.3 零售市场按照月度进行结算, 零售用户根据所购套餐开展结算。

9. 分时模式下的批发市场结算

9.1. 用户侧结算

9.1.1 结算原则

(一) 参加批发交易市场的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, 电网企业代理购电按照批发用户结算原则参与分时结算。

(二) 批发交易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。每天不同结算时段的偏差电量按清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 结算。

9.1.2 偏差电量分割计算

根据经营主体分时成交结果, 以及用户实际分时计费电量, 计算用户分时超用、少用电量。

9.1.3 交易结算

(一) 日清分结算

1. 合约电量电费结算

用户该日 t 时段全部市场交易合约电量 $q_{\text{合约},t}$ 为 t 时段成交电量之和，即：

$$q_{\text{合约},t} = q_{\text{双边协商},t} + q_{\text{集中竞价},t} + q_{\text{连续挂牌},t} + q_{\text{挂牌},t} + q_{\text{事前转让},t}$$

上式中， $q_{\text{双边协商},t}$ 为用户 t 时段双边协商交易成交电量； $q_{\text{集中竞价},t}$ 为用户 t 时段集中竞价交易成交电量； $q_{\text{连续挂牌},t}$ 为用户 t 时段连续挂牌交易成交电量； $q_{\text{挂牌},t}$ 为用户 t 时段挂牌交易成交电量； $q_{\text{事前转让},t}$ 为用户 t 时段事前合约转让交易成交电量。

用户 t 时段成交合约价格 $p_{\text{合约},t}$ 为：

$$p_{\text{合约},t} = (q_{\text{双边协商},t} \times p_{\text{双边协商},t} + q_{\text{集中竞价},t} \times p_{\text{集中竞价},t} + q_{\text{连续挂牌},t} \times p_{\text{连续挂牌},t} + q_{\text{挂牌},t} \times p_{\text{挂牌},t} + q_{\text{事前转让},t} \times p_{\text{事前转让},t}) / q_{\text{合约},t}$$

上式中， $p_{\text{双边协商},t}$ 为用户 t 时段双边协商交易成交价格； $p_{\text{集中竞价},t}$ 为用户 t 时段集中竞价交易成交价格； $p_{\text{连续挂牌},t}$ 为用户 t 时段连续挂牌交易成交价格； $p_{\text{挂牌},t}$ 为用户 t 时段挂牌交易成交价格； $p_{\text{事前转让},t}$ 为用户 t 时段事前合约转让交易成交价格。

用户 t 时段合约电费 $f_{\text{合约},t}$ 为：

$$f_{\text{合约},t} = p_{\text{合约},t} \times q_{\text{合约},t}$$

用户日合约电费 $f_{\text{日合约}}$ 为：

$$f_{\text{日合约}} = \sum_{t=1}^T f_{\text{合约},t}$$

其中， $T=24$ 。

2. 偏差电量电费结算

(1) 超用电量结算

结算时段 t 的超用电量 Δq_t^+ 为：

$$\Delta q_t^+ = \max(q_t - q_{\text{合约},t}, 0)$$

上式中， q_t 为 t 时段的计费电量。

结算时段 t 超用电量电费 Δf_t^+ 为：

$$\Delta f_t^+ = U1 \times P_{\text{清洁}} \times \Delta q_t^+$$

上式中， $P_{\text{清洁}}$ 为结算时段 t 的清洁能源市场偏差电量基准价。

U1 为用户侧超用电量惩罚系数。

用户日超用电量电费 Δf^+ 为：

$$\Delta f^+ = \sum_{t=1}^T \Delta f_t^+$$

其中， $T=24$ 。

(2) 少用电量结算

结算时段 t 的少用电量 Δq_t^- 为：

$$\Delta q_t^- = \min(q_t - q_{\text{合约},t}, 0)$$

结算时段 t 少用电量电费 Δf_t^- 为：

$$\Delta f_t^- = U2 \times P_{\text{清洁}} \times \Delta q_t^-$$

上式中， $P_{\text{清洁}}$ 为结算时段 t 的清洁能源市场偏差电量基准价。

U2 为用户侧少用电量惩罚系数。

用户日少用电量电费 Δf^- 为：

$$\Delta f^- = \sum_{t=1}^T \Delta f_t^-$$

其中， $T=24$ 。

3. 交易电费结算

用户日电能电费 $f_{\text{日电能}}$ 为：

$$f_{\text{日电能}} = f_{\text{日合约}} + \Delta f^+ + \Delta f^-$$

(二) 月电能电费结算

用户月电能电费 $f_{\text{月电能}}$ 为每日电能电费之和：

$$f_{\text{月电能}} = \sum f_{\text{日电能}}$$

9.1.4 批发交易用户月度电费结算

(一) 批发电力用户交易电费结算

批发用户结算的交易电费 $f_{\text{交易电费}}$ 为用户月电能电费 $f_{\text{月电能}}$ 、未足额交易电费 $f_{\text{未足额交易}}$ 、分摊（分享）电费 $f_{\text{分摊（分享）}}$ 之和，即：

$$f_{\text{交易电费}} = f_{\text{月电能}} + f_{\text{未足额交易}} + f_{\text{分摊（分享）}}$$

其中，未足额交易电费 $f_{\text{未足额交易}}$ 计算方式详见省级有关部门有关中长期合同签订履约工作的规定；分摊（分享）电费 $f_{\text{分摊（分享）}}$ 包括市场不平衡资金分摊（分享）以及相关政策中明确的分摊（分享）费用。

(二) 售电公司批发交易电费结算

售电公司月度结算的交易电费为：

$$f_{\text{售电公司批发交易}} = f_{\text{月电能}} + f_{\text{未足额交易}} + f_{\text{未与电网签约差错清算 差额}}$$

$f_{\text{未与电网签约差错清算 差额}}$ 为售电公司未与电网企业签订结算协议的，且售电公司仅在批发侧开展差错清算产生的批发交易差额电费。

9.1.5 批发交易用户月度电量差错清算

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，结算清单发布后的6个月内，电网企业可对该结算清单提出差错处理申请，昆明电力交易中心按照电网企业提交的正确用电量计算差额电量，按照分时清洁能源偏差电量基准价进行差错清算。结算清单发布6个月后，由供电单位自行开展差错处理。批发交易用户按照差错时段的清洁能源偏差电量基准价进行差错更正。

9.1.6 实际发用电结束后，非现货期间电网企业的代理购电市场化采购电量由燃煤电量和清洁能源电量构成，其中市场化采购清洁能源电量结算曲线按照以下公式计算确定：

$$Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} = Q_{\text{市场化电厂},t} - (Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{西电市场化},t} + Q_{\text{代理购电燃煤},t})$$

其中 $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段市场化电厂总上网电量， $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段市场化用户总用电量， $Q_{\text{西电协议},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送协议实际送电量， $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为 t 时段市场化电厂的“网对网”西电东送市场化实际送电量， $Q_{\text{代理购电燃煤},t}$ 为 t 时段电网代理购电实际应采购的燃煤电量。

（一）当 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} \geq 0$ ，则 t 时段市场化电厂分配的西电东送协议电量 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = Q_{\text{西电协议},t}$ ，t 时段电网企业的代理购电市场化采购清洁能源电量为 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t}$ 。

（二）当 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} < 0$ （表明优先发电保障完优先用电和电网代理购电还有剩余电量），市场化电厂的西电东送协议分

时电量确定如下：

①若 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} \leq -Q_{\text{西电协议},t}$ ，则 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = 0$ ，表明优先发电保障完优先用电、电网代理购电、西电东送协议计划电量后还有剩余电量供给市场化用户用电量，t时段电网企业的代理购电市场化采购清洁能源电量为 0；

②若 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} > -Q_{\text{西电协议},t}$ ，则 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{代理购电市场化清洁},t}$ 。表明优先发电保障完优先用电、电网代理购电后，还保障了一部分西电东送协议计划电量，t时段电网企业的代理购电市场化采购清洁能源电量为 0。

9.2. 发电侧结算

9.2.1 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，待优先电量、西电东送电量事后调整确定后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

（三）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，本实施细则中结算涉及的上网电量均不含调试电量。

9.2.2 优先发电价格按照省级有关部门确定的价格机制结算。跨区跨省交易电量价格按照广州电力交易中心出具的结算依据和省级有关部门确定的价格机制进行结算。

9.2.3 预结算

市场化电厂预结算电费 $F_{\text{结算(预)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(预)}} = Q_{\text{合约(预)}} \times P_{\text{合约(预)}} + (Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{合约(预)}}) \times P_d$$

式中， P_d 为清洁能源市场偏差电量基准价。 $Q_{\text{月度实际}}$ 为电厂月度实际上网电量。预结算时使用的合约电量 $Q_{\text{合约(预)}}$ 为省内优先电量 $Q_{\text{省内优先(预)}}$ 、西电东送框架协议电量 $Q_{\text{西电框架(预)}}$ 、省内月度总交易电量（双边协商交易电量 $Q_{\text{双边协商}}$ 、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 $Q_{\text{事前转让}}$ ）、电网企业代理购电市场电量 $Q_{\text{事前电网代购}}$ 、西电东送市场化交易电量 $Q_{\text{西电市场化(预)}}$ 之和，即：

$$Q_{\text{合约(预)}} = Q_{\text{省内优先(预)}} + Q_{\text{西电框架(预)}} + Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{集中竞价}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{挂牌}} \\ + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{事前电网代购}} + Q_{\text{西电市场化(预)}}$$

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

$$P_{\text{合约(预)}} = (P_{\text{省内优先(预)}} \times Q_{\text{省内优先(预)}} + P_{\text{西电框架(预)}} \times Q_{\text{西电框架(预)}} \\ + P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} + P_{\text{集中竞价}} \times Q_{\text{集中竞价}} + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} \\ + P_{\text{挂牌}} \times Q_{\text{挂牌}} + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{电网代购}} \times Q_{\text{电网代购}} \\ + P_{\text{西电市场化(预)}} \times Q_{\text{西电市场化(预)}}) / Q_{\text{合约(预)}}$$

9.2.4 正式结算

(一) 日清分结算

1. 合约电量电费结算

电厂该日 t 时段交易合约电量 $Q_{\text{合约},t}$ 为 t 时段成交量之和，

即：

$$Q_{\text{合约},t} = Q_{\text{省内优先},t} + Q_{\text{西电框架},t} + Q_{\text{双边协商},t} + Q_{\text{集中竞价},t} + Q_{\text{连续挂牌},t} + Q_{\text{挂牌},t} \\ + Q_{\text{事前转让},t} + Q_{\text{电网代购},t} + Q_{\text{西电市场化},t}$$

上式中， $Q_{\text{省内优先},t}$ 为电厂 t 时段省内优先电量； $Q_{\text{西电框架},t}$ 为电厂 t 时段西电东送框架协议电量； $Q_{\text{双边协商},t}$ 为电厂 t 时段双边协商交易成交量； $Q_{\text{集中竞价},t}$ 为电厂 t 时段集中竞价交易成交量； $Q_{\text{连续挂牌},t}$ 为电厂 t 时段连续挂牌交易成交量； $Q_{\text{挂牌},t}$ 为电厂 t 时段挂牌交易成交量； $Q_{\text{事前转让},t}$ 为电厂 t 时段事前合约转让交易成交量； $Q_{\text{电网代购},t}$ 为电厂 t 时段成交的电网代购电量； $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为电厂 t 时段西电东送市场化交易成交量。

电厂 t 时段成交合约价格 $P_{\text{合约},t}$ 为：

$$P_{\text{合约},t} = (P_{\text{省内优先},t} \times Q_{\text{省内优先},t} + P_{\text{西电框架},t} \times Q_{\text{西电框架},t} \\ + P_{\text{双边协商},t} \times Q_{\text{双边协商},t} + P_{\text{集中竞价},t} \times Q_{\text{集中竞价},t} + P_{\text{连续挂牌},t} \times Q_{\text{连续挂牌},t} \\ + P_{\text{挂牌},t} \times Q_{\text{挂牌},t} + P_{\text{事前转让},t} \times Q_{\text{事前转让},t} \\ + P_{\text{电网代购},t} \times Q_{\text{电网代购},t} + P_{\text{西电市场化},t} \times Q_{\text{西电市场化},t}) / Q_{\text{合约},t}$$

上式中， $P_{\text{省内优先},t}$ 为电厂 t 时段省内优先电量成交价格； $P_{\text{西电框架},t}$ 为电厂 t 时段西电东送框架协议电量成交价格； $P_{\text{双边协商},t}$ 为电厂 t 时段双边协商交易成交价格； $P_{\text{集中竞价},t}$ 为电厂 t 时段集中竞价交易成交价格； $P_{\text{连续挂牌},t}$ 为电厂 t 时段连续挂牌交易成交价格； $P_{\text{挂牌},t}$ 为电厂 t 时段挂牌交易成交价格； $P_{\text{事前转让},t}$ 为电厂 t 时段事前合约转让交易成交价格； $P_{\text{电网代购},t}$ 为电厂 t 时段的电网代购电量成交价格； $P_{\text{西电市场化},t}$ 为电厂 t 时段西电东送市场化交易成交价格。

电厂 t 时段合约电费 $F_{\text{合约},t}$ 为：

$$F_{\text{合约},t} = P_{\text{合约},t} \times Q_{\text{合约},t}$$

电厂日合约电费 $F_{\text{日合约}}$ 为：

$$F_{\text{日合约}} = \sum_{t=1}^T F_{\text{合约},t}$$

其中， $T=24$ 。

2. 偏差电量电费结算

省内优先发电计划、西电东送协议计划、西电东送市场化交易电量事后调整后，根据优先电量、西电东送框架协议电量、电网代理购电市场交易电量、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、西电东送市场化交易等结果，以及电网营销抄录确认的电厂实际日分时上网电量，计算电厂日分时超发、少发电量。

(1) 超发电量结算

结算时段 t 的超发电量 ΔQ_t^+ 为：

$$\Delta Q_t^+ = \max(Q_t - Q_{\text{合约},t}, 0)$$

式中， Q_t 为电厂在该结算时段 t 的实际上网电量。

结算时段 t 超发电量电费 ΔF_t^+ 为：

$$\Delta F_t^+ = R1 \times P_{dt} \times \Delta Q_t^+$$

上式中， P_{dt} 为清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 。 $R1$ 为发电侧超发电量惩罚系数。

电厂日超发电量电费 ΔF^+ 为：

$$\Delta F^+ = \sum_{t=1}^T \Delta F_t^+$$

其中， $T=24$ 。

(2) 少发电量结算

结算时段 t 的少发电量 ΔQ_t^- 为：

$$\Delta Q_t^- = \min(Q_t - Q_{\text{合约},t}, 0)$$

结算时段 t 少发电量电费 ΔF_t^- 为：

$$\Delta F_t^- = R2 \times P_{dt} \times \Delta Q_t^-$$

上式中， P_{dt} 为清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 。 $R2$ 为发电侧少发电量惩罚系数。

电厂日少发电量电费 ΔF^- 为：

$$\Delta F^- = \sum_{t=1}^T \Delta F_t^-$$

其中， $T=24$ 。

3. 电能电费结算

电厂日电能电费 $F_{\text{日电能}}$ 为：

$$F_{\text{日电能}} = F_{\text{日合约}} + \Delta F^+ + \Delta F^-$$

(三) 月电能电费结算

电厂月电能电费 $F_{\text{月电能}}$ 为每日电能电费之和：

$$F_{\text{月电能}} = \sum F_{\text{日电能}}$$

9.2.5 电厂月度电费结算

电厂月度结算的交易电费 $F_{\text{月度电费(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{月度电费(正式)}} = F_{\text{月电能}} + F_{\text{未足额交易}} + F_{\text{分摊(分享)}}$$

上式中， $F_{\text{月电能}}$ 为电厂月度电能电费；未足额交易电费 $F_{\text{未足额交易}}$ 计算方式详见省级有关部门关于中长期合同签订履约工作的规定； $F_{\text{分摊(分享)}}$ 为市场不平衡资金分摊（分享）费用。

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：

$$F_{\text{退补}} = F_{\text{月度电费(正式)}} - F_{\text{结算(预)}}$$

9.2.6 差错清算

因计量或抄表差错等原因造成市场化电厂实际上网电量与正式结算的上网电量不一致时，清洁能源电厂（水电厂、风电场、光伏发电）差额电量采用分时清洁能源偏差电量基准价开展差错清算，烟煤无烟煤电厂、褐煤电厂差额电量分别采用烟煤无烟煤市场分时偏差电量基准价、褐煤市场分时偏差电量基准价开展差错清算（若没有烟煤无烟煤市场分时偏差电量基准价，则取最近一个月烟煤无烟煤市场分时偏差电量基准价开展差错清算）。电厂正式结算清单发布后的 6 个月内，电网企业可对该结算清单提出差错处理申请，昆明电力交易中心按照电网企业提交的正确上

网电量进行差错处理。电厂正式结算清单发布 6 个月后，由供电单位自行开展差错处理，按照电厂对应的分时偏差电量基准价进行差错更正。

10. 中长期市场不平衡资金机制

10.1 为维护电力市场成员各方权益，建立中长期市场不平衡资金机制。昆明电力交易中心分别对不平衡资金按月进行归集。不平衡资金根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则进行分摊或分享。不平衡资金在月度核算完成后的下一次月度结算中分摊或分享，结算结果正式发布后不再调整，电网企业依据昆明电力交易中心出具的不平衡资金结算依据开展结算。

10.2 中长期市场不平衡资金包括市场化发电企业的不平衡资金、市场化电力用户的不平衡资金、优先发电保障市场化电量的不平衡资金、其他原因产生的不平衡资金等。

市场化发电企业的不平衡资金。

（一）市场化发电企业纳入不平衡资金包括：

（1）发电企业的未足额交易电费。

（2）其他原因产生的不平衡费用。

（二）市场化发电企业的不平衡资金在核算完成后的下一次电厂侧月度结算依据中，由直接参与市场化交易的发电企业按不平衡资金发生当月冻结的实际上网电量的比例进行分摊或分享。

为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.3 市场化电力用户的不平衡资金。

(一) 市场化电力用户纳入不平衡资金包括：

(1) 未交易零售用户偏差电量结算差额资金。

$$f_{\text{不平衡}}^{\text{未交易}} = (U_{\text{未交易零售}} - 1) \times P_d \times Q^{\text{未交易偏差}}$$

上式中，分时结算模式下， $Q^{\text{未交易偏差}}$ 为分时段偏差电量， P_d 为分时段 P_{dt} 清洁。

(2) 市场化电力用户（含代理购电用户）的未足额交易电费。

(3) 其他原因产生的不平衡费用。

(二) 市场化电力用户的不平衡资金在核算完成后的下一次用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.4 分时模式下优先发电保障市场化电量的不平衡资金为：

(1) 当 $Q_{\text{市场化用户},t} \leq Q_{\text{市场化电厂},t} < Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电市场化(事后)},t}$ 时：

$$f_{\text{市场电量不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left\{ \left| \min (Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电市场化 (事后)},t}, 0) \right| \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t}) \right\}$$

$P_{\text{优先发电},t}$ 为 t 时段优先发电平均购电价格，由电网企业提供。

(2) 当 $Q_{\text{市场化电厂},t} < Q_{\text{市场化用户},t}$ 时：

$$f_{\text{市场电量不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left| \min (Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t}, 0) \right| \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t}) + \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{西电市场化 (事后)},t} \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t})$$

优先发电保障市场化电量的不平衡资金在核算完成后的下一次电厂侧和用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的发电企业和电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量、实际上网电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.5 中长期市场发用电差额电费

省内中长期市场发用电差额电费是指省内市场化用户侧与发电侧因电量、电价差异在电费结算中所产生的不平衡资金，等于省内市场化用户侧结算电费 A 与省内市场化电厂侧结算电费 B 之间的差额。其中用户侧结算电费 A 由省内用户（含电网代理购电）市场化结算电费扣除优先发电保障市场化用户结算电费后

得到，电厂侧结算电费 B 由省内电厂市场化结算电费扣除西电东送电费后得到。

中长期市场发用电差额电费在电厂侧正式结算完成后开展计算，全年核算完成后的下一次电厂侧和用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的发电企业和电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量、实际上网电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

11. 风险控制

11.1. 现货市场熔断机制

当出现对于影响电力系统运行和现货市场运行的异常情形，可视异常持续时长由电力调度机构发起，经报总调同意后触发现货市场熔断并发布公告，不进行现货结算，转为按照中长期模式开展结算。

（1）日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清。

（2）发生因自然灾害等不可抗力因素导致网络拓扑发生重大变化。

（3）云南省发展和改革委员会、云南省能源局和国家能源局云南监管办公室认为需要中止结算试运行的其他情形。

11.2. 分时段结算风险防控机制

为保障中长期分时段交易结算平稳运行，在非现货运行日可建立分时段结算损益风险防控机制。

将各批发市场主体（指电厂、售电公司、批发交易用户及电网企业代理购电，下同）的月度综合偏差电费与月度各分时段偏差电费之和的差值控制在 $\pm h\%$ （分时结算损益风险防控系数）范围内，对超过月度综合偏差电费 $h\%$ 的收益部分进行回收，并以此对各批发市场主体超过其月度综合偏差电费 $-h\%$ 的损失部分，按照其应补偿损失部分占市场所有应补偿损失之和的比例进行补偿，若补偿后仍有剩余则由全体批发市场主体分享，具体计算方式为。

批发市场主体 i 月度综合偏差电费为：

$$C_{\text{月度综合偏差电费},i} = (Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度合约}}) \times P_d$$

其中 $Q_{\text{月度实际}}$ 为批发市场主体月度实际上网电量或用电量； $Q_{\text{月度合约}}$ 为批发市场主体月度中长期交易合约；燃煤电厂的 P_d 取燃煤市场月度偏差电量基准价，其他主体的 P_d 取清洁能源市场月度偏差电量基准价。

批发市场主体 i 月度各分时段偏差的电费之和：

$$C_{\text{月度分时偏差电费},i} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{合约},t}) \times P_{dt}$$

其中 $Q_{\text{实际},t}$ 为批发市场主体 t 时段的实际上网电量或用电量； $Q_{\text{合约},t}$ 为批发市场主体 t 时段的中长期交易合约；燃煤电厂的 P_{dt} 取燃煤市场分时偏差电量基准价，其他主体的 P_{dt} 取清洁能源市场分时偏差电量基准价。

对任一批发市场主体 i ，分时结算应回收或理论需补偿的电费计算为：

$$\Delta C_i = \max\{|C_{\text{月度分时偏差电费},i} - C_{\text{月度综合偏差电费},i}| - |C_{\text{月度综合偏差电费},i}| \times h\%, 0\}$$

(1) 计算批发市场主体回收的分时结算收益

在用户侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} < C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则批发交易用户 i 应回收的分时收益为：

$$C_{\text{分时收益回收},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} \geq C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则批发交易用户（指批发用户和售电公司，下同） i 回收的分时收益为：

$$C_{\text{分时收益回收},i} = 0$$

在电厂侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} > C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则电厂 j 应回收的分时收益为：

$$R_{\text{分时收益回收},j} = \Delta C_j$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} \leq C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则电厂 j 回收的分时收益为：

$$R_{\text{分时收益回收},j} = 0$$

全部批发市场主体的分时收益回收之和为：

$$F_{\text{分时收益回收, sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{分时收益回收, } i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{分时收益回收, } j}$$

其中， $N_{\text{用户}}$ 为批发交易用户总数， $N_{\text{电厂}}$ 为电厂总数。

(2) 计算批发市场主体的实际补偿分时结算损失

在用户侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费, } i} > C_{\text{月度综合偏差电费, } i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿分时损失为：

$$C_{\text{分时损失应补偿, } i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费, } i} \leq C_{\text{月度综合偏差电费, } i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿分时损失为：

$$C_{\text{分时损失应补偿, } j} = 0$$

在电厂侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费, } j} < C_{\text{月度综合偏差电费, } j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿分时损失为：

$$R_{\text{分时损失应补偿, } j} = \Delta C_j$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费, } j} \geq C_{\text{月度综合偏差电费, } j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿分时损失为：

$$R_{\text{分时损失实际补偿, } j} = 0$$

全部批发市场主体的分时损失应补偿费用之和为：

$$F_{\text{分时损失应补偿, sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{分时损失应补偿, } i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{分时损失应补偿, } j}$$

批发交易用户 i 的实际补偿分时损失为：

$$C_{\text{分时损失实际补偿, } i} = C_{\text{分时损失应补偿, } i} \times \min\left(\frac{F_{\text{分时收益回收, sum}}}{F_{\text{分时损失应补偿, sum}}}, 1\right)$$

电厂 j 的实际补偿分时损失为：

$$R_{\text{分时损失实际补偿},j} = R_{\text{分时损失应补偿},j} \times \min\left(\frac{F_{\text{分时收益回收},sum}}{F_{\text{分时损失应补偿},sum}}, 1\right)$$

(3) 计算批发市场主体 i 的剩余收益分享费用

批发交易用户 i 的剩余收益分享费用为：

$$C_{\text{分时剩余收益分享},i} = \max(F_{\text{分时收益回收},sum} - F_{\text{分时损失应补偿},sum}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际用电量},i}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

电厂 j 的剩余收益分享费用为：

$$R_{\text{分时剩余收益分享},j} = \max(F_{\text{分时收益回收},sum} - F_{\text{分时损失应补偿},sum}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际上网电量},j}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

其中， $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为批发交易用户 i 中长期分时结算期间的实际用电量，售电公司的 $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为其代理的所有零售用户中长期分时结算期间实际用电量之和。 $Q_{\text{实际上网电量},j}$ 为电厂 j 中长期分时结算期间的实际上网电量。

(4) 计算批发市场主体的实际结算电费

批发交易用户 i 的实际结算电费为：

$$C_{\text{实际结算电费},i} = f_{\text{分时模式交易电费},i} + C_{\text{分时收益回收},i} - C_{\text{分时损失实际补偿},i} - C_{\text{分时剩余收益分享},i}$$

电厂 j 的实际结算电费为：

$$C_{\text{实际结算电费},j} = F_{\text{分时模式月度电费(正式)},j} - C_{\text{分时收益回收},j} + C_{\text{分时损失实际补偿},j} + C_{\text{分时剩余收益分享},j}$$

11.3. 现货结算损益风险防控机制

在现货市场结算试运行初期，为防范市场结算试运行期间市场主体的结算风险，保障市场由中长期模式平稳过渡到现货模式，建立现货结算损益风险防控机制。

若现货结算试运行以整个自然月为周期开展，现货结算损益风险防控机制在月度发用电结束后，以整个结算试运行区间内全部结算运行日为周期进行计算；若现货结算试运行周期跨自然月开展，现货结算损益风险防控机制在各自然月月度发用电结束后，以单个自然月内所有试运行日为周期，分周期分段汇总进行计算。

各批发市场主体（指电厂、售电公司、批发交易用户及电网企业代理购电，下同）结算试运行期间的现货模式结算电费（包含具体科目由结算试运行方案明确）的最终计算结果与分时中长期模式（含合约电费、偏差电费，不考虑各项不平衡费用、分摊分享电费），将上述两种模式的电费差值控制在 $\pm k\%$ （现货结算损益风险防控系数）范围内，对超过中长期模式电费 $k\%$ 的收益部分进行回收，并以此对各批发市场主体超过其中长期模式电费 $-k\%$ 的损失部分，按照其应补偿损失部分占市场所有应补偿损失之和的比例进行补偿，若补偿后仍有剩余则由全体批发市场主体分享，具体计算方式为：

对任一批发市场主体 x ，现货结算应回收或理论需补偿的电费计算为：

$$\Delta C_x = \max\{|C_{\text{现货模式电费}} - C_{\text{分时中长期模式电费}}| - |C_{\text{分时中长期模式电费}}| \times k\%, 0\}$$

式中 $C_{\text{中长期模式电费}}$ 为市场主体按照分时中长期模式结算的电费，

$C_{\text{现货模式电费}}$ 为市场主体按照现货模式结算的电费。

(1) 计算批发市场主体回收的现货收益

在用户侧，若 $C_{\text{现货模式电费},i} < C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则批发交易用户 i 应回收的现货收益为：

$$C_{\text{现货收益回收},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \geq C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则批发交易用户（指批发用户和售电公司，下同） i 回收的现货收益为：

$$C_{\text{现货收益回收},i} = 0$$

在电厂侧，若 $R_{\text{现货模式电费},j} > R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，则电厂 j 应回收的现货收益为：

$$R_{\text{现货收益回收},j} = \Delta C_j$$

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \leq R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，则电厂 j 回收的现货收益为：

$$R_{\text{现货收益回收},j} = 0$$

全部批发市场主体的现货收益回收之和为：

$$F_{\text{现货收益回收,sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{现货收益回收},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{现货收益回收},j}$$

其中， $N_{\text{用户}}$ 为批发交易用户总数， $N_{\text{电厂}}$ 为电厂总数。

(2) 计算批发市场主体的实际补偿现货损失

在用户侧，若 $C_{\text{现货模式电费}} > C_{\text{中长期模式电费}}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \leq C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = 0$$

在电厂侧，若 $R_{\text{现货模式电费},i} < R_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失应补偿},j} = \Delta C_j$$

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \geq R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失实际补偿},j} = 0$$

全部批发市场主体的现货损失应补偿费用之和为：

$$F_{\text{现货损失应补偿},\text{sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{现货损失应补偿},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{现货损失应补偿},j}$$

批发交易用户 i 的实际补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失实际补偿},i} = C_{\text{现货损失应补偿},i} \times \min\left(\frac{F_{\text{现货收益回收},\text{sum}}}{F_{\text{现货损失应补偿},\text{sum}}}, 1\right)$$

电厂 j 的实际补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失实际补偿},j} = R_{\text{现货损失应补偿},j} \times \min\left(\frac{F_{\text{现货收益回收},\text{sum}}}{F_{\text{现货损失应补偿},\text{sum}}}, 1\right)$$

(3) 计算批发市场主体 i 的剩余收益分享费用

批发交易用户 i 的剩余收益分享费用为：

$$C_{\text{现货剩余收益分享},i} = \max(F_{\text{现货收益回收},\text{sum}} - F_{\text{现货损失应补偿},\text{sum}}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际用电量},i}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

电厂 j 的剩余收益分享费用为：

$$R_{\text{现货剩余收益分享},j} = \max(F_{\text{现货收益回收,sum}} - F_{\text{现货损失应补偿,sum}}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际上网电量},j}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

其中， $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为批发交易用户 i 结算试运行期间的实际用电量，售电公司的 $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为其代理的所有零售用户结算试运行期间实际用电量之和。 $Q_{\text{实际上网电量},j}$ 为电厂 j 结算试运行期间的实际上网电量。

(4) 计算批发市场主体的实际结算电费

批发交易用户 i 的实际结算电费为：

$$C_{\text{实际结算电费},i} = C_{\text{现货模式结算电费},i} + C_{\text{现货收益回收},i} - C_{\text{现货损失实际补偿},i} - C_{\text{现货剩余收益分享},i}$$

电厂 j 的实际结算电费为：

$$R_{\text{实际结算电费},j} = R_{\text{现货模式结算电费},j} - R_{\text{现货收益回收},j} + R_{\text{现货损失实际补偿},j} + R_{\text{现货剩余收益分享},j}$$

12. 辅助服务市场结算

12.1. 总体要求

调频、备用等辅助服务费用按国家有关政策和辅助服务市场规则规定执行。

12.2. 职责分工

12.2.1. 初期，对于调频市场、黑启动市场、备用市场等辅助服务市场电费，暂由电力调度机构计算并出具机组辅助服务

结算依据，发至省级电网企业，由省级电网企业开展结算；市场化需求响应，按照有关交易规则开展结算。

12.2.2. 条件具备时，由电力交易机构计算并出具电力辅助服务结算依据。

13. 附则

13.1 本细则与国家最新的政策、规则、文件规定不符的，从其规定。

13.2 本细则自印发之日起执行，原有的云南电力市场结算管理办法以及现货市场环境下的云南电力市场结算实施细则（试运行 1.0 版）不再执行。

附录 1：术语定义

(1) 交易中心：除特指外，本细则所指交易中心均为昆明电力交易中心。

(2) 交易平台：指电力交易平台。

(3) 交易电量：是指根据交易细则对市场合约电量分解，形成对应交易日 24 时合约分时电量。

(4) 结算电费：市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的电能量总电费，包含电能量电费、退补电费、分摊或返还电费等。

(5) 节点边际电价：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

(6) 统一结算点电价：统一结算点是用于现货三部制结算的虚拟节点。

(7) 日前市场月度加权平均综合电价：指日前市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总电量占比进行加权计算值。

(8) 实时市场月度加权平均综合电价：指实时市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总用电量占比进行加

权计算值。

(9) 结算合同：指省级电网企业与售电公司签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或经营主体注册时签订的结算协议条款。

(10) 机组返还电费：指根据《云南电力市场现货电能量交易实施细则》，当发电机组存在机组实时发电计划执行偏差、运行日限高限低等情形被考核且需要返还现货偏差结算收益的电费。

(11) 批发市场用户：指售电公司和直接参与批发市场的电力用户，也称用户侧。

(12) 电网企业：省级电网企业及其下属供电企业和增量配网企业。

(13) 零售市场用户：指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。

(14) 市场购电用户：直接从电力市场购电（直接向发电企业或售电公司购电）的用户。

(15) 电网代购用户：未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的用户。

(16) 市场发用电量不平衡偏差电费：现货模式下，市场发电按日前市场出清电量结算，用户侧按日前申报电量结算，发用

两侧结算电量存在不平衡，从而产生的偏差电费。

(17) 中长期合约：是指以多年、年、月、周及日以上为周期的合约(含市场机组的电网代购市场电量)。

(18) 净合约电量：是指交易后经营主体原有净合约电量与交易电量的代数和。

(19) 净合约综合价格：是指考虑电量交易和合同电量转让交易后经营主体持有的净合约量加权均价。

(20) 电网代购市场电量：指发电企业通过参与电力批发交易或作为市场价格接受者、对应电网企业代理购电用户的市场化电量。

附录 2：电量数据拟合办法

对于参与市场的用户，截至到 D+2 天 14:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据时，则由电网公司提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

一、当主表采集失败无电量数据时，如副表采集成功有电量数据，则所缺电量数据采用副表数据进行近似拟合。

二、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，属非换表事件的取主表缺点区间内前后时间点的区间电量算术平均值做为电量拟合值，属换表事件的则按换表事件拟合处理。

三、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数大于等于 3 个时，但不超过 D+1 日 0 点：

1、属于暂停、自停、停电的，若停电时间区间内存在度差，则度差值作为区间内第一个点的拟合电量，区间内其它点按 0 电量拟合处理；若无度差，则区间内所有点按 0 电量拟合处理。

2、属于非暂停、非自停、非停电的，根据同日期属性（详见附录一：日期属性说明）历史电量（以下简称“历史电量”）比例分摊区间总电量，如历史电量为 0，则取主表缺点总区间内前后时间点的小时电量算术平均值作为区间内所有点电量拟合值。

四、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数

大于等于 3 个时，超过 D+1 日 0 点：

1、属于暂停、自停、停电的,若停电时间区间内存在度差，则度差值作为区间内第一个点的拟合电量，区间内其它点按 0 电量拟合处理；若无度差，则区间内所有点按 0 电量拟合处理。

2、属于非暂停、非自停、非停电，按历史电量拟合处理，若历史电量不存在，则使用近 7 天每小时的平均电量拟合。

五、由于台风、洪涝等原因无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，则以工作日、双休日、节假日的日期属性按以上规则进行拟合。

六、由于换表期间造成表码缺失，根据换表起止时间，将旧表止码替换为换表前最后一个整点表码，将新表起码替换为换表后第一个整点表码。

七、在存在相关营销工单情况下，计量系统根据营销工单中的现场截止表码替换相应时刻的表码数据，并将新表码推送至营销系统。（备注：目前计量系统支持替换表码的营销工单类型有：换表、销户、增容、减容、计量点新装、拆除、营销暂停、非永久性减容。）

八、针对用户每月 1 日 0 点的小时数据（包括：曲线表码、负荷记录表码），采用营销月结数据进行替换，确保小时累计电量与月度电量保持一致。因其他原因导致小时累计电量与月度电

量不一致，电网企业将参照用户实际用电典型曲线，按照用户月度电量开展处置。

九、经计算后的拟合电量需转换成拟合表码数据进行推送。转换原则：拟合表码=基准初始表码+（拟合电量/综合倍率）。如用户缺少基准初始表码依然推送拟合电量至营销。

十、按旬进行电量的区间修正。每月 3 日修正上一整月的表码数据，每月 13 日、23 日、M+3 日分别修正 1-10 日、11-20 日、21 日至月末最后一日的表码数据，，并将更新的表码数据推送至营销系统。

日期属性说明：

一、日期属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日。其中节假日分为小长假（元旦、五一、清明、端午等）和大长假（春节、国庆）两类；每天内的时间区段定义为（D 日 1:00-D+1 日 0:00），即 D+1 号 0:00 点数据为定义为 D 号 24 点数据。

二、详细说明：

1、如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理，即 5 月 22 日（星期二）1:00-2:00 缺数，以 4 月份每个工作日 1:00-2:00 数的平均值进行拟合。

2、如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理；如：2018 年 6 月 9 日（周六）2:00-3:00

缺数，则用 2018 年 5 月每个周六、日 2:00-3:00 数据的平均值进行拟合。

3、如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：节假日分为小长假（元旦、五一、清明、端午、中秋等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个同类假期的数据均值拟合处理，大长假数据取上年同类假期数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据均值拟合处理，均无参照按照则使用近 7 天每小时的平均电量拟合。

第一种情况：2018 年 6 月 17 日（端午）2:00-3:00 缺数，则取 2018 年元旦、清明、五一假期（3 个小长假）2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第二种情况：2018 年 6 月 17 日（端午）2:00-3:00 缺数，若该用户在 2018 年 1 月 10 日后建档，则取 2018 年清明、五一假期（2 个小长假）2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。若该用户在 2018 年 4 月 15 日后建档，则取 2018 年五一假期（1 个小长假）2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第三种情况：2018 年 10 月 2 日（国庆）2:00-3:00 缺数，则用 2017 年 10 月国庆 7 天 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第四种情况：2018 年 10 月 2 日（国庆）2:00-3:00 缺数，若

该用户 2018 年 1 月 1 日后才建档，不存在 2017 年国庆 7 天的数据，则用 2018 年春节期间 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理；若该用户 2018 年 5 月 1 日后才建档，不存在 2017 年国庆与 2018 年春节的数据，则用 2018 年中秋节期间 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

4、缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内，则先将该区间段分别工作日/双休日和法定节假日分开，再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

办法细节解释：

1、国家法定节假日：以每年国务院公开颁布的法定节假日为准，分为小长假（元旦、清明、五一、端午、中秋）和大长假（春节、国庆）两类。

2、现货数据发布（含拟合电量）取数优先级：主终端主表表码备终端主表表码主终端副表电量备终端副表电量主表的区间电量。

3、连续缺点数的判断范围遵循“前三后三”原则。以 D 日为例，连续缺点数判断范围从 D 日的 0 点往前推 3 个小时点（即：D-1 日 21 点），一直到 D 日 23:00 及往后顺推 3 个小时（即：D+1 日 2 点）截止。如：计量系统是按日推送数据至营销，如果用户在 1:00 缺数、2:00 不缺数，在考虑 1:00-2:00 间的拟合电量时，

应从 1:00 往前追溯确定缺数点是否超过 3 个，以确定拟合电量的类型（平均值、历史电量比例、历史电量等）。

4、使用历史电量数据进行拟合的（基础表码及小时电量增加异常标志，拟合中不参考有异常标志的数据），如历史电量不存在，使用近 7 天每小时的平均电量进行拟合，仍未能拟合成功的，则直接拟合为 0 电量。

5、（拟合）电量采用前时标记录电量时标，如：2 点表码-1 点表码=1 点（拟合）电量。拟合电量数应为连续缺点数 (N) +1，如：某天 2:00 缺失 1 个表码，需要拟合 1:00-2:00 及 2:00-3:00 的 2 个电量；某天 2:00 和 3:00 缺失表码，则应同时拟合 1:00-2:00，2:00-3:00 和 3:00-4:00 的 3 个电量，以此类推。

附录 3：差错电量、穿越电量分摊方法

一、电厂差错电量

（一）换表期间造成电量损失

1.现场配置主副表，更换主表期间造成的电量损失，以副表所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

2.现场未配置主副表，以考核能耗用的计量装置所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

3.无上述装置的，采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量差错

依据双方确认的故障时段及退补电量，按照签约时段进行小时电量平均分摊。

二、专变用户差错电量

（一）换表期间造成电量损失

1.针对现场配置主副表的情况，更换主表期间造成的电量损失，以副表所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

2.现场未配置主副表，以考核能耗用的计量装置所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

3.无上述装置的，采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量差错

依据双方确认的故障时段及退补电量，采用小时电量平均分摊。

三、低压用户差错电量

（一）换表期间造成电量损失

采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量损失

依据双方确认的故障时段及退补电量，采用小时电量平均分摊。

四、穿越电量等客观因素

（一）在电力现货市场分时交易模式下，电厂按小时进行电量交割、出清价格和电费计算，当电厂因特殊网架结构、运行方式变化（主要指穿越电量）、生产特性（主要指光伏、风电及储能等周期性发电）等影响，将导致分时电量不可避免地会出现负电量等情形。最终造成分时累计电量与月度电量不相等的结果。具体处置规则如下：

1.通过系统规则对电厂全月 720（或 744）个时点电量进行核查，当时点电量出现负电量时，按照“负电量置零”规则进行处理。

2.以各时点分时电量作为分子、全月所有分时累计电量作为

分母,计算各时点的电量比例(该比例为分数),生成当月日累计分时负荷曲线。

3.月度修正以实际月度电量为基准,用月度电量乘以时点电量比例得到各时点的实际分时电量(电量四舍五入保留2位小数)作为分时结算的依据。

4.由于分时电量四舍五入等原因导致日累计电量与月度电量差异部分(7.44度以内),分摊到当月最后一个电量非零时点上。

(二)在电力现货市场分时交易模式下,用户分时累计电量与月冻结电量因表码取值存在差异、计量精度存在允许误差、穿越电量、扣减关系等客观因素影响造成不相等的情况,为确保分时电量完整、准确,需对差异电量进行处置,具体处置规则如下:

1.根据月度计算得出的线损电量,按照用户实际用电分时电量曲线,将线损电量分摊至各时点,即 q 修正后线损 $t = (q$ 修正前 t/Q 分时总有功 $\times Q$ 月度线损),其中, q 修正后的线损 t 指修正后的 t 时段线损电量, q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量, Q 分时总有功指每小时总有功电量之和, Q 月度线损指月度线损电量。

2.根据月度计算得出的变损电量,按照用户最后一个用电日的实际用电分时电量曲线,将变损电量分摊至最后一个用电日的各时点,即 q 修正后的变损 $t = (q$ 修正前 t/Q 分时总有功 $\times Q$ 月度变损),其中, q 修正后的变损 t 指修正后的 t 时段变损电量, q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量, Q 分时总有功指每小时总有

功电量之和，Q 月度变损指月度变损电量。

3.开展分时累计电量与月冻结电量比对前，对时点负电量进行“置零”处理。

4.参照用户实际用电分时曲线，按照用户月度电量对分时电量开展处置，即 q 修正后 $t = (q \text{ 修正前 } t \times 100 / Q \text{ 分时总有功} \times Q \text{ 比对差异}) / 100 + q \text{ 修正前 } t$ 。其中， q 修正后 t 指修正后的 t 时段电量， q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量， Q 分时总有功指每小时总有功电量之和， Q 比对差异指分时累计电量与月冻结电量间的差值。

5.若修正后的分时累计电量与月冻结电量仍存在差异，则把差异电量放置最后一个时点。

6.若分时累计电量为 0，月冻结电量不为 0，则按照典型曲线进行差异处置。若分时累计电量不为 0，月冻结电量为 0，则分时电量均按 0 电量进行处置。

附录 4：结算参数取值

现货市场日结算试运行参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	用户侧日前市场申报电量允许偏差比例 λ_0	0.1
2	中长期交易偏差考核成交比例 $u\%$	参照省内签约要求执行
3	中长期偏差调整系数 h	1
4	褐煤发电机组 i 的核定平均发电成本价格 $C_{\text{核定成本},i}$ （单值）	市场初期，取当月中长期交易的 P_0 褐煤
5	烟煤无烟煤发电机组 i 的核定平均发电成本价格 $C_{\text{核定成本},i}$ （单值）	市场初期，取当月中长期交易的 P_0 烟煤无烟煤
8	分时段结算风险防控系数 $h\%$	经电力市场管理委员会审议确定后，报政府部门审定。
9	现货损益风险防控系数 $k\%$	经电力市场管理委员会审议后，报政府部门审定。或在结算试运行实施方案中予以明确，履行相应程序后实施。

备注：其他参数按照区域执行；政府主管部门有最新要求的，按最新要求执行。

中长期市场结算参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	用户侧超用电量惩罚系数 U1	1
2	用户侧少用电量惩罚系数 U2	1
3	发电侧超发电量惩罚系数 R1	1
4	发电侧少发电量惩罚系数 R2	1
5	未交易零售用户超用电量 惩罚系数 U1 _{未交易零售}	1.5
6	未交易零售用户少用电量 惩罚系数 U2 _{未交易零售}	1

备注：上述参数如有变化，后续另行明确。

附件 3

云南电力市场交易信用管理实施细则 (V2.0 版)

(审定稿)

第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场交易行为信用管理，加强市场风险防范能力，不断推进电力市场信用管理融入行业和社会信用体系建设，根据《国家发展改革委 国家能源局印发<关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见>的通知》(发改体改〔2020〕234号)、《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)、《南方区域电力市场运营规则》及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本细则。

第二条 坚持依法依规、客观公正、公开透明、服务市场的原则，尊重客观事实，确保市场公平，强化风险防控。

第三条 本细则所称信用评价，是指根据法律法规、国家政策和交易规则，按照规范的方法、标准和程序，对相关经营主体的经营状况、财务状况和市场行为等方面进行评价，确定信用等级，运用评价结果的管理活动总称。

第四条 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反映存在风险的经营主体，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。

第五条 昆明电力交易中心在政府及有关部门指导与管理下，推进云南电力市场信用体系建设，贯彻执行国家和云南省信用体系建设有关方针、政策，负责云南电力市场交易行为信用评价管理相关工作的具体实施。

第六条 本细则适用于所有参与云南电力市场的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体。根据市场发展情况，昆明电力交易中心持续优化信用评价指标及信用管理相关机制，报原审定机构审定后执行。

第二章 信用信息来源及采集

第七条 昆明电力交易中心根据本细则要求，负责对信用管理相关数据进行采集与管理，按不同周期维度（年度、季度、月度）获取经营主体信用信息开展信用管理。

第八条 昆明电力交易中心可通过以下方式获取经营主体信用信息，并不断拓展信息来源渠道，完善信用评价机制与负面行为观察机制：

（一）经营主体提供的与信用管理相关的财务数据，包括但不限于最新年度财务审计报告等。

（二）从交易系统获取的出清结果、结算凭据等相关数据，信用评价以信息采集时交易系统正式发布的数据为准。

（三）由电网企业提供的欠费失信情况、电力调度机构提供

的电力交易履约执行情况等相关信息。

（四）经营主体参与云南电力市场过程中，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”）核实的失信行为、不当行为信息。

（五）市场成员根据实际情况向昆明电力交易中心以书面形式反映的其他经营主体交易行为信息。

（六）经营主体在参与电力市场过程中，对其他经营主体的有效评价信息。

（七）从政府部门、司法部门依法获取的与电力市场相关的信用信息。

（八）经政府部门或经营主体授权查询的非公开的与电力市场相关的公共信用信息。

（九）省级信用信息共享平台、云南省能源局、云南能源监管办认可的相关信息平台提供的信用信息。

（十）其他依法合规获取的与电力市场相关的信用信息。

第九条 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相关证明材料。通过市场成员间的互相监督，相互促进，共同维护市场秩序。

第十条 经营主体应按要求及时、完整提供自身信用相关

信息，并对信息的真实性、准确性、有效性负责。

第十一条 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，接受经营主体的监督与质询，相关数据存档期不少于五年。

第三章 交易行为信用评价机制

第十二条 昆明电力交易中心根据经营主体的电力交易行为以月度为周期，开展信用评分；以半年度为周期，开展信用评级；以年度为周期，开展信用评优。每年下半年，具备评价条件后，组织开展上半年各月评分及半年度信用评级；次年上半年，具备评价条件后，组织开展上年度各月评分及半年度信用评级。下半年信用评级完成后，组织开展年度评优。现阶段，开展信用评分、信用评级的经营主体为售电公司、发电企业、批发用户，开展信用评优的经营主体为售电公司。

第十三条 参与评级的售电公司、批发用户、发电企业需在半年度评价周期内参与交易时间不少于6个月。若经营主体半年度评价周期内参与交易不足6个月，不参与该半年度评分评级。

第十四条 昆明电力交易中心按半年度评级结果并生成信用凭证；上下半年度均有评级且无失信记录、无信用惩戒记录的经营主体可参与年度评优。

第十五条 信用评价按不同经营主体类型分别独立开展。月度评分按交易编号（单元）开展评价，半年度评级、年度评优按

统一社会信用代码（企业）开展评价。半年度评级时，将经营主体该类身份下所有参评交易编号（单元）评价结果归集至该经营主体统一社会信用代码（企业），取其当期所有参评交易编号（单元）评价结果的算数平均分作为其该类身份的评级依据。年度评优时，取经营主体上下半年度评级结果的算数平均分作为评优依据。

第十六条 售电公司、发电企业、批发用户信用评价总分为1000分，对应指标项及指标评分详见附表1—3。

第十七条 信用评价结果采用“四等六级制”划分等级，具体等级分为AAA、AA、A、B、C、D。分值与信用评价等级对应关系如下：

等级	评价分值	含义
AAA	[900,1000]	表示信用很好
AA	[800,900)	表示信用好
A	[700,800)	表示信用较好
B	[600,700)	表示信用一般
C	[300,600)	表示信用差
D	300 以下	表示信用很差

第十八条 在半年度评级的周期内，经营主体被认定为存在负面行为时，信用评级时进行相应累计扣分。被认定为“一般”

类事项评级扣 150 分/次，被认定为“严重”类事项评级扣 300 分/次，被认定为“禁止”类事项评级得 0 分。

第十九条 售电公司、发电企业、批发用户交易行为信用评级工作按照如下步骤开展：

（一）参评材料提交。经营主体按照昆明电力交易中心的要求及时通过交易系统提供相应的参评材料。

（二）信用评级。昆明电力交易中心于半年度评级前定期归集冻结评价周期内各月评价样本数据，半年度周期数据归档冻结后，按照本细则开展半年度周期内各月信用评分及半年度信用评级。

（三）评级结果公示。评级完成后，昆明电力交易中心将半年度评级结果通过交易系统向参与评价的经营主体公示五个工作日。公示期内经营主体可查看自身的评级结果。

（四）评级异议申诉。对自身评价结果有异议的经营主体，可在公示期内通过云南电力交易系统向昆明电力交易中心申诉。昆明电力交易中心核实申诉内容后，应根据核实情况，及时处置异议申诉，如需修正或调整评价结果的，修正或调整后应重新对相关经营主体进行公示。公示期满无异议，评级结果正式发布。

（五）信用评优。待全年评级结果发布后，开展信用评优。

（六）信用信息披露。昆明电力交易中心根据信息披露管

理办法对参评经营主体电力交易信用信息按年进行披露，披露信息为：经营主体名称、统一社会信用代码、参评经营主体类型、评价周期、评级结果。

第二十条 信用评价结果正式发布后，原则上不再受理异议申诉或进行调整。若云南省能源局、云南能源监管办发布通知文件明确要求调整的，由昆明电力交易中心根据要求调整或重新开展评价。

第二十一条 信用评级结果应用场景：

（一）可作为昆明电力交易中心对经营主体进行信用风险预警及惩戒的依据。

（二）可作为昆明电力交易中心设置售电公司应缴纳履约保函、保险比例及额度的依据。

（三）可作为经营主体评优的依据。

（四）可作为电力交易新业务、新品种试点或推广顺序的依据。

（五）可作为云南省能源局、云南能源监管办对经营主体进行分类监管的依据。

（六）其他有利于维护市场秩序、促进市场良性发展的方面。

第四章 市场负面行为观察机制

第二十二条 市场负面行为观察机制采用“累积记分制”，总分 12 分。经营主体出现相应的负面行为后，昆明电力交易中

心将按照本细则进行记分，并依据累积记分触发相应的信用风险预警及惩戒措施。触发信用风险预警及惩戒措施产生的相关影响，由经营主体自行承担。

第二十三条 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。（详见附表 4-6）

序号	类型	负面行为
1	禁止	企业列入失信黑名单、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	受到与电力市场化交易相关的行政或司法处罚，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
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

第二十四条 负面行为观察机制以交易编号为观察的基本单位，经营主体多次出现相同负面行为的，每次均按照本细则认定

为一次负面行为。

第二十五条 云南电力市场负面行为按照以下方式进行认定：

（一）由云南省能源局、云南能源监管办认定的电力市场失信行为，或通过云南省信用信息共享平台、云南省能源局、云南能源监管办认可的相关信息平台获取的电力市场失信行为，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报云南省能源局、云南能源监管办认定。

（三）经营主体发生本细则未明确的负面行为，对市场造成不良影响，以及昆明电力交易中心根据本细则难以直接认定的负面行为，报云南省能源局、云南能源监管办认定，经认定后作为负面行为清单的增补项，与本细则规定的负面行为具有相同效力。

第二十六条 经营主体涉及市场负面行为整改的，整改期限原则上为一个月。政府相关部门对整改期限另有要求的，按其要求执行。

第二十七条 昆明电力交易中心及时将经营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严重的负面行为，昆明电力交易中心应及时向云南省能源局、云南能源监管办进行书面报告。

第五章 信用风险预警及惩戒机制

第二十八条 依据经营主体负面行为累积记分、交易行为信用评分，昆明电力交易中心可采用以下措施进行信用风险预警及惩戒：

（一）风险预警通知。对触发负面行为清单的经营主体发出书面预警，提醒其关注自身信用情况。

（二）失信行为曝光。通过电力交易系统等渠道曝光经营主体失信行为，包括经营主体企业基本信息、所触发的负面行为等内容。失信行为曝光披露期为一年，且不因负面行为的修复而终止。

（三）售电公司停牌。暂停售电公司与零售用户签订零售合同的权限。自售电公司达到该惩戒措施触发条件之日起开始停牌，直至经营主体负面行为累积记分不再满足该惩戒措施触发条件且达到最低惩戒时间。最低惩戒时间自售电公司停牌之日起开始计算。

（四）暂停交易权限。暂停售电公司、批发用户、发电企业、零售用户参加市场交易的权限。自经营主体达到该惩戒措施触发条件的当月起开始暂停交易权限。负面行为累积记分不再满足该惩戒措施触发条件且到达最低惩戒时间，恢复经营主体自当月起交易权限。售电公司、批发用户、发电企业最低惩戒时间自开始暂停交易权限之月起开始计算。零售用户最低惩戒时间自其第

一个无零售合同的交割月起开始计算。

（五）强制退出市场。经营主体触发强制退出市场条件的，按照市场主体注册管理相关规定执行强制退市。

（六）实施联合惩戒。经营主体触发实施联合惩戒条件的，昆明电力交易中心应及时将有关情况报云南省能源局、云南能源监管办。按照电力行业严重违法失信经营主体联合惩戒管理要求，严重违法失信的经营主体，经云南省能源局、云南能源监管办认定，纳入电力行业严重违法失信“黑名单”，由云南省能源局、云南能源监管办协调相关部门实施联合惩戒。

第二十九条 信用风险预警及惩戒措施以经营主体负面行为累积记分为触发条件，具体如下表所示：

触发条件	惩戒措施	最低惩戒时间
负面行为累积记分 3分	风险预警通知	-
	售电公司停牌	5个工作日
负面行为累积记分 6分	失信行为曝光	-
	售电公司停牌	10个工作日
负面行为累积记分 9分	失信行为曝光	-
	暂停交易权限	1个交易月
负面行为累积记分 12分	失信行为曝光	-
	暂停交易权限	3个交易月
	强制退出市场	-
	实施联合惩戒	-

第三十条 昆明电力交易中心依据全年评级结果及负面行为累积记分情况，按年度开展相关经营主体信用评优。

第六章 交易行为信用修复

第三十一条 经营主体可参照交易信用评分的评定标准和负面行为清单的认定标准,提升交易行为信用评级,修复负面行为。

第三十二条 经营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认定的负面行为,经营主体在更正其负面行为并消除影响或做出相应承诺后,可向昆明电力交易中心提出书面修复申请及相应证明材料。一般类负面行为经昆明电力交易中心核实后修复其负面行为记录,同步报云南省能源局、云南能源监管办。严重类负面行为经昆明电力交易中心核实,报云南省能源局、云南能源监管办认定后,修复其负面行为记录,恢复其负面行为记分。

(二) 云南省能源局、云南能源监管办认定的失信行为,或通过云南省信用信息共享平台、云南省能源局、云南能源监管办认可的相关信息平台获取的电力市场失信行为,经确认失信行为修复后,可修复其负面行为记录,并恢复其负面行为记分。

第三十三条 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,向云南省能源局、云南能源监管办报送相关经营主体失信情况。

第七章 附则

第三十四条 本细则自印发之日起施行,原有的云南电力市场交易行为信用管理办法不再执行。

第三十五条 本细则与国家最新的政策、规则、文件规定不符的，从其规定。

附表 1：云南电力市场售电公司交易行为信用评价指标

一级指标	二级指标	三级指标	内容	指标总分	评分标准	得分
能力指标	企业能力	资产总额	企业资产总额	30 分	1 亿元>X \geq 0.2 亿元	10 分
					2 亿元>X \geq 1 亿元	20 分
					X \geq 2 亿元	30 分
		资产负债率	负债总额/资产总额	50 分	X<市场平均值	50 分
					X \geq 市场平均值	30 分
					未提供相关数据时	20 分
		现金流量比率	现金流量净额/流动负债	50 分	排名前 30% \geq X	50 分
					排名前 60% \geq X>30%	30 分
					X>排名前 60%	20 分
					未提供相关数据时	10 分

一级指标	二级指标	三级指标	内容	指标总分	评分标准	得分
	人员能力	人才比例	正高级、高级、 中级职称人员数量	40分	正高级职称8分，高级职称6分，中级职称4分，最高分40分	18分~40分
		交易员资格	交易员数量与星级	50分	一星交易员得3分/人次，二星交易员得4分/人次，三星交易员得6分/人次，四星交易员得7分/人次，五星交易员得9分/人次；总分=Σ星级得分×获该星级人数	50分~0分
行为指标	用户服务	沟通管理	电力用户评价	30分	零售用户对售电公司的评价，按照★至★ ★★★★对应5分~30分取平均分，若均为五星评价时得满分	30分~0分
			用户投诉数(起)	40分	每发生一起有责任的投诉扣20分	40分~0分
		用户粘性	用户流失率=流失的用户数/全部签约用户数	60分	$30\% \geq X \geq 0\%$	60分~30分线性得分
	$X > 30\%$				30分	
交易情况	年度签约比例	达到年度高比例签约要求	60分	$X \geq \text{要求值}$	60分	

一级指标	二级指标	三级指标	内容	指标总分	评分标准	得分
			未达到年度高比例签约要求		$X < \text{要求值}$	30分
		交易准确率	批发市场购电量与代理零售用户实际用电量的偏差= $\text{Abs}(\text{零售用户实际用电量}-\text{批发市场购电量})/\text{批发市场购电量}$	100分	$3\% \geq X$	100分
					$10\% \geq X > 3\%$	90分~75分线性得分
					$30\% \geq X > 10\%$	75分~55分线性得分
					$X > 30\%$	50分
		市场占有率	代理零售用户用电量占所有零售用户用电量的比例，由大到小排名	30分	排名前 10% $\geq X$	30分
					排名前 30% $\geq X >$ 排名前 10%	25分
					排名前 50% $\geq X >$ 排名前 30%	15分
					$X >$ 排名前 50%	10分
			代理零售用户数	30分	排名前 10% $\geq X$	30分

一级指标	二级指标	三级指标	内容	指标总分	评分标准	得分			
			(以统一社会信用代码), 由多到少排名		排名前 30% \cong X>排名前 10%	25 分			
					排名前 50% \cong X>排名前 30%	15 分			
					X>排名前 50%	10 分			
	履约额度	履约保函(保险)递交及时性	近 6 个月被下达书面履约保函(保险)补缴通知的次数	100 分	X=0	100 分			
					X=1	60 分			
					X \cong 2	0 分			
	持续满足注册条件	档案错漏数	档案错漏数或不规范情况	40 分	每条不规范项扣 10 分	40 分~0 分			
					档案更新及时性	劳动合同到期情况	50 分	每份劳动合同到期扣 10 分	50 分~0 分
						经营场所使用证明到期情况	40 分	经营场所使用证明到期未更新扣 40 分	40 分~0 分
						从业人员身份证到期情况	40 分	从业人员身份证到期未更新, 每人扣 10 分	40 分~0 分

一级指标	二级指标	三级指标	内容	指标总分	评分标准	得分
	信息披露	信息披露及时、完整情况	是否根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息	70分	根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得70分；未根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得0分	70分~0分
	信用记录	信用评级记录	最近一次信用评级情况	90分	根据上一期的评级情况，AAA或五星级=90分；AA或四星级=80分；A或三星级=70分；B=60分；C=50分；C或三星级以下不得分；上一期未参评，按照60分计算	90分~0分

附表 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	根据上一期的评级情况，AAA 或五星级=150 分；AA 或四星级=130 分；A 或三星级=110 分；B=90 分；C=70 分；C 或三星级以下不得分；上一期未参评，按照 90 分计算。
基础管理	注册资料维护情况。	180	注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 60 分，扣分上限 180 分。
负荷预测	负荷预测管理能力。	220	准确需求偏差率= $\text{Min}(\text{Abs}(1-\text{实际用电}/\text{用电需求值}), 1)$ 。偏差率小于等于 10%，得 220 分；偏差率大于 10%且小于等于 60%按 220 至 150 分线性计算得分；偏差率大于 60%得 150 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	批发市场购电量与实际用电量偏差率= $\text{Abs}(\text{批发市场购电量}-\text{实际用电量})/\text{实际用电量}$ ，偏差小于等于 10%得满分，偏差大于 10%小于等于 30%，按 250 分到 160 分线性得分，偏差大于 30%得 160 分。
交易员资格	交易员数量与星级	100	一星交易员得 10 分/人次，二星交易员得 20 分/人次，三星交易员得 30 分/人次，四星交易员得 40 分/人次，五星交易员得 50 分/人次。总分= \sum 星级得分 \times 获该星级人数。暂无星级交易员的得 50 分。
信息披露	是否根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息	100	根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得 100 分；未根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得 0 分。

附表 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。	200	根据上一期的评级情况，AAA 或五星级=200 分；AA 或四星级=180 分；A 或三星级=160 分；B=140 分；C=110 分；C 或三星级以下不得分；上一期未参评，按照 140 分计算。
基础管理	注册资料维护情况。	250	注册档案错漏或者更新不及时，每项扣除 50 分。扣分上限 250 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。	320	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等于 15%，得 320 分；若发电能力偏差率大于 15%小于等于 50%按 320 到 250 分线性计算得分；若发电能力偏差率大于 50%，得 250 分。
交易员资格	交易员数量与星级。	100	一星交易员得 10 分/人次，二星交易员得 15 分/人次，三星交易员得 20 分/人次，四星交易员得 25 分/人次，五星交易员得 35 分/人次。总分= \sum 星级得分 \times 获该星级人数。暂无星级交易员的得 40 分。
信息披露	是否根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息	130	根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得 130 分；未根据电力市场信息披露要求及时、完整披露相关信息的，得 0 分。

附表 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	企业列入失信黑名单、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”，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。
	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、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，损害其他经营主体合法权益，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，违规泄露其他经营主体信息，造成严重影响，且经政府有关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营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，且经政府有关部门或昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 7.售电公司累计 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%，并被电力监管机构认定为故意不交易，扰乱市场的。 8.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为，并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 万元及以上的失信行为。 3.提交虚假、伪造的履约保函或履约保险等履约保障凭证的。

类型	序号	负面行为	行为描述
			<p>4.未经受益人同意擅自修改、撤销尚未退还履约保函（保险）的。</p> <p>5.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重不良经济往来行为，情节严重或拒不整改的。</p>
严重	4	受到与电力市场化交易相关的行政或司法处罚，情节严重	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</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、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，损害其他经营主体合法利益的。</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，违规泄露其他经营主体信息，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，且未在昆明电力交易中心规定的期限内完成整改的。</p> <p>8.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营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经营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.售电公司未能按昆明电力交易中心书面提醒要求按时足额缴纳履约保函、保险等履约保障凭证，在规定时限内履约保函（保险）额度仍持续不满足要求且仍未补缴的。</p> <p>11.售电公司因批零价差收益亏损超过其提交的履约保函（保险）额度总和，被电网企业暂停批零结算资格的。</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.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%，并被电力监管机构认定为</p>

类型	序号	负面行为	行为描述
			故意不交易，扰乱市场的。 14.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为。
	6	严重违反信用承诺	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，经提醒后拒不整改的。 3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违反信用承诺的行为。
	7	重大不良经济往来	1.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，举证属实，昆明电力交易中心发出函件提醒的次日起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1万元及以上的失信行为。 4.逾期未向电网企业缴纳批零价差收益亏损资金的。 5.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的重大不良经济往来。
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.昆明电力交易中心要求其自行处理与其他经营主体之间纠纷，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.售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配的。 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经营主体的虚假负面行为的。

类型	序号	负面行为	行为描述
			<p>8.售电公司未按《云南电力市场信息披露管理办法》要求及时披露、变更相关信息，经昆明电力交易中心发出提醒函后，仍逾期未披露、变更的。</p> <p>9.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反市场规则、破坏市场秩序的行为。</p>
	9	违反信用承诺	<p>1.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。</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。</p> <p>3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反信用承诺的行为。</p>
	10	不良经济往来	<p>1.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，举证属实的。</p> <p>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0.1万元及以上的失信行为。</p> <p>3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的不良经济往来行为。</p>

附表 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	企业列入失信黑名单、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”，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。
	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、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，损害其他经营主体合法权益，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，违规泄露其他经营主体信息，造成严重影响，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营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.发电企业累计 3 次实际月度超发电量超过当月全部市场化发电企业实际发电量的 10%，并被电力监管机构认定为故意不交易，扰乱市场的。 9.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为，并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 万元及以上的失信行为。 3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重不良经济往来行为，情节严重或拒不整改的。

类型	序号	负面行为	行为描述
严重	4	受到与电力市场化交易相关的行政或司法处罚，情节严重	<ol style="list-style-type: none"> 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。
	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、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，损害其他经营主体合法利益的。 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，违规泄露其他经营主体信息，造成严重影响。 8.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营主体账号密码执行查看私有信息、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经营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.发电企业累计2次实际月度超发电量超过当月全部市场化发电企业实际发电量的10%，并被电力监管机构认定为故意不交易，扰乱市场的。 12.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为。
	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

类型	序号	负面行为	行为描述
			不整改的。 3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违反信用承诺的行为。
	7	重大不良经济往来	1.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，举证属实，昆明电力交易中心发出函件提醒的次日起10个工作日内仍未补缴的失信行为。 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1万元及以上的失信行为。 4.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的重大不良经济往来。
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、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.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经营主体的虚假负面行为的。 6.发电企业未按《云南电力市场信息披露管理办法》要求及时披露、变更相关信息，经昆明电力交易中心发出提醒函后，仍逾期未披露、变更的。 7.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反市场规则、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.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反信用承诺的行为。
	10	不良经济往来	1.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，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0.1万元及以上的失信行为。 3.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的不良经济往来行为。

附表 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	企业列入失信黑名单、被实施联合惩戒	<ol style="list-style-type: none"> 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”，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。 2.其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒，并且要求昆明电力交易中心实施惩戒的。
	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	<ol style="list-style-type: none"> 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、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，损害其他经营主体合法权益，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，违规泄露其他经营主体信息，造成严重影响，且经昆明电力交易中心提醒拒不整改的。 6.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营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%，并被电力监管机构认定为故意不交易，扰乱市场的。 8.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为，并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	<ol style="list-style-type: none"> 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 万元及以上的失信行为。 3.当年单次欠缴电费金额达到 1000 万元且逾期超过 3 个月，并经电网企业按照电费催收有关规定执行全部催收流程后，仍未缴纳的失信行为。 4.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重不良经济往来行为，情节严重或拒不整改的。

类型	序号	负面行为	行为描述
严重	4	受到与电力市场化交易相关的行政或司法处罚，情节严重	<ol style="list-style-type: none"> 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.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。 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。 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。
	5	严重违法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、云南能源监管办认定为情节严重的。 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。 4.利用串通报价、虚假交易和其他违规行为操纵市场，损害其他经营主体合法利益的。 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.未承担保密义务，违规泄露其他经营主体信息，造成严重影响。 7.未经其他经营主体许可，擅自使用其他经营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。 8.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经营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。 9.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。 10.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%，并被电力监管机构认定为故意不交易，扰乱市场的。 11.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违法电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序的行为。
	6	严重违法信用承诺	<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.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的严重违法信用承诺的行为。

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.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，举证属实，昆明电力交易中心发出函件提醒的次日起10个工作日内仍未补缴失信行为。 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达到1万元及以上的失信行为。 4.当年单次欠缴电费金额达到500万元且逾期超过3个月，并经电网企业按照电费催收有关规定执行全部催收流程后，仍未缴纳的失信行为。 5.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的重大不良经济往来。
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.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.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经营主体的虚假负面行为的。 6.电力用户未按《云南电力市场信息披露管理办法》要求及时披露、变更相关信息，经昆明电力交易中心发出提醒函后，仍逾期未披露、变更的。 7.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反市场规则、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.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的违反信用承诺的行为。
	10	不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1.经营主体来函提出其欠缴市场成员云南省电力交易相关费用，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0.1万元及以上的失信行为。 3.当年单次欠缴电费金额达到50万元且逾期超过3个月，并经电网企业按照电费催收有关规定执行全部催收流程后，仍未缴纳的失信行为。 4.其他经云南省能源局、云南能源监管办认定为增补项的不良经济往来行为。

附件 4

云南电力市场售电公司履约保函（保险） 管理实施细则（V2.0 版）

（审定稿）

第一章 总则

第一条 为规范售电公司履约保函（保险）管理，维护经营主体合法权益，促进云南电力市场健康有序发展，根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号），结合云南电力市场实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于在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”）注册以及其他电力交易机构注册并推送至昆明电力交易中心，在云南电力市场开展业务的售电公司。

第三条 昆明电力交易中心依据本细则负责履约保函（保险）的接收、保管、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪、通报和信息披露等工作，并制定与之相关的格式文本。

第四条 电网企业依据本细则负责履约保函（保险）的使用、偿付工作。

第五条 售电公司依据本细则按时足额提交履约保函（保险），及时准确披露履约保函（保险）信息，并配合做

好履约保函（保险）使用、偿付相关工作。

第二章 基本要求

第六条 在云南电力市场开展业务的售电公司，开展交易前须根据本细则要求按时足额向昆明电力交易中心提交受益人为云南电网有限责任公司的履约保函（保险）。云南电力市场履约保函（保险）币种均为人民币，售电公司提交多份履约保函（保险）的，其额度合并计算、使用。

第七条 售电公司对其所提交履约保函（保险）的真实性、合法性和有效性负责。售电公司出现伪造、变造履约保函（保险）、未经受益人同意修改、撤销尚未退还的保函（保险）等行为的，提请云南省能源局和国家能源局云南监管办公室同意后，暂停其后续交易资格并纳入交易行为信用管理，履约保函（保险）受益人保留通过法律手段追偿损失的权利。

第八条 售电公司运营履约额度。售电公司按照以下运营履约额度的最大值向昆明电力交易中心提交履约保函（保险）：

- 1.过去 12 个月批发市场交易总电量*0.008 元/千瓦时；
- 2.Max{过去 2 个月批发市场交易电量，过去 2 个月零售市场交易电量}*0.05 元/千瓦时；
- 3.Max{未来 3 个月批发市场交易电量，未来 3 个月零售市场交易电量}*k 元/千瓦时；
- 4.暂无历史交易电量或暂未产生批发、零售交易电量的

售电公司，缴纳履约保函（保险）初始额度按 $\text{Max}\{\text{未来 3 个月批发市场交易电量, 未来 3 个月零售市场交易电量}\} * 0.05$ 元/千瓦时计算，且不低于 50 万元。

当前 k 值暂定为 0.035，后续市场运行期间，为有效防范市场履约风险，售电公司运营履约额度计算方式或 k 值可适当调整，提请云南电力市场管理委员会审议通过，报云南省能源局和国家能源局云南监管办公室审定后公布实施。

第九条 次年履约保函（保险）额度。售电公司开展次年年度交易前，须向昆明电力交易中心提交次年履约保函（保险），提交的履约保函（保险）额度不得小于： $\text{Max}\{\text{过去 12 个月批发市场交易总电量} * 0.008$ 元/千瓦时， $\text{Max}(\text{过去 2 个月批发市场交易电量, 过去 2 个月零售市场交易电量}) * 0.05$ 元/千瓦时}。

第十条 昆明电力交易中心应做好市场运营监测，关注售电公司购电成本变化情况，开展售电公司损益测算研究，具备条件后明确测算方式，履行审定程序后公布实施。如售电公司提交的有效履约保函（保险）额度小于售电公司亏损金额的，售电公司应按要求及时补缴履约保函（保险），补缴后的有效履约保函（保险）额度不得小于亏损金额。

第三章 履约保函（保险）开立

第十一条 履约保函（保险）开立机构要求。履约保函须为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)开立的,不可撤销、见索即付、独立性履约保函。履约保险须由国家金融监督管理部门批准设立,依法登记注册的商业保险公司(云南省境内具有分支机构)开立的履约保证保险。开立的履约保函(保险)原则上须支持在线核验。

第十二条 履约保函(保险)开立机构开立履约保函(保险),须通过其云南省境内分(支)行(公司)与昆明电力交易中心完成履约保函转交服务协议(履约保险服务协议)签订。

第十三条 履约保函(保险)格式要求。履约保函(保险)须严格按照昆明电力交易中心制定的履约保函(保险)范本开立,不得修改。履约保险条款相关文本须满足责任义务明晰、索赔资料明确等要求,不得设置妨碍被保险人按照本管理办法本细则正常索赔的条款,不得设置等待期、免赔额,不得设置保险相关法律法规强制规定范围之外的免赔条款。

第十四条 履约保函(保险)有效期。售电公司当年(y年)1—9月内开立提交的履约保函(保险),终止日期须为y+1年6月30日或y+2年6月30日;10—12月内开立提交的履约保函(保险),终止日期原则上须为y+2年6月30日。已注册开展交易的售电公司须于每年11月最后一个工作日前,向昆明电力交易中心提交次年履约保函(保险),其生效日期不

得晚于提交之日或已提交履约保函（保险）终止日期的次日，终止日期为y+2年6月30日。售电公司可以开立长期有效的履约保函。拟退市售电公司提交的退市履约保函有效期，根据其市场化结算差错处理期限确定。

第四章 履约保函（保险）接收

第十五条 履约保函（保险）开立后，售电公司通过云南电力交易系统向昆明电力交易中心发起履约保函（保险）缴纳申请，昆明电力交易中心对提交的申请进行审核。

第十六条 履约保函（保险）核验。纸质履约保函（保险）通过开立机构提供的在线核验渠道进行核验。电子履约保函（保险）由信息系统通过开立机构提供的核验接口进行自动核验。

第十七条 纸质履约保函（保险）核验后，昆明电力交易中心通知售电公司提交履约保函（保险）原件，售电公司应及时通知其保函（保险）开立机构按签订的服务协议要求，尽快向昆明电力交易中心提交保函（保险）原件。电子履约保函（保险），由开立机构信息系统将保函（保险）电文原件及相关信息发送云南电力交易系统，并提供在线核验等功能接口。

第十八条 昆明电力交易中心接收履约保函（保险）原件接收后，向售电公司提供履约保函（保险）接收证明。

第五章 履约保函（保险）额度监测及预警

第十九条 本细则售电公司运营履约额度按相关交易结果发布周期更新，第 m 月 1 日 0 点起，过去 2 个月更新为 m 和 $m-1$ 月，过去 12 个月更新为 m 月至 $m-11$ 月，未来 3 个月更新为 $m+1$ 、 $m+2$ 和 $m+3$ 月。昆明电力交易中心可根据政府相关部门要求或市场运营情况，适时调整运营额度计算周期和更新时间，并向经营主体公告。

第二十条 额度预警。昆明电力交易中心按工作日开展售电公司有效履约保函（保险）额度监测，并结合售电公司亏损金额或运营履约额度占用情况发出履约保函（保险）额度预警。

第二十一条 补缴通知。售电公司有效履约保函（保险）额度小于其运营履约额度或亏损金额，昆明电力交易中心于每周第二个工作日通过云南电力交易系统向相关售电公司发出履约保函（保险）补缴通知。通知发出次日起 3 个工作日内，售电公司须向昆明电力交易中心补交履约保函（保险），补缴时间及补缴履约保函（保险）的生效时间不得晚于补缴通知要求的补缴期限，保函（保险）内容及额度须满足本细则要求。如 3 个工作日内，售电公司运营履约额度或亏损金额降低至小于其有效履约保函（保险）额度的，无需再补缴。

第二十二条 售电公司应实时监测、关注自身有效履约保函（保险）额度与运营履约额度变化，充分评估自身交易电量规模及亏损情况，提前做好履约保函（保险）额度管理

计划，按时足额缴纳履约保函（保险），确保履约保函（保险）额度持续满足要求。

第二十三条 昆明电力交易中心发出补缴通知提醒后，售电公司仍未按时足额缴纳履约保函（保险）的，对其实施以下措施：

（一）超过补缴通知要求的补缴时限未足额补缴，且期间履约保函（保险）额度持续不足的，按信用管理实施细则处理；

（二）超过补缴通知要求补缴时限 10 个工作日，仍未足额补缴且期间履约保函（保险）额度持续不足的，提请云南省能源局和国家能源局云南监管办公室同意后，按照云南电力市场保底售电相关要求启动保底售电，向售电公司及其批发合同对手方、代理零售用户发出保底售电通知，并按照售电公司管理相关要求，对其实施强制退市。

第二十四条 昆明电力交易中心动态监测各售电公司运营履约额度与实际提交的有效履约保函（保险）额度，并将每周监测情况按月汇总上报云南省能源局和国家能源局云南监管办公室。

第六章 履约保函（保险）使用及偿付

第二十五条 触发以下场景的，可使用售电公司提交的履约保函（保险）进行偿付：

（一）售电公司未按时足额向电网企业缴纳相关市场

化结算费用；

（二）售电公司未按时足额向昆明电力交易中心缴纳交易服务费；

（三）售电公司退出市场，未能处置好购售电合同，造成相关经营主体经济损失的。

第二十六条 售电公司欠缴昆明电力交易中心交易服务费的，昆明电力交易中心委托电网企业代为追偿。

第二十七条 履约保函（保险）偿付申请。触发上述偿付场景的，若售电公司未能按时足额付款，电网企业可向昆明电力交易中心提出履约保函（保险）偿付申请，申请偿付额度不得超过售电公司缴纳至昆明电力交易中心的有效履约保函（保险）额度。

第二十八条 履约保函（保险）偿付。昆明电力交易中心收到履约保函（保险）偿付申请后，依规向市场主体公示相关售电公司欠费情况，公示期为3个工作日。公示结束后，昆明电力交易中心会同电网企业向履约保函（保险）开立单位出具原件及偿付所需材料，要求支付款项，同时向相关经营主体发出执行告知书，说明售电公司欠费情况，并做好相关信用管理和交易工作。涉及其他经营主体偿付的，电网企业按照偿付方案完成偿付工作。履约保函（保险）偿付执行完成后，如有剩余，履约保函（保险）凭证交还昆明电力交易中心保管。

第二十九条 售电公司退出市场，因未能处理好购售电合同相关事宜，造成相关经营主体经济损失的，昆明电力交易中心依法依规制定保函（保险）偿付方案，提交云南电力市场管理委员会审议通过，报云南省能源局和国家能源局云南监管办公室审定后，会同电网企业按方案依规完成保函（保险）执行及偿付。

第三十条 售电公司提交多份履约保函（保险）的，综合考虑履约保函优先、先到期优先、单份保函（保险）金额与偿付金额适宜优先等情况使用偿付。

第三十一条 若售电公司实际缴纳履约保函（保险）额度不足以支付应缴纳的相关费用，在履约保函（保险）偿付的同时，售电公司应根据履约保函（保险）执行告知书，在规定时间内足额支付履约保函（保险）不足部分。未支付的，相关市场成员可通过法律渠道向售电公司追偿损失。

第三十二条 售电公司承担履约保函（保险）偿付过程中的银行转账手续费等相关费用。

第三十三条 售电公司履约保函（保险）涉及多个赔付场景的，按照以下场景顺序依次偿付相应费用。在某一场景下涉及多个偿付主体的，若履约保函（保险）额度不足，按照各偿付主体应偿付金额等比例偿付。

1.场景一：售电公司未按时足额向电网企业缴纳相关结算费用。

2.场景二：售电公司欠缴昆明电力交易中心交易服务费。

3.场景三：售电公司退出市场，未能处置好购售电合同，造成相关经营主体经济损失。

第三十四条 完成履约保障凭证使用、偿付工作后，昆明电力交易中心将执行情况报告云南省能源局和国家能源局云南监管办公室。

第三十五条 履约保函（保险）管理过程中，如履约保函（保险）开立机构出现未严格履行履约保函转交服务协议（履约保险服务协议）、未经受益人同意擅自撤销修改未退还履约保函（保险）、不按照履约保函（保险）约定按时足额兑付等或其他违反云南电力市场管理要求情形的，相关履约保函（保险）开立机构纳入云南电力市场履约保函（保险）开立机构禁入名单，后续不再接收该开立机构开立的履约保函（保险）。

第七章 履约保函（保险）退还

第三十六条 售电公司满足以下条件之一的，可申请退还履约保函（保险）：

（一）退出云南电力市场满6个月。

（二）在满足本细则履约保函（保险）额度要求的情况下，可申请退还部分已缴纳履约保函（保险）。

（三）履约保函（保险）到期失效。

第三十七条 售电公司只允许对提交的整份履约保函

（保险）全额申请退还，不得对一份履约保函（保险）部分金额申请退还。

第三十八条 售电公司提交履约保函（保险）退还申请，经昆明电力交易中心审核通过后，若为电子保函（保险）的，系统自动退还；若为纸质保函（保险）的，昆明电力交易中心将履约保函（保险）原件退还售电公司，并提供退还证明。

第三十九条 售电公司提交的履约保函（保险）到期失效后，应及时申请退回并领取失效履约保函（保险）原件。

第四十条 考虑市场化电费差错退补有滞后性，昆明电力交易中心在售电公司退出后保留其履约保函6个月，期满退还。履约保函在退出后6个月内失效的，或售电公司在退出后6个月内办理企业注销、需取回履约保函的，售电公司须与其股东、上级单位或其他有履行能力的第三方协商，由第三方出具连带责任担保并经过公证的承诺书，提交昆明电力交易中心后退还其履约保函。

第八章 履约保函（保险）信息披露

第四十一条 售电公司应按照电力市场信息披露相关要求，主动及时、准确披露在云南电力市场有效履约保函（保险）信息。

第四十二条 昆明电力交易中心按照电力市场信息披露相关要求，按时做好云南电力市场售电公司省内市场履约保障凭证相关信息披露。

第九章 附则

第四十三条 在履约保函（保险）管理及使用过程中产生的争议或纠纷，按照有关规定处理。

第四十四条 售电公司履约保函（保险）管理国家有最新要求的，从其规定执行。本细则未尽事宜，国家相关规定有明确要求的，按国家规定执行，国家相关规定无明确要求的，由昆明电力交易中心提请云南省能源局和国家能源局云南监管办公室指导实施。

第四十五条 本细则自印发之日起生效，原有的云南电力市场售电公司履约保函（保险）管理办法不再执行。

附件 5

云南电力零售市场实施细则（V2.0 版）

（审定稿）

第一章 总则

第一条 为更好促进云南电力零售市场规范、高效运行，有序开展云南电力市场零售交易和结算，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场运行基本规则》（发展改革委令2024年第20号）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本细则。

第二条 本细则所指的零售交易是指零售用户向售电公司购买电力零售套餐，签订零售交易合同的行为。本细则结算部分适用于参与云南电力零售市场交易的零售用户和售电公司的结算业务。

第二章 经营主体

第三条 售电公司。具备交易资格的售电公司，可向零售用户出售电力零售套餐，并与其签订零售交易合同。

第四条 零售用户。选择进入零售市场的电力用户为零售用户。按月将零售用户分为交易零售用户和未交易零售用户。购买了电力零售套餐的零售用户为交易零售用户，未购买电力零售套餐的零售用户为未交易零售用户。

第五条 电网企业。在做好结算风险防控措施的情况下，

电网企业与售电公司双方应协商自愿签订结算协议，约定售电公司批零价差收益结算事宜，明确辖区内可结算供电区域范围。

第三章 电力零售套餐

第六条 电力零售套餐。约定了售电公司向零售用户售电资费标准的一种商品。按照出售对象以及公开方式分类，电力零售套餐可分为标准套餐和定制套餐。按偏差处理方式分类，电力零售套餐可分为无偏差电量处理套餐和有偏差电量处理套餐。

第七条 标准套餐。售电公司在云南电力零售交易平台中挂牌，满足套餐购买条件的用户有权自主下单购买的电力零售套餐。

第八条 定制套餐。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，不向其他零售用户开放的电力零售套餐。

第九条 零售用户与售电公司选择“超用电量按套餐中清洁能源电量交易价格结算”，且选择少用电量处理规则为“无偏差处理”的电力零售套餐为无偏差电量处理套餐。超用电量处理规则和少用电量处理规则为其他组合的电力零售套餐为有偏差电量处理套餐。

第十条 套餐参数。电力零售套餐中对零售交易核心条款的约定。基础套餐参数包括交割时间、清洁能源电量交易价格、燃煤电量交易价格、交易电量、超用电量处理规则、少用电量处理规则、提前解约费用、是否允许买家单方解约。

基础套餐参数的控制要求如下：

（一）交割时间。电力零售套餐中，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。现阶段，交割起始时间不早于次月，交割终止时间默认不超过当年年底。待具备条件后，电力零售套餐可跨自然年执行。

（二）交易价格。电力零售套餐中，售电公司分别向零售用户约定清洁能源电量交易价格、燃煤电量交易价格，需满足下列条件：

1. 交易价格最小单位为每千瓦时 0.00001 元。

2. 为有效防范市场风险，交易价格需直接约定电能价格。若电网企业、售电公司、电力用户另有约定，可按三方约定另行处理。

3. 交易价格为平时段价格。零售用户按照云南省最新分时电价政策明确的浮动标准执行。

4. 按价格形式，交易价格分为固定价格和联动价格，每个零售套餐中，清洁能源电量交易价格与燃煤电量交易价格分别只能约定一种价格形式。

（1）固定价格。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。为保障市场稳定运行，防止出现较大量级的电价误填报，恶意申报不合理电价扰乱市场秩序等行为，固定价格应在合理区间范围内签订。清洁能源电量交易价格合理范围取值为上年同期清洁能源上

调服务基准价的 50%至云南省燃煤发电基准价向上浮动 20%之间,燃煤电量交易价格合理范围取值为燃煤基准价格上下浮动 20%之间,高耗能用户不受上浮 20%限制。启动零售交易时,上年同期清洁能源上调服务基准价未公布的,采用往前一年递推的月度值。

(2) 联动价格。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。联动后的交易价格应在合理区间范围内,其与固定价格的合理范围取值保持一致。清洁能源电量交易价格的基础联动基准价格包括云南电力市场批发交易中的清洁能源市场月度上调服务基准价、清洁能源市场月度偏差电量基准价、售电公司批发结算电能折价等;燃煤电量交易价格的基础联动基准价格包括云南电力市场批发交易中的燃煤市场月度上调服务基准价、燃煤市场月度偏差电量基准价、售电公司批发结算电能折价等。其中,燃煤市场月度上调服务基准价与燃煤市场月度偏差电量基准价区分褐煤、烟煤无烟煤价格,并每月按照零售用户的应购买煤种匹配相应价格;若清洁能源电量交易价格约定为与售电公司批发结算电能折价联动,则燃煤电量交易价格须与清洁能源电量交易价格保持一致;售电公司批发结算电能折价为:

$$\bar{P}_{\text{批发}} = \frac{f_{\text{售电公司批发交易}}}{\Omega}$$

上式中, $f_{\text{售电公司批发交易}}$ 为售电公司批发市场月度交易结算电费,算法详见《云南电力市场结算实施细则》(V2.0 版);

$Q_{\text{用户合计}}$ 为售电公司当月签约用户合计用电量。 $f_{\text{售电公司批发交易}}$ 和 $Q_{\text{用户合计}}$ 均在每月零售用户结算前锁定，不随后续因零售用户抄表、计量差错等原因导致的电量差错引起的差错清算而调整。

选择按比例联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = \varepsilon \times P_{\text{联动基准}}$$

其中， ε 为交易价格联动比例，联动比例合理范围取值为 0.8 至 1.2 之间，若选择联动售电公司批发结算电能折价，则联动比例合理范围取值为 0.95 至 1.05 之间。

选择按固定值联动的，交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = P_{\text{联动基准}} + \lambda$$

其中， λ 为联动固定值，联动固定值合理范围取值为每千瓦时 -0.1 元至 0.1 元之间，若选择联动售电公司批发结算电能折价，则联动固定值合理范围取值为每千瓦时 -0.01 元至 0.01 元之间。

若新增价格联动方式，其联动后的交易价格 $P_{\text{交易}}$ 为：

$$P_{\text{交易}} = P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}$$

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。

（三）交易电量。电力零售套餐中，双方约定在交割时间内进行交割的总电量。交易电量最小单位为 0.0001 万千瓦时。有偏差电量处理套餐的交易电量为必填参数，无偏差电量处理套餐的交易电量为选填参数。

（四）超用电量处理规则。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。超用电量价格为平时段价格，按价格形式，超用电量价格分为超用固定价格和超用联动价格，零售套餐中每段超用电量的价格只能约定一种价格形式。

1. 超用固定价格。超用固定价格合理范围取值为上年同期上调服务基准价的 50% 至云南省燃煤发电基准价向上浮动 20%（高耗能用户不受限制）之间。启动零售交易时，上年同期上调服务基准价未公布的，采用往前一年递推的月度值。

2. 超用联动价格。联动后的超用电量价格应在合理区间范围，其与超用固定价格的合理范围取值保持一致。超用联动价格的基础联动基准价格包括云南电力市场批发交易中的清洁能源市场月度上调服务基准价、清洁能源市场月度偏差电量基准价、套餐中清洁能源电量交易价格等。

选择按比例联动的，超用电量价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = \varepsilon_{\text{超用}} \times P_{\text{联动基准}}$$

其中， $\varepsilon_{\text{超用}}$ 为超用价格联动比例，联动比例合理范围取值为 0.8 至 1.2 之间。

选择按固定值联动的，超用电量价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = P_{\text{联动基准}} + \lambda_{\text{超用}}$$

其中， $\lambda_{\text{超用}}$ 为联动固定值，联动固定值合理范围取值为每千瓦时 -0.1 元至 0.1 元之间。

若新增价格联动方式，则其联动后的超用电量价格 $P_{\text{超用}}$ 为：

$$P_{\text{超用}} = P_{\text{联动基准}}^{\text{新增方式}}$$

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。少用电量最多支持三段结算，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电费。少用电量电价标准 $P_{\text{少用}}$ 的价格形式为固定价格，且应在合理范围区间内，取值为每千瓦时 0 元至 0.1 元之间。

（六）提前解约费用。电力零售套餐中，约定零售用户要求单方面解除零售交易合同时，需向售电公司补偿的金额。零售用户无需在签约时向售电公司支付提前解约费用，仅需在要求单方面解除零售交易合同时向售电公司支付，支付成功后零售交易合同解除。零售用户需支付的提前解约费用 $S_{\text{解约费用}}$ 为：

$$S_{\text{解约费用}} = \max \left[S_{\text{最低限额}}^{\text{解约费用}}, P_{\text{解约费用}} \times \max (Q_{\text{未交割}i}, \dots, Q_{N_{\text{订单}}}) \right]$$

其中， $S_{\text{最低限额}}^{\text{解约费用}}$ 为售电公司设置的提前解约费用最低限额， $P_{\text{解约费用}}$ 为售电公司设置的提前解约费用收取标准， $Q_{\text{未交割}i}$ 为第 i 个未交割月的交易电量，若未设置交易电量，则取对应月份零售用户用电需求默认值， $N_{\text{订单}}$ 为交易的交割月份数。

提前解约费用最低限额由售电公司在 100 至 1000 元之间进行自主设置，提前解约费用收取标准由售电公司在每千瓦时 0 至 0.1 元之间进行自主设置。

（七）是否允许买家单方解约。电力零售套餐中，对解约方式的约定。允许买家单方解约的，下单成功后，零售用户可单方面无条件解除零售交易合同；不允许买家单方解约的，下单成功后，零售用户可在支付提前解约费用后单方面解除零售交易合同，或与售电公司协商一致并操作确认后解除零售交易合同，双方一致同意解除零售交易合同的，零售用户无需支付提前解约费用。

第四章 零售交易组织

第一节 基本要求

第十一条 交易要求。零售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，零售用户的同一交易单元只能向一家售电公司购电、签订零售交易合同，且全部电量均通过该售电公司购买。

第十二条 交易单元要求。零售用户在交易时可选择按企业交易单元（统一社会信用代码）或营销户号交易单元进行交易。在一个最小交易周期（一个月）内，零售用户只能选择一种交易单元模式。

第十三条 时间要求。零售交易合同的签订、变更与解除须在交割月前完成，按自然月生效。零售交易合同签订周期不低于一个月。

第二节 零售交易

第十四条 按照零售用户购买电力零售套餐的类型，零

售交易分为标准套餐交易、定制套餐交易。

第十五条 用电最高电压等级 10 千伏以上（不含 10 千伏）的零售用户可购买有偏差电量处理套餐，其余用户须购买无偏差电量处理套餐。若零售用户按企业交易单元交易，则下单时该企业下至少应有一个具备零售交易资格的营销户号。

第十六条 标准套餐交易

标准套餐交易包括六个环节：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。

（一）标准套餐配置。售电公司在满足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。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挂牌的行为。

（三）下单。零售用户从各售电公司已上架标准套餐中选定意向套餐的行为。

（四）确认套餐信息。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；确认拒绝的，交易失败。

（五）确认协议信息。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；确认拒绝的，交易失败。

（六）售电公司审核。售电公司根据标准套餐配置时，设置的套餐审核条件对零售用户下单进行审核，审核条件

可设置为用电最高电压等级 10 千伏以上（不含 10 千伏）的零售用户、所有零售用户或无需审核。审核通过，交易成功；审核拒绝，交易失败。

第十七条 定制套餐交易

定制套餐交易分为六个环节：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。

（一）零售用户要约邀请。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多个售电公司定向发布的要约邀请。

（二）售电公司响应。售电公司接受要约邀请，或主动创建向零售用户售电意向的行为。

（三）售电公司定制。售电公司对已响应要约邀请或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、确认协议信息等两个环节与标准套餐成交流程对应环节交易要求一致。

第十八条 经零售用户授权同意后，售电公司可查看其历史用电数据、用电量等信息。

第十九条 为避免售电公司在参加年度批发交易时用电需求值暂时受限，昆明电力交易中心可根据市场需要，组织开展售电公司与其存量零售用户通过自主协商“预建立”零售关系。零售关系“预建立”不约定交易量价等套餐参数，交割时间默认为次年全年，不对零售用户后续购买零售套餐造成限制与影响，仅用于计算售电公司年度批发交易的用电需求值。零售用户正式购买零售套餐或年度批发交易申报截止后，“预建立”零售关系自动失效。

若售电公司与零售用户协商零售交易合同为跨年执行合同，则次年“预建立”关系自动建立，无需双方确认，若同一零售用户签订多笔跨年执行的零售交易合同，则以最后签订的一笔为准。

第三节 零售套餐变更

第二十条 零售交易合同签订后，零售用户和售电公司协商一致，或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，或正在交割中的月度不可变更。

第四节 零售交易合同解除

第二十一条 零售交易合同解除指的是交易双方当事人中的一方或双方，依照本管理办法规定，解除零售交易合同的行为。按照零售交易合同解除的方式，分为提前解除和到

期终止。

第二十二条 零售交易合同提前解除

零售交易合同有效期内，交易双方按照零售套餐中提前解约费用和是否允许买家单方解约的约定，通过支付提前解约费用、双方协商等方式解除零售交易合同。

零售交易合同有效期内，因法律法规、国家和云南省有关政策要求调整，造成零售交易合同不符合最新要求的，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交易合同变更，售电公司和用户未在规定时间内按要求完成零售交易合同变更的，双方零售交易合同解除。

零售交易合同有效期内，零售用户、售电公司因退出市场等原因不能继续履约电力零售交易合同的，双方零售合同解除。

第二十三条 提前解约费用支付

通过支付提前解约费用方式解除零售交易合同的，零售用户须使用其企业对公账户（若零售用户为个体工商户，则可使用其营业执照中经营者的个人银行账户），按照零售交易合同中约定的提前解约费用金额，使用云南电力零售交易平台提供的付款方式和付款渠道足额支付提前解约费用，并完成相关系统操作。

零售用户完成提前解约费用支付并完成相关操作后，若需售电公司审核的，售电公司应在云南电力零售交易平台要

求的时限内完成审核，超过要求时限未审核的，云南电力零售交易平台将默认审核通过。

售电公司须确保收款账户始终处于正常状态，不得以任何方式阻挠零售用户支付提前解约费用；零售用户完成提前解约费用支付并完成相关操作后，若需售电公司审核的，除零售用户未按上述要求支付提前解约费用或费用未到账情况外，不得以其他任何理由审核拒绝。若售电公司出现上述行为，经昆明交易中心提醒后拒不整改的，将纳入负面行为管理。

交易双方完成提前解约费用付款及其他相关操作后，零售交易合同解除，且不会因提前解约费用退款等原因再次生效。若需对已支付的提前解约费用进行退款的，相关售电公司、零售用户应自行协商处理。

第二十四条 零售交易合同到期终止。电力零售套餐正常交割结束后，双方零售交易合同自动到期终止。

第二十五条 零售交易合同解除仅针对尚未开始交割的月度，已经完成交割，或正在交割中的月度不受影响。

第五节 企业交易单元分配

第二十六条 企业交易单元分配。将用户按企业交易单元成交结果分配至该企业具备零售交易资格的营销户号的行为。

(1) 交易电量分配

若企业具备零售交易资格的营销户号合计用电量不为0，则营销户号j交割月分配的交易电量 $Q_{\text{营销户号}j}^{\text{分配}}$ 为：

$$\sum_{i=1} Q_{\text{营销户号}i}^{\text{用电}}$$

其中， $Q_{\text{企业}}^{\text{交易}}$ 为交割月交易电量（未填写交易电量的套餐交易电量视为 0）， $N_{\text{绑定}}$ 为交割月企业具备零售交易资格的营销户号数量， $Q_{\text{营销户号}i}^{\text{用电}}$ 为电网企业每月冻结的营销户号 i 在交割月的营销计费账务数据电量。

若企业具备零售交易资格的营销户号合计用电量为 0，则营销户号 j 交割月交易电量 $Q_{\text{营销户号}j}^{\text{分配}}$ 为：

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

(2) 各段超用电量上限及少用电量上限与交易电量分配方式相同。

(3) 营销户号分配的交易价格、超用电量价格、少用电量价格与企业交易单元交易结果相同。

(4) 企业交易单元分配结果不随后续因零售用户抄表、计量差错等原因导致的电量差错引起的差错清算而调整。

第五章 交易风险防控

第二十七条 为有效防范市场风险，保障电力零售市场平稳有序运行，云南电力零售市场在交易过程中采用逐日盯市风险测算进行市场风险防控。

第二十八条 逐日盯市风险测算。每个工作日，昆明电力交易中心根据最新的批发交易、零售交易数据，滚动测算当月与电网结算售电公司批零价差收益 $S_{\text{逐日价差收益}}$ 。 $S_{\text{逐日价差收益}}$ 测算算法为：

$$S_{\text{逐日价差收益}} = S_{\text{零售收入测算}} - S_{\text{批发成本测算}}$$

式中， $S_{\text{零售收入测算}}$ 为售电公司零售收入测算值，计算方式为：

$$S_{\text{零售收入测算}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{零售}}} (P_{\text{零售}}^i \times Q_{\text{零售}}^i)$$

式中， $N_{\text{零售}}$ 为交割月向售电公司购买了符合本细则套餐参数要求的电力零售套餐，且经所属电网企业确认所属供电区域交割月可结算的零售用户数量， $P_{\text{零售}}^i$ 为电力用户 i 清洁能源电量交易价格， $Q_{\text{零售}}^i$ 为电力用户 i 零售交易电量，若交易电量为 0，则取零售用户对应月份的用电需求值。

非现货结算期间， $S_{\text{批发成本测算}}$ 为售电公司批发购电成本测算值计算方式为：

$$S_{\text{批发成本测算}} = S_{\text{批发成本测算(非现货)}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{零售}}} Q_{\text{零售}}^i}{Q} [P_{\text{批发交易}} \times Q_{\text{批发交易}} + U1 \times P_0 \times Q_{\text{超用测算}} + U2 \times P_0 \times Q_{\text{少用测算}}]$$

式中， $Q_{\text{能力}}$ 为售电公司当月月度交易能力， $Q_{\text{批发交易}}$ 为售电公司当月批发市场成交电量（含年度交易、月度交易、日前交易等）， $P_{\text{批发交易}}$ 为售电公司当月批发市场成交电量均价（不包括燃煤电量交易）， P_0 为清洁能源市场月度上调服务基准价， $U1$ 为售电公司超用电量惩罚系数， $U2$ 为售电公司少用电量惩罚系数。

$Q_{\text{超用测算}}$ 为售电公司超用电量测算值，计算方式为：

$$Q_{\text{超用测算}} = \max(Q_{\text{能力}} - Q_{\text{批发交易}}, 0)$$

$Q_{\text{少用测算}}$ 为售电公司少用电量测算值，计算方式为：

$$Q_{\text{少用测算}} = \min(Q_{\text{能力}} - Q_{\text{批发交易}}, 0)$$

现货结算期间， $S_{\text{批发成本测算}}$ 为售电公司批发购电成本测算值，计算方式为：

$$S_{\text{批发成本测算}} = \max\left\{\left(\sum_{t=1}^T S_{\text{日清分}, t}\right) \div T \times M, S_{\text{批发成本测算（非现货）}}\right\}$$

M 为开展现货结算月份的天数， T 为 M 月日清分的天数， $S_{\text{日清分}, t}$ 为售电公司第 t 天的日清分结算结果。

第二十九条 逐日盯市风险测算结果向售电公司、与售电公司开展结算业务的电网企业公布。

第三十条 昆明电力交易中心可结合云南电力零售市场运行情况及云南电力现货市场开展情况，对套餐参数构成、形式、控制要求、交易约束条件、可变更套餐参数范围、 $S_{\text{零售收入测算}}$ 与 $S_{\text{批发成本测算}}$ 计算方式等提出调整建议，经云南电力市场管理委员会讨论通过，并报云南省发展和改革委员会、云南省能源局、国家能源局云南监管办公室审定后执行，同时在执行前通过云南电力零售交易平台向经营主体公告。

第六章 电力零售交易平台

第三十一条 云南电力零售平台（宣传名：“来淘电”平台）是云南电力市场电力零售交易的唯一官方平台，云南电力市场零售交易、结算及相关管理均通过云南电力零售平台开展。零售用户和售电公司在云南电力零售平台上签订的零售交易合同是昆明电力交易中心认可并执行的唯一合同依据。

第三十二条 昆明电力交易中心负责云南电力零售交易平台的建设与运营。

第三十三条 零售用户在云南电力零售交易平台进行零售交易合同签约、变更、解约等各项关键操作时，须通过电子营业执照、短信验证码等方式进行身份认证。零售用户应妥善保管其在云南电力零售交易平台上的账号、密码、手机号码、手机验证码等信息，不得向他人泄露，否则由此造成的经济损失等由零售用户自行承担。零售用户在云南电力零售交易平台的所有操作均默认由企业管理员或交易员本人完成，并依法承担相应责任。

第三十四条 参与零售交易的双方可在云南电力零售交易平台进行互相评价，评价规则详见《云南电力市场信用管理实施细则》。

第三十五条 信息管理。零售交易合同签订前，零售用户可将电量数据以及用户信息在云南电力零售交易平台分享给售电公司，便于售电公司提供适合的电力零售套餐。售电公司对零售用户信息负保密责任，不得以任何方式泄漏所接触和知悉的零售用户信息。

第三十六条 若零售用户在云南电力零售交易平台存在同一交割时间内的重复交易，且交易双方未在昆明电力交易中心通知时间内按要求完成处理的，将按零售交易合同在云南电力零售交易平台签订时间排序，后签订的零售交易合同解除。

第三十七条 交易数据核对。昆明电力交易中心应在云南电力零售交易平台上向相关售电公司与零售用户发布用

于结算的零售交易成交结果数据。售电公司与零售用户应及时核对发布数据，若有异议，原则上应在交割月正式结算单发布前反馈，逾期未反馈视同无异议。

第七章 零售用户结算

第三十八条 结算原则

(一) 零售电力用户以营销户号为单位进行结算。

(二) 零售电力用户分为交易、未交易零售用户，结算周期按交割月开展。未交易零售用户结算暂按批发用户结算原则开展，省内保底售电相关文件要求出台后，则按照保底售电相关文件要求执行。

第三十九条 交易零售用户电费结算

(一) 交易零售用户电能电费 $f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{零售用户零售电能}}^{\text{交易}} = f_{\text{零售套餐}}^{\text{交易}} + f_{\text{分摊(分享)}}^{\text{交易}} + f_{\text{批零分摊(分享)}}^{\text{交易}}$$

$$f_{\text{零售套餐}}^{\text{交易}} = f_{\text{合约}}^{\text{交易}} + f_{\text{超用}}^{\text{交易}} + f_{\text{超用调整}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用调整}}^{\text{交易}}$$

其中， $f_{\text{零售套餐}}^{\text{交易}}$ 为零售用户与售电公司签订的零售套餐电费， $f_{\text{合约}}^{\text{交易}}$ 为零售用户合约电量电能电费， $f_{\text{超用}}^{\text{交易}}$ 为零售用户超用电量电能电费， $f_{\text{少用}}^{\text{交易}}$ 为零售用户少用电量电能电费， $f_{\text{少用调整}}^{\text{交易}}$ 为零售用户少用电量调整费用， $f_{\text{超用调整}}^{\text{交易}}$ 为零售用户超用电量调整费用。 $f_{\text{分摊(分享)}}^{\text{交易}}$ 包括市场不平衡资金分摊（分享）以及相关政策中明确的分摊（分享）费用。若该交易零售用户签约售电公司未与电网企业签订结算协议，则 $f_{\text{批零分摊(分享)}}^{\text{交易}}$ 为售电公司批零价差收益分摊或分享电费，该费用由售电公指定与其签约的一户用户进行分摊或分享。

1. 零售用户合约电量电能电费结算

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

其中， $Q_{\text{燃煤}}$ 为零售用户月度实际应购买的燃煤电量，按小时开展用户分时段应购买煤电电量计算（计算值为负时取零），用户月度实际应购买燃煤发电电量为各时段实际应购买燃煤发电电量之和； $Q_{\text{交易}}$ 为月度零售总交易电量扣除已结算燃煤电量（若扣除后的剩余电量小于 0 则取 0）， $Q_{\text{月度}}$ 为零售用户月度用电量扣除已结算燃煤电量（若扣除后的剩余电量小于 0 则取 0）； $P_{\text{清洁}}$ 为零售套餐中约定的清洁能源电量交易价格。

2. 零售用户超用电量电能电费结算

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

(1) 第一段超用电量电能电费 $f_{\text{超用1}}^{\text{交易}}$ 结算

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

$P_{\text{超用1}}$ 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 $f_{\text{超用2}}^{\text{交易}}$ 结算

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

$P_{\text{超用2}}$ 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 $f_{\text{超用}3}^{\text{交易}}$ 结算

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

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

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

3. 零售用户少用电量电能电费结算

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

(1) 第一段少用电量电能电费 $f_{\text{少用}1}^{\text{交易}}$ 结算

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

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

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

$Q_{\text{少用}1}$ 为第一段少用电量上限。

(2) 第二段少用电量电能电费 $f_{\text{少用}2}^{\text{交易}}$ 结算

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

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

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

$Q_{\text{少用}2}$ 为第二段少用电量上限。

(3) 第三段少用电量电能电费 $f_{\text{少用}3}^{\text{交易}}$ 结算

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

$P_{\text{少用}3}$ 为第三段少用电量电价, $Q_{\text{少用}3\text{结算}}$ 为第三段少用电量结

算电量，计算方式为：

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

由于不可抗力因素造成零售用户的偏差电量，可对偏差电费进行相应调整。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。其他可认定为偏差电费调整事项由省级能源主管部门另行明确。

4. 零售用户少用电量电费调整结算

$$f_{\text{少用调整}}^{\text{交易}} = f_{\text{少用调整3}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用调整2}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用调整1}}^{\text{交易}}$$

(1) 第三段少用电量调整费用 $f_{\text{少用调整3}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{少用调整3}}^{\text{交易}} = -\min(Q_{\text{月度少用调整}}, Q_{\text{少用3结算}}) \times P_{\text{少用3}}$$

$Q_{\text{月度少用调整}}$ 为零售用户月度少用电量根据偏差认定情况属于偏差电费调整的电量。

(2) 第二段少用电量调整费用 $f_{\text{少用调整2}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{少用调整2}}^{\text{交易}} = -\min(\max(Q_{\text{月度少用调整}} - Q_{\text{少用3结算}}, 0), Q_{\text{少用2结算}}) \times P_{\text{少用2}}$$

(3) 第一段少用电量调整费用 $f_{\text{少用调整1}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{少用调整1}}^{\text{交易}} = -\min(\max(Q_{\text{月度少用调整}} - Q_{\text{少用3结算}} - Q_{\text{少用2结算}}, 0), Q_{\text{少用1结算}}) \times P_{\text{少用1}}$$

5. 零售用户超用电量调整费用结算

(1) 第三段超用电量调整费用 $f_{\text{超用调整3}}^{\text{交易}}$ 为：

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

$Q_{\text{月度超用调整}}$ 为零售用户月度超用电量根据偏差认定情况属

于偏差电费调整的电量。

(2) 第二段超用电量调整费用 $f_{\text{超用调整2}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{超用调整2}}^{\text{交易}} = -\min(\max(Q_{\text{月度超用调整}} - Q_{\text{超用3结算}}, 0), Q_{\text{超用2结算}}) \times \max(0, P_{\text{超用2}} - P_{\text{清洁}})$$

(3) 第一段超用电量调整费用 $f_{\text{超用调整1}}^{\text{交易}}$ 为：

$$f_{\text{超用调整1}}^{\text{交易}} = -\min(\max(Q_{\text{月度超用调整}} - Q_{\text{超用3结算}} - Q_{\text{超用2结算}}, 0), Q_{\text{超用1结算}}) \times \max(0, P_{\text{超用1}} - P_{\text{清洁}})$$

(二) 售电公司交易零售用户电能电费

交易零售用户结算中，售电公司零售电能电费部分 $f_{\text{零售电能}}$ 为：

$$f_{\text{零售电能}} = f_{\text{合约}}^{\text{交易}} + f_{\text{超用}}^{\text{交易}} + f_{\text{超用调整}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用}}^{\text{交易}} + f_{\text{少用调整}}^{\text{交易}}$$

第四十条 未交易零售用户电费结算

未交易零售用户应公平承担燃煤发电电量，未交易零售用户偏差电量执行 $U_{\text{未交易零售}}$ 倍偏差电量基准价。保底售电公司确定后，按照售电公司保底供电价格结算。

(一) 未交易零售用户电能电费 $f_{\text{零售电能}}^{\text{未交易}}$ 为：

$$f_{\text{零售电能}}^{\text{未交易}} = f_{\text{月电能}}^{\text{未交易}} + f_{\text{分摊(分享)}}^{\text{未交易}}$$

其中， $f_{\text{月电能}}^{\text{未交易}}$ 为按照批发电力用户结算规则计算得到的月度电能电费； $f_{\text{分摊(分享)}}^{\text{未交易}}$ 包括市场不平衡资金分摊（分享）以及相关政策中明确的分摊（分享）费用。

(二) 未交易零售用户纳入不平衡资金为：

$$f_{\text{不平衡}}^{\text{未交易}} = \sum^D \sum^T (U_{\text{未交易零售}} - 1) \times P_{\text{dt清洁}} \times q_t^{\text{未交易偏差}}$$

上式中， $q_t^{\text{未交易偏差}} \geq 0, U_{\text{未交易零售}}$ 取值为 $U1_{\text{未交易零售}}$ ；

$q_t^{\text{未交易偏差}} < 0, U_{\text{未交易零售}}$ 取值为 $U2_{\text{未交易零售}}$ ；

其中，为未交易零售用户在时段 t 的偏差电量； $U1_{\text{未交易}}$

$U_{零售}$ 为未交易零售用户超用电量惩罚系数； $U_{2 未交易零售}$ 为未交易零售用户少用电量惩罚系数，具体取值见《云南电力市场结算实施细则》（V2.0 版）。

第四十一条 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，结算清单发布后的 6 个月内，电网企业可对该结算清单提出差错处理申请，昆明电力交易中心按照电网企业提交的正确用电量进行差错处理。结算清单发布 6 个月后，由供电单位自行开展差错处理。零售交易用户在承担的燃煤费用不变的情况下，按照差错月份的套餐清洁能源电量交易价格进行差错更正，差错月份没有套餐清洁能源电量交易价格的，采用差错月份清洁能源市场偏差电量基准价进行差错更正。

第八章 批零差额电费结算

第四十二条 售电公司批零差额电费结算

售电公司批零差额电费为零售电能电费与批发交易电费之差，即售电公司批零差额电费 $f_{售电公司批零}$ 为：

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

其中，售电公司批发交易电费 $f_{售电公司批发交易}$ 按批发市场方式计算，售电公司零售电能电费 $f_{售电公司零售电能}$ 为归集该售电公司零售市场签约零售用户电能电费 $f_{零售电能}$ 之和。

第四十三条 售电公司批零差额电费清算

售电公司仅依据昆明电力交易中心前序完成的签约零售用户差错处理结果，按照结果电量重新归集正确电量，

根据该电量对售电公司批发交易电费进行清算，并同步清算批零差额电费。

售电公司与电网企业签订结算协议的，因签约零售用户抄表、计量差错等原因产生的批零差额电费，由电网企业与售电公司在后续电费结算中进行退补。售电公司未与电网企业签订结算协议的，因签约零售用户抄表、计量差错等原因产生的批零差额电费，由该签约零售用户承担；若有多户签约零售用户则按正确电量等比例承担批零差额电费；若售电公司仅在批发侧开展差错清算，则批发交易差额电费纳入最近一次正常结算售电公司月度结算的交易电费中。

第九章 附则

第四十四条 本细则与国家最新的政策、规则、文件规定不符的，从其规定。

第四十五条 本细则自印发之日起执行，原有的云南电力市场零售交易管理办法、云南电力市场结算管理办法不再执行。

国家能源局云南监管办公室

2024年12月6日印发
