

云南电力市场结算实施细则

（征求意见稿）

目 录

1. 总则	2
1.1. 制定目的	2
1.2. 适用范围	2
2. 市场结算主要权责	2
2.1. 发电企业主要权责	2
2.2. 售电公司主要权责	3
2.3. 市场用户主要权责	3
2.4. 电网企业主要权责	3
2.5. 昆明电力交易中心主要权责	4
2.6. 云南电力调度控制中心主要权责	5
3. 结算原则	5
3.1. 结算周期	5
3.2. 结算模式	5
3.3. 结算价格	6
3.4. 结算依据管理	6
4. 结算流程	7
4.1. 结算数据准备	7
4.2. 日清分	8
4.3. 月结算	8
5. 批发市场结算	9
5.1. 用户侧结算	9
5.2. 发电侧结算	11
6. 分摊及返还电费	15
6.1. 运行补偿电费和考核返还电费	15
6.2. 用户侧偏差收益转移	17
6.3. 用户侧中长期交易偏差收益回收	18
6.4. 发电侧中长期交易偏差收益回收	19
6.5. 市场不平衡资金	20
6.6. 分摊未付款项	25
7. 辅助服务市场结算	25
7.1. 总体要求	25
7.2. 职责分工	26
8. 退补管理	26
9. 附则	27
附录 1：术语定义	28
附录 2：电量数据拟合办法	31

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）、《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营规则》、《南方区域电力市场结算实施细则》和有关法律、法规、规定，制定本细则。

1.2. 适用范围

本细则适用于电力现货市场运行后的云南电力批发市场电能量交易结算，内容包括：市场结算主要权责、结算原则、结算流程、批发市场结算、退补管理、分摊及返还电费、结算依据管理及其他事项。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。

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、支付交易服务费等。

2.1.2. 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。

2.1.3. 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，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. 按规定完成电费结算、支付交易服务费等。

2.2.3. 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，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。

2.2.4. 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. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同。

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. 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。

2.3.4. 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。

2.3.5. 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，无歧视向电力用户提供报装、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，按照政府性基金及附加等政策要求，出具市场主体的电费账单，负责市场主体的电费结算及收付，及时向电力交易机构反馈市场电费缴付情况。

2.4.4. 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. 参与拟定或根据授权拟定云南省电力市场结算细则，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. 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

2.5.5. 建设和运维交易平台，负责结算功能开发、算法维护等工作。

2.5.6. 组织协调云南省内交易结算问题。

2.5.7. 参与协调跨区跨省交易结算问题。

2.5.8. 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、机组启停次数、必开及热电联产等特殊机组标签、机组考核等结算基础数据。

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. 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. 批发市场采取三部制结算模式：中长期合约全电量结算（含中长期合约阻塞电费），日前市场与中长期市场净合约的偏差电量按日前市场价格结算，实时市场与日前市场的偏差电量按实时市场价格结算。

3.2.2. 中长期合约根据合同约定价格（即按规则分解后的净合约综合价）对中长期净合约电量做全电量结算；中长期合约阻塞电费承担方由合同双方约定，现阶段暂由发电侧按机组（电厂）物理所在节点结算，用电侧按统一结算点结算。

3.2.3. 日前市场根据日前市场交易结果与中长期合约电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格。

3.2.4. 实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）与日前市场交易结果的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

3.2.5. 电网企业代理购电的市场电量，采用现货偏差结算方式开展结算。

3.2.6. 按照市场主体“权责对等”的原则，分科目对机组运行补偿电费、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。

3.2.7. 相关结算参数由政府主管部门明确，或由市场运营机构提出，经电力市场管理委员会审议后由政府主管部门审定。

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、返还等电费；
- (5) 结算和收付关系等。

3.4.2. 结算信息发布

结算依据明细按私有信息向市场主体发布，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. 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. 运行日提前 1 个自然日（D-1 日）内完成日前市场出清，运行日（D 日）完成实时市场出清。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：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，按照相应的规则拟合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. 运行日后 2 个工作日（D+2 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 个工作日（D+3 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。

4.1.5. 发电企业分时电量提供的最小单位与《南方区域电力市场运营规则》对发电侧并网主体交易单元规定一致。

4.1.6. 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。

4.2. 日清分

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

4.2.2. 市场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 2 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 4 个自然日（M+4）内完成上月修正电量推送，每月 6 个自然日（M+6）内完成代购电量的推送。

4.3.2. 市场主体月结算数据准备完成后，交易中心在 3 个自然日内，出具市场主体上月月结算临时结果，并发布给市场主体查询确认。

4.3.3. 市场主体在月结算临时结算结果发布后，在 2 个自然日内对结算数据进行确认并反馈意见，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

4.3.4. 交易中心在收到市场主体月度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，发布至市场主体和电网企业。

4.3.5. 电网企业和市场主体收到交易中心结算依据后，按合同约定开展电费结算。

4.3.6. 在日清分、月结算结果确认过程中，交易中心负责对市场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. 批发市场结算

5.1. 用户侧结算

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：

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

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户的分摊电费，具体见 6 章；

$C_{\text{返还}}$ 为用户的返还电费，具体见 6 章。

5.1.1. 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：

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

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户中长期电能量电费；

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

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

5.1.2. 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。

5.1.3. 实时市场偏差结算

用户侧根据用户实际分时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、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：

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

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；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为机组（或电厂）中长期合约阻塞电费收入，包括省内中长期合约阻塞电费和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）计算全电量电费。计算公式为：

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

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。

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. 中长期合约阻塞电费结算

发电侧中长期合约阻塞电费由省内中长期合约阻塞电费和跨省中长期合约阻塞电费组成，即：

$$R_{\text{中长期合约阻塞}} = R_{\text{省内中长期合约阻塞}} + R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$$

其中：

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

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

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

（1）省内中长期合约阻塞电费

发电侧省内中长期合约阻塞电费按照机组（或电厂）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日前市场统一结算点电价的差值结算，计算公式为：

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

其中：

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

$Q_{\text{省内中长期净合约},t}$ 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；

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

（2）跨省中长期合约阻塞电费

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. 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. 运行补偿电费和考核返还电费

初期，云南电力市场系统运行补偿电费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。考核返还电费结合市场发展进行研究完善。

6.1.1 运行补偿电费

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市

场中的收益不能覆盖发电机组产生的运行成本费用（含最小稳定技术出力成本，下同）或发电机组的电能量报价费用（含最小稳定技术出力费用，下同）及启动费用：

（1）当发电机组出力达到出力上下限约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（2）当发电机组出力达到有功功率调节速率约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（3）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时增加发电机组出力或临时安排发电机组开机，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（4）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时压减发电机组出力或临时安排发电机组停机，造成发电机组在现货市场偏差结算中亏损；

（5）由于系统运行需要安排发电机组在运行日开机，产生了相应的启动费用，发电机组在电能量市场中的收益无法覆盖启动费用；

（6）当发电机组生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及现货结算电量占比计算发电机组系统运行补偿费用，对相关补偿费用进行补偿。

发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算。

6.1.2 运行补偿电费分摊

运行补偿费用以月度为单位，由批发交易用户（含售电公司）以及代理购电用户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。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

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，用户偏差收益转移电费以月度为单位，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：

$$\begin{aligned} & \text{当 } Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0), \text{ 且 } P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t} \text{ 时,} \\ & C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t}); \\ & \text{当 } Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0), \text{ 且 } P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t} \text{ 时,} \\ & C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}) \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})]。 \end{aligned}$$

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 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收（可根据市场运行情况适时调整）。对允许负偏差范围外的电量部分，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 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收（可根据市场运行情况适时调整）。对允许负偏差范围外的电量部分，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：

$P_{\text{机组度电回收价格}}$ 为机组（或电厂）度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 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；

$P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}$ 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；

$R_{\text{跨省送电不平衡（省间）}}$ 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；

$R_{\text{跨省送电不平衡（省内）}}$ 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 $R_{\text{跨省送电不平衡（省间）}}$ 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按送电类别出具的结算依据执行。

（2）跨省送电省内不平衡电费

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

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

其中：

$R_{\text{跨省送电不平衡(省内) } i, t}$ 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 时段的跨省送电省内不平衡电费；

$Q_{\text{跨省日前 } i, t}$ 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 时段的跨省日前出清电量；

$P_{\text{日前送出侧关口, } t}$ 为日前市场 T 时段云南送出侧关口电价；

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

$Q_{\text{跨省实时 } i, t}$ 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 时段的跨省实时结算电量；

$P_{\text{实时送出侧关口, } t}$ 为实时市场 T 时段云南送出侧关口电价；

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

$Q_{\text{跨省中长期 } i, t}$ 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）；

$Q_{\text{跨省日前, } t}$ 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 时段的跨省日前出清电量；

$Q_{\text{跨省实时},t}$ 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 时段的跨省实时结算电量。

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等比例承担。

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。

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：

$$R_{\text{现货市场部分阻塞盈余}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{跨省总费用}}) - (R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{省间分摊或返还}}) - R_{\text{发用电量不平衡偏差}}$$

其中： $C_{\text{跨省总费用}}$ 为参与跨区跨省交易的送出侧市场主体电能量电费，根据广州电力交易中心出具的结算依据执行。

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：

(1) 当 $Q_{\text{市场化电厂上网电量}} < Q_{\text{省内市场化用户用电量}}$ 时，

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

$R_{\text{计划市场不平衡}}$ 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；

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

$Q_{\text{西电市场化},t}$ 为西电东送市场化 T 时段送电量；

$P_{\text{送出侧关口实时},t}$ 为送出侧关口实时 T 时段结算点电价；

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

(2) 当 $Q_{\text{省内市场化用户用电量}} \leq Q_{\text{市场化电厂上网电量}} \leq Q_{\text{省内市场化用户用电量}} + Q_{\text{西电东送市场化}}$ 时，市场化电厂、优先电厂各自承担一部分西电东送市场化电量。

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

$R_{\text{计划市场不平衡}}$ 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；

$Q_{\text{西电市场化},t}$ 为西电东送市场化 T 时段送电量；

$P_{\text{优先发电},t}$ 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，由直接参与市场化交易的在册电力用户（含批发和零售）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考核和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

当市场主体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，该款项以月度为单位，按用电量比例由用户侧分摊，具体规定另行制定。

7. 辅助服务市场结算

7.1. 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。

7.2. 职责分工

7.2.1. 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。

7.2.2. 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。

8. 退补管理

8.1. 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，由交易中心根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 6 个月。

8.2. 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。

8.3. 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实时市场月度加权平均综合电价进行偏差结算，清算退补金额在最近一次结算周期中体现。同时，结合差错更正结果对不平衡资金进行清算，原则上不平衡资金差错清算工作按年度进行开展，退补结算不平衡资金年末进行分摊返还。

8.4. 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，交易中心应按照规则开展

退补结算。

8.5. 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。

9. 附则

本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

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：是指根据交易规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，或市场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）中长期合约阻塞电费：是指中长期合约发电节点与合

约电量结算参考点间的价差引起的阻塞电费。

（19）净合约电量：是指交易后市场主体原有净合约电量与交易电量的代数和。

（20）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市场主体持有的净合约量单价。

（21）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

对于参与市场交易的用户或发电企业,截至 D+2 天 12:00 时,计量系统仍无法采集到其电表数据或电表数据存在异常(倒走、跳变等),异常数据需剔除按未采集处理,则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算,拟合规则如下:

1、当主计量自动化终端采集主表数据缺失时,切换至备终端采集的主表数据;当主、备终端采集主表数据均缺失时,如主终端采集副表成功有电量数据,则所缺电量数据采用主终端采集副表数据进行近似拟合;如主终端采集副表无数据,备终端采集副表成功有电量数据,则所缺电量数据采用备终端采集副表数据进行近似拟合。

2、当双表采集均失败无电量数据时,电量拟合规则如下:

(1) 当连续时间点内缺点数小于等于 3 小时,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。

(2) 当连续时间点内缺点数大于等于 4 个时且小于 72 小时,取主表同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合。按时间属性,日期暂定分为三种:工作日、双休日和小长假(元旦、五一、清明等)、大长假(春节、国庆)三类;每天内的时间区段定义为(D 日 1:00-D+1 日 0:00),即 D+1 日 0:00 点数据为定义为 D 日数据。

具体拟合规则如下:

a. 如果缺点时间段区间在工作日内，按前 7 个工作日的同时段平均电量值进行拟合处理。如：2022 年 4 月 19 日（星期二）1:00-5:00 缺数，以 4 月 8、11、12、13、14、15、18 日 1:00-5:00 的平均电量值进行拟合。

b. 如果缺点时间段区间在双休日或小长假（元旦、五一、清明等）内，按最近三个双休日的同时段平均电量值进行拟合处理。如：2022 年 4 月 23 日（周六）2:00-6:00 缺数，则用 2022 年 4 月 2、3、9、10、16、17 日 2:00-6:00 数据的平均电量值进行拟合。

c. 如果缺点时间段区间在法定大长假（春节、国庆）内，在 D+3 日按上年同一假期的时段平均电量值拟合处理，无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理；在 M+3 日按大长假其他未缺点日期的同时段平均电量值进行拟合处理并修正。如：2021 年 10 月 2 日（国庆）2:00-6:00 缺数，则 2021 年 10 月 5 日用 2020 年 10 月国庆 7 天的 2:00-6:00 的平均电量值拟合处理；2021 年 11 月 3 日用 2021 年 10 月 1、3、4、5、6、7 日 2:00-6:00 数据的平均电量值进行拟合并替换之前拟合的数据。

d. 如果缺点时间段区间在横跨工作日、双休日或小长假、大长假时间段内，按以缺点时段的开始时间所属时间属性数据进行拟合处理。

3、当连续时间点内缺点数大于 72 小时，且缺点区间前

后表码之差（终止表码-起始表码）小于等于 5 时，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。

4、采用拟合电量数据进行结算，如跨越结算期重新获得电表实际表码，且当日拟合总电量偏差超过实际电量-10%或+10%时，则按照电量追补原则进行处理。

5、换表事件处理。由于换表期间造成表码缺失，根据换表起止时间，若换表前最后一个整点表码缺失，则将旧表止码替换为该点表码；若换表后第一个整点表码缺失，则将新表起码替换为该点表码。