

广西电力批发市场交易结算实施细则 (现货环境下) (试运行 3.0 版)

1 总则

1.1 制定目的

为规范广西电力市场现货结算工作，提高结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算机制，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、《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）、《南方区域电力市场运营规则》、《广西电力市场运营规则》等文件和有关法律法规规定，结合广西电力市场建设实际，制定本规则。

1.2 适用范围

本细则主要适用于现货环境下的广西电力批发市场电能交易结算，内容包括：主要权责、结算原则、结算流程、批发市场结算、网间结算、退补管理、返还电费及分摊电费。

涉及绿色电力交易、需求侧响应交易等结算，按照相关方案和规则执行。

2 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等。

2.1.2 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

2.1.3 获取、查看本企业上网电量、交易结算依据以及电费账单，按规定时间核对、确认其完整性和准确性并反馈意见。

2.1.4 负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

2.1.5 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

2.2 电力用户主要权责

2.2.1 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同或零售合同，按规定完成电费结算等。

2.2.2 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

2.2.3 获取、查看本企业用网电量、交易结算依据以及电费账单，按规定时间核对、确认其完整性和准确性并反馈意见。

2.2.4 按时足额缴纳相关电费，包括但不限于电能量电费、输配电费、政府性基金及附加等费用。

2.2.5 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

2.3 售电公司主要权责

2.3.1 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同及零售合同，向电网企业支付或收取电费。

2.3.2 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

2.3.3 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅电量数据。

2.3.4 获取、查看本企业用网电量、交易结算依据以及电费账单，按规定时间核对、确认其完整性和准确性并反馈意见。

2.3.5 按照有关规定，将代理零售用户计量结算的信息和数据进行涉密管理。

2.3.6 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

2.4 电网企业主要权责

2.4.1 依法依规披露和提供信息，按照结算工作要求向交易中心提供支撑结算所需的相关基础数据，并保证数据交互的完整性、准确性和及时性。

2.4.2 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。

2.4.3 其他电网（增量配电网）可获取、查看趸售（网间）网电量、交易结算依据以及电费账单，按规定时间核对、确认其完整性和准确性并反馈意见。

2.4.4 省级电网获取、查看电网代购（投放）交易的交易结算依据，按规定时间核对、确认其完整性和准确性并反馈意见。

2.4.5 根据交易中心出具的结算依据，按照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。

2.4.6 组织协调计量和电费结算有关问题，参与协调交易结算有关问题。

2.4.7 按照有关规定，将市场经营主体计量结算的信息和数据进行涉密管理。

2.4.8 负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

2.4.9 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

2.5 调度机构主要权责：

2.5.1 向交易中心提供日前及实时市场出清电量、出清价格以及发电企业运行补偿费用、供热机组申报供热流量曲线偏差率考核电费、机组日内临时非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核电费、机组限低考核电费等数据。

2.5.2 配合交易中心出具结算依据，参与协调交易结算问题。

2.5.3 按照有关规定，将市场经营主体计量结算的信息和数据进行涉密管理。

2.5.4 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

2.6 交易中心主要权责：

2.6.1 负责汇总交易结算基础数据，按规定对数据获取完整性、准确性、及时性等情况进行督促。

2.6.2 负责交易结算计算，并保证结算的准确性和及时性。

2.6.3 依法依规披露和提供信息，负责通过电力交易平台向市场经营主体及电网企业出具交易结算依据，提供结算相关服务。

2.6.4 组织协调交易结算有关问题，参与协调电费结算有关问题。

2.6.5 按照有关规定，将市场经营主体计量结算的信息和数据进行涉密管理。

2.6.6 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3 结算原则

3.1 结算周期

电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，以小时为基本计算时段，以日为电费计算周期，出具日清分临时结算结果，并按月出具结算依据及开展电费结算，根据需要开展退补清算。其中月度指自然月1日0时整至月末最后1日24时整（下同）。

零售市场以月度为周期开展电费结算，出具结算依据。

3.2 结算模式

3.2.1 经营主体采取三部制结算模式。

3.2.2 中长期市场根据经营主体的合同约定价格对中长期合约电量做全电量结算。

3.2.3 日前市场根据经营主体的日前市场交易结果与中长期合约电量的电量差值做偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格。

3.2.4 实时市场根据经营主体的市场化上网电量或上网电量（简称“市场电量”，下同）与日前市场交易结果的电量差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。用电经营主体的市场电量不含留成电量。

3.2.5 每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先明确分摊（返还）方式。

3.2.6 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，由电网企业承担电力用户欠费风险；售电公司按照交易中心出具的结算依据与省级电网进行电费结算。

3.2.7 电力用户及其他电网的输配电费（含基本电价）、政府性基金及附加、差别电价、功率因数调整电费、因保障居民和农业用电价格稳定产生的月度新增损益、辅助服务费用等据实收取，上述费用均由电网企业根据有关规定进行结算。

3.3 现货市场结算电价

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。

3.4 绿色电力交易电能量与绿色电力环境价值（绿证价格）分开结算，其中绿色电力交易电能量费用以小时为基本计算时段，绿色电力环境价值费用以月为基本计算时段。

3.5 电力市场结算采用统一单位。其中：

3.5.1 电量单位为兆瓦时，保留三位小数；

3.5.2 电价单位为元/兆瓦时，保留三位小数；

3.5.3 电费单位为元，保留两位小数。

3.6 批发交易用户电费支出为正，收入为负；发电企业电费支出为负，收入为正。

4 结算流程

4.1 结算数据准备

4.1.1 中长期交易电量在交易时生成日分时曲线。

4.1.2 广州交易中心在 D-1（D 日为运行日，下同）将 D 日报量报价机组的日前市场交易结果传递至广西交易中心（简称“交易中心”，下同），在 D+3 日将 D 日报量报价机组的实时市场交易结果传递至交易中心；调度机构在 D+3 将 D 日不报量报价机组的日前市场交易结果和实时市场交易结果传递至交易中心。

4.1.3 交易中心在获取 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用电侧分时结算电价。

4.1.4 运行日后第 3 天（D+3 日）17:00 前，电网企业

分别以营销结算单元和计量点为最小单位，将运行日（D日）市场电源、市场用户的小时电量数据推送给交易系统。

4.1.5 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，拟合办法详见附录 2。

4.1.6 广州交易中心在规定时间内将跨区跨省日清分结果传递至广西电力交易中心。

4.1.7 调度机构应于 D+5 日前向交易中心提供运行补偿费用及考核费用计算结果，交易中心在发布日清分临时结果时同步向经营主体公布。

4.2 日清分

4.2.1 数据准备完成后，交易中心在 3 日内计算并发布日清分临时结算结果。

4.2.2 经营主体在日清分临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费以及运行补偿及考核费用进行确认，在 1 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 对电量的申诉由电网企业负责处理；对运行补偿及考核费用的申诉由调度机构负责处理；对其余结算数据申诉由交易中心负责处理。

4.2.4 交易中心根据各方处理意见，次月 8 日前对当月需调整的日清分临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

4.3 月结算

4.3.1 在 M+3 日（M 为运行月次月，下同）18 时前，电网企业以各日的日清分档案为基准，做好日清分档案校核并

向交易中心反馈运行日的日清分差异档案。

4.3.2 在 M+4 日 9 时前，交易中心根据电网企业反馈的日清分差异档案形成月结应用的日清分档案。电网企业以日清分档案修正清单为基准，向交易中心提供经营主体（含其他电网、增量配电网）完整的日分时修正电量。

4.3.3 在 M+6 日 12 时前，电网企业以月结应用的日清分档案为基准，向交易中心重新推送全月各日的日分时电量，交易中心在 M+6 日 18 时前将发电交易单元的日分时上网电量提供至调度机构。

4.3.4 在 M+7 日 12 时前，调度机构将机组考核与补偿费用的重算结果提供至交易中心。

4.3.5 在 M+8 日 17 时前，交易中心完成省内日清分重算和临时结果发布，经营主体在 1 个自然日内对结算电量、电价、电费进行查询并反馈相关意见。

4.3.6 在 M+9 日 17 时前，交易中心完成月度结算数据并单处理。

4.3.7 在 M+10 日 12 时前，交易中心发布经营主体月度临时结算依据；经营主体应在 M+11 日 12 时前对临时结算依据的相关数据进行核对，并在交易系统进行确认或申诉。逾期未确认或申诉的，视为无异议，临时结算依据将自动确认。交易中心、电网企业和调度机构应根据申诉内容在 1 日内完成申诉处理。

4.3.8 若申诉内容涉及发电企业日分时上网电量的调整，电网企业应于 M+11 日 12 时前提供修正电量。交易中心

应于 M+11 日 13 时前将修正后的发电企业日分时上网电量提供至调度机构，调度机构应于 M+12 日 12 时前，将考核与补偿费用的重算结果提供至交易中心。

4.3.9 在 M+12 日 17 时前，交易中心发布月度正式结算依据。

4.3.10 各经营主体应在收到正式结算依据后及时开展资金结算。

4.3.11 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的申诉进行处理，电网企业负责对电量的申诉进行处理，调度机构负责对机组考核与补偿费用的申诉进行处理。

4.3.12 交易中心应按上述工作时间结点和流程，开展市场交易结算工作，如无计划性调整，不另行发布结算时序。如遇计划性调整，应提前 1 个季度予以公开。由于前序业务环节未按时间要求完成的，后续结算时限可对应顺延。

5 批发市场结算

5.1 批发交易用户结算

批发交易用户电能量电费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、市场运行费用以及分摊分享费用等。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{市场运行}} + C_{\text{分摊分享}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为批发交易用户电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为批发交易用户中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为批发交易用户日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为批发交易用户实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{市场运行}}$ 为批发交易用户的市场运行费用，具体见 7 章；

$C_{\text{分摊分享}}$ 为批发交易用户的分摊分享费用，具体见 8 章。

批发交易用户通过“点对点”、“点对网”参与跨区跨省交易的结算机制另行制定。

5.1.1 中长期合约全电量结算

批发交易用户中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照合约分时电量、合约分时价格计算中长期电能量电费。对于批发交易用户，中长期合约电量为正数代表买入电量，支付电费；中长期合约电量为负数代表卖出电量，获得收入。

公式为：

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

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为批发交易用户中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为批发交易用户各中长期合约 T 时段的合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为批发交易用户各中长期合约电量 T 时段对应的合约价格。

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。批发交易用户的前日偏差电量为批发交易用户日前市场申报的分时电量与对应小时中长期净合约电量之间的差额。

日前偏差电量电费为日前偏差电量与日前市场统一结算点电价的乘积。公式为：

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

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

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为批发交易用户日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为批发交易用户日前市场申报的 T 时段需求电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为批发交易用户 T 时段的中长期净合约电量；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为批发交易用户各中长期合约 T 时段的合约电量；

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

5.1.3 实时市场偏差结算

根据批发交易用户实际分时市场电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以实时市场统一结算点电价计算批发交易用户的实时偏差电量电费。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：

$C_{\text{实时}}$ 为批发交易用户实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为批发交易用户 T 时段实际市场电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为批发交易用户日前市场申报的 T 时段需求电量；

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

5.2 发电侧结算

发电侧结算按交易单元开展，电费由中长期合约电费、日前电能量电费、实时电能量电费、市场运行费用以及分摊

分享电费构成。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{市场运行}} + R_{\text{分摊分享}}$$

其中：

R 为发电交易单元的电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电交易单元中长期合约（含电网代理购电交易中中长期合约、跨区跨省中长期合约）电费收入；

$R_{\text{日前}}$ 为发电交易单元日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为发电交易单元实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{市场运行}}$ 为发电交易单元市场运行费用收入；

$R_{\text{分摊分享}}$ 为发电交易单元分摊或分享的其他费用。

5.2.1 中长期合约电费结算

5.2.1.1 中长期合约电量（含跨省跨区中长期合约以及区内中长期合约）均应按小时分解至发电交易单元。其中，网对网、点对点送电类别的曲线由相关方案确定或电网企业负责提供。

5.2.1.2 中长期合约电费计算

发电交易单元的中长期合约电费包含跨省跨区中长期合约电能量电费、区内中长期合约电能量电费、跨省跨区中长期合约阻塞费用以及区内中长期合约阻塞费用，其中未纳入省间优化出清的跨省跨区中长期合约不计中长期合约阻塞费用。

$$R_{\text{中长期合约}} = R_{\text{跨省跨区中长期电能量}} + R_{\text{区内中长期电能量}} + R_{\text{跨省中长期合同阻塞}} + R_{\text{区内中长期合约阻塞}}$$

区内中长期合约阻塞

$$R_{\text{跨省跨区中长期电能量}} = \sum (Q_{\text{跨省跨区中长期合约}, t} \times P_{\text{跨省跨区中长期合约}, t})$$

$$R_{\text{区内中长期电能量}} = \sum (Q_{\text{区内中长期合约}, t} \times P_{\text{区内中长期合约}, t})$$

$$R_{\text{跨省跨区中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{纳入优化出清的净合约}, t, d} \times (P_{\text{日前}, t} - P_{\text{日前送出侧关口}, t, d})]$$

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

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为该交易单元中长期合约电费；

$R_{\text{跨省跨区中长期电能量}}$ 为该交易单元跨省跨区中长期合约电能量电费；

$R_{\text{区内中长期电能量}}$ 为该交易单元区内中长期合约电能量电费；

$R_{\text{跨省跨区中长期合约阻塞}}$ 为该交易单元跨省跨区中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{区内中长期合约阻塞}}$ 为该交易单元区内中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{跨省跨区中长期合约}, t}$ 为该交易单元各跨省跨区中长期合约 T 时段的合约电量；

$P_{\text{跨省跨区中长期合约}, t}$ 为该交易单元各跨省跨区中长期 T 时段合约电量对应的广西端交易价格（即已扣减省间、省内输配电价）；

$Q_{\text{区内中长期合约}, t}$ 为该交易单元各区内中长期合约 T 时段的合约电量（含电网代理购电交易中长期合约）；

$P_{\text{区内中长期合约}, t}$ 为该交易单元各区内中长期 T 时段合约电量（含电网代理购电交易中长期合约）对应的交易价格；

$Q_{\text{纳入优化出清的净合约}, t, d}$ 为跨省跨区交易 d 送电类别中该交易单元 T 时段的净合约电量，且 d 送电类别纳入省间优化出清；

$Q_{\text{区内中长期净合约},t}$ 为该交易单元区内中长期 T 时段的净合约电量（含电网代理购电交易中长期合约）；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场该交易单元 T 时段的节点价格；

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

$P_{\text{日前送出侧关口},t,d}$ 为 d 送电类别跨省送出侧关口 T 时段的日前节点价格。

5.2.2 日前市场偏差结算

日前市场偏差电量结算按照是否纳入现货优化范围原则进行电量切割，按不同原则进行结算。

$$R_{\text{日前}} = \sum R_{\text{未纳入省间优化出清日前},t} + \sum R_{\text{其他日前},t}$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为该交易单元日前市场偏差电能量电费；

$R_{\text{未纳入省间优化出清日前},t}$ 为未纳入省间优化出清的外送电对应的日前偏差电费；

$R_{\text{其他日前},t}$ 为该交易单元剩余偏差电量对应的结算电费。

5.2.2.1 未纳入省间优化出清的外送电日前偏差结算

未纳入省间优化出清的外送电日前偏差结算按照南方区域现货市场结算规则开展，由广州交易中心负责计算。交易中心根据该送电类别的中长期合约电量比例将日前偏差电量拆分至发电企业交易单元。日前偏差结算价格为广西端日前偏差结算价格，即扣减省间、省内输配电价后的结算价格。

5.2.2.2 其他日前偏差电量结算

其他日前偏差电量根据发电交易单元的日前市场出清

电量扣减其区内中长期合约电量、纳入省间优化出清的跨省跨区中长期合约电量以及未纳入省间优化出清外送电类别的日前出清电量，以日前市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{其他日前},t} = (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{区内中长期净合约},t} - Q_{\text{纳入省间优化出清的跨省跨区中长期净合约},t} - Q_{\text{未纳入省间优化出清的日前},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

其中：

$R_{\text{其他日前},t}$ 为该交易单元 T 时刻剩余日前偏差电量对应的结算电费。

$Q_{\text{日前},t}$ 为该交易单元日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{区内中长期净合约},t}$ 为该交易单元区内中长期 T 时段的净合约电量（含电网代理购电交易中长期合约）；

$Q_{\text{纳入优化出清的净合约},t}$ 为该交易单元纳入省间优化出清的跨省跨区交易 T 时段的净合约电量；

$Q_{\text{未纳入省间优化出清的日前},t}$ 为该交易单元未纳入省间优化出清送电类别 T 时段的日前出清电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为该交易单元所在节点日前市场 T 时段结算电价。

5.2.3 实时市场偏差结算

实时市场偏差电量结算按照是否纳入现货优化范围原则进行电量切割，按不同原则进行结算。

$$R_{\text{实时}} = \Sigma R_{\text{未纳入省间优化出清实时},t} + \Sigma R_{\text{其他实时},t}$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为该交易单元实时市场偏差电能量电费；

$R_{\text{未纳入省间优化出清实时},t}$ 为未纳入省间优化出清的外送电对应的实时偏差电费；

$R_{\text{其他实时},t}$ 为该交易单元剩余偏差电量对应的结算电费。

5.2.3.1 未纳入省间优化出清的外送电实时偏差结算

未纳入省间优化出清的外送电实时偏差结算按照南方区域现货市场结算规则开展，由广州交易中心负责计算。交易中心根据该送电类别的中长期合约电量比例将实时偏差电量拆分至发电企业交易单元。实时偏差结算价格为广西端实时偏差结算价格，即扣减省间、省内输配电价后的结算价格。

5.2.2.2 其他实时偏差电量结算

其他实时偏差电量根据发电交易单元的市场电量扣减其该交易单元日前出清电量以及未纳入省间优化出清外送电类别的实时偏差电量，以实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{其他实时},t} = (Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{未纳入省间优化出清的实时偏差},t}) \times P_{\text{实时},t}$$

其中：

$R_{\text{其他实时},t}$ 为该交易单元 T 时刻剩余实时电量对应的结算电费。

$Q_{\text{实时},t}$ 为该交易单元 T 时段实际市场电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为该交易单元日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{未纳入省间优化出清的实时偏差},t}$ 为该交易单元未纳入省间优化出清送电类别 T 时段的实时偏差电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为该交易单元所在节点实时市场 T 时段结算电价。

5.3 电网企业的代理购电交易、代理投放交易结算

5.3.1 将电网企业分为购电方、售电方交易单元，分别开展电网企业代理购电交易（简称“电网代购”，下同）、电网企业代理投放交易（简称“电网投放”，下同）结算，分别出具结算依据。

5.3.2 电网代购电费结算

5.3.2.1 电网代购参照批发交易用户开展结算。

5.3.2.2 电网代购的日前电量为电网代购日前市场申报的分时电量。

5.3.2.3 电网代购的实时电量按以下原则确定

$$Q_{\text{代购实时},t} = \max \left[\left(\sum Q_{\text{市场电源},t} - \sum Q_{\text{跨省跨区},t} - \sum Q_{\text{其他电网反向},t} - \sum Q_{\text{批发交易用户},t} \right), 0 \right];$$

$$Q_{\text{其他电网反向},t} = \min \left(Q_{\text{趸售电量},t} - \sum Q_{\text{其他电网用户市场电量},t}, 0 \right)$$

其中：

$Q_{\text{代购实时},t}$ 为电网代理 T 时段实购市场电源的电量；

$Q_{\text{市场电源},t}$ 为 T 时段各市场电源的市场电量；

$Q_{\text{跨省跨区},t}$ 为 T 时段跨省跨区各送电类别的外送电量（含未纳入南方区域现货日前市场出清优化的跨省跨区送电类别）；

$Q_{\text{其他电网反向},t}$ 为 T 时段单个其他电网向市场反向供电的电量；

$Q_{\text{趸售电量},t}$ 为 T 时段该其他电网与上一级电网趸售（网间）

电量;

$Q_{\text{其他电网用户市场电量}, t}$ 为 T 时段该其他电网供电服务区内电力用户的市场电量;

$Q_{\text{批发交易用户}, t}$ 为 T 时段全体批发交易用户的市场电量。

5.3.3 电网投放电费结算

将电网投放作为发电交易单元开展结算, 其电费由中长期合约电费、日前电能量电费、实时电能量电费、市场运行费用以及分摊分享电费构成。

计算公式如下:

$$R = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{市场运行}} + R_{\text{分摊分享}}$$

其中:

R 为电网投放的电费收入;

$R_{\text{中长期合约}}$ 为电网投放交易的中长期合约电费收入;

$R_{\text{日前}}$ 为电网投放交易的日前市场偏差电能量电费收入;

$R_{\text{实时}}$ 为电网投放交易的实时市场偏差电能量电费收入;

$R_{\text{市场运行}}$ 为电网投放交易的市场运行费用收入;

$R_{\text{分摊分享}}$ 为电网投放交易的分摊或分享的其他费用。

5.3.3.1 中长期合约电费结算

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

其中:

$R_{\text{中长期合约}}$ 为电网投放交易的中长期合约电费收入;

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为电网投放中长期交易 T 时段的合约电量;

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为电网投放中长期交易 T 时段对应的交易价格。

5.3.3.2 日前市场偏差结算

日前市场偏差电量根据电网投放交易的日前申报量扣减电网投放中长期交易合约电量，以日前市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

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

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

其中：

$R_{\text{日前},t}$ 为电网投放交易 T 时刻日前偏差电量对应的结算电费。

$Q_{\text{投放日前},t}$ 为电网投放交易日前市场 T 时段的申报电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为电网投放中长期交易 T 时段的净合约电量；

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

5.3.3.3 实时市场偏差结算

实时市场偏差电量根据优发电源反向向市场供电电量扣减电网投放交易的日前申报电量，以实时市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

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

$$Q_{\text{投放实时},t} = \max [(\sum Q_{\text{批发交易用户},t} - \sum Q_{\text{市场电源},t} + \sum Q_{\text{跨省跨区},t} + \sum Q_{\text{其他电网反向},t}) , 0]$$

$$Q_{\text{其他电网反向},t} = \min (Q_{\text{趸售电量},t} - \sum Q_{\text{其他电网用户市场电量},t} , 0)$$

其中：

$R_{\text{实时},t}$ 为电网投放交易 T 时刻对应的实时偏差电量对应的结算电费。

$Q_{\text{投放实时},t}$ 为电网投放交易 T 时段实际市场电量, 即 T 时段优发电量反向向市场供电电量;

$Q_{\text{投放日前},t}$ 为电网投放交易日前市场 T 时段申报电量;

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

$Q_{\text{批发交易用户},t}$ 为 T 时段全体批发交易用户的市场电量;

$Q_{\text{市场电源},t}$ 为 T 时段各市场电源的市场电量;

$Q_{\text{跨省跨区},t}$ 为 T 时段跨省跨区各送电类别的外送电量 (含未纳入南方区域现货日前市场出清优化的跨省跨区送电类别);

$Q_{\text{其他电网反向},t}$ 为 T 时段单个其他电网向市场反向供电的电量;

$Q_{\text{趸售电量},t}$ 为 T 时段该其他电网与上一级电网趸售 (网间) 电量;

$Q_{\text{其他电网用户市场电量},t}$ 为 T 时段该其他电网供电服务区内电力用户的市场电量。

5.4 网间结算

5.4.1 网间结算电费包含网间电能量电费 (含售电公司电能量售电收入)、反向供电对应收入及电力用户相关费用归集。

$$C_{\text{网间}} = C_{\text{网间市场}} + C_{\text{反向供电}} + C_{\text{归集}}$$

$C_{\text{网间}}$ 为其他电网与上一级电网的网间结算电费;

$C_{\text{网间市场}}$ 为其他电网供电区域内电力用户的电能量电费 (含售电公司售电收入);

$C_{\text{反向供电}}$ 为其他电网反向向市场供电获得的反向供电收入；

$C_{\text{归集}}$ 为其他电网供电区域内电力用户市场运行费用、分摊分享费用、绿证环境溢价费用以及售电公司其他售电收入等归集费用。

5.4.2 网间偏差结算原则上按小时开展，日清月结；网间电能量电费（含售电公司售电收入）和电力用户分摊及返还电费等归集按月为结算周期开展结算。

5.4.3 网间电能量结算电费

$$C_{\text{网间市场}} = \sum C_{\text{用户电能量}}$$

其中：

$C_{\text{网间市场}}$ 为其他电网的网间电能量电费（含售电公司售电收入）。

$C_{\text{用户电能量}}$ 为其他电网（含下一级电网）供电区域内各电力用户的月度电能量电费，包括批发电力用户的中长期合约电量电费、日前偏差电量电费和实时偏差电量电费；零售用户根据零售合同计算的月度电能量电费，含售电公司收取的价差电费。

5.4.4 网间偏差电量结算

网间结算偏差电量分为超用电量 and 少用电量，少用电量视同其他电网反向向市场供电，获得反向供电收入；超用电量由其他电网的上一级电网根据国家及自治区相关规定自行与其开展结算。

$$C_{\text{反向供电}} = \sum (P_{\text{实时统一}, t} \times Q_{\text{反向供电}, t})$$

$$Q_{\text{反向供电}, t} = \min(Q_{\text{趸售电量}, t} - Q_{\text{网间市场}, t}, 0)$$

$$Q_{\text{网间市场}, t} = \sum Q_{\text{用户市场电量}, t}$$

其中：

$Q_{\text{趸售电量}, t}$ 为 T 时段其他电网与上一级电网的趸售（网间）总电量，当其他电网无用户参与市场化交易时，趸售（网间）总电量为 0；

$Q_{\text{网间市场}, t}$ 为 T 时段其他电网与上一级电网的趸售（网间）市场化电量；

$Q_{\text{用户市场电量}, t}$ 为 T 时段其他电网（含下一级电网）供电区域内电力用户市场电量合计；

$Q_{\text{反向供电}, t}$ 为 T 时段其他电网向市场反向供电的电量；

$C_{\text{反向供电}}$ 为其他电网反向向市场供电获取的售电收入；

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

6 市场运行费用

市场运行费用包括补偿类、考核与调节类、平衡类等三项。

补偿类费用包括发电机组系统运行补偿费用、启动补偿费用。

考核与调节类费用包括机组日内非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核、机组限低考核、供热机组申报供热流量曲线偏差率考核、新能源超额获利费用返还、独立储能实时调度计划执行偏差费

用返还、发电侧中长期交易偏差考核电费、用户侧中长期交易偏差考核电费、用户偏差收益回收电费、跨省跨区省间收益调节电费等 11 类。

平衡类费用包括市场发用电量不平衡偏差电费、跨区跨省交易偏差电量区内损益、市场阻塞盈余、退补联动电费、跨省跨区不平衡资金等 5 类。

6.1 补偿类费用

系统运行补偿费用、启动补偿费用计算方法见《广西电力市场现货电能量交易实施细则》，由调度机构进行计算并提供至交易机构开展并单结算。

6.2 考核与调节类费用

6.2.1 机组日内非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核、机组限低考核、供热机组申报供热流量曲线偏差率考核、新能源超额获利费用返还、独立储能实时调度计划执行偏差费用返还等计算方法见《广西电力市场现货电能量交易实施细则》，由调度机构进行计算并提供至交易机构开展并单结算。

6.2.2 发电侧中长期交易偏差考核电费

6.2.2.1 发电侧中长期交易偏差考核电费按月计算，电网投放交易视为发电交易单元参与考核。

6.2.2.2 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，发电交易单元中长期交易当月交易电量应不小于全月市场电量的 K_1 ，应不大于全月市场电量的 K_2 。对超过允许范围外的电量部分，以月度为周期，按度

电考核价格进行考核。如市场初期存在跨区跨省外送电未纳入优化出清的，该送电类别不参与发电侧中长期偏差考核电费计算，发电交易单元的交易电量和市场电量均应剔除对应的外送电电量。

具体计算公式如下：

当中长期交易当月交易电量小于其全月市场电量的 K_1 时：

$$C_{\text{发电中长期偏差考核}} = \max [0, (Q_{\text{月度实际结算}} \times K_1 - Q_{\text{中长期交易月度合计}})] \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = -\max [0, (P_{\text{日前月度加权平均综合电价}} - P_{\text{市场中长期交易月度均价}})] \times h_1$$

当中长期交易当月交易电量大于其全月市场电量的 K_2 时：

$$C_{\text{发电中长期偏差考核}} = \max [0, (Q_{\text{中长期交易月度合计}} - Q_{\text{月度实际结算}} \times K_2)] \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = -\max [0, (P_{\text{市场中长期交易月度均价}} - P_{\text{日前月度加权平均综合电价}})] \times h_2$$

其中：

$C_{\text{发电中长期偏差考核}}$ 为发电侧中长期交易偏差考核电费；

$Q_{\text{月度实际结算}}$ 为该发电交易单元实际市场电量剔除未纳入现货出清优化的跨省跨区结算电量后的剩余市场电量；

K_1 、 K_2 为比例系数， $K_1 < 1$ ， $K_2 > 1$ ，根据广西电力现货市场结算试运行方案确定；

$Q_{\text{中长期交易月度合计}}$ 为该发电交易单元剔除未纳入现货出清优化送电类别后的中长期交易电量；

$P_{\text{度电考核价格}}$ 为发电侧中长期交易偏差考核电费度电考核价格；

$P_{\text{市场中长期交易月度均价}}$ 为当月全体发电交易单元剔除未纳入现货出清优化送电类别后的其余中长期交易的加权平均价格；

$P_{\text{日前月度加权平均综合电价}}$ 为该交易单元日前市场当月内所有节点电价按对应时段实际上网电量（不含未列入现货出清优化的跨省跨区的出清电量）占比进行加权的计算值；当发电交易单元日前市场电量为 0 时，采用当月全体发电交易单元日前市场月度加权平均综合电价；

h_1 、 h_2 为调整系数，根据广西电力现货市场结算试运行方案确定。

6.2.3 用户侧中长期交易偏差考核电费

6.2.3.1 用户侧中长期交易偏差考核电费按月计算，电网代购视为用电交易单元参与考核。

6.2.3.2 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，批发交易用户和电网代购的中长期交易当月交易电量应不小于其月度实际结算市场电量的 K_1 ，应不大于月度实际结算市场电量的 K_2 。对超过允许范围外的电量部分，以月度为周期，按度电考核价格进行考核，具体计算公式如下：

当中长期交易当月交易电量小于其月度实际结算市场电量的 K_1 时：

$$C_{\text{用电中长期偏差考核}} = \max [0, (Q_{\text{月度实际结算}} \times K_1 - Q_{\text{中长期交易月度合计}})] \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = \max [0, (P_{\text{中长期交易月度合计}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}})] \times h_1。$$

当中长期交易当月交易电量大于其月度实际结算市场电量的 K_2 时:

$$C_{\text{用电中长期偏差收益}} = \max [0, (Q_{\text{中长期交易月度合计}} - Q_{\text{月度实际结算}} \times K_2)] \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = \max [0, (P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{中长期交易月度合计}})] \times h_2$$

其中:

$C_{\text{用电中长期偏差考核}}$ 为用电侧中长期交易偏差考核电费;

$Q_{\text{月度实际结算}}$ 为该月用电交易单元市场电量;

K_1 、 K_2 为比例系数, $K_1 < 1$, $K_2 > 1$, 根据广西电力现货市场结算试运行方案确定。

$Q_{\text{中长期交易月度合计}}$ 为各用电交易单元 (含年度、月度、月内交易) 当月交易电量;

$P_{\text{度电考核价格}}$ 为中长期交易偏差收益度电考核价格;

$P_{\text{中长期交易月度合计}}$ 为当月全体用电交易单元 (含电网代理购电) 中长期交易电量的加权平均价格。

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为当月全体用电交易单元 (含电网代理购电) 的日前市场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算;

h_1 、 h_2 为调整系数, 根据广西电力现货市场结算试运行

方案确定。

6.2.4 用户侧偏差收益回收

6.2.4.1 用户侧偏差收益回收按小时计算。

6.2.4.2 对于用电交易单元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 λ_0 的，回收允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益。

偏差收益计算公式如下：

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

$C_{\text{偏差收益回收}} = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})$;

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

$C_{\text{偏差收益回收}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$ 。

其中：

$C_{\text{偏差收益回收}}$ 为用电交易单元用户侧偏差收益回收电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为 T 时段用电交易单元实际购市场电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为 T 时段日前市场用电交易单元申报的需求电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 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，根据广西电力现货市场结算试运行方案确定。

6.2.5 跨省跨区省间收益调节电费

跨省跨区省间收益调节电费按南方区域相关细则和方案执行。

6.3 平衡类费用

6.3.1 市场发用电量不平衡偏差电费

6.3.1.1 市场发用电量不平衡偏差电费按小时计算。

6.3.1.2 市场发用电量不平衡偏差电费由日前市场用户侧（含跨区跨省送电、批发交易用户和电网代购）日前申报结算电量与发电侧（含发电交易单元和电网投放）日前出清电量不同引起，计算公式如下：

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} = (Q_{\text{用户日前申报},t} - Q_{\text{发电日前},t}) \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$$

其中：

$R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 为 T 时段市场发用电量不平衡偏差电费；

$Q_{\text{用户日前申报},t}$ 为用户侧 T 时段日前电量，其中用电交易单元为申报电量，跨区跨省送电为出清电量；

$Q_{\text{发电日前},t}$ 为发电侧 T 时段市场的日前出清电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为 T 时段用户侧日前统一结算价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为 T 时段用户侧实时统一结算价。

6.3.2 跨区跨省交易偏差电量区内损益

6.3.2.1 跨区跨省交易偏差电量区内损益分送电类别按小时计算，具体送电类别由南方区域相关市场规则及方案明确。

6.3.2.2 跨区跨省交易偏差电量区内损益由于纳入省间优化出清的跨区跨省交易偏差电量未按统一结算点，而是采用关口节点价格结算造成的市场损益。未纳入现货优化出

清的送电类别不计跨区跨省交易偏差电量区内损益。

$$R_{\text{跨区跨省偏差损益}, i} = \sum R_{\text{跨区跨省偏差损益}, t}$$

$$R_{\text{跨区跨省偏差损益}, t, i} = \sum [Q_{\text{跨区跨省日前偏差}, t, i} \times (P_{\text{送出侧关口日前}, t} - P_{\text{日前统一}, t})] + \sum [Q_{\text{跨区跨省实时偏差}, t, i} \times (P_{\text{送出侧关口实时}, t} - P_{\text{实时统一}, t})]$$

其中：

$R_{\text{跨区跨省偏差损益}, i}$ 为因跨区跨省 i 送电类别偏差电量产生的区内损益费用；

$R_{\text{跨区跨省偏差损益}, t, i}$ 为 T 时段跨区跨省 i 送电类别对应的偏差电量产生的区内损益费用；

$Q_{\text{跨区跨省日前偏差}, t, i}$ 为 T 时段跨区跨省 i 送电类别对应的日前偏差电量；

$Q_{\text{跨区跨省实时偏差}, t}$ 为 T 时段跨区跨省 i 送电类别对应的实时偏差电量；

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

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

$P_{\text{送出侧关口日前}, t, i}$ 为 T 时段跨区跨省 i 送电类别对应广西送出侧关口的日前价格；

$P_{\text{送出侧关口实时}, t}$ 为 T 时段跨区跨省 i 送电类别对应广西送出侧关口的实时价格。

6.3.3 市场阻塞盈余

6.3.3.1 市场阻塞盈余按月计算。

6.3.3.2 市场阻塞盈余采用倒算的方式，由用户侧按统一结算点电价支付全电量能量电费（含电网代理购电、跨省跨区外送电量的电能量电费）与直接参与交易的市场机组、

电网代理投放对应市场化交易电量所收取的电能量电费之间的差额电费，扣减市场发用电量不平衡偏差电费、跨区跨省交易偏差电量区内损益还后剩余的市场损益。

6.3.4 跨省跨区不平衡资金

跨省跨区不平衡跨省现货交易送出侧价格与送端省（区）送出侧关口价格不同产生的不平衡资金，由广州电力交易中心负责结算，省内据此进行分解。

6.3.5 退补联动电费

6.3.5.1 因电量退补引起的发电侧与用户侧退补电能量电费差额；

6.3.5.2 因电量退补同步退补对应的分摊分享项，且该分摊分享项现行政策已不执行。

7 分摊分享费用

7.1 分摊分享费用根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”的原则以月度为周期，进行分摊或分享。

7.2 分摊分享费用根据发布正式结算依据时的结算数据确定当月各科目可分配总额，按照下述分配方法计算出各科目分摊分享费用单价并开展分配。分配费用单价四舍五入保留3位小数，因损益单价尾差问题造成当月可分配费用总额出现留存或不足的，差额部分纳入次月相应科目整体损益滚动平衡。

7.3 经营主体当月结算试运行期间总电量为负的，在分摊分享费用计算时电量按零执行；未纳入省间优化出清的外

送电电量不参与分摊或分享。

7.4 售电公司和零售用户可根据零售合同的零售结算合同条款，约定现货分摊分享类不平衡资金结算套餐，将现货期间的分摊分享类不平衡资金按比例传导至零售用户。

7.5 分配方法

7.5.1 运行补偿分摊电费

系统运行补偿费用、启动补偿费用、日内非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核、机组限低考核、供热机组申报供热流量曲线偏差率考核、新能源超额获利费用返还、独立储能实时调度计划执行偏差费用返还合并至运行补偿分摊费用，由用电侧（含批发交易用户和电网代购）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享。

7.5.2 发电侧中长期偏差考核分摊电费

发电侧中长期偏差考核分摊电费是由用电侧（含批发交易用户和电网代购）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享发电侧中长期偏差考核电费。

7.5.3 用电侧中长期偏差考核分摊电费

用电侧中长期偏差考核分摊电费是由发电侧（含发电交易单元和电网投放）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享用电侧中长期偏差考核电费。

7.5.3 用户偏差收益回收分摊电费

用户偏差收益回收分摊电费是由用电侧（含批发交易用户和电网代购）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或

分享用户偏差收益回收电费。

7.5.4 跨省跨区省间收益调节分摊电费

跨省跨区省间收益调节分摊电费是由发电侧（含发电交易单元和电网投放）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享跨省跨区省间收益调节电费。

7.5.5 跨区跨省交易偏差电量区内损益分摊电费

跨区跨省交易偏差电量区内损益分摊电费由发电侧（含发电交易单元和电网投放）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享跨区跨省交易偏差电量区内损益电费。

7.5.6 跨省跨区不平衡资金分摊电费

跨省跨区不平衡资金分摊电费是由发电侧（含发电交易单元和电网投放）按当月现货结算运行期间总电量比例分摊或分享跨省跨区不平衡资金电费。

7.5.7 市场发用电量不平衡偏差分摊电费

市场发用电量不平衡偏差电费由发电侧（含发电交易单元和电网投放）、用电侧（含批发交易用户和电网代购）按当月现货结算试运行期间市场电量比例分摊或返还市场发用电量不平衡偏差电费。

其中：

当 $Q_{\text{用户日前申报}, t} > Q_{\text{发电日前}, t}$ ，累计至用电侧分摊或分享；

当 $Q_{\text{发电日前}, t} > Q_{\text{用户日前申报}, t}$ ，累计至发电侧分摊或分享。

7.5.8 退补联动分摊电费

退补联动分摊电费是由发电侧和用电侧按 1:1 的比例将退补联动电费分至发电侧、用电侧退补联动分摊电费，并分

别由发电侧（含发电交易单元和电网投放）、用电侧（含批发交易用户和电网代购）按当月现货结算试运行期间市场电量比例分摊分享至各交易单元。

7.5.9 市场阻塞盈余分摊电费

市场阻塞盈余分摊电费分摊电费是由发电侧（含发电交易单元和电网投放）按现货结算运行期间总电量比例分摊或分享当月现货结算试运行期间市场阻塞盈余电费。

8 退补管理

8.1 正式结算依据发布前发现上一月电量差错的，电网企业应在正式结算依据发布前1日12:00时前提供正确电量数据，交易中心根据正确电量对相关经营主体电量电费进行重算，同步更新结算结果。

8.2 正式结算依据发布后发现电量差错的，仅对电能量电费、分摊分享类电费以及变动成本补偿进行退补调整，市场运行费用中除变动成本补偿外均不进行退补调整。

8.3 正式结算依据发布时固化的分摊、分享类不平衡资金科目的结算价格，不因事后电量变更进行调整或重算。

8.4 正式结算依据发布后发现上一月及以前月份电量差错的，电网企业应在每月25日前提供电量差错退补数据及支撑材料，交易中心按以下规则开展差错电量的电能量退补：

8.4.1 发电企业差错电量按其交易单元差错电量所在时点实时节点价格进行结算。

8.4.2 电力用户差错电量

批发交易用户差错电量按所在时点实时统一结算点电价进行结算。

其他电网电力用户存在电量差错的，根据电力用户最新结算情况对网间市场化电费进行重算。

8.4.3 电网代购、电网投放的差错电量

因发电企业或电力用户差错电量调整，同步调整电网代购、电网投放差错电量，差错电量按所在时点实时统一结算点电价进行结算。

8.4.4 根据发电交易单元、批发交易用户、电网代购、电网投放的最终电量情况，同步调整分摊分享类费用，分摊分享类费用各科目的单价按标的物月份正式结算依据发布时固化的价格执行。

8.4.5 其他电网趸售（网间）电量差错的，根据最新趸售（网间）电量情况对网间市场化电费进行重算，与原结算结果的差额电费纳入其他电网的网间退补电费。

8.5 其他并单结算科目（包括但不限于发电机组考核与补偿类电费）存在冲正退补的，应于每月 25 日前提交至交易机构，交易机构纳入将退补数据合并至结算依据中于次月发布。

8.6 由于市场交易规则、结算规则及电价政策变化等需要调整电费的，由交易中心按照相关规则和政策统一开展冲正退补。

8.7 因冲正退补产生的差额费用，分科目作为结余纳入后续现货结算试运行进行分摊（分享），并在下一现货结算

周期进行结算。

附录 1:

术语定义

(1) 交易中心: 指广西电力交易中心。

(2) 上网电量: 指发电单元剔除对应保障电量后的市场化上网电量。

(3) 用网电量: 指电力用户剔除留成电后的市场化用网电量。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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。现阶段, 对批发交易用户, 日前(或实时)市场的每小时统一结算点电价为直接参与交易的市场机组市场总电能量电费除以直接参与交易的市场机组总市场电量得到。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 批发交易用户：指售电公司和直接参与批发市场的电力用户。

(11) 省级电网：指广西电网有限责任公司（含广西新电力投资集团有限责任公司）。

(12) 其他电网是指广西能源股份有限公司、广西壮族自治区百色电力有限责任公司、广西平桂电力有限责任公司等局域电网以及增量配电网。

(13) 日期：本细则所指的“日”为自然日，实际操作中以交易中心发布的结算日期为准。

(14) 中长期合约：是指以多年、年、月、周及日以上为周期的合约（含电网代理购电交易）。

(15) 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。

附录2:

广西电力现货交易电量数据拟合规则

一、电量数据拟合规则

对于参与市场的用户，截至到D+2日12:00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作为电量拟合值，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小时，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，则度差对应的区间电量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（详见二、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小时，超过D+1日0点：

1、属于暂停、自停、停电，按0电量拟合处理。

2、属于非暂停、非自停、非停电，按使用近7天每小时的平均电量拟合，近7天平均电量拟合不成功，按历史电量拟合处理(下同)。

（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，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。

（七）在存在相关营销工单（销户、增容、减容、计量点拆除、非永久性减容）情况下，计量系统根据营销工单中的装拆示数及装拆时间替换相应时刻的表码数据，并将新表码推送至营销系统。

（八）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： $\text{拟合表码} = \text{基准初始表码} + (\text{拟合电量} / \text{综合倍率})$ 。如用户缺少基准初始表码依然推送拟合电量至营销。

(九) 拟合发布后如果数据有重新补采，需要按照实际采集数据重新进行发布来修正。按旬定期进行电量的区间修正。每月2日修正上一整月的表码数据，每月10日、20日、30日分别修正1-8日、1-18日、1-28日的表码数据，并将更新的表码数据推送至营销系统。其中，2月份只在2日、10日、20日进行表码修正。

(十) 分时电量累计值原则上应与用于月结算的总抄表电量保持一致。各费率时段尖、峰、平、谷电量以对应时段的小时电量累加计算。

(十一) 对计量系统无法采集分时电量数据的低压计量点，可参照小时典型负荷曲线分解拟合至小时形成小时电量。若低压单相表无功小时电量无数据，则按0电量进行拟合。

二、日期属性说明

(一) 日期属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日或自治区人民政府颁布的法定节假日。其中节假日分为小长假（元旦、五一、清明、壮族三月三等）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日0:00点数据为定义为D日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、壮族三月三等)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。

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。

三、规则细节解释

（一）拟合时以各数据项分别进行缺数判断。

（二）国家法定节假日：以每年国务院或自治区人民政府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、壮族三月三）和大长假（春节、国庆）两类。

（三）现货数据发布（含拟合电量）取数优先级：主终端主表表码（4位）->备终端主表表码（4位）->主终端主表表码（2位）->备终端主表表码（2位）->主终端副表电量->备终端副表电量->主表的区间电量或历史电量。且不获取卡式预付费电能表数据。

（四）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）。

（五）使用近7天每小时的平均电量进行拟合，未能拟合成功的，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），若仍未能拟合成功的则直接拟合为0电量。

（六）（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。