

广东电力市场现货结算实施细则

（2022 年试行版）

目 录

1 总述.....	1
2 适用范围.....	1
3 术语定义.....	1
4 市场结算主要权责.....	4
5 结算原则.....	7
6 结算流程.....	9
7 批发市场结算.....	11
8 零售市场及终端用户结算.....	22
9 退补管理.....	24
10 分摊及返还电费.....	25
11 网间平衡结算.....	47
12 辅助服务结算.....	47
13 电费结算流程.....	48
14 其他事项.....	49
附件.....	52

1 总述

为指导、规范、明确南方（以广东起步）电力现货市场结算工作，根据《广东电力市场运营规则（试行）》，制定本细则。

2 适用范围

本细则主要适用于广东电力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、零售市场及终端用户结算、退补管理、分摊及返还电费、网间平衡结算、电费结算流程及其他事项。

涉及可再生能源交易、容量补偿、需求侧响应等项目的结算，按照《广东省可再生能源电力交易实施方案》、《广东电力市场容量补偿办法》、《广东省市场化需求响应实施方案》等相关文件执行。

3 术语定义

(1) 交易中心：指广东电力交易中心。

(2) 交易系统：指广东电力交易系统。

(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：批发市场用户、零售用户、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）参考基准价：指变动成本补偿、售电侧平衡结算的参考基准。

（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，对批发市场用户，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机组总市场电能量电费除以直接参与交易的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购电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购电用户总用电量占比进行加权计算值。

（10）零售合同：指售电公司与其代理市场用户签订的明确量、价、费等权责的合同统称。

（11）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。

（12）机组返还电费：指根据《广东电力市场现货电能量交易实施细则》，当发电机组存在热电联产机组申报供热

流量曲线偏差率、机组日内临时非计划停运、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。

（13）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。

（14）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。

（15）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。

（16）市场购电用户：指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。

（17）电网代购用户：指未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的用户。

（18）日期：本细则所指的“日清算”时间和“月结算”时间为自然日，实际操作中以交易中心发布的结算日期为准。

（19）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。

（20）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、核电的基数电量)。

(21) 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。

(22) 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。

(23) 净合约综合价格：是指计算完交易盈亏电费后市场主体持有的净合约量单价。

(24) 反向交易：是指市场主体通过买入或卖出已持有的同一品种合约，用以调减原持有的净合约电量，即净合约电量的绝对值减小。

(25) 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。

4 市场结算主要权责

4.1 市场购电用户主要权责：

4.1.1 按照市场规则参与市场交易，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，享受输配电服务。

4.1.2 支付电能量电费、输配电费和政府性基金及附加等费用，获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，按时足额缴纳电费。

4.1.3 在交易系统填写、确认用电户号和计量点号，确认与售电公司的零售关系、结算方式、零售价格等信息。

4.1.4 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。

4.2 售电公司主要权责：

4.2.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、结算合同及零售合同，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。

4.2.2 在交易系统完成电子合同签订与备案，并在交易系统上填写及确认零售结算方式、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。

4.3 发电企业主要权责：

4.3.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、电网企业签订的购售电合同，向电网企业收取或支付电费。

4.3.2 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。

4.4 电网企业主要权责：

4.4.1 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、收费等各类供电服务，按规定收取输配电费等。

4.4.2 负责向交易中心提供每天 24 小时各时段机组上网

电量和历史上网电量、机组上网电价、市场购电用户每天 24 小时各时段实际用电量和历史用电量等结算准备数据。其中，广东电网公司负责计量数据的汇总。

4.4.3 接受日清算电量电费信息，对网间平衡的日清月结临时结算结果进行审查确认并及时反馈意见。

4.4.4 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，出具市场主体的电费账单，负责市场主体的电费结算及收付，负责零售用户电费账单解释，及时向交易中心反馈市场电费缴付情况。其中，省级电网企业负责代收代付发电企业、售电公司电费。

4.5 电力调度机构主要权责：

4.5.1 向交易中心提供日前及实时市场 96 点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、电网代购市场电量月前调整系数、机组返还电费相关结算准备数据等基本结算数据。

4.5.2 配合交易中心出具结算依据，参与协调交易结算问题。

4.6 交易中心主要权责：

4.6.1 负责根据市场规则（细则）拟定市场结算操作性规范、指引等结算业务管理制度。

4.6.2 负责出具电力市场结算依据。

4.6.3 负责电力市场电能量电费计算,发布临时结算结果。

4.6.4 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

4.6.5 建设和运维交易系统,负责结算功能开发、算法维护等工作。

4.6.6 组织协调交易结算问题。

5 结算原则

5.1 结算周期

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,出具日清算临时结算结果,以月度为周期出具结算依据,开展电费结算。

零售市场以月度为周期开展零售市场结算,并出具结算依据。

5.2 结算模式

5.2.1 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。

5.2.2 中长期市场根据合同约定价格(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,现阶段按照有关方案规定执行。

5.2.3 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。

5.2.4 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。

5.2.5 按照“以用定发”的原则，根据市场购电用户用电量确定直接参与交易的市场机组市场结算电量，根据电网代购用户用电量确定直接参与交易的市场机组电网代购市场电量的实结电量。

5.2.6 电网代购市场电量根据市场月度加权平均价格和合约实结电量进行结算，市场月度加权平均价格按有关规定形成。

5.2.7 按照市场主体“权责对等”的原则，分科目对机组启动补偿电费、机组返还电费、市场盈余等电费项独立记录，明确分摊（返还）方式。

5.3 结算电价

5.3.1 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。

5.3.2 脱硫、脱销、除尘及超低排放电价按照《广东省发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的实施方案》（粤发改价格〔2019〕400 号）执行，

其中超低排放电费依据《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格〔2015〕2835号）实行事后兑付、季度结算，并与超低排放情况挂钩；实际未支付的超低排放电费按季度返还给全体工商业用户。

6 结算流程

6.1 结算数据准备

6.1.1 中长期交易电量按照《广东电力市场现货电能量交易实施细则》规定，在日前市场开市前进行分解上报。具体包括：年度、月度、周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。

6.1.2 运行日提前1日（D-1日）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，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。

6.1.3 交易系统在获取运行日（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。

6.1.4 运行日后第 2 天（D+2 日），电网企业以机组和计量点为最小单位，采集全部市场购电用户、机组的分时表码；在运行日后第 3 天（D+3 日），电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的机组、市场购电用户每小时电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

6.1.5 分时计量数据采集失败时，由供电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。

6.2 日清算

6.2.1 运行日后第 4 天（D+4 日），交易系统计算运行日（D 日）的结算电费；运行日后第 5 天（D+5 日），经审核后发布日清算临时结算结果。具体包括：各市场主体当日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

6.2.2 市场主体在日清算临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在 2 日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

6.2.3 交易中心根据各方处理意见，每旬对当月需调整的日清算临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清算临时结算时结果。

6.3 月结算

6.3.1 电网企业每月 4 日前完成全月修正电量推送，每月

6日完成代购电量的推送；交易中心每月11日根据上一月日清算结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月结算临时结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核电费，分摊、返还等电费明细。

6.3.2 市场主体在月结算临时结算结果发布后，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。

6.3.3 交易中心于每月12日前形成上一月的月结算正式结算结果，发布至市场主体和供电企业。

6.3.4 电网企业收到交易中心结算依据后，按本细则和合同约定开展电费结算。

6.3.5 在日清、月结结果确认过程中，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。

7 批发市场结算

7.1 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、中长期交易盈亏电费、分摊电费、返还电费等。计算公式如下：

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

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；

$C_{\text{中长期交易盈亏}}$ 为用户侧中长期合约交易环节的盈亏，具体见 7.3 章；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户的系统运行补偿等分摊电费，具体见 10 章；

$C_{\text{返还}}$ 为用户的用户侧偏差收益转移等返还电费，具体见 10 章。

7.1.1 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，按照净合约分时电量、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 T 时段中长期净合约电量；

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

7.1.2 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 T 时段中长期净合约电量；

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

7.1.3 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，已扣减该时段可再生合约分解电量；

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

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

7.2 发电侧结算

7.2.1 批发市场电费总收入

直接参与交易的市场机组总电费由电网代购市场电量电费与市场化电费总收入构成，其中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、中长期交易盈亏电费、补偿电费、返还电费及考核电费。

计算公式如下：

$$\begin{aligned} R &= R_{\text{电网代购市场电量}} + R_{\text{市场化电费}} \\ &= R_{\text{电网代购市场电量}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} \\ &\quad + R_{\text{中长期交易盈亏}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}} \end{aligned}$$

其中：

R 为直接参与交易的市场机组电费收入；

$R_{\text{电网代购市场电量}}$ 为电网代购市场电量电费收入，核电为相应的基数电量电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组中长期合约电能量电费收入；

$R_{\text{日前}}$ 为机组日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为机组实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为机组中长期合约阻塞电费收入；

$R_{\text{中长期交易盈亏}}$ 为机组中长期合约交易环节的盈亏，具体见

7.3 章；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组运行补偿等电费，具体见 10 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、机组热电联产考核等返还考核电费，具体见 10 章。

7.2.2 电网代购市场电量电费结算

(1) 发电侧根据电网代购市场电量实结电量和电网代购市场电量净合约综合价格计算全电量电费。公式为：

$$R_{\text{电网代购市场电量}} = \sum Q_{\text{电网代购市场电量},t} \times P_{\text{综合}}$$

其中：

$R_{\text{电网代购市场电量}}$ 为电网代购市场电量电费；

$Q_{\text{电网代购市场电量},t}$ 为机组 T 时段电网代购市场电量实结电量，核电机组为相应的基数电量；

$P_{\text{综合}}$ 为机组 T 时段电网代购市场电量综合价格；

(2) 按照“以用定发”的原则，各机组 T 时段机组的电网代购市场电量需按照进度系数进行统一调整，得到实结电量。公式为：

$$Q_{\text{电网代购市场电量实结电量},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}) \times (Q_{\text{电网代购市场电量计划},t} / Q_{\text{总电网代购市场电量计划},t})$$

其中：

$Q_{\text{电网代购市场电量实结电量},t}$ 为该机组 T 时段电网代购市场电量的实结电量；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为直接参与交易的市场机组 T 时段实际总上网电量；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场购电用户 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{电网代购市场电量计划},t}$ 为该机组 T 时段电网代购市场电量计划值；

$Q_{\text{总电网代购市场电量计划},t}$ 为直接参与交易的机组 T 时段电网代购市场电量计划值之和。

本计算公式均不含关停机组的电网代购市场电量、省外水电受让电量、核电基数电量。计算直接参与交易的市场机组电网代购市场电量实结电量时，优先保证跨省转让、省内关停机组的代购电量、核电基数电量刚性执行（100%结算），再计算整体直接参与交易的市场机组剩余电网代购市场电量计划的完成进度系数。

(3) 省外水电机组作为电网代购市场电量受让方时，受让电量刚性还原至出让方，即指出让方出让电量不受市场用电量波动影响，100%结算。省内关停机组、核电机组作为电网代购市场电量或基数电量出让方时，出让电量不受市场用电量波动影响，100%结算。

(4) 电网代购市场电量为负数时的结算机制。若出现全月电网代购市场电量为负数，由直接参与交易的市场机组作为购买方根据电网代购市场电量比例承担。

7.2.3 中长期合约电费结算

发电侧按照机组中长期合约分时电量和净合约综合价格计算全电量电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组中长期合约电能量电费；

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

$P_{\text{中长期净合约}}$ 为机组 T 时段中长期净合约综合价格。

7.2.4 日前市场偏差结算

机组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。公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t} - Q_{\text{电网代购市场电量},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为机组日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{电网代购市场电量},t}$ 为机组 T 时段净电网代购市场电量实结电量，核电为对应的基数电量；

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

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

7.2.5 实时市场偏差结算

发电侧根据机组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：

$R_{\text{实时}}$ 为机组实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 T 时段上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组日前市场 T 时段出清电量；

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

7.2.6 中长期合约阻塞电费结算

发电侧中长期合约阻塞电费按照机组中长期分时净合约电量，以机组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：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为机组中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组 T 时段中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组所在节点的 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。

7.3 中长期交易盈亏结算

中长期合约总电费包含净合约电费、交易盈亏电费两部分。净合约电费按小时计算、按日清算、按月结算；交易盈亏电费按单次交易计算，按月清算、结算。

7.3.1 常用曲线中长期交易盈亏计算原则

结合不同品种中长期合约曲线、周期等特性，针对采用常用曲线的中长期交易，按单次交易计算交易环节盈亏。只计算单一品种常用曲线交易盈亏，不跨品种计算。自定义曲

线中长期交易不计算交易盈亏。现阶段只计算相同时间段的年度集中竞争（D1曲线、D2曲线）、月度集中竞争（D1曲线、D2曲线）、周集中竞争（D1曲线、D2曲线）等品种的交易盈亏。

中长期合约交易电量正负符号判断规则：对于发电侧，交易电量为正数代表卖出电量，负数代表买入电量。对于用户侧，交易电量为正数代表买入电量，负数代表卖出电量。

7.3.2 常用曲线中长期交易盈亏计算方法

市场主体每进行一次反向交易后，需计算对应的交易盈亏电费，计算公式如下：

$$R_{\text{盈亏}} = Q_{\text{反向抵消}} \times (P_{\text{交易}} - P_{\text{原净合约}})$$

其中：

$R_{\text{盈亏}}$ 本次反向交易的中长期交易盈亏电费，发电侧正数表示获利，负数表示亏损，用户侧负数表示获利，正数表示亏损；

$Q_{\text{反向抵消}}$ 交易后的反向抵消电量，反向抵消电量绝对值为原有净合约电量绝对值与反向交易电量绝对值取小，其正负符号与原有净合约电量相反；

$P_{\text{交易}}$ 为本次反向交易价格；

$P_{\text{原净合约}}$ 为原持有合约的净合约综合价格。

7.3.3 净合约综合价格

净合约综合价格是指交易后市场主体所持有的净合约量

单价。对应的净合约价计算公式如下：

$$P_{\text{净合约}} = (P_{\text{原净合约}} \times Q_{\text{原净合约}} + P_{\text{交易}} \times Q_{\text{交易}} - R_{\text{盈亏}}) / (Q_{\text{交易}} + Q_{\text{原净合约}})$$

其中：

$P_{\text{净合约}}$ 为交易后所持有合约的净合约价；

$P_{\text{原净合约}}$ 为原持有合约的净合约综合价格；

$Q_{\text{原净合约}}$ 为原持有合约的净合约电量；

$P_{\text{交易}}$ 为本次交易价格；

$Q_{\text{交易}}$ 为本次交易电量；

$R_{\text{盈亏}}$ 本次交易的盈亏电费。

7.3.4 盈亏电费结算周期

按月累计各市场主体中长期合约交易盈亏电费，在合约交割对应的结算月份将累计盈亏电费计入月度结算依据，对于跨自然月的年集中竞争(D1曲线、D2曲线)、周集中竞争(D1曲线、D2曲线)交易盈亏电费按所属月份电量比例分别计算，计入各月结算依据。

7.4 市场初期的配套机制

7.4.1 变动成本补偿

按照机组实发电量计算变动成本补偿电费，度电补偿标准为机组批复上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）叠加超低排放电价后，与参考基准价之差。机组批复上网电价按政府最新价格政策文件执行。

变动成本补偿费用由全体工商业用户按照月度用电量比例分摊。

$$R_{\text{变动成本补偿}} = P_{\text{度电补偿标准}} \times Q_{\text{实际上网电量}}$$

其中：

$R_{\text{变动成本补偿}}$ 为机组获得的变动成本补偿电费；

$P_{\text{度电补偿标准}}$ 为机组的度电补偿标准；

$Q_{\text{实际上网电量}}$ 为机组实际上网电量。

7.4.2 用户侧峰谷平衡机制

建立临时性用户侧峰谷平衡机制，按照峰平谷 f1:1:f2 的比例要求，基于基准价，对售电公司按照所代理用户高峰时段电量收取基准价的 (f1-1) 倍，对售电公司按照所代理用户低谷时段电量补偿基准价的 (1-f2) 倍，f1、f2 具体数值由现货试运行方案明确；峰谷时段按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331 号）的规定及后续政策规定执行，深圳市用户的峰谷时段划分按深圳市峰谷分时电价政策执行；原不执行峰谷价格政策的用户不应用峰谷平衡机制。

应用峰谷平衡机制所产生的损益纳入峰谷平衡费用，以月度为单位，按用电量比例由用户侧分摊；市场购电用户的输配电价按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331

号) 及后续政策规定执行, 深圳市用户按深圳市峰谷分时电价政策执行; 市场购电用户缴纳的输配电费与电网公司按照政府核定标准收取的输配电费差额之间的差额资金也纳入用户侧峰谷平衡费用。后续市场成熟后, 可优化或取消用户侧峰谷平衡机制。

8 零售市场及终端用户结算

8.1 零售市场电能量费用结算

8.1.1 交易中心负责零售合同登记和结算的统一管理, 根据电力零售市场需求, 建立零售市场结算管理制度, 编制零售合同文本, 并在交易系统开发零售合同管理、结算等功能模块。

8.1.2 售电公司和零售用户开展电能量零售交易必须签订零售合同, 并在交易系统登记备案。

8.1.3 售电公司和零售用户须依照零售合同文本在交易系统填制生成电子化合同文本, 线上签订电子化合同。

8.1.4 售电公司和零售用户应根据签订的零售合同在交易系统固化零售结算模式, 确保合同刚性执行。零售合同有修改或变更, 应由双方及时在交易系统重新生成电子化合同。

8.1.5 交易中心以月度为周期开展电能量零售结算, 根据实际用电量及交易系统固化的零售结算模式计算零售用户电能量电费。

- 8.2 售电公司按照电能量交易净收益结算。售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场应支付的电能量电费，作为售电公司月度电能量交易毛利。
- 8.3 零售用户因其对应的售电公司被强制退出市场等情形启动保底售电的，由保底售电公司为其提供保底售电服务，按默认保底交易合同参与零售结算。
- 8.4 电力用户（包括批发用户和零售用户）终端到户价格包括批发电能量价格（适用批发用户）或零售合同电能量价格（适用零售用户）、输配电价、辅助服务分摊费用、居民农业及线损购电损益分摊（分享）电费、峰谷平衡损益分摊电费、变动成本分摊电费、政府性基金及附加和功率因数调整电费等，并按绝对价格模式出具结算单。
- 8.5 电力用户（包括批发用户和零售用户）的输配电费、政府性基金及附加费用等按照用电电压等级、用电类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家和广东省有关规定进行结算。
- 8.6 电力用户（包括批发用户和零售用户）功率因数调整电费依据《功率因数调整电费办法》（〔83〕水电财字第215号）计算，以用户到户电费（不含政府性基金及附加）为基础，乘以全月功率因素调整率得到。其中，全

月功率因素调整率通过查询功率因素调整电费表确定。

9 退补管理

9.1 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，由交易中心根据供电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 12 个月。

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

9.3 对于跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

9.3.1 用户侧或发电侧电量差错累计值小于等于该月用户侧总用电量累计值 2% 时，在月底结算时对相关用户或机组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，发电侧不作联动调整，偏差结算金额计入平衡资金。

9.3.2 用户侧或发电侧电量差错累计值大于该月用户侧总用电量累计值 2% 时，对相关用户或机组差错电量按照日前市场月度加权平均综合电价进行偏差结算，并且发电侧也作联动调整结算。调整金额计算公式为：

$$C_{\text{联动退补}} = Q_{\text{退补}} \times (P_{\text{日前}} - \bar{P}_{\text{批复}})$$

其中：

$C_{\text{联动退补}}$ 为差错电量需联动调整的发电侧电费；

$Q_{\text{退补}}$ 为月度差错退补电量；

$P_{\text{日前}}$ 为发电侧日前市场月度加权平均综合电价；

$\bar{P}_{\text{批复}}$ 为发电侧批复上网电价月度加权平均值。

9.4 用户电量发生差错，供电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，交易中心应按照规定开展退补结算。

9.5 因市场交易和结算规则（细则）、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（细则）或政策开展电费退补。

9.6 月度结算前发生的因电量差错等引起的机组返还电费、变动成本补偿电费、机组运行补偿等电费调整，根据重新推送的结算数据，按日重新计算后并入当月结算依据。月度结算后发生的不予退补。

9.7 上述联动金额调整计算，原则上每半年开展一次集中计算和分摊；当退补调整金额超过当月批发市场电能量电费总额 2% 时，由交易中心及时组织退补。

9.8 市场初期仅对档案差错及电量差错进行退补调整，退补调整追溯有效期为 12 个月。退补结算不平衡资金，按月度用电量比例由用户侧分摊。

10 分摊及返还电费

月度结算时，有运行补偿电费、热电联产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、用户偏差收益转移电费、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、退补联动电费、阻塞盈余、市场发用电量不平衡偏差电费、居民农业及线损购电损益分摊（分享）电费、分摊未付款项、四舍五入差额等 15 项分摊及返还电费。

10.1 运行补偿电费

10.1.1 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）其他可能的情况。

初期，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，单独计算和补偿启动补偿费用，具体以现货市场结算试运行方案为准。具备条件后，当发电机组产生的运行成本费用（或发电机组报价费用）及启动费用之和，与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，按照10.1.2节相关规定计算发电机组运行补偿费用。在市场结算环节对相关补偿费用进行补偿。

直接参与交易的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算启停调峰补偿、冷备用补偿费用。

发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算。

10.1.2 发电机组运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max \left\{ \left[Q_{i,t,实际} \times C_{核定成本,i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,min} \times C_{核定成本,i} \times (1 - d_i) \times 1h \right], 0 \right\} - Q_{i,t,实际} \times C_{变动成本补偿标准,i}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{i,\min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

1h 表示时长为 1 小时；

$C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为 0。具体的变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准另行制定；

$\beta_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时最小技术出力成本补偿系数。发电机组在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段）出现下述情况时，第 t 小时的最小稳定技术出力成本不纳入全天运行补偿费用的计算范围， $\beta_{i,t}$ 取值为 0，未出现下述情况时取值为 1。

- 1) 热电联产机组处于供热状态时段；
- 2) 非系统运行原因调试机组调试时段；
- 3) 非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

10.1.3 发电机组报价电费计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left(\frac{\min(P_{i,t\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})}{P_{i,\min}} \times C_i^{\text{pmin}} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,\min}}^{\max(P_{i,t\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})} C_{offer,i} dP \right) \times 1h$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量；

$P_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,实际(发电)}$ 对应的平均发电负荷，数值上等于 $Q_{i,t,实际(发电)}$ ；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小稳定技术出力费用；

$1h$ 表示 1 小时；

$C_{offer,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

10.1.4 启动费用计算

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。发电机组的实际并网时间在运行日内时，根据相应的启动费用计算该运行日的启动补偿费用。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 \leq 停机时间 \leq 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 $>$ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数计算启动补偿费用。

10.1.5 发电机组现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,日前} \times LMP_{i,t,日前} + (Q_{i,t,实际} - Q_{i,t,日前}) \times LMP_{i,t,实时}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,日前}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量；

$LMP_{i,t,日前}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

10.1.6 不纳入运行补偿电费计算范围的情形

一般情况下，发电机组全天的运行补偿费用根据全天 24 小时发电机组运行成本费用（或报价费用）及启动费用之和，

与全天 24 小时现货电能量市场收益之和的差值进行计算。当出现下述情况时，相关费用不纳入全天运行补偿费用的计算范围。

1、当发电机组 i 在第 t 小时内出现下述情况时，第 t 小时的相关费用不纳入全天运行补偿费用的计算范围。

（1）在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则对第 t 小时进行第（2）步的计算判断。

1）当热电联产机组处于供热电力负荷下限时；

2）当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时，运行日内所有小时均需进行第（2）步的判断；

3）当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时，运行日内所有小时均需进行第（2）步的判断；

4）当发电机组因非系统运行原因发生限低时；

5）当发电机组因非系统运行原因发生限高时；

6）当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临时故障需要固定出力时；

7）当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；

8）当机组处于一次能源约束时。

（2）当出现第（1）步所述情形时，对第 t 小时内的机组现货电能量市场收益 $R_{i,t}$ 与机组运行成本费用 $R_{op_cost,i,t}$ 、报价费

用 $R_{op_offer,i,t}$ 之间的大小关系进行判断：

当 $R_{i,t} \geq \min\{(R_{op_cost,i,t}), (R_{op_offer,i,t})\}$ 时，第 t 小时的相关费用纳入全天运行补偿费用的计算范围；

当 $R_{i,t} < \min\{(R_{op_cost,i,t}), (R_{op_offer,i,t})\}$ 时，第 t 小时的相关费用不纳入全天运行补偿费用的计算范围。

2、当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

- (1) 发电机组申报了运行日的供热计划；
- (2) 发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；
- (3) 机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时跳闸停运；
- (4) 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

10.1.7 发电机组运行补偿电费计算

发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算，具体步骤如下：

- (1) 计算发电机组总运行成本费用

发电机组 i 的总运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i} = \sum_t^{t \in N} R_{op_cost,i,t} + \sum_{u=1}^U R_{on_cost,i,u} \times \mu_{i,u}$$

其中， $R_{op_cost,i}$ 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的运行成本费用；

N 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算时

段的集合，需扣除本细则 10.1.6 节所述的不纳入计算范围的时段； $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的运行成本费用。

U 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算的总启动次数，需扣除本细则 10.1.6 所述的不纳入计算范围的情形； $R_{on_cost,i,u}$ 表示发电机组 i 在运行日内第 u 次启动对应的启动费用； $\mu_{i,u}$ 表示发电机组 i 的启动补偿系数，当发电机组 i 第 u 次启动突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 μ_0 （ $\mu_0 > 1$ ），未突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 1。

（2）计算发电机组总报价费用

发电机组 i 的总报价费用按照下式计算：

$$R_{op_offer,i} = \sum_t^{t \in N} R_{op_offer,i,t} + \sum_{u=1}^U R_{on_cost,i,u} \times \mu_{i,u}$$

其中， $R_{op_offer,i}$ 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的报价费用； $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用。

（3）计算发电机组现货电能量市场总收益

发电机组 i 的现货电能量市场总收益按照下式计算：

$$R_i = \sum_t^{t \in N} R_{i,t}$$

其中， R_i 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的现货电能量市场收益之和；

N 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算时段的集合，需扣除本细则 10.1.6 节所述的不纳入计算范围的时段；

$R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益。

（4）计算发电机组全天运行补偿费用

发电机组全天运行补偿费用按照下式计算：

$$R_{op_compensate,i} = \max\{\min\{(R_{op_cost,i,t}), (R_{op_offer,i,t})\} - R_i, 0\}$$

其中， $R_{op_compensate,i}$ 表示发电机组 i 在运行日内应获得的运行补偿费用。

10.1.8 运行补偿电费分摊

运行补偿费用以月度为单位，由售电公司（含批发用户）按当月用电量比例分摊，并设置度电分摊上限，达到上限后，对各机组系统运行补偿进行等比例打折。

10.2 机组返还电费及考核电费

10.2.1 热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核

热电联产机组 i 日前申报的供热负荷下限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{下限},i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{下限},i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|}{P_{i,t,\text{实际下限}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报下限}}$ 为热电联产机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小时各时段的供热量对应的出力下限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力下限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,\text{实际下限}}$ 为热电联产机组在运行日第 t 小时各时段的实际供热量对应的出力下限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热负荷下限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{\text{下限}i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{下限}i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

热电联产机组 i 日前申报的供热负荷上限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{上限}i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{上限}i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}|}{P_{i,t,\text{实际上限}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报上限}}$ 为热电联产机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小时各时段的供热量对应的出力上限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力上限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,\text{实际上限}}$ 为热电联产机组在运行日第 t 小时各时段的实际供热量对应的出力上限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热负荷上限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{\text{上限}i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{上限}i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，需对其申报偏差率进行考核电费。 Δ_0 为允许的热电联产机组申报供热流量曲线偏差率。

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} \leq \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{热电联产机组申报准确率}} = \sum_{t=1}^n \left| P_{i,t, \text{申报上限}} - P_{i,t, \text{实际上限}} \right| \times LMP_{i,t, \text{实时}} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{热电联产机组申报准确率}} = \sum_{t=1}^n \left| P_{i,t, \text{申报下限}} - P_{i,t, \text{实际下限}} \right| \times LMP_{i,t, \text{实时}} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{热电联产机组申报准确率}} = \sum_{t=1}^n \left[\max \left(\left| P_{i,t, \text{申报下限}} - P_{i,t, \text{实际下限}} \right|, \left| P_{i,t, \text{申报上限}} - P_{i,t, \text{实际上限}} \right| \right) \times LMP_{i,t, \text{实时}} \times \alpha_3 \right]$$

其中， $LMP_{i,t, \text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线偏差率费用考核系数。

热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费以月度为单位，按比例纳入变动成本补偿和需求侧响应资金。

10.2.2 机组日内临时非计划停运偏差费用返还

根据《广东电力市场现货电能量交易实施细则》，开展机组日内临时非计划停运偏差费用返还认定及计算。

机组日内临时非计划停运所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{临时非计划停运时段}} \left[\begin{aligned} & (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \\ & \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{度电补偿标准},i} - C_{\text{核定成本},i}) \end{aligned} \right]$$

其中， t 为机组 i 发生日内临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 为机组 i 日前电能量市场中第 t 小时的中标电量；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为机组 i 实际运行后第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算返还费用；当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{临时非计划停运收益}}$ 的等额资金返还。

机组因自身原因临时跳闸导致的临时非计划停运后，下

一次开机所产生的启动费用不纳入启动补偿费用计算。

机组日内临时非计划停运偏差费用返还以月度为单位，按比例纳入变动成本补偿和需求侧响应资金。

10.2.3 机组实时发电计划执行偏差费用返还

机组实时发电计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t, \text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1-d_i) \times 1h \right) \times (LMP_{i,t, \text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准}, i} - C_{\text{核定成本}, i}) \right]$$

其中， t 为机组 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t, \text{实际}}$ 为机组实际运行后第 t 小时的实际上网电量；

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第 t 小时内每个15分钟电力调度机构向发电机组 i 下达的出力计划指令；

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$1h$ 为1小时；

$LMP_{i,t, \text{实时}}$ 为第 i 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为机组核定发电成本价格（单值）；

若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为0。变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准按有关规定执行。

当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏

差结算，不另行计算费用返还；当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}}$ 的等额资金返还。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行本节所述实时发电计划执行偏差费用返还：

- (1) 一次调频正确动作导致的偏差；
- (2) 机组启动和停运过程中的偏差；
- (3) 机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 10.3.2 节的规定处理；
- (4) 因系统安全需要调整的发电计划曲线变动率超出机组调节能力或非深度调峰时段，因系统安全需要调整的发电计划高于机组可调出力上限或低于机组可调出力下限时；
- (5) 机组处于深度调峰状态的前 30 分钟或后 30 分钟时。

直接参与交易的机组实时发电计划执行偏差费用返还以月度为单位，按比例纳入变动成本补偿和需求侧响应资金。

10.2.4 机组限高考核电费

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）的情况。机组发生一次限高是指机组向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力上限不纳入限高费用返还。

直接参与交易的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关要求计算等效停运时间。

发电机组实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n \left[(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1 \right]$$

其中， n 为机组发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为机组的额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_1 为限高考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的 2 倍进行费用返还。

机组限高考核电费以月度为单位，按比例纳入变动成本补偿和需求侧响应资金。

10.2.5 机组限低考核电费

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。机组发生一次限低是指机组实

际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力下限、必开机组由电力调度机构指定的必开出力下限等情况不纳入限低考核。

直接参与交易的市场机组不再执行南方区域“两个细则”的限低考核，相关的考核费用不再纳入“两个细则”结算。

在发电机组实际发生限低的时段，按照如下公式计算费用返还：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中， n 为机组实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{min} 为机组的最小稳定技术出力；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的 2 倍进行结算。

机组限低考核电费以月度为单位，按比例纳入变动成本补偿和需求侧响应资金。

10.3 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：

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，已扣减该时段可再生合约分解电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 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。

10.4 用户侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和广东省有关电力中长期合同签订履约工作的规定，对用户侧实施中长期交易偏差收益回收。

10.4.1 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，用户侧的年度、月度中长期成交电量应不小于其月度实际用电量 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收。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：

$$P_{\text{度电回收价格}} = (P_{\text{月竞均价}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h。$$

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；

$P_{\text{月竞均价}}$ 为当月月度集中竞争交易平均价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为各售电公司（含批发市场大用户）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，具体以试运行实施方案为准。

10.4.2 所有售电公司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市场电量的（当机组全月市场电量为负时，将其置 0）比例分享。

10.4.3 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。

10.5 发电侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和广东省有关电力中长期合同签订履约工作的规定，对机组实施中长期交易偏差收益回收，具体如下：

10.5.1 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，机组年度、月度中长期成交电量应不小于全月市场电量（为负时置零）的 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收。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：

$$P_{\text{机组度电回收价格}} = (P_{\text{机组日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{月竞均价}}) \times h$$

其中：

$P_{\text{度电回收价格}}$ 为发电侧度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{月竞均价}}$ 为当月月度集中竞争交易均价，具体以试运行实施方案为准；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 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；

h 为调整系数，具体以试运行实施方案为准。

10.5.2 机组中长期偏差收益回收电费以月度为单位，按用电量比例返还给用户侧。

10.5.3 月度结算结果发布以后，机组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。

10.6 退补联动电费

因退补电费引起的发电侧与用户侧退补电费差额，该差额电费以月度为单位，按用电量比例由用户侧分摊。

10.7 市场盈余

市场盈余等于用户侧按统一结算点电价支付全电量能量电费与直接参与交易的市场机组对应市场化交易电量所收取的能量电费之间的差额，具体包括市场发用电量不平衡偏差电费、市场部分阻塞盈余两部分。

10.7.1 市场发用电量不平衡偏差电费

(1) 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 B 类机组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；

$Q_{\text{日前机组出清市场电量},t}$ 为直接参与交易的市场机组日前 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。

(2) 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。

10.7.2 市场部分阻塞盈余

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，以月度为周期，由发电侧按上网电量比例分摊或分享。

10.8 居民农业及线损购电损益分摊（分享）电费

每年安排优先发电电量时，按优先发电电源上网电价由低到高排列，优先满足居民、农业用户用电及线损电量，如优先发电电源不足，再通过电力市场购买。居民农业及线损平均购电价与输配电价核定时对应购电价的差值和相应的购电量相乘部分、特殊电价用户代理购电价格按 1.5 倍加收部分，作为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按月由全体工商业用户分享或分摊。计算公式为：

$$P_{\text{居民农业用电新增损益}} = R_{\text{居民农业用电新增损益}} / Q_{\text{全体工商业电量}}$$

其中， $R_{\text{居民农业用电新增损益量}} = (P_{\text{居民农业用电及线损平均上网电价}} - P_{\text{输}}$

配电价核定购电价) *Q 居民农业用电及线损-R 特殊电价用户加价收入

10.9 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。

10.10 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，按用电量比例由用户侧分摊。

11 网间平衡结算

11.1 平衡原则

网间平衡结算适用于广东电网公司与深圳供电局之间的结算。由于跨营业区市场化交易结算，导致省级电网企业之间的市场化电能量收入与支出不一致时，通过网间平衡转移结算，保证两家电网市场化电费收支平衡。

11.2 网间平衡电费按月度随广东电网与深圳电网趸售电能量电费一起结算。

12 辅助服务结算

12.1 辅助服务费用。近期，包括输配电价第二监管周期未考虑的抽水蓄能费用以及市场化需求响应费用，具体分摊费用按有关方案规定计算，直接由全体工商业用户承担。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 初期，对于调频市场、“两个细则”等辅助服务电费，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，由省级企业开展结算。上述辅助服务电费暂不纳入交易中心网间平衡计算。

12.3 条件具备时，由交易中心计算并出具电力辅助服务结算依据，并纳入交易中心网间平衡计算。

13 电费结算流程

13.1 市场交易电费由电网企业负责结算，其中用户用电费用由所在地区供电企业（含增量配网企业）收取；发电企业上网电费按其购售电合同关系由相关省级电网企业结算；售电公司费用根据零售用户所属供电营业区由相关省级电网企业结算。

13.2 电费发行

现阶段，市场主体电能量电费结算纳入电网企业购售电结算管理流程分别如下：

对于发电企业和售电公司，电网企业收到交易中心出具的结算依据后，按购售电合同或结算合同（协议）执行，不迟于每月 14 日前出具电费账单。

对于市场购电用户，电网企业收到交易中心出具的结算依据后，累加输配电价、政府性基金及附加、功率因数考核等电费项，不迟于每月 14 日前出具电费账单。电网代购用户参照市场购电用户执行。

13.3 电费结算

各市场主体收到电费账单后，在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内完成电费结算。

13.4 电费催缴

如果市场主体未在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴。

售电公司未及时足额缴纳电费，保函受益人按有关程序使用其提交的结算保函等信用担保物。

13.5 发票催交

市场主体未在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内提交发票的，由电网企业负责催交；逾期仍未提供的，由交易中心定期进行通报。

14 其他事项

14.1 结算履约义务

市场主体在中长期电能量市场成交结果（包括中长期合约、电网代购市场电量合约）、电能量现货市场、辅助服务市场结果以及在交易中心登记的零售合同，在执行过程中出现以下情形的，除合同双方约定一致外，交易中心仍按《广东电力市场现货结算实施细则》进行结算，市场主体仍应当承担结算履约义务：

- （1）输配电设施出现检修或者强迫停运的；
- （2）因台风、雷暴、高温等原因影响发电、用电的；
- （3）因政策原因影响发电、用电的。

本款所称合同双方约定一致仅指合同双方就其所登记备案的合同有关结算内容调整达成一致。

14.2 其他营销事项

14.2.1 违章用电

用户窃电或违章用电，相关退补电量不纳入市场结算范畴，由供电企业按照有关规定开展电费结算。

14.2.2 计量故障

用户计量设备故障且不配合修复的，在供电企业发出故障通知书的规定期限（3日）后，电网企业按照电量拟合规则提供分时拟合电量，其实际用电量（含计量电量和退补电量）与拟合电量之间的电量差额不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照电网代理购电用户电价开展电费结算。

14.2.3 用户过户

对于市场购电用户之间的过户，用户间电量以月为最小间隔单位，从双方签名确认过户后的次月1日0:00起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。

14.2.4 变损电量

对于“高供低计”的市场购电用户，其变损电量以月度为计算周期，按照当月最后一个用电日各时段电量比例，叠加计入最后一天各时段用电量中，纳入当日市场化电费结算。

14.2.5 计量电量

现货电能量交易结算以每小时计量（或拟合）的电量开展结算，月度电量由每小时电量累加得到，月度峰平谷电量按照峰、平、谷时段对小时电量进行累加计算。

14.2.6 功率因数考核电费

以月度为周期计算电力用户相应的功率因素考核电费，计算步骤为：

（1）按照当月总有功、无功电量折算出该用户当月功率因数；

（2）在功率因数调整电费表中查找相应的全月功率因素调整率；

（3）以用户到户电费（不含政府性基金及附加）为基础，乘以全月功率因素调整率得到用户当月的功率因数考核电费。

附件

电量数据拟合办法

对于参与市场交易的用户，截至 T+2 天 12:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据，则由供电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 2 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 3 个时，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、国家法定节假日(节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）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，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理。

b.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。

c.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、清明等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

d.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。

3.电能表时钟偏差允许范围为 5 分钟；误差在正负 5 分钟以上的非正常时段对电量计量数据进行拟合处理。

4.台风、用户自停等由于无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，按照以上规则照常以工作日、双休日、节假日进行拟合。

5.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。

6.当市场购电用户存在不能进入市场的子表且该子表不具备更换分时电能表的技术条件时，应按如下方式选择其一进行拟合：

(1) 将该用户改为定比用户，其定比为子表上一年度电量与总表上一年度电量的比值。

(2) 由供电企业采集日冻结电量，并按照 24 小时均分电量进行分时表码拟合。

7.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。