

广东电力现货市场结算实施细则

（2024年修订）

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.....	12
8 电力用户结算.....	22
9 返还及分摊电费.....	29
10 退补管理.....	66
11 网间平衡结算.....	71
12 辅助服务结算.....	71
13 电费结算流程.....	72
14 其他事项.....	73
附件：.....	76

1 总述

为规范广东电力市场结算工作，根据《广东电力市场运营规则（试行）》，制定本细则，自2024年1月起执行。

2 适用范围

本细则适用于广东电力市场电能量交易结算，主要包括：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、返还及分摊电费、网间平衡结算、电费结算流程及其他事项等。

涉及非现货可再生能源交易、需求响应等项目的结算，按照《广东省可再生能源交易规则（试行）》《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》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有限责任公司。

（2）交易系统：指交易中心负责建设、运营和管理的电力市场技术支持系统，即广东电力交易系统。

（3）交易电量：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、售电公司与发电企业、独立储能支付或获取的电能量总电费，包含电能量电费、退补电费、返还及分摊电费等。

（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）市场参考价：指变动成本补偿、用户侧峰谷平衡等结算用的参考基准。

（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：指售电公司与零售市场用户签订的明确双方权利义务以及量、价、费等交易结算条款的合同。

（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，或经营主体注册时签订的结算协议条款。

（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）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）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。

（15）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。

（16）代理购电用户：指未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的工商业用户。

（17）优先购电用户：指执行居民（含执行居民电价的公益性事业用户）、农业目录销售电价政策和标准的用户。

（18）日期：本细则所指的“日清算”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：指以多年、年、月、周及日以上为周期的市场化中长期合约（含约定电能量价格的绿电中长期合约等）。

（21）合约阻塞电费：指合约主体上网节点与合约电量结算参考点间的价差引起的阻塞电费。

（22）中长期交易电量正负符号定义：发电侧（含参与现货的新能源交易单元）及独立储能卖出电量为正、买入电量为负；用户侧买入电量为正、卖出电量为负。

（23）净合约电量：指交易后经营主体原有净合约电量与交易电量的代数和。

（24）净合约综合价格：指交易后经营主体持有的净合约量单价。

（25）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；

（26）跨省外送电量：指发电企业通过参与跨省外送电量交易形成的电量。

（27）现货市场月度均价：指日前市场月度加权平均综合电价和实时市场月度加权平均综合电价的算术平均值；用于优先购电用户和代理购电用户月度偏差损益电费。

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电网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，根据合同约定按时足额缴纳电费，其中违约金起征日期统一为电费发行后第八天。

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、结算方式和价格等信息。

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 在交易系统上完成电子合同签订与备案，并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、与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 独立储能主要权责：

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

4.4.2 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。

4.5 电网企业主要权责：

4.5.1 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。

4.5.2 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、优

先购电用户、代理购电用户的预测月度总电量需求与实际月度总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。

4.5.3 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。

4.5.4 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，出具经营主体的电费账单，负责经营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。

4.6 电力调度机构主要权责：

4.6.1 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、机组返还电费等相关结算准备数据。

4.6.2 配合交易中心出具结算依据，参与协调交易结算问题。

4.7 交易中心主要权责：

4.7.1 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。

4.7.2 负责出具电力市场结算依据。

4.7.3 负责电力市场电能量电费计算，发布临时结算结果。

4.7.4 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

息。

4.7.5 建设和运维交易系统，负责结算功能开发、算法维护等工作。

4.7.6 组织协调交易结算问题。

5 结算原则

5.1 结算周期

批发市场采用“日清月结”工作模式，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；以月度为周期开展电费结算，出具结算依据，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。

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。省内市场机组转供省外期间，保留省内市场机组资格，视同实际上网电量为零进行结算。

5.2.5 代购市场电量价格取中长期年度、月度交易的月度加权均价。

5.2.6 对于直接参与交易的市场机组，总市场结算电量根据市场购电用户总实际用电量及独立储能充放电量确定，总代购市场结算电量根据代理购电用户总实际用电量确定，并设置代购市场及跨省外送电量进度系数上下限，对系数超出限值的电费损益进行补偿或回收。

5.2.7 优先购电用户（含线损，下同）实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差值计算月度偏差损益电费。

5.2.8 代理购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差值计算月度偏差损益电费。

5.2.9 按照经营主体“权责对等”的原则，分项独立记录电费，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，发电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、脱硝、除尘及超低排放电价按照《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。

5.3.3 本细则电费计算公式涉及的结算参数以发布的现货方案或者相关政府文件为准。

5.4 参与现货交易的发电企业与新型经营主体，其交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。若单一交易单元（调度单元）对应多个营销结算单元，市场化电费按交易单元计算（计算基数电量电费、变动成本补偿等时，交易单元的批复上网电价取各营销结算单元的批复上网电价按实际电量比例加权的平均值），并按实际电量比例分解到各营销结算单元；若多个交易单元（调度单元）对应单一营销结算单元，市场化电费按交易单元计算。

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结算准备数据等。D+3日获取修正后的机组考核、补偿等返还电费相关的结算数据准备。

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。

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：各经营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 经营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1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，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。

6.3 月结算

6.3.1 电网企业每月5日12时前完成全月修正电量推送，每月8日完成市场代购电源及可再生电源的月度电量、优先购电用户月度总用电量预测值及实际值、代理购电用户月度总用电量预测值及实际值的推送；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，出具上月月结算初步结算结果，并发布给经营主体查询核对。具体包括：各经营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 经营主体在月结算初步结算结果发布后，对结算数据进行核对，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同核对无异议。

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，发布至经营主体和电网企业。

6.3.4 经营主体对正式发布的月度结算依据中的电量或金额有争议的，应在交易中心给出月结算正式结算结果查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

6.3.5 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。

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

6.3.7 因国家政策变化、市场规则确需调整或遇重大节假日等原因影响结算流程时，视情况调整月结算流程时间，具体以电力交易机构通知为准。

6.4 为保障市场电费按期结算、电费资金正常周转，市场结算规则原则上不作临时性调整。若需进行规则调整的，原则上应在结算月次月5号前完成相关文件发布，或研究后续月份结算执行方案。

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、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；
 $C_{\text{分摊}}$ 为用户的系统运行补偿等分摊电费，具体见 9 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 9 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，按照合约分时电量、合约价格计算中长期电能量电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为 T 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 T 时段中长期合约价格。

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；

$Q_{\text{日前},t}$ 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代购市场及跨省外送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、分摊电费及返还电费。

计算公式如下：

$$\begin{aligned} R &= R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} + R_{\text{市场化}} \\ &= R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} \\ &\quad + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{返还}} + R_{\text{分摊}} \end{aligned}$$

其中：

R 为直接参与交易的市场机组电费收入；

$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}}$ 为代购市场及跨省外送电量电费收入，参与现货的新能源交易单元为基数电量电费收入，核电为相应的基数及代购市场电量电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 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；

$R_{\text{返还}}$ 为机组考核、补偿及其他返还电费，具体见 9 章；

$R_{\text{分摊}}$ 为机组承担的各类分摊电费，具体见 9 章。

7.2.2 代购市场及跨省外送电量电费结算

(1) 发电侧代购市场电量及跨省外送实结电量按代购市场电量价格计算全电量电费。公式为：

$$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} = \sum Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t} \times P_{\text{代购},t}$$

其中：

$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}}$ 为代购市场及跨省外送电量电费；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}$ 为机组 T 时段代购市场及跨省外送电量实结电量，核电机组为相应的基数电量和代购市场电量，现货新能源交易单元为相应的基数电量；

$P_{\text{代购},t}$ 为机组 T 时段代购市场电量价格，核电机组、现货新能源交易单元的基数电量为相应的批复上网电价（不含补贴），核电代购市场电量为市场参考价与月度集中竞争交易综合价的较小值结算；

(2) 各机组 T 时段机组的代购市场及跨省外送电量需按照进度系数进行统一调整，得到实结电量。公式为：

$$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量实结电量},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}) \times (Q_{\text{代购市场及跨省外送电量计划},t} / Q_{\text{总代购市场及跨省外送电量计划},t})$$

其中：

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量实结电量},t}$ 为该机组 T 时段代购市场及跨省外送电量的实结电量；

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

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场购电用户 T 时段实际总用电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量计划},t}$ 为该机组 T 时段代购市场及跨省外送电量计划值；

$Q_{\text{总代购市场及跨省外送电量计划},t}$ 为直接参与交易的机组 T 时段代购市场及跨省外送电量计划值之和。

本计算公式均不含省外水电受让电量、核电基数电量、核电代购市场电量、现货新能源交易单元基数电量。计算直接参与交易的市场机组代购市场电量实结电量时，优先保证跨省转让、省内核电基数电量、核电代购市场电量、现货新能源交易单元基数电量刚性执行（100%结算），再计算整体直接参与交易的市场机组剩余代购市场及跨省外送电量计划的完成进度系数。

(3) 省外水电机组作为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。省内核电机组作为代购市场电量或

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。

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合约价格计算全电量电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为机组 T 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为机组 T 时段中长期合约价格。

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：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t} - Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

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；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}$ 为机组 T 时段净代购市场及跨省外送电量实结电量，核电机组为相应的基数及代购市场电量、现货新能源交易单元为相应的基数电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 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 独立储能结算

独立储能电能量交易电费根据放电、充电电量分为两个交易结算单元按“日清月结”模式结算，由中长期合约电费、中长期阻塞电费、日前偏差电费、实时偏差电费、考核及返还电费和补偿电费组成，其中考核及分摊返还电费和补偿电费全部计入放电交易结算单元。独立储能充电电量不承担输

配电价和政府性基金及附加。计算公式如下：

$$R^{\text{放电}} = R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} + R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}} + R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}} + R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}} + R_{\text{返还及分摊}}$$

$$R^{\text{充电}} = R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} + R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}} + R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}} + R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$$

其中：

$R^{\text{放电}}$ 、 $R^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的电能量交易电费；

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期合约电费；

$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期阻塞电费；

$R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的前日偏差电费；

$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的实时偏差电费；

$R_{\text{返还及分摊}}$ 独立储能承担的考核等返还及分摊电费，详见第9章。

7.3.1 独立储能中长期合约电费

独立储能中长期合约分时电量按照合约价格结算全电量电费。

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} = \sum_t \left(Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电}} \times P_{\text{中长期合约},t} \right)$$

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} = \sum_t \left(Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电}} \times P_{\text{中长期合约},t} \right)$$

其中：

$R_{中长期合约}^{放电}$ 、 $R_{中长期合约}^{充电}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期合约电费；

$Q_{中长期合约,t}^{放电}$ 、 $Q_{中长期合约,t}^{充电}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元中长期合约的电量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，净合约电量为正，反之计入充电交易结算单元，净合约电量为负；

$P_{中长期合约,t}$ 为时段 t 的中长期合约的价格。

7.3.2 独立储能日前偏差电费

独立储能每小时日前市场出清电量与中长期合约电量的偏差，按照所在节点日前市场分时价格结算。

$$R_{日前偏差}^{放电} = \sum_t [(Q_{日前,t}^{放电} - Q_{中长期净合约,t}^{放电}) \times P_{日前,t}]$$

$$R_{日前偏差}^{充电} = \sum_t [(Q_{日前,t}^{充电} - Q_{中长期净合约,t}^{充电}) \times P_{日前,t}]$$

其中：

$R_{日前偏差}^{放电}$ 、 $R_{日前偏差}^{充电}$ 分别为放电、充电交易结算单元的前日前偏差电费；

$Q_{日前,t}^{放电}$ 、 $Q_{日前,t}^{充电}$ 分别为时段 t 的日前市场出清放电、充电交易结算单元电量，日前市场出清为放电时，时段 t 日前市场出清电量计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$Q_{中长期净合约,t}^{放电}$ 、 $Q_{中长期净合约,t}^{充电}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元的中长期净合约量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示。

7.3.3 独立储能实时偏差电费

独立储能每小时实际充放电量与日前市场出清电量的偏差，按照所在节点实时市场分时价格结算。

$$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}} = \sum_t \left[(Q_{\text{实际,t}}^{\text{放电}} - Q_{\text{日前,t}}^{\text{放电}}) \times P_{\text{实时,t}} \right]$$

$$R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}} = \sum_t \left[(Q_{\text{实际,t}}^{\text{充电}} - Q_{\text{日前,t}}^{\text{充电}}) \times P_{\text{实时,t}} \right]$$

其中：

$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的实时偏差电费；

$Q_{\text{实际,t}}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{实际,t}}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 的放电、充电交易结算单元实际计量电量（即该时段计量上网、下网电量），放电电量以正值表示、充电电量以负值表示；

$Q_{\text{日前,t}}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{日前,t}}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 的日前市场出清放电、充电交易结算单元电量，日前市场出清为放电时，时段 t 日前市场出清电量计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{实时,t}}$ 为时段 t 的所在节点实时市场价格。

7.3.4 独立储能中长期阻塞电费

独立储能单独结算中长期阻塞电费，按照中长期净合约分时电量和所在节点与统一结算点日前市场分时价格的差价计算。

$$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}} = \sum_t \left[Q_{\text{中长期净合约,t}}^{\text{放电}} \times (P_{\text{日前,t}} - P_{\text{日前统一,t}}) \right]$$

$$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}} = \sum_t \left[Q_{\text{中长期净合约,t}}^{\text{充电}} \times (P_{\text{日前,t}} - P_{\text{日前统一,t}}) \right]$$

其中：

$R_{中长期阻塞}^{放电}$ 、 $R_{中长期阻塞}^{充电}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期阻塞电费；

$Q_{中长期净合约,t}^{放电}$ 、 $Q_{中长期净合约,t}^{充电}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元的中长期净合约量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{日前,t}$ 为时段 t 的所在节点日前市场价格；

$P_{日前统一,t}$ 为时段 t 的统一结算点日前市场价格。

8 电力用户结算

8.1 零售市场结算

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、交易系统固化的零售结算模式及计量点对应峰谷系数计算零售用户电能量电费。

8.1.6 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。

8.2 保底售电结算

零售用户因其对应的售电公司被强制退出市场、未及时与售电公司签订零售合同且未参与批发市场交易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，具体按《广东电力市场保底售电实施方案》执行。

8.3 电力用户终端到户电费

具体包括电能量电费、尖峰加价电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费、市场化需求响应费用、市场化分摊电费、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。

8.3.1 零售用户电能量为零售合同电费，保底售电用户为保底售电电费，批发用户电能量电费为批发市场支出电费（包括电能量电费和各类返还及分摊电费等）。

8.3.2 用户侧尖峰加价电费

8.3.2.1 尖峰电能量加价电费。向原执行峰谷价格政

策的市场购电用户收取，按照市场月度加权平均价 \times 峰段系数 $f1 \times 0.25$ 收取尖峰加价费用，其中市场月度加权平均价取售电公司（含批发市场大用户）批发市场度电支出（含年、月、周、现货市场电能量支出及各项返还及分摊）；深圳峰段系数 $f1$ 暂定1.53、其他地市峰段 $f1$ 暂定1.7、蓄冷用户峰段 $f1$ 暂定1.65、深圳低压用户峰段 $f1$ 暂定1.3553，视市场运行情况动态调整。

8.3.2.2 尖峰输配电价加价电费方面，按照对应各类别、各电压等级峰段输配电价的0.25倍收取，深圳用户尖峰输配电价按深圳市峰谷分时电价政策执行。

8.3.2.3 每月根据电网企业提供的全省新型负荷管理装置代建项目改造费用预留金额（如有）对市场购电用户当月尖峰加价电费进行冲抵（其中电能量和输配电价尖峰加价电费按相等比例冲抵，负值置零），冲抵后剩余的尖峰加价电费分别纳入电能量和输配电价峰谷平衡费用，由全体市场购电用户按照月度实际用电量分享。

8.3.3 上网环节线损费用按照《广东省发展改革委转发国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（粤发改价格〔2023〕148号）要求执行。

8.3.4 系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量

电费和容量电费分摊费用。其中，辅助服务费用按国家相关政策和辅助服务市场规则执行；抽水蓄能容量电费按照《广东省发展改革委转发国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（粤发改价格〔2023〕148号）相关要求执行；容量电费分摊费用按照相关规定执行。市场购电用户的系统运行费用按电网企业公布的单价计费，不执行峰谷价格比例。

8.3.5 市场分摊费用包括保障居民农业用电价格稳定的新增损益分摊电费（含变动成本分摊电费）、峰谷平衡损益分摊电费、并轨不平衡资金分摊、机组考核电费分享、煤机超发电能力返还电费分摊（分享）、核电中长期差价回收分享、核电代购电量发用差额电费分摊（分享）等电费。其中市场购电用户的居民农业用电价格稳定的新增损益分摊电费（含变动成本分摊电费）按电网企业公布的单价计费，不执行峰谷价格比例。

8.3.6 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。

8.3.7 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。

8.4 代购、优购用户偏差结算

8.4.1 优先购电用户偏差结算

优先购电用户总体按月偏差结算，对其实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差结算损益电费，包括偏差损益电费和预测差额损益返还电费。上述电费合计得到优先购电用户总购电费用，据此计算保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按实际月度用电量比例由全体工商业用户分摊或分享。

8.4.1.1 偏差损益电费

优先购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差价结算损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{优购偏差损益}} = (Q_{\text{优购实际}} - Q_{\text{优购预测}}) \times (P_{\text{现货}} - P_{\text{代购}})$$

式中：

$C_{\text{优购偏差损益}}$ 为优先购电用户偏差损益电费，对于优先购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$Q_{\text{优购实际}}$ 为优先购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月8号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{优购预测}}$ 为优先购电用户预测月度总用电量；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格。

8.4.1.2 预测差额损益返还电费

对优先购电用户预测月度总用电量超出实际月度总用电量 L%至 U%范围的差额电量，按照代购市场电量价格与现货市场月度均价的差价返还损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{优购预测差额损益返还}} = Q_{\text{优购预测差额}} \times (P_{\text{代购}} - P_{\text{现货}})$$

$$Q_{\text{优购预测差额}} = \max\{Q_{\text{优购实际}} \times L\% - Q_{\text{优购预测}}, 0\} + \min\{Q_{\text{优购实际}} \times U\% - Q_{\text{优购预测}}, 0\}$$

式中：

$C_{\text{优购预测差额损益返还}}$ 为优先购电用户预测差额损益返还电费，对于优先购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{优购预测差额}}$ 为优先购电用户预测差额电量；

$Q_{\text{优购实际}}$ 为优先购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{优购预测}}$ 为优先购电用户预测月度总用电量；

L%为预测电量允许下限比例，U%为预测电量允许上限比例。

8.4.2 代理购电用户偏差结算

代理购电用户总体按月偏差结算，对其实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差结算损益电费，包括偏差损益电费和预测差额损益返还电费。上述电费合计得到代理购电

用户总购电费用，纳入代理购电价格计算。

8.4.2.1 偏差损益电费

代理购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差价结算损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{代购偏差损益}} = (Q_{\text{代购实际}} - Q_{\text{代购预测}}) \times (P_{\text{现货}} - P_{\text{代购}})$$

式中：

$C_{\text{代购偏差损益}}$ 为代理购电用户偏差损益电费，对于代理购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$Q_{\text{代购实际}}$ 为代理购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{代购预测}}$ 为代理购电用户预测月度总用电量；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格。

8.4.2.2 预测差额损益返还电费

对代理购电用户预测月度总用电量超出实际月度总用电量 L%至 U%范围的差额电量，按照代购市场电量价格与现货市场月度均价的差价返还损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{代购预测差额损益返还}} = Q_{\text{代购预测差额}} \times (P_{\text{代购}} - P_{\text{现货}})$$

$$Q_{\text{代购预测差额}} = \max\{Q_{\text{代购实际}} \times L\% - Q_{\text{代购预测}}, 0\} + \min\{Q_{\text{代购实际}} \times U\% - Q_{\text{代购预测}}, 0\}$$

式中：

$C_{\text{代购预测差额损益返还}}$ 为代理购电用户预测差额损益返还电费，对于代理购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{代购预测差额}}$ 为代理购电用户预测差额电量；

$Q_{\text{代购实际}}$ 为代理购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{代购预测}}$ 为代理购电用户预测月度总用电量；

L% 为预测电量允许下限比例，U% 为预测电量允许上限比例。

9 返还及分摊电费

9.1 成本补偿类电费

9.1.1 变动成本补偿

根据机组实际月度上网电量（核电机组、参与现货交易的新能源交易单元取扣减转让前基数电量后的实际月度上网电量）和度电补偿标准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，与市场参考价之差。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，参与市场交易的核电机

组为上网电量扣减转让前基数电量，参与现货的新能源交易单元为上网电量扣减基数电量。

后续根据一次能源价格传导机制调整燃煤、燃气机组变动成本补偿标准，具体办法另行制定。市场代购电源及应急电源的上网电量参照上述规则计算变动成本补偿。

9.1.2 运行补偿费用

9.1.2.1 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或最小可调出力成本，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或最小可调出力费用，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，运行补偿结算周期为小时，当发电机组每小时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，根据两者之差及该小时现货结算电量占比计算发电机组系统运行补偿费用，机组每小时现货结算电量按照机组上网电量扣减转让前代购市场及跨省外送结算电量（为负置零）和转让前年度、月度中长期电量统计，现货结算电量小于0时按0计算，后续研究优化系统运行补偿费用计算方式，考虑机组各小时发电收入与运行成本差值的盈亏互补，按日进行补偿。

系统运行补偿范围暂为直接参与市场交易的燃煤、燃气机组，独立储能系统运行补偿具体实施办法另行制定。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。

9.1.2.2 不纳入运行补偿费用计算范围的情形

当出现下述情况时，相关时段不纳入运行补偿费用的计算范围。

1、当发电机组 i 在第 t 小时内，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，则第 t 小时的相关费用不纳入运行补偿费用的计算范围。

- 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；
- 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；
- 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。

9.1.2.3 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，深度调峰时段为最小可调出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$1h$ 表示时长为 1 小时；

$C_{变动成本补偿标准,i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围，

$C_{变动成本补偿标准,i}$ 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， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 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（或最小可调出力）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。

9.1.2.4 发电机组报价电费计算

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

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

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

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,实际(发电)}$ 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或最小可调出力；

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，深度调峰时段为最小可调出力；

$1h$ 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（深度调峰时段为最小可调出力）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。

9.1.2.5 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）。

9.1.2.6 发电机组运行补偿电费计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算，具体步骤如下：

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

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

$$m_{i,t} = \min \{ 1, \max \{ 1 - (Q_{i,t,转让前代购及跨省外送} + Q_{i,t,转让前中长期}) / Q_{i,t,实际}, 0 \} \}$$

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， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 应获得的预先补偿费用。

$m_{i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的补偿系数，按小时计算；

$Q_{i,t,转让前代购及跨省外送}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 转让前的机组代购市场及跨省外送结算电量，为负时置 0；

$Q_{i,t,转让前中长期}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 转让前的年度、月度中长期合约电量；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的实际上网电量，当 $Q_{i,t,实际} = 0$ 时，打折系数 $m_{i,t}$ 直接置零；

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 10.1.2 节所述的不纳入计算范围

的时段；

9.1.2.7 现阶段，暂不计算独立储能、核电机组、现货新能源交易单元的运行补偿。

9.1.2.8 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，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。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。

9.1.3 启动补偿费用

现货初期，启动补偿单独计算，后续条件具备后纳入运行补偿计算。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 ≤ 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。

发电机组 i 的启动成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{启动补偿},i} = k_i \times \sum_{u=1}^U R_{\text{on_cost},i,u} \times \mu_{i,u}$$

$$k_i = \min\{1, \max\{1 - (Q_{i,\text{转让前代购}} + Q_{i,\text{转让前中长期}}) / Q_{i,\text{实际}}, 0\}\}$$

k_i 表示发电机组 i 在运行日内的补偿系数，按日计算； 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 9.1.2 节所述的不纳入计算范围的情形； $R_{\text{on_cost},i,u}$ 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；当 $Q_{i,\text{实际}} = 0$ 时，打折系数 k_i 直接置零。现阶段，暂不计算独立储能、现货新能源交易单元的启动费用。

机组的启动补偿费用暂按照机组实际启动状态对应的启动成本和当日上网电量扣减转让前的代购市场及跨省外送结算电量（为负时置零）及年度、月度中长期交易电量后占当日上网电量的比例（为负时置零）单独进行补偿。启动补偿费用以月度为单位，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。

9.2 市场考核类费用

9.2.1 发电侧中长期交易偏差考核

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（含年度双边协商、挂牌、集中竞争交易，月度双边协商、集中竞争交易，发电侧市场合同转让挂牌交易）之和应不小于其市场电量月度交易上限和全月市场电量（为负时置零）中较小值的 D4。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：

$$P_{\text{机组度电回收价格}} = (P_{\text{机组日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{月竞均价}}) \times h1$$

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综合价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 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；

$h1$ 为调整系数。

机组中长期偏差考核电费以月度为单位，按用电量比例返还给用户侧。新能源交易单元、独立储能交易单元不进行机组中长期偏差考核。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偏差考核电费不作调整。

9.2.2 机组考核电费

9.2.2.1 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同厂内更换供热机组，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同厂内更换供热机组，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同厂内申请更换供热机组，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同厂内更换供热机组，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。

对于因机组自身原因出现的日前申报供热而实际未供热时段，实际上下限 $P_{i,t,\text{实际上限}}$ 、 $P_{i,t,\text{实际下限}}$ 按0计算，偏差率认定

为 100%。

对于因机组自身原因出现的日前未申报供热而实际供热时段，申报上下限 $P_{i,t,申报上限}$ 、 $P_{i,t,申报下限}$ 按 0 计算，偏差率认定为 100%。

热电联产机组申报的供热计划应满足自身机组状态约束（包括调试计划、检修计划、最早可并网时间等），因系统运行原因导致供热计划与热电联产机组状态约束冲突时，冲突时段的供热计划视为无效申报，对应时段的偏差率认定为 0。

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 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 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} \leq \Delta_0$ 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：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n \left| P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限} \right| \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{上限i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 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：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n \left| P_{i,t,申报下限} - P_{i,t,实际下限} \right| \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 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：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n \left[\max \left(\left| P_{i,t,申报下限} - P_{i,t,实际下限} \right|, \left| P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限} \right| \right) \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3 \right]$$

其中， $LMP_{i,t,实时}$ 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。

热电联产机组有如下情况之一时，相应的时段不纳入供热流量曲线偏差率考核：

(1) 热电联产机组开展供热参数实测试验期间；

(2) 发生非电厂自身原因的供热中断，且无法同厂内更换供热机组期间。

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，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.2 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：

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

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停运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，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.3 机组实时发电计划执行偏差费用返还

发电机组 i 的实时发电计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{指令}} - P_{i,t,\text{实际}}|}{P_{i,t,\text{指令}}}$$

其中， t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,\text{指令}}$ 为第 t 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{i,t,\text{实际}}$ 为第 t 时段中发电机组的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为发电计划允许的偏差率），实时发电计划执行偏差时段内，对应的现货电能量市场结算费用返还。市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算发电计划偏差考核费用。

发电机组的发电计划运行执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允

许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \text{实时调频中标容量} / \text{实时发电计划指令}$$

实时发电计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时发电计划执行偏差时段。

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：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1 - d_i) \times 1h \right) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准}, i} - C_{\text{核定成本}, i}) \times \beta_3 \right]$$

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），新能源发电企业核定发电成本价格按 0 处理；

β_3 为调整系数；

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。
- (6) 因台风等自然灾害导致新能源机组切出。
- (7) 经调度同意的新能源功率预测系统计划检修期间。
- (8) 经调度同意的新能源涉网试验期间。

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，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.4 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，调度机构因系统运行原因设置的限高不纳入限高考核。

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：

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

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，若机组为供热机组， P_{max} 为实际供热上限）；

$P_{\text{限高}}$ 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非系统运行原因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，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.5 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、调度机构因其他系统运行原因设置的限低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：

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

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（或最小可调出力，若机组为供热机组， P_{min} 为实际供热下限）；

$P_{\text{限低}}$ 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非系统运行原因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，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.6 新能源经营主体功率预测偏差考核

对新能源经营主体的短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核。

新能源经营主体 i 的短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， t 、 τ 为所计算的时段， τ 为 t 小时内 15 分钟的时段， $P_{i,t,\tau}^{\text{dq}}$ 为 t 小时内第 τ 个 15 分钟的短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值， $P_{i,\text{cap}}$ 为新能源经营主体 i 的装机容量。若新能源经营主体实时出清出力不受限，则参考值取每 15 分钟的实际功率；若新能源经营主体实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每 15 分钟的可用功率

值计算考核，风电场站可用功率参照《风电场理论可发电量与弃风电量评估导则》（NB/T 31055-2014）中理论可发功率计算方式得到，光伏电站可用功率参照《光伏电站功率控制系统技术要求》（GB/T 40289-2021）中可用发电功率计算方式得到。

$\Delta_{\text{短期}}$ 为短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{短期}}$ ，则对该时段短期功率预测偏差超过阈值的部分按照新能源经营主体日前出清价格的一定比例进行考核。

从新能源经营主体不满足短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源经营主体重新满足短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{短期功率预测偏差}} = \sum_{t \in \text{执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{短期}}, 0) \times \frac{1}{\Delta} h \right] \times LMP_{i,t,\text{日前}} \times \beta_1$$

其中 β_1 为短期功率预测偏差考核系数。

新能源经营主体 i 的超短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， $P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}}$ 为 t 小时内第 τ 个 15 分钟的超短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值，若新能源经营主体实时出清出力不受限，则参考值取每 15 分钟的实际功率；若新能源经营主体实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每 15 分钟的可用功率值计算考核。

$\Delta_{\text{超短期}}$ 为超短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{超短期}}$ ，则对该时段超短期功率预测偏差超过阈值的部分按照新能源经营主体实时出清价格的一定比例进行考核。

从新能源经营主体不满足超短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源经营主体重新满足超短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为超短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{超短期功率预测偏差}} = \sum_t^{\text{t} \in \text{执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{超短期}}, 0) \times \frac{1}{4} h \right] \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_2$$

其中 β_2 为超短期功率预测偏差考核系数。

新能源交易单元有如下情况之一时，相应的时段不纳入短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核：

- (1) 因台风等自然灾害导致新能源机组切出。
- (2) 经调度同意的新能源功率预测系统计划检修期间。
- (3) 经调度同意的新能源涉网试验期间。

新能源经营主体功率预测偏差考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.7 独立储能功率限高考核

独立储能发生限高指独立储能未达到最小允许荷电状态时，放电功率上限未达到并网调度协议中额定放电功率的情况。独立储能发生一次限高是指独立储能向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。

独立储能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 为独立储能发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为独立储能的额定放电功率；

$P_{\text{限高}}$ 为独立储能的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内独立储能实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内独立储能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，取值与发电机组保持一致。

独立储能功率限高考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.8 独立储能功率限低考核

独立储能发生限低指独立储能在未达到最大允许荷电状态时，充电功率上限未达到并网调度协议中额定充电功率的情况。独立储能发生一次限低是指独立储能向电力调度机构申报限低后，又申报解除限低的过程。

独立储能实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

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

其中：

n 为独立储能实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{\min} 为独立储能的额定充电功率（以负值表示）；

$P_{\text{限低}}$ 为独立储能的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内独立储能实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内独立储能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，取值与发电机组保持一致。

独立储能功率限低考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.9 独立储能实时调度计划执行偏差考核

独立储能 i 的实时调度计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{指令}} - P_{i,t,\text{实际}}|}{\max(20\% * \text{额定功率}, |P_{i,t,\text{指令}}|)}$$

其中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,\text{指令}}$ 为第 t 时段中电力调度机构向独立储能下达的出力指令；

$P_{i,t,\text{实际}}$ 为第 t 时段中独立储能的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为调度计划允许的偏差率），实时调度计划执行偏差时段内接受实时调度计划执行偏差考核。独

立储能不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算调度计划偏差考核费用。

独立储能的调度计划执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \frac{\text{实时调频中标容量}}{\max(20\% * \text{额定功率}, \text{实时发电计划指令})}$$

实时调度计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从独立储能不满足实时调度计划允许偏差率时刻的上一整点时刻起，至独立储能重新满足实时调度计划允许偏差率时刻的下一整点时刻，之间的时段计为实时调度计划执行偏差时段。

独立储能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(\left| Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times D_i \times 1h \right| \right) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

其中：

放电状态时， $D_i = 1 - d_i$ ，充电状态时， $D_i = \frac{1}{1 - d_i}$ ， d_i 为独立储能 i 的综合厂用电率；

t 为独立储能 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为独立储能实际运行后第 t 小时的实际净放电量，按实际放电量减实际充电电量计算；

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独立储能 i 下达的出力计划指令；

$1h$ 为 1 小时；

$LMP_{i,t,实时}$ 为第 i 小时内独立储能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）；

β_3 为实时调度计划执行偏差考核系数。

若考核费用计算结果为负，则不予考核。

独立储能实时调度计划执行偏差考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.3 用户侧用电偏差考核

用户侧当月偏差考核电费按中长期交易偏差考核电费与用电需求申报考核电费两者较大值进行结算，由发电侧机组（不含新能源交易单元）按其全月市场电量（当机组全月市场电量为负时，将其置 0）的比例分享。

9.2.3.1 用户侧中长期交易偏差考核

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（含年度双边协商、挂牌、集中竞争交易，月度双边协商、集中竞争交易，自主协商约定电能量价格的绿电年度、月度双边协商交易）之和应不小于其月度实际用电量的 D1。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：

$$P_{\text{度电回收价格}} = (P_{\text{月竞均价}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h1。$$

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；

$h1$ 为调整系数。

9.2.3.2 用户侧用电需求申报偏差考核

用户侧应准确预测其当月用电需求，需求申报偏差在允许范围内的，不进行考核；需求申报偏差超出允许范围内的，超出部分电量按照度电考核价格进行结算：

$$R_{\text{需求申报偏差考核}} = Q_{\text{需求申报偏差考核}} \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$Q_{\text{需求申报偏差考核}} = |Q_{\text{实际用电}} - Q_{\text{需求申报}}| - Q_{\text{实际用电}} \times D3$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = |P_{\text{月度集中竞争交易价格}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}| \times h2$$

$R_{\text{需求申报偏差考核}}$ 为需求申报偏差考核电费；

$Q_{\text{需求申报偏差考核}}$ 为申报用电需求在允许偏差范围外的电量；

$P_{\text{度电考核价格}}$ 为用户侧需求申报偏差考核度电价格；

$Q_{\text{实际用电}}$ 为用户侧当月实际用电量；

$Q_{\text{需求申报}}$ 为用户侧当月需求申报电量；

$D3$ 为用户侧申报全月用电需求超出月度实际用电量的允许偏差范围；

$h2$ 为调整系数。

9.2.3.3 用户侧需求申报偏差考核豁免

在用户侧需求申报截止后至实际用电月期间，因政策影响（去产能、环保停产等）、不可抗力（台风、地震等自然灾害）、公共卫生事件或有序用电等原因导致企业用电行为产生较大影响的，同时当月实时市场月度加权平均综合电价低于全市场零售结算均价时，对售电公司需求申报负偏差考核进行豁免处理。

计算售电公司相应月份需求申报考核电费时，分别剔除售电公司申报受影响用户的需求电量与实际用电量。

对于已结算月份，且售电公司用电偏差考核取值为需求申报偏差考核电费的，按照重新计算的考核电费和已结考核电费的差额进行退补。

如售电公司未在月度需求申报时申报该受影响用户用电需求，则该用户不纳入考核豁免范围。

用户侧月度需求申报偏差考核豁免操作规范由交易中心按程序制定发布。

9.2.3.4 月度结算结果发布以后，不因电量差错等退补，对日前市场月度加权平均综合电价和用户侧用电偏差考核电费进行调整。

9.2.4 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。

9.3 市场调节类返还电费

9.3.1 代购市场及跨省外送电量系数超限返还电费

设置市场机组代购市场及跨省外送电量进度系数上下限，对限值范围以外电量的电费损益进行补偿或回收。代购市场及跨省外送电量分时调整系数超出限值范围的时段，按照机组所在节点日前市场分时价格与代购市场电量价格之差乘以超系数限值电量计算机组分时补偿（回收）电费，按月累计得到机组月度超限返还电费，予以全额补偿或回收，记为代购市场及跨省外送系数超限返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{代购市场及跨省外送系数超限返还电费}} = \sum Q_{\text{超系数限值},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{代购}})$$

$Q_{\text{超系数限值},t} = (\min\{k - k1, 0\} + \max\{k - k2, 0\}) \times Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}$

式中：

$R_{\text{代购市场及跨省外送系数超限返还电费}}$ 为机组全月累计代购市场及跨省外送系数超限返还电费，正数表示收入、负数表示支出；

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

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{超系数限值},t}$ 为机组 T 时段调整系数超限值对应电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}$ 为机组 T 时段转让前代购市场及跨省外送电量计划值；

k 为代购市场及跨省外送电量分时调整系数；

$k1$ 为代购市场及跨省外送电量调整系数下限， $k2$ 为代购市场及跨省外送电量调整系数上限。

9.3.2 煤机超发电能力返还电费

燃煤机组（关停机组除外）转让前年度月度中长期电量、代购市场及跨省外送结算电量之和，超出机组发电能力的时段，按照机组所在节点日前市场分时价格与代理购电交易价格之差乘以调整系数限值范围内的超发电能力电量计算机组分时补偿（回收）电费，按月累计得到月度煤机超发电能力返还电费，予以全额补偿或回收，记为煤机超发电能力返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{煤机超发电能力返还}} = \sum Q_{\text{超发电能力},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{代购}})$$

$$Q_{\text{超发电能力},t} = \max\{Q_{\text{中长期},t} + \min\{k, k2\} \times Q_{\text{代购及跨省外送计划},t} - Q_{\text{发电能力},t}, 0\}$$

式中：

$R_{\text{煤机超发电能力返还}}$ 为机组全月累计煤机超发电能力返还电费；

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

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{超发电能力},t}$ 为机组 T 时段中长期、代购市场及跨省外送电量超发电能力电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}$ 为机组 T 时段转让前代购市场及跨省外送电量计划值（不含倾斜部分）；

$Q_{\text{发电能力},t}$ 为机组 T 时段发电能力，按装机容量或供热上限换算的分时电量（扣除厂用电），其中机组供热上限取当日各时段实时供热负荷上限的算术平均值，按日计算；

k 为代理购电电量分时调整系数， k_2 为代理购电电量调整系数上限。

分时煤机超发电能力返还电费按月累计得到月度煤机超发电能力返还电费，予以全额补偿或回收。所有煤机的超发电能力返还电费合计得到全市场月度煤机超发电能力返还电费。全市场煤机超发电能力返还电费按照月度用电量比例向全体工商业用户分摊或分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.3.3 核电中长期差价回收

对核电机组的年度、月度中长期交易电量（含年度双边协商交易、年度挂牌交易、年度集中竞争交易、月度双边协商交易、月度集中竞争交易），按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的 85% 从核电机组进行回收，

其中以分时段组织的集中竞争交易电量按照分时段成交均价与分时段交易参考价之差（负值置零）的85%计算回收电费。回收电费由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.3.4 核电代购电量发用差额电费

对于核电代购电量，发电侧按照市场参考价与月度集中竞争交易综合价的较小值结算，用户侧（代理购电用户）按照代购市场电量价格结算，发用侧结算价格不一致导致的差额电费由全体工商业用户分享或分摊，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.3.5 基数代购转让阻塞电费

发电侧代购市场电量转让双边协商交易、核电基数转让双边协商交易对应的转让阻塞费用，参照中长期阻塞费用公式单独结算至机组，对应的盈余以月度为周期，由直接参与交易的市场机组按实际月度上网电量比例分享（分摊）。其中参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量的数值（为负时置零）进行上述费用的分摊或分享。

9.4 市场平衡类返还电费

9.4.1 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，基于市场参考价，对售电公司按照其零售用户高峰时段电量收取市场参考价的 $(f1-1)$ 倍，对售电公司按照所代理用户低谷时段电量补偿市场参考价的 $(1-f2)$ 倍；

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；执行峰谷价格政策的批发用户参照售电公司应用峰谷平衡机制，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记为电能量峰谷平衡费用，以月度为单位，按用电量比例由市场购电用户分摊。

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，蓄冷用户按照《关于我省电网企业开展代理购电问题的批复》（粤发改价格函〔2021〕2348号）及后续政策规定执行；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的差额记为输配电峰谷平衡费用，以月度为单位，按用电量比例由市场购电用户分摊。

后续市场成熟后，可优化或取消用户侧峰谷平衡机制。

9.4.2 市场化中长期阻塞电费

各机组的年度、月度中长期合同（不含发电侧合同转让交易）阻塞费用不予单独结算，上述合同总阻塞费用由直接参与交易的市场机组按实际月度上网电量比例分摊（分享）。发电侧及市场合同转让挂牌交易、多日（周）交易阻塞费用

单独结算至机组。后续研究进一步完善中长期阻塞处理机制。

参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按实际上网电量扣减转让前基数电量（为负时置零）参与不单独结算的中长期阻塞费用分摊或分享。

9.4.3 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。

9.4.3.1 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，含参与现货的核电、新能源及独立储能交易单元出清市场电量；

$P_{\text{日前统一结算价},t}$ 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（参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量后的数值（为负时置零））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。

9.4.3.2 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，其中参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量的数值（为负时置零）进行上述费用的分摊或分享。

9.4.4 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， $R_{\text{居民农业用电新增损益}} = (P_{\text{居民农业用电及线损平均上网电价}} - P_{\text{输配电价核定购电价}}) * Q_{\text{居民农业用电及线损}} - R_{\text{特殊电价用户加价收入}}$

9.4.5 跨省外送差额电费

跨省外送实际电量由于代购市场电量价格与跨省外送实际到厂价格（即外送价格扣除电网企业收取的外送电输配电价）差价产生的差额电费，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按送电当月跨省外送成交电量比例分摊或分享；当月无跨省外送成交电量的，按送电当月转让前月度代购结算电量比例分摊或分享。跨省电费结算依据晚于当月省内市场电费结算依据发布时，上述差额电费顺延至下月结算。

9.4.6 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。

9.4.7 并轨不平衡资金的分摊

全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费优先由优先购电用户和代理购电用户的偏差损益电费及预测差额损益返还电费（以下简称优购代购用户偏差损益电费）、

参与偏差结算的优先发电机组偏差损益电费（现阶段仅考虑省间送电降价资金，含省间经济考核电费；若每月8日前未明确该部分资金，则纳入后续月份一并处理）冲抵，具体方式如下：

（1）全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费为向市场机组补偿时：

1) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费支出，该费用向市场机组支付，优先冲抵市场机组代购市场及跨省外送系数超限总补偿电费。合计偏差损益电费支出大于市场机组总补偿电费的，偏差损益电费剩余部分由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送结算电量比例分享；合计偏差损益电费支出小于市场机组总补偿电费的，补偿电费不足部分纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

2) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费收入，该费用从市场机组收取，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送结算电量比例分摊；市场机组代购市场及跨省外送系数超限总补偿电费纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

（2）全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费为向市场机组回收时：

1) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差

损益电费合计为上述主体的电费收入，该费用从市场机组收取，优先冲抵市场机组代购市场及跨省外送系数超限总回收电费。合计偏差损益电费收入大于市场机组总回收电费的，偏差损益电费不足部分由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送结算电量比例分摊；合计偏差损益电费收入小于市场机组总回收电费的，回收电费剩余部分向纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

2) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费支出，该费用向市场机组支付，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送结算电量比例分享；市场机组代购市场及跨省外送系数超限总回收电费纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

10 退补管理

10.1 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，重新计算有关经营主体的结算电费。结算运行期间对于档案差错、电量差错、考核豁免、交易结果调整、补偿及返还电费差错等分情况进行退补调整。除此以外的其他情况不作退补调整，退补调整追溯有效期原则上为1年；对于其他争议，追溯期有效期可延长至2年。

10.2 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。

10.3 对于月度结算后的交易结果需修正的事项按以下退补方式处理。原则上除技术系统故障原因外，其他情形不开展交易结果修正的退补结算。

10.3.1 对于市场化中长期合约电量电价需修正的，根据修正后电量电价重新计算该笔合约的退补电费。同时，根据该笔合约差错电量按该主体分时日前价格计算现货偏差电量的退补电费。上述两项退补计入该主体的退补电费项，纳入实施退补月份一并结算。因发用两侧现货偏差电量退补产生的不平衡电费，参照市场部分阻塞盈余分摊方式，由实施退补月份发电侧分摊或分享。

10.3.2 现货出清电价或日前出清电量少量修正的，根据修正后电量电价重新计算对应主体的现货偏差退补电费。市场直接交易机组及独立储能产生的退补电费，由实施退补月份批发市场用户按月度实际用电量分摊或分享；批发市场用户产生的退补电费，由实施退补月份市场直接交易机组及独立储能按月度市场电量分摊或分享，月度市场电量为负的机组分摊电量置零。

10.3.3 对于基数或代购合约电量电价需修正的，按修正后电量电价重新计算该主体的基数或代购合约退补电费，退补产生的不平衡电费由电网公司纳入购电成

本管理。同时，根据该笔合约差错电量按该机组分时段日前价格计算现货偏差电量的退补电费，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按差错月转让前月度代购市场及跨省外送电量比例进行分摊或分享。

10.3.4 除变动成本补偿外，上述修正不联动调整经营主体的其他返还及分摊电费。

10.4 对于跨月电量差错退补事项按照以下规则处理：

10.4.1 用户侧或发电侧分时电量差错绝对值累计值小于等于该月用户侧总用电量累计值 2%时，发电侧不作联动调整。在差错退补月份结算时，对相关机组分时差错电量按差错月份机组实时市场分时价格进行退补结算，并根据差错电量计算变动成本补偿调整；对相关批发市场用户分时差错电量按差错月份用户侧实时市场统一结算点分时价格进行退补结算。

10.4.2 用户侧或发电侧分时电量差错绝对值累计值大于该月用户侧总用电量累计值 2%时，发电侧作联动调整结算。在差错退补月份结算时，对相关批机组分时差错电量按差错月份机组实时市场分时价格进行退补结算；对相关批发市场用户分时差错电量按差错月份用户侧实时市场统一结算点分时价格进行退补结算；发电侧联动调整金额按照差错月份的燃煤、燃气机组月度实结转让前代购市场及跨省外送电量比例分摊，发电侧联动调整调整金额计算公式为：

$$C_{\text{联动退补}} = Q_{\text{退补}} \times (P_{\text{日前}} - P_{\text{代购}})$$

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；

$P_{\text{代购}}$ 为发电侧代购电量结算价格。

10.4.3 根据零售用户差错月份的零售合同重新计算电费，与差错月份已结电费的差额，作为零售用户退补电费。

10.4.4 售电公司批发侧退补电费与其代理零售用户退补电费的差额，作为售电公司的退补电费。

10.4.5 上述各项退补电费纳入退补实施月份一并结算，退补造成的不平衡视同线损管理。

10.5 月度正式结算结果发布后，对档案、电量等差错引起的售电公司差错月份峰谷平衡电费进行重算退补，该退补产生的新增损益由退补实施月份的市场购电用户按电量比例分摊或分享；尖峰加价退补费用，由退补实施月份全体市场购电用户分摊或分享。

10.6 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。

10.7 月度结算前发生的因电量差错等引起的机组返还及分摊电费调整，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。月度结算后发现的机组电量差错引起的机组返还及分摊电费调整除变动成本补偿外

不予退补调整。

10.8 原则上每季度开展一次集中退补计算和分摊，具备条件后逐步按月度开展退补。

10.9 若因发电企业与售电公司归属于同一集团关联关系与实际不符，不对前期已计算年度、月度双边协商交易相关市场价格、零售市场联动价格进行追溯调整。

10.10 考核、补偿等相关返还及分摊电费的退补调整，如需分摊或分享，纳入实施退补月份处理；因电量变化引起差错月份经营主体分摊比例的差异不作退补调整；市场形成价格不因事后电量调整进行重算。

10.11 对于月度结算后的考核补偿结果差错按退补方式进行处理。经营主体需按照规定开展发电侧考核申诉及退补申请，除技术系统故障等原因导致考核补偿边界数据差错外，原则上不开展发电侧考核补偿退补。

10.11.1 经营主体须在规定时间内通过调度机构技术系统进行首次申诉，由调度机构审核处理并批准考核结果。经营主体对考核结果存在疑义的，需在日清算临时结果反馈截止时间（D+6）之前通过交易系统提交二次申诉。经营主体因自身原因未及时在调度机构技术系统提交申诉理由或未正确填写申诉理由导致申诉未通过，二次申诉原则上均不予受理，默认为同意考核结果。在上述环节后，经营主体在交易系统对考核内容进行申诉的，原则上按 10.11.3 流程作跨月退补处理。

10.11.2 在月度结算前，调度机构对二次申诉开展数据复核、修正及重推，交易中心按照日清重算处理。

10.11.3 若需跨月退补，由经营主体向交易中心提出发电侧考核退补申请，由调度中心核查并出具意见，交易中心依据调度中心出具的意见开展跨月退补结算。

10.11.4 调度机构定期将机组考核退补情况向能源监管机构和政府主管部门报备。

10.11.5 除上述场景外，由于技术系统问题导致需进行机组考核补偿修正的，按修正后数据重新计算对应主体的考核补偿退补电费，计入该经营主体电费退补项在实施退补月份一并结算，相关考核、补偿分摊电费按上述 10.10 条处理。

10.12 市场代购电源及应急电源参照上述原则开展退补结算。

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

调频、备用等辅助服务费用按国家有关政策规定和辅助服务市场规则执行。现阶段，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结算依据，发至省级电网企业开展结算，暂不纳入交易中心网间平衡计算；条件具备时，由交易中心计算并出具结算依据，纳入网间平衡计算。

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电网企业（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，经营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。代理购电用户参照市场购电用户执行。

13.3 资金收付

各经营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资金的收付。

13.4 电费催缴

如果经营主体未在法规、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

经营主体未在法规、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

经营主体在执行中长期电能量市场成交结果（包括中长期合约、代购市场电量合约、跨省外送电量合约）、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，交易中心仍按本细则进行结算，经营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，由电网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，在电网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发生过户业务的，按双方在电网企业确认过户后的次月，纳入过户后新用户市场交易范围；对于市场购电用户在无正当理由情况下改由电网企业代理购电，其用电价格按电网企业代理购电价格的1.5倍执行，后续发生因新装、过户等业务增加的用电户号的，次月起其用电价格按电网企业代理购电价格的1.5倍执行。

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，按照全月各时段电量比例（执行峰谷分时政策用户，按照全月峰谷电量比例），叠加计入最后一个用电日各时段用电量中，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。其中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 1：

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：

2.1 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。

2.2 当连续时间点内缺点数大于等于 3 个时：

2.2.1 客户配合确认拟合期间发生过停电的，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。

2.2.2 属于非暂停、非自停、非停电的，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：

2.2.2.1 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。

2.2.2.2 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。

2.2.2.3 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。

2.2.2.4 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。

2.2.3 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。

2.2.4 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。

2.2.5 计量自动化系统数据已采集或拟合推送后，如发现存在计量装置故障、窃电等造成电量损失的，可在营销系统按

照追退补要求进行电量追退补。

2.2.6 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。

2.2.7 在存在换表、销户、扩容等营销工单情况下，计量系统根据营销工单中的现场截取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。

2.2.8 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。

3. 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%时，则按照电量追补原则进行处理。

附件 2:

经营主体分摊分享

对象		项目
批发市场	发电侧	发用电不平衡电费分摊
		机组代购市场电量转让阻塞盈余分摊
		阻塞盈余分摊
		用电考核分享
		跨省外送差额电费分摊（分享）
	并轨不平衡资金分摊	
	用电侧	发用电不平衡电费分摊
		偏差收益转移分享
		启动补偿电费分摊
		运行补偿电费分摊
机组中长期偏差考核分享		
市场购电用户	保障居民农业用电价格稳定新增损益分摊	
	其中：变动成本补偿分摊	
	机组考核电费分享	
	煤机超发电能力返还电费分摊（分享）	
	核电中长期差价回收分享	
	核电代购电量发用差额电费分摊（分享）	
	并轨不平衡资金分摊	
	电能量峰谷平衡分摊	
输配电峰谷平衡分摊		