

湖南省电力现货市场结算实施细则

（试运行 3.0 版）

目 录

1. 总 述.....	1
2. 适用范围.....	1
3. 术语定义.....	1
4. 主要权责.....	4
4.1 发电企业.....	4
4.2 批发市场用户.....	5
4.3 零售市场用户.....	5
4.4 虚拟电厂.....	6
4.5 市场运营机构.....	6
4.6 电网企业.....	6
5. 结算原则.....	7
5.1 发电侧结算模式.....	7
5.2 用户侧结算模式.....	9
5.3 结算周期.....	11
5.4 结算单位时间.....	11
5.5 结算限价.....	11
6. 结算流程.....	12
6.1 数据准备.....	12
6.2 结算流程.....	13
7. 发电侧电能量电费结算.....	14
7.1 省间日前电能量电费.....	14

7.2	省间日内电能量电费.....	16
7.3	省间合约电能量电费.....	18
7.4	省内合约电能量电费.....	19
7.5	省内日前电能量电费.....	19
7.6	省内实时电能量电费.....	20
8.	用户侧电能量电费结算.....	21
8.1	批发市场用户电能量电费结算.....	21
8.2	代理购电用户结算.....	23
9.	调度调用新型储能电能量电费结算.....	24
9.1	储能上网侧电能量电费结算.....	25
9.2	储能下网侧电能量电费结算.....	25
10.	零售市场结算.....	26
11.	辅助服务费用结算.....	27
12.	市场运营费用.....	27
12.1	成本补偿类费用.....	27
12.2	市场平衡类费用.....	30
12.3	市场调节类费用.....	33
12.4	非计划停运考核.....	41
12.5	市场运营费用分摊及返还方式.....	42
13.	电费差错处理.....	42
14.	收付款管理.....	43
15.	其他结算事项.....	43

1. 总 述

为指导、规范、明确湖南电力市场结算相关工作开展，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，确保电力市场安全、经济、绿色，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《发电企业与电网企业电费结算办法》（国能发监管〔2020〕79号）及其配套文件、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场运行基本规则》（国家发改委令第20号）等，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于湖南电力现货市场运行期间湖南省电力市场结算工作。

3. 术语定义

（1）电能量电费：指经营主体在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

（2）辅助服务费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由经营主体提供辅助服务所得的费用。

（3）“两个细则”电费：指新版湖南“两个细则”，即《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》

(湘监能市场[2024]55号)规范的辅助服务费用和并网运行考核等费用。

(4) 节点电价：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

(5) 统一结算点电价：用电侧采用统一结算点电价，即发电侧所有节点电价与其对应电量的加权平权值。

(6) 批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户（批发用户）、售电公司等。

(7) 零售市场用户：通过售电公司间接参与批发市场购电的电力用户。

(8) 电网企业代理购电用户：暂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。

(9) 中长期分时净合约电量：指发电企业或市场用户在分时段内达成的所有中长期合约电量的代数和。

(10) 中长期分时净合约综合价格：指发电企业或批发市场用户在分时段内达成的所有中长期合约电量电价的加权平均值。

(11) 现货市场月度综合价格：指发电企业当月内日前市场与实时市场所有时段所有节点电价按对应电量加权平均值。

(12) 市场运营费用：指在市场初期，为清算发用两侧

计划电市场电、统筹兼顾市场竞争与监测规范市场主体行为，保障电力系统安全稳定，维护市场公平公正，设置电能量费用之外的各类费用，包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用等。

（13）成本补偿类费用：包括机组启动补偿费用、必开机组运行补偿费用以及储能补偿费用。其中，机组启动补偿费用是指对按照日前现货市场出清结果提供启动服务的机组，按照启动报价进行的补偿。必开机组运行补偿费用是指交易时段内若必开机组日前市场出清电力小于等于最小必开出力，且该时段日前节点电价低于其核定成本时，对该时段日前现货与中长期合约的正偏差电量进行的补偿。储能补偿费用是指因电力调度机构为满足电网运行需要调整调度调用新型储能的充放电曲线，导致调度调用新型储能的电能量收益为负时，对其进行的补偿。

（14）市场平衡类费用：包括阻塞不平衡费用、市场发用电量不平衡费用以及市场结构类不平衡费用。其中，阻塞不平衡费用是指现货市场中，发电侧以节点电价进行电能量电费结算，用户侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，导致的应收与应付电费的偏差费用。市场发用电量不平衡费用是指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，导致的不平衡费用。市场结构类不平衡费用主要指由于计划与

市场双轨制等原因，导致出现的偏差费用。

（15）市场调节类费用：包括火电中长期缺额回收费用、火电中长期超额回收费用、新能源中长期缺额回收费用、新能源中长期超额回收费用、用户侧中长期缺额回收费用、用户侧中长期超额回收费用、实时发电执行偏差考核费用。其中，火电/新能源中长期缺额/超额回收费用是指其签订的中长期合同电量低于/高于省内现货结算电量一定比例时，对低于下限要求或高于上限要求的电量进行收益回收（收益小于 0 时不回收）。用户侧中长期缺额/超额回收费用是指用户侧中长期合同电量低于/高于实际用电量一定比例时，对低于下限要求或高于上限要求的电量进行收益回收（收益小于 0 时不回收）。实时发电执行偏差考核费用是指当火电机组或新能源场站的 15 分钟实际发电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时发电执行偏差进行考核。

（16）优先发电电量：指政府规定按现行价格机制由电网企业收购的保量保价电量。

（17）市场交易电量：指通过市场化方式形成的交易电量。

4. 主要权责

4.1 发电企业

（1）按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、结

算合同及与电网企业签订的购售电合同，执行并网调度协议，享受输配电服务。

（2）在合同有效期内依据合同获取相关方履行合约的信息，在预结算单据公示后审核、确认本企业结算结果并反馈意见。

（3）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

（4）向电网企业开具增值税专用发票并收取电费。

4.2 批发市场用户

（1）批发市场用户（包括直接参与批发市场的电力用户、售电公司）按照市场规则参与市场交易，履行交易合约及零售合约，享受输配电服务，拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度管理。

（2）在交易平台上填制合同结算方式、价格等信息，将合同上传至交易平台备案，在合同有效期内依据合同获取相关方履行合约的信息，在预结算单据结果公示后审核、确认本企业结算结果并反馈意见。

（3）向电网企业支付或收取电费，并获取或开具增值税专用发票。

（4）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

4.3 零售市场用户

(1) 履行与售电公司签订的零售合同，履行与电网企业签订的供用电合同，享受输配电服务。

(2) 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息，审核、确认本企业的结算结果并反馈意见。

(3) 向电网企业支付电费并获取增值税专用发票。

(4) 按照市场规则和零售合约，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

4.4 虚拟电厂

(1) 虚拟电厂按照市场规则参与市场交易，履行交易合同。

(2) 在预结算单据结果公示后审核、确认本企业结算结果并反馈意见。

(3) 向电网企业支付或收取电费，并获取或开具增值税专用发票。

4.5 市场运营机构

(1) 交易机构负责经营主体注册、市场申报、中长期交易组织、合同管理；负责出具市场结算依据并发布交易结算信息。

(2) 调度机构负责现货市场、辅助服务市场交易组织及出清；负责提供现货市场出清结果、辅助服务补偿及分摊费用、机组考核相关数据等。

4.6 电网企业

(1) 负责按照交易机构提供的结算依据进行电费结算。

(2) 按照合同约定或法律法规的规定，向发电企业收取增值税专用发票后完成电费支付；向电力用户收费并开具增值税专用发票；向售电公司支付或收取电费，并获取或开具增值税专用发票。

5. 结算原则

由交易机构负责出具结算依据，电网企业负责电费结算，各经营主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

5.1 发电侧结算模式

5.1.1 对于直接参与省内现货市场的市场化机组（场站），以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格；日前市场根据省内日前市场结算电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场每小时节点电价进行结算；实时市场根据省内实时市场结算电量与省内日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场每小时节点电价进行结算。不直接参与现货市场的市场化机组，按中长期合约价格及当月现货市场月度综合价格结算。

5.1.2 省内市场化机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与日前省间电力现货交易、日前华中省间调峰及备用辅助服务交易、日前跨省跨区应急调度交易时，该机组省内日前市场结算电量由该机组省内日前市场出清电量扣除日前省间电力现货售电交易中标电量、日前华中备用售出服务

交易中标电量、日前华中调峰购入服务交易成交结果分配至该机组的电量、日前应急调度保省内消纳售电交易成交结果分配至该机组的电量，并叠加日前华中调峰售出服务交易中中标电量后形成。

5.1.3 省内市场化机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与日内省间电力现货交易、日内华中省间调峰及备用辅助服务交易、日内跨省跨区应急调度交易时，该机组省内实时市场结算电量由该机组实际上网电量扣除日内省间电力现货售电交易中标电量、日内华中备用售出服务交易中标电量（含日内华中备用容量调用交易中标电量和日前华中备用容量预留交易日内调用电量）、日内华中调峰购入服务交易成交结果分配至该机组的电量、日内应急调度保省内消纳售电交易成交结果分配至该机组的电量，并叠加日内华中调峰售出服务交易中标电量后形成。

5.1.4 省内市场化机组（场站）参与省间电力现货交易及结算，按照《省间电力现货交易规则（试行）》执行。省内市场化机组参与华中省间调峰辅助服务或华中省间备用辅助服务交易及结算，按照《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》规定执行。市场运营机构代理省内市场化机组参与跨省跨区应急调度交易及结算，按照《跨省跨区应急调度湖南实施细则（试行）》执行。

5.1.5 对于非市场化机组，实际上网电量按照政府批复

的上网电价进行结算。

5.1.6 参与现货市场的调度调用新型储能作为价格接受者，其充放电电量按照所在节点的节点边际价格结算，站用电量的电能量费用结算模式与充电电量保持一致。调度调用新型储能充电电量费用包含上网环节线损费用及系统运行费用，站用电量费用包含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加。

5.1.7 燃气机组年度优先发电电量由政府主管部门根据实际情况分解到度夏（冬）重点保供期，在月度交易方案中明确优先电量；度夏（冬）重点保供期，燃气机组作为非市场化机组，其上网电量按照政府定价进行结算；非度夏（冬）重点保供期，选择参与现货交易的燃气机组，按照5.1.1条款进行结算。

5.1.8 火电以机组为单位作为结算单元，新能源、抽蓄、调度调用新型储能、水电等以场站或同一并网点机组为单位作为结算单元。

5.1.9 因计量倍率、拟合规则等原因造成日清累计电量与实际月度结算电量的超差电量，纳入月度调平，按照现货市场月度综合价格计算。

5.2 用户侧结算模式

5.2.1 对于批发用户和售电公司，中长期交易合约分解电量，按照合同约定价格（即按规则分解后的净合约综合价）

进行结算；日前市场申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量按照日前市场统一结算点电价进行结算，日前市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时日前出清上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得；实时市场根据实际用电量与日前市场申报电量的偏差电量按照实时市场统一结算点电价进行结算，实时市场统一结算点电价为相应时段所有现货市场化机组（场站）每小时实际上网电量与其所在节点电价进行加权平均计算所得。

5.2.2 对于电网公司代理购电用户，中长期合约分解电量，按照合约约定价格进行结算，实际用电量与中长期合约分解电量的偏差按照当月现货市场月度综合价格结算。

5.2.3 对于零售市场用户，按照售电公司与其签订的零售合同约定的零售结算模式进行结算。

5.2.4 居民生活、农业生产用电执行现行目录销售电价政策。

5.2.5 现货模式下，用户电量存在定量、定比扣减关系的，各时段扣减定量电量=月度定量电量/（核算周期实际天数×24），主表扣减定量结果小于零时按零计算；各时段扣减定比电量=各时段抄见电量×月度定比值。

5.2.6 日清电量根据每日采集示数计算，不计算变损、线损。变损、线损电量以及因计量倍率、拟合规则等原因造成日清累计电量与实际月度结算电量的超差电量，纳入月度

调平，按照现货市场月度综合价格计算。

5.3 结算周期

5.3.1 批发市场结算周期采用“日清月结”的模式。即按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

5.3.2 零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

5.4 结算单位时间

现货市场以 1 小时作为结算单位时间。每小时节点电价等于该小时内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

5.5 结算限价

省内现货市场日前或实时分时节点电价、统一结算点电价执行二级限价。当前或实时现货市场用户侧 24 点统一结算点电价的加权平均值超过二级价格限值时，将用户侧 24 点统一结算价等比例缩小，直至用户侧 24 点统一结算价加权平均值等于二级价格限值，相对应地将发电侧各节点 24 点结算电价按相同比例缩小。以缩小后的分时节点电价、统一结算点电价开展电能量费用及市场运营费用结算。湖南省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素设置二级价格限值 P5（元/兆瓦时）并适时调整。

6. 结算流程

6.1 数据准备

6.1.1 电力交易机构在日前现货市场开市前将中长期交易分解电量及电价数据发送到电力现货市场技术支持系统，分时电量以每小时为时间间隔。

6.1.2 调度机构于运行日前 1 日（D-1）完成日前市场出清，运行日（D）完成实时市场出清。运行日后 1 日（D+1）获取运行日（D）的省间日前、省内日前市场交易结果，以及运行日（D）省间日内、省内实时市场交易结果，具体包括：省间现货日前及日内市场每 15 分钟的出清电力和价格，华中调峰及备用日前及日内市场每 15 分钟的出清电力、出清价格及出清电力分配结果，应急调度保省内消纳售电交易日前及日内每 15 分钟的出清电力分配结果，发电侧省内日前和实时市场每 15 分钟的出清电力和每小时的出清价格；用户侧日前市场出清电量；必开、试验等特殊机组标签；启停及考核数据等。

6.1.3 运行日后第 4 天（D+4），电网企业以机组和计量点为最小单位，采集运行日（D）火电机组、新能源场站、调度调用新型储能放电的每 15 分钟电量数据和市场用户、调度调用新型储能充电的每小时分时电量数据。

6.1.4 运行日后第 6 天（D+6），交易机构计算运行日（D）的清算电费，具体包括：各经营主体当日每小时不同

交易类型的清算电量、电价、电费。

6.2 结算流程

6.2.1 日清算结果发布。交易机构每周三前按周发布日清算结果。

6.2.2 日清算结果确认。经营主体在日清算结果发布后，对清算电量、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 日清算结果重算。交易机构根据各方处理意见，对运行月（M）需调整的日清算结果进行重新计算，并重新发布已重算的日清算结果。

6.2.4 月度结算依据发布。交易机构于运行月下一月（M+1）10个工作日内，根据运行月（M）日清算结果，出具运行月（M）月度结算依据，并发布给经营主体查询确认。具体包括：各经营主体当月累计电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还，以及历史月份的退补电量电费等费用明细。

6.2.5 月度结算依据确认。经营主体在月结算依据发布后3个工作日内，对结算数据进行确认。若有异议，经营主体提出反馈意见经相关经营主体确认一致后，交易机构形成最终月度结算依据并公布，同时提供给电网企业。在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

6.2.6 电费结算账单公布。电网企业根据交易机构提供的市场结算依据开展电费结算，形成电费结算账单并发布，

相关经营主体在 2 日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。电网企业和经营主体按照合同或法律法规的规定完成电费收支。

6.2.7 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算单发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算单顺延至下一工作日发布。

7. 发电侧电能量电费结算

参与省内现货交易的机组（场站）电能量电费包含省间日前电能量电费、省间日内电能量电费、省间合约电能量电费、省内合约电能量电费、省内日前电能量电费、省内实时电能量电费、调平电费。计算公式如下：

$$R = R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平}}$$

其中，

$R_{\text{省间日前}}$ 为机组（场站）省间日前电能量电费；

$R_{\text{省间日内}}$ 为机组（场站）省间日内电能量电费；

$R_{\text{省间合约}}$ 为机组（场站）省间合约电能量电费；

$R_{\text{省内合约}}$ 为机组（场站）省内合约电能量电费；

$R_{\text{省内日前}}$ 为机组（场站）省内日前电能量电费；

$R_{\text{省内实时}}$ 为机组（场站）省内实时电能量电费；

$R_{\text{调平}}$ 为机组（场站）月度调平电能量电费。

7.1 省间日前电能量电费

机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与日前省间

电力现货交易、日前华中省间调峰及备用辅助服务交易、日前跨省跨区应急调度保省内消纳售电交易时，按机组（场站）省间日前交易出清电量（或分配电量）和省间日前交易出清价格计算省间日前电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前}} = R_{\text{日前省间现货}} + R_{\text{日前华中备用}} - R_{\text{日前华中调峰售出服务}} + R_{\text{日前华中调峰购入服务}} + R_{\text{日前应急调度}}$$

$$R_{\text{日前省间现货}} = \sum (Q_{\text{日前省间现货}, t} \times P_{\text{日前省间现货}, t})$$

$$R_{\text{日前华中备用}} = \sum (Q_{\text{日前华中备用}, t} \times P_{\text{日前华中备用}, t})$$

$$R_{\text{日前华中调峰售出服务}} = \sum (Q_{\text{日前华中调峰售出服务}, t} \times P_{\text{日前华中调峰售出服务}, t})$$

$$R_{\text{日前华中调峰购入服务}} = \sum (Q_{\text{日前华中调峰购入服务}, t} \times P_{\text{日前华中调峰购入服务}, t})$$

$$R_{\text{日前应急调度}} = \sum (Q_{\text{日前应急调度}, t} \times P_{\text{日前应急调度}, t})$$

其中，

$R_{\text{省间日前}}$ 为机组（场站）省间日前电能量电费；

$R_{\text{日前省间现货}}$ 为机组（场站）省间现货日前交易电能量电费；

$Q_{\text{日前省间现货}, t}$ 为机组（场站）省间现货日前交易 t 时段出清电量；

$P_{\text{日前省间现货}, t}$ 为机组（场站）省间现货日前交易 t 时段出清价格；

$R_{\text{日前华中备用}}$ 为机组（场站）华中备用日前交易电能量电费；

$Q_{\text{日前华中备用}, t}$ 为机组（场站）华中备用日前交易 t 时段出清电量；

$P_{\text{日前华中备用}, t}$ 为机组（场站）华中备用日前交易 t 时段出清

价格；

$R_{\text{日前华中调峰售出服务}}$ 为火电机组华中调峰售出服务日前交易电能量电费；

$Q_{\text{日前华中调峰售出服务}, t}$ 为火电机组华中调峰售出服务日前交易 t 时段出清电量；

$P_{\text{日前华中调峰售出服务}, t}$ 为火电机组华中调峰售出服务日前交易 t 时段出清价格；

$R_{\text{日前华中调峰购入服务}}$ 为新能源场站华中调峰购入服务日前交易电能量电费；

$Q_{\text{日前华中调峰购入服务}, t}$ 为新能源场站华中调峰购入服务日前交易 t 时段分配电量；

$P_{\text{日前华中调峰购入服务}, t}$ 为华中调峰购入服务日前交易 t 时段出清价格；

$R_{\text{日前应急调度}}$ 为机组（场站）应急调度日前交易电能量电费；

$Q_{\text{日前应急调度}, t}$ 为机组（场站）应急调度日前交易 t 时段分配电量；

$P_{\text{日前应急调度}, t}$ 为应急调度日前交易 t 时段出清价格。

7.2 省间日内电能量电费

机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与日内省间电力现货交易、日内华中省间调峰及备用辅助服务交易、日内跨省跨区应急调度保省内消纳售电交易时，按机组（场站）省间日内交易出清电量（或分配电量）和省间日内交易出清

价格计算省间日内电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内}} = R_{\text{日内省间现货}} + R_{\text{日内华中备用}} - R_{\text{日内华中调峰售出服务}} + R_{\text{日内华中调峰购入服务}} + R_{\text{日内应急调度}}$$

$$R_{\text{日内省间现货}} = \sum (Q_{\text{日内省间现货}, t} \times P_{\text{日内省间现货}, t})$$

$$R_{\text{日内华中备用}} = \sum (Q_{\text{日内华中备用}, t} \times P_{\text{日内华中备用}, t})$$

$$R_{\text{日内华中调峰售出服务}} = \sum (Q_{\text{日内华中调峰售出服务}, t} \times P_{\text{日内华中调峰售出服务}, t})$$

$$R_{\text{日内华中调峰购入服务}} = \sum (Q_{\text{日内华中调峰购入服务}, t} \times P_{\text{日内华中调峰购入服务}, t})$$

$$R_{\text{日内应急调度}} = \sum (Q_{\text{日内应急调度}, t} \times P_{\text{日内应急调度}, t})$$

其中，

$R_{\text{省间日内}}$ 为机组（场站）省间日内电能量电费；

$R_{\text{日内省间现货}}$ 为机组（场站）省间现货日内交易电能量电费；

$Q_{\text{日内省间现货}, t}$ 为机组（场站）省间现货日内交易 t 时段出清电量；

$P_{\text{日内省间现货}, t}$ 为机组（场站）省间现货日内交易 t 时段出清价格；

$R_{\text{日内华中备用}}$ 为机组（场站）华中备用日内交易电能量电费；

$Q_{\text{日内华中备用}, t}$ 为机组（场站）华中备用日内交易 t 时段出清电量；

$P_{\text{日内华中备用}, t}$ 为机组（场站）华中备用日内交易 t 时段出清价格；

$R_{\text{日内华中调峰售出服务}}$ 为火电机组华中调峰售出服务日内交易电能量电费；

$Q_{\text{日内华中调峰售出服务},t}$ 为火电机组华中调峰售出服务日内交易 t 时段出清电量;

$P_{\text{日内华中调峰售出服务},t}$ 为火电机组华中调峰售出服务日内交易 t 时段出清价格;

$R_{\text{日内华中调峰购入服务}}$ 为新能源场站华中调峰购入服务日内交易电能量电费;

$Q_{\text{日内华中调峰购入服务},t}$ 为新能源场站华中调峰购入服务日内交易 t 时段分配电量;

$P_{\text{日内华中调峰购入服务},t}$ 为华中调峰购入服务日内交易 t 时段出清价格;

$R_{\text{日内应急调度}}$ 为机组（场站）应急调度日内交易电能量电费;

$Q_{\text{日内应急调度},t}$ 为机组（场站）应急调度日内交易 t 时段分配电量;

$P_{\text{日内应急调度},t}$ 为应急调度日内交易 t 时段出清价格。

7.3 省间合约电能量电费

机组（场站）按照省间中长期分时净合约电量和净合约综合价格计算省间合约电能量电费。计算公式为:

$$R_{\text{省间合约}} = \sum (Q_{\text{省间合约},t} \times P_{\text{省间合约},t})$$

其中,

$Q_{\text{省间合约},t}$ 为机组（场站） t 时段省间中长期分时净合约电量;

$P_{\text{省间合约},t}$ 为机组（场站） t 时段省间中长期分时净合约价

格。

7.4 省内合约电能量电费

机组（场站）按照省内中长期分时净合约电量和净合约综合价格计算省内合约电能量电费。计算公式为：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum (Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

其中，

$Q_{\text{省内合约}, t}$ 为机组（场站） t 时段省内中长期分时净合约电量；

$P_{\text{省内合约}, t}$ 为机组（场站） t 时段省内中长期分时净合约价格。

7.5 省内日前电能量电费

机组（场站）根据省内日前市场结算电量与中长期合约电量之间的差额，以省内日前市场节点电价计算省内日前电能量电费。计算公式为：

$$R_{\text{省内日前}} = \sum [(Q_{\text{日前结算}, t} - Q_{\text{中长期}, t}) \times P_{\text{日前}, t}]$$

$$Q_{\text{中长期}, t} = Q_{\text{省内合约}, t} + Q_{\text{省间合约}, t}$$

$$Q_{\text{日前结算}, t} = Q_{\text{日前出清}, t} - Q_{\text{日前省间现货}, t} - Q_{\text{日前华中备用}, t} + Q_{\text{日前华中调峰售出服务}, t} \\ - Q_{\text{日前华中调峰购入服务}, t} - Q_{\text{日前应急调度}, t}$$

其中，

$Q_{\text{日前结算}, t}$ 为发电侧经营主体省内日前市场 t 时段结算电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为发电侧经营主体 t 时段的日前市场节点电价；

$Q_{\text{日前出清},t}$ 为发电侧经营主体省内日前市场 t 时段出清结果扣除厂用电对应的电量；

$Q_{\text{日前省间现货},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日前省间现货交易中标电量；

$Q_{\text{日前华中备用},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日前华中备用辅助服务交易中标电量；

$Q_{\text{日前华中调峰售出服务},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日前华中调峰辅助服务交易中标电量；

$Q_{\text{日前华中调峰购入服务},t}$ 为日前华中调峰购入服务交易成交结果分配至该发电主体的电量；

$Q_{\text{日前应急调度},t}$ 为日前应急调度保省内消纳售电交易成交结果分配至该发电主体的电量。

7.6 省内实时电能量电费

机组（场站）根据省内实时市场结算电量与日前市场出清电量之间的差额，以及省内实时市场节点电价计算省内实时电能量电费。计算公式为：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum [(Q_{\text{实时结算},t} - Q_{\text{日前出清},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

$$Q_{\text{实时结算},t} = Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{省内省间现货},t} - Q_{\text{日内华中备用},t} + Q_{\text{日内华中调峰售出服务},t} - Q_{\text{日内华中调峰购入服务},t} - Q_{\text{日内应急调度},t}$$

其中，

$Q_{\text{实时结算},t}$ 为发电侧经营主体省内实时市场 t 时段结算电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段的实时市场节点电价；

$Q_{\text{上网},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段实际上网电量；

$Q_{\text{日内省间现货},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日内省间现货交易中标电量；

$Q_{\text{日内华中备用},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日内华中备用辅助服务交易中标电量（含日内华中备用容量调用交易中标电量和日前华中备用容量预留交易日内调用电量）；

$Q_{\text{日内华中调峰},t}$ 为发电侧经营主体 t 时段作为卖方参与日内华中调峰辅助服务交易中标电量；

$Q_{\text{日内华中调峰购入服务},t}$ 为日内华中调峰购入服务交易成交结果分配至该发电主体的电量；

$Q_{\text{日内应急调度},t}$ 为日内应急调度保省内消纳售电交易成交结果分配至该发电主体的电量。

8. 用户侧电能量电费结算

8.1 批发市场用户电能量电费结算

批发市场用户（含直接参与批发市场的电力用户和售电公司）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、调平电费。计算公式如下：

$$C = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}$$

其中，

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{调平}}$ 为用户月度调平电能量电费。

8.1.1 中长期合约结算

批发市场用户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、净合约综合价格计算中长期电能量电费。计算公式为：

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

其中，

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期}, t}$ 为用户 t 时段中长期分时净合约电量；

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

8.1.2 日前市场偏差结算

批发市场用户按照日前市场申报的分时电量与中长期净合约电量之间的差额，以及日前市场统一结算点电价计算偏差电费。计算公式为：

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

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；

$Q_{\text{中长期}, t}$ 为用户 t 时段中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为用户侧日前市场 t 时段的统一结算点电价。

8.1.3 实时市场偏差结算

批发市场用户按照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。计算公式为：

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

其中，

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户 t 时段实际用电量；

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

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户侧实时市场 t 时段的统一结算点电价。

8.2 代理购电用户结算

代理购电用户电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、现货市场偏差电能量电费。计算公式如下：

$$C = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{现货偏差}}$$

其中，

$C_{\text{中长期合约}}$ 为代理购电用户中长期合约电能量电费；

$C_{\text{现货偏差}}$ 为代理购电用户现货市场偏差电能量电费。

8.2.1 中长期合约结算

代理购电用户中长期合约以月度为周期开展全电量结算，按照净合约分时电量、净合约综合价格计算中长期电能量电费。计算公式为：

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

其中，

$C_{\text{中长期合约}}$ 为代理购电用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期},m}$ 为代理购电用户当月中长期分时净合约电量；

$P_{\text{中长期},m}$ 为代理购电用户当月中长期分时净合约综合价格。

8.2.2 现货市场偏差结算

代理购电用户按照月度实际用电量与中长期合约电量之间的差额，以及现货市场月度综合价格计算偏差电费。计算公式为：

$$C_{\text{现货偏差}} = \sum [(Q_{\text{实际},m} - Q_{\text{中长期},m}) \times P_{\text{现货综合},m}]$$

其中，

$C_{\text{现货偏差}}$ 为代理购电用户现货市场偏差电能量费用；

$Q_{\text{实际},m}$ 为代理购电用户月度实际用电量。

9. 调度调用新型储能电能量电费结算

对于以报量不报价形式参与现货市场的调度调用新型储能，电能量费用包含上网侧电能量电费和下网侧电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{储能}} = R_{\text{储能上网}} + R_{\text{储能下网}}$$

其中，

$R_{\text{储能上网}}$ 为储能上网侧电能量电费；

$R_{\text{储能下网}}$ 为储能下网侧电能量电费。

9.1 储能上网侧电能量电费结算

调度调用新型储能上网侧电能量电费包含上网侧日前市场电能量电费和上网侧实时市场电能量电费，日前市场出清的放电电量按照其所在并网点的日前市场节点价格结算，实际放电电量与日前市场出清的放电电量之间的差额按照实时市场节点电价计算偏差电费。计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{储能上网}} &= R_{\text{储能上网日前}} + R_{\text{储能上网实时}} \\ R_{\text{储能上网日前}} &= \sum (Q_{\text{日前放电}, t} \times P_{\text{日前}, t}) \\ R_{\text{储能上网实时}} &= \sum (Q_{\text{实时放电}, t} - Q_{\text{日前放电}, t}) \times P_{\text{实时}, t} \end{aligned}$$

其中，

$R_{\text{储能上网日前}}$ 为储能上网侧日前市场电能量电费；

$R_{\text{储能上网实时}}$ 为储能上网侧实时市场电能量电费；

$Q_{\text{日前放电}, t}$ 为储能日前市场所出清的 t 时段放电电量；

$Q_{\text{实时放电}, t}$ 为储能 t 时段实际放电电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为储能 t 时段的日前市场节点电价；

$P_{\text{实时}, t}$ 为储能 t 时段的实时市场节点电价。

9.2 储能下网侧电能量电费结算

调度调用新型储能下网侧电能量电费包含下网侧日前市场电能量电费和下网侧实时市场电能量电费，日前市场出清的充电电量按照其所在并网点的日前市场节点价格结算，实际充电电量与日前市场出清的充电电量之间的差额按照实时市场节点电价计算偏差电费。计算公式如下：

$$R_{\text{储能下网}} = R_{\text{储能下网日前}} + R_{\text{储能下网实时}}$$

$$R_{\text{储能下网日前}} = - \sum (Q_{\text{日前充电}, t} \times P_{\text{日前}, t})$$

$$R_{\text{储能下网实时}} = - \sum (Q_{\text{实时充电}, t} - Q_{\text{日前充电}, t}) \times P_{\text{实时}, t}$$

其中，

$R_{\text{储能下网日前}}$ 为储能下网侧日前市场电能量电费；

$R_{\text{储能下网实时}}$ 为储能下网侧实时市场电能量电费；

$Q_{\text{日前充电}, t}$ 为储能日前市场所出清的 t 时段充电电量；

$Q_{\text{实时充电}, t}$ 为储能 t 时段实际充电电量。

10. 零售市场结算

零售交易双方应根据签订的零售合同约定零售结算模式进行结算。

电网企业以月度为周期开展电能量零售结算，根据实际用电量、合同约定的零售结算模式以及交易机构提供的结算依据计算零售用户电能量电费。

电网企业根据零售用户在零售市场的结算数据，以及上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加，分时电价、力调电价按照政府有关规定执行，最终形成零售用户总结算费用。

电网企业根据交易机构提供的结算依据对售电公司进行批零收支差额电费结算，即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（含各类分摊返还、补偿）。

11. 辅助服务费用结算

辅助服务相关费用按照《湖南省电力辅助服务市场交易规则（2023版）》《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》等规则执行。

12. 市场运营费用

市场运营费用指在现货市场中发用两侧电能量费用之外的费用（不含辅助服务费用），包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用三类。

12.1 成本补偿类费用

成本补偿类费用包括机组启动补偿费用、必开机组运行补偿费用以及储能补偿费用。

12.1.1 启动补偿费用

启动补偿费用是指对按照日前现货市场出清结果提供启动服务的机组，按照启动报价进行的补偿。

（1）计算公式

根据机组状态（冷、温、热态）计算其启动补偿费用，公式为：

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i})$$

其中，

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为机组 i 的总启动补偿费用；

$P_{启动,i}$ 为机组 i 的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本。由湖南省价格主管部门会同湖南能源监管办委托具备合格检测资质的第三方检测机构核定机组单次启动耗煤量、耗油量、厂用电量等情况，计算机组各状态下启动成本上、下限值，发电企业在该限值范围内自主申报启动成本；

$N_{启动,i}$ 为机组 i 的总启停次数。

（2）分摊方式

机组启动补偿费用按月度实际用电量比例分摊给批发市场用户（含直接参与批发市场的电力用户和售电公司）以及代理购电用户。

12.1.2 必开机组运行补偿费用

必开机组运行补偿费用是指交易时段内若必开机组日前出清电力小于等于最小必开出力，且该时段日前节点电价低于其核定成本时，对该时段日前现货与中长期合约的正偏差电量进行的补偿。

（1）计算公式

当 $Q_{日前,i,t} \leq Q_{必开,i,t}$ ， $Q_{日前,i,t} > Q_{中长期,i,t}$ 且 $C_{核定成本,i} > P_{日前,i,t}$ 时，该时段予以补偿，其余时段均不予以补偿。

$$R_{必开机组运行补偿费用,i} = \sum [(Q_{日前,i,t} - Q_{中长期,i,t}) \times (C_{核定成本,i} - P_{日前,i,t})]$$

其中，

$R_{必开机组运行补偿费用,i}$ 为必开机组 i 运行日当天的补偿费用；

$Q_{日前,i,t}$ 为必开机组 i 在 t 时段的日前出清电量；

$Q_{\text{必开}, i, t}$ 为必开机组 i 在 t 时段的必开电量;

$Q_{\text{中长期}, i, t}$ 为必开机组 i 在 t 时段的中长期合约分解电量;

$P_{\text{日前}, i, t}$ 为必开机组 i 在 t 时段的日前节点电价;

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为必开机组核定的发电成本价格。由湖南省价格主管部门会同湖南能源监管办委托具备合格检测资质的第三方检测机构核定的机组发电成本价格。

(2) 分摊方式

必开机组运行补偿费用按月度实际用电量比例分摊给批发市场用户（含直接参与批发市场的电力用户和售电公司）以及代理购电用户。

12.1.3 储能补偿费用

储能补偿费用是指因电力调度机构为满足电网运行需要调整调度调用新型储能的充放电曲线，导致调度调用新型储能的电能量收益为负时，对其进行的补偿。

(1) 计算公式

当 $R_{\text{储能}} < 0$ 时， $R_{\text{储能补偿}} = -R_{\text{储能}}$;

当 $R_{\text{储能}} \geq 0$ 时， $R_{\text{储能补偿}} = 0$ 。

其中，

$R_{\text{储能}}$ 为储能电站当日电能量市场收益;

$R_{\text{储能补偿}}$ 为储能电站补偿费用。

(2) 分摊方式

储能补偿费用由省内未落实配储要求的风电、集中式光

伏发电企业按照当月实际上网电量比例分摊。

12.2 市场平衡类费用

市场平衡类费用是指省内用户支付电能量电费与发电企业所收取的电能量电费之间的差额，包括阻塞不平衡费用、市场发用电量不平衡费用以及市场结构类不平衡费用。

12.2.1 阻塞不平衡费用

阻塞不平衡费用是指现货市场中，发电侧以节点电价进行电能量电费结算，用户侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，导致的应收与应付电费的偏差费用。阻塞不平衡费用由日前市场阻塞不平衡费用与实时市场阻塞不平衡费用两部分构成。

(1) 计算公式

$$R_{\text{阻塞不平衡费用}} = R_{\text{日前阻塞不平衡费用}} + R_{\text{实时阻塞不平衡费用}}$$

$$R_{\text{日前阻塞不平衡费用}} = \sum [Q_{\text{中长期合约}, i, t} \times (P_{\text{日前}, i, t} - P_{\text{日前统一}, t})]$$

$$R_{\text{实时阻塞不平衡费用}} = \sum [Q_{\text{市场机组日前出清}, i, t} \times (P_{\text{实时}, i, t} - P_{\text{实时统一}, t})]$$

其中，

$R_{\text{阻塞不平衡费用}}$ 为日前、实时市场阻塞不平衡总费用；

$R_{\text{日前阻塞不平衡费用}}$ 为日前市场阻塞不平衡总费用；

$R_{\text{实时阻塞不平衡费用}}$ 为实时市场阻塞不平衡总费用；

$Q_{\text{中长期合约}, i, t}$ 为机组（场站） i 在 t 时段中长期合约分解电量；

$P_{\text{日前}, i, t}$ 为日前市场 t 时段机组（场站） i 所在节点的节

点电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段的用户侧统一结算点电价；

$Q_{\text{市场机组日前出清},i,t}$ 为日前市场 t 时段机组（场站） i 出清电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段机组（场站） i 所在节点的节点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段的用户侧统一结算点电价。

（2）分摊或返还方式

阻塞不平衡费用按当月市场化发电机组（场站）上网电量、批发市场用户（含直接参与批发市场的电力用户和售电公司）和代理购电用户实际用电量比例返还或分摊。

12.2.2 市场发用电量不平衡费用

市场发用电量不平衡偏差费用是指现货模式下市场发电侧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导致的不平衡费用。

（1）计算公式

$$R_{\text{市场发用电量不平衡费用}} = \sum [(Q_{\text{市场用户日前申报},t} - Q_{\text{市场机组日前出清},t}) \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})]$$

其中，

$R_{\text{市场发用电量不平衡费用}}$ 为总的市场发用电量不平衡费用；

$Q_{\text{市场用户日前申报},t}$ 为日前市场用户 t 时段总申报电量；

$Q_{\text{市场机组日前出清},t}$ 为日前市场机组（场站） t 时段总出清电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段的用户侧统一结算点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段的用户侧统一结算点电价。

(2) 分摊或返还方式

市场发用电量不平衡费用按当月市场化发电机组（场站）上网电量、批发市场用户（含直接参与批发市场的电力用户和售电公司）和代理购电用户实际用电量比例返还或分摊。

12.2.3 市场结构类不平衡费用

市场结构类不平衡费用主要指由于计划与市场双轨制等原因，导致出现的偏差费用。

(1) 计算公式

$$R_{\text{市场结构类不平衡费用}} = R_{\text{总不平衡费用}} - R_{\text{市场发用电量不平衡费用}} - R_{\text{阻塞不平衡费用}}$$

$$R_{\text{总不平衡费用}} = C_{\text{用户电费支出}} - R_{\text{售电公司电费收入}} - R_{\text{发电侧电费收入}}$$

$$+ R_{\text{省间售电电费收入}} - C_{\text{省间购电电费支出}}$$

其中，

$R_{\text{市场结构类不平衡费用}}$ 为市场结构类不平衡费用；

$R_{\text{总不平衡费用}}$ 为现货市场总不平衡费用；

$C_{\text{用户电费支出}}$ 为所有市场化用户和非市场化用户电费支出之和（含线损费用）；

$R_{\text{售电公司电费收入}}$ 为所有售电公司按照零售合同规定的合理收入之和；

$R_{\text{发电侧电费收入}}$ 省内所有市场化机组和非市场化机组电费收

入之和（含省间交易电费）；

$R_{\text{省间售电电费收入}}$ 为湖南参与省间售电交易的电费收入；

$C_{\text{省间购电电费支出}}$ 为湖南参与省间购电交易的电费支出。

（2）分摊或返还方式

市场结构类不平衡费用按月度实际用电量比例返还或分摊给所有工商业用户。

12.3 市场调节类费用

市场调节类费用包括火电中长期超额回收费用、火电中长期缺额回收费用、新能源中长期超额回收费用、新能源中长期缺额回收费用、用户侧中长期超额回收费用、用户侧中长期缺额回收费用、实时发电执行偏差考核费用。

12.3.1 火电中长期缺额回收费用

火电中长期缺额回收费用指当火电企业中长期合约电量低于省内现货结算电量一定比例时，对低于下限要求的电量按旬进行收益回收（收益小于 0 时不回收）。

（1）计算公式

$$Q_{\text{火电省内现货结算}} = Q_{\text{火电实际上网}} - Q_{\text{火电省间现货}} - Q_{\text{火电华中备用}} + Q_{\text{火电华中调峰售出服务}}$$

$$P_{\text{火电现货综合电价}} = \frac{\sum (Q_{\text{火电日前出清}, t} \times P_{\text{火电日前}, t} + Q_{\text{火电上网}, t} \times P_{\text{火电实时}, t})}{\sum (Q_{\text{火电日前出清}, t} + Q_{\text{火电上网}, t})}$$

当 $Q_{\text{火电中长期净合约}} < Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_1$ ，且 $P_{\text{火电中长期综合电价}} < P_{\text{火电现货综合电价}}$ 时，

$$R_{\text{火电中长期缺额回收}} = (Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_1 - Q_{\text{火电中长期净合约}})$$

$$\times (P_{\text{火电现货综合电价}} - P_{\text{火电中长期综合电价}}) \times h_1$$

其中，

$R_{\text{火电中长期缺额回收}}$ 为该火电机组中长期偏差收益回收费用；

$Q_{\text{火电省内现货结算}}$ 为当旬该火电机组省内现货结算电量；

$Q_{\text{火电中长期净合约}}$ 为当旬该火电机组省内中长期分时净合约电量；

$Q_{\text{火电实际上网}}$ 为当旬该火电实际上网电量；

$Q_{\text{火电省间现货}}$ 为当旬该火电省间现货售出电量；

$Q_{\text{火电华中备用}}$ 为当旬该火电华中备用交易售出电量；

$Q_{\text{火电华中调峰售出服务}}$ 为当旬该火电华中调峰交易成交电量；

$Q_{\text{火电中长期净合约}}$ 为当旬该火电机组中长期净合约电量；

$P_{\text{火电中长期综合电价}}$ 为当旬所有火电机组中长期合约加权综合价；

$P_{\text{火电现货综合电价}}$ 为当旬该火电机组现货市场综合价格；

$Q_{\text{火电日前出清}, t}$ 为该火电机组日前市场 t 时段出清电量；

$P_{\text{火电日前}, t}$ 为该火电机组 t 时段的日前市场节点电价；

$Q_{\text{火电上网}, t}$ 为该火电机组 t 时段上网电量；

$P_{\text{火电实时}, t}$ 为该火电机组 t 时段的实时市场节点电价；

K_1 为火电中长期净合约电量占省内现货结算电量的下限允许比例；

h_1 为火电中长期缺额回收系数。

(2) 返还方式

所有火电企业中长期缺额回收费用按月度实际用电量比例返还给批发市场用户(含直接参与批发市场的电力用户和售电公司)和代理购电用户。

12.3.2 火电中长期超额回收费用

火电中长期超额回收费用指当火电企业中长期合约电量高于省内现货结算电量一定比例时,对高于上限要求的电量按旬进行收益回收(收益小于0时不回收)。

(1) 计算公式

当 $Q_{\text{火电中长期净合约}} > Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_2$, 且 $P_{\text{火电中长期综合电价}} > P_{\text{火电现货综合电价}}$ 时,

$$R_{\text{火电中长期超额收益回收}} = \sum (Q_{\text{火电中长期净合约}} - Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_2) \times (P_{\text{火电中长期综合电价}} - P_{\text{火电现货综合电价}}) \times h_2$$

其中,

$R_{\text{火电中长期超额回收}}$ 为该火电机组中长期超额回收费用;

K_2 为火电中长期净合约电量占省内现货结算电量的上限允许比例;

h_2 为火电中长期超额回收系数。

(2) 返还方式

所有火电企业中长期超额回收费用按月度实际用电量比例返还给批发市场用户(含直接参与批发市场的电力用户和售电公司)和代理购电用户。

12.3.3 新能源中长期缺额回收费用

新能源中长期缺额回收费用指当新能源企业中长期合约电量低于省内现货结算电量一定比例时，对低于下限要求的电量按旬进行偏差收益费用回收（收益小于 0 时不回收）。

（1）计算公式

$$Q_{\text{新能源省内现货结算,1}} = Q_{\text{新能源实际上网}} - Q_{\text{新能源省间现货}} - Q_{\text{新能源华中调峰购入服务}} - Q_{\text{新能源应急调度}}$$

$$P_{\text{新能源现货综合电价}} = \frac{\sum (Q_{\text{新能源日前出清,t}} \times P_{\text{新能源日前,t}} + Q_{\text{新能源上网,t}} \times P_{\text{新能源实时,t}})}{\sum (Q_{\text{新能源日前出清,t}} + Q_{\text{新能源上网,t}})}$$

当 $Q_{\text{新能源中长期净合约}} < Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_3$ ，且 $P_{\text{新能源中长期综合电价}} < P_{\text{新能源现货综合电价}}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期缺额回收}} = \sum (Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_3 - Q_{\text{新能源中长期净合约}}) \times (P_{\text{新能源现货综合电价}} - P_{\text{新能源中长期综合电价}}) \times h_3$$

其中，

$R_{\text{新能源中长期缺额回收}}$ 为该新能源场站中长期缺额回收费用；

$Q_{\text{新能源省内现货结算,1}}$ 为当旬该新能源场站用于中长期缺额回收计算的省内现货结算电量；

$Q_{\text{新能源中长期净合约}}$ 为当旬该新能源场站省内中长期分时净合约电量；

$Q_{\text{新能源实际上网}}$ 为当旬该新能源场站实际上网电量；

$Q_{\text{新能源省间现货}}$ 为当旬该新能源场站省间现货交易售出电量；

$Q_{\text{新能源华中调峰购入服务}}$ 为当旬该新能源场站华中调峰交易分配电量；

$Q_{\text{新能源应急调度}}$ 为当旬该新能源场站应急调度保省内消纳售电交易分配电量;

$Q_{\text{新能源中长期净合约}}$ 为当旬该新能源场站中长期净合约电量;

$P_{\text{新能源中长期综合电价}}$ 为当旬所有新能源场站中长期合约加权综合价;

$P_{\text{新能源现货综合电价}}$ 为当旬该新能源场站现货市场综合价格;

$Q_{\text{新能源日前出清}, t}$ 为该新能源场站日前市场 t 时段出清电量;

$P_{\text{新能源日前}, t}$ 为该新能源场站 t 时段的日前市场节点电价;

$Q_{\text{新能源上网}, t}$ 为该新能源场站 t 时段上网电量;

$P_{\text{新能源实时}, t}$ 为该新能源场站 t 时段的实时市场节点电价;

K_3 为新能源中长期净合约电量占省内现货结算电量下限允许比例;

h_3 为新能源中长期缺额回收系数。

(2) 返还方式

所有新能源企业中长期缺额回收费用按月度实际用电量比例返还给批发市场用户(含直接参与批发市场的电力用户和售电公司)和代理购电用户。

12.3.4 新能源中长期超额回收费用

新能源中长期超额回收费用指当新能源企业中长期合约电量高于省内现货结算电量一定比例时,对高于上限要求的电量按旬进行偏差收益费用回收(收益小于 0 时不回收)。

(1) 计算公式

$Q_{\text{新能源省内现货结算},2} = Q_{\text{新能源实际上网}} - Q_{\text{新能源省间现货}}$

当 $Q_{\text{新能源中长期净合约}} > Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_4$ ，且 $P_{\text{新能源中长期综合电价}} > P_{\text{新能源现货综合电价}}$ 时，

$$R_{\text{新能源中长期超额回收}} = \sum (Q_{\text{新能源中长期净合约}} - Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_4) \times (P_{\text{新能源中长期综合电价}} - P_{\text{新能源现货综合电价}}) \times h_4$$

其中，

$Q_{\text{新能源省内现货结算},2}$ 为当旬该新能源场站用于中长期超额回收计算的省内现货结算电量；

$R_{\text{新能源中长期超额回收}}$ 为该新能源场站中长期超额回收费用；

K_4 为新能源中长期净合约电量占省内现货结算电量上限允许比例；

h_4 为新能源中长期超额回收系数。

(2) 返还方式

所有新能源企业中长期超额回收费用按月度实际用电量比例返还给批发市场用户(含直接参与批发市场的电力用户和售电公司)和代理购电用户。

12.3.5 用户侧中长期缺额回收费用

用户侧中长期缺额回收费用指当用户侧中长期合约电量低于实际用电量一定比例时，对低于下限要求的电量按旬进行偏差收益费用回收（收益小于 0 时不回收）。

(1) 计算公式

当 $Q_{\text{用户中长期净合约}} < Q_{\text{用户实际用电}} \times K_5$ ，且 $P_{\text{用户中长期综合电价}} > P_{\text{现货综合电价}}$

时，

$$R_{\text{用户侧中长期缺额回收}} = \sum (Q_{\text{用户实际用电}} \times K_5 - Q_{\text{用户中长期净合约}}) \times (P_{\text{用户中长期综合电价}} - P_{\text{现货综合电价}}) \times h_5$$

其中，

$R_{\text{用户侧中长期缺额回收}}$ 为用户侧中长期缺额回收费用；

$Q_{\text{用户实际用电}}$ 为当旬该用户实际用电量；

$Q_{\text{用户中长期净合约}}$ 为当旬该用户中长期分时净合约电量；

$P_{\text{用户中长期综合电价}}$ 为当旬用户侧中长期合约加权综合价；

$P_{\text{现货综合电价}}$ 为当旬现货市场综合价格。

K_5 为用户中长期净合约电量占实际用电量下限允许比例；

h_5 为用户侧中长期缺额回收系数。

(2) 返还方式

所有用户侧中长期缺额回收费用按月度上网电量比例返还给现货市场化发电机组（场站）。

12.3.6 用户侧中长期超额回收费用

用户侧中长期超额回收费用指当用户侧中长期合约电量高于实际用电量一定比例时，对高于上限要求的电量按旬进行偏差收益费用回收（收益小于 0 时不回收）。

(1) 计算公式

当 $Q_{\text{用户中长期净合约}} > Q_{\text{用户实际用电}} \times K_6$ ，且 $P_{\text{用户中长期综合电价}} < P_{\text{现货综合电价}}$ 时，

$$R_{\text{用户侧中长期超额回收}} = \sum (Q_{\text{用户中长期净合约}} - Q_{\text{用户实际用电}} \times K_6) \times (P_{\text{现货综合电价}} - P_{\text{用户中长期综合电价}}) \times h_6$$

其中，

$R_{\text{用户侧中长期超额回收}}$ 为用户侧中长期偏差收益回收费用；

K_6 为用户中长期净合约电量占实际用电量上限允许比例；

h_6 为用户侧中长期超额回收系数。

（2）返还方式

所有用户侧中长期超额回收费用按月度上网电量比例返还给现货市场化发电机组（场站）。

12.3.7 实时发电执行偏差考核费用

当火电机组或新能源场站的 15 分钟实际发电量与实时市场出清电量的偏差量超过该时段实时市场出清电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时发电执行偏差进行考核。其中火电机组或新能源场站的 15 分钟实际发电量根据调度 EMS 系统采集的 1 分钟发电电力积分计算所得。

（1）计算公式

$$Q_{\text{偏差}, t} = \max \{|Q_{\text{实发}, t} - Q_{\text{实时出清}, t}| - Q_{\text{允许偏差}, t}, 0\}$$

$$Q_{\text{允许偏差}, t} = \max \{Q_{\text{实时出清}, t} \times r_1, M\}$$

$$R_{\text{偏差}, t} = \sum Q_{\text{偏差}, t} \times P_{\text{考核}} \times r_2$$

其中，

$Q_{\text{偏差}, t}$ 为 t 时段该发电侧经营主体的偏差考核电量；

$Q_{\text{实发}, t}$ 为 t 时段该发电侧经营主体实际发电量，该电量根据调度 EMS 系统采集的 1 分钟发电电力积分计算所得；

$Q_{\text{实时出清}, t}$ 为 t 时段该发电侧经营主体实时市场的出清电量；

$Q_{\text{允许偏差}, t}$ 为 t 时段该发电侧经营主体允许的最大执行偏差电量；

$R_{\text{偏差}, t}$ 为 t 时段该发电侧经营主体考核费用；

$P_{\text{考核}}$ 为实时发电执行考核价格；

M 为实时发电执行允许偏差电量参数；

r_1 为实时发电执行允许偏差比例参数；

r_2 为实时发电执行允许偏差考核费用系数；

火电机组、新能源场站的 M 、 r_1 、 r_2 分别设置，经政府主管部门审批通过后执行。

（2）返还方式

调频市场运营前，实时发电执行偏差考核费用按月度实际用电量比例返还给所有工商业用户。调频市场运营后，实时发电执行偏差考核费用的 50% 按月度实际用电量比例返还给所有工商业用户，50% 按当月调频服务费用比例分享至调频中标机组。

12.4 非计划停运考核

机组非计划停运详见《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》以及湖南能源监管办相关规定。

12.5 市场运营费用分摊及返还方式

市场运营费用分摊及返还按照费用计算、费用执行、费用清算三个步骤开展。

12.5.1 市场运营费用计算。运行月下一月（M+1）10个工作日内，按照运行月（M）现货市场实际运行情况分别计算成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用等各类市场运营费用总额，通过交易平台向经营主体发布。

12.5.2 市场运营费用执行。市场运营费用中应向市场化用户分摊、返还的，按运行月下两月（M+2）市场化用户预计用电总量计算度电标准，并予结算；市场运营费用中应向市场化机组和售电公司分摊、返还的，按运行月（M）实际上网电量（包含省间交易售出电量）和售电公司实际用电量计算分摊/返还费用，并予结算。

12.5.3 市场运营费用清算。每月市场化用户预计用电量与实际用电差异产生的偏差费用，于运行月下一月（M+1）月清算，运行月下两月（M+2）月结算。

13. 电费差错处理

对于交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关经营主体的结算电费；对结算依据发

布后发现的当月差错退补事项，按经营主体该结算周期加权平均价格进行偏差结算，原则上不联动影响其他经营主体的市场运营费用分摊或返还；单个批发市场用户差错电量大于100兆瓦时或单个零售市场用户差错电量大于50兆瓦时由交易机构组织联动退补。差错退补调整追溯期原则上不超过3个月。

14. 收付款管理

发电侧电费结算由电网企业按月支付。

批发市场用户、零售市场用户及增量配电网所辖用户，结算电费按照电网企业相关收费规定执行，由电网企业收取，地方电网及增量配电网所辖用户可由地方电网及拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

各经营主体应根据法规、政策文件、合同等，在约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的经营主体，由电网企业将欠费信息反馈给交易机构，由交易机构按照履约保函等相关规定执行。

15. 其他结算事项

市场中止和价格管制时段时，根据《湖南省电力现货市场交易实施细则》以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

电力市场结算过程中涉及各类型电源的电价由电网企业提供，中长期市场化交易价格等数据由交易机构提供。

新能源扶贫电站等政府批准的特殊发电项目，不参与现货市场结算和各项不平衡资金分摊，其结算按照原有中长期结算方式执行。