内部资料 注意保密

湖南省电力现货市场结算实施细则

（征求意见稿）

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 4

4.3 零售市场用户 5

4.4 市场运营机构 5

4.5 电网企业 5

5. 结算原则 6

5.1 发电侧结算模式 6

5.2 用户侧结算模式 7

5.3 结算周期 8

5.4 结算单位时间 8

6. 结算流程 8

6.1 数据准备 8

6.2 结算流程 9

7. 发电侧结算 11

7.1 中长期合约电费 11

7.2 日前市场偏差结算 11

7.3 实时市场偏差结算 12

8. 用户侧结算 12

8.1 中长期合约结算 13

8.2 日前市场偏差结算 13

8.3 实时市场偏差结算 14

9. 储能电站结算 14

9.1 日前市场结算 14

9.2 实时市场偏差结算 15

10. 零售市场结算 16

11. 辅助服务市场结算 16

12. 市场运营费用 16

12.1 成本补偿类费用 17

12.2 市场调节类费用 19

12.3 市场不平衡类费用 22

12.4 两个细则考核 25

12.5 市场运营费用分摊及返还方式 25

13. 电费差错处理 26

14. 收付款管理 26

15. 其他结算事项 27

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）及其配套文件等文件要求制定本细则。

1. 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。

1. 术语定义
2. 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。
3. 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。
4. “两个细则”电费：指《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》规范的辅助服务费用和并网运行考核等费用。
5. 节点电价：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。
6. 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加权平均值。
7. 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。
8. 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。
9. 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。
10. 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。
11. 中长期分时净合约综合价格：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电价的加权平均值。
12. 现货市场月度分时综合价格：指发电企业当月内日前市场与实时市场分时段内所有节点电价按对应电量占比加权平均值。
13. 市场运营费用：市场运营费用指在市场初期清算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、市场调节类费用、市场不平衡类费用。
14. 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独立储能补偿费用。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成本价格时，对该时段日前现货正偏差电量进行的补偿。独立储能补偿费用是指因电网运行需要，由调度机构调整储能电站的充放电曲线，导致储能电站的电能量收益为负时，对其进行的补偿。
15. 市场调节类费用：包括火电中长期偏差收益回收费用、新能源中长期偏差收益回收费用以及用户侧中长期偏差收益回收费用。其中，火电中长期偏差收益回收费用是指火电企业中长期合同电量低于或高于实际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偏差收益费用回收。新能源中长期偏差收益回收费用是指新能源企业中长期合同电量低于或高于实际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偏差收益费用回收。用户侧中长期偏差收益回收费用是指用户侧中长期合同电量低于或高于实际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偏差收益费用回收。
16. 市场不平衡类费用：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。
17. 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。
18. 市场交易电量：主要是指通过市场化方式形成的交易电量。
19. 主要权责
	1. 发电企业

（一）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。

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

（三）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

（四）向电网企业开具增值税专用发票并收取电费。

* 1. 批发市场用户

（一）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，履行交易合同，享受输配电服务。

（二）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同的信息，在预结算单据结果公示后审核、确认本企业结算结果。

（三）电力用户向电网企业支付电费并获取增值税专用发票；售电公司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。

（四）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

* 1. 零售市场用户

（一）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。

（二）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。

（三）向电网企业支付电费并获取增值税专用发票。

（四）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任。

* 1. 市场运营机构

（一）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。

（二）调度机构负责现货电能量市场、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。

* 1. 电网企业

（一）负责按照交易机构提供的结算依据进行电费结算。

（二）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。

1. 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。

电力现货市场试运行期间，非现货市场发电机组、非现货市场电力用户的结算按照原有中长期结算方式执行，实际发、用电量与中长期合约分解电量的偏差产生的资金差额纳入电力市场统一清算。

* 1. 发电侧结算模式

5.1.1 对于市场化机组，其中参与现货市场的，中长期市场按照合同约定价格（即按规则分解后的净合约综合价）对中长期合约电量进行结算；日前市场根据日前市场出清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；实时市场根据实际上网电量与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。不参与现货市场的，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 省内市场化机组参与省间电力现货交易，按照《省间电力现货交易规则（试行）》执行。当省内市场化机组参与省间电力现货售电时，其成交结果叠加至中标机组对应时段的中长期交易结算曲线开展偏差结算。

5.1.3 省内市场化机组参与华中省间调峰辅助服务交易或华中省间备用辅助服务,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。当省内市场化机组作为服务卖方参与华中省间备用辅助服务交易时，其成交结果叠加至中标机组对应时段的中长期交易结算曲线开展偏差结算。当省内市场化机组作为服务卖方参与华中省间调峰辅助服务交易时,其中标容量在省内现货市场出清中预留，其最大出力限额扣减华中省间调峰辅助服务市场交易的中标容量作为机组出力上限参与省内现货市场出清，并将成交结果从其对应时段的中长期交易结算曲线中扣除，以开展偏差结算。

5.1.4 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。

5.1.5 参与现货市场的独立储能电站作为价格接受者，其充放电电量按照所在节点的节点边际价格结算，暂不参与市场运营费用分摊。

5.1.6 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规模；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。

5.1.7 火电以机组为单位作为结算单元，新能源、抽蓄、独立储能、水电等以场站或同一并网点机组为单位作为结算单元。

* 1. 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按各现货市场化机组每小时日前出清上网电量进行所有节点加权平均；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按各现货市场化机组每小时上网电量进行所有节点加权平均。

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 对于非市场化用户，以目录电价作为结算价格。

* 1. 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。

* 1. 结算单位时间

5.4.1 中长期市场按经营主体中长期净合约价格结算，原则上结算电价最小单位时间为1小时；

5.4.2 现货市场以1小时为结算电价单位时间。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。

1. 结算流程
	1. 数据准备

6.1.1 电力交易机构在日前省内现货市场开市前将中长期交易电量分解数据传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 调度机构于运行日提前1日（D-1）完成日前市场出清，运行日（D）完成实时市场出清。运行日后第1天（D+1）获取运行日的省间、省内日前市场交易结果，以及运行日省间日内、省内实时市场交易结果，具体包括：省间日前及日内市场每15分钟的出清电力和价格，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；日前机组组合安排；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、独立储能电站的每15分钟电量数据和市场用户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，当日累计电量电费情况。

* 1. 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 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个工作日前，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。

1. 发电侧结算

市场机组/场站总电费包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、补偿费用、分摊或返还及考核费用。计算公式如下：

R=R中长期合约+R日前+R实时+R补偿+R分摊或返还及考核

其中，

R中长期合约为机组/场站中长期合约电能量电费收入；

R日前为机组/场站日前市场偏差电能量电费收入；

R实时为机组/场站实时市场偏差电能量电费收入；

R补偿为机组/场站补偿费用；

R分摊或返还及考核为机组在市场运营中需承担的分摊或返还及考核费用。

* 1. 中长期合约电费

发电侧按照机组/场站中长期分时净合约电量和净合约综合价格计算全电量电费。计算公式为：

R中长期合约=Σ(Q中长期净合约,t×P中长期净合约,t)

其中，

R中长期合约为机组/场站中长期合约电能量电费；

Q中长期净合约,t为机组/场站t时段中长期分时净合约电量；

P中长期净合约,t为机组/场站t时段中长期分时净合约价格。

* 1. 日前市场偏差结算

机组/场站根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。计算公式为：

R日前=Σ[(Q日前,t-Q中长期净合约,t)×P日前,t]

其中，

R日前为机组/场站日前偏差结算电费；

Q日前,t为机组/场站日前市场t时段出清电量；

Q中长期净合约,t为机组/场站t时段中长期分时净合约电量；

P日前,t为机组/场站t时段的日前市场节点电价。

* 1. 实时市场偏差结算

机组/场站根据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。计算公式为：

R实时=Σ[(Q上网,t-Q日前,t)×P实时,t]

其中，

R实时为机组/场站实时偏差结算电费；

Q上网,t为机组/场站t时段上网电量；

Q日前,t为机组/场站日前市场t时段出清电量；

P实时,t为机组/场站t时段的实时市场节点电价。

1. 用户侧结算

批发市场用户、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、分摊或返还及考核费用等。计算公式如下：

C=C中长期合约+C日前+C实时+C分摊或返还及考核

其中，

C中长期合约为用户中长期合约电能量电费；

C日前为用户日前市场偏差电能量电费；

C实时为用户实时市场偏差电能量电费；

C分摊或返还及考核为用户在市场运营中需承担的分摊或返还及考核费用。

* 1. 中长期合约结算

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、净合约综合价格计算中长期电能量电费。计算公式为：

C中长期合约=Σ(Q中长期净合约,t×P中长期净合约,t)

其中，

C中长期合约为用户中长期电能量电费；

Q中长期净合约,t为用户t时段中长期分时净合约电量；

P中长期净合约,t为用户t时段中长期分时净合约综合价格。

* 1. 日前市场偏差结算

现货市场运行初期，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。计算公式为：

C日前=Σ[(Q日前,t－Q中长期净合约,t)×P日前统一,t]

其中，

C日前为用户日前市场偏差电费支出；

Q日前,t为用户日前市场所申报的t时段需求电量；

Q中长期净合约,t为用户t时段中长期分时净合约电量；

P日前统一,t 为用户日前市场t时段的统一结算点电价。

* 1. 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。计算公式为：

C实时=Σ[(Q实时,t－Q日前,t)×P实时统一,t]

其中，

C实时为用户实时市场偏差电费支出；

Q实时,t 为用户t时段实际用电量；

Q日前,t为用户日前市场申报的t时段需求电量；

P实时统一,t为用户侧实时市场t时段的统一结算点电价。

1. 储能电站结算

独立储能电站电能量费用包含日前市场电能量电费和实时市场偏差电能量电费。计算公式如下：

R=R日前+R实时

其中，

R日前为储能日前市场电能量电费；

R实时为储能实时市场偏差电能量电费。

* 1. 日前市场结算

现货市场运行初期，独立储能电站以报量不报价形式参与现货市场，其日前市场申报的充放电电量按照日前市场节点价格结算。计算公式为：

R日前=Σ(Q日前放电,T×P日前放电,T-Q日前充电,t×P日前充电,t)

其中，

R日前为储能日前市场电能量电费；

Q日前放电,T为储能日前市场所申报的T时段放电电量；

P日前放电,T为储能T时段的日前市场节点电价；

Q日前充电,t为储能日前市场所申报的t时段充电电量；

P日前充电,t 为储能t时段的日前市场节点电价。

* 1. 实时市场偏差结算

独立储能电站根据实际充放电电量与日前市场申报的充放电电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。计算公式为：

R实时=Σ[(Q实时放电,T－Q日前放电,T)×P实时放电,T

-(Q实时充电,t－Q日前充电,t)×P实时充电,t]

其中，

R实时为储能实时市场电能量电费；

Q实时放电,T为储能T时段实际放电电量；

Q日前放电,T为储能日前市场所申报的T时段放电电量；

P实时放电,T为储能T时段的实时市场节点电价;

Q实时充电,t为储能t时段实际充电电量；

Q日前充电,t为储能日前市场所申报的t时段充电电量；

P实时充电,t 为储能t时段的实时市场节点电价。

1. 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）。

1. 辅助服务市场结算

辅助服务市场相关费用按照《湖南省电力辅助服务市场交易规则》、《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》、《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》等规则执行。

1. 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（不含辅助服务市场费用），包括成本补偿类费用、市场调节类费用、市场不平衡类费用三类。

* 1. 成本补偿类费用

现货市场运行初期，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独立储能补偿费用。

* + 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

根据燃煤机组状态（冷、温、热态）计算其启动补偿费用，公式为：

R启动补偿,i=Σ(P启动,i×N启动,i)

其中，

R启动补偿,i为燃煤机组i的总启动补偿费用；

P启动,i为燃煤机组i的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本。由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为燃煤机组i的总启停次数。

（2）分摊办法

燃煤机组启动补偿费用由所有工商业用户进行分摊。

* + 1. 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成本电价时，对该时段日前现货正偏差电量进行的补偿。

1. 计算公式

当Q日前,i,t≤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=Σ[(Q日前,i,t-Q中长期,i,t)×（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必开,i,t为必开机组i在t时段的必开电量；

Q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日前,i,t为必开机组i在t时段的日前节点电价；

C核定成本,i为必开机组核定的发电成本价格。根据发电企业提供的最新且具备合格检测资质的第三方检测机构出具的机组性能试验报告中核定的发电成本价格。

（2）分摊办法

必开机组运行补偿费用由所有工商业用户进行分摊。

* + 1. 独立储能补偿费用

独立储能补偿费用是指因电网运行需要，由调度机构调整储能电站的充放电曲线，导致储能电站的电能量收益为负时，对其进行的补偿。

（1）计算公式

当R储能电站<0时，R储能补偿=-R储能电站；

当R储能电站≥0时，R储能补偿=0。

其中，

R储能电站为储能电站当日电能量市场收益；

R储能补偿为储能电站补偿费用。

（2）分摊或返还方式

独立储能补偿费用按当月发电侧经营主体上网电量（不含华中省间调峰辅助服务交易售出分摊电量）、工商业用户下网电量占比分摊或者返还给所有经营主体。

* 1. 市场调节类费用

现货市场运行初期，市场调节类费用包括火电中长期偏差收益回收费用、新能源中长期偏差收益回收费用以及用户侧中长期偏差收益回收费用。

* + 1. 火电中长期偏差收益回收费用

现货市场运行初期，火电中长期偏差收益回收费用指当火电企业中长期合约电量低于或高于实际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按月度进行偏差收益费用回收。

（1）计算公式

当Q火电中长期净合约<Q火电实际发电×K1，且P火电中长期净合约<P火电现货月度综合电价时，

R火电中长期偏差收益回收 =Σ(Q火电实际发电×K1-Q火电中长期净合约)

×(P火电现货月度综合电价-P火电中长期净合约)×h1

当Q火电中长期净合约>Q火电实际发电×K2，且P火电中长期净合约>P火电现货月度综合电价时，

R火电中长期偏差收益回收 =Σ(Q火电中长期净合约-Q火电实际发电×K2)

×(P火电中长期净合约-P火电现货月度综合电价)×h2

其中，

R火电中长期偏差收益回收为火电中长期偏差收益回收费用；

Q火电实际发电为当月火电上网电量；

Q火电中长期净合约为当月火电中长期净合约电量；

P火电中长期净合约为当月火电中长期净合约综合价格；

P火电现货月度综合电价为当月火电现货市场月度综合价格；

K1为火电中长期净合约电量占实际上网电量的下限允许比例；

K2为火电中长期净合约电量占实际上网电量的上限允许比例；

h1、h2为调整系数。

1. 返还方式

所有火电企业中长期偏差收益回收费用返还给所有工商业用户。

* + 1. 新能源中长期偏差收益回收费用

现货市场运行初期，新能源中长期偏差收益回收费用指当新能源企业中长期合约电量低于或高于实际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按月度进行偏差收益费用回收。

（1）计算公式

当Q新能源中长期净合约<Q新能源实际发电×K3，且P新能源中长期净合约<P新能源现货月度综合电价时，

R新能源中长期偏差收益回收 =Σ(Q新能源实际发电×K3-Q新能源中长期净合约)

×(P新能源现货月度综合电价-P新能源中长期净合约)×h3

当Q新能源中长期净合约>Q新能源实际发电×K4，且P新能源现货月度综合电价<P新能源中长期净合约时，

R新能源中长期偏差收益回收 =Σ(Q新能源中长期净合约-Q新能源实际发电×K4)

×(P新能源中长期净合约-P新能源现货月度综合电价)×h4

其中，

R新能源中长期缺额回收为新能源中长期缺额回收费用；

Q新能源实际发电为当月新能源上网电量；

Q新能源中长期净合约为当月新能源中长期净合约电量；

P新能源中长期净合约为当月新能源中长期净合约综合价格；

P新能源现货月度综合电价为当月新能源企业现货市场月度综合价格；

K3为新能源中长期净成交电量占实际上网电量下限允许比例；

K4为新能源中长期净成交电量占实际上网电量上限允许比例；

h3、h4为调整系数。

（2）返还方式

所有新能源企业中长期偏差收益回收费用返还给所有工商业用户。

* + 1. 用户侧中长期偏差收益回收费用

现货市场运行初期，用户侧中长期偏差收益回收费用指当用户侧中长期合约电量低于或高于实际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按月度24个时段进行偏差收益费用回收。

（1）计算公式

当Q用户中长期净合约,t<Q用户实际用电,t×K5，且P用户中长期净合约,t>P用户现货月度综合电价,t时，

R用户侧中长期偏差收益回收=Σ(Q用户实际用电,t×K5-Q用户中长期净合约,t)

×(P用户中长期净合约,t-P用户现货月度综合电价,t)×h5

当Q火电中长期净合约＞Q火电实际发电×K6，且P用户现货月度综合电价,t<P用户中长期净合约,t时，

R用户侧中长期偏差收益回收 =Σ(Q用户中长期净合约,t-Q用户实际用电,t×K6)

×(P用户中长期净合约,t-P现货月度综合电价,t)×h6

其中，

R用户侧中长期偏差收益回收为用户侧中长期偏差收益回收费用；

Q用户实际用电,t为用户t时段实际用电量；

Q用户中长期净合约,t为用户t时段中长期分时净合约电量；

P用户中长期净合约,t为当月用户t时段中长期分时净合约综合电价；

P现货综合电价,t为当月t时段的现货市场月度综合价格。

K5为用户侧中长期净成交电量占实际用电量下限允许比例；

K6为用户侧中长期净成交电量占实际用电量上限允许比例；

h5、h6为调整系数。

（2）返还方式

所有用户侧中长期偏差收益回收费用返还给所有市场化机组。

* 1. 市场不平衡类费用

现货市场运行初期，市场不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。

* + 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阻塞不平衡费用=R日前阻塞不平衡费用+R实时阻塞不平衡费用

R日前阻塞不平衡费用=Σ[Q中长期合约,i,t×(P日前,i,t-P日前统一,t)]

R实时阻塞不平衡费用=Σ[Q市场机组日前出清,i,t×(P实时,i,t-P实时统一,t)]

其中，

R阻塞不平衡费用为日前、实时市场阻塞不平衡总费用；

R日前阻塞不平衡费用为日前市场阻塞不平衡总费用；

R实时阻塞不平衡费用为实时市场阻塞不平衡总费用；

Q中长期合约,i,t为机组i在t时段中长期合约分解电量（不包括代理购电合约电量）；

P日前,i,t为日前市场t时段机组i所在节点的节点电价；

P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市场机组日前出清,i,t为日前市场t时段机组i出清电量；

P实时,i,t为实时市场t时段机组i所在节点的节点电价；

P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

现货市场运行初期，市场阻塞不平衡费用按当月发电侧经营主体上网电量、工商业用户下网电量占比分摊或者返还给所有经营主体。

* + 1. 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市场发用电量不平衡费用=Σ[(Q市场用户日前申报,t-Q市场机组日前出清,t)

×(P日前统一,t-P实时统一,t)]

其中，

R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市场机组日前出清,t为日前市场机组t时段总出清电量；

P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发电侧经营主体上网电量、工商业用户下网电量占比分摊或者返还给所有经营主体。

* + 1. 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市场结构类不平衡费用=R总不平衡费用-R市场发用电量不平衡费用-R阻塞不平衡费用

R总不平衡费用=R用户侧电能量电费支出-R售电公司电能量电费收入-R发电侧电能量电费收入

其中，

R市场结构类不平衡费用为总的市场结构类不平衡费用；

R总不平衡费用为现货市场总不平衡费用；

R用户侧电能量电费支出为用户侧所有主体（包括市场化用户和非市场化用户）电能量费用支出之和；

R发电侧电能量电费收入为发电侧所有主体（包括市场化机组、非市场化机组及外来电）电能量费用收入之和。

R售电公司电能量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。

（2）分摊或返还方式

现货市场运行初期，市场结构类不平衡费用按当月发电侧经营主体上网电量、工商业用户下网电量占比分摊或者返还给所有经营主体。

* 1. 两个细则考核

机组临时非计划停运及实时发电计划执行偏差详见《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《华中区域发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。

* 1. 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个工作日前，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、市场调节类费用、市场不平衡类费用等各类市场运营费用总额，通过交易网站向经营主体发布。

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，按运行月下一月（M+1）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分摊、返还的，按运行月（M）实际发电量（包含省间交易售出电量）计算度电标准，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，次月清算。

1. 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价格进行偏差结算，原则上不联动影响其他经营主体；单个批发电力用户差错电量大于100兆瓦时或单个零售电力用户差错电量大于10兆瓦时等影响较大的差错退补事项可由交易机构评估后组织联动退补。差错退补调整追溯期原则上不超过3个月。

1. 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。

1. 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。

新能源扶贫场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。