

湖南省电力市场结算实施细则

(征求意见稿)

目 录

第一章 总 则	1
第二章 结算主要权责	2
第三章 结算基本原则	4
第四章 结算流程	13
第五章 电能量电费结算	20
第六章 市场运营费用结算	42
第七章 辅助服务费用结算	61
第八章 煤电容量电费结算	62
第九章 绿色电力交易结算	62
第十章 结算调整	64
第十一章 月度综合结算	67
第十二章 电费收付	70
第十三章 其他结算事项	72
第十四章 附 则	73
附件：术语定义	74

第一章 总 则

第一条 为规范湖南省电力市场结算管理工作，维护电力市场秩序和电力市场经营主体的合法权益，根据《电力市场运行基本规则》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2024 年第 20 号)、《湖南省电力中长期市场交易实施细则》《湖南省电力现货市场交易实施细则》《湖南省电力辅助市场交易实施细则》等文件，制定本细则。

第二条 本细则适用于湖南省电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场、零售市场等各类电力市场结算工作。其中，优先发电合同纳入市场交易合同范畴，结算须遵守本细则。

第三条 本细则所称结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据有关政策文件和市场规则要求，向市场经营主体和电网企业提供电力市场交易结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业根据政策文件和结算依据等，在交易结算依据基础上计算并出具电费账单，进行电费收付的行为。

第四条 湖南省发展和改革委员会负责制定结算价格相关政策，并对电费结算工作进行监督指导。国家能源局湖南监管办公室对电力市场结算行为进行监管。

第五条 参与电力市场的虚拟电厂（聚合商）、独立新型储能等新型经营主体结算遵照本细则执行，电力交易机构和电网公司应结算到户。如政策文件对其结算有进一步要求的，按相关政

策文件执行。

第二章 结算主要权责

第六条 市场经营主体的权利和义务包括：

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。

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

（五）配合电网企业做好自身涉及结算相关关口计量装置的改造、验收、现场检验、故障处理等工作。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

（七）售电公司根据用户授权掌握历史用电信息，可在电力交易平台或电网平台进行数据查询和下载。

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第七条 电力交易机构的权利和义务包括：

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

（二）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。

（三）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（四）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算相关问题。

（五）按照有关规定，对市场经营主体的计量结算信息和数据进行管理。

（六）负责形成结算依据所需的信息系统的建设、管理、维护。

（七）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第八条 电力调度机构的权利和义务包括：

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的完整性、准确性和及时性。

（二）负责根据相关规定和规则，按时向电力交易机构提供电力辅助服务计算结果。

（三）负责结算所需的有关信息化系统的建设、管理、维护。

（四）组织协调电力辅助服务结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

（五）按照有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第九条 电网企业（含增量配电网、地方电网）的权利和义务包括：

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的完整性、准确性和及时性。

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

（四）负责电费结算相关的信息化系统的建设、管理、维护，向市场经营主体提供相关电能数据查询服务，并将电能数据推送至市场运营机构，配合电力交易机构做好售电公司数据查询和下载服务。

（五）组织协调计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第三章 结算基本原则

第十条 电力市场结算应遵循依法依规、公平公正的原则，保障结算准确、及时，切实维护电力市场秩序和市场经营主体权益。

第十一条 电力市场结算包括电能量市场结算、电力辅助服务市场结算、零售市场结算等。电费结算相关事宜应在市场经营主体与电网企业签订的购售电合同或电费结算协议中予以明确。除政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第十二条 电能量市场采用增量结算模式。中长期合约全电量结算（含中长期合约阻塞电费，下同），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。

（一）直接参与省内现货市场的市场化机组或场站（含报量报价的分布式电源、报量不报价的虚拟电厂发电单元），首先按照中长期合约价格，对中长期合约电量进行全量结算，并结算中长期合约阻塞费用（发电侧主体基于其所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值结算，用户侧主体基于统一结算点与中长期结算参考点的现货价格差值结算）；然后按照日前市场每小时节点电价，对省内日前市场结算电量与中长期合约电量的偏差电量进行增量结算；最后按照实时市场每小时节点电价，对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进行增量结算。

（二）不直接参与现货市场的市场化机组（场站），首先按照中长期合约价格，对中长期合约电量进行全量结算；然后按照实时市场统一结算点电价对实际上网结算电量与中长期合约电

量的偏差进行差量结算。

（三）跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场经营主体出具结算依据。省内市场化机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与的省间交易成交结果须按日清分到市场经营主体，在市场结算环节将省间日前成交结果视为中长期合约电量，将省间日内或实时成交结果叠加至省内日前出清结果开展实时市场偏差结算。具体按以下原则执行：

1.省内市场化机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与省间日前电力现货交易、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省间日前电力现货售电交易中标电量、日前华中备用调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购入电量后形成。

2.省内市场化机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与省间日内电力现货交易、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省间日内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购入电量后形成。

3.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。

（四）燃气机组上网电量按照政府批复电价进行结算。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，在月度交易方案中予以明确。

（五）发电企业新建机组交易合同的起始时间不得早于机组承诺完成成套启动试运行时间，合同周期不得超过机组完成成套启动试运行工作后3个月（风电、光伏发电项目为并网后6个月），并按相关价格政策和市场规则结算电费。发电机组取得电力业务许可证，并向电力交易机构补交注册资料后可正常参与市场交易。发电机组超过规定时限仍未取得电力业务许可或者未能进入商业运营的，不得继续参与市场交易，电力交易机构注销其市场注册。

（六）发电机组和独立新型储能调试运行期（并网之日起至调试期结束的当日24点）上网电量按照《发电机组进入及退出

商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、《关于湖南省发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》（湘监能市场〔2023〕61号）等有关文件规定的调试期价格结算。调试期（整套启动试运行工作）结束后次日0点起，按照本细则发电侧主体结算章节相关条款进行结算。

（七）完成调试试运行的发电机组和独立新型储能参与市场化交易前产生的上网电量继续按代理购电来源收购，按同类型机组代理购电均价结算。若无同类型机组代理购电均价，则按同类型机组当月电能量结算均价结算。若当月无同类型机组，则按当月燃煤火电机组电能量结算均价结算。

（八）参与现货市场的独立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电价结算，站用电量的电能量费用结算模式与充电电量保持一致。独立新型储能充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

（九）参与省内现货市场的虚拟电厂，发电单元、用电单元分开结算。虚拟电厂发电单元聚合发电侧资源，按照虚拟电厂运营商与发电侧资源签订的协议进行结算。虚拟电厂用电单元聚合用电侧资源，按照虚拟电厂运营商与其签订的零售合同约定的零售结算模式进行结算。

（十）不报量不报价参与市场的机组（场站），按月度发电侧实时市场报量报价参与市场的同类型项目加权平均价格结算。

（十一）对于批发市场用户，首先按照中长期合约价格对中

长期合约电量进行全量结算；然后按照日前市场统一结算点电价，对日前市场申报电量与中长期合约电量的偏差电量进行差量结算，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；最后按照实时市场统一结算点电价，对实际用电量与日前市场申报电量的偏差电量进行差量结算，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。

（十二）售电公司批发、零售市场应按照市场规则分开计算。售电公司在批发市场根据购电交易成交结果及代理零售用户的市场化用电量，形成日清分结算依据；在零售市场根据零售合同按月进行结算。售电公司零售市场费用为其所代理的零售用户月度结算电费之和。售电公司总电费为零售市场结算费用之和减去批发市场结算费用之和，正为收益，负为支出。

（十三）电网企业代理购电，首先按照中长期合约价格对中长期合约电量进行全量结算，再按照现货市场月度综合价格，对实际用电量与中长期合约电量的偏差电量进行差量结算，现货市场月度综合价格为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。

（十四）现货模式下，采用定比、定量计量方式的电力用户，各时段扣减定比电量=各时段抄见电量×月度定比值；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。

（十五）用户侧日清电量（含虚拟电厂用电单元）根据每日采集示数计算，不计算变损、线损。因变损、线损电量以及计量倍率、拟合规则等原因造成发电侧、用户侧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。

第十三条 市场运营费用的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则开展。现阶段，不直接参与现货市场的市场化机组（场站），参与市场阻塞不平衡费用、市场发用电量不平衡费用的分摊或返还，暂不参与成本补偿类、市场调节类运营费用及市场结构类不平衡费用的分摊或返还。燃气机组暂不参与市场运营费用的分摊与返还。

第十四条 市场结算按自然月为周期开展。电力批发市场采用“日清月结”方式，以小时为基本计算时段，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，并向市场经营主体发布。电力辅助服务、零售市场依据有关规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算，生成月结算账单，并向市场经营主体发布。

第十五条 市场经营主体电能量结算电价执行方式为：

（一）中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点，中长期结算参考点可以选为发电侧上网节点或现货市场统一结算点。市场初期，市场经营主体的中长期合约结算参考点暂选为日

前现货市场统一结算点。

（二）发电侧、独立新型储能上网侧、独立新型储能下网侧的现货市场结算电价为所在节点的节点电价。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。

（三）批发市场用户、虚拟电厂发电单元、虚拟电厂用电单元的现货市场结算电价为统一结算点电价。

（四）零售市场用户以售电公司与其签订的零售合同中约定的价格开展量价清分。

（五）电网企业代理购电用户按照电网企业月度公布的代理购电价格结算。

（六）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。

第十六条 当运行日（D）日前或实时市场统一结算点电价持续一段时间（记为 H 小时）处于现货市场出清价格上限时，则对运行日（D）当日日前或实时市场价格启动二次限价机制，按以下方式执行：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。湖南省发展和改革委员会、国家能源局湖南监管办公室综合考虑长期电价水平、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及持续时间 H （小时），并适时调整。

第十七条 电力市场结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时，保留三位小数。在结算计算时，对于每个结算时段的量、价、费数据均做小数点位数的截取（四舍五入）。如政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

第十八条 结算科目需涵盖所有市场分类及交易品种，各类结算科目单独计算、单独列示。

第十九条 火电以机组为单位作为结算单元，新能源、抽水蓄能、独立新型储能、水电等以场站或同一并网点机组为单位作为结算单元。虚拟电厂发/用电单元分别作为结算单元。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、结算单元原则上须保持一致，调度单元与结算单元不一致时，结算单元应与调度单元建立单元映射关系。

当一个调度单元对应两个及以上结算单元时，拆分原则为：省内现货市场及省间现货市场出清结果及省间辅助服务市场出清及分摊结果、应急调度分摊结果、实时发电执行偏差考核费用等需要拆分的数据按交易申报环节确定的比例拆分并用于结算。

第二十条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构应按职责做好信息平台的建设、运维、管理，做好结算业务协同，建立数据接口标准，实现数据平台交互。

第二十一条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导并详细列支。

第二十二条 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。

第四章 结算流程

第一节 结算准备

第二十三条 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

第二十四条 结算基础数据包括但不限于：市场经营主体档案数据、合同数据（含批发、零售等）、市场出清及调度执行数据、辅助服务计算结果、调试及商运时间、关口设置及电量计量数据、电价政策文件、考核豁免文件及其佐证申请资料，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。除政策规定外，结算环节不得改变结算基础数据。

（一）交易结算基础数据的提供方应对提供信息的准确性、完整性和及时性负责。其中电网企业、电力调度机构应按本细则规定的时间、频度向电力交易机构提供档案、计量、出清、执行以及需合并出单的相关结算基础数据。

（二）档案数据是指注册并参与市场交易后需要开展交易结算的各市场经营主体名称、交易单元名称及编号、统一社会信用

用代码等交易结算所需的必要信息。现货运行时，档案数据管理需按日同步更新。

（三）合同数据包括在电力市场交易形成的各类合同信息，交易组织完成后及时提供，包含分时段合同电量和电价、结算参考点、交易起止时间等内容。采用差额、浮动等价格机制的合同，应在交易结算开展前完成绝对价格转换。市场经营主体对各类合同中的交易价格、交易期限等合同要素进行调整时，应及时提交至电力交易平台形成变更后的电子合同，方可作为交易结算基础数据。

（四）市场出清数据类数据主要指由电力交易机构负责的中长期市场出清结果、由电力调度机构负责的现货市场出清结果、涉及电量清分的辅助服务计算结果、必开机组等数据。

（五）调度执行类数据主要指由电力调度机构负责的电力现货交易执行结果、涉及电量清分的辅助服务实际调用结果、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

（六）调试及商运时间数据主要指发电机组、独立新型储能的首次并网时间、完成整套设备启动试运行时间等。由电力调度机构出具并网调试意见书，电网企业据此开展商业运营认定，并将认定结果提供至电力交易机构。

（七）关口设置及电量计量数据包括参与市场的发电企业、电力用户关口计量点信息、电量数据等，由电网企业按照交易结算要求提供，以分时段电量（或累加值）开展结算。

（八）电力辅助服务类数据包括电力辅助服务交易结算相关的考核、补偿和分摊等结果数据，由电力调度机构按照交易结算要求提供。

（九）其他需电力交易机构合并出具交易结算单的数据主要包括两个细则、并网运行考核费用、煤电容量电费等交易结算信息。

第二十五条 现阶段，结算基础数据提供按以下要求执行。条件具备后，结算时间节点、流程可进一步优化。

（一）电力交易机构于竞价日前一日（D-2）汇总形成发电企业、售电公司运行日（D）的中长期合约曲线及电价，于运行月（M）最后一个工作日前汇总形成电网企业代理购电用户当月中长期合约电量和中长期合约价格。

（二）电力调度机构于运行日次日（D+1）日前，提供运行日（D）的省间日前、省间日内、省内日前、省内实时市场交易结果，具体包括：省间日前现货市场及省间日内现货市场每 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 分钟的出清价格及出清电力分配结果，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、用户侧日前市场每小时出清电量、特殊机组标签、启停及考核数据等。发电侧省内日前、省内实时出清结果须按厂用电率折算为上网电量口径用于结算。

（三）电力调度机构于运行日次日（D+1）日前提供独立新型储能运行日（D）日前现货市场出清的 24 点充、放电电量、日前及实时市场 24 点节点电价；运行日后 4 日（D+4）提供运行日（D 日）24 点日前市场用户侧统一结算点电价、24 点实时市场用户侧统一结算点电价，以及因电网运行需要调整充放电曲线的独立新型储能名单。

（四）电网企业于运行日后第 3 日（D+3）以机组和用电户号为最小单位，提供运行日（D）火电机组、新能源场站、独立新型储能上网侧每 15 分钟电量数据和电力用户、独立新型储能下网侧每小时分时电量数据。当出现分时计量数据缺失、错误或不可用时，由电网企业根据拟合规则提供电量拟合数据用于市场化结算。

（五）电网企业于运行月次月（M+1）2 日提供发、用两侧运行月（M）月度结算电量（含独立新型储能及电网企业代理购电）。

（六）电力调度机构于运行月次月（M+1）3 日前提供运行月（M）现货市场月度综合价格、运行月各火电机组、新能源机组日前市场均价、运行月日前市场统一结算点均价。

（七）电力调度机构于运行月（M+1）10 日前提供运行月（M）计算市场运营费用所需相关数据，包括但不限于：机组启动补偿费用、实时发电执行偏差考核费用、日内临时非计划停运机组获益回收费用、火电机组分时段实际出力对应的电能量报价

费用等。

（八）电力调度机构每月月初三个工作日内提供上月省内辅助服务结算相关数据。

（九）市场经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应于运行月次月（M+1）1日前将运行月（M）上述变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构，电力交易机构将根据用电信息变更情况，对其进行分段结算。未及时更新、推送的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第二十六条 交易结算准备期间因关键数据缺失或出现争议等特殊情况时，可采用以下两种方式处理：

（一）因政策调整、计量数据缺失或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，若明确临时价格的，可采用临时价格结算，待后续清算；若未明确临时价格的，待满足结算条件后的下一个结算周期内完成结算。

（二）因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。原则上涉及日清分的数据调整，提供方应按旬补推，于每月13日、23日及次月3日前对前一句需更正信息进行集中推送。电力交易机构收到补推数据后，按结算调整原则统筹处理。若推送超时，电力交易机构可根据原有日清结果，按月出具交易结算依据。

第二节 批发市场结算流程

第二十七条 电力交易机构在运行日后第 6 日（D+6）计算运行日（D）的日清算电费，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。

第二十八条 电力交易机构每周三前按周发布日清算结果。

第二十九条 市场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。

第三十条 电力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。

第三十一条 电力交易机构于运行月次月（M+1）10 个工作日前，向市场经营主体发布运行月（M）月度结算依据（核对版），具体包括：各市场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。

第三十二条 市场经营主体应在月度结算依据预发布后的 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为确认。若市场经营主体在预发布阶段对结算依据提出异议，电力交易机构应在 1 个工作日内组织核实并反馈，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认。因异议处理无法按时出具结算依据的，纳入下一结算周期结算。

第三十三条 在日清月结结果确认过程中，电力交易机构负责对市场结算电费异议核实处理，电网企业、电力调度机构分别

负责对档案、电量、市场出清、运行考核及补偿等异议核实处理。市场经营主体应在日清算临时结果确认中真实、准确反馈有关档案、电量、市场出清、运行考核及补偿的异常情况，由于自身原因未及时反馈的，后续环节有关上述问题的反馈原则上在月度结算前不予再次受理。

第三十四条 结算依据（核对版）经市场经营主体确认后，电力交易机构应于每月第 14 个工作日内形成最终月度结算依据向市场经营主体发布，并推送给电网企业。

第三十五条 若市场经营主体在结算依据正式发布后提出异议，经电力交易机构组织核查属实的，按结算调整原则统筹处理。

第三节 零售市场结算流程

第三十六条 电力交易机构于运行月前一月（ $M-1$ ）月底 5 日前，将运行月（ M ）参与市场结算的零售用户明细传递至电网企业。

第三十七条 电力交易机构于运行次月（ $M+1$ ）5 日前，依据零售合同完成运行月（ M ）零售交易价格计算。

第三十八条 电力交易机构根据电网企业提供的零售用户市场化用电量及零售合同中约定的价格开展量价清分，于运行月次月（ $M+1$ ）6 日前完成零售用户量价清分计算并推送至电网企业。

第三十九条 电力交易机构于运行月次月（ $M+1$ ）7 个工作

日前，向零售用户发布运行月（M）月度结算依据。具体包括：当月累计电量、电价、电费，分摊、返还，以及历史月份的结算调整电量电费等费用明细。

第四十条 当售电公司日清分或月度调平电量结算等基础数据缺失、不可用，影响零售用户月度结算时，零售用户量价清分时间相应顺延，原则上不晚于运行月次月（M+1）7日。运行月次月（M+1）7日前无法完成的，按照本细则第二十六条第（一）款执行。

第五章 电能量电费结算

第一节 发电侧主体电能量电费

第四十一条 发电侧主体电能量电费包含非市场电能量电费、调试运行期电能量电费、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：

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

其中：

$R_{\text{非市场}}$ 为机组（场站）非市场电能量电费；

$R_{\text{调试}}$ 为机组（场站）调试运行期电能量电费；

$R_{\text{省间日前}}$ 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）省间中长期合约电能量电费；

$R_{\text{省内合约}}$ 为机组（场站）省内中长期合约电能量电费；

$R_{\text{省内日前}}$ 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。

（一）发电侧主体非市场电能量电费按照未参与电能量市场交易的分时上网电量和政府批复上网电价计算非市场电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{非市场}} = \sum(Q_{\text{非市场},t} \times P_{\text{批复}})$$

其中：

$Q_{\text{非市场},t}$ 为机组（场站） t 时段未参与电能量市场交易的上网结算电量；

$P_{\text{批复}}$ 为机组（场站）政府批复上网电价。

（二）新建机组（场站）调试运行期间，调试运行期电能量电费按机组（场站）调试运行期电量和调试政策电价结算电费。计算公式如下：

$$R_{\text{调试}} = Q_{\text{调试}} \times P_{\text{调试}}$$

其中：

$Q_{\text{调试}}$ 为机组（场站）调试运行期电量；

$P_{\text{调试}}$ 为机组（场站）调试电量电价，执行国家及地方政策规定。

（三）机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与省间日前电力现货交易、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，省间日前电能量电费按机组（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：

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

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

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

$$R_{\text{日前华中备用预留}} = \sum [Q_{\text{日前华中备用预留},t} - Q_{\text{日前华中备用日内调用},t}) \times P_{\text{日前华中备用预留},t}]$$

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

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

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

其中：

$R_{\text{省间日前}}$ 为机组（场站）省间日前电能量电费；

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

$Q_{\text{省间日前现货},t}$ 为机组（场站）省间现货日前交易 t 时段售出电量；

$P_{\text{省间日前现货},t}$ 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 时段售出电量；

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

$R_{\text{日前华中备用预留}}$ 为机组(场站)华中日前备用容量预留交易售出容量电费;

$Q_{\text{日前华中备用预留},t}$ 为机组(场站)华中日前备用容量预留交易 t 时段售出容量对应的电量;

$Q_{\text{日前华中备用日内调用},t}$ 为机组(场站)华中日前备用容量预留交易 t 时段日内调用电量;

$P_{\text{日前华中备用预留},t}$ 为机组(场站)华中日前备用容量预留交易 t 时段交易价格;

$R_{\text{日前华中调峰售出服务}}$ 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 时段购入电量;

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

$R_{\text{日前华中调峰购入服务}}$ 为机组(场站)华中调峰购入服务日前交易电能量电费;

$Q_{\text{日前华中调峰购入服务},t}$ 为机组(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 时段分配的

售出电量；

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

（四）机组（场站）参与或由市场运营机构代理参与省间日内电力现货交易、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，省间日内电能量电费按机组（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：

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

日内应急调度

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

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

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

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

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

其中：

$R_{\text{省间日内}}$ 为机组（场站）省间日内电能量电费；

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

$Q_{\text{省间日内现货},t}$ 为机组（场站）省间现货日内交易 t 时段售出电量；

$P_{\text{省间日内现货},t}$ 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 时段售出电

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)；

$P_{\text{日内华中备用},t}$ 为机组(场站)华中备用日内交易 t 时段出清价格或预留备用容量日内调用交易价格；

$R_{\text{日内华中调峰售出服务}}$ 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 时段购入电量；

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

$R_{\text{日内华中调峰购入服务}}$ 为机组(场站)华中调峰购入服务日内交易电能量电费；

$Q_{\text{日内华中调峰购入服务},t}$ 为机组(场站)华中调峰购入服务日内交易 t 时段分配的售出电量；

$P_{\text{日内华中调峰购入服务},t}$ 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 时段分配的售出电量；

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

(五) 机组(场站)参与省间中长期合约电能量电费按照省间中长期合约电量和中长期合约价格计算。计算公式如下：

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

其中：

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

$P_{\text{省间合约},t}$ 为机组（场站） t 时段省间中长期合约价格。

（六）机组（场站）省内合约电能量电费按照省内中长期合约电量和中长期合约价格、日前市场节点电价与中长期结算参考点的日前节点电价的差值计算。计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum [Q_{\text{省内合约},t} \times (P_{\text{省内合约},t} - P_{\text{日前},t} - P_{\text{参考点日前},t})]$$

其中：

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

$P_{\text{省内合约},t}$ 为机组（场站） t 时段省内中长期合约价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为机组（场站） t 时段的日前市场节点电价；

$P_{\text{参考点日前},t}$ 为机组（场站）中长期结算参考点 t 时段日前市场节点电价。

（七）机组（场站）省内日前电能量电费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。计算公式如下：

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

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

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

其中：

$Q_{\text{日前结算},t}$ 为机组（场站）省内日前市场 t 时段结算电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为机组（场站） t 时段的日前市场节点电价；

$Q_{\text{日前出清},t}$ 为机组（场站）省内日前市场 t 时段出清结果扣除厂用电对应的电量；

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

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

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

$Q_{\text{日前华中调峰购入服务},t}$ 为机组（场站）华中调峰购入服务日前交易 t 时段分配的售出电量；

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

$Q_{\text{非市场},t}$ 为机组（场站） t 时段未参与电能量市场交易的上网结算电量。

（八）直接参与现货市场的机组（场站），其省内实时电能量电费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。计算公式如下：

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

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

其中：

$Q_{\text{实时结算},t}$ 为机组（场站）省内实时市场 t 时段结算电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组（场站） t 时段的实时市场节点电价；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组（场站） t 时段实际上网电量；

$Q_{\text{省间日内现货},t}$ 为机组（场站） t 时段作为卖方参与省间日内现货交易售出电量；

$Q_{\text{日内华中备用},t}$ 为机组（场站） 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）；

$Q_{\text{日内华中调峰},t}$ 为机组（场站） 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机组（场站）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机组（场站）的电量。

（九）不直接参与现货市场的市场化机组（场站），其省内实时电能量电费根据实际上网结算电量与中长期合约电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算。计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{非市场},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$$

其中：

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组（场站） t 时段实际上网电量；

$Q_{\text{非市场},t}$ 为机组（场站） t 时段未参与电能量市场交易的上网结算电量；

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

(十) 机组(场站)调平电费按其月度上网结算电量与日清累计上网电量之间的差额,以现货市场月度综合价格计算。不同经营主体共用同一上网关口计量点的新能源项目,按规则拆分计算时,月拆分电量数据与时段拆分合计电量数据差异纳入发电侧调平电量。计算公式如下:

$$R_{\text{调平}} = Q_{\text{调平}} \times P_{\text{现货综合},m}$$

其中:

$Q_{\text{调平}}$ 为机组(场站)月度上网结算电量与日清累计上网电量之差;

$P_{\text{现货综合},m}$ 为现货市场月度综合价格。

第二节 批发市场用户电能量电费

第四十二条 批发市场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、调平电费。计算公式如下:

$$C_{\text{批发用户}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}$$

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;

(一) 批发市场用户中长期合约以小时为周期开展全电量结

算，按照中长期合约电量、中长期合约价格和中长期结算参考点日前价格计算中长期电能量电费。计算公式如下：

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

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 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户 t 时段中长期合约价格；

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

$P_{\text{参考点日前},t}$ 为中长期结算参考点 t 时段日前市场电价。

（二）批发市场用户日前市场偏差电费按照日前市场申报的分时电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场统一结算点电价计算。计算公式如下：

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

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 时段中长期合约电量；

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

（三）批发市场用户实时市场偏差电费，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。计算公式如下：

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

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；

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

（四）批发市场用户调平电费结算按照月实际用电量与日实际分时用电量之间的差额，以及现货市场月度综合价格计算。计算公式如下：

$$C_{\text{调平}} = \Sigma[(Q_{\text{月度}} - Q_{\text{实时}}) \times P_{\text{现货综合},m}]$$

其中：

$C_{\text{调平}}$ 为用户月度调平电能量电费支出；

$Q_{\text{月度}}$ 为用户月度实际用电量；

$Q_{\text{实时}}$ 为用户日实际用电量的汇总电量；

$P_{\text{现货综合},m}$ 为现货市场月度综合价格。

（五）售电公司代理的零售用户发生跨月电能量退补时，电力交易机构在收到电网企业提供的退补数据后，按结算调整原则统筹处理，纳入售电公司月度电费结算。

第四十三条 电网企业代理购电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：

$$C_{\text{代理购电}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{现货偏差}}$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业代理购电中长期合约电能量电费；

$C_{\text{现货偏差}}$ 为电网企业代理购电现货市场偏差电能量电费。

(一) 电网企业代理购电中长期合约以月度为周期开展全电量结算，按照中长期合约电量、中长期合约价格计算中长期电能量电费。计算公式如下：

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

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业代理购电中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期},m}$ 为电网企业代理购电当月中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},m}$ 为电网企业代理购电当月中长期合约价格。

(二) 电网企业代理购电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。计算公式如下：

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

其中：

$C_{\text{现货偏差}}$ 为电网企业代理购电现货市场偏差电能量费用；

$Q_{\text{实际},m}$ 为电网企业代理购电用户月度实际用电量。

$Q_{\text{中长期},m}$ 为电网企业代理购电当月中长期合约电量；

$P_{\text{现货综合},m}$ 为现货市场月度综合价格。

第三节 新型主体电能量电费

第四十四条 对于以报量不报价形式参与现货市场的独立新型储能，电能量费用包含上网侧电能量电费和下网侧电能量电费及调平电费。计算公式如下：

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

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；

$C_{\text{储能上网调平}}$ 为储能上网侧电能量调平电费；

$C_{\text{储能下网调平}}$ 为储能下网侧电能量调平电费；

（一）独立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电价结算，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：

$$C_{\text{储能上网}} = C_{\text{储能上网日前}} + C_{\text{储能上网实时}}$$

$$C_{\text{储能上网日前}} = \sum (Q_{\text{日前放电},t} \times P_{\text{日前},t})$$

$$C_{\text{储能上网实时}} = \sum (Q_{\text{实时放电},t} - Q_{\text{日前放电},t}) \times P_{\text{实时},t}$$

其中：

$C_{\text{储能上网日前}}$ 为储能上网侧日前市场电能量电费；

$C_{\text{储能上网实时}}$ 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。

（二）独立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电价结算，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：

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

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

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

其中：

$C_{\text{储能下网日前}}$ 为储能下网侧日前市场电能量电费；

$C_{\text{储能下网实时}}$ 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。

（三）独立新型储能调平电费包含独立新型储能上网侧电能量调平电费、下网侧电能量调平电费。独立新型储能上网侧电能量调平电费和下网侧电能量调平电费分别按照月实际上网（下网）电量与日清累计上网（下网）电量之间的差额，以及现货市场月度综合价格计算。

$$C_{\text{储能上网调平}} = \sum[(Q_{\text{储能月度上网}} - Q_{\text{储能上网实时}}) \times P_{\text{现货综合},m}]$$

$$C_{\text{储能下网调平}} = -\sum[(Q_{\text{储能月度下网}} - Q_{\text{储能下网实时}}) \times P_{\text{现货综合},m}]$$

其中：

$C_{\text{储能上网调平}}$ 为储能上网月度调平电能量电费收入；

$C_{\text{储能下网调平}}$ 为储能下网月度调平电能量电费支出；

$Q_{\text{储能月度上网}}$ 为储能月度实际上网电量；

$Q_{\text{储能月度下网}}$ 为储能月度实际下网电量；

$Q_{\text{储能上网实时}}$ 为储能日清累计上网电量；

$Q_{\text{储能下网实时}}$ 为储能日清累计下网电量；

$P_{\text{现货综合,m}}$ 为现货市场月度综合价格。

（四）独立新型储能的上网侧、下网侧电能量发生跨月退补时，电力交易机构在收到电网企业提供的退补数据后，按结算调整原则统筹处理，纳入独立新型储能月度电费结算。

第四十五条 参与省内现货交易的虚拟电厂发电单元电能量电费包含中长期合约电能量电费、日前电能量电费、实时电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{虚拟电厂发电单元}} = R_{\text{虚拟电厂发电单元合约}} + R_{\text{虚拟电厂发电单元日前}} + R_{\text{虚拟电厂发电单元实时}} + R_{\text{虚拟电厂发电单元调平}}$$

虚拟电厂发电单元调平

其中：

$R_{\text{发电单元合约}}$ 为虚拟电厂发电单元中长期合约电能量电费；

$R_{\text{发电单元日前}}$ 为虚拟电厂发电单元日前电能量电费；

$R_{\text{发电单元实时}}$ 为虚拟电厂发电单元实时电能量电费；

$R_{\text{发电单元调平}}$ 为虚拟电厂发电单元月度调平电能量电费。

（一）虚拟电厂发电单元合约电能量电费结算

虚拟电厂发电单元合约电能量电费根据中长期合约电量及中长期合约价格计算。计算公式如下：

$$R_{\text{虚拟电厂发电单元合约}} = \sum [Q_{\text{虚拟电厂发电单元合约},t} \times (P_{\text{虚拟电厂发电单元合约},t} + P_{\text{日前统一},t})]$$

$-P_{\text{参考点日前},t}]$

其中：

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元省内合约},t}$ 为虚拟电厂发电单元 t 时段中长期合约电量；

$P_{\text{虚拟电厂省内合约},t}$ 为虚拟电厂发电单元 t 时段中长期合约价格。

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

$P_{\text{参考点日前},t}$ 为虚拟电厂发电单元中长期结算参考点 t 时段日前市场节点电价。

（二）虚拟电厂发电单元日前电能量电费

虚拟电厂发电单元日前电能量电费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，以及日前市场统一结算点电价计算。计算公式如下：

$$R_{\text{虚拟电厂发电单元日前}} = \sum [(Q_{\text{虚拟电厂发电单元日前结算},t} - Q_{\text{虚拟电厂发电单元合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}]$$

其中：

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元日前结算},t}$ 为虚拟电厂发电单元日前市场 t 时段申报的上网电量；

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元省内合约},t}$ 为虚拟电厂发电单元 t 时段中长期合约电量

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

（三）虚拟电厂发电单元实时电能量电费

虚拟电厂发电单元实时电能量电费根据实际上网电量与日

前市场申报的上网电量之间的差额、以及实时市场统一结算点电价计算。计算公式如下：

$$R_{\text{虚拟电厂发电单元实时}} = \sum [(Q_{\text{虚拟电厂发电单元实际上网}, t} - Q_{\text{虚拟电厂发电单元日前结算}, t}) \times P_{\text{实时统一}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元实时结算}, t}$ 为虚拟电厂发电单元 t 时段实际上网电量；

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元日前结算}, t}$ 为虚拟电厂发电单元省内日前市场 t 时段申报的上网电量；

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

第四十六条 虚拟电厂用电单元电能量电费结算参照批发市场用户进行结算。

第四节 零售用户电能量电费

第四十七条 零售用户电能量电费根据零售用户的实际用电量及其与代理售电公司在零售合同中约定的零售套餐价格计算。计算公式如下：

$$C_{\text{零售电能量}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{套餐}}$$

其中：

$C_{\text{零售电能量}}$ 为零售用户月度零售电能量电费；

$Q_{\text{实际}}$ 为零售用户月度实际用电量；

$P_{\text{套餐}}$ 为零售合同中约定的零售套餐价格。

（一）市场费率类套餐

零售套餐电价 $P_{\text{费率}}$ 按全部售电公司的平均购电价格（含

绿色电力交易电能量、现货电能量，下同） $P_{\Sigma\text{平均}}$ 执行。计算公式如下：

$$P_{\text{套餐1}} = P_{\text{费率}} = K_{\text{浮动}} \times P_{\Sigma\text{平均}}$$

$$P_{\Sigma\text{平均}} = (C_{\Sigma\text{中长期合约}} + C_{\Sigma\text{日前}} + C_{\Sigma\text{实时}} + C_{\Sigma\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际}}$$

其中：

$K_{\text{浮动}}$ 为售电公司与零售用户约定的浮动系数；

$P_{\Sigma\text{平均}}$ 为全部售电公司的平均购电价格；

$C_{\Sigma\text{中长期合约}}$ 为全部售电公司中长期合约电能量电费之和（含绿色电力交易电能量）；

$C_{\Sigma\text{日前}}$ 为全部售电公司日前市场偏差总电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{实时}}$ 为全部售电公司实时市场偏差电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{调平}}$ 为全部售电公司月度调平电能量电费之和；

$Q_{\Sigma\text{实际}}$ 为全量零售用户实际用电量之和。

（二）交易均价+服务费套餐

零售套餐电价 $P_{\text{均价}}$ 按照售电公司在批发市场交易形成的均价（含绿色电力交易电能量、现货电能量，下同） $P_{\text{均}}$ ，与零售用户约定的代理服务价格 $P_{\text{服务}}$ 之和。计算公式如下：

$$P_{\text{套餐2}} = P_{\text{均价}} = P_{\text{均}} + P_{\text{服务}}$$

$$P_{\text{均}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际代理}}$$

其中：

$P_{\text{服务}}$ 为零售用户与售电公司约定的代理服务价格；

$P_{\text{均}}$ 为售电公司的平均购电价格；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为售电公司中长期合约电能量电费(含绿色电力交易电能量);

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司日前市场偏差电能量电费;

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司实时市场偏差电能量电费;

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度调平电能量电费;

$Q_{\Sigma\text{实际代理}}$ 为售电公司代理的全部零售用户实际用电量之和。

(三) 比例分成套餐

零售套餐电价 $P_{\text{比例}}$ 按照售电公司在批发市场交易形成的购电均价 $P_{\text{均}}$ 与全部售电公司的平均购电价格 $P_{\Sigma\text{平均}}$ 之间的差值计算。计算公式如下:

$$P_{\text{套餐3}} = P_{\text{比例}} = P_{\Sigma\text{平均}} - (P_{\Sigma\text{平均}} - P_{\text{均}}) \times K_{\text{分成}}$$

$$P_{\text{均}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际代理}}$$

$$P_{\Sigma\text{平均}} = (C_{\Sigma\text{中长期合约}} + C_{\Sigma\text{日前}} + C_{\Sigma\text{实时}} + C_{\Sigma\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际}}$$

其中:

$K_{\text{分成}}$ 为零售用户与售电公司共同确定的参数;

$P_{\text{均}}$ 为售电公司的平均购电价格;

$P_{\Sigma\text{平均}}$ 为全部售电公司的平均购电价格;

$C_{\text{中长期合约}}$ 为售电公司中长期合约电能量电费(含绿色电力交易电能量);

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司日前市场偏差电能量电费;

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司实时市场偏差电能量电费;

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度调平电能量电费;

$Q_{\Sigma\text{实际代理}}$ 为售电公司代理的全部零售用户实际用电量之和；

$C_{\Sigma\text{中长期合约}}$ 为全部售电公司中长期合约电能量电费之和(含绿色电力交易电能量)；

$C_{\Sigma\text{日前}}$ 为全部售电公司日前市场偏差总电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{实时}}$ 为全部售电公司实时市场偏差电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{调平}}$ 为全部售电公司月度调平电能量电费之和；

$Q_{\Sigma\text{实际}}$ 为全量零售用户实际用电量之和。

(四) 混合类套餐

零售套餐电价 $P_{\text{混合}}$ 按照售电公司与零售用户约定的采用市场费率类叠加交易均价+服务费两类套餐的混合比例计算。计算公式如下：

$$P_{\text{套餐4}} = P_{\text{混合}} = P_{\text{费率}} \times K_{\text{混合}} + (P_{\text{均}} + P_{\text{服务}}) \times (1 - K_{\text{混合}})$$

$$P_{\text{费率}} = K_{\text{浮动}} \times P_{\Sigma\text{平均}}$$

$$P_{\text{均}} = (C_{\Sigma\text{中长期合约}} + C_{\Sigma\text{日前}} + C_{\Sigma\text{实时}} + C_{\Sigma\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际代理}}$$

$$P_{\Sigma\text{平均}} = (C_{\Sigma\text{中长期合约}} + C_{\Sigma\text{日前}} + C_{\Sigma\text{实时}} + C_{\Sigma\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际}}$$

其中：

$K_{\text{混合}}$ 为售电公司与零售用户约定的混合比率；

$P_{\text{费率}}$ 为通过市场费率类套餐确定的价格；

$K_{\text{浮动}}$ 为售电公司与零售用户约定的浮动系数；

$P_{\text{服务}}$ 为零售用户与售电公司约定的代理服务价格；

$P_{\text{均}}$ 为售电公司的平均购电价格；

$P_{\Sigma\text{平均}}$ 为全部售电公司的平均购电价格；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为售电公司中长期合约电能量电费(含绿色电力交易电能量)；

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度调平电能量电费；

$Q_{\Sigma\text{实际代理}}$ 为售电公司代理的全部零售用户实际用电量之和；

$C_{\Sigma\text{中长期合约}}$ 为全部售电公司中长期合约电能量电费之和(含绿色电力交易电能量)；

$C_{\Sigma\text{日前}}$ 为全部售电公司日前市场偏差总电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{实时}}$ 为全部售电公司实时市场偏差电能量电费之和；

$C_{\Sigma\text{调平}}$ 为全部售电公司月度调平电能量电费之和；

$Q_{\Sigma\text{实际}}$ 为全量零售用户实际用电量之和。

(五) 绿色电力套餐

零售套餐电价 $P_{\text{绿电}}$ 为售电公司在批发市场向发电企业购买绿色电力后，通过电力交易平台将购买的绿色电力分配至已签订的绿色电力套餐的零售用户，并明确分配电量及绿色电力环境价值 $P_{\text{环境}}$ 。绿色电力交易电能量价格根据以下公式计算：

$$P_{\text{套餐}} = P_{\text{绿电}} = P_{\text{电能量}} + P_{\text{服务}} + P_{\text{环境}}$$

$$P_{\text{电能量}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}) / Q_{\Sigma\text{实际代理}}$$

其中：

$P_{\text{电能量}}$ 为售电公司的平均购电价格；

$P_{\text{服务}}$ 为零售用户与售电公司约定的代理服务价格；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为售电公司中长期合约电能量电费（含绿色电力交易电能量）；

$C_{\text{日前}}$ 为售电公司日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为售电公司实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{调平}}$ 为售电公司月度调平电能量电费；

$Q_{\Sigma\text{实际代理}}$ 为售电公司代理的全部零售用户实际用电量之和；

$P_{\text{环境}}$ 由售电公司在批发市场绿色电力交易确定。

第四十八条 零售用户发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，引发其主体名下用电户号销户的，在未形成当月交易价格前，按上月交易价格结算，原则上不联动调整相关市场经营主体的结算清算及退补计算。

第六章 市场运营费用结算

第四十九条 市场运营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。

第五十条 成本补偿类费用包括机组启动补偿费用、火电机组运行补偿费用以及独立新型储能补偿费用。

（一）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。因电厂原因开展调试（试验）的在运火电机组调试（试验）当日的开机、非计划

停运机组下一次的开机不纳入启动补偿费用范围。机组启动补偿费用根据其状态（冷、温、热态）计算。计算公式如下：

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

其中：

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为机组 i 的总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的单次（冷、温、热三态之一）的启动价格。由湖南省发展和改革委员会、国家能源局湖南监管办公室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价格上、下限值，发电企业在该限值范围内自主申报启动价格；

$N_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的总启停次数。

机组启动补偿费用按月度实际用电量比例向电力用户分摊。

（二）火电机组运行补偿费用是指交易时段内火电机组现货电能量收益不能覆盖其发电成本和电能量报价费用中较小值时，对其进行的补偿。计算公式如下：

当 $Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{中长期},i,t} - Q_{\text{省间售出},i,t} > 0$ ，且 $\min(R_{\text{申报},i,t}, Q_{\text{上网},i,t} \times C_{\text{核定成本},i}) - R_{\text{现货电能量收益},i,t} > 0$ 时，该时段予以补偿。

$$R_{\text{申报},i,t} = (1 - h_{\text{厂用},i}) \times \int_0^{F_{\text{实际},i,t}} C_{\text{bid},i} dF$$

$$R_{\text{现货电能量收益},i,t} = Q_{\text{日前出清},i,t} \times P_{\text{日前},i,t} + (Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{日前出清},i,t}) \times P_{\text{实时},i,t}$$

$$R_{\text{火电机组运行补偿费用},i,t} = \sum [\min(R_{\text{申报},i,t}, Q_{\text{上网},i,t} \times C_{\text{核定成本},i}) - R_{\text{现货电能量收益},i,t}] \times [1 - (Q_{\text{中长期},i,t} + Q_{\text{省间售出},i,t}) / Q_{\text{上网},i,t}]$$

其中：

$R_{\text{火电机组运行补偿费用},i}$ 为火电机组 i 在 t 时段的运行补偿费用；

$Q_{\text{日前出清},i,t}$ 为火电机组 i 省内日前市场 t 时段出清结果扣除厂用电对应的电量；

$Q_{\text{上网},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{\text{中长期},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的中长期合约电量；

$Q_{\text{省间售出},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段通过省间交易售出的电量；

$P_{\text{日前},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的日前节点电价；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的实时节点电价；

$R_{\text{申报},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段实际出力对应的电能量报价费用；

$R_{\text{现货电能量收益},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的现货电能量收益；

$h_{\text{厂用},i}$ 为机组 i 的厂用电率；

$F_{\text{实际},i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段实际上网电量叠加厂用电量后对应的平均发电负荷；

$C_{\text{bid},i}$ 为火电机组的电能量报价曲线；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为火电机组核定的发电成本价格。由湖南省发展和改革委员会、国家能源局湖南监管办公室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。

火电机组运行补偿费用按月度实际用电量比例向电力用户分摊。

(三)独立新型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独立新型储能的充放电曲线，导致独立新型储能

的电能量收益为负时，对其进行的补偿。计算公式如下：

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。

独立新型储能补偿费用按当月直接参与现货市场的发电机组（场站）上网电量、虚拟电厂发电单元所聚合资源上网电量、电力用户实际用电量占比向市场化机组（场站）及电力用户分摊。

第五十一条 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。市场平衡类费用为正时向经营主体返还，为负时由经营主体分摊。

（一）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。计算公式如下：

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

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

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

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。

阻塞不平衡费用按当月市场化发电机组（场站）上网电量、虚拟电厂发电单元所聚合发电资源上网电量、批发市场用户和电网企业代理购电用户实际用电量比例返还或分摊。

（二）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。计算公式如下：

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

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。

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、虚拟电厂发电单元所聚合发电资源上网电量、批发市场用户和电网企业代理购电用户实际用电量比例分摊或返还。

（三）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。计算公式如下：

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

$$R_{\text{总不平衡费用}} = C_{\text{用户电费支出}} - R_{\text{售电公司电费收入}} - R_{\text{发电侧电费收入}} - R_{\text{虚拟电厂电费收入}} + R_{\text{省间售电电费收入}} - C_{\text{省间购电电费支出}}$$

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；

$R_{\text{虚拟电厂电费收入}}$ 为所有虚拟电厂按照聚合或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）；

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

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

市场结构类不平衡费用按月度实际用电量比例向电力用户分摊或返还。

第五十二条 市场调节类费用包括火电中长期缺额回收费用、新能源中长期缺额回收费用、用户侧中长期缺额回收费用、虚拟电厂缺额回收费用、火电超额获益回收费用、日内临时非计划停运机组收益回收费用、实时发电执行偏差考核费用。

（一）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月进行收益回收（收益小于 0 时不回收）。计算公式如下：

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

$$P_{\text{火电日前均价}} = \sum (Q_{\text{火电日前出清},t} \times P_{\text{火电日前},t}) / \sum Q_{\text{火电日前出清},t}$$

当 $Q_{\text{火电省内合约}} < Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_1$ ，且 $P_{\text{火电中长期综合电价}} < P_{\text{火电日前均价}}$ 时，

$$R_{\text{火电中长期缺额回收}} = (Q_{\text{火电省内现货结算}} \times K_1 - Q_{\text{火电中长期合约}}) \times (P_{\text{火电日前均价}} - P_{\text{火电中长期综合电价}}) \times h_1$$

其中：

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

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

$Q_{\text{火电实际上网}}$ 为当月该火电机组实际上网电量；

$Q_{\text{火电省间现货}}$ 为当月该火电机组省间现货售出电量；

$Q_{\text{火电华中备用}}$ 为当月该火电机组华中备用交易售出电量；

$Q_{\text{火电华中调峰售出服务}}$ 为当月该火电机组华中调峰交易购入电量；

$Q_{\text{火电省间合约}}$ 为当月该火电机组省间中长期合约电量；

$Q_{\text{火电省内合约}}$ 为当月该火电机组省内中长期合约电量；

$P_{\text{火电中长期综合电价}}$ 为当月所有火电机组省内中长期合约加权综合价；

$P_{\text{火电日前均价}}$ 为当月该火电机组日前现货市场加权平均价；

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

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

K_1 为火电中长期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。

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向批发市场用户和电网企业代理购电用户返还。

（二）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省内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）。计算公式如下：

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

$P_{\text{新能源日前均价}} = \sum (Q_{\text{新能源日前出清},t} \times P_{\text{新能源日前},t}) / \sum Q_{\text{新能源日前出清},t}$

当 $Q_{\text{新能源省内合约}} < Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_2$ ，且 $P_{\text{新能源中长期综合电价}} < P_{\text{新能源日前均}}$

价时，

$$R_{\text{新能源中长期缺额回收}} = \sum (Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_2 - Q_{\text{新能源中长期合约}}) \times (P_{\text{新能源日前均价}} - P_{\text{新能源中长期综合电价}}) \times h_2$$

其中：

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

$Q_{\text{新能源省内现货结算}}$ 为当月该新能源场站省内现货结算电量；

$Q_{\text{新能源实际上网}}$ 为当月该新能源场站实际上网电量；

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

$Q_{\text{新能源华中调峰购入服务}}$ 为当月该新能源场站华中调峰交易分配的售出电量；

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

$Q_{\text{新能源省间合约}}$ 为当月该新能源场站省间中长期合约电量；

$Q_{\text{新能源省内合约}}$ 为当月该新能源场站省内中长期合约电量；

$P_{\text{新能源中长期综合电价}}$ 为当月所有新能源场站省内中长期合约加权综合价；

$P_{\text{新能源日前均价}}$ 为当月该新能源场站日前现货市场均价；

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

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

K_2 为新能源省内中长期合约电量占省内现货结算电量下限允许比例；

h_2 为新能源中长期缺额回收系数。

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向批发市场用户和电网企业代理购电用户返还。

（三）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售电公司或直接参与市场交易的电力用户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月对其进行偏差收益费用回收（收益小于0时不回收）。计算公式如下：

$$\text{当 } Q_{\text{用户中长期合约}} < Q_{\text{用户实际用电}} \times K_3, \text{ 且 } P_{\text{用户中长期综合电价}} > P_{\text{日前统一均价}} \text{ 时,}$$

$$R_{\text{用户侧中长期缺额回收}} = \sum (Q_{\text{用户实际用电}} \times K_3 - Q_{\text{用户中长期合约}}) \times (P_{\text{用户中长期综合电价}} - P_{\text{日前统一均价}}) \times h_3$$

其中：

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

$Q_{\text{用户实际用电}}$ 为当月该用户实际用电量；

$Q_{\text{用户中长期合约}}$ 为当月该用户中长期合约电量；

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

$P_{\text{日前统一均价}}$ 为当月日前现货市场统一结算点均价，即发电企业当月日前现货市场所有时段所有节点电价按对应电量的加权平均值；

K_3 为用户中长期合约电量占实际用电量下限允许比例；

h_3 为用户侧中长期缺额回收系数。

所有用户侧中长期缺额回收费用按月度上网电量比例向现货市场化发电机组（场站）以及虚拟电厂发电单元所聚合的发电

资源返还。

（四）虚拟电厂中长期缺额回收费用

虚拟电厂中长期缺额回收费用指当虚拟电厂发/用电单元中长期合约电量低于省内现货结算电量或实际用电量一定比例时，对低于下限要求的电量按月进行偏差收益费用回收（收益小于 0 时不回收）。

1.虚拟电厂发电单元中长期缺额回收费用计算公式如下：

当 $Q_{\text{虚拟电厂发电单元中长期合约}} < Q_{\text{新能源省内现货结算}} \times K_4$ ，且 $P_{\text{虚拟电厂发电单元中长期综合电价}} < P_{\text{日前统一均价}}$ 时，

$R_{\text{虚拟电厂发电单元中长期缺额回收}} = \Sigma(Q_{\text{虚拟电厂发电单元实际上网}} \times K_4 - Q_{\text{虚拟电厂发电单元中长期合约}}) \times (P_{\text{日前统一均价}} - P_{\text{虚拟电厂发电单元中长期综合电价}}) \times h_4$

其中：

$R_{\text{虚拟电厂发电单元中长期缺额回收}}$ 为当月虚拟电厂发电单元中长期缺额回收费用；

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元实际上网}}$ 为当月虚拟电厂发电单元实际上网电量；

$Q_{\text{虚拟电厂发电单元中长期合约}}$ 为当月虚拟电厂发电单元中长期合约电量；

$P_{\text{虚拟电厂发电单元中长期综合电价}}$ 为当月虚拟电厂发电单元中长期合约加权综合价；

$P_{\text{日前统一均价}}$ 为当月日前现货市场统一结算点均价，即发电企业当月日前现货市场所有时段所有节点电价按对应电量的加权平均值；

K_4 为虚拟电厂发电单元中长期合约电量占实际用电量下限

允许比例；

h_4 为虚拟电厂发电单元中长期缺额回收系数。

所有虚拟电厂发电单元中长期缺额回收费用按月度实际用电量比例向批发市场用户和电网企业代理购电用户返还。

2. 虚拟电厂用电单元中长期缺额回收费用

虚拟电厂用电单元中长期缺额回收费用计算公式及分摊方式参照用户侧中长期缺额回收执行。

（五）火电超额获益回收费用

火电超额获益回收费用指当火电机组全天实际上网电量为 0 时，对该火电机组运行日的电能量电费收益进行回收（收益小于 0 时不回收）。计算公式如下：

当 $Q_{\text{运行日火电实际上网}} = 0$ 时， $R_{\text{火电超额获益回收}} = \sum (R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内日前}} + R_{\text{省内实时}}) \times h_5$

其中：

$Q_{\text{运行日火电实际上网}}$ 为该火电机组运行日实际上网电量；

$R_{\text{火电超额获益回收}}$ 为该火电机组运行日的超额获益回收费用；

$R_{\text{省内合约}}$ 为该火电机组省内中长期合约电能量电费；

$R_{\text{省内日前}}$ 为该火电机组省内日前电能量电费；

$R_{\text{省内实时}}$ 为该火电机组省内实时电能量电费；

h_5 为火电超额获益回收系数，按非停机组和其他机组分别设置 $h_{5\text{非停机组}}$ 、 $h_{5\text{其他机组}}$ 。

$R_{\text{省内合约}}$ 、 $R_{\text{省内日前}}$ 、 $R_{\text{省内实时}}$ 按照第五章相关公式计算。

所有火电机组超额获益回收费用按月度实际用电量比例向电力用户返还。

（六）日内临时非计划停运机组获益回收费用

机组非计划停运认定办法详见湖南省“两个细则”以及国家能源局湖南监管办公室相关规定。

1. 机组日内临时非计划停运按照如下规则进行认定：

（1）机组在日前市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生临时停运，影响运行日（D）的开机运行；

（2）机组在日前市场中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前市场出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网，且延迟并网时间超过2小时的。

2. 机组日内临时非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

（1）机组因自身原因（如跳闸）临时停运时，从停运时刻的上一个整点时刻起，至机组重新并网后的下一个整点时刻，之间的时段计为日内临时非计划停运时段。若机组因自身原因停运后，在运行日（D）内机组向电力调度机构报备恢复可用状态，日内临时非计划停运时段的终点时刻计为机组向电力调度机构报备恢复可用状态时刻的下一个整点时刻。若机组因自身原因停运后，在运行日（D）内机组未向电力调度机构报备恢复可用状态且未重新并网，日内临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日（D）的24:00。

（2）机组因自身原因未按照日前市场出清的并网时间或电

力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网且延迟并网时间超过 2 小时，从日前市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）顺延 2 小时的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为日内临时非计划停运时段。若机组在运行日（D）内因电厂自身原因未并网，日内临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日（D）的 24:00。

对机组在日内临时非计划停运期间的收益按以下方式进行回收，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。计算公式如下：

$$R_{\text{日内非停回收}} = (Q_{\text{实时结算},t} - Q_{\text{日前结算},t}) \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{日前},t})$$

$R_{\text{日内非停回收}}$ 为日内临时非停机组在非停时段内的收益回收费用；

$Q_{\text{实时结算},t}$ 为日内临时非停机组省内实时市场 t 时段结算电量，按照第五章相关公式计算；

$Q_{\text{日前结算},t}$ 为日内临时非停机组省内日前市场 t 时段结算电量，按照第五章相关公式计算；

$P_{\text{日前},t}$ 为日内临时非停机组 t 时段的日前市场节点电价；

$P_{\text{实时},t}$ 为日内临时非停机组 t 时段的实时市场节点电价；

全天上网电量为 0 的日内临时非计划停运机组按照第五十一条第（五）款进行超额获益回收，不再按本小节的方式进行非停机组获益回收。

所有日内临时非计划停运机组获益回收费用按月度实际用电量比例向电力用户返还。

（七）实时发电执行偏差考核费用

1. 火电、新能源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。实时出清电量按 15 分钟实时出清电力插值生成 1 分钟出清电力积分计算所得。计算公式如下：

$$Q_{\text{实发},t} = \sum P_{\text{实发},n} / 60 \quad (n=1,2,\dots,15)$$

$$P_{\text{实时出清},n} = P_{\text{实时出清},t-1} + n \times (P_{\text{实时出清},t} - P_{\text{实时出清},t-1}) / 15$$

$$Q_{\text{实时出清},t} = \sum P_{\text{实时出清},n} / 60 \quad (n=1,2,\dots,15)$$

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

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

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

其中：

$P_{\text{实发},n}$ 为 t 时段由调度 EMS 系统采集的该发电侧经营主体第 n 分钟 ($n=1,2,\dots,15$) 的实际发电电力；

$P_{\text{实时出清},t}$ 和 $P_{\text{实时出清},t-1}$ 分别为 t 、 $t-1$ 时段该发电侧经营主体实时市场的出清电力；

$P_{\text{实时出清}, n}$ 为 t 时段该发电侧经营主体实时市场的出清电力经 1 分钟插值生成的第 n 分钟 ($n=1,2,\dots,15$) 的插值计划;

$Q_{\text{实发}, t}$ 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, 该电量根据插值生成的 1 分钟出清电力积分计算所得;

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

$Q_{\text{允许偏差}, t}$ 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. 独立新型储能实时执行偏差考核费用

当独立新型储能的 15 分钟实际电量与日前市场出清电量的偏差量超过该时段日前市场出清电量的一定比例, 且大于允许偏差电量时, 对该主体实际执行偏差进行考核。其中独立新型储能的 15 分钟实际充/放电电量根据调度 EMS 系统采集的 1 分钟电力积分计算所得, 日前出清电量按日前出清电力乘以 15 分钟计

算所得。计算公式如下：

$$Q_{\text{实际},t} = \sum P_{\text{实际},n} / 60$$

$$Q_{\text{日前出清},t} = P_{\text{日前出清},t} / 4$$

$$Q_{\text{偏差},t} = \max \{ |Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前出清},t}| - Q_{\text{允许偏差},t}, 0 \}$$

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

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

其中：

$P_{\text{实际},n}$ 为调度 EMS 系统采集的独立新型储能第 n 分钟 ($n=1,2,\dots,15$) 的实际充/放电电力；

$Q_{\text{实际},t}$ 根据调度 EMS 系统采集独立新型储能 1 分钟的电力积分计算所得；

$P_{\text{日前出清},t}$ 为 t 时段中该独立新型储能日前市场的出清电力；

$Q_{\text{日前出清},t}$ 为 t 时段该独立新型储能日前出清电量，按日前出清电力乘以 15 分钟计算所得；

$Q_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段该独立新型储能的偏差考核电量；

$Q_{\text{允许偏差},t}$ 为 t 时段该独立新型储能允许的最大执行偏差电量；

$R_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段该独立新型储能考核费用；

$P_{\text{考核}}$ 为实时执行偏差考核价格；

M 为实时执行允许偏差电量参数；

r_1 为实时执行允许偏差比例参数；

r_2 为实时执行允许偏差考核费用系数；

独立新型储能的 M 、 r_1 、 r_2 分别设置，经政府主管部门审批

通过后执行。

3.虚拟电厂实时执行偏差考核费用

当虚拟电厂的发/用电单元每小时实际上网电量或用电量与日前市场申报电量的偏差量超过该时段日前市场申报积分电量的一定比例，且大于允许偏差电量时，对该主体实时执行偏差进行考核。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差},t} = \max\{|Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前申报},t}| - Q_{\text{允许偏差},t}, 0\}$$

$$Q_{\text{允许偏差},t} = \max\{Q_{\text{日前申报},t} \times r_1, M\}$$

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

其中：

$Q_{\text{日前申报},t}$ 为 t 时段该虚拟电厂发/用电单元省内日前市场 t 时段申报的上网/用电量；

$Q_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段该虚拟电厂发/用电单元的偏差考核电量；

$Q_{\text{实际},t}$ 为 t 时段该虚拟电厂发/用电单元实际上网/用电量；

$Q_{\text{允许偏差},t}$ 为 t 时段该虚拟电厂发/用电单元允许的最大执行偏差电量；

$R_{\text{偏差},t}$ 为 t 时段虚拟电厂发/用电单元考核费用；

$P_{\text{考核}}$ 为虚拟电厂发/用电单元实时执行考核价格；

M 为虚拟电厂发/用电单元实时执行允许偏差电量参数；

r_1 为虚拟电厂发/用电单元实时执行允许偏差比例参数；

r_2 为虚拟电厂发/用电单元实时执行允许偏差考核费用系数；

虚拟电厂发/用电单元实时的 M 、 r_1 、 r_2 分别设置，经政府

主管部门审批通过后执行。

4.实时执行偏差考核费用返还

调频市场运营前，各经营主体实时执行偏差考核费用按以下方式进行返还：火电或新能源实时执行偏差考核费用按月度实际用电量比例返还给电力用户；独立新型储能实时执行偏差考核费用按当月市场化发电机组（场站）上网电量、虚拟电厂发电单元所聚合发电资源上网电量、电力用户实际用电量比例返还给市场化发电机组（场站）、虚拟电厂发电单元所聚合发电资源和电力用户；虚拟电厂发电单元实时执行偏差考核费用按月度实际用电量比例返还给电力用户，虚拟电厂用电单元实时执行偏差考核费用按月度实际上网电量比例返还给市场化发电机组（场站）及虚拟电厂所聚合发电资源。

调频市场运营后，火电、新能源、独立新型储能及虚拟电厂（含发电单元与用电单元）的实时执行偏差考核费用按 $P\%$ 的比例计提并划入调频市场，按当月调频服务费用比例分享至调频中标机组。剩余实时执行偏差考核费用返还方式保持调频市场运营前规则不变。若按 $P\%$ 上限比例计提的总费用超过调频市场实际产生费用时，则差额部分按各考核主体计提金额占全体考核主体计提总额的比例启动二次返还，返还路径保持调频市场运营前规则不变。湖南省发展和改革委员会会同国家能源局湖南监管办公室设置实时执行偏差考核费用调频市场计提比例 P 值。

第五十三条 市场运营费用分摊及返还按照费用计算、费用执行两个步骤开展。

（一）市场运营费用计算。运行月次月（ $M+1$ ）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，通过电力交易平台向市场经营主体发布。

（二）市场运营费用执行。市场运营费用中应向市场化用户分摊或返还的，按第十一章第六十八条执行；市场运营费用中应向市场化机组、虚拟电厂发/用电单元和售电公司分摊、返还的，按运行月（ M ）机组（场站）上网电量（包含省间交易售出电量）、虚拟电厂发电单元上网电量、虚拟电厂用电单元用电量及售电公司实际用电量计算分摊/返还费用，并予结算；市场运营费用中应向虚拟电厂聚合资源分摊或返还的，根据虚拟电厂运营商与聚合资源签订的协议相关条款执行分摊或返还。

第七章 辅助服务费用结算

第五十四条 辅助服务市场、两个细则等辅助服务相关费用按照《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》《湖南省电力辅助服务市场交易规则》《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。上述费用以月度为周期开展结

算。当一个调度单元对应两个及以上结算单元时，相关费用按各结算单元当月上网电量比例进行拆分结算。

第八章 煤电容量电费结算

第五十五条 煤电容量电费按照《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改能源〔2023〕1044号）、《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）等文件执行。

第九章 绿色电力交易结算

第五十六条 绿色电力交易电能量与绿色电力环境价值分开结算。其中，电能量部分次月结算，绿色电力环境价值部分次月结算：

（一）绿色电力交易电能量部分（含电能量偏差）纳入中长期交易合约按本细则开展结算。

（二）绿色电力环境价值按当月合同总电量（按购方所在节点确定，省间交易还应考虑实际输电量）、发电企业上网电量（扣除机制电量）、电力用户用电量三者取小的原则确定结算量（以兆瓦时为单位取整数，在合同周期内尾差滚动到次月核算）。同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电

力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。以绿色电力交易合同、转让交易后的绿色电力交易合同形成经营主体最终实际履约关系。绿色电力环境价值依据最终实际履约关系开展结算。发电侧之间的转让合同、用户侧之间的转让合同无需进行绿色电力环境价值结算。

（三）在保证绿色电力交易可追踪溯源的前提下，零售市场的电能量和绿色电力环境价值按照本细则开展结算。

（四）虚拟电厂发电单元、分布式电源参与绿色电力交易按照本细则进行结算。虚拟电厂发电单元用于结算的电能量部分上网电量为各聚合发电资源实际上网电量合计值，虚拟电厂发电单元用于结算的绿色电力环境价值部分电量为各聚合发电资源上网电量（以兆瓦时为单位取整数，在合同周期内尾差滚动到次月核算）的合计值。

第五十七条 绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算，由违约方向合同对方支付补偿费用。其中因安全运行原因，导致发、用双方未能足额履约，双方均不承担相应责任，或在绿电交易合同中另行明确责任。

第五十八条 发电企业的绿色电力环境价值偏差量，为其对应到该合同的上网电量少于合同约定的部分。电力用户、售电公司的绿色电力环境价值偏差量，为其对应到该合同的用电量少于

合同约定的部分。以兆瓦时为单位取整造成的尾差，不计入偏差量。

第十章 结算调整

第五十九条 结算调整指结算依据正式发布后，因故需对结算依据调整而开展的退补及退补清算工作。

第六十条 退补是指因计量、档案、合同、出清等数据差错、变更等原因以及其他规则允许情况而产生的结算调整工作。退补应设追溯期，原则上不超过 12 个月。

第六十一条 退补清算是指因政策规则调整、临时电价结算等原因产生的结算调整工作。退补清算应严格按照结算依据形成与发布流程开展。

第六十二条 对于电力交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关市场经营主体的结算电费。对月度结算依据正式发布后发现的差错退补，按以下原则处理：

（一）发电侧电能量差错退补，按市场经营主体差错发生月份的现货市场月度综合价进行偏差结算，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。

（二）零售用户、电网企业代理购电用户电能量差错退补，分别按该零售用户差错发生月份的市场化结算平均价格、电网企业代理购电价格进行偏差结算。单个电力用户差错电量小于 100 兆瓦时的，或差错月电费发行后超过 3 个月，原则上不联动调整相关市场经营主体的结算清算及电费退补。

(三) 单个零售市场用户产生的差错电量大于 100 兆瓦时，由电力交易机构组织开展售电公司联动退补，计算方法如下：

1. 计算售电公司差错发生月份的批发市场电能量均价 $P_{\text{售电公司}}$

电能量。

$$P_{\text{售电公司电能量}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{调平}}) / Q_{\Sigma \text{实际代理}}$$

$P_{\text{售电公司电能量}}$ 为售电公司差错月份的批发市场购电均价；

$C_{\text{中长期合约}}$ 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；

$Q_{\Sigma \text{实际代理}}$ 为售电公司代理的全部零售用户实际用电量之和。

2. 根据零售用户电能量差错发生月份的平均结算价格 $P_{\text{零售电能量}}$ 和差错电量 $Q_{\text{退补}}$ ，计算售电公司跨月联动调整电能量费用。

$$Q_{\text{退补}} = Q_{\text{调整后}} - Q_{\text{调整前}}$$

$$C_{\text{售电公司调整}} = (P_{\text{套餐}} - P_{\text{售电公司电能量}}) \times Q_{\text{退补}}$$

其中：

$Q_{\text{退补}}$ 为售电公司代理零售用户的跨月调整电量；

$Q_{\text{调整后}}$ 为零售用户的跨月调整后月电量；

$Q_{\text{调整前}}$ 为零售用户的跨月调整前月电量；

$C_{\text{售电公司调整}}$ 为售电公司跨月追退补电费；

$P_{\text{售电公司电能量}}$ 为售电公司差错月份的批发市场购电均价；

$P_{\text{套餐}}$ 为零售合同中约定的零售套餐价格。

（四）独立新型储能电能量差错退补。独立新型储能上网侧电能量跨月退补电费、下网侧电能量跨月退补电费结算，计算方法如下：

$$C_{\text{储能上网跨月退补}} = (C_{\text{储能上网}} + C_{\text{储能上网调平}}) / Q_{\text{储能月度上网}} \times Q_{\text{储能上网差错}};$$

$$C_{\text{储能下网跨月退补}} = (C_{\text{储能下网}} + C_{\text{储能下网调平}}) / Q_{\text{储能月度下网}} \times Q_{\text{储能下网差错}};$$

其中：

$C_{\text{储能上网}}$ 为储能上网侧日前市场、实时市场电能量电费之和；

$C_{\text{储能下网}}$ 为储能下网侧日前市场、实时市场电能量电费之和；

$C_{\text{储能上网调平}}$ 为储能上网月度调平电能量电费收入；

$C_{\text{储能下网调平}}$ 为储能下网月度调平电能量电费支出；

$Q_{\text{储能月度上网}}$ 为储能月度实际上网电量；

$Q_{\text{储能月度下网}}$ 为储能月度实际下网电量；

$Q_{\text{储能上网差错}}$ 为储能月度调整后上网电量与储能月度调整前上网电量的差值电量；

$Q_{\text{储能下网差错}}$ 为储能月度调整后下网电量与储能月度调整前下网电量的差值电量。

（五）虚拟电厂发电单元结算调整参照发电侧主体执行，虚拟电厂用电单元结算调整参照售电公司执行。

（六）电网企业代理购电原则上不开展跨月联动调整。

（七）参与绿色电力交易的发电侧经营主体与电力用户的历史发、用电量计量差错，视为非绿色电力交易电量进行退补计算，已结算的绿色电力环境价值不作退补调整。

（八）考核、补偿类市场运营费用基础数据调整，应在差错调整月份修正相关个体市场运营费用，涉及分摊或分享的，纳入退补实施月份处理，原则上不联动重算其他经营主体的市场运营费用分摊或返还。因电量变化引起差错月份市场经营主体分摊比例的差异不作退补调整；市场形成出清价格不因事后电量调整进行重算。

第十一章 月度综合结算

第六十三条 发电侧主体月度总电费包含电能量电费、市场运营费用、辅助服务费用、煤电容量电费、绿色环境价值费用和跨月调整退补费用。

$$R_{\text{发电}} = R_{\text{电量}} + R_{\text{市场运营}} + R_{\text{辅助}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{绿色价值}} + R_{\text{退补}}$$

发电侧市场运营费用包含成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。其中，成本补偿类费用包含启动补偿费用、火电机组运行补偿费用、独立新型储能补偿及分摊费用；市场平衡类费用包含阻塞不平衡费用及返还、市场发用电量不平衡费用及返还；市场调节类费用包含发电侧中长期缺额回收费用、用户侧中长期缺额回收费用返还、火电超额获益回收费用、实时发电执行偏差考核费用、日内临时非计划停运机组收益回收费用。

$$R_{\text{市场运营}} = R_{\text{成本补偿}} + R_{\text{市场平衡}} + R_{\text{市场调节}}$$

$$R_{\text{成本补偿}} = R_{\text{启动}} + R_{\text{火电机组运行}} + R_{\text{储能补偿及分摊}}$$

$$R_{\text{市场平衡}} = R_{\text{阻塞不平衡费用及返还}} + R_{\text{发用电不平衡费用及返还}}$$

$$R_{\text{市场调节}} = R_{\text{发电侧中长期缺额回收费用}} + R_{\text{用户侧中长期缺额回收费用返还}} + R_{\text{火电超额获益回收费用}} + R_{\text{实时发电执行偏差考核费用}} + R_{\text{日内临时非计划停运机组收益回收费用}}$$

第六十四条 售电公司月度总电费包含批发市场电能量电费、市场运营费用、零售市场电能量电费及跨月调整退补费用。

$$R_{\text{售电公司}} = C_{\text{零售电能量}} + R_{\text{市场运营, 售电}} + C_{\text{批发用户}} + C_{\text{退补}}$$

其中：售电公司市场运营费用包含用户侧中长期缺额回收费用、发电侧中长期缺额回收费用返还、虚拟电厂发电单元中长期缺额回收费用返还、阻塞不平衡费用分摊或返还、市场发用电量不平衡费用分摊或返还。

$$R_{\text{市场运营, 售电}} = R_{\text{用户侧中长期缺额回收费用}} + R_{\text{发电侧中长期缺额回收费用返还}} + R_{\text{虚拟电厂发电单元中长期缺额回收费用返还}} + R_{\text{阻塞不平衡费用分摊或返还}} + R_{\text{市场发用电量不平衡费用分摊或返还}}$$

第六十五条 独立新型储能月度总电费包含电能量电费、储能补偿费用、辅助服务费用及跨月调整退补费用。

$$R_{\text{独立新型储能}} = R_{\text{储能上网}} + R_{\text{储能上网}} + R_{\text{储能补偿}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{退补}}$$

第六十六条 虚拟电厂发电单元月度总电费参照发电侧主体相关规定执行，虚拟电厂用电单元月度总电费参照售电公司相关规定执行。

第六十七条 电力用户参与现货市场后，其月度总电费包含市场化电能量电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、市场化分摊电费、政府性基金及附加、基本电费和功率因数调整电费等。其中：输配电费、上网环节线损费用、系统运行费

用、政府性基金及附加、基本电费和功率因数调整电费等由电网企业按照政府有关规定执行。计算公式如下：

$$C_{\text{用户}} = C_{\text{市场电能}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{上网环节线损费用}} + C_{\text{系统运行费}} + C_{\text{市场分摊}} + C_{\text{基金及附加}} + C_{\text{基本电费}} + C_{\text{力调}}$$

其中：

$C_{\text{市场电能}}$ 为电力用户市场化电能电费；

$C_{\text{输配}}$ 为电力用户应承担的输配电费；

$C_{\text{上网环节线损}}$ 为电力用户上网环节线损费用；

$C_{\text{系统运行费}}$ 为电力用户应承担的系统运行费用，包含辅助服务费用、抽水蓄能费用等；

$C_{\text{市场化分摊}}$ 为应向电力用户分摊或返还的市场运营费用；

$C_{\text{基本电费}}$ 为电力用户基本电费；

$C_{\text{力调}}$ 为电力用户功率因数调整电费；

第六十八条 电力用户市场化分摊费用是指根据市场规则，应向电力用户分摊或返还的市场运营费用。由电力交易机构根据电网企业提供的运行月（M）发电企业、虚拟电厂发/用电单元、零售用户实际结算电量及电网企业代理用户用电量进行分摊计算，其中，由零售用户承担的市场化分摊费用于运行月的次月（M+2）与零售用户月度量价清分结果同步回传至电网企业；由电网企业代理购电用户承担的市场化分摊费用纳入代理购电用户成本。若用户办理销户、过户等变更业务，变更清算归档后不参与运行月（M）的市场化费用分摊。

第六十九条 为做好与用户侧分时电价政策的衔接，电力用户（含电网企业代理购电用户）以售电公司(或电网企业)分时段加权平均交易价格及其与售电公司签订的零售套餐价格形成市场交易购电价格，电费结算时按照湖南省分时电价政策规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

第十二章 电费收付

第七十条 电力交易机构每月底前2日向电网企业提供退出市场的用户侧名单，包括法人主体名称、统一社会信用代码、关联用电单元户号等。

第七十一条 电网企业根据电力交易机构提供的结算依据开展电费结算，形成电费结算账单并发布，相关市场经营主体在2日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。新型经营主体（含独立新型储能、虚拟电厂、负荷聚合商等）按照其运营情况分别参照电力用户、发电企业时间节点开展相关工作。

第七十二条 发电企业与电网企业间的电费收付有关要求如下：

（一）发电企业应当根据厂网双方确认的电费账单及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，原则上应在收到电费账单后5个工作日内完成。

（二）电网企业根据厂网双方确认的电费账单、发电企业开具的增值税专用发票，及时足额支付发电企业电费。电费原则上

一次性支付，在发电企业向电网企业开具发票后 5 个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的 50%，付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后 5 个工作日，第二次付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后 10 个工作日。

（三）因发电企业发票开具不及时影响电费结算时限的，厂网双方做好记录并及时沟通解决。电网企业不得以用户侧（包括电力用户、售电公司，下同）欠费为由停止或减少向发电企业支付上网电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向发电企业支付违约金。如发电企业电费为负数时，应按合同约定期限向电网企业支付电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力除外），应按双方协商约定向电网企业支付违约金。未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第七十三条 电力用户与电网企业间的电费收付有关要求如下：

（一）电力用户应在合同约定期限内与电网企业结清当期电费。

（二）若电力用户未在约定期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴并采取有效措施收取电费，并按国家规定、合同约定依法计收电费违约金。电力用户经催缴仍未付清电费的，电网企

业可按有关政策规定和合同约定程序对电力用户中止供电，相关损失由电力用户承担，欠费记录纳入用户征信。

第七十四条 售电公司（拥有配电网运营权的除外）结算电费为零售市场与批发市场交易电费之差。售电公司与电网企业间的电费收付有关要求如下：

（一）售电公司应与电网企业签订电费结算协议，由电网企业按月支付或收取售电公司电费，电费收付要求按照协议约定执行。

（二）售电公司未及时足额缴纳电费的，由电网企业将欠费信息反馈给电力交易机构，并按有关程序使用其提交的履约保函、保险等信用担保物。

（三）地方电网、增量配电网的结算电费按照相关规定，由省级电网企业收取。地方电网及增量配电网所辖用户的结算电费可由地方电网及增量配电网收取。

第十三章 其他结算事项

第七十五条 市场经营主体对结算存在争议时，可向电力交易机构提出申诉意见，电力交易机构在规定期限内完成核实并予以答复。仍有争议的，通过市场管理委员会调解；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第七十六条 市场中止和价格管制时段时，根据《湖南省电力中长期交易实施细则》《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。

第十四章 附 则

第七十七条 本实施细则由湖南省发展和改革委员会、国家能源局湖南监管办公室、湖南省能源局负责解释。

第七十八条 本实施细则的修订应按照程序，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南省发展和改革委员会、国家能源局湖南监管办公室、湖南省能源局批准后实施。

第七十九条 本实施细则自 2025 年 X 月 X 日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。《湖南电力现货市场结算实施细则（试运行 3.0 版）》同时废止。

附件：

术语定义

（1）现货市场交易时标：统一使用交易时段的结束时刻作为该时段的表征，例如 00:00-00:15 时段以 00:15 表示，00:45-1:00 时段以 1:00 表示，全天结束时刻以 24:00 表示。

（2）交易机构：指湖南电力交易中心有限公司。

（3）电力交易平台：为满足电力市场建设需要，由电力交易机构运营的支撑电力交易业务开展的信息的技术支持系统（含湖南电力交易平台、零售商城、“e-交易”APP 等）。

（4）电力调度机构：指湖南电力调度控制中心。

（5）市场经营主体：包括发电企业、电力用户、售电公司、独立新型储能和虚拟电厂。

（6）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。

（7）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。

（8）湖南省“两个细则”：指国家能源局湖南监管办公室印发的《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》和《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》（湘能监市场〔2024〕55 号）。

（9）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。

(10) 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。

(11) 中长期结算参考点:指进行中长期交易时,用于确定结算价格的电价基准点,中长期结算参考点暂取为用户侧统一结算点。

(12) 电力用户:分为直接参与批发市场的电力用户、零售市场用户和电网企业代理购电用户。

(13) 批发市场用户:指直接参与批发市场的电力用户、售电公司、电网企业代理购电、虚拟电厂用电单元。

(14) 零售市场用户:指通过售电公司代理或通过虚拟电厂用电单元聚合参与批发市场购电的电力用户。

(15) 电网企业代理购电用户:指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。

(16) 定比、定量计量方式:在用户受电点内难以按照电价类别分别装设电能计量装置时,在已安装计量总表的情况下,可采用按设备容量比例和固定电量方式确定不同电价类别设备的用电量。

(17) 中长期合约电量:即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。

（18）中长期合约价格：即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价格的加权平均值。

（19）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。

（20）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。

（21）成本补偿类费用：包括机组启动补偿费用、火电机组运行补偿费用以及独立新型储能补偿费用。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。火电机组运行补偿费用是指交易时段内火电机组现货电能量收益不能覆盖其发电成本和电能量报价费用中较低者时，对其进行的补偿。独立新型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独立新型储能的充放电曲线，导致独立新型储能的电能量收益为负时，对其进行的补偿。

（22）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。

（23）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、虚拟电厂缺额回收费用、日内临时非计划停运机组收益回收费用、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）。火电超额获益回收费用是指火电机组全天上网电量为0时，对该运行日的电能量收益进行回收（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。

（24）优先发电电量：指执行政府批复价格或价格机制、由

电网企业收购的保量保价电量。

（25）市场交易电量：指通过市场化方式形成的交易电量。

（26）虚拟电厂：指基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。