

附件 2

陕西电力市场结算实施细则

(连续试运行 V2.0)

2025 年 12 月

目录

1 概述	3
2 适用范围	3
3 术语定义	3
4 市场结算权责	5
5 市场结算	8
6 结算时序	15
7 批发市场结算	18
8 零售用户结算	23
9 绿色电力交易结算	29
10 辅助服务市场费用结算	30
11 市场运营费用计算	31
12 市场平衡类费用计算	43
13 费用分摊或返还	44
14 结算查询及调整	46
15 收付款管理	49
16 附则	50

1 概述

为规范陕西电力市场结算工作,依法维护经营主体的合法权益,推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设,根据《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)、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合公司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)、《国家发改委 能源局关于印发<电力现货市场基本规则(试行)>的通知》(发改能源规〔2023〕1217号)、国家发展改革委 能源局关于印发《电力市场计量结算基本规则》的通知(发改能源规〔2025〕976号)等文件要求,并结合陕西实际,制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于陕西省内参与电力中长期、现货、辅助服务等市场的经营主体。

3 术语定义

电能量电费:指市场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。

辅助服务费用:为维护电力系统安全稳定运行、保证电能质量,由发电企业、电网企业、电力用户等除正常电能生产、传输、使用之外,由并网发电厂提供辅助服务所得的费用,具体包括备用、调频等。

结算时段：是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

节点边际电价：在满足电网运行条件下，电气节点增加单位用电负荷需求所增加的系统边际发电成本。

统一结算点电价：是用于批发市场用户结算的标准化节点，日前（实时）市场统一结算点电价由日前（实时）市场电价加权平均值确定。

中长期结算参考点：电力中长期交易中，用于电能价格核算、电费结算的基准点。

批发交易用户：直接参与电力批发市场的电力用户、售电公司、虚拟电厂（用电）等。

电网企业代理购电工商业用户：由电网企业代理的暂未直接从电力市场购电的工商业用户。

零售用户：通过售电公司参与交易的电力用户。

市场运营费用：指在市场初期，为保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计，系统阻塞等原因产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用。

阻塞盈余费用：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点电价差乘以连接两节点线路的潮流。日前市场、实时市场阻塞费用为由于阻塞造成的应付费用与应收费用之差。

4 市场结算权责

4.1 经营主体的权利和义务

（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，按照规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（四）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

（五）负责向电网企业提供用于资金结算的银行账户，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（六）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

（七）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。

（八）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。

（九）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

（十）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.2 电力交易机构的权利和义务

（一）负责按照规则汇总结算基础数据，编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性，通过电力交易平台等方式向各经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（二）负责在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（三）负责按规则处理经营主体结算的相关查询，组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（四）按照数据有关管理规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行涉密管理。

（五）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理及维护。

（六）组织开展市场经营主体结算风险评估。

（七）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

4.3 电力调度机构的权利和义务

（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，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.4 电网企业的权利和义务

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

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按自然月周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）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（四）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，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

（五）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（六）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（七）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5 市场结算

5.1 结算周期

5.1.1 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式。按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

5.1.2 电力零售市场采用“月清月结”的结算模式，以自然月为周期进行结算。

5.1.3 电力辅助服务市场根据辅助服务相关规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

5.1.4 已发布的正式结算结果（含日清分结果）如有变化，应向相关市场经营主体披露变动原因和变动情况。

5.2 结算时段

5.2.1 批发市场经营主体原则上以 15 分钟为一个基本计量、清分及结算时段。零售用户原则按月每小时为基本结算时段。

5.3 结算管理

5.3.1 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价

等关键要素。

5.3.2 省间交易以实际物理电量视为省间中长期交易合同售出（或购入）电量，省内结算以省间实际结算结果为边界，按照日实际调度执行结果曲线结算。

5.3.3 电能量批发市场按以下方式结算：中长期合同按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值结算，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场结算价格结算。

5.3.4 市场运行产生的各项费用均独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

5.3.5 中长期交易合约中应明确约定中长期结算参考点，约定方式按照陕西最新政策要求执行。

5.3.6 结算单元的建立

（一）火电发电企业以场站为单位开展结算（若存在同一场站下不同机组分属不同法人主体的，应分别开展结算），其在现货市场中按机组出清的电量按场站合并，结算电价取各机组出清电价的加权均价（出清电量全部为零时，取各机组出清价格的算术平均值），并按场站出具结算依据。结算依据需按机组为结算单元推送电网企业时，按实际上网电量比例分劈后推送。

（二）新能源发电企业以分期为单位建立结算单元，各结

算单元现货价格取其在现货市场中按场站出清的价格，并按场站出具结算依据（不同机组分属不同法人主体的，分开结算并分开出具结算依据）。

（三）售电公司及直接参与交易的电力用户按经营主体为单位建立结算单元，若批发交易用户存在不同用电类型的，及直接参与交易的大用户存在不同电网企业用电户号的，均应分开建立交易单元参与批发市场交易，结算时同步分开结算，并分别出具结算依据。

（四）虚拟电厂按其聚合资源主体现货市场出清节点为单位建立结算单元，各结算单元分开结算并分别出具结算依据。

（五）零售用户因其名下部分用电户号符合关于不执行分时电价有关政策文件的，以及高耗能用户存在非高耗能用电户号的，均应分别建立零售交易单元，参与零售市场交易，结算时分别结算并分别出具结算依据。

5.3.7 电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。如国家政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

5.3.8 辅助服务市场结算原则、要求等按电力辅助服务市场有关规定执行。

5.4 结算电价

5.4.1 具备节点条件的发电侧主体以其所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。

5.4.2 批发用户侧主体以统一结算点电价作为现货市场结算价格。日前(实时)统一结算点电价取对应时段发电侧日前(实时)市场各节点出清电价的加权平均值。计算公式如下：

$$(1) P_{\text{日前统一},t} = [\sum (Q_{\text{日前},i,t} \times P_{\text{日前},i,t})] / \sum Q_{\text{日前},i,t}$$

其中, $P_{\text{日前统一},t}$ 为 t 时段日前现货市场统一结算点价格; $Q_{\text{日前},i,t}$ 为 t 时段省内参与日前现货市场发电机组(场站) i 日前出清电量; $P_{\text{日前},i,t}$ 为 t 时段省内参与日前现货市场发电机组(场站) i 所在节点日前出清价格。

$$(2) P_{\text{实时统一},t} = [\sum (Q_{\text{实际},i,t} \times P_{\text{实时},i,t})] / \sum Q_{\text{实际},i,t}$$

其中, $P_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段实时现货市场统一结算点价格; $Q_{\text{实际},i,t}$ 为 t 时段省内参与实时现货市场发电机组(场站) i 实际上网电量; $P_{\text{实时},i,t}$ 为 t 时段省内参与实时现货市场发电机组(场站) i 所在节点实时出清价格。

5.4.3 零售用户以售电公司与其签订的(分时)零售套餐电价作为(分时)结算价格, 具体结算方式按照省内零售市场有关规则执行。

5.4.4 按照政府有关文件要求应入市的新投发电机组转商运后无合同电量按照其所在节点实时现货价格结算(若其不具备节点电价条件,每日各时点上网电量按同类型电源对应时段实时现货市场均价结算)。因其自身原因未按期转商运的(含配套新能源),按照国家有关文件要求的调试期价格开展调试电量清算,调试价格低于结算价格的部分予以回收;高于结算价格的部分,由该发电企业承担责任。

5.4.5 配套新能源省间送出超、少发电量按日分 96 点结算,其为机组上网电量与省间执行电量的差值,均按照省内同类型电源实时现货市场均价结算(有节点价格的按节点价格结算),因结算价格与其省间合同价格差值产生的获利按日每小时全部回收。配套新能源转商运后无省间交易合同,其上网电量全部视为超发电量,暂不具备分时电量推送条件时,按省内同类型电源月度实时现货市场均价结算,具备分时电量推送条件后,按日同类型电源分时实时现货均价结算。配套新能源超发电量参与省内有关市场运营费用的分摊或分享,少发电量不参与。

5.4.6 应急备用机组调用期间上网电量结算价格按照陕西政府价格主管部门文件执行。

5.4.7 已参与中长期交易，但暂不具备分时电量推送条件的经营主体按月结算，其中长期合约按合约价格结算，月度实际上网电量/用电量与中长期合约电量的偏差，按同类型电源/批发交易用户月度实时现货市场均价/月度统一结算点电价结算，因现货价格与中长期合约价格差值产生的获益全部回收。具备分时电量推送条件后，执行市场统一规则。

5.4.8 已经在电力交易平台注册生效的集中式领跑者项目、光伏扶贫，暂不具备分时电量推送条件时按月总结算，月度实际上网电量按有关市场交易均价结算，市场交易均价按《陕西省新能源发电项目可持续发展价格结算机制实施细则（试行）》中有款计算。具备条件后，按其所在节点价格结算（若其不具备节点电价条件，每日各时点上网电量按同类型电源对应时段实时现货市场均价结算）。

5.4.9 电力用户如未及时与售电公司签订零售合同，也未参与批发市场交易，无合同月份的实际用电量全部视为现货偏差电量，按照月度分时实时现货市场出清均价的 1.5 倍结算，分时出清均价为参与实时出清的发电企业各时段出清电量与出清价格的加权均价。

$$P_{\text{实时出清均价}, t} = [\sum (Q_{\text{实时},i,t} \times P_{\text{实时},i,t})] / \sum Q_{\text{实时},i,t}$$

其中， $P_{\text{实时出清均价}, t}$ 为月度实时现货市场 t 时段出清加权均价； $Q_{\text{实时},i,t}$ 为 t 时段省内参与实时现货市场发电机组（场站） i 实时出清电量； $P_{\text{实时},i,t}$ 为 t 时段省内参与实时现货市场发电机组（场站）

i 所在节点实时出清价格。

5.4.10 电力用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价（含交叉补贴）、系统运行费（包括煤电容量电费、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用等）、政府性基金及附加等组成。

5.4.11 工商业用户上网环节线损费用根据综合线损率与用户上网电价按月计算，线损电量暂由电网企业代理采购。线损电价=用户上网电价×综合线损率÷（1-综合线损率）。其中：直接参与电力市场交易的用户上网电价为该用户当月市场化交易合同加权平均购电价格。

5.4.12 各类中长期合约、现货市场形成的电能量价格中均包含环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不另行结算。

5.4.13 电网企业代理购电工商业用户，居民农业（含线损）的偏差电量分开核算。电网企业代理工商业用户偏差电量按月分 96 时结算，结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价。居民、农业及线损产生的市场偏差电量按月分 24 时结算（居民、农业及线损月度实际用电量按用电典型曲线分解至月 24 时），结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价。电网企业应按上述要求向交易机构分别提供相关电量信息。

$$P_{\text{月度实时}, t} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际}, i, t, d} \times P_{\text{实时}, i, t, d})}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{实际}, i, t, d}}$$

$Q_{\text{实际}, i, t, d}$ 为参与实时现货市场发电机组（场站） i 在 d 日 t 时

段的实际上网电量； $P_{\text{实时},i,t,d}$ 为实时现货市场发电机组（场站） i 在 d 日 t 时段的实时出清价格。 $P_{\text{月度实时},t}$ 为省内月度实时市场发电侧 t 时段所有节点电价的加权均价。

5.4.14 独立储能参与辅助服务市场在放电、充（用）电时分别按发电主体、用电主体参与辅助服务市场，同等接受各类考核。其辅助服务结算按辅助服务市场有关规则执行。

6 结算时序

6.1 结算准备

6.1.1 电力交易机构在规定的时间内对结算所需基础数据进行收集及汇总。结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

6.2 结算流程

6.2.1 运行日（D）日清分流程

6.2.1.1 电力调度机构每（D+1）日向交易机构推送运行日（D）日及日前（D-1）日省间、省内日前、实时市场出清结果、辅助服务市场出清及执行结果。其中包括：省间日前及日内市场每 15 分钟的出清电力和价格，省内日前及实时市场每 15 分钟的出清电力和价格，辅助服务市场涉及电量清分部分的出清及执行结果；用户侧日前、实时市场出清结果、应急调度执行结果等。

6.2.1.2 电网企业每 (D+1) 日向交易机构推送运行日 (D) 日各机组每 15 分钟上网电量数据、用户每 15 分钟用电量数据。

6.2.1.3 交易机构每 (D+6) 日发布运行日 (D) 日的临时日清分结算结果，发电企业、批发交易用户在 (D+6) 日 18:00 前完成临时日清分结算结果确认，逾期视为已确认。在月度正式结算依据出具前，因电量更正重推等原因产生的日清分结果变更，电力交易机构对涉及的变更日重新出具日清分结算结果。若月度正式结算依据出具后，按本规则调整结算相关条款执行。

6.2.2 月 (M) 结算流程

6.2.2.1 调度机构于 (M+1) 月第 3 个工作日 (含第 3 个工作日，下同) 内，向交易机构推送水电发电企业偏差电量，市场成本补偿类费用日分摊结果，省间、省内辅助服务费用月度分摊结果、煤电机组月度最大出力认定和考核统计结果及其他需要推送的结果。

6.2.2.2 新投发电机组 (独立储能) 首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电力交易机构。

6.2.2.3 电网企业于 (M+1) 月第 1 个工作日内，向交易机构推送发用两侧月度分时上网/用电量数据，交易机构于每月第 5 个工作日前向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据 (核对版)，市场经营主体、相关电网企业应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈 (若有) 和确认，逾期视为已确认。市场经营

主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，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达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

6.2.2.4 结算依据(核对版)确认后，电力交易机构于每月第 8 个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

6.2.2.5 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

6.2.2.6 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。

6.3 结算有关事项

6.3.1 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

6.3.2 市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

6.3.3 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

6.3.4 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。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

6.3.5 正式结算依据发布前，发现的上月计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据调整，时间允许时则重新计算有关经营主体的电能量电费及相关市场运营费用，时间不允许时纳入调整结算流程。

6.3.6 市场运营费用等分享或分摊类费用，因结算基础数据不全，暂未在次月结算的，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补，发电企业及售电公司按发生月上网电量比例予以分摊或分享，工商业用户按结算月用电量比例予以分摊或分享。

6.3.7 结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在 15 个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

7 批发市场结算

7.1 火电及新能源发电企业电能量电费

火电及新能源发电企业电能量电费 $R_{\text{电能量}}$ 包括省间中长期合

约电费 $R_{\text{省间合约}}$ ，省间日前电费 $R_{\text{省间日前}}$ ，省间日内电费 $R_{\text{省间日内}}$ ，省内中长期合约电费 $R_{\text{省内合约}}$ ，省内日前电费 $R_{\text{省内日前}}$ ，省内实时电费 $R_{\text{省内实时}}$ ，发电侧调平电费 $R_{\text{调平发电}}$ 等。

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

7.1.1 省间中长期合约电费 ($R_{\text{省间合约}}$)

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间结算},t} \times (P_{\text{省间合约},t} + P_{\text{省内日前},t} - P_{\text{中长期结算参考点价格},t})]$$

$Q_{\text{省间结算},t}$ 为机组 t 时段的省间中长期交易执行电量； $P_{\text{省间合约},t}$ 为机组在 t 时段的省间合约电价； $P_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价（不开展日前结算的取实时节点电价）； $P_{\text{中长期结算参考点价格},t}$ 为机组在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.1.2 省间日前现货市场电能电费 ($R_{\text{省间日前}}$)

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

$Q_{\text{省间日前},t}$ 为机组在 t 时段的省间日前出清电量； $P_{\text{省间日前},t}$ 为机组在 t 时段的省间日前出清电价。

7.1.3 省间日内现货市场电能电费 ($R_{\text{省间日内}}$)

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

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为机组在 t 时段的省间日内出清电量； $P_{\text{省间日内},t}$ 为机组在 t 时段的省间日内出清电价。

7.1.4 省内中长期合约电费 ($R_{\text{省内合约}}$)

$$R_{\text{省内合约}} = \sum [Q_{\text{省内合约},t} \times (P_{\text{省内合约},t} + P_{\text{省内日前},t} - P_{\text{中长期结算参考点价格},t})]$$

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为机组在 t 时段的省内中长期合约电量； $P_{\text{省内合约},t}$ 为

机组在 t 时段的省内中长期合约电价； $P_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价； $P_{\text{中长期结算参考点价格},t}$ 为机组在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.1.5 省内日前现货市场电能电费 ($R_{\text{省内日前}}$)

$$R_{\text{省内日前}} = \sum [(Q_{\text{省内日前},t} - Q_{\text{省间日前},t} - Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{省内日前},t}]$$

$Q_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清电量； $Q_{\text{省间日前},t}$ 为机组在 t 时段的省间日前出清电量； $Q_{\text{中长期合约},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电量； $P_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价。

7.1.6 省内实时现货市场电能电费 ($R_{\text{省内实时}}$)

$$R_{\text{省内实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{省间日内},t} - Q_{\text{省内日前},t}) \times P_{\text{省内实时},t}]$$

$Q_{\text{实际},t}$ 为机组在 t 时段的实时上网电量； $Q_{\text{省间日内},t}$ 为机组在 t 时段的省间日内出清电量， $Q_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清电量； $P_{\text{省内实时},t}$ 为机组在 t 时段的省内实时出清节点电价。

7.1.6.1 不参与日前结算的发电企业（自愿选择不参与日前结算及未参与日前申报的发电企业），省内实时现货市场电能电费 ($R_{\text{省内实时}}$) 计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{省间日前},t} - Q_{\text{省间日内},t} - Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{省内实时},t}]$$

$Q_{\text{实际},t}$ 为机组在 t 时段的省内实时上网电量； $Q_{\text{省间日内},t}$ 为机组在 t 时段的省间日内出清电量， $Q_{\text{省间日前},t}$ 为机组在 t 时段的省间日前出清电量； $Q_{\text{中长期合约},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电量； $P_{\text{省内实时},t}$ 为机组在 t 时段的省内实时出清节点电价。

7.1.7 发电侧调平电费 ($R_{\text{调平发电}}$)

$$R_{\text{调平发电}} = Q_{\text{调平发电}} \times P_{\text{月度实时}}$$

$$Q_{\text{调平发电}} = Q_{\text{月度上网电量}} - \sum Q_{\text{上网电量, t}}$$

$Q_{\text{调平发电}}$ 为发电机组 (场站) 月度实际上网电量与按时段合计上网电量之差; $P_{\text{月度实时}}$ 为省内同类型电源月度实时现货市场均价。
 $Q_{\text{月度上网电量}}$ 为发电机组 (场站) 月度实际上网电量; $Q_{\text{上网电量, t}}$ 为发电机组 (场站) 每日 t 时段实际上网电量。

7.2 水电发电企业电能量电费

进入市场的水电发电企业按月结算, 其电能量电费包括中长期合约电费 $R_{\text{省内合约}}$ 、月度偏差电量结算电费 $R_{\text{偏差电费}}$ 。

7.2.1 中长期合约电费 ($R_{\text{省内合约}}$)

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

$Q_{\text{省内合约, t}}$ 为机组在 t 时段的省内中长期合约电量, $P_{\text{省内合约, t}}$ 为机组在 t 时段的中长期合约价格。

7.2.2 月度偏差结算电费 ($R_{\text{偏差电费}}$)

正偏差电量 (即实际上网电量大于中长期净售出合同电量) 按照其当月月度净售出交易合同加权平均价结算; 负偏差电量 (即实际上网电量小于中长期净合同电量) 未超出其当月实际上网电量 5% 的部分, 按照其当月月度净售出交易合同加权平均价结算; 超出其当月实际上网电量 5% 的部分, 按照其当月月度净售出交易合同加权平均价的 1.1 倍结算。

7.3 批发交易用户电能量电费结算

批发交易用户(包括售电公司和直接参与交易的大用户)批发市场应支付的电能量电费 $C_{\text{电能量}}$ 包括省间中长期合约电费 $C_{\text{省间合约}}$ 、省内中长期合约电费 $C_{\text{省内合约}}$ 、省内日前市场电费 $C_{\text{省内日前}}$ 、省内实时市场电费 $C_{\text{省内实时}}$ 、调平电费 $C_{\text{调平用户}}$

$$C_{\text{电能量}} = C_{\text{省间合约}} + C_{\text{省内合约}} + C_{\text{省内日前}} + C_{\text{省内实时}} + C_{\text{调平用户}}$$

7.3.1 省间中长期合约电费 ($C_{\text{省间合约}}$)

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

$Q_{\text{省间合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的省间中长期合约结算电量; $P_{\text{省间合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的省间中长期合约结算电价。

7.3.2 省内中长期合约电费 ($C_{\text{省内合约}}$)

$$C_{\text{省内合约}} = \sum [Q_{\text{省内合约},t} \times (P_{\text{省内合约},t} + P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t})]$$

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的省内中长期合约电量; $P_{\text{省内合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的中长期合约电价; $P_{\text{日前统一},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的日前统一结算点电价(未参与日前申报的取实时统一结算点电价), $P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.3.3 省内日前现货市场电能电费 ($C_{\text{省内日前}}$)

$$C_{\text{省内日前}} = \sum (Q_{\text{日前申报},t} - Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}$$

$Q_{\text{日前申报},t}$ 为批发交易用户在日前市场申报的 t 时段需求电量; $Q_{\text{中长期合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的中长期合约电量; $P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场在 t 时段的统一结算点电价。

7.3.4 省内实时现货市场电能电费 ($C_{\text{省内实时}}$)

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

$Q_{\text{实际},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的实际用电量； $Q_{\text{日前申报},t}$ 为批发交易用户在日前市场申报的 t 时段需求电量； $P_{\text{实时统一},t}$ 为实时现货市场在 t 时段的统一结算点电价。

7.3.4.1 未在日前市场申报的批发交易用户，其省内实时市场电费（ $C_{\text{省内实时}}$ ）计算公式如下：

$$C_{\text{省内实时}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$$

$Q_{\text{实际},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的实际用电量； $Q_{\text{中长期合约},t}$ 为批发交易用户在 t 时段的中长期合约电量； $P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

7.3.5 用户侧调平电费（ $C_{\text{调平用户}}$ ）

$$C_{\text{调平用户}} = Q_{\text{调平用电}} \times P_{\text{月度实时均价}}$$

$$Q_{\text{调平用电}} = Q_{\text{月度实际用电量}} - \sum Q_{\text{实际},t}$$

$Q_{\text{调平用电}}$ 为批发交易用户月度实际总用电量与累计分时实际用电量之差； $P_{\text{月度实时均价}}$ 为省内月度实时市场发电侧所有时点节点电价加权均价； $Q_{\text{月度实际用电量}}$ 为批发用户月度实际总用电量； $Q_{\text{实际},t}$ 为批发用户实时市场 t 时段实际用电量。

7.3.6 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结算电费之差。

8 零售用户结算

零售用户市场交易结算电费

$$C_{\text{零售用户结算电费}} = C_{\text{电能量电费}} - C_{\text{封顶价差返还费用}} - C_{\text{日灵活调节电费}} - C_{\text{月分享电费}} + C_{\text{偏差考核费}}$$

+C_{绿电环境权益费用}

8.1 电能量电费 (C_{电能量})

8.1.1 批发均价+浮动价差模式

批发均价为所有售电公司当月在批发侧中长期市场、日前市场以及实时市场整体分时购电量价水平。浮动价差为售电公司和零售用户在批发购电均价的基础上度电约定一定的上浮价格或下浮价格。公式如下：

$$P_{套餐价格, h} = P_{批发购电分时均价, h} (\text{下同}) + P_{浮动价差}$$

$$P_{批发购电分时均价, h} = K1_h \times P_{中长期, h} + K2_h \times P_{现货日前, h} + (1 - K1_h - K2_h)$$

$$\times P_{现货实时, h}$$

$$P_{中长期, h} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (Q_{\text{中长期合约}, i, t, d} \times P_{\text{中长期合约}, i, t, d})}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{中长期合约}, i, t, d}}$$

$$P_{现货日前, h} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (Q_{\text{日前出清}, i, t, d} \times P_{\text{日前出清}, i, t, d})}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{日前出清}, i, t, d}}$$

$$P_{现货实时, h} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实时出清}, i, t, d} \times P_{\text{实时出清}, i, t, d})}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{实时出清}, i, t, d}}$$

$$K1_h = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{中长期合约}, i, t, d}}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{实际用电量}, i, t, d}}$$

$$K2_h = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{售电公司日前出清}, i, t, d}}{\sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{实际用电量}, i, t, d}}$$

$P_{\text{中长期}, h}$ 为 h 时段所有售电公司年度月度及月内中长期批发市场净购入合同加权均价（不含高耗能用户、省间及省内多年期绿电交易、保底售电及绿色环境权益价值），省间中长期交易合同按成交量纳入计算， $Q_{\text{中长期合约}, i, t, d}$ 为售电公司 i 在 d 日 t 时段的中长期合约电量， $P_{\text{中长期合约}, i, t, d}$ 为对应的合约价格； $P_{\text{现货日前}, h}$ 为该月 h 时段日前现货市场均价， $Q_{\text{日前出清}, i, t, d}$ 为日前现货市场发电机组（场站） i 在 d 日 t 时段的出清电量， $P_{\text{日前出清}, i, t, d}$ 为对应时段的出清价格； $P_{\text{现货实时}, h}$ 为该月 h 时段实时现货市场出清均价， $Q_{\text{实时出清}, i, t, d}$ 为实时现货市场发电机组（场站） i 在 d 日 t 时段的出清电量， $P_{\text{实时出清}, i, t, d}$ 为对应时段的出清价格； $h=4t$ 。

$k1_h$ 、 $k2_h$ 分别为该月所有售电公司在 h 时段中长期市场合同电量（包括年度、月度及月内）、日前市场出清电量占实际用电量的比例，以电网企业每月传递的用户侧月度分时电量数据为基础计算得出，月度差错电量调整时 $k1_h$ 、 $k2_h$ 不进行调整， $k1_h$ 、 $k2_h$ 保留两位小数，按月计算公布。 $Q_{\text{实际用电量}, i, t, d}$ 为售电公司 i 在 d 日 t 时段的所有代理用户的实际用电量加和得出； $Q_{\text{售电公司日前出清}, i, t, d}$ 为售电公司 i 在 d 日 t 时段日前出清电量； $h=4t$ 。

$P_{\text{浮动价差}}$ 为零售用户与售电公司约定的每度电的上下浮动价格，可为正也可为负。

$P_{\text{套餐价格}, h} \leq 0$ 元/兆瓦时，按 0 元/兆瓦时结算。

8.1.2 “批发均价+固定价格”组合模式

套餐价格按照一定比例的所有售电公司批发购电分时均价与一定比例的分时固定价格组合确定。

$$P_{\text{套餐价格}, h} = (1 - K_{\text{占比}}) \times P_{\text{批发购电分时均价}, h} + K_{\text{占比}} \times P_{\text{固定}, h}$$

$K_{\text{占比}}$ 为固定价格部分所占比例, $P_{\text{固定}, h}$ 为售电公司与零售用户约定的分时固定价格。

8.1.3 按照陕西省有关政策, 可与售电公司约定以上两种模式下的不分时零售套餐的用户, 其 $P_{\text{批发购电加权均价}}$ 为批发购电分时均价 $P_{\text{批发购电分时均价}, h}$ 与所有售电公司分时结算电量的加权计算得出。

8.2 封顶价差返还费用 ($C_{\text{封顶价差返还费用}}$)

售电公司与零售用户按月约定不分时平均度电封顶价格 $P_{\text{封顶}}$, 当零售用户电能量结算均价>平均度电封顶价格时, 在当月结算时将价差部分产生的费差返还至零售用户。

8.2.1 按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率 α ”约定封顶价格的

$$P_{\text{封顶}} = P_{\text{参考}} + P_{\text{批发购电加权均价}} \text{ (下同)} \times \alpha$$

$$P_{\text{参考}} = \sum (P_{\text{批发购电分时均价}, h} \times Q_{\text{用户}, h}) / \sum Q_{\text{用户}, h}$$

$$P_{\text{批发购电加权均价}} = \sum (P_{\text{批发购电分时均价}, h} \times Q_{\text{售电公司}, h}) / \sum Q_{\text{售电公司}, h}$$

$$C_{\text{封顶价差返还电费}} = \sum (P_{\text{套餐价格}, h} \times Q_{\text{用户}, h}) - (\sum Q_{\text{用户}, h}) \times P_{\text{封顶}}$$

$C_{\text{封顶价差返还费用}} > 0$ 时, 返给该零售用户。

$Q_{\text{用户}, h}$ 为该用户 h 时段月度实际用电量； $Q_{\text{售电公司}, h}$ 为所有售电公司当月 h 时段实际用电量； $C_{\text{封顶价差返还电费}}$ 为该零售用户按零售套餐约定的电能量结算价格结算的电费与按封顶价格结算的电费差额； $P_{\text{套餐价格}, h}$ 为该用户与售电公司约定的 h 时段的电能量结算价格。

8.2.2 按照固定价格约定封顶价格的

$$P_{\text{封顶}} = \min \{ (P_{\text{参考}} + P_{\text{批发购电加权均价}} \times 3\%) , P_{\text{合同约定封顶价}} \}$$

$$C_{\text{封顶价差返还电费}} = \sum (P_{\text{套餐价格}, h} \times Q_{\text{用户}, h}) - (\sum Q_{\text{用户}, h}) \times P_{\text{封顶}}$$

$Q_{\text{用户}, h}$ 为该用户 h 时段月度实际用电量； $C_{\text{封顶价差返还电费}}$ 为该零售用户按零售套餐约定的电能量结算价格结算的电费与按封顶价格结算的电费差额， $P_{\text{套餐价格}, h}$ 为该用户与售电公司约定的 h 时段的电能量结算价格。

8.3 日灵活调节费用 ($C_{\text{日灵活调节费用}}$)

零售套餐中约定了日灵活调节的零售用户或聚合资源主体，其日灵活调节费用按调节日单独计算，按月累计由售电公司、虚拟电厂予以补偿。

$$C_{\text{日灵活调节费用}} = \sum (Q_{\text{实际上(下)调电量}, h} \times P_{\text{激励价格}, h})$$

$$Q_{\text{上调电量}, h} = Q_{\text{实际用电量}, h} - Q_{\text{合约电量}, h}$$

$$Q_{\text{下调电量}, h} = Q_{\text{合约电量}, h} - Q_{\text{实际用电量}, h}$$

当 $Q_{\text{约定调节电量}, h} \times k_{\text{调节比例上限}} > Q_{\text{上(下)调电量}, h} > Q_{\text{约定调节电量}, h} \times k_{\text{调节比例下限}}$ 时， $Q_{\text{实际上(下)调电量}, h} = Q_{\text{上(下)调电量}, h}$ ；

当 $Q_{\text{上(下)调电量}, h} > Q_{\text{约定调节电量}, h} \times k_{\text{调节比例上限}}$ 时, $Q_{\text{实际上(下)调电量}, h} = Q_{\text{约定调节电量}, h} \times k_{\text{调节比例上限}}$;

当 $Q_{\text{上(下)调电量}, h} < Q_{\text{约定调节电量}, h} \times k_{\text{调节比例下限}}$ 时, $Q_{\text{实际上(下)调电量}, h} = 0$ 。

$Q_{\text{实际用电量}, h}$ 为该用户月度 h 时段的实际用电量, $Q_{\text{合约电量}, h}$ 为该用户零售合约中约定的 h 时段用电量, $Q_{\text{约定调节电量}, h}$ 为合约中约定的该时段调节电量, $Q_{\text{实际上(下)调电量}}$ 为该时段有效调节电量, $k_{\text{调节比例上限}}$ 、 $k_{\text{调节比例下限}}$ 为有效调节比例上下限, 具体比例参照有关零售规则或政府有关文件。

8.4 月分享费用 ($C_{\text{月分享费用}}$)

虚拟电厂选择“按月分享”方式向负荷类资源依托聚合服务合同协商确定调节收益分享方式。则月分享费用具体计算方式如下:

$$C_{\text{月分享费用}} = \sum [Q_{\text{负荷类资源}, h} \times (P_{\text{虚拟电厂聚合套餐}, h} - P_{\text{虚拟电厂所在节点电能量结算}, h}) \times K_{\text{调节贡献}}]$$

$C_{\text{月分享费用}}$ 为负荷类资源主体可获得的红利分享费用; $Q_{\text{负荷类资源}, h}$ 为当月负荷类资源在调节时段实际用电量; $P_{\text{虚拟电厂聚合套餐}, h}$ 为当月负荷类资源与虚拟电厂签订的聚合服务套餐在调节时段电能量价格; $P_{\text{虚拟电厂所在节点电能量结算}, h}$ 为当月虚拟电厂在该负荷类资源所在节点调节时段电能量结算价格(不含虚拟电厂市场运营费用、绿电环境价值费用、年度(年内)签约激励机制回收费用); $K_{\text{调节贡献}}$ 为分享比例系数。

8.5 偏差考核费 ($C_{\text{偏差考核费}}$)

$$C_{\text{偏差考核费}} = \sum (Q_{\text{偏差电量, } h} \times P_{\text{考核标准, } h})$$

$$Q_{\text{正偏差, } h} = Q_{\text{实际, } h} - (1+U_1) \times Q_{\text{合约电量, } h}$$

$$Q_{\text{负偏差, } h} = (1-U_2) \times Q_{\text{合约电量, } h} - Q_{\text{实际, } h}$$

$Q_{\text{正/负偏差, } h}$ 为该零售用户月度 h 时段正/负偏差电量； $Q_{\text{实际, } h}$ 为该零售用户月度 h 时段实际用电量， $Q_{\text{合约电量, } h}$ 为该零售用户 h 时段零售套餐约定的电量， $P_{\text{考核标准, } h}$ 为零售用户 h 时段约定的偏差考核价格标准。 U_1 、 U_2 为套餐约定的正、负允许偏差范围； h 时段为零售合约约定的结算最小时段。按照陕西有关政策要求，签订不分时套餐的电力用户，其偏差考核电量按月总计算。

8.6 绿电环境价值权益费用 ($C_{\text{绿电环境价值权益费用}}$)

零售套餐中约定绿电需求的零售用户，其绿电环境权益价值费用为绿电环境权益价值电量（结算按照以下绿色电力交易结算章节）乘以合同约定的度电权益价值价格，若双方约定偏差补偿方式的，按补偿条款执行偏差补偿费用计算。

9 绿色电力交易结算

9.1 绿电交易中电能量和绿色电力环境（绿证）价值分开结算。电能量部分以电能量价格按照省内市场规则开展结算；绿色电力环境（绿证）价值部分按照当月合同电量、发电企业上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量（以兆瓦时为单位取整数，尾差在合同周期内滚动到次月核算），以绿色电力环境（绿证）价值

结算，偏差部分按照合同明确的补偿条款执行。

9.2 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。

9.3 陕西电力交易中心于每月 25 日开展上月绿电交易环境价值清分结算工作。批发侧完成绿色电力环境价值清分结算后，按照零售用户零售套餐约定的绿色电力需求电量比例予以分摊结算（以兆瓦时为单位取整数，尾差在合同周期内滚动到次月核算）。

9.4 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，批发侧、零售侧分别计算。以兆瓦时为单位取整造成的尾差，不计入偏差量。

9.5 售电公司应确保通过 e-交易平台签订的批发侧绿电合同全部分解至其代理零售用户，且分解的零售合同电量，应与在陕西电力交易平台签订的含绿电零售套餐的对应用户绿电需求电量一致。陕西电力交易中心依据陕西电力交易平台零售套餐签订的要素开展绿电环境价值清分及结算工作。

10 辅助服务市场费用结算

辅助服务市场费用由电力调度机构计算，包括省间辅助服务分摊结果、省内辅助服务分摊考核结果，并将费用分摊计算结果以月度为周期推送至电力交易机构，纳入月度结算依据，具体计算分摊方式参照有关辅助服务交易规则。

11 市场运营费用计算

现货市场运营费包括成本补偿类费用、市场调节类费用以及市场平衡类费用。

成本补偿类费用包括机组启动补偿费用、机组运行补偿费用、统调火电发电收益双向补偿费用、阻塞风险对冲费用等，成本补偿类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。

市场调节类费用包括发电企业超额及缺额收益回收资金、批发交易用户超额及缺额收益回收资金等，市场调节类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。

市场平衡类费用包括结构平衡费用、省间双轨制平衡费用等，市场平衡类费用纳入市场运营费用管理，以月度为周期进行分摊。

11.1 成本补偿类费用

11.1.1 机组启动补偿费用 ($R_{启动补偿费用}$)

机组启动补偿费用是根据省级及以上调度调管内用燃煤机组冷温热态开机状态计算其应补偿的费用。具体公式如下：

$$R_{启动补偿费用} = \sum (P_{启动报价,i} \times N_{启动次数,i})$$

$P_{启动报价,i}$ 为机组 i 的单次启动报价； $N_{启动次数,i}$ 为机组 i 的启停次数。

“关中控煤”政策执行期间，机组启动仅针对省级及以上调度调管内用机组停机 168 小时内再次并网的场景进行补偿。补偿费用按照机组启停间隔时长分为冷、温、热态三档，以对应档位的机组启动报价予以补偿。其中停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

$R_{\text{启动补偿费用}}$ 由市场化发电企业（暂不含统调水电、未参与交易申报的分布式新能源及光伏扶贫）按月度上网电量比例进行分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊},i} = R_{\text{启动补偿费用}} \times (Q_{\text{发电企业},i} / \sum Q_{\text{发电企业},i})$$

$R_{\text{启动补偿分摊},i}$ 为发电企业 i 的分摊费用， $Q_{\text{发电企业},i}$ 为发电企业 i 的月度上网电量。

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

- 1) 发电机组申报了非系统运行原因的调试（试验）计划；
- 2) 发电机组上一次停机属于因自身原因发生的临时跳闸或故障迫停；
- 3) 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行，例如：同一发电企业内部因在运机组临时跳闸或即将故障迫停，需紧急启动厂内另外一台停备机组的情况；
- 4) 发电机组参与西北区域交易已获得机组启停相关补偿；
- 5) 因自身原因未按时并网，导致启动费用增加。

11.1.2 机组运行补偿费用 ($R_{\text{运行补偿费用}}$)

机组运行补偿仅限保安全、保供应、保消纳等电网运行原因，包括日前必开补偿费用、实时调整补偿费用两项。具体公式如下：

$$R_{\text{运行补偿费用}} = R_{\text{日前必开补偿费用}} + R_{\text{实时调整补偿费用}}$$

$R_{\text{日前必开补偿费用}}$ 针对存在电网运行原因必开机组的燃煤发电企业，其全厂日前最小出力曲线高于中长期交易持仓合约曲线部分的电量计算其补偿费用。具体公式如下：

$$R_{\text{日前必开机组补偿}} = \sum [Q_{\text{日前必开补偿},t} \times \max\{(P_{\text{必开},t} - P_{\text{日前},t}), 0\}]$$

$$Q_{\text{日前必开补偿},t} = \max\{\min\{Q_{\text{日前必开},t} - Q_{\text{中长期合约},t}, Q_{\text{省内日前结算},t}, Q_{\text{机组必开},t}\}, 0\}$$

$Q_{\text{日前必开补偿},t}$ 为发电企业在 t 时段的日前市场必开补偿电量，即全厂日前下限电量与中长期交易持仓合约电量的差额，与省内日前结算电量、必开机组日前下限电量的较小值。

$P_{\text{日前},t}$ 为发电企业在 t 时段的省内日前节点电价。

$$P_{\text{必开},t} = \min\{P_{\text{集中竞价交易加权平均价}}, P_{\text{必开出力报价},t}\}$$

$P_{\text{必开出力报价},t}$ 为发电企业下属必开机组 t 时段必开出力对应的申报价格，必开出力为最小技术出力时取该机组 3-10 段式报价的第一段申报价格。

$P_{\text{集中竞价交易加权平均价}}$ 为该运行日所在月份的月度集中竞价交易加权平均价，若某月集中竞价交易无成交电价，则使用最近一个月度集中竞价成交电价。

$R_{\text{实时调整补偿费用}}$ 是指电力调度机构因保安全、保供应、保消纳等电网运行原因，在实时环节调整火电机组出力，对增发电能量出

现收益不能覆盖成本或减发电能量出现收益损失情况进行的补偿，补偿统计最小周期暂定为 1 小时。具体公式如下：

$$R_{\text{实时调整补偿费用}} = \sum \max \{ \sum_{\text{每小时}} [Q_{\text{实时发电调整补偿},t} \times (P_{\text{发电调整},t} - P_{\text{实时},t})], 0 \}$$

$Q_{\text{实时发电调整补偿},t} = Q_{\text{实际上网},t} - Q_{\text{实时出清},t}$

$Q_{\text{实时发电调整补偿},t}$ 为火电机组在 t 时段因电网运行原因调整实际发电出力、偏离实时出清计划所产生的偏差电量，即执行电力调度机构发电调整指令期间实际上网电量 $Q_{\text{实际上网},t}$ 与实时出清电量 $Q_{\text{实时出清},t}$ 的差额。

$$P_{\text{发电调整},t} = \min \{ P_{\text{集中竞价交易加权平均价}}, P_{\text{实际出力报价},t} \}$$

$P_{\text{实际出力报价},t}$ 为火电机组在 t 时段实际平均上网电力对应的申报价格。

$P_{\text{实时},t}$ 为火电机组在 t 时段的省内实时节点电价。

$R_{\text{运行补偿费用}}$ 由市场化发电企业（暂不含统调水电、未参与交易申报的分布式新能源及光伏扶贫）按月度上网电量比例进行分摊。

$$R_{\text{运行补偿分摊},i} = R_{\text{运行补偿费用}} \times (Q_{\text{发电企业},i} / \sum Q_{\text{发电企业},i})$$

$R_{\text{运行补偿分摊},i}$ 为发电企业 i 的分摊费用， $Q_{\text{发电企业},i}$ 为发电企业 i 的月度上网电量。

针对电网企业因未明确分机组上网电量关口拆分计算公式，致使未出具分机组结算上网电量的火电企业，在关口拆分计算公式明确之前，若该火电企业分机组机端电表数据均采集正常，则通过采集其分机组机端发电电量信息，按比例拆分该火电企业全

厂实际结算用上网电量，获得其分机组 96 点上网电量，用于机组运行补偿费用结算；若该火电企业分机组机端电表数据存在采集异常，则通过调度数据采集与监视控制系统（SCADA）采样得到的分机组 96 点分机组机端发电电力，按比例拆分该火电企业全厂实际结算用上网电量，获得其分机组 96 点上网电量，用于机组运行补偿费用结算。

11.1.3 统调火电发电收益双向补偿费用（ $R_{\text{双向补偿费用}}$ ）

仅在“关中控煤”执行期间，针对陕北、陕南火电机组与关中火电机组的差异化启停机情况，组织实施统调火电发电收益双向补偿。统筹考虑各机组停备小时数与全网平均停备小时数、电能量市场结算均价与电煤成本，在月度环节折算发电收益双向补偿费用，实现在电煤成本低于结算均价时，发电收益补偿向机组停备时长多的关中火电机组倾斜，在电煤成本高于结算均价时，发电收益补偿向机组停备时长少的陕北、陕南火电机组倾斜。具体计算公式如下：

$$R_{\text{发电收益补偿费用}} = (\text{机组停备小时数} - \text{全网平均停备小时数}) \times \text{机组容量} \times \text{全网平均发电负荷率} \times (P_{\text{结算均价}} - P_{\text{电煤成本}}) \times \text{调节系数}$$

$R_{\text{发电收益补偿费用}}$ 以发电企业为最小单位计算补偿费用。其中，全网平均停备小时数 = $\sum (\text{机组停备小时数} \times \text{机组容量}) / \sum \text{机组容量}$ ，统计范围为全网统调内用公网市场化火电机组，统计周期为月度，机组停备后启机已获取启动补偿费用时，相应停备时长不纳入该火电机组停备小时数统计；

全网平均发电负荷率指全网统调内用公网市场化火电机组当月的平均上网发电负荷率；

$P_{\text{结算均价}}$ 指现货结算试运期间当月的电能量费用结算均价（考虑市场调节类获益回收、市场平衡类费用分摊等），统计范围为全网统调内用公网市场化火电企业；

$P_{\text{电煤成本}} = \text{电煤价格} / 1000 \times 302.4 \times 7000 / 5000$ ，电煤价格采用现货结算试运期间当月陕西煤炭交易中心（西煤网）发布的陕西动力煤价格的平均值，具体数值见电力交易中心每月发布的电煤价格信息公告；煤耗参数暂依据中电联《中国电力行业年度发展报告 2025》，取 2024 年全国 6000kW 以上火电机组平均煤耗 302.4 克/千瓦时（7000 大卡），折算至 5000 大卡动力煤后平均煤耗为 423.36 克/千瓦时；

调节系数由政府主管部门根据陕西电网实际运行情况制定，火电企业补偿费用值为负时不予补偿。

$R_{\text{双向补偿费用}} = \sum [\max (R_{\text{发电收益补偿费用}}, 0)]$ ，该补偿费用优先从用电侧市场调节类回收费用中予以支付，当达到支付上限时，费用超出部分由统调内用公网市场化火电企业按月度上网电量比例进行分摊。

$R_{\text{双向补偿分摊},i} = \max (R_{\text{双向补偿费用}} - R_{\text{用电侧市场调节类回收费用}}, 0) \times (Q_{\text{发电企业},i} / \sum Q_{\text{发电企业},i})$

$R_{\text{双向补偿分摊},i}$ 为火电企业 i 的分摊费用， $Q_{\text{发电企业},i}$ 为火电企业 i 的月度上网电量。

11.1.4 阻塞风险对冲费用 ($R_{\text{阻塞风险对冲费用}}$)

阻塞风险对冲费用是在结算环节对参与现货市场日清分的发电企业产生的中长期合约阻塞费用进行回收或补偿。当某机组(场站)日前市场节点电价高于中长期合约结算参考点电价时,按比例回收该机组(场站)中长期合约阻塞费用;当某机组(场站)日前市场节点电价低于中长期合约结算参考点电价时,按比例补偿该机组中长期合约阻塞费用。计算公式如下:

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum R_{\text{阻塞风险对冲费用},i,t}$$

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用},i,t} = \sum [Q_{\text{省内合约},i,t} \times (P_{\text{参考点实时},t} - P_{\text{日前(实时)},i,t})] \times K_{\text{阻塞对冲}}$$

冲

$R_{\text{阻塞风险对冲费用},i,t}$ 为机组(场站) i 实际月度阻塞风险对冲费用;
 $Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为机组(场站) i 在 t 时段中长期合约分解电量; $P_{\text{参考点实时},t}$ 为实时现货市场 t 时段发电侧所有节点电价的加权均价; $P_{\text{日前(实时)},i,t}$ 为日前(实时)市场 t 时段机组(场站) i 所在节点的节点电价(发电机组未参与日前的取实时节点价格); $K_{\text{阻塞对冲}}$ 为阻塞风险对冲费用的回收或补偿比例。

$R_{\text{阻塞风险对冲费用}}$ 由市场化发电企业(暂不含统调水电、未参与交易申报的分布式新能源及光伏扶贫)按月度上网电量比例进行分摊或返还。

11.2 市场调节类费用

11.2.1 发电企业超额获益回收费用

11.2.1.1 火电发电企业中长期合约偏差超额及缺额获益回收费用 ($R_{\text{中长期合约超额回收}}$ 、 $R_{\text{中长期合约缺额回收}}$)。

火电发电机组，按月按时段回收其中长期曲线偏差超额获益。发电机组 h 时段中长期净售出合约电量与其该时段的实时上网电量偏差，超出该时段实时上网电量允许范围 K 的，将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ 倍予以回收，价差为该时段所有火电发电机组中长期净售出交易合约加权均价与对应时段该火电发电机组实时节点电价加权平均价的差值计算。具体公式如下：

$$R_{\text{曲线超额回收}} = \sum_h \{ [Q_{\text{合约}, h} - (1+K_1) Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{合约均价}, h} - P_{\text{实时均价}, h}) \times \lambda_1 \}$$

$$R_{\text{曲线缺额回收}} = \sum_h \{ [(1-K_2) Q_{\text{实际}, h} - Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{实时均价}, h} - P_{\text{合约均价}, h}) \times \lambda_2 \}$$

上述两个价差为负时不回收。

燃煤发电机组因“深调促消纳”造成的合理范围内的偏差免于回收，合理偏差范围=分时下调节空间/分时实际上网电量。其中，分时下调节空间为燃煤发电机组正常并网运行状态下每小时深调容量对应的月累积分电量，深调容量= $\max\{\text{发电机组容量} \times 40\% - \text{发电机组申报最小可调出力}, 0\}$ ，机组并网运行状态及深调容量按月每 15 分钟统计，机组故障缺陷、启停机过程等相应时段不纳入并网运行状态统计。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为该机组 h 时段中长期交易净售出合约电量； $Q_{\text{实际}, h}$ 为该机组 h 时段实际上网电量； $P_{\text{合约均价}, h}$ 为所有火电发电机组 h 时段月度中长期交易净售出合约加权均价； $P_{\text{实时均价}, h}$ 为该火电发电机组 h 时段实时市场各节点电价的加权均价； h 为回收时段，具体见政府有关方案； λ_1 、 λ_2 为惩罚系数； K_1 、 K_2 为允许偏差范围。

11.2.1.2 新能源中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用 ($R_{\text{中长期合约超额回收}}$ 、 $R_{\text{中长期合约缺额回收}}$)

新能源发电机组，按月按时段回收其中长期合同偏差超额收益。新能源发电机组月度 h 时段合同净售出电量与其月度对应时段扣除机制电量的实际上网电量(存量发电机组的各时段机制电量，按政府有关文件要求的比例在各时段上网电量中扣除；增量发电机组的机制电量，按实际机制电量占实际上网电量的比例取整后，在各时段上网电量中扣除)的偏差，超出月度对应时段扣除机制电量的实际上网电量允许范围 K 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ 倍予以回收，价差为月度该时段所有新能源市场中长期净售出交易合同加权均价与该新能源实时现货市场对应时段当月所有节点电价加权均价的差值计算，具体计算公式如下：

$$R_{\text{中长期合约超额回收}} = \sum_{\text{时段 } h} \{ [Q_{\text{合约}, h} - (1+K_3) Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{中长期均价}, h} - P_{\text{实时均价}, h}) \times \lambda_3 \}$$

$$R_{\text{中长期合约缺额回收}} = \sum_{\text{时段 } h} \{ [(1-K_4) Q_{\text{实际}, h} - Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{实时均价}, h} - P_{\text{中长期均价}, h}) \}$$

期均价, h) $\times \lambda_4\}$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为该发电机组月度 h 时段中长期交易净售出合约电量; $Q_{\text{日前出清}, h}$ 为该发电机组 h 时段月度累计日前出清电量; $P_{\text{中长期均价}, h}$ 为所有新能源月度 h 时段中长期交易净售出合约加权均价, $P_{\text{实时均价}, h}$ 为该新能源实时现货市场月度 h 时段所有节点电价的加权均价; h 为回收时段; λ_3 、 λ_4 为惩罚系数; K_3 、 K_4 为允许偏差范围。

11.2.1.3 新能源日前曲线偏差超额及缺额获益回收费用 (R $_{\text{日前曲线超额回收}}, R_{\text{日前曲线缺额回收}}$)

自愿参与日前结算的新能源发电机组, 按日每小时回收其日前曲线偏差超额收益, 该发电机组 h 时段日前出清电量与其对应时段的实际上网电量的偏差, 超出对应时段实际上网电量允许偏差范围的 K 的, 将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ 倍予以回收, 价差为该时段机组日前节点电价的加权平均价与实时出清节点电价的加权平均价的差值。新能源发电企业日前出清或实际运行中出现弃电的时段免于回收。考虑新能源出力较低时预测偏差较大, 当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 10% 时, 回收约束条件可适当放宽, 具体公式如下:

$$R_{\text{曲线超额回收}} = \sum_h \{ [Q_{\text{日前}, h} - (1+K_5) Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{日前均价}, h} - P_{\text{实时均价}, h}) \} \times \lambda_5\}$$

$$R_{\text{曲线缺额回收}} = \sum_h \{ [(1-K_6) Q_{\text{实际}, h} - Q_{\text{日前}, h}] \times (P_{\text{实时均价}, h} - P_{\text{日前均价}, h}) \}$$

$h) \times \lambda_6 \}$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{日前},h}$ 为该机组 h 时段日前出清电量； $Q_{\text{实际},h}$ 为该机组 h 时段实际上网电量； $P_{\text{日前均价},h}$ 为该机组对应时段日前出清价格的加权均价， $P_{\text{实时均价},h}$ 为该机组 h 时段实时出清价格的加权均价。 h 为回收时段； λ_5 、 λ_6 为惩罚系数； K_5 、 K_6 为允许偏差范围。

11.2.2 批发交易用户超额获益回收费用

11.2.2.1 批发交易用户日前申报偏差获益回收费用 ($C_{\text{日前申报超额回收},h}$ 、 $C_{\text{日前申报缺额回收},h}$)

自主参与日前申报结算的批发交易用户，按日每小时回收其日前申报偏差超额获益。批发交易用户在日前市场中申报的每小时用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差，超出对应时段实际用电曲线允许偏差范围 V 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 μ 倍予以回收。价差按照用户实时市场与日前市场每小时均价的差值计算。具体公式如下：

$$C_{\text{日前申报超额回收}} = \sum [Q_{\text{日前},h} - (1+V_1) Q_{\text{实际},h}] \times (P_{\text{实时统一},h} - P_{\text{日前统一},h}) \times \mu_1$$

$$C_{\text{日前申报缺额回收}} = \sum [(1-V_2) Q_{\text{实际},h} - Q_{\text{日前},h}] \times (P_{\text{日前统一},h} - P_{\text{实时统一},h}) \times \mu_2$$

上述两个价差为负时不回收。

11.2.2.2 用电侧主体中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用 ($C_{\text{中长期超额回收},h}$ 、 $C_{\text{中长期缺额回收},h}$)

用电侧主体（批发交易用户、电网代理工商业用户购电、虚拟电厂，下同），按月按时段回收其中长期合同偏差超额收益。

用电侧主体月度 h 时段中长期净购入合约电量与其月度实际用电量的偏差，超出或少于月度实际用电量允许范围 V 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 μ 倍予以回收，价差按当月该时段该用电侧主体月度现货实时市场结算价格加权均价与所有用电侧主体中长期月度交易净购入合约加权平均价的差值计算。具体公式如下：

$$C_{\text{中长期超额回收}} = [\sum Q_{\text{合约}, h} - V_3 \times Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{用户侧实时结算}, h} - P_{\text{中长期均价}, h}) \times \mu_3 \}$$

$$C_{\text{中长期缺额回收}} = [V_4 \times Q_{\text{实际}, h} - \sum Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{中长期均价}, h} - P_{\text{用户侧实时结算}, h}) \times \mu_4 \}$$

$$P_{\text{用户侧实时结算}, h} = [\sum (Q_{\text{用户侧实际}, t} \times P_{\text{实时统一(节点电价)}, t})] / \sum Q_{\text{用户侧实际}, t}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为该批发用户月度 h 时段中长期交易合约净购入电量， $Q_{\text{实际}, h}$ 为该用户 h 时段月度实际用电量； $P_{\text{用户侧实时统一}, h}$ 为该用户侧主体 h 时段月度现货实时市场结算电价加权均价（批发用户、售电公司、电网代理工商业按实时统一结算点电价，虚拟电厂按其实时出清电价）； $P_{\text{中长期均价}, h}$ 为所有用户侧主体月度 h 时段中长期交易净购入合约加权均价， h 为回收时段， $P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段实时统一结算点电价； V_3 、 V_4 为允许偏差范围， μ_3 、 μ_4 为惩罚系数。

11.2.3 对暂不具备分时电量推送条件，按照月度电量结算的经营主体开展中长期超额获利回收。其中长期净合同电量以外的

偏差电量，因偏差电量结算价格低于（或高于）经营主体自身中长期净合同均价产生的超额获利，全部予以回收。

11.2.4 因自身原因未按期转商运的发电企业，清算累计盈余电费向全体工商业用户按清算月实际用电量的比例返还。配套新能源超少发电量回收的盈余电费，按月向统调火电发电机组（场站）以月度实际上网电量的比例返还。

11.2.5 上述涉及市场经营主体自身日前、实时均价计算时，如遇时段内各时点出清电量、实际上网电量/用电量均为零时，该时段均价取各时点价格的算术平均值；涉及中长期市场净合同均价计算时，均不含绿电环境价值权益；同类型电源市场均价计算时，均不含配套电源；风、光、水、储能以外的电源类型均纳入火电均价计算范围。回收价差的绝对值超出现货市场价格申报价格上限的，按上限执行；回收价差执行上限时，月度回收总费用不超过其当月电能量总费用（不包含市场运营费用的分摊及分享）。

12 市场平衡类费用计算

市场平衡类费用包括市场结构平衡费用、省间双轨制平衡费用，以月度为周期进行分摊。

12.1 市场平衡费用（ $R_{\text{市场平衡费用}}$ ）

现货市场运行期间，受电力供需、主体量价等因素影响，发用两侧电能量电费存在偏差，包括市场结构费用和省间双轨制平衡费用两部分，市场结构费用是指计划与市场双轨、发用两侧偏差电量结算价格差异等原因产生的发用两侧电费偏差；省间双轨

制平衡费用为因月内开展的各类省间短期外送交易，在省内按现货市场价格结算，在省间按省间交易价格结算，两者产生的费用偏差。具体计算公式如下：

$$R_{\text{市场平衡费用}} = R_{\text{市场结构平衡费用}} + R_{\text{省间双轨制}}$$

$$R_{\text{省间双轨制}} = Q_{\text{短期外送}} \times (P_{\text{省间结算}} - P_{\text{实时均价}})$$

$$R_{\text{市场结构平衡费用}} = R_{\text{总平衡费用}} - R_{\text{省间双轨制}}$$

$$R_{\text{总平衡费用}} = C_{\text{用户侧市场总偏差电费}} - R_{\text{发电侧市场总偏差电费}}$$

$$C_{\text{用户侧市场总偏差电费}} = C_{\text{市场化用户偏差结算电费}} + C_{\text{电网代理购电偏差结算电费}} + C_{\text{非市场用户市场化偏差结算电费}}$$

偏差结算电费

$$C_{\text{非市场用户市场化偏差结算电费}} = \sum [(Q_{\text{非市场用户实际用电量}, t} - Q_{\text{优先电源预测电量}, t} - Q_{\text{调试电量}, t} - Q_{\text{公司外购电量}, t} - Q_{\text{市场化合约电量}, t}) \times P_{\text{月度实时}, t}]$$

$Q_{\text{非市场用户实际用电量}, t}$ 为居民、农业及线损按典型曲线分解的月度 t 时段实际用电量； $Q_{\text{优先电源预测电量}, t}$ 为优发电量月度 t 时段预测电量； $Q_{\text{公司外购电量}, t}$ 为电网企业省间外购月度 t 时段实际采购电量（公司外购电量中无执行曲线的，按居民、农业及线损用电典型曲线分解）； $Q_{\text{调试电量}, t}$ 为应入市的发电企业月度 t 时段调试期电量，按居民、农业及线损用电典型曲线分解； $Q_{\text{市场化合约电量}, t}$ 为电网代理居民农业及线损在市场中采购的月度 t 时段合约电量； $P_{\text{月度实时}, t}$ 为月度 t 时段实时现货市场发电侧各节点加权均价。

13 费用分摊或返还

13.1 市场运营费用分摊或分享

成本补偿费用分摊或分享方式按照本细则有关条款执行；

市场调节类费用中，发电侧回收费用向全体工商业用户返还，用电侧回收费用优先支付统调火电发电收益双向补偿费用，剩余部分向发电企业返还。发电企业按照实际上网电量比例分摊或返还；全体工商业用户按其实际用电量比例返还。返还电费纳入交易结算依据。

市场平衡类费用中省间双轨制平衡费用由发电企业按照月度实际上网电量的比例分摊或分享；合约阻塞平衡费用由签订中长期合同的发电企业按照上网电量的比例分摊或分享；结构平衡费用按发电企业月度实际上网电量、全体工商业用户月度实际用电量的比例分摊或返还，发电侧部分按实际上网电量比例分摊或返还，用户侧部分按工商业用户实际用电量比例分摊或分享；新投机组清算的当年历史市场化上网电量累计参与清算月当月的结构平衡费用分摊或分享。分摊或返还电费纳入交易结算依据。

上述市场补偿类、调节类、平衡类费用暂不向统调水电，未参与交易申报的光伏扶贫及分布式新能源分摊或返还。

13.2 其他费用分摊及返还

因自身原因未按期转商运的发电企业，清算累计盈余费用向全体工商业用户按结算月实际用电量的比例返还。

配套新能源超、少发电量回收的盈余费用，按月向统调火电发电机组（场站）以月度实际上网电量的比例返还。

省间交易责任偏差中，因省间变更执行曲线产生的分摊费用，

能明确到单个发电企业的，由相关发电企业承担；能明确到交易序列的，由序列内涉及的发电企业按合同电量比例分摊；无法明确的，按产生月份所有发电企业净售出外送合同电量比例分摊。因对侧省份变更执行曲线产生的分享费用，由陕西省内发电企业按省内净售出中长期合同比例分享。

14 结算查询及调整

14.1 经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应及时确认及评估查询是否有效，可要求经营主体追加相关信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按规则进行调整。

14.2 结算调整是结算依据或电费账单正式发布后，因故需对结算依据、电费账单调整而开展的退补及清算工作。退补追溯期原则上 6 个月内。

（一）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。

（二）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。

14.3 开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行本规则中结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

14.4 超过追溯期的差错电量等，原则上不再返回至历史月份进行调整，在差错处理月份按照处理月份有关价格结算，且不再联动调整其它经营主体或其他市场运营费用等，具体如下：

(一) 电力用户差错电量按处理月当月电网企业代理购电价格结算，差错电量不计入当前月份偏差（或调平）电量。电力用户存在未入市前的修正电量，由电网企业予以清算。

(二) 发电企业差错电量按处理月当月自身电能量结算均价结算，差错电量不计入当前月份偏差（或调平）电量。

14.4.1 未超出追溯期的结算调整应按照以下方式开展：

(一) 若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构应重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整科目”费用。

(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，应在每月 15 日前通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，按结算调整原则统筹处理。

(三) 电力交易机构根据调整后的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据重新进行整体重算。重算结果中各项结算科目与最近一次历史结算结果之差作为调整费用，纳入当前结算月份月度正式结算依据。

(四) 批发市场中，若日清计量或拟合、拆分的分时电量调整偏差绝对值的累计值小于其差错发生月总上网电量/用电量 10%

时或月总上网电量/用电量为零，分时电量调整偏差绝对值小于1兆瓦时时，原则上分时电量不再追溯至具体时段，只调整差错发生月份月结电量，电能量电费按照差错月份实时市场加权均价进行退补调整，并对其具备追溯条件的市场运行费用进行退补调整。超出10%的，具备分时追溯条件的返回至时点重新结算，不具备分时追溯条件的，电能量电费按小于10%的处理原则处理，并对其具备追溯条件的市场运行费用进行退补调整。因重结产生的费差纳入最近月份结算周期的结算依据中追退补。

（五）对发电企业及批发交易用户的出清数据、分时电量数据等退补调整后，原则上不对统一结算点电价、批发购电分时均价、零售封顶价格进行调整。

（六）电力用户差错电量电费退补纳入当前月份结算依据，并按照以下原则开展结算：无合同用户按照差错发生月份实时市场出清加权分时平均价格的1.5倍进行电能量电费退补结算、零售用户按照差错发生月份零售合同分时价格进行退补结算；差错电量滚动纳入处理月当月市场运营费用分摊或分享计算；因差错电量产生的考核等费用调整纳入下一个结算周期予以分摊分享；若差错电量不具备分时条件，无合同用户按发生月份月度实时市场出清加权平均价格的1.5倍结算，零售用户按其月度零售套餐均价结算（合同中无签约电量的，按算术平均值计算）。

14.5 市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由电力交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

因电量等差错调整结算产生的市场运营费用差额，滚动纳入最近一个月的结算周期相关科目，按照结算月当月的上网电量或用电量予以分摊或分享。因政策、规则调整，合同关键要素缺失等原因产生的市场运营费用差额，纳入最近一个月的结算周期相关科目，发电侧及售电公司按照历史月份相关市场主体的上网电量/用电量分摊或分享，工商业用户按结算月当月的用电量比例分摊或分享。若分摊或分享中存在已销户主体的，则分摊分享给其他主体。

14.6 已结算的绿色电力环境价值，不因参与绿色电力交易的发电侧经营主体与电力用户的历史月份发、用电量计量差错退补开展联动调整。

15 收付款管理

15.1 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

15.2 批发市场用户、零售市场用户到户电费，按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

15.3 各经营主体应根据法规、政策文件、合约等，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市场主体，由电网企业提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

15.4 对因履约保函无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

15.5 市场主体对电费账单存在异议时，须先按账单金额缴纳电费，待异议核实处理完毕后通过电费追补方式进行清算。

16 附则

16.1 市场中止与管制

在市场中止和价格管制时段，根据电力市场规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。其中市场紧急中止与管制情况下所造成成本，纳入电力市场本月或后续若干月的市场运营费用，由市场主体共同承担。

16.2 其他事项

本细则中条款与政府发布的有关方案不一致的，按政府发布的方案执行。

未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。