

附件 2

陕西电力市场结算实施细则

（连续结算试运行 V1.0）

2024 年 12 月

目录

1 概述.....	4
2 适用范围.....	4
3 术语定义.....	4
4 市场结算权责.....	5
5 市场结算.....	8
6 结算流程.....	12
7 批发市场结算.....	15
8 零售用户结算.....	21
9 绿色电力交易结算	22
10 富裕优先电量市场化交易结算	24
11 煤改电交易结算.....	24
12 辅助服务市场费用结算	24
13 市场运营费用计算	24
14 市场平衡类费用计算及分摊方式	37
15 省间有关费用.....	40
16 两个细则考核费用	40
17 结算查询及调整	41

18 收付款管理.....	43
19 附则.....	43

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）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现货市场试运行期间的电力市场结算工作，包括批发市场的结算。

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：为维护系统的安全稳定运行、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。

“两个细则”电费：指“两个细则”规范的辅助服务费用和并网运行考核费用，辅助服务市场中发生的辅助服务费用，以及

所有辅助服务费用、并网运行考核费用按一定规则进行分摊、返还的费用。

节点电价：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：批发用户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。

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，中长期结算参考点的现货价格由日前或实时市场出清价格确定。

批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户、售电公司等。

电网企业代理购电用户：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。

零售市场用户：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，为保障发用两侧收支平衡、统筹兼顾市场竞争、规范经营主体行为、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。

4 市场结算权责

4.1 电力交易机构的权利和义务

（一）负责按照本细则，向各经营主体单独提供或推送电力市场结算依据及明细等信息，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。

（二）负责按本细则处理经营主体结算的相关查询。

（三）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。

（四）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。

（五）电力交易机构向各类经营主体提供的结算依据应包括：

- 1.电能量电费；
- 2.中长期合同电费（含优先发电合同、市场交易合同）；
- 3.绿色电力交易结算结果，包括电能量结算电费，绿色环境价值结算费用；
- 4.辅助服务市场和两个细则考核补偿结果；
- 5.市场运行费用结算及分摊返还结果；
- 6.煤电容量电费等；
- 7.新投机组调试电费；
- 8.其他交易结算结果等。

4.2 电网企业的权利和义务

（一）负责定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将有关电量数据推送至电力交易机构。计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结

算时段内计量数据进行校核，保证电量数据的准确性、完整性。

（二）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（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）负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

4.3 电力调度机构的权利和义务

（一）负责向交易机构推送发用两侧日前及实时市场 96 点出清电量及出清价格，必开机组补偿、机组启停、调频、考核等费用分摊结果。

（二）负责向交易机构推送发电企业省间现货、日前实时、辅助服务等分摊结果。

（三）负责向交易机构推送适用容量电价的煤电机组最大出力认定和考核统计相关信息。

4.4 经营主体的权利和义务

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）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。

（四）负责向电网企业提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（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。

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。每日对已执行的成交结果开展清分计算，出具日清算临时结算结果；以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

5.1.2 电力零售市场采用“月清月结”的结算模式，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

5.1.3 如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。

5.2 结算时段

5.2.1 发电主体以 15 分钟为一个基本计量、清分及结算时段。

5.2.2 用电主体以一小时为一个基本计量、清分及结算时段。

5.3 结算模式

5.3.1 省间交易以实际物理电量作为对应的省间交易合同售出（或购入）电量，省内结算以省间实际结算结果为边界。

5.3.2 中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合约电量的偏差电量按现货市场价格结算。

5.3.3 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《陕西电力市场中长期分时段交易实施细则》执行。

5.3.4 发电企业按场站参与中长期交易的，结算时按场站建立结算单元，其在现货市场中按机组出清的电量以场站为单元合并开展结算，结算电价取各机组出清电价的加权均价；发电企业按机组参与中长期交易的，结算时按机组建立结算单元，其在现货市场中按场站出清的电量以其各机组上网电量比例予以分劈后开展结算，各机组电价取场站出清电价。

5.3.5 发电机组（场站）（以下简称“发电机组”）以“报量报价、报量不报价”方式参与现货的，开展双偏差结算，即日前出清电量与中长期净售出合约电量的偏差按机组所在节点日前出清电价结算；实时上网电量与日前出清电量的偏差按机组所在节点实时出清电价结算。发电机组以“不报量不报价”方式参与现货的，开展单偏差结算，即实时上网电量与中长期净售出合约电量的偏差按机组所在节点实时出清电价结算。

5.3.6 批发市场用户以“报量不报价”方式参与现货，开展双偏差结算，即日前申报电量与中长期合约电量的偏差按对应时段的日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前申报电量的偏差按对应时段的实时统一结算点电价结算。

5.3.7 售电公司日 24 时点实际用电量按以下原则计算（拟合规则明确后，按拟合规则执行）：

（一）其与零售用户签订 24 时分时零售套餐的，按各用户日每小时累计用电量加和形成 24 时点电量；

（二）其与零售用户签订峰谷分时零售套餐的，各用户日峰平谷用电量按时段内均分原则分解至 24 时点后加和形成总 24 时点电量；

（三）其与零售用户未签订分时套餐的，各用户日用电量按系统典型负荷曲线分解至 24 时点后加和形成总 24 时点电量。

5.3.8 零售用户月度（分时）实际用电量按零售套餐约定的（分时）价格、考核标准等予以结算。偏差考核费用纳入其代理售电公司的售电收入。

5.3.9 独立储能充电时为电力用户身份，其充电电量按用户侧对应类型现货结算规则结算；放电时为发电企业身份，其放电电量按发电侧现货结算规则结算。

5.4 结算电价

5.4.1 现货市场中，发电机组以其所在物理节点的节点电价作为结算价格。

5.4.2 现货市场中，批发市场用户以统一结算点电价作为结算价格。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。

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。

5.4.4 市场化发电机组转商运后其无合同电量按照发电侧同类型电源当月实时所有时点节点电价加权均价结算。

5.4.5 市场化用户当月无交易合同，其用电量全部视为超用电量，按当月发电侧实时市场出清加权均价的 1.5 倍结算。

5.4.6 配套新能源省间送出超欠发电量为省间执行电量与机组上网电量的差值，超发电量按照省内同类型机组月度实时现货市场结算价格与其省间送出合同均价的取小值结算；欠发电量按省内同类型机组月度实时现货市场结算价格与其省间送出合同均价的取大值结算，偏差电量电费纳入结构平衡资金计算。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，超发电量为零或少发电量均不参与分摊。

5.4.7 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。

5.4.8 电网企业代理工商业用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算。电网企业代理工商业用户按月分时结算，月度实际分时用电量与中长期合约电量的偏差按发电侧当月实时市场对应时段所有节点电价的加权平均值结算。居民、农业用电执行现行目录电价，电网企业因保障居民、农业价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

5.4.9 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。

5.4.10 辅助服务市场按照辅助服务市场有关规则以及“两个细则”及其补充规定等执行。

6 结算流程

6.1 日（D）清分结算流程

6.1.1 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，省内日前及实时市场每 15 分钟的出清电力和价格，涉及电量的省间、省内辅助服务交易结果；用户侧日前市场出清电量等。

6.1.2 电网企业每（D+3）日向交易机构推送各机组运行日运（D）日每 15 分钟上网电量数据；用户每小时用电量数据。交易机构收到发用两侧电量数据后即时公示。

6.1.3 发电企业、批发交易用户于（D+4）日 18:00 前在交易平台确认电量信息，逾期未确认视为无意见；交易机构在收到意见反馈后当日将反馈结果推送至电网企业，电网企业于 24 小时内核实处理、反馈结果，并重新推送需更新的电量信息。

6.1.4 交易机构每（D+7）日发布运行日（D）日的日清分预结算结果，发电企业、批发交易用户在（D+8）日 18:00 前完成临时日清分结算结果确认，逾期未反馈视为无意见。交易机构收

集各方反馈意见，每旬（上旬指每月 1 日至 10 日，中旬指每月 11 日至 20 日，下旬指每月 21 日至月末）对当月需调整的日清分临时结算结果进行核算，并再次发布核算后的日清分临时结算结果。

6.2 发电企业月（M）结算流程

6.2.1 调度机构于（M+1）月初 5 个工作日内，向交易机构推送水电发电企业分时偏差电量，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、两个细则等月度考核结果及其他需要推送的费用结果。

6.2.2 电网企业于（M+1）月初 1 个工作日内，向交易机构推送发电侧月度分时上网电量，交易机构收到电量信息后即时公示，有关市场主体在电量信息公示后一个工作日内完成确认，逾期视为无意见。交易机构当日将确认结果反馈至电网企业，电网企业收到后 24 小时内反馈核实结果。

6.2.3 交易机构在收到电网企业传递的发电侧月度上网电量后 2 个工作日内，完成月度预结算单的发布工作，同时将有关结算依据推送至电网企业，电网企业据此并依据国家有关文件要求，按期向市场主体出具结算账单、支付相关电费等。因现货市场日预清分结算单出具时间晚于月度预结算单出具时间，发电企业月度实际上网电量与中长期合同的偏差电量暂按当月日前市场月度出清均价结算。

6.2.4 交易机构（M+1）月第 15 个工作日内根据电网企业、

调度机构、北京电力交易中心出具的有关依据等，完成正式结算工作，发布月度正式结算单，市场主体于 2 个工作日内反馈意见，逾期视为无意见，交易机构于 2 个工作日内反馈核实及处理结果。月度正式结算结果与预结算结果的差额电费，纳入（M+2）月预结算结果。

6.2.5 发电侧分摊或分享的市场运营费用，纳入（M+2）月预结算结果。

6.3 售电公司月结算流程

6.3.1 交易机构于（M+1）月第 12 个工作日内完成售电公司月度结算工作，并发布结算单。同时推送有关结算依据至电网企业，由电网企业用于电费账单出具及电费支付。售电公司于结算单发布后 2 个工作日内完成确认，逾期未确认视为无异议，交易机构于 2 个工作日内反馈核实及处理结果。调整结算结果在纳入后续月份结算结果。

6.3.2 售电公司分摊或分享的市场运营费用，纳入（M+2）月结算依据。

6.4 电力用户月结算流程

6.4.1 电网企业于（M+1）月第 2 个自然日前，向交易机构推送月度实际用电量数据，交易机构收到电量后 24 小时内完成结算，并将预结算依据推送至电网企业，同时发布结算单，有关市场主体应在结算单发布后 2 个工作日内完成确认，逾期未确认视为无意见，交易机构于 2 个工作日内反馈核实及处理结果。直

接参与交易的用户，因现货市场日预清分结算单出具时间晚于月度结算依据出具时间，其实际用电量与中长期合同的偏差电量暂按其当月中长期交易合约均价结算（若该市场主体当月无中长期交易合同，暂按当月批发交易用户月度中长期交易均价结算）。

6.4.2 交易机构于（ $M+1$ ）月第 10 个工作日内，完成电力用户月度正式结算，并将结算依据推送至电网企业，同时发布结算单，有关市场主体应在结算单发布后 2 个工作日内完成确认，逾期未确认视为无意见，交易机构于 2 个工作日内反馈核实及处理结果。电网企业根据交易机构推送的正式结算依据，开展重减另发等后续结算工作。

6.4.3 直接参与交易的用户分摊或分享的市场运营费用，纳入（ $M+2$ ）月结算依据，全体工商业用户分享或分摊的市场运营费用，交易机构（ $M+2$ ）月 25 日内推送至电网企业，由电网企业根据国家有关要求纳入相关费用。

6.5 电网企业代理购电月结算流程

6.5.1 电网企业于（ $M+1$ ）月第 11 个工作日内向交易机构推送电网企业代理购电用户（包括居民、农业等）月（分时）实际用电量数据，交易机构于第 12 个工作日内完成结算依据的出具，并推送至电网企业。

7 批发市场结算

7.1 燃煤及新能源发电企业电能量电费

燃煤及新能源发电企业电能量电费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 $R_{\text{调平发电}}$ 。具体计算公式如下：

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

7.1.1 省间中长期合约电费（ $R_{\text{省间合约}}$ ）

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

$Q_{\text{省间合约},t}$ 为机组 t 时段的省间中长期交易合约分解电量； $P_{\text{省间合约},t}$ 为机组 t 时段的省间合约电价。

发电企业省间各时点中长期结算电量，为省间中长期各时点总结算电量按省间交易序列以各发电企业该时点合约电量比例予以分摊。

7.1.2 省间日前市场电能电费（ $R_{\text{省间日前}}$ ）

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

$Q_{\text{省间日前},t}$ 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 省内中长期合约电能电费（ $R_{\text{省内合约}}$ ）

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

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为机组 t 时段的省内中长期交易合约分解电量； $P_{\text{省内合约},t}$ 为机组 t 时段的合约电价； $P_{\text{省内日前},t}$ 为机组 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 t 时段中长期结算参考点现货电价。

7.1.5 省内日前市场电能电费（ $R_{\text{省内日前}}$ ）

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

$Q_{\text{省内日前},t}$ 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； $Q_{\text{省内合约},t}$ 为机组 t 时段的省内中长期交易合约分解电量； $P_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价。

7.1.6 省内实时市场电能电费（ $R_{\text{省内实时}}$ ）

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

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为机组在 t 时段的省内实时上网电量； $Q_{\text{省内日前},t}$ 为机组在 t 时段的省内日前出清电量； $Q_{\text{省间日内},t}$ 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（ $R_{\text{调平发电}}$ ）

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

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

$Q_{\text{调平发电}}$ 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；

$P_{\text{月度实时加权}}$ 为省内实时市场发电侧月度所有时点节点电价加

权均价。

7.2 水电发电企业电能量电费

水电发电企业电能量电费包括省内中长期合约电费 $R_{\text{省内合约}}$ 、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（ $R_{\text{省内合约}}$ ）

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

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为机组在 t 时段的省内中长期合约分解电量, $P_{\text{省内合约},t}$ 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（ $R_{\text{偏差电费}}$ ）

$$R_{\text{偏差电费}} = \sum (Q_{\text{月度上网电量},t} - Q_{\text{月度合约电量},t}) \times P_{\text{合约均价},t}$$

$Q_{\text{月度上网电量},t}$ 为该机组 t 时段月度上网电量, $Q_{\text{月度合约电量},t}$ 为该机组 t 时段月度中长期净售出合约电量, $P_{\text{合约均价},t}$ 为该发电机组自身中长期净售出合约加权均价。

7.3 批发市场用户电能量电费结算

批发市场用户（售电公司和直接参与交易的大用户）电能量电费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 $C_{\text{调平用户}}$ 、用户侧价差调整电费分摊 $C_{\text{用户侧价差调整电费分摊}}$ 。

$$C_{\text{批发市场用户电能量电费}} = C_{\text{省间合约}} + C_{\text{省内合约}} + C_{\text{省内日前}} + C_{\text{省内实时}} + C_{\text{调平用户}} + C_{\text{用户侧价差调整电费分摊}}$$

用户侧价差调整电费分摊

7.3.1 省间中长期合约电费（ $C_{\text{省间合约}}$ ）

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

$Q_{\text{省间合约},t}$ 为批发用户 t 时段的省间合约结算电量；

$P_{\text{省间合约},t}$ 为批发用户 t 时段的省间合约结算电价。

7.3.2 省内中长期合约电费 ($C_{\text{省内合约}}$)

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

$Q_{\text{省内合约},t}$ 为批发用户 t 时段的省内中长期交易合约分解电量；

$P_{\text{省内合约},t}$ 为批发用户 t 时段的合约电价； $P_{\text{日前出清},t}$ 为批发用户 t 时段的日前统一结算点电价； $P_{\text{中长期结算参考点价格}}$ 为批发用户 t 时段中长期结算参考点现货电价。

7.3.3 省内日前市场电能电费 ($C_{\text{省内日前}}$)

$$C_{\text{省内日前}} = \sum [(Q_{\text{日前申报},t} - Q_{\text{省内合约},t} - Q_{\text{省间合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}]$$

$Q_{\text{日前申报},t}$ 为批发用户日前市场所申报的 t 时段需求电量； $Q_{\text{省内合约},t}$ 为批发用户 t 时段的省内中长期合约分解电量； $Q_{\text{省间合约},t}$ 为批发用户 t 时段的省间中长期合约结算电量； $P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段日前市场统一结算点电价。

7.3.4 省内实时市场电能电费 ($C_{\text{省内实时}}$)

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

$Q_{\text{省内实时},t}$ 为批发用户省内实时市场 t 时段实际用电量； $Q_{\text{日前申报},t}$ 为批发用户日前市场申报的 t 时段申报电量； $P_{\text{实时统一},t}$ 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 ($C_{\text{调平用户}}$)

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

$$Q_{\text{调平用电}} = Q_{\text{用电}} - \sum Q_{\text{用电},t}$$

$Q_{\text{调平用电}}$ 为批发用户月度实际总用电量与累计分时实际用电量之差；

$P_{\text{月度实时加权}}$ 为省内实时市场发电侧月度所有时点的节点电价加权均价；

$Q_{\text{用电}}$ 为批发用户月度实际总用电量；

$Q_{\text{用电},t}$ 为批发用户实时市场 t 时段实际用电量。

7.3.6 用户侧价差调整电费（ $C_{\text{用户价差调整分摊}}$ ）

批发用户侧正式日账单发布后，当发电侧出清结果、上网电量等变化造成用户侧统一结算点电价发生变化时，不再修改日账单结果，统一结算点电价价差引起用户侧日前、实时电能量差费。该费用在月度结算时由所有批发市场用户按各时段现货结算电量的绝对值合计值比例进行分摊。

$$C_{\text{用户侧价差调整电费}} = \sum [Q_{\text{日前结算},t} \times (P'_{\text{日前统一},t} - P_{\text{日前统一},t})] + \sum [Q_{\text{实时结算},t} \times (P'_{\text{实时统一},t} - P_{\text{实时统一},t})]$$

$$C_{\text{用户侧价差调整电费分摊},i} = C_{\text{用户侧价差调整电费}} \times (|Q_{\text{日前结算},i,t}| + |Q_{\text{实时结算},i,t}|) / \sum (|Q_{\text{日前结算},t}| + |Q_{\text{实时结算},t}|)$$

$Q_{\text{日前结算},t}$ 为 t 时段批发用户侧日前市场合计结算电量；

$Q_{\text{实时结算},t}$ 为 t 时段批发用户侧实时市场合计结算电量；

$P'_{\text{日前统一},t}$ 为 t 时段发电侧日前电量结构变化后用户侧日前市场统一结算点电价；

$P'_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段发电侧实时电量结构变化后用户侧实时市

场统一结算点电价；

C 用户侧价差调整电费分摊, i 为 i 批发用户分摊的调整电费；

$Q_{\text{日前结算},i,t}$ 、 $Q_{\text{实时结算},i,t}$ 为批发市场用户 i , 在 t 时段现货日前、实时结算电量。

$\Sigma (|Q_{\text{日前结算},t}| + |Q_{\text{实时结算},t}|)$ 所有批发用户在 t 时段日前及实时结算电量绝对值的合计电量。

7.4 电网企业代理购电结算

电网企业代理购电电能量电费包括中长期合约电费 $R_{\text{省内合约}}$ 和偏差电量电费 $R_{\text{偏差电费}}$ 。

具备条件后，代理购电中长期合约电费（ $R_{\text{省内合约}}$ ）以及偏差电量电费（ $R_{\text{偏差电费}}$ ）具体计算公式按照批发交易用户结算规则执行。暂不具备条件时，电网企业代理购电按月结算，其月度偏差电量按当月发电侧实时市场全部节点出清电价的加权均价结算。

7.5 居民、农业等结算

电网企业为保障居民、农业等用电采购的市场化合约电量按合约价格结算，偏差电量按当月发电侧实时市场所有节点电价的加权均价结算。

8 零售用户结算

原则上按峰平谷时段开展分时段结算，各时段用电量按对应时段零售套餐约定的价格结算，偏差电量按峰、平、谷三段计算，即政策规定的峰时段与峰时段、平时段与平时段、谷时段与谷时

段分别合并计算。各时段偏差电量按零售套餐约定的偏差考核标准结算，月结月清。

具体公式如下：

$$C_{\text{零售用户结算电费}} = \sum [(Q_{\text{用电量}, h} \times P_{\text{套餐价格}, h}) + Q_{\text{偏差电量}, h} \times P_{\text{考核标准}, h}]$$

$$Q_{\text{偏差电量}, h} = | Q_{\text{用电量}, h} - (1 + \lambda_0) \times Q_{\text{合约电量}, h} |$$

$Q_{\text{用电量}, h}$ 为零售用户 h 时段实际用电量， $Q_{\text{合约电量}, h}$ 为零售用户 h 时段零售套餐约定的电量， $P_{\text{套餐价格}, h}$ 为零售用户 h 时段零售套餐约定的价格， $P_{\text{考核标准}, h}$ 为零售用户 h 时段约定的偏差考核价格标准。 λ_0 为套餐约定的允许偏差范围； h 时段为陕西分时电价政策明确的峰平谷时段。

签订 24 时分时零售套餐的用户，其合同按峰平谷时段合并，即峰平谷合同电量为其 24 时点合同对应的各时点电量加和形成（若时段内存在半点，电量小时内均分），电价为峰平谷时段内各时点电价的加权平均值（若时段内存在半点，半点电价同该时段电价）；零售合同未约定电量的，峰平谷时段合同电价为该时段内各时点电价的算术平均值（若时段内存在半点，半点电价同该时段电价）。未签订分时套餐的零售用户，按整月电量不分时结算。

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、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 零售用户绿色环境价值费用按照该零售用户对应类别的所有营销编号当月实际用电量比例分摊至各个营销编号，偏差结

算费用同上。

9.6 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 富裕优先电量市场化交易结算

富裕优先电量按月结算。富裕优先发电电量市场化交易成交结果，在批发用户侧按照省内市场化交易结算统一规则执行，即按照“照付不议、偏差结算”的原则，纳入月度结算结果。

11 煤改电交易结算

煤改电交易按月结算。煤改电用户代理方代理的“煤改电”电量与其他市场化电量分开结算，其代理“煤改电”用户产生的偏差电量按合同价格结算。

12 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。

13 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，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、统调火电发电收益双向补偿资金等。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、阻塞平衡费用、煤改电交易结算平衡费用等。

13.1 成本补偿类费用

13.1.1 机组启动补偿费用（ $R_{\text{启动补偿费用}}$ ）

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：

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

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

“关中控煤”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三档进行计算：启停间隔时长在 24 小时之内时，按照启动报价的 60% 予以补偿；启停间隔时长在 24-72 小时区间，按照启动报价的 80% 予以补偿；启停间隔时长在 72-168 小时区间，按照启动报价的 100% 予以补偿。

$R_{\text{启动补偿费用}}$ 由市场化发电企业（不含水电）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；
- 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。

13.1.2 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：

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

$R_{\text{日前必开补偿费用}}$ 根据必开燃煤机组日前必开最小出力曲线高于中长期分解曲线部分的电量计算其补偿费用，最小必开出力曲线低于中长期电量分解曲线部分不进行补偿。具体公式如下：

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

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

$Q_{\text{日前必开补偿},t}$ 为必开机组在 t 时段的日前市场必开补偿电量,即必开机组下限电量与中长期交易合约分解电量的差额,与省内日前结算电量的较小值。

$P_{\text{日前},t}$ 为必开机组在 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。

$P_{\text{集中竞价交易加权平均价}}$ 为该运行日上一月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。具体公式如下:

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

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

$Q_{\text{实时发电调整补偿},t}$ 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与实时出清电量的差额。

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

$P_{\text{实际出力报价},t}$ 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（不含水电）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。

13.1.3 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 $=\Sigma(\text{机组停备小时数} \times \text{机组容量})/\Sigma \text{机组容量}$ ，统计范围为全网统调内用公网火电机组，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（考虑超额获益回收后），统计范围为全网统调内用公网火电企业；

$P_{\text{电煤成本}} = \text{电煤价格} / 1000 \times 301.6 \times 7000 / 5000$ ，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，煤耗参数暂依据中电联《中国电力行业年度发展报告 2024》，取 2023 年全国 6000kW 以上火电机组平均煤耗 301.6 克/千瓦时（7000 大卡），折算至 5000 大卡动力煤后平均煤耗为 422.24 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，费用超出部分按各统调内用公网火电企业的当月市场化上网电量比例进行分摊。

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

$R_{\text{双向补偿分摊},i}$ 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。

13.2 市场调节类费用（具体参数详见附件 1）

13.2.1 发电企业超额获益回收费用

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

新能源发电机组某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_1 的，将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ_1 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。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：

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

$\times \lambda_1\}$

$$R_{\text{曲线缺额回收}} = \sum \{[(1-K_1)Q_{\text{实际},h} - Q_{\text{日前},h}] \times (P_{\text{实时均价},h} - P_{\text{日前均价},h}) \times \lambda_1\}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{日前},h}$ 为该机组某时段日前出清电量； $Q_{\text{实际},h}$ 为该机组对应时段实际上网电量； $P_{\text{日前},h}$ 为该机组对应时段日前出清价格的加权均价， $P_{\text{实时},h}$ 为该机组对应时段实时出清价格的加权均价； $h=4t$ ； λ_1 为惩罚系数； K_1 为允许偏差范围。

$R_{\text{曲线超额回收}}$ 、 $R_{\text{曲线缺额回收}}$ 由售电公司和市场化电力用户按 1: 9 比例予以分享，售电公司按实际用电量比例分享，市场化电力用户部分按实际用电量比例分享，分享费用纳入交易结算依据。

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

新能源发电机组某时段全月合同净售出电量与其月度对应时段日前出清电量的偏差，超出月度对应时段日前出清电量允许范围 K_2 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ_2 倍予以回收，价差为当月该时段省内中长期月度分时段净售出交易合同加权均价（不含绿电环境权益价值）与现货日前市场该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：

$$R_{\text{机组超额回收}} = \sum \{[Q_{\text{合约},h} - (1+K_2)Q_{\text{日前出清},h}] \times (P_{\text{中长期均价},h} - P_{\text{月度日前加权均价},h}) \times \lambda_2\}$$

$$R_{\text{机组缺额回收}} = \sum \{ [(1-K_2) Q_{\text{日前出清, h}} - Q_{\text{合约, h}}] \times (P_{\text{月度日前加权均价, h}} - P_{\text{中长期均价, h}}) \times \lambda_2 \}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约, h}}$ 为发电机组某时段全月合同净售出电量； $Q_{\text{日前出清, h}}$ 为该时段月度日前出清电量； $P_{\text{中长期均价, h}}$ 为该新能源发电企业省内中长期月度分时段交易合同加权均价（若该机组当月无中长期售出合同，则按同类型电源当月省内中长期净售出合同均价计算，均价计算不包含日融合交易及绿色环境价值权益）， $P_{\text{月度日前加权均价, h}}$ 为日前市场当月该机组对应时段所有节点电价的加权均价； $h=4t$ ； λ_2 为惩罚系数； K_2 为允许偏差范围。

$R_{\text{机组超额回收}}$ 、 $R_{\text{机组缺额回收}}$ 由售电公司和市场化电力用户按 1: 9 比例予以分享，售电公司按实际用电量比例分享，市场化电力用户部分按实际用电量比例分享，分享费用纳入交易结算依据。

13.2.1.3 燃煤机组中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用（ $R_{\text{机组超额回收}}$ 、 $R_{\text{机组缺额回收}}$ ）

燃煤发电机组某时段全月中长期净售出合约电量与其月度对应时段日前出清电量的偏差，超出月度对应时段日前出清电量允许范围 K_3 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ_3 倍予以回收，价差按照当月现货日前市场该时段发电侧所有时点节点电价加权平均价与其对应时段省内中长期月度净售出交易合同的加权平均价的差值计算。具体公式如下：

$$R_{\text{机组超额回收}} = \sum \{ [Q_{\text{合约}, h} - (1 + K_3) Q_{\text{日前出清}, h}] \times (P_{\text{中长期均价}, h} - P_{\text{月度日前加权均价}, h}) \times \lambda_3 \}$$

$$R_{\text{机组缺额回收}} = \sum \{ [(1 - K_3) Q_{\text{日前出清}, h} - Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{月度日前加权均价}, h} - P_{\text{中长期均价}, h}) \times \lambda_3 \}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为发电机组该时段月度中长期净售出合约电量； $Q_{\text{日前出清}, h}$ 为发电机组该时段月度日前出清电量； $P_{\text{中长期均价}, h}$ 为该发电企业 h 时段省内中长期月度交易合同的加权平均价（若该机组当月无中长期售出合同，则按同类型电源当月省内中长期净售出合同均价计算，均价计算不包含日融合交易）， $P_{\text{月度日前加权均价}, h}$ 为当月现货日前市场 h 时段该发电企业所有时点节点电价加权平均价； $h=4t$ ； λ_3 为惩罚系数； K_3 为允许偏差范围。

$R_{\text{机组超额回收}}$ 及 $R_{\text{机组缺额回收}}$ 由售电公司和市场化电力用户按 1: 9 比例予以分享，售电公司按实际用电量比例分享，市场化电力用户部分按实际用电量比例分享，分享费用纳入交易结算依据。

13.2.1.4 发电机组中长期曲线偏差超额及缺额获益回收 ($R_{\text{曲线超额回收}}$ 、 $R_{\text{曲线缺额回收}}$)

发电机组以“不报量不报价”方式参与现货的，回收中长期曲线偏差超额获益。发电机组某时段实时上网电量与其该时段中长期净售出合约电量的偏差，超出该时段实时上网电量允许范围（ K_4 ）的，将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ_4

倍予以回收，价差为该时段发电机组实时节点电价加权平均价与对应时段中长期净售出合约加权平均价的差值计算。具体公式如下：

$$R_{\text{曲线超额回收}} = \sum \{ [Q_{\text{合约}, h} - (1 + K_4) Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{合约均价}, h} - P_{\text{实时均价}, h}) \times \lambda_4 \}$$

$$R_{\text{曲线缺额回收}} = \sum \{ [(1 - K_4) Q_{\text{实际}, h} - Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{实时均价}, h} - P_{\text{合约均价}, h}) \times \lambda_4 \}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为该机组某时段中长期合约净售电量； $Q_{\text{实际}, h}$ 为该机组对应时段实际上网电量； $P_{\text{合约均价}, h}$ 为该机组对应时段中长期净售出合约价格的加权均价（若该机组当月无中长期售出合同，则按同类型电源当月省内中长期净售出合同均价计算，均价计算不包含日融合交易及绿色环境价值权益）， $P_{\text{实时价格}, h}$ 为该机组对应时段实时市场各节点电价的加权均价； $h=4t$ ； λ_4 为惩罚系数； K_4 为允许偏差范围。

$R_{\text{曲线超额回收}}$ 、 $R_{\text{曲线缺额回收}}$ 由售电公司和市场化电力用户按 1: 9 比例予以分享，售电公司按实际用电量比例分享，市场化电力用户部分按实际用电量比例分享，分享费用纳入交易结算依据。

13.2.2 批发交易用户超额获益回收费用

13.2.2.1 批发交易用户日前申报偏差获益回收费用（ $C_{\text{日前申报回收}}$ ）

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_1 的,将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 μ_1 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:

(1) 当 $Q_{\text{日前},h} > Q_{\text{实际},h} \times (1+V_1)$, 且 $P_{\text{实时统一},h} > P_{\text{日前统一},h}$ 时

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

(2) 当 $Q_{\text{日前},h} < Q_{\text{实际},h} \times (1-V_1)$, 且 $P_{\text{实时统一},h} < P_{\text{日前统一},h}$ 时,

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

$Q_{\text{日前},h}$ 为该时段用户日前市场申报需求电量; $Q_{\text{实际},h}$ 为该时段用户实际用电量; $P_{\text{日前统一},h}$ 、 $P_{\text{实时统一},h}$ 为用户日前市场、实时市场该时段统一结算点电价; $h=4t$; μ_1 为惩罚系数, V_1 为允许偏差范围。

$C_{\text{日前申报回收}}$ 由市场化发电机组按其当月市场化上网电量比例分摊或分享。

13.2.2.2 批发交易用户中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用 ($C_{\text{用户超额回收}}$ 、 $C_{\text{用户缺额回收}}$)

批发交易用户某时段月度中长期净购入合约电量,与其月度该时段实际用电量的偏差,超出或少于月度对应时段实际用电量允许范围 V_2 的,将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 μ_2 倍予以回收,价差按当月现货实时市场该时段统一结算点电价与

其对应时段中长期月度交易合同加权平均价的差值计算。具体公式如下：

$$C_{\text{用户超额回收}} = \sum \{ [Q_{\text{合约}, h} - (1+V_2) Q_{\text{实际}, h}] \times (P_{\text{实时统一}, h} - P_{\text{中长期均价}, h}) \times \mu_2 \}$$

$$C_{\text{用户缺额回收}} = \sum \{ [(1-V_2) Q_{\text{实际}, h} - Q_{\text{合约}, h}] \times (P_{\text{中长期均价}, h} - P_{\text{实时统一}, h}) \times \mu_2 \}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约}, h}$ 为用户该时段月度中长期净购入合约电量； $Q_{\text{实际}, h}$ 为用户该时段月度实际用电量； $P_{\text{中长期均价}, h}$ 为该用户 t 时段省内中长期月度交易合同加权平均价（若该用户当月无中长期交易购入合同，则按当月批发交易用户该时段省内中长期净购入合同均价计算，均价计算不包含日融合交易及绿色环境价值权益）， $P_{\text{实时统一}, h}$ 为当月现货实时市场 h 时段发电侧所有节点电价加权平均价； μ_2 为惩罚系数； V_2 为允许偏差系数。

$\mu_2=1$ 时， $C_{\text{用户超额回收}}$ 、 $C_{\text{用户缺额回收}}$ 费用全额由市场化发电机组按其当月市场化交易合同缺额比例分摊或分享。 $\mu_2>1$ 时， μ_2-1 部分的回收费用由全体工商业用户分摊或分享，其余部分由市场化发电机组按其当月市场化交易合同缺额比例分摊或分享。

市场化发电机组分摊或分享公式如下：

$$Q_{i, \text{缺额占比}} = (1-k) - (\sum Q_{i, \text{合约}} / Q_{i, \text{上网电量}})$$

$$R_{i, \text{分摊或分享费用}} = (Q_{i, \text{缺额占比}} / \sum Q_{i, \text{缺额占比}}) \times (C_{\text{用户超额回收}} + C_{\text{用户缺额回收}})$$

k 为发电企业中长期合同缺额允许偏差范围， $Q_{i, \text{合约}}$ 为 i 机组中长期净售出合约电量， $Q_{i, \text{上网电量}}$ 为 i 机组月度总上网电量， $Q_{i, \text{缺额占比}}$ 为 i 机组中长期合同缺额比例， $R_{i, \text{分摊或分享费用}}$ 为 i 机组分摊或分享的费用。

14 市场平衡类费用计算及分摊方式

市场平衡类费用包括市场结构平衡费用、阻塞平衡费用、省间双轨制平衡费用、富裕优先电量结算平衡费用、煤改电交易结算平衡费用，以月度为周期进行分摊。

14.1 市场结构平衡费用（ $R_{\text{结构平衡费用}}$ ）

市场结构平衡费用，是由于计划与市场双轨、发用两侧偏差结算价格差异等等原因，导致电网企业出现的偏差费用。

$$R_{\text{市场结构平衡费用}} = R_{\text{总平衡费用}} - R_{\text{阻塞平衡费用}}$$

$$R_{\text{总平衡费用}} = C_{\text{用户侧偏差费用}} - R_{\text{发电侧偏差费用}} - C_{\text{煤改电交易结算平衡费用}} - R_{\text{富余发电优先预测平衡费用}}$$

$$C_{\text{用户侧偏差费用}} = C_{\text{市场化用户偏差费用}} + C_{\text{电网代理购电偏差费用}} + C_{\text{非市场用户偏差费用}}$$

$$C_{\text{非市场用户偏差费用}} = (Q_{\text{市场化发电企业偏差电量}} - Q_{\text{市场化用户偏差电量}} - Q_{\text{电网代理购电偏差电量}}) \times P_{\text{月度实时现货均价}}$$

$C_{\text{用户侧偏差费用}}$ 为用户侧（包括市场化用户、代理企业代理购电用户、非市场用户）月度总偏差电费； $R_{\text{发电侧偏差费用}}$ 为市场化发电企业月度总偏差电费； $C_{\text{市场化用户偏差费用}}$ 为市场化用户月度总偏差电费； $C_{\text{电网代理购电偏差费用}}$ 为电网企业代理工商业用户月度总偏差电费；

$C_{\text{非市场用户偏差费用}}$ 为非市场用户（包括居民、农业及线损等）月度总偏差电费； $Q_{\text{市场化发电企业偏差电量}}$ 为市场化发电企业月度总偏差电量； $Q_{\text{市场化用户偏差电量}}$ 为市场化用户月度总偏差电量； $Q_{\text{电网代理购电偏差电量}}$ 为电网企业代理工商业用户月度总偏差电量； $P_{\text{月度实时现货均价}}$ 为月度现货实时市场发电侧所有节点电价加权均价；

$R_{\text{结构平衡费用}}$ 由市场化发电机组按其当月市场化上网电量比例分摊或分享（新结算电厂按当年历史累计市场化上网电量计算）。

14.2 阻塞平衡费用（ $R_{\text{阻塞平衡费用}}$ ）

14.2.1 阻塞平衡费用，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，由此导致的应收批发市场用户费用和应付发电企业费用之间的偏差费用。

$$R_{\text{阻塞平衡}} = \sum [Q_{\text{日前},t} \times (P_{\text{省内日前},t} - P_{\text{日前统一},t})] + \sum [Q_{\text{实时},t} \times (P_{\text{省内实时},t} - P_{\text{实时统一},t})]$$

$Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段机组日前出清电量与中长期合约分解电量的偏差电量； $Q_{\text{实时},t}$ 为 t 时段机组实时出清电量与日前出清电量的偏差电量； $P_{\text{省内日前},t}$ 、 $P_{\text{省内实时},t}$ 为 t 时段机组日前、实时出清节点电价； $P_{\text{日前统一},t}$ 、 $P_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段用户侧日前、实时统一结算点电价。

$R_{\text{阻塞平衡}}$ 由发电侧（不含水电），与用户侧按 1:1 比例承担，发电企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例承担，用户侧由全体工商业用户分摊或分享。

14.3 省间双轨制平衡资金（ $R_{\text{省间双轨制}}$ ）

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为省间双轨制不平衡资金。具体公式如下：

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

$R_{\text{省间双轨制}}$ 为省间双轨制平衡资金； $Q_{\text{短期外送}}$ 除省间日前、日内出清电量包含省间现货送出电量以及自主外送的西北区域省间短期交易成分之外的，无法清分至各发电企业的省间短期电量； $P_{\text{省间结算}}$ 为省间结算价格； $P_{\text{实时均价}}$ 为省内发电侧实时市场月度所有时点的节点电价加权均价。

$R_{\text{省间双轨制}}$ 由市场化发电机组（不含水电）按其当月市场化上网电量比例分摊或分享。

14.4 富余优先电量结算平衡费用（ $C_{\text{用户侧富余优先平衡费用}}$ ， $R_{\text{富余发电优先预测平衡费用}}$ ）

富余优先电量结算平衡费用为富裕优先发电认购交易电量的挂牌价格与电网实际采购结算价格的价差产生的差额资金。具体公式如下：

$$C_{\text{用户侧富余优先平衡费用}} = Q_{\text{认购电量}} \times (P_{\text{电网实际采购均价}} - P_{\text{认购价格}})$$

$$R_{\text{富余发电优先预测平衡费用}} = (Q_{\text{实结富余优先发电电量}} - Q_{\text{认购电量}}) \times (P_{\text{现货实时均价}} - P_{\text{富余优先发电实结均价}})$$

$Q_{\text{认购电量}}$ 为富余优先发电电量认购交易总成交量； $P_{\text{认购价格}}$ 富余优先电量认购交易成交价格， $P_{\text{电网采购均价}}$ 为电网企业实际采购匹

配富余优先电量的结算均价， $P_{\text{富裕优先实结均价}}$ 为实际富余优先发电电量的实际结算均价， $P_{\text{现货实时均价}}$ 为当月发电侧所有实时出清节点电价、电量的加权均价。

$C_{\text{用户侧富余优先平衡费用}}$ 由全体工商业用户分享或分摊； $R_{\text{富余发电优先预测平衡费用}}$ 由市场化发电机组和全体工商业用户等比例分享或分摊，其中市场化发电机组按市场化上网电量比例分摊或分享。

14.5 煤改电交易结算平衡费用（ $C_{\text{煤改电交易结算平衡费用}}$ ）

煤改电交易结算平衡费用为用户侧偏差电量在用户侧按合同价格结算，发电侧按现货价格结算产生的发用两侧差额资金。

$C_{\text{煤改电交易结算平衡费用}} = (Q_{\text{月度实际用电量}} - Q_{\text{合约电量}}) \times (P_{\text{合同均价}} - P_{\text{月度实时现货均价}})$

$Q_{\text{月度实际用电量}}$ 为煤改电交易用户月度实际用电量， $Q_{\text{合约电量}}$ 为煤改电交易月度合约电量， $P_{\text{合同均价}}$ 为煤改电交易合同加权均价， $P_{\text{月度现货实时均价}}$ 为当月发电侧现货实时市场所有节点电价的加权均价。

$C_{\text{煤改电交易结算平衡费用}}$ 在发电侧按市场化上网电量比例分摊或分享。

15 省间有关费用

省间交易责任偏差、波动偏差费用等以月度为周期由市场化发电机组按市场化上网电量比例分摊或分享。

16 两个细则考核费用

由电力调度机构负责提供“两个细则”电费及分摊结果，纳

入电费结算。

17 结算查询及调整

17.1 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，应按规定进行调整。

17.2 结算调整应按照以下方式开展

17.2.1 发用电两侧在日清分账单核对期内，以及在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况，并能及时调整时，重新计算相应日期和时段的电能电费及相关市场运营费用。

17.2.2 在月度账单发布后，6个月内市场主体可反馈异议，经核实后随后续现货试运行月度结算进行追退补，追溯期最长不超过6个月。超过追溯期的调整电量纳入结算当月计算，不再纳入历史月份调整计算。追溯期内按以下原则处理：

17.2.2.1 若发电侧经营主体当月一段时期出现的电量差错累计值小于该段时期市场总电量累计值 0.05%时，原则上对用电侧统一结算点电价不做调整。若对发电侧差错电量、电价等追退补后，统一结算点电价变化超过 0.01 元/千瓦时，则相应调整用户侧统一结算点电价。

17.2.2.2 发生差错的经营主体的市场运营费用经追退补调整后,其余缺纳入退补月相应类别市场运营费用进行分摊、返还。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错,其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。

17.2.2.3 若出现重大偏差(当月参与现货交易的发电企业调整后总上网电量超出或少于差错发生月结算上网总电量的30%),按业务发生期(差错发生期间)价格及电量结构追溯调整结算,并相应计算对市场运营费用的影响,由此产生的差额费用纳入退补结算月。

17.2.2.4 原则上,对用电侧发生电量退补,不再调整电量差错月售电公司批发市场电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差,可由经营主体提出,相关利益方确认,进行追溯调整计算,退补费用纳入退补结算月。

17.2.2.5 对用电侧发生分时电量退补,按差错时段计算用户价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算,原则上不再调整电量差错月用户价差调整电费;若出现重大偏差,可由经营主体提出,相关利益方确认,进行追溯调整计算,退补费用纳入退补结算月。

17.2.2.6 若经营主体因电量、电价差错等原因追退补的电费与追退补的市场平衡类费用存在差额时,将差额纳入市场结构平衡费用追退补管理。

18 收付款管理

18.1 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。

18.2 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。

18.3 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方纳入市场信用管理。

18.4 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。

18.5 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。

19 附则

19.1 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的成本,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。

19.2 其他事项

用户侧未参与现货申报前,本细则中有关经营主体电能量电费结算、市场运营费用计算分摊等按照当期政府主管部门发布的现货结算试运行方案有关要求执行。

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。

附表

市场结算参数设置

序号	内容	参数设置	备注
1	新能源日前曲线偏差超额及缺额获益回收费用	$K_1=30\%$, $\lambda_1=1$ (实际出力平均值 小于等于装机容量 的 10%时, $K_1=40\%$)	
2	新能源中长期合同超额及缺额获益回收费用	$K_2=50\%$, $\lambda_2=1.1$	
3	燃煤机组中长期合同超额及缺额获益回收费用	$K_3=20\%$, $\lambda_3=1.1$	
4	发电机组中长期曲线超额及缺额获益回收	$K_4=10\%$, $\lambda_4=1$	
5	批发交易用户日前申报偏差获益回收费用	$V_1=10\%$, $\mu_1=1$	
6	批发交易用户中长期合同超额及缺额获益回收 费用	$V_2=20\%$, $\mu_2=1.1$	