

附件 3

# 蒙西电力市场结算指引 (2022 年试运行 V2.0 版)

二〇二二年八月

# 目录

第一章 总 则 .....	1
第二章 结算管理 .....	5
第一节 结算原则 .....	5
第二节 市场结算流程 .....	8
第三节 电费追补管理 .....	12
第三章 电能电费计算 .....	12
第一节 发电侧电能电费 .....	12
第二节 用户侧电能电费 .....	13
第四章 市场运行调整费用计算 .....	15
第一节 市场平衡类费用 .....	15
第二节 成本补偿类费用 .....	21
第三节 市场调节类费用 .....	23
第五章 总电费计算 .....	34
第一节 发电侧月度总电费计算 .....	34
第二节 用电侧月度总电费计算 .....	35
第六章 市场中止与管制 .....	35
第七章 附则 .....	35

## 第一章 总 则

**第一条** [目的和依据]为保障蒙西电力市场安全有序运转，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕2192号）、《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《内蒙古电力现货市场建设方案》（内工信经运字〔2018〕668）、《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）文件要求，结合蒙西实际情况，制定本指引。

**第二条** [适用范围]本指引适用于电力现货市场运行期间蒙西电能量市场的结算工作，全体市场成员必须严格遵守，非现货市场运行期间按照原结算规则执行。

**第三条** [结算职责]涉及市场结算的市场成员职责如下：

（一）电力调度机构负责向交易机构提供现货电能量市场的出清和执行结果，提供发电结算单元每15分钟上网电量。

（二）电力交易机构根据交易结果和执行结果，负责出具电量电费结算依据及明细，负责出具市场运行调整费用的

分摊、返还明细。

（三）电网企业负责向电力交易机构提供电力用户 15 分钟（初期为 1 小时）用电计量数据。

（四）市场主体按照交易指引参与电力现货交易，承担偏差考核、违约等责任，向电网企业开具、获取增值税专用发票并收取、支付电费。市场主体需具备按交易单元提供结算基础数据的条件，结算基础数据包括但不限于上网电量、现货市场出清结果、抄表电量。

#### **第四条 [术语定义]**

（一）电能电费：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期合约电能量为交易标的物的电费。

（二）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。

（三）全网统一结算参考点电价：现货市场全网用户侧节点电价加权平均值。

（四）区域结算参考点电价：初期，以蒙西电网呼包断面为界，分为东部区与西部区（根据市场运行情况以及蒙西电网阻塞情况适时调整），东部区结算参考点电价为现货市场东部区所有用户所在节点电价加权平均值；西部区结算参考点电价为现货市场西部区所有用户所在节点电价加权平均值。

（五）补偿成本：按照发电单元容量等级、地理位置、燃料价格等因素核定的度电成本。

（六）市场运行调整费用：包括平衡计划模式与市场模式、统筹规范市场竞争与市场主体行为、保障电力系统安全稳定等产生的各类不平衡费用，具体分为成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。

1、成本补偿类费用：包括机组启动补偿费用、必开机组补偿费用。

（1）机组启动补偿费用：对通过现货市场机组组合优化确定启动的机组以及为保障电网安全、电力可靠供应临时调整的机组支付的启动成本补偿。

（2）必开机组成本补偿费用：对必开机组进行的成本补偿。当必开机组节点电价低于补偿成本且中长期合约曲线小于等于最小必开出力时，上网电量超出中长期签约电量的部分按照补偿成本和该时段节点电价的差价进行补偿。

2、市场平衡类费用：包括市场结构平衡费用、计量平衡费用、阻塞盈余费用。

（1）市场结构平衡费用：由于市场运营机构预测居民、农业电量时存在偏差产生的不平衡资金。

（2）计量平衡费用：受合表计量、四舍五入、计量数据拟合等因素影响，发电机组月度上网电量与按时段合计上

网电量存在偏差，用户月度结算电量与按时段合计实际用电量存在偏差，因此产生的不平衡资金。

（3）阻塞盈余费用：现货市场中，发电企业以节点电价进行电能电费结算，电力用户以区域参考结算点电价进行电能电费结算，由此产生的应收电力用户费用和应付发电企业费用之间的偏差费用。

3、市场调节类费用：包括用户侧风险防范补偿及回收、新能源风险防范补偿及回收、中长期缺额回收和中长期超额回收。

（1）用户侧风险防范补偿及回收是指在市场初期为控制用户市场风险，提高负荷预测精度，对用户侧以月度电能量结算均价超过或低于中长期合约均价一定范围的电费进行补偿和回收。

（2）新能源风险防范补偿及回收是指在市场初期，为控制新能源企业市场风险，对新能源超过或低于中长期合约均价一定范围的电费进行补偿和回收。

（3）中长期缺额回收和中长期超额回收是指发电企业、电力用户因中长期合约签约率低于或高于规定值的获利部分进行的费用回收。

（八）高峰时段：暂定为6月至9月每日18:00至20:00且全网统一结算参考点价格高于当月高耗能用户对应时

段月度中长期合约加权均价的时间，后期视市场运行情况进行调整。

（九）基准电量：用户未触发超额回收电量核减的近三日对应时段平均实际用电量。

## 第二章 结算管理

### 第一节 结算原则

**第五条** [结算周期]市场结算周期采用“日清月结”的模式。初期，电网公司代理购电的一般工商业，居民、农业，直接参与市场交易的低压用户等低压用户计量表计不具备分时计量条件，按照典型曲线拟合分时计量数据，与此相关的费用结算周期采用“月清月结”的模式。

**第六条** [市场结算时段]初期，电力用户以一个小时为清算及结算时段，发电企业以 15 分钟为清算及结算时段。

**第七条** [差价合约结算参考点及电价]

（一）初期，差价合约发用双方的结算参考点选取为电力用户所在区域的区域结算参考点，待市场成熟后允许自主选取结算参考点。区域内电力用户节点电价加权平均值作为区域结算参考点电价，计算公式如下：

$$P_{\text{区域结算参考}}^t = \frac{\sum_{j=1}^M (Q_{\text{区域用电量}, j}^t \times P_{\text{区域用户}, j}^t)}{\sum_{j=1}^M (Q_{\text{区域用电量}, j}^t)}$$

（二）发电企业现货市场电价：发电企业现货结算电价为机组（场站）所在电气节点的节点电价。

（三）电力用户现货市场电价：电力用户现货结算电价为所在区域结算参考点电价；电网公司代理的一般工商业、居民农业用户现货结算电价为全网统一结算点电价。

（四）通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素设置市场结算价格上下限。暂定现货市场每个交易时段结算价格下限为 0 元/MWh，上限为 5180 元/MWh。根据市场运行情况，政府主管部门会同能源监管机构可对市场限价进行动态调整。

## **第八条 [市场运行调整费用管理]**

### **（一）阻塞盈余费用：**

阻塞盈余总费用按照市场化发电机组（场站）上网电量总和与市场用户实际用电量总和比例返还。

市场化机组（场站）按照全网统一结算参考点电价与所在节点现货电价的差价和上网电量乘积的比例进行返还，所在节点现货电价大于全网统一结算参考点电价的发电机组（场站）不进行返还。

市场用户按照全网统一结算参考点电价与所在节点现货电价的差价和实际用电量乘积的比例进行返还，所在节点现货电价大于全网统一结算参考点电价的市场用户不进行



返还。

（二）市场结构平衡费用由所有工商业用户按照实际用电量比例进行分摊或返还，新能源企业自愿不参与居民农业保价电量分解造成的损益由对应的新能源企业按照实际上网电量比例进行分摊或返还。

（三）计量平衡费用在发用双方分别按照上网电量与用电量比例进行分摊或返还。

（四）用户侧风险防范回收及补偿费用由所有发电企业按上网电量比例进行分摊或返还。

（五）新能源风险防范回收及补偿费用由火电企业按上网电量比例进行分摊或返还。

（六）中长期缺额、超额回收费用在发电侧、用户侧分别计算，用户侧中长期缺额、超额回收费用按照用户侧交易单元中长期合约偏差率与实际用电量乘积的占比返还，发电侧中长期缺额、超额回收费用按照发电交易单元中长期合约偏差率与实际上网电量乘积的占比返还。

（七）本指引中涉及中长期成交价格的相关费用计算，从 2022 年 11 月开始执行。

（八）不平衡资金：由于发用双方中长期交易成交价格不同等情况造成的发电企业与用户企业总电费差额形成的不平衡资金，由发用双方按照上网电量及实际用电量比例分

摊或返还。

## 第二节 市场结算流程

**第九条** [数据准备]中长期交易电量在日前市场开市前分解确定。具体包括：以年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量，以 15 分钟为时间间隔。

交易系统在运行日前（D-1 日）获取 D 日日前机组组合安排；必开、必停等特殊机组标签。

交易系统在运行日（D 日）获取实时交易发电侧所有节点每 15 分钟出清电力、出清价格。

交易系统在运行日后第 1 天（D+1 日）获取实时交易每 1 小时用户侧统一出清价格和分区出清价格。

运行日后第 3 天（D+3 日）01:00 前，电网企业调控中心提供发电侧每 15 分钟的上网计量数据及 D 日机组组合实际启停状态；电网企业以交易单元为计量单位，提供市场化用户每小时计量数据。

**第十条** [日清算]运行日后第 4 天（D+4 日）24:00 前，经核对核实后发布临时日清算结果，具体包括：各市场主体 D 日结算电量、电价、电费等。

市场主体在临时日清算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在运行日第 6 天（D+6 日）24:00 前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

运行日第 7 日（D+7 日）24:00 前，根据市场主体反馈意见，市场运营机构及电网企业修正相关结算依据，包括但不限于调度机构提供发电侧每 15 分钟的上网计量数据，修正市场出清结果，电网企业提供市场化用户每小时计量数据等。

电力交易机构根据各方处理意见，运行后第 8 天（D+8 日）24:00 前对当月需调整的临时日清算结果进行重新计算，并发布正式日清算结果。

**第十一条** [月度清算]次月（M+1）第 2 日 24:00 前，电网企业将 M 月电网代理购电的一般工商业用户与独立参与市场但无法分时计量的低压侧用户全月分时计量数据（1 小时）及历史差错电量发送至电力交易机构，调控中心将发电企业历史差错电量发送至电力交易机构，电力交易机构按照数据清算相关账目。

**第十二条** [月度结算]电网企业次月（M+1）第 7 日 24:00 前，完成 M 月月度市场化用户电量及月度上网电量推送，交易机构次月 11 日 24:00 前根据上月日清算结果以及历史月份的退补结算结果，出具 M 月结算临时结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月上网电量、月累计上网电量、合约电量、合约电价、现货市场月度加权均价、电能电费、机组启动补偿费用、必开机组补偿费用、结

构平衡费用、计量平衡费用、阻塞盈余费用、用户侧风险防范补偿费用、用户侧风险防范回收费用、新能源风险防范补偿费用、新能源风险防范回收费用、发电侧中长期缺额回收费用、发电侧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、不平衡费用、冲正费用等明细。电网企业按照月度临时结算结果同市场主体进行结算，正式结算结果发布后，交易机构将正式结算结果与临时结果差异累计至下一月结算结果中，电网企业于下一月进行退补。

市场主体在月结算临时结算结果发布后，对结算数据进行确认，在次月 14 日 24:00 前反馈意见，无反馈的视同确认无异议；在次月 15 日 24:00 前电网企业调控中心提供发电侧月度上网计量数据，电网企业提供市场化用户月度计量数据。

电力交易机构于次月 18 日 24:00 前形成上月的月结算正式结算结果，发布至市场主体和电网企业。

在日清、月结结果确认过程中，电力交易机构负责对市场主体结算电费异常进行处理，电网企业负责对电量异常进行处理。

**第十三条** [发电侧电费计算]发电企业的电费包括电能电费、市场运行调整费用。其中：电能电费包括省内中长期

差价合约电能电费、省内现货全电量电能电费、省间现货差价合约电能电费；市场运行调整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。发电企业的电费结算顺序按照电能电费、成本补偿类费用、市场平衡类费用、用户侧风险防范费用、中长期缺额（超额）回收费用、新能源风险防范费用等依次进行。

**第十四条** [用户侧电费计算] 电力用户到户电费包含用户电能量电费支出、输配电费、力率电费、政府性基金及附加五部分。其中，电力用户电能量电费支出包含电能电费、市场运行调整费用。电能电费包含中长期差价合约电费、现货全电量电能电费；市场运行调整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。外送电电能量电费按照用户电能量电费计算原则进行计算。电力用户的电费结算顺序按照电能电费、用户侧风险防范费用、中长期缺额（超额）回收费用、成本补偿类费用、市场平衡类费用等依次进行。

**第十五条** [售电公司费用计算] 售电公司费用按照不同代理协议模式分别计算：其中使用“代理服务费模式”的协议，售电公司费用为约定的代理服务费用，现货市场产生所有损益由代理用户承担；使用“差价模式”的协议，售电公司费用为电力市场购、售电费差额，现货市场产生的所有损益由售电公司承担。

### 第三节 电费追补管理

#### 第十六条 [电费追补原则]

（一）因市场交易结算规则、电价政策调整、政府有关部门新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化、交易出清结果变更等原因，导致电费需要调整的，由电力交易机构依照有关政策文件出具电费退补明细，电网企业负责按照明细进行电费退补。

（二）由于历史发用电量计量差错原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月，差错电量以及差错电费纳入计量平衡费用处理。中长期交易价格根据联动机制确定的关联用户差错电量按照发现月指导价格进行追补（退），相关费用按照关联用户中长期缺额回收计算方法进行分摊或返还。

（三）若因市场主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

## 第三章 电能电费计算

### 第一节 发电侧电能电费

第十七条 [发电侧电能电费] 现货运行期间，发电企业的电能电费包括现货全电量电能电费、中长期差价合约电能电费。其中：现货全电量电能电费为机组  $t$  时段的上网电量

与所在节点电价的乘积；中长期差价合约电能电费为中长期合约电价减去用户侧区域结算参考点电价，与合约电量的乘积。省间现货中标合约视为省内中长期合约，中标电量按照中标电价与东部区结算参考点电价的差价进行结算。

现货运行期间，发电单元电能电费：

$$R_{\text{发电}, i} = \sum_{t=0}^T \left[ Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{现货}, i}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约}, i, j}^t \times (P_{\text{合约}, i, j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

其中： $R_{\text{发电}, i}$  为发电单元  $i$  结算电能电费；

$P_{\text{现货}, i}^t$  为发电单元  $i$  在  $t$  时段的现货节点电价；

$P_{\text{结算参考点}}^t$  为用户  $t$  时段所在区域的结算参考点电价，外送中长期合约、省间现货中标合约按照送出节点所在区域结算参考点结算，电网公司代理用户按照全网统一结算参考点结算。

$Q_{\text{上网}, i}^t$  为发电单元  $i$  在  $t$  时段上网电量。

$Q_{\text{合约}, i, j}^t$  为发电单元  $i$  在  $t$  时段与  $j$  用户的中长期合约电量，包含省间现货中标电量。

$P_{\text{合约}, i, j}^t$  为发电单元  $i$  在  $t$  时段与  $j$  用户的中长期合约价格。

## 第二节 用户侧电能电费

**第十八条** [用户侧电能电费] 现货运行期间，电力用户

电能电费包含现货全电量电能电费、中长期差价合约电能电费。其中：现货全电量电能电费为 t 时段实际用电量与区域结算参考点电价的乘积；中长期差价合约电能电费为合约电价减去用户侧区域结算参考点电价，与合约电量的乘积。用户线、变损分摊电量按照用户所在区域现货月度均价结算。

现货运行期间，电力用户电能电费：

$$R_{\text{用户}, j} = \sum_{t=0}^T \left[ Q_{\text{用}, j}^t \times P_{\text{区域结算参考点}}^t + Q_{\text{合约}, j}^t \times (P_{\text{合约}, j}^t - P_{\text{区域结算参考点}}^t) \right]$$

$R_{\text{用户}, j}$  为 j 用户月度结算电能电费；

$Q_{\text{合约}, j}^t$  为 j 用户 t 时段的合约电量；

$P_{\text{合约}, j}^t$  为 j 用户 t 时段的合约电价；

$Q_{\text{用}, j}^t$  为 j 用户 t 时段的实际用电量。

$P_{\text{区域结算参考点}}^t$  为用户所在区域 t 时段结算参考点电价，外送中长期合约、省间现货中标合约按照送出节点所在区域结算参考点结算，电网公司代理用户按照全网统一结算参考点结算。

**第十九条** [电网代理购电结算模式] 现货运行期间，居民、农业用户与电网代理购电用户参与现货市场结算。电网代理购电用户不具备分时计量条件期间，按照电量拟合办法将月实际用电量拟合至小时，拟合结果作为现货市场结算依



据。电网代理购电用户中长期曲线按照历史数据确定典型曲线，拟合的计量曲线形状与中长期交易曲线形状保持一致。

居民、农业用户中长期曲线采用典型曲线进行分解，计量曲线由全网市场化发电机组（场站）计量曲线减去市场化用户曲线、电网代理购电用户曲线、外送电量计量曲线。

省间现货结算按照省内发电侧省间现货交易中标总曲线、中标加权均价作为东送华北联络线的省间现货交易日清数据；月结时，按照省内发电侧省间现货交易中标总电量、加权均价作为东送华北联络线月结数据。省间现货交易月度结算电量与执行电量偏差产生的偏差电费，按照省间现货交易中标主体的月度中标电费比例进行分摊或返还。

**第二十条** [独立储能设施结算方式]独立储能设施放电电量、充电电量全电量按照现货价格结算，暂不承担市场运行调整费用。

**第二十一条** [虚拟电厂结算方式]虚拟电厂放电电量参考发电侧电量进行结算，用电量参考用户侧电量进行结算。

## **第四章 市场运行调整费用计算**

### **第一节 市场平衡类费用**

**第二十二条** [阻塞盈余费用]阻塞盈余具体计算公式如下：

#### **1. 计算方式**

$$R_{\text{阻塞盈余}} = \sum_{t=0}^T [\sum_{j=1}^M (Q'_{\text{用}, j} \times P'_{\text{用户参考}}) - \sum_{i=1}^N (Q'_{\text{上网}, i} \times P'_{\text{发电}, i})]$$

$P'_{\text{实时}, i}$  为  $i$  机组  $t$  时段的实时节点电价；

$R_{\text{阻塞盈余}}$  为当月所有时段的阻塞盈余费用合计；

$P'_{\text{用户参考}}$  为用户所在区域现货市场用户侧加权平均价，其中电网公司代理的一般工商业、居民农业用户使用全网统一结算参考点电价。

$Q'_{\text{上网}, i}$  为市场化机组（场站） $i$  在  $t$  时段上网电量。

$Q'_{\text{用}, j}$  为市场用户  $j$  在  $t$  时段的实际用电量，其中电网代理购电用户实际用电量按照月末拟合数据计算，居民、农业用户分时计量数据按照全网市场化发电机组（场站）上网电量减去电网代理购电用户实际用电量、直接参与市场电力用户实际用电量、售电公司代理参与市场的电力用户实际用电量、实际外送电量计算。

## 2. 分摊返还方式

总费用分摊返还方式：阻塞盈余总费用按照市场化发电机组（场站）上网电量总和与市场用户实际用电量总和比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{阻塞盈余, 用户}} = R_{\text{阻塞盈余}} \times \frac{\sum_{j=1}^M Q_{\text{实际用电量}, j}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网}, i} + \sum_{j=1}^M Q_{\text{实际用电量}, j}}$$

$$R_{\text{阻塞盈余, 发电}} = R_{\text{阻塞盈余}} \times \frac{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网, } i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网, } i} + \sum_{j=1}^M Q_{\text{实际用电量, } j}}$$

其中：\$Q\_{\text{实际用电量, } j}\$ 为用户 \$j\$ 在 \$t\$ 时段实际用电量；

发电企业分摊方式：全网统一结算参考点电价与发电企业所在节点电价的差价和上网电量乘积的比例进行返还，初期对于节点电价高于用户侧全网统一结算参考点电价的发电企业不进行返还，每小时进行一次分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余, } i} = R_{\text{阻塞盈余, 发电}} \times \frac{Q'_{\text{上网, } i} \times (P'_{\text{全网统一结算参考点}} - P'_{\text{节点, } i})}{\sum_{i=1}^N [Q'_{\text{上网, } i} \times (P'_{\text{全网统一结算参考点}} - P'_{\text{节点, } i})]}$$

市场用户分摊方式：全网统一结算参考点电价与市场用户所在节点现货电价的差价与实际用电量乘积的比例进行返还。市场用户所在节点电价大于全网统一结算参考点电价的的市场用户不进行返还。每小时进行一次分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余, } j} = R_{\text{阻塞盈余, 用户}} \times \frac{Q'_{\text{实际用电量, } j} \times (P'_{\text{全网统一结算参考点}} - P'_{\text{节点, } j})}{\sum_{j=1}^M [Q'_{\text{实际用电量, } j} \times (P'_{\text{全网统一结算参考点}} - P'_{\text{节点, } j})]}$$

其中：

\$R\_{\text{阻塞盈余, } i}\$ 为发电机组（场站）\$i\$ 返还的阻塞盈余费用；

\$P'\_{\text{节点, } i}\$ 为发电机组（场站）\$i\$ 在 \$t\$ 时段所在节点电价；

\$P'\_{\text{节点, } j}\$ 为市场用户 \$j\$ 在 \$t\$ 时段所在节点电价。

**第二十三条** [市场结构平衡费用]市场结构平衡费用是指因电网公司预测居民、农业用户用电量时存在一定偏差；新能源企业自愿不参与居民、农业电量分解产生的损益。具体计算公式如下：

### 1. 计算方式

$$R_{\text{结构平衡}, t} = (Q_{\text{居民农业预测}, t} - Q_{\text{居民农业实际}, t}) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{全网统一}, t})$$

$$R_{\text{新自愿不参与}, t} = \sum_{t=0}^T [Q_{\text{新自愿不参与}, t} \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{全网统一}, t})]$$

### 2. 分摊返还方式

新能源自愿不参与居民农业电量分解产生的损益由对应的新能源企业每小时应分得居民农业电量比例分摊。因电网公司预测居民农业电量偏差产生的损益，由全体工商业用户间按实际用电比例分摊或返还，每小时进行一次清算。

$$R_{\text{工商业}, j}^t = R_{\text{结构平衡}, t} \times \frac{Q_{\text{工商业}, j}^t}{\sum Q_{\text{工商业}, j}^t}$$

$$R_{\text{新自愿不参与}, i}^t = R_{\text{新自愿不参与}, t} \times \frac{Q_{\text{新自愿不参与}, i}^t}{\sum Q_{\text{新自愿不参与}, i}^t}$$

$Q_{\text{居民农业预测}, t}$  为市场运营机构 M-1 月预测 M 月每日 t 时段  
全网居民农业用电量；

$Q_{\text{居民农业实际}, t}$  为全网居民农业用户 t 时段实际总用电量；

$Q_{\text{新自愿不参与}, t}$  为全网新能源企业 t 时段自愿不参与居民农业分解的电量；

$P_{\text{基准}}$  为自治区价格主管部门发布的燃煤机组基准电价；

$P_{\text{全网统一}, t}$  为现货市场 t 时段的全网统一结算点电价；

$R_{\text{工商业}, j}^t$  为用户 j 在 t 时段需分摊或返还的费用；

$R_{\text{新自愿不参与}, i}^t$  为新能源场站 i 在 t 时段需分摊或返还的费用。

**第二十四条** [计量平衡费用] 由于计算的精度和四舍五入造成叠加总电量与月度总电量产生的偏差电量，发电企业按照全网月度现货加权平均电价平衡，电力用户按照全网用户侧月度现货加权平均电价平衡。

1. 计算公式如下：

$$Q_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{发电}, i} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{发电}, i, t}$$

$$R_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{发电调平}, i} \times P_{\text{节点月度加权}, i}$$

$$Q_{\text{用户调平}, i} = Q_{\text{用电}, i} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{用电}, t}$$

$$R_{\text{用户调平}, i} = Q_{\text{用户调平}, i} \times P_{\text{月度现货加权}, i}$$

$$Q_{\text{居民农业网损调平}} = \sum_{i=0}^N Q_{\text{发电调平}, i} - \sum_{i=0}^M Q_{\text{用户调平}, i}$$

$$R_{\text{居民农业网损调平}} = Q_{\text{居民农业网损调平}} \times P_{\text{基准}}$$

$$R_{\text{关联}} = Q_{\text{关联}} \times (P_{\text{发现月指导价}} - P_{\text{基准}})$$

$$R_{\text{计量}} = R_{\text{用户调平, i}} - R_{\text{发电调平, i}} - R_{\text{居民农业网损调平}} - R_{\text{关联}}$$

$Q_{\text{发电调平, i}}$ 为发电机组 i 月度上网电量与按时段叠加上网电量之差。注：不同投资主体共用同一关口计量点的新能源项目，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电侧调平电量；

$Q_{\text{用户调平, i}}$ 为市场用户 i 月度结算电量与分时段累计实际用电量之差；

$Q_{\text{发电, i}}$ 为发电机组 i 月度上网电量，包含历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$Q_{\text{发电, t}}$ 为发电机组 i 在 t 时段上网电量；

$Q_{\text{用电, i}}$ 为用户 i 月度实际用电量，包含历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$Q_{\text{用电, t}}$ 为用户 i 在实时市场 t 时段实际用电量；

$P_{\text{节点月度加权, i}}$ 为发电单元 i 所在节点现货市场月度加权均价。

$P_{\text{月度现货加权},i}$  为用户  $i$  月度区域结算参考点电价加权均价。

$Q_{\text{关联}}$  为联动机制确定的关联用户历史差错电量。

$R_{\text{关联}}$  为联动机制确定的关联用户历史差错电费,按照关联用户中长期缺额回收计算方法进行分摊或返还。

## 2. 分摊返还方式

分摊返还方式:市场化发电机组以及市场用户以实际上网电量及用电量占比进行分摊或返还。

## 第二节 成本补偿类费用

**第二十五条** [燃煤机组启动补偿费用]燃煤机组启动按照市场主体申报的启动成本进行优化出清,启动补偿费用补偿范围为现货市场机组组合优化启动的机组以及为保障电网安全、电力可靠供应临时调整的机组,以调度机构提供的机组实际启停状态为准。非市场化发电单元在出清时作为特定调度网络节点的固定输入不参与市场优化,启动费用不进行补偿。市场主体缺省申报根据核定的成本参数执行。机组延迟并网时间大于 1 小时小于等于 6 小时,启机补偿费用按照 50%结算。大于 6 小时,无启机补偿费用。

### 1. 计算方式

$$R_{\text{启动费用}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{启动报价}, i}$$

其中： $P_{\text{启动报价}, i}$  为机组启动报价；N 为机组启动台数；

## 2. 分摊方式

总费用分摊方式：日前开机优化调整部分，由市场用户承担。实时开机优化调整部分，由新能源企业承担。

个体分摊方式：市场用户间按实际用电量比例分摊，新能源发电企业按照上网电量比例分摊，每日进行一次分摊清算。

**第二十六条** [必开机组补偿费用]调度机构确定的必开机组最小必开出力超出中长期合约总量的部分，按照核定的补偿成本与该时段现货出清价的差价进行补偿，中长期合约曲线高出最小必开出力的时段不进行补偿。供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，具体计算公式如下：

### 1. 计算公式

$$Q_{\text{必开}, i}^t = Q_{\text{最小必开出力}, i}^t - Q_{\text{合约总}, i}^t$$
$$R_{\text{必开机组}} = \sum_{i=1}^N [Q_{\text{必开}, i} \times (P_{\text{必开}, i} - P_{\text{现货}, i})]$$

其中： $Q_{\text{必开}, i}^t$  为必开机组 i 在 t 时段的现货市场应补偿电量；

$Q_{\text{最小必开出力}, i}^t$  为调度机构确定的必开机组 i 在 t 时段的最小必开出力；因保障电网安全或电力平衡，导致市场出清和定



价环节边际机组发生变化，造成机组节点电价低于对应出力申报价格时，机组在该时段的出清结果视同为必开机组最小必开出力。

$P_{\text{必开}, i}$  为核定的必开机组  $i$  的成本补偿价格；

$P_{\text{现货}, i}$  为必开机组  $i$  在  $t$  时段的节点电价。

## 2. 分摊方式

总费用分摊方式：必开机组补偿费用由新能源企业承担当月保量保价电量占总上网电量比例的部分，市场用户承担剩余部分。

个体分摊方式：新能源企业间按保量保价电量比例分摊；市场用户间按实际用电量比例分摊，每 1 小时进行一次分摊清算。

## 第三节 市场调节类费用

**第二十七条** [用户侧风险防范补偿]参与现货市场结算后，对用户每月结算均价超出中长期签约均价允许偏差的部分进行补偿，纳入市场调节费用处理。

### 1. 计算方式具体如下：

当  $P_{\text{用户结算均价, 月}} > P_{\text{用户中长期月度加权}} \times (1 + \lambda_{\text{允许偏差比例}})$  时；

$R_{\text{用户补偿费用}} = Q_{\text{用户全月用电量}} \times [P_{\text{用户结算均价, 月}} - P_{\text{用户中长期月度加权}} \times (1 + \lambda_{\text{允许偏差比例}})]$ ；

其中：

$R_{\text{用户补偿费用}}$  为运行月需要对用户的补偿费用；

$Q_{\text{用户全月用电量}}$  为运行月用户全月用电量；

$P_{\text{用户结算均价, 月}}$  为运行月用户全月电能电价，即该用户全月电能电费除以全月用电量；

$P_{\text{新能源交易价格}}$  为运行月所有新能源交易合约加权价格；

$P_{\text{火电交易价格}}$  为运行月所有火电交易合约加权价格；

$\lambda_{\text{允许偏差比例}}$  为允许的偏差比例，市场运行初期暂定为10%；

$P_{\text{用户中长期月度加权}}$  为本行业、本区域月度中长期交易加权均价。

## 2. 分摊方式

该项费用在发电侧单侧平衡，总费用以月为周期在所有发电机组（场站）间按上网电量比例分摊。

**第二十八条** [用户侧风险防范回收]参与现货市场结算后，对用户侧每月结算均价低于规定偏差范围的获利部分进行回收，纳入市场调节费用处理。由联动机制确定的关联用户不进行风险防范回收。

### 1. 计算方式

具体如下：

当 $P_{\text{用户结算均价,月}} < P_{\text{用户中长期月度加权}} \times (1 - \lambda_{\text{允许偏差比例}})$  时；

$$R_{\text{用户回收费用}} = Q_{\text{用户全月用电量}} \times [P_{\text{用户中长期月度加权}} \times (1 - \lambda_{\text{允许偏差比例}}) -$$

$P_{\text{用户结算均价,月}}]$ ；

其中：

$R_{\text{用户回收费用}}$  为运行月需要对用户回收的总费用；

## 2. 返还方式

该项费用在发电侧单侧平衡，总费用在以月为周期在所有发电机组（场站）间按照上网电量比例进行返还。

**第二十九条** [新能源风险防范补偿]参与现货市场结算后，对新能源场站结算均价低于允许负偏差范围的亏损部分进行补偿，纳入市场运行调整费用处理。

### 1. 计算方式

当 $P_{\text{新能源结算均价,月,i}} < P_{\text{新能源中长期均价,月,i}} \times (1 - \lambda_{\text{允许偏差比例}})$

该场站当月区内协商、挂牌成交加权均价不高于燃煤基准价格的 1.1 倍且不低于燃煤基准价的 0.85 倍时或该场站未参与协商、挂牌交易；

$$R_{\text{新能源补偿费用,i}} = Q_{\text{新能源侧全月上网电量,i}} \times [P_{\text{新能源中长期均价,月,i}} \times (1 - \lambda_{\text{允许偏差比例}}) - P_{\text{新能源结算均价,月,i}}];$$

$$R_{\text{新能源补偿费用}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{新能源补偿费用,i}}$$

其中：

$R_{\text{新能源侧补偿费用}, i}$  为运行月需要对新能源场站  $i$  补偿的费用；

$P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i}$  为  $i$  场站全月结算均价，计算方法为  $i$  场站全月电费总收入除以全月上网电量；

$P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i}$  为  $i$  场站当月中长期合约加权均价；新入市且未做中长期交易的新能源发电企业当月中长期合约加权均价为当月新能源合约均价。

$\lambda_{\text{允许偏差比例}}$  为允许的偏差比例，市场运行初期暂定为 10%；

## 2. 分摊方式

该项费用由所有燃煤火电机组承担，以月为周期按燃煤火电企业上网电量比例分摊。

**第三十条** [新能源风险防范回收]参与现货市场结算后，对新能源每月结算均价超出规定偏差范围的获利部分进行回收，纳入市场调整费用处理。

### 1. 计算方式

当  $P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i} > P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i} \times (1 + \lambda_{\text{允许偏差比例}})$  时，

该场站当月区内协商、挂牌成交加权均价不高于燃煤基准价

格的 1.1 倍且不低于燃煤基准价的 0.85 倍时或该场站未参与协商、挂牌交易；

$$R_{\text{新能源回收费用}, i} = Q_{\text{新能源侧全月上网电量}, i} \times [P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i} - P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i} \times (1 + \lambda_{\text{允许偏差比例}})];$$

其中：

$R_{\text{新能源侧回收费用}, i}$  为运行月需要对新能源场站  $i$  回收费用。

## 2. 返还方式

该项费用由所有燃煤火电机组进行承担，以月为周期按燃煤火电企业上网电量比例返还。

**第三十一条** [中长期缺额回收] 为鼓励发用两侧签订中长期合约，稳定市场价格，对现货运行月发用两侧中长期交易电量低于实际上网电量（用电量）规定比例的获利部分进行回收。

1. 发电侧中长期缺额回收：发电交易单元月度中长期净合约电量除以月度上网电量为中长期签约比例  $\lambda_1$ ，由电力主管部门视市场情况设定签约比例下限值，初期设定为 90%（新能源 85%）。当发电交易单元中长期签约比例低于下限值时，按照当月现货市场发电单元所在节点加权均价与区域月度中长期交易均价的价差进行回收，价差为负数时不回收。

计算公式为：

当  $Q_{\text{上网电量},i} \times \lambda_1 > Q_{\text{合约总电量},i}$  且  $P_{\text{节点月度加权},i} > P_{\text{发电区域中长期月度加权1}}$  时,

$$R_{\text{中长期缺额回收},i} = (Q_{\text{上网电量},i} \times \lambda_1 - Q_{\text{合约总电量},i}) \times (P_{\text{节点月度加权},i} - P_{\text{发电区域中长期月度加权1}})$$

$$R_{\text{发电侧总中长期缺额回收}} = \sum R_{\text{中长期缺额回收},i}$$

$P_{\text{发电区域中长期月度加权1}}$  为市场化机组（场站）所在区域月度中长期加权均价，其中燃煤发电机组按照燃煤机组所在区域中长期非煤炭、非高耗能电力用户月度加权平均值计算；新能源场站按照同类型新能源场站所在区域中长期月度加权平均值计算（剔除基数电量）。

$Q_{\text{合约总电量},i}$  为市场化机组（场站）i 月度中长期合约总量，新能源合约总量包括自愿不参与居民农业电量合约。

$Q_{\text{上网电量},i}$  为市场化机组 i 月度上网电量。

$R_{\text{中长期缺额回收},i}$  为发电机组(场站)i 中长期缺额回收费用总和。

$R_{\text{发电侧总中长期缺额回收}}$  为全网市场化机组中长期缺额回收总额。

$\lambda_1$  为电力主管部门设定的发电侧缺额回收中长期签约比例下限值，视市场运行情况进行调整。

$P_{\text{节点月度加权}, i}$  为发电单元  $i$  所在节点现货市场月度加权均价。

费用返还：中长期缺额回收总费用按照发电交易单元合同执行情况向市场化机组（场站）返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量}, i}}{Q_{\text{上网}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{缺额返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}]} \times R_{\text{总缺额返还}}$$

$k_i$  为发电侧中长期合约签约率。

$M_i$  为中间系数，当  $M_i - 0.5 \leq 0$  时不进行返还。

$R_{\text{缺额返还}, i}$  为  $i$  机组（场站）缺额返还费用。

2. 用户侧中长期缺额回收：用电交易单元月度中长期净合约电量除以月度用电量为中长期签约比例  $\lambda_2$ ，由电力主管部门视市场情况设定签约比例下限值，初期高耗能行业、关联行业用户、外送电量比例下限设定为 95%，一般行业市场用户、电网代理购电用户比例下限设定为 90%，售电公司按照代理用户的所属行业分别设定签约比例。当用电单元中长

期签约比例低于下限值时，用户侧中长期缺额电量按照本行业、本区域月度中长期交易加权均价的 1.05 倍与当月现货用户侧区域加权均价价差进行回收，价差为负数时不回收。

计算公式为：

当  $Q_{\text{用电量},j} \times \lambda_2 > Q_{\text{合约总量},j}$  且  $P_{\text{中长期月度加权},j} > P_{\text{区域现货月度加权}}$  时，

$$R_{\text{中长期缺额回收},j} = (Q_{\text{用电量},j} \times \lambda_2 - Q_{\text{合约总量},j}) \times (P_{\text{用户中长期月度加权}} \times 1.05 - P_{\text{区域现货月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}} = \sum R_{\text{中长期缺额回收},j}$$

$Q_{\text{合约总电量},j}$  为 j 用户签订的月度中长期合约总量。

$Q_{\text{用电量},j}$  为 j 用户月度实际用电量。

$P_{\text{用户中长期月度加权}}$  为本行业、本区域月度中长期交易加权均价。

$P_{\text{中长期月度加权},j}$  为 j 用户月度中长期合约签约均价。

$R_{\text{中长期缺额回收},j}$  为 j 用户中长期缺额回收费用。

$R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}}$  为全网用户侧中长期缺额回收总费用。

费用分摊：用户侧中长期缺额回收费用按照用电交易单元合同执行情况计算。由联动机制确定的关联用户缺额部分按照自治区关联企业中长期交易指导价格与月度用户侧区



域统一结算点均价的差价进行回收，按照《关于蒙西电力多边交易市场开展分时交易结算相关事宜的通知》文件进行分配，其中大风季按燃煤机组地区系数、区内发电量及交易合同执行情况分配并结算。

$$k_j = \frac{Q_{\text{合约总电量}, j}}{Q_{\text{用电}, j}} \times 100\%$$

$$M_j = 1 - |1 - k_j|$$

$$R_{\text{缺额返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电}, j}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{用电}, i}]} \times R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}}$$

$k_j$ 为用户侧中长期合约签约率。

$M_j$ 为中间系数，当  $M_j - 0.5 \leq 0$  时不进行返还。

$R_{\text{缺额返还}, j}$ 为  $j$  用户缺额返还费用。

**第三十二条** [中长期超额回收]为规范发用两侧按照预测上网电量、用网电量合理签订中长期合约，对中长期合约电量超出实际上网电量、用网电量规定比例的获利部分进行回收。

1、发电侧中长期超额回收：发电交易单元月度中长期净合约电量除以月度上网电量为中长期签约比例  $\lambda_3$ ，由电力主管部门视市场情况设定签约比例上限值，初期设定为 110%

（新能源 115%）。当发电单元中长期签约比例高于上限值时，中长期超额部分按照发电单元所在区域月度中长期交易均价与当月现货用户侧全网统一结算点月度加权平均价格之间价差进行回收，价差为负数时不回收。

计算公式为：

$$\text{当 } Q_{\text{合约总量}, i} - Q_{\text{深调电量}, i} - Q_{\text{上网电量}, i} \times \lambda_3 > 0$$

$$\text{且 } P_{\text{中长期月度加权}, i} > P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}} \text{ 时,}$$

$$R_{\text{中长期超额回收}, i} = (Q_{\text{合约总量}, i} - Q_{\text{深调电量}, i} - Q_{\text{上网电量}, i} \times \lambda_3) \times (P_{\text{中长期月度加权}, i} - P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}})$$

$$R_{\text{发电侧总中长期超额回收}} = \sum R_{\text{中长期超额回收}, i}$$

$P_{\text{中长期月度加权}, i}$  为市场化机组（场站） $i$  月度中长期加权均价，

其中新能源场站中长期月度加权平均值计算中剔除新能源竞价交易电量。

$R_{\text{中长期超额回收}, i}$  为机组（场站） $i$  中长期超额回收费用。

$R_{\text{发电侧总中长期超额回收}}$  为全网市场化机组中长期超额回收费用。

$Q_{\text{深调电量}, i}$  为燃煤机组基于最小技术出力折算的上网电量（厂用电率按照调度机构统计数据计算）与各时段实际上网电量的差，当差值为正数时，计入该机组的深调电量。具体计算公式如下：

$$Q_{\text{深调电量}, i} = \sum Q_{\text{深调电量}, i}^t$$

费用分摊：中长期超额回收总费用按照发电交易单元合同执行情况向市场化机组（场站）返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量}, i}}{Q_{\text{上网}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{超额返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}]} \times R_{\text{发电侧总中长期超额回收}}$$

$R_{\text{超额返还}, i}$  为发电机组（场站） $i$  的超额返还费用。

2、用户侧中长期超额回收：用电交易单元月度中长期净合约电量除以月度用电量为中长期签约比例  $\lambda_4$ ，由电力主管部门视市场情况设定签约比例上限值，初期高耗能行业、关联行业用户、外送电量比例上限设定为 105%，一般行业用户、电网代理购电用户比例上限设定为 110%，售电公司按照代理用户的所属行业分别设定签约比例。当用电单元中长期签约比例高于上限值时，用户侧中长期超额电量按照当月现货用户侧区域加权均价的 1.05 倍与本行业、本区域月度中长期交易加权均价价差进行回收，差价负数时不回收。

计算公式为：

$$\text{当 } Q_{\text{合约总量}, j} - Q_{\text{高峰核减}, j} > Q_{\text{用电量}, j} \times \lambda_4 \quad \text{且}$$

$P_{\text{区域现货月度加权}} \times 1.05 > P_{\text{中长期月度加权, j}}$  时,

$$R_{\text{中长期超额回收, j}} = (Q_{\text{合约总量, j}} - Q_{\text{用电量, j}} \times \lambda_4 - Q_{\text{高峰核减, j}}) \times (P_{\text{区域现货月度加权}} \times 1.05 - P_{\text{用户侧中长期月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧总中长期超额回收}} = \sum R_{\text{中长期超额回收, j}}$$

$R_{\text{中长期超额回收, j}}$  为用户 j 中长期超额回收费用。

$Q_{\text{高峰核减, j}}$  为用户 j 全月高峰时段基准电量和中长期合约电量取小值, 减去实际用电量的差值。当差值为负时不予计算。

$R_{\text{用户侧总中长期超额回收}}$  为全网用户中长期超额回收费用。

费用分摊: 按照用电单元合同执行情况返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量, i}}}{Q_{\text{用电, i}}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{超额返还, j}} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电, j}}}{\sum_{j=1}^n [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用电, j}}]} \times R_{\text{用户侧总中长期超额回收}}$$

$R_{\text{超额返还, j}}$  为用户 j 的超额返还费用。

## 第五章 总电费计算

### 第一节 发电侧月度总电费计算

**第三十三条** [发电侧月度总电费计算]发电企业的月度结算总电费包括电能电费、成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。具体计算公式如下：

$$R_{\text{发电总, } i} = R_{\text{电能, } i} + R_{\text{成本补偿, } i} + R_{\text{市场平衡, } i} + R_{\text{市场调节, } i}$$

## 第二节 用户侧月度总电费计算

**第三十四条** [用户侧月度总电费计算]电力用户的月度结算电费包括电能电费、成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。具体计算公式如下：

$$R_{\text{用户总, } j} = R_{\text{电能, } j} + R_{\text{成本补偿, } j} + R_{\text{市场平衡, } j} + R_{\text{市场调节, } j}$$

## 第六章 市场中止与管制

**第三十五条** [市场中止与管制]在市场中止和价格管制时段，根据电力市场指引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调整费用，由市场主体共同承担。

## 第七章 附则

**第三十六条** [指引解释]由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区工业和信息化厅负责解释。

**第三十七条** [指引修订]国家能源局华北监管局、内蒙

古自治区工业和信息化厅可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

**第三十八条** [指引实施]本指引自印发之日起施行。