

河北南部电网电力现货市场结算 实施细则 (试运行 V3.0 版)

2025 年 1 月

目 录

第一章 概述	1
第一节 总则	1
第二节 术语定义	1
第二章 职责分工	3
第三章 结算原则	3
第一节 结算周期	3
第二节 结算模式	4
第四章 批发市场结算	7
第一节 发电侧结算	7
第二节 用户侧结算	11
第五章 零售市场结算	13
第一节 基本规定	13
第二节 零售结算原则	13
第六章 分布式光伏聚合结算	14
第七章 市场运营费用结算	15
第一节 市场补偿费用	15
第二节 市场调节费用	16
第三节 市场不平衡资金	19
第四节 市场运营费用分配原则	20
第八章 辅助服务结算	21
第一节 调频辅助服务结算	21
第二节 “两个细则”及其他辅助服务结算	22
第三节 辅助服务电费结算	22

第九章 结算流程.....23

 第一节 数据准备.....23

 第二节 日清算.....24

 第三节 月结算.....24

第十章 退补管理.....25

第十一章 其他结算事项..... 27

 第一节 市场中止与管制.....27

 第二节 退出结算.....27

 第三节 其他事项结算.....28

第十二章 附则.....29

附件 1 重要数据定义及口径..... 30

附件 2 电量数据拟合办法..... 32

第一章 概述

第一节 总则

第 1.1.1 条【目的依据】为规范河北南部电网电力市场结算工作，维护电力市场公平、公正、公开，保障经营主体合法权益，根据国家电力体制改革文件精神 and 有关法律法规，结合河北南部电网实际，制定本细则。

第 1.1.2 条【适用范围】本细则适用于河北南部电网电力现货市场结算试运行期间的结算工作。

第二节 术语定义

第 1.2.1 条【电能量电费】电能量电费是指经营主体参与电能交易产生的电费，包括中长期合约电费、现货电能量电费。

第 1.2.2 条【节点电价】节点电价是指河北南网 220kV 及以上电压等级母线现货市场出清的 96 点电价。

第 1.2.3 条【结算时段】结算时段是指市场进行结算的最小时段，为 1 小时。

第 1.2.4 条【分时节点电价】分时节点电价是指将节点电价按照结算时段折算出用于结算的电价，即 1 小时内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

第 1.2.5 条【统一结算点电价】统一结算点电价是指发电侧分时节点电价按照每小时内中标电量加权平均计算得出的电价。

第 1.2.6 条【辅助服务费用】辅助服务费用是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由发电侧并网主体、新型经营主体等

提供服务产生的费用。

第 1.2.7 条【市场运营费用】市场运营费用包括市场补偿费用、市场调节费用、市场不平衡资金等。

第 1.2.8 条【市场补偿费用】市场补偿费用包括机组启动费用、机组空载费用、特殊机组补偿费用等。

第 1.2.9 条【市场调节费用】市场调节费用包括中长期申报缺额回收费用、中长期合同偏差收益回收费用、用户侧日前申报偏差收益回收费用等。

第 1.2.10 条【市场不平衡资金】市场不平衡资金是指因发用两侧市场化电费不一致、四舍五入等原因形成的差额资金。

第 1.2.11 条【两个细则】两个细则是指《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第 1.2.12 条【批发用户】直接参与批发市场交易的电力用户称为批发用户。

第 1.2.13 条【零售用户】通过售电公司代理参与市场交易的电力用户称为零售用户。

第 1.2.14 条【经营主体】本细则所述经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户（含电网企业代理购电）和新型经营主体（含独立储能企业、虚拟电厂、分布式光伏聚合商等）。

第 1.2.15 条【电力市场运营机构】电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第二章 职责分工

第 2.1.1 条【电力交易机构】电力交易机构负责拟定电力市

场结算实施细则，向各类经营主体提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电能量电费、容量补偿费用、辅助服务费用、市场运营费用等）及相关服务，组织协调交易结算相关事项。

第 2.1.2 条【电力调度机构】电力调度机构负责向电力交易机构提供日前及实时市场出清电量及出清价格、机组启停次数、必开及供热等特殊机组信息、辅助服务出清及执行结果等相关结算准备数据。

第 2.1.3 条【电网企业】电网企业按照电力交易机构出具的结算依据，负责经营主体的电费结算及收付。负责向电力交易机构提供发电企业、电力用户（含电网代理购电）相关结算准备数据。

第 2.1.4 条【经营主体】经营主体应及时核对电力交易机构出具的结算依据，并根据结算依据与电网企业完成电费结算。各经营主体保持与电网企业的电费支付方式不变。发电企业上网电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行电费结算。

第三章 结算原则

第一节 结算周期

第 3.1.1 条【批发市场结算周期】电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电能量电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，生成日清分临时结算结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算；市场运营费用，按

照每项费用的分配（分摊）周期进行计算，按日计算的出具日清分临时结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展相应费用结算。

第 3.1.2 条【零售市场结算周期】电力零售市场以月度为周期开展市场结算，按月出具电力市场结算依据。

第 3.1.3 条【采用聚合方式交易的分布式光伏结算周期】采用聚合方式参与交易的分布式光伏以月度为周期开展市场结算，按月出具电力市场结算依据。

第 3.1.4 条 如遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。

第二节 结算模式

第 3.2.1 条【发电企业上网电量】发电企业上网电量由非市场化电量和市场化电量构成。

第 3.2.2 条【非市场化电量结算】发电企业的非市场化电量，按照政府定价或有关电价政策结算。

第 3.2.3 条【市场化电量结算】发电企业的市场化电量由省间电量以及省内市场化电量构成，市场化用户的实际用电量全部为省内市场化电量。

第 3.2.4 条【省间电量结算】省间电量包括省间中长期合约、省间现货、应急调度等，分别按照跨区跨省电力中长期交易实施细则、省间电力现货交易规则、跨区跨省应急调度管理办法等有关规定开展交易结算。

第 3.2.5 条【省内市场化电量结算】省内市场化电量的结算模式如下：

（一）中长期市场结算。中长期交易合约电量，按照中长期合

同约定价格结算,并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值。

(二) 日前市场结算。日前市场中标电量与中长期合约电量的偏差电量,按照日前市场价格进行结算。

(三) 实时市场结算。省内市场化电量与日前市场中标电量的偏差电量,按照实时市场价格进行结算。

第 3.2.6 条【平衡调节系数】为提高电力保供能力,防范市场运行风险,促进中长期市场与现货市场平稳衔接,设置平衡调节系数,以平衡后的分时节点电价开展结算。具体为:

$$P_{\text{日前}} = \begin{cases} \min\{P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}}\} & \text{低谷} \\ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L & \text{平段} \\ \max\{P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}}\} & \text{尖高峰} \end{cases}$$
$$P_{\text{实时}} = \begin{cases} \min\{P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{实时出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{实时出清}}\} & \text{低谷} \\ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{实时出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L & \text{平段} \\ \max\{P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{实时出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{实时出清}}\} & \text{尖高峰} \end{cases}$$

其中, $P_{\text{日前}}$ 、 $P_{\text{实时}}$ 分别为平衡后的发电企业日前市场、实时市场分时节点电价, $P_{\text{日前出清}}$ 、 $P_{\text{实时出清}}$ 分别为平衡前的日前市场、实时市场分时节点电价, $P_{\text{中长期分时均价}}$ 为运行日全网省内中长期合同分时加权均价, L 为平衡调节系数(取值在 0 至 1 之间), 具体数值经政府主管部门批准后执行。统一结算点电价按照发电企业平衡后的分时节点电价计算。

第 3.2.7 条【发电企业结算单元】单机容量 150MW 及以上的火电企业以机组为单位作为结算单元, 150MW 以下火电企业以厂为单位、光伏(含分布式光伏)和风力发电场以场站为单位作为

结算单元。

第 3.2.8 条【上网电量处理】以机组为单位作为结算单元的火电企业,原则上按照其主变高压侧电量比例分劈形成各机组的上网电量。机组全停时,上网电量按零处理。

第 3.2.9 条【扶贫新能源电站结算】扶贫新能源电站(或电站扶贫部分)的上网电量为非市场化电量,按照政府有关电价政策结算。

第 3.2.10 条【独立储能企业结算】独立储能企业在放电时段按发电企业身份开展结算,在充电时段按电力用户身份开展结算。

第 3.2.11 条【电网代理购电】电网代理购电的偏差结算方式同批发用户、售电公司。在代理购电用户、居民农业用户无法单独分拆用电曲线时,代理购电市场化采购的偏差电量由代理购电用户、居民农业用户按全月用电量比例进行分摊,产生的居民农业偏差损益由全体工商业分摊。

第 3.2.12 条【绿电交易结算】绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算。电能量部分以电能量价格,按照河北南网市场化结算的规则、规定,与其他市场化交易合同一并结算,日清月结;绿证部分按当月合同电量、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数量,以绿证价格结算,月清月结。具体结算方式按照北京电力交易中心关于绿色电力交易实施细则及河北南网年度交易工作方案开展。

第 3.2.13 条【合约分时均价计算】计算中长期合约分时、分时段均价时,仅统计按尖、峰、平、谷时段或小时组织的合约。

第 3.2.14 条【市场运营费用结算】市场运营费用向发用两侧经营主体疏导，以月度为周期进行分摊或返还。

第四章 批发市场结算

第一节 发电侧结算

第 4.1.1 条【上网电量组成】发电企业（含分布式光伏聚合商、独立储能企业）上网电量由非市场化结算电量和市场化结算电量组成。

$$Q_{\text{上网}} = Q_{\text{非市场化}} + Q_{\text{市场化}}$$

其中：

$Q_{\text{上网}}$ 为关口计量的发电企业上网电量；

$Q_{\text{非市场化}}$ 为发电企业非市场化电量；

$Q_{\text{市场化}}$ 为发电企业市场化电量。

第 4.1.2 条【市场化电量】市场化电量由省间电量与省内市场化电量组成。

$$Q_{\text{市场化},t} = Q_{\text{省内},t} + Q_{\text{省间},t}$$

$$Q_{\text{省内},t} = Q_{\text{上网},t} \times \alpha$$

其中：

$Q_{\text{上网},t}$ 为发电企业 t 时段上网电量；

$Q_{\text{市场化},t}$ 为发电企业 t 时段市场化电量；

$Q_{\text{省间},t}$ 为发电企业 t 时段省间电量；

$Q_{\text{省内},t}$ 为发电企业 t 时段省内市场化电量。

α 为参与市场比例。优先发电电源 α 取 0，入市火电 α 取 1，各类新能源厂站的 α 取值按照政府有关文件执行。

第 4.1.3 条【电费结算】总电费由非市场化电费与市场化电费组成。计算公式为：

$$R_{\text{收入}} = R_{\text{非市场化}} + R_{\text{市场化}}$$

第 4.1.4 条【非市场化电量结算】非市场化电量按照政府定价结算；应急备用电源、退役机组、抽蓄机组、调试机组等，按照政府有关电价政策结算。计算公式为：

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

其中：

$P_{\text{批复}}$ 为政府批复（或政策明确）的上网电价；

第 4.1.5 条【市场化电量结算】市场化电费包括省间结算电费、中长期合约电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、辅助服务费用、市场补偿费用及分摊返还、市场调节费用及分摊返还、不平衡资金分摊及返还等。计算公式为：

$$R_{\text{市场化}} = R_{\text{省间}} + R_{\text{省内}}$$

$$R_{\text{省内}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{辅助}} + R_{\text{补偿}} \\ + R_{\text{调节}} + R_{\text{不平衡资金}} + R_{\text{调平}}$$

其中：

$R_{\text{市场化}}$ 为发电企业市场化电费；

$R_{\text{省间}}$ 为发电企业省间外送电费；

$R_{\text{省内}}$ 为发电企业省内市场化电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为发电企业中长期合约电费；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为发电企业日前市场偏差电能量电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为发电企业实时市场偏差电能量电费；

$R_{\text{辅助}}$ 为发电企业辅助服务费用；

$R_{\text{补偿}}$ 为发电企业启动、空载等市场补偿费用及分摊返还；

$R_{\text{调节}}$ 为发电企业中长期合同偏差收益回收等市场调节费用及分摊返还；

$R_{\text{不平衡资金}}$ 为不平衡资金分摊及返还；

$R_{\text{调平}}$ 为发电企业调平电费。

第 4.1.6 条【省间电量结算】省间外送电费包括省间中长期电费、省间现货电费、应急调度电费。计算公式为：

$$R_{\text{省间}} = R_{\text{省间中长期}} + R_{\text{省间现货}} + R_{\text{应急调度}}$$

省间中长期、省间现货、应急调度电费结算方法按照省间交易相关规则开展。

第 4.1.7 条【中长期合约结算】中长期合约电费计算公式为：

$$R_{\text{中长期}} = \sum Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期合约},t} + P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t})$$

其中：

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段中长期合约分时电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段中长期合约价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为所在节点 t 时段日前分时节点电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点日前节点电价。

第 4.1.8 条【日前市场偏差结算】根据日前市场中标电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场分时节点电价计算日前市场偏差电费。计算公式为：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场 t 时段中标电量。

第 4.1.9 条【实时市场偏差结算】根据省内市场化电量与日前市场中标电量之间的差额,按照实时市场分时节点电价计算实时市场偏差电费。计算公式为:

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{省内},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中:

$P_{\text{实时},t}$ 为所在节点 t 时段实时分时节点电价。

第 4.1.10 条【发电侧调平电费】由于计量倍率、拟合规则等原因,发电企业月度上网电量与日清分合计上网电量间的差额,为月度调平电量,按照实时市场月度加权均价结算。计算公式为:

$$R_{\text{调平}} = Q_{\text{调平}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中:

$Q_{\text{调平}}$ 为月度调平电量;

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

第 4.1.11 条【省间外送衔接】因运行调整、电量(电价)折算、电量分劈、保留小数等原因,发电企业外送交易电量、电费之和与省间结算结果的偏差,按相关机组(厂站)相应外送电量的比例分别进行分享或分摊,由此引起的省内市场化调整电量纳入月度调平电量结算,按照实时市场月度加权均价结算。计算公式为:

$$R_{\text{省内调整}} = -Q_{\text{省间调整}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中:

$Q_{\text{省间调整}}$ 为省间调整电量。

第二节 用户侧结算

第 4.2.1 条【用户侧结算】用户侧（售电公司、批发用户、电网代理购电）电费包括中长期合约电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、辅助服务费用、市场补偿费用分摊返还、市场调节费用及分摊返还、不平衡资金分摊返还。

用户侧电能量电费支出的计算公式为：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{辅助}} + C_{\text{补偿}} \\ + C_{\text{调节}} + C_{\text{不平衡资金}} + C_{\text{调平}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为用户侧电费；

$C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电费；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{辅助}}$ 为用户侧辅助服务费用；

$C_{\text{补偿}}$ 为用户侧市场补偿费用分摊返还；

$C_{\text{调节}}$ 为用户侧中长期合同偏差收益回收等市场调节费用及分摊返还；

$C_{\text{不平衡资金}}$ 为不平衡资金分摊及返还费用；

$C_{\text{调平}}$ 为用户侧调平电费。

第 4.2.2 条【用户侧中长期合约结算】中长期合约电费计算公式为：

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

其中：

$Q_{\text{中长期},t}$ 为用户侧 t 时段中长期合约分时电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为用户侧 t 时段中长期合约价格；

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

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点日前节点电价。

第 4.2.3 条【用户侧日前市场偏差结算】用户侧日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额,以日前市场统一结算点电价计算日前市场偏差电费。计算公式为:

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

其中:

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧日前市场 t 时段的出清电量。

第 4.2.4 条【用户侧实时市场偏差结算】用户侧根据用户实际分时用电量与日前市场出清分时电量之间的差额,以实时市场统一结算点电价计算偏差电费。计算公式为:

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

其中:

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧 t 时段实际分时用电量;

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

第 4.2.5 条【用户侧调平电费】由于计量倍率、拟合规则等原因,用户侧主体月度电量与日清分电量合计值之间的差额电量,计为月度调平电量,按照实时市场月度加权均价结算。计算公式为:

$$C_{\text{调平}} = Q_{\text{调平}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中:

$Q_{\text{调平}}$ 为月度调平电量;

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

第五章 零售市场结算

第一节 基本规定

第 5.1.1 条【零售套餐制定】电力交易机构负责零售套餐的发布、终止和取消的管理工作，负责设定各零售套餐价格参数限值。

第 5.1.2 条【零售套餐签订】售电公司与零售用户通过电力交易平台（含“e-交易”，下同）签订电力市场化零售合同，用以明确双方权利义务及交易电量电价等信息，双方电子签章后自动生效。

第 5.1.3 条【零售结算结果发布】电力交易机构依据电网企业推送电量数据，结合零售套餐内容，完成月度零售结算后，向电力用户（售电公司）发布结算依据，并将月度零售结算结果推送至电网企业。

第二节 零售结算原则

第 5.2.1 条【零售用户结算】电力交易机构依据双方在电力交易平台签订的市场化零售合同以及实际用电量等数据按月开展零售市场结算。

第 5.2.2 条【售电公司服务费】售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电费总额，与售电公司在批发市场应支付的电费总额，其差额为售电公司服务费。计算公式为：

$$C_{\text{服务费}} = C_{\text{售电}} - C_{\text{批发支出}}$$

其中：

$C_{\text{服务费}}$ 为售电公司服务费；

$C_{\text{售电}}$ 为售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电费总额，按照零售用户结算方式计算；

$C_{\text{批发支出}}$ 为售电公司在批发市场应支付的电费总额，按照用户侧批发市场结算方式计算。

第六章 分布式光伏聚合结算

第 6.1.1 条【管理要求】分布式光伏聚合商与分布式光伏通过电力交易平台签订分布式聚合代理合同，以明确双方权利义务及交易电量电价等信息，双方电子签章后自动生效。电力交易机构负责聚合代理套餐的发布、终止和取消，负责设定各聚合套餐价格参数限值。

第 6.1.2 条【分布式光伏聚合商结算】分布式光伏聚合商批发侧参照发电企业进行结算，被聚合的分布式光伏按照其与聚合商签订的市场化合同进行结算。

第 6.1.3 条【聚合代理服务费】聚合商在批发市场的售电收入，与其聚合分布式光伏市场化电费总额的差值，为聚合商的服务费。

$$C_{\text{聚合代理服务费}} = C_{\text{批发收入}} - C_{\text{购电}}$$

其中：

$C_{\text{聚合代理服务费}}$ 为分布式光伏聚合商的聚合代理服务费；

$C_{\text{批发收入}}$ 为分布式光伏聚合商在批发市场售电收入，按照发电侧批发侧市场结算方式计算。

$C_{\text{购电}}$ 为分布式光伏应获得的电费总额，按照聚合代理套餐计算。

第 6.1.4 条【分布式光伏结算结果发布】电力交易机构依据电网企业推送电量数据，结合聚合代理套餐内容，完成月度分布式光伏结算后，发布分布式光伏聚合交易相关结算依据，并将月度结算结果推送至向电网企业。

第七章 市场运营费用结算

第一节 市场补偿费用

第 7.1.1 条【市场补偿费用】市场补偿费用包括机组启动费用、机组空载费用、特殊机组补偿费用等。

第 7.1.2 条【启动费用】根据机组冷温热态开机计算启动费用，计算公式为：

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

其中：

$R_{启动,i}$ 为机组 i 的总启动费用；

$P_{启动,i}$ 为机组 i 的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本；

$N_{启动,i}$ 为机组 i 的总启停次数。

第 7.1.3 条【空载费用】根据机组运行时间计算空载费用，当发电机组日运行电量电费收入高于其核定成本时，不予以结算，低于核定成本时予以结算。空载费用与机组日运行电量电费总和不得超出核定成本。计算公式为：

$$R_{空载,i} = \sum (C_{空载,i} \times T_{空载,i})$$

其中：

$R_{空载,i}$ 为机组 i 的总空载费用；

$C_{空载,i}$ 为机组 i 的每小时空载成本；

$T_{\text{空载},i}$ 为机组 i 的总空载并网运行时间。

第 7.1.4 条【特殊机组补偿费用】对于因电网运行需求的必开机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力机组等特殊机组，若其运行日当天的总发电收益低于其核定的总发电成本，按照核定的总发电成本对其进行成本补偿，运行日当天的特殊机组补偿费用 $R_{\text{补偿},d}$ 计算公式为：

$$R_{\text{补偿},d} = R_{\text{成本},d} - R_{\text{市场},d}$$

$$R_{\text{成本},d} = \sum (P_{\text{核定},t} \times Q_{\text{省内市场化},t})$$

$$R_{\text{市场},d} = R_{\text{中长期},d} + R_{\text{日前偏差},d} + R_{\text{实时偏差},d}$$

其中：

$R_{\text{成本},d}$ 为机组运行日当天发电成本电费；

$R_{\text{市场},d}$ 为机组运行日当天市场电量电费；

$P_{\text{核定},t}$ 为机组 t 时刻核定的发电成本价；

$Q_{\text{省内市场化},t}$ 为机组 t 时段省内市场化电量；

$R_{\text{中长期},d}$ 为机组运行日当天中长期合约电费；

$R_{\text{日前偏差},d}$ 为机组运行日当天日前市场偏差电费；

$R_{\text{实时偏差},d}$ 为机组运行日当天实时市场偏差电费；

若该值为负，补偿费用归 0。

第二节 市场调节费用

第 7.2.1 条【市场调节费用】市场调节费用包括中长期申报缺额回收费用、中长期合同偏差收益回收费用、用户侧日前申报偏差收益回收费用。发、用两侧均按市场主体进行回收。

第 7.2.2 条【中长期申报缺额回收】中长期缺额申报回收是

指在参与月度或月内旬集中竞价交易中，申报电量与交易标的日持有的年度、多月等合同电量之和，燃煤火电企业低于上网电量扣除电网代理购电合同后电量的 90%、售电公司低于用电量的 90%时，差额部分为中长期申报缺额电量，按照现货日前市场分时均价与中长期合约分时均价差价的 e 倍进行回收。

$$P_{\text{发电中长期缺额回收}} = (P_{\text{日前分时均价, 月/旬}} - P_{\text{中长期分时均价, 月/旬}}) \times e$$

$$P_{\text{用户中长期缺额回收}} = (P_{\text{中长期分时均价, 月/旬}} - P_{\text{日前分时均价, 月/旬}}) \times e$$

其中：

$P_{\text{发电中长期缺额回收}}$ 、 $P_{\text{用户中长期缺额回收}}$ 为发电侧、用户侧度电回收价格，价格为负时置零；

$P_{\text{日前分时均价, 月/旬}}$ 为日前市场月度或旬分时均价；

$P_{\text{中长期分时均价, 月/旬}}$ 为中长期合约月度或旬分时均价。

$e > 1$ ，具体以实施方案为准。

第 7.2.3 条【中长期合同偏差收益回收机制】为鼓励经营主体高比例签订中长期合约，降低经营主体风险，在发用两侧对电能量分时电费大于零的主体分别设置偏差收益回收机制。当主体中长期合约电量高于省内市场化结算电量的一定程度时，启动合同超额获利回收机制；当主体中长期合约电量低于省内市场化结算电量的一定程度时，启动合同差额获利回收机制。市场初期，电网代理购电暂不参与中长期偏差收益回收与分摊。

第 7.2.4 条【用户侧中长期合同偏差收益回收】用户侧主体的中长期合约电量值最低应不小于其市场化结算电量的 $u\%$ ，最高应不超出其市场化结算电量的 $v\%$ ，对允许偏差范围以外的电量部分，以小时为粒度，以月度为周期，按度电回收价格进行收

益回收。计算公式为：

$$P_{\text{用户超额回收}} = (P_{\text{日前分时均价, 月}} - P_{\text{中长期分时均价, 月}}) \times k$$

$$P_{\text{用户差额回收}} = (P_{\text{中长期分时均价, 月}} - P_{\text{日前分时均价, 月}}) \times k$$

其中：

$P_{\text{用户超额回收}}$ 、 $P_{\text{用户差额回收}}$ 为用户侧度电回收价格，价格为负时置零；

$P_{\text{中长期分时均价, 月}}$ 为中长期合约月度分时均价；

$P_{\text{日前分时均价, 月}}$ 为日前市场月度分时均价；

k 为调整系数，具体以实施方案为准。

为促进虚拟电厂发展，提升负荷侧削峰填谷能力，在计算用户侧偏差收益回收时，对负荷类虚拟电厂因响应调节而影响的实际电量，可通过适当方式予以考虑，具体方式另行制定。

第 7.2.5 条【发电侧中长期合同偏差收益回收】发电企业中长期合约电量值最低应不小于其省内市场化电量的 $m\%$ ，最高应不超出其省内市场化电量的 $n\%$ ，对允许偏差范围以外的电量部分，以小时为粒度，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，计算公式为：

$$P_{\text{发电超额回收}} = (P_{\text{中长期分时均价, 月}} - P_{\text{日前分时均价, 月}}) \times k$$

$$P_{\text{发电差额回收}} = (P_{\text{日前分时均价, 月}} - P_{\text{中长期分时均价, 月}}) \times k$$

其中：

$P_{\text{发电差额回收}}$ 、 $P_{\text{发电超额回收}}$ 为发电侧度电回收价格，价格为负时置零；

$P_{\text{中长期分时均价, 月}}$ 为中长期合约月度分时均价；

$P_{\text{日前分时均价, 月}}$ 为日前市场月度分时均价；

k 为调整系数，具体以实施方案为准。

第 7.2.6 条【用户侧日前申报偏差收益回收】对日前申报电量与中长期合约电量不一致的电力用户、售电公司，日前申报电量最低应不小于其实际用电量的 $r\%$ ，最高应不超出其实际用电量的 $w\%$ 。对允许偏差范围以外的电量部分，以小时为粒度按日进行收益回收。具体计算公式如下：

当 $Q_{i\text{申报}} > Q_{i\text{实际}} \times w\%$ 且 $P_{\text{实时统一}, t} > P_{\text{日前统一}, t}$ 时，回收费用为：

$$R_{\text{回收}} = (Q_{i\text{申报}} - Q_{i\text{实际}} \times w\%) \times (P_{\text{实时统一}, t} - P_{\text{日前统一}, t}) \times h$$

当 $Q_{i\text{申报}} < Q_{i\text{实际}} \times r\%$ 且 $P_{\text{实时统一}, t} < P_{\text{日前统一}, t}$ 时，回收费用为：

$$R_{\text{回收}} = (Q_{i\text{实际}} \times r\% - Q_{i\text{申报}}) \times (P_{\text{日前统一}, t} - P_{\text{实时统一}, t}) \times h$$

其中：

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

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

h 为调整系数，具体以实施方案为准。

第三节 市场不平衡资金

第 7.3.1 条【市场不平衡资金】市场不平衡资金包括发用两侧差额资金、退补联动电费等。

第 7.3.2 条【发用两侧差额资金】发用两侧差额资金为发用两侧省内市场化电量结算费用不一致导致的差额资金。

$$R_{\text{发用偏差}} = R_{\text{用户侧市场化}} - R_{\text{发电侧市场化}}$$

其中：

$R_{\text{发用偏差}}$ 为当月全市场发用电结算差额资金；

$R_{\text{用户侧市场化}}$ 为当月用户侧市场化结算电费；

$R_{\text{发电侧市场化}}$ 为当月发电侧市场化结算电费。

第 7.3.3 条【退补联动电费】因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，纳入市场不平衡资金。

第 7.3.4 条【四舍五入差额】在结算过程中，因四舍五入导致的差额电费纳入不平衡资金。

第四节 市场运营费用分配原则

第 7.4.1 条 对于各类运营费用，按照“谁受益、谁承担”的原则，在相关主体间分摊或返还，具体分配原则如下：

（一）机组启动费用、空载费用、特殊机组补偿费用由用户侧经营主体（售电公司、批发用户、电网代理购电）按当月结算电量比例分摊。

（二）中长期申报缺额回收费用、用户侧日前申报偏差收益回收费用以月度为周期，按照发电企业、电力用户（售电公司）各 50%，根据当月省内市场化电量比例进行返还。

（三）中长期合同偏差收益回收费用，分别以月度为周期按参与返还的省内市场化电量比例向对侧返还，其中：

（1）当 $P_{\text{中长期分时均价,月}}$ 低于 $P_{\text{日前分时均价,月}}$ 时，电力用户（售电公司）扣除不执行峰谷电价的电量后，中长期合约电量低于其省内市场化电量的时点，参与发电侧中长期差额收益回收返还；发电企业中长期合约电量高于其省内市场化电量的时点，参与用电侧中长期超额收益回收返还。

（2）当 $P_{\text{中长期分时均价,月}}$ 高于 $P_{\text{日前分时均价,月}}$ 时，电力用户（售电公司）扣除不执行峰谷电价的电量后，中长期合约电量高于其省内

市场化电量的时点，参与发电侧中长期超额收益回收返还；发电企业中长期合约电量低于其省内市场化电量的时点，参与用电侧中长期差额收益回收返还。

（四）市场化不平衡资金在发用两侧按照当月省内市场化电量比例分摊。

（五）分摊（返还）后剩余的四舍五入差额，由分摊（返还）数额最大的经营主体承担。

第八章 辅助服务结算

第一节 调频辅助服务结算

第 8.1.1 条【调频市场结算费用组成】调频市场结算相关费用分为调频辅助服务补偿费用、分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式结算。

第 8.1.2 条【调频辅助服务补偿费用】调频辅助服务补偿费用为调频里程补偿费用，计算详见《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》。

第 8.1.3 条【费用分摊】调频辅助服务补偿费用按照“谁受益、谁承担”原则，在省调直接调度的入市火电、燃气机组、风电、集中式光伏电站（不含扶贫）、新型经营主体等发电主体之间按照其月度结算电量比例进行分摊。

第*i*个发电主体的调频服务费用分摊计算公式为：

$$R_{\text{分摊}}^i = R_{\text{调频总费用}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{调频总费用}}$ 为调频市场月度调频服务补偿总费用。 F_i 为第

i 个发电主体月度结算电量。 N 为当月上网发电主体的总数。

第二节 “两个细则”及其他辅助服务结算

第 8.2.1 条【“两个细则”费用】“两个细则”相关费用计算，按照河北南网“两个细则”考核补偿相关管理流程开展，纳入相关经营主体月度结算。

第 8.2.2 条 新能源电站预测偏差考核费用，按照河北南网“两个细则”相关原则分摊。

第 8.2.3 条【其他辅助服务结算】华北电力调峰辅助服务市场费用，按照《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》计算相关费用，纳入相关经营主体月度结算。

第三节 辅助服务电费结算

第 8.3.1 条【辅助服务市场电费结算】对于调频辅助服务、“两个细则”等辅助服务电费，由电力调度机构、电网企业将开展结算所需的信息发送至电力交易机构，由电力交易机构进行辅助服务结算计算，辅助服务结算结果纳入各经营主体结算依据。初期，对于调频市场、“两个细则”等辅助服务电费，暂由电力调度机构计算，发至电力交易机构开展结算。条件具备时，由电力交易机构计算并出具电力辅助服务结算依据。

第九章 结算流程

第一节 数据准备

第 9.1.1 条【中长期市场数据】中长期交易电量在日前市场开市前完成分解，具体包括：年度、多月、月度、旬等中长期交

易价格和分时电量，分时电量以 1 小时为时间间隔。

第 9.1.2 条【日前现货市场交易数据】电力调度机构于运行日前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，于 D-1 日 17:30 前将发电侧所有节点日前市场出清电量、出清价格，用户侧日前市场的出清电量、出清价格，日前机组组合安排，必开、供热等特殊机组标签，空载价格等数据发送电力交易机构。

第 9.1.3 条【省间交易数据】电力调度机构于运行日后 1 日（D+1 日）17:30 前，将省间现货、应急调度 D 日执行情况等信息提供给电力交易机构，包括参与省间现货、应急调度机组（厂站）D 日的执行电力等。

第 9.1.4 条【实时现货市场交易数据】电力调度机构于运行日（D 日）完成实时市场出清，于 D+1 日 17:30 前将发电侧所有节点实时市场出清电量、出清价格，用户侧实时市场的出清电量、出清价格，必开机组等特殊机组相关信息；启停机组及次数；机组运行状态，辅助服务数据等发送电力交易机构。

第 9.1.5 条【现货市场价格】电力交易平台在获取运行日（D 日）的日前市场及实时市场出清数据后，形成日前市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。

第 9.1.6 条【数据推送】运行日后第 3 天（D+3 日）12:00 前，电网企业按照交易结算粒度要求，分别将发电企业、市场化用户、独立储能企业等经营主体，将运行日（D 日）的分时电量数据推送至电力交易机构。

第 9.1.7 条【电量数据拟合】分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场结算，拟合办法详见附件。

第二节 日清算

第 9.2.1 条【日清分临时结算结果】运行日后第 7 天（D+7 日，如遇节假日顺延，下同），电力交易机构计算经营主体运行日（D 日）的结算电费，发布日清分临时结算结果。具体包括：各经营主体当日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费，以及辅助服务结算结果等信息。经营主体在日清分临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行查询确认，如有异议，在运行日后第 8 天（D+8 日）17:30 前反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

第 9.2.2 条【日清分临时结算结果调整】月度结算开展前，交易中心根据当月计量数据、出清数据调整情况，结合各方反馈意见，对当月需调整的日清分临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

第三节 月结算

第 9.3.1 条【月度临时结算结果】每月 3 日前电网企业完成发电企业、市场化用户、代理购电全月电量推送。电力交易机构每月第 10 个工作日 17:30 前，根据上月日清分（月清算）结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算临时结算结果，并发布给经营主体查询确认。具体包括：各经营主体当月结算电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还费用等费用明细。

第 9.3.2 条【月度结算结果核对】经营主体在月结算临时结算结果发布后次工作日 17:30 前，对结算数据进行确认或反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

第 9.3.3 条【月度结算依据发布】临时结算结果发布后，电力交易机构于第 2 个工作日内出具上月月度结算依据。

第 9.3.4 条【月度电费收支】经营主体根据交易机构出具的结算依据，按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支，经营主体应及时足额结算电费。若经营主体未全额或未支付月度电费，由电网企业将欠费信息反馈给电力交易机构，电力交易机构将欠费的经营主体纳入市场信用管理。

第 9.3.5 条【批发用户电费预结算】为满足月度电费发行要求，电网企业可在月初对市场化用户按照月度中长期合同均价进行预结算并收费。交易机构发布正式结算依据后，由电网企业计算正式结算结果与预结算结果之间的差额电费，并在次月对其进行追补。

第十章 退补管理

第 10.1.1 条【政策性退补】由于市场交易规则、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退补结算

第 10.1.2 条【结算退补】由于历史发用电量计量差错、经营主体未及时开展结算等原因需要进行退补的，交易机构进行退补结算时应遵循如下原则：

（一）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，重新计算有关经营主体的结算结果后纳入当月结算依据。

（二）对于电力交易机构月度结算依据发布后发现的历史月份差错退补事项，按经营主体调整月同类型经营主体实时市场

月度加权均价进行退补结算,差错退补结算结果纳入调整月份结算依据。引起的历史月份电能量电费、中长期偏差回收及分摊等费用变动,均纳入调整月不平衡资金管理,原则上不联动影响历史月份其他结算依据。

(三)由于历史发用电量计量差错、技术支持系统异常等原因需要进行退补结算的,电网企业应将修正电量推送至交易机构;电网企业根据交易机构推送的退补结算数据,进行相应电费退补。

(四)差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过12个月。

第10.1.3条【历史月份省间电量电费退补】当北京电力交易中心对历史月份的省间现货或应急调度外送电量(电费)进行追退补时,追退补电量(电费)按照历史月份参与机组(厂站)外送电量比例进行分劈,纳入当月结算,原则上不联动历史月份结算结果。

第10.1.4条【调整清算】经营主体因政策性因素、不可抗力等原因影响费用的,可向政府主管部门提出申请,电力交易机构按照政府主管部门认定结果组织清算。

第十一章 其他结算事项

第一节 市场中止与管制

第11.1.1条【市场中止和管制】市场中止和价格管制时段时,市场运营机构按照规则或向政府主管部门和能源监管机构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，有明确责任主体的，由责任主体承担，无法确定责任主体的，纳入电力市场本月或后续若干月的不平衡资金，由经营主体共同承担。

第二节 退出结算

第 11.2.1 条【退出结算】经营主体退出市场后，其结算方式如下：

（一）售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。

（二）已参加市场交易的电力用户申请或强制退出的，次月起改为电网企业代理购电，其价格按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

（三）售电公司申请或被强制退出的，其签约的用户可选择其他售电公司参与交易。用户未选择其他售电公司参与交易前，视为批发用户，按照相关规则开展结算。

（四）被强制退出市场的经营主体，应缴清市场化费用及欠费；售电公司及由售电公司代理参与交易的电力用户须解除零售合同；被强制退出市场的经营主体，应按国家规定妥善处理上述工作并支付电力市场结算相关费用。

第三节 其他事项结算

第 11.3.1 条【电力用户用电业务变更结算】电力用户用电业务变更结算按以下原则执行：

（一）零售用户用电业务变更前，应告知其代理售电公司具体变更业务情况。

（二）所有市场化电力用户，通过过户、并户、分户、更名、

改类（同时更名）等方式，将部分或全部营销户号转给电网企业代理购电用户的，该电网企业代理购电用户须转为市场化电力用户，并按要求在电力交易平台完成注册。在规定时限内未办理市场注册手续的，用电业务办结当月及次月执行电网代购价格，第三个月起，其全部用电量执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。

（三）市场化电力用户之间办理用电过户、并户、分户，原则上于次月 1 日 0:00 生效。其中市场化电力用户发生分户的，分户流程次月 1 日 0:00 生效，分户前按原户进行电费结算，分户后新增的用电户号按新增直接参与市场交易主体或已直接参与市场交易主体新增用电户号办理。

（四）市场化电力用户发生销户的，原则上按照实际市场化电量结算，用户需在次月按照市场化电费清算结果结清相关费用后完成销户流程。

（五）市场化电力用户发生用电类别变化的，按照变更前后对应用电类别在月度结算时进行分段结算。若用户变更为居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电，则变更后按相应类别目录电价结算，同时用户根据相关流程申请办理退市。

第十二章 附则

第 12.1.1 条本细则由河北省发展和改革委员会负责解释。

第 12.1.2 条本细则自印发之日起实施，结合实际情形变化进行修订。

附件 1 重要数据定义及口径

1. 【发电侧中标电量】发电侧出清数据需折算至上网侧，形成发电侧中标电量。

2. 【日前市场中标电量】发电企业的前日市场中标电量等于日前市场出清电量扣除掉厂用电量折算到上网侧后，乘以入市比例；用户侧的前日市场中标电量等于用户侧的前日出清电量。

3. 【实时市场中标电量】发电企业的实时市场中标电量等于实时市场出清电量扣除掉厂用电量折算到上网侧后，乘以入市比例。

4. 【市场均价计算】统一结算点电价、实时市场月度加权均价等市场均价计算时，加权平均的对应电量为发电侧中标电量。

5. 【省间电量】省间结算电量是指省间外送电量，包括省间中长期外送、省间现货、应急调度。

6. 【非市场化电量】发电企业上网电量中，不参与市场化的电量。

7. 【市场化电量】发电企业上网电量中，参与省间和省内市场化交易和结算的电量为市场化电量。市场化用户全部用电量为市场化电量。

8. 【代理购电日前中标电量】代理购电日前中标电量等于发电企业日前中标总电量减去市场化用户日前中标总电量。

9. 【代理购电实际分时电量】代理购电实际分时电量

等于发电侧分时市场化总电量减市场化用户实际分时总电量。

10. 【中长期合约月度分时均价】在某一时刻内，所有发电侧中长期合约按该时段合约电量进行加权计算的电价。

11. 【中长期合约月度加权均价】中长期合约月度分时均价按各时段发电侧合约总量进行加权计算值。

12. 【日前市场月度分时均价】在某一时刻内，日前市场当月内所有发电侧节点电价按该时段发电侧日前中标电量进行加权计算值。

13. 【日前市场月度加权均价】日前市场月度分时均价按各时段发电侧日前中标总量进行加权计算值。

14. 【实时市场月度分时均价】在某一时刻内，实时市场当月内所有发电侧节点电价按该时段发电侧实时中标电量进行加权计算值。

15. 【实时市场月度加权均价】实时市场月度分时均价按各时段发电侧实时中标总量进行加权计算值。

16. 【现货市场结算信息时标】现货市场结算信息时标统一使用对应时段的结束时刻作为该时段的标签，例如 00:00-01:00 时段以 01:00 表示。

附件 2 电量数据拟合办法

对于没有用电情况的用户，用户应在运行日（D 日）前至少 1 天，对运行日用电情况进行备案，备案完成的用户不进行数据拟合。

对于参与市场交易的用户，截至 D+2 天 12:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

（一）当计量点连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，取该计量点表计缺点区间内前后时间点的区间电量算术平均值做为电量拟合值。

（二）当连续时间点内缺点数大于 2 个小时时，取该计量点表计同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂时分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日（节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类）；每天内的时间区段定义为（0:00-23:00），即 1 号 24:00 点数据为定义为 2 号数据，具体拟合规则如下：

1.如果缺点时间段区间在工作日内，从本周往前推四周，按这四周工作日数据的平均值拟合处理。即 2019 年 3 月 12 日（星期二）1:00-2:00 缺数，以 2019 年 2 月 11 日至 2019 年 3 月 10 日之间的每个工作日 1:00-2:00 数据的平均值进行拟合。

2.如果缺点时间段区间在双休日内，从本周往前推四周，按这四周双休日数据的平均值拟合处理。如：2019 年 7 月

27 日(周六)2:00-3:00 缺数,则用 2019 年 6 月 24 日至 2019 年 7 月 21 日之间每个周六、日 2:00-3:00 数据的平均值进行拟合。

3.如果缺点时间段区间在法定节假日内,按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中:节假日分为小长假(元旦、五一、清明等)和大长假(春节、国庆)两类,小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理,大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

如:2019 年 2 月 6 日(春节)2:00-3:00 缺数,则用 2018 年 2 月春节 7 天的平均值数据 2:00-3:00 拟合处理。如:2018 年 6 月 17 日(端午)2:00-3:00 缺数,则取 2018 年元旦、清明、五一假期数据的平均值 2:00-3:00 数据拟合处理。

4.缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内,则先将该区间段分别工作日/双休日和法定节假日分开,再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

5.取同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合时,如果之前的数据本身就是通过同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合的,则丢弃不取,只取实际采集成功的数据。

6.若某一天不存在起码(0 点)或止码(次日 0 点),则先取对应日期的日冻结电能示值进行修复,起码或止码修复成功之后再通过同比同属性日期的电量/表码数据进行近

似拟合。

（三）当计量点停运或示值曲线采集异常超过3天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

（四）自然灾害（地震等）、用户自停等由于无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，按照以上规则照常以工作日、双休日、节假日进行拟合。

（五）采用拟合电量数据进行结算，如跨越结算期重新获得电表实际表码，且当日拟合总电量偏差超过实际电量-10%或+10%时，则按照电量追补原则进行处理。

（六）全部以正向有功总数据项进行缺数判断。

（七）使用历史电量数据进行拟合的最大追溯时限为两年，仍未能拟合成功的，则放弃拟合，按空处理。

（八）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量清分计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。