

## 附件

# 新疆电力现货市场调电试运行工作方案

根据《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）要求，加快推进新疆电力现货市场建设，稳妥有序开展现货市场调电试运行各项工作，特制定本工作方案。

## 一、工作目标

（一）全面贯彻落实国家电力体制改革要求，推进新疆电力现货市场建设。

（二）检验现货市场交易规则的适应性、合理性和有效性。

（三）检验现货市场技术支持系统运行的稳定性、可靠性，检验技术支持系统、电力交易平台等系统相关功能的实用性。

（四）验证现货市场申报、出清、计量、结算、信息披露等全业务流程的合理性，理顺市场成员的各项业务流程，对关键流程进行记录备案。

（五）加强经营主体对现货市场建设相关工作的参与度，增强经营主体对现货市场规则的理解掌握程度。

（六）基于市场运营与电力运行情况开展分析，研判与防范市场全流程运行风险，初步开展结算分析，测算对市场成员

的影响，为启动结算试运行积累经验。

## **二、工作准备**

启动调电试运行，应做好以下准备：

（一）电力现货技术支持系统能够按照规则出清并进行生产调度，经营主体能够执行出清结果。

（二）市场边界数据传输正确、核对无误；

（三）电网安全稳定约束遵照实际系统运行方式设置、校核准确；

（四）经营主体熟悉新疆电力现货市场组织流程，掌握新疆电力市场交易平台现货市场功能操作方法。

（五）市场应急处置预案完备并经过演练。

## **三、工作安排**

### **（一）试运行时间**

本次调电试运行时间 2024 年 11 月 4 日至 2024 年 11 月 10 日（即 2024 年 11 月 3 日组织 11 月 4 日的日前现货市场交易，以此类推）。

### **（二）交易品种**

本次调电试运行，市场运营机构依据工作方案开展现货市场的日前市场、实时市场以及调频辅助服务市场交易，按需开展发电侧调峰、新型储能调峰、用户侧调峰以及备用辅助服务市场交易。交易结果实际执行，不进行结算。

## **四、工作方案**

## **(一) 参与范围与方式**

### **1. 电力现货市场**

**发电侧经营主体：**公用火电企业（新疆省调及以上电力调度机构调管，含隶属兵团的公用火电企业、上级调度机构直调的非直流配套火电企业）、新能源企业（新疆省调调管）以“报量报价”方式参与现货市场，自备电厂、全额保量保价电源（含光热、扶贫、分布式、示范类、试验类、5万千瓦以下小水电）、综合利用项目（含余热余气余压发电、燃气发电等）、生物质发电、水电、地调火电等根据现货市场建设情况逐步参与，直流配套火电、新能源项目暂不参与疆内现货市场。新增发电经营主体在取得发电业务许可证、完成交易平台注册后，方可准入现货市场。

**用电侧经营主体：**符合准入条件的售电公司、批发用户、代理购电用户以“报量不报价”方式参与现货市场。经营主体中10千伏以下用户以及兵团、增量配电网等区域用户根据现货市场建设情况逐步参与现货市场。

**新型独立储能：**符合准入条件的独立储能自主申报充、放电曲线作为价格接受者参与现货市场。

### **2. 电力辅助服务市场**

新疆省级及以上调度机构直接调管的，参与新疆区域内电力电量平衡的发电企业（包括单机容量100MW及以上的火电机组、风电、光伏等）、以及满足电网接入技术规范的新型储能。

水电机组以及直流配套电源（火电、新能源）根据辅助服务市场建设情况逐步参与。用电侧经营主体为市场化电力用户和负荷聚合商等。

**发电侧调峰辅助服务市场：**发电侧有偿调峰服务为实时深度调峰交易和启停调峰交易，按照日前组织、日内调整的方式开展，发电侧调峰市场交易申报、组织、出清、结算按照《新疆电力辅助服务市场运营规则》（新监能市场〔2020〕17号）执行，若新版辅助服务市场规则发布，按最新规则执行。

**新型储能调峰辅助服务市场：**独立储能（含共享储能）、新能源配建储能设施储存电力、释放电力的调峰交易，采用日前组织、日内调整的方式开展。电力调度机构按照电网调峰需求根据储能报价由低到高依次调用储能充电参与调峰辅助服务市场交易。储能充电申报价格不超过新疆平价新能源项目目标电价。

**用户侧调峰服务市场：**用户侧有偿调峰服务市场是指具有调节能力的电力用户在正常基准用电基础上增加负荷，为新能源提升消纳空间的交易；或在正常基准用电基础上减少负荷，保障供需平衡。参与用户侧调峰辅助服务市场的电力用户调峰能力应不得低于1万千瓦、调峰时长不得低于1小时。采用日前组织、日内调整的方式开展。用户侧申报价格不超过新疆平价新能源项目目标电价。

**调频辅助服务市场：**参与调频辅助服务市场的经营主体按

新疆电网并网管理有关规程规定装设 AGC 装置，且 AGC 装置性能指标满足调度运行管理规定有关要求，方可参与调频辅助服务市场交易。调频辅助服务市场以 1 小时为交易周期，采用日前申报预出清，日内滚动出清、实时调用的方式开展。

**备用辅助服务市场：**备用辅助服务是指并网主体在规定时间内可提供调用的有功正备用，备用辅助服务提供方主要是公用火电和独立储能设施（含抽蓄）。采取日前申报预出清、日内按需调用的方式组织实施，申报/出清价格不超过月度中长期交易市场价格上限。

## （二）市场交易组织

### 1. 日前市场组织流程（D 日为运行日，下同）

竞价日前一日（D—2 日）18:00 前，电力调度机构向经营主体发布运行日（D）交易的边界条件信息，主要包括：统调负荷预测曲线、新能源预测出力、疆内非市场机组出力计划曲线、外送电力计划曲线、发电机组检修总容量、输变电设备检修计划、电网关键断面约束情况、必开必停机组等信息。

竞价日（D—1）8:30 前，不参与现货市场的新能源场站申报运行日（D）发电出力预测曲线，水电机组、自备电厂等非现货市场机组申报运行日（D）发电出力计划曲线，若不按时申报，发电出力计划延用前一日实际值。

D—1 日 8:45 前，经营主体进行日前现货市场和辅助服务市场量价申报。

### **发电侧经营主体具体申报要求:**

(1) 电能量报价，单位为元/兆瓦时。可最多申报 10 段，电力的最小单位是 1 兆瓦，申报电价的最小单位是 1 元/兆瓦时，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。最小技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小技术出力，最后一段出力区间终点为机组的最大技术出力。随着出力增加，报价曲线必须单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组最大技术出力与最小技术出力之差的 10%。每段报价均不可超过申报价格的限值，其中申报价格上/下限为 40~650 元/兆瓦时，出清价格上/下限为 40~750 元/兆瓦时。发电机组在同一运行日仅允许申报同一条电能量报价曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量报价曲线进行出清计算。

(2) 运行日的出力上下限，单位为兆瓦。当申报出力上限与最大技术出力不相等时，系统自动取小进行出清，当申报出力下限与最小技术出力不相等时，系统自动取大进行出清。火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报运行日 96 点最大、最小发电能力。参与现货市场的新能源场站申报运行日的 96 点发电出力预测曲线。

(3) 机组启停出力曲线，机组启动或停机过程的出力曲线，时间间隔为 15 分钟；由发电企业在日前现货市场进行申报并确认，若未填报则读取该机组典型开机/停机曲线。

(4) 机组调试计划曲线，发电企业在竞价日申报机组调试计划曲线，经电力调度机构审核批准并确认后作为机组运行日的调试计划曲线。在运机组、准入现货市场的新投机组在调试期间作为现货市场价格接受者。未准入现货市场的新投机组的调试计划曲线作为现货市场出清边界条件。新能源的调试计划曲线按照《新疆电网新能源场站及配建储能并网服务工作指南》执行。

(5) 若发电机组未按时在日前现货市场中进行申报，则采用默认报价参数进行计算出清。

(6) 储能参与调峰市场申报：独立储能参与新能源消纳调峰根据自身容量情况与充放电计划基准值申报次日最大充放电功率、可调用时段（调用持续时长不低于 1 小时）和交易价格，采用单段报价，申报上限为新疆平价新能源项目的上网电价。新能源配建储能和有剩余充电能力的独立储能因电力保供和电力系统安全原因参与电网调峰时，分别根据消纳自身新能源电量和参与独立储能有偿调峰交易后的剩余充电能力，申报次日最大剩余充放电功率、可调用时段（调用持续时长不低于 1 小时），对充电电量按照新疆平价新能源项目的上网电价补偿。

(7) 调频辅助服务市场申报：调频辅助服务提供方申报调频里程价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦，申报价格范围暂定为 0~15 元/兆瓦；申报调频容量的最小单位是 1 兆瓦，火电申报调频容量范围为 AGC 单元额定容量的 10%~20%。

(8) 备用辅助服务市场申报：备用辅助服务提供方按照 00:15—08:00、08:15—11:00、11:15—17:00、17:15—19:00、19:15—24:00 五个时段，通过辅助服务交易平台分段申报次日机组旋转备用容量及价格。其中，旋转备用容量应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

#### **用电侧经营主体具体申报要求：**

(1) 售电公司申报其代理的零售用户运行日的 96 点用电需求曲线（含线损电量），即运行日每 15 分钟的平均用电负荷；批发用户申报其运行日的 96 点用电需求曲线（含线损电量），即运行日每 15 分钟的平均用电负荷。

(2) 售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电能市场结算依据，不作为日前电能市场出清的边界条件，用户侧日前缺省申报，以其运行日所持有的中长期合约分时电量为日前申报数据。

(3) 用户侧参与调峰市场申报：电力用户申报次日 96 点基准用电曲线、96 点调峰响应曲线、参与调峰的最小时长（分钟）、维持生产的最低出清下限、负荷爬坡速率（兆瓦/分钟）、调峰负荷（兆瓦）及特殊要求等信息。只能申报一组交易价格，申报调节能力不超过最大需量，申报上限不超过新疆平价新能源项目的上网电价。

D—1 日 10:00 前，电力调度机构在运行日（D）机组开机方式的基础上，组织调频辅助服务市场预出清，修改对应机组

的出力上、下限。

D—1 日 11:00 前，电力调度机构根据外送计划、负荷预测、机组量价信息，并以非现货市场机组的运行日（D）发电计划曲线为边界，完成日前现货市场预出清并发布预出清结果、疆内电力平衡裕度和新能源富余程度。

D—1 日 11:30 前，经营主体完成省间电力现货市场交易分时“电力-价格”曲线申报。

D—1 日 11:45 前，电力调度机构对经营主体省间电力现货市场申报数据进行合理性校验，并将校验结果上报至上级调度机构，具体流程按照《省间电力现货交易规则》执行。

D—1 日 12:30 前，根据省间电力现货市场出清结果，经安全校核后，将省间日前现货交易结果下发至经营主体。

D—1 日 14:30 前，电力调度机构依据疆内电力平衡情况和省间现货市场出清结果，视情况参与跨区应急调度交易。

D—1 日 15:30 前，依据疆内电力平衡、省间现货市场交易出清结果和跨区应急调度交易结果，按照西北区域省间交易的相关规则组织区域内省间交易。

D—1 日 18:00 前，以最新省间交易结果为边界条件进行日前现货市场正式出清，并向经营主体发布日前现货市场出清结果。

D—1 日 18:00 后，若出现以下情况时：因天气条件等变化导致次日负荷预测偏差超过 10%；联络线计划因电网故障等原

因，导致联络线计划调整偏差超过 10%；关键输变电设备因故障、临时检修或计划检修延期等原因，导致线路传输能力或系统备用偏差超过 10%；由于机组因自身原因发生临时跳闸、直流闭锁等事故，故障机组出力之和大于中标机组总出力的 10%。电力调度机构可根据最新边界条件，基于发电企业的日前现货市场报价，采用日前现货市场出清程序，对运行日（D）的机组启停计划、机组分时出力计划进行调整，并将调整后的发电计划下发至各发电企业，作为日前预调度的依据，以保证电力平衡及电网运行安全，同时向相关市场成员发布相关信息。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

## **2. 实时市场组织流程**

运行日（D）T—180 分钟（交易时段起始时刻为 T，下同），向经营主体发布实时市场 T 时刻的边界条件信息。

D 日 T—150 分钟，非现货经营主体申报运行日发电出力预测，若不申报沿用日前市场申报。参与现货市场的新能源企业、火电企业沿用日前市场申报信息。

D 日 T—120~T—110 分钟，经营主体完成省间日内现货市场时段内的“电力-价格”申报。

D 日 T—90 分钟，完成疆内经营主体省间现货申报数据合校核，并将校核结果提交至省间电力现货交易平台。

D 日 T—60 分钟，依据日内省间现货交易出清结果和疆内电力平衡情况，完成西北区域省间交易申报。

D 日 T—30 分钟，上级调度机构下发最新省间联络线计划。

D 日 T—25~T—15 分钟，基于最新的边界条件和经营主体申报信息，组织实时现货市场出清。

D 日 T—15 分钟，电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清结果向经营主体发布，经营主体以此为实时发电计划并跟踪执行。若出现数据传输故障，无法接收实时调度指令时，以日前现货市场出清曲线作为实时调度出力曲线。

### **（三）计量管理**

新疆电力现货市场试运行期间，计量管理具体要求参照《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）执行。

电网企业应建立统一、规范的电能计量采集管理信息系统，负责本供电营业区内所有用于交易结算的电能计量装置电量数据的采集，所有电量数据需齐全、完整，在数据采集后的第 3 日（D+3 日）12:00 前一次性传输至电力交易机构。每月 1 日 24:00 前推送发电企业月度电量数据至电力交易机构，2 日 16:00 前推送电力用户月度电量数据至电力交易机构。

电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求，其中发电企业、专线大用户应配置满足底码 4 位小数存储、传输等功能的电能表；发电企业、专线大用户需同步完成所辖范围内电能量采集终端新

规约的升级，满足底码 4 位小数传输、曲线采集上传等功能。

市场结算用的底码数据原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集，当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全，并对拟合数据作出明确标示(拟合规则详见附件 1)，确保数据齐全、完整；当由于计量装置故障等问题导致计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量进行差错退补。

在账单核对修正期内重新获得电能表实际电量数据的，应用实际电量数据替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际电量数据的，按照电费追退补管理规则执行。数据拟合规则发生变更或调整时需经自治区电力主管部门确认后执行。

#### **(四) 市场结算**

##### **1. 现货市场结算方式**

新疆电力现货市场试运行期间，采用“日清月结”结算模式，以小时为基本计算时段，以日为电费计算周期，出具日清算临时结算结果，以月度为周期开展电费正式结算，发布正式结算依据。当存在有扣减关联关系的发电企业或者电力用户，因互感器综合倍率不一致，造成扣减后的电量产生负值，按负电量进行结算。未参与现货市场的经营主体按照中长期交易结

算，参与现货市场的经营主体采用中长期与现货结算衔接模式，现货结算日按照双偏差方式结算。符合准入条件的独立储能企业在充电时参照批发用户、放电时参照新能源企业进行结算。

当月非现货期间偏差电量计算按照以下方式：

用电侧（含电网企业代理购电）现货期间中长期与现货分别结算，且在计算中长期偏差范围时不含现货运行期间中长期合同电量。即自身原因超用、少用电量=全月用电量+线损电量-各类成分电量（不含现货运行期间中长期合同电量）-现货运行期间用电量（10千伏及以上）-现货运行期间线损电量（10千伏及以上）。

发电侧外送电量不具备日清分条件：全月结算时，省内现货作为一个成分进行结算，其余计算方式与目前保持一致，即自身原因超发少发电量=全月上网电量-各类成分电量-调度认定上下调电量-省内日前结算电量-省内实时结算电量。外送电量实现日清分后：按照用电侧结算方式开展结算工作。

### **（1）结算模式**

参与现货的经营主体电能量电费采用双偏差结算模式：

中长期市场根据合同约定价格对中长期合约电量做全电量结算。日前市场根据日前市场出清电量（用电侧按日前申报电量计算）与中长期合约电量（含保障性发电计划合约电量）的差值做偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格。实时市场根据实际上网电量或实际用电侧结算电量（10千伏及以上用户实

际用电量加线损电量)与日前市场出清电量的差值做偏差结算,其中线损电量计算方式与中长期结算保持一致,偏差结算价格为实时市场价格。每日售电公司实际用电侧结算电量按照当日0点前与其存在合同(或套餐)关系的零售用户实际用电侧结算电量(10千伏及以上用户实际用电量加线损电量)汇总形成。

D-2日批发用户、售电公司、电网企业应按照自身用电量或代理电量情况申报10千伏及以上中长期合约电量比例(应为百分数保留两位小数),该比例乘以中长期合约电量(四舍五入保留三位小数)用于现货运行期间中长期合约结算,剩余为10千伏以下中长期合约电量,纳入月度中长期结算。若未申报比例,按照100%执行。明确申报比例应为百分数保留两位小数,该比例乘以中长期合约电量,四舍五入保留三位小数,价格按照中长期合约价格执行。

## (2) 结算电价

日前、实时市场出清分别形成每15分钟的节点电价,每小时内4个15分钟的节点电价的算术平均值,计为该节点每小时的平均节点电价。日前、实时市场,发电机组均以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

如产生1个调度单元对应多个结算单元,按照结算单元每小时上网电量比例拆分调度单元出清电量。如产生多个调度单元对应1个结算单元,电量按照结算单元进行加和,电价按照加权平均值计算,如多个调度单元出清电量均为0值,电价按

照算数平均值计算。

售电公司和批发用户等用户侧的日前现货出清价格按照发电侧日前市场出清上网电量和日前市场每小时节点电价进行所有节点加权平均。实时现货出清价格按照发电侧实时市场出清上网电量和实时市场每小时节点电价进行所有节点加权平均。

全月现货结算试运行时，发电企业月度上网电量与按时段合计上网电量之差为发电企业调平电量，用户侧月度实际结算用电量与按时段合计结算用电量之差为用户侧调平电量，均按照发电侧实时市场出清上网电量和实时市场每小时节点电价按月度进行所有节点加权平均。

零售用户按月结算，结算电价按照交易平台形成的线上零售合同（套餐）执行，零售市场用户若与绑定的售电公司在电力交易平台约定了带有分时属性的零售套餐，以售电公司与其约定的零售套餐电价作为结算价格，零售套餐未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时电力用户购电价格按自治区发改委相关文件规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。售电公司的售出电价，按其与零售市场用户在电力交易平台约定的零售套餐价格结算。

### **（3）市场分摊及返还费用结算**

电能量费用之外的调节费用由电力交易机构依据市场组织实际情况开展结算，包括市场平衡类费用及市场运营类费用。为保障结算时效性，发用两侧月度分摊及返还费用均在次月分

摊或返还，并依据结算周期调整分摊及返还相关电量的统计周期。现货市场试运行期间非结算日，现货市场电能量电费、分摊及返还费用由电力交易机构开展模拟结算，开展事后市场分析。相关结算方法详见附件 2。

市场平衡类费用包括月度清算费用及省间双轨制不平衡资金。月度清算费用由非市场偏差电费和市场偏差电费两部分组成。

市场运营类费用包括机组启动补偿费用、机组考核费用、用户侧偏差收益、用户侧中长期偏差收益回收、发电企业中长期缺额回收。

在结算过程中，因四舍五入导致的偏差电费以月度为单位，由所有参与市场结算的经营主体按月度实际结算电量分摊或返还。

## 2. 辅助服务结算方式

### (1) 发电侧调峰服务结算

按照《新疆电力辅助服务市场运营规则》（新监能市场〔2020〕17号）执行，如新版辅助服务市场规则发布，按最新规则执行。

### (2) 储能设施调峰服务市场结算

储能设施参与电网调峰的基准值为充放电计划确定值，调峰值为放电出力低于基准值或实际充电高于基准值的电储能充电电力，参与电网调峰辅助服务的补偿费用计算方式为：

$$\sum_{i=1}^n (\text{第}i\text{次调峰电量} \times \text{第}i\text{次出清价格})$$

储能设施参与调峰辅助服务市场交易的补偿费用与发电侧有偿调峰补偿费用合并进行分摊，分摊方式按照发电侧实时深度调峰的分摊机制执行。新能源配建储能和有剩余充电能力的独立储能因电力保供和电力系统安全原因参与电网调峰的补偿费用由新能源企业按照对应时段上网电量均摊。

现货市场试运行时，储能因参与辅助服务市场产生的充、放电对应的电能量费用按该时段对应的现货实时节点电价计算，现货市场未试运行时，储能因参与辅助服务市场产生的充、放电对应的电能量费用按该时段对应的月度全疆直接交易(不含月度电网代理购电交易、新替交易、绿色电力交易)新能源企业成交价格的加权平均值结算。

### **(3) 用户侧有偿调峰服务结算**

用户侧有偿调峰服务过程中，每个调用时段内，电力用户提供的有效响应电量与出清价格的乘积即为提供调峰服务的收益。电力用户月度总收益为每个时段收益的累加值。

用户侧增加用电负荷的有偿调峰服务补偿费用具体分摊办法与发电侧实时深度调峰的分摊机制执行。用户侧减少用电负荷的有偿调峰服务补偿费用由工商业电力用户按月度用电量比例分摊。

用户侧有偿调峰价格按照单位统计周期内（15分钟）实际调用的填谷用户的统一出清价格进行结算。现货市场试运行时，用户侧有偿调峰期间的发电企业上网电量和用户用电量均按照

现货与中长期曲线偏差结算方式执行。现货市场未试运行，因参与用户侧有偿调峰，发电企业增发电量和电力用户增用电量，均按照月度全疆直接交易(不含月度电网代理购电交易、新替交易、绿色电力交易)新能源企业成交价格的加权平均值结算，用户侧参与辅助服务产生的超少用电量不纳入电力用户（或售电公司）偏差电量结算范围，按照发电企业增发电量价格进行结算。

#### **(4) 调频辅助服务结算**

参与调频辅助服务市场的经营主体将获得调频里程收益。里程收益以 1 小时为一个单位计费周期，调频单元日调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿}} = \sum_{t=1}^N (D^{i,t} \times B^t \times K^{i,t})$$

其中，N 为当日总交易时段数；

$D^{i,t}$  为调频单元 i 在交易时段 t 内的调节里程；

$B^t$  为交易时段 t 内的调频里程统一出清价格；

$K^{i,t}$  为调频单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标。

调频辅助服务市场总服务费用优先来自于现货市场发电计划偏差考核费用，不足部分由公用发电企业按照调频市场试运行期间的上网电量比例进行分摊。

#### **(5) 备用辅助服务结算**

备用辅助服务市场总服务费用由公用发电企业按各个计费周期内上网电量比例分摊。现货市场未运行，发电机组因提供

备用辅助服务而产生的上网电量视为发电机组上调电量，电价执行相应电源类型对应时段的月度全疆直接交易(不含月度电网代理购电交易、新替交易、绿色电力交易)成交价格的加权平均值，现货市场运行时执行对应时段的实时节点电价。

### **3. 清算**

由于政策变化、数据变化等原因，需要进行清算调整的，根据以下原则开展清算工作。

(1) 在日清分账单核对期内，在月度账单发布前发生的电量、电价、市场运营费用变化，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分摊及返还费用。

(2) 在月度账单发布后，根据各部门重新提供的数据开展清算，电量、电价等返回对应月份相应时点清算，由此导致的分摊及返还费用变化纳入当月结算同步分摊或返还。

(3) 清算需由原数据提供部门重新提供相应盖章版数据，如发生出清结果等重大变化的，须由数据提供部门汇报政府相关部门后提供数据。

### **(五) 电力现货市场考核及偏差收益回收**

#### **1. 发电侧考核机制**

##### **(1) 机组日内临时非计划停运**

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，临时非计划停运时段正常参与现货电能量市场偏差结算。非计划停运仍按照“两个细则”相关要求执行。

临时非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

正常运行机组因自身原因直接跳闸或被迫停运，从发生跳闸或机组开始滑停时刻（以当值调度员值班日志为准）的上一个整点时刻起，至该机组重新并网，出力恢复正常的下一个整点时刻为止，之间的时间段计为临时非计划停运时段。若机组在竞价日（D-1）内发生自身原因临时跳闸且影响运行日（D）的开机运行，临时非计划停运时段的起点时刻计为运行日（D）的 0:00。若机组因自身原因跳闸后，在运行日（D）内未重新并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网时，从日前电能量市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为临时非计划停运时段。若机组在运行日（D）内因电厂自身原因未并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

## **（2）机组实时发电计划执行偏差**

每个交易时段内，通过 AGC 控制系统采样电厂实际发电出力曲线，与现货市场出清并由 AGC 控制系统下发至各场站的发电计划指令作比较，计算该交易时段内每分钟电厂实际发电出力与下发指令间的偏差量，每个交易时段内偏差考核积分电量统计完成后，计算各时段执行偏差考核费用。

火电机组执行偏差允许值为 $\pm 2\%$ ，超出 $\pm 2\%$ 部分取绝对值计入执行偏差考核积分电量。风电场站执行偏差允许值为 $+5\%$ 至 $-13\%$ ，光伏场站执行偏差允许值为 $+5\%$ 至 $-10\%$ ，并判断偏差量是否与该时刻联络线区域控制偏差（ACE）方向一致，超过 $+5\%$ 或低于 $-13\%$ （ $-10\%$ ）的部分取绝对值计入执行偏差考核积分电量。当计划值的 $5\%$ 低于5兆瓦时，按5兆瓦计算，计划值的 $-13\%$ （ $-10\%$ ）高于-5兆瓦时，按-5兆瓦计算。

现货市场试运行期间，“两个细则”中机组实时发电计划偏差考核不再执行。

## **2. 用户侧偏差收益回收机制**

现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收，详见附件。市场初期用户侧申报偏差率设定为 $30\%$ ，根据现货市场运行情况动态调整。

## **（六）信息披露**

依据《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）规范披露现货市场信息，披露内容包括但不限于：市场参数信息、市场边界信息、市场预测信息、市场出清信息、市场运行信息、市场干预信息、市场结算信息等，并保障披露信息的及时性、准确性、完整性。

当现货市场披露信息需要变更时，市场运营机构应及时发布变更说明。

## 五、其他事项

（一）现货交易申报环节中，未按要求及时申报的，采用经营主体申报的缺省参数，缺省参数也未申报的，对应发电侧经营主体全容量按照现货市场申报价格上限处理。

（二）本次调电试运行中，具备调节能力的水电机组作为疆内调频辅助服务市场出清的边界条件。

（三）若 D-1 日的联络线计划下发时间延迟，后续日前市场正式出清等时间顺延。

（四）如发电企业额定容量存在问题，应在平台提交机组额定容量信息变更，在公示无异议后生效。

（五）对于发电企业多个交易单元与一个调度 AGC 控制单元存在对应关系的，现货申报以其中一个交易单元申报为准，具体名单在新疆电力交易平台对经营主体公布。若发电企业需要调整对应关系，需要每个交易单元的发电企业协商一致并盖章确认，并将盖章扫描件发至电力交易机构公共邮箱（[xjdljyfk@163.com](mailto:xjdljyfk@163.com)）。电力交易机构收到后予以调整对应关系并对调整后名单予以公布。结算时根据多个交易单元对应的上网电量的比例进行拆分。

（六）本次调电试运行机组开机方式与现有发电机组开机方式执行模式保持一致。

（七）本次调电试运行机组冷、温、热态启动补偿费用暂不考虑，电力调度机构将试运行期间的调频里程费用、机组考核费用等费用发送至电力交易机构，由电力交易机构开展结算分析，测算对市场成员的影响。

（八）根据本次调电试运行情况，适时启动新疆电力现货市场结算试运行。

## **六、风险防控**

（一）当出现气候异常、自然灾害、重大电源电网故障、技术支持系统异常等情况影响电力可靠供应和电网安全时，电力调度机构按照“安全第一”的原则，依据相关规程规定处理事故、调整电网运行方式，必要时可中止现货市场调电试运行，恢复至原方式安排电力生产调度，待异常情况恢复正常后可继续开展调电试运行。

（二）电力调度机构应加强调度运行管理，全力保障市场有序运营和电网安全运行。若电力供应不足时，调度机构可根据电网供需情况，采取必要的有效措施优先保障电力安全可靠供应。

（三）电力调度机构可按照“保供应、保安全、促消纳”的原则，动态调整机组发电计划，各发电经营主体严格按照 AGC 指令调节机组出力曲线。

## **七、相关要求**

（一）各经营主体应熟悉掌握现货市场配套规则，提高对

现货调电试运行相关工作的重视，积极参与现货日前交易申报。

（二）各经营主体应提前对现货交易的网络和设备进行检查，测试电力交易平台场站端页面是否显示正常，确保调电期间登录正常，申报、信息披露功能正常。

（三）发电侧经营主体在现货市场申报时应充分考虑机组实际运行情况，避免因不合理报价导致弃电情况。

（四）本次调电试运行期间，原则上要求所有参与市场的机组投入 AGC 自动控制模式，各统调发电厂密切关注实时发电计划曲线下发的指令，尤其是 AGC 因故退出的情况下，保证机组跟随市场出清结果执行。

（五）严肃调度纪律，对调电试运行期间无故不执行调度指令的行为，按照“两个细则”相关规定，认定为违反调度纪律行为就考核。

（六）在调电试运行过程中，各经营主体应及时关注信息发布内容，实施过程中如有问题应积极反馈。

附件：1.曲线数据拟合规则

2.市场分摊及返还费用计算方式

## 附件 1

# 曲线数据拟合规则

计量点配置主、副电能表的，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。主表故障后，以副表计量数据作为结算依据。

对于参与现货市场的发电企业、电力用户，当电能计量采集系统无法采集到计量装置 24 点完整示值曲线（以下简称“曲线”）数据时，需要对缺失数据按照本拟合规则修正补全，以满足结算要求。具体拟合规则如下。

### 一、异常示数校核及处理规则

（一）每日 0 时的日冻结值（包括正反向有功总、正反向最大需量，月末日 24 时的日冻结数据还应包括正反向无功）应完整、准确，采集不成功的进行补采或现场补抄。

（二）D 日 0 时的曲线值应等于 D 日 0 时的日冻结值，D 日 24 时的曲线值应等于 D+1 日 0 时的日冻结值。不相等时，以 D 日 0 时的日冻结值替代 D 日 0 时的曲线值，以 D+1 日 0 时的日冻结值替代 D 日 24 时的曲线值。

（三）D 日 24 时的曲线值（D+1 日 0 时的日冻结值）必须大于等于 D 日 0 时的曲线值，否则删除 D 日 24 时的曲线值进行补采或现场补抄，若核实为电能表故障，按照计量故障处理。

（四）每日曲线所有整点数据以 0 时、24 时两点的数据为

基准，删除两点之间不合逻辑的异常数据（如，小于 0 时的曲线值、大于 24 时的曲线值、任意整点示数值小于前一个整点示数值等），按照缺失示数拟合规则修正补全。

## 二、缺失示数拟合规则

（一）D 日曲线值任一时间段内连续缺失 3 个点及以下的（非 0 时、24 时两点数据），取缺失整点前后时刻示值的差值做等差均分，以单调递增方式拟合缺失的整点电能示值。

例：2024 年 5 月 9 日 1 时的曲线值为 16，2 时的曲线值缺失，3 时的曲线值为 18，根据等差均分方法计算，2 时的曲线值 = 1 时的曲线值 + (1 时至 3 时的曲线值差额) / 2 = 16 + (18 - 16) / 2 = 17。

（二）D 日曲线值任一时间段内连续缺失 3 个点以上的（非 0 时、24 时两点数据），该日缺失曲线值全部根据前 7 日曲线中同时刻各整点数据（含拟合数据）计算变化趋势修正补全。前 7 日曲线中同时刻各整点数据存在缺失的，则该日曲线数据不参与趋势计算。若前 7 日均无完整曲线数据，则按上一条规则（“连续缺失 3 个点及以下”）拟合。

例：2024 年 5 月 9 日 8 至 20 时整点曲线缺失，9 日 7 时的整点值为 10，21 时的整点值为 20；2 至 8 日中 7 至 8 时的整点值差额合计为 2，2 至 8 日中 7 至 21 时的整点值差额合计为 14，则 9 日 8 时的整点值 = 9 日 7 时的整点值 + 9 日 7 至 21 时的整点值差额 × (2 至 8 日中 7 至 8 时的整点值合计差额 / 2 至 8 日中 7 至 21 时的整点值合计差额) = 10 + (20 - 10) × 2 / 14 = 11.43，9 日

9 至 20 时的整点数据以此类推补齐。

(三) 最终用于结算的 24 点曲线数据应符合“异常示数校核及处理规则”的要求。

### **三、电能表停运期间数据拟合规则**

电能表停运期间缺失的整点数据，按照停运时间前的最后一个整点数据修正补充。电能表运行状态以现场实际情况为准。

例：某电能表 5 月 10 日 12:40 分停用，5 月 11 日 19:20 分启用，则该电能表 5 月 10 日 12 时及之前的整点数据和 5 月 11 日 20 时及之后的整点数据缺失的，按照“缺失示数拟合规则”修正补充；5 月 10 日 13 时（含）至 5 月 11 日 19 时（含）的之间各整点数据，按照 5 月 10 日 12 时的整点数据修正补充。

### **四、换表拟合规则**

旧电能表拆除之时至当日 24 时之间的整点数据，按拆表时的底码数据修正补充。新装电能表自当日 0 时至安装后记录的第一个整点数据之间的各整点数据，按新装时的起始数据修正补充。

例：某电能表 5 月 10 日 12:40 分拆除，则该电能表当日 13 时（含）至 24 时之间的整点数据，按拆除时的底码数据修正补充；新电能表于 5 月 10 日 13:20 分投运，14 时记录第一个整点数据，则该电能表当日 0 时（含）至 13 时（含）之间的整点数据，按照新装时的起始数据修正补充。

### **五、拟合数据存储**

用于结算的拟合数据均单独保存，用电信息采集系统原始数据不做更改。

## **六、其他**

本拟合规则根据实际运行情况动态优化完善，报备自治区电力主管部门后执行。

## 附件 2

# 市场分摊及返还费用计算方式

### 一、非市场偏差电费

非市场偏差电费按照当月上网电量或者用电侧结算电量占比分摊或者返还给所有疆内经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电），月结月清。

现货市场未全月运行时按照中长期结算相关规则进行分摊或者返还。

$$R_{\text{非市场偏差电费}} = Q_{\text{非市场月度偏差电量}} \times P_{\text{非市场偏差}}$$

$$Q_{\text{非市场月度偏差电量}} = Q_{\text{超发电量}} + Q_{\text{上调}} + Q_{\text{发电企业正现货}} + Q_{\text{调平发电}} - Q_{\text{少发电量}} - Q_{\text{下调}} - Q_{\text{发电企业负现货}} - (Q_{\text{超用偏差}} + Q_{\text{用户侧正现货}} + Q_{\text{调平用户}} - Q_{\text{少用偏差}} - Q_{\text{用户侧负现货}})$$

$R_{\text{非市场偏差电费}}$  为非市场月度偏差电费；

$Q_{\text{非市场月度偏差电量}}$  为非市场月度偏差电量；

$P_{\text{非市场偏差}}$  为非市场月度偏差电价，按照 250 元/兆瓦时计算；

$Q_{\text{超发电量}}$  为发电企业当月各时段产生的超发电量之和；

$Q_{\text{上调}}$  为发电企业当月根据调度机构认定的各时段上调电量计算得出的各时段上调电量之和；

$Q_{\text{发电企业正现货}}$  为发电企业当月产生的省内现货正电量；

$Q_{\text{调平发电}}$  为发电企业月度上网电量与按时段合计上网电量之差；

$Q_{\text{少发电量}}$  为发电企业当月各时段产生的少发电量之和；

$Q_{\text{下调}}$  为发电企业当月根据调度机构认定的各时段下调电量计算得出的各时段下调电量之和；

$Q_{\text{发电企业负现货}}$  为发电企业当月产生的省内现货负电量；

$Q_{\text{超用偏差}}$  为批发用户当月各时段超用偏差电量之和；

$Q_{\text{用户侧正现货}}$  为批发用户当月产生的省内现货正电量；

$Q_{\text{调平用户}}$  为月度实际结算用电量与累计分时实际结算用电量之差；

$Q_{\text{少用偏差}}$  为批发用户当月各时段少用偏差电量之和；

$Q_{\text{用户侧负现货}}$  为批发用户当月产生的省内现货负电量。

其中，依据《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》计算产生的跨区跨省偏差结算费用，按照当月上网电量（含调试电量）占比分摊或者返还至当月所有疆内市场结算发电企业。配套电源跨区跨省偏差结算费用按照相应通道中对应配套电源配套外送电量等比例进行分摊或者返还。

## 二、市场偏差电费

市场偏差电费按照当月上网电量或者用电侧结算电量占比分摊或者返还给所有疆内经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电），月结月清。

现货市场未全月运行时按照中长期结算相关规则进行分摊或者返还。

$$R_{\text{市场偏差电费}} = R_{\text{市场进账费用}} - R_{\text{市场出账费用}}$$

$$\begin{aligned}
R_{\text{市场进账费用}} &= R_{\text{用户侧超用电量费用}} + R_{\text{用户侧正偏差电量费用}} + R_{\text{发电企业少发电量费用}} + \\
R_{\text{发电企业下调电量费用}} &+ R_{\text{发电企业负偏差电量费用}} + R_{\text{用户侧偏差收益回收}} + R_{\text{发电侧偏差收益回收}} + \\
R_{\text{调平发电费用（负数）}} &+ R_{\text{调平用电费用（正数）}} \\
R_{\text{市场出账费用}} &= R_{\text{用户侧少用电量费用}} + R_{\text{用户侧负偏差电量费用}} + R_{\text{发电企业超发电量费用}} + \\
R_{\text{发电企业上调电量费用}} &+ R_{\text{发电企业正偏差电量费用}} + R_{\text{调平发电费用（正数）}} + R_{\text{调平用电费用（负数）}}
\end{aligned}$$

其中：

- $R_{\text{市场进账费用}}$  为月度市场偏差进账费用；
- $R_{\text{市场出账费用}}$  为月度市场偏差出账费用；
- $R_{\text{用户侧超用电量费用}}$  为批发市场用户侧各时段超用电量费用之和；
- $R_{\text{用户侧少用电量费用}}$  为批发市场用户侧各时段少用电量费用之和；
- $R_{\text{用户侧正偏差电量费用}}$  为批发市场用户侧现货电量为正的费用；
- $R_{\text{用户侧负偏差电量费用}}$  为批发市场用户侧现货电量为负的费用；
- $R_{\text{发电企业少发电量费用}}$  为发电企业各时段少发偏差电量费用之和；
- $R_{\text{发电企业超发电量费用}}$  为发电企业各时段超发偏差电量费用之和；
- $R_{\text{发电企业下调电费}}$  为发电企业各时段下调电量费用之和；
- $R_{\text{发电企业上调电费}}$  为发电企业各时段上调电量费用之和；
- $R_{\text{发电企业负现货费用}}$  为发电企业现货电量为负的费用；
- $R_{\text{发电企业正现货费用}}$  为发电企业现货电量为正的费用；
- $R_{\text{调平发电费用（负数）}}$  为发电企业调平电量为负的费用；
- $R_{\text{调平用电费用（正数）}}$  为批发市场用户侧调平电量为正的费用；
- $R_{\text{调平发电费用（正数）}}$  为发电企业调平电量为正的费用；
- $R_{\text{调平用电费用（负数）}}$  为批发市场用户侧调平电量为负的费用；

$R_{\text{用户侧偏差收益回收}}$ 为用户侧各时段偏差收益回收费用之和；

$R_{\text{发电侧偏差收益回收}}$ 为发电侧各时段偏差收益回收费用之和。

### 三、省间双轨制不平衡资金

(一) 按照省间日前实时类交易结算价格与参与日前实时类电量结算的发电企业月度正数现货电量均价的差价计算省间双轨制不平衡资金：

$$R_{\text{省间双轨}} = \sum[(Q_{\text{日前实时类电量}, i}) \times (P_{\text{省间结算}} - P_{\text{月度正偏差均价}, i})]$$

其中， $Q_{\text{日前实时类电量}, i}$ 为第*i*个发电企业的月度结算日前实时类电量， $P_{\text{省间结算}}$ 为省间交易结算电价， $P_{\text{月度正偏差均价}, i}$ 为第*i*个发电企业的月度现货电量为正的均价。

各发电企业月度正数现货电量均价计算公式如下：

$$P_{\text{月度正偏差均价}, i} = \frac{R_{\text{月度正偏差电费}, i}}{Q_{\text{月度正偏差电量}, i}}$$

其中， $R_{\text{月度正偏差电费}, i}$ 为*i*发电企业的全月现货电量为正的电费， $Q_{\text{月度正偏差电量}, i}$ 为*i*发电企业全月正偏差电量。

(二) 省间双轨制不平衡资金由发电企业按照全月现货电量为正数电量的占比进行分摊或返还，分摊或返还方式如下：

$$R_{\text{省间双轨制}, i} = R_{\text{省间双轨制}} \times \frac{Q_{\text{正偏差电量}, i}}{\sum(Q_{\text{正偏差电量}, i})}$$

其中， $R_{\text{省间双轨制}, i}$ 为发电企业*i*应承担的省间双轨制不平衡资金； $Q_{\text{正现货电量}, i}$ 为发电企业*i*的月度正偏差电量。

如日前实时类电量分摊时涉及上网电量分摊，省间双轨制

不平衡资金同步按照优先现货为正数电量比例分摊，不足部分按照参与现货发电企业上网电量比例分摊。

#### 四、机组启动补偿费用

机组  $i$  的总启动费用按下式进行计算：

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

其中  $P_{启动,i}$  为机组  $i$  的单次（冷、温、热三态之一）的启动费用， $N_{启动,i}$  为机组  $i$  的总启停次数。根据机组冷、温、热态开机情况计算，机组启动补偿费用按日统计，由所有参与市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按日实际结算电量分摊或返还。

#### 五、机组考核费用

机组实时发电计划执行偏差产生的费用，按日统计、按月结算，优先用于调频辅助服务费用补偿，剩余费用按照所有参与市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按日实际结算电量分摊或返还。

机组实时发电计划执行偏差费用在每个交易时段内偏差考核积分电量统计完成后，分时段按下式计算：

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

其中， $R_{偏差,t}$  为  $t$  时段偏差考核费用； $Q_{偏差,t}$  为  $t$  时段偏差考核积分电量； $P_{考核}$  为执行偏差考核价格，当前设置为实时现货市场出清价格； $k$  为执行偏差考核系数，当前设置为 1.00。

全天所有时段的偏差考核费用之和即为该机组（场站）当

日执行偏差考核费用。

## 六、用户侧现货偏差收益回收

用户侧偏差收益费用按小时统计回收、按月返还，由所有参与市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按月度实际结算电量返还。

售电公司和批发用户  $i$  日前申报的用电需求在  $t$  小时的偏差率  $L$  按如下公式计算：

$$L = \frac{|Q_{i,t,申报} - Q_{i,t,实际}|}{Q_{i,t,实际}}$$

其中， $Q_{i,t,申报}$  为售电公司和批发用户  $i$  在日前电能量市场中申报的第  $t$  小时的用电量；

$Q_{i,t,实际}$  为售电公司和批发用户  $i$  在运行日第  $t$  小时的实际结算电量。当  $Q_{i,t,实际}$  为零时不进行计算。

当  $L > L_0$  时，需计算申报偏差所对应的收益，并将对应时段所得收益回收。 $L_0$  表示用户侧允许最大申报偏差率，市场初期设定为 30%，根据现货市场运行情况动态调整。

偏差收益计算公式如下：

当  $Q_{i,t,申报} > Q_{i,t,实际} \times (1+30\%)$ ，且  $P_{t,实时} > P_{t,日前}$  时，回收收益金额为：

$$R_{回收} = [Q_{i,t,申报} - Q_{i,t,实际} \times (1+30\%)] \times (P_{t,实时} - P_{t,日前})$$

当  $Q_{i,t,申报} < Q_{i,t,实际} \times (1-30\%)$ ，且  $P_{t,实时} < P_{t,日前}$  时，回收收益金额为：

$$R_{\text{回收}} = [Q_{i,t,\text{实际}} \times (1-30\%) - Q_{i,t,\text{申报}}] \times (P_{t,\text{日前}} - P_{t,\text{实时}})$$

其中,  $P_{t,\text{日前}}$  为日前电能量市场中第  $t$  小时内用户侧统一电价,  $P_{t,\text{实时}}$  为实时电能量市场中第  $t$  小时内用户侧统一电价。

## 七、用户侧中长期偏差收益回收

用户侧中长期偏差收益回收按日回收, 按月返还。由所有参与市场结算的经营主体(含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电)按月度实际结算电量返还。

在批发用户现货市场结算过程中, 若其现货运行日中长期合同履约率小于 80% 或大于 120%, 则对批发用户在允许偏差外的中长期市场与现货市场间价差收益进行回收。

当  $Q_{\text{中长期}, i} < 80\% \times Q_{\text{用电量(用户)}, i}$ , 且  $P_{\text{中长期}} > P_{\text{日前现货}}$  时:

$$R_{\text{回收}} = \sum (P_{\text{中长期}} - P_{\text{日前现货}}) \times (80\% \times Q_{\text{用电量(用户)}, i} - Q_{\text{中长期}, i})$$

当  $Q_{\text{中长期}, i} > 120\% \times Q_{\text{用电量(用户)}, i}$ , 且  $P_{\text{日前现货}} > P_{\text{中长期}}$  时:

$$R_{\text{回收}} = \sum (P_{\text{日前现货}} - P_{\text{中长期}}) \times (Q_{\text{中长期}, i} - 120\% \times Q_{\text{用电量(用户)}, i})$$

其中,  $Q_{\text{用电量(用户)}, i}$  为用户  $i$  现货运行日实际用电侧结算电量;

$Q_{\text{中长期}, i}$  为用户  $i$  现货运行日中长期合同电量;

$P_{\text{中长期}}$  为用户侧整体现货运行日中长期结算加权均价;

$P_{\text{日前现货}}$  为发电企业整体现货运行日日现货出清月度加权均价;

用户侧整体现货运行日中长期结算加权均价  $P_{\text{中长期}}$  按如下公式计算:

$$P_{\text{中长期}} = \frac{\sum R_{\text{中长期}}}{\sum Q_{\text{中长期}}}$$

其中， $R_{\text{中长期}}$ 为用户侧现货运行日中长期合同电费。

## 八、发电侧中长期偏差收益回收

发电侧中长期偏差收益回收按日回收，按月返还。回收资金由所有参与市场结算的经营主体（含批发用户、售电公司、发电企业、电网企业代理购电）按月度实际结算电量返还。

在发电企业现货市场结算过程中，若其现货运行日中长期合同履约率小于80%或大于120%，则对发电企业在允许偏差外的中长期市场与现货市场间价差收益进行回收。

当  $Q_{\text{中长期}, i} < 80\% \times Q_{\text{上网电量(发电), } i}$ ，且  $P_{\text{日前现货}} > P_{\text{中长期发电}}$  时：

$$R_{\text{回收}} = \sum (P_{\text{日前现货}} - P_{\text{中长期发电}}) \times (80\% \times Q_{\text{上网电量(发电), } i} - Q_{\text{中长期发电}, i})$$

当  $Q_{\text{中长期}, i} > 120\% \times Q_{\text{上网电量(发电), } i}$  时，且  $P_{\text{中长期发电}} > P_{\text{日前现货}}$  时：

$$R_{\text{回收}} = \sum (P_{\text{中长期发电}} - P_{\text{日前现货}}) \times (Q_{\text{中长期发电}, i} - 120\% \times Q_{\text{上网电量(发电), } i})$$

其中， $Q_{\text{上网电量(发电), } i}$ 为发电企业*i*现货运行日实际上网电量；

$Q_{\text{中长期发电}, i}$ 为发电企业*i*现货运行日中长期合同电量；

$P_{\text{中长期发电}}$ 为发电企业整体现货运行日中长期结算加权均价；

$P_{\text{日前现货}}$ 为发电企业整体现货运行日日前现货出清月度加权均价；

$Q_{\text{上网电量(发电), } i}$ 为发电企业*i*现货运行日实际上网电量。

发电企业现货运行日中长期结算加权均价  $P_{\text{中长期发电}}$ 按如下公式计算：

$$P_{\text{中长期发电}} = \frac{\sum R_{\text{中长期发电}}}{\sum Q_{\text{中长期发电}}}$$

其中： $R_{\text{中长期发电}}$ 为发电企业现货运行日中长期合同电费。