

河北南部电网电力市场计量结算实施细则

(V4.0 版)

2025 年 12 月

目 录

第一章 总则	- 1 -
第二章 总体要求	- 2 -
第一节 基本原则	- 2 -
第二节 权利与义务	- 3 -
第三章 计量管理	- 6 -
第一节 计量装置管理	- 6 -
第二节 计量数据管理	- 6 -
第四章 结算管理	- 7 -
第一节 结算基础数据	- 7 -
第二节 结算模式	- 8 -
第三节 结算电价	- 10 -
第五章 电能量电费结算	- 11 -
第一节 发电侧结算	- 11 -
第二节 用户侧结算	- 15 -
第六章 市场运营费用结算	- 18 -
第一节 市场补偿费用	- 18 -
第二节 市场调节费用	- 19 -
第三节 市场不平衡资金	- 21 -
第四节 市场运营费用分配原则	- 22 -
第七章 容量电费结算	- 23 -
第八章 辅助服务结算	- 23 -
第九章 结算流程	- 24 -
第一节 结算准备	- 24 -

第二节 日清分	- 25 -
第三节 月结算	- 25 -
第四节 电费结算	- 26 -
第十章 追退补和清算	- 29 -
第十一章 其他结算事项	- 30 -
第十二章 附则	- 32 -
附件	- 33 -

第一章 总则

第一条 为规范河北南部电网电力市场计量结算工作，维护电力市场秩序和市场成员合法权益，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）等文件精神及有关法律法规规定，结合河北南部电网实际，制定本细则。

第二条 《河北南部电网电力市场运行规则》与本细则及其他配套实施细则共同构成河北南部电网电力市场规则体系。

第三条 本细则所称计量是指为满足电力市场结算需求，对经营主体的电能量、功率等数据进行测量、记录，并提供相关数据的行为。

第四条 本细则所称结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据政策文件和市场规则要求，向经营主体和电网企业提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对经营主体电费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

第五条 本细则适用于河北南部电网各类电力市场的计量结算。

第六条 参与电力市场的储能企业、虚拟电厂（聚合商）等新型经营主体遵照本细则执行。

第二章 总体要求

第一节 基本原则

第七条 电力市场计量结算应当遵循依法依规、公平公正的原则，保证计量量值溯源性，保障结算准确、及时，切实维护电力市场秩序和经营主体权益。

第八条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第九条 结算原则上以自然月为周期开展。其中：

（一）未参与电力现货交易的经营主体，按自然月为周期进行结算。

（二）参与电力现货交易的，原则上采用“日清月结”的结算模式，按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

（三）电力辅助服务、零售等市场依据辅助服务市场、零售市场细则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

第十条 结算时段是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。现阶段，结算时段为 1 小时，后续根据电力市场发展情况适时调整。

第十一条 结算依据采用统一的结算科目式样。结算科目应

覆盖所有市场分类及交易品种，各类结算科目应单独计算、单独列示。

第十二条 电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。电力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。

第十三条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构应按职责做好各自信息平台的建设、管理、维护，做好计量结算业务协同，建立数据接口标准，实现数据平台交互。

第二节 权利与义务

第十四条 经营主体的权利和义务主要包括：

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（四）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

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

（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。

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

（八）按规定向电力交易机构提交履约保函。

（九）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十五条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）负责汇总结算基础数据。

（二）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。

（三）负责通过电力交易平台向经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（四）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（五）按照数据管理有关规定，对经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（六）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。

（七）组织开展经营主体结算风险评估。

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十六条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

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

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（四）按照数据管理有关规定，对经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

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

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十七条 电网企业的权利和义务主要包括：

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

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函的使用申请。

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

（五）组织协调计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第三章 计量管理

第一节 计量装置管理

第十八条 经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置，相关计量验收文件及变更情况应及时提供电力交易机构。

第十九条 电能计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。

第二十条 电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求，采集终端、通信装置和智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求。

第二十一条 计量装置设置应满足电力市场结算最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。燃煤发电企业共用上网计量点的，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。

第二节 计量数据管理

第二十二条 计量数据应按满足结算最小时段和周期的要求并定期抄录。电网企业及电力调度机构应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。

第二十三条 发电企业、电力用户关口计量点电量数据、电力辅助服务数据根据计量装置确定,电网企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整,并按结算时序要求传输至电力交易机构。其中:

(一)每日提供前1日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据,每月第1个工作日内提供跨省跨区输电通道和发电企业月度计量数据。

(二)按日提供前1日用户侧分时电量,原则上应于每月第1个工作日内提供用户侧的月度抄表电量数据。

第二十四条 当计量装置数据缺失、错误或不可用时,电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据,重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

第四章 结算管理

第一节 结算基础数据

第二十五条 结算基础数据包括但不限于:经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件,以及其他需电力交易机构合并并出具结算依据的数据等。

(一)市场出清类数据。由电力调度机构按日向电力交易机构提供后1日的省间和省内电力现货市场日前出清结果、辅助服务市场出清结果、必开机组以及前1日省间和省内现货市场的日

内、实时出清结果等。

（二）调度执行类数据。由电力调度机构按日向电力交易机构提供前1日中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果、应急调度执行结果、偏差责任认定结果等。

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

第二十六条 经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第二十七条 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件后的下一个结算周期内完成结算、清算。

第二十八条 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

第二节 结算模式

第二十九条 原则上，经营主体结算单元与其交易单元的组建方式保持一致，以厂（场站）为单位出具结算依据。对同一经营主体按发电、用电等不同主体类型参与交易的，可分别出具结算依据。

第三十条 省间电能量交易包括省间中长期交易、省间现货

交易、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结算,由相关电力交易机构出具结算依据。

第三十一条 电力交易机构在省间交易结算结果的基础上开展省内结算工作,结合省间交易的结算结果一并出具结算依据,必要时通过月度滚动调整。经营主体参与省间交易之外的电量作为省内市场化电量,按照省内结算规则开展结算。

第三十二条 省内市场化电量包括中长期交易合约电量、日前市场电量以及实时市场偏差电量。

中长期交易合约电量,按照中长期合同约定的价格结算,并结算所在节点与中长期结算参考点现货价格的差值;省内市场化电量与中长期合约电量的偏差电量,按照现货市场价格进行结算。

第三十三条 绿色电力交易电能量部分与绿色电力环境价值(以下简称“绿电环境价值”)部分分开结算:

(1) 电能量部分以电能量价格,与其他中长期合约一并结算,日清月结。

(2) 绿电环境价值部分按当月绿电合同电量、发电企业机制电量外上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量,以绿电环境价值价格结算,月清月结。其中同一电力用户/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。

(3) 发电企业机制电量外上网电量(电力用户用电量)低于绿电合同电量的差额部分,按照合同约定的绿电环境价值偏差补偿价格或标准,向合同对方的电力用户(发电企业)支付违约补偿费用。

第三十四条 电网企业代理购电的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拆分用电曲线时,电网企业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,居民农业偏差损益由全体工商业用户分摊或分享。

第三节 结算电价

第三十五条 中长期合约电价通过双边协商、集中交易等市场化方式形成。

第三十六条 现货市场中发电侧主体以机组所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格,分时节点电价为该小时内4个15分钟节点电价的算术平均值。

第三十七条 现货市场中用户侧主体以统一结算点电价作为现货市场结算价格,实时市场统一结算点电价根据发电侧分时节点电价按照实时出清电量加权进行计算。

第三十八条 非市场化机组以政府批复的上网电价作为结算价格。

第三十九条 燃煤发电企业、新能源和独立储能在参与市场化交易前的上网电量,由电网企业收购,纳入代理购电电量来源,

按照全网同类型机组当月实时市场出清均价结算；其他类型机组执行现行有关电价政策。

第四十条 应急备用煤电机组调用时的上网电量，按照对应时段的实时市场出清加权均价进行结算。

第四十一条 煤电、气电、独立储能等类型机组的容量电价，根据政府容量电价机制有关规定执行。

第四十二条 增量配电网区域内工商业用户参与市场交易的，增量配电网与市场化用户、省级电网企业结算时，市场交易部分的电量按照市场交易价格进行结算。

第四十三条 中长期合约月度均价按照当月直接交易合约电量加权计算确定；现货市场月度均价按照现货出清电量与对应的分时电价加权计算确定。

第四十四条 作为价格接受者参与电力市场的分布式新能源项目，接受同类型项目的月度市场化交易平均价格。初期，项目类型分为户用分布式光伏、工商业分布式光伏、分散式风电三类，并根据实际情况优化调整。除户用分布式光伏外，其他项目应按照分时段进行结算，时段可按照政府规定的工商业用户的峰谷时段划分确定。

第五章 电能量电费结算

第一节 发电侧结算

第四十五条 市场化机组电费包括省间交易电费、省内市场化电费。

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

其中：

$R_{\text{市场化}}$ 为市场化机组电费；

$R_{\text{省间}}$ 为发电企业省间交易电费；

$R_{\text{省内}}$ 为发电企业省内市场化电费；

省间交易电费包括省间中长期电费、省间现货电费、应急调度电费等。省内市场化电费包括中长期合约电费、现货偏差电能量电费等。

$$R_{\text{省内}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{现货偏差}} + R_{\text{绿电环境价值}} + R_{\text{绿电偏差补偿}} + R_{\text{调平}}$$

其中：

$R_{\text{中长期}}$ 为发电企业中长期合约电费；

$R_{\text{现货偏差}}$ 为发电企业现货市场偏差电能量电费；

$R_{\text{绿电偏差补偿}}$ 为发电企业绿电偏差补偿电费；

$R_{\text{调平}}$ 为发电企业调平电费。

第四十六条 市场化机组电量包括省间交易电量与省内市场化电量。

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

其中：

$Q_{\text{上网},t}$ 为发电企业 t 时段上网电量，当根据计量公式计算出的值为负时按零处理；

$Q_{\text{省间},t}$ 为发电企业 t 时段省间交易电量；

$Q_{\text{省内},t}$ 为发电企业 t 时段省内市场化电量。

第四十七条 发电企业中长期合约电费计算公式为：

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

其中：

$Q_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段的中长期合约分时电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为 t 时段的中长期合约分时价格；

$P_{\text{实时},t}$ 为所在节点 t 时段的实时市场节点电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

第四十八条 发电企业现货偏差电能量电费为省内市场化电量与中长期合约电量的偏差,按照实时市场分时节点电价计算的电费,以及日前市场出清电量按照日前市场分时节点电价与实时市场分时节点电价之差计算的电费之和。计算公式为:

$$R_{\text{现货偏差}} = \sum [(Q_{\text{省内},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{实时},t} + Q_{\text{日前},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{实时},t})]$$

其中:

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电企业 t 时段的日前市场出清电量;

$P_{\text{日前},t}$ 为发电企业 t 时段的日前市场节点电价。

第四十九条 绿电环境价值按当月绿电合同电量、发电企业机制电量外上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量,以绿电环境价值价格结算。

$$R_{\text{绿电环境价值}} = \sum Q_{\text{三取小}} \times P_{\text{绿电环境价值}}$$

其中:

$Q_{\text{三取小}}$ 为当月绿电合同电量、发电企业机制电量外上网电量、电力用户用电量三者取小的电量;

$P_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电合同中约定的绿电环境价值价格。

第五十条 当电力用户用电量低于绿电合同电量时,其差额部分,按照合同约定的绿电环境价值偏差补偿价格或标准,向合同对方的发电企业支付违约补偿费用。计算公式为:

$$R_{\text{绿电偏差补偿}} = Q_{\text{偏差补偿}} \times P_{\text{偏差补偿}} = (Q_{\text{绿电合同}} - Q_{\text{用户}}) \times P_{\text{偏差补偿}}$$

其中:

$Q_{\text{偏差补偿}}$ 为发电企业获得的绿电偏差补偿电量，当计算为负值为时按零处理；

$Q_{\text{绿电合同}}$ 为发电企业和用户之间的绿电合同电量；

$Q_{\text{用户}}$ 为电力用户实际用电量；

$P_{\text{偏差补偿}}$ 为绿电合同约定的绿电环境价值偏差补偿价格。

第五十一条 由于计量倍率、数据拟合等原因，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，按照同类型机组实时市场月度均价结算。计算公式为：

$$R_{\text{调平}} = Q_{\text{调平}} \times P_{\text{同类型实时月度}}$$

其中：

$Q_{\text{调平}}$ 为月度调平电量；

$P_{\text{同类型实时月度}}$ 为同类型机组实时市场月度均价，按照实时市场出清电量加权计算确定。

第五十二条 因运行调整、电量（电价）折算、电量分劈、保留小数等原因，发电企业省间交易电量、电费之和与省间结算结果的偏差，按相关机组（场站）相应外送电量的比例进行分摊或分享，由此引起的省内市场化调整电量纳入月度调平电量结算，按照同类型机组实时市场月度均价结算。计算公式为：

$$R_{\text{省内调整}} = -Q_{\text{省间调整}} \times P_{\text{同类型实时月度}}$$

其中：

$Q_{\text{省间调整}}$ 为省间调整电量。

第五十三条 聚合商在批发市场参照发电企业结算方式结算，其上网电量为所聚合资源的上网电量之和。聚合商获得的服务费（电费）为其在批发市场的售电收入与其应支付聚合资源市

场化电费总额的差值。计算公式为：

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

其中：

$C_{\text{聚合代理服务费}}$ 为聚合商的服务费（电费）；

$C_{\text{批发收入}}$ 为聚合商在批发市场的售电收入；

$C_{\text{购电}}$ 为聚合商应支付其聚合资源市场化电费的总额，按照双方签订聚合代理合同计算。

第二节 用户侧结算

第五十四条 用户侧（批发用户、售电公司、电网企业代理购电）电费包括中长期合约电费、现货市场偏差电能量电费等。用户侧电能量电费的计算公式为：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期}} + C_{\text{现货偏差}} + C_{\text{绿电环境价值}} + C_{\text{绿电偏差补偿}} + C_{\text{调平}}$$

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；

$C_{\text{现货偏差}}$ 为用户侧现货市场偏差电能量电费；

$C_{\text{绿电偏差补偿}}$ 为用户侧绿电偏差补偿电费；

$C_{\text{调平}}$ 为用户侧调平电费。

第五十五条 用户侧中长期合约电费计算公式为：

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

其中：

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

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户侧 t 时段的中长期合约价格；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为 t 时段的实时市场统一结算点电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

第五十六条 用户侧现货偏差电能量电费为用户实际分时用电量与中长期合约电量的偏差,按照实时市场统一结算点电价计算的电费,以及日前市场出清电量按照日前市场分时电价与实时市场统一结算点电价之差计算的电费之和。计算公式为:

$$C_{\text{现货偏差}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{实时统一},t} + Q_{\text{日前},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{实时统一},t})]$$

其中:

$Q_{\text{实际},t}$ 为用户侧 t 时段的实际用电量,电网企业代理购电市场化电量为发电侧省内市场化总电量与市场化用户实际总用电量之差。

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧日前市场 t 时段的出清电量;

$P_{\text{日前},t}$ 为用户侧 t 时段的日前市场分时电价。

第五十七条 绿电环境价值按当月绿电合同电量、发电企业机制电量外上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量,以绿电环境价值价格结算。

$$C_{\text{绿电环境价值}} = \sum Q_{\text{三取小}} \times P_{\text{绿电环境价值}}$$

其中:

$Q_{\text{三取小}}$ 为当月绿电合同电量、发电企业机制电量外上网电量、电力用户用电量三者取小的电量;

$P_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电合同中约定的绿电环境价值价格。

第五十八条 当发电企业机制电量外上网电量低于绿电合同电量时,其差额部分,按照合同约定的绿电环境价值偏差补偿价格或标准,向合同对方的电力用户支付违约补偿费用。计算公式为:

$$C_{\text{绿电偏差补偿}} = -Q_{\text{偏差补偿}} \times P_{\text{偏差补偿}} = -(Q_{\text{绿电合同}} - Q_{\text{机制外上网}}) \times P_{\text{偏差补偿}}$$

其中：

$Q_{\text{偏差补偿}}$ 为用户获得的绿电偏差补偿电量，当计算为负值为时按零处理；

$Q_{\text{绿电合同}}$ 为发电企业和用户之间的绿电合同电量；

$Q_{\text{机制外上网}}$ 为发电企业机制电量外上网电量；

$P_{\text{偏差补偿}}$ 为绿电合同约定的绿电环境价值偏差补偿价格。

第五十九条 由于计量采集、数据拟合等原因，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。调平电量按照电网企业提供的月度抄见电量最小粒度开展计算，按照对应时段的实时市场月度均价结算。计算公式为：

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

其中：

$Q_{\text{调平}}$ 为月度调平电量；

$P_{\text{实时月度}}$ 为对应时段的实时市场月度均价，按照实时市场发电侧出清电量加权计算确定。

电网企业代理购电的调平电量、调平电费，由发电侧总调平电量、电费减去批发用户、售电公司的总调平电量、电费形成。

第六十条 售电公司在批发市场的用电量为其所代理零售用户用电量的总和，其服务费（电费）等于所代理零售用户在零售交易中应支付的电费总额，与其在批发市场应支付的电费总额的差值。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（电费）；

$C_{\text{售电}}$ 为售电公司所代理用户在零售交易中应支付的电费总额，按照签订的零售合同有关约定计算；

$C_{\text{批发支出}}$ 为售电公司在批发市场应支付的电费总额。

第六章 市场运营费用结算

第六十一条 根据费用产生的原因，市场运营费用包括市场补偿费用、市场调节费用、不平衡资金等。

第六十二条 市场运营费用按照“谁受益、谁承担”的原则向发用两侧经营主体疏导，以月度为周期进行分摊或返还。

第一节 市场补偿费用

第六十三条 为合理补偿发电机组运行成本，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。

第六十四条 根据机组冷温热态开机计算机组启动费用，计算公式为：

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

其中：

$R_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的总启动费用；

$P_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本；

$N_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的总启停次数。

机组启动费用实际结算期间，市场化燃煤火电机组不再执行《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》中启停调峰补偿。

第六十五条 根据机组运行时间计算机组空载费用，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：

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

其中：

$R_{\text{空载},i}$ 为机组 i 的总空载费用；

$C_{\text{空载},i}$ 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。

第六十六条 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：

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

其中：

$R_{\text{成本},d}$ 为机组运行日当天发电成本电费，若该值为负值，则计为 0；

$R_{\text{市场},d}$ 为机组运行日当天市场化电量电费；

$P_{\text{核定},t}$ 为机组 t 时刻核定的发电成本价。

第二节 市场调节费用

第六十七条 为保障电力市场平稳运行，设置中长期合同偏差收益回收费用、发电侧中长期电价超额收益回收等市场调节费用，以经营主体为单位计算。

第六十八条 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，对燃煤火电、风电、光伏、批发用户、售电公司（含虚拟电厂），当月度及以上中长期合约电量高于实际电量的一定比例时，启动合同超额获利回收机制；当月度及以上中长期合约电量低于实际电量的一定比例时，启动合同差额获利回收机制。

第六十九条 批发用户、售电公司（含虚拟电厂）的月度及以上中长期合约电量最低应不小于其实际电量的 $u\%$ ，最高应不超出其实际电量的 $v\%$ ，对允许偏差范围以外的电量部分，以月为周期，按度电回收价格进行中长期合同偏差收益回收。回收价格计算公式为：

$$P_{\text{用户超额回收}} = (P_{\text{实时市场}} - P_{\text{中长期合约}}) \times k$$

$$P_{\text{用户差额回收}} = (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{实时市场}}) \times k$$

其中：

$P_{\text{用户超额回收}}$ 、 $P_{\text{用户差额回收}}$ 分别为用户侧中长期合同超额、差额的度电回收价格，计算值为负时置零；

$P_{\text{中长期合约}}$ 为该周期全网电力直接交易中长期合约加权均价；

$P_{\text{实时市场}}$ 为该周期实时市场均价，按照中长期合约分时电量与实时市场出清均价加权计算确定；

k 为调整系数。

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。

第七十条 燃煤火电企业月度及以上中长期合约电量最低应

不小于其省内市场化电量的 $m\%$ ，风电、光伏企业最低应不小于其省内市场化电量的 $i\%$ ；燃煤火电企业月度及以上中长期合约电量最高应不超出其省内市场化电量的 $n\%$ ，风电、光伏企业最高应不超出其省内市场化电量的 $j\%$ ，对允许偏差范围以外的电量部分，以月为周期，按度电回收价格进行中长期合同偏差收益回收。回收价格计算公式为：

$$P_{\text{发电超额回收}} = (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{实时市场}}) \times k$$

$$P_{\text{发电差额回收}} = (P_{\text{实时市场}} - P_{\text{中长期合约}}) \times k$$

其中：

$P_{\text{发电超额回收}}$ 、 $P_{\text{发电差额回收}}$ 分别为发电侧中长期合同超额、差额的度电回收价格，计算值为负时置零。

第七十一条 根据国家燃煤发电市场交易价格上下浮动原则上均不超过 20% 的要求，设置燃煤发电中长期电价超额收益回收。以月度为周期，对燃煤发电企业中长期交易合同均价超出燃煤基准价上浮 20% 的超额收益部分进行回收。

第三节 市场不平衡资金

第七十二条 市场不平衡资金包括发用两侧差额资金、退补联动电费等。

第七十三条 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形成的差额资金。

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

其中：

$R_{\text{发用差额}}$ 为当月全市场发用电结算差额资金；

$R_{\text{用户侧市场化}}$ 为当月用户侧省内市场化结算电费；

$R_{\text{发电侧市场化}}$ 为当月发电企业省内市场化结算电费。

第七十四条 因清算、追退补中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。

第七十五条 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

第七十六条 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）机组启动费用在发电侧按照当月省内市场化电量比例分摊。

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

（三）中长期合同偏差收益回收费用以月度为周期，根据当月省内市场化电量比例进行返还。其中，燃煤火电、风电、光伏企业回收费用向批发用户、售电公司（含虚拟电厂）返还，批发用户、售电公司（含虚拟电厂）回收费用向燃煤火电、风电、光伏企业返还。

（四）燃煤火电中长期电价超额收益回收以月度为周期，由用户侧经营主体（售电公司、批发用户、电网企业代理购电）按当月结算电量比例分享。

（五）市场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。

（六）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。

第七章 容量电费结算

第七十七条 各类机组可获得的容量电费，根据机组容量或认定的最大出力及考核情况，按照政府核定的容量电价和考核标准进行计算。

第七十八条 电力调度机构每月向电力交易机构提供最大出力认定及考核情况。

第七十九条 新能源企业未能足额租赁储能容量的，其容量差额部分按照全网当月容量租赁均价（按标准时长进行折算）的2倍支付相应容量租赁费用；独立储能已出租容量未能达到调度机构调用要求的，其容量差额部分按照全网当月容量租赁均价的2倍扣减其容量电费。

第八十条 由于租赁的容量不能满足调用需求而扣减的容量电费部分，以及新能源主体未能足额租赁储能容量而支付的差额租赁费用部分，每月按照市场化结算电量比例向燃煤发电企业分配，均不影响与之达成容量租赁交易合同的对方按合同约定价格支付或获得容量租赁费用。

第八十一条 容量租赁费通过在独立储能企业、新能源主体的上网电费中增加或扣减相应费用进行结算，原则上交易合同双方同步开展。电力交易机构按月出具容量租赁结算依据。

第八章 辅助服务结算

第八十二条 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。

第八十三条 调频辅助服务补偿费用为调频里程补偿费用，计算及分摊方式详见《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》。

第八十四条 “两个细则”相关费用计算，按照《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》管理流程开展，纳入相关经营主体月度结算。

第八十五条 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。

第八十六条 调频辅助服务、“两个细则”等辅助服务相关费用由电力调度机构计算，相关信息由电力交易机构纳入各经营主体结算依据一并出具。

第九章 结算流程

第一节 结算准备

第八十七条 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

第八十八条 年度、多月、月度、旬等中长期交易合同在日前市场开市前完成分解，形成以结算时段为粒度的分时电量和分时价格。

第八十九条 电力调度机构于运行日前 1 日 18:30 前，将电力现货市场的日前出清结果推送至电力交易机构，包括省间、省内日前市场的所有出清电量、节点价格，必开、供热等特殊机组标签，空载价格等数据。

第九十条 电力调度机构于运行日后 1 日内，将运行日的省间现货、应急调度执行情况，日内、实时市场的所有出清电量、节点价格，必开机组等特殊机组相关信息，启停机组及次数，辅助服务结果等结算所需数据，发送电力交易机构。

第九十一条 电力交易平台在获取运行日的实时市场出清数据后，形成实时市场统一结算点电价。

第九十二条 运行日后 1 日内，电网企业、电力调度机构按照交易结算粒度要求，将发电企业、市场化用户、储能企业等经营主体的运行日分时计量数据推送至电力交易机构。

第九十三条 分时计量数据采集失败时，由电网企业、电力调度机构提供计量拟合数据用于市场结算，拟合办法详见附件。

第二节 日清分

第九十四条 运行日后第 3 个工作日内，电力交易机构计算经营主体运行日的结算电费，发布日清分结算结果。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。

第九十五条 日清分结算结果发布后，经营主体应及时对结算电量、电价、电费等进行核对确认，如有异议在 1 个工作日内反馈，逾期未反馈的视同确认无异议。

第九十六条 月度结算依据正式发布前，若当月计量、出清等基础数据发生调整的，电力交易机构可对相关日清分结果重算并重新发布，相关情况告知有关市场经营主体。

第三节 月结算

第九十七条 电网企业、电力调度机构于每月第 1 个工作日

内，提供发电企业、市场化用户等经营主体的月度计量数据。

第九十八条 电力调度机构于每月第3个工作日内推送电力辅助服务相关信息，由电力交易机构合并出具结算依据。

第九十九条 电力交易机构于每月第5个工作日内，根据上月日清分结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果等，通过交易平台发布上月月度结算依据（核对版）。具体包括：当月结算电量、电价、电费，市场运营费用，辅助服务费用等明细。

第一百条 月度结算依据（核对版）发布后，市场经营主体、相关电网企业在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。

第一百〇一条 经营主体、电网企业提出异议的，电力交易机构应在1个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完成核对和确认；异议处理无法按时达成一致的，根据需要在后期进行追退补或清算，异议处理不得影响当月电费结算。

第一百〇二条 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构于每月第8个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第四节 电费结算

第一百〇三条 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

第一百〇四条 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。对于新型经营主体，按照其运营情况分别参照发电企业、电力用户时间节点开展相关工作。

第一百〇五条 电网企业可在月初对市场化用户按照该用户上月市场化均价进行预结算并收费，预结算电费与电费账单中电费的差额，由电网企业在当月完成电费追退补。

第一百〇六条 电网企业负责按照规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

第一百〇七条 发电企业与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）发电企业应当根据厂网双方确认的电费账单及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，原则上应在收到电费账单后 5 个工作日内完成。

（二）电网企业根据厂网双方确认的电费账单、发电企业开具的增值税发票，及时足额支付发电企业电费。电费原则上一次性支付，在发电企业向电网企业开具发票后 5 个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的 50%，付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后 5 个工作日，第二次付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后 10 个工作日。

（三）因发电企业发票开具不及时影响电费结算时限的，厂网双方做好情况记录并及时沟通解决。电网企业不得以用户侧

（包括电力用户、售电公司，下同）欠费为由停止或者减少向发电企业支付上网电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向发电企业支付违约金。如发电企业电费为负数，应按合同约定期限向电网企业支付电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向电网企业支付违约金。未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第一百〇八条 电力用户与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）电力用户应在合同约定期限内与电网企业结清当期电费。

（二）若电力用户未在约定期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴并采取有效措施收取电费，并按照国家规定、合同约定依法计收电费违约金。电力用户经催缴在合理期限内仍未付清电费的，电网企业可按国家规定的程序对电力用户中止供电，相关损失由电力用户承担，同时欠费记录依法依规纳入用户征信。

第一百〇九条 售电公司（拥有配电网运营权的除外）结算电费为零售市场与批发市场交易电费之差。售电公司与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）售电公司应与电网企业签订电费结算协议，由电网企业按月支付或收取售电公司电费，电费收付要求按照协议约定执行，但付清时间不得超过收款方向付款方开具发票后的 10 个工作日。

（二）售电公司未及时足额缴纳电费的，电网企业可按程序

使用其提交的履约保函、保险金或其他结算担保品等信用担保物。当市场风险防范机制已无法发挥作用时，该款项纳入不平衡资金管理。

第一百一十条 经双方协商一致，允许电网企业使用承兑汇票、国内信用证等非现金方式与发电企业结算电费，并在购售电合同中明确采取买方付息等方式承担资金成本和兑付风险，以及使用承兑汇票、国内信用证等非现金方式支付发电企业电费的范围和比例等。

第十章 追退补和清算

第一百一十一条 追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过 12 个月。

第一百一十二条 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

第一百一十三条 清算和追退补由电力交易机构组织开展。因计量差错、技术支持系统异常等原因，需对历史发用电量开展追退补的，电力调度机构、电网企业应将修正电量推送至电力交易机构。

第一百一十四条 电力交易机构依据有关政策和规则、相关方提供的支持文件或数据，计算形成结算调整结果，经相关方确认后，纳入下一结算周期的结算依据并单独列示，不改变已出具的结算依据。

第一百一十五条 市场化追退补电量可追溯至时点的，按相

应时点的实时电价进行电能量电费计算；不能追溯至时点的，可按该经营主体当月结算均价或同类型经营主体当月实时市场加权均价进行电能量电费计算。

第一百一十六条 追退补原则上不再对历史月份的市场运营费用开展结算调整，不调整历史月份的统一结算点电价、向零售用户传导的市场交易均价和绿电结算结果。影响较大的，可由经营主体提出申请，追退补方式经征有关经营主体同意后执行。

第一百一十七条 当对历史月份的省间交易电量（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。

第一百一十八条 追退补引起的电量、电费等变化，均计入调整月同类数据开展相应的月度结算，原则上不联动影响历史月份其他结算依据。

第一百一十九条 经营主体因国家政策调整、不可抗力等原因受影响的，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的结果组织清算。

第一百二十条 结算依据或电费账单发布后，如经营主体存在异议，可在 15 个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构或电网企业在收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在下一结算周期进行结算调整。

第十一章 其他结算事项

第一百二十一条 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。

第一百二十二条 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）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，应按照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。

第一百二十三条 电力用户用电业务变更结算按以下原则执行：

（一）零售用户应将用电业务变更情况告知与其签订零售合同的售电公司。

（二）市场化用户发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应及时将变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构。电力交易机构根据用电信息变更情况，对其进行分段结算，并将结算依据推送至电网企业，电网企业据此开展电费结算。

（三）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。

第一百二十四条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构

之间、经营主体与电网企业之间因计量和结算存在争议时，可通过市场管理委员会调解，或由河北省发展改革委、华北能源监管局依法调解，调解不成的可依法通过仲裁、司法等途径解决争议。

第十二章 附则

第一百二十五条 本细则由河北省发展改革委、华北能源监管局负责解释。

第一百二十六条 本细则自 2026 年 1 月 1 日起实施。

附件

电量数据拟合办法

截至 D+1 日 16:00 时, 计量系统仍无法采集到电表数据的, 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(节假日分为小长假和大长假两类); 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。