

急

**上海市发展和改革委员会
上海市经济和信息化委员会 文件
国家能源局华东监管局**

沪发改能源〔2025〕206 号

**上海市发展改革委 上海市经济信息化委
国家能源局华东监管局关于同意印发《上海
电力现货市场实施细则（结算试运行
2025 年第二次修订版）》的批复**

国网上海市电力公司：

《国网上海市电力公司关于上报<上海电力现货市场实施细则（结算试运行 2025 年第二次修订版）>的请示》（国网上电司调控〔2025〕735 号）收悉。现将有关事项函复如下：

1.同意印发《上海电力现货市场实施细则（结算试运行 2025 年第二次修订版）》（以下简称《细则》），请市电力公司和上海电力交易中心相互配合，按照《细则》组织开展好电力现货市场连续结算试运行各项工作，加强电力现货市场连续结算试运行期间保供稳价风险防控工作，确保不因电力现货市场连续结算试运行造成电力安全事件或事故。

2.请市电力公司和上海电力交易中心充分听取各方意见，根据电力现货市场连续结算试运行情况做好《细则》滚动修订相关工作，及时报告拟修订内容。

3.执行过程中如遇重大事项，请及时报告。

附件：上海电力现货市场实施细则（结算试运行 2025 年第二次修订版）修订条款



2025 年 10 月 27 日

上海市发展和改革委员会办公室

2025年10月28日印发

附件

上海电力现货市场实施细则 (结算试运行 2025 年第二次修订版) 修订条款

一、规则整体修改说明

(1) 原“系统运行费(含电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用等)”修改为“系统运行费(含电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合费用、新能源机制电量差价电费等)”

修改理由: 根据《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号), 系统运行费新增一项新能源机制电量差价电费。

二、具体章节修改说明

1 总则

(1) 原规则:

为规范上海市电力市场交易、保障上海电力现货、中长期等市场交易安全有序运转, 依法维护经营主体的合法权益, 保证电力市场的开放、竞争、有序, 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)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》(发改办能源〔2019〕828号)、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源规〔2019〕807号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办体改〔2021〕339号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809号)、《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)、《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令第20号)、《国家发展改革委国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)、《上海市人民政府办公厅关于印发<上海市电力体制改革工作方案>的通知》(沪府办发〔2017〕53号)、《上海电力市场建设总体方案》、《上海电力中长期交易规则(修订稿)》等文件精神 and 有关规定,制定本规则。

修改为: 为规范上海市电力市场交易、保障上海电力现

货、中长期等市场交易安全有序运转，依法维护经营主体的合法权益，保证电力市场的开放、竞争、有序，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）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源〔2019〕828号）、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源规〔2019〕807号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《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）、《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令第20号）、《国家发展改革委国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发电力市场计量结算基本规则的通知》（发改能源规〔2025〕976号）、《上海市人民政府办公厅关于印发〈上海市电力体制改革工作方案〉的

通知》（沪府办发〔2017〕53号）、《上海电力市场建设总体方案》、《上海电力中长期交易规则（修订稿）》等文件精神 and 有关规定，制定本规则。

修改理由：新增国家纲领性文件。

5 权利和义务

（1）5.1 电力用户的主要权利和义务（一）

原规则：按规则参与电力市场交易，签订和履行交易合同、输配电服务合同，提供交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息。

修改为：按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、供用电合同、电费结算协议等合同或协议，提供交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息。

修改理由：无输配电服务合同，用户与电网公司签订供用电合同、电费结算协议，直接参与市场交易后，签订电力交易合同。

（2）5.1 电力用户的主要权利和义务（七）

原规则：配合电网企业开展计量采集改造和日常运维管理，保证计量采集装置正常带电运行，满足市场交易电费结算需要。

修改为：配合电网企业开展计量采集改造（含验收）和日常运维管理（含现场检查、故障处理等），保证计量采集装置正常带电运行，满足市场交易电费结算需要。

修改理由：对照国家文件细化明确计量采集装置相关要求。

(3) 5.2 售电公司的主要权利和义务（一）

原规则：按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等。

修改为：按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、电费结算协议等合同或协议。

修改理由：无输配电服务合同，售电公司与电网公司签订电费结算协议，直接参与市场交易后，签订电力交易合同。

(4) 5.4 发电企业的主要权利和义务（一）

原规则：按规则参与电力市场交易，签订和履行中长期交易合同和购售电合同、输配电服务合同，按时完成电费结算。配合电网企业开展计量采集改造和日常运维管理，满足市场交易电费结算需要。

修改为：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、电费结算协议等合同或协议。获得电网企业的电费结算服务，按时足额向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。配合电网企业开展计量采集改造（含验收）和日常运维管理（含现场检查、故障处理等），保证计量采集装置正常带电运行，满足市场交易电费结算需要。

修改理由：无输配电服务合同，发电企业与电网公司签订购售电合同、电费结算协议，直接参与市场交易后，签订电力交易合同。对照国家文件细化明确计量采集和电费结算

相关要求。

(5) 5.5 电网企业的主要权利和义务（二）

原规则：为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，向供电营业区内所有电力用户提供报装、计量、抄表、维修、结算、收费等供电服务。

修改为：为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，向供电营业区内所有经营主体提供报装、计量、抄表、维修、结算、**收（付）费**等供电服务。

修改理由：服务对象为全部经营主体。

(6) 5.5 电网企业的主要权利和义务（九、十）

原规则：（九）保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策，单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

（十）考虑季节变更、节假日安排等因素定期预测代理购电工商业用户分时段用电量及典型负荷曲线，保障居民、农业用户的用电量规模单独预测。

修改为：（九）保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策。

（十）考虑季节变更、节假日安排等因素定期预测代理购电工商业用户分时段、**分时点**用电量及典型负荷曲线，**典型负荷曲线用于支撑中长期合同曲线分解或中长期分时段**

(带曲线)交易。单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

修改理由：衔接即将印发代理购电实施细则，对预测描述进行调整。

(7) 5.2 售电公司的主要权利和义务（四）

原规则：可向电力用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

修改为：可根据政策规则和零售合同向电力用户提供相关能源服务和其他增值服务，并收取相应费用。

修改理由：售电公司可提供的售电服务以政策规则和零售合同为准。

(8) 5.2 售电公司的主要权利和义务（十九）

原规则：法律法规规定的其他权利和义务。

修改为：法律法规规定的其他权利和义务。售电公司的权利义务以《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）为准，后续若有新规的从其规定。

修改理由：国家对于售电公司管理有专门政策规则，而且后续即将再次修订，故写明以国家政策法规为准。

7 中长期交易周期和方式

(1) 7.2 交易周期

原规则：中长期交易周期分为长期、中期、月内三类

型：

（一）长期交易为月度以上各交易周期的市场交易，包括年度、季度、多月交易等，市场运作成熟后，在年度交易基础上探索开展多年交易；

（二）中期交易为月度交易；

（三）月内交易为月内各交易周期的市场交易，包括旬、周、多日（最短可为三日）交易等。

原则上各交易周期在每一轮次仅开设单个交易窗口期；单个交易窗口期持续时间可为单日或连续多日；单个交易窗口期内可开展多种交易方式。

修改为：在上海电力交易平台开展的电力中长期交易，按照交易周期分为年度交易、月度交易、月内交易：

（一）年度交易的交易方式可为双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易中的单个或多个方式，每个交易方式可有单场或多场交易窗口期，发电侧仅可作为售方、用电侧仅可作为购方。

（二）月度交易（不含月度合同转让交易）的交易方式可为双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易中的单个或多个方式，每个交易方式可有单场或多场交易窗口期，发电侧仅可作为售方、用电侧和电网企业代理购电仅可作为购方。

（三）月内交易按照工作日连续开市（暂不含电网企业代理购电月内挂牌交易，下同）；交易方式为滚动撮合交易，系开展按月按时段或者按日按时点交易。电网企业代理购电

月内挂牌交易启动开展后，在市场初期按照月内特定交易周期并针对每个月度交易时段开展交易；具备条件后可转变为开展按日按时点交易。

修改理由：中长期交易与现货连续结算试运行做好衔接。

(2) 7.4.1 长期交易

原规则：

7.4.1 长期交易

在市场初期，长期交易的交易方式包括双边协商交易、挂牌交易和集中竞价交易。市场成熟后，可考虑引入滚动撮合交易并逐步作为主要交易方式。

在市场初期，为落实国家分时交易要求，简化交易难度，长期交易主要用于交易曲线整体定型，交易标的在时间颗粒度上规定为按月分时（峰平谷分时或 96 点分时）。市场主体开展每笔交易时，对于不同自然月可选择不同的分时点曲线；单个自然月内的所有自然日默认采用相同的分时点曲线。集中竞价交易采取按月分时点申报和出清的方式。

市场成熟后，长期交易的交易标的在时间颗粒度上可规定为按日分时（峰平谷分时或 96 点分时）。集中竞价交易采取按日分时点申报和出清的方式。

修改为：

7.4.1 年度交易

自 2026 年起，年度交易按照“电量按月（或按类）或按时段、曲线分解至时点，电价按时点形成、逐步完善分时电

价方式”的原则开展交易。

在市场初期，年度交易系按照每月全月并针对每个交易时段开展按月按时段交易，通过年度按月典型等量曲线方式进行年度曲线分解，根据政策规则可采取用网侧固定或上网侧浮动分时电价方式；其中，年度交易时段为单月 24 个时段。

具备条件后，年度交易可按照每月每种日曲线类别并针对每个交易时段开展按类按时段交易，通过年度按类典型等量曲线方式进行年度曲线分解，根据政策规则可采取用网侧固定或上网侧浮动分时电价方式；其中，年度交易时段为单月 24 个时段。

修改理由：中长期交易与现货连续结算试运行做好衔接。

（3）7.4.2 中期交易

原规则：

7.4.2 中期交易

在市场初期，中期交易的交易方式包括双边协商交易、挂牌交易和集中竞价交易。市场成熟后，可考虑引入滚动撮合交易并逐步作为主要交易方式。

中期交易主要用于交易曲线调整修型，交易标的在时间颗粒度上规定为按日分时（峰平谷分时或 96 点分时）。市场主体开展双边协商或挂牌交易时，每笔交易在该交易执行期内的所有自然日默认采用相同的分时点曲线。集中竞价交易采取按日分时点申报和出清的方式。

修改为：

7.4.2 月度交易

自 2026 年起，月度交易按照“电量按月（或按类）并按时段、曲线分解至时点，电价按时点形成、逐步完善分时电价方式”的原则开展交易。

在市场初期，月度交易系按照当月全月并针对每个交易时段开展按月按时段交易，通过月度按月典型等量曲线方式进行月度曲线分解，根据政策规则可采取用网侧固定或上网侧浮动分时电价方式；其中，月度交易时段为单月 24 个时段。

具备条件后，月度交易可按照当月每种日曲线类别并针对每个交易时段开展按类按时段交易，通过月度按类典型等量曲线方式进行月度曲线分解，根据政策规则可采取用网侧固定或上网侧浮动分时电价方式；其中，月度交易时段为单月 24 个时段。

修改理由：中长期交易与现货连续结算试运行做好衔接。

（4）7.4.3 月内交易

原规则：月内交易的交易方式包括双边协商交易和滚动撮合交易，可以滚动撮合交易作为主要交易方式，通过标准能量块的合约形式开展交易。

月内交易主要用于交易曲线进一步调整修型，交易标的为月内该交易周期内各时点电力。市场主体在每个不同时点分别开展交易。

修改为：自 2026 年起，月内交易按照工作日连续开展按日按时点交易，交易方式为滚动撮合交易。

在每次月内交易中，发用两侧可根据政策规则在符合电网安全约束的前提下自主选择购售角色进行交易，对于场内融合合约实现合约持仓调整；其中，发用两侧可按日按时点分别选择作为购方或售方，在本次月内交易中不得转变购售角色。

修改理由：中长期交易与现货连续结算试运行做好衔接。

8 中长期交易价格和曲线

(1) 8.1.1 直购用户价格

原规则：直接购电用户（以下简称“直购用户”）的用网电价（指电度电价，下同）根据输配电价法（以下简称“顺价法”）形成。

直购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成（相关费用需根据国家、本市政策执行分时电价机制，下同）。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

修改为：直接购电用户（以下简称“直购用户”）的用网电价（指电度电价，下同）根据输配电价法（以下简称“顺

价法”）形成。

直购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、**新能源机制电量差价电费**、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。直购用户执行两部制电价、分时电价等政策。现阶段，电能量价格、输配电价参与分时浮动，后续根据国家、本市政策动态调整。

修改理由：衔接《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），补充系统运行费分项，完善相关价格政策表述。

（2）8.1.2 代购用户价格

原规则：代理购电用户（以下简称“代购用户”）的用网电价根据输配电价法形成。

代购用户的用网电价由电网企业代理购电形成的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

电网企业代理购电的市场化采购方式为：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）开展代理购电时，

以报量不报价、作为价格接受者方式参与市场出清。若采用挂牌交易方式开展代理购电，各月的代理购电挂牌价格可根据当月集中竞价交易的分时点边际出清电价确定。

为衔接现货市场，电网企业可根据代理购电电力电量滚动预测情况，以报量不报价方式，按需参与年度、月度、月内等中长期交易，根据交易规则形成分时合同。

修改为：代理购电用户（以下简称“代购用户”）的用网电价根据输配电价法形成。

代购用户的用网电价由电网企业代理购电形成的电能量价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（包括电价交叉补贴新增损益、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、天然气发电容量电费、燃煤机组容量电费、**新能源机制电量差价电费**、电力保障综合分摊费用等）、政府性基金及附加等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。代购用户执行两部制电价、分时电价等政策。现阶段，电能量价格、输配电价参与分时浮动，后续根据国家、本市政策动态调整。

为衔接现货市场，电网企业可根据代理购电电力电量滚动预测情况，按需参与年度、月度、月内等中长期交易，根据交易规则形成分时合同。电网企业代理购电参与中长期交易具体的市场化采购方式和价格形成机制按照政府主管部门制定的本市代理购电实施细则执行。

修改理由：衔接《关于深化新能源上网电价市场化改革

促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号),
补充系统运行费分项,完善相关价格政策表述。

(3) 8.4.1 典型曲线

原规则: 典型曲线为电力交易平台预设的固定曲线形态。用电主体自行选择是否采用典型曲线。在市场初期,长期交易可采用典型曲线形式,按月分时开展交易时采用月典型曲线,按日分时开展交易时采用日典型曲线。

电力交易平台根据历史负荷曲线、行业用电特性、峰平谷用电特性等情况发布多种典型曲线,包括但不限于预测用电曲线、典型高峰用户曲线、典型平段用户曲线、典型低谷用户曲线、平均用电曲线等。

修改为: 典型曲线为电力交易平台预设的固定曲线形态。用电主体自行选择是否采用典型曲线。在市场初期,长期交易可采用典型曲线形式,按月分时开展交易时采用月典型曲线,按日分时开展交易时采用日典型曲线。

电力交易平台根据历史负荷曲线、行业用电特性、峰平谷用电特性等情况发布多种典型曲线,包括但不限于预测用电曲线、典型高峰用户曲线、典型平段用户曲线、典型低谷用户曲线、平均用电曲线等。

代购用户、保障用户(如需)的典型曲线由电网企业预测,通过纳入交易方案或者在电力交易平台公示等方式予以信息公开。

修改理由: 明确代购用户、保障用户(如需)的典型曲

线信息公开机制。

(4) 8.6 市场限价机制

原规则：现货市场长周期结算试运行前，每日开展日清分结算时，若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，并且累计达到L个现货运行日后，对于结算试运行期间所有高于二级价格限值的现货运行日所有时点，日前或实时现货统一结算点电价均按照等比例原则调减，对应发电侧的结算电价同步调减。现货市场长周期结算试运行后，若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，且累计达到L个现货运行日，对于后续高于二级价格限值的L个运行日所有时点日前或实时现货统一结算点电价均按照等比例原则调减，对应发电侧的结算电价同步调减。二级价格限值及L取值应由政府价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构研究确定。

修改为：每日开展日清分结算时，若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，并且累计达到L个现货运行日后，对于当月结算试运行期间所有高于二级价格限值的现货运行日所有时点，日前或实时现货统一结算点电价均按照等比例原则调减，对应发电侧的结算电价同步调减。二级价格限值及L取值应由政府价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构研究确定。

修改理由：明确现货市场长周期连续结算试运行后市场限价机制。

14 日前市场

(1) 14.1 日前市场组织

原规则：现阶段，日前电能量市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清”的形式。发电机组在日前现货市场中申报运行日的量价信息，售电公司和批发用户在日前现货市场中申报运行日每小时分段电力曲线。

起步阶段采用统调预测曲线扣减“直接交易用户+售电公司”预测曲线，再按一定比例拆分的方式，形成代理购电工商业用户、保障性用户运行日每小时分段申报曲线，并合理设置偏差收益返还机制。条件成熟后，逐步过渡至电网企业通过预测分时段电量并折算至典型曲线或者直接预测分时点曲线的方式，直接形成代理购电工商业用户、保障性用户运行日每小时分段申报曲线。

修改为：现阶段，日前电能量市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清”的形式。发电机组在日前现货市场中申报运行日的量价信息，售电公司、批发用户、代购用户在日前现货市场中申报运行日每小时分段电力曲线。其中，代购用户由电网企业统一申报（运行日每小时分段申报曲线可通过预测分时段电量并折算至典型曲线或者直接预测分时点曲线等方式形成）。

现阶段，保障用户及其他用电运行日每小时分段申报曲线采用统调预测曲线扣减“直接交易用户+售电公司+代购用户”预测曲线，再按一定比例拆分方式形成，并合理设置偏差收益返还机制。条件成熟后，逐步过渡至电网企业直接预测形成保障用户及其他用电运行日每小时分段申报曲线。

修改理由：代购用户日前申报曲线已直接预测形成。

(2) 14.5.1 用电侧申报交易信息

原规则：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:30 间，参与现货市场的售电公司、批发用户和电网企业在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

（2）批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

（3）具备条件后，电网企业在电力市场交易系统中申报全市代理购电用户、保障性用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷。

售电公司、批发用户和电网企业申报的用电需求作为日前电能量市场的出清依据和结算依据。

修改为：竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:30 间，参与现货市场的售电公司、批发用户和电网企业在电力市场交易系统中申报下述信息：

(1) 售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

(2) 批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

(3) 电网企业在电力市场交易系统中申报全市代理购电用户运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷。具备条件后，申报全市保障性用户及其他用电运行日的 96 点用电需求。

售电公司、批发用户和电网企业申报的用电需求作为日前电能量市场的出清依据和结算依据。

修改理由：代购用户已由电网企业直接进行日前申报。

15 实时市场

(1) 15.2 实时市场边界条件

原规则：实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司、批发用户和电网企业在实时电能量市场中均无需进行申报。

修改为：实时电能量市场原则上采用日前电能量市场封存的发电侧主体申报信息进行出清，在具备条件后，发电侧主体也可在实时电能量市场中申报量价信息。

修改理由：发电侧主体在实时电能量市场申报、出清，出清结果更加贴近实际生产运营情况，同时也更有利于市场

的充分竞争。

17 市场力检测与缓解

(1) 17.1 事前市场力检测及缓解

原规则：对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格或历史报价水平，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格或是发电机组电能量报价与历史报价水平的比值在一定阈值范围内时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试。

发电机组未通过行为测试时，将发电机组电能量报价更改为符合要求的替换价格后参与市场出清，替换价格参照行为测试参考价格和发电机组历史报价水平设置。

行为测试参考价格、阈值等作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

修改为：对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格或历史报价水平，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格或是发电机组电能量报价与历史报价水平的比值在一定阈值范围内时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试。

发电机组未通过行为测试时，将发电机组电能量报价更改为符合要求的替换价格后参与市场出清，替换价格参照行

为测试参考价格和发电机组历史报价水平设置。行为测试参考价格、阈值等作为市场参数管理，分不同类型机组设置。上述措施待现货市场连续运行且积累一定历史数据后择机开展。

修改理由：当前现货市场已通过设置申报/出清限价、二级限价等手段对市场力进行控制，且历史报价数据积累尚不充分，还无法作为发电机组市场力检测的参考标准，需要现货市场连续运行后形成一定数据积累。

18 结算原则

(1) 18.1 基本原则

原规则：电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为经营主体安装计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损，如有异议按相关制度执行。

修改为：电网企业应根据市场运行和经营主体需要，按照《电力市场计量结算基本规则》，以及《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为经营主体独立配置、安装经由计量检测机构检定合格的电能计量装置。电能计量装置原则上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，电网企业应与经营主体协商明确安装位置，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的计量

点。电能计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与经营主体协商结算单元电量分配方式。电能计量装置涉及未安装在产权分界点、不满足最小结算单元要求等情况的，电网企业应与经营主体在购售电合同、供用电合同等合同中明确处理方式，如有异议按相关制度执行。

修改理由：对照《电力市场计量结算基本规则的通知》（发改能源规〔2025〕976号）予以修订调整。

（2）18.3 结算模式（四）

原规则：本市新能源可持续发展价格结算机制出台后，下次及后续现货结算试运行期间，中长期结算参考点的现货价格由日前现货出清价格调整为实时现货出清价格，发电侧和用电侧的结算公式作相应的调整

修改为：2026年起，中长期结算参考点的现货电价由日前现货结算电价调整为实时现货结算电价，发电侧和用电侧的结算公式作相应的调整。

修改理由：明确2026年新能源参与现货结算试运行后，相关结算价格和公式调整。

19 结算流程

（1）19.1 结算数据准备

原规则：运行日后第4天（D+4日）内，电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D日）的机组、市场用

户每 15 分钟电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

若存在分时计量数据缺失或异常情况，由电网企业依据规则提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则滚动迭代，纳入交易规则或年度交易方案。

若经营主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入或者典型/约定曲线折算等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改为：运行日后第 2 天（D+2 日）内（现货市场连续结算试运行后），电网企业、电力调度机构以机组和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的机组、市场用户每 15 分钟电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

若存在分时计量数据缺失或异常情况，由电网企业、电力调度机构及时开展消缺、补采，或者依据规则提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则滚动迭代，纳入交易规则或交易方案。

若经营主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入或者典型/约定曲线折算等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

修改理由：对照《电力市场计量结算基本规则的通知》（发改能源规〔2025〕976 号），并结合上海实际情况予以修订调整。

(2) 19.2 日清分

原规则：运行日后第 5 天（D+5 日）内，交易系统计算运行日（D 日）的结算电费；运行日后第 6 天（D+6 日）内，经审核后发布日清分预结算结果。具体包括：各经营主体当日每 15 分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

修改为：运行日后第 3 天（D+3 日）内，交易系统计算运行日（D 日）的结算电费；运行日后第 4 天（D+4 日）内，经审核后发布日清分预结算结果。具体包括：各经营主体当日每 15 分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

修改理由：衔接上一条，同步调整结算依据发布时间。

(3) 19.3 月结算

原规则：交易机构每月根据上月日清分结果及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算预结算结果，并发布给经营主体查询确认。具体包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费、分摊、返还等费用明细。

修改为：现阶段，交易机构每月根据上月日清分结果、历史月份的退补结算结果，以及电网企业提供的月度采集抄表总电量，出具上月月度结算预结算结果，并发布给经营主体查询确认。具体包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费、分摊、返还等费用明细。

修改理由：考虑到当前仍存在一定数量的拟合，建议暂

时仍保留月度电量调平机制，后续再过渡至直接以日清分结果为准。

20 用户侧结算

(1) 20.3.4 偏差收益转移结算

原规则：对于批发用户、售电公司和代理购电用户实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，即用户偏差收益转移电费，以日为单位，按用网电量比例返还给批发用户、售电公司和代理购电用户。允许偏差比例为 λ_0 （由市场管理委员会按照市场成熟度确定，并随着市场发育程度适时调整）。计算公式如下。

当 $Q_{\text{日前},t} > Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$ 时： $C_{\text{偏差收益}} = \sum_t [Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})$;

当 $Q_{\text{日前},t} < Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t}$ 时： $C_{\text{偏差收益}} = \sum_t [Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{日前},t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$;

其中：

$C_{\text{偏差收益}}$ 为实时市场偏差收益；

$Q_{\text{日前},t}$ 为t时段的日前出清电量；

$Q_{\text{实时},t}$ 为t时段的实施用网电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场t时段统一结算点电价；

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

λ_0 为允许的偏差比例。

修改为：20.3.4 偏差收益回收机制

（一）用电侧中长期偏差收益回收机制

自 2026 年起，每月在电力现货结算期间，对于所有批发侧用电主体和电网企业代理购电，实施用电侧中长期偏差收益回收机制：若该用电主体或电网企业代理购电在当月电力现货结算期间的中长期合约电量大于（或小于）实际用网电量，并且大于（或小于）比例超出政策规则规定的偏差收益允许范围，则对于在当月电力现货结算期间超出偏差收益允许范围的中长期合约超额（或缺额）电量可能产生的中长期偏差收益，通过政策规则规定的偏差收益放大系数（ ≥ 1 ）予以等额或升额回收；全部回收费用必须予以结算返还，在市场初期由所有批发侧用电主体和电网企业代理购电按照实际用网电量比例分享。其中，中长期合约电量包括市内和省间中长期合约，对于电网企业代理购电还包含优先发电对应电量。

中长期合约超额（或缺额）电量仅在当月的上海中长期交易均价低于（或高于）实时现货结算均价时产生中长期偏差收益回收费用，按照中长期合约超额（或缺额）电量、差价绝对值、偏差收益放大系数之乘积确定。计算公式如下：

（1）上海中长期交易均价 < 实时现货结算均价

中长期合约超额电量产生的中长期偏差收益回收费用

= (中长期合约电量 - 实际用网电量 × (1 + 偏差收益允许范围)) × (实时现货结算均价 - 上海中长期交易均价) × 偏差收益放大系数

(2) 上海中长期交易均价 > 实时现货结算均价

中长期合约缺额电量产生的中长期偏差收益回收费用

= (实际用网电量 × (1 - 偏差收益允许范围) - 中长期合约电量) × (上海中长期交易均价 - 实时现货结算均价) × 偏差收益放大系数

无论当月是否电力现货完整结算月，在市场初期可将电力现货结算期间视作全月计算中长期合约超额（或缺额）电量，相关价格可取当月的全月合计均价；具备条件后可将电力现货结算期间视作全月并且按照结算时段计算中长期合约超额（或缺额）电量，相关价格可按照结算时段取当月的全月分段均价。用电侧中长期偏差收益回收机制可根据需要扩展至其他时间维度和经营主体。

(二) 用电侧现货偏差收益回收机制

每月在电力现货结算期间的每日每个结算时点，对于所有批发侧用电主体和电网企业代理购电，实施用电侧现货偏差收益回收机制：若该用电主体或电网企业代理购电在当日该结算时点的日前现货结算电量大于（或小于）实时现货结算电量，并且大于（或小于）比例超出政策规则规定的偏差收益允许范围，则对于在当日该结算时点超出偏差收益允许范围的日前现货超额（或缺额）电量可能产生的现货偏差收

益，通过政策规则规定的偏差收益放大系数（ ≥ 1 ）予以等额或升额回收；全部回收费用必须予以结算返还，在市场初期由所有批发侧用电主体和电网企业代理购电按照实际电网电量比例分享。

日前现货超额（或缺额）电量仅在当日该结算时点的前现货结算电价低于（或高于）实时现货结算电价时产生现货偏差收益回收费用，按照日前现货超额（或缺额）电量、差价绝对值、偏差收益放大系数之乘积确定。计算公式如下：

（1）日前现货结算电价 < 实时现货结算电价

日前现货超额电量产生的现货偏差收益回收费用

$$= (\text{日前现货结算电量} - \text{实时现货结算电量} \times (1 + \text{偏差收益允许范围})) \times (\text{实时现货结算电价} - \text{日前现货结算电价}) \times \text{偏差收益放大系数}$$

（2）日前现货结算电价 > 实时现货结算电价

日前现货缺额电量产生的现货偏差收益回收费用

$$= (\text{实时现货结算电量} \times (1 - \text{偏差收益允许范围}) - \text{日前现货结算电量}) \times (\text{日前现货结算电价} - \text{实时现货结算电价}) \times \text{偏差收益放大系数}$$

修改理由：优化完善风险防控机制。

21 发电侧结算

（1）21.3 中长期合约差价结算

原规则：机组按照其合约分时电量、合约分时价格与日

前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum_t [Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前}, t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$P_{\text{日前}, t}$ 为机组所在节点日前市场t时段的节点电价。

修改为： 机组按照其合约分时电量、合约分时价格与日前市场**统一结算点**电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum_t [Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前统一}, t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

修改理由： 根据电力现货市场基本规则，发电侧和用电侧中长期结算参考点现货电价保持一致。

(2) 21.4 中长期合约阻塞费用结算

原规则：发电侧中长期合约阻塞电费按照机组中长期分时合约电量，以及机组日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum_t Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{日前}, t} - P_{\text{日前统一}, t})$$

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为机组所在节点日前市场t时段电价；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

在市场初期，各机组的中长期合约阻塞费用不进行实际结算，分别单独计算后统筹处理，暂按照市场化上网电量或落地电量比例向所有发电企业进行分摊或返还（统筹总费用为正表示分摊、为负表示返还）。

修改为：删除“21.4 中长期合约阻塞费用结算”相关内容。

修改理由：发电侧和用电侧中长期结算参考点相同后，中长期合约阻塞费用为零。

24 市场平衡费用结算

(1) 24.10 向家坝市场化优先发电实际执行电量的计算

原规则：

24.10向家坝市场化优先发电实际执行电量的计算

向家坝市场化优先发电在日前和实时现货市场中的出清或执行电量及曲线，根据向家坝配合相关市场运营机构及时提供的送上海总落地曲线按当月中长期交易总量占当月送上海月度计划落地电量总量的比例计算，对于因承担社会职能（如防洪、航运、补水、压咸潮等）产生的对应电量偏差相应剔除。由于省间实际结算电量与交易电量可能存在差异，向家坝市场化优先发电部分的实付电费可在后续月份进行清算。

修改为：

24.10 相关市外电源结算方式

24.10.1 向家坝结算方式

对于向家坝的市场化优先发电部分，当月每个结算时点的日前和实时现货结算电量均系按照京交三部提供的日清分结算电量确定，当月每个结算时点的日前和实时现货结算电价均系按照统一结算点电价确定；据此计算得出当月每个结算时点的基本电能量费用（即应付费用，下同）。

对于向家坝的市场化优先发电部分，当月全部结算时点的全月实付费用（与全月应付费用相对应，下同）系按照下述方式确定：一是若当月全月的跨区实结市场化电量小于当月全月的实时现货结算电量之和（差值绝对值即跨区实结现货偏差电量，下同），则当月的全月实付费用系按照跨区实结市场化费用与跨区实结现货偏差费用之和确定；其中，跨区实结现货偏差费用系按照跨区实结现货偏差电量与跨区

实结非市场化均价之乘积确定。二是若当月全月的跨区实结市场化电量大于当月全月的实时现货结算电量之和，则当月的全月实付费用系按照实时现货结算电量之和与跨区实结市场化均价之乘积确定；另外，跨区实结现货偏差费用系按照跨区实结现货偏差电量乘以跨区实结市场化均价与非市场化均价之差后确定。

对于向家坝的市场化优先发电部分，原则上必须自行承担当月全月的实付应付差额费用，电网企业和电力交易机构可基于实际情况通过虚拟发电商（若有，下同）或者根据相关政府文件（必要时可采取省间量价调整、年度清算或者相应调整后续年份市场化电量规模等方式）完成该部分费用的清算和收付；若暂不具备正常承担条件，则该部分费用纳入电力现货市场双轨制不平衡资金，同时作为公开信息对外发布。另外，涉及上述第二种情况的跨区实结现货偏差费用、以及全月现货偏差修正费用（若需）等其他不平衡费用，均纳入电力现货市场双轨制不平衡资金。

对于向家坝因承担社会职能（如防洪、航运、补水、压咸潮等）产生的对应电量偏差，可按照政府文件规定日期范围内的实时现货结算电量之和占当月全月实时现货结算电量之和的比例，将该部分对应的实付应付差额费用予以扣减，扣减部分纳入电力现货市场双轨制不平衡资金。

24.10.2 皖电东送结算方式

对于皖电东送的落地上海部分(2025年年内仅指直接交

易部分，下同），当月每个结算时点的日前和实时现货结算电量均系按照京交三部提供的日清分结算电量确定，当月每个结算时点的日前和实时现货结算电价均系按照统一结算点电价确定；据此计算得出当月每个结算时点的基本电能量费用。

对于皖电东送的落地上海部分，当月全部结算时点的全月实付费用系按照下述方式确定：一是若当月全月的跨省实结落地电量小于当月全月的实时现货结算电量之和（差值绝对值即跨省实结现货偏差电量，下同），则当月的全月实付费用系按照跨省实结落地费用与跨省实结现货偏差费用之和确定；其中，跨省实结现货偏差费用系按照跨省实结现货偏差电量与跨省实结非直接交易均价之乘积确定。二是若当月全月的跨省实结落地电量大于当月全月的实时现货结算电量之和，则当月的全月实付费用系按照实时现货结算电量之和与跨省实结直接交易均价之乘积确定；另外，跨省实结现货偏差费用系按照跨省实结现货偏差电量乘以跨省实结直接交易均价与非直接交易均价之差后确定。

对于皖电东送的落地上海部分，原则上必须自行承担当月全月的实付应付差额费用、涉及上述第二种情况的跨省实结现货偏差费用、以及全月现货偏差修正费用（若需）等不平衡费用，电网企业和电力交易机构根据相关政府文件（必要时可采取省间量价调整、年度清算或者相应调整后续年份市场化电量规模等方式）完成该部分费用的清算和收付，可

按照每个皖电东送发电企业的全月中长期合约电量比例进行拆分；若暂不具备正常承担条件，则该部分费用纳入电力现货市场双轨制不平衡资金，同时作为公开信息对外发布。

24.10.3 省间绿电结算方式

省间绿电交易在发电侧形成的不平衡资金，若具备结算条件则可根据“发用协商、公平承担”的原则由发用两侧协商承担；未达成协商意见的由批发侧用电主体按照中长期合约电量比例承担。

修改理由：明确向家坝、皖电东送、省间绿电等相关市外电源的结算方式。

(2) 24.11.2.1 用电侧数据拟合

原规则：电网企业代理购电用户实际用电曲线形成：高压代理购电用户实际用电曲线参照直接交易用户，通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成，低压代理购电用户实际用电曲线形成分两阶段：起步阶段，96点实际用电曲线完整的低压代理购电用户，直接使用采集数据。用电曲线不完整的，采取典型曲线折算法，即基于历史数据，归纳形成不同情况下低压代理购电用户的96点典型用电曲线，将拟合补全后的日实际电量折算成实际用电曲线；具备条件后，全部低压代理购电用户均采取直接预测法，即与高压代理购电用户一致，通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成。结合结算试运行总体安排及规则调整情况，逐步调整居民农业用户日前出清用电曲线和实际用电曲线形

成机制，出清用电曲线方面，按需过渡至由电网企业直接预测居民农业用户日前申报曲线，参与交易出清，形成日前出清曲线。实际用电曲线方面，按需过渡至采取典型曲线折算法，即基于历史数据，归纳形成不同情况下居民农业用户的96点典型用电曲线，将拟合补全后的日实际电量折算成实际用电曲线。最后将该曲线减去直接购电用户和代理购电用户实际用电曲线；再将居民农业用户的合并实际用电曲线按照典型分配比例拆分，形成各自的实际用电曲线。

修改为：电网企业代理购电用户实际用电曲线形成：高压代理购电用户实际用电曲线参照直接交易用户，通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成，低压代理购电用户实际用电曲线形成分两阶段：起步阶段，采取典型曲线折算法，即基于历史数据，归纳形成不同情况下低压代理购电用户的96点典型用电曲线（典型曲线通过纳入交易方案或者在电力交易平台公示等方式予以信息公开），将拟合补全后的日实际电量折算成实际用电曲线；具备条件后，采取直接预测法，即通过“采集数据+异常缺失数据拟合补全规则”形成。

结合结算试运行总体安排及规则调整情况，逐步调整居民农业用户日前出清用电曲线和实际用电曲线形成机制，出清用电曲线方面，按需过渡至由电网企业直接预测居民农业用户日前申报曲线，参与交易出清，形成日前出清曲线。实际用电曲线方面，按需过渡至采取典型曲线折算法，即基于

历史数据，归纳形成不同情况下居民农业用户的 96 点典型用电曲线，将拟合补全后的日实际电量折算成实际用电曲线。

修改理由：结合实际情况调整实际用电曲线形成机制。

（3）24.11.2.3 月度偏差修正机制

原规则：

24.11.2.3 月度偏差修正机制

现货市场长周期结算试运行后，建立电力现货市场结算的月度偏差修正机制：在每月开展月度结算时，将日清分数数据根据月度抄表电量或其分时段电量（或月度实结费用）进行月度偏差修正。对于已明确月度实结价格（或费用）的经营主体，按照月度抄表电量或其分时段电量（或月度实结费用）确定月度实付（或实收）费用，该费用对应现货结算日部分与日清分累计实付（或实收）费用差额可滚动至后续月份分摊或返还。对于其他经营主体，月度抄表电量与日清分累计电量的偏差电量执行月度日前现货均价或月度分时段日前现货均价，并在日清分累计实付（或实收）费用上叠加该笔偏差费用后，确定月度实付（或实收）费用，各经营主体总收支净差额可纳入双轨制不平衡费用滚动至后续月份分摊或返还。

修改为：

24.11.2.3 全月现货偏差修正机制

现货市场长周期结算试运行后，建立电力现货市场结算的全月现货偏差修正机制：在每月开展月度结算时，将日清

分数据根据月度抄表电量或其分时段（分时点）电量（或月度实结费用）进行月度偏差修正。对于已明确月度实结价格（或费用）的经营主体，按照月度抄表电量或其分时段（分时点）电量（或月度实结费用）确定月度实付（或实收）费用，该费用对应现货结算日部分与日清分累计实付（或实收）费用差额可滚动至后续月份分摊或返还。对于其他经营主体，月度抄表电量与日清分累计电量的偏差电量执行全月实时现货结算均价，形成全月现货偏差修正费用，并在日清分累计实付（或实收）费用上叠加该笔偏差费用后，确定月度实付（或实收）费用，各经营主体总收支净差额可纳入双轨制不平衡费用滚动至后续月份分摊或返还。

修改理由：与本市新能源可持续发展差价结算机制衔接。

（4）24.13 燃煤发电超额收益回收机制

原规则：

24.13 燃煤发电超额收益回收机制

自 2025 年 5 月起，在每月的时间维度，对于市内公用燃煤发电企业和皖电东送燃煤发电企业（即纳入政府主管部门相关交易名单的市内外燃煤发电企业，下同），实施燃煤发电超额收益回收机制：若该发电主体该月的中长期和现货电能量结算全月合计均价（含发电机组运行补偿费用）较本市燃煤发电基准价超出政府文件规定的上浮比例上限，则对于该月超额收益予以全额回收，相关费用按照该月电力现货非结算日和结算日的实际上网（或落地）电量占全月电量的

比例，分别纳入直接交易统一账户用电主体偏差考核费用（电力现货非结算日）和电力现货市场双轨制不平衡资金（电力现货结算日）。初期仅针对燃煤发电进行超额收益回收，后续待《国家发展改革委国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）落地执行后，根据国家要求和外省经验进行修订调整。

修改为：

24.13 发电侧超额收益回收机制

每月对于市内公用燃煤发电企业和皖电东送燃煤发电企业，实施发电侧超额收益回收机制：若该发电主体在当月批发侧电能结算电价（包括基本电能量费用（即应付费用）、偏差收益回收费用、发电机组运行补偿费用、燃气机组度电价格补贴和收益调整费用、竞配新能源发电差价收益统筹费用、全月现货偏差修正费用、其他电能量费用等，不含超额收益回收费用）高于本市燃煤发电基准价，并且上浮比例超出政策规则规定的超额收益浮动上限，则对于在当月超出超额收益浮动上限的电价产生的超额收益予以等额回收；全部回收费用必须予以结算返还，按照该发电主体在当月电力现货非结算期间和结算期间的实际上网或落地电量占全月电量的比例，分别纳入直接交易统一账户解耦结算不一致费用（电力现货非结算期间）和电力现货市场双轨制不平衡资金（电力现货结算期间）。计算公式如下：

超额收益回收费用 = 实际上网或落地电量 × (批发侧电能结算电价 - 本市燃煤发电基准价 × (1 + 超额收益浮动上限))

在市场初期可按照全月计算超额收益回收费用，相关价格可取当月的全月合计均价；具备条件后可按照结算时段计算超额收益回收费用，相关价格可按照结算时段取当月的全月分段均价。发电侧超额收益回收机制可根据需要扩展至其他发电主体，皖电东送燃煤发电企业的超额收益回收费用由京交三部负责结算。”

修改理由：优化完善风险防控机制。

(5) 24.14 不平衡资金计算优化规则 (三)

原规则：(三) 市场结构类费用 (含双轨制不平衡费用)

1. 阻塞偏差费用。参与现货市场的本地发电企业阻塞偏差费用按照上网电量向参与现货市场的本地发电企业分摊或返还。

2. 直购用户不平衡费用。先计算当月电力现货结算日所有直购用户 (包含批发用户和售电公司) 电能量费用总和 A，再计算电力现货结算日直购用户对应的发电侧实付费用 B (包含向家坝、皖电参与直接交易、省间绿电、省内绿电、普通场外溯源交易实付费用 (按电力现货结算日直购用户用电量占直购用户全月总用电量的比例进行折算)，本地电厂电力现货结算日直接交易实付费用 (按直接交易合约电量占中长期合约电量比例计算))，若上述电力现货结算日发电

侧实际结算电量 $Q1$ (按电力现货结算日直购用户用电量占直购用户全月总用电量的比例折算或按电力现货结算日直接交易合约电量占中长期合约电量比例计算,下同) 大于或等于当月电力现货结算日直购用户结算电量 $Q2$, 则直购用户与对应的发电侧产生的不平衡资金 $T=A-B \times Q2/Q1$; 若电力现货结算日发电侧实际结算电量 $Q1$ 小于当月电力现货结算日直购用户结算电量 $Q2$, 则 $T=A-B-(Q2-Q1) \times P$, 其中 P 为本地参与现货市场的燃煤电厂电能量实付均价。不平衡资金 T 由本地参与现货市场的燃煤电厂与直购用户按照 1:1 比例进行分摊或返还, 发电主体对应部分按照上网电量比例进行分摊或返还, 直购用户对应部分按照用电量比例进行分摊返还。

3. 代购用户月度现货偏差费用。指代购用户电力现货结算日应收费用与实收费用的差额。由代购用户承担。

4. 其他不平衡费用。剩余的发电侧购电成本与用电侧产生的不平衡费用 (含双轨制不平衡费用) 由直购用户和代理购电用户按照用电量比例分摊或返还。该费用由市电力公司统筹计算。

修改为: (三) 市场结构类费用 (含双轨制不平衡费用)

1. 阻塞偏差费用。参与现货市场的本地发电企业阻塞偏差费用按照上网电量向参与现货市场的本地发电企业分摊或返还。

2. 直购用户不平衡费用。先计算当月电力现货结算日所有直购用户 (包含批发用户和售电公司) 电能量费用总和 A

(包含全月现货偏差修正费用),再计算电力现货结算日直购用户对应的发电侧实付费用 B (包含向家坝、皖电参与直接交易、省间绿电、省内绿电、普通场外溯源交易实付费用 (按电力现货结算日直购用户用电量占直购用户全月总用电量的比例进行折算),本地电厂电力现货结算日直接交易实付费用 (包含全月现货偏差修正费用,按直接交易合约电量占中长期合约电量比例计算)),若上述电力现货结算日发电侧实际结算电量 $Q1$ (按电力现货结算日直购用户用电量占直购用户全月总用电量的比例折算或按电力现货结算日直接交易合约电量占中长期合约电量比例计算,下同)大于或等于当月电力现货结算日直购用户结算电量 $Q2$,则直购用户与对应的发电侧产生的不平衡资金 $T=A-B \times Q2/Q1$;若电力现货结算日发电侧实际结算电量 $Q1$ 小于当月电力现货结算日直购用户结算电量 $Q2$,则 $T=A-B-(Q2-Q1) \times P$,其中 P 为本地参与现货市场的燃煤电厂电能量实付均价。不平衡资金 T 由本地参与现货市场的燃煤电厂与直购用户按照 1:1 比例进行分摊或返还,发电主体对应部分按照上网电量比例进行分摊或返还,直购用户对应部分按照用电量比例进行分摊返还。

3. 代购用户月度现货偏差费用。指代购用户电力现货结算日应收费用 (包含全月现货偏差修正费用) 与实收费用的差额。由代购用户承担。

4. 其他不平衡费用。剩余的发电侧购电成本与用电侧产

生的不平衡费用（含双轨制不平衡费用）原则上由直购用户和代理购电用户按月按照用电量比例分摊或返还。该费用由市电力公司统筹计算。不平衡费用与代理购电工作机制的衔接按照政府文件执行。

修改理由：明确其他不平衡费用与代理购电工作机制的衔接。

（6）24.14 不平衡资金计算优化规则

新增内容：直购用户和代理购电用户共同分摊或返还费用，依据月度实际结算情况进行清算。

修改理由：明确直购用户和代理购电用户共担费用与代理购电工作机制的衔接。

25 日清分与月结算衔接机制

原规则：为保障中长期与现货市场结算的稳妥衔接，参考其他省份的实践经验，现货市场开展单日或多日（非全月，下同）结算试运行，仍遵循“分时段结算、月结月清”的基本原则；同时将相关经营主体在现货结算日形成的日清分结果（包括日清分结算中各时点的中长期合约电量、实际上网或上网电量、实付或实收电能量费用等，下同）纳入批发侧的月度结算电费电价统一计算。

开展月度分时段结算时，对于参与电能量市场的市内发电主体、批发用户、售电公司（将所有零售用户作为一个整体视作批发用户，不考虑双方的分成或分摊收支），先根据

现行月度结算规则计算得出当月所有时段上网侧的月度中长期结算费用。再根据等比例原则按照实际上网电量或用电量占比确定非现货结算日月度中长期结算费用，现货运行日按照日清分结果进行结算。

在电力现货市场长周期结算试运行前，售电公司的月度结算差额（即现货运行日的实付或实收费用与按照现行月度结算规则计算得出的现货运行日月度中长期结算费用产生的差额，必要时可经过月度偏差修正等处理），暂由售电公司全额承担（分摊或分享）；电力现货市场长周期结算试运行后，按照相关规则结算。关于月度结算差额，可由政府主管部门根据结算结果研究确定实际收付费用上限和相关处理办法。

为维护现货结算试运行初期平稳运行，逐步培育经营主体的风险承受能力，批发侧经营主体的月度结算差额费用和相关省间中长期交易形成的不平衡资金，在市场初期按原费用的10%结算，相关比例也可由政府主管部门研究确定，上述调减前与调减后的差额纳入双轨制不平衡费用进行分摊或返还。

修改为：为保障中长期与现货市场结算的稳妥衔接，参考其他省份的实践经验，现货市场开展单日或多日（非全月，下同）结算试运行时，仍遵循“分时段结算、月结月清”的基本原则；同时将相关经营主体在现货结算日形成的日清分结果（包括日清分结算中各时点的中长期合约电量、实际上

网或用网电量、实付或实收电能量费用等，下同）纳入批发侧的月度结算电费电价统一计算。

开展月度分时段结算时，对于参与电能量市场的市内发电主体、批发用户、售电公司（将所有零售用户作为一个整体视作批发用户，不考虑双方的分成或分摊收支），先根据现行月度结算规则计算得出当月所有时段上网侧的月度中长期结算费用。再根据等比例原则按照实际上网电量或用电量占比确定非现货结算日月度中长期结算费用，现货运行日按照日清分结果进行结算。

2025 年年内，市内批发侧经营主体和电网企业代理购电的月度结算差额系按照现货偏差结算电能量费用扣减中长期结算电能量费用后的差值确定；对于每个市内批发侧经营主体或电网企业代理购电仅结算 10% 月度结算差额，其他费用全额结算。其中，现货偏差结算电能量费用包括基本电能量费用（即应收或应付费）、偏差收益回收费用、发电机组运行补偿费用、燃气机组度电价格补贴和收益调整费用、竞配新能源发电差价收益统筹费用、全月现货偏差修正费用、其他电能量费用等，不含超额收益回收费用。

市内批发侧发电主体的剩余 90% 月度结算差额按照直接交易用户和代理购电用户的实际用网电量比例拆分，形成对应直接交易用户和代理购电用户的两部分差额；然后分别与市内批发侧用电主体和电网企业代理购电的剩余 90% 月度结算差额合并计算，形成发用两侧、发电+代购两部分差额费

用。其中，发用两侧差额费用由市内发电企业、批发用户、售电公司按照实际上网（市场化部分）或用网电量占实际上网（市场化部分）与用网电量之和的比例进行分摊或分享；发电+代购差额费用由市内发电企业、代理购电用户按照实际上网（市场化部分）或用网电量占实际上网（市场化部分）与用网电量之和的比例进行分摊或分享。

修改理由：优化完善风险防控机制。

26 退补管理

原规则：由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，开展有关经营主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。

月度结算前发生的当月可追溯到日的电量差错或政策调整退补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据，若电量差错发生在月度结算后，则按照以下规则处理：

（1）对需退补主体实际电量与原电量的偏差电量按照结算周期内日前现货均价进行退补结算，不追溯影响其他主体的原结算结果。

（2）现货市场长周期结算试运行前，电量差错的退补结算的具体方式为先计算实际电量和原电量按照现行月度结算规则得出月度中长期结算退补费用，再加上现货运行日

实际电量与原电量的偏差电量按照结算周期内日前现货均价得出的费用，最后减去现货运行日实际电量和原电量按照现行月度结算规则以及电量占比计算得出的月度中长期结算退补费用，最终得出电量差错退补费用。因电量差错等原因形成的不平衡资金可纳入双轨制不平衡费用滚动至后续月份分摊或返还。

因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

修改为：由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补的，由交易机构根据电网企业、电力调度机构推送的修正电量等结算准备数据，出具有关经营主体的追退补电费结算依据。电量电费追退补调整的追溯期原则上不超过12个月。因政策或规则调整需要进行电费清算的，由交易机构根据有关政策、规则对已结算的电量、电费重新计算，出具有关经营主体的清算电费结算依据。

对于可追溯到日的电量电费追退补或清算调整，由交易机构按日重新计算；对于无法追溯到日的，可由交易机构按照以下规则处理：

（1）若调整仅影响单个经营主体，对需退补主体实际电量与原电量的偏差电量按照全月实时现货结算均价进行退补结算，纳入后续月份结算依据。

（2）若调整影响多个经营主体，则重新计算纳入后续

月份结算依据。

因电量差错、以及交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要追退补、清算电费（含不平衡资金等），在满足结算条件的下一个结算周期完成费用多退少补。

因历史电量差错等原因需重新计算电力用户已结算费用的，仅对产生差错的用电户号电量、电费进行退补调整。具体由电力交易机构根据电网企业提供的退补电量，在满足结算条件的下一个结算周期提供退补费用结算依据，包括需退补的市场电费（上网电费）和其他各类结算费用（如有）。电网企业据此直接将需退补的费用纳入最终结算电费。

修改理由：

1. 对照《电力市场计量结算基本规则的通知》（发改能源规〔2025〕976号），并结合上海实际情况予以修订调整。
2. 优化退补结算规则。

27 电费收付

（1）27.1 收付管理

原规则：市场交易电费由交易机构出具结算依据，用户电费由电网企业收取；售电公司电费由电网企业收取/支付；发电企业上网电费由电网企业支付。

修改为：市场交易电费由交易机构出具结算依据，用户电费由电网企业收取；售电公司电费由电网企业收取/支付；发电企业电费由电网企业收取/支付。

修改理由：部分电厂存在无上网电费、仅需要支付费用的场景。

28 其他结算事项

(1) 28.5.2 计量故障

原规则：用户计量设备故障（含电能计量设备缺少或不满足计量准确度要求的）且不配合修复、整改影响到用电秩序的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（3日）后，其用电量及后续退补电量均不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照拟合电量、电网企业代理购电价格的1.5倍开展电费结算。

修改为：用户计量设备故障（含电能计量设备缺少或不满足计量准确度要求的），在电网企业发出故障通知书的规定期限（3日）内不配合修复、整改影响到用电秩序的，其用电量及后续退补电量均不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照拟合电量、电网企业代理购电价格的1.5倍开展电费结算。

修改理由：修改表述。

(2) 28.5.5 分表及定比定量电量

原规则：主表具备现货分时计量条件，分表不具备现货分时计量条件的，视分表对应用电负荷情况，决定分表分时电量比例拟合计算规则；存在主分表的市场化用户，电网企业换装计量装置时应同时换装。

修改为：28.5.5 转供户、分表及定比定量电量

转供户或主表具备现货分时计量条件，被转供户级分表不具备现货分时计量条件的，视被转供户及分表对应用电负荷情况，决定被转供户及分表分时电量比例拟合计算规则；存在主分表的市场化用户，电网企业换装计量装置时应同时换装。

修改理由：在“转供户为市场化用户，被转供户为非市场化用户”的情况下，转供户应视被转供户对应的用电负荷情况，制定扣减分摊电量拟合计算的规则。

（3）28.7 电量采集

原规则：由于网络通信、设备运行环境等客观因素影响，采集到的交易示值曲线会存在少量数据点缺失。为了满足电力现货市场交易需求，提升数据质量，需利用科学合理的方法对缺失数据点进行拟合补全。首个数据点缺失时，选取本表日冻结数据补全，若日冻结数据无法获取，按其他数据点缺失规则补全。其他数据点缺失时，首先获取副表中对应时刻的数据进行补全，如无法获取副表数据，按照副表数据异常规则进行补全。副表数据异常时，若连续异常点数小于等于3个，则认为每两个异常点间用电量相等，将临近异常点区间的首尾正常数据的差值，等分到各计数间隔，作为该间隔的用电量，从异常区间前的正常数据开始，依次加上该计数间隔的用电量，补全缺失点；若连续异常数据点大于3个，判断该缺失数据属于工作日或非工作日，利用附录中的工作

日特征曲线或非工作日特征曲线（特征曲线规则详见附件《上海市场化交易电量结算曲线数据异常甄别与拟合办法》），对缺失数据进行补全。

修改为：由于网络通信、设备运行环境等客观因素影响，采集到的交易示值曲线会存在少量数据点缺失。为了满足电力现货市场交易需求，提升数据质量，需利用科学合理的方法对缺失数据点进行拟合补全。首个数据点缺失时，选取本表日冻结数据补全，若日冻结数据无法获取，按其他数据点缺失规则补全。其他数据点缺失时，首先获取副表中对应时刻的数据进行补全，如无法获取副表数据，按照副表数据异常规则进行补全。副表数据异常时，若连续异常点数小于等于3个，则认为每两个异常点间用电量相等，将临近异常点区间的首尾正常数据的差值，等分到各计数间隔，作为该间隔的用电量，从异常区间前的正常数据开始，依次加上该计数间隔的用电量，补全缺失点；若连续异常数据点大于3个，判断该缺失数据属于工作日或非工作日，利用附录中的工作日特征曲线或非工作日特征曲线（特征曲线规则详见附件《上海市场化交易电量结算曲线数据异常甄别与拟合办法》），对缺失数据进行补全。现阶段，上述采集拟合规则暂时适用于高压用户和直购低压用户，代购低压用户暂通过典型用电曲线折算方式。

修改理由：低压代购用户拟合规则仍需进一步研究优化。故予以补充说明，与24.11.2.1用电侧数据拟合表述保持一

致。

34 附则

新增内容：本规则中关于中长期市场及中长期交易相关描述，若有与国家及本市中长期交易规则、直接交易规则或实施方案等政策规则不一致的，以政策规则为准。我市风力、光伏、生物质发电为落实国家 136 号文要求直接参与市场交易的相关事项，根据《关于上海市贯彻落实新能源上网电价市场化改革有关事项的通知》（沪发改价管〔2025〕29 号），于 2025 年年末同步执行。

修改理由：中长期交易方式以中长期交易等规则方案为准。新能源入市相关事项与 29 号文同步于年末执行。