

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〔2026〕13 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 年第三次修订版）》 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 年第三次修订版）>的请示》（国网上电司调控〔2025〕953 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 年第三次修订版）》（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，做好电力现货市场与新能源上网电价市场化改革方案的衔接，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 年第三次修订版）修订条款



附件

上海电力现货市场实施细则 (结算试运行 2025 年第三次修订版) 修订条款

一、规则整体修改说明

(1) 原规则中“作为市场价格接受者”修改为“接受现货市场分时点电能量价格”。

修改理由：与修订后现货规则中“价格接受者”进行区分。

(2) 原规则中“新能源”修改为“风光新能源”。

修改理由：明确规则中“新能源”指代类型。

(3) 原规则中参与市场交易、评价考核、返还补偿、分摊分享的发电主体均是指“具备参与中长期和现货交易条件的发电主体”，辅助服务市场相关的交易结算等除外。

修改理由：明确规则中参与发电主体的范围。

(4) 原规则中“25 日清分与月结算衔接机制”条款整体删除。

修改理由：2026 年起，原条款已不适用。

二、具体章节修改说明

1 总则

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）、《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）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司

关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
（发改办运行〔2022〕475号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357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）》、《上海市新型储能示范引领创新发展工作方案（2025—2030年）的通知》（沪府办发〔2024〕28号）、《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）等文件精神
和有关规定，制定本规则。

修改理由：新增国家纲领性文件、上海市政策文件。

6 经营主体

（1）6.2.2 发电侧主体

原规则：

参与现货市场的电源类型包括但不限于：

（1）公用燃煤发电；

（2）政府主管部门规划纳入现货市场的其他电源主体。

(3) 虚拟电厂及独立储能等新型经营主体原则上均可参与上海电力现货市场，相关细则待上海电力现货市场运营较为成熟以及相关配套政策完善后再另行制定。

省间电源、市内保障性收购的优先发电作为市场运行物理边界条件。

修改为：

参与现货市场的电源类型包括但不限于：

(1) 公用燃煤发电；

(2) 政府主管部门规划纳入现货市场的其他电源主体：包括符合条件的燃气发电、风光新能源发电、生物质发电等。不具备参与中长期和现货交易条件的光伏新能源及生物质发电，即未建档立卡或者交易单元未同时符合交易申报出清和调度测控以及分时点计量结算要求的相关发电主体，和已正式投产但未直接参与市场交易的市内可再生能源分布式电源等，作为价格接受者，按月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格结算。发电主体为满足中长期和现货交易条件开展的调度测控、分时点计量采集有关改造工作可参照同类型新建机组的相关工作流程。

省间电源、市内保障性收购的优先发电作为市场运行物理边界条件。

修改理由：市场主体发生变化。

(2) 新增内容：

6.2.3 新型经营主体

鼓励新型经营主体积极参与现货市场交易，参与现货市场后与现有政策的衔接机制按国家和地方政府相关文件执行。参与现货市场的新型经营主体包括：

(1) 虚拟电厂，以聚合体为交易单元参与电力现货市场，单个交易单元的响应时间不超过 24 小时、调节能力不小于 5 兆瓦、连续响应时间不低于 1 小时。虚拟电厂初期可跨节点聚合，后期应按照同一节点聚合。虚拟电厂需以运营商为主体与电力调度机构签订并网调度协议。虚拟电厂每分钟调节速率不应低于最大调节能力的 3%。参与电力中长期市场和现货市场的虚拟电厂，应具备售电公司资质，且用户侧资源应为市场化用户。原则上虚拟电厂应纳入上海市虚拟电厂管理中心统一规范管理及备案，其作为聚合体参与电力现货市场的接入能力测试与认证应由上海市虚拟电厂管理中心认定。

(2) 独立储能，需具备额定功率在 5 兆瓦及以上，额定功率下可持续充电、放电时间均不低于 1 小时。具备调度直控条件，能够可靠接收和执行电力调度机构实时下达的充放电曲线及控制指令，各类性能指标及技术参数应满足相关要求。以独立主体身份按要求签订并网调度协议。

修改理由：明确虚拟电厂及独立储能等新型经营主体参与上海电力现货市场要求。

13 现货市场总体安排

新增内容：

13.3 风光新能源、生物质发电及新型经营主体参与现货市场方式

（一）风光新能源及生物质发电参与现货市场方式

（1）集中式风光新能源：具备接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线的能力。以项目为交易单元，报量报价参与。

（2）分布式风光新能源：

a. 独立参与市场的，应能明确自身所在节点（220kV 节点），具备申报预测功率及“四可”（可观、可测、可调、可控）能力。以项目为交易单元，报量报价参与。

b. 聚合后参与市场的，应具备申报预测功率及“四可”（可观、可测、可调、可控）能力。初期可跨节点聚合，后期应按照同一节点聚合。以聚合体为交易单元，报量报价参与。

（3）生物质发电：应具备分时调节能力，按照市场出清结果调整机组发电出力。以机组为交易单元，报量报价参与。

（二）新型经营主体参与现货市场方式

（1）虚拟电厂以聚合体为交易单元，报量报价按虚拟节点参与日前现货市场，具备实时跟踪市场计划曲线、响应调度指令、对聚合资源进行实时调控的能力的，可参与实时现货市场。

(2) 独立储能报量报价参与日前现货市场，由市场出清结果确定充放电计划曲线；不参与现货电能量市场的独立储能，由调度制定充放电计划曲线，按照政府核定价格确定充放电价格。

修改理由：明确风光新能源、生物质发电以及新型经营主体参与上海电力现货市场方式。

14 日前市场

(1) 14.3.2 日前电网运行边界条件

原规则：

(八) 新能源预测出力约束

新能源场站应申报次日 96 点功率预测曲线，在满足系统安全、网络约束和电力平衡的基础上，未选择参与日前市场的新能源场站所申报的次日 96 点功率预测曲线作为日前省内现货市场组织的边界条件，保障新能源优先消纳；选择参与日前市场的新能源场站所申报的次日 96 点功率预测曲线作为日前市场出清发电电力上限。

修改为：

(八) 风光新能源预测出力约束

风光新能源发电应申报次日 96 点功率预测曲线，在满足系统安全、网络约束和电力平衡的基础上，作为价格接受者的风光新能源，由电网公司代为预测并申报这类风光新能源的功率预测曲线，参与日前市场经济出清；选择参与日前

市场经济出清的风光新能源发电所申报的次日 96 点功率预测曲线作为日前市场经济出清发电电力上限。风光新能源的短期与超短期功率预测在电力调度机构的新能源场站数据上报系统中报送，其余申报信息在电力交易机构的电力交易平台上进行填报。

修改理由：修改风光新能源预测出力约束。

(2) 14.5 日前市场申报

原规则：参与现货市场申报的电源类型可为燃煤、燃气、风光新能源、生物质发电及其它新型经营主体等。现货电能量市场为每日均运行的市场，各经营主体需在每个竞价日（D-1）向市场运营机构提交申报信息，对于发电侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息，新能源场站未申报功率预测曲线的，功率预测值默认为 0；对于用户侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认日前市场申报量为缺省申报值，由经营主体在电力交易平台自行填报确定，若未填视作为 0。

修改为：参与现货市场申报的电源类型可为燃煤、燃气、风光新能源、生物质发电及其它新型经营主体等。现货电能量市场为每日均运行的市场，各经营主体需在每个竞价日（D-1）向市场运营机构提交申报信息，对于发电侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息，风光新能源发电未申报功率预测曲线的，功率预测值默认为 0；对于用户侧经营主体，迟报、漏报或不报者均默认日前

市场申报量为缺省申报值，由经营主体在电力交易平台自行填报确定，若未填视作为 0。对于新型经营主体，迟报、漏报或不报者均默认不参与日前市场经济出清。

修改理由：明确新型经营主体参与日前市场迟报、漏报或不报处理方法。

(3) 14.5.2 发电侧申报交易信息

原规则：

竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:30 间，所有参与现货市场的机组必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。在满足安全约束条件的基础上，当不同机组的分段电能量报价相同时，若该出力区间具备 AGC 调节功能，则机组优先中标；当火电和新能源报价相同时，则新能源优先中标出清；当相同类型电源报价相同时，按申报电力比例出清。

（一）火电机组申报电能量交易信息包括

修改为：

竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）10:30 间，所有参与现货市场的机组必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。在满足安全约束条件的基础上，当不同机组的分段电能量报价相同时，若该出力区间具备 AGC 调节功能，则机组优先中标；当各类型电源和新型经营主体报价相同时，市场中标排序依次为：风光新能源、生物质发电、燃煤燃气发电和新型经营主体。当相同类型电源报价相同时，

或燃煤燃气发电和新型经营主体报价相同时，按申报电力比例出清。

(一) 燃煤燃气发电申报电能量交易信息包括

修改原因：明确各类型电源和新型经营主体的市场中标排序。

(4) 14.5.2 发电侧申报交易信息

原规则：

(二) 新能源场站申报电能量交易信息：

新能源场站以场站为单位申报运行日的 96 点发电预测曲线及分段电能量报价，出力上限为电站额定容量，出力下限为零。新能源场站在 0 至额定容量之间进行电能量价格申报，可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间报价 (元/MWh)。每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。

修改为：

(二) 风光新能源及生物质发电申报电能量交易信息

(1) 风光新能源

报量报价风光新能源，以项目或以聚合体为交易单元，申报运行日的出力上下爬坡速率、日前 96 点短期功率预测曲线及分段电能量报价，出力上限为电站额定容量，出力下

限为零。风光新能源在 0 至额定容量之间进行电能量价格申报，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 1MW。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。

（2）生物质发电

报量报价生物质发电，以机组为单位进行报价，申报机组出力上下限和分段电能量报价，出力上下限之间可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。最低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低技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 1MW。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。

报量报价生物质发电按机组申报启动报价：启动报价用于弥补启动费用，机组申报的启动报价不得超出核定的启动报价范围。

作为价格接受者的生物质发电，申报运行日的 96 点自

计划发电曲线。

修改理由：明确风光新能源以及生物质发电参与日前现货市场的申报方式。

(5) 14.5.3 新型经营主体申报交易信息

新增内容：

(一) 虚拟电厂申报电能量交易信息：

申报 96 点的用电需求或发电出力上下限及价格信息，每个时间点，申报随用电需求增加价格单调非递增或随发电出力增加价格单调非递减的量价曲线，最多申报 5 段，每段需申报用电需求或发电出力区间起点 (MW)、终点 (MW)，以及该区间报价 (元/MWh)。报价段第一段起点为虚拟电厂的最小用电需求或最低发电出力，最后一段终点为虚拟电厂的最大用电需求或最高发电出力，每一个报价段的起始用电需求或发电出力必须为上一个报价段的用电需求或发电出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。

(二) 独立储能申报电能量交易信息：

(1) 运行日 (D 日) 96 点出力上下限约束。若未按时申报，独立储能处于充电状态时，出力上下限默认分别为 0 和额定充电功率 (以负值表示)；独立储能处于放电状态时，出力上下限默认分别为额定放电功率 (以正值表示) 和 0。

(2) 运行日 (D 日) 96 点荷电状态上下限约束，最小连续充电时间、最小连续放电时间。若未按时申报，独立储

能荷电状态上下限默认分别为技术参数中的最大、最小允许荷电状态。

(3) 运行日 (D 日) 单日充放电次数上限。

(4) 运行日 (D 日) 充放电能量价格曲线, 可最多申报共 5 段, 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)。充电功率以负值表示, 放电功率以正值表示。第一段出力区间起点为额定充电功率, 最后一段出力区间终点为额定放电功率, 每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点, 两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价, 出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不得超过规定的电能量申报价格上下限范围。

(5) 独立储能需申报日度开始及结束时的荷电状态 (SOC)。若申报, 将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件; 若不申报, 运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

修改理由: 明确新型经营主体参与日前现货市场的申报方式。

(6) 14.6.3 特殊机组在日前市场中的出清机制

原规则:

(六) 新能源机组

新能源自愿参与日前市场, 选择参与日前市场后, 不可

再行变更，未选择参与日前市场的新能源则作为日前市场的边界；新能源出清电力不超过该时段申报的功率预测值。因未满足系统安全、网络约束和电力平衡而需新能源弃电时，原则上按报价从高到低出清弃电量，作市场边界的新能源视作按申报下限价参与。

修改为：

（六）风光新能源及生物质发电

风光新能源按年自愿选择参与日前市场经济出清；风光新能源出清电力不超过该时段申报的功率预测值。

（1）日前可靠性机组组合出清

电力调度机构预测全网用电负荷和母线负荷，综合考虑风光新能源出力、省间联络线计划曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大（发电成本最小）为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开停机组合和发电出力曲线。根据风光新能源和生物质发电的日前申报信息开展可靠性机组组合计算。因未满足系统安全、网络约束和电力平衡而需风光新能源弃电时，原则上按报价从高到低出清弃电量，作为价格接受者的风光新能源弃电量安排参照有关可再生能源优先调度原则执行。

（2）日前市场经济出清

电力调度机构基于参与日前市场交易的发电主体、用电

主体申报信息、电网企业代理购电用户以及居民农业用电预测曲线等信息，聚合参与的分布式风光新能源按虚拟节点参与，采用安全约束机组组合（SCUC）算法进行优化计算；在安全约束机组组合的基础上，采用安全约束经济调度（SCED）算法对申报参与日前市场的发用主体，开展集中优化出清，出清得到日前市场发用曲线及分时电价，作为日前市场的结算依据。针对风光新能源和生物质发电，日前市场经济出清计算的依据如下：

a. 自愿选择参与日前市场经济出清的风光新能源，其申报的功率预测曲线和分段电能量报价参与日前市场经济出清；

b. 自愿选择不参与日前市场经济出清的风光新能源，不参与日前市场经济出清；

c. 报量报价参与日前市场经济出清的生物质发电，其申报的量价曲线参与日前市场经济出清；

修改理由：明确风光新能源及生物质发电参与日前现货市场的出清方式。

（7）14.6.3 特殊机组在日前市场中的出清机制

新增内容：

（七）新型经营主体

（1）日前可靠性机组组合出清

以电网预测系统负荷为负荷需求，出清运行日虚拟电厂的发用电计划曲线及独立储能的充放电出力计划曲线。

(2) 日前市场经济出清

根据独立储能申报的充放电能量价格曲线和日末荷电状态期望值（如申报），虚拟电厂作为发电侧资源，以市场化主体申报的负荷曲线叠加保障性用户的预测负荷曲线为负荷需求，出清运行日的独立储能分时点中标电力、节点电价和虚拟电厂分时点中标电力、虚拟节点电价（为系统电能价格）。

修改理由：明确新型经营主体参与日前现货市场的出清方式。

15 实时市场

(1) 15.3.3 特殊机组在实时市场中的出清机制

原规则：

(十) 新能源机组

新能源机组参与实时市场的方式原则上为报量报价，如下：在电网具备消纳新能源的条件下，对于未中标的发电量予以上网发电（指具备 AGC 功能新能源场站），结算价格见本规则结算细则，未具备 AGC 功能的新能源场站则应严格按照出清电力值执行。在无法满足系统安全、网络约束和电力平衡而需弃电时，按报价从高到低出清弃电量。

修改为：

(十) 风光新能源及生物质发电

(1) 风光新能源

报量报价风光新能源，每 15 分钟滚动申报未来 10 小时的超短期功率预测曲线，量价信息采用日前市场封存的分段电能量报价。

（2）生物质发电

报量报价生物质发电，量价信息采用日前市场封存的分段电能量报价。

作为价格接受者的生物质发电，采用日前市场封存的自计划发电曲线。

电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前可靠性机组组合及发电计划与日内市场机组组合基础上，以社会福利最大（发电成本最小）为优化目标，聚合参与的分布式风光新能源按虚拟节点参与，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价，确保系统平衡、实施阻塞管理。

除将风光新能源的日前短期功率预测曲线替换为实时超短期功率预测曲线外，实时市场出清计算的依据与日前可靠性机组组合依据相同。

系统有风光新能源消纳空间时，具备 AGC（自动发电控制）功能的风光新能源根据 AGC 指令加出力，实时调用风光新能源富余发电能力，将有富余发电能力的风光新能源出力调用到最大。未具备 AGC 功能的风光新能源按实时市场出清

的发电计划执行。

因系统安全、网络约束、电力平衡等原因无法全额消纳风光新能源时，相关风光新能源严格按照实时市场出清的发电计划执行。

修改理由：明确风光新能源参与实时现货市场的出清方式。

(2) 15.3.3 特殊机组在实时市场中的出清机制

新增内容：

(十一) 新型经营主体

实时现货市场出清时，独立储能日前出清结果各时点的荷电状态、不参与实时市场的虚拟电厂日前电能量市场出清的发用电计划曲线为市场边界，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度方法（SCED），出清参与实时市场的虚拟电厂分时点中标电力、虚拟节点电价（为系统电能价格）。

修改理由：明确新型经营主体参与实时现货市场的出清方式。

(3) 新增内容

15.4.3 独立储能应急调度

在存在清洁能源消纳困难、电力平衡紧张、电力系统发生安全事故等问题时，在不影响储能安全运行的前提下，电力调度机构可根据实际需求对独立储能日前出清的充放电计划曲线进行调整，并在实时结果发布时，向相关独立储能

市场主体披露调整原因，事后对参与应急调度的储能进行补偿。独立储能的应急调度，按照电网实际运行情况，按需调用。

当参与市场的独立储能资源被应急调度时，充放电价格计算方式如下：

(1) 独立储能放电价格，取储能所在节点的分时节点电价、储能申报价格中的最高值，即 $\max\{\text{分时节点电价}, \text{独立储能申报价格}\}$ ；

(2) 独立储能充电价格，取用户统一结算价格、节点电价中的最低值，即 $\min\{\text{用户统一结算价格}, \text{节点电价}, \text{独立储能申报价格}\}$ 。

储能电站因参与应急调用导致 SOC 状态发生变化后无法参与次日现货市场，调控机构视电网运行情况调整储能电站 SOC 状态。

修改原因：明确独立储能的应急调用以及结算方式。

18 结算原则

18.4 结算电价

新增内容：

(五) 报量报价参与的风光新能源和生物质发电，以交易单元所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。以聚合方式参与的分布式风光新能源，按系统电能价格进行结算。

(六)新建风光新能源和生物质发电调试期电价按相关调试价格执行，实际发电按日前申报的调试计划曲线执行。当风光新能源无法全额消纳时，风光新能源调试机组优先控制发电出力。

修改理由：明确风光新能源及生物质发电参与现货市场结算价格、风光新能源调试期电价。

20 用户侧结算

(1) 20.2.3 中长期合约差价结算

原规则：电网企业代理用户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。

$$\Xi_{\text{中长期合约}} = \sum_T \overline{O}_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \cdot c \cdot O_{\text{日前统一}, t}$$

其中：

$\Xi_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业代购电的中长期合约差价电费，

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价，

$O_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

修改为：电网企业代理用户按照其合约分时电量、合约分时价格与实时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。

$$\Xi_{\text{中长期合约}} = \sum_T \overline{O}_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \cdot c \cdot \Delta_{\text{实时统一}, M}$$

其中：

$\Xi_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业代购电的中长期合约差价电费，

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价；

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

修改理由：2026 年新能源参与现货结算试运行后，相关结算公式调整。

(2) 20.3.3 中长期合约差价结算

原规则：直购用户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。

$$\Xi_{\text{中长期合约}} = \sum_T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{日前统一}, t}$$

其中：

$\Xi_{\text{中长期合约}}$ 为直购用户的中长期合约差价电费，

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价，

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

修改为：直购用户按照其合约分时电量、合约分时价格与实时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。

$$\Xi_{\text{中长期合约}} = \sum_T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times \Delta_{\text{实时统一}, M}$$

其中：

$\Xi_{\text{中长期合约}}$ 为直购用户的中长期合约差价电费，

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价；

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

修改理由：2026 年新能源参与现货结算试运行后，相关结算公式调整。

21 发电侧结算

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。

$$O_{\text{中长期合约}} = \sum_T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{日前统一}, t}$$

其中：

$O_{\text{中长期合约}}$ 为机组的中长期合约差价电费；

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价；

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

修改为：机组按照其合约分时电量、合约分时价格与实时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。

$$O_{\text{中长期合约}} = \sum_T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times \Delta_{\text{实时统一}, M}$$

其中：

$O_{\text{中长期合约}}$ 为机组的中长期合约差价电费；

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价，

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

修改理由：2026 年新能源参与现货结算试运行后，相关结算公式调整。

22 虚拟发电商结算

22.2.3 中长期合约差价结算

原规则：虚拟发电商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。

$$O_{\text{中长期合约}} = \sum_T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{日前统一}, t}$$

其中：

$O_{\text{中长期合约}}$ 为虚拟发电商的中长期合约差价电费；

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价，

$O_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场 t 时段的统一结算点电价。

修改为：虚拟发电商按照其合约分时电量、合约分时价

格与实时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。

$$O_{\text{中长期合约}} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T O_{\text{中长期合约}, t} \times O_{\text{中长期合约}, t} \times \Delta_{\text{实时统一}, M}$$

其中：

$O_{\text{中长期合约}}$ 为虚拟发电商的中长期合约差价电费；

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

$O_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$\Delta_{\text{实时统一}, M}$ 为实时市场t时段的统一结算点电价。

修改理由：2026年新能源参与现货结算试运行后，相关结算公式调整。

24 市场平衡费用结算

(1) 24.3.6 发电机组运行补偿费用计算

原规则：发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算。其中，经政府主管部门同意，可考虑在由于机组自身原因导致机组产生运行偏差考核、燃料储备不足等情况下，对应时段的相关费用不纳入补偿费用计算中。具体计算步骤如下：

修改后：发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算。其中，经政府主管部门同意，可考虑在由于机组自身原因导致机组产生运行偏差考核、燃料储备不足等情况下，对应时段的相关费用不纳入补偿费用计算中。风光新能源发电

暂不给予运行补偿，生物质发电的运行补偿由价格主管部门研究确定。具体计算步骤如下：

修改理由：明确风光新能源发电不给予运行补偿。

(2) 24.14 不平衡资金计算优化规则

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（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 Q_2 ，则 $T=A-B-(Q_2-Q_1) \times P$ ，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或返还。

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（市场化部分）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），本地电厂非电力现货结算日电力直接交易（不含电网企业代理购电交易）实付费用（按电力直接交易（不含电网企业代理购电交易）合约电量占中长期合约电量比例计算），本地电厂电力现货结算日电力直接交易（不含电网企业代理购电交易）实付费用（包含全月现货偏差修正费用，按电力直接交易（不含电网企业代理购电交易）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电力直接交易（不含电网企业代理购电交易）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、风光新能源和生物质发电电能量实付均价。不平衡资金 T 由本地参与现货市场的燃煤电厂、风光新能源和生物质发电与直购用户按照 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。具备参与中长期和现货交易条件的光风新能源和生物质发电，在参与现货市场模拟试运行期间按结算时

段开展中长期偏差结算，与之对应的中长期合约在用电侧仍在电力现货市场中开展中长期合约差价结算。

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：2026 年新能源参与现货结算试运行后，相关不平衡费用计算和分配相应调整。

（3）新增内容：

24.15 风光新能源消纳现货调节回收费用

风光新能源消纳现货调节回收费用是指相关风光新能源在每个结算时点的实时现货超发电量（若有，下同）产生的回收费用；其中，实时现货超发电量是指在该结算时点的实时现货结算电量（是指在该结算时点用于现货偏差结算的实际上网电量，下同）超出实时现货出清电量的部分。每个结算时点的回收费用计算方式如下：

$$I_{\text{超发},\Lambda,M} = I_{\text{超发},\Lambda,M} \times I_{\text{实时},\Lambda,M} \times \Lambda$$

$$I_{\text{超发},\Lambda,M} = MKN I_{\text{实发},\Lambda,M} C I_{\text{实时},\Lambda,M}^0$$

其中， $I_{\text{超发},\Lambda,M}$ 为项目 i 在 t 时刻的实时现货超发电量

产生的回收费用； $I_{\text{超发},\Delta,M}$ 为项目 i 在 t 时刻的实时现货超发电量； $I_{\text{实时},\Delta,M}$ 为项目 i 在 t 时刻的实时现货结算电价； $I_{\text{实发},\Delta,M}$ 为项目 i 在 t 时刻的实时现货结算电量； $I_{\text{实时},\Delta,M}$ 为项目 i 在 t 时刻的实时现货出清电量； Δ 为风光新能源消纳超发回收比例，由政府价格主管部门确定。

初期风光新能源消纳现货调节回收费用按照参与现货市场的燃煤、燃气机组实际上网电量占比进行分享，后续将根据市场运行情况再优化完善有关分享方式。

修改理由：促进风光新能源合理报价，提升预测精度。

33 免责条款

原规则：（4）在市场初期，用电侧经营主体暂不具备自身负荷预测能力或预测能力较弱，且未引入独立的系统负荷预测机构，暂由调度机构负责短期系统负荷预测和超短期系统负荷预测，调度机构的负荷预测偏差不承担市场运行相关的经济责任。

修改为：（4）在市场初期，暂由调度机构代为开展系统负荷预测和部分风光新能源功率预测，调度机构的预测偏差不承担市场运行相关的经济责任。

修改理由：新能源入市后的免责条款。

上海市发展和改革委员会办公室

2026年1月16日印发