

《江苏省电力现货市场运营规则(V2.2 版)》

结算部分示例说明

(V1.0)

规则第一百五十九条 批发市场电能量电费按照《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)第八十四条方式二结算。其中,跨区跨省合同优先保障结算,核电保量保价小时数电量(如有)分解至每个现货时段后照付不议结算。省内交易中长期合同电量按中长期合同价格结算,并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值。日前市场出清电量与机制电量(如有)、保量保价小时数电量(如有)、跨区跨省合同电量(含绿电,下同)、省内中长期合同电量(含绿电,下同)的偏差按日前市场价格结算;实际电量与日前市场出清电量的偏差按实时市场价格结算。

参与现货出清的发电侧主体、电网侧储能充放电以机组(场站)所在节点电价作为现货市场结算价格。用户侧(含负荷类虚拟电厂)主体采用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现货电价由所有参与现货出清的发电侧主体实时结算电价按实际上网电量加权计算确定。日前市场统一结算点电价计算的发电侧主体范围与实时市场保持一致,按日前出清电量加权计算确定。

批发市场用户侧主体采用统一结算点电价进行现货偏差结算。日前出清电量与省内中长期合约、跨区跨省交易的偏差电量,按照日前市场统一结算点电价进行结算;实际用

电量与日前出清电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。

代理购电、居民农业全月实际使用市场电量与省内中长期合约的偏差电量，分别按照实时市场统一结算点全月均价进行结算。

发电侧市场主体中长期部分结算时，中长期合约电量按照合约价格结算。其中，省内中长期合约结算时，应叠加其现货结算价格与中长期结算参考点现货电价差值。中长期结算参考点现货电价取统一结算点电价。初期，原则上叠加日前现货结算价格与日前市场统一结算点电价差值；不参与日前市场结算的市场主体，叠加实时现货结算价格与实时市场统一结算点电价差值。

发电侧主体（非新能源项目）现货部分结算时：

- 1.参与现货出清的机组采用机组所在节点电价。参与日前、实时市场出清的机组日前出清电量与省内中长期合约、跨区跨省交易、保量保价小时数电量（如有）的偏差电量，按照日前市场节点电价结算；实际电量与日前市场出清电量的偏差按实时市场节点电价结算。

- 2.不参与现货出清的机组实际电量与省内中长期合约、跨区跨省交易、保量保价小时数电量（如有）的偏差电量，按照实时市场统一结算点价格结算。

发电侧主体（新能源项目）现货部分结算时：

- 1.参与实时市场出清的新能源项目实际上网电量对应机

制电量部分按照实时市场节点电价结算。自愿参与日前市场的，日前出清电量与机制电量、省内中长期合约、跨区跨省交易的偏差电量，按照日前市场节点电价结算；实际上网电量与日前市场出清电量的偏差按实时市场节点电价结算。不参与日前市场的，实际上网电量与机制电量、省内中长期合约、跨区跨省交易的偏差按实时市场节点电价结算。

2. 暂未参与现货市场出清但中长期市场准入生效的，实际上网电量对应机制电量部分，按实时市场同类项目分时上网电量加权均价结算；实际上网电量与机制电量、省内中长期合约、跨区跨省交易的偏差电量，按实时市场统一结算点价格结算。

3. 默认接受市场形成价格的新能源项目，现阶段结算价格按照发电侧实时市场同类项目日加权均价确定，乘以日电量后，通过月度加权方式结算，具备分时计量条件后，结算价格参照发电侧实时市场同类项目分时加权均价确定。

示例 1:

某日 0:00-0:15 时段，日前市场统一结算点电价为 280 元/MWh，实时市场统一结算点电价为 300 元/MWh。

批发市场用户侧结算:

售电公司 A 中长期合约曲线分解至该时段电量 14MWh，能量块交易总电量-2MWh，日前出清电量 13MWh，实际用电量 12.58MWh。则该时段下售电公司 A 的中长期合约（含能量块）按合约价格结算，日前市场偏差电量

13-14-(-2)=1MWh 按照日前市场统一结算点电价 280 元/MWh 结算，实时市场偏差电量 $12.58-13=-0.42$ MWh 按照实时市场统一结算点电价 300 元/MWh 结算。

批发市场发电侧（非新能源项目）结算：

1.某火电机组 A 参与现货出清，该时段日前出清电量 39MWh，实际上网电量 41MWh，中长期合约曲线分解至该时段电量 25MWh，其中省内中长期合约曲线分解电量 23MWh，能量块交易总电量 7MWh，火电机组 A 日前节点电价 292 元/MWh，实时节点电价为 306 元/MWh。该时段省内中长期交易（含能量块交易） $23+7=30$ MWh 按照合约价格叠加日前节点电价与日前市场统一结算点电价差值 $292-280=12$ 元 /MWh 后结算，日前市场偏差电量 $39-25-7=7$ MWh 按照日前节点电价 292 元/MWh 结算，实时市场偏差电量 $41-39=2$ MWh 按照实时节点电价 306 元/MWh 结算。

2.某火电机组 B 不参与现货出清，该时段实际上网电量 21MWh，省内中长期合约曲线分解至该时段电量 27MWh，能量块交易总电量-4MWh。该时段中长期交易（含能量块交易）按照合约价格叠加实时市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价差值 $300-300=0$ 元/MWh 后结算（即中长期交易按照合约价格结算），实时市场偏差电量 $21-27-(-4)=-2$ MWh 按照实时市场统一结算点电价 300 元

/MWh 结算。

批发市场发电侧（新能源项目）结算：

1.某新能源机组 A 参与实时市场出清，该机组所在节点实时节点电价 350 元/MWh，该时段上网电量 12MWh，机制电量比例 60%，省内中长期合约曲线分解至该时段电量 5MWh，能量块交易总电量 1MWh。则机制电量部分 $12 \times 60\% = 7.2\text{MWh}$ 按照实时节点电价 350 元/MWh 结算。

若该机组自愿参与日前市场，日前出清电量 15MWh，日前节点电价 340 元/MWh，则中长期交易（含能量块交易）按照合约价格叠加日前节点电价与日前市场统一结算点电价差值 $340 - 280 = 60$ 元/MWh 结算，日前市场偏差电量 $15 - 12 \times 60\% - 5 - 1 = 1.8\text{MWh}$ 按照日前节点电价 340 元/MWh 结算，实时市场偏差电量 $12 - 15 = -3\text{MWh}$ 按照实时节点电价 350 元/MWh 结算。

若该机组不参与日前市场，则中长期交易（含能量块交易）按照合约价格叠加实时节点电价与实时市场统一结算点电价差值 $350 - 300 = 50$ 元/MWh 结算，实时市场偏差电量 $12 - 12 \times 60\% - 5 - 1 = -1.2\text{MWh}$ 按照实时节点电价 350 元/MWh 结算。

2.某新能源机组 B 暂未参与现货市场出清但中长期市场准入生效，该时段上网电量 16MWh，机制电量比例 75%，

省内中长期合约曲线分解至该时段电量 3MWh，能量块交易总电量-2MWh，该时段下实时市场同类项目分时上网电量加权均价 295 元/MWh。则机制电量部分 $16 \times 75\% = 12\text{MWh}$ 按照该时段下实时市场同类项目分时上网电量加权均价 295 元/MWh 结算，该时段中长期交易（含能量块交易）按照合约价格叠加实时市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价差值 $300 - 300 = 0$ 元/MWh 后结算（即中长期交易按照合约价格结算），实时市场偏差电量 $16 - 16 \times 75\% - 3 - (-2) = 3\text{MWh}$ 按照实时市场统一结算点电价 300 元/MWh 结算。

3.某新能源机组 C 为默认接受市场形成价格的新能源项目。若机组 C 具备分时计量条件，该时段上网电量 0.25MWh，发电侧实时市场同类项目分时加权均价 275 元/MWh，则该时段机组 C 结算电能量费用 $0.25 \times 275 = 68.75$ 元。若机组 C 不具备分时计量条件，当日上网电量 6.5MWh，发电侧实时市场同类项目日加权均价 270 元/MWh，则当日机组 C 结算电能量费用 $6.5 \times 270 = 1755$ 元。

以上新能源机制电量部分按机制电价开展差价结算。

规则第一百六十条 用电侧（发电侧）支付（收取）的市场运营费用包括成本补偿费用、市场不平衡费用、市场调节费用。

（一）成本补偿费用和分摊

启停机组成本补偿费用：火电、核电机组启动后 72 小

小时内发生的停机或停机后 72 小时内发生的启动，实施启停机组成本补偿（包括日前出清启停和临时调令启停，属于非计划停运引起的除外，跨月启停或者停启情况纳入次月结算）。按照启停费用报价予以补偿。

启停机组成本补偿费用按月向参与现货市场的一类用户和售电公司按照用电量占比分摊。

示例 2：

某煤电机组某月 5 日启动费用报价为 30 万元。该机组 3 日 7:00 根据调度临时调令停机，5 日 19:00 根据实时市场出清结果开机，因该机组在停机后 72 小时内启动，按其报价获得补偿 30 万元。

（二）市场不平衡费用

1. 省内中长期合约结算差值返还回收及不平衡费用

引入中长期结算参考点现货电价后，发电机组（或风电、光伏项目）中长期合约执行价格变动导致的损益部分，向其返还或回收，返还或回收的比例设置为 k ($0 \leq k \leq 1$)，后续根据市场建设进程逐步降低。返还或回收后，产生的收支不平衡费用向参与现货市场结算的发电侧主体按省内中长期合约电量分摊或返还。（交易单元各时段 $k = \min$ （计算上网电量/中长期合约电量，1）。计算上网电量为（1）新能源按实际上网电量扣除机制电量计算（2）燃煤机组考虑深度调峰和调停影响，计算上网电量 $= \max$ （实际上网电量，等效容量 $\times 0.25$ 小时 $\times L$ ）（3）其它类型发电主体计算上网电量取实际

上网电量。其中，交易单元等效容量为其各机组等效容量之和，机组检修和非计划停运时段等效容量为 0，调停时段和启停过程等效容量为额定容量）系数 k 、 L 由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

示例 3：

接示例 1，新能源机组 A 自愿参与日前市场，该时段计算上网电量 $12 \times (1-60\%) = 4.8\text{MWh}$ ， $k = \min(4.8/(5+1), 1) = 0.8$ ，该项目省内中长期交易（含能量块）按照合约价格叠加 $340-280=60$ 元/MWh 结算，按照 $k=0.8$ 回收后价差余额为 $60 \times (1-0.8) = 12$ 元/MWh，该时段新能源机组 A 产生的价差费用为 $-12 \times (5+1) = -72$ 元。各发电企业价差费用分时计算汇总后的净值向参与现货市场结算的发电侧主体按省内中长期合约电量分摊或返还。

接示例 1，该时段下火电机组 A 的等效容量为 600MW。根据 12 月 12 日，江苏电力市场管理委员会 2025 年第四次全体会议审议，燃煤机组上网电量计算系数 L 取 0.4。火电机组 A 该时段下的计算上网电量 $= \max(41, 600 \times 0.25 \times 0.4) = 60\text{MWh}$ ， $k = \min[60/(23+7), 1] = 1$ ，即火电机组 A 省内中长期交易（含能量块）叠加的价差费用 $292-280=12$ 元/MWh 全额回收。若该时段下火电机组 A 的省内中长期交易（含能量块）为 80MWh， $k = \min(60/80, 1) = 0.75$ ，火电机组 A 省内中长期交易（含能量块）叠加的价差费用按照 $k=0.75$ 回收后价差余额为 $12 \times (1-0.75) = 3$ 元/MWh，该时段火电机组 A

产生的价差费用为 $-3 \times 80 = -240$ 元，各发电企业价差费用分时计算汇总后的净值向参与现货市场结算的发电侧主体按省内中长期合约电量分摊或返还。

2. 结构性偏差电量与电费

市场内发电侧日前市场结算电量、实时市场结算电量（含月度调平电量、机制电量、默认接受市场价格的新能源市场化结算电量）、发电侧中长期偏差结算电量与用电侧日前市场结算电量、实时市场结算电量（含月度调平电量）之差，为结构性偏差电量。按照实时市场统一结算点价格的全月算术均价结算，形成结构性偏差电费。

示例 4:

某现货运行月份全省参与现货结算的发电机组（项目）日前市场结算电量 0.6 亿千瓦时，实时市场结算电量 1.3 亿千瓦时，发电侧中长期偏差结算电量 -0.3 亿千瓦时，参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）日前市场结算电量 1.2 亿千瓦时，实时市场结算电量 0.5 亿千瓦时。实时市场全月统一结算点算术均价 0.298 元/千瓦时。

则该月形成结构性偏差电量 $0.6 + 1.3 + (-0.3) - 1.2 - 0.5 = -0.1$ 亿千瓦时，结构性偏差电费 $-0.1 \times 0.298 = -0.0298$ 亿元。

3. 非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用

非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用

由未参与日前市场结算的上网电量（含新能源机制电量）对应用户侧按日前市场与实时市场的结算价差产生，通过分时计算全月汇总得到。其中分时非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用=（用户侧日前市场偏差结算电量-发电侧日前市场偏差结算电量）×（实时市场统一结算点电价-日前市场统一结算点电价），在参与日前市场结算的一类用户及售电公司按月度用电量占比分摊或返还。

示例 5:

接示例 1，该时段用户侧日前市场偏差结算电量 0.06 亿千瓦时，发电侧日前市场偏差结算电量 0.02 亿千瓦时，则该时段非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用为 $(0.06-0.02) \times (300-280) = 0.8$ 亿元。分时计算全月汇总后，在参与日前市场结算的一类用户及售电公司按月度用电量占比分摊或返还。

4. 市场量价不平衡费用

市场内发电侧日前市场结算电费、实时市场结算电费（含月度调平电量、机制电量、默认接受市场价格的新能源市场化结算电量等对应电费）、发电侧中长期偏差结算电费与用电侧日前市场结算电费、实时市场结算电费（含月度调平电费）、结构性偏差电费、非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用之差，为市场量价不平衡费用，在参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例分

摊或返还，其中发电主体（含默认接受市场价格的新能源）按月度上网电量（不含机制电量）占比分摊或返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊或返还。

示例 6:

接示例 4，某现货运行月份，发电侧日前市场结算电费 0.18 亿元，实时市场结算电费 0.96 亿元，中长期偏差结算电费 -0.1 亿元，用电侧日前市场结算电费 0.4 亿元，实时市场结算电费 0.16 亿元。非双偏差结算部分（新能源全量入市）量价不平衡费用 0.8 亿元。则全月量价不平衡费用 $0.18+0.96-0.4-0.16+(-0.1)-(-0.0298)-0.8=-0.2902$ 亿元。

（正值表示向经营主体收取，负值表示向经营主体返还）

该费用中的 1/2 按照上网电量（不含机制电量）比例向参与现货结算的发电机组（项目）（含默认接受市场价格的新能源）分摊或返还，1/2 按照用电量比例向参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）分摊或返还。

5. 结构性不平衡费用

结构性偏差电量为正时，作为电网企业代理购电来源，按照实时市场统一结算点价格的全月算术均价结算，结构性不平衡费用为 0。结构性偏差电量为负时，该电量对应按照电网企业代理购电当月平均购电的清算价、实时市场统一结算点价格的全月算术均价的价差费用，为结构性不平衡费用，在参与现货市场结算的批发市场发用两侧主体间按 1:1 比例

分摊或返还，其中发电主体（含默认接受市场价格的新能源）按月度上网电量（不含机制电量）占比分摊或返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比分摊或返还。

示例 7：

接示例 4，电网企业代理购电预测并向社会公布的当月平均购电价格为 0.362 元/千瓦时，电网企业代理购电当月平均购电的清算价格为 0.36 元/千瓦时。则该月形成结构性不平衡费用结算值 $0.1 \times (0.362 - 0.298) = 0.0064$ 亿元。（正值表示向经营主体收取，负值表示向经营主体返还）

该费用中的 1/2 按照上网电量（不含机制电量）比例向参与现货结算的发电机组（项目）（含默认接受市场价格的新能源）分摊或返还，1/2 按照用电量比例向参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）分摊或返还。

该月形成结构性不平衡费用清算值 $0.1 \times (0.36 - 0.298) = 0.0062$ 亿元。

由此形成的各经营主体结构性不平衡费用分摊或返还的调整值 $0.1 \times (-0.002) = -0.0002$ 亿元在后续月份清算。

（三）市场调节费用

1. 发电侧中长期合约超额收益回收费用和返还

中长期交易准入生效的发电侧（含煤电、核电、新能源，按中长期交易单元）全月中长期合约（含跨省跨区交易合约、核电保量保价小时数电量）加机制电量占实际上网电量与折

算上网电量较小值的比例低于一定数值 $p1$ 时，低于部分按照该交易单元全月日前、实时市场电能量结算加权均价与所有参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（不含所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值）的价差乘以 m ，回收正收益部分。

中长期合约（含跨省跨区交易合约、核电保量保价小时数电量）加机制电量占实际上网电量与折算上网电量较大值的比例高于一定数值 $p2$ ，高出部分按照所有参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价（不含所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值）与该交易单元全月日前、实时市场电能量结算加权均价的价差乘以 m ，回收正收益部分。其中，煤电中长期合约电量（含跨省跨区交易合约）低于 h 等效可用（扣除检修）容量对应电量时予以豁免。系数 $p1$ 、 $p2$ 、 m 、 h 由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

其中：

折算上网电量=实际上网电量 $\times$ （参与现货结算的所有火电、核电、新能源实际上网电量+结构性偏差总电量）/参与现货结算的所有火电、核电、新能源实际上网电量

发电侧中长期合约超额收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体（不含默认接受市场价格的新能源）按 1:1 比例返还，其中火电、核电、新能源按月

度上网电量（不含机制电量）占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。

示例 8:

根据 12 月 12 日，江苏电力市场管理委员会 2025 年第四次全体会议审议，p1 煤电、核电、新能源取 90%；p2 火电、核电、新能源取 110%；m 取 1.2；h 取 45%。

某 1000MW 的火电机组某现货月上网电量 6 亿千瓦时，其全月中长期合约总电量 5 亿千瓦时。该月其日前、实时市场电能量结算加权均价 280 元/MWh,该月所有参与现货市场结算的发电侧省内中长期合约结算加权均价为 350 元/MWh。该月参与现货结算的所有火电、核电、新能源总上网电量 390 亿千瓦时，结构性偏差电量（向市场内送入）20 亿千瓦时。

则：

折算上网电量为 $6 \times (390 + 20) / 390 = 6.308$ 亿千瓦时

因中长期合约电量小于上网电量，该机组中长期合约占比为 $5 / \min(6, 6.308) = 0.833 < 90\%$ 。

该机组超额收益为 $600000 \text{ (MWh)} \times (0.9 - 0.833) \times (280 - 350) \times 1.2 = -337.68$ 万元 < 0 , 超额收益回收费用为 0。

若该机组上网电量为 4 亿千瓦时，其他参数不变，则：

折算上网电量为 $4 \times (390 + 20) / 390 = 4.205$ 亿千瓦时

因中长期合约电量大于上网电量，该机组中长期合约占比为 $5 / \text{Max}(4, 4.205) = 1.189 > 110\%$ 。

该机组超额收益为 $400000 \text{ (MWh)} \times (1.189 - 1.1) \times (350 - 280) \times 1.2 = 299.04 \text{ 万元} > 0$ ，超额收益回收费用为 299.04 万元。

全省火电、核电、新能源电厂（不含默认接受市场价格的新能源）超额收益回收总费用中的 1/2 按照上网电量比例（不含机制电量）向参与现货结算的发电机组（项目）返还，1/2 按照用电量比例向参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）返还。

2. 用户侧中长期合约超额收益回收费用和返还

各参与现货交易的用电侧经营主体全月中长期合约电量占实际用电量的比例低于 q_1 时（将新能源机制电量占比 f 纳入用户侧中长期签约比例统计，后续视每个月机制电量占市场化用电量比例和新能源发展情况调整），低于部分按照全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价与该主体日前、实时市场电能量结算加权均价的价差乘以 m ，回收正收益部分；全月中长期合约电量占实际用电量的比例高于 q_2 时，高出部分按照该主体日前、实时市场电能量结算加权均价与全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价的价差乘以 m ，回收正收益部分。系数 q_1 、 q_2 、 m 、 f 由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

用户侧中长期合约超额收益回收费用向参与现货市场

结算的批发市场发用两侧部分主体（不含默认接受市场价格的新能源）按 1:1 比例返还，其中火电、核电、新能源按月度上网电量（不含机制电量）占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。

示例 9:

根据 12 月 12 日，江苏电力市场管理委员会 2025 年第四次全体会议审议， q_1 取 90%（虚拟电厂 80%）； q_2 取 105%（虚拟电厂 110%）； m 取 1.2； f 取 20%。

某售电公司现货月代理零售用户总用电量 6 亿千瓦时，其全月中长期合约总电量 4 亿千瓦时。该月全体一类用户、售电公司中长期合约结算加权均价 350 元/MWh，该售电公司日前、实时市场电能量结算加权均价 298 元/MWh。

考虑新能源机制电量占比 $f=20\%$ 后，该售电公司全月中长期合约电量占实际用电量的比例 $4/6+20\%=0.867<90\%$ 。

该售电公司超额收益为 $600000 \text{ (MWh)} \times (0.9-0.867) \times (350-298) \times 1.2=123.552 \text{ 万元}>0$ ，超额收益回收费用为 123.552 万元。

若该售电公司代理用户用电量为 4 亿千瓦时，其他参数不变，则：

因中长期合约电量大于上网电量（考虑新能源机制电量占比），该售电公司中长期合约占比为 $4/4+20\%=1.2>105\%$ 。

该售电公司超额收益为 $400000 \text{ (MWh)} \times (1.05-1.25)$

$\times (350-298) \times 1.2 = -499.2$ 万元，超额收益回收费用为 0。

全省火电、核电、新能源电厂（不含默认接受市场价格的新能源）超额收益回收总费用中的 1/2 按照上网电量比例（不含机制电量）向参与现货结算的发电机组（项目）返还，1/2 按照用电量比例向参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）返还。

3. 用户侧日前申报偏差收益回收费用和返还

参与现货交易的用电侧经营主体某时段日前市场出清电量占实际用电量的比例低于一定数值 q_3 时，低于部分按照该时段日前市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价的价差，回收正收益部分；某时段日前市场出清电量占实际用电量的比例高于一定数值 q_4 时，高于部分按照该时段实时市场统一结算点电价与日前市场统一结算点电价的价差，回收正收益部分。系数 q_3 、 q_4 由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

用户侧日前申报偏差收益回收费用向参与现货市场结算的批发市场发用两侧部分主体（不含默认接受市场价格的新能源）按 1:1 比例返还，其中火电、核电、新能源按月度上网电量（不含机制电量）占比返还，一类用户及售电公司（含虚拟电厂）按月度用电量占比返还。

示例 10:

根据 12 月 12 日，江苏电力市场管理委员会 2025 年第

四次全体会议审议，q3 取 95%（虚拟电厂 90%）；q4 取 105%（虚拟电厂 110%）。

某日 0:00-0:15 时段，日前市场统一结算点电价为 280 元/MWh，实时市场统一结算点电价为 300 元/MWh。

某售电公司日前市场出清电量 20MWh，实际用电量 25MWh。则该售电公司日前市场出清电量占实际用电量的比例 $20/25=80\%<95\%$ 。该售电公司日前申报偏差收益 $(20-0.95\times 25)\times (300-280)=-75$ 元 <0 ，该时段超额收益回收费用为 0。

若该售电公司实际用电量 16MWh，其他参数不变，则该售电公司日前市场出清电量占实际用电量的比例 $20/16=1.25>105\%$ 。该售电公司日前申报偏差收益 $(20-1.05\times 16)\times (300-280)=64$ 元 >0 ，该时段超额收益回收费用为 64 元。

用户侧日前申报偏差收益经过分时计算、全月汇总后，1/2 按照上网电量比例（不含机制电量）向参与现货结算的发电机组（不含默认接受市场价格的新能源）返还，1/2 按照用电量比例向参与现货结算的一类用户和售电公司（含虚拟电厂）返还。

4.调试机组超额收益回收

机组因自身原因在日前、日内申报调试的，将调试时段内机组超额收益进行回收，计算公式如下：

超额收益=按市场价结算的电能量电费（含中长期、现货）-实际上网电量×年度交易加权均价

当超额收益 >0 时，将对应费用回收；超额收益 <0 时，不回收费用。

回收费用按月向参与现货市场实时出清的发电侧主体按照上网电量比例返还。

示例 11:

某发电机组因自身原因申报从 10:05 至 20:35 调试，其在 10:00-10:15 时段产生上网电量 100MWh，其中中长期合约电量 105MWh，均价 410 元/MWh（含节点价差），日前偏差电量 5MWh，日前节点电价 290 元/MWh，实时偏差电量-10MWh，实时节点电价 280 元/MWh。10:15-10:30 时段产生上网电量 100MWh，其中中长期合约电量 80MWh，均价 410 元/MWh（含节点价差），日前偏差电量-10MWh，日前节点电价 320 元/MWh，实时偏差电量 30MWh，实时节点电价 270 元/MWh。年度交易加权均价 380 元/MWh。则：

10:00-10:15 时段按市场价结算的电能量均价为
 $[105 \times 410 + 5 \times 290 + (-10) \times 280] / 100 = 417$ 元/MWh

10:00-10:15 机组调试超额收益为 $100 \times 10(\text{分钟}) / 15(\text{分钟}) \times (417 - 380) = 2466.67$ 元

10:15-10:30 时段按市场价结算的电能量均价为
 $[80 \times 410 + (-10) \times 320 + 30 \times 270] / 100 = 377$ 元/MWh

10:15-10:30 机组调试超额收益为 $100 \times (377 - 380) = -300$ 元 < 0 ，不回收

全省全月调试机组超额收益回收费用总和按月度上网电量比例向参与现货市场实时出清的发电侧主体（统调火电、核电、统调集中式风电光伏）返还。