

福建电力市场现货交易实施细则（2024 年修订版）修订内容（2025 年第四次修订）

根据《国家能源局福建监管办公室 福建省发展和改革委员会关于批准〈福建电力市场现货交易实施细则（2024 年修订版）〉的函》（闽监能函〔2024〕34 号）相关要求，结合国家政策要求和福建现货市场交易开展情况，建议对《福建电力市场现货交易实施细则（2024 年修订版）》及历次修订内容（简称原文）的部分条款进行修订。

一、调整新能源及虚拟电厂申报要求

（一）原文

第五章 增加一条：分布式电源通过虚拟电厂按发电类聚合单元参与中长期交易。报量报价方式参与日前现货电能量市场的新能源场站按照项目、虚拟电厂发电类聚合单元按照 220kV 聚合单元进行申报，电能量申报要求如下：

（一）电能量报价按容量采用多段式连续报价，总段数暂定不超过 10 段，每段需申报出力起点（MW）、出力终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）；发电能力上限曲线。

（二）第一段出力起点为 0MW，最后一段出力终点为新能源项目的装机额定容量；每段报价的出力起始点必须为上一段报价段的出力终点；申报的出力起点和出力终点需为整数，每段出力

区间不小于 1MW；每段报价均包含出力终点值，均不包含出力起点值。

（三）申报的价格不得超过现货电能量市场的报价上下限范围，报价-出力曲线必须单调非递减。

（四）机组报价需经市场力检测，具体办法与 A 类燃煤机组市场力检测办法一致，市场力检测价格采用 1000MW 等级煤电机组市场力检测价格。

（二）修改为

第五章 增加一条：报量报价方式参与日前现货电能量市场的新能源场站按照项目、虚拟电厂发电类聚合单元按照 220kV 聚合单元进行申报，电能量申报要求如下：

（一）电能量报价按容量采用多段式连续报价，总段数暂定不超过 10 段，每段需申报出力起点（MW）、出力终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）；发电能力上限曲线。

（二）第一段出力起点为 0MW，最后一段出力终点为新能源项目的装机额定容量；每段报价的出力起始点必须为上一段报价段的出力终点；每段报价均包含出力终点值，均不包含出力起点值。

（三）申报的价格不得超过现货电能量市场的报价上下限范围，报价-出力曲线必须单调非递减。

（四）机组报价需经市场力检测，具体办法与 A 类燃煤机组市场力检测办法一致，市场力检测价格采用 1000MW 等级煤电机组市场力检测价格。

二、修改 C 类市场化主体的实时偏差电费相关条款

(一) 原文

2. 实时偏差电费 $R_{\text{实时偏差}}^C$

C 类发电侧主体在该时段实际上网电量和合同电量产生的偏差电量按照政府核定上网电价（不含补贴）、中长期交易合同均价或者相关文件规定电价结算的电费：

$$R_{\text{实时偏差}}^C = \sum_{i,j} (Q_{i,j}^{C,r} - Q_{i,j}^{C,c}) \times P_{i,j}^C$$

其中： $Q_{i,j}^{C,r}$ 为 C 类发电侧主体 i 在 j 时段的实际上网电量， $P_{i,j}^C$ 为 C 类发电侧主体 i 在 j 时段的偏差结算电价。其中参与市场交易的发电主体实际上网电量和合同电量产生的正偏差电量按照政府核定上网电价（不含补贴）结算，负偏差电量按照该结算单元在 j 时段对应的中长期交易合同均价结算。未直接参与市场交易的优发保障性电源的发电企业正、负偏差电量按照政府核定上网电价（不含补贴）结算。应急、调试机组（含已商运暂未参与中长期的机组）按照相关文件规定结算。

(二) 修改为

2. 实时偏差电费 $R_{\text{实时偏差}}^C$

C 类发电侧主体在该时段实际上网电量和合同电量产生的偏差电量按照政府核定上网电价（不含补贴）、中长期交易合同均价或者相关文件规定电价结算的电费：

$$R_{\text{实时偏差}}^C = \sum_{i,j} (Q_{i,j}^{C,r} - Q_{i,j}^{C,c}) \times P_{i,j}^C$$

其中： $Q_{i,j}^{C,r}$ 为 C 类发电侧主体 i 在 j 时段的实际上网电量， $P_{i,j}^C$

为C类发电侧主体*i*在*j*时段的偏差结算电价。其中参与市场交易的发电主体实际上网电量和合同电量产生的正偏差电量按照政府核定上网电价和当月月度集中竞价*j*时段的成交价格取低值结算，如*j*时段无价格则由最近一次集中竞价交易加权均价确定。负偏差电量按照该结算单元在*j*时段对应的中长期交易合同均价结算。纳入优发保障性电源的发电企业正、负偏差电量按照政府核定上网电价（不含补贴）结算。应急、调试机组（含已商运暂未参与中长期的机组）按照相关文件规定结算。

三、完善二级价格限值机制

（一）原文

第四十四条 （三）运行日后一日（D+1日），启动实时市场价格校验，推送机组实时市场出清价格，用于现货结算。

第七十二条 （二）D+1日23:50前，电力调度机构按照每15分钟一组数据向电力交易机构和经营主体发布D日用于结算的实时市场出清结果，包括：

1.A类发电侧主体参与实时市场的出清电价。

2.实时市场的系统边际电价。

第七十九条

（七）D+2日12:00前，在电力交易平台提供经校验后的A类发电侧主体实时市场的出清价格，用于结算（特定信息）；经校验后的实时市场的系统边际电价（公开信息）；校验后价格变化原因（公开信息）；实时市场竞价空间（公开信息）。

第八十五条

(二)当日 24 个时段的现货实时市场加权平均价的算术平均值超过二级价格限值上限时触发二级价格限价机制,将各时段现货实时市场加权平均价、A、B 类发电侧主体实时市场均价等比例缩小,以满足日 24 个时段的现货实时市场加权平均价的算术平均值不超过二级价格限值,以发、用两侧缩小后的价格开展电能量及各项市场费用结算。

(三)二级价格限值以月为周期进行动态调整,每月的初始二级价格限值取燃煤机组 300MW 容量等级市场力检测价格的 β 倍, β 取 1.05。当 24 个时段的现货实时市场加权平均价的算术平均值累计 N 天超过二级价格限值时,按照当月已发布的燃料价格重新测算二级价格限值,同时二级价格限值的系数 β 取 1;调整之后,如超过二级价格限值累计再达到 N 天,二级价格限值取燃煤机组 300MW、600MW 和 1000MW 容量等级市场力检测价格平均值、系数 β 取 1。调整后的二级价格限值,最低不低于当月月度集中竞价交易加权均价。若未开展当月月度集中竞价交易,则采用此前最近一次集中竞价交易加权均价。

(二) 修改为

第四十四条 (三)运行日后一日(D+1 日),启动实时市场价格校验,推送机组实时市场出清价格及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格。

第七十二条 (二) D+1 日 23:50 前,电力调度机构按照每

15 分钟一组数据向电力交易机构和经营主体发布 D 日用于结算的实时市场出清结果，包括：

1.A 类发电侧主体参与实时市场的出清电价及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格。

2.实时市场的系统边际电价及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格。

第七十九条

（七）D+2 日 12:00 前，在电力交易平台提供经校验后的 A 类发电侧主体实时市场的出清价格及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格（特定信息）；经校验后的实时市场的系统边际电价及触发二级价格限值后等比例缩小后的价格（公开信息）；校验后价格变化原因（公开信息）；实时市场竞价空间（公开信息）。

第八十五条

（二）经实时市场价格校验后，当运行日 96 个时段的现货实时市场出清加权平均价 $\overline{P_{\text{出清均价}}}$ 超过二级价格限值上限时触发二级价格限价机制，并等比例缩小 96 个时段的现货实时市场价格。发、用两侧在缩小后的价格基础上开展电能量及各项市场费用结算。

纳入现货实时市场出清加权平均价 $\overline{P_{\text{出清均价}}}$ 计算范围的电源为省调直调燃煤机组、集中式新能源、虚拟电厂发电类聚合单元及仅参与现货市场的独立新型储能等，计算公式如下：

$$\overline{P_{\text{出清均价}}} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{96} (Q_{i,j} \text{ 出清电量} \times P_{i,j} \text{ 出清电价}) / \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{96} Q_{i,j} \text{ 出清电量}$$

其中， M 为纳入 $\overline{P_{\text{出清均价}}}$ 计算范围的电源数量。

(三) 二级价格限值以月为周期进行动态调整，每月的初始二级价格限值取燃煤机组 300MW 容量等级市场力检测价格的 β 倍， β 取 1.05。当 $\overline{P_{\text{出清均价}}}$ 累计 N 天超过二级价格限值时，按照当月已发布的燃料价格重新测算二级价格限值，同时二级价格限值的系数 β 取 1；调整之后，如超过二级价格限值累计再达到 N 天，二级价格限值取燃煤机组 300MW、600MW 和 1000MW 容量等级市场力检测价格平均值、系数 β 取 1。调整后的二级价格限值，最低不低于当月月度集中竞价交易加权均价。若未开展当月月度集中竞价交易，则采用此前最近一次集中竞价交易加权均价。

四、删除偏差考核费相关条款

(一) 原文

第六十一条 偏差考核费用

(一) 偏差考核费用计算

并网主体全天各时段日内计划曲线与实际出力曲线之间差值的积分为其偏差电量。煤电、燃气、核电以机组为单位，水电、抽蓄、储能以电厂为单位。

单位计费周期内机组或电厂电量偏差率=单位计费周期内机组或电厂偏差电量/单位计费周期内机组或电厂实际发电量 $\times 100\%$ 。

电量偏差率大于 2%，则按以下公式进行偏差电量考核：

机组或电厂偏差电量考核费用= $\gamma_1 \times$ 机组或电厂偏差电量 \times

当月电网企业代理购电价格。

（二）曲线偏差免考核情形

1.由于流域内上游水电站非计划调整出力、电网需要等原因造成水电站出力偏差可免考核，电力调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查。

2.核电、燃气机组因环境温度影响导致曲线偏差，经调度机构同意可免考核。

3.其余曲线偏差免考核情形按“并网运行管理实施细则”中曲线偏差免考核情形执行。

（三）风电场、光伏电站按“并网运行管理实施细则”中风电场、光伏电站风电、光伏功率预测准确率相关条款进行考核。

（四）并网主体出力偏差考核费用奖励给同时段提供 AGC 调频服务的机组。

提供调频服务机组的奖励费用=Σ(电厂出力偏差考核费用×提供调频服务机组的调频里程/提供调频服务机组的总调频里程)。

（二）修改为

删除“第六十一条 偏差考核费用”相关内容。

五、增加市场不平衡费用相关条款

第八十条 （八）市场不平衡费用

增加一条：5.次月 1 日根据当月市场月度清分结果等计算市场化机组、批发用户、售电公司、虚拟电厂需分摊/分享不平衡费用，纳入当月电费开展预清算，待正式结算后在次月进行偏差清算。