

《江西省电力市场注册实施细则 (4.0 修订版征求意见稿)》编制说明

一、总体情况

《江西省电力市场注册实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》共九章六十一条，包括总则、基本条件、市场注册、信息变更、市场注销、暂停交易资格、异议处理、监督管理、附则等。

二、修订内容

（一）第十三条

原文：智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。

修订为：智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户执行，分布式新能源聚合商基本条件初期参照售电公司执行，后期视国家有关规定进行调整。

修订理由：参照《电力市场注册基本规则》，增加分布式聚合商注册条件。

（二）第二十一条

原文：当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册经营主体重新办理注册手续。

修订为：当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组

织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

修订理由：按照《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）第二十四条修订。

（三）第二十二條

1.第四款

原文：发电企业自行申报注册容量，取得电力业务许可证（发电类）之后，及时变更注册容量信息。

修订为：发电企业自行申报注册容量，集中式新能源投产容量（交流侧）以取得的电力业务许可证上载明的容量为准，投产时间以电力业务许可证中核准（备案）发电机组投产时间为准；分布式新能源投产容量（交流侧）及时间以电网企业营销系统中项目的“并网容量”和“并网日期”为准。

修订理由：依据《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》（赣发改价管〔2025〕718号）第二章第一条，进行修订。

2.第六款

新增：多个新能源项目共用计量点且无法拆分，原则上按照额定容量比例计算各新能源项目的上网电量，由电网企业与新能源项目业主协商确认。

修订理由：依据《江西省新能源可持续发展价格结算机制差价结算细则》（赣发改价管〔2025〕720号）第七条修订。

3.第七款

新增：原则上分布式电源发电户号、所属220kV变电站

等信息以电网企业营销系统推送信息为准。

修订理由：考虑到分布式电源就近交易，需营销专业明确分布式电源户号及所属 220KV 变电站。

4.第八款

原文：原则上市场交易单元、结算单元应与注册单元保持一致，调度单元由调度机构传递至电力交易机构。

修订为：原则上市场交易单元、结算单元应与注册单元保持一致，调度单元由调度机构传递至电力交易机构。如满足按项目维度建立交易单元，则按照项目维度/交易单元参与电力市场交易，并作为最小结算单元开展结算。

修订理由：依据《江西省发展和改革委员会关于印发《江西省新能源可持续发展价格结算机制差价结算细则》的通知》（赣发改价管〔2025〕720号）第六条修订。

（四）第二十三条

原文：参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，其统一社会信用代码在营销系统内关联的所有用电户号均纳入市场化交易。

修订为：参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，其统一社会信用代码在电网企业营销系统内关联的所有工商业用电户号及计量点均纳入市场化交易。

修订理由：明确市场化用户为工商业用电类别。

（五）第三十五条

新增：市场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，并在发生变化的5个工作日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。

修订理由：依据《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）第二十九条修订。

（六）第三十七条

原文：电力用户以统一社会信用代码作为身份标识，发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，原则上用电信息以电网企业营销系统为准。变更信息由电网企业推送至电力交易机构，经电力用户授权，可由电力交易机构发起电力交易平台注册信息变更。

修订为：电力用户以统一社会信用代码等作为身份标识，发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，原则上用电信息以电网企业营销系统为准，上述变更信息生效后，由电网企业营销系统推送至交易平台，完成注册信息同步更新。

修订理由：**一是**依据《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）第二十九条修订；**二是**便利电力用户一次申请变更注册信息，实现电网营销系统和电力交易平台同步完成信息更新。

《江西省电力中长期交易实施细则 (4.0 修订版征求意见稿)》编制说明

一、总体情况

《江西省电力中长期交易实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》共十三章一百一十八条，包括总则、市场成员、交易品种和周期、中长期交易约束、交易组织、价格机制、绿色电力交易、交易校核、合同管理、计量与结算、信息披露、争议处理、附则等，附件名词解释。

二、修订内容

（一）补充引用国家及江西省新出台文件

增加依据文件《江西省发展改革委关于印发江西省新能源上网电价市场化改革实施方案的通知》(赣发改价管〔2025〕718号)。

（二）完善交易机制

1.新增“集中撮合交易”方式。针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，经营主体等在规定截止时间前统一集中申报信息，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息，按价格优先原则撮合成交。购售双方按交易申报时间每 15 分钟为同一申报区间，每一申报区间接价格优先进行出清，出清价格按照集中竞价的报价撮合法进行出清，购电价格一致时，出清电量按申报电量等比

例分解。

2.新增“多月交易”周期。作为年度交易的补充，交易标的物为次月至年底各月48时段电量，采用集中竞价与挂牌、双边协商交易方式，集中竞价、挂牌交易按各月各时段电量、电价分别出清，提升中长期交易的灵活性，交易流程参照月度交易；双边协商交易按照经营主体提交的多月交易意向协议按需开展。

3.合同要素细化。一是明确新能源发电企业以注册单元为交易单元参与中长期交易；分布式新能源聚合商参与中长期交易应与分布式新能源建立聚合关系，同一现货出清节点分布式电源作为一个交易单元参与中长期交易。二是新增结算参考点，经营主体参与交易前选择结算参考点，可按年自行选择实时市场任一节点或统一结算点，默认为统一结算点。三是明确合同电量的分解方式，包括但不限于自行协商形成曲线、按照典型曲线分解等方式。

修订理由：结合国家最新政策及新能源全量入市要求，完善交易机制，增加交易灵活性。

（三）增加交易参数

电网公司需新增提供居民农业市场化采购典型曲线、新能源同类型机组典型曲线。

（四）交易约束细化

1.统一年度、月度（多月）、月内集中交易价格上限。其中，年度、月度（多月）价格上限按照平段0.497160元/

千瓦时，谷段 0.198864 元/千瓦时，深谷 0.149148 元/千瓦时，高峰 0.795456 元/千瓦时，尖峰 0.894888 元/千瓦时；月内集中交易价格上限按照上限与省内电力现货市场交易价格上限保持一致，下限为 0 元/千瓦时。

2.交易电量约束。一是中长期交易组织前，电力调度机构发布各断面、路径可用输电容量及停电检修等电网安全约束信息，并根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线、新能源发电情况以及电网约束，折算得出市场化机组可用发电能力并提交电力交易机构。二是电网企业在年度中长期交易前，提供各市场化机组全年厂用电率及各市场化新能源场站近三年利用小时数。三是电力交易机构根据市场化机组可用发电能力、已达成的中长期交易合同，形成各市场化机组交易申报限额，于交易申报前至少 1 个工作日公布。

3.按主体类型细化年度、月度（多月）交易净合同上限计算方式。

（1）燃煤发电企业交易单元年度交易净合同量上限=机组可用发电能力×（1-厂用电率）×K1

燃煤发电企业交易单元月度（多月）交易净合同量上限=[机组可用发电能力×（1-厂用电率）-已持有合同量]×K2

K1、K2 分别为年度和月度调节系数（暂定为 1），系数调整经江西省电力市场管理委员会审议通过，报电力监管机构、政府主管部门审定执行，在交易公告中予以发布。

（2）新能源发电企业交易单元年度交易净合同量上限

=额定装机容量×(1-机制电量比例)×发电可利用小时数,其中约定机制电量规模的,机制电量比例=机制电量规模/(同类项目平均发电利用小时数×额定装机容量)。

新能源发电企业交易单元**月度(多月)**交易净合同量上限=额定装机容量×(1-机制电量比例)×发电可利用小时数-已持有合同量,其中约定机制电量规模的,机制电量比例=机制电量规模/(同类项目平均发电利用小时数×额定装机容量)。

新能源发电企业交易单元各时段中长期交易电量总上限=(额定装机容量×(1-机制电量比例)×同类型机组典型曲线对应发电能力时段)-各时段已持有合同量。

售电公司交易单元年度交易净合同量上限=上一结算周期签约零售用户最大用电功率*日历天数。

售电公司交易单元**月度(多月)**交易净合同量上限=上一结算周期签约零售用户最大用电功率*日历天数-已持有合同量。

(3) 批发用户交易单元**年度**交易净合同量上限=该用户最大用电功率*日历天数。

批发用户交易单元**月度(多月)**交易净合同量上限=该用户最大用电功率*日历天数-已持有合同量。

修订理由:细化中长期交易约束,发电侧以发电能力作为中长期交易的约束,用电侧以最大用电能力作为中长期交易的约束。

（五）代理购电规则调整

明确电网企业代理购电工商业用户、居民和农业用户应分开参与市场。电网企业按月分别预测代理工商业用户用电规模、居民和农业用电规模、优先发电规模，当居民和农业时段用电量大于优发对应时段发电量时，不足部分通过市场化采购，接受市场价格；代理工商业用户报量不报价参加年度、月度（多月）、“D-2”日交易。

1.原文：第五十五条 电网企业代理工商业用户、居民和农业应分别参与市场交易。

修订为：第五十五条 电网企业代理工商业用户、居民农业市场化采购应分别参与市场交易。

2.原文：第五十七条 电网企业代理工商业用户报量不报价参加年度、月度（多月）、“D-2”日交易。

修订为：代理工商业用户、居民农业市场化采购可通过挂牌交易方式报量（电量及曲线）不报价参加年度、月度（多月）、“D-2”日交易。

3.原文：第七十四条 电网企业通过挂牌方式代理购电，挂牌价格按照当月月度集中竞价的交易加权平均价格确定。

修订为：电网企业通过挂牌方式代理购电。年度交易价格形成方式为发、用侧年度双边协商交易与集中竞价交易加权均价；月度（多月）、月内交易价格形成方式为月度（多月）市场加权平均价。

4.新增：第七十六代理工商业购电价格由当月平均购电价格和历史偏差电费折价组成。其中，当月平均购电价格按

照电网代理工商业用户年度、月度交易合同加权平均价执行。若价格主管部门有规定，从其规定。

修订理由：优化代理购电价格形成方式，接受对应交易周期的市场化交易均价。

(六)交易组织与校核优化

1.交易原则增加对机制电量分配方式。机制电量不参与中长期市场化交易。每月15日前由电网公司提供预测次月机制电量，按照新能源（风电、光伏）典型曲线分解至48时段，形成次月机制电量曲线。江西电力交易中心在月度交易前根据电网公司提供的次月机制电量曲线，按照用户侧次月年度、多月交易各时段的分月合同电量占比分解至用户侧各经营主体，形成用户侧各经营主体机制电量曲线，并通过交易平台发布，用户侧各经营主体扣减其对应的机制电量曲线后参与中长期交易；如月度交易前未形成年度、多月合同，用户侧各经营主体根据电力交易平台发布次月用户侧申报的预测总电量，测算自身机制电量分配比例，用户侧各经营主体扣减其对应的机制电量曲线后参与中长期交易。

2.交易流程完善

一是年度（多年）交易新增集中竞价交易方式，申报内容主要包括各月峰（尖峰）、平、谷（深谷）时段交易电量、交易电价等，购电方和售电方申报年度（多年）集中竞价交易电量及电价，按照各月各时段电量、电价分别出清。

二是完善年度双边协商交易方式。采用基荷交易的交易方式，交易电量按照日历天数的方式分解；采用自定义曲线交易方式，由交易双方自行协商各月交易电量、电价、曲线，交易电量按照协商的曲线进行分解，在次月交易开始前，经购售双方协商一致，在保持交易电量、交易均价一致的情况下，允许调整后续各月份交易合同曲线及对应交易价格。

三是年度（多年）交易、月度（多月）交易电量优化为在剔除检修计划后按照日历天数均分至每日的48时段（遇到节假日，按照节假日系数分摊）。

四是“D-2”日交易由滚动撮合改为集中撮合模式，申报“D-2”至“D+9”日48时段的电量、电价，购售双方交易申报时间每15分钟为同一申报区间，每一申报区间内按价格优先进行出清，出清价格按照集中竞价的报价撮合法进行出清。

五是发生因发电侧非自身原因的检修计划调整，当月度交易前，在年度合同分月中双方确认次月每日执行电量；双方未达成一致时或在年度合同分月后，按照调控中心提供的检修计划，交易中心在月度（多月）、月内（交易工作日）交易中组织对应的发电机组按照检修计划调整的天数按需参与带曲线交易。

六是取消“保量保价”交易。

修订理由：按照新能源全面入市要求，明确机制电量分配方式，完善年度、多月交易组织、电量分解方式。

(七)绿色电力交易

1.增加分布式新能源交易，分布式新能源直接或聚合后，机制电量外上网电量与同一 220kV 配电网内的电力用户通过电力交易平台开展分时绿电交易。

2.合同需明确结算参考点。

修订理由：按照新能源全面入市要求，考虑分布式新能源企业参与绿电交易；按照 136 号文完善绿电合同参数。

《江西省电力现货交易实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》编制说明

一、总体情况

《江西省电力现货交易实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》共八章一百零一条，包括总述、术语定义、市场成员、市场衔接机制、日前现货交易、日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时现货交易、附则等

二、主要修订内容

（一）第十条至第十六条，衔接 136 号文件要求，引入新型经营主体

新增：引入分布式电源、虚拟电厂、智能微电网等经营主体，明确新能源、虚拟电厂、用户参与现货市场方式。

（1）新能源上网电量全部进入电力市场，自愿参与日前市场，全量参与日前可靠性机组组合和实时现货市场。新能源按以下两种方式参与现货市场：

主动参与。主动参与是指场站在电力交易平台完成注册、具备交易主体资格后，主动向电力调度机构报送功率预测，并接受电力调度机构的调度控制，执行市场出清结果。主动参与现货市场的新能源以“报量报价”方式参与现货交易，其中集中式新能源项目直接参与现货市场；分布式新能源鼓励直接或聚合后参与现货市场。

被动参与。被动参与是指厂站未在电力交易平台注册或者未向电力调度机构报送功率预测、不具备接受电力调度机构调度控制以及执行市场出清结果的条件，而被动接受现货市场价格。该类新能源场站在现货市场月度结算中接受全省同类型电源（风电或光伏）月度实时市场出清加权均价。

（2）电力用户可自愿参与日前市场。现阶段，参与日前市场的用户暂实行“报量不报价”方式，允许其按照不超过最大用电功率范围内自主决策申报购买量并纳入日前市场出清。加快推动用户“报量报价”参与日前市场。

（3）虚拟电厂以聚合单元为单位参与市场，可以分为发电类聚合单元、储能类聚合单元和负荷类聚合单元。其中，虚拟电厂发电类聚合单元以“报量报价”方式参与现货市场优化出清，自愿参与日前市场，全量参与日前可靠性机组组合和实时现货市场；虚拟电厂储能类聚合单元自主申报充/放电曲线，以“报量不报价”方式参与现货市场；虚拟电厂负荷类聚合单元以“报量不报价”方式参与现货市场。

（4）明确现阶段新能源发电企业暂以场站（一个升压站对应一个场站，下同）为单位参与电力现货市场申报、出清、结算，加快推动新能源以项目为单位参与电力现货市场。

修改原因：贯彻落实国家发改委 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）（以下简称“136号文”）文件要求，新能源和用户自愿参与日前市场，推动分布式电源、虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体参与现货市场。

此外，因电力交易中心目前暂不支持新能源以项目为单位参与现货市场，明确现阶段暂以场站为单位，加快推动以项目为单位参与电力现货市场。

（二）第二十六条 日前现货市场组织方式

原文：市场初期批发用户、售电公司、电网企业代理购电用户参与现货交易时，采取“报量不报价”的方式，其申报的用电需求曲线作为自身参与日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。

修改为：新能源和用户自愿参与日前市场，将用户申报量纳入日前市场出清。基于参与日前市场交易的经营主体申报信息、电网企业代理购电用户需求及居民农业用电曲线等信息，电力调度机构采用安全约束机组组合程序、安全约束经济调度程序进行集中优化计算，出清得到日前市场中标发电曲线及分时电价，用于日前市场交易结算。

修改原因：适应 136 号文要求，新能源和用户自愿参与日前市场。

（三）第二十九条 负荷预测

原文：日前负荷预测包括次日 96 点调度口径（含分布式电源）负荷曲线预测。

修改为：日前负荷预测包括次日 96 点调度口径（含分布式电源）负荷曲线预测

修改原因：适应 136 号文要求，非统调新能源参与日前可靠性机组组合。

（四）第三十六条 发电机组与新型经营主体运行参数

新增：明确地方公用燃煤电厂、新能源(含分布式电源)、新型储能电站(含新能源配建储能)、虚拟电厂、智能微电网参与现货市场所需的运行参数。

修改原因：适应 136 号文要求，推动分布式电源、虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体参与现货市场，明确其参与市场所需运行参数。

(五) 第四十五条至第五十二条 发电侧申报交易信息

新增：新能源项目和用户按季度自愿选择是否参与日前市场交易，新能源项目应全量参与日前可靠性机组组合，未选择参与日前市场的经营主体不参与日前市场优化出清，选择参与日前市场的新能源以“报量报价”方式参与现货市场出清。新能源项目无客观原因人工修改预测结果对电网电力平衡造成不利影响的，由电力调度机构组织第三方机构对其进行查证后移交政府主管部门、监管机构处理。

地方公用燃煤电厂可以选择报量报价或作为价格接受者参与现货市场。报量报价参与现货市场的地方公用燃煤电厂应参与日前市场交易申报。地方公用燃煤电厂以厂为单位进行报价，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限、全厂上网出力上下爬坡速率和电能量费用，电能量费用申报要求与统调燃煤机组一致。报量不报价参与现货市场的地方公用燃煤机组通过电力交易平台申报次日发电曲线，经电力调度机构审核后优先出清，接受市场价格。

独立新型储能和新能源场站配建储能自主申报充/放电曲线，以“报量不报价”方式参与现货市场。

虚拟电厂以聚合单元为单位参与市场，自愿参与日前市场。虚拟电厂聚合单元根据参与现货市场方式，于竞价日在电力交易平台上申报运行日信息；储能类和负荷类聚合单元未申报的默认不参与运行日现货市场。虚拟电厂发电类聚合单元以“报量报价”方式参与现货市场优化出清，储能类聚合单元、负荷类聚合单元以“报量不报价”方式参与现货市场。

智能微电网等新型经营主体自愿参与日前市场，报量报价参与现货市场的经营主体应在电力交易平台上申报运行日信息。

修改原因：推动分布式电源、虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体参与现货市场，明确其参与市场所需申报信息。

（六）第五十三条 用户侧申报交易信息

新增：批发用户和售电公司申报要求：

（1）用户申报最大用电负荷上限为实际报装容量的 γ 倍。

（2）批发用户、售电公司应按出清节点（220 千伏母线）申报用电负荷。不具备按出清节点申报用电负荷曲线的批发用户、售电公司，可申报用电总负荷曲线、用电价格曲线和各节点负荷分配比例。

修改原因：适应 136 号文改革要求，用户自愿参与日前市场，将用户申报量纳入日前市场出清。

（七）新增第六章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织

新增：第六章第一节在日前现货交易的基础上新增日前可靠性机组组合环节，电力调度机构基于全网系统预测负荷、主动参与现货交易的新能源项目全量预测出力等信息，以发电成本最小（社会福利最大）为优化目标，采用与日前电能量市场相同的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型进行可靠性机组组合校验，出清得到发电机组组合和日前发电计划，结果用于执行。

第六章第二节明确日前市场及日前可靠性机组组合的出清计算过程，以及机组在竞价日的实际状态（以可靠性机组组合结果发布时刻机组实际状态为准）与安全约束机组组合出清结果、可靠性机组组合出清结果状态三者不一致时的处理原则。

修改原因：适应 136 号文改革要求，新增日前可靠性机组组合环节。

《江西省电力市场结算实施细则 (4.0 修订版征求意见稿)》编制说明

一、总体情况

《江西省电力市场结算实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》共九章一百〇三条，包括：总则、结算原则、市场计量、结算流程、市场结算、资金余缺结算、退补管理、收付款管理、附则等。

二、修订内容

(一) 第一条

新增：编制依据《江西省发展改革委关于印发江西省新能源上网电价市场化改革实施方案的通知》（赣发改价管〔2025〕718号）。

修订理由：补充引用江西省新出台文件。

(二) 第二章

将原第二章术语定义移至附件处。

修订理由：优化整体结构。

(三) 第四章

将原第四章结算原则移至第二章。

修订理由：参考《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）章节设置，先计量章节再结算章节。

(四) 第二十一条

原文：数据推送：运行日后第1天（D+1日），电网企业分别以**燃煤发电机组、集中式新能源场站**、独立储能设施和售电公司（零售用户）、批发用户、电网企业代理工商业购电为单位，将运行日（D日）的**机组、集中式新能源场站**、独立储能设施等t时段上网电量、售电公司（零售用户）与批发用户、电网企业代理工商业购电用户t时段用电量数据推送给交易平台。

修订为：第二十一条数据推送：运行日后第1天（D+1日），电网企业分别以**市场化发电机组（含燃煤、新能源）**、独立储能设施和售电公司（零售用户）、批发用户、电网企业代理工商业购电为单位，将运行日（D日）的**市场化发电机组（含燃煤、新能源）**、独立储能设施等t时段上网电量、售电公司（零售用户）与批发用户、电网企业代理工商业购电用户t时段用电量数据推送给交易平台。

修订理由：优化名词。

（五）第二十六条

原文：月度预结算**结果**：每月第1个工作日电网企业将月度电量传递至电力交易机构。电力交易机构应于每月第5个工作日前向经营主体、相关电网企业出具上月预结算依据。电力交易机构发布的预结算依据具体包括：**各经营主体当月累计结算电量、电价、电费以及偏差回收费用、分摊返还费用、售电公司收益费用和零售用户购电费用等费用。**

修订为：月度预结算依据：每月第1个工作日电网企业将月度电量（**含未直接参与交易的风电和光伏新能源**）传递

至电力交易机构。电力交易机构应于每月第5个工作日前向经营主体、相关电网企业出具上月预结算依据。电力交易机构于每月5日前向电网企业传递月度风电和光伏新能源企业实时市场加权平均价格并发布。

修订理由：一是依据《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号），明确为出具结算依据；二是预结算依据与结算依据内容相同，无需重复表述；三是根据718号文要求新增。

（六）第五章

将原第六章批发市场结算、第七章零售市场结算和第十章批发市场总电费结算汇总形成第五章市场结算。按市场主体类型，阐述各类结算方式。

修订理由：优化整体结构，方便经营主体理解结算规则。

（七）第三十二条

将省间结算费用移至燃煤发电企业结算章节，阐明火电企业月度总电费包含省间交易电量电费。

（八）第三十三条

将原调平电费与分时电能量费用之和相加，形成月度电能量总费阐述。

修订理由：优化整体结构，按照由总即分的顺序，阐述各市场主体费用组成。

（九）第三十四至三十八条，第四十八至五十二条，第六十九到七十三条

新增实时全电量电费、日前差价电费和中长期差价合约

电费的差价电能量电费结算模式。

修订理由：根据《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217号）方式，将差价结算方式与差量结算方式统一展示。

（十）第四十条

原文：容量电价电费。煤电机组容量电费按照《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《国家能源局华中监管局发布关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》（华中监能市场〔2023〕193号）文件要求执行，容量电价标准按月折算，对于新投产机组，其投产当月容量电费按日汇总计算。

电网企业于每月第5个工作日前将上月煤电机组容量电费计算结果传递至电力交易平台，由电力交易机构纳入结算依据。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

修订为：容量电费。煤电机组容量电费按照《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《国家能源局华中监管局发布关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》（华中监能市场〔2023〕193号）文件要求执行，容量电价标准按月折算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。

$$R_{\text{容量电费}}^{\text{燃煤}} = \frac{\sum(\text{调度认定日最大出力})}{\text{当月天数}} \times \frac{\text{容量电价标准}}{12} \times (1 - \delta_i)$$

δ_i 为煤电机组月内扣减容量电费百分比，月内考核发生两次以下为 0%，发生两次为 10%，发生三次为 50%，发生四次及以上为 100%，考核次数由调度提供。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

修订理由：一是根据《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）要求，明确新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价；二是《国家能源局华中监管局发布关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》（华中监能市场〔2023〕193号）明确了容量电费由交易中心计算，故删除电网企业相关传递职责。

（十一）新增第四十四条

修订理由：根据《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）新增明确。

（十二）第五十七条

原文：暂不具备参与交易条件的新能源企业结算：按同类型机组（场站）现货实时市场月度交易均价结算。

修订为：未直接参与交易的新能源企业接受市场价格的结算方式：按月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格结算。

$$\bar{P}_{\text{实时}} = \frac{\sum(Q'_{\text{实时}} \times P'_{\text{实时}})}{\sum(Q'_{\text{实时}})}$$

$Q_{\text{实时}}^t$ 为同类新能源企业 t 时段实时市场出清电量；

$P_{\text{实时}}^t$ 为同类新能源企业 t 时段实时市场节点电价。

修订理由：根据《江西省发展改革委关于印发江西省新能源上网电价市场化改革实施方案的通知》（赣发改价管〔2025〕718号）文件要求，明确未直接参与交易新能源企业的价格结算方式及月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格具体算法。

（十三）第六十一条

原文：发电机组（场站）在调试运行期的结算按照《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中能监市场〔2023〕171号）相关要求执行。未取得发电业务许可证的发电企业不得参与市场，其当月上网电量按调试电量结算。

修订为：发电机组（场站）在调试运行期的结算按照《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）、《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中能监市场〔2023〕171号）、《江西省发展和改革委员会关于印发〈江西省新能源上网电价市场化改革实施方案〉的通知》（赣发改价管〔2025〕718号）相关要求执行。未取得发电业务许可证的发电企业不得参与市场，其当月上网电量按调试电量结算。对于未直接参与的新能源企业，作为价格接受者参与市场交易。

修订理由：新增国家和我省最新文件及其内容。

（十四）第六十三条

原文：（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照燃煤发电机组当月电网代理购电均价结算。

修订为：（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照燃煤发电机组当月电网代理购电中长期合同均价结算。

修订理由：火电企业调试运行期上网电量依旧按照电网企业代理购电中长期合同均价结算。这次修订明确。

（十五）第六十四条

原文：（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照同类型机组当月电网企业代理购电均价结算，同类型机组当月未形成代理购电

市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购均价结算。同类型机组未形成代理购电市场化采购价格的，其调试运行期上网电量按照同类型机组当月上网电量结算均价进行结算。

修订为：（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格进行结算。

修订理由：为推动新能源企业积极取得供电业务许可证和按期转商，同时根据国家 136 号及我省 718 号文件规定，对于新能源企业调试运行期上网电量接受月度实时市场价格。

（十六）第七十九条

原文：已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，视为中长期合同为 0，接受日前、实时市场双偏差结算。现货连续结算试运行期间，设置缓冲期至 2026 年 3 月 31 日，缓冲期内其全电量的电能量价格执行市场化用户侧电能量均价+25 元/兆瓦时，不再执行峰谷分时电价政策。

修订为：已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，视同中长期合同量为 0 的批发用户开展结算。现货连续结算试运行期间，设置缓冲期至 2026 年 3 月 31 日，缓冲

期内其全电量的**结算价格**执行**市场化用户批发侧最终结算均价+K1**元/兆瓦时。缓冲期后其全电量的**结算价格**执行**市场化用户批发侧最终结算均价+K2**元/兆瓦时。现阶段**K1=25，K2=50**，后续根据市场建设情况修订完善。

修订理由：一是增加视为批发用户开展结算是为了计算发、用电侧平衡的需要，同时明确其需要与其他用电侧执行同等的结算条款；二是为推动用户主动参与市场，在过渡期前后优化未被代理用户结算价格形成机制，并明确其现阶段结算价格，后续可修订完善。

（十七）第八十三条

原文：电网代理购电分为代理工商业用户和代理居民农业（含线损），分别参与市场、分别开展结算。

修订为：第八十条 电网代理购电分为代理工商业用户和代理居民农业（含线损）市场化采购，分别参与市场、分别开展结算。

修订理由：准确表述。

（十八）第八十五条

原文：参与市场交易电网代理居民农业（含线损）的电能量电费按曲线分时结算，电能量结算参照售电公司批发市场结算模式。

修改建议：参与市场交易电网代理居民农业（含线损）的电能量电费按曲线分时结算，电能量结算参照售电公司批发市场结算模式。代理居民农业（含线损）市场化采购月度用电量与各时段累计电量之间的差异，参照售电公司调平电

量处理。

修订理由：为解决市场发、用两侧月度电量与日 48 时段累计电量存在差异时，明确减小不平衡电量处理方式。

（十九）资金余缺结算和退补管理章节互换位置

修订理由：优化整体结构。

（二十）第八十七条

原文： $P_{启动}$ 为机组的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本。

修订为： $P_{启动}$ 为**政府核定的**机组单次（按机组容量及冷、温、热三态区分）启动成本。

修订理由：明确燃煤火电启动成本采用政府核定的价格。

（二十一）第八十七条

原文：特殊机组成本费用：对于必开机组、因电网原因调试（试验）机组、因电网应急处置被调整出力计划的机组等特殊机组，在其不能定价的运行日，按照《江西省电力市场现货交易工作细则》确定其日前市场和实时市场的结算价格。若其不能定价运行日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。

修订为：特殊机组成本费用：对于必开机组、因电网应急处置被调整出力计划的机组等特殊机组，核定其当日总发电收益，当低于该收益时，对机组进行成本补偿。

修订理由：优化表述，避免赘述。

（二十二）第八十七条

原文：

（一）特殊机组现货偏差电量为正，即 $Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D > 0$ 时：

$$R_{\text{补偿}}^D = P_{\text{核定}}^D \times (Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D) - (R_{\text{日前偏差}}^D + R_{\text{实时偏差}}^D)$$

其中：

$P_{\text{核定}}^D$ 为政府核定的发电机组成本价，核定价格出台前，现货市场中运行日当天特殊机组核定发电成本价按当月燃煤发电机组年度分月合同加权平均价执行；

$Q_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差总电量；

$Q_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差总电量；

$R_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差电费；

$R_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

（二）特殊机组现货偏差电量不为正，即 $Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D \leq 0$ 时：

$$R_{\text{补偿}}^D = P_{\text{核定}}^D \times Q_{\text{实时}}^D - (R_{\text{中长期}}^D + R_{\text{日前偏差}}^D + R_{\text{实时偏差}}^D)$$

其中：

$P_{\text{核定}}^D$ 为机组运行日当天政府核定发电成本价，核定价格出台前，现货市场中运行日当天特殊机组核定发电成本价按当月燃煤发电机组年度分月合同加权平均价执行；

$Q_{\text{实时}}^D$ 为机组运行日当天实际上网电量；

$Q_{\text{实时}}^D$ 为机组运行日当天中长期电量电费；

$R_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差电量电费；

$R_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差电量电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

修订为：

$$R_{\text{特殊成本}} = \sum R_{\text{补偿}}^D$$
$$R_{\text{补偿}}^D = P_{\text{核定}}^D \times Q_{\text{省内上网}}^D - R_{\text{电能量}}^D$$

其中：

$P_{\text{核定}}^D$ 为政府核定的发电机组边际成本价（平均负荷）；

$Q_{\text{省内上网}}^D$ 为该机组当日省内上网电量；

$R_{\text{电能量}}^D$ 为该机组当日电能量电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

修订理由：优化计算方式，简化计算公式，明确政府文件中边际成本价取值。

（二十三）新增第九十、九十四条

修订理由：为激发市场活力，推动年度集中竞价交易顺利开展，设置年度集中竞价未达到年度合同电量 5% 的时候，按照时段进行特殊标准值计算，对于燃煤发电企业来说计算特殊标准值的时候，年度集中竞价该时段的价格与整体燃煤均价该时段的价格取小计算；对于用电侧来说计算特殊标准值的时候，年度集中竞价该时段的价格与整体市场化用户均价该时段的价格取大计算。

（二十四）第九十一条

原文为：燃煤机组因非自身原因，某时段正常停机备用或启停调峰时，由电力调度机构按 5 分钟将“停备”标签推

送至电力交易机构。机组在该结算时段有至少一个认定标签，该机组该时段计算标准值时取消 120%上限值。

修订为：燃煤机组因非自身原因，某时段正常停机备用或启停调峰时，由电力调度机构按 5 分钟将“停备”标签推送至电力交易机构。机组在该结算时段有至少一个认定标签，该机组该时段计算标准值时取消 120%上限值。燃煤机组因非自身原因，某时段处于月度检修计划发生调整期间时，由电力调度机构按 5 分钟将“检修调整”标签推送至电力交易机构，机组在该结算时段有至少一个认定标签且中长期合同电量为 0 时，该机组对应时段不再开展标准值回收，当天对应时段电能量电费按标准值电费结算。

修订理由：根据现货专班意见新增完善。

（二十五）新增第六节

新增内容：各类资金余缺结算费用以“谁产生、谁负责、谁受益、谁承担”为原则，具体分配原则如下：

（一）成本补偿费用、燃煤发电企业偏差回收费用、用户侧（含批发用户、售电公司、市场化代理工商业）偏差回收费用由市场化用户按月度用电量比例分摊或分享。

（二）阻塞费用、发用侧电能量平衡费用由发电侧和用电侧按 1:1 的比例承担。发电侧由燃煤发电企业按月度上网电量比例进行分摊或分享，用电侧由市场化用户按月度用电量比例进行分摊或分享。

修订理由：明确资金余缺各项目分配原则。

（二十六）取消保量保价偏差回收机制、新能源实际偏差回收机制

修订理由：根据 136 号文件要求，新能源企业可自愿参与中长期市场。其中长期签约比例不再设置要求。

（二十七）第九十六条

原文为： $\sum R_{\text{绿电发电企业电能量总费}}$ 为各参与绿电交易的新能源企业的月度电能量总费之和。

修订为： $\sum R_{\text{新能源电能量总费}}$ 为全部新能源企业（包括绿电、非绿电统调、未直接参与交易的新能源等）的月度电能量总费之和。

修订理由：根据 136 号文及 718 号文要求修订。

（二十八）第九十九条

原文：由于发用电量计量差错、技术支持系统异常等原因需要进行电费退补的，由电网企业相关部门出具电量认定证明。

修订为：每月 7 个工作日后，如因发用电量计量差错、技术支持系统异常等原因需要进行电费退补的，由电网企业计量部门出具某经营主体的认定证明，电力交易机构于次月据此认定证明对该主体开展退补。

修订理由：根据《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号），市场经营主体如有异议反馈，应于第 6 个工作日提出，第 7 个工作日组织经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实。因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，

异议处理不得影响无争议部分的电费结算。本条款据此优化明确。

《江西省电力零售市场实施细则 (4.0 修订版征求意见稿)》编制说明

一、总体情况

《江西省电力零售市场实施细则（4.0 修订版征求意见稿）》共十二章五十五条，包括总则、经营主体、零售交易、零售套餐、零售合同、零售结算、信息披露、交易平台、保底售电、市场监管和风险控制、争议处理、附则等，五个附件为名词解释、批发市场入市确认书、江西电力零售套餐种类、江西电力零售市场交易承诺书、平台账号信息变更申请。

二、修订内容

（一）关于经营主体

第八条 新增“批发用户转零售用户：每月零售市场交易闭市前，批发用户可自主选择一家售电公司签约零售套餐建立购售电关系，从次月起转为零售用户。零售套餐签约后，批发用户所持有的后续月份中长期交易合同转移至该售电公司。

零售用户转批发用户：每月零售市场交易闭市前，零售用户在确认后续月份不存在未执行的零售合同（零售合同履行到期或已解除）的前提下，通过电力交易平台自主操作，完成批发市场入市风险阅知和进入批发市场真实意愿确认后，从次月起转为批发用户”。

修订理由：进一步明确用户身份转换相关要求，便于具体执行。

（二）关于零售合同

第二十一条 原文：已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，视为中长期合同为0，接受日前、实时市场双偏差结算。现货连续结算试运行期间，设置缓冲期至2026年3月31日，缓冲期内零售用户按相关规定结算。

修订为：已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，按照结算相关规则执行。

修订理由：《江西省电力市场结算实施细则》有相关规定，不再赘述。

（三）关于零售结算

第二十七条 原文：各售电公司月度平均度电批零价差上限为10元/兆瓦时，高于10元/兆瓦时的部分进行零售市场超额收益分享，超出部分的零售收益由售电公司与其服务的零售用户按2:8比例分享，售电公司超额收益返还费用按对应服务的零售用户结算电量比例返还。

修订为：各售电公司月度平均度电批零价差上限为K元/兆瓦时，高于K元/兆瓦时的部分进行零售市场超额收益分享，超出部分的零售收益由售电公司与其所有签约的零售用户按2:8比例分享，售电公司超额收益返还费用按与其所有签约的零售用户结算电量比例返还。

K暂定为10元/兆瓦时，后续可根据市场实际运行情况，由华中能源监管局会同江西省能源局组织电力交易机构提出调整建议，并经电力市场管理委员会审议通过。

修订理由：一是进一步明确返还用户范围。二是完善返还系数相关描述，提出动态调整机制。

（四）第九章 新增保底售电

修订理由：依据《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）第七章，增加保底售电内容。

（五）附件2 新增批发市场入市风险确认书

修订理由：告知零售用户相关风险，明确其转为批发用户是经过审慎考虑后的真实意愿，特此确认。

（六）附件3 江西电力零售套餐

1.明确参考价为江西电力市场公开披露的分时（段）价格。

修订理由：参考价可依申请披露，给经营主体更多的价格选择。

2.原文：时段价格浮动比例如低于463号文通知规定，按照文件规定浮动比例结算。

修订为：时段价格浮动比例如低于463号文通知规定（**联动现货电量比例除外**），按照文件规定浮动比例结算。

修订理由：根据电力市场运行情况和经营主体反馈，进行适当优化。

3.原文：各类零售套餐电能量部分均可选择封顶价格条

款，零售用户和售电公司可约定全部电量设置封顶价格。原则上，全电量封顶价格为参考价格基础上（按照电网代理购电发布的电力市场月度交易均价）上浮不超过5%（非尖峰月份）、上浮不超过10%（尖峰月份），若零售套餐结算价格高于封顶价格时，按照封顶价格结算。

修订为：**分时**零售套餐电能量部分均可选择封顶价格条款，零售用户和售电公司可约定全部电量设置封顶价格。原则上，全电量封顶价格为参考价格基础上（按照中长期市场月度交易均价）上浮不超过k1（非尖峰月份）、上浮不超过k2（尖峰月份），若零售套餐结算价格高于封顶价格时，按照封顶价格结算。k1、k2为封顶系数，暂定分别为10%、15%，后续可根据市场实际运行情况，由华中能源监管局会同江西省能源局组织电力交易机构提出调整建议，并经电力市场管理委员会审议通过。

修订理由：一是进一步明确封顶价格条款的套餐种类；二是参考价直接选用中长期市场月度交易均价，便于经营主体理解并接受；三是封顶系数由上浮不超过5%（非尖峰月份）、上浮不超过10%（尖峰月份）调整为上浮不超过10%（非尖峰月份）、上浮不超过15%（尖峰月份），后续可根据市场实际运行情况，由华中能源监管局会同江西省能源局组织电力交易机构提出调整建议，并经电力市场管理委员会审议通过。