

江西省电力市场规则（试行 5.0 版）
（征求意见稿）

2026 年 6 月

目 录

江西省电力市场注册实施细则	1
第一章 总则	1
第二章 基本条件	2
第三章 市场注册	5
第四章 信息变更	10
第五章 市场注销	14
第六章 暂停交易资格	16
第七章 异议处理	17
第八章 监督管理	19
第九章 附则	20
江西省电力中长期交易实施细则	21
第一章 总则	21
第二章 总体要求	22
第三章 市场成员	23
第一节 经营主体注册	23
第二节 市场成员权利	23
第三节 市场成员义务	25
第四章 交易品种和价格机制	29
第一节 交易品种及交易方式	29
第二节 价格机制	33

第五章 交易组织	34
第一节 基本要求	34
第二节 交易约束与出清	36
第三节 绿色电力交易组织	39
第四节 电网代理购电交易组织	41
第六章 省内、省间市场的衔接	41
第七章 交易校核	42
第八章 合同管理	43
第一节 合同签订	44
第二节 合同执行	45
第九章 计量和结算	45
第一节 计量	45
第二节 结算	46
第十章 信息披露	47
第十一章 市场技术支持系统	48
第十二章 风险防控及争议处理	49
第十三章 法律责任	51
第十四章 附则	51
名词解释	52
江西省电力现货交易实施细则	58
第一章 总述	58

第二章 术语定义	59
第三章 市场成员	64
第四章 市场衔接机制	69
第一节 中长期市场与现货市场的衔接	69
第二节 省间市场与省内市场的衔接	70
第三节 辅助服务市场与现货市场的衔接	70
第五章 日前现货交易	72
第一节 组织方式	72
第二节 交易周期	72
第三节 日前电网运行边界条件准备	72
第四节 日前机组运行边界条件准备	77
第五节 事前信息发布	84
第六节 交易申报	85
第七节 日前电能量市场出清	94
第八节 日前电能量市场出清数学模型	95
第九节 日前电能量市场安全校核	109
第十节 交易结果发布	110
第六章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织	110
第一节 组织方式	110
第二节 交易申报	110
第三节 出清方式	113

第四节 特殊机组出清机制	115
第五节 交易结果发布	119
第六节 日前调度计划调整	120
第七章 实时现货交易	121
第一节 组织方式	121
第二节 交易周期	121
第三节 边界条件	121
第四节 实时电能量市场出清	127
第五节 实时电能量市场出清数学模型	128
第六节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制	128
第七节 实时电能量市场安全校核	130
第八节 市场出清结果发布	130
第八章 附则	130
江西省电力市场风险防控实施细则	131
第一章 总则	131
第二章 市场风险分类与定义	133
第一节 电力供需风险	133
第二节 市场价格异常风险	134
第三节 电力系统安全运行风险	134
第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险	135
第五节 履约风险与其他风险	135

第三章 市场风险防控与处置	136
第四章 市场风险干预	137
第一节 电力供需风险干预	137
第二节 市场价格异常风险管控	137
第三节 电力系统安全运行风险干预	144
第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险干预 ...	146
第五节 履约风险及其他市场风险干预	148
第六节 市场风险防控流程	148
第五章 市场中止和恢复机制	149
第六章 附则	152
江西省电力市场结算实施细则	153
第一章 总则	153
第二章 结算原则	153
第一节 结算职责	154
第二节 结算周期	155
第三节 结算电价	155
第三章 市场计量	156
第四章 结算流程	157
第一节 数据准备	158
第二节 日清分	159
第三节 月结算	159

第五章 市场结算	161
第一节 燃煤发电企业结算	161
第二节 新能源企业结算	165
第三节 调试运行期发电企业结算	170
第四节 批发用户结算	173
第五节 售电公司结算	177
第六节 电网代理购电电能量结算	178
第七节 虚拟电厂(含负荷聚合商) 结算	179
第八节 独立新型储能结算	180
第六章 资金余缺结算	180
第一节 成本补偿费用	180
第二节 燃煤发电企业偏差回收费用	182
第三节 新能源出力偏差回收费用	183
第四节 用户侧偏差回收费用	185
第五节 阻塞费用	187
第六节 发用侧电能量平衡费用	187
第七节 资金余缺分配原则	188
第七章 退补管理	189
第一节 追退补及清算原则	189
第二节 追退补流程	189
第三节 清算流程	193

第八章 收付款管理	194
第九章 附则	194
术语定义	195
集中式发电侧电量数据拟合办法	198
分布式新能源发电侧电量校核拟合办法	200
市场用电量采集数据校核拟合办法	212
现货日累加与月结偏差电量调整办法	222
江西省电力零售市场实施细则	224
第一章 总则	224
第二章 经营主体	225
第三章 零售交易	226
第四章 零售套餐	227
第五章 零售合同	228
第六章 零售结算	230
第七章 信息披露	232
第八章 交易平台	232
第九章 保底售电	234
第十章 市场监管和风险防控	237
第十一章 争议处理	238
第十二章 附则	238
名词解释	239

批发市场入市确认书	241
江西电力零售套餐种类	242
江西电力零售市场交易承诺书	247
平台账号信息变更申请	260

江西省电力市场注册实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总则

第一条 为规范江西电力市场注册工作，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第 20 号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号）等文件要求，结合江西实际情况，制定本细则。

第二条 适用范围

（一）本细则适用于江西电力市场，含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

（二）本细则适用于参与江西电力市场的经营主体市场注册、信息变更、市场注销等管理工作。

（三）经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含分布式电源、新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。

第三条 电力市场注册应遵循以下原则：

（一）规范入市。拟参与电力市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

(二) 公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市场注册业务，不得设置不合理和歧视性的条件以限制商品服务、要素资源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

(三) 全国统一。经营主体市场注册业务流程、审验标准、受理期限、公示要求严格落实全国统一规范。

(四) 信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、各方共享”。

第四条 电力交易机构负责开展电力市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。

第二章 基本条件

第五条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第六条 发电企业基本条件：

(一) 依法取得发电项目核准或者备案文件,依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证(发电类)。

(二) 已与电网企业签订并网调度协议,接入电力调度自动化系统。

(三) 具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市场计量和结算的要求。

(四) 并网自备电厂取得电力业务许可证(发电类),达到能效、环保要求,可作为经营主体参与市场化交易。

第七条 电力用户基本条件:

(一) 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易,暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。

(二) 具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市场计量和结算的要求。

第八条 售电公司按照《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)规定执行,如有新规的从其规定。

第九条 分布式电源基本条件:

(一) 依法取得发电项目核准或者备案文件。

(二) 与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议,根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

(三) 具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市

场计量和结算的要求。

第十条 新型储能企业基本条件：

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、江西省有关部门规定为准。

（四）配建储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

第十一条 虚拟电厂（含源网荷储一体化）经营主体基本条件：

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力。

(四)具备对聚合资源的调节或控制能力,拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统。

(五)聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

第十二条 电动汽车充电设施经营主体基本条件:

(一)具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市场计量和结算的要求。

(二)有放电能力的电动汽车充电设施,与电网企业签订负荷确认协议,接入新型电力负荷管理系统。

第十三条 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。

第三章 市场注册

第十四条 经营主体参与电力市场化交易,应当符合基本条件,在电力交易机构办理市场注册。

第十五条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料,签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行,虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

第十六条 经营主体申请注册时，应完整阅读《电力市场化交易风险告知书》、《电力交易平台使用与隐私协议》和《电力交易平台实名认证服务协议》等。经营主体应规范填写注册信息，企业名称应与营业执照上的企业名称保持一致。

第十七条 经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查并予以告知，重点审查注册材料完整性、合规性、一致性，必要时对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第十八条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别进行注册。

第十九条 经营主体应妥善保管江西电力交易平台账号、密码、数字证书、绑定手机号等相关信息，因信息泄露及变更不及时造成的损失，由经营主体自行承担。参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书。

第二十条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂确立服务关系。

第二十一条 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。

第二十二条 发电企业、分布式电源市场注册

（一）集中式新能源项目应选择注册成为发电企业，直接或聚合参与市场交易的分布式新能源项目应选择成为分布式电源。分布式电源应满足市场计量需求，同时具备数据远程传输条件。接受市场价格的分布式电源，由电网企业通过公告、短信、电话、签订告知确认书等方式履行政策告知义务。

（二）发电企业新投产的发电机组应在申请并网调试运行前完成市场注册。注册资料包括但不限于：工商营业执照；项目核准或备案文件；并网调度协议；电力业务许可证（发电类）、豁免证明。

（三）发电机组应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证（发电类）。发电机组完成首次并网或完成整套设备启动试运行后，调度机构应于24小时内将首次并网时间、完成整套设备启动试运行时间推送至电力交易机构。

（四）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。

（五）发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，相关场站（机组）方可按电力市场运行规则规定参与电

能量市场交易。取证后，发电企业应及时上传至江西电力交易平台。每月 20 日（含）之前完成电力业务许可证（发电类）上传的发电企业，可参与次月交易。

（六）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。

（七）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。

（八）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。

第二十三条 电力用户注册

（一）电力用户的用电单元信息原则上全部通过电网企业营销系统获取，主要包括用户编号、户名、计量点、电压等级、用电类别等。

（二）电力用户通过江西电力交易平台或 e-交易手机 App 自助注册，需提供的资料包括但不限于：企业工商营业执照复印件（加盖企业公章）、企业法人代表（授权委托人）身份证、第一联系人授权文件，并正确填报相关信息。

（三）电力用户注册生效后，入市时间为首次参与电能量市

场交易。对于零售用户，以首次选择零售套餐的合同生效时间作为入市时间；对于批发用户，以达成首笔批发市场合同的生效时间作为入市时间。

（四）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。

第二十四条 售电公司、虚拟电厂注册

（一）售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

（二）虚拟电厂除提供《售电公司管理办法》要求的注册材料外，还需提供的注册材料包括但不限于：聚合用户清单、并网调度协议等。

（三）初期，虚拟电厂聚合单元为参与市场的最小交易单元，发电侧和负荷侧资源应分别聚合形成交易单元。同一家聚合商按其代理聚合范围建立聚合单元，应结合网架结构和设备重过载情况，对聚合单元的聚合范围进行限定，发电类聚合资源应位于同一市场出清节点范围内。

第二十五条 新型储能企业市场注册

（一）独立新型储能项目完成注册手续后，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

（二）配建储能与所属经营主体视为一体，不单独履行注册

手续，应在所属经营主体名下增加配建储能项目（单元）。

（三）配建储能与多个经营主体存在配建关系时，应与所有存在配建关系的经营主体签订协议，明确在唯一的经营主体名下增加配建储能项目（单元）。

第二十六条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示、直接生效。

第二十七条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按月向国家能源局华中监管局和江西省能源局报备。

第四章 信息变更

第二十八条 经营主体市场注册信息发生变化时，应在变化之日起5个工作日之内向电力交易机构申请信息变更，经过信息变更程序后生效。经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第二十九条 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，并在规定时间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。

第三十条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审

查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。经营主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，需通过电力交易平台重新承诺并签订相关协议。经营主体法定代表人、授权联系人发生变更时，应重新进行实名认证。

第三十一条 信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等。

（三）电力业务许可证变更、延续等。

（四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

（五）发电企业、分布式电源建设核准文件/备案变更，并网调度协议、购售电合同续签、改签等。

（六）电力用户用电单元、分布式电源发/用电单元发生过户、更名、分户、并户、销户等。

（七）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

(八)售电企业、虚拟电厂资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第三十二条 电力交易机构收到经营主体提交变更材料后，在5个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十三条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第三十四条 市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，信息变更手续直接生效。

第三十五条 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。

第三十六条 发电企业、分布式电源信息变更

(一) 机组所属经营主体变更后，应在新经营主体注册后及时进行机组转让。

(二) 发电企业的机组信息变更，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供；涉及物理运行参数信息的，由调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提

供。

（三）发电企业涉及改扩建，应在机组并网前 5 个工作日提供注册材料清单中除工商营业执照外的其他材料，如未及时提供，由此造成的损失由发电企业自行承担。

（四）分布式电源发/用电单元发生过户、更名、分户、并户、销户等，变更信息由电网企业推送至电力交易机构。

第三十七条 电力用户信息变更

（一）电力用户用电单元新增、注销属于信息变更。

（二）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。电网企业、电力交易机构按月核对电力用户用电户号信息变更情况，在核对日之前提交的变更信息，经确认生效后纳入次月市场化结算档案。变更信息核对日期暂定每月 27 日，如遇周末、重大节假日等特殊情况，核对日期提前至周末、重大节假日前 2 个工作日。

（三）电力用户在市场注册、信息变更过程中，如遇到用电户号重复绑定，且无法联系原绑定用户进行解绑操作的情况，在电力用户提供书面申请、属地供电公司出具的用电户号归属证明材料后，可由电力交易机构协助开展用电户号解绑操作。

第三十八条 售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十九条 新型储能企业信息变更

（一）涉及物理运行参数变更的，新型储能企业在电力调度机构完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息。

（二）涉及发/用电户号信息变更的，新型储能企业在电网企业完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息。

第五章 市场注销

第四十条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。

第四十一条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况。

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件。

（四）经营主体所有机组关停退役的。

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第四十二条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

第四十三条 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑性材料。

第四十四条 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查，重点审查注销理由正当性、交易合同实际处理情况、材料完整性和一致性。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第四十五条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，对于符合正当理由退出电力市场或经核验（现场或平台校验）发现工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，自动注销生效后报国家能源局华中监管局和江西省能源局备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十六条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司的退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十七条 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订

但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

（一）已入市的电力用户，全部或唯一用电单元删除，应同步申请市场主体注销，未在 1 年内完成主体注销的，可实施自动注销。

（二）已直接参与市场交易在无正当理由情况下改为电网企业代理购电的用户，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍执行；已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易。

（三）未入市的电力用户申请注销，不影响其价格。

第四十八条 电力交易机构应通过江西电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在江西电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第四十九条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第六章 暂停交易资格

第五十条 经营主体申请注销或电力交易机构启动自动注销流程的，自电力交易机构受理其申请或启动自动注销之日起暂停

其新签交易合同的资格。

第五十一条 售电公司、虚拟电厂发生以下情形，应启动暂停交易资格程序，相关程序按照《售电公司管理办法》办理：

（一）连续 12 个月未进行实际交易。

（二）售电公司、虚拟电厂未持续满足注册条件，电力交易机构需通知其限期整改，整改期为 2 个月，限期整改期间，暂停其交易资格，各方因此造成的损失由相关售电公司、虚拟电厂承担。

（三）售电公司、虚拟电厂未按时足额缴纳履约保函、保险，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的，取消其后续交易资格。

（四）法律法规规定的其他情形。

第五十二条 经营主体若需恢复交易资格，应在电力交易平台提交申请，通过持续满足注册条件核验后，由电力交易机构通过电力交易平台进行公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无异议，恢复交易资格。

第七章 异议处理

第五十三条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道（网络、书信、电话、走访、邮件等）向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造

事实、虚假举证：

（一）对经营主体资产证明材料造假、从业人员证书挂靠以及社保重复缴纳等事项提出异议的，原则上应提供金融机构、人社部门等单位出具的或通过相关职能单位的官方网站查询获取的有效证明材料。

（二）对经营主体或会计师事务所存在不良信用记录提出异议的，应提供信用中国“失信被执行人”查询结果等证明材料。

第五十四条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示。

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送首次注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门。

（三）如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

第五十五条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

第五十六条 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息

进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

第八章 监督管理

第五十七条 国家能源局华中监管局和江西省能源局按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管理。

第五十八条 对未及时按本细则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报国家能源局华中监管局和江西省能源局。

第五十九条 对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，国家能源局华中监管局可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，国家能源局华中监管局可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，江西省能源局可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

第六十条 经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，国家能源局华中监管局和江西省能源局可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

第九章 附则

第六十一条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 X 年。

江西省电力中长期交易实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总则

第一条 为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，积极稳妥推进江西电力市场建设，规范电力中长期市场交易行为，依法保护电力市场经营主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，根据《中华人民共和国能源法》、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等文件规定，结合江西实际，制定本细则。

第二条 本细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本细则适用于江西省范围内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第四条 本细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场

的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括江西电力交易中心、江西电力调控中心。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第六条 国家能源局华中监管局、江西省发展和改革委员会、江西省能源局根据职能依法履行电力中长期交易监管和行业管理职责。

第二章 总体要求

第七条 统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第八条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第九条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》《江西省电力市场注册实施细则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十一条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。

第十二条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在每月 15 日前选择从次月起直接参加批发市场或零售市场。

第二节 市场成员权利

第十三条 发电企业的权利主要包括

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十四条 售电公司的权利主要包括

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同。

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息。

（五）法律法规规定的其他权利。

第十五条 电力用户的权利主要包括

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同。

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）法律法规规定的其他权利。

第十六条 新型经营主体的权利主要包括。

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同。

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

(四) 获得签约分散资源的相关信息。

(五) 法律法规规定的其他权利

第十七条 电网企业的权利主要包括

(一) 收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等。

(二) 对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

(三) 按照信息披露有关规定获得市场信息。

(四) 法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第十八条 发电企业的义务主要包括

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。

(二) 签订并执行并网调度协议、购售电合同，在规定办理时限内取得电力业务许可证，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

(四) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件。

(五) 法律法规规定的其他义务。

第十九条 售电公司的义务主要包括

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务。

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务。

（四）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务。

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品。

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任。

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件。

（九）法律法规规定的其他义务。

第二十条 电力用户的义务主要包括

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费。

(二) 按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息。

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

(四) 依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务。

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十一条 新型经营主体的义务主要包括

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。

(二) 资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务。

(三) 按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务。

(四) 按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品。

(五) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

(六) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件。

(七) 聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务。

(八) 法律法规规定的其他义务。

第二十二条 电力调度机构的义务主要包括

(一) 合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果。

(二) 向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性。

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。

(四) 配合开展电力中长期市场分析和运营监控。

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十三条 电力交易机构的义务主要包括

(一) 电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同。

(二) 电力交易平台建设、运营和管理。

(三) 组织电力中长期交易，提供结算依据及服务。

(四) 执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务。

(五) 开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险。

(六) 向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为，并配合调查。

(七) 法律法规规定的其他义务。

第二十四条 电网企业的义务主要包括

（一）保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（二）加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务。

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务。

（四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单。

（五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

（六）法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及交易方式

第二十五条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度（多月）、月内等不同交割周期的电能交易。数年、年度、月度（多月）交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，多月交易以年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物；月度交易以次月的电量作为交易标的物；月内交易以月内剩余天数的电量或者特

定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第二十六条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十七条 未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方签订交易承诺书明确相关权责。

第二十八条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、集中撮合交易、挂牌交易等。

第二十九条 集中竞价、集中撮合交易每个时段需一次性挂出 5 个档位的电量，每个档位的申报价格不能相同，年度集中竞价申报的档位电量不得少于 10 兆瓦时，其他交易周期的集中竞价、集中撮合交易申报档位电量不得少于 1 兆瓦时。电量不足 1 兆瓦时，仅可作为一次挂牌操作。

第三十条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第三十一条 经营主体分为发电侧经营主体、用电侧经营主体。其中，发电侧经营主体包括发电企业、独立储能、发电类虚拟电厂、混合类虚拟电厂等；用电侧经营主体包括电网企业、售电公司、电力批发用户、负荷类虚拟电厂、混合类虚拟电厂、智能微电网等。

第三十二条 燃煤发电企业以机组为交易单元参与中长期交易；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以代理的 220kV 配电网内分布式新能源聚合为交易单元参与中长期交易；售电公司和批发用户以法人单位为交易单元参与中长期交易；虚拟电厂聚合同一电力现货市场出清节点的资源作为交易单元参与中长期市场。非独立法人的批发用户经法人单位授权，可参与中长期交易。

第三十三条 各经营主体原则上以市场注册主体为单位独立进行报价。参与集中报价的新能源发电企业，原则上集中后的总装机规模不应超过江西电力市场单个最大燃煤发电厂装机规模（不含特高压输电通道配套电源）。原则上，仅允许同一集团（同一母公司、同一控股股东、同一实际控制人等）内同一省的新能源发电企业进行集中报价，禁止跨集团、跨省集中报价。禁止具有竞争关系的经营者达成固定或变更商品关系的垄断协议。其他有关要求按照《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的

通知（试行）》（发改能源〔2025〕1476号）及省内相关配套政策执行。

第三十四条 独立储能根据自身情况自主选择发、用电侧经营主体身份参与电力中长期交易，同一交易序列和同一交易时段只能选择一种身份参与交易。

第三十五条 虚拟电厂以聚合控制单元为最小单位作为交易单元参与电力中长期交易，单个控制单元所聚合资源应位于同一电力现货市场出清节点。其中：负荷类虚拟电厂主要聚合具备调节能力的电力用户，参照售电公司参与电力中长期批发市场交易；发电类虚拟电厂主要聚合接入电压等级10千伏及以下的分布式新能源、储能，参照新能源场站参与电力中长期批发市场交易；混合类虚拟电厂可同时聚合具备调节能力的电力用户和接入电压等级10千伏及以下的分布式新能源、储能，初期为便于操作，混合类虚拟电厂区分发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元，可以自主选择作为用电侧或发电侧经营主体身份参与电力中长期批发市场交易，同一交易序列和同一交易时段只能选择一种身份参与交易。

第三十六条 智能微电网经营主体参照批发电力用户参与电力中长期交易。

第二节 价格机制

第三十七条 江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局组织制定价格结算实施细则。

第三十八条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第三十九条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第四十条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。市场供需双方签订中长期合同时，可根据电力供需、市场结构等情况，约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

第四十一条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段，通过市场交易形成各时段的价格。对电网代理购电用户，由江西省发展和改革委员会根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第四十二条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，按《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第四十三条 为避免省内市场操纵及恶性竞争，由江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局对

申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十四条 省内交易价格限制按照江西省发展和改革委员会会同江西省能源局、国家能源局华中监管局设置的申报价格和出清价格上、下限执行，并在交易公告发布。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十五条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第四十六条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第四十七条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第四十八条 用电侧经营主体在参与年度（数年）、月度交易前应申报交易电量预测。

第四十九条 省内年度（数年）交易。原则上通过集中竞价、双边协商、挂牌等方式开展。

年度交易电量分解。年度交易出清后，在剔除发电机组检修计划后，按照日历天数均分至每日的 48 时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。在次月交易开始前，经购售双方协商一致，在保持交易均价、电量一致的情况下，允许调整后续各月份年度双边协商合同曲线时段划分及对应时段的交易价格。

第五十条 省内多月交易。原则上通过集中竞价交易、挂牌交易等方式开展。根据经营主体的交易意向，按需开展双边协商交易。其中，双边协商交易形成各月交易电量、均价及曲线。

多月交易电量分解。多月交易出清电量在剔除月度检修计划，按照日历天数均分至每日的 48 时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。

第五十一条 省内月度交易。原则上采用集中交易方式开展，分为集中竞价阶段和滚动撮合（挂牌交易）阶段。

新能源机制电量计入用电侧经营主体签约比例。月度交易前，电力交易机构根据电网企业提供的次月机制电量曲线，按照用电侧经营主体次月年度、多月交易各时段的分月合同电量占比，将机制电量曲线分解至用电侧经营主体并发布；若遇特殊情

况未组织开展年度（数年）、多月中长期交易，电力交易机构根据次月用电侧经营主体申报的预测电量占比，将机制电量曲线分解至用电侧经营主体并发布。用电侧经营主体可扣减其对应的机制电量曲线后参与后续中长期交易。

月度交易电量分解。月度交易出清电量在剔除月度检修计划，按照日历天数均分至每日的 48 时段（遇到节假日，按照节假日系数均分）。

第五十二条 省内月内交易。原则上采用集中撮合、挂牌模式组织开展，以“D-2”为周期连续开市。集中撮合交易标的为 D 日至“D+9”日 48 时段的电量、电价，交易平台在每日开市时间起每 15 分钟进行一次集中出清。挂牌交易原则上只组织电网企业代理购电交易，根据电力调度机构调整的检修计划等情况，按需组织对应的发电机组按照检修计划调整的天数参与带曲线挂牌交易。

第二节 交易约束与出清

第五十三条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第五十四条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）

限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第五十五条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力（考虑检修计划等），形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。

第五十六条 燃煤发电机组的交易申报限额根据发电机组可用发电能力、厂用电率等条件确定。

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）× K_1

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]× K_2

K_1 、 K_2 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，报国家能源局华中监管局、江西省能源局审定后执行，在交易公告中予以发布。

第五十七条 新能源发电机组的交易申报限额应扣除机制电量部分，根据额定装机容量、历史发电能力等条件确定。

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）×同类型机组最大发电可利用小时数，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）×同类型机组最大发电可利用小时数-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。

第五十八条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平、最大用电功率等风险平抑能力条件确定。其中：售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商在满足注册资产总额、履约担保额度要求的情况下：

交易单元年度交易净合同量上限=所代理零售用户最大用电功率*日历天数；

交易单元月度（多月）交易净合同量上限=所代理零售用户最大用电功率*日历天数-已持有合同量。

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。

其他因生产实际情况确需调整交易电量上限的，由有关经营主体向电力交易机构提出申请，交易机构组织电力调度机构、电网企业等相关单位，进行核实、公示、备案后执行。具体申请条件、执行标准、工作流程，经电力市场管理委员会审议后实施。

第五十九条 同一投资主体控股的售电公司，全年代理用户参与市场化交易电量原则上不得超过全省市场化交易电量的20%（不含电网企业代理购电电量）。

第六十条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第六十一条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

第三节 绿色电力交易组织

第六十二条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第六十三条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第六十四条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第六十五条 绿色电力交易原则上融入中长期交易，交易组织时序与其他中长期交易保持一致。年度（多年）、月度绿色电

力交易原则上采用双边协商交易方式；月内绿色电力交易原则上采用挂牌方式，实现购、售电侧的增量交易以及合同转让、合同回购交易。经营主体转让或回购合同电量时一同转让或回购绿色电力环境价值。

第六十六条 绿电直连项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，依据协议优先组织开展绿电直连项目电源和负荷的绿电交易，剩余电量以项目聚合形式参与电力市场交易。

第六十七条 鼓励分布式新能源机制外电量直接或聚合后，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。

第六十八条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第六十九条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第四节 电网代理购电交易组织

第七十条 电网企业应单独预测居民（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）、农业用电和代理购电工商业用户用电曲线。

第七十一条 电网企业代理购电应与经营主体执行统一的市场规则。保量保价的优先发电电量匹配居民、农业用电，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

第七十二条 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。目前，江西电网代理工商业用户、居民农业市场化采购采用挂牌交易方式报量（电量及曲线）不报价参加年度、月度（多月）、月内交易，原则上代理购电中长期价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定，当月度集中竞价成交电量低于中长期市场全部成交电量的 25%时，代理购电年度交易各时段价格形成方式为发、用侧年度双边协商交易与集中竞价交易各时段加权均价，月度（多月）、月内交易各时段价格形成方式为月度（多月）市场各时段加权平均价。

第六章 省内、省间市场的衔接

第七十三条 参与跨省跨区市场化交易的经营主体，应根据自身电力生产或者消费需要以及自身发用电能力，结合已有市场

化交易合同合理参与交易申报。经营主体参与省间交易申报限额应扣除省内交易已成交电量。

第七十四条 电力交易机构应进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，实现“一个平台申报、披露，省内省间平台共享”。

第七十五条 区域与省级市场运营机构应建立协同衔接机制，在交易组织时序、交易校核、电费结算等方面做好衔接，明确职责分工和数据传递流程，确保省间与省内市场衔接顺畅。

第七章 交易校核

第七十六条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第七十七条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第七十八条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第七十九条 现货市场运行期间，电力调度机构不再单独开展电网安全校核。非现货市场运行期间，电力调度机构应当在规定的时间内按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行，不得

开展追溯校核。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第八十条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

第八十一条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第八十二条 电力交易机构进行削减时，按交易组织结束时间逆序削减。对于同场双边协商交易，按照时间优先原则逆序削减，时间相同时按等比例原则削减；对于同场集中竞价交易，按照价格优先原则逆序削减，价格相同时按照时间优先原则逆序削减；对于同场挂牌交易，按照时间优先原则逆序削减。已成交并发布的交易结果不得削减。

第八十三条 省内中长期交易成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第八章 合同管理

第一节 合同签订

第八十四条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签订工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第八十五条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第八十六条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第八十七条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素，经营主体在参与交易前选择结算参考点，按年自行选择为实时市场任一节点或统一结算点，默认为统一结算点。

第八十八条 中长期交易最小合同周期为 1 个时段（半小时）；交易申报最小电量单位为 0.001 兆瓦时（1 千瓦时）；交易申报最小价格单位为 0.001 元/兆瓦时。

第二节 合同执行

第八十九条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第九十条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十一条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，电网企业按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，电网企业可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，电网企业按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第九十二条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第九十三条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第二节 结算

第九十四条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第九十五条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定，目前暂取实时市场统一节点电价，后续根据市场运行情况适时调整。

第九十六条 电力中长期市场结算可按差价结算或差额结算方式开展，目前按差价结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第九十七条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第九十八条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第九十九条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除机制电量）、用电侧电量每小时三者取小的原则确定。

其中，同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，每小时用电量低于对应时段合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按每小时用电量对应时段总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，每小时上网电量低于对应时段合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按每小时上网电量占对应时段合同电量比重等比例调减。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百〇一条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户

第一百〇二条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》《江西省电力市场结算实施细则》执行。

第十章 信息披露

第一百〇三条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息。公开信息是指向有关市场成员披露的信息。特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百〇四条 发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业、市场运营机构应披露的公众信息、公开信息、特定信息具体内容及范围按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第一百〇五条 市场成员应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百〇六条 市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第一百〇七条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第一百〇八条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一百〇九条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一百一十条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一百一十一条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百一十二条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百一十三条 各电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百一十四条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百一十五条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一百一十六条 电力交易机构制定电力中长期市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百一十七条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向电力监管机构、政府有关主管部门报告。

第一百一十八条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，并在3日内向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

（一）当面临严重供不应求情况或出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

（四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

（五）国家能源局华中监管局、政府有关主管部门作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百一十九条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交电力监管机构、政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向电力监管机构、政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第一百二十条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第一百二十一条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十四章 附则

第一百二十二条 本细则由国家能源局华中监管局会同江西省发展和改革委员会、江西省能源局依据各自法定职权解释。

第一百二十三条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 X 年。

名词解释

1.新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

2.按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3.交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4.双边协商交易

双边协商是指购售双方协商一致后，由一方经营主体通过电力交易平台将需求电量、价格、交易曲线等信息向交易意向方提出要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。根据交易曲线的

不同分为自定义曲线交易和基荷交易。

5.集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“报价撮合法”。

(1) 统一边际出清

边际电价出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序累加形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量。

当购方申报曲线与售方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为统一边际出清价格。计算后的售方报价低于边际出清价格的售方申报电量、计算后的购方报价高于边际出清价格的购方申报电量均成交；若边际出清价格对应的购方申报电量与售方申报电量不等，预出清电量取二者较小值。当售方（购方）申报电量大于预出清电量时，售方（购方）按申报电量等比例成交。

(2) 报价撮合出清

撮合匹配、边际出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合匹配形成价格对，一一边际出清。

当计算后的购方报价大于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者。成交价格以配对双方报价的价

差对系数 k 来确定。 k 的取值范围0—1，暂按0.5执行； k 系数调整，经电力市场管理委员会审议通过，报电力监管机构和政府有关主管部门审定执行，在交易公告中予以发布。

当计算后的购方报价等于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或计算后的购方报价低于计算后的售方报价为止。

6.滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

7.集中撮合交易

集中撮合交易是指针对已明确时段、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，按照价格优先原则进行撮合成交。购售双方按交易申报时间在同一出清时段内视为同一申报区间，申报交易价格一致时，出清电量按申报电量等比例分解。由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“报价撮合

出清”。

8.挂牌交易

挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

9.融合交易

融合交易指融合开展电能量增量交易、合同转让交易、合同回购交易。同一经营主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

10.交易曲线

交易曲线指中长期合约分时分解形成的48时段（每30分钟一段）电量曲线。其中，基荷指的是中长期合约均分至48时段（每30分钟一段）电量曲线，自定义曲线的是中长期合约按照购、售双方自行约定的48时段（每30分钟一段）电量曲线

11.绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电(含分散式风电和海上风电)、太阳能发电(含分布式光伏发电和光热发电)、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期,参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目,条件成熟时,可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

12. 电力市场风险类型

(1) 电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围,影响电力系统供需平衡的风险。

(2) 市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低,波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

(3) 不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等,或串通报价、哄抬价格,并严重影响交易结果的风险。

(4) 技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态,或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为,造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏,影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

13.节假日用电系数比例

国网江西电力有限公司结合电网实际运行情况、历史净负荷曲线和供需形势分析，日常与重大节假日期间的用电比例系数，经江西省电力市场管理委员会审议通过，并报电力监管机构、政府主管部门审定后，通过电力交易平台进行发布。

江西省电力现货交易实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总述

第一条 为深入贯彻落实《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）及其配套文件、《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）、《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令 第20号）、《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）、《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）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等有关法律法规规定，适应江西省电力市场建设要求，提升电力资源优化配置效率，结合江西实际制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于江西电力现货市场的运营、管理、组织与实施。

第三条 国家能源局华中监管局、江西省发展改革委、江西省能源局根据职能依法履行电力现货交易监管和行业管理职责。

第二章 术语定义

第四条 本实施细则引用的术语定义如下：

（一）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（二）统调负荷：指国网江西电力调度控制中心统配用电负荷。

（三）母线负荷：指江西省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

（四）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为。

（五）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容

量。

(六) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC): 指在满足电力系统安全性约束的条件下, 以全网综合购电成本最小化为优化目标, 计算编制分时段的机组开停机计划。

(七) 可靠性机组组合 (Reliability Unit Commitment, RUC): 为满足系统运行安全需要, 根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等, 确定需要启停的机组, 是日前市场的重要环节。

(八) 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic Dispatch, SCED): 指在满足电力系统安全性约束的条件下, 以全网综合购电成本最小化为优化目标, 计算编制分时段的机组发电出力计划。

(九) 运行日 (D): 为实际执行日前电能量市场交易计划的自然日。

(十) 竞价日: 为运行日的前一日 (D-1) 。

(十一) 日前电能量市场: 运行日提前 1 日 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。日前市场每 15 分钟为一个交易出清时段, 含有 96 个交易日出清时段。

(十二) 实时电能量市场: 运行日 (D 日) 进行的决定 (D

日)未来5分钟最终调度机组发电出力计划的电能量交易市场。实时市场每5分钟为一个交易出清时段,含有288个交易出清时段。

(十三)市场出清:指电力调度机构根据市场运营规则指引基于SCUC/SCED市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程。

(十四)节点边际电价(Locational Marginal Price, LMP):指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下,在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本,简称节点电价。节点电价由系统电能量价格与阻塞价格两部分构成。

(十五)安全校核:电力调度机构对发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容,从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力电量平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行,市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求,同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

(十六)必开机组、必停机组:因电网安全约束、政府环保等要求,部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。

(十七)最小连续运行时间:表示机组开机后,距离下一次停机至少需要连续运行的时间,单位为小时。

(十八) 最小连续停运时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

(十九) 最小技术出力：指并网调度协议中规定的发电机组在运行状态时应达到并保持稳定运行的最小出力，单位为 MW。

(二十) 最小申报出力：机组在日前电能量市场中申报的可以达到并保持稳定运行的最小出力，单位为 MW。

(二十一) 机组启动费用：指机组开机的费用，包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

(二十二) 空载费用：是指发电机维持同步转速、输出功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。

(二十三) 电能量费用：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，单位为元/兆瓦时。

(二十四) 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

(二十五) 有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业按照政府批准的有序用电方案发布错峰用电预警信号，执行错峰、错峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电

负荷的效果。

(二十六) 惩罚因子: “软约束”的表现形式, 为了线性优化问题求解并有解, 此因子使得所有的约束条件都尽可能满足且优化问题有解。当前, 现货市场惩罚因子数值如下表:

因子类型	数值 (元/兆瓦)
负荷平衡惩罚因子	15000
允许爬坡松弛变量惩罚因子	16000
系统正备用因子	10000
系统负备用因子	10000
网络潮流约束松弛罚因子 (线路)	5000
网络潮流约束松弛罚因子 (断面)	4500
线路故障集松弛变量惩罚因子	2000
固定可调惩罚因子	100000
线路 N-1 惩罚因子	3500
机组群电力松弛惩罚因子	20000
机组群备用松弛惩罚因子	20000
电厂电力松弛惩罚因子	20000
机组电量约束松弛惩罚因子	10000
区域正备用罚因子	50000
区域负备用罚因子	50000
灵活爬坡松弛变量惩罚因子	80

因子类型	数值（元/兆瓦）
储能爬坡惩罚因子	50000
储能场站最后时段期望电量松弛惩罚因子	3000
虚拟电厂爬坡松弛惩罚因子	50000
虚拟电厂电量松弛惩罚因子	3000
系统储能总出力爬坡约束松弛惩罚因子	10000
系统电储能总出力爬坡约束松弛惩罚因子	8000
用户爬坡惩罚因子	50000

电力调度机构根据市场和电网运行情况，对惩罚因子等关键参数数值提出优化建议，报市场管理委员会审议通过并经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

第三章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。其中，经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式电源、新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）；市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第六条 经营主体应符合国家有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，通过江西电力交易平台参与交易，接受电力监管机构、政府部门的监督，服从市场

管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

第七条 江西电力交易中心有限公司（以下简称电力交易机构）和国网江西电力调度控制中心（以下简称电力调度机构）作为市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。其中，电力交易机构负责经营主体注册管理、市场申报、中长期交易组织、结算依据出具、合同管理、信息披露、经营主体运营评价等；电力调度机构负责电力现货、辅助服务等市场交易组织、出清结果安全校核等。

第八条 电网企业负责电费的统一结算。电力交易机构负责向电网企业出具批发市场电量结算依据，电网企业进行电费结算并向经营主体公布，经营主体根据现行规定进行资金结算。各经营主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

第九条 参加电力现货市场交易的发电企业、电力用户、售电公司、新型储能等经营主体，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。非独立法人的发电企业、电力用户经法人单位授权，可参与电力现货市场交易。

第十条 现阶段，参与现货交易的经营主体为统调燃煤和地方公用燃煤电厂、风电和光伏项目（含新能源场站配建储能、分布式新能源）、新型经营主体（独立新型储能和虚拟电厂等）、

以及批发用户、售电公司、电网企业（含增量配电网）代理购电用户等电力用户。

第十一条 统调燃煤电厂以机组为单位，通过“报量报价”方式参与现货市场申报、出清、结算。同一并网点内，以各燃煤机组升压变压器高压侧表计电量比例分配并网点关口上网电量，形成各燃煤机组的上网电量。地方公用燃煤电厂以厂为单位，可选择“报量报价”或作为价格接受者的方式参与现货市场。

第十二条 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。新能源按以下三种方式参与现货市场：

（1）报量报价参与。新能源项目在电力交易平台完成注册、具备经营主体资格后，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，以“报量报价”方式参与现货交易，执行市场出清结果。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。新能源报量报价参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

（2）报量不报价参与。集中式新能源项目原则上以“报量报价”方式直接参与现货交易，暂不满足“报量报价”参与现货交易条件的非统调集中式新能源项目，以“报量不报价”方式参与日前可靠性机组组合和实时现货市场，发电计划纳入现货市场优化出

清，执行市场出清结果，承担新能源出力偏差回收费用。现阶段，将 110 千伏非统调集中式新能源场站发电计划纳入现货市场出清，后续逐步推动 110 千伏以下集中式新能源场站纳入。

（3）不报量不报价参与。分布式新能源等项目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，作为价格接受者参与现货交易，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。

第十三条 电力用户可自愿参与日前市场。其中电力批发用户、售电公司以“报量报价”方式，电网企业代理购电用户以“报量不报价”方式参与日前市场，允许用户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。

第十四条 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，可以分为发电类聚合单元、负荷类聚合单元和混合类聚合单元。其中，发电类聚合单元以“报量报价”方式参与现货市场优化出清、参与现货电能量市场的负荷类聚合单元可按日自愿选择以“报量报价”或“报量不报价”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；混合类虚拟电厂初期为便于操作可将发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元，后续逐步探索开展

融合交易。

第十五条 地方公用燃煤电厂、非统调新能源、虚拟电厂发电类聚合单元等经营主体完成市场注册且满足参与现货交易要求的技术条件后，可主动报量报价参与现货市场。主动报量报价参与现货市场的技术条件包括：接入调度自动化系统，配置 AGC（自动发电控制）系统，具备调度系统实时信息接收功能，可以实时跟踪现货市场出清计划曲线；新能源场站还应具备短期和超短期功率预测能力；分布式新能源还应满足“可观、可测、可调、可控”条件。经营主体上述功能应通过电力调度机构或有资质的检验机构验收。

第十六条 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。

现阶段，当一个新能源场站内存在多个经营主体（即多个中长期交易、结算单元，以下简称交易单元，交易单元划分以各经营主体市场注册为准）时，按以下原则参与现货市场：

（一）若该场站仅配置一套功率预测系统、一套 AGC 系统，即整站为一个调度单元时，以场站为单位参与现货市场申报、出清，该场站所有经营主体应约定由其中一方代表整站参与现货市场申报并将各方签字盖章的书面约定材料报送电力交易机构备案。现货市场出清后，电力调度机构按照整站出清结果对场站进

行调度。电力调度机构将新能源场站的日前市场出清电力按照一定比例分解至场站内各交易单元，形成各交易单元的日前市场出清电力（各交易单元出清价格为整站出清价格）并推送电力交易机构，用于出具各交易单元结算依据。分解比例默认为各交易单元注册的额定容量比例。各经营主体对分解方式另有约定的，应将各方签字盖章的书面约定材料报送电力调度机构备案。场站内各交易单元的实际上网电量按照各经营主体约定且在电网企业备案的方式进行间接计量。

（二）若场站内各经营主体分别配置功率预测系统、AGC系统，即场站可以按经营主体分解为多个独立的调度单元且各调度单元与交易单元完全对应，则可按照交易单元进行现货市场申报、出清、结算。电力调度机构按照各交易单元出清结果分别对场站内相应调度单元进行调度。场站内各交易单元的实际上网电量按照各经营主体约定且在电网企业备案的方式进行间接计量。

第十七条 各经营主体参与市场交易的注册、信息变更及市场退出等具体内容遵循《江西省电力市场注册实施细则》。

第四章 市场衔接机制

第一节 中长期市场与现货市场的衔接

第十八条 采用“省内中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险、省内现货交易全电量集中竞价”的集中式交易模式。省内中长期交易结果不作为调度执行依据。

第十九条 省内中长期交易合约均为差价合约，经交易校核后生效，作为结算依据，参照现货市场价格进行偏差结算。

第二十条 省内中长期市场交易类型、交易方式遵循《江西省电力中长期交易实施细则》。

第二节 省间市场与省内市场的衔接

第二十一条 按照“先省间、后省内”的原则组织市场交易，省间交易早于省内交易开展。在中长期市场，省间交易先于省内交易出清。在现货市场，省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，省内现货市场预出清结束后，在省内各机组发电预计划基础上，组织省间现货市场交易。

第二十二条 省间电力现货市场的交易组织与实施按照《省间电力现货交易规则》执行。

第三节 辅助服务市场与现货市场的衔接

第二十三条 现货市场运行后，不再单独开展省内调峰辅助服务交易，省内调峰辅助服务交易由现货电能量市场替代。由发电侧经营主体自主申报最小可调出力及相应电能量报价，通过现货电能量市场引导经营主体主动调峰。

第二十四条 调频市场在日前电能量市场机组组合确定后单独开展。采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日系统所需的调频机组序列。调频机组中标后，需预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定

日前发电计划曲线。调频机组预留的上下调节容量比例，由电力调度机构按照电网运行需要进行调整并向市场发布。

实时运行阶段，调频机组按照日前中标结果或日内更新计算结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。

第二十五条 独立新型储能可以选择以下三种参与市场的方式，并实现现货市场与调频辅助服务市场的衔接：同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场、当日仅参与现货市场、当日仅参与调频辅助服务市场。

（一）同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场是指独立新型储能在申报的充放电时段参与调频辅助服务市场竞价，储能充电时以充电状态参与调频，储能放电时以放电状态参与调频。

（二）当日仅参与现货市场是指独立新型储能在该日仅进行电能量市场充放电，不参与调频辅助服务市场竞价。

（三）当日仅参与调频辅助服务市场是指独立新型储能在该日仅参与调频辅助服务市场竞价，不在现货市场申报充放电。

第二十六条 调频辅助服务交易组织与实施按照《湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场运行规则》（华中监能市场规〔2025〕35号）执行。

第五章 日前现货交易

第一节 组织方式

第二十七条 日前市场采用发用两侧报量报价、集中竞价出清的方式开展，新能源和用户自愿参与日前市场。参与市场的发电机组在日前市场中申报运行日的量价信息，电力批发用户、售电公司在日前市场中申报运行日的量价信息，电网企业在日前市场中申报运行日的代理购电用户的电力负荷曲线，不申报价格，并预测居民农业在运行日的电力负荷曲线。电力调度机构通过技术支持系统，基于经营主体申报信息及运行日的电网运行边界条件，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束机组组合（Security Constrained Unit Commitment, SCUC）程序、安全约束经济调度（Security Constrained Economic Dispatch, SCED）程序进行集中优化计算，出清得到安全约束机组组合、日前市场发用电曲线以及分时节点电价等信息，作为省内日前市场结算依据。

第二节 交易周期

第二十八条 日前市场在竞价日（D-1）组织，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个竞价日含有 96 个交易出清时段。

第三节 日前电网运行边界条件准备

第二十九条 网络拓扑

电网网络拓扑和电网检修计划作为日前省内现货市场组织

和出清计算的边界条件。

第三十条 负荷预测

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、96 点的 220 千伏母线负荷预测。

（一）调度口径（含分布式电源）负荷预测：调度口径（含分布式电源）负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的调度口径（含分布式电源）负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日全网的日调度口径（含分布式电源）负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求变化、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电、政府环保要求等情况。

（二）母线负荷预测：母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各地市供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、非统调电厂出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。

第三十一条 省间交易形成的联络线计划曲线

省间交易包括省间国家指令性计划、政府间协议和市场化省间交易。省间交易形成的计划曲线，作为日前省内现货市场组织的边界条件。

第三十二条 不参与现货市场的常规机组的计划编制

现阶段不参与现货市场的常规机组包括：水电机组、燃气机组、抽蓄机组和应急备用机组等。

（一）水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全、以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

（二）抽蓄机组：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照抽蓄机组的调度运行规程，形成抽蓄机组的水库水量控制要求，编制抽蓄机组的日前发电计划。

（三）燃气机组和应急备用机组：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况编制其日前发电计划。

第三十三条 备用约束

电力调度机构根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求。日前电能量市场出清结果需满足未来 1 至 3 日的各类备用要求，即开机组合应满足未来 1 至 3 日的电力平衡要求。特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值。高峰上旋备、低谷下旋备均作为日前电能量市场出清的边界条件。

第三十四条 输变电设备停电检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际

运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第三十五条 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第三十六条 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。未做特殊说明时，日前市场按照将断面潮流控制在不超过事前信息披露所发布的断面控制限额的 100%进行日前交易出清。

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路极限功率、断面极限功率：

1.因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、断面潮流控制在指定值以内。

2.为保障电网安全运行，断面安全裕度可根据天气情况、保电要求、新能源消纳等情况进行日前或实时调整。

3.其他保障电网安全可靠供应，要求将线路、断面潮流控制

在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构设置必开机组：

1.因系统安全约束，必须开出的机组，以及必须维持运行状态的机组。

2.因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组。

3.因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组。

4.根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组，或电力调度机构批复同意进行试验的机组。

5.根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组。

6.其他保障电力安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在事前信息中发布必开机组、必开原因及机组出力要求（如有），明确相应的必开时段。必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

1.因系统安全约束需要停机的机组。

2.因保供电、保民生或电力监管机构、政府部门下达要求，

需要停机的机组。

3.不具备并网条件的机组。

4.不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组。

5.已纳入政府当年关停计划的机组。

电力调度机构在事前信息中发布必停机组、必停原因，明确相应的必停时段，在现货市场出清中设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构设置发电机组（群）出力上下限约束：

1.因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）。

2.因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）。

3.根据电网安全运行要求或新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）。

4.其他保障电网安全可靠运行需要限制出力上下限的发电机组（群）。

第四节 日前机组运行边界条件准备

第三十七条 发电机组与新型经营主体运行参数

所有并网发电主体需向电力调度机构提供准确的机组运行

参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，并经电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改，运行参数变更管理流程另行制定。发电机组的运行参数作为现货电能量市场出清的默认输入参数，所需的运行参数如下：

（一）统调燃煤机组

1.发电机组额定有功功率（新能源场站为场站装机容量），单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

2.发电机组最大技术出力、最小技术出力，单位为 MW。燃煤机组最大技术出力为额定功率，最小技术出力以并网调度协议为准。

3.发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.发电机组综合厂用电率，单位为百分数。

5.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小申报出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

6.典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小申报出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

7.发电机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 20 小时。

8.发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 12 小时。

9.发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 6 小时。

10.电力调度机构所需的其他参数。

（二）地方公用燃煤电厂

1.电厂（机组）额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

2.电厂（机组）最小技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

3.电厂（机组）有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致。

4.电厂（机组）厂用电率，单位为百分数。

（三）新能源（含分布式电源）

1.装机容量，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

2.有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致。

3.新能源场站厂用电率，单位为百分数。

4.分布式电源经营主体按照参与市场需要提供运行参数。

（四）新型储能电站（含新能源配建储能）

1.额定充放电功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

2.最大、最小可调出力，单位为 MW。若未申报，充电状态

时，最大、最小可调出力默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示）；放电状态时，最大、最小可调出力默认分别为额定放电功率（以正值表示）和 0。

3.最大、最小荷电状态（SOC），单位为百分数，默认分别为 100%和 0%。荷电状态是指储能实际存储电量占额定容量的比值。

4.充电效率和放电效率，单位为百分数。充电效率指储能充电时，增加存储电量与输入电量的比值；放电效率指储能放电时，输出电量与减少存储电量的比值。

5.满功率最小连续充放电时长，单位为分钟，应为 15 分钟整数倍。

6.额定功率充放电最大时长，单位为小时。

（五）虚拟电厂

虚拟电厂机组运行参数经电力调度机构会同电网企业审核通过后生效。运行参数包括但不限于：

1.虚拟电厂分布式发电类聚合单元提供发电能力上限（MW）、上网能力上限（MW）、有功功率调节速率（MW/min）等，应与测试值（或并网调度协议）保持一致。

2.虚拟电厂负荷类聚合单元根据负荷资源特性申报运行参数。全电量负荷类聚合单元提供聚合容量（MW）等；调节型负荷类聚合单元提供调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、

调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向等。参与现货市场的聚合单元应以虚拟电厂为单位与所属电力调度机构签订并网调度协议，提供参数应与测试值（或并网调度协议）保持一致。

（六）智能微电网经营主体等新型经营主体按照参与市场需要提供运行参数。

（七）市场运营所需的其他参数。

第三十八条 发电机组状态约束

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

（一）可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）机组调试状态：指机组试验（调试）阶段，运行日存在在调试时段的机组调试时段视为调试状态。

（三）机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、必停机组或其他情况。

1.机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结

束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

2.缺燃料：电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，可选择将运行日该机组的状态置为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入非计划停运考核。

3.必停机组：因电网安全约束原因处于必停的机组，在相应必停时段设置为不可用状态。

4.其他情况：机组不满足并网要求的相关规定。

第三十九条 发电机组出力上下限约束申报

竞价日上午 10:00 前，各火电机组通过电力交易平台申报机组出力上、下限。如未申报，则默认为最近一次的申报值。电力调度机构根据火电机组申报的上、下限作为边界条件优化出清。

第四十条 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日上午 10:00 前，该机组需通过电力交易平台申报运行日最早可并网时间，申报范围为次日 00:00 至 06:00。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为次日 06:00。

第四十一条 发电机组调试及试验计划

（一）新建燃煤机组调试：新建燃煤机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，获得参与电能量市场交易资格当天（D）的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。机组完成 168 小时满负荷试运行后、获得参与电能量市

场交易资格前，原则上按照日前市场燃煤机组日平均负荷率安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日零点起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

（二）在运机组试验（调试）：发电企业有试验（调试）需求时，应提前向电力调度机构提出申请，并在竞价日 10:00 前通过电力交易平台报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，经电力调度机构审核同意后生效。

1.因电厂原因处于调试状态的机组运行日调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货电能量市场中作为价格接受者。非调试时段按照报价参与日前电能量市场出清。

2.因电网原因处于调试状态的机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段按照报价参与日前电能量市场出清。

3.若发电机组在竞价日 10:00 前未申报相应的调试计划，电力调度机构可在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，且不因调试原因作为必开机组，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

第四十二条 新能源场站发电预测

竞价日上午 08:00 前，各新能源场站申报运行日 96 点预测出力曲线作为出力上限约束。

第四十三条 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 7 天时，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 7 天时发生的停机（计划检修除外），相关考核规则另行制定。

第五节 事前信息发布

第四十四条 竞价日 09:00 前，市场运营机构通过电力交易平台向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

- （一）96 点调度口径（含分布式电源）负荷预测曲线。
- （二）省间联络线预计划曲线。
- （三）不参与现货电能量市场的机组发电出力预测。
- （四）风电、光伏等新能源出力预测。
- （五）发电机组检修总容量，系统正备用需求、负备用需求。
- （六）输变电设备检修计划。
- （七）电网关键断面约束情况。
- （八）必开必停机组（群）。
- （九）市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及特定信息。

第六节 交易申报

第四十五条 现货电能量市场为每日连续运行的市场，各发电机组需每日向电力调度机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第四十六条 发电侧申报交易信息

新能源项目和用户按日自愿选择是否参与日前市场，新能源项目应全量参与日前可靠性机组组合。当日未选择是否参与日前市场的经营主体默认保持前一日参与状态，首次参与市场但未选择是否参与日前市场的经营主体默认该日选择不参与日前市场优化出清。竞价日 10:00 前，所有参与日前市场的发用电主体、新型经营主体必须通过电力交易平台进行日前市场交易申报。若该机组未按时申报，则未申报的日期按照缺省报价信息参与市场出清。日前电能量交易申报与调频辅助服务交易申报同步进行。

第四十七条 现货市场申报价格上下限要综合考虑发电企业运营和市场用户电价承受能力，经省价格主管部门确定后执行。为进一步拉大现货峰谷价差，引导用户侧合理用电，现货市场初期，申报和出清的价格下限为-100 元/兆瓦时，上限为 1200 元/兆瓦时。价格主管部门对现货市场申报、出清价格限制另有规定的，以价格主管部门文件为准。

第四十八条 燃煤机组申报

统调燃煤机组以“报量报价”方式参与日前现货市场，最小连续运行时间和最小连续停运时间设置为 0 小时，机组启动费用、空载费用与日前可靠性机组组合申报值保持一致。日前现货市场申报交易信息主要为电能量费用：发电机组的电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择 3-10 段进行申报；每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh）。

最小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小申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。

地方公用燃煤电厂为非省级及以上调度机构调度、以发电为主的非自备电厂，以厂为单位参与现货市场，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。

第四十九条 新能源（含集中式新能源、分布式新能源）申报

主动参与现货市场的新能源可自愿参与日前市场申报，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，适时优化新能源参与日前现货市场方式，对市场化交易决策不当引起的弃限电不纳入统计。申报交易信息主要包括：电能量费用、短期功率预测曲线。

（一）电能量费用：新能源原则上以场站为单位申报运行日的量价曲线（具备本细则第十六条规定的条件的，也可按场站内交易单元进行申报），申报 3~5 段电能量报价曲线。其中，第一段出力区间的起点为零，最后一段出力区间的终点为场站额定容量；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，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。

（二）短期功率预测曲线：竞价日 08:00 前，新能源场站（或场站内各交易单元）结合自身预测出力情况，通过调度运行技术支持系统申报运行日 96 点预测出力曲线，自愿参与日前现货市场的申报及出清，全量参与日前可靠性机组组合。新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报运行日 96 点预测出力曲线。新能源场站全停期间，相应时段的预测出力曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的预测

出力曲线须剔除相应检修容量后进行申报。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。

暂不满足“报量报价”参与现货交易条件的非统调集中式新能源项目，以“报量不报价”方式参与日前可靠性机组组合和实时现货市场优化出清，场站向所属电力调度机构申报短期功率预测曲线，具体要求与“报量报价”参与现货市场的新能源项目一致，已纳入现货系统优化出清但未申报短期功率预测曲线的场站，其短期功率预测值默认为 0。

第五十条 储能申报

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。

（一）独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能：竞价日 10:00 前，通过电力交易平台申报运行日参与调频辅助服务市场和参与现货市场（可选择以下三种方式中的一种：同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场、当日仅参与现货市场、当日仅参与调频辅助服务市场，若未选择默认当日仅参与现货市场）。

参与现货市场时，采取“报量不报价”方式，需申报运行日 96 点充/放电曲线（单位 MW）。在同一运行日内同时参与现货市场

和调频辅助服务市场时，在现货电能量市场申报充放电时段应与调频市场交易时段对应。在电力平衡困难时期，电力调度机构可指定独立新型储能参与现货市场进行充放电。独立新型储能选择运行日仅参与调频辅助服务市场时，其在现货市场中出清电力为零，因提供调频辅助服务产生的电能量费用按照实时现货市场价格结算。

独立新型储能申报的充放电曲线经电力调度机构审核符合电网负荷特性且满足电网安全约束后生效。对于违背电网负荷特性的申报曲线（即用电高峰充电、用电低谷放电），电力调度机构可在保持充/放电电力、电量值不变的前提下对其充/放电时段进行调整。对于不满足电网安全约束的充放电曲线，电力调度机构可取消其充放电，并发布取消原因。

（二）新能源场站配建储能：竞价日 10:00 前，新能源场站自主申报站内配建储能运行日 96 点充/放电曲线（单位 MW），以“报量不报价”方式参与现货市场，经电力调度机构审核符合电网负荷特性且满足电网安全约束后生效。对于违背电网负荷特性的申报曲线（即高峰时段充电、低谷时段放电），电力调度机构可在保持充/放电电力、电量值不变的前提下对其充/放电时段进行调整。对于不满足电网安全约束的充放电曲线，电力调度机构可取消其充放电，并发布取消原因。

（三）电力调度机构在运行日可根据电网运行需求（电力保

供、新能源弃电等原因)调整储能充放电计划。随着市场的不断发展,逐步实现储能“报量报价”参与现货市场。

第五十一条 虚拟电厂申报

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。

(一)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。竞价日 10:00 前,申报运行日 96 点运行数据和相关参数,包括发电出力上限(MW)、发电出力下限(MW)、上下爬坡速率(MW/分钟)、发电量价曲线(元/MWh)等,其中发电量价曲线随出力单调非递减,可申报 3~5 个出力段,每段需申报调节区间起点(MW)、调节区间终点(MW)以及该区间调节价格(元/MWh)。发电功率以正值表示,最后一段出力区间终点为聚合单元额定聚合容量;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,两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 1MW,不可超过申报价格的上下限范围。机组申报的运行参数应与并网调度协议(或调节能力测试值)保持一致。

(二)虚拟电厂负荷类聚合单元:负荷类聚合单元按日自愿选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与日前现货市场,未申报的默认不参与日前现货市场。竞价日 10:00 前,申报运行日 96

点运行数据和相关参数。其中，全电量负荷类聚合单元申报要求与售电公司一致；调节量负荷类聚合单元申报调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、调节量价格曲线和运行基线。用电（调节量）价格曲线可最多申报 5 个负荷段，每段需申报用电负荷（调节量）区间起点（MW）、用电负荷（调节量）区间终点（MW）以及该区间用电负荷（调节量）对应报价（元/MWh）。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷（调节量）下限，最后一段负荷区间终点为用电负荷（调节量）上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 1MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。机组申报的用电负荷上限、下限应与并网调度协议（或调节能力测试结果）保持一致。

第五十二条 其他新型经营主体申报

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，包括发电出力上限（MW）、发电出力下限（MW）、上下爬坡速率（MW/分钟）、发电量价曲线（元/MWh）等。

第五十三条 其他机组申报

(一) 水电机组：无需申报，依据来水情况安排发电，按政府批复价格结算。

(二) 燃气机组、抽蓄机组、应急备用机组：无需申报，由电力调度机构按需调用。

第五十四条 用户侧申报交易信息

竞价日 10:00 前，参与日前现货市场的批发用户和售电公司在电力交易平台中申报其运行日的 48 点（每半小时为一个申报点，下同）分段电力-电价曲线，电网企业预测并申报代理购电用户用电曲线，以报量不报价方式参与日前现货市场。

批发用户和售电公司申报要求如下：

(一) 批发用户、售电公司全天共申报 48 条分段电力-电价曲线，每半小时分段电力-电价曲线按照阶梯段申报，第一段报价点的起始负荷为 0，最后一段报价点的电力负荷对应用户申报最大用电需求。每半小时最多申报 5 个负荷段，每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 1MW，每段用电报价（元/MWh）不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随负荷增加单调非递增。

(二) 批发用户、售电公司申报最大用电负荷上限为实际报容量的 γ 倍， γ 暂定为 1。

(三) 市场初期，批发用户、售电公司暂按统一节点申报、

出清，即无需按出清节点（220 千伏母线）进行申报，仅申报 48 点分时用电总负荷和用电价格曲线，在安全校核环节对应到各出清节点的分配比例按母线负荷预测值进行分解。具备条件时，推动批发用户、售电公司按出清节点申报分时用电负荷和用电价格曲线。

电网企业代理购电用户申报要求如下：

电网企业申报运行日代理购电用户电力负荷曲线，曲线下限为 0，上限为实际报装容量的 γ 倍， γ 暂定为 1。

第五十五条 申报数据审核及处理

发电机组的申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

第五十六条 缺省申报

（一）机组缺省申报：发电机组需提供参与现货电能量市场交易的默认量价参数。若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向电力交易机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价，即机组运行

在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可自由选择 3-10 段进行申报，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）。

最小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小申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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。报价曲线必须随出力增加单调非递减。

煤电机组在日前现货市场未按时申报电力-价格曲线，采用日前可靠性机组组合申报电力-价格曲线进行出清；若日前可靠性机组组合也未按时申报，采用可靠性机组组合缺省报价信息参与日前现货市场和日前可靠性机组组合。

（二）用户侧缺省申报：批发用户、售电公司未按时申报，则默认其申报量为 0，电网企业代理购电用户未按时申报，按照其运行日所持有的中长期合约分时电量合计值进行填报。

第七节 日前电能量市场出清

第五十七条 竞价日 17:30 前，电力调度机构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电力负荷需求及居民农业电力负荷曲线等信息，综合考虑不参与现货电能量市场的发电出力曲线、省间联络线计划曲线、运行日的电网运行边界条件以及电网和机组运行约束条件，以发电成本最小（社

会福利最大)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)程序进行优化计算,出清得到日前市场中标发用电曲线及分时电价,用于日前市场交易结算。

第八节 日前电能量市场出清数学模型

第五十八条 日前安全约束机组组合(SCUC)模型

日前电能量市场和日前可靠性机组组合出清SCUC的目标函数如下所示:

$$\max \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^U \sum_{t=1}^T C_{i,t}(L_{i,t}) - \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^K + C_{i,t}^U] - \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch}) + C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})] \\ - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_l^+ + SL_l^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_s^+ + SL_s^-] \end{array} \right\}$$

其中:

N 表示机组的总台数;

U 表示用户数量;

T 表示所考虑的总时段数,滚动计算时长为未来3天,第一天D日考虑96个时段,第二天D+1日考虑24个时段,第三天D+2日考虑24个时段,共计144个时段,则 T 为144;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(L_{i,t})$ 表示用户 i 在时段 t 的购电费用,报量不报价的用户,默认为最高价格优先出清;日前可靠性机组组合出清SCUC计算时用户默认为最高价格优先出清;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^K$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用及空载费用,其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出

力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充电功率、放电功率， ES 表示虚拟电厂聚合单元总数；

$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 、 $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充电费用、放电费用，其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

M_l 为网络潮流约束松弛罚因子（线路）；

M_s 为网络潮流约束松弛罚因子（断面）；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

M_c 为新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_c 为新能源场站 c 的弃电量；

NE 为新能源场站的总数量。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m

个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组*i*申报的第*m*个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = C_{i,1}P_i + \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m}P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组*i*申报的第*m*个出力区间对应的能量价格， P_i 为机组第一个出力区间以下电力。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组*i*申报的单次启动费用；

$\eta_{i,t}$ 为机组*i*在时段*t*是否切换到启动状态。

第五十九条 日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段*t*，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{m=1}^{NT} T_{m,t} = D_t + \sum_{j=1}^U (L_{j,t})$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*的出力， $T_{m,t}$ 表示联络线*m*在时段*t*的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段*t*的系统非市场负荷， $L_{j,t}$ 表示用户*j*在时段*t*的负荷。

(二) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系

统需要留有一定的旋转备用容量。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t + \sum_{j=1}^U (L_{j,t}) - \sum_{m=1}^{NT} T_{m,t} + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

（四）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、

ΔSR_i^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(五) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

(六) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(七) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续运行/停运时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续运行时间和最小连续停运时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(八) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态；定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{\max}$$

(九) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在

节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(十一) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源场站日前市场出清的电力值应不大于新能源场站申报出力预测值。

(十二) 虚拟电厂聚合单元充放电功率约束

虚拟电厂机组的充放电功率须在上下限范围内，且不能同时充电和放电。

$$\alpha_{es,t} P_{es,t}^{ch,\min} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \alpha_{es,t} P_{es,t}^{ch,\max}$$

$$\beta_{es,t} P_{es,t}^{dis,\min} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \beta_{es,t} P_{es,t}^{dis,\max}$$

$$0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1$$

$$P_{es,t}^{ch} \leq 0$$

$$P_{es,t}^{dis} \geq 0$$

$$\alpha_{es,t}, \beta_{es,t} \in \{0,1\}$$

其中：

$P_{es,t}^{ch,\max}$ 、 $P_{es,t}^{ch,\min}$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充电功率上下限；

$P_{es,t}^{dis,\min}$ 、 $P_{es,t}^{dis,\max}$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的放电功率上下限；

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充放电状态的 0-1 变量； $\alpha_{es,t}=1$ 表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 处于充电状态； $\beta_{es,t}=1$ 表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 处于放电状态。

(十三) 边界条件约束集

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线计划曲线，因安全约束、电压支撑、民生或政府要求的必开、必停机组等。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

第六十条 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\max \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^U \sum_{t=1}^T C_{i,t}(L_{i,t}) - \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) - \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch}) + C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})] \\ - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_l^+ + SL_l^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_s^+ + SL_s^-] \end{array} \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

U 表示用户数量；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(L_{i,t})$ 表示用户 i 在时段 t 的购电费用，报量不报价的用户，默认为最高价格优先出清；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充电功率、放电功率， ES 表示虚拟电厂聚合单元总数；

$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 、 $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 分别表示虚拟电厂聚合单元 es 在时段 t 的充电费用、放电费用，其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

M_l 为网络潮流约束松弛罚因子（线路）；

M_s 为网络潮流约束松弛罚因子（断面）；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

M_c 为新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_c 为新能源场站 c 的弃电量；

NE 为新能源场站的总数量。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

第六十一条 日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{m=1}^{NT} T_{m,t} = D_t + \sum_{j=1}^U (L_{j,t})$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{m,t}$ 表示联络线 m 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统非市场负荷， $L_{j,t}$ 表示用户 j 在时段 t 的负荷。

（二）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力与下调能力需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

（三）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于日前 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束

可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

（五）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（六）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为

节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(七) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

(一) 虚拟电厂机组相关约束

与日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型一致。

(九) 边界条件约束

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线计划曲线，因安全约束、电压支撑、民生或政府要求的必开必停机组等。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

第六十二条 节点电价计算模型

日前现货市场采用节点边际电价定价机制。日前现货市场通过发、用双侧集中竞价、边际出清的方式形成每 15 分钟的节点边际电价，每半小时内 2 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每半小时的平均节点电价。

节点电价 (LMP) 计算模型如下：

日前电能量市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前电能量市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{\max}$ ：线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{\min}$ ：线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ ：断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\min}$ ：断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} : 节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子;

G_{s-k} : 节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(注: 所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

第九节 日前电能量市场安全校核

第六十三条 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束, 是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段, 电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段, 并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第六十四条 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型, 校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限等。静态安全分析基于预想故障集, 采用交流潮流模型进行开断分析, 确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

若存在安全约束无法满足要求的时段, 电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组和电网约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段, 并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第十节 交易结果发布

第六十五条 竞价日 19:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前电能量市场交易出清结果，并通过电力交易平台发布。若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

第六章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织

第一节 组织方式

第六十六条 省内日前可靠性机组组合及发电计划采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。竞价日 19:30 前，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。

第六十七条 运行日（D）为执行日前可靠性机组组合及发电计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易日。

第二节 交易申报

第六十八条 日前可靠性机组组合机组运行边界条件要求、电网机组运行边界条件要求与日前现货市场一致，采用的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型、

安全校核程序与日前现货市场一致。现阶段，允许煤电机组单独开展日前可靠性机组组合申报，新能源等经营主体日前可靠性机组组合申报量价暂与日前现货市场保持一致。竞价日 10:00 前，煤电机组可以通过电力交易平台进行日前可靠性机组组合的申报。日前可靠性机组组合申报和出清的价格上下限与日前现货市场一致。

第六十九条 燃煤机组日前可靠性机组组合申报

燃煤机组（包括统调燃煤机组及报量报价参与现货市场的地方公用燃煤电厂）以“报量报价”方式参与日前可靠性机组组合，申报交易信息主要包括：机组启动费用、空载费用、电能量费用、最小连续运行时间、最小连续停运时间。

（一）机组启动费用：发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定，具体机组启动费用上限以价格主管部门核定的启动费用成本为准。

（二）空载费用：是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。空载费用与出力水平无关，是机组在开机状态每个小时需要付出的成本。发电机组根据成本特性情况确定申报的空载成本值。现阶段，机组空载费用作为市场参数由电力调度机构在现货市场技术支持系统中设置，并向经营主体公布。

（三）电能量费用：发电机组的电能量报价为全天一条单调

非递减的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择 3-10 段进行申报；每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh）。

最小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小申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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。报价曲线必须随出力增加单调非递减。

（四）最小连续运行时间：申报范围为 24-72 小时。

（五）最小连续停运时间：申报范围为 6-16 小时。

第七十条 申报数据审核及处理

燃煤机组的申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。发电企业在日前可靠性机组组合中申报的信息，将用于省内实时现货市场，日内不再进行价格申报。

第七十一条 燃煤机组日前可靠性机组组合缺省申报

（一）机组缺省申报：发电机组需提供参与日前可靠性机组组合的默认量价参数。若发电机组未按时在日前可靠性机组组合中进行申报，采用日前现货市场申报电力-价格曲线；若日前现

货市场也未按时申报，则采用缺省量价参数参与市场；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向电力交易机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价和机组启动费用缺省值。其中，电能量缺省报价即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可自由选择 3-10 段进行申报，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）。最小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小申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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。报价曲线必须随出力增加单调非递减。机组启动费用缺省值为价格主管部门核定的启动费用成本。

第三节 出清方式

第七十二条 日前可靠性机组组合机组运行边界条件要求、电网机组运行边界条件要求与日前现货市场一致，采用的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型、安全校核程序与日前现货市场一致。

第七十三条 日前市场及日前可靠性机组组合的出清计算过

程如下：

（一）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的机组开机组合。

（二）在安全约束机组组合开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的出清结果，确定参与调频的发电机组。

（三）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的96点机组出力曲线以及分时节点电价用于市场交易结算。

（四）将用户申报用电负荷替换为调度机构预测的全网系统负荷，考虑全量新能源项目预测出力，采用安全约束机组组合（SCUC）程序进行可靠性机组组合校验。

（五）在可靠性机组组合校验开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的出清结果，确定参与调频的发电机组。

（六）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日机组执行的96点出力曲线（含调频机组的出力基值）用于发电机组组合和日前发电出力计划。

（七）对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第四步至第六步的计算过程，直至满足安全约束，得到日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

第七十四条 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，按以下原则处理：

（1）机组竞价日实际状态为停机，安全约束机组组合出清结果列入开机组合、可靠性机组组合出清结果列为停机，则机组不获得启动费用补偿，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。

（2）机组竞价日实际状态为停机，安全约束机组组合出清结果为停机、可靠性机组组合出清结果列入开机组合，则机组启动后获得启动费用补偿，按照实时市场出清结果进行结算。机组因自身原因，如非停、启停试验等导致其实际状态为停机而可靠性机组组合出清结果列入开机组合时，不予补偿启动费用。

（3）机组竞价日实际状态为开机，安全约束机组组合出清结果为停机、可靠性机组组合出清结果为开机，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。

（4）机组竞价日实际状态为开机，安全约束机组组合出清结果为开机、可靠性机组组合出清结果为停机，相应的电量偏差按照偏差结算原则处理。

第四节 特殊机组出清机制

第七十五条 必开机组

无出力要求的必开机组首先按照报价参与市场出清，若该机组出清结果为开机，则正常参与市场优化；若该机组出清结果为停机，则电力调度机构将该机组设置为必开机组并重新进行市场

出清。有出力要求的必开机组，由电力调度机构在市场出清前将其设置为必开机组并固定出力或限制出力范围。

设置必开的机组在必开时段内机组状态为开机，不参与优化。必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的最低技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。

必开机组成本补偿范围为必开机组最小必开出力曲线高于中长期合约曲线部分的电量，最小必开出力曲线低于中长期合约曲线的部分不单独进行补偿，若其运行日当天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，特殊机组补偿费用计算、补偿与分摊办法详见《江西省电力市场结算实施细则》。

第七十六条 调试（试验）机组

调试（试验）机组分为新建机组调试（试验）和在运机组调试（试验），调试（试验）机组的计划安排详见本规则第四十一条。

第七十七条 最小连续运行时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。在最小连续运行时间内，若发电机组报价高于市场出清

价，则按最小申报出力安排其发电出力，价格为市场出清价。

第七十八条 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小申报出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小申报出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第七十九条 一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于7天的燃煤机组，在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。本项条款执行时间另行通知。

第八十条 独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能按照申报信息参与日前电能量市场和日前可靠性机组组合出清，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行和促进新能源消纳的前提下优先出清。提供调频辅助服务的独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能自主选择参与市场方式，包括同一运行日内同时参与现货市场和辅助服务市场、按日仅参与现货市场或辅助服务市场。当系统存在新能源消纳或者电力供应缺口时，电力调度机构可对未申报

的富余充/放电能力进行调用，调用的充/放电电力优先出清。

第八十一条 新能源场站（含站内配建储能）最终出清结果包括场站风机/光伏逆变器出清值与站内配建储能出清值，场站出清最小技术出力为功率预测与配建储能充电电力二者取小。若配储新能源场站未在电力交易机构注册为市场化用户，则当场站风机/光伏逆变器出清值与站内配建储能出清值之和小于 0 时，电力调度机构将场站最终出清结果置 0 推送电力交易机构。

第八十二条 燃煤机组调用测试

（一）燃煤机组开机调用测试。市场出清停机备用的燃煤机组，其申报价格大于机组核定成本的 K 倍时（ K 值按机组类型分别取值，60 万千瓦及以上机组 K 值取 4，60 万千瓦以下机组 K 值取 3），电力调度机构可对机组实施开机调用测试，开机调用测试遵循按需调用原则。电力调度机构将开机调用测试机组置为必开机组，重新开展日前可靠性机组组合出清。开机调用测试机组的出清和结算补偿按本规则第四十一条和《江西省电力市场结算实施细则》有关条款执行。未在规定时间内按调度指令并网开机的机组视为测试失败，相应机组从电力调度机构下达的并网时间至机组恢复备用期间纳入华中区域“两个细则”非计划停运考核，根据《国家能源局华中监管局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），期间机组最大出力认定为 0。

(二) 燃煤机组出力调用测试。电力调度机构按照《国家能源局华中监管局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)要求,结合供需形势情况随机对燃煤机组开展出力调用测试,以抽查机组提供申报最大出力的能力。非供应紧张时期(除1、7、8、12月外的月份),原则上每日调用测试机组数量不超过4台,供应紧张时期(1、7、8、12月)可视需要适度增加测试机组数量;调用测试机组的选取应遵循公平原则,避免连续对同一机组反复调用,单次出力调用测试时间一般不超过1小时。测试期间,机组出力达到申报最大出力则认为调用测试通过,否则视为调用测试失败。对测试失败机组进行“两个细则”发电能力考核和煤电机组最大出力考核。出力调用测试机组出清视为因电网原因处于调试状态的机组,其出清和结算补偿按照本规则第四十一条和《江西省电力市场结算实施细则》有关条款执行。

第五节 交易结果发布

第八十三条 竞价日19:30前,电力调度机构出具运行日用于实际执行的可靠性机组组合校验结果和日前发电计划,按照有关程序通过电力交易平台和调度运行技术支持系统发布。若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟,则发布时间顺延。

第八十四条 日前可靠性机组组合校验的结果(包含机组开

机组合以及机组出力计划)即为运行日的发电调度计划。

第六节 日前调度计划调整

第八十五条 若电网运行边界条件在运行日之前发生变化,并且可能影响电网安全稳定运行、电力平稳有序供应和清洁能源消纳时,电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件,重新进行可靠性机组合校验,对运行日的发电调度计划(包含机组开机组合以及机组出力计划)进行调整或重新出清市场,以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳,同时通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因,并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

第八十六条 主要边界条件变化情况包括但不限于:

(一)因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测。

(二)发生机组非计划停运(含出力受限)情况。

(三)发电机组检修计划延期或调整。

(四)新能源出力较预测发生较大变化。

(五)电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期。

(六)电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在青赔、物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素,导致运行日计划检修无法开展。

(七) 政府临时下达的保电或环保要求等。

第七章 实时现货交易

第一节 组织方式

第八十七条 实时现货市场定位为在日前电能量市场和日前可靠性机组组合出清的基础上，依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边界条件变化，按照规则形成实时发电计划与实时节点电价。

第八十八条 实时运行时，电力调度机构基于日前可靠性机组组合封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内华中省间互济交易结果等边界条件，在日前发电计划的基础上，以全网综合购电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，通过实时电能量市场出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第二节 交易周期

第八十九条 运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每5分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有288个交易出清时段。电力调度机构在系统实际运行前10分钟开展实时市场交易出清计算。

第三节 边界条件

第九十条 日前可靠性机组组合所形成的机组组合、日内超

短期系统负荷与母线负荷预测、日内新能源发电的超短期预测出力、日内省间现货交易结果、日内省间调峰交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

第九十一条 实时电网运行边界条件准备

（一）超短期负荷预测

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会大事件影响、政府环保要求等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

（二）日内省间交易结果

日内省间交易形成的计划曲线，作为实时省内现货市场组织的边界条件。

（三）发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，

并做好相应记录。

（四）运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

1.若江西电网系统备用容量无法满足要求，在全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，国网江西电力调度控制中心可向国调中心、华中网调申请备用支援。

2.若江西电网系统备用容量无法满足要求，且国调中心、华中网调无法提供支援时，国网江西电力调度控制中心可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

3.发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

（五）电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化、电网保电期间、恶劣天气预警期间或其他情况，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

在实时运行中为确保电网的安全稳定运行，须将安全稳定断面的限值按照一定比例留出裕度：

1. 当日内实时断面潮流发生一次重载（超过断面控制限值的95%）时，后续按该断面限值的90%控制断面潮流进行实时市场出清。

2. 重大保电期间，保电相关区域内按照断面限值的80%作为实时控制要求。若上级单位对保电期间断面限值有明确要求时，按照上级单位要求执行。

3. 山火、冰灾、大风、雷雨等恶劣天气预警期间，预警区域内按照断面限值的80%作为实时控制要求。电力调度机构视恶劣天气严重情况可对断面限值进行调整，并将调整情况事后向市场成员发布。

4. 其他经电力调度机构评估影响电网安全运行的情况，可按照断面限值的一定比例作为实时控制要求。

（六）偏差约束及二次出清

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源功率预测偏差、机组执行计划偏差等造成系统调频容量无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员可使用技术支持系统日内负荷偏差调整功能。技术支持系统将根据调整后的负荷预测出清实时市场机组出力及价格。电力调度机构运行值班人员应记录事件经过、负荷偏差调整情况等，及时向市场成员发布。

第九十二条 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核同意，由电力调度机构确认后，在现货市场技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

（一）实时发电机组物理运行参数变化

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，各经营主体在实时电能量市场中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时向电力调度机构报送，经电力调度机构审核同意，并确认后生效。主要包括以下信息：

- 1.开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小申报出力）。
- 2.停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。
- 3.最新的预计并网/解列时间。
- 4.机组出力上/下限变化情况。
- 5.调试（试验）机组出力变化情况。
- 6.机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况。
- 7.其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变

化情况。

（二）发电机组出力上/下限约束

日内运行过程中，各火电机组发生出力受限，应及时向电力调度机构汇报，经电力调度机构审核同意后，电力调度机构在现货市场技术支持系统中将该台发电机组的出力上限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上限进行实时电能量市场出清计算。

（三）发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行。

（四）发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

（五）发电机组一次能源供应约束

厂内存煤可用天数低于 5 天的燃煤机组，在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，与日前市场保持一致。本项条款执行时间另行通知。

（六）新能源出力预测曲线

已纳入现货市场优化出清的新能源场站在运行日申报超短期预测出力曲线，作为出力上限约束进行优化出清。电力调度机构对场站申报的 15 分钟级超短期预测值进行斜率插值处理，得到场站 5 分钟级超短期预测值，作为场站实时市场 5 分钟级别出清的出力上限约束。已纳入现货市场优化出清但未申报超短期功率预测曲线的场站，其超短期功率预测值默认为 0。

（七）机组故障停运

运行日机组发生故障停运，分当日恢复和次日恢复（针对次日 SCUC 优化结果为开机的机组）等情况考虑。

当日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于当日并网。此类情况按照“两个细则”考核，且不予启机补偿。

次日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于次日并网。价格按照该机组最近一个运行日的报价参与实时市场优化出清。

其他情况，按照现货交易规则参与日前市场申报。

第四节 实时电能量市场出清

第九十三条 电力调度机构将超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内省间调峰交易结果、各机组日前可靠性机组组合报价、机组运行参数、线路运行参数等作为输入信息，以全网综合购电成本最小化为目标，考虑备用需求、断面极限等电网运行约束与最大最小出力、爬坡限制等机组运行

约束，通过安全约束的经济调度程序（SCED）进行市场滚动出清计算，形成各机组下一个 5 分钟的发电计划与实时节点电价。

第五节 实时电能量市场出清数学模型

第九十四条 实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第九十五条 实时电能量市场采用节点电价定价机制。实时电能量市场出清形成每 5 分钟的节点电价，每半小时内 6 个 5 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每半小时的平均节点电价。

实时市场采用事前定价方式，即结算价格为实时市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

实时市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第六节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

第九十六条 必开机组

日前电能量市场中确定为必开的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第九十七条 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第九十八条 最小连续运行时间内机组

最小连续运行时间内的机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第九十九条 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小申报出力期间，发电出力为其实时发电出力不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组达到最小申报出力后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小申报出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时发电出力不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第一百条 一次能源供应约束机组

一次能源供应约束机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第一百〇一条 因自身故障需调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电厂可向电力调度机构申请，经电力调度机构许可后进行出力计划调整。故障处理时段内机组出力固定为经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。故障处理结束后，发电厂须及时向电力调度机构申

请恢复，电力调度机构许可后解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

第一百〇二条 各新能源场站实时市场出清机制与日前市场出清机制一致。新能源场站（中标调频辅助服务除外）应严格执行实时市场出清曲线。

第一百〇三条 新型储能设施出清机制与日前市场出清机制一致。

第七节 实时电能量市场安全校核

第一百〇四条 实时电能量市场的安全校核与日前市场一致。

第八节 市场出清结果发布

第一百〇五条 电力调度机构将实时电能量市场每 5 分钟出清的发电计划通过调度计划系统下发至各发电机组，发电企业需严格执行实时发电计划。实时市场节点电价以 5 分钟为单位计算。实时运行中电力调度机构在每个半小时结束后向电力交易平台发布上个半小时每 5 分钟的实时市场的出清结果。电力调度机构于次日发布运行日实时市场的实际执行结果，作为结算依据。

第八章 附则

第一百〇六条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 X 年。

江西省电力市场风险防控实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总则

第一条 【目的依据】为建立健全电力市场风险防控体系，有效防范和及时处置电力市场运行风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益，根据《中华人民共和国电力法》（2018 修正版）、《电网调度管理条例》（国务院令第 588 号）、《电力监管条例》（国务院令第 432 号）、《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令第 18 号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第 20 号）、《电力系统安全稳定导则（GB38755-2019）》、《电网运行准则（GB/T31464-2022）》等文件精神 and 有关法律法规规定，结合江西省实际，制定本细则。

第二条 【适用范围】本细则适用于江西电力市场的风险识别、评估和处置管理。

第三条 【总体原则】市场运营机构在电力监管机构、政府主管部门的指导下，履行市场风险防控职责。根据监管工作要求，加快电力监管信息系统建设，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有

效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析。市场主体应当做好自身市场风险防范工作，共同遵守并按照本细则要求落实市场风险防控职责，配合参与市场风险防范并遵照预案处置有关风险。

第四条 电力调度机构的主要职责

（一）负责江西电力现货市场和辅助服务市场出清、执行和市场力相关风险的监测、识别、评估与处置。

（二）负责现货市场和辅助服务市场技术支持系统的维护及其相关风险防范与处置。

（三）依规对江西电力现货市场和辅助服务市场实施干预、中止和恢复。

（四）依据电力监管机构、政府主管部门决定，对江西电力现货市场和辅助服务市场实施中止和恢复。

第五条 电力交易机构的主要职责

（一）负责江西电力中长期、现货市场申报、结算相关风险的监测、识别、评估与处置。

（二）负责江西电力中长期、现货交易发电侧、用户侧套利、亏损风险的动态监测。

（三）负责电力交易平台的维护及其相关风险防范与处置。

第六条 电网企业的主要职责

（一）配合市场运营机构开展江西电力市场风险监测、识

别、评估与处置。

(二) 负责电网代理购电参与电力中长期、现货交易有关风险的识别、评估与处置。

第七条 市场主体的主要职责

(一) 配合市场运营机构开展江西电力市场风险监测、识别、评估与处置。

(二) 自觉遵守江西电力市场交易秩序, 依规开展交易申报与执行。

(三) 负责建立完善电力市场经营风险内控组织架构与风控制度。

第二章 市场风险分类与定义

第八条 电力市场风险包括电力供需风险、市场价格异常风险、电力系统安全运行风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险、履约风险以及其他风险。

第一节 电力供需风险

第九条 电力供需风险指因新能源预测、联络线计划、负荷预测等与实际偏差较大, 或电力系统设备故障等原因, 造成系统运行备用容量无法满足要求, 影响电力供需平衡的风险。

(一) 电力平衡负备用不足风险: 因新能源发电预测与负荷预测偏差, 以及各种突发运行事故等原因, 造成某个时段电力供大于求, 系统负备用容量无法满足系统安全运行要求。

(二) 电力平衡正备用不足风险: 因新能源发电预测与负荷预测偏差, 以及各种实际运行事故等原因, 造成某个时段电力供应不足, 系统正备用容量无法满足系统安全运行要求。

第二节 市场价格异常风险

第十条 市场价格异常风险指因燃料价格变化、电力供需波动、市场主体异常动用市场力等情况造成部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低, 波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

第三节 电力系统安全运行风险

第十一条 电力系统安全运行风险指因电力系统在运行中出现电网设备负载率、断面潮流、频率、电压超过稳定规定限额、省间联络线功率偏差超过正常允许范围, 或者气象水情变化、继电保护、安全自动装置故障、电力系统故障、电力设备缺陷等可能对人身、电网、设备安全造成影响, 或者其他电力调度机构认为影响电网安全运行的风险。

(一) 电网频率或电压越限风险: 电网频率或电压超过稳定规定正常允许范围, 影响电网安全稳定运行。

(二) 电网设备或断面潮流越限风险: 电网设备或断面负载率裕度不足, 可能影响电网安全稳定运行。

(三) 联络线区域控制偏差越限风险: 由于新能源发电预测与负荷预测偏差、设备异常及其他运行事件等原因, 联络线区域

控制偏差超出正常允许范围。

（四）影响人身、电网、设备安全风险：出现气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、电网、设备电力安全事故事件的风险。

（五）其他影响电网安全运行风险：除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的风险。

第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险

第十二条 电力市场技术支持系统风险指因中长期、现货技术支持系统的出清、执行，电力交易平台的申报、结算等自身功能异常或不可用，或数据交互过程中出现申报信息交互受阻、出清结果披露受阻、数据调用出错或提取失败等异常情况，影响市场正常运行的风险。

第十三条 网络安全风险指因电力市场技术支持系统或电力交易平台因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第五节 履约风险与其他风险

第十四条 履约风险指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信，存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第十五条 其他风险包括：

市场运营机构认为需要防范的其他风险。

第三章 市场风险防控与处置

第十六条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照电力监管机构、政府主管部门等要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第十七条 市场风险评估是指动态发现和甄别各类市场风险并对风险进行确认、分类的过程。市场运营机构充分利用市场监测掌握的数据信息，及时发现和研判电力市场潜在风险来源及风险点，按照有关程序对市场风险进行预警，并报告电力监管机构、政府主管部门等有关部门。其中，电力调度机构主要负责电力供需风险、现货市场和辅助服务市场出清价格异常风险、电力系统安全运行风险、现货和辅助服务市场技术支持系统及其网络安全风险的监测和评估工作；电力交易机构主要负责市场结算价格异常风险、履约风险、电力交易平台及其网络安全风险的监测和评估工作。

第十八条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经电力监管机构、政府主管部门等部门同意后执行。

第十九条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况，报送电力监管机构、政

府主管部门。

第四章 市场风险干预

第二十条 市场风险干预是指市场风险发生时，市场运营机构根据市场规则采取必要措施干预电力市场，确保电网安全和市场平稳运行，并按要求披露市场风险干预情况。

第一节 电力供需风险干预

第二十一条 电力平衡负备用不足风险干预：在日前或实时现货市场组织环节，当预测部分时段存在电力供大于求、负备用不足时，采取调整抽蓄发电/抽水计划、储能充/放电计划、水电等非市场机组计划出力、临时调停发电机组，以及省间电力市场、应急调度等措施优化电网安全运行边界，保障电力系统安全运行。

第二十二条 电力平衡正备用不足风险干预：在日前或实时现货市场组织环节，当预测部分时段电力供小于求、正备用不足时，采取调整抽蓄发电/抽水计划、储能充/放电计划、水电等非市场机组计划出力、临时调开发电机组以及省间电力市场、应急调度等措施优化电网安全运行边界，必要时启动需求侧响应、紧急负荷控制措施，直至满足电力平衡和系统备用要求，保障电力系统安全运行和电力可靠供应。若采取以上措施后仍不能满足要求，则按本规则第五章的相关规定启动市场中止程序。

第二节 市场价格异常风险管控

第二十三条 市场力行为定义与识别

(一) 市场力行为：指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为和不正当竞争行为等。

(二) 持留行为：指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

持留行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别。

(1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的。

(2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的。

(3) 无故降低机组出力的。

(4) 以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的。

(5) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的。

(6) 控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的。

(7) 不具有实际控制关系的多个经营主体在电力中长期集中交易中，协同申报交易电量（远低于剩余可发电量），折合利用小时数相同或相近，按特定比例分配电量，操纵市场出清价格。

(8) 其他涉嫌滞留行为的情形。

(三) 市场串谋行为：指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

市场串谋行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

(1) 不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的。

(2) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的。

(3) 不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的。

(4) 不具有实际控制关系的经营主体申报价格相似度超过合理范围的。

(5) 不具有实际控制关系的经营主体在电力中长期集中交易中采取一致行动，存在申报时段、电量、电价等申报要素高度一致（或形成最优价格对），申报时间差较小的行为，频繁实现特定交易的。

(6) 不具有实际控制关系的经营主体在电力中长期集中交易中，存在以严重偏离市场均价的申报价格，频繁实现特定交易的。

(7) 不具有实际控制关系的经营主体在现货交易中，存在不同容量等级煤电机组申报容量段划分基本一致、申报价格相同或呈现明显规律，报价曲线高度协同的。

(8) 经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的。

(9) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

(四) 市场操纵行为：指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

市场操纵行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(1) 频繁改变设备运行参数。

(2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的。

(3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的。

(4) 炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的。

(5) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

(五) 不正当竞争行为：指经营主体通过使用辅助软件工具、以非正常手段获取竞争优势，利用“发售一体”优势直接或变相以

降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额，恶意利用交易规则或交易平台漏洞、在市场中谋取不正当利益等不正当竞争的行为。

不正当竞争行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(1) 在时间优先或价格优先的挂摘牌、滚动撮合等集中交易中，使用辅助软件频繁访问交易接口或修改申报价格，干扰市场秩序，获取不正当竞争优势，实现优先成交目的的。

(2) 拥有售电公司的发电企业，利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额的。

(3) 恶意利用市场规则漏洞，在市场交易中谋取不正当利益，对电力市场秩序造成严重干扰的。

(4) 恶意利用交易平台漏洞，在市场交易中谋取不正当利益的。

(5) 利用电网阻塞，通过恶意调整中长期合同获取不正当利益，造成其他经营主体利益受损的。

(6) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第二十四条 市场运营机构对持留、市场串谋、市场操纵和不正当竞争行为进行识别，并将情况报告电力监管机构和政府主管部门，由电力监管机构和政府主管部门依法依规查处。

第二十五条 为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，现

货市场出清后需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可重新参与市场出清。为加强现货市场日前、实时价格异常风险管控，市场运营机构按程序公告后，可采取本节下述措施中的一项或多项。

第二十六条 煤电机组报价同质性测试

对省内各电厂运行煤电机组日前现货市场报价和日前可靠性机组组合报价进行同质性测试，当不同电厂间机组或同一电厂不同容量等级机组申报价格相似度超过基准阈值 C（暂取为 99%，后续可视情况调整），由市场运营机构将该机组的申报价格替换为边际成本报价。替换后报价曲线为 5 个报价段，每段容量均为机组申报容量的五分之一，第三个报价段的价格替换为边际成本，其余报价段的价格按相邻段价差 20 元/兆瓦时计算并依次替换。价格主管部门核定机组成本后，按价格主管部门核定的机组成本执行。当月第二次未通过同质性测试的机组，使用成本曲线的 90%数值进行替换；第三次起未通过同质性测试的机组，使用成本曲线的 80%数值进行替换。

边际成本=平均供电煤耗×燃煤到厂均价。平均供电煤耗暂取 382 克/kWh（按热值 5500 大卡电煤测算）；燃煤到厂均价=燃煤采购价格+运输成本及其他，燃煤采购价格每月更新一次，按上月最后一次公布的中国电煤采购价格指数（CECI 沿海指数 5500

大卡综合价)确定,运输成本及其他费用暂按200元/吨计。价格主管部门对边际成本另有规定的,以价格主管部门文件为准。

机组同质性测试的具体方法如下:

(一)定义机组每日申报特征向量:

$$V_{pi} = |P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, \dots, P_{100\%}|$$

式中, $P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, \dots, P_{100\%}$ 向量各元素分别为0%容量、N%容量、2N%容量至100%容量对应的申报价格。

(二)求解相似度,即求和各特征点的欧式距离,并且进行标么化处理,获得M个特征点间距离均值,同时与市场申报价格上限进行相除,作差求出申报曲线相似度:

$$W_{\text{相似度}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^M \sqrt{(P_{Ai} - P_{Bi})^2}}{M} * \frac{1}{P_{\text{上限}}}$$

式中: P_{Ai} 和 P_{Bi} 为申报机组A和机组B在布点i对应的申报价格, $P_{\text{上限}}$ 为市场申报上限, $M = \frac{100}{N} + 1$ 。

第二十七条 二级价格限制机制

为提高电力保供能力,防范市场运行风险,设置二级价格限值。

(一)在实时现货市场,当出清均价连续7日内累计20小时触及现货市场申报价格上限时,次日起执行二级出清限价(持续执行一周),出清价格上限为一级出清价格上限的60%。

(二) 在实时现货市场，当出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格上限时，次日起执行二级出清限价（持续执行三天），出清价格上限为一级出清价格上限的 60%。

(三) 在日前、实时现货市场，出清均价为负电价且在当日持续时间达到 4 小时，则将当日后续时段出清价格下限抬升为 0 价。

后续，结合市场运行情况，适时优化并动态调整二级出清限价下调比例、执行方式及负电价持续时长的控制。价格主管部门另有规定的，按价格主管部门文件执行。

第三节 电力系统安全运行风险干预

第二十八条 电网频率或电压越限风险干预

电网频率超出正常允许范围，依据相关调度规程，电力调度机构立即采取调整机组出力、开出备用机组、紧急负荷控制措施等可用措施，直至电网频率恢复至正常范围内；或者在上级调度的要求下，采取相关调整措施，使区域控制偏差不超出上级调度指定的允许范围。

电网电压越限后，依据相关调度规程，电力调度机构立即采取调整机组运行方式及其他电压控制措施，直至电网电压恢复至正常范围内；或在上级调度要求下，采取相关调整措施，使相关母线电压不超出上级调度指定的允许范围。

第二十九条 电网设备或断面潮流越限风险干预

在正常或事故情况下，电网出现设备或断面负载率裕度不足时，依据相关调度规程，电网出现设备或断面负载率裕度不足时，电力调度机构通过调整机组出力、暂停机组提供调频服务，改变断面限额、调整机组发电计划、修改机组或机组群出力上下限、改变运行方式等措施进行干预，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。外送断面越限严重时，如常规措施已用尽，则按照新能源应急调度原则实施局部新能源应急调度。或在上级调度的要求下，采取相关调整措施，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。

第三十条 区域控制偏差越限风险干预

因新能源发电预测与负荷预测偏差以及电网事故等原因造成区域控制偏差越限，电力调度机构采取调整机组出力、调用非调频机组参与调频、设置系统平衡偏差、调整省间联络线输电计划等措施，直至恢复至正常范围。在调峰困难时段，如常规措施已用尽，则按照新能源应急调度原则实施新能源应急调度；或在上级调度的要求下，采取相关调整措施，保持区域控制偏差不超出上级调度指定的允许范围。

第三十一条 影响人身、电网、设备安全风险干预

因气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、电网、设备电力安全事件时，电力调度机构采取调整机组出力或发电

计划，调整机组运行边界、改变运行方式或者临时安排启停机组或其他调度机构认为有效的措施，直至对人身、电网、设备安全影响消除。

第三十二条 自然灾害影响风险干预

冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，电力调度机构采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电或其他调度机构认为有效的措施。

第三十三条 其他影响电网安全运行风险干预

除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的事件，电力调度机构采取调整机组出力或发电计划，改变运行方式或者临时安排启停机组或其他调度机构认为有效的措施，直至消除对电网安全影响。

第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险干预

第三十四条 现货运行期间，当系统数据交互过程出现异常、系统功能异常、网络受到攻击等导致日前或实时市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常时，由市场运营机构、市场主体共同采取以下一种或多种措施保障电力市场稳定运行：

（一）及时排查数据交互异常原因，评估消缺时间及影响范围，尽快恢复正常交互功能。

(二)当现货市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时,需重新按照原有边界条件重新进行出清计算,得到校正之后的出清结果,并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后,出清结果尚未执行,则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后,出清结果已经执行,但市场未正式结算,则按校正之后的结果结算。

(三)日前市场出清异常干预:在日前市场,若能在出清规定时间后三小时内完成市场出清与发布,则加快异常修复并完成日前市场出清与发布;若不能在规定时间后三小时内完成市场出清与发布,则由市场运营机构通过电力交易平台提前发布市场出清与发布延迟原因及预计完成时间;若预计当日无法完成日前现货市场出清与发布,则按本规则第五章节的相关规定启动市场中止程序,按照调度规程形成日前发电计划。

(四)实时市场出清异常干预:在实时市场,若未按时完成出清计算(或出清结果异常),2小时内按照上一个最新的实时现货市场出清电力和价格执行;2小时外、4小时以内,按照日前现货市场对应时段出清电力和价格执行。4小时外或影响范围较大造成现货系统出清明显不符合电网运行要求的,则按本规则第五章和第六章的相关规定启动市场中止程序。

(五)各市场主体应协同保障技术支持系统安全、网络安全和数据交互稳定,共同保障电网运行安全。

第五节 履约风险及其他市场风险干预

第三十五条 履约风险干预：为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、合约强制处置、依法依规实施失信惩戒等措施进行干预。

第三十六条 保供电时期处理机制：为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，或因上级要求对机组进行出力范围调整 and 限制，根据保供电等级要求，可采取调整机组上下限、调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

第三十七条 特殊管控要求处理机制：为落实政府部门、上级调度机构的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况。若管控要求体现为电量约束，管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，作为价格接受者，不参与市场优化。

第六节 市场风险防控流程

第三十八条 市场风险防控流程

（一）风险防控启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到风险干预启动条件后，采取相关手段对市场进行干预，确保电网、市场平稳运

行。

（二）风险防控记录

风险干预期间，市场运营机构应记录市场干预情况，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外，并向市场成员公布原始日志。

（三）风险防控结束

市场运营机构确定市场风险已消除，市场具备恢复正常运行条件时结束风险干预。

（四）风险防控结算

因市场价格异常风险和电力市场技术支持系统与网络安全风险造成的市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常的风险防控时段，结算电量和电价按第四章的对应措施执行。

因市场供需风险、电力系统安全运行风险和其他市场风险处置被调整出力计划的机组，按照特殊机组进行成本费用补偿，详见《江西省电力市场结算实施细则》。

第五章 市场中止和恢复机制

第三十九条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由电力监管机构、政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机

构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由电力监管机构、政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第四十条 市场中止启动条件

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易：

（一）当面临严重供不应求情况时，当出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时。

（二）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时。

（三）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

（四）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时。

（五）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、现货技术支持系统及辅助服务市场技术支持平台、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时。

（六）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

（七）电力监管机构、政府主管部门认为需要中止市场的其

他情况。

第四十一条 市场中止后的处理措施

当出现上一条的情况导致市场中止时，采用如下处理措施：

（一）日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、省间交易结果等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（二）实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以该日的日前电能量市场价格作为实时电能量市场价格。

（三）辅助服务市场中止时，电力调度机构按需调用辅助服务，以实际执行结果和最近一个同类型交易日同时段辅助服务市场价格作为出清结果。

第四十二条 市场中止流程

（一）市场中止启动：依据市场规则，当市场运行达到市场中止启动条件后，市场运营机构采取相关手段中止市场运行，确

保电网安全稳定运行。

(二) 市场中止通知：市场中止由电力交易机构在中止开始后 72 小时内，通过交易平台向市场主体发布市场中止的原因、范围和开始时间。

(三) 市场中止记录：市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间、采取措施等内容，分析存在的问题，形成方案建议，并报电力监管机构、政府主管部门备案。

(四) 市场中止结束：市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，可恢复开展市场交易，并向各市场成员宣布市场恢复。同时公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处理和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 559 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第四十三条 市场恢复

在市场运营机构确定导致市场中止的情形消除、电力市场重启具备条件后，经电力监管机构、政府主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向市场主体发布。

第六章 附则

第四十四条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 X 年。

江西省电力市场结算实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总则

第一条 为规范江西电力市场结算工作，依法维护电力市场经营主体的合法权益，根据《电力市场运行基本规则》(国家发展和改革委员会令第 20 号)、《电力现货市场基本规则》(发改能源规〔2023〕1217 号)、《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976 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)等有关法律法规规定，结合江西电网实际，制定本实施细则。

第二条 纳入江西省电力结算的发电企业、独立储能、虚拟电厂(含负荷聚合商，下同)等，原则上并网前应在电力交易平台完成注册手续，建立结算单元(与市场注册、交易单元保持一致)，首次参与中长期或现货交易后，即视为已经直接参与电力市场，当月及后续均按照市场规则进行结算。

第三条 本细则适用于江西电力现货市场运行期间的结算工作。结合江西电力市场建设的不断完善，持续对本细则进行相应修订。

第二章 结算原则

第一节 结算职责

第四条 电力调度机构负责向电力交易机构按经营主体提供日前、实时现货市场出清结果，负责辅助服务市场费用计算。

第五条 电力交易机构负责向经营主体出具结算依据，包括但不限于：

（一）实际结算电量。

（二）各类中长期市场化交易合约及现货交易电量、电价和电费。

（三）偏差电量、电价和电费。

（四）新机组调试电量、电价、电费。

（五）零售用户市场化电量、电价。

（六）绿色电力交易电量及环境价值。

（七）系统运行费用（包含辅助服务费用、容量电费等）。

（八）不平衡费用。

第六条 电网企业负责向电力交易机构提供机组分时上网电量（当机组上网电量为负数时，电网企业应将提供的机组上网电量置零）和市场用户分时用电量等计量数据。电网企业负责电费结算，各经营主体保持与电网企业的电费结算收付方式不变。电网企业负责机制电量结算，并向电力交易机构提供结算结果，机制电量不进行其他形式的差价结算。

第七条 经营主体和电网企业应根据市场规则及时足额缴纳

电费及相关费用。

第二节 结算周期

第八条 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第九条 电力零售市场根据售电合约性质以月度为周期进行结算。

第十条 电力交易机构按月负责向经营主体出具结算依据，电网企业根据结算依据与发电企业、售电公司及电力用户（包括零售用户）结算电费。

第十一条 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。

第三节 结算电价

第十二条 经营主体结算电价按以下原则确定：

（一）市场化机组（场站）以中长期交易合约电价作为中长期电能量市场结算价格；以现货市场节点电价作为现货电能量市场结算价格。

（二）燃煤发电机组的市场化电量价格包含环保价格，市场化电量对应的环保价格不再另行结算。

（三）电力批发用户、售电公司、代理工商业日前市场统一结算点电价按照各市场化机组日前市场所有节点电价加权平均值，实时市场统一结算点电价按照各市场化机组实时市场所有节

点电价加权平均值，进行结算。

（四）零售用户以售电公司与其签订的零售合同约定价格作为结算价格。

（五）暂不具备条件参与市场化交易的新能源企业，按同类型机组（场站）现货实时市场月度交易均价结算。

（六）电力运营机构按月将电价结算情况报送省级价格主管部门。

第十三条 经营主体结算电价最小单位时间为半小时（ t 时段，下同）。发电侧 t 时段的节点电价等于该半小时内节点电价的算术平均值，用电侧 t 时段的节点电价等于所有发电侧每半小时节点电价的加权平均值。

第三章 市场计量

第十四条 计量责任：电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量及采集装置的日常运维，不断提升采集成功率，对于采集失败的情况应及时组织消缺。电网企业应保障与发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置采集成功，并按照结算要求将电量数据传送至电力交易机构，作为结算基础数据。

第十五条 关口电能计量点设置：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，在产权分界点设置关口电能计量点。

第十六条 计量数据：计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。关口电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。电力交易机构根据电网企业提供的关口点计量数据，对经营主体出具结算依据。原则上应由电能量管理系统和用电信息采集系统自动采集。自动采集数据不完整时，由电网企业根据拟合规则补全。当计量装置故障等问题导致计量表计底码值不可用时，计量装置管理机构依据相关规则出具电量更正报告，由电力交易机构组织相关经营主体确认后进行电量追退补。

第十七条 电网企业应按照有关拟合规则，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

第十八条 辅助服务计量：辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第十九条 计量装置管理：关口计量装置管理以电网企业、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。

第四章 结算流程

第一节 数据准备

第二十条 中长期市场数据：中长期交易电量按照年度、月度、日等周期形成中长期分时电量及对应交易价格，分时电量以 t 时段为时间间隔。

第二十一条 现货市场数据：运行日前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，于运行日前 1 日（D-1 日）获取当日的省间、省内日前市场交易结果；运行日（D 日）完成实时市场出清，于运行日次日（D+1 日）获取运行日（D 日）的省间、省内实时市场交易结果。电力交易机构获取满足结算时间和粒度要求的数据。具体包括：发电侧所有节点日前、实时市场出清电量、出清价格；用户侧日前、实时出清数据；日前机组组合安排；必开、调试、试验等特殊机组标签；省间现货、应急调度的执行量价结果、辅助服务执行结果（涉及电量清分部分）；启停、空载数据等。

第二十二条 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。

分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用

于市场化结算，拟合办法详见附件。

第二节 日清分

第二十三条 日清分临时结算结果：运行日后第 2 天（D+2 日），电力交易机构计算批发市场经营主体运行日（D 日）的结算电费，发布日清分临时结算结果。具体包括：各经营主体当日 t 时段不同交易类型的结算电量、电价、电费等，当日累计电量电费情况。

第二十四条 日清分临时结算结果确认：经营主体在日清分临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费等进行确认，如有异议，在运行日后第 3 天（D+3 日，节假日顺延）17:30 前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同无异议。

第二十五条 日清分临时结算结果发布：电力交易机构可依据经营主体异议处理意见及计量数据勘误结果，对需调整的日清分临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

第三节 月结算

第二十六条 每月末前 1 日，电力交易机构向电网企业提供结算月度发电企业中长期年度分月合约加权平均价，电网企业次月 1 日按照该价格向电力用户开展电费预结算；在电力交易机构提供正式结算依据后，电网企业再对预结算结果进行调整。

第二十七条 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 个工作日内向经营主体、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。

第二十八条 月度预结算依据确认：经营主体、相关电网企业应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；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。

第二十九条 月度正式结算依据发布：预结算依据确认后，电力交易机构应于每月第 8 个工作日内向经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第三十条 电费账单发行：电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。原则上电网企业应于每月第 10 个工作日内向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。

第三十一条 各经营主体根据电费账单和合同约定完成上月

度电费收支。

第五章 市场结算

第一节 燃煤发电企业结算

第三十二条 燃煤发电企业总费用包括：省间电费、电能量总费、容量电费、辅助服务费用及资金余缺费用。计算公式为：

$$R_{\text{燃煤发电}} = R_{\text{省间电费}}^{\text{燃煤}} + R_{\text{电能量总费}}^{\text{燃煤}} + R_{\text{容量电费}}^{\text{燃煤}} + R_{\text{辅助服务}}^{\text{燃煤}} + R_{\text{资金余缺}}^{\text{燃煤}}$$

其中：

$R_{\text{省间电费}}^{\text{燃煤}}$ 为机组省间电费；

$R_{\text{电能量总费}}^{\text{燃煤}}$ 为机组电能量总费用；

$R_{\text{容量电费}}^{\text{燃煤}}$ 为机组容量电费；

$R_{\text{辅助服务}}^{\text{燃煤}}$ 为机组辅助服务费用；

$R_{\text{资金余缺}}^{\text{燃煤}}$ 为机组在资金余缺结算中获得或支付的费用，具体

见后续章节。

第三十三条 省间结算模式如下：

（一）电网企业参与跨省跨区中长期交易电量，视为电网企业为省内全部工商业用户购入电量，相关差价损益依据政府代理购电相关政策进行分摊或分享；在售电公司、新型经营主体、电力用户直接参与省间互济交易、省间现货交易之前，由电网企业

代理省内全部工商业用户参与省间互济交易、省间现货交易。

(二) 经营主体参与跨省跨区交易的电量、电价, 作为省内结算的边界, 相关数据由电力调度机构或北京电力交易中心传递至电力交易机构(原则上于次月第3个工作日前按结算时段传递), 开展省内量价费清分结算。计算公式为:

$$R_{\text{省间电费}}^{\text{燃煤}} = \sum(Q_{\text{省间出清量}}^t \times P_{\text{省间出清价}}^t)$$

$$Q_{\text{省内上网}}^t = Q_{\text{实际上网电量}}^t - Q_{\text{省间出清量}}^t$$

(三) 省间交易无分时出清结果的, 其省间电费按月度出清量和月度出清均价与市场化结算均价之差结算。计算公式为:

$$R_{\text{某品种省间电费}}^{\text{燃煤}} = Q_{\text{省间出清量}} \times (P_{\text{省间出清均价}} - P_{\text{现货均价}})$$

(四) 未及时获得相应省间交易数据, 纳入下一结算周期进行追退补或清算。

第三十四条 燃煤发电企业机组月度电能量总费为各时段电能量电费与月度调平电量电费之和。计算公式为:

$$R_{\text{电能量总费}}^{\text{燃煤}} = \sum(R_{\text{电能量}}^t) + Q_{\text{调平}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}$$

其中:

$\sum(R_{\text{电能量}}^t)$ 为机组各时段电能量电费之和;

$Q_{\text{调平}}$ 为机组月度上网电量与各时段上网电量合计之差;

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为发电侧主体当月省内现货实时市场加权平均价格。

第三十五条 各时段电能量电费结算。机组电能量电费包括实时全电量电费、日前差价电费和中长期差价合约电费。计算公

式为：

$$R'_{\text{电能量}} = R'_{\text{实时}} + R'_{\text{日前差价}} + R'_{\text{中长期差价}}$$

其中：

$R'_{\text{电能量}}$ 为机组 t 时段电能量电费；

$R'_{\text{实时}}$ 为机组 t 时段实时全电量电费；

$R'_{\text{日前差价}}$ 为机组 t 时段日前差价电费；

$R'_{\text{中长期差价}}$ 为机组 t 时段中长期差价合约电费。

第三十六条 实时全电量电费结算：根据省内上网电量与实时市场节点电价计算实时全电量电费。计算公式为：

$$R'_{\text{实时}} = Q'_{\text{省内上网}} \times P'_{\text{实时}}$$

其中：

$Q'_{\text{省内上网}}$ 为机组 t 时段省内上网电量；

$P'_{\text{实时}}$ 为机组 t 时段实时市场节点电价。

第三十七条 日前差价电费结算：根据日前市场出清电量、日前市场节点电价以及实时市场节点电价计算日前差价电费。计算公式为：

$$R'_{\text{日前差价}} = Q'_{\text{日前}} \times (P'_{\text{日前}} - P'_{\text{实时}})$$

其中：

$Q'_{\text{日前}}$ 为机组 t 时段日前市场出清电量；

$P'_{\text{日前}}$ 为机组 t 时段日前市场节点电价；

$P'_{\text{实时}}$ 为机组 t 时段实时市场节点电价。

第三十八条 中长期差价合约电费结算：根据中长期合约电量，中长期合约价格、中长期结算参考点现货电价的差值，计算中长期差价合约电费。当中长期合约电量为 0 时，中长期差价合约电费为中长期市场增持、减持合同产生的费用。计算公式为：

$$R'_{\text{中长期差价}} = Q'_{\text{中长期}} \times (P'_{\text{中长期}} - P'_{\text{参考点}})$$

其中：

$Q'_{\text{中长期}}$ 为机组 t 时段省内中长期合约电量；

$P'_{\text{中长期}}$ 为机组 t 时段省内中长期合约价格；

$P'_{\text{参考点}}$ 为机组 t 时段中长期结算参考点现货价格。现阶段，集中竞价交易、滚动撮合交易、集中撮合交易和挂牌交易的中长期结算参考点暂选为实时市场统一结算点，即当日 t 时段实时市场加权平均价。双边交易合同结算参考点可选为实时市场发电侧上网节点或实时市场统一结算点。

第三十九条 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。

第四十条 辅助服务费用。电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月第 3 个工作日内将各市场经营主体相关费用推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。

第四十一条 未直接参与交易的燃煤发电企业，作为价格接受者，接受直接参与交易的燃煤发电企业市场化结算均价。

第二节 新能源企业结算

第四十二条 新能源企业总费用包括：省间电费、电能量总费、绿电合同转让电费、环境属性费用、辅助服务费用及资金余缺费用。未参与绿电交易的新能源企业无绿电合同转让电费和环境属性费用。计算公式为：

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{省间电费}}^{\text{新能源}} + R_{\text{电能量总费}}^{\text{新能源}} + R_{\text{绿电合同转让}}^{\text{新能源}} + R_{\text{环境}}^{\text{新能源}} + R_{\text{辅助服务}}^{\text{新能源}} + R_{\text{资金余缺费用}}^{\text{新能源}}$$

其中：

$R_{\text{省间电费}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业省间电费；

$R_{\text{电能量总费}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业电能量总费用；

$R_{\text{绿电合同转让}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业绿电合同转让费用；

$R_{\text{环境}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业绿色环境属性费用；

$R_{\text{辅助服务}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业辅助服务费用。

$R_{\text{资金余缺费用}}^{\text{新能源}}$ 为新能源企业资金余缺费用。

第四十三条 新能源企业省间电费参照燃煤发电企业。

第四十四条 新能源企业月度电能量总费为各时段电能量电费与月度调平电量电费之和。计算公式为：

$$R_{\text{电能量总费}}^{\text{新能源}} = \sum(R'_{\text{电能量}}) + Q_{\text{调平}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}$$

其中：

$\sum(R'_{\text{电能量}})$ 为新能源企业各时段电能量电费之和；

$Q_{\text{调平}}$ 为新能源企业月度上网电量与各时段上网电量合计之差；

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为发电侧主体当月省内现货实时市场加权平均价格。

第四十五条 各时段电能量电费结算。新能源企业电能量电费包括实时全电量电费、日前差价电费和中长期差价合约电费。计算公式为：

$$R'_{\text{电能量}} = R'_{\text{实时}} + R'_{\text{日前差价}} + R'_{\text{中长期差价}}$$

其中：

$R'_{\text{电能量}}$ 为新能源企业 t 时段电能量电费；

$R'_{\text{实时}}$ 为新能源企业 t 时段实时全电量电费；

$R'_{\text{日前差价}}$ 为新能源企业 t 时段日前差价电费；

$R'_{\text{中长期差价}}$ 为新能源企业 t 时段中长期差价合约电费。

第四十六条 实时全电量电费结算：根据省内上网电量与实时市场节点电价计算实时全电量电费。计算公式为：

$$R'_{\text{实时}} = Q'_{\text{省内上网}} \times P'_{\text{实时}}$$

其中：

$Q'_{\text{省内上网}}$ 为新能源企业 t 时段省内上网电量；

$P'_{\text{实时}}$ 为新能源企业 t 时段实时市场节点电价。

第四十七条 日前差价电费结算：发电侧主体根据日前市场出清电量、日前市场节点电价以及实时市场节点电价计算日前差价电费。计算公式为：

$$R'_{\text{日前差价}} = Q'_{\text{日前}} \times (P'_{\text{日前}} - P'_{\text{实时}})$$

其中：

$Q'_{\text{日前}}$ 为新能源企业 t 时段日前市场出清电量；

$P'_{\text{日前}}$ 为新能源企业 t 时段日前市场节点电价；

$P'_{\text{实时}}$ 为新能源企业 t 时段实时市场节点电价。

第四十八条 中长期差价合约电费结算：根据中长期合约电量，中长期合约价格、中长期结算参考点现货电价的差值，计算中长期差价合约电费。当中长期合约电量为 0 时，中长期差价合约电费为中长期市场增持、减持合同产生的费用。计算公式为：

$$R'_{\text{中长期差价}} = Q'_{\text{中长期}} \times (P'_{\text{中长期}} - P'_{\text{参考点}})$$

其中：

$Q'_{\text{中长期}}$ 为新能源企业 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{中长期}}^t$ 为新能源企业 t 时段省内中长期合约价格；

$P_{\text{参考点}}^t$ 为新能源企业 t 时段中长期结算参考点现货价格。现阶段，集中竞价交易、滚动撮合交易、集中撮合交易和挂牌交易的中长期结算参考点暂选为实时市场统一结算点，即当日 t 时段实时市场加权平均价。双边交易合同结算参考点可选为实时市场发电侧上网节点或实时市场统一结算点。

第四十九条 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。计算公式为：

$$R_{\text{电能量总费}}^{\text{未直接参与交易的新能源}} = Q_{\text{上网}} \times \bar{P}_{\text{实时}}$$

$$\bar{P}_{\text{实时}} = \frac{\sum(Q_{\text{实时}}^t \times P_{\text{实时}}^t)}{\sum(Q_{\text{实时}}^t)}$$

$Q_{\text{上网}}$ 为未直接参与交易的新能源企业月度上网电量；

$\bar{P}_{\text{实时}}$ 为月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格。

$Q_{\text{实时}}^t$ 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。

第五十条 新能源企业绿电合同转让结算：新能源企业出让中长期绿电合同时，环境价值不变、合同价格不变，计算合同转让交易环节的电能量电费收支。计算公式为：

$$R_{\text{绿电合同转让}}^{\text{新能源}} = \sum [Q_{\text{绿电合同转让}}^t \times (P_{\text{绿电合同}}^t - P_{\text{绿电合同转让}}^t)]$$

其中：

$Q'_{\text{绿电合同转让}}$ 为新能源企业绿电合同转让电量；

$P'_{\text{绿电合约}}$ 为新能源企业原持有绿电合同电能量价格；

$P'_{\text{绿电合约转让}}$ 为新能源企业绿电合同转让电能量价格。

第五十一条 绿电企业环境属性费用：根据参与绿电的新能源企业（场站）当月每小时绿电合约电量、新能源企业上网电量（不含机制电量、省间外送电量）以及对应的电力用户用电量三者取小（以兆瓦时为单位月度取整，为负取零）后乘以对应合约中绿电环境价值计算环境属性收益费用。绿色电力交易优先结算，电能量与环境属性价值分开结算，产生的收益归发电企业，执行分时结算、日清月结。计算公式为：

$$R_{\text{环境}}^{\text{新能源}} = \sum [\text{MIN}(Q'_{\text{绿电合同}}, Q'_{\text{省内上网}}, Q'_{\text{电力用户用电量}})] \times P_{\text{环境}} + R_{\text{补偿}}$$

$Q'_{\text{绿电合同}}$ 为 t 时段绿电合同电量；

$Q'_{\text{省内上网电量}}$ 为 t 时段扣除机制电量比例后的省内上网电量；

$Q'_{\text{电力用户用电量}}$ 为 t 时段新能源企业绿电合同对应电力用户的实际用电量；

$P_{\text{环境}}$ 为合同约定的环境属性价格；

$R_{\text{补偿}}$ 为根据绿电交易双方约定合同条款计算出的补偿值。如双方约定免于补偿，或购方实际用电量和售方实际上网电量均少于合同电量时，双方互不补偿。

其中，同一电力用户/售电公司与多个发电项目签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电项

目的用电量按总用电量占总合同电量比重 等比例调减；同一发电项目与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量（不含机制电量、省间外送电量）低于总合同电量时，该发电项目对应于各电力用户/售电公司的上网电量（不含机制电量、省间外送电量）按总上网电量（不含机制电量、省间外送电量）占总合同电量比重等比例调减。

第五十二条 辅助服务费用由电力调度机构计算、传递至电力交易机构，具体参照燃煤发电企业。

第三节 调试运行期发电企业结算

第五十三条 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。

第五十四条 对于未全站取得发电业务许可证的场站，电力调度机构应提供分期现货市场日前、实时出清量价和分时、月度上网电量，各期电量分别结算。若未提供，全站按调试电结算。

相关发电企业应当主动及时向市场运营机构书面报备电力业务许可证（发电类）获取或豁免情况，同时通过江西电力交易平台上传相关佐证材料、完善市场注册信息。如未及时报备和更新市场注册信息，相关发电企业按照未取证企业结算。根据收到的未取证发电机组（场站）清单，作为调试电量结算依据。

第五十五条 燃煤发电企业

（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。

（二）窗口期

定义：发电机组自完成整套设备启动试运行时间点起至满足直接参与电力市场交易条件前，上网电量继续由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。

结算价格：窗口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。

（三）交易期

定义：发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，方可按电力市场运行规则规定参与电能量市场交易。

结算方式：参与交易拥有合约后，按现行市场规则结算。

第五十六条 新能源企业（场站）

（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。

（二）窗口期

定义：发电机组自完成整套设备启动试运行时间点起至满足直接参与电力市场交易条件前，上网电量继续由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。

结算价格：新能源发电企业窗口期上网电量参照调试运行期模式执行。

（三）交易期

定义：发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，方可按电力市场运行规则规定参与电能量市场交易。

结算方式：参与交易后，按照现行市场规则执行。

第五十七条 并网调试期间机组（场站）及独立新型储能额外分摊电力辅助服务费用按照《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）要求，由电力调度机构出具认定清单及对应当月“辅助服务补偿资金”，提交电力交易机构执行清算。同时，电力交易机构根据电力调度机构

出具的认定清单，对清单内机组（场站）开展超期未转商费用清算，清算费用为当月同类型机组调试电价与该机组（场站）不含启动补偿、空载补偿和新能源出力偏差回收费用的市场化结算均价之差乘以当月上网电量。

第五十八条 如因发电机组（场站）清单认定错误引起需清算前期数据的，结算环节将根据实际情况开展清算。需清算全站的，其按照当月同类型机组现货市场结算均价执行清算；需清算场站部分分期电量的，其按照当月另一期电能量结算均价执行。

第四节 批发用户结算

第五十九条 批发用户总电费包括：省间电费、电能量总费、绿电合同转让电费、环境属性费用及辅助服务费用。计算公式为：

$$C_{\text{批发用户}} = C_{\text{省间电费}}^{\text{批发用户}} + C_{\text{电能量总费}}^{\text{批发用户}} + C_{\text{绿电合同转让}}^{\text{批发用户}} + C_{\text{环境}}^{\text{批发用户}} + C_{\text{资金余缺}}^{\text{批发用户}}$$

其中：

$C_{\text{省间电费}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户省间电费；

$C_{\text{电能量总费}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户电能量总费用；

$C_{\text{绿电合同转让}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户绿电合同转让费用；

$C_{\text{环境}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户环境属性费用；

$C_{\text{资金余缺}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户在资金余缺结算中获得或支付的费用，

具体见后续章节。

第六十条 省间结算模式如下：

（一）省间中长期交易等省间分时结算电量、电价，由北京电力交易中心或电力调度机构传递至电力交易机构，作为省内结算边界，开展省内量价费清分结算。计算公式为：

$$C_{\text{省间电费}}^{\text{批发用户}} = \sum (Q_{\text{省间出清量}}^t \times P_{\text{省间出清价}}^t)$$
$$Q_{\text{省内用电量}}^t = Q_{\text{实际用电量}}^t - Q_{\text{省间出清量}}^t$$

（二）省间交易无分时出清结果的，其省间电费按月度出清量和月度出清均价与其市场化结算均价之差结算。计算公式为：

$$C_{\text{某品种省间电费}}^{\text{批发用户}} = Q_{\text{省间出清量}} \times (P_{\text{省间出清均价}} - P_{\text{市场化结算均价}})$$

（三）未及时获得相应省间交易数据，纳入下一结算周期进行追退补或清算。

第六十一条 批发用户月度电能量总费为各时段电能量电费与月度调平电量电费之和。计算公式为：

$$C_{\text{电能量总费}}^{\text{批发用户}} = \sum (C_{\text{电能量}}^t) + Q_{\text{调平}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}$$

其中：

$\sum (C_{\text{电能量}}^t)$ 为批发用户各时段电能量电费之和；

$Q_{\text{调平}}$ 为批发用户月度上网电量与各时段上网电量合计之差；

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为发电侧主体当月省内现货实时市场加权平均价格。

第六十二条 各时段电能量电费结算。批发用户各时段电能量电费包括实时全电量电费、日前差价电费和中长期差价合约电费。计算公式为：

$$C_{\text{电能量}}^t = C_{\text{实时}}^t + C_{\text{日前差价}}^t + C_{\text{中长期差价}}^t$$

其中：

$C_{\text{电能量}}^t$ 为批发用户 t 时段电能量电费；

$C_{\text{实时}}^t$ 为批发用户 t 时段实时全电量电费；

$C_{\text{日前差价}}^t$ 为批发用户 t 时段日前差价电费；

$C_{\text{中长期差价}}^t$ 为批发用户 t 时段中长期差价合约电费。

第六十三条 实时全电量电费结算：根据批发用户分时用电量与实时市场节点电价计算实时全电量电费。计算公式为：

$$C_{\text{实时}}^t = Q_{\text{用电量}}^t \times P_{\text{实时统一}}^t$$

$$C_{\text{实时}}^t = Q_{\text{省内用电量}}^t \times P_{\text{实时统一}}^t$$

其中：

$Q_{\text{省内用电量}}^t$ 为批发用户实时市场 t 时段省内用电量（扣除省间交易结算电量）；

$P_{\text{实时统一}}^t$ 为当日 t 时段实时市场统一结算点电价。

第六十四条 日前差价电费结算：批发用户根据日前市场出清电量、日前市场统一结算点电价以及实时市场统一结算点电价计算日前差价电费。计算公式为：

$$C_{\text{日前差价}}^t = Q_{\text{日前}}^t \times (P_{\text{日前统一}}^t - P_{\text{实时统一}}^t)$$

其中：

$Q_{\text{日前}}^t$ 为批发用户 t 时段日前市场出清电量；

$P_{\text{日前统一}}^t$ 为当日 t 时段日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{实时统一}}^t$ 为当日 t 时段实时市场统一结算点电价。

第六十五条 中长期差价合约电费结算：根据中长期合约电量，中长期合约价格、中长期结算参考点现货电价的差值，计算中长期差价合约电费。当中长期合约电量为 0 时，中长期差价合约电费为中长期市场增持、减持合同产生的费用。计算公式为：

$$C_{\text{中长期差价}}^t = Q_{\text{中长期}}^t \times (P_{\text{中长期}}^t - P_{\text{参考点}}^t)$$

其中：

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为批发用户 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{中长期}}^t$ 为批发用户 t 时段省内中长期合约价格；

$P_{\text{参考点}}^t$ 为批发用户 t 时段中长期结算参考点现货价格。现阶段，集中竞价交易、滚动撮合交易、集中撮合交易和挂牌交易的中长期结算参考点暂选为实时市场统一结算点，即当日 t 时段实时市场加权平均价。双边交易合同结算参考点可选为实时市场发电侧上网节点或实时市场统一结算点。

第六十六条 省间绿电交易实行电能量价格与绿证分开结算机制，电能量价格体现跨省区输电的电力商品价值，绿证价格体现可再生能源的环境价值。

(1) 省间绿电交易电能量部分按照省间交易结果结算至售电公司，绿色环境权益部分同步传导至电力用户。

(2) 省间绿色电力交易结果按照省内交易时段均分、开展结算。根据省间绿电交易组织开展情况，省间绿电环境价值部分

可按当月合同电量、发电侧上网电量、用电侧电量三者取小的原则确定；也可按小时合同电量、发电侧上网电量、用户侧电量三者取小的原则确定；同时开展时，优先结算小时级三者取小。绿电环境价值偏差补偿费用依据合同约定按月执行。

(3) 售电公司与其代理零售用户的绿电交易电能量费用依据零售套餐合同约定开展结算。

第六十七条 批发用户绿电合同转让结算和环境属性费用结算参照新能源企业计算方式。

第六十八条 入市但未被代理的工商业用户：已参与市场化交易但未及时签订新的零售套餐的零售电力用户，结算方式参照中长期合同电量为零、不参与日前市场的批发电力用户。

第五节 售电公司结算

第六十九条 售电公司的收入为所代理用户在零售市场交易中应收的费用总额与售电公司在批发市场应付的费用总额的差额。计算公式为：

$$C_{\text{售电收入}} = C_{\text{零售市场收入}} - C_{\text{批发市场支出}}$$

其中：

$C_{\text{零售市场收入}}$ 为售电公司所代理的用户在零售市场中应支付的电能量电费；

$C_{\text{批发市场支出}}$ 为售电公司在批发市场应支付的费用总额。

第七十条 零售市场收入费用总额。电力交易机构根据零售

用户实际用电量及售电公司与其签订的零售合同约定条款计算零售用户电费。计算公式为：

$$C_{\text{零售市场收入}} = \sum(C_{\text{零售用户}}) = \sum(Q'_{\text{实际}} \times P'_{\text{零售}}) + \sum(Q_{\text{调平}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}) + \sum(C_{\text{考核}})$$

其中：

$Q'_{\text{实际}}$ 为零售用户 t 时段的实际用电量；

$P'_{\text{零售}}$ 为零售用户 t 时段结算均价，取自售电公司与零售用户通过电力交易平台签订的零售合同（套餐）。

$Q_{\text{调平}}$ 为零售用户月度上网电量与各时段上网电量合计之差；

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为发电侧主体当月省内现货实时市场加权平均价格；

$C_{\text{考核}}$ 为售电公司与零售用户通过电力交易平台签订的零售合同（套餐）中约定的考核条款值。

第七十一条 批发市场支付费用总额。售电公司批发市场支付费用总额参照批发用户总电费计算方式。

第六节 电网代理购电电能量结算

第七十二条 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。

第七十三条 电网代理工商业用户结算参照售电公司批发市场结算模式。

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。

由于居民农业用户基数大、优先发电量成分复杂，日分时电量获取难度大，因此通过发用平衡倒减方式进行获取，即：市场化代理居民农业日分时电量=市场化发电企业日分时电量-市场化用户日分时电量-电网代理工商业日分时电量。其中，市场化发电企业日分时电量为市场化燃煤机组日分时电量与全部风、光新能源日分时电量（含参与市场化交易风、光新能源与价格接受者风、光新能源）。月度电量同理，即：市场化代理居民农业月度用电量=市场化发电企业月度电量-市场化用户月度用电量-电网代理工商业月度用电量。

第七十四条 电网企业代理购电、增量配电网售电公司分别参与市场化交易。代理工商业用户结算产生的损益由其自行承担。为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

第七节 虚拟电厂(含负荷聚合商) 结算

第七十五条 根据聚合资源的不同，现阶段虚拟电厂主要分为负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂、混合类虚拟电厂。参与电能市场的虚拟电厂参与全部资金余缺项目分享和分摊。

第七十六条 负荷类虚拟电厂运营商收益的结算方式参照售电公司相关规定执行。其聚合资源的结算方式按照双方签订的聚合服务合同相关条款执行。

第七十七条 发电类虚拟电厂运营商收益为批发侧售电电费与零售侧购电电费之差。其批发侧售电电费结算方式参照新能源场站相关规定执行（不含出力偏差回收），零售侧购电电费按照双方签订的聚合服务合同相关条款执行。

第七十八条 混合类虚拟电厂在批发市场的计量数据由聚合的发用电资源计量数据分别叠加形成，不得相互冲抵，初期为便于操作可将发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元。混合类虚拟电厂运营商的发电单元、用电单元分开结算，其收益为分别作为负荷类虚拟电厂和发电类虚拟电厂运营商的收益之和。

第八节 独立新型储能结算

第七十九条 独立储能发电单元、用电单元分开结算。发电单元结算方式参照新能源场站相关规定执行；用电单元结算方式参照批发用户相关规定执行。

第六章 资金余缺结算

第一节 成本补偿费用

第八十条 成本补偿费用包括启动成本费用、空载成本费用、特殊机组成本费用。计算公式为：

$$R_{\text{成本补偿}} = R_{\text{启动}} + R_{\text{空载}} + R_{\text{特殊成本}}$$

(1) 启动成本费用：根据机组在冷温热态下单次启动成本及启动次数计算其应补偿的费用。计算公式为：

$$R_{\text{启动}} = \sum (P_{\text{启动}} \times N_{\text{启动}})$$

其中：

$R_{启动}$ 为机组的总启动费用；

$P_{启动}$ 为机组申报的单次（按机组容量及冷、温、热三态区分）启动成本；

$N_{启动}$ 为机组的总启停次数。

（2）空载成本费用：根据机组每半小时空载成本及空载运行时间计算其应补偿的费用。现阶段，机组空载成本费用暂不补偿。计算公式为：

$$R_{空载} = \sum (C_{空载} \times T_{空载})$$

其中：

$R_{空载}$ 为机组的总空载费用；

$C_{空载}$ 为政府核定的机组每半小时空载成本；

$T_{空载}$ 为机组的总空载并网运行时间。

（3）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。计算公式为：

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

其中：

$P_{核定}^D$ 为政府核定的发电机组边际成本价（平均负荷）；

$Q_{省内上网}^D$ 为该机组当日省内上网电量；

$R_{电能量}^D$ 为该机组当日电能量电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

第二节 燃煤发电企业偏差回收费用

第八十一条 燃煤发电企业偏差回收费用：为燃煤发电市场化机组日电能量费用与按照标准值原则计算后电能量电费之间的差值。机组日结算电能量电费大于标准值时，多出部分纳入燃煤发电偏差回收费用；机组日结算电能量电费小于标准值时，燃煤发电偏差回收费用为零。计算公式为：

$$R_{燃煤偏差回收} = \sum (R_{电能量}^D - R_{标准值}^D)$$

其中：

$R_{电能量}^D$ 为机组日电能量费用；

$R_{标准值}^D$ 为按照标准值计算原则，调整后的机组日电能量电费。

第八十二条 机组日标准值费用：为对标计算燃煤发电企业偏差回收费用的基础值。按照标准值计算原则，即燃煤发电机组中长期合约分时电量占时段省内结算电量的比例不足 80% 时，中长期合约分时电量调整为时段省内结算电量的 80%。占比超过 120%，中长期合约分时电量调整为时段省内结算电量的 120%。其他占比情况不做调整。补足部分电量电价按燃煤发电当日对应时段中长期合约均价计算，削减部分电量电价按照自身当日对应时段中长期合约均价计算，原有中长期合约部分不进行调整。若某时段发电企业标准值费用计算值低于零，则对

应时段标准值费用计算值按零结算。计算公式为：

$$R_{\text{标准值}}^{\text{火电}} = \sum (R_{\text{实时}}^t + R_{\text{日前差价}}^t + R_{\text{中长期差价 (标准值)}}^t)$$

(1) 当 t 时段中长期合同电量占结算电量比小于 80% 时，

$$R_{\text{中长期差价 (标准值)}}^t = Q_{\text{中长期}}^t \times (P_{\text{中长期}}^t - P_{\text{参考点}}^t) + Q_{\text{补足部分}}^t \times (P_{\text{全部燃煤中长期均价}}^t - P_{\text{参考点}}^t)$$

(2) 当 t 时段中长期合同电量占结算电量比大于 120% 时，

$$R_{\text{中长期差价 (标准值)}}^t = Q_{\text{省内上网}}^t \times 120\% \times (P_{\text{中长期}}^t - P_{\text{参考点}}^t)$$

第八十三条 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。

第三节 新能源出力偏差回收费用

第八十四条 新能源企业出力偏差回收费用结算：根据新能源企业实时市场出清电力与实际发电电力的偏差进行计算，计算方法为：

(1) 正偏差考核电量。当 $P_{\text{实际}} - P_{\text{出清}} - \max\{P_{\text{出清}} \times k_1, 2(MW)\} > 0$ 时，对

新能源企业进行正偏差出力考核。考核电量为：

$$Q_{\text{正偏差考核}} = 2 \times (P_{\text{实际}} - P_{\text{出清}} - \max\{P_{\text{出清}} \times k_1, 2(MW)\}) \times 15/60(MWh)$$

其中，

k_1 为允许的新能源企业正偏差率，现阶段暂定为 2%，后期结合实际情况可由江西省电力市场管理委员会调整并报政府主管部门、监管机构同意后生效；

$Q_{\text{正偏差考核}}$ 为新能源企业正偏差考核电量；

$P_{\text{实际}}$ 为新能源企业实际发电电力（不含配储电力）；

$P_{\text{出清}}$ 为新能源企业实时市场出清电力（不含配储电力）。

（2）负偏差考核电量。当 $P_{\text{出清}} - P_{\text{实际}} - \max\{P_{\text{出清}} \times k_2, 2(MW)\} > 0$ 时，对新能源企业进行负偏差出力考核。考核电量为：

$$Q_{\text{负偏差考核}} = (P_{\text{出清}} - P_{\text{实际}} - \max\{P_{\text{出清}} \times k_2, 2(MW)\}) \times 15/60(MWh)$$

其中，

k_2 为允许的新能源企业负偏差率，现阶段暂定为 6%，后期结合实际情况可由江西省电力市场管理委员会调整并报政府主管部门、监管机构同意后生效；

$Q_{\text{负偏差考核}}$ 为新能源企业负偏差考核电量。

（3）偏差考核电费

$$R_{\text{出力偏差考核}}^{\text{风电场}} = K \times (Q_{\text{正偏差考核}} + Q_{\text{负偏差考核}}) \times P_{\text{月发电量}}^{\text{风电}}$$

$$R_{\text{出力偏差考核}}^{\text{光伏电站}} = K \times (Q_{\text{正偏差考核}} + Q_{\text{负偏差考核}}) \times P_{\text{月发电量}}^{\text{光伏}}$$

其中，

$R_{\text{出力偏差考核}}^{\text{风电场}}$ 为风电场偏差考核电费；

$P_{\text{出力偏差考核}}^{\text{风电}}$ 为月度全省风电电能量均价（不含调试和未直接参与交易的）；

$R_{\text{出力偏差考核}}^{\text{光伏电站}}$ 为光伏电站偏差考核电费；

$P_{\text{出力偏差考核}}^{\text{光伏}}$ 为月度全省光伏电能量均价（不含调试和未直接参与交易的）。

K 为新能源偏差考核电费系数。现阶段新能源偏差考核电费系数暂定为 0.5，后期结合实际情况可由江西省电力市场管理委员会调整并报政府主管部门、监管机构同意后生效。

第八十五条 出力偏差考核取每 15 分钟整点计算。电力调度机构将各新能源企业月度出力偏差考核电量推送至电力交易机构，电力交易机构计算各新能源企业月度出力偏差回收费用。《华中区域电力并网运行管理实施细则》中江西新能源日发电计划曲线考核不再执行。

第四节 用户侧偏差回收费用

第八十六条 用户侧偏差回收费用：为用户侧批发主体日电能量费用与按照标准值原则计算后电能量费用之间的差值。日结算电能量费用大于标准值时，用户侧偏差回收费用为零；日结算电能量电费小于标准值时，按标准值收取费用，差值部分纳入用户侧偏差回收费用。计算公式为：

$$C_{\text{用户偏差回收}} = \sum (C_{\text{标准值}}^D - C_{\text{电能量}}^D)$$

其中：

$C_{\text{标准值}}^D$ 为按照标准值计算原则，调整后的日电能量费用；

$C_{\text{电能量}}^D$ 为用户侧日电能量费用。

第八十七条 用户侧日标准值费用。为对标计算用户侧主体偏差回收费用的基础值。按照标准值计算原则，即用户侧主体中长期合约分时电量占时段结算电量的比例不足 80%时，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 80%。占比超过 120%，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 120%。其他占比情况不做调整。补足部分电量电价按用户侧主体当日对应时段中长期合约均价计算，削减部分电量电价按照自身当日对应时段中长期合约均价计算，原有中长期合约部分不进行调整。计算公式为：

$$C_{\text{标准值}}^{\text{用户侧}} = \sum (C_{\text{实时}}^t + C_{\text{日前差价}}^t + C_{\text{中长期差价(标准值)}}^t)$$

(1) 当 t 时段中长期合同电量占结算电量比小于 80%时。

$$C_{\text{中长期差价(标准值)}}^t = Q_{\text{中长期}}^t \times (P_{\text{中长期}}^t - P_{\text{参考点}}^t) + Q_{\text{补足部分}}^t \times (P_{\text{市场化用户中长期均价}}^t - P_{\text{参考点}}^t)$$

$$Q_{\text{补足部分}}^t = Q_{\text{用电量}}^t \times 80\% - Q_{\text{机制电量}}^t - Q_{\text{中长期}}^t$$

(2) 当 t 时段中长期合同电量占结算电量比大于 120%时，

$$C_{\text{中长期差价(标准值)}}^t = (Q_{\text{省内用电量}}^t \times 120\% - Q_{\text{机制电量}}^t) \times (P_{\text{中长期}}^t - P_{\text{参考点}}^t)$$

第五节 阻塞费用

第八十八条 阻塞费用结算：阻塞费用按时段计算、按月累计后分享或分摊。计算公式为：

$$R_{\text{阻塞电费}} = \sum [Q'_{\text{日前}} \times (P'_{\text{实时}} - P'_{\text{实时统一}})]$$

其中：

$Q'_{\text{日前}}$ 为各机组或场站 t 时段日前市场出清量；

$P'_{\text{实时}}$ 为对应 t 时段该机组或场站实时市场节点电价；

$P'_{\text{实时统一}}$ 为对应 t 时段实时市场统一结算点电价。

第六节 发用侧电能量平衡费用

第八十九条 发用侧电能量平衡费用 $F_{\text{平衡费用}}$ 为用电侧总电能量电费 $F_{\text{用电侧总电能量电费}}$ 减去发电侧总电能量电费 $F_{\text{发电侧总电能量电费}}$ 之差，为正数时分享费用，为负数时分摊费用。计算公式为：

$$F_{\text{平衡费用}} = F_{\text{用电侧总电能量电费}} - F_{\text{发电侧总电能量电费}}$$

(一) 用电侧月度总电能量电费

$$F_{\text{用电侧总电能量电费}} = \sum C_{\text{售电公司电能量总费}} + \sum C_{\text{批发用户电能量总费}} + \sum C_{\text{代理工商业电能量电费}} + \sum C_{\text{代理居农电能量电费}}$$

其中：

$\sum C_{\text{售电公司电能量总费}}$ 为各售电公司的月度电能量总费之和；

$\sum C_{\text{批发用户电能量总费}}$ 为各批发用户的月度电能量总费之和；

$\sum C_{\text{代理工商业电能量电费}}$ 为代理工商业的月度总电能量电费；

$\sum C_{\text{代理居农电能量电费}}$ 为代理居民农业（含线损）月度总电能量电费。

(二) 发电侧月度总电能量电费

$$F_{\text{发电侧总电能电费}} = \sum R_{\text{燃煤电能总费}} + \sum R_{\text{新能源电能总费}}$$

其中：

$\sum R_{\text{燃煤电能总费}}$ 为燃煤发电企业的月度电能总费之和；

$\sum R_{\text{新能源电能总费}}$ 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）的月度电能总费之和。

第七节 资金余缺分配原则

第九十条 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由用户侧批发主体按月度用电量比例分摊或分享。用户侧（含批发用户、售电公司、电网代理工商业购电、入市但未被代理的工商业用户及参与电能量市场的虚拟电厂）偏差回收费用由燃煤发电企业按月度上网电量比例分享。

（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和直接参与交易的新能源企业按月度上网电量比例进行分摊或分享，用电侧由用户侧批发主体按月度用电量比例进行分摊或分享。

（三）新能源企业出力偏差回收费用由当月参与电力调频辅助服务市场的机组按月度补偿费用的比例进行分享。

（四）独立储能等新型经营主体暂不参与资金余缺分享或分摊。

第七章 退补管理

第一节 追退补及清算原则

第九十一条 追退补是指因计量、档案、合同、出清、厂用电率等数据差错、变更等原因以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过 12 个月。如出现重大特殊事项超过 12 个月需要追退补，经国家能源局华中监管局及江西省能源局审批后可延长追退补追溯期。

第九十二条 清算是因政策规则调整，临时电价结算等原因产生的结算调整工作，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

第九十三条 电力交易机构月度结算依据（正式版）发布前发现的当月差错追退补事项，重新计算整体市场经营主体的结算电费；月度结算依据正式发布后发现的当月差错追退补事项，一般情况下仅对个体开展追退补。

第九十四条 如发生重大政策调整等政府文件要求全市场清算的情况，电力交易机构依规执行。

第二节 追退补流程

第九十五条 电力交易机构月度结算依据发布后发现的差错退补，原则上在后续月份开展追退补。市场经营主体或市场运营机构发现结算差错，均可发起退补申请。为方便市场经营主体对

照查看追退补情况，追退补金额将在结算依据中单列。

第九十六条 为避免经营主体电量差错问题引起相关日期、时段的现货市场频繁计算调整，月度结算前（每月第5个工作日）按以下原则进行处理：

（一）若某经营主体月度电量与日累计电量的偏差率大于或等于5%且偏差电量大于2兆瓦时（含本数），电网企业负责分解差错电量详细到日分时，并将修正后的正确电量传递至电力交易机构。电网企业逾期未提供修正电量，视为电量无修正、不调整，电力交易机构按照调平费用结算。具体偏差电量调整办法详见附件。

（二）若某经营主体月度电量与日累计电量的偏差率小于5%或偏差电量小于2兆瓦时，差错电量无法详细分解到日分时的，电力交易机构按照调平费用结算。电力市场零售用户偏差电量在此范围内的调平电量参照批发用户侧调平电价执行，含现货电量为0的经营主体。计算方式如下：

$$Q_{\text{偏差}} = \left| Q_{\text{月度}} - \sum Q^t \right|$$

$$\lambda_{\text{偏差率}} = Q_{\text{偏差}} \div Q_{\text{月度}}$$

第九十七条 发电企业因下列原因需进行电费退补的，原则上由电力交易机构于次月依据该证明办理退补。

- （1）电量计量差错；
- （2）技术支持系统数据传输异常导致数据掉点等情况；

- (3) 超期未转商机组认定等原因需要清退价格;
- (4) 调试机组认定错误;
- (5) 场站拆分或整合引起的电量分劈或合并错误;
- (6) 厂用电率等参数设置错误;
- (7) 国家能源局华中监管局、江西省能源局或电网企业相关部门认定应予追退补的其他情形。

第九十八条 售电公司、批发用户、零售用户以及电网代理购电用户因下列原因需进行电费退补的,原则上由电力交易机构于次月依据该证明办理退补。

- (1) 电量计量差错;
- (2) 技术支持系统数据传输异常导致数据掉点等情况;
- (3) 用户档案变更或差错;
- (4) 国家能源局华中监管局、江西省能源局或电网企业相关部门认定应予追退补的其他情形。

第九十九条 因结算基础数据错误、不可用或存在争议,需要提供方重新提供信息时,应在每月 20 日前原则上通过平台补推,电力交易机构收到补推数据后追退补。

第一百条 退补电费直接纳入处理当月的月度结算单。发电侧退补电量按退补差错发生月份同类型机组(不含调试机组、场站及未直接参与市场化交易的机组、场站)的市场化结算均价执行。

(一) 需要追退补电量的，追退补电量按照退补差错发生月份同类型机组（场站）市场化结算均价执行追退补。

$$F_{\text{退补}} = Q_{\text{退补电量}} \times P_{\text{差错发生月份同类型机组（场站）市场化结算均价}}$$

(二) 需要追退补电价的，电量按照退补差错发生月份同类型机组（场站）市场化结算均价与同费用类型实际结算电价之差执行追退补。

$$F_{\text{退补}} = Q_{\text{退补电量}} \times P_{\text{退补}}$$

$$P_{\text{退补}} = P_{\text{差错发生月份同类型组（场站）市场化结算均价}} - P_{\text{同费用类型实际结算电价}}$$

第一百〇一条 售电公司月度结算单（核对版）发布后且正式结算单发布前，因计量数据等相关问题需要更正的，联动调整计算全部售电公司的购电价格。售电公司正式结算单发布后，不联动调整售电公司的购电价格，差错电量按追退补流程处理。

第一百〇二条 零售用户、电网企业代理购电用户电能量差错退补，分别按该用户差错发生月份的零售交易电价、电网企业代理购电价格进行退补结算。单个电力用户差错电量小于 100 兆瓦时的，或差错月电费发行后超过 3 个月，原则上不联动调整相关市场经营主体的结算清算及电费追退补。

第一百〇三条 单个零售市场用户产生的差错电量大于 100 兆瓦时，由电力交易机构组织开展其代理的售电公司与其之间的联动退补，整体市场不再联动调整。

第一百〇四条 电网企业代理购电原则上不开展跨月联动调

整。

第一百〇五条 独立储能上网侧与虚拟电厂发电单元结算电量差错调整参照发电侧主体执行，独立储能下网侧与虚拟电厂用电单元结算电量差错调整参照售电公司执行。

第一百〇六条 已结算的绿色电力环境价值，不因参与绿色电力交易的发电侧经营主体与电力用户的历史月份发、用电量计量差错退补开展联动调整。

第一百〇七条 考核、补偿类市场运营费用等基础数据调整，按照电网企业或电力调度机构提供的数据修正认定执行。

第一百〇八条 原则上日前、实时市场出清价格不因事后电量调整进行重算。

第一百〇九条 结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在 15 个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行结算调整。

第三节 清算流程

第一百一十条 市场经营主体如因以下原因，需要清算的，将开展全市场重算清算，出具清算结算依据，方便市场经营主体对照查看其与原结算依据差异，清算差异金额纳入清算当月结算依据单列。

(1) 国家能源局华中监管局、江西省发改委和江西省能源局出具重大政策调整;

(2) 经市管会审议通过、获国家能源局华中监管局、江西省能源局批复执行的需清算事项;

(3) 燃煤发电容量电费年度清算;

(4) 国家能源局华中监管局、江西省能源局认定需全市场清算等其他原因。

第八章 收付款管理

第一百一十一条 市场交易电费由电网企业负责进行资金结算,用户用电费由电网企业收取;发电企业上网电费由电网企业支付;售电公司结算费用由电网企业收支。

第一百一十二条 如果经营主体未全额或未支付月度电费,由电网企业将欠费信息反馈给电力交易机构。电力交易机构将欠费的经营主体纳入市场信用管理。

第九章 附则

第一百一十三条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行,有效期 X 年。

附件 1

术语定义

（一）市场结算：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定的周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

（二）电能量电费：是指发电企业与批发用户、售电公司在现货市场和中长期交易市场中以电能量为标的物进行交易或者以合约为标的物进行转让所产生的费用。

（三）节点边际电价：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

（四）统一结算点电价：现货市场初期，用户侧日前、实时现货市场价格为统一结算点电价，即相应时段全市场所有发电侧节点电价的加权平均值。

（五）市场化结算均价：市场主体电能量电费及资金余缺费用合计，除以省内对应上网电量或用电量计算得出的综合平均结算价格。

（六）批发用户：直接参与批发市场交易的电力批发用户称为批发用户。

（七）零售用户：通过售电公司代理参与批发市场交易的用

户称为零售用户。用户有权自主选择售电公司。

（八）经营主体：包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂等）等。

（九）用户侧批发主体：指直接参与批发市场的用户侧主体，包括售电公司、批发用户、电网代理购电工商业以及已入市且未被代理的工商业用户。

（十）市场化用户：指参与电力市场化交易，直接向发电企业购电、向售电公司购电和由电网企业代理参与市场化购电的电力用户（不含市场化代理居民农业）。

（十一）电网企业代理工商业用户：指暂未直接参与市场化交易，由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

（十二）启动成本：指发电机组在冷温热态下单次启动成本费用。

（十三）空载成本：指各发电机组在维持同步转速时的成本费用。

（十四）阻塞费用：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点价差乘以连接两节点线路的潮流。

（十五）机制电量：依据国家政策文件，明确建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入该机制的新能源电量简称为机制电量。

（十六）机制电价：依据国家政策文件，明确建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入该机制的新能源电价水平简称机制电价。

（十七）调平电量：市场主体的月度分时段累计电量与月度总电量之差。

调平电费：发、用电侧市场主体调平电量对应的结算费用。

附件 2

集中式发电侧电量数据拟合办法

对于参与市场交易的发电机组，截至 D+2 天 12:00 时，电能系统仍无法采集到电表数据或无法分解发电机组电量时，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

（一）当上网关口采集失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。

（二）当上网关口采集正常，发电机组出口无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。每小时关口上网电量与机组上网电量的偏差部分按照每小时机组拟合上网电量比例分摊到每台机组。

（三）当上网关口及发电机组出口均采集失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，取同时间段积分电量替代实现电量拟合。

（四）自然灾害（台风、地震等）等情况，按照以上规则进行拟合。

分布式新能源发电侧电量校核拟合办法

一、发电表校核拟合

1.数据校核规则

(1) 数据完整性校核

主要研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集，确保推送至营销 2.0 的数据不被拦截。

(2) 数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

电能示值曲线空值:判断条件为电能示值曲线出现空值。

电能示值曲线负值:判断条件为电能示值曲线出现负值。

电能示值曲线倒走:判断条件为当该点示值小于前一点示值时，则研判异常；如前一点示值缺失，则持续往前对比。（隔点倒走的规则优化）。若电能示值曲线出现翻转，不做异常处置。

电能示值曲线飞走:判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字，最大走字计算如下：

单相电能表：

电压 220V，最大电流 60A:6.6

电压 220V，最大电流 100A:11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A: 19.8

电压 3×220/380V, 最大电流 100A: 33

电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 1.98

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 0.4

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A: 0.52

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A: 0.11

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 3.43

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 6.85

如前一点示值缺失, 则用(该点示值-上一采集成功点)/(中间缺失点数+1)的值与飞走阈值比对, 判断是否飞走。(隔点飞走的规则优化)。

电能示值曲线起止点偏移: 判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

2. 数据拟合规则

拟合规则如下:

(1) 当日及次日日冻结电能示值采集成功

1) 电能示值曲线起止点为空:

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或电能示值曲线 0 点/24 点采集失败, 优先取用对应日冻结电能示

值替代电能示值曲线 0 点或 24 点的缺值。

2) 示值曲线区间连续缺点:

若数据密度为 96 点, 相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下; 若数据密度为 24 点, 相邻电能示值曲线点缺失 1 个点, 采取“差值平均法”, 取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式:

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中:

T 为总缺失点数;

R_N 为第 N 点缺失点示值;

R 为缺失时段前一点示值;

R_{T+1} 为缺失时段后一点示值。

若数据密度为 96 点, 相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上; 若数据密度为 24 点, 相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以上, 根据时间属性进行相似日匹配拟合, 采用“相似日拟合法”(若无相似日则取用最近 7 日), 若“相似日拟合法”无法拟合, 则计算均值下相邻点电能示值差值, 设可调整阈值 Y , 若差值小于等于 Y (默认最大值 999999.99), 则用“差值平均法”拟合, 若大于阈值, 则不拟合。利用下面公式计算:

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+(曲线缺失段

后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值) \times (上 x 个相似日中对应缺失点电能示值与上 x 个相似日中曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值)/对应缺失曲线段在上 x 个相似日中曲线缺失段后一点曲线示值与曲线缺失段前一点曲线示值的差值均值。

相似日的选取分为以下三种：

1) 数据缺失当天为工作日：取上 Y (可支持自定义调整) 个工作日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

2) 数据缺失当天为双休日：取上 Y (可支持自定义调整) 个双休日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

3) 数据缺失当天为国家法定节假日(节假日分为小长假(元旦、五一、清明等)和大长假(春节、国庆)两类)：按最近 Y (可支持自定义调整) 个同类型节假日同时段区间示值走字的平均值拟合处理。其中：小长假数据参照最近 Y 个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

(2) 当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

拆、换表场景拟合：

如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，优先取日冻结数据，如无日冻结数据，再采用旧表最后一个正常示值后的

缺点取用最后一个示值补全，新表第一个采集正常示值前缺点取用第一个示值进行补全。

(3) 区分时段拟合

新能源发电时段可根据各单位实际情况设置，默认设置 6:00 至 18:00，其余时段为不发电时段(各单位可根据实际情况设置)。

1) 不发电时段拟合

若电能示值曲线采集失败点为 0 时或 24 时，优先取用日冻结电能示值替代。若 0:00 到 6:00、18:00 到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若[0:00,6:00]无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若[18:00,24:00]无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。

2) 发电时段拟合

若缺失点位于新能源默认发电时段内，根据新能源发电特性，采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合：

若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2，取用“差值平均法”。

若发电区间段首尾点（即不发电时段首点、尾点）电能示值曲线均采集成功或成功拟合，采用“发电表参考拟合法”拟合。若

在发电区间段连续采集失败点数大于 2，则取用同台区下发电时段数据采集完整的新能源发电表的发电趋势作为拟合参照。

若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合，首先取用同台区下缺失时段数据采集完整的新能源发电表计作为对照表计（若台区下仅一只发电表计，则参考点取用相邻台区新能源表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线计算新能源发电效率因子，通过对照表计当日在缺点时段的走字乘新能源发电效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。

二、上网表校核拟合

1.数据校核规则

（1）数据完整性校核

主要研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集，确保推送至营销 2.0 的数据不被拦截。

（2）数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

电能示值曲线空值：判断条件为电能示值曲线出现空值。

电能示值曲线负值：判断条件为电能示值曲线出现负数。

电能示值曲线倒走：判断条件为当该点示值小于前一点示值时，则研判异常；如前一点示值缺失，则持续往前对比。（隔点倒走的规则优化）。若电能示值曲线出现翻转，不做异常处置。

电能示值曲线飞走:判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字,最大走字计算如下:

单相电能表:

电压 220V,最大电流 60A:6.6

电压 220V,最大电流 100A:11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V,最大电流 60A: 19.8

电压 3×220/380V,最大电流 100A: 33

电压 3×220/380V,最大电流 6A: 1.98

电压 3×220/380V,最大电流 1.2A: 0.4

电压 3×57.7/100V,最大电流 6A: 0.52

电压 3×57.7/100V,最大电流 1.2A: 0.11

三相四线电能表:

电压 3×220/380V,最大电流 6A: 3.43

电压 3×220/380V,最大电流 1.2A: 6.85

如前一点示值缺失,则用(该点示值-上一采集成功点)/(中间缺失点数+1)的值与飞走阈值比对,判断是否飞走。(隔点飞走的规则优化);

电能示值曲线起止点偏移:判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

2.数据拟合规则

目前示值曲线校核拟合规则均依赖于日冻结电能示值，结合日冻结电能示值采集情况，分以下三类进行处理：

(1) 当日及次日日冻结电能示值采集成功

1) 电能示值曲线起止点为空：

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或电能示值曲线 0 点/24 点采集失败，优先取用对应日冻结电能示值替代电能示值曲线 0 点或 24 点的缺值。

2) 示值曲线区间连续缺点：

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点，采取“差值平均法”，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式：

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中：

T 为总缺失点数；

R_N 为第 N 点缺失点示值；

R 为缺失时段前一点示值；

R_{T+1} 为缺失时段后一点示值。

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以

上，根据时间属性进行相似日匹配拟合，采用“相似日拟合法”（若无相似日则取用最近 7 日），若“相似日拟合法”无法拟合，则计算均值下相邻点电能示值差值，设可调整阈值 Y，若差值小于等于 Y（默认最大值 999999.99），则用“差值平均法”拟合，若大于阈值，则不拟合。利用下面公式计算：

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+(曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值)*(上 x 个相似日中对应缺失点电能示值与上 x 个相似日中曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值)/对应缺失曲线段在上 x 个相似日中曲线缺失段后一点曲线示值与曲线缺失段前一点曲线示值的差值均值。

相似日的选取分为以下三种：

1) 数据缺失当天为工作日：取上 Y（可支持自定义调整）个工作日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

2) 数据缺失当天为双休日：取上 Y（可支持自定义调整）个双休日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

3) 数据缺失当天为国家法定节假日(节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类)：按最近 Y（可支持自定义调整）个同类型节假日同时段区间示值走字的平均值拟合处理。其中：小长假数据参照最近 Y 个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无

历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

(2) 当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

1) 跨天停电场景的校核拟合 (江西个性化需求, 总部统推计划沿用):

针对 T-1 日日冻结及曲线首点采集失败的情况, 匹配停电监测结果表表内是否存在停电时间于曲线采集失败起始点前 30 分钟后 T 日前, 复电时间于 T 日首个采集成功时间点前。如匹配到对应记录, 则按照 T-2 日曲线采集到的尾点作为当日曲线首点, 后根据连续缺点情况处理。

针对 T 日日冻结及曲线尾点采集失败的情况, 匹配停电监测结果表表内是否存在 T-1 日停电未复电或 T-1 日停电 T 日复电的情况。如匹配到对应记录, 则按照曲线采集到的尾点往后 0 电量拟合至曲线 24 时。

2) 暂停、减容场景拟合:

如用户处于暂停、减容等未用电状态, 优先取日冻结数据, 如无日冻结, 则根据营销提供的暂停、减容运行容量为零的计量点或采集系统具备停电标识的对应用户表计, 如有缺点情况, 则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合。

3) 拆、换表场景拟合:

如发生拆、换表的情形, 根据营销拆、换表信息, 优先取日

冻结数据，如无日冻结，再采用旧表最后一个正常示值后的缺点取用最后一个示值补全，新表第一个采集正常示值前缺点取用第一个示值进行补全。

4) 曲线首点缺失且当日冻结采集失败:

首点(0时)前后连续缺点小于等于3个点(含首点)且当日冻结底码示值采集失败,缺点前后数据无飞走、倒走等异常,针对缺点数据通过差值平均法完成拟合

(3) 区分时段拟合

本处上网表计数据特指反向电能示值曲线数据,正向电能示值曲线数据按“全量用户用电表计规则”拟合。

若电能示值曲线采集失败点为0时或24时,优先取用日冻结电能示值替代。

若0:00到6:00、18:00到24:00无首尾点且无日冻结示值,处理方式同发电表不发电时段拟合规则。

若缺失点位于新能源发电时段内:

若在发电区间段连续采集失败点数小于等于2,取用“差值平均法”。

若发电区间段尾点(即18:00)电能示值曲线采集失败且未成功拟合,采用“实际用电量拟合法”进行拟合。

若发电区间段首尾点(即不发电时段首点18:00、尾点6:00)电能示值曲线均采集成功或拟合成功,采用“参考拟合法”拟合。

若在发电区间段连续采集失败点数大于 2，则取用上网表拟合的反向电量趋势作为拟合参照。

若缺失点位于非新能源发电时段，则按未发电直接进行数据补全。若计算结果为负，则将计算结果直接置 0。

市场用电量采集数据校核拟合办法

为支撑电力现货、新分时电价等政策深化落实，推出用电采集数据校核拟合功能，主要对非变电站的专公变用电的电能表日冻结电能示值、电能示值曲线的校核拟合。

一、日冻结电能示值校核拟合

(一) 数据校核规则

日冻结电能示值的校核模式为实时校核，即入库即校核。依据以下校核要求开展数据校核：

1. 数据完整性校核

日冻结电能示值的完整性校核需满足：表计采集示数项符合计度器示数要求，即表计应采集数据项均完成采集。

2. 数据异常情况校核

主要研判日冻结电能示值基础数据是否准确采集。分为以下几类异常情况：

(1) 日冻结电能示值负值：判断条件为当日冻结正/反向有功总示值 <0 。

(2) 日冻结电能示值飞走：判断条件为电能表(T日冻结正/反向有功总示值-(T-1)日冻结正/反向有功总示值) $>$ 研判阈值，以下为各类型电能表阈值：

单相电能表:

电压 220V, 最大电流 60A 校核阈值: 634

电压 220V, 最大电流 100A 校核阈值: 1056

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A 校核阈值: 1900

电压 3×220/380V, 最大电流 100A 校核阈值: 3168

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 190

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 38

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A 校核阈值: 50

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 10

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 50

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 10

(3) 日冻结电能示值倒走: 判断条件为电能表(T-1)日冻结正/反向有功总示值 > T 日冻结正/反向有功总示值, 同时排除电能表正常翻转的情况。

(4) 日冻结电能示值翻转: 判断条件需要同时满足以下 2 个条件:

条件 1: (T 日冻结值+电能表最大量程[电能表最大量程计算规则: 根据电能表位数转译, 6.4 表示 999999.9999, 6.2 表示 999999.99, 5.3 表示 99999.999。]- (T-1)日冻结值)*综合倍率 < 最

大日电量。

条件 2: (T 日各费率之和+电能表最大量程-(T-1)日各费率之和) / (T 日总值+电能表最大量程-(T-1)日总值)不在[0.8,1.2]范围内。

(5) 日冻结电能示值不平:判断条件为 $|\text{电能表 T 日冻结正/反向有功示值总}-(\text{电能表 T 日冻结正/反向有功示值各费率之和}/\text{电能表最大量程取余数})| > 1$ 。

(6) 一表多值异常:判断条件为若电能表当日日冻结电能示值采集存在多个不同数据, 则研判存在异常。

(二) 数据拟合规则

完成数据校核后, 需对异常数据开展拟合工作, 以补全日冻结电能示值异常数据。

1.使用 24 时电能示值曲线补全

当日电能示值曲线中第 24 时(0 点)数据采集成功时, 直接使用电能示值曲线第 24 时替代日冻结电能示值。

2.参考表计折算补全:

若电表存在参考表计, 且参考表计数据校核无异常, 则取用参考表计对应走字折算示值。

3.停电分类拟合补全:

上述两步无法补全, 且电表处于停电状态需区分是否存在停电流程。

有流程停电：包含营销系统中用户状态为停运、全暂停、暂拆、违规停电、政策停电的电能表及采集系统中经过现场派工核实无误的未用电用户电能表，采用暂停凭证与现场采录数据的最大值进行拟合。

无流程停电：包含停电监测微应用研判截止目前仍处于停电的电表，取用最近一次上报或采集到的数据进行拟合。

4.无法拟合数据处理：

通过以上三种方式仍无法拟合的，则将电表异常示数项等信息推送至智能运维，下发数据补采工单消缺异常。

二、电能示值曲线校核拟合

分别开展曲线完整性、电量合理性两轮电能示值曲线校核拟合，每日首次完成校核拟合后仍失败的数据推送智能运维生成工单进行消缺处理。电能示值曲线的校核拟合过程中，需保证 48 点曲线数据中前后两两相邻点数差值和等于日抄见电量，故下文提到的日冻结电能示值均为经过数据校核后满足条件的值。

（一）第一轮数据校核规则

1.数据完整性校核

研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集。

2.数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

(1) 电能示值曲线空值:判断条件为电能示值曲线出现空值。

(2) 电能示值曲线负值:判断条件为电能示值曲线出现负数。

(3) 电能示值曲线倒走:判断条件为当该点示值小于前一点示值时,则研判异常;如前一点示值缺失,则持续往前对比。(隔点倒走的规则优化)。若电能示值曲线出现翻转,不做异常处置。

(4) 电能示值曲线飞走:判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字,最大走字计算如下:

单相电能表:

电压 220V, 最大电流 60A 校核阈值: 7

电压 220V, 最大电流 100A 校核阈值: 11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A 校核阈值: 20

电压 3×220/380V, 最大电流 100A 校核阈值: 33

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 2

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 0.4

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A 校核阈值: 0.5

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 0.1

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 3.5

电压 $3\times 220/380\text{V}$ ，最大电流 1.2A 校核阈值：7

如前一点示值缺失，则用（该点示值-上一采集成功点）/（中间缺失点数+1）的值与飞走阈值比对，判断是否飞走。（隔点飞走的规则优化）。

（5）电能示值曲线起止点偏移:判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

（二）第一轮数据拟合规则

数据校核完成后，针对异常数据开展拟合工作，校核异常曲线示值点数据均置为空值，按缺点进行拟合。目前示值曲线校核拟合规则均依赖于日冻结电能示值，结合日冻结电能示值采集情况，分以下三类进行处理：

1.当日及次日日冻结电能示值采集成功

（1）电能示值曲线起止点为空：

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或电能示值曲线 0 点/24 点采集失败，优先取用对应日冻结电能示值替代电能示值曲线 0 点或 24 点的缺值。

（2）示值曲线区间连续缺点：

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点，采取“差值平均法”，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式:

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中:

T 为总缺失点数;

R_N 为第 N 点缺失点示值;

R 为缺失时段前一点示值;

R_{T+1} 为缺失时段后一点示值。

若数据密度为 96 点, 相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上; 若数据密度为 24 点, 相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以上, 根据时间属性进行相似日匹配拟合, 采用“相似日拟合法”(若无相似日则取用最近 7 日), 若“相似日拟合法”无法拟合, 则计算均值下相邻点电能示值差值, 设可调整阈值 Y , 若差值小于等于 Y (默认最大值 999999.99), 则用“差值平均法”拟合, 若大于阈值, 则不拟合。利用下面公式计算:

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+(曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值)*(上 x 个相似日中对应缺失点电能示值与上 x 个相似日中曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值)/对应缺失曲线段在上 x 个相似日中曲线缺失段后一点曲线示值与曲线缺失段前一点曲线示值的差值均值。

相似日的选取分为以下三种:

1) 数据缺失当天为工作日：取上 Y (可支持自定义调整) 个工作日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

2) 数据缺失当天为双休日：取上 Y (可支持自定义调整) 个双休日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

3) 数据缺失当天为国家法定节假日(节假日分为小长假(元旦、五一、清明等)和大长假(春节、国庆)两类)：按最近 Y (可支持自定义调整)个同类型节假日同时段区间示值走字的平均值拟合处理。其中：小长假数据参照最近 Y 个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

2.当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

(1) 跨天停电场景的校核拟合(江西个性化需求，总部统推计划沿用)：

针对 T-1 日日冻结及曲线首点采集失败的情况，匹配停电监测结果表表内是否存在停电时间介于曲线采集失败起始点前 30 分钟后 T 日前，复电时间介于 T 日首个采集成功时间点前。如匹配到对应记录，则按照 T-2 日曲线采集到的尾点作为当日曲线首点，后根据连续缺点情况处理。

针对 T 日日冻结及曲线尾点采集失败的情况，匹配停电监测结果表表内是否存在 T-1 日停电未复电或 T-1 日停电 T 日复电的

情况。如匹配到对应记录，则按照曲线采集到的尾点往后 0 电量拟合至曲线 24 时。

（2）暂停、减容场景拟合：

如用户处于暂停、减容等未用电状态，优先取日冻结数据，如无日冻结，则根据营销提供的暂停、减容运行容量为零的计量点或采集系统具备停电标识的对应用户表计，如有缺点情况，则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合。

（3）拆、换表场景拟合：

如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，优先取日冻结数据，如无日冻结，再采用旧表最后一个正常示值后的缺点取用最后一个示值补全，新表第一个采集正常示值前缺点取用第一个示值进行补全。（注：以上三项规则主要是满足营销系统完整性校验，按照营销的数据要求补齐曲线数据）

（4）曲线首点缺失且当日冻结采集失败：

首点（0 时）前后连续缺点小于等于 3 个点（含首点）且当日冻结底码示值采集失败，缺点前后数据无飞走、倒走等异常，针对缺点数据通过差值平均法完成拟合。

（三）第二轮数据校核拟合

第二轮重点校核电量合性，分析是否存在区间负电量、全天区间电量之和与日总电量不一致等异常，对异常示值点置空，按缺点进行再拟合。电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当

日 0 时到 24 时), 第二轮重复相同校核拟合程序。

(四) 校核拟合监测表

根据两轮校核拟合情况, 滚动更新校核拟合失败的电能表监测清单。根据问题情况自动生成计量采集运维工单, 及时进行处理。监测清单表结合新补采入库的相关用电底码和曲线数据, 加入下一次定时校核拟合电表档案中, 定时启动校核拟合。

现货日累加与月结偏差电量调整办法

一、调整对象

当用户现货日累加电量与月结电量偏差超 5%且绝对偏差电量超 2 兆瓦时,同时通过采集系统数据校核与拟合规则无法复核修正时,采用本调整办法调整用户电量。

二、调整方式

通过用户计量点月均电量曲线将偏差电量按 48 时段电量占比分摊到每天每半小时(偏差电量先除以天数再按月均比例分摊),最终保证现货日累加电量等于月结电量。

三、调整原则

1.若得不到用户计量点月均电量 48 时段曲线,采用 48 时段均分方法将偏差电量分摊到每半小时。

2.现货日累加电量为 0 而月结电量不为 0 的情况下(主要由于电量较小导致用户每天每半小时电量小于 1 千瓦时,系统四舍五入省略),将月结电量全部放置最后一天再分至 48 时段。

3.现货日累加大于月结电量情况:需在该用户每日每半小时根据月均曲线进行扣减,当出现分摊电量较少四舍五入后导致每天每半小时扣减量为 0 时,将每天扣减电量放至每日最后半小时,若扣减后出现负值,对该点置零处理,将多余扣减量放置倒

数第二个半小时，以此类推直到扣减量全部分摊完毕。全部分摊结束后再进行累加，若还与月结电量存在差异，将差异量放置每天最后半小时。

4.现货日累加小于月结电量情况：需在该用户每日每半小时根据月均曲线进行增加，当出现分摊电量较少四舍五入后导致每天每半小时增加量为0时，将每天增加电量加至每日最后半小时。全部分摊结束后再进行累加，若还与月结电量存在差异，将差异量放置每天最后半小时。

5.第一次系统调整后对现货日累加和月结值进行校验，若还存在差异，将差异电量分摊值每天最后半小时，还有余量，则放置最后一天最后半小时。

江西省电力零售市场实施细则

(试行 5.0 版)

第一章 总则

第一条 为健全完善江西省电力零售市场，规范售电企业、电力用户零售交易行为，维护电力零售市场秩序，促进市场健康有序发展，根据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第 20 号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2022〕1047 号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）、《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463 号）、《江西省电力中长期市场实施细则》（华中监能市场规〔2026〕32 号）、《江西省发展改革委 江西省能源局关于规范电力零售市场价格有关事项的通知》（赣发改价管〔2026〕251 号）等文件精神，结合江西电力市场实际，制定本细则。

第二条 本规则适用于江西省电力零售市场的运营管理，负荷类虚拟电厂（含负荷聚合商）与可调节负荷等聚合资源之间的交

易活动纳入零售市场管理范畴,结合市场发展适时扩大经营主体范围。

第三条 电力零售市场交易应当遵循公开、公平、公正和诚实守信的原则。

第四条 电力零售市场交易均通过电力交易平台和“e-交易”APP(以下统称“交易平台”)组织开展。

第五条 电力交易机构根据相关法律法规及本交易规则开展江西省电力零售市场运营。江西省政府主管部门按照职责对零售市场实施监督管理。

第二章 经营主体

第六条 参与零售市场的经营主体包括售电公司、电力用户等。

第七条 参与零售市场的经营主体实行市场注册,具体参照《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)、《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)、《江西省电力中长期市场实施细则》(华中监能市场规〔2026〕32号)、《江西省电力市场注册实施细则》等规则、办法执行。

第八条 电力用户按照注册分类管理要求选择参加电力批发市场交易或电力零售市场交易。电力用户批零身份转换按自然月执行。电力用户参加市场化交易(含批发、零售交易)的全部电量需通过批发或零售交易购买,且不得同时参加批发和零售交

易。

批发用户转零售用户：每月零售市场交易闭市前，批发用户确认后续月份不存在未执行的批发合同，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。

零售用户转批发用户：每月零售市场交易闭市前，零售用户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），通过电力交易平台自主操作，完成批发市场入市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（详见附件 2）。

第九条 拟退出市场的经营主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，其所有已签订但未履行的市场化交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前 10 个工作日完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第三章 零售交易

第十条 零售交易方式包括双边协商交易和公开挂牌交易两种方式。

第十一条 双边协商交易：指售电公司或零售用户以邀约的形式双方协商确定套餐各项参数后，售电公司定制套餐并推送给有关零售用户，零售用户下单成交的交易形式。

第十二条 双边协商交易流程：售电公司和零售用户线下自由双边协商确定零售套餐和有关参数，售电公司将定制套餐和

有关参数录入交易平台。零售用户查看并确认其购买的套餐各项参数信息，经确认后零售套餐正式生效。

第十三条 公开挂牌交易：指售电公司按照规定套餐模板明确各项套餐参数后，在交易平台上架公开挂牌，零售用户自主摘牌下单的交易形式。

售电公司应自主配置并上架零售套餐，明确套餐类型、有效期等有关参数。售电公司可自主下架已上架的零售套餐，此前用户已下单的订单仍然有效；零售套餐到期后，电力交易平台自动下架。

公开挂牌交易流程：售电公司在交易平台进行套餐参数配置、上架有关套餐。电力交易机构可对套餐设置规范性进行审核。零售用户从售电公司已发布套餐中选择零售套餐，并同时生成电子合同文本，零售用户通过交易平台确认套餐后零售套餐正式生效。

第十四条 在同一个合同周期内，零售用户只能向一家售电公司购电、签订零售合同。

第十五条 零售交易的最小签约周期为自然月，终止时间不超过自然年的年末（不跨年）。鼓励经营主体按照自然年或自然年的剩余月份进行签约。

第四章 零售套餐

第十六条 江西电力零售套餐为分时段零售套餐、不分时段

零售套餐、绿色电力零售套餐、聚合套餐四大类（详见附件3）。其中：绿色电力零售套餐中应明确交易电量（电力）、电价（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。

第十七条 存量零售用户每月26日前、新增零售用户每月15日前可选购次月及以后套餐。年度交易或遇重大政策调整，相关签章时间规定另行通知。

第十八条 零售用户在零售套餐下单后，可授权相关售电公司在交易平台查询、下载其历史用电信息。售电公司应承担用户信息保密义务。

第五章 零售合同

第十九条 电力交易机构负责组织售电公司与零售用户在电力交易平台填报零售交易相关参数、零售结算模式、考核条款等套餐内容，完成零售合同签订。开展零售市场结算时，电力交易机构应依据售电公司与零售用户在电力交易平台填报的零售合同形成结算依据。零售合同采用“零售市场交易承诺书+零售套餐+聚合套餐（如有）”的模式，通过交易平台签订，可按自然月进行合同改换签、变更等。零售市场交易承诺书（详见附件4）应由经营主体参与零售交易前签订。

经营主体（购、售双方）应当依法合规使用可靠的电子营业执照扫码签章、人脸识别、数字证书开展电子合同签订，原则上

不再另行签订纸质合同，以交易平台电子合同数据为准。若购、售双方自行签订的纸质合同与平台数据不一致，以平台数据为准进行结算，相关责任由经营主体自行承担。

第二十条 设置零售套餐签约冷静期机制。零售用户在首次下单零售套餐的 24 小时内（未生效期间），可通过“冷静期撤销”取消下单操作，零售用户可重新选择任意零售套餐，零售用户再次选购套餐时即刻生效。若 24 小时内零售用户未点击“冷静期撤销”，零售套餐自动生效。

第二十一条 售电公司与零售用户如需调整零售合同总电量、合同分月电量、执行周期、考核条款等合同参数时，应通过交易平台按相关规定履行合同变更程序。

第二十二条 零售合同解除分为双方协商解除、合同约定解除、法定解除。

（一）双方协商解除。零售用户与售电公司如有需要，经双方协商一致，可在零售合同履行前一个月 26 日前通过交易平台解除次月及以后的零售合同。年度交易或遇重大政策调整，相关时间规定另行通知。

（二）合同约定解除。零售用户与售电公司任一方发生因退市、破产等符合双方合同约定的解除事由，可解除合同。鼓励双方在零售合同中约定解约金，交易平台默认解约违约金 = 剩余未结算零售合同电量（零售签约合同电量 - 已结算合同电量） * 售

电公司批零价差度电收益上限（按政府相关规定执行）。对于解约协商无果的售电公司、零售用户，解约方可在交易平台上传违约金支付凭证，在电力交易平台发起解约流程并经对方确认后，完成解约流程。

（三）法定解除。如果任一方要求根据法律规定解除零售合同，应当在生效法律文书确认零售合同解除后，由电力交易机构根据生效法律文书的内容解除零售合同。

第二十三条 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。

因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，各方应协商及时变更零售合同相关内容。

第二十四条 已参与市场化交易经申请并按程序改由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

第六章 零售结算

第二十五条 零售用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。上网电价通过零售交易电价确认，零售交易电价由零售合同形成；输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府基金及附加等按照政府有关规定执行。

第二十六条 零售用户在零售市场以月度为周期开展结算，

电网企业以用电户号下的计量点为最小结算单元向电力交易机构推送用户侧的月度抄表电量等结算基础数据，电力交易机构按照售电公司与其代理的零售用户在零售合同中约定的零售套餐价格开展量价清分，按月出具结算依据。电网企业根据有关政策文件及电力交易机构推送的结算依据对售电公司和零售用户开展电费结算并出具电费账单。

第二十七条 售电公司批发、零售市场应按照市场规则分开计算。售电公司在批发市场采用“日清月结”的模式。电力交易机构以签约的零售用户市场化实际用电量为基础开展量价清分，出具日清分账单。电力交易机构以月度为周期出具结算依据，电网企业开展电费结算。日清分账单不含零售市场售出电量电费，零售交易双方应根据签订的零售合同约定零售结算模式进行结算。零售市场费用为其所代理的零售用户结算电费之和。

第二十八条 因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等因素产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用，应按照相关市场规则进行疏导。

第二十九条 市场初期，为保障我省零售用户价格平稳，并考虑售电公司运营成本的基础上，建立零售市场超额收益分享机制。各售电公司月度平均度电批零价差默认为 5.1 元/兆瓦时，超出部分该售电公司服务的零售用户分享，售电公司超额收益返还费用按与所有签约的零售用户结算电量比例返还。超额收益分享

机制按政府有关文件调整。

第七章 信息披露

第三十条 零售市场信息披露按照《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》(国能发监管〔2024〕9号)等文件要求执行。经营主体对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第三十一条 为提升零售市场信息透明度,保障零售用户合法权益,交易中心每月披露超过批零价差市场均值的售电公司名单等信息。

第三十二条 信息公开与披露必须严格遵守国家信息保密的有关规定。对授权查询或因业务需要获取的经营主体特定信息,应做好信息安全和信息保密工作,严禁超范围获取或泄露市场信息。

第三十三条 市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员应当建立健全信息保密管理制度,定期开展保密培训,明确保密责任,必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第三十四条 电力交易机构、调度机构应当公平对待经营主体,无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。

第八章 交易平台

第三十五条 经营主体在交易平台登录账号需通过实名认

证，实名人员应为本经营主体人员。

第三十六条 账号包括企业管理员账号和子账号。企业管理员账号应经本经营主体法人代表授权，企业管理员可根据需要设立、删除、授权子账号，子账号数量原则上不得超过5个。

第三十七条 账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，有误时应按要求进行整改，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

第三十八条 账号登录后的所有电力交易平台操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号关联的经营主体承担。

第三十九条 账号信息安全要求：

（一）经营主体应自觉遵守相关网络和数据安全规定及平台相关要求。平台账号应进行实名认证，原则上绑定经营主体法人或其授权人手机号，并应遵循手机号唯一性原则。

（二）经营主体应妥善保管电力交易平台账号、密码、手机验证码、电子营业执照、数字安全证书等信息和介质，账号信息和介质仅限本人使用，不得转借他人，不得使用他人账号信息和介质。使用人应采取积极措施防止账号信息和介质失窃、遗失、过期失效，由此产生的损失及法律后果由经营主体自行承担。

（三）若发现经营主体有虚假注册、网络攻击、恶意调用平台接口等不当行为，电力交易机构可采取账号停用、登录限制等

措施，由此造成的损失由经营主体自行承担。

（四）交易平台提供双因子认证等安全措施，提供短信验证码、数字安全证书、电子营业执照等多种可选认证方式。

第四十条 原则上交易平台账号、密码、绑定手机号等信息由经营主体通过电子营业执照扫码、短信验证码、人脸识别、数字证书等功能进行变更。特殊原因无法自助变更的，需向电力交易机构提交申请与佐证材料（详见附件5）。

第九章 保底售电

第四十一条 保底售电公司每年确定一次，地方主管部门确定并向市场主体发布。原则上所有售电公司均可申请成为保底售电公司，地方主管部门负责审批选取其中经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体成为保底售电公司。若申请保底售电公司不足三家，可由地方主管部门综合售电规模、信用评价等情况，选取相应售电公司作为保底售电公司。

第四十二条 保底售电公司一经确认，原则上年度内不予变更。

第四十三条 当满足以下启动条件之一时，电力交易中心报省能源局和华中能源监管局同意后，启动保底售电服务。

- （一）售电公司未在截止期限前缴清结算费用。
- （二）售电公司不符合市场履约风险有关要求。
- （三）售电公司自愿或强制退出市场，其购售电合同

经自主协商、整体转让未处理完成。

第四十四条 保底售电公司可优先与拟退出售电公司协商匹配，若未完成匹配，保底售电公司按照近 12 个月结算电量由大至小排序，依次循环与拟退出售电公司进行匹配。拟退出售电公司优先按启动保底服务时间，若同时段（以自然日为计算依据）有 2 家及以上拟退出售电公司，按照近 1 个月结算电量由大至小排序后，依次与保底售电公司进行匹配。启动保底售电服务时，单家拟退出售电公司的批发合同电量及零售用户，原则上全部由同一家保底售电公司承接。

第四十五条 启动保底售电服务时，电力交易中心书面通知保底售电公司、拟退出售电公司，以及拟退出售电公司的批发合同各方、电力用户。保底售电公司从发出通知次月起承接批发合同及电力用户服务，其保底售电服务对应的市场化交易单独结算。

第四十六条 由于保底售电原因承接的增量合同部分不适用以下条款，即“同一投资主体控股的售电公司，全年代理用户参与市场化交易电量原则上不得超过全省市场化交易电量的 20%（不含电网企业代理购电电量）；拥有售电公司的发电集团与本集团售电公司的总交易规模原则上不得超过其市场化交易电量的 20%”。

第四十七条 现货结算试运行或正式运行期间，保底零售价格按照月度用户侧实时市场加权平均价格的 2 倍执行。

第四十八条 若全部保底售电公司由于经营困难等原因，无法承接保底售电服务，由电网企业提供兜底服务。

第四十九条 保底售电公司须对保底售电业务单独记账、独立核算，并每月将相关价格水平、盈亏情况、保底用户变化情况报省能源局，同时抄送电力交易中心。

第五十条 执行保底零售价格满一个月后，电力用户可自主选择与其他售电公司（包括保底售电公司）协商签订新的零售合同或转为批发用户，保底售电公司不得以任何理由阻挠。

第五十一条 因触发保底服务对批发合同各方、电力用户造成的损失由拟退出售电公司承担。

第五十二条 售电公司被强制退出或自愿退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同若无保底售电公司承接，可在征求合同购售电各方意愿后，交由电网企业保底供电，并处理好其他相关事宜。

第五十三条 拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第五十四条 保底售电公司应本着诚信和专业原则提供保底售电服务和临时售电服务，严格执行市场交易规则、严格遵守市场监管制度。

第五十五条 在启动保底服务的2个月内，保底售电公司将

对其代理保底用户单独开展结算,不承担因其代理保底零售用户所造成的盈亏(包括但不限于零售用户套餐结算价与保底售电公司代理保底用户批发侧结算价的价差费用、零售用户按实时出清均价 2 倍结算价与原签订零售合同结算价的价差费用等),保底零售用户与原签订零售合同的价差由拟退出售电公司承担,保底零售用户与原合同之间的盈亏,出具结算依据给拟退出售电公司。

第五十六条 拟退出售电公司履约保函、保险优先保障保底服务期间产生的应支付电网企业的批零价差,其余部分用于弥补零售用户按实时出清均价 2 倍结算价与原签订零售合同结算价的价差费用,纳入电价交叉补贴新增损益,向全体工商业用户分享。

第五十七条 保底服务 2 个月后,保底售电公司不再对其代理保底用户单独开展结算,保底零售用户与原签订零售合同的价差由零售用户自行承担。

第十章 市场监管和风险控制

第五十八条 对零售套餐签订的电能量价格超过预警值的零售用户及售电公司,在交易平台设置价格风险告知提醒,通过交易平台弹窗、短信提醒、上门告知等方式对签约零售用户提醒确认。其中电能量价格预警值暂定中长期市场批发交易均价(不分时)的 1.15 倍,可随市场价格波动适时调整风险阈值。

第十一章 争议处理

第五十九条 零售市场争议纠纷包括售电公司之间、售电公司与零售用户之间因零售市场交易发生的争议纠纷，包括但不限于下列情形：

- （一）因零售套餐内容产生的争议。
- （二）因零售合同条款产生的争议。
- （三）因零售市场费用结算和清算产生的争议。
- （四）因售电服务产生的争议。
- （五）其他与零售市场交易相关的争议。

第六十条 争议处理主要流程：

（一）双方协商。发生零售市场争议纠纷时，首先由当事双方协商解决。

（二）协商不成的，可通过仲裁、诉讼等途径解决争议。

第十二章 附则

第六十一条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行，有效期 X 年。

第六十二条 如遇国家出台新的政策文件，以最新规定为准。

附件 1

名词解释

批发市场: 发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场, 主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量市场和现货电能量市场。

零售市场: 在批发市场的基础上, 由售电公司(含虚拟电厂等)和电力用户自主开展交易的市场。

零售用户: 指通过零售市场向售电公司购电的电力用户。

交易平台: 指由电力交易机构建设运营的支撑电力市场化交易业务开展的技术支持系统(含电力交易平台、“e-交易”APP等)。

零售套餐: 指售电公司与零售用户确定购售电结算价的标准化合品, 售电公司可根据自身经营特性制定相应的零售套餐, 零售用户可自由选择购买。

零售合同: 零售双方达成电力零售交易后形成的合同(协议), 具备法律约束力。

中长期市场批发交易均价(分时): 全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批发交易的分时交易合同加权平均价。

中长期市场批发交易均价(不分时): 全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批发交易的交易合同加权平均价。

中长期市场年度批发交易均价（分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度批发交易合同分月的分时交易合同加权平均价。

中长期市场年度批发交易均价（不分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度批发交易合同分月的交易合同加权平均价。

附件 2

批发市场入市确认书

江西电力交易中心有限公司：

我公司拟自 ____年 ____月 1 日起由电力市场零售用户身份转换为批发用户。

我公司已充分知晓作为批发用户参与市场交易可能存在的情况，同时也知晓作为批发用户应配置专业的电力交易员，具有较强的市场分析与预测、交易申报与结算和风险防控能力，且能够适应电力市场价格波动可能给公司带来的经营风险。

由零售用户转为批发用户系我公司经过审慎考虑后的真实意愿，特此确认。

单位名称： _____

(加盖公章)

日期： 年 月 日

江西电力零售套餐种类

江西电力零售套餐为分时段零售套餐、不分时段零售套餐、绿色电力零售套餐、聚合零售套餐四大类。

（一）分时（不分时）段零售套餐

分时段零售套餐执行范围：直接参与市场化交易的工商业用户企业（除电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业用电、自愿选择不执行峰谷电价的污水处理企业外）须选购分时段零售套餐。

不分时段零售套餐执行范围：电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业用电、自愿选择不执行峰谷电价的污水处理企业。

1.“固定（中长期）价格+联动（现货）价格+浮动价”模式

固定（中长期）价格：分时段套餐可参考中长期市场批发交易均价（分时）、中长期市场年度批发交易均价（分时），不分时段套餐可参考中长期市场批发交易均价（不分时）、中长期市场年度批发交易均价（不分时）。

联动（现货）价格：零售套餐中不低于 10%、不高于 50% 实际用电量比例部分 α 与日前市场均价、实时市场均价联动。此外，电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政

策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业等，联动价格比例可为 0。

浮动价：可选项，售电公司和零售用户可在零售套餐约定对全电量收取浮动价（浮动价大于等于 0）。

零售用户交易价格=固定（中长期）价格*（1- α ）+联动（现货）价格* α +浮动价，浮动价=浮动费用/Q

（ α 为联动比例， $10\leq\alpha\leq 50\%$ ，Q为用户全电量）

售电公司可在零售套餐中设置对零售用户的偏差考核方式，并明确是否分时段考核用户。

2.“价差分成+浮动价”模式

以中长期市场批发交易均价（不分时）作为参考价。

浮动价。可选项，售电公司和零售用户可在零售套餐约定对全电量收取浮动价（浮动价大于等于 0）。

零售用户交易价格=（参考价-约定价差*k）+浮动价，浮动价=浮动费用/Q

（约定价差大于等于 0，约定价差应为固定值，k为价差分成比例， $0\leq k\leq 100\%$ ，Q为用户全电量）

售电公司可在零售套餐中设置对零售用户的偏差考核方式，并明确是否分时段考核用户。

（二）绿色电力零售套餐

1.执行范围

有绿色电力需求的电力用户，在签订电能量分时段套餐的基

基础上，按自身需求购买绿色电力。

“按照电能量价格+绿色电力环境价值+绿色电力环境价值偏差补偿”的模式，开展绿色电力零售合同签订。

2.绿色电力零售套餐模式

(1) 电能量价格。即分时段套餐的价格。

(2) 绿色电力环境价值。由售电公司和电力用户自行协商确定月度绿色电力环境价值。

(3) 绿色电力环境价值偏差补偿。因零售用户全月实际用电量少于绿电套餐电量，零售用户按照套餐约定的绿色电力环境价值的 %对售电公司进行补偿；因售电公司在批发市场购买的绿电电量少于套餐约定绿电电量，售电公司按照套餐约定的绿色电力环境价值的 %对零售用户进行补偿；用户实际用电量和因售电公司在批发市场购买的绿电电量均少于套餐电量时，双方互不补偿。

(三) 聚合零售套餐

1.执行范围

负荷类虚拟电厂参与电能量市场，需经双方确认，并与其代理的用户签订聚合合同（含电能量套餐和聚合套餐），原已签订的零售合同需同步完成合同解除。

负荷类虚拟电厂不参与电能量市场，需经双方确认，并与其代理的用户签订聚合合同（含聚合套餐），原已签订的零售合同继续执行。

2.聚合类零售套餐模式

（1）调节服务收益，即虚拟电厂全月参与除电能量市场外的各类调节服务收益之和。

（2）调节服务收益分享比例 k 。 k 为归聚合资源收益分享的比例，取值范围为 $0 \leq k \leq 100\%$ ，由虚拟电厂和聚合资源自行协商确定。

（3）调节服务收益分享价格 $P = k * \text{调节服务收益} / Q$

（ Q 为该聚合资源月度全电量，以用户为单位单独计量）

（四）封顶价格条款

零售套餐电能量部分默认执行封顶价格条款，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，全电量封顶价格为当月中长期市场批发交易均价（即当月全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批发交易的交易合同加权均价）上浮不超过 k_1 （2月、3月、4月、5月、6月、9月、10月、11月）、上浮不超过 k_2 （1月、7月、8月、12月），若零售套餐结算价格高于封顶价格时，按照封顶价格结算。 k_1 、 k_2 为封顶系数，暂定分别为 15%、20%，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。

若零售用户自愿取消零售套餐价格封顶，须在交易平台通过电子签章、人脸识别或数字证书签订风险提示书进行确认。未选择封顶价格条款的用户，交易中心可按月披露相关信息，开展风险提示。

附件4

江西电力零售市场交易承诺书

甲方（授权方）：

甲方电压等级：

甲方户号：

乙方（代理方）：

本承诺书依据《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 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制》（发改运行〔2022〕1258号）、《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号）、《江西省电力中长期市场实施细则》（华中监能市场规〔2026〕32号）、《江西省发展改革委 江西省能源局关于规范电力零售市场价格有关事项的通知》（赣发改价管〔2026〕251号）、江西电力市场规则体系、年度电力市场化交易有关工作的通知等文件编制，由参与江

西省本年度电力零售市场的经营主体签署。

本着诚信、自愿的原则，本公司在此郑重公开声明：已充分了解有关电力交易的法律、法规、政策，仔细阅读相关的交易方案、规则体系、实施细则等，同意上述相关文件作为交易依据。

本公司已认真阅读了该承诺书，对其各条款的含义及相应法律后果已全部知晓并充分理解，愿意遵守其全部内容。本公司已知悉参与交易应负的责任和可能发生的风险，自愿参加交易活动。如交易情况异常，自愿接受政府监督管理部门采取的相关市场干预措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

不论是否达成交易结果，本公司对该承诺书的承诺不可撤销。该承诺同时适用于经本公司授权参与相关交易的分支机构等非独立法人的企业。

总 则

1.本承诺书适用于省内零售市场，购售双方应通过交易平台参与省内电力市场化交易，电力交易机构以双方在交易平台签订的零售合同作为结算依据。

2.本承诺书适用于零售用户作为购方，售电公司作为售方。

3.对于本承诺书相关条款中所涉及的技术条件约定，如政府主管部门或电力监管机构颁布新的法律、法规、规章及其他规范性文件，各方应遵从其规定。

第一章 定义和解释

1.1 本承诺书中所用术语，除上下文另有要求外，定义如下：

1.1.1 合同电量：指购售双方在零售套餐中约定的协议电量。

1.1.2 计量点：计量点分为零售用户计费点和发电企业关口计量点。本合同涉及的用户侧计量点以《供用电合同》约定为准，发电侧计量点以《购售电合同》约定为准。

1.1.3 电力交易机构：指负责经营主体注册管理、按规定组织电力市场交易、负责交易平台的建设及运维、提供电力交易结算依据的机构，本承诺书项下指江西电力交易中心。

1.1.4 紧急情况：指电力系统发生事故或发电、输配电、用电设备发生重大事故，电网频率或电压超出规定范围，输变电设备负载超过规定值，主干线路功率超出规定的稳定限额以及其他威胁电网安全运行，有可能破坏电网稳定，导致电网瓦解以至大面积停电等运行情况，并且该情况在结束后得到政府相关部门或电力监管机构的确认。

1.1.5 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。如火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雨、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、污闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

1.2 解释：

1.2.1 本承诺书中的标题仅为阅读方便，不应被视为本承诺

书的组成部分，亦不应以任何方式影响对本承诺书的解释。

1.2.2 本承诺书附件与正文具有同等的法律效力。

1.2.3 本承诺书对任何一方的合法承继者或受让人具有约束力。但当事人另有约定的除外。遇有本款约定的情形时，相关义务人应当依法履行必要的通知义务及完备的法律手续。

1.2.4 除上下文另有要求外，本承诺书所指的日、月、年均均为公历日、月、年。

1.2.5 承诺书中的“包括”一词指：包括但不限于。

第二章 各方陈述

2.1 交易任何一方在此向其他各方陈述如下：

2.1.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本合同。

2.1.2 本方签署和履行本承诺书所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照和电力业务许可证或相关证明等）均已办妥并合法有效。

2.1.3 在签署本承诺书时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未做出任何足以对本方履行本承诺书产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

2.2 本方为签署本承诺书所需的内部授权程序均已完成，签署本承诺书的是本方法定代表人、负责人或授权代理人，并且本承诺书生效后即对各方具有法律约束力。

2.3 如国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，合同各方按照法律、法规、规定和规则予以调整和修改。

第三章 各方承诺事项

3.1 零售用户承诺事项：

3.1.1 根据已与电网企业签订的《供用电合同》，按照国家有关法规享受电网企业提供的有关用电服务。

3.1.2 依据《供用电合同》与电网企业协商制定用电计划和设备检修计划。

3.1.3 符合市场准入条件，并遵守《供用电合同》中约定的用电义务。

3.1.4 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息。

3.1.5 发生紧急情况时，按照相关规定调整运行方式。

3.1.6 按相关规定缴纳电费。

3.1.7 不私自转供电或变相转供电。

3.1.8 退市时，配合完成电量及费用清算。

3.1.9 在合同有效期内不得同时委托多家售电公司参与交易。

3.1.10 依法依规履行清洁能源消纳责任。

3.1.11 妥善保管注册账号密码、手机短信验证码等重要信息。

3.2 售电公司承诺事项:

3.2.1 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同，按时向电力交易机构提交电费结算单。

3.2.2 根据与零售用户签订的零售交易合同，与电网企业及所属供电企业、零售用户签订的市场化供用电合同或相关补充协议，获取合理收益。

3.2.3 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰。

3.2.4 遵守与用户签订的零售交易合同，以及与电网企业及所属供电企业、零售用户签订的市场化供用电合同及相关补充协议，履行合同义务，提供优质售电服务。

3.2.5 承担保密义务，不泄漏用户信息。

3.2.6 直接承担偏差考核责任，并按与零售用户签订的合同中约定的偏差考核责任进行分摊。

3.2.7 退出市场时，与零售用户解除市场化购售电合同或代理协议，并配合完成电量及费用清算。

3.2.8 遵守电力市场交易规则，服从电力调度管理和有序用电管理。

3.2.9 事先向电网企业和电力交易机构、调度机构提供其所

服务零售用户容量、电量、负荷曲线及其他生产运行信息，并对相关信息的真实性、准确性负责。

3.2.10 按交易规则或相关规定向电网企业或电力交易机构提供由具备业务资质的机构或商业银行开具的履约保函或履约保证保险。

3.2.11 依法依规履行清洁能源消纳责任。

3.2.12 相关政策文件和交易规则规定的其他义务。

第四章 零售合同签订

4.1 购售双方承诺通过交易平台签订零售合同。合同应包括但不限于以下内容：电力用户企业名称、电压等级、户号、合同期限、电量及分月计划、费用结算、违约责任、电力用户偏差电量处理方式等内容。

4.2 售电公司在交易平台开设电子商铺，上架零售套餐，经电力交易机构审核通过后，开放给零售用户线上选购。

4.3 零售合同可以月度为周期签订。售电公司与零售用户双方协商一致后，可按月变更零售合同。电力交易机构以双方在交易平台签订的零售合同作为结算依据。

4.4 下列文件为合同的组成部分：

(1) 江西电力零售市场交易承诺书；

(2) 购售双方在交易平台签订的零售套餐、聚合套餐。

4.5 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关

规定、规则，导致各方不能正常履行合同约定时，各方应协商及时变更本合同相关内容，未按时改换签的经营主体相关责任自行承担。

4.6 风险提示：

4.6.1 成功购买套餐后，电力交易机构将以零售用户与售电公司在交易平台签订的零售交易合同作为结算依据，具体情况详见年度电力市场化交易有关工作的通知。

4.6.2 经营主体应充分了解市场风险，谨慎决策、自主操作，切勿轻易将账号密码、短信验证码、工商营业执照、数字证书等关键信息泄露他人，若由此产生纠纷，相关责任自行承担。

4.6.3 请注意电量单位为“kWh”（1kWh=1度）。

4.7 价格说明：

4.7.1 参与电力市场化交易的工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

4.7.2 零售交易成交电量对应的成交价格，仅指电能量交易价格，而非到户电价，不包含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。

第五章 合同违约和补偿

5.1 任何一方违反本合同约定条款视为违约，合同其他任一

方均有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。

5.2 违约的处理原则：

5.2.1 违约方应承担继续履行合同、采取补救措施等责任。在继续履约或者采取补救措施后，仍对非违约方造成其他损失的，应当赔偿损失。

5.2.2 在本合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，其他方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任。

5.2.3 一方违约后，其他方应当采取适当的措施防止损失进一步扩大，如果因没有采取适当的措施致使损失扩大的，则其不得就扩大的损失要求违约方承担赔偿责任。

5.3 除另有约定外，一旦发生任何一方未能履行本合同项下的任何义务的情况，非违约方可向违约方发出有关违约的书面通知，如果在通知发出后5个工作日内，违约方仍未纠正其违约的，应承担相应的违约责任。

第六章 合同解除

6.1 如任何一方发生下列事件，则其他方有权在发出解除通知后解除本合同：

(1) 除另有约定外，合同任一方未及时支付本合同项下的任何到期应付款项，且未能在收到相关方书面通知后30日内得到纠正；

(2) 一方出现破产、清算或被吊销、注销营业执照；

(3) 一方与另一实体联合、合并、分立、重组或将其所有或大部分资产转移给另一实体，一方主要资产、账户被查封、扣押、冻结或法院、仲裁机构、行政机关或监管机构做出任何足以对履行本合同产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务；

(4) 合同任何一方不具备法律法规、交易规则确定的所参与电力市场的准入条件。

6.2 各方均不得擅自解除合同。如果因合同一方原因导致合同解除，则该方应赔偿合同其他方因此而遭受的损失。

第七章 不可抗力

7.1 若不可抗力的发生完全或部分地妨碍合同任一方履行本合同项下的任何义务，则该方可暂停履行其义务，但前提是：

(1) 暂停履行的范围和时间不超过消除不可抗力影响的合理需要；

(2) 受不可抗力影响的一方应继续履行本合同项下未受不可抗力影响的其他义务，包括所有到期付款的义务；

(3) 一旦不可抗力结束，该方应尽快恢复履行本合同。

7.2 若任何一方因不可抗力而不能履行本合同，应于5个工作日内通知另外一方。该通知书应说明不可抗力的发生日期和预

计持续的时间、事件性质、对该方履行本合同的影响及该方为减少不可抗力影响所采取的措施。

受不可抗力影响的一方应在不可抗力发生之日（如遇通讯中断，则自通讯恢复之日）起3日内向另一方提供一份不可抗力发生的证明文件。

7.3 受不可抗力影响的一方应采取合理的措施，以减少因不可抗力给合同其他方带来的损失。各方应及时协商制定并实施补救计划及合理的替代措施以减少或消除不可抗力的影响。

如果受不可抗力影响的一方未能尽其努力采取合理措施减少不可抗力的影响，则该方应承担由此扩大的损失。

7.4 如果发生不可抗力，各方首先应尽量调整当年发电和生产计划，尽可能使当年的实际结算电量接近当年合同电量。

7.5 不可抗力造成的合同解除

如果任何不可抗力阻碍一方履行其义务持续超过30日，各方应协商决定继续履行本合同的条件或解除本合同。如果自不可抗力发生后30日内，各方不能就继续履行合同的条件或解除本合同达成一致意见，任何一方有权书面通知另一解除本合同，并报政府电力主管部门和电力监管机构备案。

第八章 争议的解决

8.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，各方应友好协商解决。协商不成的，各方可自行通过仲裁或诉讼等

司法途径解决。

8.2 在争议解决期间，合同中未涉及争议部分的条款仍需履行。

第九章 适用法律

9.1 本合同的订立、效力、解释、履行和争议解决适用《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国民事诉讼法》《中华人民共和国电力法》及其配套法律、行政法规、规章等中华人民共和国法律。

第十章 其他

10.1 可再生能源消纳

各经营主体按照《国家发改委办公厅 国家能源局综合司关于印发省级可再生能源电力消纳保障实施方案编制大纲的通知》（发改办能源〔2020〕181号）、《进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制》（发改运行〔2022〕1258号）等文件要求，通过参与绿色电力交易或绿证交易获得绿证。电力交易机构将在交易平台上为市场化用户设立可再生能源消纳责任权重账户，分别统计责任主体权重完成情况。

10.2 保密

各方均应保证对其从其他方取得的所有无法自公开渠道获得的资料 and 文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方同意，其他方不得向任何本合同之外的主体

透露该资料和文件的全部或任何部分，但按照法律、法规等规范性文件规定应当做出披露的情况除外。

10.3 通知和送达

任何与本合同有关的通知、文件等以书面或电子方式进行。通过挂号信、快递或当面送交的，经收件方签字确认即被认为送达；若以传真、电子邮件方式发出并被接收，即视为送达。所有通知、文件等均在送达或接收后方能生效。一切通知、账单、资料或文件等应按照约定的联络信息发给对方，直至一方书面通知另一方变更联络信息为止。

10.4 不放弃权利

任何一方未通过书面形式声明放弃其在本合同项下的任何权利，则不应被视为其弃权。任何一方未行使其在本合同项下的任何权利，均不应被视为对任何上述权利的放弃或对今后任何上述权利的放弃。

10.5 本合同解除后，有关争议解决、保密和违约赔偿的条款仍然有效。

10.6 未尽事宜，按照国家、地方政府等出台的相关政策文件执行。如遇国家、地方政府等出台新的政策文件，以最新规定为准。

附件 5

平台账号信息变更申请

本人XX（姓名）系XXX（单位名称，统一社会信用代码）（以下简称“我方”）法定代表人，已阅读并同意《电力市场化交易风险告知书》《平台使用协议》《电力交易平台实名认证服务协议》《江西电力零售市场交易承诺书》。因XXX（无法通过工商/公安/运营商信息核验等原因），申请变更平台账号/密码/绑定手机号信息。

我方现委托本单位人员XX（姓名），身份证号：XX，平台绑定手机号：XX，为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义使用交易平台账号进行查询、操作等，均代表我方行为，其法律后果由我方承担。

我方承诺提供的申请原因、相关信息及所有佐证材料真实有效，并将妥善管理交易平台账号信息、绑定手机号码、短信验证码并定期更改密码，如有遗失或者泄露，将自行承担相关责任。

授权期限（账号有效期）从即日起至 年 月 日。

授权单位（盖章）

法定代表人签字：

日期： 年 月 日

注：若因法定代表人变更、离世、集团、侨胞或外籍人员等特殊原因无法进行法定代表人扫码、短信验证的，由用户通过平台上传《平台账号信息变更申请》（加盖单位公章）、营业执照扫描件、法定代表人身份证扫描件、代理人（如有）身份证扫描件等材料，经审核通过后进行信息变更。若经营主体提供虚假材料的，按有关规定处理。