

江西省电力辅助服务市场运营规则

（试行）

第一章 总 则

第一条 为进一步完善和深化电力市场改革，建立电力辅助服务分担共享的市场化机制，促进江西电力系统安全、稳定、经济运行和清洁能源充分消纳，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）、《国家能源局关于印发完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案的通知》（国能发监管〔2017〕67号）、《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（发改运行〔2018〕1027号）等国家有关规定制定本规则。

第二条 本规则适用于江西电网开展的电力辅助服务交易，与《江西省电力中长期交易规则（试行）》衔接。本规则所指电力辅助服务交易包括深度调峰交易和启停调峰交易。后期结合江西电力市场化改革进程和江西电网实际增加其它电力辅助服务交易品种。

第三条 江西省内电力调峰资源优先满足省内调峰需求，富余部分参与跨省交易。

第四条 国家能源局华中监管局（以下简称“华中能源监管局”）、江西省能源局依照国家有关规定，在各自的职责范围内对江西省电力辅助服务市场运营情况进行监管。

第二章 市场成员

第五条 江西省电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

（一）市场运营机构为国网江西省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“省电力调度机构”）和江西电力交易中心有限公司（以下简称“省电力交易机构”）。

（二）市场主体暂定为江西电力系统接入并进入商业运营的省调及以上发电企业（火电、水电、风电、光伏、热电联产，不含光伏扶贫和领跑者项目）和参与送电的网外发电企业，现阶段网外发电企业暂定为三峡水电站、葛洲坝水电站。雅中-江西特高压工程建成投产后，持续推进相关网外市场主体纳入市场。

根据国家有关规定并结合江西实际，逐步扩大市场主体准入范围，直至所有具备条件的发电企业、辅助服务供应商、用户（含售电公司）、电网企业等均纳入市场。

第六条 市场主体权利和义务：

（一）按要求提供基础技术参数以确定提供辅助服务的能力，或提供有资质的单位出具的电力辅助服务能力测试报告；

（二）负责电力设备的运行与维护，确保能够根据电网调度指令提供符合规定标准的电力辅助服务；

（三）具备实时的电力电量计量、数据采集以及通信等软硬件条件；

（四）按规则参与市场交易，根据交易结果和电网调度指令提供电力辅助服务；

（五）按规则参与市场结算，包括获取补偿和参与分摊；

（六）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得电力辅助服务交易和输电服务的相关信息；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 省电力调度机构的权利和义务：

（一）保障电力系统统一调度，按规定建设、运行、维护和管理电网配套电力调度交易平台；

(二) 配合华中能源监管局、江西省能源局日常运营监管，依法依规运营江西电力辅助服务市场；

(三) 建设、维护江西电力辅助服务市场技术支持系统；

(四) 依据市场规则组织交易，并按照交易结果进行调用；

(五) 向省电力交易机构提供交易结果、执行情况等结算所需信息；

(六) 向市场主体及时发布市场信息；

(七) 紧急情况下中止市场交易，保障系统安全运行；

(八) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行信息，提供支撑市场化交易所需的相关数据；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 省电力交易机构的权利和义务：

(一) 负责提供市场主体的注册服务；

(二) 负责提供电力辅助服务交易结算依据及相关服务；

(三) 负责交易合同的汇总管理；

(四) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，及时向市场主体发布信息；

(五) 法律法规规定的其他的权利和义务。

第三章 深度调峰交易

第一节 基本定义与原则

第九条 调峰辅助服务分为基本义务调峰辅助服务和有偿调峰辅助服务。

基本义务调峰辅助服务，是指发电机组出力高于有偿调峰基准的调峰服务，由省电力调度机构根据系统运行需要无偿调用。

有偿调峰辅助服务即深度调峰交易，是指在省内抽水蓄能机组调峰能力用尽且系统负备用仍不足时或清洁能源电力消纳困难的情况下，燃煤机组主动调减出力至负荷率低于有偿调峰基准为标的的交易。

深度调峰交易卖方为市场主体中的燃煤机组，买方为交易时段在运机组和向江西电网送电的网外发电企业。

第二节 申报与出清

第十条 深度调峰交易采用“日前报价，按需调用，边际出清”的交易机制。启动市场时，燃煤机组原则上必须处于最小运行方式且基本义务调峰资源已用尽。

第十一条 全天共设置 96 个交易时段，以每 15 分钟为一个交易周期计算深度调峰服务费及分摊费用，第一个时段为 0:00-0:15, 最后一个时段为 23:45-24:00。

第十二条 深度调峰交易采用负荷率分段报价方式。

燃煤机组以额定容量的 5% 作为一个报价区间。申报价格为减发电量价格，随调峰深度增加按非递减原则报价，每个报价区间设置报价上限。具体分档及报价上限为：

机组类型	档位	负荷率	报价限制(元/MWh)
燃煤	第一档	45%≤负荷率 < 50%	报价≤200
	第二档	40%≤负荷率 < 45%	报价≤300
	第三档	35%≤负荷率 < 40%	报价≤400
	第四档	30%≤负荷率 < 35%	报价≤500
	第五档	负荷率 < 30%	报价≤600

最小报价单位为 10 元/MWh。

第十三条 鼓励发电企业配置适当规模的储能设施，实现储能设施与发电机组、电网的协调优化运行。

在发电企业计量关口内建设的储能设施，作为电厂储能设备改善机组调频调峰等发电性能的手段之一，可与机组联合参与调峰辅助服务交易。

（一）发电侧储能充电：发电侧储能设备可利用所在电厂富余的电力进行充电。

（二）发电侧储能放电：发电侧储能放电电量等同于发电厂发电量，具体电费结算按照国家有关规定执行。

鼓励独立储能设施企业参与电力调峰辅助服务市场。

第十四条 卖方在日前通过技术支持系统提交申报信息，其中燃煤机组提交最小发电出力 and 对应报价。

第十五条 省电力调度机构通过技术支持系统，结合负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等电网运行情况，经安全校核以后，按照卖方报价从低到高的顺序进行日前出清。当系统实际深度调峰需求高于（或低于）日前出清结果时，按照卖方报价从低到高（或从高到低）的顺序依次调用（或停止调用）。机组报价相同时，按报价的先后顺序排序。每个单位统计周期内，日内实际每档位最后调用到的燃煤机组报价为该档位市场边际出清价格，该价格用于该档位市场统一结算。

第十六条 当所有报价的卖方机组均已出清，深度调峰能力仍不能满足系统需求时，由省电力调度机构根据系统需要按照机组额定容量比例并统筹考虑年度优先发电量进度调用未报价燃煤机组，调用价格为已报价机组的市场出清价格。

第三节 服务费与分摊

第十七条 服务费与成本分摊费结算实行日清月结。省电力交易机构根据省电力调度机构提供的交易结果、执行结果等结算所需信息按交易规则计算并公布每个交易时段内各机组服务费和分摊金额，并进行日、月、年统计汇总到参与市场主体。

第十八条 深度调峰电量，是指机组在各调峰分档区间内负荷率低于该档基准上限形成的实际未发电量。

第十九条 深度调峰交易按照各档深度调峰电量及对应市场出清价格进行统计结算，计算方式如下：

燃煤机组深度调峰服务费 = \sum （第 i 档深度调峰电量 × 第 i 档实际出清电价）

第二十条 根据不同主体在调峰服务市场的贡献和受益程度，深度调峰交易服务费分摊计算中设置分摊系数 K_i ，取值范围为 0-2，在市场运行初期 K_i 取值暂定为 1。各不同主体分摊系数取值（如下）可根据市场运行情况进行调节。

（一）火电分摊系数为 K_1 ；

（二）水电分摊系数为 K_2 ；

- (三) 光伏分摊系数为 K3;
- (四) 风电分摊系数为 K4;
- (五) 网外发电企业的分摊系数设为 K5。

第二十一条 深度调峰成本分摊计算公式:

各买方主体深度调峰成本分摊费= ((交易时段内该主体分摊上网电量×该主体分摊调节系数) / Σ (交易时段内各主体分摊上网电量×各主体分摊调节系数)) ×交易时段内全网深度调峰服务费。

第二十二条 为满足水库最小生态下泄流量, 买方中水电站参与分摊的电量按其交易时段发电量的 20%剔除。

第二十三条 市场运行初期为避免市场主体分摊金额过高, 在单位统计周期内对买方分摊金额设定上限: 初期分摊金额不超过其上网电费的 1%。根据后期市场运行情况, 分摊上限可适时调整。

第二十四条 当出现买方分摊金额达到上限的情况后, 深度调峰总费用缺额的部分由未达到分摊上限的买方按照各自上网电费的比例共同承担。具体计算公式为:

未达到分摊上限买方承担的缺额费用= (该买方上网电量/所有未达到分摊上限买方的上网电量) ×缺额费用

第二十五条 当全部买方分摊金额均达到上限, 深度调峰总费用仍有缺额时, 缺额部分按照卖方获取补偿费用等比例调减。具体计算公式为:

卖方补偿费用调减金额= (该卖方获取的补偿费用/所有卖方获取的补偿费用) ×缺额费用

第二十六条 燃煤机组开停机或因自身原因导致平均负荷率低于有偿调峰基准时, 不视为提供深度调峰服务, 不纳入市场补偿范围。出现上述情况时, 发电企业应主动、及时通知省电力调度机构, 省电力调度机构应在调度日志、市场技术支持系统中记录备查。

第二十七条 因电网安全约束造成燃煤机组无法提供深度调峰服务时, 燃煤机组不参与分摊。省电力调度机构应及时通知发电企业, 并在调度日志、技术支持系统中记录备查。

第二十八条 因电网安全约束造成机组平均负荷率低于有偿调峰基准时, 省电力调度机构应及时通知发电企业, 在调度日志、市场技术支持系统中记录备查, 并按以下原则处理:

- (一) 若未启动深度调峰交易, 机组不予补偿;
- (二) 若已启动深度调峰交易, 机组按市场出清价格进行补偿。

第四节 偏差处理

第二十九条 发电企业应严格按照市场出清结果和调度指令提供深度调峰服务。在单位统计周期内, 实际调峰深度应与出清档位一致, 深度调峰电量应与出清电量相符, 深度调峰速率应满足系统要求。

第三十条 出清档位, 是指省电力调度机构下发的燃煤机组计划曲线对应平均负荷率所处的深度调峰档位。出清电量, 是指有偿调峰基准对应发电量与省电力调度机构日内下发的燃煤机组计划曲线(网调机组按日前结果执行时采用日前下发的发电企业计划曲线)积分电量之差。

第三十一条 燃煤机组深度调峰电量与出清电量之间偏差不超过±2%, 若深度调峰电量大于出清电量时, 按深度调峰电量和出清档位对应市场价格结算; 若深度调峰电量小于出清电量时, 按深度调峰电量与实际调峰深度对应档位的市场价格结算。

燃煤机组深度调峰电量与出清电量之间偏差超过±2%, 若深度调峰电量大于出清电

量时，按出清电量与出清档位对应市场价格结算；若深度调峰电量小于出清电量时，按深度调峰电量与实际深度调峰档位对应的市场价格结算。

第五节 组织流程

第三十二条 卖方于每日 10:00 前通过市场技术支持系统提交次日深度调峰最小发电电力及各调峰档位对应报价。省电力调度机构于每日 17:00 前公布日前调用排序，并根据负荷预测和电网情况、调峰市场需求，编制并发布日前发电计划。

第三十三条 省电力调度机构原则上应在日内对系统负荷进行预测，以定点模式滚动启动计算并修正发电机组实时发电计划曲线。在预测所有卖方机组无偿调峰能力用尽且省内抽水蓄能机组调峰能力用尽的情况下，系统备用仍不满足裕度时，按照交易规则开展深度调峰交易，调用机组进行深度调峰。省电力调度机构可在节假日前集中组织多日调峰申报，节假日期间按需开展调峰交易。

第四章 启停调峰交易

第一节 基本定义与原则

第三十四条 启停调峰交易，是指发电机组根据电网调峰需要在 24 小时内完成一次启动并网和停机解列之间的状态转换，并以该状态转换服务为标的的交易。

启停调峰交易卖方为市场主体中的燃煤机组，买方为交易时段在运机组和向江西电网送电的网外发电企业。

第三十五条 燃煤机组提供启停调峰服务，其开机并网时间要求仍按现行有关考核规则中关于燃煤机组开机并网的规定考核执行。

第二节 申报与出清

第三十六条 启停调峰交易采用“日前报价，按需调用，按额定容量等级边际出清”的交易机制。

第三十七条 卖方在日前通过技术支持系统提交申报信息，包括启动并网至停机解列（以下简称“启-停”）费用、启-停最小间隔时间、停机解列至启动并网（以下简称“停-启”）费用、停-启最小间隔时间。

第三十八条 按机组额定容量等级对启停调峰交易报价设置上限，具体如下：

机组额定容量等级	报价上限（万元/次）
额定容量 $\geq 1000\text{MW}$	150
$350\text{MW} < \text{额定容量} \leq 700\text{MW}$	100
额定容量 $\leq 350\text{MW}$	35

机组最小报价单位为 1 万元/次。

第三十九条 省电力调度机构通过技术支持系统，结合负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等电网运行情况，确定所需的启停调峰容量和最小间隔时间要求，并在满足最小间隔时间要求的机组中按照报价从低到高的顺序进行日前或日内调用（优先出清与所需启停调峰容量最接近的机组额定容量等级内的机组，报价相同优先调用额定容量大的机组），日前出清结果纳入中标机组日前调用计划。日内调用时省电力调度机构应至少提前 2 小时通知发电企业。

第四十条 启停调峰交易以日前调用为主。日前调用计划原则上在日内刚性执行，但根据系统实际运行需要，省电力调度机构可在日内调整中标机组日前调用计划，具体包括：

（一）按报价从高到低的原则取消机组日前启停调峰调用计划，包括启动并网及停

机解列计划，此时机组按照日内调度指令维持原并网或停机状态；

（二）按报价从高到低的原则取消“启-停”机组停机解列计划，此时机组启动并网后按日内调度指令维持并网发电状态；

（三）按报价从高到低的原则取消“停-启”机组启动并网计划，此时机组停机解列后按日内调度指令维持停机状态；

（四）调整机组启/停间隔时间，但不小于机组申报的最小间隔时间且不大于 24 小时。

出现上述情况时，省电力调度机构应及时通知发电企业，并在调度日志、市场技术支持系统中记录备查。启停调峰计划被调整的在运机组应正常参与启停调峰交易的分摊。

第四十一条 日内实际调用到的相同额定容量等级中的最后一台发电机组的报价为该额定容量等级机组的市场边际出清价格，用于该额定容量等级机组统一结算。

第四十二条 当所有报价的卖方机组均已出清，但启停调峰容量仍不能满足系统需求时，由省电力调度机构根据系统需要调用未报价卖方机组，调用价格为额定容量等级相同或最相近机组的市场出清价格。

第三节 服务费与分摊

第四十三条 启停调峰交易以日内实际执行结果为计费依据。提供启停调峰服务的机组按对应额定容量等级的市场出清价格获得补偿。

第四十四条 所有卖方获得的补偿费用之和为市场启停调峰总费用。买方按各自在启停调峰交易时段的上网电量比例对市场启停调峰总费用进行分摊。具体计算公式为：

买方启停调峰分摊金额 = (启停调峰时段买方上网电量 / 启停调峰时段所有买方上网电量) × 市场启停调峰总费用

启停调峰交易时段，是指第一台卖方机组实际停机解列（启动并网）所在单位统计周期至最后一台卖方机组实际启动并网（停机解列）所在单位统计周期。

第四十五条 因系统需要被调整启停调峰计划的机组，按以下原则参与结算：

（一）启停调峰计划被取消的在运机组（包括启动并网及停机解列计划）仍作为买方参与分摊；

（二）“启-停”机组停机解列计划取消或“停-启”机组启动并网计划取消时，机组启停计划变为开机计划或停机计划，此时机组不参与启停调峰分摊，也不获取补偿；

（三）机组启/停间隔时间被调整的，仍正常获取补偿。

第四十六条 机组非计划停运不视为提供启停调峰服务，不纳入市场补偿范围。出现上述情况时，发电企业应主动、及时向省电力调度机构汇报，省电力调度机构应在调度日志、市场技术支持系统中记录备查。

第四十七条 因电网安全约束造成机组无法参与启停调峰交易时，机组不参与市场分摊。出现上述情况时，省电力调度机构应及时通知发电企业，并在调度日志、市场技术支持系统中记录备查。

第四十八条 已中标机组因自身原因无法提供启停调峰服务时，视为违约。发电企业应主动、及时通知省电力调度机构，省电力调度机构应在调度日志、市场技术支持系统中记录备查。违约机组视为买方，按以下原则参与分摊：

（一）“停-启”机组违约而保持并网发电状态的，其分摊金额计算如下：

违约机组分摊金额 = (启停调峰时段机组上网电费 × 2 / 启停调峰时段所有买方上网电费) × 市场启停调峰总费用；

（二）“启-停”机组违约而无法开机的，其分摊金额计算如下：

违约机组分摊金额 = (启停调峰时段机组计划上网电量对应电费 / 启停调峰时段所

有买方上网电费) × 市场启停调峰总费用。

其余买方按启停调峰时段各自上网电量比例共同分摊启停调峰总费用的剩余部分。

第四节 偏差处理

第四十九条 燃煤机组应严格按照市场出清结果和调度指令提供启停调峰服务，停机解列及启动并网时间应满足市场和调度指令的要求。

第五十条 机组停机解列时间及启动并网时间提前或滞后市场与调度指令要求的时间 2 小时以上时，对其获得的补偿予以扣减，扣减金额计算公式为：

扣减金额 = (机组停机解列时间及启动并网时间超过和滞后市场与调度指令要求的时间之和 / 市场和调度指令要求的启停调峰持续时间) × 该机组启停调峰补偿费用

上式中，不足 1 小时按 1 小时计。

第五节 组织流程

第五十一条 卖方于每日 10:00 前通过市场技术支持系统提交次日启停调峰交易申报信息。省电力调度机构于每日 17:00 前下达日前发电计划，并发布日前中标启停调峰机组、出清价格等市场结果。

第五十二条 省电力调度机构原则上应在日内按照日前计划要求机组开展启停调峰，或根据系统运行需要和市场规则开展日内调用。省电力调度机构可在节假日前集中组织多日调峰申报，节假日期间按需开展调峰交易。

第五章 信息发布

第五十三条 省电力调度机构、省电力交易机构应通过技术支持系统和交易信息发布平台披露以下内容：

- (一) 启动市场的具体原因及系统运行方式；
- (二) 市场出清结果、执行结果；
- (三) 深度调峰和启停调峰补偿费用、分摊费用；
- (四) 各市场主体各时段的电量、价格、补偿（分摊）费用明细等。
- (五) 其他政策法规要求披露的信息。

第五十四条 调峰市场结算信息分为日信息、月度信息，内容应体现所有市场主体的调峰服务补偿和分摊情况。

第五十五条 市场出清结果由省电力调度机构通过技术支持系统于市场交易完成当日及时予以发布。

第五十六条 省电力调度机构和省电力交易机构应于交易执行完毕次日 10 时前发布调峰服务补偿和分摊结果，各市场主体如有异议，应于当日 15 时前向省电力调度机构和省电力交易机构提出核对要求，省电力调度机构和省电力交易机构于次日 17 时前发布确认后的统计结果。

第五十七条 省电力调度机构、省电力交易机构应在每月第 7 个工作日 12 时前发布上月市场月度信息。各市场主体如对月度信息有异议，应于发布次日的 15 时前向省电力调度机构、省电力交易机构提出核对要求。省电力调度机构、省电力交易机构于第 9 个工作日 12 时前发布确认后的统计结果。

第六章 市场监管

第五十八条 华中能源监管局、江西省能源局对市场监管的内容包括：

(一) 市场运营机构履行提供市场主体注册服务、维护电力系统安全等职责和义务情况；

(二) 市场主体参与交易情况，市场主体行使市场力、执行市场规则情况，市场集中度情况；

(三) 市场履约等信用情况、市场信息披露和报送情况以及市场技术支持系统建设、

维护、运营和管理的情况；

（四）法律法规规定的其他情况。

第五十九条 当出现以下情形时，华中能源监管局、江西省能源局可以依法依规对市场进行干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）电力系统或市场技术支持系统（包括但不限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统）发生故障，导致市场无法正常运作时；

（三）因上级电网故障需要事故支援而紧急升出力，导致市场交易无法正常运作时；

（四）因江西电力系统发生故障需要调整机组出力，导致市场交易无法正常运作时；

（五）因恶劣天气、节假日等原因造成负荷突变、电网运行方式发生较大变化，导致市场无法正常运作时；

（六）第四季度因“三公”调度要求，需要对深度调峰、启停调峰市场机组进行限时；

（七）市场发生其他严重异常情况的。

第六十条 华中能源监管局、江西省能源局可以依法依规采取以下措施对市场进行干预：

（一）调整有偿调峰基准及分摊系数；

（二）调整市场限价；

（三）调整市场准入和退出；

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动；

（五）法律法规规定的其他措施。

第六十一条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方首先应与市场运营机构协商解决。在协商不成的情况下，提出争议方可在 30 日内向华中能源监管局、江西省能源局提出书面申请，由华中能源监管局会同江西省能源局依法处理。

第七章 附 则

第六十二条 本规则由华中能源监管局会同江西省能源局负责解释。

第六十三条 本规则与现行有关规则中的深度调峰和启停调峰考核、补偿不重复执行。启动深度调峰交易和启停调峰交易时，若无机组报价，则由省电力调度机构根据系统需要调用所有省内发电机组，补偿标准按照现行有关规则执行。

第六十四条 本规则中涉及电力的量纲为兆瓦，电量的量纲为兆瓦时，电价的量纲为元/兆瓦时。

第六十五条 本规则自 2020 年 12 月 1 日起施行，有效期三年。