

# 江西省能源局文件

赣能运行字〔2020〕129号

## 江西省能源局关于印发 2021 年全省电力 市场化交易实施方案的通知

各设区市发展改革委（能源局）、赣江新区经发局，上饶市工信局，国网江西省电力有限公司、国家电投江西公司、国家能源集团江西公司、华能江西分公司、大唐江西分公司、省投资集团公司，国华九江公司，江西电力交易中心有限公司，增量配电网企业，各有关单位、企业：

为做好 2021 年全省电力市场化交易和市场建设各项工作，现将《江西省 2021 年度电力市场化交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

2020 年 11 月 26 日



# 江西省 2021 年度电力市场化交易实施方案

为贯彻落实 2020 年电力市场化改革暨中长期交易会议精神，深入推进电力市场化改革工作，根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源〔2020〕889 号）、《国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105 号）、《江西省发展改革委关于印发〈江西省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案〉的通知》（赣发改商价〔2019〕1132 号）等文件精神，制定本方案。

## 一、交易原则

（一）保障优先原则。以保障全省电力安全稳定运行和电力稳定有序供应为基础，积极、有序、稳妥推进电力市场化交易。

（二）节能环保原则。参与电力市场化交易的发电企业、用电企业必须符合国家产业政策和相关能耗、环保要求。

（三）自主协商原则。具备准入条件的市场主体自主选择交易对象，在江西电力交易平台上统一开展电力市场化交易。

（四）诚实守信原则。参与电力市场化交易的市场主体必须依法依规开展交易，严格遵守市场秩序。引入信用监管机构见证签约，照付不议。禁止非理性竞争，促进市场良性发展。

## 二、市场主体及其准入条件

市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与电力市场化交易。

### （一）发电企业

符合国家基本建设程序，符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保排放标准要求；完成并网商业化运行并取得电力业务许可证（发电类）、纳入省级以上统一调度管理的常规火电机组。2021年并网商业化运行的统调火电机组取得国家开工核准文件、环保设施正常投运且达到环保排放标准后可参与电力市场化交易。

### （二）售电公司

按照《江西省发展改革委 江西省能源局关于转发〈售电公司准入与退出管理办法〉的通知》（赣发改能源〔2016〕1306号）要求，完成注册、承诺、公示和备案程序且符合要求的售电公司。

### （三）电力用户

按照有序放开原则，放开10千伏及以上电压等级大工业、省级及以上工业园区、国家增量配售电业务改革试点区域电力用户及2020年年用电量在1000万千瓦时及以上的一般工商业电力用户发用电计划，电力用户全年全电量参与电力市场化交易。原则支持符合条件的高铁、稀土、5G等产业参与市场化交易。

参与市场的电力用户应符合国家产业政策及节能环保要求；符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与电网企业签订正

式供用电协议(合同);具备分时段计量能力或者替代技术手段,满足市场计量和结算的要求。

2021年新入市的电力用户原则上全部参与电量分时段市场化交易;2020年已入市的存量电力用户2021年可选择参与时段交易或者常规交易,鼓励具备条件的、年购电量500万千瓦时的电力用户参与时段交易。

35千伏及以上电压等级电力用户可自主选择直接参与市场化交易或者委托售电公司代理参与市场化交易;35千伏以下电压等级电力用户委托售电公司代理参与市场化交易。

### 三、交易方式

为贯彻落实国家电力市场化改革工作部署,按照“中长期双边协商为主、月度集中交易为辅”原则,推动电力市场化交易从电量交易模式向分时段和带曲线电力交易模式转变。预计2021年全年市场化交易电量规模不低于600亿千瓦时。

2021年电力市场化交易分三个阶段组织开展。年度交易开市前,电力用户应确定参与常规电量交易或者参与时段交易,交易模式确定后一年内不得更改。

第一阶段为一季度过渡期,过渡期内选择参与常规电量交易的电力用户,按照常规交易模式运行结算;选择参与时段交易模式且具备计量条件的电力用户,按照时段交易模式试运行结算;选择参与时段交易模式但不具备条件的电力用户,按常规电量交易模式结算电量。第二阶段从二季度起,选择参与常规电量交易

的电力用户，按照常规交易模式运行结算；选择参与时段交易的电力用户，按照时段交易运行结算。第三阶段根据国家工作要求和我省现货市场工作推进情况，探索与现货市场相衔接的带曲线交易模式，适时组织开展带曲线交易。

### （一）常规交易

按照“中长期双边协商为主、月度集中交易为辅”的原则，建立年度、月度、月内交易模式。

### （二）时段交易

按照“中长期双边协商为主、月度集中交易为辅”的原则，建立年度、月度、月内交易模式，参与时段交易的电力用户和售电公司适当放宽偏差考核标准。

#### 1、交易时段划分

夏季（7、8月）高峰时段为 18:00-23:00，其中 20:00-22:00 为尖峰时段；低谷时段为 0:00-8:00；其余时段为平段。

冬季（1、12月）高峰时段为 16:00-21:00，其中 17:00-19:00 为尖峰时段，低谷时段为 0:00-8:00，其余时段为平段。

其他月份高峰时段为 17:00-22:00，低谷时段为 0:00-8:00，其余时段为平段，无尖峰时段。

#### 2、时段价格上限

高峰时段价格上限为 0.61 元/千瓦时；尖峰时段价格上限为 0.91 元/千瓦时；平价时段价格上限为 0.4143 元/千瓦时；低谷时段价格上限为 0.245 元/千瓦时。

### 3、电量电价申报

双边协商交易由市场主体自行协商后，通过电力交易平台确定各时段电量和电价。月度集中交易由发电侧根据自身发电能力在电力交易平台报出各时段电量和电价，用电侧根据自身用电需求在电力交易平台购买各时段电量。

#### （三）带曲线交易

市场主体可以自定或根据省电力公司提供的 2020 年典型工作日、节假日电力负荷曲线确定电力负荷曲线，明确与现货市场相衔接的曲线转换方式，交易规则另行制定。

## 四、交易组织

（一）鼓励市场主体签订中长期合同特别是年度及以上中长期合同，结合实际确定 2021 年年度及以上中长期合同签订工作目标，力争签约电量不低于前三年用电量平均值的 80%，并通过后续月度合同签订保障中长期合同签订电量不低于前三年用电量平均值 90%—95%。对年度中长期合同签订电量超过前三年用电量平均值 80%的电力用户和售电公司适当放宽偏差考核标准。

（二）同一园区可以有多个售电公司参与售电，一个售电公司可以在多个园区内售电。一家电力用户在同一交易周期内不得委托多家售电公司参与交易。单个售电公司代理的所有电力用户累计 2020 年用电量（不含自发自用电量）原则上应不低于 1 亿千瓦时。

（三）各市场主体应有序竞争，共同维护正常市场秩序，构

建主体多元的电力市场。除集中撮合交易，各发电集团原则上不与本集团售电公司开展市场化交易；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%，月度及月内市场化交易申报电量之和原则上不得超过全省月度及月内市场化交易总电量的 20%。

（四）在年度、月度交易基础上，探索开展月内连续开市交易。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。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。除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报。

## 五、交易价格

（一）参与电力市场化交易的电力用户购电价格由市场化交易价格、输配电价格（含线损、交叉补贴）、辅助服务费用、政府性基金及附加组成；交易价格中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。输配电价格依据国家发展改革委核定的标准执行。政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

（二）未参与电力市场交易的经营性电力用户由电网企业承担保底供电责任，仍执行目录销售电价。退出市场的电力用户在重新参与市场交易前，由电网企业承担保底供电责任，电力用户在缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2 倍执行。

（三）参与电量分时段市场化交易的电力用户不再执行峰谷电价；参与常规交易的电力用户执行现行峰谷电价政策。

（四）市场化交易价格由市场主体通过交易平台形成，第三方不得干预；市场化交易价格一旦形成不得变更，如因其它原因造成交易双方的损益，由交易双方协商另行签订补充协议确定。

## 六、交易实施

电力市场化交易具体实施步骤分为：用户申报、资格准入、交易市场主体注册、交易方式确定、交易组织、交易结果出清及合同签订等。

（一）用户申报分为两种途径：直接参与电力市场化交易的电力用户，由所在供电区域供电服务机构代理申报；委托售电公司参与电力市场化交易的电力用户，由售电公司统一代理申报。供电服务机构和售电公司将申报材料汇总后，一次性提交用户所在设区市电力运行主管部门和江西电力交易中心有限公司。

2021 年实施用户年度申报和动态滚动申报，年度申报时间为自方案印发之日起；动态滚动申报时间为 2021 年 2 月、5 月、8 月每月 20 日前。

（二）资格准入：设区市电力运行主管部门会同相关单位对辖区内电力用户申报材料（环保排放、产业政策及欠费情况等）进行复核，将年度申报电力用户复核结果公示后报省能源局，将动态滚动申报电力用户复核结果公示后于 2021 年 3 月、6 月、9 月每月 1 日前报省能源局。用户准入目录在省发展改革委网站和

江西电力交易平台发布。当市场化交易电量规模超出预期，为保障江西电网安全稳定运行、电力安全有序供应，留足统调火电机组调峰调频等必开电量，可适时停止电力用户动态滚动准入工作。

已进入《江西省电力市场化交易用户准入目录》的电力用户不需重新申报，但各设区市电力运行主管部门需会同相关单位对辖区内已进入《江西省电力市场化交易用户准入目录》的电力用户就环保排放、产业政策及欠费情况等进行检查，将不符合准入条件的电力用户名单公示后报省能源局。

（三）市场主体注册和交易方式确定：参加 2021 年年度交易的市场主体应于年度交易闭市前在江西电力交易平台完成市场注册、明确参与时段交易或常规交易、签订信用承诺书；2021 年起，参加月度交易的市场主体应于月度交易开市前完成市场注册、签订信用承诺书，当月新增的市场主体可参加次月月度交易。各市场主体应及时签订电力中长期交易合同。

（四）交易组织：2020 年 12 月组织开展 2021 年年度市场化交易（包括常规交易和时段交易），2021 年 1 至 12 月分月组织开展月度、月内交易；根据发电企业的申请，适时开展发电权转让交易。

（五）交易结果出清及合同签订：电力用户、售电公司和发电企业达成意向性协议并通过调度机构安全校核。江西电力交易中心组织各市场主体签订电力中长期电子合同，向江西省能源局

报备并发布交易出清结果。

## 七、计量结算与合同偏差处理

市场化交易采用“月结月清、月度偏差”结算机制。2021年电力市场化交易电量电费结算规则另行发布。

发电侧市场化合同偏差采用上下调预挂牌机制处理；售电公司和电力大用户合同电量和偏差电量分开结算，具体处理方式在电费结算规则中明确。完善银行履约保函违约担保和履约保证保险机制，保障交易结算落实到位。

## 八、保障措施

（一）省能源局牵头推进全省电力市场化交易工作，会同国家能源局华中监管局对各市场主体进行日常监督和信用管理，强化事中事后监管，维持市场正常秩序。如电力市场出现剧烈波动或突发情况，将调整或暂停时段交易等交易机制，保障市场平稳运行。

（二）各设区市电力运行主管部门及时做好通知和政策宣贯，组织做好电力用户准入资格复核，协调交易中存在的问题并及时报告。

（三）国网江西省电力有限公司做好市场化交易电力用户供电服务和电力可靠供应工作，配合完成电力用户市场准入及注册工作，提供2020年典型工作日、节假日电力负荷曲线，预测非市场化电力用户分时段电力、电量需求等。

（四）国网江西省电力有限公司要加强用户用电数据披露和

加快开展市场化用户分时计量装置改造进度。在 2020 年底前开放本省市场化用户历史分时用电数据，并在用户授权的前提下，以“网上国网”作为线上服务主入口，向售电公司和电力大用户开放历史分时用电数据。要对市场化用户全面开展分时计量表计改造，确保 2021 年二季度前完成计量改造，满足用户参与市场的需要。

（五）江西电力交易中心负责市场化交易的具体实施；负责汇总省内市场成员参与的各类交易合同，按月跟踪并向政府有关部门、监管机构报送各类市场主体电力中长期合同签订与履约情况。负责电力交易平台开发和维护，按照时段签、见证签技术要求抓紧时间升级改造交易平台，推广合同示范文本，为市场主体签约提供制式规范，全面推进电力中长期合同签订平台化、电子化运转。组织披露市场交易信息，配合做好江西电力市场主体运营评价等工作，有关情况及时报告省能源局、国家能源局派出机构。要加快与信用监管机构的对接，实现见证签约。

（六）电力调度机构负责安全校核，向江西电力交易中心提供安全约束边界等数据，配合江西电力交易中心履行市场运营职能。按规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据，实现与江西电力交易中心的数据交互。合理安排电网运行方式，落实月度发电计划的“三公”执行，保障电力市场正常运行。

（七）各市场主体按规定披露市场信息，提高履约意识，公

平竞争，营造规范有序的电力市场环境，规避杜绝不利电力市场发展的行为。

（八）参与市场化交易的电力用户应按时足额缴纳电费；按时申报月度各时段市场化交易电量需求预测并及时调整；参加市场化交易的电力用户应加强需求侧管理，积极参与可中断负荷奖励工作，原则上约定可中断负荷能力不低于企业最高用电负荷的5%，按规定执行“交易+保供”工作挂钩机制。

- 附件：1. 江西省 2021 年市场化交易电力用户申报表  
2. 各设区市电力主管部门及地市供电公司联系人

## 附件 1

## 江西省 2021 年电力市场化交易用户申报表

填报企业：（盖章）

委托售电公司名称：

企业全称		统一社会信用代码		行业类别	
企业所在地		企业所在园区		所属供电区域	
企业联系人		办公电话		移动电话	
企业基本情况	包括：企业投产时间、生产经营情况、目前电价水平、增容扩建情况、环保达标情况、单位能耗水平等信息。佐证材料另附，加盖公章。				
参与方式	<b>电量分时段交易模式</b>				
用电基本信息	基本情况	变压器容量 (千伏安)		接入电压等级 (千伏)	用电分类
	近三年用电量 (万千瓦时，不含自发自用电量)	2018 年		2019 年	2020 年
		2021 年全电量申报数			
	负荷情况(万千瓦)	历史最高用电负荷		年均用电负荷	
用电户号					
可中断负荷约定值	早高峰 (万千瓦)		晚高峰 (万千瓦)		
入市须知 (请在右边方框内打勾“√”)	<input type="checkbox"/> 本企业已仔细阅读并自愿遵守《江西省 2021 年度电力市场化交易实施方案》的全部内容。本企业确保提交的所有资料及表格完整、准确，并承担由此带来的风险和损失。				

备注：供电服务机构或售电公司将申报用户材料汇总成册，一次性提交用户所在设区市电力运行主管部门（3份）和江西电力交易中心有限公司（1份）。

## 申报表填表说明

1. 企业全称：与营业执照、公章一致；
2. 统一社会信用代码：18位；
3. 企业所在地：为企业实体所在地，具体到区县；
4. 企业所在园区：准确填写附表园区名称，不在其中填“无”；
5. 企业所属供电区域：与企业发生电费结算的县（区）级电网企业；
6. 企业联系人：企业负责本次市场化交易工作的专门联系人；
7. 办公电话：区号-电话号码；
8. 接入电压等级（千伏）：220、110、35、10；
9. 用电分类：大工业、一般工商业及其他；
10. 近三年用电量（万千瓦时，不含自发自用电量）：保留整数，如没有则填写“0”；
11. 用电户号：用电分类必须属于大工业、一般工商业及其他，见电费发票清单，10位数字；
12. 可中断负荷约定值（万千瓦）：保留两位小数。

## 附件 2

### 各设区市电力主管部门联系人

序号	单位	联系人	办公电话	移动电话
1	南昌市发展改革委	顾家望	0791-83884025	13970873531
2	九江市发展改革委	饶思宏	0792-8556280	13317927099
3	景德镇市发展改革委	任景荣	0798-8583141	13607984118
4	萍乡市发展改革委	叶 静	0799-6813135	19179939732
5	新余市发展改革委	廖 川	0790-6436556	15083973288
6	鹰潭市能源局	汤振炎	0701-6430316	13870016174
7	赣州市发展改革委	李丽梅	0797-8991266	15970053250
8	宜春市发展改革委	易同春	0795-3272976	13517958543
9	吉安市发展改革委	左 康	0791-8939699	13970652111
10	上饶市工信局	潘勇华	0793-8306243	13907935438
11	抚州市发展改革委	李桐安	0794-8268977	18779475326
12	赣江新区经发局	陶 珂	0791-87376165	17707095075

注：省能源局联系人 王岩；联系电话 0791-88915241。

## 各地市供电公司联系人

序号	单位	联系人	办公电话	移动电话
1	南昌供电分公司	孙伟	0791-87335505	15070412346
2	新余供电分公司	廖岗云	0790-6251157	13807909820
3	赣州供电分公司	巫珺	0797-5885043	19970871393
4	九江供电分公司	刘少华	0792-8465873	13803568663
5	萍乡供电分公司	胡庭芳	0799-6505526	13755531089
6	抚州供电分公司	陈子煌	0794-8567088	13707047573
7	景德镇供电分公司	邵建平	无	13807986360
8	鹰潭供电分公司	邬小可	0701-6396536	13870125634
9	上饶供电分公司	胡婷	0793-5566800	13879861121
10	吉安供电分公司	叶诗任	0796-7062355	13979618339
11	宜春供电分公司	杨雪燕	0795-7307229	13507959126

注：国网江西省电力有限公司联系人 邓高峰；联系电话 0791-87494492。

