

广西壮族自治区 工业和信息化委员会文件

桂工信运行〔2017〕57号

关于印发2017年广西电力市场化交易实施方案 和实施细则的通知

各市工业和信息化委，广西电力交易中心，各有关电网企业、发电企业、电力用户、售电公司：

经自治区人民政府同意，现将《2017年广西电力市场化交易实施方案》和《2017年广西电力市场化交易实施细则》印发给你们，请遵照执行。

广西壮族自治区工业和信息化委员会

2017年2月4日



公开方式：依申请公开

广西壮族自治区工业和信息化委员会办公室

2017年2月4日印发

2017 年广西电力市场化交易实施方案

根据《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）、《国家发改委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752 号）以及《国家发展改革委 国家能源局关于同意广西壮族自治区开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕1096 号）精神，结合我区实际，制定本方案。

一、执行原则

- （一）符合国家产业政策和行业准入条件；
- （二）按照国家和自治区有关项目投资管理的规定履行相关手续，证照齐全；
- （三）采用国际国内行业先进或领先的生产工艺与装备，能耗及污染物排放指标达到国内行业先进水平。

二、执行内容

（一）交易规模

2017 年开展年度、月度市场化交易，市场化交易电量规模达到当年全区全社会用电量的 20%，即 280 亿千瓦时左右，视市场情况调整。其中，年度长期协议规模约 240 亿千瓦时，月度交易规模根据市场情况及年度交易剩余电量灵活安排。符合准入条件的市场主体交易规模如下：

1. 发电企业

(1) 火电企业

2017 年暂定火电企业年度交易规模为 210 亿千瓦时，其中年度长期协议交易规模 190 亿千瓦时。各火电企业年度长期协议交易电量上限=本企业符合参与市场化交易机组装机容量/准入火电总装机容量×火电机组年度长期协议交易规模。

各火电企业年度长期协议交易电量不足或用户有增量需求时，可参与月度交易。

火电保供热电量通过市场化交易获取，不再单独安排各涉热火电企业的保供热电量。

(2) 核电企业

2017 年暂定核电企业年度交易规模为 70 亿千瓦时，其中年度长期协议交易规模 50 亿千瓦时，不足或用户有增量需求时，可参与月度交易。

2. 电力用户

单个电力用户 2017 年年度长期协议交易电量不得超过其 2016 年实际外购电量（以供电部门结算电量为准），否则签订的意向书或合同无效。如有增量电量，可参与月度交易。

3. 售电公司

售电公司可代理电力用户（包括试点园区内用户）向发电企业购电。初期，单个售电公司年度长期协议交易电量不得超

过 6 亿千瓦时（不含试点园区内用户电量）。参与月度交易时，申报的竞争电量不得超过当月竞争电量总规模的 15%。

（二）交易方式

采取年度交易和月度交易两种方式。同一市场主体同时具备发电企业、电力用户、售电公司中两种或两种以上类型时，每次交易只能选择一种类型参与。在每次交易前，应向交易中心申报参与交易的市场主体类别。

1. 年度交易

采用双边协商及双边挂牌两种模式。发电企业、电力用户（售电公司）自主选择参与。

（1）年度双边协商

发电企业与电力用户（售电公司）自主双边协商交易价格、交易电量，达成交易意向。

售电公司与所代理的电力用户自主协商签订售电协议（合同）后，再与发电企业达成交易意向。

（2）年度双边挂牌

发电企业、电力用户（售电公司）分别在广西电力市场交易系统（以下简称“交易系统”）上申报挂牌电量和挂牌价格，采用相互摘牌、滚动调整、即时成交的方式开展。

广西电力交易中心（以下简称“交易中心”）汇总年度长期协议成交意向（含年度双边协商与年度双边挂牌交易意向），交

易意向通过电力调度机构安全校核后，发电企业、电力用户（售电公司）与电网企业签订市场化交易三方合同。涉及跨电网交易的，发电企业、电力用户（售电公司）与主电网、地方电网企业签订市场化交易多方合同。

2. 月度交易

月度交易采用合约电量转让、集中竞价交易等方式。

（1）合约电量转让

交易中心根据市场主体需求以挂牌的方式组织合约电量转让交易，适时开展。

现阶段，在发电企业间开展年度双边协商交易电量的转让交易，机组保安全电量不得开展转让交易。

合同电量转让交易不影响出让方与电力用户原有合同的价格及结算方式。出让方申报出让电量、出让价格。拟出让电量不超过出让方签订的年度长期协议交易电量，出让价格指出让方支付给受让方的补偿价格。交易中心通过交易系统发布出让方名称、出让价格、可出让电量等信息。

交易中心将无约束交易结果提交电力调度机构进行安全校核，通过交易系统向市场主体发布合约转让交易成交结果。

（2）集中竞价交易

交易中心根据市场主体需求以集中竞价的方式组织，每月适时开展。

发电企业，电力用户（售电公司）均通过交易系统申报交易电量、交易价格，电力用户（售电公司）申报交易价格大于等于发电企业申报交易价格方有效。以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。发电企业申报电价为其市场化交易上网电价，电力用户（售电公司）直接申报交易价格。

采用统一边际价格法出清。以发电企业申报的供给侧曲线、电力用户（售电公司）申报的需求侧曲线交叉点价格确定市场出清价格。曲线无交点时，根据满足交易规模的最末成交发电企业申报价格、电力用户（售电公司）申报价格平均值确定市场出清价格。

交易电量可采用三段式申报方式，发电企业各段累计电量不超过可参与月度集中竞争交易的申报电量上限，电力用户各段累计电量应等于申报的次月市场化电量需求量。发电企业和电力用户各段申报电量应占其申报电量一定比例。

对于电网安全约束电量、供热电量等必开电量，按“保量不保价”原则参与市场化交易，鼓励电网安全约束电量、供热电量等必开电量通过年度长期协议参与交易。有电网安全约束电量、供热电量等必开电量的发电企业如不参与年度长期协议交易，在月度竞价中优先安排其必开电量。

（三）交易价格

发电企业的交易电量上网电价由电力用户（售电公司）与

发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。参与市场化交易的电力用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分组成。不同供电电压等级的电力用户，其输配电价（含线损）和基本电价按自治区价格主管部门核定的价格执行。

售电公司按照市场化价格与其代理的电力用户、购电的发电企业开展市场化交易，交易价格自主商定，实行自主经营、自担风险、自负盈亏。

（四）交易结算

1. 原则上年度双边交易按“月结年清”、月度竞价交易按“月结月清”的原则进行结算。

2. 电力用户当月超出申报的月度市场交易计划的电量按目录电价进行结算。

3. 月度结算时，先结算年度交易月度分解电量，再结算月度集中竞价交易成交电量。

4. 由于丰枯季节性变化或发电企业自身原因导致用户申报的年度双边协商月度分解电量未能通过安全校核或交易未能按计划实施，用户该部分申报的电量纳入滚动统计。电力用户先按照目录电价结算，发电企业在后续安排发电计划时对该电量进行安排发电后补结。

5. 发电企业、电力用户（售电公司）、电网企业应根据有关

电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。涉及跨电网交易的，发电企业、电力用户（售电公司）、主电网、地方电网应根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订多方合同，并在合同中明确输配电价核定后，电力用户购电价格中只包含一次输配电价（含线损）。目前，交易中心负责提供结算依据，电网企业负责收费、结算，负责归集交叉补贴，代收政府性基金及附加。其中，电力用户按目录电价向电网企业缴费，发电企业按交易结果从电网企业获取上网电费。直接向发电企业购电的电力用户，其价差电费由电网企业在其次月应缴电费中抵扣；由售电公司代理购电的电力用户，其价差电费按售电公司与其约定的月价差总电费分配比例，电网企业分别与售电公司及售电公司所代理的电力用户结算。如涉及跨电网交易的，售电公司与所代理的电力用户所属网区的电网企业进行结算。

6. 拥有配电网资产的售电公司，参照电网企业，承担供电营业区范围内的收费、结算等业务。

三、执行对象

（一）电力用户

1. 单个电力用户

供电电压等级 35kV 及以上，且 2016 年用电量（指外购电量，不含自发自用电量）3000 万千瓦时及以上。符合准入条件的电力用户原则上应全部电量参与市场交易。

供电电压等级 35kV 及以上,且 2016 年用电量 6000 万千瓦时及以上电力用户,年度长期协议可以自主选择发电企业购电,或选择售电公司代理购电,但只能选择一种购电方式,月度交易可选择任何一种购电方式,但每次交易只能选择一种。2016 年用电量在 3000 万千瓦时及以上、6000 万千瓦时以下的电力用户,年度长期协议只能由一家售电公司代理购电,月度交易可选择不同售电公司代理购电,但每次交易只能选择一家。

(2) 园区用户

在全区选择 1-2 家工业园区作为第一批试点,园区内所有电力用户自愿以捆绑打包形式参与市场化交易,与售电公司签订市场化交易合同,各电力用户年度长期协议电量不超过其 2016 年外购电量,增量电量由售电公司代理参与月度交易。

选择试点园区的原则为:电力用户供电电压等级在 35kV 及以上,对地方经济贡献较大,用电成本占生产成本比例相似,电力用户自愿参与。

同一个试点园区只能由一家售电公司代理购电,同一家售电公司可以代理多个试点园区购电。试点园区用户的增量电量参与月度交易可选择不同售电公司代理购电,但每次交易只能选择一家。

(二) 发电企业

并入电网运行的发电企业;符合国家基本建设(技改)审

批程序并取得发电业务许可证,单位能耗应优于行业平均水平。

(三) 售电公司

符合国家发展改革委、国家能源局印发的《售电公司准入与退出管理办法》,在交易中心完成注册,获得交易资格的售电公司,可代理符合准入条件的用户参与市场化交易。

(四) 电网企业

具有独立法人资格,独立财务核算,已取得营业许可证,具备安全稳定的输配电能力,能独立承担民事责任。

四、执行时间

2017年1月1日至12月31日。

五、执行要求

(一) 本方案所指交易电量,为执行大工业电价的电量。

(二) 参与市场化交易的电力用户应具备零点抄表条件,不拖欠电费。

(三) 考虑当前的供需关系及鼓励市场化交易,2017年参与市场化交易的发电企业不剔除容量。

(四) 交易中心按照市场化交易三方合同约定的分月计划,汇总月度市场化交易电量,提交电力调度机构。电力调度机构执行调度任务时,优先安排市场化交易合同电量。

(五) 参与市场化交易的发电企业、电力用户、售电公司需在交易中心完成注册后,方可参与市场交易。同时,必须服

从电网公司统一调度，严格执行用电错峰指令，共同维护好全区供用电秩序。

（六）鉴于我区水、火电源结构的特殊性，根据本年用电和来水情况，可在第四季度对年初制定的电力直接交易规模进行合理调整。

（七）除电力调度机构安全校核不通过外，发电企业、电力用户（售电公司）、电网企业达成协议或合同后不得更改电量、电价、退出交易。擅自退出交易的，三年内不得进入电力交易市场。

（八）为确保电力系统安全稳定运行，提高月市场化计划完成率，对月市场化计划电量完成率进行考核。由于交易主体自身原因导致月市场化计划电量完成率低于 95%的，差额电量考核责任方。输配电价执行前，考核电价=发电企业让利电价/2；输配电价执行后，考核价格=（发电企业标杆上网电价-交易电价）/2。违约考核上限不超过当月发电企业通过市场化交易理论让利的 20%。

（九）允许年度合同约定电量偏差-5%。由于交易主体自身原因，造成实际市场化交易电量低于年度合同约定电量 95%的，低于部分视为违约电量。违约价格=（发电企业标杆上网电价-交易电价）/2。违约考核上限不超过当年发电企业通过市场化交易理论让利的 20%。

(十) 为了提高市场电量履约率，保证我区电力市场健康稳定发展，根据市场交易情况，适时出台履约保证金管理规定。

2017 年广西电力市场化交易实施细则

为贯彻落实《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）及其配套文件精神，根据《2017 年广西电力市场化交易实施方案》、《关于广西电网 2017-2019 年输配电价有关问题的通知》（桂价格〔2017〕3号）要求，进一步完善市场结构，规范市场交易管理，结合我区电力运行实际及电力市场化交易情况，特制订本实施细则。

一、总则

坚持市场化改革方向，进一步深化电力体制改革，促进电力行业健康发展，推动产业结构转型和升级。按照稳妥有序推进、试点先行的要求，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进电力与广西经济的协调发展。2017 年开展年度、月度市场化交易，市场化交易电量规模达到当年全区全社会用电量的 20%，视市场情况进行调整。

本细则适用于所有参加 2017 年广西电力市场交易的市场主体。

二、市场主体

（一）发电企业

发电企业是指纳入广西电力电量平衡的所有发电企业，分

为竞争性发电企业 and 非竞争性发电企业。非竞争性发电企业是指纳入广西电力电量平衡，用于解决用户侧交叉补贴的发电机组（发电企业），暂不参与市场化交易；竞争性发电企业是指用于解决用户侧交叉补贴以外的发电机组（发电企业），按自愿原则到广西电力交易中心（以下简称“交易中心”）完成注册（含企业注册、数字证书办理），成为市场交易主体，方可参与市场化交易。

调试期电量不参与市场化交易。

（二）电力用户

电力用户指广西区内电力用户，分为竞争性电力用户和非竞争性电力用户。

竞争性电力用户是指符合市场准入条件且参与市场化交易的用户；非竞争性电力用户是指一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用户以及居民生活用户等优先购电用户和符合市场准入条件但未参与市场交易的用户，非竞争性电力用户的用电量为优先购电量，由电网企业统一代理购电，暂不参与市场化交易。

符合市场准入条件的电力用户一旦选择参与市场交易，一年内不能退出市场。擅自退出交易的，三年内不得进入电力交易市场，并视情节情况进行处罚。

（三）售电公司

售电公司分三类，第一类是电网企业的售电公司；第二类是社会投资增量配电网，拥有配电网运营权的配售电公司；第三类是无配电网资产、不拥有配电网运营权的独立售电公司，不承担保底供电服务。

（四）电网企业

电网企业指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。

三、市场主体准入条件及相关要求

本细则所指交易电量，为执行大工业电价的电量。电网企业、发电企业、电力用户、售电公司等符合准入条件的市场主体均需在交易中心完成注册(含交易系统注册、数字证书办理)，成为市场交易主体，方可参与市场交易。同一市场主体同时具备发电企业、电力用户、售电公司中两种或两种以上类型时，每次交易只能选择一种类型参与。

（一）发电企业准入条件

1. 具有独立法人资格，财务独立核算，能够独立承担民事责任；内部核算的，须经法人单位授权。

2. 符合国家基本建设审批程序，取得电力业务许可证（发电类），单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。

3. 自备电厂应按规定承担与自备电厂产业政策相符合的政

府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费，成为合格的市场主体后，允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

4. 2017 年暂定广西电网统调火电、核电，兴义电厂#2 机参与市场化交易。供热机组供热所需电量通过市场化交易获取，不再单独安排供热火电企业的供热电量。供热机组各月不高于最低稳燃出力供热的市场化电量优先确保。月度市场化电量平均出力小于最低稳燃出力供热的，原则上按最低稳燃出力供热安排直到月度市场化电量执行完毕。核电企业除保障性电量外的电量参与市场交易。

5. 考虑当前的供需关系及鼓励市场交易，2017 年参与市场交易的发电企业不剔除容量。

（二）电力用户准入条件

1. 具有独立法人资格，依法开展生产经营活动，财务独立核算，信用良好，能够独立承担民事责任；内部核算的，须经法人单位授权。

2. 建设项目的投资立项、土地利用、环境影响评价、节能评价等符合国家有关规定。

3. 2017 年暂放开供电电压等级 35 千伏及以上，且 2016 年实际外购电量（以供电部门结算电量为准）3000 万千瓦时及以上的电力用户，适时试点放开新增的 35 千伏及以上大工业用

户。原则上符合准入条件的电力用户应全部电量参与市场交易。

供电电压等级 35 千伏及以上,且 2016 年用电量 6000 万千瓦时及以上电力用户,年度长期协议(以下称“年度长协”)可以自主选择发电企业购电,或选择售电公司代理购电,但只能选择一种购电方式,月度交易可选择任何一种购电方式,但每次交易只能选择一种。2016 年用电量在 3000 万千瓦时及以上、6000 万千瓦时以下的电力用户,年度长协只能由一家售电公司代理购电,月度交易可选择不同的售电公司代理购电,但每次交易只能选择一家。

4. 符合国家及自治区的产业政策要求;符合国家规定的行业准入条件;能耗指标先进,单位能耗优于全国行业平均水平;符合环保政策,具备完善的环保措施,且能正常运行并达到排放标准。

5. 具备零点抄表条件,不拖欠电费。

6. 涉及跨电网交易的,根据自治区价格主管部门下发的文件执行。

7. 试点园区用户参与。在全区选择 1-2 家工业园区作为第一批试点,园区内所有电力用户自愿以捆绑打包形式参与市场化交易,与售电公司签订市场化交易合同,各电力用户年度长协电量不超过其 2016 年外购电量,增量电量由售电公司代理参与月度交易。

选择试点园区的原则为：电力用户供电电压等级在 35kV 及以上，对地方经济贡献较大，用电成本占生产成本比例相似，电力用户自愿参与。

同一个试点园区只能由一家售电公司代理购电，同一家售电公司可以代理多个试点园区购电。试点园区用户的增量电量参与月度交易可选择不同售电公司代理购电，但每次交易只能选择一家。

（三）售电公司准入条件

1. 符合国家发展改革委、国家能源局印发的《售电公司准入与退出管理办法》，在交易中心完成注册，获得交易资格，可代理符合准入条件的用户参与市场化交易。

2. 参与交易的售电公司，初期年度交易代理总电量不超过 6 亿千瓦时（不含试点园区内用户电量）。参与月度交易时，申报竞争电量不得超过当月竞争电量总规模的 15%。

3. 售电公司参与交易前应先与用户签订代理合同，交易电量不得超过其代理电量总和。

（四）电网企业准入条件

1. 具有独立法人资格，财务独立核算，取得电力业务许可证，信用良好，能够独立承担民事责任；内部核算的，须经法人单位授权。

2. 具备安全稳定的输配电能力。

市场主体准入条件政府行政主管部门另有规定的按规定执行。

四、市场管理

（一）市场组织管理

自治区工业和信息化委负责确定市场化交易规模、市场主体准入及交易相关要求。

交易中心负责电力市场交易的组织实施、出具结算依据，维护电力市场秩序，市场异常时可采取应急措施等。

广西电网电力调度控制中心（以下简称“调度中心”）负责电网安全校核，对市场主体就安全校核结果提出的异议作出解释，负责电网阻塞管理、交易计划执行、负荷实时平衡等。

广西电网有限责任公司、广西水利电业集团有限公司、广西桂东电力股份有限公司、广西百色电力有限责任公司等电网企业，负责提供输配电服务。

（二）价格机制

1. 按照输配电价相关要求执行。电力用户购电价=市场化交易成交价+电网企业输配电价（含线损）+政府性基金及附加。

2. 鉴于当前供需形势，2017年电力市场化交易发电企业成交价格与其标杆上网电价价差不得为正。

3. 为避免市场操纵及恶性竞争，交易中心可视情况对申报价格设置上、下限。

五、市场交易

（一）交易规模

根据发、用电预测情况，2017 年市场化交易规模暂定 280 亿千瓦小时左右，视市场情况调整。2017 年电力市场交易暂按年度和月度组织交易，其中年度长协规模约 240 亿千瓦时，月度交易规模根据市场情况及年度交易剩余电量灵活安排。

（二）市场交易主体交易规模

1. 发电企业

在向市场化过渡期间，为确保电网运行安全，避免发电企业恶性竞争，维持电力市场健康发展，在保持电力交易有序的基础上，适度引入竞争，设置火电、核电企业年度长协交易电量上限。

2017 年暂定火电机组年度长协交易规模 190 亿千瓦小时左右，核电机组年度长协交易规模 50 亿千瓦小时左右。各火电企业年度长协交易电量上限=本企业符合参与市场化交易机组装机容量/准入火电总装机容量×火电机组年度长协交易规模。

各发电企业年度长协交易电量不足或用户有增量需求时，发用电企业可参与月度竞价交易。

2. 电力用户

电力用户 2017 年年度长协电量不得超过其 2016 年实际外购电量（以供电部门结算电量为准），否则签订的意向书或合同

无效，如用户仍有电量需求可参与月度交易。

（三）年度交易

交易中心根据政府行政主管部门相关交易要求，结合区内电力供需形势、电网通道能力、市场主体电量需求等情况组织年度交易，2016年12月开展2017年度长协交易，采用双边挂牌及双边协商两种方式。发电企业、电力用户（售电公司）自主选择参与方式。年度长协交易无约束结果按“先签优先，后签调减”的原则进行调整。

1. 双边挂牌方式

发电企业、电力用户（售电公司）在广西电力市场交易系统（以下简称“交易系统”）申报挂牌电量、价格，可滚动调整，形成标的。发电企业、电力用户（售电公司）相互摘牌，即时成交。

（1）市场主体

符合条件的发电企业、电力用户、售电公司。

（2）挂牌

发电企业在交易系统上申报挂牌电量和挂牌价格，形成标的 (P_g, Q_g) ，电力用户（售电公司）在交易系统上申报挂牌电量和挂牌价格，形成标的 (P_g', Q_g') 。

（3）摘牌

发电企业对标的 (P_g', Q_g') 进行摘牌，电力用户（售电

公司)对标的(P_g 、 Q_g)进行摘牌。

(4) 成交电量、价格

发电企业摘牌:成交电量、价格为对应电力用户标的($P_{g'}$ 、 $Q_{g'}$)。

竞争性电力用户摘牌:成交电量、价格为对应发电企业标的(P_g 、 Q_g)。

(5) 交易流程

a、交易中心会同调度中心通过交易系统等形式发布年度双边挂牌交易相关市场信息,可包含以下内容:

- ①次年电力电量供需预测;
- ②次年竞争性电力用户年度总需求及分月需求预测;
- ③次年关键输电通道网络约束情况;
- ④次年发电企业参与年度长协最大利用小时数(电量上限)。

b、交易中心发布双边挂牌交易公告,组织实施。

c、市场主体在规定的交易时段内申报交易标的,发电企业、电力用户(售电公司)可以同时申报2个标的(每个标的的电量须不小于5000万千瓦时,当市场主体电量需求不足1亿千瓦时时,只能申报1个标的),标的在未被摘牌锁定前可实时调整。双边挂牌交易在截止时间或所有标的电量成交后结束。

d、交易中心2个工作日内汇总双边挂牌无约束成交结果。

e、除电网安全校核不通过外，发电企业、电力用户（售电公司）不得取消、更改成交结果。

2. 双边协商方式

以自主双边协商方式开展。

（1）市场交易主体

符合条件的发电企业、电力用户、售电公司。

（2）信息申报

发电企业、电力用户（售电公司）可在交易系统申报双边交易需求电量及联系方式等信息，其中电量应分月明确。

（3）成交电量、价格

发电企业、电力用户（售电公司）根据双边交易需求信息自由协商，确定成交的电量、价格。

（4）交易流程

a、交易中心会同调度中心通过交易系统等途径发布相关市场信息，可包含以下内容：

①交易电量规模；

②关键输电通道网络约束情况；

③发电企业双边协商最大利用小时数（电量上限）。

b、发电企业、电力用户（售电公司）根据交易系统上公布的信息，自由协商确认后，由发电企业在交易时段内登录交易系统填报，电力用户在交易时段内进行确认。双方签章后，交

易系统形成年度合约交易意向书。

c、交易中心 2 个工作日内汇总线下双边协商无约束成交结果。

d、除电网安全校核不通过外，发电企业、电力用户（售电公司）不得取消、更改意向交易结果。

3. 安全校核

交易中心汇总双边挂牌、双边协商交易的无约束成交结果，送调度中心进行安全校核。

调度中心原则上 5 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回交易中心。若安全校核不通过，则调度中心出具相关市场交易主体电量上限及不通过原因，交易中心按等比例原则进行调整。

安全校核结果在交易系统发布，公示一天。

4. 合同签订

发电企业、电力用户（售电公司）、电网企业根据安全校核结果，在交易系统按合同模板签订市场化交易合同。合同签订时，不得擅自更改。确需调整的，需向交易中心提出调整申请，经交易中心同意且通过安全校核，签订相关协议后方可调整。

交易系统自动生成交易合同。合同签订时，由发电企业填报，电力用户（售电公司）、电网企业确认，各方签章后生效。

5. 分月计划申报

当电力用户（售电公司）月计划用电量大于等于年度长协合同中约定的月度分解电量时，其月度申报的年度长协月度分解电量不得小于年度长协合同中约定的月度分解电量。

当电力用户（售电公司）月计划用电量小于年度长协合同中约定的月度分解电量时，其当月计划用电量应全部申报为当月年度长协月度分解电量。

（四）月度交易

交易中心视情况依次组织合约电量转让交易、集中竞价交易。

1. 合约电量转让交易

交易中心根据市场主体需求以挂牌的方式组织合约电量转让交易，每月适时开展。

（1）市场主体

现阶段，在发电企业间开展年度长协电量的转让交易，机组保安全电量不得开展转让交易。

（2）挂牌

合同电量转让交易不影响出让方与电力用户（售电公司）原有合同的价格及结算方式。出让方申报出让交易标的，标的包括：出让电量、出让价格，月度合约电量转让交易时出让方每个双边合同只能对应一个标的。其中，拟出让电量不超过年度长协交易电量，出让价格指出让方支付给受让方的补偿价格。

交易中心通过交易系统发布出让方名称、可出让电量、出让价格等信息，形成标的。

（3）摘牌

受让方对标的进行摘牌，按时间优先原则成交。合约电量转让交易时，交易中心根据挂牌情况，设置每个标的的最小摘牌电量等交易信息。

（4）交易流程

- a、发电企业有合约电量转让需求时按月在交易系统申报。
- b、交易中心会同调度中心提前 3 个工作日，通过交易系统发布次月合约电量转让交易市场相关信息，可包含以下内容：
 - ①交易规模、开市时间、市场主体范围；
 - ②关键输电通道输电能力；
 - ③机组运行约束情况。
- c、发电企业在交易系统上申报合约电量转让标的，形成标的。
- d、受让方对标的进行摘牌，按时间优先原则成交，形成无约束成交结果。
- e、交易中心将无约束交易结果提交调度中心进行安全校核。
- f、交易中心根据安全校核结果，通过交易系统向市场主体发布合约转让交易成交结果。

（5）安全校核

受让方对标的的进行摘牌，形成无约束成交结果。无约束成交结果经调度中心进行安全校核后，形成最终成交结果。若安全校核不通过，则调度中心出具相关市场交易主体电量上限及不通过原因，交易中心按等比例原则进行调整。

2. 集中竞价交易

交易中心根据市场交易主体需求以集中竞价的方式组织，每月适时开展。

（1）市场主体

符合条件的发电企业，电力用户，售电公司。

（2）竞价申报

发电企业、电力用户（售电公司）均通过交易系统申报交易电量、交易价格，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

交易电量可采用三段式申报方式，发电企业各段累计电量不超过可参与月度集中竞争交易的申报电量上限，电力用户（售电公司）各段累计电量应不超过其申报的次月市场化需求电量。发电企业和电力用户（售电公司）各段申报电量应占其申报电量的 20%及以上。

为避免市场操纵及恶性竞争，交易中心可视市场情况在月度集中竞价中设置发电企业、电力用户（售电公司）申报电量、

价格限制等限制条件。

（3）成交规则

采用统一边际价格法出清。将发电企业申报价格、电力用户（售电公司）申报价格配对，形成交易价差对。其中发电企业申报价格为其上网价格，电力用户（售电公司）申报价格为发电侧上网价格。为维护月度集中竞价的有序开展，电力用户（售电公司）申报价格不得高于参与月度集中竞价机组的最高标杆上网电价。

价差对=电力用户（售电公司）申报价格-发电企业申报价格。

价差对为负值时不能成交，价差对为正值或零时可以成交，价差对大的优先成交。

所有成交的价差对中，最后一个成交的电力用户（售电公司）与发电企业申报价格的算术平均值为统一出清价格。发电企业、电力用户（售电公司）申报价格相同时，成交电量按申报电量比例分配。

其中，电网安全约束火电机组、供热机组等必开电量按“保量不保价”原则参与市场化交易，上述电量未参与月度集中竞价交易或在月度集中竞价交易中未成交的，按照最低价格纳入供给曲线排序。电网安全约束机组、供热机组超出必开电量之外的申报电量，按常规机组参与供给曲线排序。

考虑内陆火电、沿海火电、核电、兴义#2 机组的标杆上网电价不一致，鉴于当前供需形势，在月度竞价按统一出清价格的交易方式下，若出现月度统一出清价格高于部分成交发电企业标杆上网电价时，该部分发电企业按其标杆上网电价结算，差额电费按电力用户（售电公司）成交电量比例返还给电力用户（售电公司）。

（4）交易流程

a、发用电企业在年度长协成交电量外，有市场化电量增量需求时按月在交易系统申报。

b、交易中心根据市场需求，组织开展次月月度集中竞价交易。交易中心在广西交易系统发布次月集中竞价公告，披露交易规模等相关信息。

c、不迟于交易日 3 个工作日前，交易中心会同调度中心，通过交易系统发布次月集中竞价交易相关信息，包括但不限于：

①交易规模、开市时间、市场主体范围；

②关键输电通道输电能力；

③机组运行约束情况。

d、发电企业、电力用户（售电公司）在交易系统上自行申报电量、价格。可滚动调整申报，以最后一次的申报为准。

e、电力用户（售电公司）申报按照申报电价由高到低排列，形成电力用户电量-电力用户申报电价 L' ，所有成交的价差对

中电力用户最低申报电价为 $P_{\min}'$ ，最高申报电价为 $P_{\max}'$ ；发电主体申报按照申报电价由低到高排列，形成发电主体电量-发电申报电价曲线 L ，所有成交的价差对中发电主体最低申报电价为 $P_{\min}$ ，最高申报电价为 $P_{\max}$ 。 L 与 L' 的交点确定市场出清价格 P_0 ，在月度集中竞价交易规模内 L 与 L' 无交点时， $P_0 = (P_{\min}' + P_{\max}) / 2$ 。

f、交易中心将月度交易撮合结果提交调度中心进行安全校核。

g、交易中心根据安全校核结果，通过交易系统向各市场主体发布月度竞价交易结果。

(5) 安全校核

月度集中竞价结束后形成无约束成交结果。无约束成交结果经调度中心进行安全校核后，形成最终成交结果。若安全校核不通过，则调度中心出具相关市场交易主体电量上限及不通过原因，交易中心按等比例原则进行调整。

(6) 特别约定

市场化初期，考虑培育各主体的市场意识，当月度集中竞价成交电量小于月度市场化规模的 70% 时，可再次开展月度集中竞价交易。

3. 安全校核

交易中心在每次交易结束后 2 个工作日内送调度中心进行

安全校核。调度中心原则上 3 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回交易中心。若安全校核不通过，则调度中心出具相关市场交易主体电量上限及不通过原因，交易中心按等比例原则进行调整。

4. 成交结果发布

经调度中心安全校核通过后的成交结果，由交易中心通过交易系统正式向各市场主体发布。

六、结算

（一）总体原则

1. 年度长协电量原则上按“月结年清”，月度竞价电量原则上按“月结月清”的方式开展结算。月度结算优先切割市场化电量。

2. 月度结算时，发电企业、电力用户（售电公司）均先结算年度长协月度分解电量，再结算月度竞价成交电量。

3. 发电企业、电力用户（售电公司）当月市场化计划电量由年度长协月度分解计划和月度竞价计划两部分组成。发电企业、电力用户（售电公司）当月均按下发的市场化计划电量和对应电价进行结算，超出当月市场化计划电量的分别按上网电价、销售电价进行结算。

4. 为保证丰水期时段内电力用户（售电公司）正常结算市场化电量，发电企业当月上网电量超出当月市场化计划电量的

部分，按照与电力用户（售电公司）签订的年度长协电价进行预结算，直到结清年度长协电量全部合同电量。

5. 当月发电企业上网电量与年度长协预结算电量之和仍小于年度长协月度计划电量时，相应电力用户（售电公司）年度长协月度结算总电量等于发电企业当月上网电量与年度长协预结算电量之和，电力用户（售电公司）未结算电量于次月电厂安排发电计划后补结算。

6. 因市场交易主体自身原因导致月度市场化计划未完成，则对偏差电量进行考核并补偿月度竞价偏差电量电费。若年度长协月度分解电量未完成，差额电量纳入次月滚动调整；若月度竞价交易计划电量未完成，差额电量不纳入次月滚动调整。

7. 对于电网安全约束电量、供热电量等必开电量，按“保量不保价”原则参与市场化交易，鼓励电网安全约束电量、供热电量等必开电量通过年度长期协议参与交易。有安全约束电量、供热电量等必开电量的发电企业如不参与年度长期协议交易，且未参与月度集中竞价交易或在月度集中竞价交易中未成交的，在月度竞价中优先安排其必开电量，按月度交易的统一出清价优先出清，并计入该发电企业的市场化交易电量。

8. 因不可抗力造成电量偏差的，不进行偏差考核和补偿。

9. 广西电网公司与地方电网企业采用按月“一县一结”方式进行结算。为把用户市场化电量体现到发电侧，广西电网公

司月度趸售（网间交易）到地方电网相应县级供电企业的趸售（网间交易）电量不小于月度相应县级供电企业电力用户市场化电量，月趸售电量不滚动累计；月市场化交易结算电量以当月趸售电量为上限，若月度趸售（网间交易）电量小于月度市场化交易电量，则相应供电企业按用户标准进行偏差考核，受影响的用户由相应县级供电企业给予补偿。

（二）月度偏差电量考核及补偿原则

1. 偏差电量考核资金纳入统一账户，考核资金暂委托广西电网有限责任公司代为管理。考核资金管理办法另行制定。

2. 年度长协月度分解电量、月度竞价电量分别考核。由于市场交易主体自身原因导致月市场化计划电量完成率低于 95% 的，偏差电量考核责任方，考核上限不超过当月该电力用户（售电公司）、发电企业通过该交易方式理论获利、让利的 20%。

3. 发电企业年度长协月度考核时，当月发电企业上网电量小于年度长协月度分解计划的 95%，若预结算电量大于该考核电量，则不对发电企业进行考核。

（1）发电企业考核

该发电企业年度长协月度分解电量考核电价=（该发电企业标杆上网电价-该发电企业年度长协电量加权平均成交价）/2；
月度竞价交易电量考核电价=（该发电企业标杆上网电价-本月统一出清价）/2。

（2）电力用户（售电公司）考核

该电力用户（售电公司）年度长协月度分解电量考核电价=与该电力用户（售电公司）开展年度长协的发电企业的加权平均让利价/2；月度竞价交易电量考核电价=月度竞价成交的发电企业加权平均让利价/2。

4. 允许年度长协结算总电量与合同电量偏差-5%。由于交易主体自身原因，造成实际结算电量低于合同电量 95%的，低于部分视为违约电量。市场交易主体违约价格=相应发电企业年度长协电量加权平均让利电价/2，考核上限不超过发电企业年度长协交易理论让利的 20%。

5. 由于发电企业自身原因，导致当月发电侧月度竞价结算电量小于用户侧月度竞价结算电量时，发电企业需对用户侧进行补偿。补偿金额为电力用户差额电量按销售电价结算与按市场化价格结算相比需多缴纳的电费。补偿金额优先从发电企业月度竞价电量考核资金中抵扣。未能足额抵扣时，发电企业从当月上网电费中抵扣，仍不足时，需另行额外缴纳差额电费。

（三）电力用户（售电公司）结算

电力用户（售电公司）首先进行年度长协交易月度分解电量的结算，然后进行月度竞价交易电量的结算。当月电力用户超过市场化计划的电量，按照目录销售电价进行结算。

售电公司月度交易结算及考核规则与单个电力用户一致。

电网企业与发电企业、售电公司及其代理的电力用户分别结算。售电公司代理的电力用户维持现有的结算方式不变。原则上售电公司承担月度偏差电量考核电费的 10%，相应电力用户承担月度偏差电量考核电费的 90%，若代理合同有约定的按代理合同执行。售电公司所代理的各电力用户偏差考核电费（价差）由售电公司与电力用户共同确认。

定义： U_1 为年度长协月度分解计划电量； U_2 为月度竞价计划电量； U_3 为月度市场化总计划电量（ $U_3 = U_1 + U_2$ ）； Q 为用户月度实际用电量； P_1 为年度长协成交电价； P_2 为月度竞价交易成交电价； P_3 为月度竞价交易电量考核电价， $P_3 =$ 月度竞价成交的发电企业加权平均让利价/2； P_4 为年度长协月度分解电量考核电价， $P_4 =$ 与该电力用户（售电公司）开展年度长协的发电企业的加权平均让利价/2； P_5 为输配电价（含线损）； P_6 为政府性基金及附加； P 销售为电力用户销售电价。具体结算方法详见表 1。

表 1 电力用户（售电公司）电费结算与偏差电量考核表

结算条件	结算顺序	交易类型	结算电量	交易（补偿）电价	电度电费	电度电费及考核电费合计
$Q \geq U_3$	1	年度长协月度分解	U_1	P_1	$S_1 = U_1 \times (P_1 + P_5 + P_6)$	$S_{\text{总}} = S_1 + S_2 + S_3$
	2	月度竞价	U_2	P_2	$S_2 = U_2 \times (P_2 + P_5 + P_6)$	
	3	非市场化	$Q - U_3$	$P_{\text{销售}}$	$S_3 = (Q - U_3) \times P_{\text{销售}}$	
$U_1 \leq Q < U_3$	1	年度长协月度分解	U_1	P_1	$S_1 = U_1 \times (P_1 + P_5 + P_6)$	$S_{\text{总}} = S_1 + S_2 + S_4$
	2	月度竞价	$Q - U_1$	P_2	$S_2 = (Q - U_1) \times (P_2 + P_5 + P_6)$	
	3	月度竞价电量偏差考核	$U_4 = 0.95 \times U_2 - (Q - U_1)$	P_3	$S_4 = U_4 \times P_3$	
$Q < U_1$	1	年度长协月度分解	Q	P_1	$S_1 = Q \times (P_1 + P_5 + P_6)$	$S_{\text{总}} = S_1 + S_5 + S_6$
	2	年度长协月度分解电量偏差考核	$U_5 = 0.95 \times U_1 - Q$	P_4	$S_5 = U_5 \times P_4$	
	3	月度竞价电量偏差考核	$U_6 = 0.95 \times U_2$	P_3	$S_6 = U_6 \times P_3$	
备注：1、偏差考核电费 S_4 、 S_5 、 S_6 不超过当月电力用户该交易方式理论获利的 20%。 2、月度竞价交易“月结月清”，年度长协月度偏差电量可滚动统计至年底统一清算。 3、若 $S_4 < 0$ ，则 $S_4 = 0$ ；若 $S_5 < 0$ ，则 $S_5 = 0$ 。						

（四）发电企业结算

发电企业以厂（机组）为单位进行结算，首先进行年度长协交易月度分解电量结算，其次进行月度集中竞价交易电量结算。当月超过市场化计划的电量，按照与电力用户签订的年度长协电价进行预结算，直至完成全部年度长协电量。

定义： U_1 为年度长协月度分解计划电量； U_2 为月度竞价计划电量； U_3 为月度市场化总计划电量（ $U_3 = U_1 + U_2$ ）； $Q_{\text{当月}}$ 为发电企业月度实际发电量； $U_{\text{累计}}$ 为截止上月度发电企业年度长协月度分解计划的累计电量； $Q_{\text{累计}}$ 为截止上月度发电企业的年度长协已结算的累计发电量（包括正常结算和预结算）； $U_{\text{合同}}$ 为发电企业年度长协合同总电量； P_1 为年度长协交易市场化成交价； P_2 为月度竞价交易市场化成交价； P_3 为月度竞价交易电量考核电价， $P_3 = (\text{该发电企业标杆上网电价} - \text{本月统一出清价}) / 2$ ； P_4 为年度长协月度分解电量考核电价， $P_4 = (\text{该发电企业标杆上网电价} - \text{该发电企业年度长协电量加权平均成交价}) / 2$ ； $P_{\text{上网}}$ 为发电企业标杆上网电价； P_5 为输配电价（含线损）； P_6 为政府性基金及附加； $P_{\text{销售}}$ 为电力用户销售电价。 Q_1 为当月用户侧月度竞价结算电量总和； Q_2 为当月发电侧月度竞价结算电量总和。 U_8 为当月发电侧月度竞价计划电量总和。具体结算方法详见表 2。

表 2 发电企业电费结算与偏差电量考核表

结算条件	结算顺序	交易类型	结算电量	成交电价	电费	电费、考核合计
$Q_{\text{累计}} < Q_{\text{合同}}$	1	年度长协月度分解	U_1	P_1	$S_1 = U_1 \times P_1$	$S_{\text{总}} = S_1 + S_2 + S_3$
	2	月度竞价	U_2	P_2	$S_2 = U_2 \times P_2$	
	3	市场化预结	$U_3 = \text{MIN}(Q_{\text{当月}} - U_3, Q_{\text{合同}} - Q_{\text{累计}} - U_1)$	P_1	$S_3 = U_3 \times P_1$	
$U_1 \leq Q_{\text{当月}} < U_3$	1	年度长协月度分解	U_1	P_1	$S_1 = U_1 \times P_1$	$S_{\text{总}} = S_1 + S_2 - S_4 - S_7$
	2	月度竞价	$Q_{\text{当月}} - U_1$	P_2	$S_2 = (Q_{\text{当月}} - U_1) \times P_2$	
	3	月度竞价电量偏差考核	$U_3 = 0.95 \times U_2 - (Q_{\text{当月}} - U_1)$	P_3	$S_4 = U_3 \times P_3$	
	4	月度竞价补偿电费	1、当 $Q_1 > Q_2$, 补偿电量 $U_6 = (Q_1 - Q_2) \times (U_2 - (Q_{\text{当月}} - U_1)) / (U_8 - Q_2)$; 2、当 $Q_1 \leq Q_2$, 补偿电量 $U_6 = 0$ 。	$P_7 = P_{\text{销售}} - (P_2 + P_5 + P_6)$	$S_7 = P_7 \times U_6 - S_4$	
$Q_{\text{当月}} < U_1$	1	年度长协月度分解	$Q_{\text{当月}}$	P_1	$S_1 = Q_{\text{当月}} \times P_1$	$S_{\text{总}} = S_1 - S_5 - S_6 - S_7$
	2	年度长协月度分解电量偏差考核	$U_5 = 0.95 \times (U_{\text{累计}} + U_1) - (U_{\text{累计}} + Q_{\text{当月}})$ 1、当 $U_5 > 0$, 考核电量 $U_7 = U_5$; 2、当 $U_5 \leq 0$, 考核电量 $U_7 = 0$ 。	P_4	$S_5 = U_7 \times P_4$	
	3	月度竞价电量偏差考核	$0.95 \times U_2$	P_3	$S_6 = 0.95 \times U_2 \times P_3$	

	4	月度竞价补偿电费	1、当 $Q_1 > Q_2$, 补偿电量 $U_6 = (Q_1 - Q_2) \times U_2 / (U_8 - Q_2)$; 2、当 $Q_1 \leq Q_2$, 补偿电量 $U_6 = 0$ 。	P_2	$S_7 = U_6 \times P_2 - S_6$		
$Q_{\text{累计}} \geq Q_{\text{合同}}$	$Q_{\text{当月}} \geq U_2$	1	月度竞价	U_2	P_2	$S_2 = U_2 \times P_2$	$S_{\text{总}} = S_2 + S_8$
		2	非市场化	$Q_{\text{当月}} - U_2$	$P_{\text{上网}}$	$S_8 = (Q_{\text{当月}} - U_2) \times P_{\text{上网}}$	
	$Q_{\text{当月}} < U_2$	1	月度竞价	$Q_{\text{当月}}$	P_2	$S_2 = Q_{\text{当月}} \times P_2$	$S_{\text{总}} = S_2 - S_4 - S_7$
		2	月度竞价电量偏差考核	$U_5 = 0.95 \times U_2 - Q_{\text{当月}}$	P_3	$S_4 = U_5 \times P_3$	
		3	月度竞价补偿电费	1、当 $Q_1 > Q_2$, 补偿电量 $U_6 = (Q_1 - Q_2) \times (U_2 - Q_{\text{当月}}) / (U_8 - Q_2)$; 2、当 $Q_1 \leq Q_2$, 补偿电量 $U_6 = 0$ 。	$P_7 = P_{\text{结算}} - (P_2 + P_5 + P_6)$	$S_7 = P_7 \times U_6 - S_4$	
	备注: 1、计划偏差考核电费 S_4 、 S_5 、 S_6 不超过当月电力用户该交易方式理论获利的 20%。 2、月度竞价交易“月结月清”，年度长协月度偏差电量可滚动统计至年底统一清算。 3、若 $S_4 < 0$, 则 $S_4 = 0$; 若 $S_5 < 0$, 则 $S_5 = 0$; 若 $S_7 < 0$, 则 $S_7 = 0$ 。 4、如 $S_{\text{总}} < 0$, 发电企业须额外缴纳考核补偿电费差额部分。						

（五）电费支付方式

交易中心负责提供结算依据，电网企业负责收费、结算，负责归集交叉补贴，代收政府性基金及附加。

1. 电力用户（售电公司）电费支付方式

电力用户按销售电价向电网企业缴费。直接向发电企业购电的电力用户，其价差电费由电网企业在其次月应缴电费中抵扣；由售电公司代理购电的电力用户，其价差电费按售电公司与其约定的月价差总电费的比例分配，电网企业分别与售电公司及售电公司所代理的电力用户结算。电力用户功率因数调整电费、基本电费、政府性基金等仍按国家现行电价政策执行。参与市场化交易的用户当月欠缴电费的，将暂停交易结算。

2. 发电企业电费支付方式

发电企业与电网企业维持现有的电费支付方式。

七、市场干预

遇突发事件影响交易执行时，政府行政主管部门有权暂停市场交易。

当交易无法正常开展时，交易中心应及时通知市场主体推迟、暂停交易，确定处置方案，并将有关情况报国家能源局南方监管局、自治区工业和信息化委。

交易中心负责实施市场干预措施，实施应急调控时，应及时公告调控原因、范围、持续时间，并做好记录和备案。市场干预措施主要有价格管制和交易管制，包括但不限于：市场限价管制、交易时间调整、交易暂停、市场份额调整、交易中止。

八、信息披露

（一）信息披露要求

及时汇总、整理、分析和发布电力交易相关数据等市场信息。交易中心披露信息遵循真实、及时、透明的原则。交易中心应公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息。

市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息；公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息；私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

（二）信息披露内容

1. 市场成员准入名单；
2. 年度交易方案；
3. 交易公告（年度、月度）；
4. 成交信息公告；
5. 安全校核结果（年度、月度）；
6. 年度交易计划；
7. 月度交易计划；
8. 月度执行情况；
9. 年度执行情况；
10. 市场成员注册、注销、诚信名单及基础信息；
11. 年度交易协议汇总（无约的束量、价）；
12. 交易合同、成交结果通知单。

（三）信息披露方式

1. 交易中心网站;
2. 信息发布会;
3. 简报、公告、邮件;
4. 便于及时披露信息的其他方式。

(四) 信息披露时间

交易中心根据信息披露的内容确定披露的时限, 应确保信息披露的及时性。

九、其他

(一) 本细则作为《2017 年广西电力市场化交易实施方案》的扩展和补充。

(二) 执行过程中, 国家电力市场化交易相关政策有调整的, 按最新政策执行。

(三) 本细则最终解释权归自治区工业和信息化委。

(四) 本细则自印发之日起执行。

