

请输入关键字

Home

Provincial g

ent news

Open government affairs

One thing at a time

Interactive communication

Government data

Splendid Xiaoxiang

Home > Open Government > Document Library > Documents of provincial departments

Hunan Supervision Office of National Energy Administration Development and Reform Commission of Hunan Province Economic and Information Commission Notice of Hunan Provincial Energy Bureau on the issuance of the "Hunan Province Electricity Medium and Long-term Trading Rules (Trial)"

Index number 430500002/2017000046

Un filed registration number HNPR-2017-02020

Public method government website

Information limitation period 2019-07-31

Registration date 2017-07-18

Theme Electricity

Publicly responsible department Legislative Affairs Office of Hunan Provincial People's Government

Document number Xiangjianneng Market [2017] No. 48

Scope of disclosure All public

Date of signature 2017-07-18

Affiliated institution Provincial Development and Reform Commission

Date posted 2017-07-18

Medium and long-term trading rules for electricity in Hunan Province (trial).

Chapter I General Provisions

Article 2015 In order to further promote direct trading of electricity in our province, promote the formation of a standardized medium- and long-term trading market, safeguard the legitimate rights and interests of electricity market entities in accordance with the law, maintain the order of market transactions, and build a unified, open, competitive and orderly Hunan electricity market, in accordance with the "Several Opinions of the CPC Central Committee and the State Council on Further Deepening the Reform of the Electric Power System"(Zhongfa [9] No. <>) and its supporting documents and relevant laws and administrative regulations, these Rules are formulated.

Article 2 The medium- and long-term trading of electricity as used in these Rules mainly refers to electricity transactions carried out by market entities such as power generation enterprises, electricity sales companies, power users, and independent auxiliary service providers that meet the access conditions, through market-

oriented methods such as independent negotiation, centralized bidding and listing trading, for more than many years, years, quarters, months, weeks and other ^{days} with electrical energy and ancillary services). The medium and long-term electricity trading market is divided into the electricity wholesale market and the electricity retail market.

Wholesale electricity trading refers to the general term for electricity trading activities carried out by power generation enterprises and electricity sales companies or large power users through market-oriented methods.

Direct electricity trading is the electricity energy transaction between large power users and power generation enterprises, and is an important part of wholesale electricity trading.

Electricity retail trading refers to the general term for electricity trading activities conducted by electricity sales companies and electricity users (hereinafter referred to as retail users), through market-oriented methods.

At this stage, priority power generation and base electricity are regarded as bilateral transactions between plants and networks, and the signing of power purchase and sales contracts between plants and networks is included in the scope of medium- and long-term transactions, and all their electricity transactions, execution and settlement must comply with the relevant provisions of these Rules.

Ancillary services for medium and long-term transactions implement the relevant provisions of these Rules.

Article 3 These Rules shall apply to medium- and long-term electricity trading carried out in the province and inter-provincial and cross-regional electricity tra

ding related to Hunan Province.

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

任何单位和个人不得违反法规干预市场正常运行。

第五条 国家能源局湖南监管办公室（以下简称湖南能源监管办）依法依规组织制定交易规则和市场监管办法，会同有关部门实施监管。

第二章 市场成员

第六条 市场成员分为市场主体和市场运营机构两类，市场主体包括各类发电企业、电力用户、售电公司、电网企业和独立辅助服务提供商等，市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电、输配电合同及依法达成相关补充合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务，依法依规获得相关收益；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）法律法规所赋予的其他权利和责任。

第八条 电力用户的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同和供用电合同，提供中长期交易电力电量需求、典型负荷曲线及其它生产信息；

（二）按规定获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付市场交易电量电费、输配电费、政府性基金与附加、偏差考核费用等；

（三）按规定披露和提供信息；按规定获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度要求安排用电；

（五）遵守省经信委有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理要求，配合开展错峰避峰；

（六）法律法规规定的其他权利和责任。

第九条 售电公司的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、市场化供用电合同；

（二）获得公平的输配电服务以及市场交易和输配电服务等相关信息，按规定支付市场交易电量电费、输配电费、政府性基金与附加、偏差考核费用等；拥有配电网运营权的售电公司应向其他市场主体提供公平的配电服务，并可按规定收到相关费用；

（三）按规定披露和提供信息，包括在指定网站上公示公司财务经营状况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，定期公布公司年报；

(四) 按规定向市场运营机构提供零售用户的中长期交易电力电量需求、典型负荷曲线及其它生产信息，承担用户信息保密义务；

(五) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度要求配合安排用电；

(六) 遵守省经信委有关电力需求侧管理规定，配合执行有序用电管理要求，配合开展错峰避峰；

(七) 法律法规规定的其他权利和责任。

第十条 独立辅助服务提供商

(一) 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和责任。

第十一条 电网企业的权利和义务：

(一) 负责建设、运行、维护、管理电网及其技术支持系统；

(二) 保障电网及输配电设施的安全稳定运行，服从电力调度机构的统一调度；

(三) 按规定为市场主体提供公平的输配电服务、电网接入服务；

(四) 按规定和标准向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

(五) 按规定收取输配电费，代收代缴电费和政府性基金与附加等，并按规定及时向有关发电企业和售电公司办理电费结算；

(六) 预测并确定优先购电电力用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同；

(七) 按政府定价向优先购电用户以及其它不参与市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同、购售电合同及相关补充协议；

(八) 按规定披露和提供信息，按规定和标准开放信息接口服务；

(九) 法律法规所赋予的其它权利和责任。

第十二条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 建设、运营和维护电力交易技术支持系统，按规定向发电企业、大用户和售电公司开放相关数据交互接口；

(二) 按照国家和本省监管办法和规则，拟定本省相关电力交易实施细则；

(三) 负责市场主体的注册管理；

(四) 组织各类交易，编制交易计划，管理各类交易合同；

(五) 提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电费等）及相关服务；

(六) 监视和分析市场运行情况，经授权在特定情况下干预市场，防控市场风险，并于事后向政府主管部门和监管机构及时报告；

(七) 按规定披露和发布信息，保证信息披露及时、真实、准确和完整；

(八) 配合能源监管机构和主管部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

(九) 配合开展市场主体信用评价，对市场主体和相关从业人员违反交易规则、扰乱交易秩序等违规行为进行配合调查和报告；

(十) 法律法规所赋予的其他权利和责任。

第十三条 电力调度机构的权利和义务：

(一) 负责调度管辖范围内的安全校核；

(二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

(三) 向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

(四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任）；

(五) 建设完善支持交易执行的技术支持系统，按规定向发电企业、大用户和售电公司开放相关数据交互接口服务；

(六) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；

(七) 法律法规所赋予的其他权利和责任。

第三章 市场准入与退出

第十四条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电公司以及独立辅助服务提供商，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。内部核算的发电企业、电力用户经法人单位授权可以参与相应的电力交易。

第十五条 各类参加电能量交易的市场主体应符合国家和省政府主管部门出台的准入相关规定，包括但不限于：

(一) 发电企业

- 1.依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；
- 2.符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且排放达标；
- 3.并网自备电厂须按能源主管部门相关管理办法，履行发电企业社会责任，承担国家政府性基金附加以及政策性交叉补贴并支付系统备用费。在此基础上，其自发自用以外电量可参与市场交易。

(二) 电力用户

- 1.供电电压等级为10千伏及以上的电力用户；鼓励优先购电企业和电力用户自愿进入市场；
- 2.符合国家和湖南省产业政策及节能环保要求，单位能耗、环保排放达到国家标准，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与；
- 3.拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；
- 4.符合电网接入规范，满足电网安全技术要求。

(三) 售电公司

- 1.符合《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体【2016】2120号）和湖南省相关实施细则规定的准入条件；
- 2.承诺遵守风险防控相关规定，具有一定的抗风险能力；
- 3.拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

参与直接交易的市场主体准入退出按照《湖南省电力用户与发电企业直接交易准入管理办法》（湘经信能源【2016】406号）执行；售电公司准入退出按照省发改委（能源局）相关规定执行。

第十六条 辅助服务提供者的市场准入条件:

（一）具备提供辅助服务能力的发电机组均可申请参与辅助服务交易，鼓励支持符合技术标准的储能设备、需求侧资源（如可中断负荷）等参与；

（二）具有辅助服务能力的独立辅助服务提供商，经电力调度机构进行技术测试通过后，方可参与交易；

（三）有辅助服务需求的发电企业、电力用户、售电公司等市场主体均可申请进入辅助市场进行交易。

第十七条 发电企业、电力用户、售电公司等市场主体在电力交易机构办理承诺、注册、公示、备案等相关手续后，方可获得正式参与市场交易的资格。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以在相关合法交易机构注册，注册后可以选择与交易有物理相关性的平台开展交易，但须事先得到省政府主管部门的批准。电力交易机构根据市场主体注册情况按月汇总形成自主交易市场主体目录，向能源监管机构、政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”和电力交易机构网站向社会公布。

第十八条 市场主体变更注册或者撤销注册，应向电力交易机构提出申请,按照相关规定办理。经公示确认后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的市场主体不能继续满足准入市场的条件时，经能源监管机构核实予以撤销注册。

第十九条 市场主体进入市场后退出的，原则上3年内不得参与电力市场交易。退出市场的主体由省政府主管部门在目录中删除，电力交易机构撤销注册，并向社会公示。

第二十条 市场主体被强制退出或自愿退出市场的，按合同约定承担相应的违约责任。电力调度机构不再继续执行其相关合同电量。

第四章 市场交易基本要求

第二十一条 电力市场用户分为大用户和一般用户，市场注册时分类管理。

大用户是指符合电力市场准入条件，且供电电压等级在35kV及以上的电力用户。此类用户进入市场后，可以选择参加电力直接交易，也可以选择向售电公司通过零售交易购电，但两种方式同期只能选择其一。

一般用户是指除大用户以外、符合电力市场准入条件、规范办理注册手续的其它电力用户。此类用户进入市场后，不能直接参加批发交易（含直接交易），只能进入零售市场与售电公司开展交易。一般用户须与售电公司、电网企业（营销部门）签订三方协议，由与其发生首次购售关系的售电公司代理或由其本身在交易机构办理注册手续，签订进入市场的承诺书（或包含承诺内容的相关文件）。

第二十二条 所有自愿参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场。在交易中心完成注册手续（含签订入市承诺书）的电力用户视为进入市场。进入市场的电力用户不得随意退出市场，确需退出者，须按规定办理相关手续并履行完相关义务。退出市场的电力用户相关电量不再实行目录电价，其购电价格为同类非市场用户目录电价的1.1倍，由电网企业对其提供

保底供电服务。不选择参与市场交易的电力用户和不符合准入条件的电力用户可享受保底服务，由所在地电网企业按政府定价提供保底供电。

第二十三条 批发交易可以与直接交易合并组织，也可以单独组织。合并组织时，售电公司视作一个大用户，除执行售电公司相关交易规则外，与用户企业的权利义务对等。单独组织时，须有多个售电公司参与，批发交易按规定程序组织。

第二十四条 售电公司在批发市场中购得电量以零售交易的方式转售用户。售电公司参与批发交易（直接交易）时，应持有与零售用户签订的购售电合同，并按电力交易机构的要求统一备案交易前的购售电合同和批发购入电量零售落实情况（可采取系统录入部分指标）。

大用户同一时期（暂定最短为六个月）只能选择批发交易（直接交易）或零售交易一种市场途径参与交易。一家电力用户同一时期（暂定最短为六个月）只允许选择一家售电公司通过零售交易购电。但当售电公司违约（含退出市场）无法满足用户需求时，电力用户可以作如下选择：

- （一）经批准向其它售电公司购电；
- （二）属大用户的可向交易机构申请月内交易；
- （三）由电网企业提供保底服务；
- （四）符合规定的其它形式。

因上述特殊原因，一家电力用户一个结算月度内向超过一家售电公司购电或同时参与月内批发交易（直接交易）或改由电网企业保底服务时，且向该电力用户售电的售电公司确实无法承担偏差考核责任时，则由该电力用户自行承担当月偏差考核。

第二十五条 售电公司有权凭零售合同和相应的技术条件从电网企业取得数据接入所需的服务，包括但不限于身份认证信息、数据服务接口地址及数据通讯协议。售电公司由此从电网企业数据服务接口取得有功、无功及电量数据，数据送收频率原则上不低于60分钟1次。售电公司不得将零售用户数据另行转让、销售或分享给第三方，违者追究法律责任。售电公司与电力用户的零售关系中断后，应及时关闭数据接口服务。

电网企业须履行电网公平无歧视开放的义务，按规定为售电公司提供必要的相关数据支撑与服务，对售电公司数据接入授权、通讯鉴权、吊销授权等进行有效管理。

第二十六条 发电企业、用户企业按规定以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续后，可作为合格市场主体，在交易实践中研究完善相关监管办法。

此类发电企业可在集中竞价交易中只能以发电或售电其中一种市场主体身份参与交易；电力交易机构还可以根据实际情况在相关实施细则或交易方案中对其交易份额等进行限制；

此类用户企业可在零售市场中作为售电公司售电，也可作为用户企业购电。发生购方售方为同一市场主体时，在结算程序上可简化处理。

第二十七条 有下列情况之一的，应禁止进入市场或强制退出市场：

- （一）用户企业属国家产业政策明令淘汰限制类产业类别的；
- （二）国家明确规定对售电公司实行禁止或限制的。

第二十八条 售电公司和电力用户均须严格按规定支付电量电费、输配电费、政府性基金与附加、偏差考核电费等；市场运营机构可以根据市场发

展运营情况制定完善基于售电公司参与交易后的电费资金回收风险防控管理办法，由市场管理委员会审议通过并报能源监管机构备案后执行。

第五章 交易品种、周期和方式

第二十九条 电力中长期交易品种包括批发交易（含直接交易）、零售交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、应急交易、抽水蓄能抽水电量专项交易、辅助服务交易等。同时，可根据实际情况创新交易品种。

零售交易由售电公司与零售用户双方自主组织开展，但须接受监管。售电公司参与批发交易时，应向电力交易机构备案零售交易合同；电量电费结算之前，所有购售电合同必须按电力交易机构要求备案。售电公司应定期集中报告零售交易合同签订、执行情况（原则上分月度报告）。

合同电量转让交易是指符合准入条件的发电企业、电力用户和售电公司依据本规则及相关实施细则将其持有的交易合同电量的部分或全部，通过市场化方式转让给符合条件的其他市场主体。发电企业之间可以通过合同电量转让实现互保。

应急交易是在发生或即将发生弃风弃水紧急情况下，向省外售出电量，提高省内可再生能源消纳能力的交易行为。

抽水蓄能抽水电量专项交易是指为了充分利用抽水蓄能电厂调峰等辅助服务能力和促进可再生能源消纳，面向省内外发电企业开展的低谷抽水电量交易。交易形成的价差收益主要用于解决应由发电企业承担的25%租赁费。

辅助服务交易主要包括自动发电控制、旋转备用、有偿调峰、有偿无功调节、可中断负荷及黑启动等。中长期市场可根据市场需求和技术条件逐步开展有偿调峰及黑启动等辅助服务交易。

第三十条 电力中长期交易主要按年度和月度开展，也可根据实际需要和基本条件，按照年度以上、多月或月度以下周期开展交易。如无特别说明，年度交易的周期含多年或6个月及以上，月度交易的周期含6个月以下的多月，月内交易的周期含周、多日等日以上。

第三十一条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌招标等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力或辅助服务）及其价格，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易方式适用于各类交易品种，零售市场交易以双边协商方式为主。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格；条件成熟时，按峰、平、谷段电量（或标准负荷曲线）进行集中竞价。现阶段，电力交易机构不组织零售市场集中竞价交易。

（三）挂牌交易（招标要约）指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量（辅助服务）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或多方提出接受该要约的申请，按规则初选成交对象，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。挂牌交易分为定价方式挂牌交易和竞价方式挂牌交易，定价方式挂牌交易不需要申报电价，仅需要申报电量；竞价方式挂牌交易主要用于发电侧竞价上网，需要同时申报电价和电量。现阶段，电力交易机构暂不组织零售市场挂牌交易。

第三十二条 具有直接交易资格的发电企业、电力用户和具有批发零售资格的售电公司，在获得省政府主管部门同意后，可直接参与跨省跨区交

易，发电企业和电力用户也可委托售电公司或电网企业代理参与跨省跨区交易。

电网企业负责跨省跨区购入国家指令性计划电量，并经授权可代理未进入市场的电力用户和保留在电网内部的发电企业参与跨省跨区市场购售电交易；经省政府主管部门同意，电网企业、售电公司可以代理小水电、风电等参与跨省跨区售电交易。

保留在电网企业内部的发电企业不直接参与跨省跨区电能交易。

第六章 价格机制与电量规模

第三十三条 电力中长期交易坚持市场化定价原则，第三方不得干预；计划电量应随着政府定价的放开采取市场化定价方式。相关的输配电价、政府性基金与附加按政府有关规定执行。发电企业市场化交易电量的交易价格由用户或售电公司与发电企业通过双边协商、集中竞价等方式自主确定。

参与电力市场交易的用户购电电度价格暂按顺价模式执行，即发电企业让多少，用户得多少。基本电价、峰谷分时电价、功率因素调整电费等执行价格主管部门相关政策。

第三十四条 跨省跨区交易的受电落地价格由成交价格（送电价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。其中，输电价格按照价格主管部门有关规定执行。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或另行收取；未明确的，以前三年同电压等级线路的输电损耗水平为基础，通过预测测算得出输电损耗率，报国家发展改革委、国家能源局备案后执行。跨省跨区交易输电费及网损按照实际计量的物理量计算。

第三十五条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易按照统一出清价格确定或报价高低匹配分别形成成交价格；挂牌交易以挂牌成交价格结算。

第三十六条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购，以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。跨省跨区合同转让应按潮流实际情况考虑输电费和网损。

第三十七条 现阶段，售电公司与电力用户之间的售电合同约定的价格与电费结算方式，应适应现行电价结构与模式和电网企业相关流程与规范。电网企业应改进结算相关程序与办法，为售电公司和电力用户提供更为便捷灵活的结算服务。

第三十八条 独立配网企业供电的电力用户可以通过以下程序参与市场交易：

- 1.与所在配网企业签订协议，事先约定计量、电量、电价与结算等相关事宜。
- 2.完成市场准入手续，取得市场准入资格。
- 3.原则上由所在配网与省网企业统一结算（包括配网参与市场交易用户和配网本身市场交易），再由配网企业与电力用户结算。
- 4.配电价格由省价格主管部门核定；配电价格核定前，可以采用配网与用户两级计量点电压的输配电价差作为配电价格。

第三十九条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易、挂牌招标中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或结算价格设置上限及下限。

第四十条 因消纳可再生能源电厂优先发电电量（暂不包括国家指令性计划）的需要，使得某月度市场合同电量不能完成时，可通过合同转让交易机制对不能完成的合同电量实行转让和受让。合同转让方式有以下两种：

（一）可再生能源发电企业与拥有足够市场合同的省内外市场主体事先自愿按规定开展合同电量转让交易，签订合同，实行互保；

(二) 事先未采取互保措施或合同受让电量不足的，在月度结算时应由造成合同无法执行的可再生能源发电企业按规定的算法分摊下调补偿和合同价差形成的差额电费，以确保发电侧市场合同电量当月结清和维护相关主体的合法权益。

可再生能源发电企业可以提前参与市场交易，避免或减少因强制下调补偿和合同价差形成的差额电费。如其月度合同电量无法当月完成，可以按规定向省内外发电企业转让（丰水期允许月内结算日前完成转让）。持有市场交易合同的可再生能源发电企业在省内确需调峰弃风弃水的条件下，可以优先于其它没有市场交易合同的可再生能源电厂发电，减弃多发，直至其减弃电量达到合同电量。

第四十一条 每年年底，由省经信委组织预测次年电力供需平衡情况，预测总发用电量，安排优先发电、燃煤火电基数电量及市场交易电量规模。相关单位可参与预测。

第四十二条 跨省区购电应充分考虑省内发电产能规模，不阻碍省内可再生能源的科学发展和充分利用，不对省内电力市场造成严重冲击。照此原则，向省外市场主体开放本省批发交易市场，原则上采取集中竞价或挂牌招标的交易方式。

鼓励省外市场主体与省内火电企业进行合同电量转让交易，以此实现和扩大跨省跨区购电交易规模。

省内可再生能源限电、弃风弃水的时段，应通过市场交易、跨省区调剂等办法，减少或停止跨省区购电交易，启动并加大跨省区送出的售电交易。

第七章 批发交易组织

第一节 交易组织基本程序

第四十三条 市场运营机构按照以下基本流程组织各类交易：

(一) 交易准备。开展电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制、发电企业可交易电量计算、用户和售电公司用电需求汇总等工作，在此基础上形成交易组织方案、编制市场交易公告。

(二) 发布交易公告。通过交易技术支持系统发布交易组织方式与程序、参与交易的市场交易主体名单、交易执行时间、电价政策、电力供需形势预测、电网运行与输送能力等信息。

(三) 交易申报。各市场交易主体通过交易技术支持系统，按照规定的格式申报各类交易意向、交易需求。对于双边协商交易方式，由售电方登录交易技术支持系统，按照规定格式录入年度、分月的电量、电价等交易意向信息；然后，相关购电方登录交易平台，确认售电方录入的信息。

(四) 交易出清汇总。对双边协商交易意向进行汇总，确定各交易主体的交易电量与电价；对集中竞价、挂牌交易等按照规定算法方法出清计算；形成无约束交易结果，经电网调度机构安全校核后形成有约束交易结果。

(五) 交易结果发布。在规定时间内发布有约束交易结果，在交易技术支持系统中形成电子化合同，将交易结果向相关部门备案。

第二节 集中竞价交易基本要求

第四十四条 集中竞价交易申报的基本要求如下：

(一) 集中竞价交易实行交易申报价格限制，由电力交易机构对买方和卖方分别提出最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报监管机构和政府相关部门备案。申报价格区间的设定要充分考虑成本、供需情况及其变动趋势。

(二) 集中竞价交易实行申报电量总额限制，由电力交易机构会同电力调度机构对买方和卖方分别提出申报电量限额建议，报监管机构和政府相关部门备案。申报电量限额的设定应考虑市场供需形势、市场力影响、卖方

的装机容量和发电能力、买方的实际用电需求以及月度双边协商交易电量等因素。

（三）买卖双方按照电力交易机构公告规定的方式，在公告规定的申报时间、电量限额、价格（价差）区间范围内申报期望购买/售出的当次交易周期内的电量和相应的价格（价差），买方或卖方每次交易申报的电量及其电价（价差）最多不能超过各自独立的三组（年度交易必须分月申报，每月申报电量及其电价不能超过独立的三组）。在实行顺价交易时，卖方（发电企业）申报与其政府核定上网电价的价差，买方（大用户和售电公司）申报与目录电价的价差，电价上浮为正，电价下浮为负。现阶段，申报价差应小于或等于0。

（四）申报电量的单位为兆瓦时（万千瓦时），不保留小数；申报电力的单位为兆瓦（万千瓦），不保留小数；申报价格的单位为元/兆瓦时，保留一位小数。

（五）买卖双方通过电力交易机构的交易技术支持系统申报数据，交易技术支持系统初步核定申报数据的有效性，并拒绝接收不符合要求的申报。

（六）在申报截止时间前，买卖双方可以多次申报，以最后一次申报的数据为准。所有的时间记录以交易技术支持系统或电力交易机构的时间为准。

第四十五条 集中竞价交易申报截止后，电力交易机构按照“价格优先、时间优先、环保优先”的原则，可采用统一边际价格法进行出清计算，也可按报价高低匹配出清计算，形成无约束交易结果。具体计算方法由电力交易机构通过实施细则明确。

第四十六条 集中竞价交易无约束结果通过安全校核后，根据出清价格计算各市场主体的实际成交价格，最后发布出清价格和各市场主体的成交电量、电价。

第三节 挂牌交易组织基本要求

第四十七条 市场主体在规定的挂牌交易申请提交时间内，向电力交易机构提出挂牌交易申请，包括挂牌电量、挂牌电价、执行时间、电力曲线等信息。电力交易机构在2个工作日内完成申请信息审核工作，将通过审核的申请形成交易公告、并在交易技术支持系统发布，将未通过审核的申请返回市场主体、并说明原因。

第四十八条 定价方式挂牌交易的申报、出清、结果发布程序如下：

（一）挂牌交易公告发布后，在规定时间内、符合资格要求的市场主体通过交易技术支持系统摘牌，市场主体的摘牌电量可以小于或等于挂牌电量、不能大于挂牌电量。

（二）挂牌交易按照“时间优先”的原则成交，即摘牌申报时间早者优先成交，一旦摘牌申报总电量达到或超过挂牌电量，立即关闭摘牌申报。如果摘牌申报总电量超过挂牌电量，最后一个成功申报者获得挂牌电量的最后剩余部分。

（三）挂牌交易闭市后，电力交易机构对摘牌意向进行汇总，形成无约束的交易结果，经电力调度机构安全校核后形成有约束交易结果，并通过交易技术支持系统发布。安全校核未通过时，由电力交易机构按照摘牌申报时间顺序调减电量。

第四十九条 竞价方式挂牌交易申报的基本要求参照集中竞价申报基本要求（详见第四十四条）执行，发电侧（卖方）参与申报，用电侧（买方）

不参与申报。挂牌交易公告中发布总购买电量需求和申报价格限制区间，对于参与交易的发电企业可以设定申报电量额度限制。

第五十条 挂牌交易报价出清、最终成交价格计算及成交量价发布参照集中竞价相关规定执行。

第四节 交易时序安排

第五十一条 开展年度交易时遵循以下顺序：

（一）确定跨省跨区优先发电。为落实国家能源战略，跨省跨区送受电中的国家指导性计划（可再生能源）列为优先发电。

（二）确定省内优先发电。根据水电、风能、太阳能、生物质等可再生能源的发电能力分月安排优先发电量，并与非市场用户的用电需求进行试算匹配。如果分月优先发电量大于非市场用户用电需求，造成市场合同电量无法全面执行时，通过合同转让机制和下调机制实现可再生能源发电（含省网直属电厂）全额消纳，引导可再生能源发电企业进入市场。

（三）开展年度双边交易、年度集中竞价交易（双边及集中竞价交易均包括跨省跨区交易，挂牌交易视同集中竞价交易，下同），年度交易电量需分解到月。如年度双边交易已满足全部年度交易需求，也可不开展年度集中竞价交易。

（四）确定燃煤发电企业基数电量。根据本省年度发电量预测结果，减去上述优先发电和年度交易结果（或预计规模）及后续交易规模后，考虑电网安全约束将剩余电量在燃煤发电企业中分配，作为其年度基数电量。基数电量考虑发用电负荷的丰枯季节特性分配到月度，形成月度基数。原则上在每年12月底前签订厂网间年度基数电量购售电合同，约定年度基数电量分月

计划等。每月下旬,电力交易机构可根据发电量预测情况,对次月基数电量进行增减调整,由此形成的月度基数电量调整值可在一个年度内后续月度滚动,但各月基数电量之和不超过年度基数电量之和。基数电量确定后,偏差主要通过市场方式处理。年度基数电量应按规定逐年缩减,直至取消。

(五) 电力交易机构在各类年度交易结束后,应根据安全校核后的交易结果,及时(原则上在12月底前)将优先发电合同、基数电量合同、双边和集中竞价的批发交易(直接交易)、跨省跨区交易和合同转让交易的结果进行汇总,发布年度汇总后的交易结果和分期交易结果。电力调度机构应按交易结果合理安排电网运行方式,保障交易结果的执行。

(六) 年度交易开始前仍未确定优先发电时,可由电力调度机构参考往年情况预测,预留优先发电空间,确保交易正常进行。

(七) 年度交易时,可将丰水期各月份单列,组织可再生能源企业优先交易;丰水期月份的月度交易时,可以在月度中上旬组织可再生能源企业提前进行次月交易。

第五十二条 开展月度交易时遵循以下顺序:在年度合同分解到月的基础上,首先开展月度双边交易,包括双边合同电量转让交易;其次开展月度集中竞价交易,包括挂牌交易。月度双边交易已满足全部交易需求,也可不开展月度集中竞价交易。

第五十三条 在落实国家指令性计划和政府间协议送电的前提下,省内、跨省跨区交易的启动时间原则上不分先后。在电力供应紧张的情况下应优先保障省内电力电量平衡,有富余发电能力时参与跨省跨区售电交易。

第五节 年度优先发电合同签订

第五十四条 根据省经信委确定的跨省跨区优先发电（含年度以上优先发电合同）计划，原则上相关电力企业在每年年度双边交易开始前协商签订次年度交易合同（含补充协议），约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，纳入送受电优先发电计划。

第五十五条 根据省经信委确定的省内优先发电计划，原则上在每年12月中上旬前，电力交易机构组织协商有关各方签订厂网间年度优先发电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第六节 年度双边交易

第五十六条 每年12月初，电力交易机构应通过交易平台发布次年度双边交易公告，包括但不限于以下信息：

- （一）次年关键输电通道输送能力及利用情况；
- （二）次年市场交易电量需求预测；
- （三）次年跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次年各机组可发电量上限以及安全约束形成的必发电量下限；
- （五）交易组织时间与程序；
- （六）参与交易的市场交易主体名单。

第五十七条 年度双边交易主要开展省内批发交易（含直接交易）、合同转让交易（含跨省跨区合同转让交易，下同）。

第五十八条 市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内批发交易（含直接交易）、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同转让交易的意向协议，并在年度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。年度双边交易的意向协议应提供月度分解电量。

第五十九条 电力交易机构在年度双边协商交易闭市后1个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力对年度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成无约束的年度双边协商交易结果，提交电力调度机构进行安全校核，并通过交易平台进行发布。电力调度机构应在3个工作日之内将校核结果交电力交易机构。

第六十条 电力交易机构在电力调度机构反馈安全校核结果后的下1个工作日内发布有约束的年度双边协商交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布后当日（如交易结果发布时间超过15：00时，可为次日，下同）向电力交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构在收到异议的当日给予解释和协调。形成争议的，可由监管机构依法及时协调或裁决。市场主体逾期不提出异议者视为无异议。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后1个工作日内通过技术支持系统提交成交确认信息，逾期不确认的视为已确认。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成年度双边批发交易（直接交易）、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内，通过技术支持系统确认电子合同。逾期不确认的，视作已确认。

逾期不确认交易结果或电子合同的，首次由电力交易机构提醒，第二次记入诚信记录。

第七节 年度集中竞价交易

第六十一条 每年12月中旬，在年度双边协商交易闭市后，电力交易机构通过技术支持系统发布次年度集中竞价交易公告，包括但不限于以下信息：

(一) 次年关键输电通道剩余可用输送能力情况；

(二) 次年集中竞价交易电量预测；

(三) 次年集中竞价跨省跨区交易电量需求预测（联系送出地平台共同发布）；

(四) 次年各机组剩余可发电量上限；

(五) 次年各机组可发电量上限、安全约束形成的必发电量下限以及已达成交易的电量；

(六) 交易组织时间与程序；

(七) 参与交易的市场交易主体名单。

第六十二条 年度集中竞价交易主要开展省内批发交易（含直接交易）、跨省跨区交易和抽水蓄能抽水电量专项交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第六十三条 年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司和电力用户通过技术支持系统申报分月电量、分月电价。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。市场主体对所申报的数据负责。

第六十四条 报价结束后，交易技术支持系统按照规定的算法进行出清计算，生成无约束交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构，并向市场主体发布。电力调度机构应在3个工作日之内将校核结果和必要的说明交电力交易机构。

第六十五条 电力交易机构在收到安全校核结果后的1个工作日内，向市场主体发布最终交易结果和有关说明，并可在12月底发布年度各类交易的汇总结果和分项结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第六十六条 交易技术支持系统自动将集中竞价交易结果生成电子化合同，无需相关市场主体确认。

第八节 月度双边交易

第六十七条 每月上旬，市场运营机构开展月度电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制、发电企业可交易电量计算、用户和售电公司用电需求汇总等工作，在此基础上形成月度交易组织方案，编制市场交易公告。

第六十八条 每月中旬，电力交易机构应通过交易平台发布次月（或后续2-3个月）双边交易公告，包括但不限于以下信息：

（一）次月（或后续2-3个月）关键输电通道剩余可用输送能力；

（二）次月（或后续2-3个月）市场交易电量需求预测；

（三）次月（或后续2-3个月）跨省跨区交易电量需求预测（联系送出地平台后发布）；

（四）次月（或后续2-3个月）各机组可发电量上限、安全约束机组必发电量下限以及已达成交易电量。

（五）交易组织时间与程序；

（六）参与交易的市场交易主体名单。

第六十九条 月度双边交易由开市至闭市原则上不超过3个工作日。月度双边交易主要开展省内批发交易（含直接交易）、跨省跨区交易和合同转让交易。

第七十条 市场主体经过双边协商分别形成月度双边省内直接交易、批发交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同转让交易的意向协议（含互

保协议)，并在月度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议（含互保协议）。

第七十一条 电力交易机构在月度双边交易闭市后1个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力对年度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成无约束的月度双边协商交易结果，提交电力调度机构进行安全校核，并通过交易平台进行发布。电力调度机构应在收到交易结果后2个工作日内完成校核并交电力交易机构。

第七十二条 电力交易机构在收到安全校核结果后的1个工作日内发布月度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布当日向电力交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后的第1个工作日通过技术支持系统提交成交确认信息，逾期不提交者视为无意见。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成月度双边批发交易（含直接交易）、双边跨省跨区交易和双边合同电量转让交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。逾期不签订电子合同，视作已签订。

逾期不确认交易结果或不签订电子合同的，首次由电力交易机构提醒，第二次记入诚信记录。

第九节 月度集中竞价交易

第七十三条 每月中下旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次月（或后续2-3个月）集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- (一) 次月（或后续2-3个月）关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- (二) 次月（或后续2-3个月）集中竞价直接交易电量需求预测；
- (三) 次月（或后续2-3个月）集中竞价跨省跨区交易电量需求预测；
- (四) 次月（或后续2-3个月）各机组可发电量上限、安全约束机组必发电量下限以及已达成交易电量；
- (五) 交易组织时间与程序；
- (六) 参与交易的市场交易主体名单。

第七十四条 月度集中竞价交易主要开展省内批发交易（含直接交易）、跨省跨区交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第七十五条 月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价（多个月度的集中交易应分月申报，分月成交）。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。市场主体对所申报的数据负责。

第七十六条 报价结束后，技术支持系统出清计算、生成初始交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构，并向市场主体发布。电力调度机构应在3个工作日之内将校核结果和必要的说明交电力交易机构。

第七十七条 电力交易机构在收到安全校核结果后的1个工作日内，向市场主体发布最终交易结果和有关说明。交易技术支持系统自动将集中竞价交易结果生成电子化合同，无需相关市场主体确认。

第十节 月度挂牌交易

第七十八条 每月集中竞价交易期间，市场主体在规定时间内向电力交易机构提出挂牌交易申请。电力交易机构在2个工作日内完成申请信息审核工作。

第七十九条 每月集中竞价交易结束后,电力交易机构将通过审核的挂牌交易申请形成交易公告，并在交易技术支持系统发布。未通过审核的申请返回市场主体。

第八十条 挂牌交易公告发布后，在规定时间内、符合资格要求的市场主体通过交易技术支持系统摘牌。

第八十一条 申报结束后，技术支持系统自动生成初始交易结果，由电力交易机构向市场主体公布。

第八十二条 月度挂牌交易闭市后2个工作日内，电力交易机构将挂牌交易结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在3个工作日之内将校核结果和相关说明交电力交易机构。

第八十三条 电力交易机构在收到安全校核结果后的3个工作日内，通过技术支持系统向市场主体发布交易结果和安全校核情况说明。

第八十四条 电力交易机构在月底发布月度双边协商、集中竞价、挂牌交易的汇总结果和分项结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第十一节 临时交易与紧急支援交易

第八十五条 可再生能源消纳困难、发生或可能发生弃风弃水弃光时，可按规定与其他省开展跨省跨区临时交易。

第八十六条 在本省电网供需不平衡时，由电力调度机构组织开展跨省跨区支援交易，交易价格按事先预案执行。条件成熟时也可由电力交易机构联系区域交易机构采取预挂牌方式确定中标机组。

第十二节 合同转让交易

第八十七条 拥有计划基数电量合同、批发交易（含直接交易）合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，以及拥有批发交易（含直接交易）合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电公司可作为出让方以电量为标的参与合同转让交易；转让电量可以是交易合同全电量，也可以是部分电量；转让合同周期可为合同全周期，也可以是部分周期，现阶段暂不开展剩余交易周期不足一个月的合同转让交易，且交易均应在月前开展。合同电量转让交易应符合以下要求：

（一）受让方应符合市场准入条件并按规定获得市场准入资格；

（二）经审查，受让方确实具有真实的受让需求和直接受让能力，防止买空卖空；

（三）受让电量暂不允许再次转让；发生转受让关系后，禁止受让方再转让，禁止转让方再受让；

（四）发电企业之间合同电量转让交易应符合节能减排原则；

（五）电网运行约束机组合同电量、调峰调频电量、热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等特殊属性的电量原则上不得转让；

（六）电力交易机构可根据实际情况，启动或暂停电力用户之间的合同电量转让；

(七) 合同转让交易原则上应在合同执行开始时间3个工作日之前完成；部分周期转让的，应在月末倒数第三天前完成此后合同周期的转让交易，但可再生能源发电企业丰水期月份可在当月结算日的3日前对当月合同电量进行转让，其它市场主体可按规定受让；

(八) 受让方应一并受让交易合同附有的电力（曲线）、交易电量月度分解以及其它条件；

(九) 合同转让交易结算可由转受让双方自行负责，可委托电网企业结算，以依法合理利用税务政策为原则。

第八十八条 合同电量转让交易的方式包括双边协商和挂牌交易，在交易组织时间上与省内其他双边协商、挂牌交易相同，出让方与受让方按照前述交易规则参加年度、月度的双边与挂牌交易。

对于双边协商方式的合同电量转让交易，在双边协商交易申报时间范围内，出让方与受让方可事签订转受让合同，但必须通过交易技术支持系统正式申报，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息，由出让方录入系统，受让方确认信息。

对于挂牌方式的合同电量转让交易，出让方在规定时间内向电力交易机构提出合同电量转让挂牌申请，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息，电力交易机构在收到申请的2个工作日内作出明确答复。

电力交易机构负责受让方受让需求与能力初步审查和受让电量再次转让的禁止性审查，负责在挂牌交易闭市的当日将交易结果提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定时间内完成安全校核，电力交易机构通过技术支持系统发布通过安全校核的最终交易结果，具体时间要求与年度、月度交易相同。

第八章 合同管理

第八十九条 按照交易期限，交易合同可以分为多年交易合同、年度交易合同、季度交易合同、月度交易合同和月内短期交易合同等。按合同所属市场，可以分为批发市场合同和零售市场合同。

第九十条 批发市场合同以电子合同为主，市场主体参与批发市场交易的入市承诺书和所有批发市场合同均应通过交易技术支持系统形成电子合同；集中竞价交易以市场主体的入市承诺书和发布的交易结果为依据，可不再另外签订有关合同。零售市场合同以纸质合同为主，售电公司、零售用户、电网公司按照本规则要求签订相应的纸质合同，售电公司负责按规定向电力交易机构提交相关合同（要件）。

第九十一条 电力交易机构按照交易规则，参照国家颁布的合同范本，结合本省实际，编制本省批发市场购售电合同和交易合同范本以及本省零售市场合同范本，经监管机构审定后发布。

第九十二条 批发市场合同包括厂网间购售电合同、电能交易合同、电量转让合同和输配电合同等。

厂网间购售电合同指发电企业与电网企业根据省经信委下达的年度计划电量签订的购售电合同。合同中应包括但不限于以下内容：双方的权利和义务、逐月优先发电电量、价格、并网点和计量点信息以及违约责任等。购售电合同签订后应提交电力交易机构，作为计划电量结算依据。

各类电能交易合同依据交易组织结果签订，内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易价格、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。其中，年度交易合同必须分月明确交易电量、交易价格。

电量转让合同为合同电量转让交易的出让方和受让方依据交易结果签订的合同，合同内容应包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易价格、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

输配电合同为电网企业承担电力交易输配电责任、与各类市场主体之间的三方合同。原则上，各类无约束的交易结果通过电力调度机构的安全校核，形成有约束交易结果，即为电力调度机构代表电网公司与交易相关方签订了电子化输配电合同，输配电合同与各类交易合同同步形成。

第九十三条 原则上，批发市场合同应当在交易执行前签订，具体要求如下：

双边协商交易的最终结果发布后，由交易技术支持系统自动生成电子化的交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的3个工作日内，通过电力交易平台确认电子合同。

集中竞价、挂牌交易的最终结果发布后，由交易技术支持系统自动生成电子化的交易合同，无须相关市场主体确认。

厂网间年度购售电合同原则上在上年年底前签订，最晚应于当年一季度内完成签订。未完成签订的，电力交易机构按照省经信委下达的计划执行。监管机构督促合同及时签订规范执行，对不及时签订合同者责令整改，不按要求整改，予以调查处罚。

第九十四条 对于双边协商方式形成的年度电能交易合同，经交易双方协商一致，可以在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，于每月10日前由交易双方向电力交易机构提出次月及后续月份的分月电量调整申请，经电力交易机构审核、电力调度机构安全校核后，作为月度发电安排和结算的依据。

集中竞价、挂牌交易等方式形成的市场交易合同不能进行变更，厂网间的优先发电合同、基数电量合同根据政府主管部门下达的计划进行调整。

第九章 安全校核与交易执行

第九十五条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。批发交易（直接交易）、合同调整和合同电量转让必须经电力调度机构安全校核后方可生效。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核（省级调度机构可受托进行安全校核）。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第九十六条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限及下限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第九十七条 电力调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第九十八条 安全校核应在规定的时限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第九十九条 安全校核未通过时，对于双边协商交易，对相关交易电量按提交电量等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，对相关交易电量按价格优先的原则进行削减，价格相同时按提交时间优先的原则进行削减，提交时间相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行消减。

第一百条 电力交易机构根据市场主体年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易的成交结果，形成发电企业月度交易计划，包括优先发电、基数电量和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第一百〇一条 电力调度机构负责执行月度交易计划；电力交易机构每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况。市场主体对进度偏差提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

对于约定交易曲线的批发交易（直接交易），如发电企业部分合同约定了交易曲线的，电力调度机构根据系统运行需要，运行前安排无交易曲线合同的发电曲线，与合同约定曲线叠加形成次日发电计划；发电企业全部合同约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划。

未约定交易曲线的批发交易（直接交易）以及优先发电合同和基数电量合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电计划。

第一百〇二条 为促进可再生能源发电上网，电力调度机构在执行月度交易计划过程中，根据可再生能源电厂的发电能力安排优先发电，因可再生能源优先发电造成市场合同不能在当月完成时，通过事先自愿合同电量转让和事后强制合同电量转让交易实现平衡。

第十章 合同电量偏差平衡

第一百〇三条 对于中长期合同执行中发电与用电之间的偏差，主要通过发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理。预挂牌月平衡偏差方式是指通过预挂牌招标交易确定次月上调机组调用排序（按增发价格由低到高排序，价格相同以节能优先和时间优先原则排序）和下调机组调用排序（按减发补偿价格由低到高排序，价格相同以节能优先和时间优先原则排序），电

力调度机构按照上调机组调用排序增加发电出力，或者按照下调机组调用排序减少发电出力，确保发电与用电的平衡。

第一百〇四条 电力交易机构负责预挂牌交易的组织，发电企业在规定的时间内申报上调（增发）价格和下调（减发）价格。预挂牌上下调招标可以与月度集中竞价一并组织，也可以在月度集中竞价之后单独开展。在已报价上下调能力用尽后，可以对未报价的机组实行强制上下调。强制上下调可根据市场实际情况进行限价。预挂牌交易结束后，电力交易机构将上调机组调用排序和下调机组调用排序提交给电力调度机构。除持有合同的可再生能源发电企业在满足必备条件时可参与下调外，可再生能源发电企业原则上暂时按照“以水定电、以风定电”的原则优先发电，不参与月度预挂牌招标交易。跨省跨区市场交易送入主体可以申请参与月度预挂牌招标交易。

第一百〇五条 月底最后7日，电力调度机构根据各个机组的整体合同完成率，判断当月基本电力供需形势。当市场供需形势紧张时（月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时），基于预挂牌确定的机组排序，满足电网安全约束和该机组安全约束的前提下，优先安排增发价格较低的机组增发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划；当市场需求不足时（月度系统实际用电需求小于月度系统总合同电量时），优先安排减发补偿价格较低的机组减发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划。

除此之外，还可以探索其它偏差处理方式。

第十一章 辅助服务

第一百〇六条 辅助服务市场建立完善前，执行辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则。

第一百〇七条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务包括：一次调频、基本调峰、基本无功调节等，基本辅助服务不进行补偿。有偿辅助服务是指并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供商在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动等。

第一百〇八条 按照“自愿参与、市场运作”和“谁受益、谁付费”的原则，通过抽水蓄能电量交易专项市场等措施，逐步建立完善辅助服务市场机制，鼓励引导储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务。

第一百〇九条 电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务技术要求，并且与发电企业按照统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一并结算。

加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电用能在线监测和需求侧响应，积极培育电能服务，参与市场竞争，逐步形成需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

第一百一十条 省外发电企业（含其它主体）送入本省时，纳入本省辅助服务管理范围，并根据提供或消耗的辅助服务获得或者支付补偿费用。

未建立完善辅助服务市场前，国家指令性计划电量参与两个细则考核补偿和分摊平衡，跨省跨区市场交易电量通过测算拟定辅助服务价格水平签订合同的方式确定。

第十二章 计量和结算

第一百一十一条 电网企业应根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安

装计量装置的，考虑相应的变（线）损。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。电量计量结算依据按规定从计量装置上采集。

第一百一十二条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。当出现计量数据不可用时，由电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

第一百一十三条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据相关规则进行电费资金结算。其中，跨省跨区交易原则上由本省电力交易机构协调省外交易机构后，向市场主体出具结算依据；合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据。

第一百一十四条 电力用户、售电公司和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，条件不具备时可暂时保持现有计量抄表周期不变。

第一百一十五条 各市场主体原则上暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

1. 直接交易：电力交易机构负责大用户市场化合同电量电费、偏差电量电费计算；电网企业负责大用户基本电费、峰谷分时、功率因素考核电费等计算，汇总形成大用户总电费并及时收费。电力交易机构负责发电企业市场化合同电量电费、偏差电量电费计算，电网企业负责将直接交易电费支付给发电企业。

2. 批发交易：对于发电企业，批发交易的结算方式与直接交易相同。对于售电公司，月度实际用电量为所属零售用户的月度用电量之和，电力交易机构负责计算售电公司在批发市场中应付的市场化合同电量电费、偏差电

量电费。电网企业根据电力交易机构的结算依据进行售电公司电费清算，并向售电公司支付或收取电费。

3. 跨省区交易：根据交易类别和参与主体的差别参照直接交易、批发交易结算方式开展结算。

4. 合同电量转让交易：按照合同电量转让交易的成交电量、电价，单独计算合同转让费；转让合同另有约定的，经电力交易机构审查可按相关规定结算。

5. 根据交易品种等情况的变化，电力交易机构可牵头制定结算相关细则，报能源监管机构和省政府主管部门备案后实施。

第一百一十六条 市场交易电费结算为现金方式，自愿接受电力用户承兑汇票的发电企业、售电公司应承担相应比例的承兑汇票的消化责任或贴现责任。

第一百一十七条 市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在3个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第一百一十八条 建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户的合同偏差分开结算。以年度交易和月度交易为主时，按月清算、结账；开展周（日）交易时，按周（日）清算，按月结账。主要原则如下：

（一）省网内统调电厂以及准入市场的其它各类发电企业均属发电市场主体，跨省跨区市场化送入（暂不包括国家指令性计划）视为省内发电市场主体，均属发电侧偏差考核对象。

（二）逐步安排110KV电压等级接入的中小电厂进入市场（由电力交易机构分期安排），推动市县级调度的具有一定装机规模的发电企业全部进入市

场。未进入市场的中小电厂暂不参与偏差电量考核（含分摊），其上网电量按照政府核定上网电价结算。条件具备时，可以按装机容量大小逐步扩大对中小电厂偏差考核（含分摊）的范围。

（三）进入市场的电力用户属购电市场主体，须进行偏差考核。与电网企业发生上下网关系的趸售地方电网（含局域网和小水电自供区）视为市场类用户，参与偏差考核。

（四）非市场用户按规定的目录电价结算，其中优先保障类用户暂不开展偏差电量考核（含分摊），其它类别非市场用户可根据实际情况实行偏差考核（含分摊）。

（五）每月底可再生能源电厂申报次月计划电量（不允许超过其实际能力，不含市场合同电量）。市场运营机构可以根据实际情况调整可再生能源发电企业（不含未进入市场的非统调电源）的当月计划电量。当月预测上网电量总量扣减国家指令计划电量、安全约束电量、市场合同电量、未进入市场的非统调上网电量后，剩余电量作为进入市场的可再生能源电厂可安排的电量空间。如可再生能源申报计划电量总额大于可安排的电量空间，则按比例调减；如可再生能源申报计划电量总额小于可安排的电量空间，先安排可再生能源申报计划电量，所剩电量安排当月火电基数电量；如所剩电量小于年度分解到月的基数电量，则所剩电量全部为当月基数电量，年度分解的原定基数电量调减；如所剩电量大于年度分解到月的基数电量，可追补此前月份调减的基数电量或者提前安排后续月度的基数电量。

（六）合同电量（加减受转让合同电量）加月度计划电量（火电为基数电量），再加上调电量减下调电量，所得的最终值为考核基准电量。发电企业实际上网电量减去考核基准电量所得的差为偏差电量。偏差电量除以考核基准电量所得的商（百分数）为偏差率。

(七) 偏差电量结算相关机制和具体算法由电力交易机构通过实施细则予以明确，报监管机构和省政府相关主管部门备案。

(八) 上下调形成增发减发电量以及因自身原因导致的多发少发电量以电力调度机构提供的数据为准。因违反规则规定需要考核的情况，按相关规则规定执行。电力调度机构应建立完善相关电量的认定办法，报监管机构和省政府相关主管部门备案。

第一百一十九条 预挂牌按月平衡偏差机制下，发电企业的结算流程与结算价格作如下规定：

(一) 可再生能源电厂

1、先以合同电价结算其合同电量（上网电量小于合同电量时按合同加权平均价），再以政府批复价结算其余上网电量。可再生能源电厂非自身原因不能全部执行其当月市场交易合同电量时，相应的未执行电量视为提供下调服务的减发电量，并按其预挂牌价格获得补偿；如无预挂牌价格确需强制下调时，其下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的10%二者之中的较小值。

2、可再生能源发电企业暂不进行偏差考核，但在市场交易实践中逐步建立完善考核办法，根据实际情况适时启动偏差考核。

3、允许可再生能源发电企业在丰水期月份的结算日的3日前转让当月合同电量，其它发电市场主体可按规定受让。

4、因可再生能源电厂优先发电造成其它发电企业不能完成市场合同电量与基数电量之和时，应承担下调补偿和未能执行的市场合同电量价差电费（各合同交易价格与相应发电企业政府批复价格之差）的一半。下调补偿和合同电量价差电费由当月可再生能源电厂上网电量按规定算法分摊。分摊压

力较大时，且偏差考核费用有盈余时，可将部分合同价差电费转入偏差考核费用中统筹解决。

5、可再生能源电厂分摊下调补偿和合同电量价差电费的算法如下：

当月因可再生能源消纳导致的下调电量 \div 当月可再生能源上网电量= K ；

某电厂当月市场合同电量（扣除转让电量） \div 该厂当月上网电量= K_i

当 $K_i > K$ 时，该电厂上网电量不参与分摊；当 $K_i < K$ 时，该电厂分摊电量为其上网电量扣除市场合同电量之差。

（二）燃煤公用火电企业

1、实际上网电量小于月度合同电量时，以其合同加权平均价结算上网电量。提供下调服务的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，3%及以下免于补偿；如无预挂牌价格确需强制下调时，其当月下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的10%二者之中的较小值。因自身原因导致的少发电量不予补偿，并按火电脱硫标杆价的10%支付偏差考核费用，3%以内免于考核。

2、实际上网电量大于等于月度合同电量且小于等于月度合同电量与基数电量之和时，先以合同价格结算各类合同电量，再以其上网标杆价结算所剩上网电量。提供下调服务的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，3%及以下免于补偿；如无预挂牌价格确需强制下调时，其下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的10%二者之中的较小值。因自身原因导致的少发电量按火电脱硫标杆价的10%支付偏差考核费用，3%以内免于考核。

3、实际上网电量大于月度合同电量与基数电量之和时，先以其合同价格结算各类合同电量，再以其上网标杆价结算其基数电量，提供上调服务的

增发电量按其预挂牌价格结算（如无预挂牌价格紧急调用的，上调电量结算价格）；实际上网电量扣减合同电量、基数电量和上调电量之后的剩余电量，其结算电价取当月所有上调报价的最低价和当月集中竞价的最低价二者之中的较小值。因自身原因导致的超发电量先按其批复上网电价结算，再按火电脱硫标杆价的15%支付偏差考核费，3%以内免于考核。

4、月内既提供上调服务又提供下调服务的发电企业，以互抵后的净值作为月度上调增发电量或下调减发电量进行结算。

5、因下调导致无法执行的合同，其政府批复价格与合同交易价格之间的价差电费按上述规定分摊处理。

（三）跨省跨区送入

1、以市场交易方式送入湖南的跨省跨区电量都必须分解到月，形成月度送入计划电量。月度送入计划电量加上调电量和受让合同电量，减下调电量和转让合同电量，所得的最终值为考核基准电量。实际送入电量减去考核基准电量所得的差为偏差电量。偏差电量除以考核基准电量所得的商（百分数）为偏差率。

2、实际送入电量小于等于考核基准电量时，按合同加权平均价结算合同电量。提供下调服务的减发电量按其预挂牌价格获得补偿（如无预挂牌价格确需强制下调时，其当月下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的10%二者之中的较小值）。因自身原因导致的少发电量按火电脱硫标杆价的15%支付偏差考核费用，3%以内免于考核。

3、实际送入电量大于等于考核基准电量时，按合同价结算各类合同电量。提供上调服务的减发电量按其预挂牌价格结算。因自身原因导致的超发

电量按本省最低上网电价结算，并按火电脱硫标杆价的15%支付偏差考核费用，3%以内免于考核。

4、月内既提供上调服务又提供下调服务时，以互抵后的净值作为月度上调增发电量或下调减发电量进行结算。

第一百二十条 预挂牌按月平衡偏差机制下，电力用户的结算流程与结算价格作如下规定：

（一）市场电力用户实际用电量超过合同电量时，按合同加权平均价结算合同电量；3%及以下超用电量按合同加权平均价结算，免于考核；3%以上的超用电量按发电侧上调服务加权平均价的 K_1 倍（当月未调用上调服务时，按月度集中竞价或双边协商达成交易的加权平均价的 K_1 倍，同时计入输配电价和基金附加，下同）结算。 K_1 的取值范围为1.0-1.5，由电力交易机构测算，提出建议值，经市场管理委员会讨论或相关部门备案后执行。

（二）市场电力用户实际用电量小于合同电量时，按合同加权平均价结算实际用电量；3%及以内的少用电量免于支付偏差考核费用，3%以外的少用电量按当月发电侧下调电量补偿加权平均价的 K_2 倍支付偏差考核费用

（当月未调用下调服务时，按合同加权平均价的10-20%支付偏差考核费用）。 K_2 的取值范围为0.5-1.5，由电力交易机构测算，提出建议值，经市场管理委员会讨论或相关部门备案后执行。

（三）适时启动对未进入市场的非优先购电电力用户的偏差考核。有关考核办法参照另行规定。

（四）非市场电力用户偏差考核费用由电网企业向相关电力用户、未参与偏差考核的电厂分摊。相关分摊方案经相关部门备案后实施。

第一百二十一条 售电公司电费结算按以下程序操作：

（一）计算售电公司用电量，售电公司月度用电量为与其零售用户的实际用电量之和。

（二）参照第一百二十条大用户结算方法计算售电公司应付购电费及偏差考核费用。

第一百二十二条 电力用户、售电公司和发电企业偏差考核费用产生的收益，以及退出市场用户超出电度目录电价的价差收益，发电企业上调服务、下调服务的电费统一进行清算。清算如有盈余，首先按照当月市场交易合同电量均分返还参与市场交易的发电企业，盈余较大时，可以提取部分资金作为后续月度平衡或特殊情况处理的资金来源。清算如有缺额，由所有统调发电企业（含跨省跨区市场交易送入主体及省内进入市场的其它发电企业）按上网电量分摊。

上调服务价差收益和偏差考核费用的盈余可以用于支持应对市场力的特别交易和分担可再生能源发电企业负责的部分合同价差电费。

第一百二十三条 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网企业承担相关偏差考核费用；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由所有市场主体共同分摊相关费用。

第十三章 市场干预与中止

第一百二十四条 当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处理事故。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

电力调度机构应向电力交易机构及所有市场主体公布干预过程，并向监管机构和政府主管部门有关情况。

第一百二十五条 有下列情形之一的，监管机构会同有关部门可以作出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

（一）电力市场未按照规则运行和管理的；

（二）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（四）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

（五）因不可抗力不能竞价交易的；

（六）电力市场发生严重异常情况的。

第一百二十六条 当面临严重供应不足或出现重大自然灾害、突发事件影响电力正常供应时，湖南省经信委可依照相关规定和程序会同有关部门决定暂停市场交易，组织实施有序用电方案，临时实施发用电计划管理。

第一百二十七条 因市场力原因造成某次交易全部或较大部分无法达成时，经省经信委、省发改委（能源局）、能源监管机构同意，可由电网企业（或指定的市场主体）将未成交的市场需求通过组织上调服务、省外购入等方式保证这些电力用户的正常供电，其用电价格按照同类用户的目录电价执行，并根据上调服务、省外购入差价或偏差考核费用的盈余情况向这些电力用户返还部分电费。

第一百二十八条 电力交易机构和电力调度机构应事前制定电力市场应急预案，用于电力市场干预、中止和暂停期间的电力系统运行和电费结算。市场应急预案应经省经信委、省发改委（能源局）和湖南能源监管办审查同

意。市场应急预案执行结束后，电力交易机构和电力调度机构应提交完整的执行情况报告。

第十四章 信息披露

第一百二十九条 按照信息属性分类，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。

第一百三十条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第一百三十一条 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构门户网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、门户网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、门户网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、门户网站披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百三十二条 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解

释。

第一百三十三条 能源监管机构、政府有关部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。电力交易机构应保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

第一百三十四条 能源监管机构根据实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十五章 附 则

第一百三十五条 本规则由能源监管机构会同省经信委、省发改委（能源局）按职责分工负责解释。湖南省原有的直接交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第一百三十六条 湖南省电力交易机构可根据本规则拟定具体实施细则，经电力市场管理委员会审议通过后，报能源监管机构、省经信委、省发改委（能源局）备案后实施。

第一百三十七条 本规则自2017年8月1日起施行，有效期三年。

信息来源 湖南省人民政府法制办公室 责任编辑 李桂桃

适配版 | 电脑版

中国政府网

国家部委

省市政府

省直单位

市州县区

其他



主办单位 湖南省人民政府办公厅
承办单位 湖南省政务服务和大数据中心
协办单位 湖南日报社
备 案 号 湘ICP备05000818号