

# 湖南省电力中长期交易规则

## （征求意见稿）

### 第一章 总则

**第一条** 为进一步规范湖南省电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的湖南电力市场体系建设，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）及其配套文件、《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》（发改能源规〔2020〕889号）、《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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改价格办〔2021〕809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）等有关文件精神 and 法律法规规定，结合湖南实际，制定本规则。

**第二条** 本规则适用于湖南电力中长期交易。湖南电力现货市场启动后，建立与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。

**第三条** 本规则所称电力中长期交易，是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户以及电网企业（含省级电网企业、地方电网企业、拥有配电网运营权的配售电企业，下同）等市场

主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、多日等日以上的电力、电量交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其全部电量交易、执行和结算均需遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

**第四条** 电力中长期交易市场分为电力批发市场和电力零售市场。

电力批发交易是指售电公司、电力用户以及代理购电电网企业通过市场化方式直接向发电企业购电的电力交易活动的总称。

电力零售交易是指电力用户（以下简称“零售用户”）通过市场化方式直接向售电公司购电的电力交易活动的总称。

电网企业代理购电是指未直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同）的电力用户由电网企业通过市场化方式代理购电的电力交易活动。

**第五条** 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合法利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

**第六条** 国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）会同湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发改委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）依法依规组织制定交易规

则，根据相关职能依法履行电力中长期交易监管职责。

## 第二章 市场成员

**第七条** 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、电网企业和储能企业等。

市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

### 第一节 权利与义务

**第八条** 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平输电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业披露和报送等有关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）具备满足参加市场交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规所赋予的其他权利和义务。

**第九条** 电力用户的权利和义务：

(一)按照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)获得公平的输配电服务和电网接入服务,按时支付市场交易电量电费、输配电费、辅助服务费用、政府性基金与附加等;

(三)依法依规披露和提供信息,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)按电力调度机构要求安排用电;

(五)遵守电力需求侧管理有关规定,执行有序用电管理要求,配合开展错峰避峰;

(六)依法依规履行清洁能源消纳责任;

(七)具备满足参加市场交易要求的技术支持手段;

(八)法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第十条 售电公司的权利和义务:**

(一)按照规则参与电力市场交易,签订和履行市场交易合同,按照有关规定提供履约保函(保险),按时完成电费结算;

(二)依法依规披露和提供信息,在政府指定网站上公示公司资产、经营状况、从业人员、场所、技术支持系统等情况和信用承诺,依法及时对公司重大事项进行公告,并定期公布公司年

报；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场交易要求的技术支持手段；

（六）遵守电力需求侧管理有关规定，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义务。

#### **第十一条 电网企业的权利和义务：**

（一）保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

（二）负责为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；按照政府定价或者政府有关规定与所辖供（配）电区域内电力用户签订和履行供用电合同；

（三）负责建设、运行、维护、管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）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，向电力交易机构提供支撑市场交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交

互；

（五）收取输配电费，代收代缴电费和政府性基金与附加等，并按规定及时完成电费结算；

（六）按照政府定价或者政府有关规定与优先发电企业签订和履行厂网间优先发电电量购售电合同；

（七）按照规则参与电力市场交易，签订和履行市场交易合同；预测并确定代理工商业用户和保障居民（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，下同）、农业用户的电力、电量需求；预测代理工商业用户用电量及典型负荷曲线，代理供（配）电区域内未直接参与市场交易的工商业用户购电，并签订代理购电合同；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（九）法律法规所赋予的其它权利和义务。

## **第十二条 电力交易机构的权利和义务：**

（一）参与拟定湖南省电力中长期交易规则；按照湖南省交易规则，拟定湖南省电力中长期交易实施细则；

（二）负责各类市场主体的注册管理，提供注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，编制交易计划，并负责各类交易合同的汇总管理；

（四）提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

（五）建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”），按规定向电网企业、发电企业、批发市场电力用户和售电公司开放相关数据交互接口；

（六）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，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场交易及服务需求的数据等；

（七）配合湖南能源监管办、省发改委、省能源局，对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）监测和分析市场运行情况，做好市场运营分析评价相关工作，按有关程序依法依规干预市场，防控市场风险，并于事后及时向湖南能源监管办、省发改委、省能源局报告；

（九）发现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，向湖南能源监管办报告，并配合开展调查；

（十）配合政府有关部门，建立市场主体信用评价管理制度，开展电力市场主体信用评价工作；

（十一）法律法规所赋予的其他权利和义务。

### **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，保障电网安全稳定运行；

（三）向电力交易机构提供安全约束条件和必开机组组合、

必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等有关数据，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），保障电力市场正常运行；

（五）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的相关信息，提供支撑市场交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（六）法律法规所赋予的其他权利和义务。

## 第二节 准入与退出

**第十四条** 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，可参与相应电力交易。

**第十五条** 市场主体准入基本条件：

（一）发电企业

1.依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；暂未取得电力业务许可证（发电类）的新投产发电企业可先行申请办理市场注册，但应在机组通过试运行后三个月内（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）。在规定期限内，因自身原因仍未取得电力业务许可证（发电类），仍不满足准入条件，造成合同不能履行的，由发电企业承担相应责任。享受关停电量补偿政策的发电企业，可在电力交易机构注册，转让补偿电量；

2.并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用容量费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场交易；

3.分布式发电企业符合分布式发电市场交易试点规则要求；

## （二）电力用户

1.工商业用户全部进入电力市场；

2.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）；

3.具有相应的计量能力或者技术替代手段，满足市场计量和结算要求产品和工艺；

4.拥有自备电厂的电力用户应当按规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用容量费等费用。

## （三）售电公司

1.符合《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和湖南省售电公司有关管理规定；

2.售电公司应按照规定向电力交易机构提供履约保函

或保险；

3.拥有配电网运营权的配售电企业应取得电力业务许可证（供电类）。

#### （四）电网企业

1.应取得电力业务许可证（供电类）；

2.提供代理购电服务的电网企业，应在电力交易机构履行相关注册手续。

**第十六条** 参与市场交易的市场主体实行市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

**第十七条** 参与市场交易电力用户全部电量需通过批发交易、零售交易购买或电网企业代理购电。直接参与市场交易电力用户不得同时参与批发交易和零售交易。未直接参与市场交易的电力用户由电网企业代理购电。

**第十八条** 已经参与市场交易的发电企业、电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策：

1.市场主体宣告破产，不再发电、用电或者经营；

2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参与市场的情况；

3.因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件；

4.电力用户用电类别变更，不再满足市场准入条件。

**第十九条** 售电公司退出按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和湖南省售电公司管理有关规定执行。

售电公司连续12个月没有开展售电业务，或未按规定披露和提供信息的，电力交易机构征得省能源局同意后可暂停其交易资格。整改后，如符合注册条件，应重新办理公示手续；如仍不符合注册条件，按《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和湖南省售电公司管理有关规定处理。

**第二十条** 售电公司、发电企业等市场主体有下列情况之一的，应禁止进入市场或强制退出市场：

（一）违反国家及省有关法律法规和产业政策规定的；

（二）严重违反市场交易规则、发生重大违约行为、恶意扰乱市场秩序，且拒不整改的；

（三）未按规定履行信息披露义务、拒绝接受监督检查、隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

（四）因自身原因不能持续保持准入注册条件、企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低，不适合继续参与市场交易的；

（五）法律、法规规定的其他情形。

**第二十一条** 退出市场的售电公司、发电企业等市场主体需按规定办理相关手续并妥善处理其全部合同义务，承担相应的违

约责任。

**第二十二条** 无正当理由退市的售电公司、发电企业等市场主体，原则上原法人以及其法人代表三年内均不得再选择市场交易。

**第二十三条** 已完成市场注册且已开展交易、合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电的批发市场电力用户，按照规则进行偏差结算。

**第二十四条** 售电公司、电网企业参与批发交易时，应按要求向电力交易机构备案与用户签订的购售电合同。

**第二十五条** 当售电公司不能持续满足注册条件、违约（含退出市场）等无法满足电力用户用电需求时，电力用户可以作如下选择：

- （一）向其它售电公司购电；
- （二）属大用户的可向电力交易机构申请月内交易；
- （三）经批准由保底售电公司、电网企业提供保底售电服务；
- （四）由电网企业代理购电服务；
- （五）符合规定的其它形式。

因上述原因，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，或改由保底售电公司、电网企业提供保底售电服务，或改由电网企业代理购电时，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，由该电力用

户自行承担当月偏差考核。

### 第三章 市场注册、变更与注销

**第二十六条** 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

**第二十七条** 市场主体参与电力市场交易，应当符合湖南省电力市场准入注册条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

非湖南省电力市场主体在有关电力交易机构完成注册后，共享注册信息，无须重复注册，按照湖南省电力市场交易规则参与交易。

电网企业开展代理购电应在电力交易平台注册，开通代理购电相关权限。

**第二十八条** 市场主体注册信息主要包括以下内容：

（一）发电企业的基本信息（含企业工商基本信息、核准批复文件、电力业务许可等）和机组信息等。

（二）电力用户的基本信息和用电信息。基本信息包括企业工商基本信息、统一社会信用代码、供用电协议、用电报装户号信息等，由用户填报。用电信息包括用电报装户号信息对应的用电分类信息（含电压等级），由电网企业向电力交易机构提供。

企事业单位、机关团体注册信息应当关联用电户号等用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

（三）售电公司的注册信息包括企业工商基本信息、人员结构、注册资金、技术平台等资料，由电力交易机构通过电力交易平台网站和“信用中国”网站向社会公示，公示期满无异议的售电公司，注册自动生效。

**第二十九条** 电力用户市场注册实施分类管理。10kV及以上供电电压等级电力用户，原则上应直接参与市场交易，可以选择批发交易或零售交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；10kV以下供电电压等级电力用户，选择零售交易购电，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。

高耗能行业用户（按政府有关部门确定的企业清单）原则上应直接参与市场交易；暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电；已直接参与市场交易的，不得退出市场。

**第三十条** 参加市场交易的电力用户，允许在合同期（最短为六个月）满后，按照注册分类管理要求选择参加批发交易或零售交易。

由电网企业代理购电的工商业电力用户，可在每季度最后15日前选择下一季度直接参加批发交易或选择与其他售电公司的零售交易。应按照国家要求，积极推动工商业用户直接参与市场交易，不断缩小电网企业代理购电范围。

**第三十一条** 参与零售交易的电力用户，一个合同期内只能选择一家售电公司购电，双方在电力交易平台确认绑定零售服务关系后，电力交易机构不再受理新的绑定申请。电力用户、售电公司与电网企业签订符合格式规范的三方电费结算补充协议，且应采用电子格式，实行网上签订。

电网企业和电力交易机构负责建设、维护、运营包括相关功能的系统平台，提供优质服务，提高交易效率。

**第三十二条** 办理售电增项业务的发电企业（电力用户），应当分别以发电企业（电力用户）和售电公司的市场主体类别进行注册。集中交易时，此类市场主体只能以发电企业（电力用户）或售电公司一种类别参与交易。零售市场中，购方售方为同一市场主体时，在结算程序上可简化处理。

**第三十三条** 参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

**第三十四条** 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

**第三十五条** 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，由电力交易机构向社会发布。

**第三十六条** 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、

销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

**第三十七条** 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

**第三十八条** 电力交易机构根据市场主体注册情况按月汇总形成注册市场主体目录，向湖南能源监管办、省发改委、省能源局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。

## **第四章 交易品种、周期和方式**

**第三十九条** 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展合同转让交易、应急交易等其他交易。根据市场发展需要开展可再生能源超额消纳量、输电权、容量等交易。

（一）电能量交易是指发电企业与电力用户（售电公司、代理购电电网企业）经双边协商、集中竞价、挂牌等方式达成的电力电量、电价的购售交易。

（二）合同转让交易是指已注册的发电企业、电力用户和售

电公司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其他市场主体的交易。发电企业之间、电力用户（售电公司、代理购电电网企业）之间可以通过合同电量转让实现互保。

（三）应急交易是指在发生或即将发生弃风弃水弃光紧急情况下，通过临时交易向省外售出电量，有效提高省内可再生能源消纳能力的交易。

**第四十条** 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年或6个月及以上）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（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）等针对不同交割周期的电量交易。年度、月度、月内（多日）均应组织分时段电量交易（带电力负荷曲线）。

**第四十一条** 电能量交易包括双边协商交易和集中交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

（一）双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电力电量、电价，形成双边协商交易初步意向后，在规定的交易时间内提交电力交易平台，经安全校核和相关方确认后形成的交易。双边协商交易适用于各类交易品种，零售市场交易一般采用双边协商交易。

（二）集中竞价交易指在交易申报截止时间内，市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易平台按照市场规则进行统一的市场出清，经安全校核后，确定最终的成交对象、电量和价格等的交易。

（三）滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交的交易。

（四）挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电力电量或者可供电力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。挂牌交易分为定价挂牌交易和竞价挂牌交易。定价挂牌交易，摘牌方不申报电价，仅申报电力电量；竞价挂牌交易主要用于发电侧竞价上网，需同时申报电力电量、电价。

**第四十二条** 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边协商交易在交易申报截止时间前均可提交或者修改。

**第四十三条** 同一市场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出量不得超过其满足电网安全约束下的剩余最大发电能力，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）。单一售电公司及其关联售电公司的月度交易电量之和在当月月度交易电量总量中占比不得超过 20%。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在其自身发电能力范围内的交易电量申报。合同转让交易应遵循购售双方的意愿，体现节能减排要求。

**第四十四条** 在优先安排跨区跨省国家指令性计划电量、政府间协议电量的前提下，具有批发交易资格的发电企业、电力用户、售电公司，可利用跨区跨省剩余输电容量直接参与跨区跨省交易，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区跨省交易。

电网企业负责跨区跨省购入国家指令性计划电量和政府间协议电量，可代理未进入市场的居民、农业用户和保留在电网内部的发电企业参与跨区跨省市场购售电交易。

电网企业、售电公司可以代理小水电、风电等参与跨区跨省售电交易。

**第四十五条** 跨区跨省购电应坚持能源资源优化利用，充分考虑湖南发电产能规模，不得阻碍湖南可再生能源的科学发展和充分利用，不得严重冲击湖南电力市场。具备条件时，应逐步向

省外市场主体开放湖南电力市场。

跨区跨省输电通道有剩余输电容量时，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，充分发挥电网大范围资源优化配置优势。

湖南可再生能源发电受限、弃风弃水时，应通过市场交易、跨区跨省调剂等方式，减少或停止跨区跨省购电交易，开展并加大跨区跨省送出的售电交易。

## 第五章 价格机制

**第四十六条** 电力中长期交易坚持市场化定价原则，由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

**第四十七条** 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（含优先发电合同、市场交易合同）的部分，采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

**第四十八条** 市场交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成。发电企业、批发市场用户、售电公司、电网企业等参与市场交易时，基于燃煤发电基准价申报价差，达成交易的价差即为市场交易价差；上下浮动范围按照国家有关政策文件执行。

**第四十九条** 发电企业上网电量的市场交易价格为燃煤发

电基准价与市场交易价差二者之和，包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。其中，政府批准上网目录电价高于或低于燃煤发电基准价的其他电源(含跨区跨省送入落地湖南电量，以下简称“非燃煤发电基准价电源”)参与湖南电力市场交易时，其市场电量的结算价格为政府批准上网电价(跨区跨省送入落地湖南电价)与市场交易价差二者之和。

新投产发电机组的调试电量执行调试电价政策。

**第五十条** 市场用户的用电价格由市场交易价格、非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价、保障居民农业用电价格稳定的新增损益(含偏差费用，下同)折合度电单价、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。

其中，市场交易价格由燃煤发电基准价加上市场交易价差确定；

非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价

$$= [\sum_{i=1}^n (P_i - P_{\text{燃煤发电基准价}}) * Q_{\text{上网结算}i}] / \text{全体工商业用户结算电量}$$

$P_i$  为第  $i$  个电源的政府批复上网电价(跨区跨省电量为落地价)， $Q_{\text{上网结算}i}$  为第  $i$  个电源的市场交易上网结算电量；

保障居民农业用电价格稳定的新增损益折合度电单价为每月发布的新增损益度电单价；

输配电价格、政府性基金及附加按政府有关规定执行；

零售市场用户的市场交易价差由用户与售电公司协商确定。

**第五十一条** 电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等，下同）、非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。

已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的、拥有燃煤发电自备电厂且由电网企业代理购电的、暂不能直接参与市场交易的高耗能用户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的1.5倍、非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价、输配电价、政府性基金及附加组成。

电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的电力用户，由电网企业代理购电时，其用电价格由电网企业代理购电价格、非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价、输配电价、政府性基金及附加组成。已完成市场注册且已开展交易，合同期满变更零售业务绑定关系的用户，因电网企业、电力交易机

构未及时完成业务流程但发生实际用电的用户，其用电价格由电网企业代理购电价格、非燃煤发电基准价电源市场电量折合度电损益单价、输配电价、政府性基金及附加组成。

**第五十二条** 执行分时电价的电力用户，参与市场交易后继续执行湖南省分时电价、基本电价、功率因素考核等电价政策。进一步完善分时交易机制和调峰补偿机制，引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。

采用发用电调度曲线一致方式执行合同的电力用户，不再执行分时电价，按市场交易电价结算，其市场交易电价峰谷比例应不低于湖南省分时电价政策要求；未申报用电曲线以及市场交易电价峰谷比例低于湖南省分时电价政策要求的，用户用电价格应按照湖南省分时电价政策规定的峰谷时段划分及浮动比例执行。

**第五十三条** 跨区跨省交易落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务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，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

**第五十四条** 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用统一边际出清或者高低匹配价格形成机制，电力用户按照价格优先、时间优先进行排序，发电企业按照价格优

先、时间优先、环保优先进行排序。滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制，按照价格优先、时间优先进行排序。挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

**第五十五条** 合同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。

**第五十六条** 售电公司与电力用户之间的购售电合同约定的价格与电费结算方式，应适应现行电价管理模式体系和电网企业相关流程与规范。电网企业应按规则要求，完善电费结算相关流程与系统，为售电公司和电力用户提供更为便捷灵活的电费结算服务。

**第五十七条** 拥有配网经营权的配售电企业供电的电力用户直接参与市场交易应完成市场注册，暂按以下价格机制：

（一）与所在配售电企业签订协议，事先约定计量、电量、电价与结算等相关事宜。

（二）根据电力交易机构出具的结算依据，配售电企业分别与电力用户、省级电网企业开展结算。

（三）配电价格实行最高限价管理，配电价格最高限价标准为电力用户接入电压等级对应的省级电网输配电价减去增量配电网接入电压等级对应的省级电网输配电价。招标方式确定投资

主体的配电网，配电价格在最高限价水平内通过招标方式形成；非招标方式确定投资主体的配电网，配电价格由配售电企业在最高限价水平内自主确定。

**第五十八条** 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由电力交易机构或省电力市场管理委员会提出，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准。

## **第六章 批发交易组织**

### **第一节 总体原则**

**第五十九条** 每年 11 月底前，省发改委综合考虑售电公司、批发市场用户的市场电量和电网企业代理购电、保障居民农业优先用电等需求，确定并下达次年度电力供需平衡方案，安排年度跨区跨省优先购电计划、省内优先发用电计划及市场交易电量规模。

根据水电、风电、太阳能、生物质等可再生能源的发电能力安排优先发电计划，年度优先发电计划应与年度优先用电计划相匹配，低价电源优先用于保障居民、农业用电。为落实国家能源战略，跨区跨省送受电中的国家指令性计划、政府间协议电量可列为优先发电。居民、农业用电作为优先用电，由电网企业保障

供应。

根据年度发用电量预测，优先发电电量有剩余的，可纳入省内市场交易电量规模；不足部分，由电网企业通过市场化方式采购。

**第六十条** 根据年度电力供需平衡方案，综合考虑电力供需形势预测、电网安全约束和发用电负荷的丰枯季节特性等因素，原则上每年 12 月中旬，电力交易机构编制跨区跨省优先购电、省内优先发电及市场交易电量分月计划预安排，经省电力市场管理委员会讨论，报省发改委、湖南能源监管办、省能源局同意后予以发布。

**第六十一条** 各类交易组织基本流程：

（一）交易准备。按照职责分工，市场运营机构开展电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制，根据批发市场电力用户、售电公司用电需求、电网企业保障居民农业优先用电和代理购电申报需求，编制交易组织方案、市场交易公告。原则上，按照跨区跨省送受电中的国家指令性计划、政府间协议电量、非市场化电源、统调水电、非水可再生能源、火电的顺序安排保障居民农业用电的优先发电，统调水电、非水可再生能源发电企业可交易电量分别按照预测发电能力等比例安排。

（二）发布公告。经省发改委、湖南能源监管办、省能源局批准后，电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告，包括

交易标的（含电力、电量和交易执行时间）、交易组织程序（含申报起止时间）、交易出清方式、价格形成机制、参与交易市场主体名单、电力供需形势预测、保障居民农业优先用电需求、电网企业代理购电需求、优先发电计划、市场化发电企业可交易电量、电网运行与输送能力等信息。

定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。

交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

（三）交易申报。市场主体按照有关规定，通过电力交易平台申报各类交易意向、需求。市场主体对所申报的数据负责，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。所有的时间记录以电力交易平台时间为准。按要求分月分时段申报电量（电力）、价格（价差）。

双边协商交易由售电方按照规定格式录入交易电量（电力）、电价等交易意向信息，然后由相关购电方确认售电方录入的相关信息。

（四）出清计算。电力交易机构汇总双边协商交易意向，确定各交易主体的交易电量（电力）、电价；，电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件，按照规则对集中交易出清

计算。具体出清计算方法在实施细则中予以明确。

（五）安全校核。电力交易机构将交易出清预成交结果提交电力调度机构。电力调度机构应在规定期限内完成安全校核，形成交易结果，返回电力交易机构。

（六）结果发布。在规定时间内，电力交易机构通过电力交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同，并同时报湖南能源监管办备案。

## **第六十二条 集中竞价交易组织的基本要求：**

（一）交易申报价格区间。电力交易机构分别提出买方和卖方最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准。申报价格区间的设定要充分考虑到国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势。

（二）申报电量总额。根据电力调度机构提供的安全约束条件，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，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局备案。申报电量限额的设定应考虑安全约束条件、市场供需形势、市场力影响、卖方的装机容量和发电能力、买方的用电需求以及月度双边协商交易电量等因素。

（三）集中竞价申报。买卖双方按照交易公告的要求，在规定时间内通过电力交易平台申报当次交易周期期望购买或售出的电量（电力）、价格（价差）。买方、卖方每次申报的电量（电

力)及其价格(价差)不能超过各自独立的三组。年度交易应分月分时段申报,每月每时段申报电量(电力)及其价格(价差)不得超过独立的三组。电力交易平台校核申报数据的有效性,不符合要求的申报不予受理。

市场主体申报的价差,电价上浮为正,电价下浮为负。申报的电量单位为兆瓦时,不保留小数;申报的电力单位为兆瓦,不保留小数;申报的价格单位为元/兆瓦时,保留两位小数。

(四)出清、安全校核与结果发布。集中竞价交易申报截止后,电力交易机构按照规则出清计算,经电力调度机构安全校核后,由电力交易机构发布交易结果。

### **第六十三条** 挂牌交易组织的基本要求:

(一)挂牌申请与公告。市场主体在规定时间内,向电力交易机构提交挂牌交易申请,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,在电力交易平台发布交易公告;未通过审核的,退回市场主体,并说明原因。

(二)摘牌出清与安全校核。挂牌交易公告发布后,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。如符合价格限制区间的摘牌申报总电量超过挂牌电量,满足挂牌电量的最后一个成功申报者获得最后剩余部分。汇总后的摘牌意向安全校核未通过时,由电力交易机构按照摘牌申报时间顺序反序

调减电量。

（三）竞价挂牌交易。竞价挂牌交易申报参照集中竞价申报基本要求，但卖方（发电侧）参与申报、买方（用电侧）不参与申报。交易公告中发布总购买电量需求和申报价格限制区间，并可按照有关程序对参与交易的发电企业设定申报电量限额。

（四）出清、安全校核与结果发布。挂牌交易申报截止后，电力交易机构按照规则出清计算，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

**第六十四条** 电网企业代理购电参与集中交易（不含撮合交易）时，以报量不报价方式，作为价格接受者参与市场出清。其中，采取挂牌交易方式的，挂牌价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定，挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担，执行挂牌价格。

具备条件的地方电网企业、拥有配网经营权的配售电企业代理购电时，根据其与省级电网企业计量关口购电需求，按照省价格主管部门核定的计量关口分类电量比例，通过电力交易平台申报交易意向。省价格主管部门未核定分类电量比例时，由省级电网企业与地方电网企业、拥有配网经营权的配售电企业协商确定。

**第六十五条** 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。批发市场交易按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展。

### （一）年度交易顺序：

1.每年 12 月中旬，电力交易机构根据省发改委明确的次年省内市场交易总电量规模，按照一定的比例确定年度交易电量规模。如年度电力供需平衡方案、年度交易方案未及时明确，可按次年省内市场交易总电量预测值的一定比例预安排年度交易电量规模；

2.按照年度双边协商交易、年度集中交易（双边协商交易及集中交易均包括跨区跨省交易，下同）的顺序开展年度交易。年度交易电量应分月分时段。如年度双边协商交易已满足年度交易电量需求，可不开展年度集中竞价交易；

3.年度交易结束后，电力交易机构应及时（原则上在 12 月底前）汇总经安全校核的优先发电合同以及双边协商和集中竞价批发交易、跨区跨省交易和合同转让交易的结果，发布年度分类交易结果、汇总交易结果和分期交易结果。

### （二）月度交易顺序：

1.在年度合同分月分时段的基础上，按照月度双边协商交易、月度双边合同转让交易、月度集中交易、月内（多日）交易的顺序开展月度交易。如月度双边协商交易已满足月度全部交易电量需求，可不开展月度集中交易；

2.月度交易结束后，电力交易机构应及时汇总经安全校核的交易结果并予以发布。

**第六十六条** 根据实际需要，年度交易和月度交易可以选择双边协商、集中竞价、挂牌招标等交易方式中的几种或任一种。交易方式、交易规模和时序安排在交易公告中予以明确。

**第六十七条** 在落实跨区跨省国家指令性计划和政府间协议的前提下，省内市场交易、跨省跨区交易的时间安排原则上不分先后。在本省电力供应紧张时，应优先保障本省电力电量供需平衡；本省有富余发电能力时，可参与跨省跨区售电交易。

**第六十八条** 为促进可再生能源优先消纳，鼓励和引导可再生能源发电企业进入市场交易，可作以下交易安排，保障其消纳优先权和其他合法权益：

（一）年度交易时，可优先组织可再生能源发电企业交易，可将丰水期各月份单列，交易电量不限于丰水期。

（二）丰水期月度交易时，可优先组织可再生能源发电企业开展双边协商、集中竞价等交易，再组织其他发电市场主体交易。

（三）根据市场实际情况，可合理设定可再生能源发电企业的批发交易价差、合同转让价格上限值，视情况设定可再生能源发电企业交易电量规模限额。相关限额原则上由电力交易机构或省电力市场管理委员会提出，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准。

（四）允许可再生能源发电企业之间按规定进行月度合同电量月前、月内转让。

(五)本省发生调峰弃风弃水时,持有市场交易合同的可再生能源发电企业优先于没有市场交易合同的可再生能源发电企业发电,直至其减弃电量达到合同电量。

**第六十九条** 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易,指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易,在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时,应向电力交易机构作出可再生能源电力消纳责任的承诺。

## 第二节 年度双边协商交易

**第七十条** 年度双边协商交易的标的物为次年的分月分时段电量。

**第七十一条** 原则上每年12月中旬,电力交易机构通过电力交易平台发布次年度双边协商交易公告,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、代理购电电量及保障居民、农业用电量分类需求预测;
- (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及安全约束形成的必发电量下限;

(五) 次年保障居民、农业用电的优先发电电量及可再生能源可交易电量预测;

(六) 交易组织时间与程序;

(七) 参与交易的市场主体名单。

**第七十二条** 市场主体经过双边协商, 分别形成年度双边省内批发交易、年度双边跨区跨省交易和年度双边合同转让交易的意向协议, 并在年度双边协商交易申报截止前, 通过电力交易平台提交意向协议。年度双边协商交易的意向协议应提供分月分时段月度分解电量、电价。

**第七十三条** 电力交易机构在年度双边协商交易申报截止后 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, 形成年度双边协商预成交结果, 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, 将安全校核结果返回电力交易机构。

**第七十四条** 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内, 发布年度双边协商交易结果。

市场主体如有异议, 应在交易结果发布当日 (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, 电力交易机构会同电力调度机构应在收到异议的当日给予解释和协调; 市场主体逾期不提出异议者视为无异议。市场主体如无异议, 应在交易结果发布后 1 个工作日内通过电力交易平台提交

成交确认信息；逾期未确认的，视为已确认。

交易结果确认后，电力交易平台自动生成年度双边省内批发交易、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，通过电力交易平台确认电子合同；逾期未确认的，视为已确认。

逾期未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。

### 第三节 年度集中竞价交易

**第七十五条** 年度集中竞价交易的标的物为次年的分月分时段电量。

**第七十六条** 每年12月中旬，年度双边协商交易闭市后，电力交易机构通过电力交易平台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、代理购电电量及保障居民、农业用电量分类预测；
- （三）次年集中竞价跨省跨区交易电量需求预测（联系送落地平台共同发布）；
- （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) 次年保障居民、农业用电的优先发电电量及可再生能源可交易电量预测;

(七) 交易组织时间与程序;

(八) 参与交易的市场主体名单。

**第七十七条** 年度集中竞价交易申报时间内,市场主体通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

**第七十八条** 申报结束后,电力交易平台按照规则算法进行出清计算,生成预成交结果,电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在3个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

**第七十九条** 电力交易机构在收到安全校核结果后1个工作日内,向市场主体发布交易结果和有关说明,并在12月底前发布年度各类交易的汇总结果和分项结果。

电力交易平台自动将集中竞价交易结果生成电子合同,无需相关市场主体确认。

#### 第四节 月度双边协商交易

**第八十条** 月度双边协商交易的标的物为次月分时段电量。

**第八十一条** 每月中旬,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,编制月度交易组

织方案、交易公告。

**第八十二条** 每月下旬，电力交易机构应通过电力交易平台发布次月（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、代理购电电量及保障性居民、农业用电量分类需求预测；

（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）次月保障居民、农业用电的优先发电电量及可再生能源可交易电量预测；

（六）交易组织时间与程序；

（七）参与交易的市场主体名单。

**第八十三条** 市场主体经过双边协商，分别形成月度双边省内批发交易、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），并在月度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交意向协议（含互保协议）。

**第八十四条** 电力交易机构在月度双边协商交易申报截止

后 1 个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力对月度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成月度双边协商预成交结果，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 1 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

**第八十五条** 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布月度双边交易结果。

市场主体如有异议，应在交易结果发布当日向电力交易机构提出，电力交易机构会同电力调度机构应在收到异议的当日给予解释和协调；市场主体逾期不提出异议者视为无异议。市场主体如无异议，应在交易结果发布后 1 个工作日内通过电力交易平台提交成交确认信息；逾期未确认的，视为已确认。

交易结果确认后，由电力交易平台自动生成月度双边省内批发交易、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 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同；逾期未签订电子合同的，视为已签订。

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

### 第五节 月度集中竞价交易

**第八十六条** 月度集中竞价交易的标的物为次月分时段电量。

**第八十七条** 每月下旬，电力交易机构通过电力交易平台发

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）集中竞价批发交易电量、代理购电电量及保障性居民、农业用电量分类需求预测；

（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）次月保障居民、农业用电的优先发电电量及可再生能源可交易电量预测；

（六）交易组织时间与程序；

（七）参与交易的市场主体名单。

**第八十八条** 月度集中竞价交易主要用于省内批发交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易时间原则上不超过 2 个工作日。

**第八十九条** 月度集中竞价交易期间，市场主体通过电力交易平台申报电量、电价（多个月度的集中交易应分月分时段申报、分月分时段成交）。电力交易平台对申报数据进行确认。

**第九十条** 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计

算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在 1 个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

**第九十一条** 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向市场主体发布交易结果和有关说明。

电力交易平台自动将集中竞价交易结果生成电子合同，无需相关市场主体确认。

#### 第六节 月度挂牌交易

**第九十二条** 月度挂牌交易标的物为次月分时段电量。

**第九十三条** 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交挂牌交易申请。电力交易机构在 2 个工作日内完成申请信息审核，未通过审核的申请，退回市场主体。

每月集中竞价交易结束，电力交易机构将通过审核的挂牌交易申请形成交易公告，并通过电力交易平台发布。

**第九十四条** 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电力交易平台摘牌。

**第九十五条** 申报结束后，电力交易平台自动生成预成交结果。

**第九十六条** 月度挂牌交易申报截止后 1 个工作日内，电力交易机构将挂牌交易预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 1 个工作日之内，将安全校核结果和必要

的说明返回电力交易机构。

**第九十七条** 电力交易机构在收到安全校核结果后1个工作日内，通过电力交易平台向市场主体发布交易结果和有关说明，并在月底前发布月度双边协商、集中竞价、挂牌交易的汇总结果和分项结果。

电力交易平台自动将挂牌交易结果生成电子合同，无需相关市场主体确认。

### 第七节 月内（多日）交易

**第九十八条** 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的分时段电量。月内交易可采用集中交易方式开展。按照缩短交易周期，提高交易频次的原则，根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。具体在交易实施细则中予以明确。

**第九十九条** 除定期开市以外，出现下列情形之一时，经湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准，可不定期组织开展月内交易：

（一）供需两侧市场主体主动申请；

（二）丰水期等特殊时期确需扩大可再生能源消纳能力；

（三）所有市场用户月中某日用电量累计总量与当月购电量总量之比，超过月中某日在全月日历天数之比10%时，可在当月26日前开展月内交易。计量等相关支持系统未实现全覆盖时，

可选择具备条件的市场用户进行分析比对；

（四）湖南能源监管办、省发改委、省能源局认为应当组织开展月内交易的其它情形。

**第一百条** 月内交易周期以周、多日为主，原则上不跨月。

交易周期内，市场主体先申报该周期内的月度交易电量（未申报按周期内天数占比折算），再申报月内交易电量，二者叠加形成月内当期电量计划。

月内当期交易电量优先结算。当期交易电量计划超额完成时，超出电量滚动计入月度交易范畴；当期交易电量计划未完成时，按规定对当期月内交易电量实行偏差考核。

**第一百〇一条** 月内集中交易中，市场主体在规定时限内，通过电力交易平台申报。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成预成交结果。

**第一百〇二条** 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在 1 个工作日内，将安全校核结果提交电力交易机构发布。

市场主体如有异议，应当在交易结果发布当日向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构当日内给予解释。

月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

## 第八节 临时交易与紧急支援交易

**第一百〇三条** 当湖南电网可再生能源消纳困难、发生或可能发生弃风弃水弃光时，可由市场运营机构按有关规定与其他省开展跨区跨省临时交易。

**第一百〇四条** 当湖南电网供需不平衡时，可由电力调度机构组织开展跨区跨省支援交易，交易价格按事先预案执行或双边协商确定。条件成熟时，也可由电力交易机构联系区域电力交易机构采取预挂牌方式确定中标机组排序。

**第一百〇五条** 市场运营机构应在交易结束后 1 个工作日将临时及紧急支援交易的原因、电量、电价等情况向湖南能源监管办、省发改委、省能源局报告。

### 第九节 合同转让交易

**第一百〇六条** 合同转让交易的标的物的为分时段合同电量，转让电量可以是交易合同全部电量，也可以是部分电量；转让周期可为合同全部周期，也可以是部分周期，不同时段合同不能转让。

拥有批发交易合同、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。

**第一百〇七条** 合同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已完成市场注册；
- （二）受让方具有真实的受让需求和直接受让能力，严禁买

空卖空。受让电量暂不允许再次转让；发生转受让关系后，受让方不得再转让，转让方不得再受让；当月交易计划不能完成的发电企业不得受让合同电量；可再生能源发电企业合同转让仅限于市场合同电量；批发市场电力用户（售电公司）之间转让电量占转让方当月购电量的比重原则上不超过 20%；发电企业转让电量占转让方当月市场合同电量的比重可适度设定上限，根据实际情况在实施细则或交易公告中予以明确；

（三）发电企业之间合同转让交易应符合节能减排原则。可再生能源合同电量不得向化石能源发电企业转让；燃煤火电高效发电机组不得将合同电量转让给低效发电机组，低排放发电机组不得将合同电量转让给高排放发电机组；

（四）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；

（五）已有电量在全月平均负荷率高达 80%或达到安全运行限额（由调度机构按稳定计算确定）的发电企业，原则上不得受让；负荷中心火电企业的电量原则上不得转让；确需转（受）让的，应通过电力调度机构的安全校核；

（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；

（八）发电企业（包括可再生能源发电企业）之间、批发市场电力用户之间、售电公司之间以及售电公司与批发市场用户之间可在月内开展当月合同电量转让交易，转让交易截止时间为每月 26 日（遇法定节假日顺延）；

（九）受让方应一并接受出让方原有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；

（十）合同转让电量以 1 兆瓦时为最小单位，转受让的合同电量自转受让次日起从转让方当月月度合同电量中扣减并计入受让方当月月度交易电量，电力交易机构将转、受让方的交易结果即时提交电力调度机构执行；

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

**第一百〇八条** 合同转让交易可采用双边协商或挂牌交易方式，出让方与受让方按照前述交易规则参加年度、月度的双边协商或挂牌交易。

采用双边协商方式的合同转让交易，出让方与受让方可事签订转受让合同，通过电力交易平台提交，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息，由出让方录入电力交易平台，受让方确认相关信息。

采用挂牌方式的合同转让交易，出让方在规定时间内通过电力交易平台提交合同转让挂牌申请，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合规审查，并作出答复。电力交易机构在交易申报截止当日，将预成交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反馈安全校核结果，电力交易机构通过电力交易平台发布通过交易结果。具体时间要求与年度、月度交易相同。

## 第七章 安全校核

**第一百〇九条** 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作，各类交易必须经电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，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)。安全校核的主要包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

**第一百一十条** 电力调度机构应及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过电力交易平台发布必开机组组合、发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等信息。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对

集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

**第一百一十一条** 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，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

**第一百一十二条** 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边协商交易，可按照时间优先、等比例原则进行削减；对于集中交易，可按照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。

**第一百一十三条** 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。

## **第八章 合同签订与执行**

### **第一节 合同签订**

**第一百一十四条** 市场成员应根据交易结果或者政府下达的优先发电计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在

规定的时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、分时段电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、计量、违约责任、资金往来信息等内容。

**第一百一十五条** 电力交易机构按照规则，参照国家颁布的合同范本，结合本省实际，编制湖南省电力批发市场购售电合同和交易合同范本以及湖南省电力零售市场合同范本，经湖南能源监管办审定后发布。

**第一百一十六条** 批发市场合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。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电力交易平台形成电子合同；集中竞价交易以市场主体的入市承诺书和发布的分时段交易结果为依据，可不再另外签订有关合同。

**第一百一十七条** 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的分时段交易结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视为电子合同）作为执行依据。

**第一百一十八条** 零售市场合同应逐步采用电子合同，实现网上签订，规范管理，提高效率。售电公司与零售用户按照规则要求签订零售市场购电合同，由售电公司按规定向电力交易机构

备案。电网企业代理购电时应与代理用户签订代理购电合同。

**第一百一十九条** 批发市场合同包括厂网间购售电合同、市场交易合同、电量转让合同和输配电合同等。

厂网间购售电合同是指发电企业与电网企业根据省政府电力主管部门下达的年度优先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、分月优先发电电量、上网电价、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，作为优先计划电量结算依据。

电量转让合同是指合同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、分时段交易电量（电力）、交易价格、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

输配电合同是指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，各类通过电力调度机构安全校核的交易结果，视为电子化输配电合同的构成要素，输配电合同与各类交易合同同步形成。

各类市场交易合同依据交易结果签订，内容包括：交易主体、交易时间、分时段交易电量（电力）、交易价格、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。其中，年度交易合同应明确分月分时段交易电量（电力）、价格。

**第一百二十条** 根据省发改委下达的年度电力供需平衡方

案，原则上在每年省内年度交易开始前（不晚于当年 12 月底前）完成次年度优先发电购售电合同签订。

（一）跨区跨省国家指令性计划电量、政府间协议电量的购售电合同（含补充协议），应约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际情况，由购售电双方协商确定。

（二）执行政府定价的省内优先发电电量签订厂网间年度购售电合同，应约定年度电量规模及分月分时段计划、交易价格等。年度交易开始前，尚未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。省内优先发电电量计划，应结合实际科学安排，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场竞争的手段。

**第一百二十一条** 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场交易，不断提高优先发电中“保量竞价”比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

**第一百二十二条** 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：

（一）双边协商交易结果发布后，由电力交易平台自动生成电子合同，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。

(二)集中交易结果发布后,由电力交易平台自动生成电子合同,无须相关市场主体确认。

(三)厂网间年度购售电合同原则上应在上年年底前签订。未完成签订的,电力交易机构按照省发改委下达的计划执行。

**第一百二十三条** 各类合同均应及时签订、规范执行,电力交易机构应在相关合同签订后5个工作日内向湖南能源监管办备案。对不及时签订、备案合同的,责令整改;不按要求整改的,湖南能源监管办依法依规予以处理。

## 第二节 合同执行

**第一百二十四条** 电力交易机构汇总市场成员各类交易合同(含优先发电合同、市场交易合同,年度合同根据约定的分月分时段电量分解安排),形成发电企业的月度交易计划,并依据月内(多日)交易结果,进行更新、调整和发布。

**第一百二十五条** 年度合同执行周期内,次月交易开始前,经交易双方协商一致且不影响其他市场主体交易合同执行基础上,允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月分时段计划(年度合同总量不变),调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核,并作为月度交易计划安排和结算的依据。

**第一百二十六条** 电力调度机构应根据月度交易计划,结合电网运行情况、电力供需形势和清洁能源消纳需求等因素,合理

安排电网运行方式和机组开机方式，保障月度交易计划的执行。执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因，导致实际执行结果与中长期交易计划存在偏差时，应当详细记录原因，向市场主体说明，并报告湖南能源监管办、省发改委、省能源局。

**第一百二十七条** 发电企业全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；发电企业部分合同约定了交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，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。未约定交易曲线的批发交易合同、优先发电合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电计划。

**第一百二十八条** 电力交易机构每日跟踪、定期公布月度（含调整后的）交易计划执行进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构应出具书面解释，电力交易机构予以公布。

**第一百二十九条** 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，事后及时向湖南能源监管办、省发改委、省能源局报告事故经过，并通过电力交易机构进行相关信息披露。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。

### 第三节 偏差电量处理

**第一百三十条** 允许合同双方在协商一致的前提下，按照规则进行动态调整，鼓励市场主体通过月内（多日）交易、合同转让交易减少合同执行偏差。

**第一百三十一条** 建立发电侧上下调预挂牌机制。系统月度实际用电需求与月度发购电计划、可再生能源实际发电需求与月度发电计划等存在偏差时，通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理。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组织。

**第一百三十二条** 电力交易机构负责组织预挂牌交易。发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，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。通过预挂牌交易确定次月上调机组调用排序（按申报价格由低到高排序，价格相同以时间优先和环保优先原则排序）和下调机组调用排序（按申报价格由低到高排序，价格相同以时间优先和环保优先原则排序）。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电力调度机构。

**第一百三十三条** 月度最后7个自然日，根据当月电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，在满足电网安全约束和机组安全约束的前提下，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，确保发用电的实时平衡。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。

### **第一百三十四条** 月度上下调预挂牌招标交易基本要求：

（一）可再生能源发电企业不参加上调招标交易，按照相关法律法规规定全额上网消纳和结算。

（二）可再生能源企业应参与月前挂牌下调招标交易。发生下调时，下调电量按规则认定和结算。

（三）提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。发电企业出现上下调时，按其报价结算；如其无报价，按强制上下调价格结算。发电侧上下调费用未结算部分纳入月度清算，在发电侧按规则进行分摊。

（四）上下调招标交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价。上调价差原则上由同月月度交易平均价差乘以上调价差调整系数  $K_3$  确定， $K_3$  取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后执行。原则上，月度交易平均价差为正时， $K_3$  不高于 1；月度交易平均价差为负时， $K_3$  不低于 1。可再生能源发电企业上下调补偿限价、强制上下调补偿限价应单列明确。

## **第九章 计量和结算**

### **第一节 计量**

**第一百三十五条** 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分时段计量装置。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。电网企业应当在跨省跨区输电线路两端安装符合技术规范的分时段计量装置，跨省跨区交易均应明确其结算对应计量点。

**第一百三十六条** 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的分时段结算需要，保证计量数据准确、完整，按自然月购售同期抄表结算。条件不具备时，可暂时保持现有计量抄表周期不变。

**第一百三十七条** 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的分时段主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

**第一百三十八条** 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，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自分时段上网电量。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，可按照额定容量比例计算各自分时段上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组

调试期的发电量等比例拆分共用计量点的分时段上网电量，确定调试期的分时段上网电量。

**第一百三十九条** 电网企业应按照电力市场分时段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。当计量数据存在异议时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场主体协商解决。协商无法达成一致时，可申请湖南能源监管办和政府有关部门协调、裁决。

## 第二节 结算

**第一百四十条** 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组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场主体出具结算依据；合同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。

**第一百四十一条** 电网企业（含地方电网企业和拥有配网经营权的配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和和计量关口实际物理计量电量结算。其中，居民、农业电量和代理购电工商业电量，按照省价格主管部门核定的计量关口电量分类比例计算（剔除已直接参与市场交易用户电量）。双方另有约定的，可按双方约定执行。

地方电网企业和拥有配网经营权的配售电企业应参与市场

开展代理购电。暂不具备条件时，报经批准，可根据实际情况，与省级电网企业协商选择分类结算电价或综合结算电价，向省级电网企业支付输配电费。

**第一百四十二条** 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

**第一百四十三条** 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，由电网企业根据国家及湖南省有关规定进行结算。

**第一百四十四条** 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类分时段交易合同（含优先发电合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）分时段上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

（四）发电企业新机组调试电量、电价、电费；

（五）辅助服务费用；

（六）电网企业代理购电结算依据（含分时段交易合同电量、

电价和电费，偏差考核费用等）；

（七）保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费）的分摊或分享费用；

（八）非燃煤发电基准价电源市场电量对应的政府批准上网电价（跨区跨省送入落地湖南电价）与燃煤发电基准价的损益差额资金的分摊或分享费用；

（九）接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

**第一百四十五条** 市场主体的合同电量（含代理购电电量）和偏差电量分开结算，按月清算、结账。

**第一百四十六条** 非燃煤发电基准价电源（含跨区跨省送入电量）参与省内市场交易时，其市场电量对应的政府批准上网电价（跨区跨省送入落地湖南电价）与燃煤发电基准价的损益差额资金，按月由全体工商业用户分享，纳入全体工商业用户的市场电费结算。

**第一百四十七条** 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。执行 1.5 倍电网企业代理购电用户电价的增收收入，纳入电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

当居民、农业实际用电量大于优先用电计划，或实际优先发电上网电量小于优先发电计划时，按照优先匹配居民、农业实际用电量的原则，将发电企业（跨区跨省交易）的超发（多购）电

量同比例纳入保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益计算，但此部分超发电量不参与月度市场清算。

**第一百四十八条** 市场主体因偏差电量引起的电费资金、非燃煤发电基准价电源市场电量对应的政府批准上网电价（跨区跨省送入落地湖南电价）与燃煤发电基准价的损益差额资金、保障居民及农业用电价格稳定产生的新增损益等单独记账，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

**第一百四十九条** 结算周期内发电企业自身原因造成的偏差电量，电力调度机构应做好记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。发电企业实际分时段上网电量，扣除各类合同电量、自身原因偏差电量后，视为发电企业的分时段上下调电量。

**第一百五十条** 发电企业上网电量结算。

（一）可再生能源发电企业

1.首先按市场交易合同电价结算其市场分时段交易合同电量（上网电量小于合同电量时按合同加权平均价），然后按政府批复上网电价结算其余分时段上网电量（含保障优先用电的优先发电）。

2.非自身原因未全部执行其当月分时段市场合同电量时，相应的未执行分时段电量视为下调电量，按其分时段预挂牌下调价格获得补偿；如未参与分时段下调预挂牌交易申报，其分时段下调电量按照强制下调价格（取当月所有下调报价的最低价与当月

市场交易加权均价的 10%二者之中的较小值) 结算。

3.因自身原因未全部执行其当月分时段市场合同电量时, 相应的分时段未执行电量应承担合同价差电费。

## (二) 燃煤公用火电企业

1.实际分时段上网电量小于当月应结算的分时段市场合同电量时, 按其分时段市场合同加权平均价结算上网电量。分时段下调减发电量按其分时段预挂牌下调价格结算; 如未参与分时段下调预挂牌交易申报, 其分时段下调电量按照强制下调价格(取当月所有下调报价的最低价与当月市场交易均价的 10%二者之中的较小值) 结算。因自身原因导致的少发电量不予补偿, 应承担相应的合同价差电费, 并按燃煤发电基准价的 10%支付偏差考核费用。

2.实际分时段上网电量大于当月分时段应结算的市场合同电量时, 首先按其分时段合同价格结算各类分时段合同电量, 分时段剩余电量的结算方法如下:

(1) 非自身原因多发导致的超发电量视为上调电量, 按其预挂牌上调价格结算; 如未参与上调预挂牌交易申报, 其上调电量按照强制上调价格(按当月所有上调报价的最小值或燃煤发电基准价的 85%) 结算。

(2) 因自身原因多发导致的超发电量, 按其燃煤发电基准价结算, 并按燃煤发电基准价的 15%支付偏差考核费。实际上网

电量扣减合同电量、自身原因超发电量后的电量视为上调电量，按其预挂牌上调价格结算；如未参与上调预挂牌交易申报，其上调电量按照强制上调价格（按当月所有上调报价的最小值或燃煤发电基准价的 85%）结算。

3. 月内既提供上调服务又提供下调服务的发电企业，以分时段同时段互抵后的净值作为月度分时段上调电量或下调电量进行结算。

4. 超发、少发电量在执行上述中长期考核补偿结算的同时，“两个细则”考核补偿、辅助服务市场并行实施。

5. 自身原因造成的少发电量是指在不需该发电企业下调的情况下，不执行调度指令、因计划检修而未被安全校核、非计划停运或机组运行不正常等原因造成的少发电量，不属于下调补偿范畴。自身原因造成的超发电量是指该发电企业不执行调度指令的超出功率累积的多发电量，不属于上调电量范畴。超发、少发电量由电力调度机构认定，每月 1 日向电力交易机构提供。

#### **第一百五十一条 跨省跨区购入电量结算。**

（一）首先按优先发电市场交易合同电价结算其保障优先用电的分时段电量，剩余电量按市场合同电价结算其分时段市场合同电量。

（二）跨省跨区交易在省间市场偏差电量考核按省间市场交易规则执行，相关偏差考核费用纳入月度清算。

**第一百五十二条** 批发交易用户（包括售电公司、批发市场电力用户、代理购电电网企业）按照“谁造成偏差，谁承担考核”原则进行结算，应逐步建立完善偏差考核费用向用户侧传导机制。

（一）批发交易用户分时段偏差电量=用户（代理用户）分时段实际网供电量-（各类分时段交易合同购入电量-各类分时段交易合同售出电量），正偏差为超用电量，负偏差为少用电量。

（二）批发交易用户分时段实际用电量超过分时段合同电量时，按分时段合同约定价格分别结算各对应合同电量。

正偏差考核范围以内（含）超用电量，按合同加权平均价结算，免于考核；正偏差考核范围以上的超用电量，按发电侧上调服务加权平均价或报价从低到高排序前三至五名的平均价的  $K_1$  倍（当月未组织上调服务招标时，按月度集中竞价或双边协商形成的加权平均价格的  $K_1$  倍，下同）结算。 $K_1$  取值范围为 1.0-1.5，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后执行。

（三）批发交易用户分时段实际用电量小于分时段合同电量时，按分时段合同加权平均价结算分时段合同用电量。

负偏差考核范围以内（含）的少用电量免于支付偏差考核费用，仅返还购电交易价差费用；负偏差考核范围以外的少用电量需返还购电交易价差费用，并按当月发电侧下调电量补偿加权平均价或报价从低到高排序的前三至五名的平均价的  $K_2$  倍支付偏

差考核费用（当月未组织下调服务招标时，按合同加权平均价的10-20%支付偏差考核费用）。 $K_2$ 取值范围为0.1-1.5，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后执行。

（四）偏差考核范围暂定为3%。需要调整时，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后执行。超出+3%的购电方（批发交易用户、售电公司、代理购电电网企业）正偏差电量，由购电方承担偏差电费，零售用户价差不变。

（五）零售用户应当参与月度偏差电量考核，由售电公司与零售用户双方协商约定偏差考核费用承担比例。

（六）代理购电偏差电量产生的偏差费用由代理购电用户共同承担。

（七）由于政府下达停产限产通知、有序用电、电网运行方式调整、抄表例日变更、三方协议签订延误或错误、不可抗力等原因导致批发交易用户、售电公司、代理购电电网企业产生或增加偏差考核电量的，可根据相关市场主体的申请和有权部门的有效证明文件计算核减偏差电量。具体操作办法在实施细则中予以明确。

### **第一百五十三条** 电力中长期市场实行按月清算。

（一）可再生能源发电企业超发造成发电侧净下调（各类下

调电量减去上调电量之差大于零)时,首先核算其造成的净下调电量总额及对应的下调资金差额(包括下调补偿电费和未执行交易合同价差电费)。当可再生能源发电企业超发电量(不含计入新增损益计算的超发电量,下同)小于净下调电量时,可再生能源发电企业按各自超发电量承担相应的下调资金差额的  $K_4$  倍;当净下调电量小于可再生能源发电企业超发电量时,可再生能源发电企业承担全部净下调电量对应的下调资金差额的  $K_4$  倍,由相关可再生能源发电企业按超发电量占比分摊。分摊系数  $K_4$  值范围为 0.5-1,由电力交易机构测算并提出建议值,经省电力市场管理委员会讨论,报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后执行;

(二) 以下费用纳入月度清算:

1.发电企业下调电量造成的资金差额(包括下调补偿电费和未执行交易合同价差电费),扣除可再生能源发电企业超发电量承担部分外;

2.发电企业上调电量(不含计入新增损益计算的超发电量,下同)产生的价差资金差额;

3.发电企业自身原因偏差电量(超发电量或少发电量)产生的考核资金差额;

4.参与湖南市场交易的跨省跨区偏差电量产生的考核资金;

4.批发交易用户(包括售电公司、批发市场电力用户、代理

购电电网企业)偏差电量产生的价差资金差额;

(三)月度清算如有盈余,可按实际上网电量占比返还发电市场主体,也可用于后续月度清算,剩余盈余金额纳入年度清算。

(四)月度清算如有亏空,下调电量合同价差均值小于或等于零时,由市场化发电企业(不含可再生能源发电企业)按照上调电量占比分摊亏空金额(超发电量度电分摊金额不超过下调补偿均价与下调电量合同价差均值之和的50%,上调导致亏空度电分摊价格不超过上调服务加权平均价的50%),剩余亏空金额由发电侧市场主体按其当月上网电量在总上网电量中的占比分摊(不含已参与分摊的超发电量、上调电量结算电量、计入新增损益计算的超发电量);下调电量合同价差均值大于零时,亏空金额由发电侧市场主体按其当月上网电量在总上网电量中的占比分摊(不含已参与分摊的超发电量、上调电量结算电量、计入新增损益计算的超发电量)

**第一百五十四条** 市场主体接收电费结算依据后,应进行核对确认。如有异议,应在1个工作日内向电力交易机构提出;逾期未提出的,视为无异议。

**第一百五十五条** 市场交易电费结算为现金方式,也可以按约定采用承兑汇票结算。电力用户应逐年降低比例(原则上比上年降低幅度不低于10%),并在交易合同中约定。超过约定比例的,应承担承兑汇票贴现成本。电网企业结算支付发电企业市场

电量和其它上网电量的电费的承兑汇票占比应保持一致。

**第一百五十六条** 为促进湖南电力市场健康有序发展，防范交易欠费风险，建立售电公司履约保函（保险）制度、履约额度跟踪预警机制。根据售电公司资产规模、交易规模和交易情况，确定履约担保额度，具体在实施细则予以明确。

**第一百五十七条** 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）、《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕246号）等补贴管理规定执行。

**第一百五十八条** 电力用户拥有储能，参与辅助服务市场交易，或者参加特定时间的需求侧响应，由此产生的偏差，由电力用户自行承担。

**第一百五十九条** 拥有配电网运营权的配售电企业，与省级电网企业进行电费结算，并按照省价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

**第一百六十条** 电力交易机构应对售电公司和批发交易用户在月度交易中的购电量基于其实际用电量进行同比和环比分析，增长超过一定幅度的（售电公司5%，批发交易用户7%），相关市场主体应作出说明。

月度结算时，电力交易机构应对负偏差电量比重超过7%的

售电公司和负偏差电量比重超过 10%的批发交易用户进行合规性审查。无正当理由的，负偏差考核力度可突破上限；存在违规行为的，依法依规予以处理。

## 第十章 信息披露

**第一百六十一条** 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。

**第一百六十二条** 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）电网企业代理购电信息，包括电网企业代理用户分月总电量预测，相关预测数据与实际数据偏差，采购电量电价结构

及水平，代理购电用户电价水平及构成，代理购电用户电量和电价执行情况等；

（六）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

### **第一百六十三条** 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息。市场主体注册、准入、退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息。发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息。电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息。年、季、月电力电量平衡预测分析情况，电网企业保障居民、农业用电量及代理购电总电量预测，优先发电量安排，可再生能源发电企业、跨区跨省交易可交易电量以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息。交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息。合同结算总体完成情况，每月差额资金

的盈亏和分摊情况，非燃煤发电基准价电源（含跨区跨省送入电量）市场电量对应的政府批准上网电价（跨区跨省送入落地湖南电价）与燃煤发电基准价的损益差额资金以及分摊和分享情况，保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益以及分摊和分享情况等；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

#### **第一百六十四条** 市场私有信息主要包括：

（一）设备参数信息。发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）申报信息。各市场主体的市场交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）交易信息。各市场主体的各类市场交易的成交电量以及成交价格等信息；

（四）合同结算信息。各市场主体的市场交易合同以及结算明细信息。

（五）代理购电信息。电网企业代理购电用户电量、电价、电费及其他等明细信息。

**第一百六十五条** 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体发布，并定期向湖南能源监管办、省发改委和省能源局报告有关信息披露情况。

市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场交易开展所需的数据和信息。

**第一百六十六条** 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露有关电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。依法依规事实诚信管理，违反信息披露有关规定的，纳入失信企业名单；问题严重的，可按照有关规定取消市场准入资格，依法依规予以处理。

**第一百六十七条** 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

**第一百六十八条** 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构门户网站进行披露。

电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

**第一百六十九条** 市场主体对披露的相关信息如有异议或疑问，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。

**第一百七十条** 信息公开与披露必须严格遵守国家有关信

息保密管理的有关规定。市场运营机构应保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

**第一百七十一条** 湖南能源监管办依法依规制定湖南电力市场信息披露管理办法并监督实施。

## **第十一章 市场监管与风险防范**

**第一百七十二条** 湖南能源监管办建立健全电力交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

**第一百七十三条** 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取积极有效风险预警防控措施，制定应急预案，防控市场风险。

**第一百七十四条** 电力交易机构、电力调度机构应根据有关监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，加强对市场运营情况的监控分析，发现异常情况，及时向湖南能源监管办报告，并定期报送市场运营监控分析报告。

市场运营分析报告内容包括但不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场交易规则情况；市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标；网络阻塞情况；非正常报价等市场异常事件；

市场风险防范措施和风险评估情况；市场规则修订建议等。

市场成员及其他单位和个人发现市场异常情况，可向湖南能源监管办投诉或举报。

**第一百七十五条** 充分发挥电力中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用，加强电力中长期交易合同电量履约监管，未经合同双方协商一致不得随意调整合同电量。市场主体自主协商一致，约定双边协商合同交易价格或浮动机制，相关部门和单位不得强制干预。

**第一百七十六条** 加强电网企业代理购电机制运行中的市场交易、交易价格、信息公开、电费结算、服务质量等事项监管，加强电力交易机构独立规范运行的监管，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

**第一百七十七条** 市场主体应自觉遵守相关法律法规和交易规则、依法依规、诚实守信地参与交易和执行交易结果。严禁不正当竞争、串通报价等违规交易行为。电力交易机构应建立市场主体征信档案，市场主体发生违规行为且受到处罚、被责令整改的，应记入其征信档案。

**第一百七十八条** 发电企业与其关联售电公司发生的交易属于关联交易。关联交易应当遵循公平合规、诚实信用的原则，不得排斥和歧视非关联售电公司，拒绝交易、捂量惜售、价格压

制等行为均视为交易歧视，具体在实施细则中予以明确。

**第一百七十九条** 湖南能源监管办依法依规对市场成员按照交易规则组织和参与市场交易相关行为进行监管，对执行交易结果的情况进行监管。市场成员出现下列违规行为的，湖南能源监管办可采取监管约谈、市场内部通报；对于严重违反交易规则的，湖南能源监管办会同省发改委、省能源局依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》《关于加强电力中长期交易监管的意见》等有关规定予以处理：

- （一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （二）滥用市场力，恶意串通、操纵市场、异常申报；
- （三）不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- （四）市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- （五）提供虚假信息或违规发布信息；
- （六）泄露应当保密的信息；
- （七）其他严重违反交易规则的行为。

**第一百八十条** 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构报经湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后，可依法依规采取市场干预措施，并事后向市场成员公布原因：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （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交易不能正常开展的；

(五) 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；

(六) 国家能源局、湖南能源监管办作出暂停市场交易决定的；

(七) 市场发生其他严重异常情况的。

**第一百八十一条** 当面临严重供应不足、出现重大自然灾害和突发事件、省级及以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态，影响电力正常供应时，湖南能源监管办会同省发改委、省能源局可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理，并免除市场主体的全部或部分违约责任。

**第一百八十二条** 因市场力原因造成某交易全部或较大部分无法达成时，经湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准，可由代理购电电网企业、保底售电公司或指定的市场主体将未成交的合同电量通过组织上调服务、省外购入等方式保证电力用户的正常供电，其用电价格按照同类用户的电网企业代理购电价格执行，并根据上调服务、省外购入差价或偏差考核费用的盈亏情况等向电力用户分享或分摊差额电费。

**第一百八十三条** 电力交易机构、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。市场应急预案应经湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准。

**第一百八十四条** 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预的原因、起止时间、对象、措施和结果等有关情况备查，并及时向湖南能源监管办、省发改委、省能源局提交报告。

**第一百八十五条** 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交湖南能源监管办、省发改委、省能源局调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

## 第十二章 附则

**第一百八十六条** 电力交易机构根据本规则拟定实施细则，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准后实施。

**第一百八十七条** 本规则由湖南能源监管办会同省发改委、省能源局负责解释。

**第一百八十八条** 本规则自发布之日起施行，有效期五年，结合市场实际运营情况，不定期修订。《关于印发〈湖南省电力中长期交易规则〉的通知》（湘监能市场〔2020〕89号）同时废止。