

湖南省电力中长期交易实施细则

目 录

第一章 总 则	1
第二章 市场成员	3
第一节 基本原则	3
第二节 市场成员的权利和义务	5
第三章 交易品种、周期和方式	11
第一节 交易品种	11
第二节 交易周期	11
第三节 交易方式	12
第四章 价格机制	15
第五章 批发交易组织	19
第一节 总体原则	19
第二节 年度双边协商交易	26
第三节 年度集中竞价交易	27
第四节 月度双边协商交易	28
第五节 月度集中竞价交易	29
第六节 月度挂牌交易	30
第七节 月内（多日）交易	31
第八节 合同转让交易	32
第六章 中长期市场与现货市场衔接机制	35
第一节 曲线分解机制	35
第二节 电量约束机制	36

第三节 现货市场未运行期间偏差处理机制	36
第七章 绿色电力交易	37
第一节 基本原则	37
第二节 交易组织	38
第三节 价格机制	40
第四节 交易合同	40
第五节 结 算	41
第八章 安全校核	43
第九章 合同签订与执行	44
第一节 合同签订	44
第二节 合同执行	48
第十章 计量与结算	50
第一节 计 量	50
第二节 结 算	51
第十一章 信息披露	52
第十二章 市场监管与风险防范	53
第十三章 电力市场技术支持系统	58
第十四章 附则	61
附件 1 出清算法	62
附件 2 预挂牌招标交易机制	71

第一章 总 则

第一条 为进一步规范湖南省电力中长期交易，依法维护电力市场成员的合法权益，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、《电力中长期交易基本规则》（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）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令2024年第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等有关法律法规规定，结合湖南实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于湖南省电力中长期交易。

第三条 本实施细则所称电力中长期交易，是指符合准入条件的经营主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等市场化方式，开展的年（多年）、月（多月）、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实施细则。

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、新型经营主体以及代理购电电网企业等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的总称。

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、损害其他经营主体的合法权益。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“省发展改革委”）、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

第一节 基本原则

第七条 市场成员包括经营主体、市场运营机构和提供输配电服务的电网企业（含省级电网企业、地方电网企业、增量配电网企业，下同）。

经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）和新型经营主体（含储能企业、聚合商、虚拟电厂和智能微电网等）。

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”）。

电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为市场经营主体。

第八条 湖南省电力市场实行注册制度，电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作，经营主体进入或退出电力市场按照国家有关规定和湖南省电力市场注册实施细则执行。

第九条 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易。电力用户参加市场化交易（含批发、零售交易）的全部电量需通过批发或零售交易购买，且不得同时参加批发和零售交易。暂未直接参与市场交易的，由电网企业代理购电。

工商业用户实施分类注册管理。10kV 及以上供电电压等级电力用户，可以选择批发交易或零售交易；10kV 以下供电电压

等级电力用户，通过零售交易购电，或由电网企业代理购电。

零售用户通过零售交易购电时，在同一个合同周期内，只能向一家售电公司购电，签订零售合同，每次只能选择一种套餐，且全部工商业电量通过该售电公司购买。

第十条 分布式电源经营主体中，10kV 及以上电压等级的分布式电源原则上作为独立经营主体参与湖南电力市场；10kV 以下电压等级的分布式电源采用聚合方式参与湖南电力市场，也可接受市场形成的价格。

独立新型储能、抽水蓄能企业作为独立经营主体在电力交易机构办理市场注册，获取交易资格。

虚拟电厂（聚合商）和被聚合资源参与电力市场化交易，均应履行注册手续，鼓励虚拟电厂（聚合商）集中办理注册手续。

第十一条 发电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，可作为售电经营主体参与交易，但在集中竞价交易中只能以发电或售电一种经营主体身份参与交易。

第十二条 新投产发电机组应在湖南电力交易中心注册生效，注册生效后向湖南电力交易中心申请参与市场化交易。若新投产发电机组未主动提交参与市场交易申请，则由电网企业收到并网主体报送的进入商业运营告知函并确认相关内容及材料完整后，告知交易机构和并网主体，发电机组参与市场化交易。

第十三条 湖南电力市场管理委员会按照国家有关规定建立，作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对湖南电力市场成员实施自律管理。

第二节 市场成员的权利和义务

第十四条 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）获得公平的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，并承担保密义务；
- （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。

第十五条 电力用户的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力市场交易，签订和履行市场交易合同和供用电合同，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、电网接入服务和电费结算服务，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；拥有自备电厂的电力用户应当按规定承担政策性交叉补贴和系统备用容量费等费用；
- （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）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（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。

第十六条 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。拥有配电网经营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务。

（二）依法依规披露和提供信息，在指定网站公示公司资产、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、输配电服务和签约经营主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）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；

（五）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（六）具备满足参与市场交易要求的技术支持手段；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 虚拟电厂（聚合商）经营主体的权利和义务：

(一) 按照规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算，获得相关服务费；

(二) 依法依规披露和提供信息，在指定网站公示公司资产、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聚合资源的交易电力电量需求、典型发用电曲线以及其他生产信息，获得市场交易、输配电服务和聚合资源的基础信息等相关信息，承担聚合资源信息保密义务；

(四) 签订并执行并网调度协议或负荷确认协议，服从电力调度机构的统一调度；

(五) 具备满足参与市场交易要求的技术支持手段，满足新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统的接入等要求；

(六) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十八条 独立新型储能的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

(二) 获得公平的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, 并承担保密义务;

(五) 具备满足参加市场交易要求的技术支持手段;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十九条 其他经营主体根据参与的市场交易类型, 享受与上述经营主体同等的权利和义务, 并需满足参与电力市场的技术条件。

第二十条 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) 负责为经营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，并按要求签订代理购电合同；

（八）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（九）法律法规所赋予的其它权利和义务。

第二十一条 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实施细则；

（二）负责各类经营主体的注册管理，提供注册服务；

（三）按照规则组织市场交易，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；

（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，为经营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以及服务需求的数据等；

（七）配合湖南能源监管办、省发展改革委、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、省发展改革委、省能源局报告；

（九）发现经营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，建立经营主体信用评价管理制度，开展电力经营主体信用评价工作；

（十一）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第二十二条 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，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。

第三章 交易品种、周期和方式

第一节 交易品种

第二十三条 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、合同回购交易、绿色电力交易等其他交易。根据市场发展需要开展输电权、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、新型经营主体、代理购电电网企业等通过双边协商、集中交易等方式达成的电力电量、电价的购售电交易。

（二）合同转让交易是指合同的购售一方将未履行的合同全部或部分通过市场化方式转让给购售双方之外的第三方的交易。

（三）合同回购交易是指经合同各方协商一致，售方回购或购方回退未履行的部分交易合同。

（四）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种(包括批发市场和零售市场交易)，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书(以下简称绿证)，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

第二节 交易周期

第二十四条 中长期交易按每天 24 小时划分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。

第二十五条 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。

第三节 交易方式

第二十六条 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）双边协商交易是指经营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）集中竞价交易是指在交易申报截止时间内，经营主体通过电力交易平台申报电力电量、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，经营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易的交易。

（四）挂牌交易指经营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，需同时申报电力电量、电价。

第二十七条 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。

第二十八条 双边协商交易、集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易的出清算法详情见附件 1 出清算法。

第二十九条 同一经营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，但不能在同批次交易的同一时段内既购入电量又售出电量。

为降低市场操纵风险，中长期各批次的各时段交易中，发电企业某一时段申报售出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净售出电量之和，折合电力不得超出装机容量；发电企业各个时段申报售出电量之和与各批次交易各个时段已净卖出电量之和，不得超出交易月份交易电量上限。发电侧某一时段申报购入电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净售出电量之和。燃煤发电企业某一时段全月累计购入电量之和，

不得超出各批次交易该时段全月累计售出电量之和的一定比例。

单一售电公司及其关联售电公司在同一交易月份中中长期各批次的交易电量之和在当月中长期各批次交易电量总量中占比不得超过 20%（不含电网企业代理购电量）。

中长期各批次的各时段交易中，用户侧某一时段申报售出电量不得超出各批次交易净购入电量分解至该时段的购入电量之和；用户侧某一时段全月累计售出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计购入电量之和的一定比例，具体比例在交易方案或公告中明确。

第三十条 在优先安排跨区跨省优先发电计划前提下，可由电网企业代理发电企业和电力用户参与跨区跨省交易。电网企业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。

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，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、政府间送电协议转化为政府授权的中长期合同。

第三十一条 跨区跨省购电应坚持能源资源优化利用，充分考虑湖南发电能力，有利于湖南可再生能源的科学发展和充分利用。

具备条件时，应逐步向省外经营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，鼓励省外经营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、弃风弃水弃光时，可由市场运营机构按有关规定组织通过市场交易、跨区跨省调剂等方式，开展送出售电交易。

第四章 价格机制

第三十二条 电力中长期交易坚持市场化定价原则，由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第三十三条 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。

第三十四条 市场交易价格可在“分时段交易基准价+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“分时段交易基准价+上下浮动”范围申报价格，达成市场交易价格，上下浮动范围按照国家有关政策文件执行。原则上，24个时段划分与我省峰谷分时电价政策保持一致，或根据发用电分时段供需特性确定。

为维护发用电经营主体合法权益，促进电力市场规范平稳运

行，年度、月度、月内交易可逐小时限价，24 个时段价格上、下限价按分时段交易基准价+上下浮动方式形成。分时段交易价格浮动区间考虑我省发用电分时段供需特性、分时段电量电价情况（或现货分时价格情况）以及我省峰谷分时电价政策、经济发展水平等因素确定，可由省电力市场管理委员会提出，省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办审定后执行。

第三十五条 燃煤发电上网价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十六条 新建、扩建和改建的发电机组和独立新型储能的调试运行期上网电量执行调试电价相关政策。新投产发电机组应在湖南电力交易中心注册生效，注册生效后向湖南电力交易中心申请参与市场化交易。若新投产发电机组未主动提交参与市场交易申请，则由电网企业收到并网主体报送的进入商业运营告知函并确认相关内容及材料完整后，告知交易机构和并网主体，发电机组参与市场化交易。

第三十七条 用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

其中，上网价格包含电力中长期市场价格及电力现货市场价格，电网企业代理购电用户上网电价由代理购电价格确定；上网环节线损费用、系统运行费用、输配电价、政府性基金及附加按政府有关规定执行。

零售市场用户市场交易价格由用户与售电公司协商或签订零售套餐确定。

第三十八条 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的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易而由电网企业代理购电的高耗能用户，用电价格由电网企业代理购电上网电价的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

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上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，参加批发交易的用户按照规则进行偏差结算，参加零售交易的用户结算时执行 1.5 倍代理购电上网电价。电力用户合同期满变更零售业务绑定关系，因电网企业、电力交易机构未及时完成业务流程而实际发生用电时，其用电价格由电网企业代理购电上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

第三十九条 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、功率因数考核等电价政策。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。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，鼓励零售用户通过零售套餐形成分时段价格。

第四十条 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。输电损耗原则上由买方承担，也可由经营主体协商确定承担方式。

第四十一条 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，另一方摘牌成交的价格形成机制。

第四十二条 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。跨区跨省合同转让按国家相关政策执行。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。

第四十三条 由增量配电网企业供电的电力用户直接参与市场交易时，应完成市场注册，暂按以下价格机制：

（一）与所在增量配电网企业签订协议，事先约定计量、电量、电价与结算等相关事宜。

（二）根据电力交易机构出具的结算依据，增量配电网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，配电价格由增量配电网企业在最高限价水平内自主确定。

第四十四条 推动新能源上网电价全部由市场形成。全省风电、太阳能发电上网电量全部进入电力市场，通过市场交易形成价格。为促进可再生能源消纳，公平参与市场交易，促进市场平稳运行，可根据市场实际情况，合理设定可再生能源发电企业的批发交易价格上限值和下限值。相关限额原则上可由电力交易机构或省电力市场管理委员会提出，省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办审定后执行。

第四十五条 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、下限原则上可由电力交易机构或省电力市场管理委员会提出，省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办审定后执行。

第五章 批发交易组织

第一节 总体原则

第四十六条 每年 11 月底前，省发展改革委综合考虑售电公司和批发市场电力用户的市场电量、电网企业代理购电电量、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。

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。

第四十七条 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需求，编制交易组织方案和市场交易公告。原则上，按照跨区跨省送受电中的国家指令性计划、政府间协议非燃煤火电电量、非市场化电源、统调水电、非水可再生能源、政府间协议燃煤火电电量、火电的顺序安排保障居民、农业用电的优先发电，剩余可交易电量参与市场交易。

（二）发布公告。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）、交易品种、交易方式、交易参数、交易出清方式、价格形成机制、参与交易经营主体名单、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、跨区跨省送入可交易电量、电网运行与输送能力、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

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。经营主体按照有关规定，通过电力交易平台申报各类交易意向、需求。经营主体对所申报的数据负责，以申报截止前最后一次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。按要求申报分月分时段电量（电力）、价格。申报电量的单位为兆瓦时（千千瓦时），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，保留两位小数。

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进行出

清计算。

（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。

第四十八条 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、省发展改革委、省能源局批准。申报价格区间的设定应充分考虑国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势。

（二）申报电量限额。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、省发展改革委、省能源局备案。申报电量限额的设定应考虑电网安全约束条件以及卖方的装机容量和发电能力、风险防控等因素。

（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。买方、卖方每次申报的电量（电力）及其价格不超过各自独立的三组。年度集中竞价交易应分月分时段

申报，每月各时段申报电量（电力）及其价格不超过独立的三组。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。

经营主体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。

第四十九条 挂牌交易组织的基本要求：

（一）挂牌申请与公告。经营主体在规定时间内，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，退回经营主体，并说明原因。交易公告可按照有关程序对参与交易的经营主体设定申报价格限制区间和申报电量限额。

（二）摘牌申报。挂牌交易公告发布后，经营主体提交摘牌申报，挂牌交易卖方（买方）不得同时参与买方（卖方）申报。经营主体摘牌电量可以小于或等于挂牌电量、不能大于挂牌电量。

（三）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，如符合价格限制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。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。

第五十条 滚动撮合组织的基本要求：

（一）交易申报。经营主体在交易时段内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，电力交易平台按不同标的进行即时自动匹配撮合出清。

（二）申报电量及价格。滚动撮合交易应满足交易电量约束，申报价格不得超过交易价格约束。电量及价格约束应在交易公告中明确。

（三）安全校核与结果发布。滚动撮合交易申报截止后，电力交易机构根据撮合结果，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。

第五十一条 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；若当月未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次月度集中竞价交易加权平均价格确定。现货市场未运行时，挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余交易电量限额等比例承担，执行挂牌价格。

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或双方协商确定的计量关口分类电量比例，通过电力交易平

台申报交易意向直接参与市场交易或通过省级电网企业代理购电方式获得。

第五十二条 经营主体通过年度（多年）交易、月度（多月）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（多月）、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展改革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、年度集中竞价交易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，原则上按照月度双边合同转让交易、月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度挂牌

交易、月内（多日）交易的顺序开展月度交易；

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。

第五十三条 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。

第五十四条 在落实跨区跨省优先发电计划的前提下，省内市场交易、跨省跨区交易的时间安排原则上不分先后。当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。

第五十五条 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经营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经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营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

第五十六条 年度双边协商交易标的物为次年的分月分时段电量。年度分月每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第五十七条 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。

第五十八条 经营主体经过双边协商，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。年度双边协商交易的意向协议应提供分月分时段分解电量、电价。

第五十九条 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 5 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

第六十条 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结果。

经营主体如有异议，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；经营主体逾期不提出异议者视为无异议。经营主体如无异议，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。

第三节 年度集中竞价交易

第六十一条 年度集中竞价交易标的物为次年的分月分时段电量。年度分月每个时段的合同电量按照对应月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第六十二条 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。

第六十三条 年度集中竞价交易申报时间内，经营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。

第六十四条 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 5 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。

第六十五条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向经营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。

第四节 月度双边协商交易

第六十六条 月度双边协商交易标的物为次月分时段电量，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第六十七条 月度交易时（除合同转让外），发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方。

第六十八条 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、电力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。

第六十九条 每月下旬，电力交易机构应通过电力交易平台

发布次月双边交易公告。

第七十条 经营主体经过双边协商，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，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。月度双边协商交易的意向协议应提供分时段电量、电价。

第七十一条 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 2 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

第七十二条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布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结果。

经营主体如有异议，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；经营主体逾期不提出异议者视为无异议。经营主体如无异议，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。

第五节 月度集中竞价交易

第七十三条 月度集中竞价交易标的物为次月分时段电量。

第七十四条 每月下旬，电力交易机构通过电力交易平台发布次月集中竞价市场相关信息。

第七十五条 月度集中竞价交易期间，经营主体通过电力交

易平台申报次月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

第七十六条 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2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。

第七十七条 电力交易机构在收到安全校核结果后1个工作日内，向经营主体发布交易结果和有关说明。

第六节 月度挂牌交易

第七十八条 月度挂牌交易标的物为次月分时段电量。

第七十九条 每月集中竞价交易期间，经营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，退回经营主体。

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，符合资格要求的经营主体通过电力交易平台摘牌。

第八十一条 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进行安全校核。电力调度机构应在2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。

第八十二条 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经营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。

第七节 月内（多日）交易

第八十三条 月内（多日）交易包含旬（周）交易和日滚动撮合交易。其中，旬（周）交易的标的物为月内次旬（周）分时段电量，每个时段的合同电量按照当旬（周）日历天数平均分解至每日的相应时段，交易方式为双边协商或集中交易；日滚动撮合的标的物为 D-5 日（D 为现货市场运行日）至 D-2 日每日分时段电量。

日滚动撮合交易按日连续开市，每日按照 24 个时段，每个时段的电量单独进行交易。交易方式为滚动撮合，参与交易的经营主体可以购入或售出电量，但在同一个交易日同一交易时段，只允许选择购入或售出一个交易方向。日滚动撮合交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量、合同转让、合同回购等多种交易品种。

第八十四条 月内交易中，经营主体在规定时限内，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。

第八十五条 电力交易机构将月内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交易结果发布 1 个工作日内，将安全校核结果提交电力交易机构发布。

经营主体如有异议，应当在交易结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构 1 个工作日内给予解释。

月内交易结束后，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滚动调整、更新。

第八节 合同转让交易

第八十六条 合同转让交易标的物为分时段合同电量。转让电量可以是交易合同的全部或部分电量，也可以是发电权；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。其中，月度合同转让交易以月度合同和后续月度各时段电量为标的物，月内合同转让交易以当月各时段电量未执行部分为标的物，经营主体可自主选择单个时段的部分电量开展交易。

拥有批发交易（含批发市场电力用户交易）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（含批发市场电力用户交易）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或者受让方以全部或部分电量或发电权为标的参与合同转让交易。

第八十七条 经营主体可根据发用电预测情况，结合自身需求，开展合同转让交易。在清洁能源发电形势、电力供需形势、电网安全约束条件等出现较大变化时，可根据经营主体需求临时开展分时段合同转让交易。

第八十八条 常态化开展月前分时段合同转让交易，为经营

主体调整合同提供灵活手段。月前分时段合同转让交易，原则上每月 23 日前完成次月及以后月份合同转让交易，如遇经营主体注销或退市，可转让后续月份所有电量。

第八十九条 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。电力交易机构发现经营主体通过合同转让交易不当获利时，报经湖南能源监管办批准后，可以调整合同转让电量直至取消合同转让交易；

（三）合同转让交易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，出让方不得再受让；当月分时段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；

（四）合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，加强与现货市场相衔接，对发电企业合同转让不再进行节能减排约束；

（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）合同转让交易应通过电力调度机构的安全校核；

（七）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；

（八）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出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。

第九十条 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，在双边协商交易申报时间范围内，出让方与受让方可事先签订转受让合同，通过电力交易平台正式申报，明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息，由出让方录入电力交易平台，受让方确认相关信息。拟出让的双边协商合同电量不能超过月度双边协商交易电量。

采用挂牌方式的，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。挂牌交易总体按照时间优先原则成交，同一次交易中，如果摘牌时间无法区分则按摘牌方申报电量等比例分摊成交。

第九十一条 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性审查。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，作为交易计划制定和结算的依据。具体时间要求与年度、月度交易相同。

第六章 中长期市场与现货市场衔接机制

第一节 曲线分解机制

第九十二条 中长期交易按每天 24 小时分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。经营主体通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

经营主体申报 24 个时段电量、电价。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）等中长期合同按照执行期内日历天数均分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（一）年度交易按分月分时段申报，按月度日历天数均分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（二）月度交易按 24 个时段申报，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

（三）月内滚动撮合交易按日连续开市，月内交易每个时段的合同电量按照交易执行期的日历天数平均分解至每日的相应时段。

（四）经营主体可通过月度分时段交易、月内滚动撮合交易、合同转让、合同回购等调整各个时段的合约电量。

第九十三条 集中竞价按照 24 个交易时段分别出清，形成 24 时段中长期交易量价曲线，双边协商按照经营主体协商结果提交 24 时段中长期交易量价曲线，挂牌交易按照挂牌 24 时段中长期量价曲线出清。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）

交易的日分时电量之和形成经营主体某一运行日的中长期合约曲线。

经营主体某一运行日中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的 4 个 15 分钟时段，形成 96 点中长期合约电量曲线。D-2 日，电力交易机构汇总发用两侧中长期合约曲线，并将发用两侧经营主体 D 日中长期合约分解曲线发送给电力调度机构。

第二节 电量约束机制

第九十四条 为发挥中长期交易“压舱石”作用，确保现货市场平稳运行，原则上发用经营主体在当月中长期各批次的交易中，每个时段交易电量与实际发用电量上下浮动不得超出一定比例。不满足比例要求的处理措施按照政府有关部门有关要求执行。电力交易机构可根据实际情况设置售电公司交易月份购入电量限额及某一时段购入电量限额。

第九十五条 加强售电公司、发电企业中长期交易合约持仓偏差考核，可设置中长期交易合约持仓偏差考核，其费用疏导按照我省市场规则执行。因保供电需要、电网安全约束等不可抗力原因，导致经营主体月度合同偏差电量超过允许范围，可申请减免偏差考核费用；经营主体申请减免偏差考核时，经政府主管部门或监管机构批准后，可予以免除。

第三节 现货市场未运行期间偏差处理机制

第九十六条 现货市场未运行时，系统月度实际用电需求与月度发购电计划存在偏差时，通过发电侧上下调预挂牌机制进行

处理。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，预挂牌招标交易机制见附件 2。

上下调交易价格、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，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可单列明确。上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度分时段交易平均价格乘以上调价格调整系数 K ， K 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、省发展改革委、省能源局批准。

第九十七条 现货市场未运行时，发电企业、批发交易用户按照中长期合同开展分时段电量电费结算，上下调电量、偏差电量分时段考核结算，并按月清算。月度清算费用如有盈余或亏空，按照当月发电侧经营主体上网电量、工商业用户上网电量占比分摊或者返还给所有经营主体，月结月清。代理购电产生的偏差电量，按照发电侧上下调预挂牌价格结算，未开展上下调预挂牌交易时按当月月度集中竞价交易加权平均价格结算。

第七章 绿色电力交易

第一节 基本原则

第九十八条 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电

和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（多日）等周期分时段组织开展。

初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

第九十九条 绿色电力交易应坚持绿色优先、市场导向、安全可靠的原则，充分发挥市场作用，合理反映绿色电力的电能量价值和环境价值。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

第二节 交易组织

第一百条 绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

（一）省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（二）省间绿色电力交易参照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。

第一百〇一条 绿色电力交易方式包括双边协商交易和集中交易（含集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易）。省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，可根据市场需要进一步拓展交易方式，鼓励经营主体签订多年期绿色电力购买协议，但应实现

绿色电力产品可追踪溯源。

第一百〇二条 省内绿色电力双边协商交易流程：

（一）交易组织。对于定期开展的双边协商交易，电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体自主协商一致，在规定时间内申报（或确认）绿色电力交易电量（电力）、电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿方式等信息。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

第一百〇三条 省内绿色电力挂牌交易流程：

（一）交易组织。电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体按时间规定申报挂牌电量（电力）、价格等信息，或者进行摘牌确认。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

第一百〇四条 多年期绿色电力交易可以年度、月度（多月）为周期统筹安排、灵活开展。

第一百〇五条 绿色电力交易优先组织，引导经营主体有序参与绿色电力交易。

第一百〇六条 售电公司参与绿色电力交易时，应首先通过电力交易平台与零售电力用户建立服务关系。售电公司的所有绿

色电力交易合同电量应在规定时间内关联至与其签订绿色电力零售合同的零售电力用户。

第三节 价格机制

第一百〇七条 绿色电力交易的价格由市场化交易形成。绿色电力交易价格由电能量价格与绿色电力环境价值组成，经营主体应分别明确其电能量价格、绿证价格。

在双边协商交易方式下，购售双方自主协商确定绿色电力交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价格。绿色电力环境价值各时段价格保持一致。

挂牌交易方式下，挂牌方经营主体申报绿色电力交易整体价格，包括电能量价格与绿色电力环境价值，摘牌方自主摘牌。

第一百〇八条 参与绿色电力交易的电力用户，其用电价格由电能量价格、绿色电力环境价值、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

第一百〇九条 绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家及湖南有关政策规定执行。

第四节 交易合同

第一百一十条 电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项，未明确绿色电力环

境价值偏差补偿事项的，双方均不承担相应责任。

第一百一十一条 合同签订主体在协商一致的前提下，可针对通过自主协商方式达成的绿色电力交易合同的后续月份合同价格进行调整。

第一百一十二条 同一交易周期内参与绿色电力交易的发电企业对应合同电量，在保障电网安全稳定运行的前提下，由电力调度机构按照交易优先级予以安排。

第五节 结 算

第一百一十三条 绿色电力交易电能量与绿色电力环境价值分开结算。

（一）电能量部分按照《湖南省电力交易结算实施细则》相关条款开展结算。

（二）绿色电力环境价值部分按当月绿色电力交易合同电量、发电企业上网电量（扣除机制电量）、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量，以绿证价格结算。

同一电力用户或售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户或售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户或售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

（三）绿色电力环境价值依据绿色电力交易合同、转让交易后

的绿色电力交易合同,形成的经营主体最终实际履约关系开展结算。

(四)以绿色电力环境价值最终结算量,作为相关主体通过绿色电力交易方式完成的绿色电力消费量的统计依据。

(五)绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算,由违约方向合同对方支付补偿费用。其中因安全运行原因,导致发、用双方未能足额履约,双方均不承担相应责任,或在绿电交易合同中另行明确责任。

(六)发电企业的绿色电力环境价值偏差量,为其对应到该合同的上网电量少于合同约定的部分。电力用户、售电公司的绿色电力环境价值偏差量,为其对应到该合同的用电量少于合同约定的部分。以兆瓦时为单位取整造成的尾差,不计入偏差量。

第一百一十四条 电力交易机构负责向经营主体、电网企业出具绿色电力交易结算依据。

第一百一十五条 绿证核发、交易及划转等事项按照《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-绿色电力交易专章〉的通知》(发改能源〔2024〕1123号)、《国家能源局关于印发可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》(国能发新能规〔2024〕67号)等有关规定执行。

第一百一十六条 绿电交易按照国家能源局电力中长期交易规则(绿电交易专章)及《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。绿电交易结算未尽事项按照《湖南省电力市场结算实施细则执行》。绿电交易与零售市场衔接按照《湖南省零售市场规则》执行。

第八章 安全校核

第一百一十七条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作，确保电力系统安全稳定运行，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）。安全校核的内容主要包括但不限于：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。

第一百一十八条 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协商交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第一百一十九条 电力调度机构以年、月、日为周期进行全电量交易安全校核，同一周期内（年度、月度和月内）不同交易方式形成的交易结果必须进行安全校核。校核不通过时，按照组织时间顺序逆序调整；安全校核通过后，形成正式交易结果并公布。

第一百二十条 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。

第一百二十一条 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削减。

发生安全校核不通过、交易电量被核减时，电力交易机构可在月度交易完成后五个工作日内对削减电量开展月内交易，具体以交易公告为准。交易公告须发布各发电企业的月度剩余发电空间，用户（售电公司）通过月内交易购电。

第一百二十二条 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。年度交易的安全校核时间原则上在 5 个工作日内，月度交易的安全校核时间原则上在 2 个工作日内，月内交易的安全校核时间原则上在 1 个工作日内。

第九章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百二十三条 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。

第一百二十四条 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，编制湖南省电力交易合同范本以及湖南省电力零售市场合同范本，经电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办审定后执行。

第一百二十五条 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。

经营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。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经营主体的入市承诺书和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，可不再另外签订有关合同。

第一百二十六条 零售市场合同采用电子合同的形式，经双方在电力交易平台确认即视为生效。条件成熟时应用电子签章，实现网上签订，规范管理。

第一百二十七条 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。

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。厂网间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。

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。

第一百二十八条 根据省发展改革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。

(三)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自由竞争的手段。

第一百二十九条 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。

第一百三十条 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,相关经营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。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。

(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,无须相关经营主体确认。

(三)原则上,各类通过电力调度机构安全校核的交易结果,视为电子化合同的构成要素。

第一百三十一条 各类合同均应及时签订,电力交易机构应

做好各类交易合同的汇总管理，并在相关合同签订后 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

第一百三十二条 电力交易机构以满足电网稳定运行要求、实现月度电力电量平衡为约束条件，根据省发展改革委印发的年度电力供需平衡方案、汇总各类月度交易合同（含优先发电合同、市场交易合同，其中年度合同根据约定的分月分时段电量分解安排），形成月度交易计划后发布，并依据月内（多日）交易结果，进行更新、调整。月度交易计划应分时段编制。

月度交易计划包括以下主要内容：次月全网调度发受电量预测、预安排的多发（少发）电量、火电（含煤矸石发电）企业市场合同电量、其他发电企业市场合同电量、优先发电计划电量，跨省跨区购电量，非统调发电企业上网电量等。

编制月度电量交易计划时，水电发电企业各月的优先发电计划根据水电企业自行预测值与近 5 年当月发电量（上网电量）共同确定，并采纳电力调度机构水电预测值进行偏差调节；生物质和垃圾焚烧等发电企业将年度平衡方案的年度优先发电计划电量（如有）按利用小时数平均分配至 12 个月，在不改变各发电企业年度优先发电计划电量的前提下，可根据计划检修等实际情况适当进行分月调整；可再生能源发电企业的月度发电计划（优先计划发电量与市场合同发电量之和）以不超自身发电能力

为原则。月度交易计划应分时段编制。

第一百三十三条 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，在不影响其他经营主体交易合同执行的基础上，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），调整后的分月分时段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。

经营主体分月电量调整流程如下：

（一）原则上每月 23 日前，由发电企业通过电力交易平台向电力交易机构提出年度合同次月及后续月份电量变更申请（申请内容包括调整的合同名称及编号、次月及以后各月的分时段合同电量调整值、调整原因等），并由购电方确认。合同变更与调整的具体申报时间可由电力交易机构在市场交易公告中明确。

（二）电力交易机构审核。如果审核不通过，则通过电力交易平台退回申请并说明退回理由。

（三）电力交易机构将审核后的合同变更信息提交电力调度机构进行安全校核。安全校核不通过时，通过电力交易平台退回申请并说明退回理由。

（四）电力调度机构安全校核通过后，原合同次月起终止执行，变更后的合同次月起自动生效，并作为编制月度交易计划和电量结算的依据。

（五）集中竞价、挂牌交易签订的交易合同不能进行合同变更。厂网间购售电合同电量根据政府主管部门下达的计划以及电

力交易机构制定的月度交易计划进行调整。

第一百三十四条 根据国家法律法规规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。交易各方协商一致，可以解除合同。合同解除，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分仍然有效，尚未履行部分不再履行。

第一百三十五条 各类交易合同调整、解除应不违反国家法律法规的禁止性规定，不得违反市场交易规则，不得妨碍第三方利益。因国家政策、法律法规变化等不可抗力导致售电方或购电方不能完成合同义务时，各方应本着公平合理原则协商解决。

第十章 计量与结算

第一节 计 量

第一百三十六条 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用，电能计量装置应具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，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。

第一百三十七条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。

第一百三十八条 电网企业负责其供电营业区内所有用于交

易结算的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第一百三十九条 计量管理应保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性。电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力市场规范开展提供计量保证。

第一百四十条 省级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。

地方电网和增量配电网企业及其营业区域内经营主体参与市场交易时，各地方电网和增量配电网企业应按照电力市场分时段交易结算要求向电力交易机构提交各自营业区域内经营主体计量数据，对数据的准确性和及时性负责。

第一百四十一条 中长期交易计量其他有关要求按《湖南省电力市场计量实施细则》执行。

第二节 结 算

第一百四十二条 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务和进行电费资金结算。

第一百四十三条 电网企业（含地方电网企业和增量配电网企业）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计量关口实际物理计量电量结算。

地方电网企业和增量配电网企业，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。

第一百四十四条 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；售电公司和新型经营主体按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百四十五条 批发市场结算周期采用“日清月结”的模式。按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。经营主体的交易结算、清算均按照 24 时段开展。

第一百四十六条 中长期市场结算具体要求按《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

第十一章 信息披露

第一百四十七条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百四十八条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并做好湖南能源监管办、政府相关部门、市场经营主体的信息披露平台登录账号运维管理工作。

第一百四十九条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据本规则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第一百五十条 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第一百五十一条 湖南能源监管办依法依规对湖南电力市场信息披露工作进行监管。

第一百五十二条 中长期市场信息披露按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）执行。

第十二章 市场监管与风险防范

第一百五十三条 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。

第一百五十四条 湖南能源监管办建立健全电力市场数字化

监管工作机制，常态化开展数字化监管。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。

第一百五十五条 湖南电力市场管理委员会应充分发挥市场自律和社会监督作用，强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

第一百五十六条 电力交易机构、电力调度机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控职责，依法依规开展电力市场运营监测分析，按照有关规定定期向湖南能源监管办报送市场运营分析报告。持续推动经营主体合规交易、着力规范市场报价行为，发现《关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》事项中的有关问题，及时向湖南能源监管办报告。

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；经营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。

第一百五十七条 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。经营主体自主协商一

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。

第一百五十八条 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。

第一百五十九条 为促进湖南电力市场健康有序发展，防范交易欠费风险，按照《售电公司管理办法》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。售电公司应按照有关要求，在交易前向电力交易机构提交履约保障凭证。虚拟电厂（聚合商）参照售电公司要求执行。

第一百六十条 电力交易机构可按照有关规定，在政府有关部门指导下，建立电力市场经营主体信用评价管理制度，开展电力市场经营主体信用评价、结果发布，推进电力市场信用评价结果应用。电力市场经营主体信用评价工作接受政府相关部门监管。

第一百六十一条 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、责令整改、监管通报等监管措施；对于严

重违反交易规则的，湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局依法依规予以处理：

- （一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （二）运用垄断地位影响市场交易，恶意串通、操纵市场、异常申报；
- （三）无故未履行电力中长期交易合同；
- （四）不按时结算，侵害其他经营主体利益；
- （五）市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- （六）提供虚假信息，违规发布信息，或未按规定披露、提供信息；
- （七）未承担保密义务，泄露应当保密的信息；
- （八）其他严重违反交易规则的行为。

第一百六十二条 发生下列情形之一的，由湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局根据职责，书面作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托电力市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （四）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时；

（五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百六十三条 发生下列情形之一的，由电力市场运营机构按照安全第一的原则，采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局：

（一）电力系统发生故障、因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

（二）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

（三）因不可抗力导致电力市场交易不能正常开展时；

（四）国家能源局、湖南能源监管办作出暂停市场交易的决定时；

（五）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百六十四条 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，用于电力市场干预期间的电力系统运行和电费结算。电力市场应急预案经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

第一百六十五条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第一百六十六条 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、省发展改革委、省能源局提交报告，湖南能源监管办应当向电力市场成员公布干预过程。

第一百六十七条 电力市场交易发生争议时，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、省发展改革委、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。

第十三章 电力市场技术支持系统

第一百六十八条 电力市场技术支持系统是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合。湖南电力市场技术支持系统主要包括湖南电力交易平台（含“e-交易”APP）以及与市场交易有关的电力调度运行技术支持系统等。

第一百六十九条 电力市场技术支持系统建设应当符合国家有关技术标准、行业标准规定的性能指标要求，具备经营主体注册管理、交易管理、合同管理、结算管理、市场监测分析等功能。

第一百七十条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，以电力市场运行规则为基础，根据电力市场发展的需要及时更新。

第一百七十一条 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致技术支持系统卡顿、崩溃，电力市场运营机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力市场运营机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正。相关情况应及时向湖南能源监管办、政府主管部门报告。

第一百七十二条 电力交易平台账号采用实名制管理，账号必须使用真实有效的证件进行认证，所有账号经实际使用人实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。实名制人员应为本经营主体人员，如非法定代表人，需经法定代表人授权。

第一百七十三条 电力交易机构应加强对电力交易平台账号的管理。经营主体的电力交易平台账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

第一百七十四条 经营主体应根据国家相关法律法规、政策文件及本规则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。账号在交易平台的操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。经营主体应及时更新账号注册信息，账号信息未及时变更产生的影响及法律责任由经营主体自行承担。

第一百七十五条 经营主体应妥善保管账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转

借他人。使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理或使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

第一百七十六条 经营主体应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订、账号管理等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第一百七十七条 经营主体进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非技术支持系统技术原因出现以下行为将视为异常行为：

（一）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求；

（二）使用外挂软件、以妨碍他人操作或获取他人秘密的任何技术手段；

（三）提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束；

（四）有越权访问等异常行为记录的；

（五）其他违反平台使用协议规定情况；

（六）其他影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第一百七十八条 按照政府主管部门和监管机构要求，电力交易机构有权对经营主体违反技术支持系统使用要求的异常行为进行记录，采取冻结其相应账号或全部账号等措施、并报政府主管部门和监管机构。

第一百七十九条 电力交易机构制定全国统一的标准数据接口，在保障信息安全的前提下提供数据交互服务。

第十四章 附则

第一百八十条 本实施细则的修订应按照程序，经省电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后实施。

第一百八十一条 本实施细则由湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

第一百八十二条 本实施细则自发布之日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。

附件 1

出清算法

1. 集中竞价统一出清算法

1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

1.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

1.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

1.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

1.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数

据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

1.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

(1) 如果购电报价不低于 ($\geq$) 售电报价，则按以下方法确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

(2) 如果购电报价低于 ($<$) 售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 原则上取 0.5，也可随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

1.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

1.6 经过安全校核后，根据最后一个匹配对形成的匹配价格确定市场统一出清价格 $P_{\text{统一出清}}$ ，即 $P_{\text{统一出清}} = P_{\text{匹配(最后)}}$ ，所有成交电量均按这个价格出清，各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量。

1.7 统一出清价格为各经营主体的实际成交价格，最后发布统一出清价格和各经营主体的成交电量、电价。

2. 集中竞价高低匹配算法

2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

2.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

2.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

2.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

2.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

2.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

2.4.2.1 如果购电报价不低于 ($\geq$) 售电报价，则按以下方法

确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

2.4.2.2 如果购电报价低于（<）售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

2.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 。

3. 定价方式挂牌交易出清算法

3.1 对于定价方式挂牌交易，电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量）、价格等信息，符合资格要求的另一方经营主体通过竞争获得电量，交易价格固定为发布的价格。因此，经营主体参与定价方式挂牌交易时不需要申报电价，仅需要申报电量。

3.2 定价方式挂牌交易的出清计算原则上采用“时间优先、环保优先”的方法；也可以采用按申报电量比例分配挂牌电量的出清方法。对于定价方式挂牌交易，挂牌电量、挂牌电价、出清方式由安排挂牌交易的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

3.3“时间优先、环保优先”方法的计算过程如下：

3.3.1 对于发电企业参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序；如果申报时间相同，按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并；由此形成申报电量队列。在成交结果出来后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给发电企业。

3.3.2 对于电力用户和售电公司参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序，当申报时间相同时暂将多个申报电量合并，由此形成申报电量队列。在成交结果出来后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

3.3.3 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量之和等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。电力交易平台关闭摘牌申报。

3.3.4 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，

并提交电力调度机构进行安全校核。

3.3.5 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格，其中，实际成交价格为挂牌价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 。

4.竞价方式挂牌交易出清算法

对于竞价方式挂牌交易（也称为单边集中竞价交易），电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量、辅助服务）、价格上限或下限等信息，符合资格要求的另一方经营主体申报电量和电价，通过竞争获得电量（或其他辅助服务）。竞价方式挂牌交易可以选择按统一价格出清或按申报价格出清，挂牌电量、挂牌限价、出清方式由提出挂牌交易安排的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

4.1 统一价格出清

4.1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.1.2 对于发电企业参与的交易，按照申报价格由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果

出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.1.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照申报价格由高到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.1.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.1.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.1.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及市场出清价格，市场出清价格等于最后一个进入成交电量队列的报价，所有成交电量均按照统一出清价格结算。

4.1.7 各市场的实际成交价格为统一出清价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。

4.2 申报价格出清

4.2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.2.2 对于发电企业参与的交易，按照报价由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.2.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照报价由高到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.2.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.2.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及成交价格，经营主体的成交价格等于各自的申报价格。

说明：按申报价格出清方式下，因各经营主体的申报价格不

同，最终的成交价格也不同，并按成交价格结算。

5.滚动撮合交易出清算法

5.1 出清计算按照“价格优先、时间优先”原则进行撮合成交。

5.2 若售方先于购方申报，且购方申报价格 $\geq$ 售方申报价格时，按照售方申报价格成交，电量按照售方价格升序排序梯次成交。

5.3 若购方先于售方申报，且售方申报价格 $\leq$ 购方申报价格时，按照购方申报价格成交，电量按照购方价格降序排序梯次成交。

5.4 未匹配的剩余电量，售方按照价格由低到高、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，购方按照价格由高到低、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，形成新的购、售申报等待队列。

5.5 新的申报数据按照 5.2、5.3、5.4 进行滚动匹配。

5.6 滚动撮合交易的交易价格由电力交易平台出清计算确定，根据各经营主体的成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

5.7 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。

附件 2

预挂牌招标投标交易机制

1.预挂牌上调招标

1.1 电力交易机构负责组织发电侧上下调预挂牌交易，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。

1.2 预挂牌上调招标在月度集中竞价之后单独开展，具体组织方式通过市场交易公告明确。

1.2 上下调招标投标交易价格、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。

1.3 预挂牌上调招标投标交易的申报要求如下：

1.3.1 实行上调交易申报价格限制，上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度交易平均价格乘以上调价格调整系数 $K3$ 确定， $K3$ 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、省发展改革委、省能源局批准后执行。

1.3.2 上调招标投标交易不需要申报电量，发电企业高于月度市场合同及优先发电计划的可发电量默认为可上调电量范围。

1.3.3 发电企业在公告规定的申报时间、价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段价格。

1.3.4 预挂牌上调招标单独组织时，每次交易只能申报一组分时段电价。

1.4 预挂牌上调招标交易以“价格优先、时间优先、环保优先（大机组优先）”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段申报价格由低到高的顺序对各发电企业进行分时段上调排序；如果分时段价格相同，则按照申报时间的先后顺序排序；如果价格、申报时间均相同（或均未申报），则按照环保优先（大机组优先）的原则排序；由此形成上调机组调用顺序表。如果发电企业不参与预挂牌上调招标交易，电力交易机构按照节能减排（机组容量由大到小）的原则确定分时段上调机组调用顺序。

1.5 电力交易机构发布次月上调机组分时段调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存上调分时段电价结果数据用于事后结算。

2. 预挂牌下调招标

2.1 预挂牌下调招标交易具体组织方式通过市场交易公告明确。

2.2 当发电企业月度发电计划为零时，原则上不参与预挂牌下调招标交易。

2.3 预挂牌下调招标交易的申报要求如下：

2.3.1 实行下调补偿申报价格限制，由电力交易机构对发电企业提出分时段最高、最低下调补偿申报价格建议，形成允许的分时段申报价格区间，报湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局批准。下调补偿分时段申报价格区间的设定要充分考虑发电

成本及其变动趋势和电能的分时段价值。

2.3.2 下调招标交易不需要申报电量，发电企业的月度市场合同电量默认为属于可下调电量范围。

2.3.3 发电企业按照交易公告规定的方式，在公告规定的申报时间、下调补偿价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段下调补偿价格，每次交易只能申报一组分时段补偿价格。

2.4 预挂牌下调招标交易以“价格优先、时间优先、环保逆序”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段补偿报价由低到高的顺序对各发电企业进行分时段排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照小机组优先下调的原则排序；当以上条件均相同时，按照并列处理。由此形成分时段下调机组调用顺序表。

2.4.1 电力交易机构发布次月下调机组调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存补偿价格数据用于事后结算。

2.4.2 发电企业出现下调时，按其下调补偿报价予以补偿；如其无下调补偿报价按强制下调价格予以补偿。发电侧下调补偿费用纳入月度交易平衡账户清算。