

湖南省中长期电力交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 [目的和依据]为深入推进我省电力直接交易，推动形成规范的中长期交易市场，依法维护电力市场主体的合法权益，维护市场交易秩序，建设统一、开放、竞争、有序的湖南电力市场，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）及其配套文件和有关法律、行政法规，制定本规则。

第二条 [定义]本规则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供商等市场主体，通过自主协商、集中竞价、招标要约等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易（含电能量和辅助服务）。

电力直接交易是电力用户与发电企业之间电能量交易，是中长期交易的重要组成部分。

第三条 [适用范围]本规则适用于省内外市场主体通过输配电网在省级交易机构组织下开展的中长期交易。

第四条 [市场原则]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非法干预市场正常运行。

第五条 [实施主体] 国家能源局湖南能源监管办公室（以下简称湖南能源监管办）依法依规组织制定电力市场规划、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 [成员分类] 市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。其中，市场主体包括各类发电企业、售电公司、电力用户和独立辅助服务提供商等；电网企业指拥有输电网、配电网运营权（包括地方电力公司、趸售县供电公司、社会资本投资增量配电业务且绝对控股的企业等），承担其供电营业区保底供电服务的企业；市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。现货市场启动前，拥有输配电网的电网企业可参加跨省跨区交易，视同市场主体。

第七条 【准入及注册】 为电力市场交易提供输配电服务或参与跨省区交易的电网企业以及参与省内外交易的地方电网企业均应在电力交易中心注册成为市场主体。符合准入条件的发电企业、电力用户和售电企业应到省电力交易中心注册成为市场交易主体。发电企业、电力用户和售电公司的准入由湖南省政府相关部门另行制定。

第八条 【市场主体基本要求】 参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业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。内部核算的电力用户、发电企业经法人单位授权可以参与相应的电力交易。

第九条【市场例外】 不符合准入条件的电力用户、符合准入条件但未在电力交易中心注册的电力用户，其用电价格按国家目录电价执行，但属于已经放开的用电类别的电力用户可以按规定委托售电公司代理参与市场交易或与售电公司开展零售交易。

第十条【缴费】 市场主体应按规定向电力交易中心缴纳相关费用，主要包括注册费、年费、交易手续费。

第十一条 [市场主体权责] 市场主体的权利和义务：

(一) 发电企业

1. 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；
2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；
3. 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；
4. 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；
5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

(二) 电力用户

1. 按规则参与电力市场交易， 签订和履行购售电合同、输配电服务合同及依法达成的相关补充合同；
2. 获得公平的输配电服务和电网接入服务， 按规定支

付相关费用（含购电费、输配电费、政府性基金与附加等）；

3. 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；

4. 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；

5. 按规定参与辅助服务并获得相关收益或费用减免；

6. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

（三）售电企业

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

2. 获得公平的输配电服务，按规定支付购电费、输配电费；

3. 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；

4. 依据法规、规则参与批发和零售市场交易，代理用户企业（须符合准入管理规定具备准入条件）参与市场交易，提供必要的服务，按合同约定获得相应收益；

5. 按风险防范有关规定，按交易额的一定比例缴纳保证金；

6. 法律法规所赋予的其他权利和责任。

（四）独立辅助服务提供商

1. 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合

同及相关补充协议；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；

3. 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，并按规定或合同约定获得相应补偿性收益；

4. 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；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十二条 [电网企业权责] 电网企业的权利和义务：

1. 保障输配电设施的安全稳定运行；

2. 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

3. 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

4. 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

5. 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；

6. 预测并确定优先购电电力用户的电量需求；

7. 按政府定价向公益性电力用户、保障性电力用户及其他非市场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；

8. 按规定披露和提供信息；
9. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十三条 [市场运营机构权责] 市场运营机构的权利和义务：

(一) 电力交易机构

1. 建设、运营和维护电力交易技术支持系统；
2. 在能源监管机构组织下，按照国家和本省监管办法和规则，拟定本省电力交易规则；
3. 组织和管理各类电力市场交易；
4. 负责市场主体的注册管理；
5. 编制年度和月度交易计划；
6. 提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务；
7. 监视和分析市场运行情况；
8. 在特定情况下，经授权，按规定干预市场；
9. 配合能源监管机构和相关监管部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；
10. 按规定披露和发布信息；
11. 按规定向市场成员收取相关费用，主要包括注册费、年费、交易手续费；
12. 对市场主体进行相关培训；
13. 法律法规所赋予的其他权利和责任。

（二）电力调度机构

1. 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；
2. 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行；
3. 负责安全校核和阻塞管理；
4. 按规定与电力交易机构做好信息交互，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；
5. 经授权，按规定程序暂停执行市场交易结果；
6. 按规定披露和提供电网运行的相关信息；
7. 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 [基本准入条件]参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业以及独立辅助服务提供商，应符合前述第八条的规定。

第十五条 [直接交易准入]参与直接交易的发电企业和用户企业的准入按省经信委制定出台的相关规定执行。

第十六条 【批发零售市场准入】售电企业是批发零售市场的核心主体。售电企业准入办法由省政府相关部门制定，但必须符合以下基本条件：

1. 售电企业应依法完成工商注册，取得独立法人资格，

营业范围中必须包括电力销售；

2. 售电企业可交易与其资产总额相匹配的售电量规模；

3. 拥有配电网经营权的售电企业应取得电力业务许可证（供电类）；

4. 遵守风险防控相关规定，具有一定的抗风险能力；

5. 符合售电企业准入相关管理办法要求的其他条件。

参与批发交易的发电企业和用户企业按照省经信委直接交易准入管理文件执行。

属于放开市场准入的用电类别（电压等级）、符合产业政策、未欠电费的用户企业均可参与零售交易。

第十七条 [跨省跨区交易准入] 跨省跨区交易的市场准入条件：

（一）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，在获得省政府或省政府授权的部门的批准后，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企业或电网企业代理参与跨省跨区交易；

（二）现货市场启动前，电网企业可以代理省内电力用户参与跨省跨区购交易，电网企业、发电企业、售电企业可以代理小水电、风电等参与跨省跨区售电交易；

（三）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。

第十八条 [合同电量转让交易准入] 合同电量转让交

易的市场准入条件：

（一）拥有优先发电合同、计划基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，拥有直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电企业可参与合同转让交易；

（二）直接交易合同、跨省跨区电能交易合同只能在符合市场准入条件的发电企业、电力用户、售电企业之间进行转让交易；

（三）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原则上不得转让。

（四）参与合同电量转让交易的市场主体应符合第八条规定的基本条件。

第十九条 [辅助服务交易准入]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参与辅助服务交易，鼓励储能设备、需求侧资源（如可中断负荷）等尝试参与；

（二）能够提供满足技术要求的某项辅助服务的独立辅助服务提供商，在电力调度机构进行技术测试认证后，方可参与交易。

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进入辅助市场进行交易。

参与辅助服务交易的市场主体应符合第八条规定的基本条件。

第二十条 [市场注册]市场主体均需在电力交易机构进行市场注册。电力交易机构公布已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等相关信息。能源监管机构会同省政府电力管理部门对市场注册进行监督管理。

完成市场注册的电力用户，全部电量进入市场，不再按政府定价购电，并在规定的时间周期内（原则上不少于3年）不得退出市场。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以根据实际条件选择在本地或交易对方或区域的相关交易平台上注册，注册后可自由选择平台开展交易。

售电公司进入市场应先向省政府主管部门提出申请，然后在交易机构完成注册、承诺、公示等程序，并在能源监管机构和征信管理机构备案。

第二十一条 [市场准入目录]省政府或省政府授权的部门，按年度公布当地符合直接交易市场准入条件的发电企业、售电公司、电力用户目录，并对相应的目录实施动态监管，准入范围应逐步扩大。进入准入目录且完成注册的市场主体方可参与直接交易。

第二十二条 [注册变更或注销]市场主体变更注册或者撤销注册，应当按照电力市场交易规则的规定，向电力交易

机构提出申请。经批准后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的直接交易主体不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构撤销注册。

第二十三条 [市场退出]市场主体退出或被列入黑名单，原则上3年内不得直接参与市场交易，退出的电力用户须向售电企业购电（电网企业未完全退出统购统销经营模式前，可按政府定价向电网企业购电）。退出市场的主体由省政府或省政府授权的部门在目录中删除，电力交易机构取消注册，并向社会公示。

第二十四条 [违约责任]市场主体被强制退出或自愿退出市场的，未完成合同可以转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十五条 [交易品种]电力中长期交易品种包括电力直接交易、批发交易（含代理）、零售交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、应急交易和辅助服务交易。同时，可根据实际情况创新交易品种，报经国家能源局批准后实施。

电力直接交易是指电力用户向发电企业直接购电的市场交易行为，交易目的为电力用户自身需求；

批发交易（含代理）是指售电企业（以企业本身或持代理合同）向发电企业购电的交易行为，交易目的是售电企业通过批发市场购入电能用于转售给一个或多个用户企业或

通过批发市场为一个或多个用户企业代理购入电能。

零售交易是指售电企业将其从批发市场购入的电能分别售给用户企业的交易行为。零售交易由售电公司与电力用户双方自主组织开展，但须接受监管，大部分零售交易合同须在批发交易时向交易机构备案，并严格按合同执行，其余零售交易合同也须按交易机构要求备案，并定期集中报告零售交易基本情况（原则上分月度报告）。

跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易和批发交易（代理）；跨省跨区交易根据实际情况选择区域交易平台、省内交易平台和对方省交易平台开展交易，但尽量创造条件在省内交易平台开展；所有参与跨省区交易的省内市场主体须获得省政府或省政府授权的部门的批准，在省内电力交易机构注册。点对网专线输电的发电机组视同为省内发电企业，不属于跨省跨区交易，纳入本省电力电量平衡，并参加省内市场交易。

合同电量转让交易是指符合上述第十八条规定准入条件的发电企业、电力用户和售电企业按规定转让其持有的交易合同的部分或全部交易标的。主要包括优先发电合同电量转让交易、基数合同电量转让交易、跨区跨省合同电量转让交易、直接交易合同电量转让交易等。

允许发电企业之间以及电力用户之间签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经电力调度机构

同意后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，在事后补充转让交易合同，并报电力交易机构。

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。

第二十六条 [交易周期]电力中长期交易主要按年度和月度开展。具备条件时，可按年度以上、季度或月度以下周期开展交易。

第二十七条 [交易方式]电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌招标（招标要约）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。校核未通过时，按等比例原则进行削减。

（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。

（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。

第五章 价格机制

第二十八条 [基本原则] 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等方式形成，第三方不得干预。相关的输配电价、政府性基金与附加按国家规定执行。

第二十九条 [输配电价] 110 千伏和 220 千伏两个电压等级的用户企业参与电力直接交易，按照已核定的输配电价执行；暂未单独核定直接交易输配电价的其它电压等级用户企业，按照电网购销差价不变的办法开展交易；正式核定各电压等级输配电价时，严格按核定的输配电价执行。

第三十条 [跨省跨区输电价格] 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。我省送出时，省内输配电价按不超过 30 元/兆瓦时（含网损）的原则自主协商，也可以由省政府或省政府授权的部门测算核定。

第三十一条 [交易价格] 双边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或根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌成交价格结算。

集中竞价采用统一出清的，可根据最后一个交易匹配对的成交价格确定，或根据买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应的价格确定；采用撮合成交的，根据各个交易匹配对的申报价格形成成交价格，一般为卖方报价和买方报价的平均值。

第三十二条 [收益分配] 电网企业参与跨省跨区交易代

理购电时，因外购电价格相对省内平均上网电价的价差形成的损益应纳入输配电价核定和电价调整中统筹考虑。

第三十三条 [输电损耗] 跨省跨区电能交易的受电落地价格由成交价格（送电方交易价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或另外收取；未明确的，按国家价格主管部门、国家能源局相关规定执行。输电损耗原则上由买方承担，经协商一致，也可由卖方或买卖双方共同承担。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

第三十四条 [合同转让电价] 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。

第三十五条 [两部制电价] 参与直接交易的两部制电价电力用户，基本电价可按现行标准执行。

第三十六条 【辅助服务电价】 辅助服务市场交易原则上不计输电损耗，无须支付输配电价和缴纳相关基金附加。

第三十七条 [峰谷电价] 参与直接交易的峰谷电价电力用户，可采用以下方式作为结算价格。

方式一：继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算，电力用户不参与分

摊调峰服务费用。因电力用户侧单边执行峰谷电价造成的损益纳入输配电价核定和电价调整中统筹考虑。

方式二：不执行峰谷电价，电力用户用电量均按直接交易电价结算，电力用户通过购买辅助服务补偿或参与辅助服务补偿机制分摊调峰费用。采用这种办法时，电力用户应向交易机构提出申请，有关部门须制定出台相关市场机制。

第三十八条 [交易限价] 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，可以对报价或结算价格设置上限及下限。

第六章 电量规模

第三十九条 [供需平衡预测] 每年年底，由主管部门预测次年电力供需平衡情况，预测总发用电量，经省政府或省政府授权的部门统筹协调，确定跨省跨区受入和送出交易电量。

第四十条 [跨省跨区交易] 国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量，由相关电力企业协商签订合同，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排消纳。

跨省区购电应充分考虑省内发电产能规模，以免加重省内可再生能源消纳负担，挤占省内火电企业发电基本市场空间。

省内统调公用燃煤机组平均发电利用小时数低于 3000 小时，且影响省内发电企业正常经营时，应缩减长期跨省跨

区购电交易规模，除国家计划、地方政府协议跨省跨区电能交易合同外，原则上不得再开展长期跨省跨区购电交易。如因省内外购电价格悬殊，确需开展跨省区交易时，可以通过省外落地价格的参照指引，组织省内发电企业先行竞价，也可以引进省外售电主体和适当电量规模参与本省市场竞争，还可以组织用户企业或售电企业直接向省外购电。

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。

第四十一条 [市场交易规模]省内市场交易电量规模，由省政府或其授权部门根据市场放开情况和需求预测确定。

第四十二条 [计划电量规模确定]计划电量的规模根据省内电力电量需求预测、省内市场交易电力用户电量需求预测和跨省跨区交易计划确定。

计划电量规模=省内电量需求预测±现有国家指令性和政府间协议的跨省跨区交易电量-省内市场交易电量。（送出为正，受入为负）

计划电量规模确定后，原则上可以在第四季度调整一次，月内的偏差主要通过市场方式处理。

第四十三条 [特殊情况]计划电量如果在年度交易或年初的月度交易开始后仍未分配，可以由电力交易机构参考上年情况，预先进行计划电量的月度分解。待年度计划电量

分配正式确定后，再由电力交易机构在后续月份进行调整。

第四十四条 [容量剔除]安排机组计划电量时，可根据其年度市场交易电量，扣除相应发电容量，也可以根据实际情况不扣除发电容量。

第七章 交易组织

第一节 交易时序安排

第四十五条 [年度交易时序]开展年度交易时遵循以下顺序：首先确定次年国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量合同，其次确定计划电量合同，再次开展年度双边交易，最后开展年度集中竞价交易（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）。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。

第四十六条 [月度交易时序]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，其次开展月度集中竞价交易。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。

第四十七条 [跨省跨区交易时序]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交易。跨省区购电按第四十条操作。

第四十八条 [合同转让交易时序]合同转让交易应在合同执行五个工作日之前完成，原则上市场主体签订电力电量购售合同并备案后即可进行转让。

第二节 年度双边交易

第四十九条 [信息发布]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相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次年关键输电通道潮流极限情况；
- （二）次年市场交易电量；
- （三）次年跨省跨区交易电量；
- （四）次年各机组可发电量上限。

第五十条 [交易时间]年度双边交易由开市至闭市原则上不超过 3 个工作日。年度双边交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易、合同转让交易（含跨省跨区合同转让交易，下同）。

第五十一条 [交易意向提交]市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易、批发交易、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。

第五十二条 [安全校核]电力交易机构在闭市后第 1 个工作日将所有双边交易意向提交相关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交电力交易机构。

各类年度双边交易在闭市后统一进行安全校核，若安全校核未通过，相关交易电量按等比例原则进行削减。

第五十三条 [确认交易并签订合同]电力交易机构应在收到安全校核结果的下一工作日发布年度双边交易结果。市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布后 1 个工作日内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后 1 个工作日内给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后第 1 个工作日通过技术支持系统反馈成交确认信息，逾期不反馈者视为无意见。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成年度双边直接交易、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，通过技术支持系统签订电子合同。

第三节 年度集中竞价交易

第五十四条 [信息发布]每年 12 月中旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次年度集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- (一) 次年关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- (二) 次年集中竞价直接交易电量；
- (三) 次年集中竞价跨省跨区交易电量；

(四) 次年各机组剩余可发电量上限。

第五十五条 [交易时间] 年度集中竞价交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过 2 个工作日。

第五十六条 [数据申报] 年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业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。

第五十七条 [市场出清] 报价结束后，技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在 3 个工作日内完成安全校核，交电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果后第 1 个工作日，通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。市场主体对所申报的数据负责，集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第五十八条 [年度交易结果汇总] 电力交易机构在各类年度交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于 12 月底前将双边和集中竞价的直接交易、批发交易、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

易结果和分项交易结果。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。

第四节 月（季）度双边交易

第五十九条 [信息发布]每月上旬或每季度第三个月月上旬，电力交易机构应通过交易平台发布下个月或下一季度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）下个月或下一季度关键输电通道潮流极限情况；
- （二）下个月或下一季度直接交易电量；
- （三）下个月或下一季度跨省跨区交易电量；
- （四）下个月或下一季度各机组可发电量上限。

第六十条 [交易时间]月（季）度双边交易由开市至闭市原则上不超过3个工作日。月（季）度双边交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同转让交易。

第六十一条 [交易意向提交]市场主体经过双边协商分别形成月（季）度双边省内直接交易、批发交易、月（季）度双边跨省跨区交易和月（季）度双边合同转让交易的意向协议，并在月（季）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。

第六十二条 [安全校核]电力交易机构在闭市后第1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应在2个工作日之内将校核结果交电力交易机构。

各类月度双边交易在闭市后统一进行安全校核，若安全校核未通过，相关交易电量按等比例原则进行削减。

第六十三条 [合同签订]电力交易机构在电力调度机构反馈安全校核结果后的第1个工作日发布月（季）度双边交易结果。

市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布后第1个工作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和协调。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返回成交确认信息，逾期不反馈者视为无意见。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成月（季）度双边直接交易、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的3个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第五节 月（季）度集中竞价交易

第六十四条 [信息发布]每月中下旬或每季度第三个月的中下旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次月集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次月集中竞价直接交易电量；
- （三）次月集中竞价跨省跨区交易电量；

(四) 次月各机组可发电量上限。

第六十五条 [交易时间]月(季)度集中竞价交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第六十六条 [数据申报]月(季)度集中竞价交易开始后,发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价(季度集中交易原则上分月申报,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。

第六十七条 [市场出清]报价结束后,技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果,由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在2个工作日内完成安全校核,返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果后第1个工作日,通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。市场主体对所申报的数据负责,集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第六十八条 [月(季)度交易结果汇总]电力交易机构在各类月(季)度交易结束后,应根据经安全校核后的交易结果,对年度分月结果和月度交易结果进行汇总,于每月月底前发布汇总后的交易结果,并结合次月计划电量制定机组

月度发电计划。电力调度机构应根据月度发电计划，合理安排电网运行方式，保障合同电量的执行。

第六节 挂牌招标交易

第六十九条 【挂牌要约】有交易意向的市场主体，可以向电力交易机构申请开展挂牌招标交易。交易机构根据政府有关部门规定或临时安排进行审查，决定是否组织挂牌招标，并在收到市场主体书面申请的3个工作日内作出正式答复。有多个市场主体提出相同交易申请意向的，可以合并组织，不能合并的按申请时间先后分别组织或通过相关程序随机决定先后排序。

第七十条 【成交原则】挂牌要约发出后，在截止时间前，符合条件的市场主体均可投标响应，并允许更改申报量价，但申报电量不允许超过其实际能力。

以价为标的时，按价格优先原则确定成交对象：如招标标的量大于等于投标响应量，投标量全部按招标要约成交；如招标标的量小于投标响应量且有多主体投标，则按价格优先原则确定符合条件的成交对象，如符合条件的成交量仍然大于招标标的量，则各投标市场主体按比例分配成交标的量，形成初步成交结果。

以量为标的时，符合要求的投标响应全部确定为成交对象，成交量按申报比例确定，即各市场主体申报量占总申报量的比例乘以标的量。

第七十一条 【安全校核与合同签订】 电力交易机构应在挂牌招标截止后第 1 个工作日将初步交易结果交电力调度机构校核。电力调度机构在接到初步交易结果后，应在 3 个工作日内完成安全校核，并将校核结果和相关说明反馈电力交易机构。交易机构在收到安全校核结果次日前公布正式交易结果和相关说明。有关市场主体应签订交易合同，并报电力交易机构和有关部门备案。

第七节 临时交易与紧急支援交易

第七十二条 [跨省跨区临时交易] 可再生能源消纳困难、发生或可能发生弃风弃水弃光时，由本省电力交易机构组织发电企业与区内外其他省通过自主协商方式开展跨省跨区临时交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

若按市场方式难以达成交易或市场交易仍然无法解决可再生能源消纳困难，在区内外其他省份有消纳能力的前提下，应向主管部门和上级调度交易机构申请强制调减或中止国家指令计划及政府间协议电量送入，或者强制开展跨省发电权交易。具体操作办法按国家能源主管部门相关规定执行。

第七十三条 [紧急支援交易] 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采取预挂

牌方式确定中标机组。

第八节 批发零售交易

第七十四条 【代理交易】在已放开准入的用电类别中，符合产业政策、不欠电费（或补缴全部电费）的电力用户，都可以委托售电企业代理参加中长期交易（直接交易等）。用户本身已经直接参与交易的，当次交易不能委托售电公司代理交易。一家用户企业一次交易只能委托一家售电企业参与交易。

第七十五条 【代理交易】持有委托代理交易合同的售电企业，经交易机构审查通过后，可以代理一个或多个用户企业参与中长期交易。

第七十六条 【批发交易】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，售电公司视作一个超级用户，除履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，批发交易的电量规模由政府有关部门确定。

第七十七条 【批发交易】完成规定准入程序的售电公司可以直接在中长期市场参与批发交易或直接交易。售电公司的购电量规模根据其企业实力（注册资本等）等具体指标由交易机构审定。交易完成后3个工作日内，售电公司须将80%以上的电量落实到具体用户，并分解到月度，同时将电量分月分解情况和与用户之间的购售电合同应报交易机构

备案。具体实施细则由交易机构制定，并报监管机构和政府有关部门备案。

第七十八条 【保证金制度】售电公司代理交易须缴纳交易额的 2-5%的保证金，批发交易须缴纳交易额 5-10%的保证金。具体实施细则由交易机构制定，并报监管机构和政府有关部门备案。

第七十九条 【零售交易】售电公司批发交易电量以零售交易的方式转售用户。零售交易须签订购售电合同，并向交易机构统一备案。

一家电力用户原则上只选择一家售电公司进行零售交易；正在参与直接交易的电力用户在直接交易合同期间，原则上不再参与零售交易。

允许售电公司在交易周期内将部分购电量逐步落实到用户（原则上不超过每次批发交易电量的 20%），与用户企业签订下个月或以后数个月的购售电合同，并在当月 23 日前在交易机构备案。

第八十条 【零售交易】售电公司须有效衔接电网企业和用户企业，做好电量计划、电费结算等服务工作。

第八十一条 【供电服务】电网企业应严格按照规定提供计量、抄表、结算等普遍服务，为售电交易创造必要的条件，保证公平无歧视。相关监管办法由监管机构另行制定。

第九节 合同转让交易

第八十二条 【交易合同转让】 持有直接交易合同或批发交易合同或跨省区交易合同的发电企业、用户企业和售电公司可以按规定进行转让。受让主体必须具备相应准入资格。转让标的为电量。转让周期可以为交易全周期，也可以的部分交易周期，但必须是月度以上；转让电量可以是交易全电量，也可以是部分电量。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。

第八十三条 【计划电量合同转让】 发电企业的计划电量转让必须遵照发电权转让的相关规定，体现节能减排的基本原则。

第八十四条 【相关程序】 转让合同签订后应及时交电力交易机构备案审查。交易机构应在收到转让合同后的第1个工作日将转让合同和原合同一并交调度机构安全校核。调度机构应在收到合同文本后的2个工作日内完成安全校核，并将安全校核结果和相关说明交电力交易机构。电力交易机构据此确定是否可以转让，并发布转让结果和相关说明。

第八十五条 【禁止性条款】 下列情况交易合同不得转让：

- 1、未备案的交易合同；
- 2、安全校核未通过者；
- 3、受让主体不具备相应准入资格者；

4、国家、省政府有关规定和相关规则明文禁止者。

第八章 安全校核与交易执行

第八十六条 [安全校核责任主体] 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易、批发交易、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。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。

第八十七条 [机组发电利用小时数限制] 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、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第八十八条 [电网运行信息披露] 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。

第八十九条 [安全校核时限] 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，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第九十条 [交易调整原则]安全校核未通过时，对于双边协商交易，对相关交易电量按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原则或等比例原则进行削减。

第九十一条 [紧急情况处理]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，并在事后向监管机构书面报告事件经过。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。

第九十二条 [交易计划制定]电力交易机构根据市场主体年度交易当月电量分解计划和各类月度交易的成交结果，编制系统和发电企业的月度交易计划，电力调度机构负责安全校核。

第九十三条 [交易计划内容]月度交易计划内容包括：

- (一) 月度总发用电量平衡计划；
- (二) 跨省跨区电力电量计划；
- (三) 月度优先发电电量计划；
- (四) 月度基数电量计划；
- (五) 月度直接交易电量计划；
- (六) 其他交易电量计划。

第九十四条 [交易计划执行]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。

第九章 合同电量偏差处理

第九十五条 [合同电量调整]电力市场交易双方根据年度交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，可于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整申请，通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，作为月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第九十六条 [偏差电量平衡原则]中长期合同执行偏差主要采取调整发电侧市场电量方式（优先结算计划电量）进行处理。在直接交易电量占比较高时，采取预招标方式按月平衡偏差。

第九十七条 [预招标处理方式]预招标方式按月平衡偏差是指月度交易结束后，通过预招标方式确定次月上调机组调用排序（按增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按补偿价格由低到高排序）。月底最后7天，电力调度机构根据各个机组的合同完成率，判断当月基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时（月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时），基于预招标确定的机组排序，满足电网安全约束的前提下，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；当电力需求不足时（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。

第十章 辅助服务

第九十八条 [执行两个细则]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。

第九十九条 [辅助服务分类]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。

第一百条 [辅助服务市场原则]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。电力调度机构根据系统运行需要，确定某时段调峰、备用等辅助服务需求总量，逐步通过竞价的方式选择辅助服务提供主体及其供应量。考虑省内辅助服务提供主体较多的现实情况，也可以将系统所需的辅助服务由电力交易机构通过预招标方式确定价格统一购买。

第一百零一条 [跨省跨区交易辅助服务]省外发电企业送入本省时，纳入本省辅助服务管理范围，并根据提供的辅助服务获得或者支付补偿费用。

跨省跨区电能送入曲线未达到省内电网基本调峰要求的，按照本省电网基本调峰考核条款执行；达到有偿调峰要求的，按照有偿调峰补偿条款给予补偿；未建立完善辅助服务市场前，参与两个细则考核补偿和分摊平衡。

第十一章 计量和结算

第一百零二条 [计量位置] 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。

第一百零三条 [计量装置] 同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，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。

第一百零四条 [计量数据] 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。

第一百零五条 [结算依据] 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。

第一百零六条 [电费结算]市场交易电费结算为现金方式，经交易双方约定可以少量使用承兑汇票，但约定接受承兑汇票的发电企业、售电公司应承担承兑汇票的消化责任或贴现责任。有历史原因或特殊困难的用户企业，经省政府特批后，可暂时使用承兑汇票结算，但承兑汇票比例应逐年下降。

第一百零七条 [电费结算]电力用户按实际交易电量和交易电价（代理交易电价）结算交易电费，电网企业负责收费，将交易电费分类进行再结算：

1. 直接交易：电网企业将发电企业与该用户交易的电费（交易上网电量乘交易电价）结算给发电企业；
2. 批发交易和代理交易：电网企业将发电企业与售电公司（含代理交易）交易的电费（实际交易上网电量乘交易电价）结算给发电企业；同时将用户上缴的交易电费减去发电企业应得的交易电费和基金附加、输配电价（含损耗）后的余款结算给售电企业；
3. 跨省区交易：按交易类别和参与主体的差别按上述原则结算；
4. 合同电量转让交易：最终受让方为结算主体，并按

上述办法结算；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。

电费结算原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，具备不条件时可暂时保持现有计量抄表方式不变。各市场主体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。不承担市场交易电费结算职能的电网企业不承担相应电费拖欠风险，市场主体可自行约定结算方式。

偏差电量电费结算（含违约金扣减和电费补偿）按以下第一百零九条规定办理，原则上与上述电费一并结算。

第一百零八条 [结算争议]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5个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第一百零九条 [偏差电量结算]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。预招标按月平衡偏差时的结算流程和结算价格如下：

（一）发电侧

1. 可再生能源：根据自身发电能力预测，申报次月可发电量。鼓励可再生能源参与市场竞争，相应上网电量按其合同价格结算。

(1) 实际上网电量超过其申报电量时，水电、风电、光伏发电 105%以上的超发电量按实际上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最低成交价结算），其余电量按政府批复电价或合同电价进行结算。

(2) 实际上网电量低于其申报电量时，按政府批复电价或合同电价结算其实际上网电量。风电、光伏发电 75%（水电 85%）以下的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付违约金，因调度运行需要导致的少发电量免于支付违约金。

2. 其他类型电源：

(1) 实际上网电量小于其月度计划电量时，按政府批复的上网电价结算实际上网电量；提供下调服务导致的减发电量按其预招标价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付违约金，2%以内的少发电量免于支付违约金。

(2) 实际上网电量大于其月度计划电量但小于月度计划电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算计划电量，按其所签订的市场合同价结算剩余电量；提供下调服务导致的减发电量按其预招标价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付违约金，2%以内的少发电量免于支

付违约金。

(3) 实际上网电量大于其月度计划电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算计划电量，按合同价格结算各类市场合同电量；提供上调服务导致的增发电量按其预招标价格获得补偿；因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易的最低成交价结算。

机组提供上调服务（或下调服务）导致的增发电量（或减发电量），均以调度安排为准。月内既提供上调服务又提供下调服务的机组，以互抵后的净值作为月度增发电量或减发电量。

(二) 电力用户侧

1. 市场电力用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权平均价结算合同电量后，超用电量按上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最高成交价结算）。

市场电力用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权平均价结算实际用电量。2%以内的少用电量免于支付违约金，2%以外的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付违约金（系统未调用下调服务时，按其合同加权价的 10%支付违约金）。

下调电量补偿单价=发电侧下调电量总补偿费用/下调总电量

发电侧下调电量总补偿费用由所有机组下调电量的补偿价格和机组下调中标电量的乘积累加得到。

2. 非市场电力用户（含优先购电电力用户，下同）按实际用电量和目录电价结算。

3. 非市场电力用户的总用电量大于计划电量时，2%以内的超用电量免于支付违约金；2%以外的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付违约金。

非市场电力用户的总用电量小于计划电量时，2%以内的少用电量免于支付违约金，2%以上的少用电量按下调电量补偿单价支付违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的10%支付违约金）。

非市场电力用户用电偏差导致的违约金由电网企业承担，电网企业也可以通过地方电厂、地方电网造成的偏差进行考核，按责任分摊部分违约金。

（三）售电公司

1. 售电公司代理交易按上述本条第（二）款规定由委托的电力用户承担偏差电量结算责任；

2. 售电公司零售交易时，将与售电公司交易的用户企业的用电量加总后，作为一个超级大用户按照上述本条第（二）款承担偏差电量结算责任。

（四）电力用户、售电公司、发电企业的违约金以及上调服务所增加的电网企业结算收益，首先用于支付下调机组

的补偿费用，盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重分摊。

上调服务所增加的电网结算收益=（计划电量加权平均价-机组上调服务加权平均价）*非市场电力用户的超用电量。

（五）市场电力用户的电费构成包括：电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括：电量电费、下调服务补偿费、违约金、平均分摊的结算差额或盈余资金。

第一百一十条 [电网原因造成的偏差]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。

第十二章 信息披露

第一百一十一条 [信息分类]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。

第一百一十二条 [信息披露责任]电力交易机构、电力调度机构、市场主体和电网企业应当遵循及时、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。

第一百一十三条 [信息披露方式]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。

第一百一十四条 [信息答疑]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。

第一百一十五条 [信息保密]能源监管机构、省政府电力管理部门、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。

第一百一十六条 [信息披露监管]能源监管机构根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十三章 争议和违规处理

第一百一十七条 [争议内容]本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- (一) 注册或注销市场资格的争议；
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百一十八条 [争议处理]发生争议时，按照国家有关法律法规和能源监管机构的相关规定处理，具体方式有：

- (一) 协商解决；
- (二) 申请调解或裁决；
- (三) 提请仲裁；
- (四) 提请司法诉讼。

第一百一十九条 [违规行为]市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由能源监管机构会同省政府电力管理部门查处：

(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；

(三) 不按时结算，侵害其他市场主体利益；

(四) 市场运营机构对市场主体有歧视行为；

(五) 提供虚假信息或违规发布信息；

(六) 其他严重违反市场规则的行为。

第一百二十条 [违规处罚]对于市场成员的违规行为，能源监管机构会同省政府电力管理部门按照《行政处罚法》、《电力监管条例》、《电力市场监管办法》等相关法律法规制定处罚标准。

第十四章 市场干预

第一百二十一条 [市场中止]当出现以下情况时，国家能源局及其派出机构可以做出中止电力市场的决定，并向市场主体公布中止原因。

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(二) 电力市场运营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) 因不可抗力市场交易不能正常开展的；

(六) 电力市场发生严重异常情况的。

第一百二十二条 [市场干预] 电力交易机构和电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。

市场干预期间，电力交易机构和电力调度机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报能源监管机构备案。

第一百二十三条 [应急处置] 当系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故，由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况时，政府有关部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。当出现重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门、能源监管机构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。

第一百二十四条 [市场恢复] 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场主体发布市场恢复信息。

第十五章 附 则

第一百二十五条 [解释] 本规则由国家能源局湖南监管办负责解释。

第一百二十六条 [文件实施] 本规则自 XX 年 XX 月 XX 日起施行。