

国家能源局华北监管局文件

华北监能市场〔2017〕542号

华北能源监管局关于印发《内蒙古电力 多边交易市场运营规则（2017修订版）》的通知

内蒙古电力（集团）有限责任公司，华能北方联合电力有限公司、
华电内蒙古能源有限公司、内蒙古能源发电投资集团有限公司，
有关发电企业、售电企业、电力用户：

按照国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）和《国家能源局综合司关于落实〈电力中长期交易基本规则（暂行）〉有关事项的通知》（国能综监管〔2017〕45号）工作要求，结合内蒙古自治区深化电力体制改革总体工作方案，我局会同自治区有关部门对内蒙古

电力多边市场运营规则进行了修订和完善。现印发你们，请遵照执行。执行中如遇重大问题，请及时报告我局。

《内蒙古电力多边市场运营规则（2017 修订版）》自印发之日起施行，《内蒙古电力多边市场运营规则（2016 修订版）》同时废止。

国家能源局华北监管局

2017 年 10 月 30 日

内蒙古电力多边交易市场运营规则

(2017 修订版)

第一章 总则

第一条 为规范内蒙古电力多边交易市场（以下简称“电力多边市场”）运行和管理，实现电力交易的公开、公平、公正，促进市场健康有序发展。依据《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（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场方案》、《内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案》等有关法律、行政法规，修改制定本规则。

第二条 电力多边市场成员必须严格遵守本规则。市场准入及退出管理办法、技术支持系统建设大纲等文件和办法是本规则的重要组成部分。

第三条 电力多边交易应符合国家产业政策和宏观调控政策，坚持安全高效原则，坚持市场化原则，坚持节能减排原则，坚持诚实守信原则。

第四条 本规则中所规定的所有时间均为北京时间，并且以电力多边市场技术支持系统（以下简称“技术支持系统”）时钟为

准，技术支持系统时钟应与电网调度自动化系统时钟同步。

第五条 本规则中电量、电力、电价和电费的量纲分别为兆瓦时（MWh）、兆瓦（MW）、元/兆瓦时和元。电价为含税价格，精确到价格量纲（元/兆瓦时）的小数点后一位。

第六条 本规则由国家能源局华北监管局（以下简称“华北能源监管局”）会同内蒙古自治区电力行业主管部门（以下简称“自治区电力主管部门”）组织多边市场成员共同编制。华北能源监管局会同自治区电力主管部门按职能对本规则的执行实施监管。

第二章 市场成员及其权利与义务

第一节 市场成员

第七条 电力多边市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

第八条 市场主体包括经核准、注册进入电力多边市场的各类发电企业、电力用户、售电公司（含拥有配电业务的售电公司）和独立辅助服务提供者。其中，独立辅助服务提供者指提供调频、备用、无功调节等辅助服务的市场主体。

第九条 电网企业指内蒙古电力（集团）有限责任公司（以下简称“内蒙古电力公司”）。

第十条 市场运营机构包括内蒙古电力交易中心有限公司

（以下简称“电力交易中心”）和内蒙古电力调度控制中心（以下简称“电力调控中心”）。

第十一条 市场管理委员会由市场主体、电网企业和独立专家组成。

第二节 权利与义务

第十二条 市场成员的一般权利和义务：

（一）熟悉并遵守本规则，按照本规则规定自愿、公平参与交易，对本规则的误解不构成免责或者减轻责任的条件。

（二）对本规则提出修改建议，并陈述修改理由；对本规则条款有疑问时，由华北能源监管局解释。

（三）向华北能源监管局或自治区电力主管部门举报影响市场公平交易的不当行为，配合有关部门开展违规行为调查。

（四）提请自治区电力主管部门或华北能源监管局，进行调解与其它市场成员间发生的争议，配合开展争议调解。

（五）按照技术支持系统建设大纲和功能规范，建设本侧终端，保证其正常运行，满足市场运营需要。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 发电企业的权利和义务：

（一）自愿参与市场交易，签订和履行厂网间购售电合同以及市场化交易形成的购售电合同。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务。

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力用户的权利和义务：

（一）自愿参与市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等，提供电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息等。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金与附加等。

（三）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。

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

（五）遵守自治区电力主管部门有关电力需求侧管理规定。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 售电公司的权利和义务：

（一）按照本规则自愿参与市场交易，签订和履行购售电合同，提供电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息。

（二）参照相关合同范本，与供电企业、用电企业签订合同，

履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。

（三）承担保密义务，不得泄漏用户信息。

（四）按照国家有关规定，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）拥有并承担售电公司全部的权利与义务。

（二）承担配电区域内保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电区域内电费收取和结算业务。

（四）按照国家技术规范 and 标准投资建设配电网，负责配电网运营、维护、检修和事故处理。

（五）无歧视提供配电服务，不得干预用户自愿选择售电公司。

（六）承担代付其配电网内使用的新能源电量补贴的责任。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 独立辅助服务提供者的权利和义务：

（一）按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令提供合同约定的辅助服务。

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等

相关信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行。

（二）负责电网规划、建设、运行、维护，管理电网配套技术支持系统。

（三）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务。

（五）按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金与附加等。

（六）按政府定价向公益性、保障性用户及其他非市场用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同，承担保底供电服务责任。

（七）按规定披露和提供电网运行的相关信息。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十九条 电力交易机构的权利和义务：

（一）负责市场主体的注册管理。

（二）参与拟定电力交易实施细则。

（三）为市场主体提供市场培训。

（四）负责组织签订交易合同，汇总、备案各类交易合同。

（五）组织各类交易，编制交易计划，跟踪交易计划执行情况。

（六）向市场主体提供交易结算凭证及相关服务。

（七）依据自治区电力主管部门授权，定期开展市场主体资质审查，并向自治区电力主管部门报送审查结果。

（八）配合第三方征信机构开展市场主体信用等级评价。

（九）监视和分析市场运行情况，发现市场异常，及时向华北能源监管局及自治区电力主管部门报告。

（十）建设、运营和维护电力市场技术支持系统。

（十一）配合华北能源监管局和自治区电力主管部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议。

（十二）按规定披露和发布信息。

（十三）法律法规规定的其他权利和义务。

第二十条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责电力多边交易的安全校核。

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全稳定运行。

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

（四）组织实施交易计划，合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行。

（五）按规定提供电网运行的相关信息。

（六）根据电网安全和多边市场运行的要求，对电源、电网规划和建设项目提出建议。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第二十一条 电力交易机构和电力调度机构协作机制：

（一）电力交易机构主要负责电力市场和电力系统运行的经济性，电力调度机构主要负责电力系统运行的安全性。

（二）电力交易机构基于电力调度机构提供的网络拓扑、断面传输能力等电网信息，在考虑电网安全约束条件的基础上，根据交易结果拟定交易计划，经电力调度机构安全校核后执行。电力调度机构按照市场规则向电力交易机构提供市场出清所需的边界条件，实现科学、公正、公平调度。

（三）电力交易机构负责组织中长期交易及日前交易，电力调度机构负责组织日内及实时交易。

第二十二条 市场管理委员会的权利和义务：

（一）依据政府主管部门批准的章程，为电力多边市场的市场成员提供服务。

（二）收集汇总市场运行信息，分析市场运行情况。

（三）定期组织联席会议，研究讨论市场运行中存在的重大问题，形成市场管理委员会意见决议。向自治区电力主管部门、华北能源监管局提交建议意见。

（四）协调市场成员间的争议矛盾。

第三章 市场准入、注册与退出

第一节 准入条件

第二十三条 自治区电力主管部门按照国家及自治区相关政策要求，确定市场主体的准入条件。符合准入条件的市场主体，自愿向自治区电力主管部门提交准入材料，完成准入资质审核。具体办法另行制定。

第二十四条 发电企业的基本准入条件：

- （一）依法取得电力业务许可证（发电类）。
- （二）符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保标准要求。
- （三）具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体，与电网公司签订《购售电合同》。
- （四）新能源发电企业自愿参与电力多边交易。

第二十五条 电力用户的基本准入条件：

- （一）符合国家产业政策，有利于自治区产业布局、结构调整和优化升级，环保设施正常投运并达到国家和行业相关标准要求。
- （二）具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体。

（三）拥有自备电源的用户应当公平承担社会责任，按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

（四）符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与所在供电企业签订《高压供用电合同》。

（五）年用电量小于 1000 万千瓦时的用电企业，原则上须通过售电公司代理参与电力交易。

第二十六条 售电公司的基本准入条件：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产总额不得低于 2 千万元人民币。

（三）拥有从事售电业务的专业人员。

（四）具有与售电规模相适应的固定经营场所和设备，相关用电数据须上传至电力交易机构。

（五）法律法规规定的其他条件。

第二十七条 拥有配电网运营权的售电公司除上述准入条件外，还需具备以下条件：

（一）注册资本不低于其配电网总资产的 20%。

（二）按照有关规定取得电力业务许可证（供电类）。

（三）具有与配电业务相适应并符合调度标准要求的场地设备和人员。

第二十八条 独立辅助服务提供者的基本准入条件：

（一）具备提供一种或多种辅助服务的能力。

(二) 通过电力调度机构组织的技术测试后，方可参与。

第二十九条 自治区电力主管部门定期公布完成准入资质审核的发电企业和电力用户准入目录，并对准入目录实施动态管理。获得准入资质的市场主体，须确保长期满足准入资质要求。市场主体经营过程中，如果不符合准入条件，经自治区电力主管部门确认后终止其市场准入资质。

第二节 市场注册

第三十条 进入准入目录的市场主体，通过电力多边市场技术支持系统自愿提交申请进行市场注册。注册流程如下：

(一) 发电企业、电力用户按照相关要求递交注册申请，报送注册材料，签订入市协议。

(二) 电力交易机构在收到注册申请的 5 个工作日内完成注册。

(三) 完成注册的发电企业、电力用户须与电力交易机构签订交易平台使用协议，获取交易账号。

第三十一条 售电公司注册流程如下：

(一) 售电公司按照相关要求向电力交易机构递交注册申请，报送注册材料，签订入市协议。

(二) 公示期满无异议的售电公司，电力交易机构应在 5 个工作日内完成注册。

(三) 完成注册的售电公司须与电力交易机构签订交易平台

使用协议，获取交易账号。

第三十二条 电力交易机构按月汇总完成注册的市场主体目录，及时报华北能源监管局、自治区电力主管部门和第三方征信机构备案。

第三节 市场退出

第三十三条 完成市场注册的电力用户，其全部电量进入市场，不再执行目录电价，不得随意退出市场。

进入市场后，既不自愿参与交易、也不向售电公司购电的电力用户，由当地电网企业提供保底供电服务。

第三十四条 自愿退出电力多边市场的市场主体，可通过电力多边市场技术支持系统提出退市申请，办理交易账号注销手续。

售电公司申请自愿退出时，应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。

第三十五条 市场主体申请自愿退市的流程如下：

（一）自愿退出市场的市场主体，应提前 30 个工作日通过电力多边市场技术支持系统提交市场注销申请。注销申请须阐明注销原因、与其他市场主体之间尚未履行完毕的交易合同（或协议）及其处理方案。

（二）电力交易机构在收到注销申请的 5 个工作日内，核实其交易结算、合同履行及交易费用缴纳等情况。

（三）满足注销条件的市场主体，通过政府指定的网站向全体市场成员发布退市公告，公示期为 10 个工作日。

（四）公示期满无异议的申请，电力交易机构在 5 个工作日内为其办理市场注销手续，注销其交易账号。

（五）电力交易机构将完成注销手续的市场主体，报自治区电力主管部门备案。

第三十六条 市场主体注销手续生效前，应继续履行未履行完毕的权利和义务，与其他市场主体产生的争议，须按市场争议处理程序解决。

第三十七条 对于拒不履行市场主体义务、违规行为情节严重或依法宣告破产、歇业的市场主体，由华北能源监管局会同自治区电力主管部门对其实施强制退出。

售电公司被强制退出时，其所有已签订但尚未履行的购售电合同可转让给其他售电公司或交由电网企业保底供电，并处理好其他相关事宜。

第三十八条 自愿退市或被强制退市的电力用户，由电网企业提供保底供电服务。

第三十九条 市场主体退出电力多边市场后，如果再次参与电力多边交易，须重新进行准入资质审核并完成市场注册。

第四十条 华北能源监管局对市场主体进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，纳入涉电严重失信企业黑名单。

第四节 信息变更

第四十一条 发生如下情况时，市场主体应向电力交易机构申请信息变更：

（一）因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致市场主体股权、经营权、营业范围发生变化的。

（二）企业更名，法人变更。

（三）发电企业关键技术参数发生变化的。

（四）企业银账号号变更。

（五）企业供电账号变更。

（六）其他注册信息变更。

第四十二条 信息变更流程如下：

（一）市场主体申请变更与市场准入资质有关的注册信息，电力交易机构在收到自治区电力主管部门的批准书后，予以修改。

（二）市场主体申请变更与市场准入资质无关的注册信息，电力交易机构在收到申请书后，将按照申请内容予以修改。

第五节 资质审核

第四十三条 自治区电力主管部门对市场主体的准入资质

实施动态监管，定期组织对特定市场主体资质进行审核。

自治区电力主管部门可委托电力市场运营机构或第三方机构实施资质审核、编制审核报告等工作。

第四十四条 市场主体须配合开展市场资质审核。资质审核不合格的市场主体，须按自治区电力主管部门要求进行整改。多次整改仍不合格的市场主体，自治区电力主管部门将依据本规则给予处罚。

第四章 交易模式及品种

第四十五条 电力多边市场交易可采用协商、集中竞价、挂牌及新能源等交易模式。

（一）协商交易指市场主体之间自愿协商交易电量（电力）、电价，签订意向协议后，经电网安全校核后形成交易结果。

（二）集中竞价交易指市场主体通过交易技术支持系统申报电量（电力）、电价，按“一一撮合”或“边际出清”原则形成满足安全约束的市场出清结果。

（三）挂牌交易指市场主体将需求电量（电力）或可供电量（电力）的数量、价格等信息对外发布，由符合摘牌要求的一方提出接受要约申请，按出清规则形成满足安全约束的市场结果。

（四）新能源交易模式指按照电网调度测算的各新能源企业发电能力，结合用电企业总购电需求，确定各新能源企业成交电

量。

第四十六条 新能源发电企业交易电量=用户企业新能源交易电量×新能源发电企业交易电量/Σ新能源发电企业交易电量

其中：新能源发电企业交易电量由电网调度机构测算确定；
用户企业新能源交易电量根据所参与的交易品种规则确定。

第四十七条 电力多边市场交易品种包括电力中长期交易和电力现货交易。

第四十八条 电力中长期交易指多年、年度、季度、月度等日以上周期的电力直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。

（一）电力直接交易。区内的发电企业与区内市场主体通过协商、集中竞价、挂牌等方式进行的中长期交易。

（二）跨省跨区交易。区内的市场主体与区外的购售电主体通过协商、集中竞价、挂牌等方式进行的中长期交易。

市场初期，仅开展东送增量的月度挂牌交易。根据市场放开进程，适时开设新的跨省跨区交易品种。

（三）合同电量转让交易。拥有合同电量（包括基数电量和市场电量）的市场主体，通过协商、竞价等方式，将全部或部分电量转让给其他市场主体的中长期交易。市场初期，暂时只开展发电企业之间的合同电量转让交易；条件成熟时，允许用户侧

采用回购等方式开展合同电量转让交易。

允许发电企业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，经电力调度机构安全校核通过后，由另一方代发部分或全部电量。

条件成熟时，允许电力用户与发电企业之间签订合同电量回购协议，电力用户因自身原因无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，调减相应发电企业后续发电计划。

第四十九条 电力现货交易指日前及日内组织的各类电力电量交易品种。现货市场初期开展日前新能源交易、日前抽蓄交易及日前深度调峰交易。

（一）日前新能源交易。网内符合准入条件的自备用电企业与新能源企业日前申报购电电价及售电电价，电网调度实时交易系统日内根据日前报价及新能源接纳情况，实时成交出清、滚动调整出力，实现弃风弃光电力与自备企业的替代发电。

（二）日前抽蓄交易。采用日前报价、实时调运、滚动调整模式，组织抽水蓄能电站与新能源企业开展的现货交易。

（三）日前深度调峰交易。具备深度调峰能力的发电企业与新能源企业，采用日前报价、实时调运、滚动调整模式开展的调峰现货交易。

电力现货交易是电力中长期交易的补充，交易结果不得转让、调整，成交后即安排物理执行。电力现货交易采用日清月结模式

结算。

第五章 价格及电量机制

第五十条 电力多边交易价格由市场主体通过自愿协商、竞价、挂牌等市场化方式确定，非因法定事由，不受第三方干预。

第五十一条 合同电量转让的交易价格为合同电量的出让价格，出让方原有合同的结算关系、结算价格保持不变，现货市场运行后，合同电量转让应明确交割点和电力曲线。

第五十二条 发电侧的上网电价按电力多边交易价格执行，用户侧的购电价格由电力多边交易价格、输配电价、线损电价、政府性基金及附加组成。

第五十三条 市场运行初期，各类交易品种均不进行增量网损计算。

第五十四条 发电企业(电厂)数据申报以机组为报价单元，风电、光伏按场(厂)按期申报。

第五十五条 为规避市场运行风险，保护市场主体合理利益，市场运行初期对部分交易品种实施限价管理。限价幅度及要求由自治区电力主管部门会同华北能源监管局发布执行。

交易限价=不含环保电价的标杆上网电价 $\times P_L$

不含环保电价的标杆上网电价为蒙西地区火电机组标杆上网电价，不包含脱硫、脱销、除尘等环保电价。 P_L 为限价系数。

第五十六条 为保障电网安全 and 市场平稳，对发电企业年度交易电量设置上限。电量上限根据以下公式确定：

次年度常规燃煤发电机组市场电量上限 = $\min(\text{次年度机组基数电量} \times K, \text{次年度最大可上网电量} - \text{次年度基数电量})$ 。

K 值为市场电量与年度基数电量比值。基数电量逐年递减至零时，不再设置 K 值。

第五十七条 P_L 、K 值经市场管理委员会讨论通过后，由自治区电力主管部门会同华北能源监管局根据电力多边市场运行情况进行发布。

第五十八条 为鼓励新增优质负荷快速落地，促进自治区产业结构优化升级，适应新增负荷与存量电厂重组运行需要。

符合电力多边市场准入条件的新增用电企业，对存量公用火电企业进行资产重组，原则上 100% 控股，可向自治区电力主管部门申请开展超长期认购协议交易。超长期认购协议交易不设价格、电量限值，且协议电量不得转让。参与超长期认购协议交易的发电企业不再参与电力多边市场其他交易品种。

第六章 电力中长期交易

第一节 通则

第五十九条 风电、光伏等新能源企业在不影响保障性收购小时数的基础上，自愿参与电力多边交易。新能源与其他类型机

组报价相同时，优先成交。

第六十条 新能源企业采用新能源交易模式参与电力中长期交易。其它发电企业采用协商、竞价或挂牌方式参与电力中长期交易。

第六十一条 市场初期，参与中长期交易的市场主体仅申报电量、电价数据。待市场完善后，按规则逐步分解合同曲线。

第六十二条 电力多边市场中长期交易结果须满足电网安全稳定运行需要，满足供热保障需要。

第六十三条 电力交易机构对市场主体申报数据的有效性进行校验，有权拒绝接受异常数据，并报华北能源监管局和自治区电力主管部门。

第二节 年度协商交易

第六十四条 年度协商交易是指按照年度组织开展的电量协商交易。年度协商交易的成交电量需分解至各月，按月执行。

第六十五条 参与年度协商交易的市场主体包括：

（一）进入市场主体目录的火电企业。

（二）进入市场主体目录的电力用户。

第六十六条 为切实维护市场主体利益，规避市场风险，对年度协商交易实施最高成交价格管理。

第六十七条 次年度协商交易在自治区电力主管部门制定蒙西电网次年度发电调控目标后第 20 个工作日的上午 9:00 开

市，中午 12:00 关闸，下午 17:00 闭市。

第六十八条 年度协商交易的组织流程为：

（一）电力交易机构通过技术支持系统发布年度协商交易相关市场公告。主要包括：

1. 电网年度用电负荷预测、年度跨区送电计划等；
2. 蒙西电网重要断面极限、重要输电设备检修计划等；
3. 各火电机组年度交易电量上、下限，各新能源企业年度交易电量上、下限；
4. 参与年度协商交易的市场主体目录；
5. 其他必要信息。

（二）市场主体经自由协商形成年度协商交易协议，并在申报期内，通过技术支持系统提交，协议信息主要包括：

1. 市场主体；
2. 交易品种；
3. 交易电量（需分解至各月）；
4. 交易价格；
5. 其他必要信息。

（三）电力交易机构通过技术支持系统汇总各类协商协议，提交电力调度机构进行安全校核。

（四）电力调度机构返回通过安全校核的交易结果，各市场主体确认成交。

（五）未通过安全校核的交易结果，各市场主体按照电网安全约束要求，协商转让交易电量。

（六）协商转让不成功或转让后仍不满足安全校核要求的交易意向不成交，相关电量进入月度市场。

第三节 月度协商交易

第六十九条 月度协商交易是指按照月度组织开展的电量协商交易。

第七十条 月度协商交易的市场主体包括：

- （一）进入市场主体目录的火电企业。
- （二）进入市场主体目录的电力用户或售电公司。

第七十一条 发电企业参与月度协商交易报价需满足市场限价要求。

第七十二条 次月度协商交易在当月 20 日上午 9:00 开市，中午 17:00 关闸，次日上午 10:00 闭市。

第七十三条 月度协商交易的组织流程为：

（一）电力交易机构通过技术支持系统发布月度协商交易相关市场公告。主要包括：

1. 电网月度用电负荷预测、新能源负荷预测、月度跨区送电计划等；
2. 蒙西电网重要断面极限、重要输电设备检修计划等；
3. 各火电机组月度交易电量上、下限，各新能源企业月度交

易电量上、下限；

4. 参与月度协商交易的市场主体目录；
5. 其他必要信息。

（二）市场主体协商形成月度交易协议，并在申报期内，通过技术支持系统提交意向协议，协议信息主要包括：

1. 市场主体；
2. 交易品种；
3. 交易电量；
4. 交易价格；
5. 其他相关信息。

（三）电力交易机构汇总各类协商协议交易意向，提交电力调度机构，由电力调度机构进行安全校核。

（四）电力调度机构返回通过安全校核的交易结果。各市场主体确认成交。

（五）未通过安全校核的交易结果，各市场主体按照电网安全约束要求，协商转让交易电量。

（六）协商转让不成功或转让后仍不满足安全校核要求的交易意向不成交，相关电量进入月度竞价交易。

第四节 月度竞价交易

第七十四条 月度竞价交易指按照月度周期组织的电量竞价交易。月度竞价交易初期开展发电侧单侧竞价。

第七十五条 月度竞价交易在月度协商交易闭市后开市交易。

第七十六条 月度竞价交易总规模由自治区经信委根据市场发展需要确定。

第七十七条 参与竞价交易的市场主体包括：

- （一）经自治区经信委认定的新增优质负荷；
- （二）以月度购电量为标准确定的小规模用电企业；
- （三）经电力多边市场管理委员会表决认定存在不规范交易行为的用电企业或售电公司；
- （四）交易电量完成率低，或连续多次未完成合同电量，用电管理能力不足的用电企业或售电公司；
- （五）准入电力多边市场的各发电企业。

第七十八条 市场初期，为确保市场平稳运行，竞价交易设置最高交易电价限值。针对新增优质负荷、小规模用电企业、存在不规范交易行为或用电管理能力不足企业可分别开展不同限价幅度的月度竞价交易。

第七十九条 为鼓励发电企业充分参与，公平竞争，竞价交易设置单一发电企业中标电量上限。

最大中标电量=竞价交易供需比×装机容量×竞价交易总购电量/参与竞价机组总容量。

市场供需比=（1+当月竞价交易申报平均电价/标杆上网电

价) $\times 0.7$;

竞价交易供需比根据市场运行情况按月调整。

竞价交易申报平均电价 = Σ (各机组申报电价 $\times$ 机组装机容量) / 参与竞价机组总容量;

存在供热保障或安全保障电量缺额的机组可不设最大中标电量限制。

第八十条 交易方式:

1. 竞价交易采用发电侧单边竞价, 边际出清方式组织。报价形式为一段式报价。发电企业按照价差由大到小顺序依次中标, 至全部竞价电量成交为止, 以最后一台中标机组报价为市场出清价格。

2. 价格相同时, 供热机组及电网安全保障机组优先中标。

3. 机组类型相同时, 按照电力多边市场同价出清公式确定中标电量:

同价出清公式: 中标电量 = 竞价电量 $\times$ (有效申购电量 $\times$ 排放系数 $\times$ 汽压系数 $\times$ 资源综合利用系数) / Σ (有效申购电量 $\times$ 排放系数 $\times$ 汽压系数 $\times$ 资源综合利用系数)

其中:

有效申购电量 = $\min$ (企业申购电量、最大中标电量、最大允许发电量)

经自治区环保部门认定的超低排放机组, 排放系数

=1+10%，其余机组排放系数=1。

根据发电企业《并网协议》，超超临界机组汽压系数=1+10%，超临界机组汽压系数=1+5%，其余机组汽压系数=1。

经自治区电力主管部门认定的资源综合利用机组资源综合利用系数=1+10%，其余机组资源综合利用系数=1。

第八十一条 价格监测

各发电企业依据自身发电成本合理报价，杜绝利用市场力操纵价格，扰乱市场。

为维护市场公平，防范恶意报价，建立竞价交易电价监测机制。设置成本波动限值：

$|\text{发电企业当月申报价差} - \text{上月申报价差}| < \text{月度发电成本波动上限（元/千瓦时）}$ 。

月度发电成本波动上限由自治区电力主管部门确定。

第八十二条 竞价交易组织流程为：

（一）电力交易机构通过技术支持系统发布月度竞价交易市场信息。主要包括：

1. 参与月度竞价交易的市场主体；
2. 月度竞价交易总规模。

（二）市场主体通过技术支持系统申报数据：

1. 发电企业申报月度售电量和售电价格；
2. 电力用户或售电公司申报月购电量。

(三)技术支持系统根据发电企业申报的月度售电量和售电价格,按照竞价交易出清规则形成市场出清结果。

(四)市场主体通过技术支持系统确认成交结果。

第八十三条 用电管理能力不足企业认定:

1.连续三个月月度交易电量完成率小于60%,或全年交易电量完成率小于70%的市场主体,经自治区电力主管部门核准后,定性为交易能力不足市场主体。

2.交易能力不足市场主体连续三个月无违约考核,自动取消定性。

第八十四条 不规范交易行为认定:

1.为规范管理,确保对不规范交易行为的认定程序公开、公平、公正,由电力多边市场管理委员会组织全体市场成员代表(初期由发电企业代表组成,每一电厂限定名额一人),采用公开申诉、公开投票方式,对存在不规范交易行为的市场主体进行表决。

2.各市场成员代表均可向市场管理委员会办公室提供公开申诉材料。

3.市场管理委员会办公室收到申诉材料后,通过电力多边市场技术支持系统公布,并组织全体发电企业代表公开表决。获得半数以上代表认定的市场主体,经自治区电力主管部门认定后,定性为存在不规范交易行为。

4.存在不规范交易行为的市场主体,须认真整改。申请取消

定性，须经全体发电企业代表再次投票，获得二分之一以上代表支持后，取消定性。

5. 各企业代表应诚实申诉，秉公投票，维护市场公平。滥用投票权或扰乱正常认定程序的代表将被取消投票资格，相关企业代表名额一并作废。

第八十五条 组织流程如下：

1. 电力交易机构通过技术支持系统公布交易行为不规范及交易能力不足市场主体名单。

2. 购电企业通过电力市场技术支持系统提交购电量。各发电企业通过技术支持系统提交售电电价、电量。

3. 技术支持系统按照二类竞价交易出清原则，计算出清结果。

4. 各市场主体确认成交。

第五节 区外电能交易

第八十六条 区外电能交易指针对跨区增量电量组织开展的挂牌交易。区外电能交易按月度组织开展。

第八十七条 区外电能交易的购电方为区外的电网企业、电力用户和售电公司等，售电方为电力多边市场各发电企业（包括新能源发电企业）。

第八十八条 区外电能交易的挂牌价格根据区外购电主体的购电价格及跨省跨区输电价格测算确定。

第八十九条 区外电能交易的组织流程如下：

（一）电力市场技术支持系统发布次年、次月区外电能挂牌交易市场信息。

（二）发电企业通过技术支持系统申报摘牌电量。

（三）区外电能挂牌交易按照以下原则进行成交：

1. 机组摘牌电量之和大于挂牌电量时，按摘牌电量比例成交；机组摘牌电量小于挂牌电量时，机组摘牌电量全部成交。

2. 成交价格为挂牌价格。

（四）市场主体通过技术支持系统确认成交结果。

第六节 长协交易

第九十条 为进一步提高蒙西地区可再生能源消纳能力，保障新能源优先发电上网，稳定市场，规避价格波动风险，针对自治区境内大型用电企业开展一年期的长协交易。

第九十一条 长协交易的交易主体包括：

（一）进入市场主体目录的发电企业。

（二）进入市场主体目录，且年用电量超过 25 亿千瓦时的用电企业。

（三）独立法人，财务独立核算，能够独立承担民事责任的经济实体，原则上在工商部门、供电企业及相关机构应按照同一法人企业登记注册及签署相关合同，经自治区电力主管部门审核认定的电力用户。

第九十二条 长协交易采用新能源火电打捆交易模式。各企业新能源、火电交易电量比例由自治区经信委根据市场运行情况确定。

新能源交易总规模由自治区电力主管部门根据蒙西电网年度新能源供给和消纳情况确定。规模剔除新能源交易总电量后为火电交易总规模。

第九十三条 对参与长协交易的用电企业，由电力交易机构根据其合同完成情况，进行月度违约考核，同时电力市场技术支持系统还将对参与长协交易的用电企业合同完成情况进行动态监测：

用电企业连续三月完成合同电量小于 1.8 亿千瓦时，电力多边市场技术支持系统将自动向其发出预警提示。

用电企业（长协交易年度最小购电量-累计完成合同电量）/（年度月数-长协已执行月数）>2.5 亿，将自动暂停企业长协交易资格。企业需向自治区电力主管部门重新提交长协准入申请，待审核通过后重新准入。

长协交易年度最小购电量=25 亿千瓦时；

年度月数=12 月。

第九十四条 长协交易的组织流程如下：

长协交易采用火电、新能源打捆交易方式。其中火电交易采用协商或竞价模式，新能源交易采用新能源交易模式。

（一）电力交易机构通过技术支持系统发布长协交易市场信息。主要包括：

1. 电网年度用电负荷预测、新能源负荷预测、年度跨区送电计划等；

2. 蒙西电网各 500kV 断面送电极限、相关 500kV 线路检修计划。重要断面极限、重要输电设备检修计划等；

3. 各火电机组长协交易电量上、下限，各新能源企业长协交易电量上、下限；各市场主体长协交易新能源、火电电量比；

4. 参与长协交易的市场主体目录；

5. 其他必要信息。

（二）首先组织火电协商交易，火电企业与电力用户通过自由协商，达成交易协议。

（三）选择竞价模式市场主体，通过技术支持系统申报电量、电价信息，按照长协竞价交易出清原则结算出清结果。

（四）长协交易新能源部分，采用新能源交易模式。电力用户通过技术支持系统提交挂牌电价、电量信息。新能源企业按照自身情况自愿选择摘牌。

（五）市场初期，为保护新能源发电企业利益，维护市场平稳，新能源发电企业参与的挂牌交易实施最低挂牌电价限值，具体限价标准由自治区电力主管部门根据新能源企业生产情况综合确定。

（六）电力交易机构汇总长协交易意向提交电力调度机构进行安全校核。

（七）通过安全校核的交易结果，各市场主体确认成交。

（八）未通过安全校核的成交结果，各市场主体根据安全校核要求协商转让交易电量。

（九）协商转让不成功或转让后仍不满足安全校核的交易意向不成交，相关电量进入月度市场。

第七节 挂牌交易

第九十五条 为提高电网新能源接纳能力，推动自治区经济结构转型升级，提升优质特色产业竞争力，针对自治区境内优质特色企业用电需求，开展月度电量挂牌交易。

第九十六条 挂牌交易采用火电、新能源打捆交易方式，火电交易采用挂牌交易模式组织，新能源交易采用新能源交易模式组织。

第九十七条 各挂牌用电企业统一按照 110kV 电力用户到户电价（以自治区政府文件为准）为目标电价，测算风火交易电量配比。

第九十八条 挂牌交易的交易主体包括：

（一）进入市场主体目录的发电企业。

（二）进入市场主体目录，经自治区电力主管部门核准符合自治区优势特色产业的电力用户。

第九十九条 为提高电网新能源接纳能力，促进拥有自备电厂的用电企业承担社会责任，针对部门满足条件的自备用电企业，可按照挂牌交易模式组织开展绿电交易。

第一百条 绿电交易的交易主体包括：

（一）进入市场主体目录的新能源发电企业。

（二）公平承担社会责任，承担与产业政策相符的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费的自备用电企业。

第一百〇一条 市场初期，为保障市场主体利益，维护市场公平，对挂牌交易摘牌电价实施限价管理。新能源企业摘牌电价不高于电力多边市场新能源交易限价幅度，火电企业摘牌电价不高于挂牌交易限价幅度。

火电企业摘牌电量不计入年度交易总电量中，不受多边市场交易电量上限约束。

第一百〇二条 挂牌交易按照低价优先原则确定成交结果。供热期，优先供热机组摘牌；非供热期，优先非供热机组摘牌。价格相同时按照如下公式确定中标电量：

中标电量=竞价电量×（有效申购电量×排放系数×汽压系数×资源综合利用系数）/Σ（有效申购电量×排放系数×汽压系数×资源综合利用系数）

其中：

有效申购电量=min（企业申购电量、装机容量×竞价交易总

购电量/参与竞价机组总容量、最大允许发电量)

经自治区环保部门认定的超低排放机组，排放系数=1+10%，其余机组排放系数=1。

根据发电企业《并网协议》，超超临界机组汽压系数=1+10%，超临界机组汽压系数=1+5%，其余机组汽压系数=1。

经自治区电力主管部门认定的资源综合利用机组资源综合利用系数=1+10%，其余机组资源综合利用系数=1。

第一百〇三条 挂牌交易的组织流程如下：

(一) 电力交易机构通过技术支持系统发布挂牌交易市场信息。

(二) 电力用户通过电力多边市场技术支持系统提交挂牌电量信息。

(三) 各火电企业、新能源发电企业自愿提交摘牌电价、电量。

(四) 电力交易技术支持系统依据挂牌交易出清原则，确定出清结果。

(五) 挂牌交易市场关闸后，电力市场技术支持系统根据挂牌交易出清原则进行出清。

(六) 各市场主体确认成交结果。

第八节 合同电量转让交易

第一百〇四条 合同电量转让交易指拥有合同电量(包括基

数电量、直接交易合同电量、跨省跨区交易合同电量)的市场主体,将全部或部分电量转让给其他市场主体的交易。

合同电量转让交易采用协商模式,以周为周期开展。

第一百〇五条 火电机组的合同电量可转让给其他火电机组或新能源发电企业;风电、光伏等新能源发电企业的合同电量只能在新能源发电企业之间转让。

第一百〇六条 合同电量转让交易不设价格限值。

第一百〇七条 合同电量转让交易分为年度转让交易、月度转让交易和周转让交易。

年度和月度转让交易在年度或月度交易闭市后、交易合同执行前开展,周转让交易由市场主体根据实际需求开展。

第一百〇八条 合同电量转让交易具体组织流程如下:

(一)电力市场技术支持系统发布合同电量转让交易市场信息。

(二)市场主体经自由协商形成合同电量转让协议,通过技术支持系统提交,协议信息主要包括:

1. 市场主体;
2. 交易电量;
3. 交割时间;
4. 交易价格;
5. 其他相关信息。

（三）电力市场技术支持系统汇总合同电量转让协议，流转至电力调度机构进行安全校核，电力调度机构在规定的时限内返回安全校核结果。

（四）市场主体确认成交结果。未通过安全校核的转让交易意向不成交。

第九节 供热保障机制

第一百〇九条 为确保电力多边市场成交结果满足供热保障需要，建立供热保障机制。鼓励发电企业优先通过自愿协商转让合同电量。经自愿协商后，仍无法满足供热保障需要时，启动供热保障机制。

第一百一十条 组织流程：

（一）电力交易机构根据各类交易结果及供热需要，测算供热缺额电量。

（二）根据测算结果，经自愿协商转让后，如仍存在供热缺额电量。可由存在富余电量的发电机组，按照成交价差由小到大顺序，依次将成交电量集中转让给存在电量缺额的供热机组，直至满足供热需要。价差相同时，按照成交电量/装机容量比例出让。

价差相同时，出让电量=供热缺额电量×(机组成交电量/机组装机容量)/ Σ （各机组成交电量/各机组装机容量）；

电力交易机构将根据转让电量数量，给予出让方调节电量补

偿。

（三）如可调节电量不足，无法满足供热转让补偿需要时，可按照当月电力多边市场最高成交价差与接纳方转让合同价差的差值，给予电量出让方经济补偿。

合同电量转让补偿费用=（当月多边市场最高成交价差-转让合同成交价差）×合同电量。

（四）电力交易机构通过技术支持系统公布供热保障交易成交结果，各市场主体确认成交。

第十节 安全保障机制

第一百一十一条 电力多边市场成交结果应满足电网安全运行需要。竞价交易、挂牌交易优先由存在电量缺额的安全保障机组成交。电力市场运营机构可根据电网断面约束，设定用电企业跨区交易总电量上限。

鼓励发电企业优先通过自愿协商转让合同电量。经自愿协商后，仍无法满足电网安全保障需要时，启动安全保障交易。

第一百一十二条 组织流程：

（一）电力交易机构根据各类交易结果及电网安全校核结果，测算电网安全保障机组缺额电量。

（二）根据测算结果，由发电企业通过自愿协商转让交易电量，满足安全保障需要。经自愿协商转让后，如仍存在安全保障缺额电量，可对存在富余电量的发电机组，按照成交价差由小到

大顺序，依次将成交电量集中转让给存在电量缺额的安全保障机组，直至满足运行需要。价差相同时，按照成交电量/装机容量比例出让。

价差相同时，出让电量=安全保障缺额电量×(机组成交电量/机组装机容量)/ Σ （各机组成交电量/各机组装机容量））；

电力交易机构将根据转让电量数量，给予出让方调节电量补偿。

（三）如可调节电量不足，无法满足安全保障电量转让补偿需要时，可按照当月电力多边市场最高成交价差与接纳方转让合同价差的差值，给予电量出让方经济补偿。

合同电量转让补偿费用=（当月多边市场最高成交价差-转让合同成交价差）×合同电量

（四）电力交易机构通过技术支持系统公布安全保障保障交易成交结果，各市场主体确认成交。

第十一节 电量互保协议

第一百一十三条 发电企业之间可以签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，由另一方代发部分或全部电量。

电量互保协议采用自由协商模式，同一发电企业可与多家发电企业签订互保协议。

第一百一十四条 电量互保协议通过双边协商方式开展，按

年度或月度提交，具体组织流程如下：

（一）市场主体经自由协商形成电量互保协议，通过技术支持系统提交，协议信息主要包括：

1. 市场主体；
2. 互保价格；
3. 互保情形；
4. 协议有效时间；
5. 其他相关信息。

（二）电力交易机构通过电力市场技术支持系统按年度和月度汇总电量互保协议，编制互保列表，统一提交至电力调度机构。

（三）当发生互保协议所规定的情形时，电力交易机构将互保电量报送至电力调度机构进行安全校核，调度机构根据安全校核结果另一方代发剩余全部或部分电量。

（四）电力调度机构将实际执行的互保电量信息反馈至电力交易机构。

第七章 电力现货交易

第一节 通则

第一百一十五条 电力多边市场现货交易包括日前交易和实时交易。市场初期，日前交易仅开展日前新能源交易、日前深

度调峰交易和日前抽蓄交易。实时交易规则另行制定。

第二节 日前新能源交易

第一百一十六条 为进一步提高电网可再生能源消纳能力，实现新能源替代发电，开展日前新能源交易。

第一百一十七条 日前新能源交易采用“日前竞价、实时调运、滚动调整”模式组织。

第一百一十八条 日前新能源交易分为日前报价、实时调运、事后结算三个阶段，交易中心负责日前报价及事后结算工作。调控中心负责依据电网运行需要及日前报价信息，调整新能源及自备电厂出力，保证电网实时平衡及交易执行。

第一百一十九条 日前新能源交易的交易主体包括：

- （一）进入市场主体目录的自备用电企业。
- （二）进入市场主体目录的新能源企业。

第一百二十条 日前报价：

- 1、日前自备用电企业通过电力多边市场技术支持系统申报次日新能源交易最大购电电力（兆瓦）及购电电价（元/兆瓦时）。
- 2、各新能源企业通过电力多边市场技术支持系统申报售电电价（元/兆瓦时）及最大售电电力（兆瓦）。
- 3、电力交易中心负责汇总日前新能源交易报价结果。电力调控中心新能源处负责对日前申报结果进行安全校核。

第一百二十一条 实时调运：

1. 电网实时运行过程中，如因接纳能力不足新能源出力受限时，实时交易系统将按照日前报价结果及自备用电企业可调出力，实时计算成交电力，滚动调整相关新能源企业与自备电厂出力。

2. 实时交易系统每 5 分钟采集电网运行数据（负荷数据、东送潮流数据、各新能源企业弃风弃光电力数据及各自备用电企业可调出力数据等），按照低价优先原则计算实时交易电力，滚动调整自备发电及新能源企业出力；

低价优先原则：各新能源企业按照售电电价由低到高顺序排序，各自备用电企业按照购电电价由高到低顺序排序。价格相同时，可按照电网调度预先设定的优先级排序。售电电价低于购电电价的新能源企业与自备企业依次成交。售电电价高于购电电价时不成交。每周期最后一对中标企业报价的算数平均值为该周期系统实时电价。

第一百二十二条 日清月结：

日前新能源交易的结算按照日清月结流程组织。根据自备企业用网电力曲线（初期可暂用电网调度数据代替）、新能源企业发电曲线及实时交易系统指令曲线，按照等比例结算模式，每日编制交易清算单。

调控中心汇总数据：参与新能源交易的自备电厂 96 点发电电力曲线及购网电力曲线数据；相关新能源企业 96 点发电电力

曲线及上网电量曲线数据；实时交易系统 96 点指令曲线数据。

相关供电单位汇总数据：自备用电企业 96 点购网电量曲线数据（初期，可暂由调度自动化系统数据代替）。

第一百二十三条 日前新能源交易的组织流程如下：

1. 每日 9:00 至 12:00，参与日前新能源交易的自备用电企业，通过电力多边市场技术支持系统申报次日购电电价（元/兆瓦）及最大购电电力（兆瓦），初期购电电价暂按一段式报价；

2. 9:00 至 12:00，各新能源企业通过技术支持系统申报次日售电电价（元/兆瓦）及最大售电电力（兆瓦），初期售电电价暂按一段式报价；

3. 12:00 至 15:00，电力交易中心汇总日前申报结果，流转至电力调控中心新能源处。电力调控中心新能源处对申报数据进行安全校核，并将校核结果返回电力交易中心；

4. 15:00 至 17:00，电力交易中心向相关企业公布安全校核后的申报数据，各相关企业通过技术支持系统确认结果；

5. 17:00 至 17:30，电力交易中心将确认后的申报结果流转电力调控中心，电力调控中心将日前申报结果封存入实时交易系统；

6. 第二日 00:00 至 24:00，电力调控中心实时交易系统根据电网运行情况及新能源消纳需求，滚动计算，实时调整新能源企业与自备企业发电出力；

7. 第三日 08:00 至 12:00, 根据前一日新能源交易情况, 进行每日清算。电力调控中心汇总自备用电企业及新能源企业实时交易及运行数据; 各供电单位汇总自备用电企业实时交易及运行数据; 电力交易中心汇总日前报价数据, 编制日清算单。

8. 月度结算, 电力交易中心汇总月内各日实时交易清算结果, 编制月度结算单。按照电力多边市场月度结算流程完成结算。

第三节 日前深度调峰交易

第一百二十四条 为进一步提高电网可再生能源消纳能力, 实现新能源替代火电机组发电, 开展日前深度调峰交易。

第一百二十五条 日前深度调峰交易采用“日前报价、实时调运、滚动调整”模式组织。

第一百二十六条 日前火电交易的交易主体包括:

(一) 进入市场主体目录, 经电网调度确认具备深度调峰能力的公用火电企业。

(二) 进入市场主体目录的新能源企业。

第一百二十七条 日前深度调峰交易与日前新能源交易一同报价并封存, 由实时交易系统联合出清, 次日清算。

第四节 日前抽蓄交易

第一百二十八条 为充分发掘抽水蓄能机组调峰潜能, 减少弃风、弃光, 针对抽蓄电站抽水用电负荷开展日前抽蓄交易。

第一百二十九条 日前抽蓄交易参照日前新能源与日前深

度调峰交易，采用“日前竞价、实时调运、滚动调整”模式组织实施。

第一百三十条 日前抽蓄交易的交易主体包括：

（一）进入市场主体目录的抽水蓄能电站。

（二）进入市场主体目录的新能源企业。

第一百三十一条 日前抽蓄交易与日前新能源交易、日前深度调峰交易一同报价并封存，由实时交易系统联合出清，次日清算。

第八章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第一百三十二条 电力调度机构负责对各类多边市场交易进行安全校核。通过安全校核的交易，电力调度机构有义务确保交易按计划执行。

第一百三十三条 电力调度机构在各类市场交易开始前，应按规定提供电网关键断面输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构通过交易公告予以公布。《电力多边市场信息披露管理办法》另行制定。

第一百三十四条 电力调度机构负责多边市场交易结果的安全校核。安全校核未通过时，调控中心负责出具说明，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第二节 计划编制及执行

第一百三十五条 电力交易机构根据年度交易、季度交易的月度分解电量、各类月度交易及日前现货交易的成交结果，编制发电企业的交易计划。电力调度机构依据交易计划，合理安排电网运行方式并确保交易计划在允许偏差范围内执行。

第一百三十六条 电力调度机构依据月度发电计划执行情况及日前现货交易情况等信息，编制日前发电计划，并于每日 17:30 前向相关市场主体发布。

第一百三十七条 电力交易机构每日跟踪和公布交易计划执行进度情况。市场主体对交易计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明，由电力交易机构向相关市场主体公布。

第九章 计量与结算

第一节 计量

第一百三十八条 电力交易电量电费结算采用电能计量系统数据。

第一百三十九条 市场主体必须具备计量数据远传功能，具备五分钟周期和十五分钟周期抄表能力，电量数据须稳定、准确、完整上传，保障交易业务正常开展。

第二节 结算原则

第一百四十条 电力多边市场需根据实际运行选择合适的

交易电量电费结算方案。

第一百四十一条 电力交易结算周期参照电网企业结算上网电量周期。

第一百四十二条 电力交易中心根据交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭证，由电网企业提供电费结算服务。

第一百四十三条 中长期交易采用月清月结机制；日前及现货交易原则上采用日清月结机制。

第一百四十四条 电量电费结算流程如下：

（一）中长期交易电量电费结算

1. 电网企业相关部门提供市场成员信息及用网电量、上网电量等数据，由电力市场技术支持系统按月自动汇总。

2. 电力交易中心根据结算规则编制月度结算凭证。

（二）现货交易电量电费结算

1. 电网企业相关部门提供市场成员信息及发电负荷、上网负荷、发电电量、上网电量、用网负荷、用网电量、日内发电计划等曲线数据，由电力市场技术支持系统按设定周期自动汇总。

2. 电力交易中心依据结算规则进行日清算，并对日清算结果进行统计汇总，编制月度结算凭证。

（三）结算凭证由内蒙古电力公司资产财务部、市场营销部进行相应结算。

第三节 偏差电量

第一百四十五条 发电企业上网电量或用电企业用网电量与合同电量上限之间的差值为合同偏差电量，差值为正时为正合同偏差电量，差值为负时为负合同偏差电量。

合同电量上限=成交电量 $\times L_{en}$

上式中， L_{en} 为用电企业鼓励生产系数，由自治区电力主管部门会同华北监管局确定，按年度发布。初期暂定： $L_{en}=1.05$ 。

第一百四十六条 月度发电计划经电力调控中心执行完毕后，先根据用电企业的用网电量和合同偏差电量结算用电企业的交易电量电费和市场考核电费，再根据发电企业的上网电量、合同偏差电量、互保协议和发用负偏差电量结算发电企业的交易电量电费和市场考核补偿电费。

第一百四十七条 为保证发供电量平衡，发电企业发用负偏差电量需选择合适的处理与分配方式，目前包括滚动结算，等比例分配结算两种方式。等比例分配具体结算办法另行制订。

第四节 用电企业交易电量电费结算

第一百四十八条 用电企业交易电量只结算电度电费。

第一百四十九条 偏差电量滚动结算公式为：

用电企业交易电量电费=合同上限电量电费+用电企业负合同偏差电量电费+用电企业正合同偏差考核电费+用电企业负合同偏差考核电费+滚动电量电费

其中：

1. 合同上限电量电费=合同电量上限×成交价格
2. 用电企业负合同偏差电量电费=用电企业负合同偏差电量×成交价格
3. 用电企业正合同偏差考核电费= $|(\text{用网电量}-\text{合同电量上限})\times\text{成交价格}| \times L_{t1}$
4. 用电企业负合同偏差考核电费= $|(\text{用网电量}-\text{成交电量} \times L_t) \times \text{成交价格}| \times L_{t2}$ ($\text{用网电量}-\text{成交电量} \times L_t < 0$)
5. 滚动电量电费=滚动电量×成交价格

上式中， L_t 、 L_{t1} 、 L_{t2} 为用电企业违约考核系数，由自治区电力主管部门会同华北监管局确定，按年度发布。初期暂定： $L_t = 0.95$ ； $L_{t1} = 0$ ； $L_{t2} = 0.5$ 。

第一百五十条 偏差电量等比例分配结算公式为：

用电企业交易电量电费=合同上限电量电费+用电企业负合同偏差电量电费+用电企业正合同偏差考核电费+用电企业负合同偏差考核电费

其中：

1. 合同上限电量电费=合同电量上限×成交价格
2. 用电企业负合同偏差电量电费=用电企业负合同偏差电量×成交价格
3. 用电企业正合同偏差考核电费= $|(\text{用网电量}-\text{合同电量上$

限) × 成交价格 $| \times L_{t1}$

4. 用电企业负合同偏差考核电费= $|$ (用网电量-成交电量 × L_t) × 成交价格 $| \times L_{t2}$ (用网电量-成交电量 × $L_t < 0$)

上式中, L_t 、 L_{t1} 、 L_{t2} 为用电企业违约考核系数,由自治区电力主管部门会同华北监管局确定,按年度发布。初期暂定: $L_t = 0.95$; $L_{t1} = 0$; $L_{t2} = 0.5$ 。

第一百五十一条 发生下列情况,应对用电企业偏差考核电量予以免全部考核。

(一)供电设备故障等电网原因造成用电企业产生偏差考核电量的。

(二)因国家政策调整,迫使用电企业减产、停产产生偏差考核电量的。

(三)因不可抗力造成用电企业减产、停产产生偏差考核电量的。

第一百五十二条 发生下列情况,应对用电企业偏差考核电量予以免部分考核。

用电企业因用电设备故障、临时检修等自身原因产生偏差考核电量的,可给予免部分考核,初期暂定免部分考核电量上限=月度平台成交电量 × 0.2/次,全年免部分考核次数不得超过2次。

第一百五十三条 含有自备电厂的用电企业,应加强其自备电厂调节能力,优先完成交易电量。除电网原因外,不予免考核。

第一百五十四条 用电企业办理免考核流程：向盟市电力管理部门和盟市供电单位提出申请，经初审确认后，由盟市电力管理部门统一汇总并报自治区电力管理部门审定确认后执行。

第五节 发电企业交易电量电费结算

第一百五十五条 偏差电量滚动结算公式为：

发电企业交易电量电费=合同上限电量电费+发电企业负合同偏差电量电费+用电企业正合同偏差补偿电费+用电企业负合同偏差补偿电费+互保电量电费+滚动电量电费

其中：

1. 合同上限电量电费=合同电量上限×成交价格
2. 发电企业负合同偏差电量电费=发电企业负合同偏差电量×成交价格
3. 用电企业正偏差补偿电费=用电企业正偏差考核电费
4. 用电企业负偏差补偿电费=用电企业负偏差考核电费
5. 互保电量电费=互保电量×成交价格
6. 滚动电量电费=滚动电量×成交价格

第一百五十六条 偏差电量等比例分配结算公式为：

发电企业交易电量电费=合同上限电量电费+发电企业负合同偏差电量电费+用电企业正合同偏差补偿电费+用电企业负合同偏差补偿电费+互保电量电费+等比例分配电量电费

其中：

1. 合同上限电量电费=合同电量上限×成交价格
2. 发电企业负合同偏差电量电费=发电企业负合同偏差电量×成交价格
3. 用电企业正偏差补偿电费=用电企业正偏差考核电费
4. 用电企业负偏差补偿电费=用电企业负偏差考核电费
5. 互保电量电费=互保电量×成交价格
6. 等比例分配电量电费=等比例分配电量×偏差价格

第十章 市场信息

第一百五十七条 电力市场运营机构负责电力多边市场信息的管理和发布。各市场成员均须按照相应职责范围，及时、准确的向电力市场运营机构提供相关市场信息。华北能源监管局对信息提供与发布实施监督管理。

第一百五十八条 电力多边市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指电力多边市场向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指应向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指仅特定市场主体有权访问且不得向其它市场主体公布的数据和信息。

第一百五十九条 华北能源监管局会同自治区电力主管部门确定各类信息的内容、发布期限、发布方式。

第一百六十条 华北能源监管局、自治区电力主管部门、各

类市场成员应切实履行保密义务，不得泄露影响公平竞争的市场信息。

第十一章 市场干预

第一百六十一条 当出现以下情况时，华北能源监管局会同自治区电力主管部门可对市场进行干预，暂停多边市场交易。

（一）多边市场未按照规则运行和管理的。

（二）多边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）多边市场发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。

（四）多边市场技术支持系统、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正常进行的。

（五）因不可抗力导致多边市场交易不能正常开展的。

（六）多边市场发生严重异常情况的。

第一百六十二条 电力多边市场干预手段包括：

（一）暂停市场。

（二）暂停特定交易品种。

（三）限制交易电量规模。

（四）限定交易主体范围。

（五）限制成交电价范围。

（六）其他干预手段。

第一百六十三条 当系统面临严重供不应求或出现重大自然灾害、突发事件时，自治区电力主管部门、华北能源监管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。

第一百六十四条 特殊情况下，电力市场运营机构可以进行市场干预。市场干预期间，电力市场运营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，并报华北能源监管局和自治区电力主管部门备案。

第一百六十五条 华北能源监管局或自治区电力主管部门对电力多边市场进行干预时，应及时向市场主体发市场干预相关信息，通告市场干预的原因、内容和持续时间。

第一百六十六条 当电力多边市场恢复至可正常开展交易时，华北能源监管局应及时会同自治区电力主管部门取消市场干预，并向市场主体发布市场恢复的信息。

第十二章 市场纠纷及违规处理

第一节 市场纠纷

第一百六十七条 本规则所称市场纠纷特指市场成员之间的下列争议：

（一）对市场主体准入、退出、暂停交易的争议。

（二）对市场主体违规处罚的争议。

（三）对市场成员权利行使和义务履行的争议。

（四）对市场交易组织、计量、结算、考核及费用收取、使用的争议。

（五）对市场信息披露的争议。

（六）对市场干预的争议。

（七）对市场监管的争议。

（八）其他有关电力多边交易的争议。

第一百六十八条 发生市场纠纷时，按照国家有关法律法规及华北能源监管局相关规章处理，具体方式有：

（一）协商解决。

（二）申请调解或裁决。

（三）申请仲裁。

（四）司法诉讼。

第一百六十九条 发生市场纠纷后，经当事双方自行协商无法解决的，可提请市场运营机构协调解决。电力市场运营机构按照本规则及相关法律法规，本着实事求是原则，充分考虑各方诉求，提出争议解决办法。如当事双方不认可，可向自治区电力主管部门或华北能源监管局提请解决。通过以上方式仍无法解决的市场争议，当事市场成员可依法或协议向司法部门或仲裁机构提请解决。

第二节 违规处理

第一百七十条 市场成员拒不遵守本规则，扰乱市场秩序的，由华北能源监管局、自治区电力主管部门按照各自职能范围，依据违规情节严重程度，采取警告、暂停交易资格、强制退出电力多边市场等措施。

第一百七十一条 华北能源监管局、自治区电力主管部门认定市场主体存在违规行为，向市场主体下达违规处理意见书，并向全体市场成员公示。相关市场主体对违规处理意见书有异议的，可向自治区电力主管部门或华北能源监管局提出申诉。

第一百七十二条 市场主体发生违规行为被暂停交易的，经整改合格后，由华北能源监管局或自治区电力主管部门下发撤销处罚意见书，恢复其交易资格。

第一百七十三条 华北能源监管局负责市场违规处理的监督管理。自治区电力主管部门下达的违规处理意见书须报华北能源监管局备案。

第十三章 市场监管

第一百七十四条 电力监管机构根据《电力监管条例》和有关法律法规，依法对市场成员及其市场行为实施监管，保证市场公开、公平、公正。具体办法另行制定。

第一百七十五条 市场监管包含但不限于下列情况：

- (一) 电力系统安全稳定运行情况。
- (二) 电力多边市场交易组织实施及信息披露情况。
- (三) 市场成员行为依法合规情况。
- (四) 交易费用收支情况。

第一百七十六条 所有市场成员均可通过匿名或公开方式，向华北能源监管局提出举报或投诉请求。

第一百七十七条 针对电力多边市场各类违规情况，华北能源监管局依据相关法律法规进行处理。

第十四章 信用体系

第一百七十八条 为维护电力市场正常秩序，保障电力市场健康发展，逐步建立电力多边市场信用评价体系，对市场主体参与多边交易过程中的诚信情况进行考核和评价。具体办法另行制定。

第一百七十九条 现阶段暂由电力交易机构负责市场主体信用体系的建设管理工作；条件成熟时，可由专业的第三方信用评级机构负责市场主体的信用评价工作。

第一百八十条 电力交易机构负责定期披露市场主体的信用信息。

第十五章 规则修订

第一百八十一条 市场成员、自治区电力主管部门、华北能源监管局均有权提出规则修订建议。规则修订程序如下：

（一）市场成员、自治区电力主管部门、华北能源监管局任何一方提出规则修订建议。

（二）电力市场管理委员会讨论研究规则修订必要性。

（三）规则修订必要性经确定后，由自治区电力主管部门组织实施修订工作。

（四）规则修订稿经电力市场管理委员会表决通过，送交华北能源监管局审核后，由自治区电力主管部门及华北能源监管局共同发布实施。

（五）自治区电力主管部门和华北能源监管局可以对电力市场管理委员会的审议结果行使否决权。

第一百八十二条 出现紧急情况时，电力交易机构可向自治区电力主管部门、华北能源监管局申请制定本规则的临时条款，经电力市场管理委员会审议通过后，由电力交易机构发布临时条款，并向市场主体说明制定临时条款的理由。

第一百八十三条 临时条款一经发布立即生效，与临时条款相抵触的原条款暂时失效。

第十六章 附则

第一百八十四条 本规则由华北能源监管局负责解释。

第一百八十五条 本规则自发布之日起施行。

附件：名词解释

1. 优先发电

优先发电指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量。

2. 优先购电

优先购电是指按照政府定价优先购买电力电量。优先购电用户在编制有序用电方案时列入优先保障序列，原则上不参与限电，初期不参与市场竞争。

3. 保障性收购小时数

保障性收购小时数指国家电力主管部门针对存在弃风、弃光问题的地区，综合考虑电力系统消纳能力和新能源合理收益，为规划内的风电、光伏发电核定的最低保障收购年利用小时数。

保障性收购小时数以内的电量以最高优先等级优先发电，由电网企业按标杆上网电价结算；超出保障性收购小时数的电量，通过市场交易方式消纳，按市场价格结算。

4. 基数电量

基数电量指根据地方电力主管部门确定的规则分配给电厂、按照国家价格主管部门批复价格进行结算的上网电量。基数电量由电网企业与发电企业签订厂网间购售电合同。

5. 保底供电服务

保底供电服务指已经进入市场的电力用户自愿或被强制退出市场后，由当地电网企业提供的保障性供电服务。保底供电价

格不再执行目录电价，一般高于市场价格，具体价格水平另行确定。

6. 电力中长期交易

电力中长期交易指多年、年度、季度、月度、周等日以上周期的电力直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。

基数电量现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入电力中长期交易范畴。

7. 电力现货交易

国外成熟电力市场中，对于电力现货市场的具体定义不尽相同，电力现货交易一般指在日前、日内或实时开展的分时段竞价交易。

8. 双边竞价

双边竞价交易指由交易双方按照需求，通过交易技术支持系统分别申报买电和卖电的价格、数量等信息，根据双边竞价出清规则形成满足安全约束的市场出清结果。

9. 单边竞价

单边竞价交易指仅由交易一方按照需求，通过交易技术支持系统申报买电或卖电的价格、数量等信息，依据单边竞价出清规则形成满足安全约束的市场出清结果。

10. 高低匹配

高低匹配指双边竞价交易中，根据买方和卖方的报价，先将最高的买价与最低的卖价进行比较，若买价高于卖价则匹配成

交；再在剩余未匹配的买卖交易中，按以上同样的方法进行交易匹配，直到无报价可比或最高买价低于最低卖价为止。对于匹配成交的交易，根据买卖双方的报价确定该对交易的出清价格（如买方和卖方报价的平均值）。

11. 边际出清

边际出清指双边竞价交易中，按照买电价格由高到低排序形成买电序列，按照卖电价格由低到高排序形成卖电序列，以买电序列和卖电序列交叉点确定的价格作为市场统一出清价格，所有中标的买电和卖电报价均按统一出清价格结算。

12. 实物合同

实物合同是指合同所约定的电力、电量需要在规定的关闸时间前提交至电力调度机构，纳入市场主体的发用电计划，进行实际交割。

13. 差价合同

差价合同是指为规避现货市场价格波动引起过大金融风险，交易双方以事先敲定的合同价格与合同交割时的现货价格之差为基础签订的一种金融性合同。差价合同仅作为结算依据，不需要实物交割，不影响调度运行。

14. 交易曲线

交易曲线指交易双方在电力中长期合同中约定的每日各时段的发用电曲线。实物合同的交易曲线需要在规定的关闸时间前提交至电力调度机构予以执行。

15. 交易计划

交易计划指各市场主体在某一时间周期内（如年度、月度、周等）的交易电量执行计划。交易计划由电力交易机构根据市场主体各类交易的成交结果进行编制，提交至电力调度机构予以执行。

16. 发电计划

发电计划指电力调度机构根据负荷预测，结合各机组的启停状态、出力特性、合同电量完成进度和电网运行约束等，在满足功率平衡的前提下，提前编制的各机组的启停计划及各时段出力计划。

17. 以热定电

以热定电是指热电联供电厂（热电厂）根据热负荷的实际需要，为确保供热安全所必需的发电量。

18. 偏差电量

偏差电量是指市场主体在某一时间周期内实际发用电量与合同约定电量之间的偏差。电力现货市场建立前，主要按月度考核偏差电量；电力现货市场建立后，按时段考核偏差电量。

抄送：国家能源局市场监管司，内蒙古自治区经济和信息化委员会、
内蒙古自治区发展和改革委员会。

华北能源监管局综合处

2017年10月30日印发