国家能源局东北监管局
吉林省能源局
吉林省物价局
文件

东北监能市场〔2017〕197号

国家能源局东北监管局 吉林省能源局 吉林省物价局关于印发《吉林省电力中长期交易规则（暂行）》的通知

国网吉林省电力有限公司，吉林电力交易中心有限公司，各有关发电企业、电力用户、售电公司：

为贯彻落实《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）及其配套文件精神，加快推进吉林省电力市场建设，规范电力中长期交易行为，根据《国家发改委、国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则（暂

行）>的通知》（发改能源〔2016〕2784 号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意吉林省开展售电侧改革试点的复函》（发改经体〔2016〕2236 号）和有关法规规定，我们制定了《吉林省电力中长期交易规则（暂行）》，经充分征求意见，现印发给你们。本规则于 2018 年 1 月 1 日起施行，请遵照执行，如有重大问题请及时报告。

附　件：吉林省电力中长期交易规则（暂行）

国家能源局东北监管局　　吉林省能源局

吉林省物价局

2017 年 11 月 29 日

抄送：国家发改委，国家能源局

国家能源局东北监管局　　2017 年 11 月 29 日印发

附件

吉林省电力中长期交易规则（暂行）

第一章 总则

第一条 为规范吉林省电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，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（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意吉林省开展售电侧改革试点的复函》（发改经体〔2016〕2236号）精神，结合吉林省电网运行和电力市场实际情况制定本规则。

第二条 本规则适用于吉林省电力直接交易、合同电量转让交易。电力辅助服务交易执行东北电力辅助服务市场运营规则，跨省跨区交易执行东北区域省间电能交易办法。

第三条 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、电力用户、售电公司等市场主体，通过自主协商、集中竞价、挂牌等市场化方式，开展的多年、年、季、月等日以上的电力交易。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，

不得相互串通、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 国家能源局东北监管局（以下简称“东北能源监管局”）会同吉林省能源局（以下简称“省能源局”）、吉林省物价局（以下简称“省物价局”）依法履行电力中长期交易监管职责，省能源局会同东北能源监管局组织开展电力中长期交易。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、电力用户、售电公司、电网企业、电力交易机构和电力调度机构等。

第七条 市场成员的权利和义务：

（一）发电企业：

1.按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；

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；

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.法律法规规定的其他权利和义务。

（二）电力用户、售电公司：

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，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

2.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、政府性基金及附加等；

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）按调度机构要求安排用电；

5.遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

6.法律法规规定的其他权利和义务。

（三）电网企业：

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，代收代付电费和政府性基金及附加等；

6.预测并确定优先购电用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同；

7.按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

8.按规定披露和提供信息；

9.法律法规规定的其他权利和义务。

（四）电力交易机构：

1.组织各类交易，负责交易平台建设与运维；

2.拟定相应电力交易实施细则；

3.编制交易计划；

4.负责市场主体的注册管理；

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

6.监测和分析市场运行情况；

7.建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统；

8.组织市场主体签订电力交易合同并进行汇总管理；

9.配合东北能源监管局、省能源局、省物价局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.法律法规规定的其他权利和义务。

（五）电力调度机构：

1.负责安全校核；

2.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；

3.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；

4.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）；

5.按规定披露和提供电网运行的相关信息；

6.法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入、注册、变更与退出

第八条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电公司，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可以参与相应电力交易。

第九条 准入原则与要求

电力中长期交易实行市场准入制。发电企业、电力用户、售电公司准入资格按照政府有关规定执行，省能源局会同东北能源监管局联合确定准入企业名单并印发准入文件。电力交易机构按照准入文件组织获得准入资格的发电企业、电力用户和售电公司进行市场登记注册。

第十条 电力中长期交易的市场准入条件：

（一）发电企业准入条件

1.依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；

2.符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求；

3.并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的市场主体参与市场交易。

（二）电力用户准入条件

1. 电压等级在10千伏及以上电力用户（电能清洁供暖用户可以适当放宽）；

2.符合国家和地方产业政策及节能环保要求，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与，鼓励优先购电的企业和电力用户自愿进入市场；

3.拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费，其外购电量部分可参加电力交易；

4.符合电网接入规范，满足电网安全技术要求。

（三）售电公司准入条件按照有关规定执行，建立售电公司履约保函相关机制。

第十一条 市场主体注册

进入准入企业名单的市场主体均需在电力交易机构进行市场注册。市场主体提交全部所需材料经电力交易机构审

查合格并经公示后，电力交易机构在10个工作日内完成注册工作。市场主体提交资料不全或不符合要求时，电力交易机构应一次性告知所有问题。电力交易机构对已注册的发电企业、电力用户和售电公司的名单、联系方式等相关信息进行公布。

第十二条 市场主体注册时应提交以下资料：

（一）发电企业：企业基本信息、交易员信息、项目核准文件、发电业务许可证、机组详细技术参数等。

（二）电力用户：企业基本信息、交易员信息、生产规模等生产基础信息，报装容量(最大需量)、电压等级、年用电量、年用电负荷、用电负荷率等用电技术信息。

（三）售电公司：营业执照、法人代表、资产证明、交易员信息、经营场所等基本信息和银行账户等信息。

第十三条 市场主体变更原则与条件

（一）已注册的发电企业、电力用户（或售电公司）发生新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致其股权、经营权、营业范围发生变化时，需进行注册变更。

（二）未导致股权、经营权、营业范围发生变化的发电企业、电力用户（或售电公司）发生扩建和更名，需要通过运营系统变更注册，电力交易机构将以上变更情况报省能源局、省物价局和东北能源监管局备案。

第十四条 市场主体变更注册或者撤销注册，应当按照本规则的规定，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。当已完成注册的市场主体不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构履行公示程序并报省能源局、省物价局、东北能源监管局核实后，在交易平台上取消其进行中长期交易注册资格。

第十五条 市场主体退出原则与条件

（一）发生以下情况时市场成员可申请退出市场：

1.外部形势发生变化或自身条件发生变化，已不满足准入条件；

2.不愿意继续参与市场交易。

（二）市场成员退出市场需向省能源局、省物价局、东北能源监管局提出申请，并提供以下资料：

1.退出市场的原因；

2.合同履行情况和未完成合同的处理办法；

3.与其他市场成员的债权和债务关系。

（三）发电企业、电力用户（或售电公司）获得批准退出后，电力交易机构负责为其办理市场主体注销手续，并向社会进行公示。

第十六条 对于违反电力市场相关规则的市场主体，依据相关规定，给予强制退出处罚。市场主体退出市场或被列入黑名单的，原则上3年内不得参与电力市场交易。退出市场的主体由交易机构在目录中删除，并在取消注册后向社会公示。

第十七条 市场主体被强制退出市场或自愿退出市场

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，电力调度机构不再继续执行涉及的合同电量，被强制退出的记入诚信档案。

第十八条 现阶段，参与直接交易的电力用户可按用电量的一定比例参与市场交易，根据吉林省发用电计划放开逐步扩展至全电量参与，逐步取消目录电价。参与直接交易的电力用户不得随意退出市场。

第十九条 电力用户选择以下两种方式之一参与市场交易：

(一)与发电企业开展双边协商交易、直接参与集中竞价交易、挂牌交易。

(二)通过售电公司代理购电。

第二十条 选择售电公司代理交易的用户只能由一家售电公司代理，除售电公司退出、倒闭等特殊情况外，同一自然年内不得变更代理关系，与原有售电公司代理协议终止后方可签订新的代理协议。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十一条 交易品种包括电力直接交易、合同电量转让交易等。

跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易；跨省跨区交易按照《东北区域省间电能交易办法》等有关规定在东北电力交易平台开展。

合同电量转让交易主要包括优先发电合同、基数电量合

同、直接交易合同、跨省跨区交易合同、关停机组电量合同等转让交易。

第二十二条 电力中长期交易主要按照年度和月度开展。有特殊需求的，也可以按照年度以上、季度等周期开展交易。原则上，年度交易规模应达到全年交易总规模的80%以上。

第二十三条 同一投资主体(含关联企业)所属的售电公司，年度、月度集中竞价交易申报电量不应超过当次交易总电量的10%。

第二十四条 市场主体每个申报电量不得低于10兆瓦时，申报电价精确到0.1元/兆瓦时，电价含税。

第二十五条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行。

第二十六条 双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，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。

（一）发电企业和电力用户（售电公司）通过自主协商形成双边交易申报单，申报单内容包括交易电量、交易电价、交易时段及分月计划等，在交易申报有效期内提交到电力交易平台。

（二）如果申报的总量小于或等于当期交易规模，确认交易。如果申报的总量超过当期交易规模，其成交电量按申报总电量与当期交易规模之比等比例缩减。

（三）交易平台最终确认的成交电量经电力调度机构安

全校核后，由电力交易机构发布最终交易结果。

第二十七条 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、成交电量与成交价格等；条件具备时，可按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价。

（一）发电企业、电力用户（售电公司）在规定时限内将交易电量、电价的申报到交易平台。

（二）发电企业申报交易数据口径为上网侧，电力用户（售电公司）申报交易数据口径为用电侧。

（三）交易分轮次开展，但不超过 3 轮；每轮次双方可多段报价，但不得超过 3 段。

（四）电力用户（售电公司）按其分段申报电价扣除对应的输配电价、政府性基金及附加后（折算到发电上网口径）从高到低排序，发电方按其分段申报电价从低到高排序。

（五）按照双方申报价格的排序，计算电力用户（售电公司）折算到发电上网口径的申报电价（剔除输配电价、政府性基金及附加后）与发电企业申报电价之间的价差。

（六）双方按照价差从大到小顺序匹配成交，直至一方电量全部成交或者价差为零。成交价格为扣除输配电价、政府性基金及附加后的电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格，即

成交价格=（电力用户（售电公司）申报电价-输配电价

-政府性基金及附加+发电企业申报电价）/2

（七）报价相同的发电企业，且总电量超过用户交易电量时，参照挂牌交易分配方式，在考虑容量及环保系数后按容量分配。每轮次集中竞价交易结果经安全校核后，由交易平台发布交易匹配成功企业名单及其交易价格、交易电量等信息。

第二十八条 挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供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，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。挂牌交易分为电力用户（售电公司）挂牌交易和发电企业挂牌交易两种方式。

（一）电力用户（售电公司）挂牌交易

1.有交易意向的电力用户（售电公司）向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

2.年度及以上挂牌交易每次挂牌不超过3轮，季度及以下挂牌交易每次挂牌不超过2轮。

3.在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起止时间、交易执行时段、交易电量、交易电价、输配电价、损耗、各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量），挂牌交易相关的发电机组容量系数、脱硝系数、脱硫系数等信息予以发布。

4.发电企业向交易平台申报申购电量和容量。

5.当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成

交；当申购总电量大于需求电量时，按各发电企业的申购容量及其权重系数进行计算。每申报单元中标的计算公式为：

中标电量=挂牌电量×（申购容量×容量系数×脱硝系数×脱硫系数×除尘系数×超净排放系数／（∑申购容量×容量系数×脱硝系数×脱硫系数×除尘系数×超净排放系数））

如申报单元中标电量大于其申购电量时，按申购电量成交。扣除该单元中标电量及申报容量后，其它单元按上述公式重新计算。

6.权重系数设置的目的是鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排。权重系数的设置规定如下：

容量系数：30万级（含低于30万）机组容量权数为1，30万级机组基础上每增加10万容量权重系数增加5%。即50万级机组以其申购电量提高10%后进行计算；60万级机组以其申购电量提高15%后进行计算。

脱硫系数=1+（10%*上年脱硫设施投运率）

脱硝系数=1+（20%*上年脱硝设施投运率）

除尘系数=1+10%*i。除尘设施经环保部门验收通过的，i=1；未验收通过的，i=0。

超净排放系数=1+10%*i。超净排放设施经环保部门验收的，i=1；未验收通过的，i=0。

参与挂牌交易的发电企业上年脱硫、脱硝设施投运率由

发电企业自行申报，东北能源监管局进行认定。

7.挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

（二）发电企业挂牌交易

1.有交易意向的发电企业向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易执行时段、交易电量和电价。

2.年度及以上挂牌交易每次挂牌不超过3轮，季度及以下挂牌交易每次挂牌不超过2轮。

3.在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起止时间、交易执行时段、交易电量、交易电价、各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量）等信息予以发布。

4.电力用户（售电公司）向交易平台申报申购电量。

5.当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成交；当申购总电量大于需求电量时，按申购电量比例成交。

6.挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

第二十九条 风电企业按照省能源局公布的基础小时数签订基础利用小时电量优先发电合同。超出省能源局公布的基础小时数部分，扣除其它交易电量后作为直接交易电量，可再生能源补贴部分仍执行原有标准，不受交易价格影响。鼓励发电企业采取风火打捆的方式与电力用户进行直接交

易，在热电机组占比高以及存在电网安全约束的地区，由电力调度机构确定风火打捆交易中的风电、火电电量搭配比例。风电企业、火电企业与电力用户签订三方协议，风电实际发电量不足部分由相应火电代发。

第三十条 拥有优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等的发电企业可以参与合同转让交易。

发电企业之间合同电量转让交易应符合节能减排原则。现阶段，在役机组之间合同电量转让交易应经省能源局、东北能源监管局同意后实施。随着市场发展，逐步放开电力用户、售电公司的交易合同电量转让交易。

第三十一条 享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等不得转让。因电网约束产生的合同不得转让。

第三十二条 售电公司应与其代理的电力用户签订委托代理协议，协议中应包括但不限于以下内容：售电公司和电力用户基本信息、各方的权利和义务，用户在电网公司营销系统中户号、计量表计编号及对应的用电性质，委托代理期限，服务费用计算方式，合同变更、转让和终止程序以及违约责任等，电力用户应在协议中明确授权售电公司代理其参与电力交易。协议签订后送电力交易机构进行登记。电力交易机构以委托代理协议及实际交易结果作为对售电公司、电力用户结算的依据。

交易完成并通过安全校核形成交易结果后，售电公司、

电网企业分别与电力用户和发电企业签订三方服务合同，售电公司代理的用户与电网企业的供用电关系不变。售电公司作为市场主体需根据有关规则承担违约责任；售电公司与其代理用户根据协商原则,约定偏差电量和违约费用的计算和交付。

第五章 价格机制

第三十三条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

第三十四条 输配电价按照国家核定的电价标准执行；未核定及已核定输配电价但未覆盖的电压等级电力用户、电能清洁供暖用户，可采取电网购销差价不变的方式。相关政府性基金及附加按国家有关规定执行。

第三十五条 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第三十六条 双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易价格根据双方申报价格确定，也可适时采取统一出清价格机制；挂牌交易价格以挂牌价格结算。

第三十七条 鼓励开展长期双边交易并引入交易双方上下游产品价格联动机制。

第三十八条 集中竞价交易可实行交易价格申报限制，原则上由市场管理委员会提出意见，经省能源局、省物价局、东北能源监管局同意后执行。若不出台新的价格限制，则按前一次的价格限制继续执行。

第三十九条 发电企业因电网约束产生的约束上电量，按当次市场的加权平均价格进行结算；发电企业因保障供热产生的约束上电量，按当次市场最低成交价结算。因价格不对应产生的价差盈余按参与调减电量比例返还发电企业。

第四十条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让不收取输电费和网损。

第四十一条 参与直接交易的电力用户执行现行相关电价政策。其中实行峰谷分时电价的用户，直接交易电量继续执行峰谷电价，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费用。电力用户侧单边执行峰谷电价造成的电网企业损益单独记账，在今后电价调整中统筹考虑。

第六章 交易组织

第一节 交易时序安排

第四十二条 现阶段，吉林省电力中长期交易主要开展年度交易、月度（季度）交易。其中年度交易开展双边交易、集中竞价交易、挂牌交易；月度（季度）开展集中竞价交易。开展年度交易时遵循以下顺序：

（一）确定跨省跨区联络线计划电量。

（二）确定省内优先发电计划。结合电网安全、供需形势、电源结构等，科学安排本地优先发电。首先安排规划内的风电、太阳能等可再生能源保障性收购小时以及可再生能

源调峰机组优先发电，其次按照二类优先发电顺序合理安排煤电等机组优先发电计划。

（三）确定燃煤发电企业基数电量。按照国家发展改革委、国家能源局确定的比例逐年缩减燃煤发电企业基数电量，直至完全取消。

（四）开展年度双边交易。

（五）电力交易机构在年度交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于12月底前将优先发电合同、基数电量合同、年度双边交易、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。

第四十三条 根据省内用电情况，综合考虑负荷增长、新机投产、保障供暖、电网安全约束、联络线计划等边界约束条件进行电力电量平衡，对发电量和发电利用小时数进行预测,确定次年全省发电市场交易空间。年度交易开始前仍未确定优先发电的，可由电网企业参考历史情况测算，预留足够的优先发电空间，确保交易正常进行。

第四十四条 合同转让交易原则上应于合同执行前一月20日前完成。

第四十五条 售电公司代理的全部电力用户区分电压等级、用电类别后打捆进行电量月度分解。

第二节 年度双边交易

第四十六条 根据省内确定的优先发电，在每年年度双

边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第四十七条 每年12月初，电力交易机构应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息，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）次年直接交易电量需求预测；

（三）次年跨省跨区交易电量需求预测（送出地区或区域平台发布）；

（四）次年各机组可发电量上限；

（五）热电机组占比高以及存在电网安全约束的地区开展风火打捆交易的风电、火电电量搭配比例。

第四十八条 市场主体经过双边协商形成年度双边交易的意向协议，并在年度交易闭市前，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当提供月度分解计划，售电公司代理的全部电力用户作为一个整体进行电量的月度分解。

第四十九条 电力交易机构在年度双边交易闭市后第1个工作日将所有双边交易意向提交电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应当在5个工作日之内将校核结果返回电力交易机构。

第五十条 电力交易机构在电力调度机构返回安全校核结果后，于下1个工作日发布年度双边交易结果。

交易结果发布后，由交易平台自动生成交易结果电子确认单，相关市场主体应当在成交结果发布后的1个工作日内，

通过交易平台完成交易结果电子确认单的线上确认，逾期不确认视为无意见处理。相关市场主体完成上述确认工作后，电子确认单即刻生效，其法律效力等同于直接交易合同。相关市场主体对交易结果有异议的，应当在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在当日给予解释。

第三节 年度集中竞价交易

第五十一条 每年12月，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需求预测；

（三）次年集中竞价跨省跨区交易电量需求预测（送出地区或区域平台发布）；

（四）次年各机组剩余可发电量上限。

第五十二条 年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。市场主体对所申报的数据负责。

第五十三条 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5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的下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。

第五十四条 年度挂牌交易参照年度集中竞价交易时序安排，按照第二十八条交易方式执行。

第四节 年度基数电量合同签订

第五十五条 火电企业的优先发电及基数电量、年度双边交易电量、年度集中竞价交易电量、年度挂牌交易电量应优先满足其供热期最小运行方式要求，再安排非供热期发电。

第五十六条 根据燃煤发电企业基数电量安排，在每年12月底前签订次年厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模及分月计划等。

第五节 月度集中竞价交易

第五十七条 每月中下旬，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需求预测；

（三）次月集中竞价跨省跨区交易电量需求预测（送出地区或区域平台发布）；

（四）次月各机组剩余可发电量上限；

（五）次月各机组发电量下限（供热期考虑最小运行方式）。

第五十八条 月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价。市场主体对所申报的数据负责。

第五十九条 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的下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。

第六十条 电力交易机构在月度交易结束后，应当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。

第七章 安全校核与交易执行

第六十一条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易、合同调整和合同电量转让必须通过电力调度机构安全校核。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。

第六十二条 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，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上、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，由电力交易机构予以公布。

第六十三条 电力调度机构在各类市场交易开始前应当按照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，由电力交易机构予以公布。

第六十四条 安全校核应在规定的期限内完成。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。

第六十五条 安全校核未通过时，对于双边协商交易，按申报电量等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按考虑环保系数后的容量比例进行削减。

第六十六条 发电企业存在最小运行方式以及电网约束时产生的超发偏差电量，同比例缩减其他发电企业当次交易电量，用户成交价格不受影响。

第六十七条 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，并在事后向东北能源监管局、省能源局书面报告事件经过。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。

第六十八条 电力交易机构根据各年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果（合同），形成发电企业的月度发电安排，包括优先发电、基数电量和各类交易电量。电力调度机构、电力交易机构应将风电基础利用小时电量和直接交易电量等市场交易电量一并纳入发电企业的发电计划，并将基础利用小时电量和直接交易电量同比例分解到月。在实时调电过程中，电力调度机构按照“三公”要求，每日跟踪各类企业总合同执行率，应保证同类企业总合同执行率基本相当。

第六十九条 电力调度机构负责执行月度发电计划；电力交易机构每日跟踪和公布月度发电计划执行进度情况。市

场主体对月度发电计划执行提出异议时，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。

第八章 合同电量偏差处理

第七十条 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，可以于每月15日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整要求，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。

第七十一条 现阶段，年度中长期合同执行偏差主要通过滚动调整方式处理。滚动调整方式是指，发电侧年度优先发电和基数电量按月滚动调整，用户侧年度合同电量按月滚动调整，即年度合同电量偏差按年度清算。月度交易不予滚动。

第七十二条 售电公司应按照交易结果与其代理的电力用户签订售电合同，并报交易机构备案。

第七十三条 当发用电计划放开到一定比例时，适时在发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式处理合同电量偏差。

第九章 计量和结算

第七十四条 电网企业应当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。

第七十五条 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、

相同精度的主、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。

第七十六条 电网企业应按照电力市场结算要求定期采集（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。

第七十七条 发电企业（包括风电企业）上网合同结算优先顺序为：月度直接交易合同、年度直接交易合同、跨省跨区交易合同、优先发电合同、基数电量合同；电力用户用电量结算优先顺序为：基数电量、月度直接交易合同、年度直接交易合同。

第七十八条 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资金结算。其中，跨省跨区交易原则上由电力用户所在地区电力交易机构向市场主体出具结算依据，在区域交易平台开展的交易由区域电力交易机构向电力用户所在地区电力交易机构出具结算依据；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。

第七十九条 电力用户和发电企业原则上均按照自然月份计量用电量和上网电量，不具备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。不承担电费结算职能的电网企业也不再承担欠费风险，市场主体可自行约定结算方式。

第八十条 市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在 3 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第八十一条 建立合同偏差电量结算机制，合同偏差电量按以下方式处理：

（一）发电企业因自身原因欠交易合同发电的，偏差在5%以内的少发电量，免于支付偏差考核费用；偏差超过 5%的少发电量，对应的电力用户可购买目录电价电量，发电企业需补偿电力用户因此增加的电费。

（二）电力用户超合同用电的，超用部分按国家核定的目录电价向电网企业购买，免于支付偏差考核费用。若发生欠交易合同用电，对应的发电企业按照用户实际用电量结算交易电量；用户欠交易合同偏差在用户全部用电量的 5%以内的少用电量，免于支付偏差考核费用；偏差超过用户全部用电量的 5%的少用电量，按燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价，下同）的 20% 对发电企业进行补偿，按国家核定的输配电价的 10%对电网企业进行补偿。售电公司参照电力用户执行，售电公司代理的电力用户偏差电量以售电公司为整体处理偏差。

（三）因电网企业原因，导致发电企业未能完成交易合同发电量的，偏差超过 5%的少发电量，电网企业按燃煤机组

标杆上网电价的10%对发电企业进行补偿；造成电力用户未能完成交易合同用电量的，偏差超过5%的少用电量，电网企业按国家核定的目录电价的10%对电力用户进行补偿。发电企业、电力用户互不承担赔偿责任。

第八十二条 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网企业承担相关偏差考核费用；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由所有市场主体共同分摊相关费用。

第十章 信息披露

第八十三条 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并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第八十四条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，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、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第八十五条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、电力交易机构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、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第八十六条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，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。

第十一章 市场监管与市场干预

第八十七条 东北能源监管局会同省能源局、省物价局对市场成员执行交易规则、市场运营以及交易全过程进行监管。市场管理委员会可监督市场运营和交易规则执行情况，对违反交易章程、规则的行为提出纠正建议。

第八十八条 东北能源监管局、省能源局、省物价局根据各自职责，对市场成员的下列情况（包括但不限于）实施监管：

（一）市场主体注册情况；

（二）市场主体符合行业政策、能耗指标等情况；

（三）国家标准、行业标准执行情况；

（四）优先购电、优先发电制度落实情况；

（五）电力市场规则执行情况；

（六）电力调度指令执行情况；

（七）电价政策执行情况；

（八）电费结算情况；

（九）电力市场平衡账户收支情况；

（十）市场信息披露和报送情况；

（十一）电力需求侧管理和有序用电方案组织实施情况；

（十二）电力市场相关技术支持系统（含电力调度自动化系统）建设、维护、运营和管理情况；

（十三）其它认为有必要的情况。

第八十九条 市场成员违反本规则的，东北能源监管局可会同有关部门采取监管约谈、监管通报、责令改正、出具警示函、出具监管意见、暂停交易资格等监管措施，并记入诚信档案。对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分或提出处理意见建议。

第九十条 市场主体有下列行为之一的，经核实，由省能源局和东北能源监管局联合发文，予以强制退出：

（一）提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；

（二）无故拖欠直接交易或其它电费一个月及以上的；

（三）无正当理由，不履行已签订的交易合同或协议的；

（四）不服从电网调度命令的；

（五）其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

第九十一条 市场成员互相串通报价，操纵或控制市场

交易，哄抬或打压交易价格的，由省物价局会同东北能源监管局、省能源局依法进行处理。

第九十二条 发生以下情况时，东北能源监管局可会同省能源局，对市场进行强制干预：

（一）发生市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）交易平台发生故障，直接交易无法正常进行时；

（三）其它必要情况。

第九十三条 市场干预的主要手段（包括但不限于）：

（一）改变市场交易时间或暂停市场交易；

（二）调整市场限价；

（三）调整市场交易电量等。

第九十四条 进行市场干预时，东北能源监管局、省能源局可授权电力交易机构向市场主体发布市场干预的原因、范围和持续时间。市场干预期间，交易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，及时向东北能源监管局、省能源局进行报告。

第十二章 附则

第九十五条 本规则由东北能源监管局、省能源局、省物价局负责解释。

第九十六条 原有电力交易（方案）规则与本规则不一致的，按照本规则执行。

第九十七条 本规则自 2018 年 1 月 1 日起施行。