

附件 1

辽宁省电力市场中长期交易衔接实施细则

（试行 5.0 版征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为实现中长期与现货市场的有效衔接，依据相关政策法规制定本细则。

第二条 本细则适用于辽宁电力现货结算试运行及正式运行期间。辽宁电力现货结算试运行期及正式运行期是指辽宁省内现货市场开展日清分并用于实际电费结算的时期。

第二章 交易模式

第一节 交易品种

第三条 根据交易标的物执行周期不同，省内交易交易包括数年、年度、月度（多月）、月内等不同交割周期的电能交易。数年、年度、月度交易应定期开市，条件成熟后连续开市；月内交易按日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度（多月）交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内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。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第四条 省内交易组织开展电力直接交易、绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）、合同转让交易、电网企业代理购电交易等。

第五条 电力直接交易是指发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体等直接开展的电能量交易。

第六条 合同转让交易是指未履行的市场化合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。合同转让交易包括发电侧合同转让交易和用电侧合同转让交易。同一交易单元在同一场交易中只可进行买入或卖出交易，不可同时进行买入和卖出交易。

第七条 绿电交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，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”）。

按照绿电环境价值溯源周期需求将绿电交易分为常规绿电交易和小时级绿电交易，常规绿电交易环境价值以月度为周期进行溯源，小时级绿电交易环境价值以小时为周期进行溯源。

第八条 电网企业代理购电交易是指电网企业代理省内未直接参与电力市场的工商业用户参与市场交易。电网企业通过参与场内集中交易方式（不含滚动撮合交易）代理工商

业用户购电，主要包括挂牌交易方式和集中竞价交易方式。
电网企业代理购电暂不参与双边交易和滚动撮合交易。

（一）挂牌交易方式

电网企业代理购电挂牌时，挂牌电量可按照典型全网负荷曲线分解，或者按照分时段进行挂牌，由市场化发电企业摘牌。挂牌价格按照省价格主管部门有关政策执行。

（二）集中竞价交易方式

电网企业代理购电参与集中竞价交易的，以报量不报价的方式，作为价格接受者参与集中竞价交易出清。

第二节 交易方式

第九条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易。其中，集中交易包括集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易等。

第十条 集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、统一边际出清”。

（一）统一边际出清法

1.购电方报价由高到低排序，形成购电方报价曲线；售电方报价由低到高排序形成售电方报价曲线。

2.当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点

对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

3.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

4.当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。

（二）撮合匹配、统一边际出清法

1.购电方按其分段申报电价从高到低排序，售电方按其分段申报电价从低到高排序。

2.按照双方申报价格的排序，计算购电方与售电方申报电价之间的价差。

3.双方按照价差从大到小的顺序匹配成交，直至价差为零。成交价格为电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格。

4.报价相同时，成交电量为购售方电量较小值，另一方按照等比例原则成交。

（三）集中竞价交易的曲线形成方式、出清方法在交易公告明确。

第十一条 滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，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，电力交易平台依据申报信息进行出清。

（一）滚动撮合交易分为集合竞价阶段和即时撮合阶段。在集合竞价阶段，经营主体允许多次提交和撤回申报信息，申报结束后，交易平台按照“统一边际出清法”出清，集合竞价阶段可进行一轮或多轮申报并出清，集合竞价阶段结束后，未成交电量自动进入即时撮合阶段。

（二）在即时撮合阶段，经营主体可以随时撤回、修改未成交量价信息，也可以新增申报量价信息，交易平台按照价格优先、时间优先等原则即时自动匹配撮合。当买方申报价格大于等于卖方申报价格时允许成交；价格较高的买方申报、或价格较低的卖方申报可以优先成交；当买方或卖方申报价格相同时，申报时间较早的优先成交（申报时间以系统记录时间为准）。成交价格采用成交对中申报时间较早一方的价格，由交易中心即时发布。各个时段的交易结果形成经营主体的成交曲线。

（三）在交易开市前，各经营主体可以通过交易平台查看每个交易标的可交易额度，价格上下限等信息。

（四）滚动撮合交易可按照不同时间周期组织开展，交易标的数量、合同执行周期等在交易公告（日历）中明确。

第十二条 挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者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。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

挂牌交易申报结束后开展集中出清，以挂牌方挂牌价格作为交易出清价格。当摘牌电量大于挂牌电量时，按各主体摘牌电量等比例出清，当摘牌电量小于挂牌电量时，按各主体摘牌电量进行出清。

第十三条 双边交易是指经营主体之间自主协商形成交易电量、电力曲线、交易价格等交易结果的交易方式，由购售双方在规定时间内节点前通过交易平台完成交易申报与确认。

第十四条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第四节 价格机制

第十五条 辽宁省电力市场中长期交易价格由政府价格主管部门确定。月度、月内交易价格上、下限暂参照现货市场出清价格上、下限执行。

第三章 交易组织

第一节 基本要求

第十六条 省内交易由辽宁电力交易中心组织。

第十七条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第十八条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第十九条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。如遇国家法定节假日或特殊事件，交易开闭时间可顺延或者调整，电力交易机构应提前向经营主体公告相关事宜。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应当在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应当在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第二十条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第二十一条 中长期交易结束后，电力交易机构通过辽宁电力交易平台发布中长期交易正式结果。在电力交易平台

提交、确认交易结果（电子交易确认单）视同为电子合同，作为结算依据。

第二十二条 交易机构可根据市场实际情况，选择开展年度合同分月电量调整，在保持合同总电量不变的条件下，市场化合同双方经协商一致，可调整次月至本年度 12 月份的年度合同电量。

第二十三条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。中长期交易申报电量须为 0.001 兆瓦时的整数倍，申报电价精确到 0.001 元/兆瓦时。

第二节 绿色电力交易组织

第二十四条 常规绿电交易和小时级绿电交易分别组织。

第二十五条 可再生能源发电项目参与绿电交易前必须在全国可再生能源信息管理中心完成建档立卡，并完成项目信息匹配，具备核发可交易绿证条件。

第二十六条 绿电交易应当确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可以追踪溯源。

第二十七条 省内绿电交易中暂不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

第二十八条 售电公司每月参与批发市场绿电交易前，应提前与电力用户通过签订零售套餐的方式建立代理服务关系，明确常规绿电或小时级绿电需求并生成相应套餐标识，基于常规绿电或小时级绿电标识参与相应绿电交易。

第二十九条 售电公司代理电力用户参与绿电交易时，在交易申报环节将绿电申报电量全部关联至带绿电套餐标识的代理用户。

第三十条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应当提前与分布式新能源建立聚合服务关系，服务关系确立后，将同一出清节点上的全部分布式新能源项目聚合为一个虚拟电厂聚合单元，作为交易单元参与绿电交易，在绿电交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第三十一条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易前，参照售电公司履约保障凭证缴纳标准，缴纳履约保障凭证。

第三十二条 有绿电交易合同分解调整需求的售电公司或虚拟电厂，经与零售用户或分布式新能源协商一致，在合同执行月前最后一个工作日 12 时前完成与零售用户或分布式新能源的关联电量调整，调整前后保持总量不变。

第三十三条 批发侧合同出清或分解电量调整结束后（以交易公告为准），将虚拟电厂所聚合的分布式新能源按照分配电量由大到小排序，将售电公司所代理的零售用户也按照分配电量由大到小排序。按排序将分布式新能源与零售用户电量依次匹配，以此类推，直至全部电量分配完成。

第三十四条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，可按月或更短周期开展合同

转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第三十五条 绿电交易电能量结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》、辽宁省电力市场结算相关细则执行。

第三十六条 绿电交易环境价值结算优先级按照省内绿电优先于省间绿电（省内绿电交易环境价值次月结算，省间绿电交易环境价值次次月结算），小时级绿电优先于常规绿电的顺序执行，其中，小时级绿电环境价值溯源方式：

（一）发电企业每小时上网电量扣除该时段的机制电量后，按照该时段持有的绿电合同电量占比，计算该时段每一笔绿电合同对应的上网电量；

（二）根据用户每小时用电量及该时段持有的绿电合同电量占比，计算用户该时段每一笔绿电合同对应的用电量；

（三）将每笔小时级绿电合同电量与上述发电企业小时级上网电量、用户小时级用电量，三者取小，作为该笔合同双方小时级绿电交易绿色环境价值结算电量。该时段所有合同三取小后的结果电量对应合同双方，市场主体所持所有合同的累加结果为该主体该天该小时的绿电环境价值结算电量，累计全月每小时的结算电量形成该主体该月绿电环境价值兑现电量。

第三十七条 常规绿电环境价值溯源方式：

（一）根据发电企业当月上网电量扣除月度机制电量

及小时级绿电交易绿色环境价值结算电量后，剩余电量按照当月持有的常规绿电合同电量占比拆分，作为其常规绿电合同对应上网电量；

（二）根据用户当月用电量扣除小时级绿电交易绿色环境价值结算电量后，剩余电量按照当月持有的常规绿电合同电量占比拆分，作为其常规绿电合同对应用电量；

（三）将每笔常规绿电合同电量与上述发电企业上网电量、用户用电量，三者取小后取 1 兆瓦时的整数倍，作为该笔常规绿电交易合同双方绿色环境价值结算电量。

第三节 交易电量限额

第三十八条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息。电力交易前，电力调度机构向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力，电网公司向电力交易机构提供发电企业机制电量规模和比例。

第三十九条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力、电网公司提供的机制电量，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第四十条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申

报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第四十一条 中长期交易电量限额包括月度净合同量约束、月度累计交易量约束、分时净合同电量约束、可申报电量约束、中长期合同缺额约束、市场占有率约束、豁免时长约束等。

第四十二条 月度净合同量约束

（一）月度净合同量是指单个经营主体所交易标的月合同电量的代数和。计算公式如下：

发电侧月度净合同量=累计卖出标的月合同电量-累计买入标的月合同电量；

用电侧月度净合同量=累计买入标的月市场合同电量-累计卖出标的月市场合同电量。

（二）电力交易机构根据电力调度机构提供的可用发电能力折算出各发电交易单元月度可用发电小时数，根据月度可用发电小时数和装机容量确定月度净合同量上限，具体计算方法如下：

发电交易单元月度净合同量上限=交易单元装机容量×月度可用发电小时数

新能源（含分布式电源）交易单元月度净合同量上限=交易单元装机容量×标的月日历天数×24小时×β。β为1扣减机制电量比例计算得到。

虚拟电厂（发电类）交易单元月度净合同量上限
 $=\min\{(\text{交易单元装机容量} \times \text{标的月日历天数} \times 24 \text{ 小时} \times \beta),$
 $(\text{虚拟电厂注册资产总额允许代理电量额度}), (\text{履约担保}$
 $\text{额度允许代理电量额度})\}$ 。 β 为 1 扣减机制电量比例计算
得到。虚拟电厂（发电类）交易单元机制电量比例按其包含
新能源项目机制电量比例加权计算得到，虚拟电厂（发电类）
交易单元月度可用发电小时数根据其聚合的项目月度可用
发电小时数加权计算得到。

独立新型储能交易单元放电侧或充电侧月度净合同量
上限=交易单元装机容量×额定功率最大放/充电时长×标的
月日历天数×日均充放电次数（暂取 2）。

虚拟电厂（储能类）交易单元限额参照独立新型储能执
行。

（三）电力批发用户根据供用电合同容量和月度理论
运行小时数确定净合同量上限。售电公司净合同电量上限需
满足注册资产总额和履约担保额度限制。用电侧月度净合同
量上限计算方法如下：

电力批发用户月度净合同量上限=供用电合同容量×24
小时×标的月日历天数

售电公司月度净合同量上限= $\min\{(\text{代理用户供用电合}$
 $\text{同容量} \times 24 \text{ 小时} \times \text{标的月日历天数}), (\text{售电公司注册资}$

产总额允许代理电量额度），（履约担保额度允许代理电量额度）}

虚拟电厂（负荷类）交易单元限额参照售电公司执行。

（四）电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布经营主体月度净合同量上限。因净合同量上限调整，导致经营主体已持有月度合同量超过月度净合同量上限时，由电力交易机构通知经营主体在规定时间内处理。其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向电力交易机构提出申请。

第四十三条 月度累计交易量约束

（一）月度累计交易量是指单个经营主体买入和卖出标的月合同电量的绝对值之和。具体计算公式如下：

月度累计交易量=累计卖出标的月合同电量+累计买入标的月合同电量；

（二）对经营主体在标的月的累计交易量设置上限。月度累计交易量上限根据月度净合同量上限确定，计算方法如下：

发电侧月度累计交易量上限=发电侧月度净合同量上限
 $\times 2$

用电侧月度累计交易量上限=用电侧月度净合同量上限
 $\times 2$

（三）电力交易机构根据交易开展情况计算发布经营主体月度累计交易量上限。

第四十四条 分时电量约束

发电侧、用电侧各时段净合同量应大于等于零。发电侧任一时段已持有净合同量与申报卖出量之和，不大于其装机容量**对应的电量**，其中核电、新能源、虚拟电厂（发电类）应不大于其装机容量扣减机制电量后的剩余电量；用电侧任一时段已持有净合同量与申报买入量之和，不大于其供电容量**对应的电量**（售电公司为所代理用户供电容量之和），虚拟电厂（负荷类）参照售电公司执行。

独立新型储能任一时段已持有净合同量与申报卖出量（申报买入量）之和，不大于其容量对应电量。

因光伏项目夜间不具备发电能力，不能进行电能量交易，辽宁省光伏可交易时间为 1、2、11、12 月 6:00-17:00，4、5、6、7、8 月 4:00-19:00，3、9、10 月 5:00-18:00。

第四十五条 可申报电量约束

（一）可申报电量约束基本要求：

1.经营主体在交易电量约束范围内参与中长期交易，可申报电量额度按交易标的分别计算。

2.经营主体的可申报电量额度需同时满足月度净合同量约束、月度累计交易量约束、分时电量约束、市场占有率约束；售电公司（虚拟电厂）交易申报电量额度，除满足以上

条件外，还需满足履约担保额度、与注册资本总额相应的年售电量额度要求。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

（二）经营主体中长期交易可申报电量除满足分时电量约束外，还应满足如下条件：

1.发电侧

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他未完成交易中申报卖出的未成交电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他未完成交易中申报买入的未成交电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

2.用电侧

用电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合同量上限}-\text{本交易前持有的月度净合同量}-\text{其他未完成交易中申报买入的未成交电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

用电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易前持有的月度净合同电量}-\text{其他未完成交易中申报卖出的未成交电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

（三）经营主体登录交易平台后可查看其月度净合同量上限、月度累计交易量上限、履约担保额度，当任一项剩余额度不足 10%时，交易机构均给出提醒预警。

第四十六条 中长期缺额约束，暂定燃煤火电当月中长期净合同电量应不低于实际上网电量的 60%。售电公司、虚拟电厂（负荷类）当月中长期净合同电量应不低于其代理用户实际用电量的 60%。

第四十七条 市场占有率约束，同一投资主体（含关联企业）所属或实际控制的售电公司，年度净合同量不超过全省年度批发侧用户净合同总量的 20%。

第四十八条 豁免时长约束，新投运项目未取得电力业务许可证前不得持有标的时间在电力业务许可豁免期外的合同电量。已经取得取得电力业务许可证的不得持有电力业务许可证有效期外的合同电量。

第四十九条 中长期交易电量限额相关参数抽取截止时间为交易组织前一日的 17:00。

第四章 交易校核

第五十条 电力中长期交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第五十一条 交易出清校核的主要内容包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。交易出清校核应满足月度净

合同量约束、月度累计交易量约束、分时净合同电量约束、市场占有率约束、豁免时长约束以及交易优先级等要求。

第五十二条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第五十三条 辽宁省内电力现货运行期间，省内中长期电力交易暂不进行电网安全校核。

第五章 合同管理

第一节 合同签订

第五十四条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签订工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第五十五条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第五十六条 售电公司与电力用户签订零售合同、资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同）均需在电力交易平台以线上签约方式完成。

第五十七条 同一电力用户或分散资源在同一合同周期内只能与一家售电公司或资源聚合类新型经营主体确定零

售（聚合服务）关系，并签订零售（聚合服务）合同，零售（聚合服务）合同期内不能参与标的在合同期内的批发市场交易。

第五十八条 电网企业与承担优先发电责任的发电主体之间要签署省内优先发电合同。

第五十九条 售电公司与电力用户签订零售套餐相关条款按照《辽宁省电力市场管理实施细则》执行，套餐中增加常规绿电或小时级绿电需求标识。

第六十条 绿电交易合同应当明确交易电量、电力曲线、价格（包括电能量价格、绿电环境价格）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源认证服务。

第六十一条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构在1个工作日内预计解释，逾期未提出异议的，视为无异议。

第六十二条 经营主体达成一条新的中长期合同，及时在已有合同基础上进行同日同时段累加或者消减。

第二节 合同要素

第六十三条 中长期合同要素至少应包括交易单元、合同执行周期、合同电量、分解曲线、交易价格和结算参考点等。中长期市场的成交双方不能为同一交易单元。

第六十四条 中长期合同电量的成交价格可以采用交易

起止时间内统一电量价格，也可以采用分时电量价格。

第六十五条 中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点，现阶段，中长期结算参考点统一设置在实时市场统一结算点。待市场成熟后，双边协商交易中，由交易双方自行约定结算参考点；集中竞价、挂牌、滚动撮合等集中交易中，结算参考点设置在实时市场统一结算点。

第六十六条 交易曲线形成。以双边协商方式开展的直接交易，交易双方自行约定交易曲线；集中竞价和滚动撮合交易，采用交易公告给出的典型交易曲线，或者通过分时段交易形成曲线；挂牌交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。省内交易曲线暂以小时为基本单位。

第六十七条 日分时典型交易曲线根据电力调度机构提供的辽宁电网负荷特性制定并于交易前发布，具体以交易公告为准。

第六十八条 成交结果按日分解至 24 小时，再均分至 4 个 15 分钟时段，形成 96 时段合同电量曲线，合同电量为 0.001 兆瓦时整数倍（电量平分时保留小数点后三位，余数累加至最后一个时段），电价为 0.001 元/兆瓦时的整数倍。

第六章 附则

第六十九条 本细则针对辽宁省电力现货市场运行期间，中长期与现货交易衔接做出规定。

附件 1

名称解释

- 1.交易日：除节假日外的周一至周五。
- 2.运行日：为执行日前电能量市场交易计划的自然日。
- 3.交易曲线：一天 24 个时段电量的比例关系曲线。
- 4.交易单元：经营主体等在电力交易平台参与交易的基本单位，分为购方单元和售方单元。同一经营主体，可以在不同品种的交易中担任购方单元、售方单元的不同角色。
- 5.机制电价：纳入新能源可持续发展价格结算机制电量的电价水平。
- 6.机制电量：纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量。
- 7.交易序列：交易序列指的是由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。
- 8.绿色电力：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产生的全部电量。目前辽宁电力市场中参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目。
- 9.新型经营主体：新型经营主体是指具备电力、电量调

节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视为智能微电网。

10.虚拟电厂：基于电力系统架构，运用信息通信、智能控制技术，聚合分布式电源、储能、可调节负荷等分散电力资源，作为独立市场主体参与电网调度、电力市场交易的新型电力运行组织模式。