附件

自治区发展改革委关于组织开展2022年

电力直接交易工作的通知（征求意见稿）

五市发展改革委、宁东管委会经济发展局，国网宁夏电力有限公司、宁夏电力交易中心有限公司、各市场主体：

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，加强电力产供储销体系建设，推进电力市场化改革，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>的通知》（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》（发改办价格〔2021〕809号）《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>》（发改体改规〔2021〕1595号）等相关政策要求，充分发挥市场资源优化配置作用，保障电力安全稳定供应，结合我区电力市场实际，现将2022年电力直接交易相关事项通知如下。

一、交易电量

按照《自治区发展改革委关于核定2022年宁夏优先发电优先购电计划的通知》（宁发改运行〔2021〕XXX号），发电侧除优先发电计划以外电量全部进入市场。自治区重点扶持产业用户基数外电量进入市场；其他用户全部电量通过市场获得。

二、用户准入

**1.**10千伏及以上用户原则上直接参与市场交易，鼓励10千伏以下工商业用户参与市场交易，入市后用户可选择自主或由售电公司代理参与交易，暂无法直接参与市场交易的用户可由电网企业代理购电。

**2.**已直接参与市场交易又退出的用户，默认由电网企业代理购电。已直接参与市场交易的高耗能用户不得退出市场。

**3.**由电网企业代理购电的用户，可在每季度最后15日前选择下一季度起直接参与市场交易，用户应在交易平台进行注册，注册生效后方可参与交易。

三、交易组织

（一）年度电力直接交易

区内符合条件的统调公用煤电企业(不含银东配套电源）、电力直接交易用户和售电公司参与交易，采用双边协商交易方式。

鼓励用户与煤电企业签订年度电力直接交易合同，交易总电量原则上不低于用户前三年平均用电量的70%。

煤电企业与高耗能用户年度交易电量占其年度交易总量比例原则上不高于80%，超出部分等比例核减煤电企业与高耗能用户交易电量。

供热机组应充分考虑供热期“以热定电”最小开机电量，供热期签订足额年度电力直接交易电量。

（二）月度电力直接交易

每月20日组织开展次月月度电力直接交易。

**1.用户与新能源企业交易**

采用集中竞价交易方式，以统一边际价格出清。用户与新能源月度交易规模不超过其近六个月最大月度用电量（自治区重点扶持产业用户先扣除基数电量）的25%。新能源与用户申报价格原则上均不超过基准电价。

**2.用户与煤电企业交易**

采用集中竞价交易方式，以价差对撮合方式出清。按照高耗能用户、非高耗能用户的次序，分别与煤电企业开展两轮集中竞价交易。第一轮由区内统调公用燃煤电厂（不含银东配套电源）参与，第二轮由区内统调燃煤电厂参与。

**3.电网企业代理购电交易**

电网企业代理购电以报量不报价方式参与月度交易，作为价格接受者参与市场出清。代理购电电量由国网宁夏电力有限公司按月预测，电量分为两部分交易：25%电量参与新能源企业集中竞价交易，75%电量参与煤电企业与非高耗能用户集中竞价交易。两部分集中竞价交易未成交电量按照煤电机组剩余容量等比例分摊，交易价格执行当月煤电企业与非高耗能月度集中竞价交易加权平均价。

（三）月中直接交易

每月15日开展月中电力直接交易，当月新增负荷或新入市用户参与交易，按照月度电力直接交易组织时序开展交易。

（四）分时段交易

**1.用户侧**：初期按照峰、平、谷三段曲线申报参与分时段交易，时段划分按照宁夏现行用户侧峰、平、谷时段划分。

其中铁合金、碳化硅、水泥、煤炭开采四大行业用户：峰段：7:00—9:00、17:00—23:00，谷段:9:00—17:00，平段：23:00—7:00（次日）；其他行业用户：峰段8:00-12:00、18:30-22:30，平段6:30-8:00、12:00-18:30，谷段22:30-6:30（次日）。分段交易价格保持一致，分段到户电价按照现行峰、平、谷电价政策执行。适时开展电量分时段考核。

**2.发电侧**：分时段曲线由与之成交的用户侧分时段曲线对应叠加形成，分段交易价格保持一致。现阶段偏差考核暂按现行规则实施总量考核，适时开展电量分段考核。

（五）合同交易

**1.合同置换**

每月18-19日组织开展合同置换交易，参与年度交易的市场主体，可对双方后续月份年度交易合同分月电量、电价进行调整，调整后年度交易合同总量与原年度交易合同总量保持一致。

**2.发电侧合同转让交易**

每月18-19日组织开展次月发电侧合同转让交易；

每月15-20日组织开展本月发电侧合同转让交易；

每月1日组织开展发电侧事后合同转让交易。

**3.用户侧合同转让交易**

每月10-15日组织开展当月用户侧合同转让交易。待购售同期后，适时增加用户侧合同转让交易频次。

**4.合同转让交易原则**

区内煤电（含银东配套电源）合同电量（含优先发电计划）转让交易应首先与区内发电企业开展，与区内发电企业合同转让交易未成交电量，在不影响区内电力供需平衡的情况下，可与区外发电企业开展合同转让交易。

同一合同转让交易期内，市场主体不可同时作为出让方和受让方开展合同转让交易。高耗能用户和非高耗能用户间暂不开展合同转让交易。月度存在超计划电量的煤电企业不允许转出市场化交易电量。适时探索按旬或周开展合同转让交易。

**5、关停发电权交易**

关停燃煤机组（含统调公用煤电机组、依法核准的自备机组）发电权以年度双边、单边集中竞价、挂牌次序组织交易，未成交电量在6月底前开展跨区跨省交易，仍有未成交电量视为自动放弃。

（六）售电公司市场交易规则

**1.**售电公司代理的用户需完成电力市场主体注册，被代理后不再单独参与交易，由售电公司按照交易规则代理参与直接交易。所有市场化用户可自由选择自主交易或由售电公司代理参与交易。

**2.**售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，应通过以下额度的最大值向电力交易机构提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证：1.过去12个月批发市场交易总电量，按标准不低于0.8分/千瓦时；2.过去2个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于5分/千瓦时。

**3.**用户与售电公司按月签订代理合同，并通过交易平台确认代理关系，同一交易周期内一家用户仅可委托一家售电公司代理参与交易，双方代理关系在电力交易平台代理确认后，交易中心不再受理新的代理申请，电力用户全部电量由该售电公司代理。

**4.**代理申请在月度直接交易组织前审核通过的，售电公司可代理用户参与月度直接交易。代理申请在月度直接交易组织至月末前审核通过的，先由电力用户自行参与月度直接交易，再通过划转交易将用户直接交易合同转让至售电公司。代理关系审核通过后次月生效。

**5.**售电公司与电力用户零售代理关系在电力交易平台确认后，即视同不从电网企业购电，电网企业与电力用户的供用电合同中电量、电价等结算相关的条款失效，两者的供用电关系不变，电力用户、售电公司与电网企业应签订三方电费结算补充协议，无需再签订三方合同，电力交易机构将电力用户与售电公司零售服务关系信息统一推送给向电力用户供电的电网企业。

**6.**电力交易机构负责出具售电公司以及零售电力用户等零售侧结算依据，电网企业根据结算依据对零售电力用户进行零售交易资金结算，对售电公司批发、零售价差收益、偏差考核进行资金结算。

**7.**用户选择或更换售电公司时，须将未执行的市场合同电量划转至新更换的售电公司。

四、交易价格机制

（一）煤电企业交易价格浮动范围

煤电企业交易价格在基准电价基础上上下浮动范围原则上均不超过20%，高耗能用户不受上浮20%限制。

（二）煤电价格联动机制

年度电力直接交易价格采用“煤电联动”机制，实现交易价格与电煤价格联动。取4500千卡/千克动力煤价格700元/吨（含税）为基准，每月20日月度电力直接交易组织时，以国能宁夏煤业公司发布的最近一期动力煤调价通知价格作为参考，动力煤价格每下降60元，次月年度长协分月电量交易价格下浮30元/千千瓦时。

（三）电网企业代理购电价格

电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等，下同）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。

电网企业代理的退市市场化交易用户、拥有燃煤发电自备电厂用户、暂未直接参与市场交易的高耗能用户，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

五、偏差处理机制和结算原则

（一）发电侧电量偏差处理机制

上下调月平衡偏差处理机制未启动前，市场化交易合同执行偏差暂按以下原则处理。

**1.煤电企业（含银东配套电源）：**月度交易计划5%以内的负偏差电量免于考核，超出5%的负偏差电量，按基准电价的10%考核。根据电力供需平衡需要，由调度机构调用的煤电（含银东配套电源）超计划电量，电价暂按基准电价结算，其他超计划电量现阶段按基准电价的90%结算。

**2.新能源企业：**月度上网电量除基数和市场以外的电量视为超计划电量，按基准电价的70%结算。月度交易计划20%以内的负偏差电量免于考核，超出20%的负偏差电量，按基准电价的10%考核。

**3.**符合国家产业政策，能耗排放达标，承担政府性基金，单机容量在10万千瓦级以上20万千瓦级以下的自备电厂，余量上网电价参照基准电价结算。全年上网电量不超过其自发自用电量的10%，上网电量结算按照月结年清执行。

（二）用户侧电量偏差处理机制

**1.用户及售电公司：**用户超出交易合同电量视为超计划电量，高耗能用户超计划电量执行基准电价的1.5倍，非高耗能用户超计划电量执行基准电价的1.25倍。月度交易计划5%以内的负偏差电量免于考核，超出5%的负偏差电量，按基准电价的10%考核。

**2.电网企业：**每月10日前宁夏电力营销部将电网企业代理购电用户的实际用电量推送至交易平台，根据非高耗能用户结算规则开展电网企业代理购电电费结算。

（三）结算原则

**1.**结算按照发、用两侧解耦方式。

**2.**发电侧按照基数（银东配套电源按照送山东年度双边、年度基数合同依次优先结算）、绿电交易、外送、区内市场化电量的优先级依次结算，用户侧按照基数、绿电交易、市场化电量的优先级依次结算，所有电量月结月清，不再滚动调整，少发、少用电量不予追补。

**3.**灵绍配套电源所有电量月结月清，优先灵绍配套电源之间开展合同电量转让交易，执行偏差电量结算机制，超计划电量按基准电价结算，欠发电量按当月西北电网保底供电购入电价与欠发合同电价进行价差结算。

**4.**直接交易结算差额资金，超发电量、超用电量价差电费和偏差电量考核电费一并列入平衡账户管理。

六、其他事项

**1.**所有交易组织时间遇节假日适时调整，具体以交易公告为准。

**2.**各市场主体结合历年发、用电实际情况，认真预测2022年发、用电量，做好电力直接交易工作，如有问题，及时反馈。

**3.**本通知相关内容根据国家政策及区内电力市场运行情况适时调整，以往与本通知规定不一致的，以本通知为准。