

京津冀绿色电力市场化交易规则（试行）

第一章 总则

第一条 为推进京津冀地区可再生能源市场化交易的有序开展，进一步规范可再生能源市场化交易工作，确保保障性收购年利用小时数以外的电量能够以市场化的方式实现有效利用，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、《河北省张家口市可再生能源示范区发展规划》（发改高技〔2015〕1714号）、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）、《国家发展改革委 国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号）、《关于推进电能替代的指导意见》（发改能源〔2016〕1054号）、《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《关于印发北方地区清洁供暖价格政策意见的通知》（发改价格〔2017〕1684号）、《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》（发改价格规〔2018〕943号）、《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（发改运行〔2018〕1027号）等相关政策规定和文件精神，制定本规则。

第二条 本规则所称绿色电力市场化交易，主要是指准入的电力用户与并网可再生能源发电企业，对保障性收购年利用小时数以外的电量，通过协商、挂牌等市场化方式进行的中长期电量

交易。

第三条 京津冀绿色电力市场化交易应在保障性收购框架下实施，保障性收购年利用小时数以内的电量按价格主管部门核定的火电燃煤机组标杆上网电价全额结算，保障性收购年利用小时数以外的电量应参与绿色电力交易并以市场交易价格结算，国家和相关补贴仍按相关规定执行。

第四条 京津冀绿色电力交易应按照京津冀地区电网统筹优化和京津唐电网电力电量统一平衡的要求，在国家发展改革委、国家能源局的指导下，坚持安全第一原则，坚持市场化交易原则，促进京津冀可再生能源一体化消纳。

第五条 京津冀绿色电力交易开展初期采用封闭运行模式，待市场平稳运行后，与京津唐电力中长期交易统一组织开展。

第六条 京津冀绿色电力市场化交易由北京电力交易中心牵头会同首都电力交易中心、天津电力交易中心、冀北电力交易中心及河北电力交易中心按照分工开展交易。

第七条 本规则适用于京津冀地区绿色电力市场化交易工作，分布式可再生能源与配电网内电力用户的市场化交易机制，按照有关规则执行。

第八条 本规则是《京津唐电网电力中长期交易暂行规则》的组成部分，试行成熟后，纳入《京津唐电网电力中长期交易暂行规则》执行。

第二章 市场成员

第九条 参与京津冀绿色电力市场化交易的市场成员包括市场主体、市场运营机构和电网企业。市场主体包括接入北京、天津、冀北电网的可再生能源发电企业，北京、天津、冀北及雄安符合准入条件的电力用户和京津冀地区的售电公司。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第十条 电力用户的权利和义务

(一) 按规定进入或退出绿色电力交易市场，签订和履行入市协议；

(二) 按规定参与市场交易或由电网企业、售电公司代理交易，履行交易结果；

(三) 保证交易电量用于申报范围内的生产自用，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

(四) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下按调度机构要求安排用电；

(五) 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定；

(六) 承担交易电量偏差责任，接受相应考核；

(七) 其他政策法规所赋予的权利和义务。

第十一条 可再生能源发电企业的权利和义务

(一) 按规定进入绿色电力交易市场，签订和履行入市协议；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；

（四）对超出保障性收购年利用小时数以外的电量，需通过市场竞争的方式获得发电权；

（五）做好可再生能源功率预测预报工作，确保市场化交易电量预测准确性；

（六）结合历史数据及风资源情况，自愿选择是否参与绿色电力市场化交易，自行承担市场风险；

（七）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（八）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；

（九）其他政策法规所赋予的权利和义务。

第十二条 售电公司的权利和义务

（一）按规定进入或退出绿色电力交易市场，签订和履行入市协议；

（二）按照相关规定代理电力用户开展绿色电力市场化交易；

（三）承担保密义务，不得泄露用户信息；

（四）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定；

（五）其他政策法规所赋予的权利和义务。

第十三条 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）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

（三）负责建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）根据需要代理电力用户参与绿色电力市场化交易；

(五) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务;

(六) 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;

(七) 按规定披露和提供信息;

(八) 其他政策法规所赋予的权利和义务。

第十四条 电力交易机构的权利和义务

(一) 负责京津冀绿色电力交易的组织实施,发布交易结果;

(二) 负责绿色电力交易平台建设与运维;

(三) 负责市场主体注册管理;

(四) 负责提供电力交易结算依据及相关服务;

(五) 监测和分析市场运行情况;

(六) 参与拟订交易规则,配合政府相关部门和能源监管机构对交易规则进行分析评估,提出修改建议;

(七) 按规定披露和发布相关信息;

(八) 经国家能源局华北监管局授权在特定情况下干预市场;

(九) 其他政策法规所赋予的权利和义务。

第十五条 电力调度机构的权利和义务

(一) 负责绿色电力交易的安全校核;

(二) 按照调度规程实施电力调度,负责系统实时平衡,确保电网安全;

(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）合理安排电网运行方式，保障可再生能源企业优先发电；

（五）按规定披露和提供电网运行的相关信息；

（六）其他政策法规所赋予的权利和义务。

第三章 市场准入及退出

第十六条 参与绿色电力市场化交易的电力用户为电采暖用户、冬奥会场馆设施、电能替代用户和高技术企业用户，电力用户类型界定按照地方政府电力管理部门制定的细则执行。

电力用户可自主参与交易或由售电公司以“分表计量、集中打包”的方式代理开展交易。其中，电采暖用户可由电网企业代理，冬奥会场馆设施由北京冬奥组委委托属地省级电网企业代理参与绿色电力交易。

市场开展初期电采暖用户范围原则上仅限张家口地区。

第十七条 电力用户准入条件

进入市场用户应符合国家产业政策，满足绿色发展要求，有利于京津冀地区产业布局、结构调整和优化升级。地方政府电力管理部门结合市场规模和准入条件，以鼓励电采暖用户、冬奥会场馆设施、电能替代用户和高技术企业参与交易的原则，出台辖区内电力用户的具体准入细则，实施准入管理。

第十八条 可再生能源发电企业准入条件

（一）按照风电、太阳能等可再生能源开发利用规划建设、

依法取得电力业务许可证（发电类）；

（二）接入电网、已并网运行的可再生能源发电项目；

（三）符合相关并网技术标准。

第十九条 售电公司的准入条件及管理辦法依照《售电公司准入与退出管理办法》（发改能源〔2016〕2120号）文件要求，由地方政府电力管理部门另行制定。

第二十条 进入绿色电力市场化交易的电力用户应保持相对稳定，不得随意退出市场。

第二十一条 发生以下情况，电力用户、可再生能源发电企业应退出绿色电力交易市场：

（一）企业经营范围发生变化，不符合绿色电力交易市场准入条件的；

（二）违反国家电力或环保政策并受到处罚的；

（三）发生不可抗力，严重影响企业的生产、经营活动的；

（四）拖欠直接交易及其他电费一个月以上的；

（五）依法被撤销、解散，依法宣告倒闭、破产、歇业的；

（六）其他特殊原因。

第二十二条 对于不履行市场义务的市场主体，相关管理部门将责令其退出市场并公示。市场主体进入市场后退出的，原则上3年内不得参与电力市场交易，并由地方政府电力管理部门向社会公示。市场主体退出市场应按有关规定承担相应违约责任。

第四章 交易周期和方式

第二十三条 现阶段主要以年度和月度为周期开展市场化交易，绿色电力交易可采用双边协商和挂牌方式进行。

第二十四条 电采暖用户及国家发展改革委、国家能源局相关文件明确的张家口地区相关行业高新技术企业纳入挂牌交易。电能替代用户、高新技术企业纳入双边协商交易。

第二十五条 所有准入的电力用户原则上需全电量参与市场化交易，其全部用电量按市场规则进行结算，不再执行目录电价。

第二十六条 可再生能源发电企业之间，可以自主进行年度和月度的交易合同电量转让（发电权）。售电公司之间及电力用户之间，暂不开展交易合同电量转让。

第二十七条 合同电量转让（发电权）交易价格为合同电量的出让或者买入价格，由双方协商确定。合同电量转让交易不影响出让方原有合同的价格和结算，京津唐电网网内合同电量转让不额外收取输电费和网损。

第二十八条 双边交易价格为发电侧价格，挂牌交易价格为代理用户的省级电力公司或售电公司提出的挂牌交易发电侧价格。用户侧购电价格由交易价格、国家价格主管部门批复的输配电价、政府性基金及附加组成。如遇国家调整电价，则按照规定进行相应调整。

第二十九条 绿色电力市场化交易输配电价按照国家有关部门的批复执行。发电企业交易结算电量按用户侧实际用电量计

算。

第三十条 直接参与交易和通过电网企业或售电公司代理参与交易的峰谷电价电力用户，继续执行峰谷电价，直接交易电价为平段电价，按现行时段划分及浮动幅度分别计算峰、谷电价。当地政府价格主管部门有相关规定的，按照规定执行。

第三十一条 电网公司代理用户参与交易的，其购电价格与政府定价的正负偏差，均由电网公司承担。

第五章 交易组织

第三十二条 市场开展初期，每年11月1日前由河北省发展改革委根据冀北地区可再生能源规划建设、并网运行实际情况测算次年可再生能源保障性收购年利用小时数（发电量口径），并由河北省发展改革委上报国家能源局批准，确定次年京津唐电网可再生能源保障性收购年利用小时数。待北京、天津可再生能源发电企业参与市场化交易后，京津唐电网可再生能源保障性收购年利用小时数由三地政府相关部门测算并协商一致后上报国家能源局批准。

国家发展改革委、国家能源局相关文件明确的张家口地区风电企业保障性收购年利用小时数以上的电量原则上应全部纳入京津冀绿色电力市场化交易。

第三十三条 电力交易机构依据京津唐电网当年各月份可再生能源发电情况（11、12月可采用预测数据），将次年保障性收购年利用小时数进行月度分解，并依此生成可再生能源发电企

业月度保障性电量，可再生能源包括风电和光伏，月度分解分别计算。

（一）第*i*个月保障性收购利用小时数计算公式如下：

第*i*个月保障性收购利用小时数=（京津唐电网当年第*i*个月可再生能源发电量/京津唐电网当年可再生能源总发电量）×次年保障性收购年利用小时数

（二）可再生能源发电企业第*i*个月保障性收购电量计算公式如下：

可再生能源发电企业第*i*个月保障性收购电量=次年第*i*个月保障性收购利用小时数×可再生能源发电企业装机容量

第三十四条 每年 11 月 20 日前，电力交易机构会同电力调度机构将次年保障性收购年利用小时数月度分解结果和可再生能源发电企业月度保障性电量在交易平台予以发布。年中投产的可再生能源发电企业保障性收购年利用小时数按照其投产后剩余月份计算确定。

第三十五条 国家能源局华北监管局于每年 11 月 25 日前确定次年绿色电力市场供需比。电力交易机构会同电力调度机构根据次年可再生能源发电量预测和保障性收购年利用小时数月度分解结果，按照确定的供需比，于每年 11 月 28 日前确定参与绿色电力交易的用户次年年度交易电量总规模、张家口电采暖用户采暖季预期用电规模和冬奥会场馆设施的预期用电规模。绿色电力市场供需比暂定为 1.2，后续根据市场运行情况每年进行调

整。

第三十六条 北京电力交易中心于每年 11 月 30 日前将扣除张家口电采暖和冬奥会场馆设施用电量后的用户次年年度交易电量规模，按规则分配至北京、天津、冀北和冀南，作为各地交易电量规模上限。在冀北交易电量规模内，对张家口地区的电能替代用户和高新技术企业给予一定倾斜，具体由河北省政府相关部门确定。

第 i 个地区的交易电量规模上限 = $W \cdot P_i / \sum P_i$ ，其中 W 为用户年度交易电量规模， P_i 为 i 地区上一采暖季的平均低谷负荷（调度口径）。初期以雄安（保定）用电负荷为基础依据，测算冀南交易电量规模上限。

条件成熟后，过渡为根据上个月的平均低谷负荷、当月预计增加的低谷负荷、虚报上月增量给予的惩罚容量等因素，按月确定各地参与交易的用户电量规模。

第三十七条 在各类交易开始前，电力调度机构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。

第三十八条 每年 12 月初北京电力交易中心会同各省（市）交易机构开展绿色电力年度双边交易。市场主体达成的次年年度双边交易意向，应于 12 月 20 日前通过交易平台提交电力交易机构。年度交易意向应提供月度分解电量。

第三十九条 每月原则上 15 日开展月度挂牌交易。代理用

户的电网公司或售电公司，可通过交易平台提出挂牌交易申请，包括交易电量和交易发电侧价格。可再生能源发电企业自主申报认购，按照时间先后顺序形成交易意向。

第四十条 每月原则上16日（12月除外）开展月度双边交易，可再生能源发电企业将其与电能替代用户、高新技术企业、售电公司达成的次月双边交易意向，通过交易平台提交电力交易机构。

第四十一条 每月原则上17日（12月除外）开展年度双边交易的次月及后续月份合同电量转让交易，交易标的为已通过安全校核并签订合同的交易电量。交易双方通过交易平台提交电力交易机构。

第四十二条 每月20日前由北京电力交易中心负责将各类交易意向提交华北电力调控分中心进行安全校核。华北电力调控分中心会同相关电力调度机构开展安全校核并在3个工作日内返回安全校核结果。

第四十三条 北京电力交易中心应于安全校核结果返回当日向市场主体发布通过安全校核的交易结果。

第四十四条 参与交易的可再生能源发电企业，以项目期次为报价单元参与交易（以电力交易平台结算单元为准），以同一调度名称场站的注册企业为单元进行结算。

第四十五条 为合理确定参与交易的可再生能源发电企业中标电量，可对参与报价的项目期次申报发电能力设置上限，并

定期调整。

第四十六条 市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布1个工作日内向交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构及时给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布1个工作日内通过技术支持系统返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

第六章 安全校核

第四十七条 京津冀绿色电力交易的安全校核由华北电力调控分中心统一组织，各级电力调度机构按照调度范围及职责界面协同开展工作。

第四十八条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，华北电力调控分中心须出具书面解释，由北京电力交易中心予以公布，并报国家能源局华北监管局备案。

第四十九条 安全校核未通过时，双边协商交易、集中挂牌交易和合同电量转让交易由电力交易机构按时间优先、等比例原则进行削减。

第七章 交易执行

第五十条 电力调度机构应优先安排参与市场交易的可再生能源发电企业发电，保证交易结果的执行。

第五十一条 当电网网架存在断面约束时，该断面下可再生能源发电指标应在满足参与交易可再生能源发电企业发电需求后，剩余发电指标在未参与交易的可再生能源发电企业中按照装机容量分配。

第五十二条 当京津唐电网调峰受限时，电力调度机构应最大限度保证参与交易的可再生能源发电企业发电。可再生能源发电指标在满足参与交易的可再生能源发电企业发电需要后，将剩余发电指标按照装机容量在未参与市场交易的可再生能源发电企业间进行分配。

第五十三条 在发生断面约束和电网调峰受限时优先保障光伏扶贫电站及特许权风电场发电。

第八章 计量与结算

第一节 电能计量

第五十四条 交易电量按照电力用户、可再生能源发电企业与电网企业签订的《供用电合同》《购售电合同》所约定的计量点进行计量。电能计量装置的设置、定期校验、异常处理等技术管理要求，按照电力用户、可再生能源发电企业与电网企业签订的《供用电合同》《购售电合同》的约定执行。

第五十五条 可再生能源发电企业和电力用户原则上均按照自然月份计量上网电量和用电量，不具备条件的可按《购售电合同》《供用电合同》约定，暂保持现有抄表计量方式不变。

第五十六条 市场主体通过电力交易平台接收电量电费结

算凭证，应及时进行核对确认，如有异议应在 1 个工作日内通知电力交易机构，逾期视同没有异议。如因交易平台无法正常访问导致市场主体无法按期核对结算凭证的，可按电力交易机构出具的结算依据进行结算，存在异议的电量电费经核实确认后可在下月一并追退。

第二节 电费结算

第五十七条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，由电网企业组织电费结算，相关市场主体维持现有结算关系不变。

第五十八条 电力交易机构根据月度保障性收购小时数（发电量口径）和装机容量，并计及厂用电等因素后合理确定月度保障性收购上网电量。厂用电率按照上一年度京津唐统调可再生能源总发电量和总上网电量计算，风电、光伏发电分别统计。

第五十九条 可再生能源发电企业月度保障性收购小时数以内的电量按火电标杆上网电价优先结算，超出保障性收购小时数以外的电量均视作市场化交易电量进行结算，年终统一清算。结算次序如下：

- （一）月度保障性收购电量；
- （二）电采暖、冬奥会场馆设施交易电量；
- （三）其他交易电量；
- （四）未参与绿色电力交易的超发电量。

第六十条 若可再生能源发电企业当月实际上网电量少于其月度保障性收购电量与交易合同电量之和，不足部分按当月相

应价格滚动至次月优先执行。电力用户或售电公司当月按交易价格和交易合同电量结算。

第六十一条 若可再生能源发电企业当月实际上网电量超过其月度保障性收购电量与交易合同电量之和，超出部分电量按京津唐电网上一年度双边协商交易电厂侧最低价格结算。

第六十二条 自愿参与市场交易的可再生能源发电企业，未达到保障性收购年利用小时数的，缺额电量不予补偿。

第六十三条 参与市场化交易的可再生能源发电企业，免除其电采暖交易电量调峰服务费用的分摊。

第六十四条 绿色电力市场化交易电量在用户侧只结算电量电费，基本电费按相关规定结算。用户全部电量纳入功率因数考核，考核标准按现行规定执行。

第六十五条 可再生能源发电企业未参与绿色电力交易的超发电量在年终统一进行清算，此部分电量结算造成的差额收益主要返还至所有参与绿色电力交易的可再生能源发电企业，剩余部分可分配给送出可再生能源的电网企业，用于补偿其在可再生能源接网工程的投资。差额收益在可再生能源发电企业和电网企业间的分配比例按年确定。参与绿色电力交易的可再生能源发电企业获得的返还费用按照如下公式计算。

第 i 个可再生能源发电企业获得返还费用计算公式为：

$$R_{\text{返还}}^i = \frac{\alpha \times m_1^i + m_2^i}{\alpha \times m_1 + m_2} \times F_{\text{收益}}$$

其中， $R_{\text{返还}}^i$ 为第 i 个可再生能源发电企业获得返还费用， $F_{\text{收益}}$

为可再生能源发电企业所获得的总收益， m_1^i 为第*i*个可再生能源发电企业参与电采暖挂牌交易总电量， m_2^i 为第*i*个可再生能源发电企业参与双边交易总电量， m_1 为电采暖挂牌交易总电量， m_2 为双边交易总电量。 α 为调节系数，暂定为 2，后续根据市场运行情况由监管机构适时调整。

第九章 电量偏差处理与考核

第六十六条 绿色电力市场年度双边交易的月度分解电量计划，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 20 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，经安全校核后执行。

第六十七条 电采暖市场化交易结算电量，按用户侧实际用电量计算。电采暖用户侧实际用电量低于当月交易合同电量时，发电侧交易结算电量等比例调减；电采暖用户侧实际用电量超出当月交易合同电量时，发电侧次月交易电量等比例调增，调增部分电量次月按电采暖交易成交价格优先执行。

第六十八条 电能替代用户和高新技术企业的月度实际用电量超出当月交易合同电量，交易合同电量按交易电价结算，超出部分电量参照目录电价进行结算。

第六十九条 电能替代用户和高新技术企业因自身原因造成月度实际用电量低于其当月交易合同电量的偏差在 5%（含，下同）以内时，免于考核，交易按交易电价和实际用电量结算。偏差超过 5%时，超出部分电量视为市场化偏差考核电量，向当月参

与交易的可再生能源发电企业按实际上网电量比例支付市场化偏差考核电费，市场化偏差考核电费计算公式如下：

市场化偏差考核电费=市场化偏差考核电量×京津唐电网火电年度双边协商交易发电侧加权平均成交价格×20%。

第十章 附则

第七十条 本规则根据市场运行情况及时修订。

第七十一条 本规则由国家能源局华北监管局负责解释。

第七十二条 本规则自印发之日起施行，原《京津唐电网冀北(张家口可再生能源示范区)可再生能源市场化交易规则(试行)》同时废止。