

# 华北能源监管局关于印发 京津冀绿色电力市场化交易规则及 配套优先调度实施细则的通知

华北监能市场〔2020〕259号

北京电力交易中心有限公司，国网华北分部，国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网河北省电力有限公司、国网冀北电力有限公司，首都、天津、冀北、河北电力交易中心有限公司，有关发电企业、售电公司、电力用户：

为全面贯彻《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）文件精神，落实国家发展改革委、国家能源局工作部署，坚持新发展理念，推动京津冀能源高质量协同发展，我们修订形成《京津冀绿色电力市场化交易规则》，同步制定了《京津冀绿色电力市场化交易优先调度实施细则（试行）》。现印发你们，请认真遵照执行。

执行中如遇重大问题，请及时报告我局。

国家能源局华北监管局

2020年12月30日

# 京津冀绿色电力市场化交易规则

## 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，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、《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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889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，通过双边协商、集中竞价、挂牌等市场化方式进行的中长期电量交易。

第三条 接入京津唐电网的可再生能源发电企业按照自愿的原则参与绿色电力交易。

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。

市场交易价格不低于标杆上网电价的市场交易电量部分，计入保障性收购年利用小时数以内的电量。

**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。

**第六条** 本规则适用于接入京津唐电网的集中式新能源场（站）参与绿色电力市场化交易，分布式可再生能源市场化交易按照有关规则执行。

## **第二章 市场成员**

**第七条** 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。市场主体包括接入京津唐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或代理其参与交易的售电公司。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

**第八条** 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。

#### 第九条 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）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；

（五）结合历史数据及风、光资源情况，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；

（六）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（七）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；

（八）其他政策法规所赋予的权利和义务。

#### 第十条 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。

#### 第十一条 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。

## 第十二条 电力交易机构的权利和义务

- (一) 负责组织实施京津冀绿色电力市场化交易，发布交易结果；
- (二) 负责建设与运维绿色电力交易平台；
- (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。

## 第十三条 电力调度机构的权利和义务

- (一) 负责绿色电力市场化交易的安全校核；
- (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

第十四条 市场准入按地方政府电力管理部门有关规定执行。保障性小时数以上市场化交易电量优先满足张家口电采暖用户和冬奥场馆设施用电需求。其中，电采暖用户须由电网企业代理，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。

第十五条 可再生能源发电企业应依法取得电力业务许可证（发电类）。

第十六条 售电公司的准入条件及管理办法依照国家有关规定要求，由地方政府电力管理部门另行制定。

第十七条 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。无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在该电力用户缴纳输配电价基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2-2 倍执行，具体价格水平以各地价格主管部门印发文件为准。

第十八条 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。

**第十九条** 对于不履行市场义务的市场主体，相关管理部门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单向挂牌、双边协商、集中竞价等方式进行。

**第二十一条** 张家口地区电采暖用户纳入单向挂牌交易；其他用户纳入双边协商和集中竞价交易。

**第二十二条** 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。

**第二十三条** 双边协商交易价格和挂牌交易价格均为发电侧价格。

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，则按照相关规定执行。

**第二十四条** 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规定的，按照相关规定执行。

**第二十五条** 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**

**第二十六条** 在保证全年总量不变的前提下，可再生能源发电企业每月自行申报保障小时数，作为市场结算的依据。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。

**第二十七条** 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。

**第二十八条** 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。

**第二十九条** 月度单向挂牌交易原则上于每月15日开展，单

向挂牌交易仅限于张家口地区电采暖用户。代理用户的电网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。

**第三十条** 月度集中竞价交易原则上于每月16日由北京电力交易中心组织开展，可再生能源发电企业、用户或者代理用户的电网企业（售电公司），在规定时间内，通过交易平台提出交易申请，包括交易电量和交易发电侧价格，一次性集中撮合形成交易意向。

**第三十一条** 月度双边交易原则上每月1日启动（12月除外）开展，交易价格为发电侧价格。可再生能源发电企业将其与用户（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。

月度双边交易在月度集中竞价交易前一工作日结束。

**第三十二条** 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。

**第三十三条** 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。

**第三十四条** 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。

**第三十五条** 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。

**第三十六条** 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**

**第三十七条** 京津冀绿色电力市场化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。

**第三十八条** 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。

**第三十九条** 安全校核未通过时，电采暖单向挂牌交易最后消减，双边协商交易、集中竞价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

第四十条 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。

第四十一条 京津冀绿色电力市场化交易优先调度实施细则另行制定。

## 第八章 计量与结算

### 第一节 电能计量

第四十二条 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。

第四十三条 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。

第四十四条 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

第四十五条 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。

第四十六条 可再生能源发电企业的市场化电量按照对应的合同电价优先结算，交易价格不低于标杆上网电价的市场交易电量部分，同时也计入保障性收购年利用小时数以内的电量。市场化电量以外部分视同保障性收购电量部分。

超过保障性收购年利用小时数和市场交易总和的电量部分，按照市场保障性电价结算。补贴仍按国家相关规定执行。

电力交易机构根据年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确定其年度保障性收购上网电量。

新能源场站厂用电率按照上一年度京津唐电网（张家口可再生能源示范区）并网集中式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。

第四十七条 市场初期，市场保障性结算电价为发电侧本年度京津唐电网年度和月度电力中长期交易的最低交易价格。

第四十八条 参与市场化交易的可再生能源发电企业，若当月实际上网电量少于交易合同电量之和，缺额部分按当月交易价

格滚动至次月优先执行。

除电采暖和冬奥场馆绿电交易外，对于其他市场化交易的缺额部分，按燃煤标杆电价与市场化交易价格的价差与缺额电量计算相关费用，并由发电企业支付电网企业。如存在多笔合同，可按合同电量等比例分匹缺额部分。

电力用户或售电公司按交易价格和实际结算电量进行结算。

**第四十九条** 绿色电力市场化交易电量在用户侧只结算电量电费，基本电费仍按相关规定结算。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。

**第五十条** 可再生能源发电企业市场保障性结算电量部分，按照市场保障性结算电价与标杆上网电价的价差形成差额收益。差额收益主要向参与电采暖交易的发电企业进行返还。

**第五十一条** 差额收益在年终统一进行清算，返还参与清洁供暖市场化交易的发电企业。差额收益返还实施方案在每次分配前另行通知。

## **第九章 电量偏差处理与考核**

**第五十二条** 冬奥场馆和张家口可再生能源示范区电采暖市场化交易结算电量暂不执行偏差结算。其中，用户侧少用电量时，发电厂等比例调减；冬奥场馆多用电量时，发电侧等比例调增，调增部分按当月交易成交价格优先执行；电采暖多用电量部分仍按照目录电价进行结算。除冬奥场馆和张家口可再生能源示范区

电采暖之外的其他市场化交易，用户侧按照《京津唐电网电力中长期交易结算规则（试行）》（华北监能市场〔2020〕250号）相关规定执行，其中调节系数  $U_1$ 、 $U_2$  可根据绿电交易实际情况进行单独设置。

## 第十章 附则

第五十三条 本规则由国家能源局华北监管局负责解释和修订。

第五十四条 本规则自 2021 年 1 月 1 日起施行，有效期两年。原《京津冀绿色电力市场化交易规则（试行）》（华北监能市场〔2018〕497号）同时废止。

# 京津冀绿色电力市场化交易优先调度 实施细则（试行）

## 第一章 总则

第一条 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）文件精神，深化落实绿色发展理念，促进电力市场健康有序发展，依据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）等有关文件，制定本细则。

第二条 各市场成员必须严格遵守本细则的相关要求，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。

第三条 本细则中电力、电量的量纲分别为兆瓦（MW）、兆瓦时（MW·h）。

第四条 本细则由国家能源局华北监管局（以下简称“华北能源监管局”）制定并对执行情况进行监管。

## 第二章 交易执行的前提和条件

第五条 参与交易的新能源场站应满足国家、行业及所在电网关于新能源场站并网运行的相关要求。

第六条 参与交易的新能源场站应完善相关技术支撑系统功



能，具备调度端远程有功控制能力，其有功控制子站应接入调度机构主站闭环运行，满足分钟级指令周期调整的要求。子站系统时钟应与电网调度自动化系统时钟同步。

第七条 参与交易的场站应做好年度电量预测和分解，根据预测情况合理申报市场化交易电量。

### 第三章 安全校核

第八条 交易机构每月月底前向调度机构提供次月无约束交易结果，新能源企业根据自身参与交易情况，每月月底前向调度机构和交易机构提供次月保障性收购小时计划。同一受限断面下风电场（光伏电站）采用统一的保障小时数。调度机构依据新能源发电能力预测、新能源电力输送通道极限等约束对交易电量进行安全校核。

第九条 调度机构进行安全校核后，在 3 个工作日内将安全校核结果反馈交易机构；交易机构收到安全校核结果后，在 2 个工作日内以正式文件形式向调度机构提供有约束交易结果，文件内容为下月风电场和光伏电站名称、月度保障性收购小时数及其市场化交易电量。

### 第四章 交易的执行

第十条 从每月 1 日零时起，调度机构逐日统计各新能源场站的实发电量和利用小时数，并在有功控制调度主站中设定不同类型场站的发电优先级：第一优先级为光伏扶贫电站；第二优先

级为国家政策规定的其他需要优先保障的新能源场站；第三优先级为参与交易的新能源场站；第四优先级为其他所有未参与交易的普通风电场和普通光伏电站。

第十一条 当出现因断面原因导致新能源接纳能力受限时，优先安排第一优先级场站发电，并将断面剩余接纳空间分配给第二优先级场站；如断面仍有剩余接纳空间，再分配给第三优先级的场站，依此类推。在同一优先级内，按照装机容量等比例分摊的原则确定各场站基准出力。

第十二条 对于第三优先级中的新能源场站，每天零时有功控制系统根据各场站的有功出力曲线计算每个场站的实发积分电量，当该电量大于等于场站当月的市场化交易电量时，有功控制系统将其调整到第四优先级。

新能源场站市场化交易电量完成情况和优先级调整情况，每天零时更新并向市场主体发布。

第十三条 对于从第三优先级调整到第四优先级的新能源场站，在确定基准出力时使用折算装机容量。折算装机容量的计算公式为：

$$\text{折算装机容量} = \text{实际装机容量} \times \text{折算系数}$$

其中，折算系数为不小于 1 的数值，在同一断面下的风电场（光伏电站）之间进行折算。对某个风电场（光伏电站），其计算方法为：

折算系数=1+风电场（光伏电站）当月市场化交易电量折算利用小时数/同一断面下所有参与交易的风电场（光伏电站）当月市场化交易电量折算利用小时数之和

式中，风电场（光伏电站）当月市场化交易电量折算利用小时数=风电场（光伏电站）当月市场化交易电量/风电场（光伏电站）装机容量

当本月某一断面下无风电场（光伏电站）参与市场化交易时，折算系数取为 1。

**第十四条** 对于第三优先级中的新能源场站，由于场站上送数据异常原因，影响调度机构的实发电量和利用小时数等信息统计，调整为第四优先级。待场站数据恢复正常且异常数据修正完成后，若该场站仍未完成当月交易电量，恢复为第三优先级。

**第十五条** 当电网因调峰困难发生新能源受限时，调度机构按照不同片区可再生能源利用水平制定优先调度顺序，暂不执行市场化交易优先调度策略，有功控制系统仍逐点累计运行场站的实发电量和利用小时数。条件具备时，开展新能源受限情况下的市场化交易优先调度。

**第十六条** 当未完成市场化交易电量时，交易机构每月初统计上个月未完成交易电量的场站，并将未完成的交易电量累加到本月交易电量中，于每月 1 日前将本月需要调整的场站名称和交易电量以正式文件形式发调度机构。调度机构经安全校核无问题

后，于每月 2 日零时执行调整后的交易电量。

第十七条 在电网发生事故或异常等情况时，调度机构优先确保电网安全稳定运行。

## 第五章 保障措施

第十八条 当新能源场站有功控制子站由于通讯中断、设备异常或故障等原因退出运行或无法正确执行主站下发的指令时，由调度机构通过调度电话下发固定出力指令，并根据实际出力曲线计算该场站的实发电量和利用小时数。

第十九条 当新能源有功控制系统主站因系统异常等原因无法下发出力指令时，由调度机构通过调度电话下发固定出力指令。

第二十条 当新能源有功控制系统主站因数据跳变等原因，无法正确统计新能源场站的发电量时，由调度机构对曲线进行修正，并按照修正后的曲线计算实发电量和利用小时数。

## 第六章 附则

第二十一条 本细则由华北能源监管局负责解释和修订。

第二十二条 本细则自 2021 年 1 月 1 日起施行，有效期两年。





---

抄送：国家发展改革委高技术司，国家能源局新能源司、监管司，  
北京市城市管理委、天津市工业和信息化局、河北省发展改  
革委，张家口市人民政府。

---

华北能源监管局综合处

2020年12月30日印发

---