

北京市城市管理委员会关于 印发北京市 2025 年电力市场化 交易方案、绿色电力交易方案的通知

京管发〔2024〕11 号

北京电力交易中心、国网华北分部、国网北京市电力公司、首都电力交易中心，各有关市场主体：

现将《北京市 2025 年电力市场化交易方案》《北京市 2025 年绿色电力交易方案》印发给你们，请遵照执行。《关于印发北京市 2024 年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知》（京管发〔2023〕16 号）自 2025 年 1 月 1 日起废止。

特此通知。

北京市城市管理委员会

2024 年 12 月 12 日

北京市 2025 年电力市场化交易方案

为贯彻落实国家发展改革委、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)等文件要求,持续做好北京地区电力市场化改革,充分发挥电力中长期交易压舱石、稳定器的作用,稳妥推进北京市 2025 年电力市场化直接交易工作,结合北京市实际,特制定本方案。

一、交易电量规模

2025 年,北京市电力市场化交易总电量规模拟安排 910 亿千瓦时,其中,直接市场交易规模 300 亿千瓦时,电网代理购电规模 610 亿千瓦时。

二、市场参与方式

(一)直接参与市场交易

执行工商业电价的电力用户原则上全部直接参与市场交易(直接向发电企业和售电公司购电,下同)。

选择直接参与市场交易的电力用户,应在首都电力交易中心完成市场注册,电力用户可以供用电合同上的单位名称申请入市,也可以缴费人的单位名称申请入市(需获得供用电合同上的单位

授权,视同供用电合同上的单位入市)。其全部电量均应通过直接参与市场交易购买。鼓励年用电量超过 500 万千瓦时的用户与发电企业开展电力直接交易。

(二)电网代理购电

对暂未直接参与市场交易的电力用户,由国网北京市电力公司代理购电;已直接参与市场交易又退出的电力用户,以用户编号为单位,由国网北京市电力公司代理购电,其用电价格按照国家有关政策文件执行。

由国网北京市电力公司代理购电的工商业用户,可在每月 15 日前,在首都电力交易平台完成注册,选择自下月起直接参与市场交易,国网北京市电力公司代理购电相应终止。首都电力交易中心应将上述变更信息于 2 日内告知国网北京市电力公司。

三、交易组织安排

北京市电力市场化交易工作由北京电力交易中心、首都电力交易中心共同组织开展。

(一)市场成员

1.发电企业

符合华北能源监管局《关于印发〈京津唐电网电力中长期交易规则〉的通知》(华北监能市场〔2020〕221 号)有关要求的发电企业,具体以电力交易中心公告为准。

2.售电公司

在首都电力交易平台注册生效的售电公司。

3. 电力用户

在首都电力交易平台注册生效的电力用户分为批发用户和零售用户,并按照注册类型,分别参与批发市场和零售市场。

4. 电力市场运营机构

包括北京电力交易中心市场交易二部、首都电力交易中心;华北电力调度控制中心、北京电力调度控制中心。

(二) 交易组织具体方式

1. 交易方式

(1)为贯彻落实国家电力市场化改革工作部署,2025年北京市采用双边协商、集中交易等方式开展分时段电力中长期交易。交易周期包含年度、月度、月内等。年度交易按月申报,以双边协商为主,月度、月内交易以集中竞价为主。具体内容按照电力交易中心发布的交易公告执行。电网企业代理购电交易方式按照国家、北京市有关文件规定执行。

(2)合同电量转让交易产生的合同仅限于用户侧批发市场交易结算,北京地区电力市场用户的用电价格中,电能量交易价格成分不包含合同电量转让交易价格。合同电量转让交易结算采用月清月结方式。

2. 交易单元

电力用户:将同一注册用户全部电压等级的用电单元统一打包参与交易。

售电公司:将所代理用户全部电压等级的用电单元统一打包

参与交易。

国网北京市电力公司：将所代理用户全部电压等级的用户编号统一打包参与交易。

3. 安全校核

由国网华北分部电力调度控制中心会同相关电力调度机构协调开展直接交易安全校核工作。

4. 交易结果发布

由北京电力交易中心、首都电力交易中心发布交易结果。交易结果一经电力交易平台发布即作为交易执行依据，交易各方不再签订纸质合同。

四、直接交易价格

燃煤发电市场交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价适用落地省基准价水平，浮动范围原则上均不超过20%。鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价随燃料成本变化合理浮动条款，实行交易价格与煤炭价格挂钩联动，保障能源稳定供应。

（一）时段划分

2025年北京市电力市场化交易分为以下五个时段：

1. 高峰时段：每日10:00—13:00；17:00—22:00；
2. 平段：每日7:00—10:00；13:00—17:00；22:00—23:00；
3. 低谷时段：每日23:00—次日7:00；
4. 夏季尖峰时段：7月—8月每日11:00—13:00、16:00—

17:00;

5. 冬季尖峰时段:1月、12月每日 18:00—21:00。

(二) 交易价格

批发用户的用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加构成;零售用户的用电价格由零售合同电能量价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。其中:

上网电价由市场化交易形成,零售合同电能量价格由售电公司与零售用户签订零售套餐约定。上网环节线损费用、系统运行费用由电网企业按照国家及北京市要求核算并公示,按月由全体工商业用户分摊或分享。

输配电价包括区域电网输配电价和北京电网输配电价。区域电网输配电价按照国家发展改革委《关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕532号)执行。北京电网输配电价按照国家发展改革委《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕526号)、市发展改革委《关于北京电网第三监管周期输配电价等有关事项的通知》(京发改〔2023〕637号)执行。

(三) 分时电价

发电企业直接报总量参与交易,交易价格执行单一报价,尖峰、峰段、平段、谷段各时段电价一致。批发用户、售电公司采用分时段报量、单一报价的模式,按照尖峰、峰段、平段、谷段分别报量,

以总量参与交易。

执行峰谷分时电价政策的用户,继续执行峰谷分时电价政策。具体按照市发展改革委《关于进一步完善本市分时电价机制等有关事项的通知》(京发改规〔2023〕11号)执行。如遇电价政策调整,按新政策执行。

批发用户通过市场化交易形成的上网电价(含区域电网度电输电费用及网损折价)作为平段价格,以此为基准参与峰谷浮动;零售用户按照零售合同电能量价格作为平段价格,以此为基准参与峰谷浮动。上网环节线损费用、北京电网输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加不执行峰谷分时电价。如遇电价政策调整,按照新政策执行。

五、结算方式

2025年北京地区电力市场化交易结算方式按照华北能源监管局现行政策文件执行。电网企业代理购电产生的偏差电量,按国家、北京市相关文件规定执行。如遇政策调整,按照新政策执行。

(一)偏差结算

批发用户、售电公司实际用电量与各类交易合同(购售合同)总电量的差值部分为偏差电量,偏差电量与各类交易合同(购售合同)总电量的比值为偏差率,即 K 。 U_1 、 U_2 为调节系数。

2025年偏差结算按照阶梯方式执行,具体如下:

当 $K \in [-5\%, 5\%]$ 时, $U_1 = 1, U_2 = 1$;

当 $K \in [-15\%, -5\%) \cup (5\%, 15\%]$ 时, $U_1 = 1.1, U_2 = 0.9$;

当 $K \in [-40\%, -15\%) \cup (15\%, 40\%]$ 时, $U_1 = 1.15, U_2 = 0.85$;

当 $K \in [-100\%, -40\%) \cup (40\%, +\infty)$ 时, $U_1 = 1.2, U_2 = 0.8$ 。

后期根据北京市场运行情况,适时调整调节系数并向经营主体发布。电网企业代理购电产生的偏差电量,按照京津唐电网月度竞价出清价格结算。

(二) 偏差资金

2025 年,批发用户、售电公司因合同偏差电量结算引起的偏差资金,原则上在北京地区批发用户、售电公司范围内分摊。具体分摊原则如下:

1. 资金分摊原则

综合考虑偏差电量、偏差率两个维度,按照“谁产生谁分摊、鼓励控制偏差”的原则对偏差结算差额资金进行分摊。各月偏差结算差额资金总额及各经营主体分摊金额按照当月结算数据计算、按月结算。

2. 具体计算方法

(1) 偏差结算差额资金总额

偏差结算差额资金总额指当月批发用户、售电公司支出的电能量合同费用及偏差结算费用总和与北京电网向华北电网支付的直接交易电能量合同费用及偏差结算费用总和之差。

各月偏差结算差额资金总额的计算方式为：

$$M = M_{\text{用户}} - M_{\text{电网}};$$

M 为当月偏差结算差额资金总额；

$M_{\text{用户}}$ 为当月批发用户、售电公司支出的电能量合同费用及偏差结算费用总和；

$M_{\text{电网}}$ 为北京电网向华北电网支付的直接交易电能量合同费用及偏差结算费用总和。

(2) 分摊基数

按照资金分摊原则，根据经营主体的偏差电量和偏差率设定偏差结算差额资金分摊基数，作为各经营主体分摊资金数量的计算条件，计算方法为：

$$\text{当月差额资金总额为正时, } F_i = Q_i \times (1 - X_i)^2;$$

$$\text{当月差额资金总额为负时, } F_i = Q_i \times X_i^2;$$

F_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差结算差额资金分摊基数；

Q_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差电量绝对值；

X_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差率绝对值，即第 i 个批发交易用户当月的偏差电量与合同电量之比的绝对值，合同电量包括年度分月、月度、合同电量转让及绿色电力等各类批发市场合同的电量之和， X_i 大于等于 1 及合同电量为 0 时， X_i 取当月其他偏差率小于 1 的批发交易用户偏差率的最大值。

(3) 分摊资金

各经营主体分摊的偏差结算差额资金等于当月分摊的偏差结算差额资金总额乘以其分摊基数占全部经营主体分摊基数之和的比例,计算方法为:

$$M_i = M \times F_i / F;$$

M_i 为第 i 个批发交易用户当月分摊的偏差结算差额资金;

M 为当月分摊的偏差结算差额资金总额;

F 为全部批发交易用户当月的偏差结算差额资金分摊基数之和。

后续根据市场运行情况,适时调整计算方法。

当经营主体发生电费追退补时,不再对历史差额资金进行还原和分配,纳入追补月份差额资金总额进行统一分配。

(三)偏差免责

偏差免责申请及办理流程依据市城市管理委《关于北京市电力中长期交易偏差电量免责有关工作的通知》(京管发〔2023〕2号)执行。如遇政策调整,按照新政策执行。

六、零售交易

(一)零售代理

1. 零售用户与售电公司绑定代理关系、签订零售套餐,且电量均需通过该售电公司代理(与绿色电力交易代理关系保持一致),双方代理关系以在电力交易平台上生效的零售套餐为依据。零售用户变更代理关系最小周期为月。

2. 合同期内如遇国家出台电价优惠政策,将特定行业纳入执

行居民价格的非居民用户管理时,符合条件的零售用户可选择退市,不执行无理由退市惩罚电价,相应产生的偏差电量纳入偏差免责范围。

(二)零售价格

1. 零售合同的电能量价格在“北京燃煤基准价 $\pm 20\%$ ”范围内形成,零售用户与售电公司结算的电能量价格不包含煤电容量电价。

2. 合同期内如遇国家电价政策调整影响零售交易时,售电公司和零售用户应通过签订补充协议或在合同中增加约束条款等形式落实国家要求。

(三)零售套餐

1. 零售用户、售电公司签订零售市场购售电合同,分别约定绿色电力交易、非绿色电力交易零售套餐,可采用固定价格模式、联动价格模式、比例分成模式来约定零售合同价格,适时增加其他模式零售结算套餐。

2. 绿电零售套餐应分别明确电能量价格和绿色电力环境价值。零售用户的绿色电力环境价值按对应绿电批发合同中绿色电力环境价值结算。双方根据需要可约定绿色电力环境价值补偿条款。

3. 为抵御市场风险,保障购售双方利益,鼓励零售用户、售电公司约定零售价格上下限。

4. 售电公司依据零售用户实际用电量结算零售收入,以平段

电价方式计算零售收入,售电公司售电收益为售电公司零售市场收入减去批发市场支出,售电收益包含售电服务收益,售电服务费不再单列。

(四)偏差结算

1. 售电公司与零售用户可协商确定偏差共担比例。零售用户偏差共担费用总额不超过售电公司批发市场偏差电量多支出的购电费用。零售用户的偏差共担费用,按用户偏差电量绝对值折价后纳入零售合同的电能量价格计算。

2. 零售用户、售电公司每月可协商调整零售合同电量、结算关键参数。

七、信息披露

(一)鼓励售电公司在电力交易平台发布可签约标准套餐及可签约电量,每家售电公司发布的套餐不少于1种。

(二)售电公司、电力用户在参与市场交易前,应按照信息披露基本规则要求完成信息披露。首都电力交易中心向市城市管理委报送披露情况。

(三)按照信息披露基本规则,首都电力交易中心按月披露市场结算总体情况及分类构成情况、零售市场结算均价分布情况等,便于零售用户查询使用。

(四)市场交易清分结果向经营主体公示时,如因公示期为节假日致使经营主体未及时确认,差错电量电费通过追退追补方式订正。

八、相关工作要求

(一)电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系。售电公司不能代理发电企业参加交易。

(二)市场化电力用户(含售电公司、电网代理购电)2025 年度中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%,并通过后续合同签订,保障电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。鼓励经营主体签订一年期以上的电力中长期合同。

(三)参与北京市电力市场化交易的高耗能企业,按照国家有关政策文件执行。

(四)可再生能源电力消纳按照市发展改革委、市城市管理委《关于印发北京可再生能源电力消纳保障工作方案(试行)的通知》(京发改〔2021〕1524 号)相关要求执行。2025 年,北京市承担消纳责任的经营主体年度最低消纳责任权重预期性指标暂定为 26.36%(非水 25.14%),具体消纳责任权重以国家能源局正式发布的约束性指标为准。鼓励承担消纳责任的经营主体通过绿色电力交易、绿证交易等方式完成责任权重。

(五)完成市场注册的售电公司,在规定时间内提交符合要求的履约保函或履约保险后,方可参与市场交易。履约保函或履约保险的开具、管理及执行等按照《北京市电力市场履约保障凭证管理工作指引(试行)》执行。

(六)北京市电力零售市场购售电合同(2025 年示范文本)、北京市市场化直接交易结算指引(2025 年)由首都电力交易中心另

行发布。

(七)按照国家有关要求,严禁在收取电费中加收其他费用。物业公共部位、共用设施和配套设施的运行维护费用等,应通过物业费、租金或公共收益解决,严禁以电费为基数加收服务类费用。

(八)电力用户因计量装置故障等原因产生电量差错,发生于当年账期的电量,按照交易合同、零售套餐等参数计算相关经营主体退补电费,涉及偏差共担费用调整的,在发生退补的经营主体间进行清算。发生于历年账期的电量,按照电力用户对应月份交易电能量结算价格计算,售电公司相关费用不再追溯。

(九)建立零售套餐风险预警机制,首都电力交易中心应做好市场监测,当电力零售套餐价格超过市场平均预期水平时,对相关经营主体进行风险提示,并及时上报市城市管理委。

(十)北京电力交易中心、首都电力交易中心共同做好北京市电力市场交易组织工作,进一步提升服务质量,优化结算、清算等工作流程,积极开展市场成员培训活动,强化交易信息月报制度,并按照相关规则及时向社会以及经营主体做好信息披露。如经营主体存在违约行为,及时做好记录,定期上报市城市管理委。

(十一)各有关交易主体,在交易过程中严格遵守法律法规和有关规则。不得串通报价、哄抬价格、扰乱市场秩序,不能滥用市场支配地位操纵市场价格,拥有售电公司的发电企业,不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额,不得对民营售电公司等各类售电主体和电力大用

户进行区别对待。有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易,不得集中报价。发电侧、售电侧相关经营主体之间不得通过线上、线下等方式在中长期双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。因违反有关规则、扰乱市场秩序等影响交易正常开展的,依法追究相关单位和经营主体的责任。

(十二)北京市 2025 年电力市场化交易按照本方案执行,如遇政策调整,由市城市管理委另行发布。

北京市 2025 年绿色电力交易方案

为贯彻落实碳达峰、碳中和战略部署,加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制,推进本市绿色电力交易工作有序开展,按照国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》(发改办体改〔2022〕821号)、华北能源监管局《关于完善绿电交易机制推动京津唐电网平价新能源项目入市的通知》(华北监能市场〔2023〕46号)以及国家发展改革委、国家能源局《关于印发〈电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章〉的通知》(发改能源〔2024〕1123号)等文件要求,特制定本方案。

一、绿色电力交易定义

绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力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),用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期,参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目,条件成熟时,可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。售电公司、电力用户可通过绿色电力交易平台(以下简称交易平台)购买绿色电力。

二、经营主体

参与本市绿色电力交易的经营主体包括：售电公司、电力用户。

售电公司、电力用户(含批发用户、零售用户)须在交易平台注册生效。批发用户直接与发电企业进行交易购买绿色电力产品，零售用户通过售电公司代理购买绿色电力产品。零售用户与售电公司签订市场化购售电合同结算确认协议，提交首都电力交易中心后，由售电公司代理参加绿色电力交易，并与售电公司保持其他市场电量代理关系不变。

相关经营主体根据自身实际需求，在充分知悉绿色电力市场交易风险前提下，秉承真实、自愿原则参与绿色电力交易。

三、交易方式

2025 年本市绿色电力交易主要包括本市售电公司、电力用户参与京津唐电网绿色电力交易和跨区跨省绿色电力交易。绿色电力交易依托交易平台开展，京津唐电网绿色电力交易方式为双边协商、集中竞价；在参与跨区跨省绿色电力交易时，鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议。

四、交易安排

(一)交易周期

北京电力交易中心会同首都电力交易中心根据经营主体需求及风电、光伏发电企业交易意向，以年(多年)、月(多月)等为周期常态化组织开展绿色电力交易，适时开展月内绿色电力交易。

(二)交易申报

经营主体采用分时段报量、单一报价的模式,以各时段总量参与交易。经营主体申报全时段电量参与交易,分月电量不得超过其月度实际最大可用电能力。

(三)交易价格

绿色电力交易价格由市场化机制形成,应充分体现电能量价格和绿色电力环境价值。用户用电价格由绿色电力交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加构成。绿色电力环境价值可参考国网经营区平价绿证市场上一结算周期(自然月)的平均价格。上网环节线损费用按照电能量价格依据有关政策规则执行,输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加按照国家及北京市有关规定执行。执行峰谷分时电价政策的用户,继续执行峰谷分时电价政策。原则上,绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算,具体按照国家及北京市有关政策规定执行。

五、交易组织

北京市绿色电力交易工作由北京电力交易中心、首都电力交易中心共同组织开展。

(一)京津唐电网绿色电力交易组织流程

1. 需求申报

北京电力交易中心会同首都电力交易中心在交易平台发布交易公告。经营主体按时间规定申报、确认电量(电力)、电价等信息,交易平台出清形成无约束交易结果。

2. 安全校核

北京电力交易中心将无约束交易结果提交相关调度机构安全校核,经安全校核后发布有约束交易结果。

(二)跨区跨省绿色电力交易组织流程

跨区跨省绿色电力交易按照国家相关部门规则文件组织实施。

六、交易结算

绿色电力交易优先结算,月结月清,合同偏差电量不滚动调整。经营主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值。其中,电能量价格结算方式按照华北能源监管局现行政策文件执行,调节系数参照《北京市 2025 年电力市场化交易方案》执行;绿色电力环境价值按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量(以兆瓦时为单位取整数,尾差滚动到次月核算)进行结算。其中,同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约,总用电量低于总合同电量的,该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减;同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的,总上网电量低于总合同电量时,该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

对参与绿色电力交易的电力用户按绿色电力交易结算电量给予每度电 0.02 元的奖励。

七、绿证划转

国家能源局电力业务资质管理中心为新能源发电企业核发绿证,并将有关信息推送至北京电力交易中心,绿证信息计入交易平台发电企业的绿色电力账户;北京电力交易中心依据绿色电力交易结算结果等信息,经发用双方确认后,在交易平台将绿证由发电企业划转至电力用户。

八、相关工作要求

(一)绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明,是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

(二)鼓励电力用户积极参与绿色电力交易,提高可再生能源消费占比,在绿色电力交易各个环节落实优先组织、优先调度、优先结算相关要求。

(三)鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿色电力产品,发挥示范带动作用。支持外商投资企业参与绿证交易和绿色电力交易。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用,稳步提升绿色电力产品消费比例。强化高耗能企业绿色电力消费责任,按要求提升绿色电力消费水平。支持重点企业、园区等高比例消费绿色电力,打造绿色电力企业、绿色电力园区、绿色电力单位。支持城市副中心开展绿色电力、绿证交易,助力高质量发展。

(四)交易公告发布前,应报送市城市管理委。北京电力交易中心、首都电力交易中心应及时组织有意向参与绿色电力交易的经营主体进行交易平台操作培训和政策宣贯。

(五)北京市 2025 年绿电交易按照本方案执行,如遇政策调整,由市城市管理委另行发布。

北京市人民政府公报

北京市人民政府公报