北京市2023年电力市场化交易方案

为贯彻落实国家发展改革委《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）、《关于2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》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2023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

2023年，北京市电力市场化交易总电量规模拟安排826亿千瓦时，其中，直接市场交易规模260亿千瓦时，电网代理购电规模566亿千瓦时。

二、市场参与方式

执行大工业电价（工业电价）、一般工商业电价的电力用户可选择市场直接购电，10千伏及以上工商业用户原则上直接参与市场交易，鼓励其他工商业用户直接从电力市场购电。

已在首都电力交易中心完成市场注册的电力用户可以直接向发电企业或售电公司购电，其全部电量均应通过市场交易购买。支持年用电量超过500万千瓦时的用户与发电企业开展电力直接交易。

对暂未从电力市场直接购电的用户，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，可在每季度最后15日前，在首都电力交易平台完成注册，选择自下一季度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）交易成员

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.直接参与市场交易的电力用户

在首都电力交易平台注册生效的电力用户。

4.国网北京市电力公司及其代理的电力用户

（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，2023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）用户侧合同电量转让交易

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，原则上在同批次电力直接交易前开展。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。合同电量转让交易价格由市场主体在北京地区220千伏落地侧交易达成（不含省内输配电价、政府性基金及附加）。

合同电量转让交易结算采用月清月结方式。已达成年度（有分月结果）或月度（含月内）电力直接交易结果的市场主体方可参加合同电量转让交易。

2.交易单元

电力用户：将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、首都电力交易中心联合发布交易结果。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%。高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。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

2023年北京市电力市场化交易申报分为以下四个时段：

1.高峰时段：每日10:00-15:00、18:00-21:00；

2.平段：每日7:00-10:00、15:00-18:00、21:00-23:00；

3.低谷时段：每日23:00-次日7:00；

4.夏季尖峰时段：7-8月每日11:00-13:00、16:00-17:00。

（二）交易价格

电能量交易价格为通过电力市场直接交易形成的价格。

北京市电力市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成。国网北京市电力公司为保障北京市居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费）、线损电量平均购电价格与当期电网企业平均购电成本相比的新增损益，按月由全体工商业用户分摊或分享。

第三监管周期输配电价执行前，2023年北京电网输配电价暂按照《国家发展改革委关于核定2020-2022年省级电网输配电价的通知》(发改价格规〔2020〕1508号)执行。送出省输电价按有关文件执行。待新的输配电价文件发布后，按相关规定执行。

发电企业直接报总量参与交易，交易价格执行单一报价，峰段、平段、谷段各时段电价一致。电力直接交易批发交易用户（电力用户、售电公司）采用分时段报量、单一报价的模式，按照峰段、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；电能量交易价格作为平段电价，峰谷分时电价浮动比例暂按原目录电价（不含政府性基金及附加）相应类别比价计算，如遇政策调整，按新文件规定执行。

北京电网输配电价、华北电网输电价格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

2023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）调节系数

结合北京市实际，2023年参与直接交易的批发交易用户（电力用户、售电公司）调节系数U1暂定1.05，U2暂定0.95。根据市场交易情况，适时调整。

（二）偏差资金

电力用户、售电公司因合同偏差电量结算引起的偏差资金，原则上在北京地区用户侧市场主体（电力直接交易用户、售电公司）分摊。具体分摊原则根据市场运行情况和偏差资金测算情况另行通知。

（三）偏差免责

偏差免责申请及办理流程依据北京市相关文件执行。

六、零售交易

（一）零售代理

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。

（二）零售套餐

1.零售用户、售电公司签订市场化购售电合同结算补充协议，分别约定绿色电力交易、非绿色电力交易零售结算套餐，可采用固定服务费、价差比例分成、“固定服务费+价差比例分成”模式约定购售电服务价格，绿色电力交易暂按固定服务费模式约定购售电服务价格，适时增加其他模式零售结算套餐。

2.为抵御市场风险，保障购售双方利益，零售用户、售电公司可自行约定购售电服务价格上下限。

3.售电公司依据零售用户实际用电量结算购售电服务费，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。

（三）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相应偏差支出费用。零售用户的偏差共担费用，按用户用电量折价后纳入购售电服务价格上下限计算。

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、相关工作要求

1. 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。
2. 市场化电力用户2023年度中长期合同签约电量应高于上一年度用电量的80%，鼓励市场主体签订一年期以上的电力中长期合同。
3. 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。
4. 可再生能源电力消纳按照《北京市发展和改革委员会 北京市城市管理委员会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。2023年，北京市承担消纳责任的市场主体年度最低消纳责任权重预期性指标为20.1%（非水20.0%），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市场主体通过绿色电力交易、绿证交易等方式完成责任权重。
5. 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。
6. 市场化购售电合同结算补充协议、北京地区2023年市场化直接交易结算指引，由首都电力交易中心另行发布。
7. 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市场主体做好信息披露。如市场主体存在违约行为，及时做好记录，定期上报市城市管理委。
8. 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。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市场主体的责任。