附件4

《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》的解读

1. 背景依据

为持续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）、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）、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）等有关文件要求，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障电力安全稳定供应。同时，鼓励电力用户积极参与绿色电力交易（以下简称绿电交易），提高可再生能源消费占比，在绿电交易各个环节落实优先组织、优先调度、优先结算相关要求。

1. 目标任务

持续深化电力市场建设，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，确保电力系统安全、平稳、绿色和高效运行，营造优质营商环境，推动能源高质量发展。稳妥推进北京市2025年电力市场化交易工作，鼓励电力用户积极参与绿电交易，切实完成北京市2025年重点任务中的绿电交易目标，助力北京市实现碳达峰和碳中和的战略目标。

1. 主要内容

（一）《北京市2025年电力市场化交易方案》

《北京市2025年电力市场化交易方案》（以下简称《市场化交易方案》）全文共分为八部分。其中，第一部分明确了交易电量规模；第二部分明确了市场参与方式；第三部分明确了交易组织安排；第四部分明确了直接交易价格；第五部分明确了结算方式；第六部分明确了零售交易；第七部分明确了信息披露；第八部分明确了相关工作要求。主要内容如下：

1.明确了交易电量规模

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。

2.明确了市场参与方式

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。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。

3.明确了交易价格

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。

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。

4.明确了偏差结算

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。U1、U2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∈[-5%,5%]时,U1=1,U2=1;

当K∈[-15%,-5%）∪（5%,15%]时,U1=1.1,U2=0.9;

当K∈[-40%,-15%）∪（15%,40%]时,U1=1.15,U2=0.85;

当K∈[-100%,-40%）∪（40%,+∞）时,U1=1.2,U2=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。

5.确定了偏差资金分摊方式和具体计算方法

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。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”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。

6.明确了零售价格

零售合同的电能量价格在“北京燃煤基准价±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。

7.明确了信息披露

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。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。

8.明确了相关工作要求

（1）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。

（2）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电交易、绿证交易等方式完成责任权重。

（3）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。

（二）《北京市2025年绿色电力交易方案》

《北京市2025年绿色电力交易方案》（以下简称《绿电交易方案》）全文共分为八部分。其中，第一部分明确了绿电交易定义；第二部分明确了经营主体；第三部分明确了交易方式；第四部分明确了交易安排；第五部分明确了交易组织；第六部分明确了交易结算；第七部分明确了绿证划转；第八部分明确了其他要求。主要内容如下：

1.明确了绿电交易定义

绿电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。售电公司、电力用户可通过绿色电力交易平台购买绿色电力。

2.明确了经营主体

参与2025年本市绿电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。

3.明确了交易方式

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

4.明确了交易安排

2025年绿电交易以年（多年）、月（多月）等为周期常态化组织开展绿电交易，适时开展月内绿电交易。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。

5.明确了交易组织

北京市绿电交易工作分为京津唐电网绿电交易和跨区跨省绿电交易。京津唐电网绿电交易按现有方式继续执行；跨区跨省绿电交易按照国家相关部门规则文件组织实施。

6.明确了交易结算

明确了绿电交易优先结算，月结月清。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；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。

7.明确了绿证划转

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；北京电力交易中心依据绿电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。

8.明确了其他要求

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

（2）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。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。

1. 涉及范围

适用于参与2025年北京市电力市场化交易的经营主体。

1. 注意事项

（一）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。

（二）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电交易、绿证交易等方式完成责任权重。

（三）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。

（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电交易的经营主体进行交易平台操作培训和政策宣贯。

1. 关键词诠释、专业名词解释

（一）偏差率。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。

（二）绿证。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。

1. 惠民利企举措

（一）国网北京市电力公司代理购电的工商业用户注册周期由每偶数月调整为每月开展注册，更好地适应市场需求。

（二）对参与绿电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。

1. 新旧政策差异

（一）工商业用户注册周期变化。为持续扩大工商业用户参与市场化交易规模，有序推动由电网企业代理购电的工商业用户全部进入电力市场，优化调整了工商业注册时间。

新注册周期：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。

原注册周期：由国网北京市电力公司代理购电的工商业用户，可在每偶数月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。

（二）零售套餐模式变化。为满足经营主体灵活选择需求，推动零售套餐更加规范标准。

新零售套餐模式：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。

原零售套餐模式：零售用户、售电公司签订市场化购售电合同结算确认协议，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。

（三）用电价格组成变化。依据北京市发展改革委《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），北京市发展改革委《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）有关规定，明确了北京市电力市场化用户的用电价格组成。

新用电价格组成：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。

原用电价格组成：北京市电力市场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。

其中：上网电价由市场化交易形成。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。

（四）明确零售电价形成范围。按照国家要求，增加了零售合同的价格形成范围，确保零售用户价格落在合理区间。

零售合同的电能量价格在“北京燃煤基准价±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。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。

（五）增加了信息披露内容。进一步满足经营主体信息需求，维护市场经营主体合法权益。

1.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。

2.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。

3.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。

4.市场交易清分结果向经营主体公示时间为1天。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。