北京市电力零售市场购售电合同

（2026 年示范文本）

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司

2026 年 2 月 10 日

合同范本使用说明

一、本合同范本适用于售电公司与零售用户在北京市电力市场开展的电力零售交易及结算，范本明确了双方的权利义务、零售套餐、结算模式以及合同变更解除等条款。

二、本合同范本为北京市电力零售市场标准化合同文本，合同双方不得直接对合同文本进行改动。

三、本合同范本仅支持合同双方约定的电力零售交易结算。若涉及其他需资金结算的增值服务或约定，由合同双方另行签订合同，并自主结算。若双方签订的其他合同与本合同不一致所造成的双方损失或争议，由双方通过协商或司法途径解决。

四、对于上述使用说明的内容，合同双方均已认真阅读、完全理解并同意，合同双方协商一致使用本合同范本，即视为知悉并同意上述使用说明的全部内容。

五、本合同范本由合同双方填写之处，合同双方应根据实际情况填写。如合同双方约定无需填写的，则应注明“无”，若需填写处为空白且合同范本未规定的，则按照“无”处理。

本合同由下列双方签署:

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司

甲、乙双方在此向对方陈述如下:

一、本方为一家依法设立并合法存续的企业（单位），具有法人资格/经法人单位授权，且在首都电力交易中心完成注册，具备电力市场交易资格，有权签署并有能力履行本合同。

二、本方已充分理解有关的电力交易规则，完全清楚电力市场可能存在的风险，认同成交结果，同意按照本合同约定执行，并自愿承担可能存在的后果。

三、本方为签署本合同所需的内部授权程序均已完成，签署本合同的是本方法定代表人或授权代理人。本合同生效后即对合同双方具有法律约束力。

现甲乙双方本着平等、自愿、诚信的原则，就电力零售交易达成以下约定:

第一章 风险提示

1.1 本合同约定的电能量价格**并非用户最终到户电价**（详见合同文本4.4条）。本合同约定的电能量价格不含煤电容量电价，煤电容量电价纳入系统运行费用每月由工商业用户分摊。甲乙双方已充分知悉煤电容量电价相关政策（详见附件一），**2026年煤电容量电价水平较2025年上调，甲乙双方协商一致确认，乙方须将批发市场电能量价格随之下降的空间足额传导至甲方，乙方不得利用信息不对称误导甲方、赚取不当利润，推高甲方用电成本；甲方应重点关注煤电容量电价政策对到户电价的影响，在签订合同前根据市场行情综合评估叠加煤电容量电价等各类费用后的购电成本。**

1.2 本合同双方若与发电企业签订多年PPA购电协议，双方须综合考虑甲方绿电实际需求量，综合衔接多年PPA、年度、月度及月内绿电交易电量占比及价格，统筹约定本合同中所涉及的绿电交易零售价格。

1.3 甲方应参照交易平台披露的批发市场价格参数，合理选择零售结

算模式及价格。对于偏差电量结算，甲方应合理选择“售电公司全担”或“零售用户共担”方式。当选择“零售用户共担”时，乙方须协助甲方合理确定合同电量，不得误导甲方偏离实际需求签署过高或过低的合同电量，赚取不当利润。绿色电力零售合同封顶总价、售电公司收益分享均是有效防范零售价格风险的措施，甲方应认真理解、合理应用。

1.4 **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。**甲乙双方应按照公平自愿原则签订本合同，不得通过签订明显有失市场公平的结算参数损害相关方利益。**

1.5 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。

1.6 **交易中心依据交易平台中的结算参数进行结算，请各经营主体妥善保管各自交易平台账号、密码、数字证书、人脸识别、电子签章等信息，切勿泄露、配合、提供给其他方和相对方使用，并自愿承担未妥善保管及使用导致的一切风险及后果。**

1.7 本合同签订价格均为含税价格。

1.8 对于上述风险提示，合同双方均已认真阅读、完全理解并同意，合同签署即视为知悉并同意上述风险提示的全部内容。

第二章 权利和义务

2.1 甲方的权利

2.1.1 按照国家法律、法规等获取电网企业提供的有关接入和用电服务。

2.1.2 获得乙方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅电能量计量数据。

2.2 甲方的义务

2.2.1 按规定披露和提供信息，向乙方如实提供本合同履约周期的历史用电数据和计量数据等用电信息，以及用电计量点的增减及变更、办理增减容和更名过户等用电业务信息，向乙方提供与履行本合同相关的其他

信息。

2.2.2 按规定按时缴纳电费，包括：电能量电费、输配电费、政府基金附加费等相关费用。

2.2.3 在本合同的交易周期内仅与一家售电公司签订电力零售市场购售电合同，已签订的多年 PPA 协议中关联的售电公司，须与本合同的乙方一致。如需在交易周期内更换售电公司，须同步调整 PPA 协议和电力零售市场购售电合同，保持两者中的售电公司一致。

2.2.4 当甲方退市或更换售电公司时，如已签订的合同未履行完毕，须与乙方协商解除《北京市电力零售市场购售电合同》等，并完成电量及费用清算。

2.3 乙方的权利

获得甲方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅计量电量数据。

2.4 乙方的义务

2.4.1 按照国家有关法律、规定和技术规范，为甲方提供电力交易销售服务，参与批发市场交易并按规定结算。

2.4.2 按规定披露和提供信息，向甲方及时准确宣传解释相关电力市场结算规则、流程等要求，向甲方提供真实准确的有关电力零售套餐交易的相关信息及资料，协助甲方及时签订零售合同、固化零售结算模式，不得提供虚假的或误导性的信息。

2.4.3 当甲方退市或更换售电公司时，以及当乙方因无力提供售电服务或按国家规定的程序强制退出市场时，须处理已签订但未履行或未履行完毕的合同，并完成电量及费用清算。

2.4.4 在本合同交易周期内，甲乙双方协商一致解除本合同的，乙方应配合更换 PPA 协议中的售电公司。

2.4.5 按照国家规定，作为可再生能源电力的消纳责任主体，承担可再生能源电力的消纳责任。

2.5 其他

2.5.1 合同双方权利义务其他未尽事宜，按照国家有关规则要求执行。

第三章 零售套餐交易信息

甲乙双方最小交易周期为月，通过签订零售套餐，对零售交易的合同电量电价（包括常规电力和绿色电力）、偏差电量电价、超额收益分享进行约定。甲乙双方交易周期及电量、电价等参数约定详见本合同附件二。常规电力套餐和绿色电力套餐须选定为同类型套餐。

3.1 常规电力合同电量电价

3.1.1 常规电力电能量价格

A 固定价格套餐：双方约定，常规电力电量 $Q_{常}$ 按照固定价格 $P_{常固}$ 结算，该价格不随市场价格变化。

$$P_{常} = P_{常固}$$

B 联动价格套餐：双方约定，常规电力电量 $Q_{常}$ 按照常规电力基准价格 $P_{常基}$ 叠加浮动价格 $P_{常浮}$ 结算。常规电力基准价格 $P_{常基}$ 可以选择常规电力批发市场合同均价 $P_{常批}$ 作为联动基准，也可以选择签约售电公司的常规电力批发合同均价 $P_{常售}$ 作为联动基准。$P_{常浮}$ 可以为正值、零、负值。当签约售电公司未签订常规电力批发合同时，$P_{常基}$ 默认取值为 $P_{常批}$。

$$P_{常} = P_{常基} + P_{常浮}$$

C 比例分成套餐：双方约定，常规电力电量 $Q_{常}$ 在约定固定价格 $P_{常固}$ 的基础上，将固定价格 $P_{常固}$ 与常规电力批发市场合同均价 $P_{常批}$ 之间的差值，按照约定的分成比例 $K_{常}$ 传导至零售用户。当上述差值为正时，比例 $K_{常享}$ 部分由零售用户分享；差值为负时，比例 $K_{常担}$ 部分由零售用户承担。$K_{常}$（包括 $K_{常享}$、$K_{常担}$）取值范围为 0 至 1。

$$P_{常} = P_{常固} - (P_{常固} - P_{常批}) \times K_{常}$$

3.1.2 常规电力电量

常规电力电量 $Q_{常}$ 为双方约定的合同电量 $Q_{合}$ 与绿色电力电量 $Q_{绿}$ 之差，若未开展绿色电力交易，$Q_{绿}$ 为 0。

$$Q_{常} = Q_{合} - Q_{绿}$$

3.1.3 价格参数

$P_{常批}$ 为履约月北京市全市场常规电力中长期交易批发合同的电能量加权平均价；$P_{常售}$ 为履约月签约售电公司的常规电力中长期交易批发合同的电能量加权平均价；$P_{常批}$、$P_{常售}$ 价格构成中包括年度交易分月合同、月度合

同、月内合同、用户侧合同电量转让交易合同。$P_{常批}$由交易中心在履约月最后一日前在交易平台发布。

3.2 绿色电力合同电量电价

售电公司与零售用户须分别明确绿色电力电能量价格和环境价值。

3.2.1 绿色电力电能量价格

A 固定价格套餐：双方约定，绿色电力电量$Q_{绿}$按照固定价格$P_{绿固}$结算，该价格不随市场价格变化。

$$P_{绿}=P_{绿固}$$

B 联动价格套餐：双方约定，绿色电力电量$Q_{绿}$按照绿色电力基准价格$P_{绿基}$叠加浮动价格$P_{绿浮}$结算。绿色电力基准价格$P_{绿基}$可以选择绿色电力批发市场合同均价$P_{绿批}$作为联动基准，也可以选择签约售电公司的绿色电力批发合同均价$P_{绿售}$作为联动基准。$P_{绿浮}$可以为正值、零、负值。当签约售电公司未签订绿色电力批发合同时，$P_{绿基}$默认取值为$P_{绿批}$。

$$P_{绿}=P_{绿基}+P_{绿浮}$$

C 比例分成套餐：双方约定，绿色电力电量$Q_{绿}$在约定固定价格$P_{绿固}$的基础上，将固定价格$P_{绿固}$与绿色电力批发市场合同均价$P_{绿批}$之间的差值，按照约定的分成比例$K_{绿}$传导至零售用户。当上述差值为正时，比例$K_{绿享}$部分由零售用户分享，差值为负时，比例$K_{绿担}$部分由零售用户承担，$K_{绿}$(包括$K_{绿享}$、$K_{绿担}$)取值范围为 0 至 1。

$$P_{绿}=P_{绿固}-(P_{绿固}-P_{绿批})\times K_{绿}$$

3.2.2 绿色电力电量

绿色电力电量$Q_{绿}$为$Q_{绿需}$与$Q_{绿分}$中的较小值，$Q_{绿需}$为双方约定的绿色电力需求电量，$Q_{绿分}$为售电公司向零售用户关联的绿色电力分配电量。

$$Q_{绿}=\min(Q_{绿需},\ Q_{绿分})$$

3.2.3 绿色电力环境价值

绿色电力零售交易中环境价值$P_{绿环}$按该零售用户对应绿色电力批发合同的环境价值传导形成。绿色电力批发合同与零售合同对应关系由售电公司提交，形成零售用户绿色电力分配电量。零售用户的环境价值结算电量取发电企业对应上网电量（机制外）、零售用户实际用电量、售电公司实际向零售用户关联的绿色电力分配电量三者的最小值。

3.2.4 绿色电力封顶总价

双方须约定绿色电力零售合同封顶总价 $P_{绿封总}$（即电能量价格与环境价值之和的上限），当零售用户按照绿色电力套餐计算的电能量价格与环境价值之和超过 $P_{绿封总}$ 时，零售用户按照绿色电力套餐计算的电能量价格取值为 $P_{绿封总}$ 减去环境价值 $P_{绿环}$。绿色电力零售合同封顶总价 $P_{绿封总}$ 须大于等于绿色电力电能量价格 $P_{绿}$。

3.2.5 价格参数

$P_{绿批}$ 为履约月北京市全市场绿色电力中长期交易批发合同的电能量加权平均价；$P_{绿售}$ 为履约月签约售电公司的绿色电力中长期交易批发合同的电能量加权平均价；$P_{绿批}$、$P_{绿售}$ 价格构成中包括多年 PPA 及年度交易分月合同、月度合同、月内合同，不含环境价值。$P_{绿批}$ 由交易中心在履约月最后一日前在交易平台发布。

3.3 偏差电量电价

3.3.1 零售用户实际用电量与零售合同电量的差值为偏差电量。实际用电量超出合同电量的部分为超用电量，记为正值，少于合同电量的部分为少用电量，记为负值。

3.3.2 零售用户偏差电量结算，可采用“售电公司全担”或“零售用户共担”偏差责任方式。零售用户偏差电量结算时，“售电公司全担”是指售电公司不对零售用户偏差电量进行考核，“零售用户共担”是指售电公司对零售用户偏差电量进行考核。

3.3.3 当选择“售电公司全担”方式时，零售用户超用电量按照常规电力电能量价格 $P_{常}$ 结算，零售用户少用电量按照零售合同实际电能量均价 $P_{合}$ 结算。零售合同实际电能量均价 $P_{合}$ 为常规电力与绿色电力的电能量价格加权平均值。

3.3.4 当选择“零售用户共担”方式时，售电公司与零售用户约定偏差共担价格 $P_{共担}$，$P_{共担}$ 取值范围为 0-5 元/兆瓦时；零售用户超用电量按照 $P_{常}$ 与 $P_{共担}$ 之和结算，少用电量按照 $P_{合}$ 与 $P_{共担}$ 之差结算。售电公司与零售用户可约定允许偏差范围 [-U%, U%]，U 取值应大于等于 5，取整数；对于允许偏差范围内的偏差电量，$P_{共担}$ 取值为零，对于超出允许偏差范围的对应偏差电量，$P_{共担}$ 取值为约定值。

3.3.5 因偏差免责等政策减免售电公司偏差考核费用的，相应零售合同约定的偏差共担价格 $P_{共担}$ 取值为零。

3.4 售电公司收益分享

3.4.1 零售用户向售电公司结算的费用包括电能量电费、绿色电力环境价值费用，其中电能量电费包括常规电力合同电量电费、绿色电力合同电量电费、偏差电量电费。零售用户按零售套餐计算的电能量均价 $P_{计算}$ 为电能量电费除以用电量。

3.4.2 零售用户按零售套餐计算的电能量均价 $P_{计算}$ 在“北京燃煤基准价±20%”范围内形成，上限为 431.76 元/兆瓦时，下限为 287.84 元/兆瓦时，当 $P_{计算}$ 超过上限时，取值为 431.76 元/兆瓦时，当 $P_{计算}$ 低于下限时，取值为 287.84 元/兆瓦时。

3.4.3 当售电公司月度批零价差（Δ）满足 $\Delta > 1.2 \times$（2025 年度市场平均批零价差）时，超额部分金额（$\Delta - 1.2 \times$ 年度平均价差）按照售电公司与零售用户协商确定的比例进行分享，分享比例应大幅向零售用户倾斜。售电公司月度批发购电均价计算时包括合同电费和偏差电费，不包括差额资金。

3.4.4 双方约定收益分享比例 $F_{分享}$，取值可选为 100%、90%、80%，向零售用户分享电价为售电公司超额部分收益折价与 $F_{分享}$ 的乘积。

3.4.5 零售用户向售电公司支付的电能量费用为零售套餐计算的电能量均价 $P_{计算}$ 与向零售用户分享电价 $P_{分享}$ 之差与实际用电量的乘积。

3.4.6 收益分享后的月度零售市场均价、2025 年度市场平均批零价差由交易中心在交易平台发布。

第四章 零售结算

4.1 甲方实际用电量以电网企业抄录并推送至交易中心的电量为准。本合同履行期间，若电能计量点（或营销户号）发生变更，甲方应自主及时完成营销业务系统以及交易平台的信息变更。

4.2 交易中心根据相关交易规则、政府主管部门文件要求及《北京市电力市场化直接交易结算指引（2026 年）》要求，按照甲乙双方协商签订的零售套餐结算参数，按月开展零售市场线上结算并出具结算依据。

4.3 按照北京市 2026 年年度交易方案，零售合同的电能量价格在“北京燃煤基准价 ± 20%”范围内形成，即 287.84 至 431.76 元/兆瓦时之间。零售用户与售电公司按套餐形成的常规电力电能量价格 $P_{常}$ 及 $P_{常固}$，绿色电力电能量价格 $P_{绿}$ 及 $P_{绿固}$，按零售套餐计算的电能量均价 $P_{计算}$ 均应在上述范围内。

4.4 本合同约定的零售价格非用户最终到户价格。甲方（各时段）用电到户价格由电能量价格（以此作为平段价格参与峰谷浮动）、绿色电力环境价值费用、北京电网输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加、新增损益等构成。电能量价格按双方约定的零售结算模式计算得出，为零售用户最终向售电公司支付的电能量价格。

4.5 零售用户峰谷分时浮动、北京电网输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加、新增损益、基本电价、功率因数调整电费等事宜由国网北京市电力公司按照国家和北京市价格主管部门相关文件执行。

4.6 绿色电力零售交易在保证环境价值可追踪溯源的前提下，电能量部分按照“合同电量照付不议、偏差电量偏差结算”开展结算。环境价值按取小原则优先结算，以兆瓦时为单位取整数。

4.7 乙方向甲方关联的绿色电力分配电量应等于本合同约定的绿色电力需求电量 $Q_{绿需}$，当绿色电力分配电量大于绿色电力需求电量时，在结算时乙方向甲方关联的对应电量等比例削减（取整数），直至二者相等。合同双方若与发电企业签订多年 PPA 购电协议，乙方须将相应合同定向等量分配至甲方，不得分配给其他零售用户。

4.8 售电公司依据零售用户实际用电量以平段电价方式计算零售收入。售电公司收益为零售市场收入减去批发市场支出。

第五章 合同生效、变更和解除

5.1 本合同经甲乙双方签订并加盖印章后生效。甲乙双方须将签订的纸质合同提交至交易中心登记备案，并在交易平台完成零售结算参数双方确认、上传本合同扫描件，作为双方建立代理关系的依据。甲乙双方须保证纸质文件、扫描件、平台录入参数一致。交易中心将以本合同为依据进

行零售市场月度结算，如纸质合同和平台录入结算参数两者有差异，交易中心以交易平台录入数据为准开展结算。

5.2 甲乙双方可对本合同中尚未履约月份的零售结算参数进行变更，须在交易平台进行零售结算参数的调整，并同步将变更后的《北京市电力零售交易结算参数变更表（2026 年）》提交至交易中心备案。在未同步完成平台调整、纸质文件备案前，仍按照调整前的合同履行。当甲方更换售电公司时，须重新签订《北京市电力零售市场购售电合同》并完成登记备案，新合同于备案次月生效。

5.3 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门、能源监管机构出台有关规定、规则，导致双方不能正常履行合同约定时，双方依据法律法规妥善解决。

5.4 任何一方发生下列事件，另一方有权在发出书面解除通知后解除本合同：

5.4.1 一方不具备法律法规、电力交易规则确定的参与电力市场的准入条件或退出电力市场。

5.4.2 一方被申请破产、清算或被吊销营业执照。

5.4.3 一方与另一实体联合、合并或将其所有或大部分资产转移给另一实体，而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务。

5.4.4 被行政机关、行政机关授权的单位、司法机关列入不良信用单位。

第六章 违约和赔偿

6.1 任一方违反本合同约定条款视为违约，合同守约方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。

6.2 违约的处理原则：

在本合同履行期限届满前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任，因不可抗力导致的除外。

6.3 违约赔偿：

如发生提交虚假信息、停产、变更、退市等行为，影响企业（单位）

履行合同义务的情形，违约方给守约方造成的一切直接及间接损失，由违约方承担违约赔偿责任。

6.4 违约金计算及支付方式

违约方应向守约方支付违约造成的经济损失，违约金由双方自行结算赔偿。具体如下：无

第七章 争议的解决

7.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请政府相关部门进行调解。协商或调解不成的，按方式一（方式一或方式二）解决：

方式一：双方同意提请北京仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁，仲裁裁决是终局的，对各方均具有法律约束力。

方式二：双方依法提请任意一方所在地人民法院通过民事诉讼程序解决。

第八章 附则

8.1 甲乙双方对交易信息须履行保密义务，不得泄露商业机密。甲乙双方均保证其从另一方取得的所有无法自公开渠道获得的资料和文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料和文件的原提供方书面同意，不得向任何第三方透露该资料和文件的全部或任何部分，但按照法律、法规规定可做出披露的情况除外，政府监管部门、市场交易机构等具备查阅资格的单位除外。

8.2 本合同中保密的条款在本合同解除后仍然有效。

8.3 本合同及其附件构成双方就本合同标的达成的全部内容，应视为构成合同文件不可分割的部分。交易中心按本合同约定的结算模式出具结算依据。

8.4 本合同的订立、效力、解释、履行和争议解决均适用中华人民共和国法律。

8.5 本合同签署页及附件一、附件二须由甲乙双方法定代表人或授权代理人签署并加盖公章或合同专用章后生效，合同正文及附件须加盖骑缝章。合同签订日期以双方中最后一方签署并加盖公章或合同专用章的日期为准。

8.6 本合同一式 三 份，甲、乙双方各执 一 份，报首都电力交易中心备案一份，具有同等法律效力。

（以下无正文，为签署页）

附件一：《煤电容量电价政策知情书》

附件二：《北京市电力零售交易结算参数表（2026 年）》

签署页

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所（盖章）

统一社会信用代码：

121101014007914461

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：

签订日期：2026.2.10

地址：北京市东城区安德路甲 11 号

邮编：100010

联系人：王阳

电话：010-84130300

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司

（盖章）

统一社会信用代码：

91110117567411003B

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：

签订日期：2026.2.10

地址：北京市平谷区大华山镇大华山大街 269 号

邮编：101207

联系人：刘洋

电话：13911501561

附件一：

煤电容量电价政策知情书

零售合同中约定的电能量电价，非用户最终到户电价（详见合同文本 4.4 条）。根据《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）要求，自 2024 年 1 月 1 日起，煤电机组发电价格由单一制电价调整为两部制电价，即“电量电价+容量电价”，其中电量电价通过市场化方式形成，本零售合同中约定的电能量价格即为电量电价，容量电价根据煤电功能转型情况等因素逐步调整，容量电价由全体工商业用户按月分摊，北京地区工商业用户目前统一通过“系统运行费用—煤电容量电费”收取。

零售用户可通过电费账单“系统运行费用—煤电容量电费”中查看各月容量电价实际分摊执行水平，也可通过“网上国网”的“电力市场服务专区-代理购电价格公示”查看，或者通过首都电力交易平台信息披露模块“市场运营—电网代理购电信息—代理购电价格公示表”中“系统运行费用—煤电容量电费折合度电水平”查看。

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所（盖章）

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：潘印凯

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司（盖章）

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：

附件二：

北京市电力零售交易结算参数表（2026年）

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所（盖章）

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司（盖章）

交易周期：2026 年 1 月至 2026 年 12 月　签约日期：2026.2.10

1. 零售套餐价格参数　（单位：元/兆瓦时，保留2位小数）

类别	参数名称		约定取值	取值范围
1.1常规电力电价（必填，ABC三选一）	A固定价格	固定价格$P_{常固}$	无	$287.84 \leqslant P_{常固} \leqslant 431.76$
	B联动价格	基准价格$P_{常基}$	$P_{常批}$	$P_{常批}$或$P_{常售}$
		浮动价格$P_{常浮}$	8.37	$287.84 \leqslant P_{常基}+P_{常浮} \leqslant 431.76$
	C比例分成	固定价格$P_{常固}$	无	$287.84 \leqslant P_{常固} \leqslant 431.76$
		分成比例$K_{常享}$	无	$0 \leqslant K_{常享} \leqslant 1$
		分成比例$K_{常担}$	无	$0 \leqslant K_{常担} \leqslant 1$
1.2绿色电力电价（有绿电需求的必填，ABC三选一，且须与常规电力套餐一致）	A固定价格	固定价格$P_{绿固}$	无	$287.84 \leqslant P_{绿固} \leqslant 431.76$
	B联动价格	基准价格$P_{绿基}$	$P_{绿批}$	$P_{绿批}$或$P_{绿售}$
		浮动价格$P_{绿浮}$	7.77	$287.84 \leqslant P_{绿基}+P_{绿浮} \leqslant 431.76$
	C比例分成	固定价格$P_{绿固}$	无	$287.84 \leqslant P_{绿固} \leqslant 431.76$
		分成比例$K_{绿享}$	无	$0 \leqslant K_{绿享} \leqslant 1$
		分成比例$K_{绿担}$	无	$0 \leqslant K_{绿担} \leqslant 1$
	绿色电力零售合同封顶总价$P_{绿封总}$		411.36	$P_{绿封总}$=电能量价格+环境价值 $P_{绿封总} \geqslant P_{绿}$
1.3偏差电量电价（必填）	售电公司全担偏差责任		是	选择全担填“是” 选择共担填“否”
	零售用户共担偏差责任	偏差共担价格$P_{共担}$	无	$0 \leqslant P_{共担} \leqslant 5$
		偏差允许范围U	无	$-U\% \leqslant$偏差率$\leqslant U\%$ $U \geqslant 5$，（U须填整数）
1.4售电公司收益分享（三选一；必填）	售电公司向零售用户分享比例$F_{分享}$		100%	在100%/90%/80%中三选一

2. 零售套餐电量参数								（单位：兆瓦时）
月份	合同电量 $Q_{合}$	绿电需求 $Q_{绿需}$	月份	合同电量 $Q_{合}$	绿电需求 $Q_{绿需}$	月份	合同电量 $Q_{合}$	绿电需求 $Q_{绿需}$
1月	1.000	1	5月	1.000	1	9月	1.000	1
2月	1.000	1	6月	1.000	1	10月	1.000	1
3月	1.000	1	7月	1.000	1	11月	1.000	1
4月	1.000	1	8月	1.000	1	12月	1.000	1

填写要求：

1、零售套餐价格参数及电量参数由合同双方填写之处，合同双方应根据实际情况填写。如合同双方约定无需填写的，则应注明“无”，若需填写处为空白且合同范本未规定的，则按照“无”处理。

2、零售套餐价格参数中合同电量和常规电力电价必填，若甲方有绿色电力需求，须填写绿电需求电量和绿色电力电价的相关参数。

3、零售套餐电量参数中的合同电量为甲方的全部电量，单位为兆瓦时，保留3位小数。

4、零售套餐电量参数中的绿电需求电量为甲方全部电量中的绿色电力需求部分，绿色需求电量须小于等于合同电量，且大于等于当月已签订的PPA协议电量。绿色电力交易以1兆瓦时为最小交易单位，填写绿电需求电量时应为整数，若绿电需求电量未填写为整数的，则按“取整”处理。

甲方（零售用户）：北京市东城区环境卫生服务中心七所（盖章）

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司（盖章）

法定代表人（负责人）或授权代表（签字）：