

北京市电力零售市场购售电合同

(2025 年示范文本)

甲方（零售用户）：北京会议中心

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司

2025 年 10 月 21 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常规电力交易结算、绿色电力交易结算。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该合同范本，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”或划“—”，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）：北京会议中心

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，乙方应向甲方准确传达，不得利用信息不对称误导甲方，推高甲方用电成本；甲方需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，双方需综合考虑甲方绿电实际需求，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 零售用户应参照交易平台披露的往期批发市场价格参数，合理选择零售结算模式。零售用户偏差共担费用，用于补偿乙方在批发市场承担的偏差费用，零售用户应结合零售价格和偏差情况，合理选择采用“售电

公司全担”或“零售用户共担”模式。零售合同电能量价格上限、绿色电力零售合同封顶总价均是有效防范零售价格风险的措施，零售用户应认真理解、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 保证在被代理周期内不再与其他售电公司签订代理购电协议或市场化购售电合同，已签订的多年 PPA 协议中关联的售电公司，须与本合同生效期内的乙方一致。如需更换售电公司，需同步调整 PPA 和本合同中的售电公司，保持两者一致。

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，需与乙方协商解除《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地有关电力零售套餐交易的相关信息及资料，协助甲方及时签定零售合同、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，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 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 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、电能量价格上下限进行约定。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。

3.1 常规电力合同电量电价

3.1.1 电能量价格

A 固定价格套餐：双方约定合同电量 $Q_{\text{常合}}$ ，按照固定价格 $P_{\text{常固}}$ 结算，该价格不随市场价格变化。

$$P_{\text{常}} = P_{\text{常固}}$$

B 联动价格套餐：双方约定合同电量 $Q_{\text{常合}}$ ，按照常规电力基准价格 $P_{\text{常基}}$ 叠加浮动价格 $P_{\text{常浮}}$ 结算。常规电力基准价格 $P_{\text{常基}}$ 可以选择常规电力批发市场合同均价 $P_{\text{常批}}$ 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 $P_{\text{常售}}$ 作为联动基准。 $P_{\text{常浮}}$ 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， $P_{\text{常基}}$ 默认取值调整为 $P_{\text{常批}}$ 。

$$P_{\text{常}} = P_{\text{常基}} + P_{\text{常浮}}$$

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

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

3.1.2 价格参数

$P_{\text{常批}}$ 为履约月北京市全市场常规电力中长期交易批发合同的加权平均价； $P_{\text{常售}}$ 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； $P_{\text{常批}}$ 、 $P_{\text{常售}}$ 价格构成中包括年度交易分月合同、月度合同、月内合同，不包括合同电量转让交易。 $P_{\text{常批}}$ 、 $P_{\text{常售}}$ 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应分别明确绿色电力电能量价格和环境价值。

3.2.1 电能量价格

D 固定价格套餐：双方约定合同电量 $Q_{\text{绿合}}$ ，按照固定价格 $P_{\text{绿固}}$ 结算，该价格不随市场价格变化。

$$P_{\text{绿}} = P_{\text{绿固}}$$

E 联动价格套餐：双方约定合同电量 $Q_{\text{绿合}}$ ，按照绿色电力基准价格 $P_{\text{绿基}}$ 叠加浮动价格 $P_{\text{绿浮}}$ 结算。绿色电力基准价格 $P_{\text{绿基}}$ 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， $P_{绿基}$ 默认取值调整为 $P_{绿批}$ 。

$$P_{绿} = P_{绿基} + P_{绿浮}$$

F 比例分成套餐：双方约定合同电量 $Q_{绿合}$ ，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 $K_{绿担}$ 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 环境价值及补偿

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、零售用户实际用电量与零售用户绿色电力分配电量的最小值。

当零售用户环境价值结算电量与双方约定的绿色电力合同电量 $Q_{绿合}$ 出现差值时，售电公司与零售用户可采用“互相不补偿”或“互相补偿”方式进行结算。若采用“互相补偿”方式，按照双方约定的环境价值补偿价格 $P_{绿补}$ 计算环境价值补偿费用。 $P_{绿补}$ 参考范围为 0-20 元/兆瓦时。

当零售用户实际用电量小于双方约定的绿色电力合同电量 $Q_{绿合}$ 时，零售用户需对偏差部分按照环境价值补偿价格 $P_{绿补}$ 向售电公司进行补偿。当发电企业对应上网电量、零售用户绿色电力分配电量小于双方约定的绿色电力合同电量 $Q_{绿合}$ 时，售电公司需按偏差量较大值以环境价值补偿价格 $P_{绿补}$ 向零售用户进行补偿。

3.2.3 绿色电力封顶总价

售电公司和零售用户根据需要，可自愿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 $P_{\text{绿封总}}$ 须大于等于绿色电力电能量价格 $P_{\text{绿}}$ 。

3.2.4 价格参数

$P_{\text{绿批}}$ 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； $P_{\text{绿售}}$ 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； $P_{\text{绿批}}$ 、 $P_{\text{绿售}}$ 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。 $P_{\text{绿批}}$ 、 $P_{\text{绿售}}$ 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（含常规电力和绿色电力）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。

3.3.3 当选择“售电公司全担”方式时，零售用户偏差电量按照零售合同电量均价进行结算。当选择“零售用户共担”方式时，零售用户偏差电量按照零售偏差电价结算。零售合同电量均价，为零售合同常规电力与绿色电力合同电量的电能量价格加权平均值。零售偏差价格由合同电量均价叠加偏差共担折价形成。

3.3.4 当选择“零售用户共担”方式时，零售用户承担比例为 $G_{\text{共担}}$ ，售电公司承担比例为 $1-G_{\text{共担}}$ ， $G_{\text{共担}}$ 取值范围为 0 至 1。

3.3.5 当零售用户的偏差电量为正值时， $P_{\text{共担}}$ 记为正值，当偏差电量为负值时， $P_{\text{共担}}$ 记为负值。零售用户偏差共担折价 $P_{\text{共担}}$ 计算方式如下：

$$P_{\text{共担}} = \text{售电公司所代理全部零售用户偏差共担费用总额} \div \text{所代理全部零售用户偏差电量绝对值之和} \times G_{\text{共担}}$$

3.3.7 零售用户承担的偏差共担费用，用于补偿售电公司在批发市场承担的偏差考核费用。售电公司所代理全部零售用户偏差共担费用总额不超过该售电公司批发市场相应偏差支出费用。售电公司所代理全部零售用户偏差共担费用总额计算方法详见《北京市电力直接交易结算指引（2025 年）》。

3.3.8 因偏差免责等政策减免售电公司偏差考核费用的，相应零售用

户偏差电量电价同步调整。

3.4 电能量价格上下限

3.4.1 零售用户向售电公司结算的费用包括电能量电费、绿色电力环境价值及补偿费用，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。其中零售用户按零售套餐计算的电能量均价 $P_{\text{计算}}$ 为电能量电费除以用电量。

3.4.2 为抵御市场风险，保障市场平稳运行，鼓励零售用户、售电公司约定零售合同的电能量价格上下限 $P_{\text{上限}}$ 及 $P_{\text{下限}}$ 。

3.4.3 当零售用户按零售套餐计算的电能量均价 $P_{\text{计算}}$ 高于上限价格 $P_{\text{上限}}$ 时，按照上限价格 $P_{\text{上限}}$ 执行，当电能量均价 $P_{\text{计算}}$ 低于下限价格 $P_{\text{下限}}$ 时，按照下限价格 $P_{\text{下限}}$ 执行。

第四章 零售结算

4.1 甲方实际用电量以电网企业按约定的抄表周期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《北京市电力直接交易结算指引》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 2025 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 $\pm 20\%$ ”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 $P_{\text{常}}$ 及 $P_{\text{常固}}$ ，绿色电力电能量价格 $P_{\text{绿}}$ 及 $P_{\text{绿固}}$ ，零售合同电能量价格上下限 $P_{\text{上限}}$ 、 $P_{\text{下限}}$ ，按零售套餐计算的电能量均价 $P_{\text{计算}}$ 均应在上述范围内。例如，当零售用户与售电公司约定 $P_{\text{上限}}$ 时，零售用户最终向售电公司支付的电能量价格 P 为 $P_{\text{计算}}$ 、 $P_{\text{上限}}$ 、431.76 元/兆瓦时三者的最小值；若未约定 $P_{\text{上限}}$ ，零售用户最终向售电公司支付的电能量价格 P 为 $P_{\text{计算}}$ 、431.76 元/兆瓦时两者的较小值。

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）、绿色电力环境价值及补偿费用、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P。

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“照付不议、偏差结算”开展结算，环境价值按取小原则优先结算。环境价值及补偿均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合同电量，当绿色电力分配电量大于绿色电力合同电量时，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结算零售收入，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公章后生效。甲乙双方需将签订的纸质合同提交至交易中心登记备案，并在交易平台录入零售结算参数、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《北京市电力零售结算参数变更表（2025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。

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，该违约金由双方自行结算赔偿。违约金计算标准按照本合同附件二违约赔偿条款执行。

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，按本合同附件二争议解决条款约定的方式解决（二选一）：

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：任何一方依法提请原告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应履行保密义务，不得泄露商业机密。甲乙双方均应保证其从另一方取得的所有无法自公开渠道获得的资料 and 文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方书面同意，不得向任何第三方透露该资料 and 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，合同正文及附件需加盖骑缝章。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 本合同一式叁份，甲、乙双方各执一份，报交易中心备案一份，具有同等法律效力。

（以下无正文，为签署页）

签署页

甲方（零售用户）：

北京会议中心

（盖章）

法定代表人（负责人）或

授权代表（签字）：王建国

签订日期：2015年10月21日

地址：北京市朝阳区来广营西路88号

邮编：

联系人：孙建国

电话：13611289765

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）：牛建民

签订日期：2015年10月21日

地址：亦庄地盛北街2号院9号楼

邮编：

联系人：宁波

电话：13521376666

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，其中电量电价通过市场化方式形成，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。本合同双方约定的电能量价格均为电量电价部分，不包含煤电容量电价。

零售用户可通过 2024 年电费账单“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）：



（签字 + 盖章）

乙方（售电公司）：国网（北京）综合能源服务有限公司

（签字 + 盖章）

